

【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30年6月27日
【事業年度】	第74期 (自 平成29年1月1日 至 平成29年12月31日)
【会 社 名】	エンデサ (ENDESA,S.A.)
【代表者の役職氏名】	マリア・アランザズ・ロペス・アラッタ(管理統括責任者) (María Aránzazu López Arrate, 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】	東京都千代田区大手町一丁目1番2号大手門タワー 西村あさひ法律事務所
【電話番号】	(03)6250－6200
【事務連絡者氏名】	弁護士 近 内 淳 弁護士 淀 澤 圭 二 郎 弁護士 山 本 峻 暢
【連絡場所】	東京都千代田区大手町一丁目1番2号大手門タワー 西村あさひ法律事務所
【電話番号】	(03)6250－6200
【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UFJ銀行の公表する2018年4月2日現在の対顧客電信直物相場仲値である1ユーロ＝130.95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UFJ銀行の公表する2018年4月2日現在の対顧客電信直物相場仲値である1米ドル＝106.30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。)。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。

- ・ 株主が現物出資した目的物の評価額を検討すること
- ・ すべての株式が払込済となるよう確保すること
- ・ 株式の公募発行による増資計画を立案すること
- ・ 株主総会を招集すること
- ・ 株主に情報を提供すること
- ・ 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
- ・ 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、公益法人として認可された会社に関連した契約の延長および継続の可能性に関する監査活動を制限する法律の規定のもとに、最初の監査が実行される日から計算して3年以上9年以内)によって監査されなければならない。

(ワ) 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

2017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。

- a) 異なる産業および商業分野を含む電力事業
- b) 一次エネルギーの全種類の開発
- c) 産業サービスならびに、特に電気通信、水およびガスサービスの供給(当社の目的に含まれる事業分野のこれらの予備的または補完的なサービスを含む。)
- d) 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

常務取締役とは、当社といかなる法的関係があるかにかかわらず、当社またはグループ会社において経営機能を遂行するすべての者を指す。

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、持株数はかかる量に届かないが、株主としての地位により指名された取締役または前述の基準を満たす株主を代理する、すべての取締役。

c) 独立外部取締役

独立外部取締役とは、個性および専門的資質をもとに指名され、当社、当グループ、および当社の大株主または役員との関係にかかわらず職務を遂行することができる取締役を指す。

d) その他の外部取締役

常務取締役ではなく、株主に指名された取締役または独立取締役とみなされる要件を満たさないすべての取締役。

(ニ) 利益分配請求権および残余財産分配請求権

法律または定款によって設けられた要件が満たされた時点で、会計上の純資産が株主資本より少なくなない、または分配の結果としてそのようにならない場合、配当は事業年度の収入または自由に利用可能な準備金によってのみ株主に分配される。過去の事業年度からの損失(かかる純資産が株主資本の量を下回る原因となる)があった場合、利益はこれらの損失と相殺される。

株主総会は配当の分配を宣言する決議の中で支払の時期と形式を決定する。株主総会で別段の決定がなされない限り、配当は決議の日以降当社の登録された事務所で支払われる。

エンデサの清算に際して、株主は当社の清算時の持分の分配に対する権利を有する。

(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

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および出席カードを所有する株主が、株主総会に出席することができる。出席カードは、会計記録を処理する機関によって発行され、株主総会における委任状を獲得するための書類として株主に使用される。前述の事項は、関連ある責任者または構成員たる各法人によって登録された会計の記録に従い発行された事実証明書に関わらず解釈される。

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。

株主は、定款第8条に規定される無議決権株式を除き、所有または代理する株1つにつき1票の権利を持つ。

出席権および議決権のある株主は、株主総会規則の定めならびに取締役会が規定したかかる規則を補足および施行する規範に従い、議題に関する提案について郵送または電磁的通信手段により、議決権を行使することができる。

上記の定めは、株主の電磁的通信その他遠隔通信手段によってなされた、株主総会に関する代理権の付与についても適用する。

株主自ら株主総会に出席した場合、郵送または電磁的方法による議決権の行使は、無効とする。さらに、株主自らまたはその代理人が株主総会に出席した場合、電磁的通信その他株主総会規則で予定する遠隔通信手段を通じて付与された代理権による代理は、無効とする。

(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、取引をエネルギー・観光・デジタル情報省へ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、エネルギー・観光・デジタル情報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、エネルギー・観光・デジタル情報省が、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・ハ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・ハ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、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・産業・競争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、普通株式の買取、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、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、4%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、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。適用される税率は、譲受人の居住地である地域による。

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19%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2018年6月27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権されており、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】

2017年および2016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2017年および2016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。2017年および2016年12月31日に終了した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日に終了した事業年度

	2013年 修正後		2014年		2015年		2016年		2017年	
	IFRS		IFRS		IFRS		IFRS		IFRS	
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	21,515	2,817,389	21,512	2,816,996	20,299	2,658,154	18,979	2,485,300	20,057	2,626,464
営業総利益	3,216	421,135	3,090	404,636	3,039	397,957	3,432	449,420	3,542	463,825
税引前利益	1,572	205,853	1,239	162,247	1,391	182,151	1,710	223,925	1,900	248,805
継続事業の年度税 引後利益	1,176	153,997	943	123,486	1,090	142,736	1,412	184,901	1,473	192,889
非継続事業の年度 税引後利益	1,767	231,389	3,045	398,743	-	-	-	-	-	-
親会社の年度利益	1,879	246,055	3,337	436,980	1,086	142,212	1,411	184,770	1,463	191,580
株主へ分配された 配当金	1,588	207,949	15,410(1)	2,017,940	1,086	142,212	1,411	184,770	1,463	191,580
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。

12月31日時点

	2013年 修正後		2014年		2015年		2016年(1)		2017年	
	IFRS		IFRS		IFRS		IFRS		IFRS	
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	31,591	4,136,841	21,104	2,763,569	20,815	2,725,724	21,891	2,866,626	21,727	2,845,151
総資産	55,957	7,327,569	30,696	4,019,641	29,245	3,829,633	30,960(1)	4,054,736	31,037	4,064,295
非流動有利子ロー ンおよび借入金	7,437	973,875	6,083	796,569	4,680	612,846	4,223	553,002	4,414	578,013
非支配持分合計	6,241	817,259	(1)	(131)	3	393	136	17,809	137	17,940
親会社持分	20,521	2,687,225	8,576	1,123,027	9,036	1,183,264	8,952	1,172,264	9,096	1,191,121

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.4を参照のこと。

表示された期間におけるエンデサ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。

2013年、2014年、2015年、2016年および2017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。

スペインGAAP

12月31日に終了した事業年度

損益計算書データ	2013年		2014年		2015年		2016年		2017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	2,561	335,363	8,443	1,105,611	1,660	217,377	1,807	236,627	1,763	230,865
営業総利益	2,196	287,566	7,809	1,022,589	1,219	159,628	1,495	195,770	1,603	209,913
税引前利益	1,896	248,281	11,523	1,508,937	1,037	135,795	1,337	175,080	1,487	194,723
純利益	1,935	253,388	11,589	1,517,580	1,135	148,628	1,419	185,818	1,491	195,246
株主へ分配された 配当金	1,588	207,949	15,410 (1)	2,017,940	1,086	142,212	1,411	184,770	1,463	191,580
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。

スペインGAAP

12月31日時点

貸借対照表データ	2013年		2014年		2015年		2016年		2017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	4	524	4	524	3	393	2	262	1	131
総資産	21,796	2,854,186	15,514	2,031,558	15,423	2,019,642	15,379	2,013,880	15,400	2,016,630
非流動有利子ロー ンおよび借入金	7,512	983,696	6,358	832,580	5,929	776,403	4,928	645,322	4,955	648,857
持分	11,074	1,450,140	7,635	999,803	7,957	1,041,969	7,961	1,042,493	8,044	1,053,362

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.(Encasur)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9月、ENEL, S.p.A.(以下「ENEL」ということがある。)に対しViesgoが譲渡された。2002年1月、最終的にViesgoがENELに売却された。

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。

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(イタリア、フランス、ポーランドおよびトルコの発電所)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年末に、エンデサはENDESA Irelandの持分100%の売却の手続を開始し、その結果2012年10月の売上となった。

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」ということがある。)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。かかる事業を受けてエンデサはENDESA Cogeneración y Renovables, S.L.(ECyR)(現ENEL Green Power España, S.L.U.)の支配を手放した。)(「第3 事業の状況 1 業績等の概要 (3) 経営成績 ENEL Green Power España, S.L.U.の取得」を参照のこと。)

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、2010年12月13日、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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%を同ファンドに売却した。

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.(その後ENEL Iberoamérica, S.L.U.となり、現在はENEL Iberia, S.L.U.(以下「EI」ということがある。))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ENEL Energy Europe, S.L.U.(現EI)との間で締結した。かかる売却は2011年7月に完了した。

2012年2月29日、エンデサはGas Natural SDG, S.A.からのマドリッド地域の約224,000のガスの顧客およびその他関連した契約のポートフォリオの購入を完了した。この取引は、それぞれ天然ガスおよび電気をマドリッド地域のいくつもの地区および自治体へ供給しているGEM Suministro de Gas 3, S.L.U.およびGEM Suministro de Gas Sur 3, S.L.U.の持分の100%の取得ならびに後に続くENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Energía XXI, S.L.U.への合併を含む。

2015年11月1日、エンデサは、後に続くENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Energía XXI, S.L.U.による買収のために、Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.およびMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.の株式の100%の取得を通じて、スペインにおける天然ガス供給事業の住宅部門を取得するため、Galp Energía España, S.A.およびPetrogal Sucursal en Españaと契約を締結した。

2016年7月27日、エンデサの完全子会社であるENDESA Generación S.A.U.は、ENEL Green Power International B.V.からENEL Green Power España, S.L.U.の持分の60%を取得したが、以前までENEL Green Power España, S.L.U.の持分を40%保有していた。ENEL Green Power España, S.L.U.は、直接にまたは自己が支配する会社を通じて、スペインにおいて再生可能エネルギー源を利用した発電を行っている。

2016年7月28日、エンデサは、Eléctrica del Ebro, S.A.の株式をすべて取得した。Eléctrica del Ebro, S.A.はTarragona地方で配電および電力販売を行っており、Hospitalet-Vandellós、Delta del EbroおよびAmpostaに渡る地域でおよそ20,000人の顧客を有している。この取得を通じて、エンデサは配電事業を強化する。

2016年12月29日、完全子会社である投資先のENDESA Servicios, S.L.U.(現ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.)を通して、エンデサおよびEIはシステムおよびテレコミュニケーション事業の割当の契約を作成した。これによりエンデサは事業活動の範囲でシステムおよびテレコミュニケーション事業をEIから購入した。当該譲渡の効力発生日は2017年1月1日更新予定となる。契約で規定された購入価格は246百万ユーロで、契約の署名日(2016年12月29日)に支払われた。当該取引は、当該事業の実施の影響を受ける物、人材および第三者との契約の移転を伴った。

2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は、送配電ならびに水力および電力量計の貸与および測定を事業に含む Eléctrica de Jafre, S.A.の出資持分の52.54%を取得した。ENDESA Red, S.A.U.は以前は当該企業の47.46%を保有していた。この取引の結果、エンデサはEléctrica de Jafre, S.A.の完全な支配によって重要な影響力を持つようになり、そのためその配電事業を強化することとなった。

2017年5月17日および2017年7月26日に行われた施設の競売の結果、エンデサは、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)を通じて、それぞれ540メガワットの風力発電施設および339メガワットの太陽光発電施設を落札し、およそ870百万ユーロを落札された施設の建築に投資することを想定し、既に2017年12月31日時点で7百万ユーロが使用された。

2017年12月28日、エンデサは、Nueva Marina Real Estate, S.L.の株式資本における60%の持分を売却し、当該取引は本連損益計算書における9百万ユーロの税引前利益を創出した。

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.(現ENEL Américas, S.A.)の子会社を通して行われていた。ENEL Américas, S.A.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。

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。

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を通じ、エンデサの発行済株式の92.063%を保有していた。

2014年、EIはエンデサ株式に関して公募(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株式資本におけるEIを通じての持分は70.144%であった。

公募において取得した40株毎に追加1株の権利を付与する当該公募の小売りトランシェに有利なオプションに基づき(ただし、かかる取得した株式は公募の決済日から最低12か月保有されていること。)、EIを通じてENELグループにより保有されるエンデサの割合は、2014年12月31日現在の70.144%から2015年12月31日現在の70.101%まで落ちた。かかる日付において、エンデサの株式資本の10%超を保有する株主は他にいなかった。

2017年および2016年12月31日時点において、ENELグループはEIを通じてエンデサ株式資本の70.101%を保有していた。かかる日付において、エンデサの株式資本の10%超を保有する株主は他にいなかった。

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。

企業体の位置付け

事業の主要分野

エンデサは、1944年11月18日に設立され、その登記上の事務所はマドリッド市リベラ・デル・ロイラ60に所在する。

エンデサの企業目的は、そのすべての様々な産業および商業地域における電力事業、あらゆる種類の一次エネルギー資源の開発、産業サービスまたは事業の主要分野(特にガス事業)に関連するサービスの提供ならびに企業目的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。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標を構成する活動を遂行する。

エンデサの事業目的は、主にスペイン事業分類インデックス(スペイン語の頭文字で「CNAE」)のセクションE、大分類40、細分類40.10に分類されている。

エンデサおよびその子会社は、主としてスペインおよびポルトガルの市場において、電力事業およびガス事業を遂行している。エンデサはまた、より少ない程度で、その他の欧州市場において電力およびガスならびにその主要事業に関連するその他の付加価値のある商品およびサービス(VAPSまたはスペイン語では「PSVAs」)を供給している。

組織は、生産、供給および配給活動に分かれており、それぞれに電力および(一定の場合には)ガス活動が含まれる。

エンデサの子会社により遂行される事業分野を考慮すると、取引は高度に循環的または季節的ではない。

主な市場

エンデサは、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、フランス、ベルギーおよびオランダで、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るべく、一体的な方法で管理されている。

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自治都市を含む。)で発電事業を行っている。
 - ・ 再生可能エネルギーによる発電によって受ける特別報酬があるが、従来型の本土発電は規制緩和されている事業である。
 - ・ さらに、本土外の領域(TNP)での従来型発電は、その地理的な特質に対処する特定の規制の対象となり、その報酬が規制されている。再生可能エネルギー発電のため、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。
- 電力、ガスならびに付加価値サービスおよび製品の提供：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。
- 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：かかる活動はポルトガルにおいて規制緩和されている。

組織構造

エンデサおよびその子会社は、スペインのEIをトップとするENELグループの一部である。

2017年12月31日時点においてENELグループはEIを通じてエンデサ株式資本の70.101%を保有していた。

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日付法律1997年第54号を修正する2013年12月26日付2013年電気分野法第24号を遵守するべく、エンデサは、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。

本有価証券報告書の発行を承認された日において、その機能としてグループ戦略の実施を含むエンデサの経営管理委員会の構成は以下のとおりであった。

役 職	構 成 員
最高経営責任者	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス
コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー	アルベルト・フェルナンデス・トーレス
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	アルバロ・ルイス・クイラルテ・アベロ
人事および組織担当ジェネラル・マネージャー	アンドレア・ロ・ファソ
再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャー	エンリケ・デ・ラス・モレナス・モネオ
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	ジャンルカ・カッチャルピ
市場担当ジェネラル・マネージャー	ハビエル・ウリアルテ・モネレオ
機関関係および規制担当ジェネラル・マネージャー	ホセ・カサス・マリン
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	ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ
エネルギーソリューション担当ジェネラル・マネージャー	ジョセップ・トラバド・ファレ
原子力担当ジェネラル・マネージャー	ホアン・マリア・モレノ・メラド
監査担当ジェネラル・マネージャー	ルカ・ミンツォリニ
ICT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
火力発電担当ジェネラル・マネージャー	パオロ・ボンディ
持続可能性担当ジェネラル・マネージャー	マリア・マラゼチャヴァリア・グランデ
仕入担当ジェネラル・マネージャー	パブロ・アスコイティア・ロレンテ
経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー	ルカ・パッサ
取締役会事務局長ならびに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	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ

エンデサのコーポレート・ガバナンス戦略に定められる一般原則は、透明性および株主構成のすべての部分の利益の調整とともに、同一種類の株式および同一の状況におけるすべての株主の間で平等な待遇が行われることを保証するために会社の社内規則が設けられることを確保することである。

スペインおよびポルトガルにおける事業

エンデサ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：

・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、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.(EGPE)(100%) および Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.(100%)、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)(100%)、およびSanta María de Garoña (Burgos)に原子力発電所を所有するNuclenor, S.A.の50%の株の持分を占めている。

2017年12月31日、エンデサの通常の仕組みの設備における設備容量は21,057メガワットであり、うち16,483メガワットが本土の電力システムに対応し、残りの4,574メガワットが本土外の領域(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)に対応する。かかる日付において、再生可能エネルギーの純設備容量は1,675メガワットであった。

スペインおよびポルトガルにおいては、エンデサは2017年に78,648ギガワット時の純発電総量を有していた。

・ **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、規制配電事業を行っているENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.(100%)およびENDESA Ingeniería, S.L.U.(100%)の持分を保有している。

2017年12月31日、エンデサは、スペインの27の州および10の自治体(アラゴン、アンダルシア、バレアレス諸島、カナリア諸島、カスティーヤ・イ・レオン、カタルーニャ、バレンシア、エストレマドゥーラ、ガリシアおよびナバーラ)に配電し、総人口が22百万人近くいる総面積195,279平方キロメートルをカバーした。エンデサは12百万人を超える配電顧客を有し、2017年にそのネットワークはバスパー費用における測定で117,961ギガワット時の総発電量を供給した。

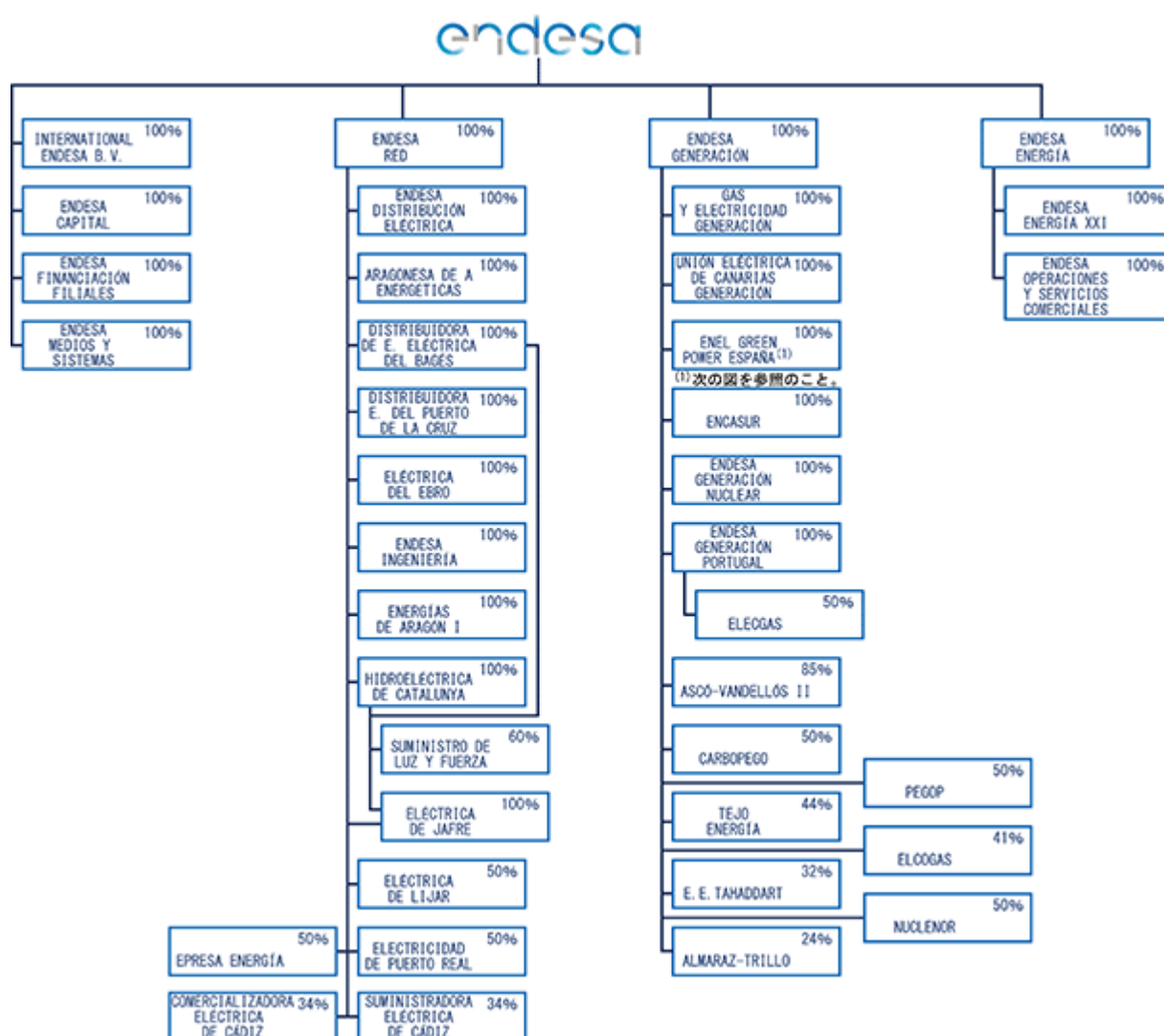
・ **エネルギー供給：ENDESA Energía, Sociedad Anónima Unipersonal**

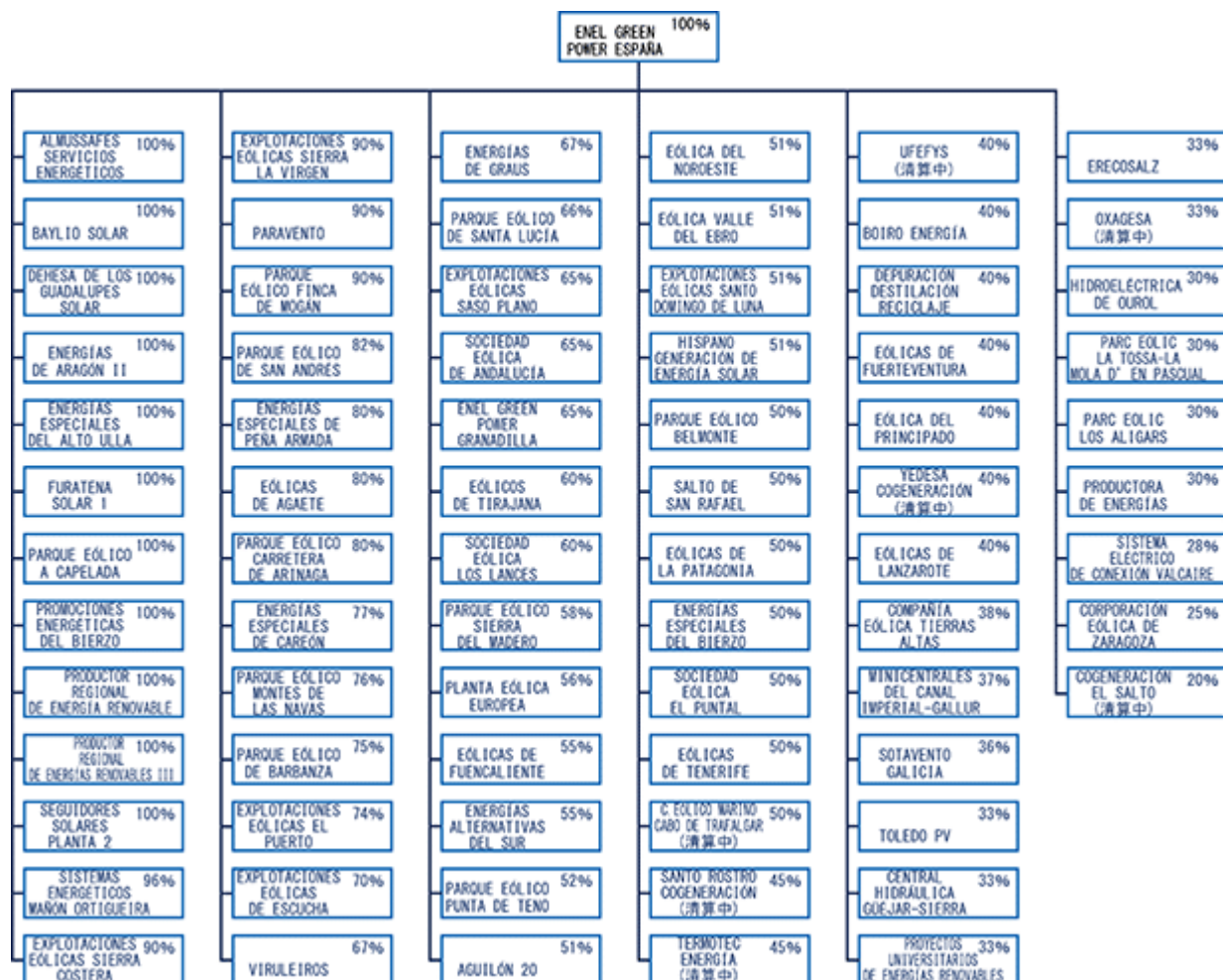
この会社は、供給事業を行うため、1998年2月3日に創設され、スペインにおける電力市場の規制緩和の要請に対応している。その主な事業は、供給者を選択する権利を行使したい顧客、および規制緩和市場でサービスを始めたい顧客に対するエネルギーおよび付加価値のある商品およびサービス(AVPS)の供給である。

ENDESA Energía, S.A.U.は、当社の関連供給者として活動する会社であるENDESA Energía XXI, S.L.U.(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.(100%)の株式も保有している。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。

2017年、エンデサは電力市場における10.8百万の供給地点に96,513ギガワット時を提供した。エンデサは2017年に79,834ギガワット時の総ガス量を供給し、2017年12月31日現在、従来型天然ガス市場における顧客ポートフォリオは、1.6百万の供給地点で構成されていた。

以下は、2017年12月31日現在の主要な被投資会社の状況を示すエンデサの組織図である。





「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の付表Ⅰは、エンデサの子会社および共同支配事業を列挙している。

「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の付表Ⅱは、エンデサの関連会社およびジョイント・ベンチャーを列挙している。

4 【関係会社の状況】

「2 沿革」および「3 事業の内容」ならびに「第6 経理の状況」の付表を参照のこと。

5 【従業員の状況】

2017年12月31日現在、エンデサは総数9,706名の従業員を有し、これは前年より0.1%多い。エンデサの2017年の労働力の平均は9,856名(+0.4%)であった。

2017年、電気通信事業(ICT)から獲得した従業員、2017年12月31日時点において合計319名が労働力に加わった。(「第3 事業の状況 1 業績等の概要 (3) 経営成績 システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」を参照のこと。)

2017年および2016年における、エンデサの事業ライン別の最終および平均従業員数は以下のとおりである。

	最終従業員数						変 化 率 (%)
	2017年12月31日(1)			2016年12月31日			
	男性	女性	合計	男性	女性	合計	
発電および供給	4,083	1,024	5,107	4,140	989	5,129	(0.4)
配電	2,491	429	2,920	2,707	467	3,174	(8.0)
構造およびその他(2)	884	795	1,679	679	712	1,391	20.7
総従業員数	7,458	2,248	9,706	7,526	2,168	9,694	0.1

(1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のICT事業(従業員319名)の最終労働力を含んでいる。(「第3 事業の状況 1 業績等の概要 (3) 経営成績 システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」を参照のこと。)

(2) 構造およびサービス。

	平均従業員数						変 化 率 (%)
	2017年(1)			2016年(2)			
	男性	女性	合計	男性	女性	合計	
発電および供給	4,102	998	5,100	4,127	983	5,110	(0.2)
配電	2,582	441	3,023	2,841	474	3,315	(8.8)
構造およびその他(3)	917	816	1,733	691	703	1,394	24.3
合計	7,601	2,255	9,856	7,659	2,160	9,819	0.4

(1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のICT事業(従業員329名)、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)(従業員174名)およびEléctrica del Ebro, S.A.(従業員20名)の平均労働力を含んでいる。(「第3 事業の状況 1 業績等の概要 (3) 経営成績 システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」を参照のこと。)

(2) 2016年について、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)(従業員86名)およびEléctrica del Ebro, S.A.(従業員8名)のそれぞれの取得日以降の平均労働力を含んでいる。(「第3 事業の状況 1 業績等の概要 (3) 経営成績 連結の範囲」を参照のこと。)

(3) 構造およびサービス。

エンデサの労働力の性別の内訳は、2017年12月31日時点で、77%が男性であり、残りの23%が女性であった。

エンデサの労働力に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記38に記載されている。

エンデサのセグメント、役職および性別ごとの最終平均頭数は以下のとおりである。

	最終従業員数					
	2017年12月31日			2016年12月31日		
	男性	女性	合計(1)	男性	女性	合計
執行役員	234	46	280	244	48	292
大卒	2,117	990	3,107	1,944	864	2,808
中間管理職および現場労働者	5,107	1,212	6,319	5,338	1,256	6,594
従業員合計	7,458	2,248	9,706	7,526	2,168	9,694

(1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステムおよび電気通信事業(ICT)の最終労働力(319名)を含んでいる。(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1を参照のこと。)

	最終従業員数					
	2017年12月31日			2016年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	4,083	1,024	5,107	4,140	989	5,129
配電	2,491	429	2,920	2,707	467	3,174
構造およびその他(2)	884	795	1,679	679	712	1,391
従業員合計	7,458	2,248	9,706	7,526	2,168	9,694

(1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステムおよび電気通信事業(ICT)(従業員319名)の最終労働力を含んでいる(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1を参照のこと。)

(2) 構造およびサービス。

	平均従業員数					
	2017年(1)			2016年(2)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計(1)
執行役員	248	47	295	253	47	300
大卒	2,131	979	3,110	1,897	831	2,728
中間管理職および現場労働者	5,222	1,229	6,451	5,509	1,282	6,791
従業員合計	7,601	2,255	9,856	7,659	2,160	9,819

(1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステムおよび電気通信事業(ICT)(従業員329名)およびENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)(従業員174名)およびEléctrica del Ebro, S.A.U.(従業員20名)の平均労働力を含んでいる。(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1、5.4および5.5を参照のこと。)

(2) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)(従業員86名)およびEléctrica del Ebro, S.A.U.(従業員8名)のそれぞれの取得日以降の平均労働力を含んでいる。(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.4および5.5を参照のこと。)

	平均従業員数					
	2017年(1)			2016年(2)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	4,102	998	5,100	4,127	983	5,110
配電	2,582	441	3,023	2,841	474	3,315
構造およびその他(3)	917	816	1,733	691	703	1,394
従業員合計	7,601	2,255	9,856	7,659	2,160	9,819

- (1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステムおよび電気通信事業(ICT)(従業員329名)およびENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)(従業員189名)およびEléctrica del Ebro, S.A.U.(従業員20名)の平均労働力を含んでいる。(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1、5.4および5.5を参照のこと。)
- (2) 2016年について、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)(従業員86名)およびEléctrica del Ebro, S.A.U.(従業員8名)のそれぞれの取得日以降の平均労働力を含んでいる。(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.4および5.5を参照のこと。)
- (3) 構造およびサービス。

2017年および2016年における共同支配事業の従業員の平均数はそれぞれ、866名および881名であった。

2017年および2016年における33%以上の非就業者で採用された平均人数は以下のとおりである。

	障害者の平均従業員数(1)					
	2017年			2016年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役員	-	-	-	-	-	-
大卒	16	4	20	13	6	19
中間管理職および現場労働者	43	17	60	42	17	59
従業員合計	59	21	80	55	23	78

- (1) 33%またはそれ以上。

	障害者の平均従業員数(2)					
	2017年			2016年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	20	12	32	19	11	30
配電	26	1	27	23	1	24
構造およびその他(1)	13	8	21	13	11	24
従業員合計	59	21	80	55	23	78

- (1) 構造およびサービス。

- (2) 33%またはそれ以上。

2017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46.1才、従業員のエンデサでの平均勤続年数は約17.9年および従業員の平均年収(賞与を含む。)は92,786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

エンデサにおける労働条件は、当社が事業を行う分野における従業員規制を改善する団体労働協約により規制されている。エンデサは、その従業員ならびにそのすべての請負業者、供給業者および取引先の結社の自由の権利を保証する。

スペインおよびポルトガルでは、4つの団体協約が2017年末時点で実行されており、労働力の91.49%に当たる8,880名がその影響下にある。

既存のスペインの雇用法およびエンデサのスペインにおける労働規制(IV包括協約ならびにエンデサおよびそのスペインに登録上の事務所を有する電力子会社の労働条件を確保する包括協約、自発的な休職に関する協約)に従い、企業および事業のリストラが行われる場合に遵守されるべき基準が設けられている(労働条件を確保する包括協約第3章)。その際、組織構成に関するいかなる変更も、少なくとも30日前に従業員の代表に対して明らかにされなければならない。

2017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。

- ・ 異なる会社間での労働者の配置転換に関する交渉および合意
- ・ 配電事業の新組織に関する交渉
- ・ 水力発電、コンバインドサイクル発電およびグローバル・イー・ソリューションズ・ユニットとの再編成に関する交渉

スペインでは、2017年6月26日に、国内のエンデサについて、エンデサのV団体協定に関する交渉プロセスが発表され、2017年10月26日にそれに関する交渉委員会が始まった。

スペインは、創業以来、ILOの署名国であり、エンデサの従来の規制は、スペインが批准する既存の国際労働機関条約に適応している。

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。

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、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。エンデサはまた、より少ない程度で、その他の欧州市場において電力およびガスならびにその主要事業に関連するその他の付加価値のある商品およびサービス(VAPS)を供給している。

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、配給およびマーケティングならびに関連商品および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

2017年12月31日において、当社は、本土発電38.3%(通常の方法による発電)、配電44.1%および最終顧客向け販売35.4%(規制緩和市場)の市場占有率を持ち、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。当社の中核的事业は、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。

2017年12月31日において、当社は23,678メガワット(2016年は23,691メガワットで0.1%減)の総設備容量を有し、2017年に当社は78,648ギガワット時(2016年は69,831ギガワット時で12.6%増)を発電、96,513ギガワット時(2016年は93,490ギガワット時で3.2%増)を販売し、約10.85百万人の顧客に電力を供給している。同日現在、当社は9,706人の従業員を有し、当社の総資産は約31十億ユーロであった。

2017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、117,961ギガワット時(2016年は115,602ギガワット時)であり、配電網は317,782キロメートル(2016年は316,562キロメートル)にわたり、顧客基盤は約12.3百万人(2016年は12.3百万人)であった。

ポルトガルにおいて、エンデサは、Tejo Energiaに対して有する43.8%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855メガワット(2つのグループで構成される)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energyの100%を両当事者間で有効である料金徴収契約によって所有している。

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。

	2017年	2016年
	(単位：百万ユーロ)	
スペイン	17,659	16,645
ポルトガル	1,068	856
フランス	435	354
ドイツ	226	178
英国	14	7
オランダ	63	63
その他	91	210
合 計	19,556	18,313

投 資

2017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1,175百万ユーロ(2016年は1,221百万ユーロ)であり、そのうち978百万ユーロは有形固定資産への投資、133百万ユーロは無形資産への投資、および64百万ユーロは金融投資に関連している。

投資(1)			
(単位：百万ユーロ)			変動率(%)
	2017年(2)	2016年(3)	
発電および供給	358	388	(7.7)
配電	610	595	2.5
その他	10	2	400.0
有形固定資産合計	978	985	(0.7)
発電および供給	48	57	(15.8)
配電	47	55	(14.5)
その他	38	31	22.6
無形資産合計	133	143	(7.0)
金融投資	64	93	(31.2)
総投資合計	1,175	1,221	(3.8)
純投資合計(4)	982	1,028	(4.5)

(1) 今年度中に行われた企業合併は含まない。(「(3) 経営成績 連結の範囲」および「(3) 経営成績 システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」を参照のこと。)

(2) ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)による投資額24百万ユーロを含む。

(3) 取得日である2016年7月27日よりENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)による投資額14百万ユーロを含む。

(4) 純投資額＝総投資額－資本費補助および施設移動

2017年の発電への総投資は、耐用年数の延長につながった産業排出指令との関連で、計39百万ユーロの Litoral石炭発電所および計34百万ユーロのAs Pontes石炭発電所と同様、2016年12月31日時点で既に稼働していた発電所に大きく関連するものであった。これはまた、再生可能技術資産の主要要素のアップグレードに対する投資も含んでいる。

2017年5月17日および7月26日に、それぞれ、エネルギー・観光・デジタル庁で行われた本競売の結果、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)を通じて風力発電容量540メガワットおよび太陽光発電339メガワットを落札し、およそ870百万ユーロを落札された施設の建築に投資することを想定し、既に2017年12月31日時点で7百万ユーロが使用された。(「規制」を参照のこと。)

供給への総投資は、主に付加価値のある商品およびサービス(PSVAs)に関する活動の展開に関連していた。

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強化するための配電網の機能および質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。

無形資産への投資

2017年の無形資産への総投資額は、主にソフトウェアと進行中のシステム・通信事業(ICT)への投資に相当する。その中には、ERPシステムから新しいエネルギーの進化(E4E)SAPシステムの変更も含まれる。

金融投資

2017年の金融投資は、主に38百万ユーロのNuclenor, S.A.への資金の拠出に相当する。

環 境

エンデサの環境保護活動への投資は2017年において110百万ユーロ(2016年は108百万ユーロ)であり、2017年末の累積投資は1,635百万ユーロである(2016年末においては1,525百万ユーロ)。

環境費用は2017年において100百万ユーロである(2016年は80百万ユーロ)。この合計費用のうち、45百万ユーロは上述の投資の減価償却引当金(2016年は25百万ユーロ)に相当する。

企業投資

以下は、2017年の主要な企業投資についての記載である。

Eléctrica de Jafre, S.A.

- 2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は1百万ユーロでEléctrica de Jafre, S.A.の株52.54%を取得した。エンデサは以前からHidroeléctrica de Cataluña, S.L.U.を通して当該会社の株式資本の47.46%の株を間接保有していた。取引の結果、Eléctrica de Jafre, S.A.による最終的な持分は100%である。

Enel Green Power España, S.L.U.の子会社

- 2017年5月17日および7月26日に風力発電540メガワットおよび太陽光発電の339メガワットのために行われた本競売の結果、以下の企業が買収または設立された。

	日付	取引	技術	2017年12月31日時点の投資	
				支配	所有
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A.	2017年11月2日	成立済	風力	51.00	51.00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	2017年11月23日	買収	太陽光	100.00	100.00
Baylio Solar, S.L.U.	2017年12月15日	買収	太陽光	100.00	100.00
Dehesa de los Guadalupe Solar, S.L.U.	2017年12月15日	買収	太陽光	100.00	100.00
Furatena Solar 1, S.L.U.	2017年12月15日	買収	太陽光	100.00	100.00

2017年12月31日に終了した事業年度中、連結の範囲に含まれている企業の支配および経済的所有の割合について以下の変化が起きた。

連結の範囲の変化	2017年12月31日における所有%		2016年12月31日における所有%	
	支配	所有	支配	所有
Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.	100.00	100.00	85.00	85.00
Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U.	100.00	100.00	82.89	82.89

以下は2016年の主要な企業投資についての記載である。

Enel Green Power España, S.L.U.および子会社

- 2016年7月27日の、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の株式資本の持分の60%の買収の結果、エンデサは当該会社に対し同日までに行使した以上の重要な影響力を持つようになり、エンデサが支配していた持分に加えて、全てのENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の株式資本が連結の範囲に含まれた。
- 「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類附表IVは取得日におけるENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の持分を記載している。

Eléctrica del Ebro, S.A.U.

- 2016年7月28日、エンデサはEléctrica del Ebro, S.A.U.の全ての株式資本を取得し、当該会社およびその子会社であるEnergía Eléctrica del Ebro, S.A.U.の連結の範囲に含むという結果になった。

売 却

以下は、2017年の当社の主な売却についての記載である。

Aquila Solar, S.L., Cefeidas Desarrollo Solar, S.L., Cephei Desarrollo Solar, S.L., Desarrollo Photosolar, S.L., Fotovoltaica Insular, S.L. および Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.

2017年6月30日、エンデサはAquila Solar, S.L., Cefeidas Desarrollo Solar, S.L., Cephei Desarrollo Solar, S.L., Desarrollo Photosolar, S.L., Fotovoltaica Insular, S.L. および Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.の持分を売却した。取引で合意された合計額は16百万ユーロであり、税引前利益4百万ユーロを生み出した。

Nueva Marina Real Estate, S.L

2017年12月28日、エンデサはNueva Marina Real Estate, S.Lの株式資本の60%を売却した。売却は20百万ユーロで実行され、税引前キャピタル・ゲイン9百万ユーロを生み出した。

以下は、2016年の当社の主な売却についての記載である。

ENEL Insurance N.V.

2016年5月24日、エンデサはENEL Insurance N.V.のすべての持分(全株主資本の50%に該当していた。)を総額114百万ユーロ相当の取引で、ENEL Investment Holding B.V.へ売却した。この取引は2016年の連結損益計算書に影響を及ぼさなかった。当該取引以前、2016年において、Compostilla Re, S.A.への間接的持分100%はENEL Insurance N.V.を通じて保有されており、そのうち、エンデサが50%株式資本を保有していたが、これはCLT Holding ADに対して総額50百万ユーロで売却された。当該売却は9百万ユーロの収益をもたらしたが、これは当該期間においてENEL Insurance N.V.が取得した利益が含まれている。

Energías de la Mancha Eneman, S.A.およびEnergía de la Loma, S.A.

2016年12月29日、Energías de la Mancha Eneman, S.A.およびEnergía de la Loma, S.A.は、最終売却価格25百万ユーロで売却された。この売却により発生した収益は重大ではない。

持続可能性に関する方針

エンデサの持続可能性への誓約

エンデサは、持続可能性とは責任のある成長であると考えている。言い換えれば、その経営モデルおよび戦略分野における社会的および環境上の機会を創造、その営業目標の達成の支援、ならびに、当社および当社が供給を行う地域社会のための長期的価値創造の最大化である。

この揺るぎない持続可能性への使命は、2015年12月21日のエンデサ取締役会による、持続可能性に関する方針についての次の承認により強化された。これは、持続可能な発展に対する当社の誓約を定めて、エンデサの行動原則を構成する当社の使命、目標および価値について、これを制定することを目的としている。

エンデサは、電力を主要な事業とするエネルギー会社であり、ガス産業においてもその存在感を高め、その他関連するサービスの提供も行っている。当社の目的は、すべてのステークホルダーと共有する価値を創造する観点から、株主に対し利益を還元し、倫理および法令遵守の文化を構築し、従業員の専門的能力の開発を促し、当社が事業を行う社会環境の発展を援助し、かつ当社の事業に必要な天然資源を持続可能な方法で使用すると共に、顧客に責任をもって効率的に高質なサービスを提供することである。

エンデサの経済的、社会的および環境上の責任を、持続可能な形で、バランスよく果たすことは、当社の主導的な立場を維持し、将来これを強めていくために、必要不可欠なことである。

この点において、将来に向けた新しい誓約は、この分野におけるエンデサの行動の基礎およびガイドラインを構成し、これらを遵守することは当社の経営陣によって支えられ、従業員、契約者および供給者にとっても重要であり、第三者に評価されるものである。

- ； これらの誓約は日々の業務に完全に統合され、継続的な持続可能性計画に含まれる目標、プログラムおよび活動の明確化によって定期的に見直され改善される。
- ； エンデサは、徹底的にこれらの誓約の達成度を測ることのできる監視および評価メカニズムを有している。
- ； 当社は、ステークホルダーの期待を体系的に当社の戦略と一致させる形で組み込むことを目的として、ステークホルダーとの定期的かつ流動的な対話に焦点を置いている。
- ； エンデサは持続可能な発展に対する当社の誓約の強さおよび堅実性を様々なステークホルダーグループに伝達する主要な伝達手段として、責任ある対話の取組みを行っている。

将来に向けたエンデサの新しい誓約は以下のとおりである。

- ； 顧客：デジタル品質、商業上の優位性および効率的なエネルギー消費に関する誓約
- ； 株主および投資家：価値および利益の創出に関する誓約
- ； 人事：エンデサで働く人々の人的かつ職業上の発展、多様性およびワークライフバランス、ならびに労働衛生および安全性に関する誓約
- ； 行動：良きガバナンス、透明性および倫理的な言動に関する誓約
- ； 環境：環境負荷の削減および環境保護に関する誓約
- ； 革新：技術およびサービスの分野における革新に関する誓約

- ； 市民社会：当社が事業を行うコミュニティの社会経済的な発展に関する誓約
- ； 機関：持続可能な発展を促す官民パートナーシップの発展に関する誓約
- ； 従業員：当社で働く人々が積極的に持続可能性に関与することに関する誓約

この点において、方針により定められた将来の誓約は、エンデサの営業管理の基礎およびガイドラインを構成し、またこの点で、遵守することは当社の経営陣によって支えられ、従業員、契約者および供給者にとっても重要であり、第三者に評価されるものである。監査および法令遵守委員会を通じて、エンデサ取締役会は、当社の価値創造連鎖全てのあらゆるところで、持続可能性に関する方針の原則の適切な実行を監視している。

この方針は、エンデサでの複数の持続可能性計画により実行される。

エンデサの2017年-2019年持続可能性計画への順守

持続可能性と営業管理およびその意思決定プロセスとの統合に成功するために、事業戦略と持続可能戦略の間に最大限の連携がなければならず、双方が同じ目標の達成を目的とし、またその達成に繋がることにより、短期的および長期的な当社の経済価値を創出する。そして、エンデサの2017年-2019年持続可能性計画(PES)は、2017年-2019年戦略計画と一致する、持続可能な事業モデルのための4つの優先事項を定義した。すなわち、エネルギーミックスの脱炭素化、資産、顧客および人事のデジタル化、顧客指導、管理の効率化および革新である。

さらに、責任ある経営管理における卓越性の最高レベルを保証するために、当社の価値創造連鎖全てのあらゆるところで5つの横断的な戦略の柱、すなわち、完全性、人的資本、労働衛生および安全性、環境の持続性ならびに、責任ある供給チェーンとの関わりが特定された。

100超の経営目標がある中で、エンデサは2017年-2019年持続可能性計画で定められた各優先事項および戦略の柱に対応し、全体の93%超の順守を達成した。

透明性への責任の一部として、またステークホルダーの信頼を手に入れるために、エンデサは非財務情報報告書および2017年の持続可能レポートのなかで、目標に対する順守および2017年-2019年持続可能性計画における一連の行動を開示しており、これはエンデサのウェブサイト(www.endesa.com)で参照可能である。

国連の持続可能な開発目標(SDGs)に対するエンデサの貢献

2015年9月、国連総会は、持続可能な開発のための2030アジェンダを採択した。これは人類、地球、繁栄のための行動プランとして17の持続可能な開発目標(SDGs)からなり、また、世界平和の促進と司法制度の利用、気候変動への対応の支援することを目的とし、この点において、企業は積極的な援助を提供することが呼びかけられた。

エンデサは新しい持続可能な開発のための国連のアジェンダに堅固に取り組んでおり、また新しい持続可能な開発目標(SDGs)の歴史的な機会、および民間部門が社会が直面している主要な難題に立ち向かうことの意義を認識している。

ENELグループは17の持続可能な開発目標のうち4つについて、以下の具体的な貢献をすることを公的に約束した。

- SDG4(教育):教育計画の範囲において、2020年までの800,000人の教育支援。
- SDG7(手頃な価格のクリーンなエネルギー):持続可能で手頃な価格の近代的エネルギーの利用を促進し、2020年までに3百万人を支援すること。
- SDG8(経済成長):2020年までに3百万人のために、雇用および持続可能で包括的で継続した経済発展を促進すること。
- SDG13(気候への対応):2050年までの炭素中立の達成を目的として、気候変動に立ち向かうための戦略を採択すること。

エンデサは、様々なプロジェクトを通してエネルギーグループの公約に貢献しており、2016年に以下の目標を具体的に達成に寄与するための指針を明示した。

- SDG7(手頃な価格のクリーンなエネルギー):電気が利用できない弱い顧客をなくすため、以下の3つの分野で行動を取ること:公共機関との協力協定の締結、責任あるエネルギー利用に関する研修および啓蒙活動、そして新しいソリューションのための社会的革新。
- SDG9(産業、技術革新およびインフラ):デジタル変革の促進とエネルギーソリューションの発展のために、2020年までに1.4百万ユーロ投資すること。
- SDG13(気候への対応):2005年の値に対して、2020年までに47%、2030年までに61%、2040年までに80%、そして2050年までに100%と、二酸化炭素(CO₂)の絶対的排出量削減の中間目標を設定して、2050年までにエネルギーミックスを脱炭素化すること。

しかしながら、これらの持続可能な開発目標(SDGs)がENELやエンデサの優先事項であり、またそれによってこれから数年これらが重要視されるが、ENELおよびエンデサは、持続可能性計画を通して、残り17の持続可能な開発目標(SDGs)に対しても断固たる行動をとるだろう。

環境保護**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。この取組みによってエンデサは他の会社と明白に区別され、当社の企業価値に明確に示される基本的な倫理原則を構成している。

この取組みを通じて、エンデサは、気候変動および適切な廃棄物管理に関連する問題に対処し、大気放出物質、流出および土壌汚染その他潜在的な悪影響を抑制することで、企業活動の環境への悪影響を極小化することを約束する。

環境管理は、天然資源およびエネルギーの持続可能な利用に焦点を当て、事業を行う地域での生物多様性および生態系の保護を目指している。

環境リスクの評価は当社の活動に固有のものであり、第三者機関から得る環境認証は、企業の戦略と完全に一致している企業の環境管理の優位性を保証する手助けとなっている。

環境優位に基づく企業文化を育むことを当初の目的とし、エンデサは環境に関する方針を定めており、環境管理システムおよび計画を通してこれを達成するつもりである。

環境に係る投資および支出

2017年および2016年のエンデサ全体の環境に係る投資および支出は以下のとおりである。

年間環境関連投資合計			
(単位：百万ユーロ)			増加率 (減少率)(%)
	2017年	2016年	
有形固定資産			
発電および供給	92	93	(1.1)
配 電	18	15	20.0
構造およびその他(1)	-	-	N/A
合 計	110	108	1.9

(1) 構造およびサービス。

年間累積環境関連投資合計			
(単位：百万ユーロ)			増加率 (減少率)(%)
	2017年	2016年	
有形固定資産			
発電および供給	1,290	1,198	7.7
配 電	345	327	5.5
構造およびその他(1)	-	-	N/A
合 計	1,635	1,525	7.2

(1) 構造およびサービス。

年間環境関連支出			
(単位：百万ユーロ)			増加率 (減少率)(%)
	2017年	2016年	
年間支出			
発電および供給	69	59	16.9
配電	31	17	82.4
構造およびその他(1)	-	4	(100.0)
合 計(2)	100	80	25.0

(1) 構造およびサービス。

(2) 環境関連支出の総額のうち、15百万ユーロ(2017年)および25百万ユーロ(2016年)は投資の減価償却費および償却費に割り当てられる。

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分野によって広い範囲で実施されている。

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、さらにエンデサ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。

先進的な環境管理

2017年、エンデサは環境管理の分野のうち、認証、総合的な環境許可の条件および環境に対する影響の研究の双方において更なる進歩を遂げた。異なる分野から提出される情報の収集過程および質を改善する対策も実施された。

2017年12月31日時点で、設備電力容量の100%、港湾および全ての配電事業がISO14001基準の認証を受けている。オフィスビルに関して、エンデサは15のスペイン国内オフィスにおいてエネルギー効率マネジメントシステム(ISO50001)および環境管理システム(ISO14001)の認証を受け、また、5のビルにおいて室内空気環境品質の認証(UNE171330-3)を受けている。また、当社はガスおよび電気供給事業の特別な管理のためのISO14001の認証を受けている。

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/またはスペインの「UNE」基準への追加的な参照ならびに包括的なマネジメントに関して、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り、すべての管理システムの基礎である。この点について、火力発電所および港湾のためのEMAS(Eco-Management and Audit Scheme)ルール、火力発電所、再生可能エネルギー発電所および研究所に関する品質システム(ISO9001)、エネルギー効率マネジメントシステム(ISO50001)ならびにオフィスビルに関する室内空気環境品質の認証(UNE 171330-3)については指摘に値する。

環境リスクおよび責任のマネジメント

2017年10月23日付省令APM2017年第1040号で定められた期間内にスペインの環境責任法の要件を遵守するため、エンデサは環境リスク分析を通じて、同法で要求される50メガワット超の火力発電容量を有する複合火力発電(CCGT)発電所の義務的な財政保証の確立を目的としたMIRATプロジェクトを展開している。

省令で定められた期間に従って、これらの発電所に対する義務的な財政保証は、環境リスク分析の結果を見た後で定められることになった。

環境リスク分析のための方法論はセクターレベルで作成され、農林水産省の承認を得ている。

環境保護の責任の結果として、エンデサは環境負荷をなくす義務を負っていると感じている。これによって各設備がそれぞれの環境負荷を確認し、各設備の排出、処分または再利用を反映している環境管理プログラムの枠組みの中でこれに対処する。

環境負荷

エンデサは、ヨーロッパ連合が作成した組織や製品の環境負荷を計算するためのガイドラインを含む、最も関連性のある国際的な文献を基礎とする方法論を用いて環境負荷を計算している。

大気放出物質

エンデサは、特質および放出量を確認するため、大気放出物質のすべてを入念に監視している。当社は、適用のある規制により要求されるパラメーターを満たしており、大気放出を最小限に抑える技術を実行しており、また、生じた影響に対し是正措置を講じている。

2008年から2015年まで、主要燃焼設備に関する国家排出量削減計画が実行されていた。当社は設備において、主な汚染物質(二酸化硫黄(SO₂)、二酸化窒素(NO_x)および粒子)の大気放出物質を削減する努力を行った。これは、2006年の基準年と比較して、2015年までに、SO₂排出量の87%、NO_x排出量の62%、粒子排出量の83%の削減をもたらした。

産業排出物に関するEU指令2010年第75号のスペイン法への移行に際して、2013年6月11日法律2013年第5号および2013年10月18日付国王布告2013年第815号によって、汚染排出物の分野に関して新しいより厳格な環境規制を導入している。特に、既存の施設は新たな要件を遵守し、各推移メカニズムの期限日において削減目標値を遵守しなくてはならない。

すべての本土の石炭火力発電所は暫定的な国家計画(NTP)上にあり、当該計画は2016年から2020年半ばにかけて排出量の段階的な削減を達成するため、年間最大排出量基準を定めている。2016年から2020年の間での、エンデサの施設における計画を遵守した場合の漸進的な排出量の削減は、二酸化硫黄(SO₂)および窒素酸化物(NO_x)について50%超、粒子について約40%となっている。

このメカニズム、つまり暫定的な国家計画は、エンデサの主要な火力発電所による現在の排出量の削減について、より厳しい要件および更なる関与を伴う可能性がある。

産業排出に対する規制で設定された新たなメカニズムに関して、島の設備は、「小規模遠隔システム」メカニズムの一部である、2010年11月24日付EU指令2010年第75号の影響を受けるが、これを通じて、遵守のために投資を行う時間を考慮して、削減目標の遵守期限は2020年より後に延期されている。

2017年に大規模燃焼施設のための最高参照(BREF)文書(大規模燃料施設のための欧州議会および理事会のEU指令2010年第75号に従い最も有効な技術(BAT)の結論を定める、2017年7月31日付委員会による実施決定(EU)2017年第1442号)が採択され、有効な最高の環境管理および性能技術を構成し採用するために、最大4年間すべての火力発電所内の総合的な環境認可の調査および適応に影響を与える。

水 資 源

エンデサは、水を気候変動により影響を受ける重要な資源と認識しており、総合的な水管理はその主要な関心事のひとつである。この分野での主な課題は、鳥類の生態学上の潜在能力、侵入生物のコントロールおよび規制河川の枯渇を精査しながら、効率的な消費、廃棄および廃水のコントロールによる水の品質、ならびに貯水管理を向上させることを伴う。

エンデサは、主に廃水処理施設により、廃水をコントロールし削減し、水の質を向上させる手続を有しており、エンデサの施設での水ストレスの事例を特定するために定期的に分析を行っている。

エンデサの設備で使用されるためにエンデサにより入手された99%の水は、再利用できるように、環境に還元されていることを強調する。

廃 棄 物

エンデサはすべての活動において生み出される廃棄物管理のための具体的な運用手順を含む環境管理システムを有しており、改善の発見と促進のため、継続的に見直される。廃棄物削減の手法は、油の再利用、PCB(ポリ塩化フェノール)で汚染された変圧器の除去、段階的なアスベストを含む成分の除去、不活性廃棄物の回収、洗浄液の再利用に注力している。

2017年、外部の工場により排出された廃棄物の大部分がエンデサにより回収された。これは、スペインおよびポルトガルの全非有害廃棄物の88%、全有害廃棄物の42%に相当する。

エンデサは主にスペインおよびポルトガルにある石炭火力発電所により排出される灰および廃棄スラグを、他の産業で使用される原材料として回収した。

石炭火力発電所から出る灰は、廃棄物の一部となりそうであるが、コンクリート生産の添加物として使用されたUNE-EN基準450 1/2の認証を受けている。このように、その品質は保証され、その残存価値は最大化されている。さらに、EuroGypsumの品質基準は、Litoral(Almería)火力発電所の脱硫ユニットからの石膏に適用されており、その純度および品質の双方を保証し、市場での価値を上昇させている。

生物多様性の保護

生物多様性保護計画

2017年末、生物多様性保護計画に基づき、25個の活動が進行中で、このうち20個は前年以前に開始したものであり(このうち5個は2017年に終了し、15個は未だ進行中である)、5個の新しい活動が2017年に開始した。分野の内訳を見ると、56%がエンデサの設備に影響を受ける分野で実施されており、24%は研究活動で、その殆どで記事や学術論文の発表を行っている。

これらの活動はスペインおよびポルトガル全域に渡って数多くのエンデサの事業において行われていた。特に、発電は活動の56%を占め、配電分野は28%であり、残りの16%はコーポレート分野であった。

生物多様性保護計画の2017年の目標は、前年以前の主な活動指標と同じものを維持していた。

- ； 当社の土地および設備の環境に適合させ、生物地理学的に適応した方法で生物多様性を促進する。
- ； 当社の設備において特定の種の生息地およびその生物空間を改善するため、環境要因を管理する。
- ； エンデサの天然の財産、そこに生息する生態系、その価値および保護の状態を認識する。
- ； エンデサの発電所内および周辺の自然生物を保護し、生物学的影響にもエンデサの事業への大きな影響を有する侵害生物をコントロールする。

ハイライト

a) 調査および研究

2017年、下記を含む様々な調査が行われた。

- ； 流域の主要な生態系サービスの流れを数値化するための、エンデサに属する水力発電所の貯水地の周辺の生態系サービスの総合的な評価。
- ； エンデサの施設の生物多様性に対する影響測定のために指標を定義するための、生物多様性指標システムの計画および立ち上げ。
- ； 配電線下における資産価値を明確にするための配電線下の道路での環境資産。
- ； 低圧変電所および中圧変電所により、衝突死から野鳥を保護するための技術の発展と適用。

b) 野鳥保護

2017年、エンデサは送電線のある主要な地域において、野鳥を保護するための構想を実施した。この措置の目的は、高圧線への保護物の取り付けおよび、脅威を引き起こす可能性のある電線に絶縁材または信号を取り付けにより、野鳥の衝突および感電死のリスクを低減、排除することである。

電線による感電および/または衝突により怪我を負った野鳥の救護活動も注目されている。

c) 社会環境プロジェクト

生物多様性保護計画の一環として、エンデサは強固に社会環境的な要素を持つ複数のプロジェクトを実施した。これらは以下のものを含んでいる。

- ； 原生森林種のための直接的な播種および植林技術を用いた、消失区域の再生を目指すエンデサの森林構想。
- ； ボルモウト国立公園の原生林の回復および危機にある様々な種(ライチョウ、イヌワシ、ヤマネコなど)の回復の、栄養面への影響の監視。

d) その他の取り組み

エンデサは、例えば生物多様性条約、スペインにおける事業および生物多様性イニシアティブ(IEEB)および持続可能性の卓越性クラブ(CES)など、生物多様性および持続可能性の分野でその他の取り組みに参加している。

環境回復

2017年、エンデサによって復元された5つの採掘地帯、すなわちコルタ・バラバサ、アンドラのコルタ・ガルガロ(テルエル)、コルタ・バレスタ・エステ、コルタ・カーバンテス・エン・ペナローヤ(コルドバ)、およびプエルトヤーノ鉱山(シウダー・レアル)、における植物および自然生物の生物多様性に関する調査が完了した。

この調査の目的は、復元された採掘地帯の生物多様性の回復を分析することおよび、露天堀炭鉱の環境回復の結果として、生態系への関心を高めることであり、その地方、地域における状況、発展および統合を監視し、特に保護される種に焦点を当てた動植物の種の定着に関する情報を収集し、そしてそれらの価値を一般的に明らかにすることであった。

規 制

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

2012年に政府により開始されたエネルギー改革を受けて、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、上記の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、電力セクターについての新たな一般的運用枠組みを定めた。したがって、2013年12月26日付法律2013年第24号は、当該セクターに加えてその活動および事業者についての新たな一般的枠組みを定めており、そのうち最も重要なもの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、料金の減額は無い。
 - 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、同法は本土外の領域のシステムでの送電、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十分な収益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ベース・ポイント(本土外の領域のシステムでの送電、配電および発電の場合)またはプラス300ベース・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。

かかる基本法規とともに、また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・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、2013年、政府は電気エネルギーの規制に関連したさまざまな活動におけるその他の規制の展開の手続きを開始した。

配電事業の報酬

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、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号から拡大され、配電の報酬を計算する方法論を定めた。これら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。かかる方法論の主要な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の回収は、「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エネルギー・観光・デジタル情報省に年度毎および年複数回毎の計画を提出し、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、追加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。

2017年における配電事業の報酬については、下記「2017年の規制の展開 配電事業の報酬」参照のこと。

本土外の領域における電力システム

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、本土外の領域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領域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、本土外の領域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)本土外の領域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。
- 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が必要となる。
- 本土外の領域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た。

2015年8月1日に、本土外の領域における発電に関する2015年7月31日付の国王布告2015年第738号がスペイン官報で公布された。当該国王布告は、固定投資ならびに固定営業および維持費用を含む固定費用、ならびに燃料ならびに変動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スキームに類似するスキームを定め、これらのシステムの費用の範囲内で、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号から生じる税金を考慮に入れている。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。かかる国王布告はまた、これらのシステムにおける供給保証および競争促進のための2013年10月29日付法律2013年第17号に既に含まれている事項も実施する。

当該国王布告は2015年9月1日に施行され、一定の措置については2012年1月1日から経過措置期間として考慮されている。追加規定11に従い、本国王布告の完全かつ最終的な有効性は、欧州委員会が問題となるEU規制との適合性について何ら反対意見を出さないことが条件である。

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。

2017年12月31日時点で、これらの規制の適用により計上される額は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19.1.1.に記載されている。

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月に初めて適用され、適用は2014年12月31日に完了した。

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

2014年6月6日付国王布告2014年第413号は、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。

本土外の領域において、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、本土外の領域で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日にスペイン官報で公布された。

2017年2月22日に2017年2月17日付省令ETU2017年第130号が公表され、2017年1月1日に開始する法令上の半期への適用を目的として標準設備の報酬パラメーターを更新した。

2017年12月31日時点で、この規制の適用により計上される額は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19.1.1.に記載されている。

自己消費

2015年10月10日、自己消費の電力の供給および発電の管理、技術および経済上の条件を定める2015年10月9日付国王布告2015年第900号が官報で公布され、システムの経済的な安定性およびシステム費用の十分な分配を保証する規制枠組みが設立された。

また、本国王布告は、自己消費は他の消費者と同額のシステムの費用およびサービスの調達に寄与しなければならないと既に定めている2013年12月26日付電力セクター法2013年第24号に従い自己消費に支払われる料金定めている。このルールには消費者が費用の支払いを免れる以下の二つの例外が存在する。

- 島における消費者、および
- 10キロワット未満の容量で契約している小規模消費者。

そして、システム・オペレーターおよび配電者がそのネットワーク内の発電設備に気付き、安全な条件下電力システムの適切な運営を確保できるよう自己消費設備の記録が作成された。

社会的補填

2013年12月26日付法律2013年第24号は、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補助付の電気料金の費用を負担するため、公共サービスの責務として、補助付の電気料金の費用を発電、配電および販売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することを要求している。2016年、2016年9月8日付省令IET2016年第1451号により、エンデサに対する当該比率は41.10%に設定された。

上記にかかわらず、2016年10月24日付の最高裁判所の係争行政部門の判決は、2013年12月26日付法律2013年第24号第45.4条により定められる社会的補填の資金調達システムが、国内電力市場における共通規則に関する欧州議会・理事会の2009年7月13日付2009年EC指令第72号と不適合であるため、適用されないと宣言し、会社に支払った金額を回収する権利を認めた。国家当局は最高裁判所の判決の棄却請求を提出したが、当該請求は2016年12月14日および2017年2月2日の決定により却下され、憲法裁判所に上訴された。2017年5月26日、最高裁判所が発行した召喚状により、州検察局により提出された差止請求の開始が認められた。当該手続きは、現在憲法裁判所において係争中である。(「第6 経理の状況」に含まれる2017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を参照のこと。)

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。これらの制限は、2010年12月23日付国王布告法2010年第14号および2012年12月28日付国王布告法2012年第29号により変更された。

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領域での発電について、未回収の超過費用の填補を含む、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。

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要求している。

2010年4月9日付国王布告2010年第437号は、2012年12月31日までの電力システム損失発生に関する証券化の規制を定め、2014年12月12日付国王布告2014年第1054号は、2013年に生じた損失について規制していた。これらの国王布告に基づく譲渡に関して、2014年12月15日に合意された譲渡の成立をもって最後となったが、2013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。

2014年からの事業年度について、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。

2017年11月にスペイン国市場および競争委員会により承認された2016年の確定決済に基づく、2016年は421百万ユーロの超過で終了した。

さらに、2018年のアクセス料金を定める2017年12月22日付省令ETU2017年第1282号は、エネルギー・観光・デジタル情報省によって承認された省令の下で、経済局の国政委員会で事前承認を得て、2017年で最大200百万ユーロならびに、2017年および2018年で合計500百万ユーロが当発電システムの実現可能な収益に含まれることを定めた。

2017年12月31日時点で、これらの規制の適用により計上される額は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19.1.1.に記載されている。

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日に本国王布告は公布され、2014年4月1日以降のSCVPの計算方法を定めている。本国王布告の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った。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た。
- 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か月以内にスペイン国市場および競争委員会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手続案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、当該国王布告は補助付の電気料金がSCVPから25%割引いた価格相当になることも定めている。

小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の時間単位の課金手続が2015年6月4日に公表されたことも言及したい。当該手続の下、2015年7月1日時点において統合遠隔メーターのある消費者は、自身の消費プロフィールに代わって実際の時間単位の消費量に従って課金されることになる。上記にかかわらず、電力会社は2015年10月1日までにそのITシステムを適用すればよかった。

2016年11月25日、2016年11月18日付国王布告2016年第469号が官報(BOE)で公表され、小口消費者のための自発的な価格に対する売買利益の計算方法が設定された。よって、2014年3月28日付国王布告2014年第216号に定められる売買利益を無効とする、最高裁判所により下された複数の決定に従い、電力に関する小口消費者のための自発的な価格を計算する手続および電力契約の法的枠組みが定められた。

2016年12月24日、省令ETU2016年第1948号が公表され、2017年1月1日に施行され、小口消費者のための自発的な価格に対する売買利益が設定された。2017年3月25日に公布、2017年3月26日に施行された省令ETU2017年第258号を通して、国立エネルギー効率化基金への寄付コストに相当する上述の売買マージンの一部のために新しい数値が定められた。

2017年における小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の進展については、下記「2017年の規制の展開 小口消費者のための自発的な価格に加算される売買利益の計算方法に関する国王布告」参照のこと。

エネルギー効率

エネルギー効率を内容とする、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、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。

ガス・システム

2015年5月22日に、炭化水素セクターに関する2015年5月21日法律2015年第8号が公布され、1998年10月7日法律1998年第34号を改正し、炭化水素の調査、研究および利用に関する課税および非課税措置を定め、従前の炭化水素法を現況に沿うように修正し、炭化水素セクターの競争力および透明性を高め、不正を減らし、消費者保護をより強固にし、消費者の費用を抑え、違反および罰に関する規則を適用できるようにしている。

天然ガスについては、同法によって消費者に競争力および公正な価格を提供し、競争を促すため新しい供給者が参入できるような組織的な天然ガス市場を創設しようとした。組織的な天然ガス市場の運営者は任命され、認可を受けた天然ガス発電者は検査を実施することができ(これは従来は配電業者の責任であった。)、既存の契約の存在するEU加盟国へ天然ガスを供給する認可の相互承認を通じて新しい供給者の参入が促進される。また、供給の保証を損なうことなく、供給者に低コストでより高い柔軟性を与えるため、戦略的石油備蓄協会(CORES)が戦略的天然ガス備蓄量を維持できるよう最低限の備蓄確保に関する一定の措置が適用される。

組織的なガス市場および天然ガスシステムの設備に対する第三者のアクセスについて規制する2015年10月30日付国王布告2015年第984号が2015年10月31日に公布された。本国王布告は、このガス市場の運営に関する基本的な定めその他、ガス設備の検査手続などの手法を含む。

2017年および2018年の規制の展開

スペインの規制の枠組みは、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日終了年度の連結財務書類の注記4に記載されている。

以下は、2017年に承認された、または同年の連結財務書類に重大な影響を及ぼしたスペインの規制の枠組みの主要な変更点である。

配電事業の報酬

2015年11月28日に、電力ネットワークの報酬に関する国王布告(送電については2013年12月27日付国王布告2013年第1047号、配電については2013年12月27日付国王布告2013年第1048号)の一定の規定を修正する2015年11月27日付の国王布告2015年第1073号が官報で公布された。かかる2015年11月27日付国王布告2015年第1073号は、他の点の中でもとりわけ、経済を指数の対象外とする2015年3月30日付の法律2015年第2号に従って、CPIに基づく単位価格の年次更新を排除する。

2015年12月12日、設備の種類および配電報酬の計算に使用される単位価値を定める2015年12月11日付省令IET2015年第2660号が公布された。本省令は、最初の規制期間の始期を2016年1月1日と定めている。

2016年6月17日、2016年6月10日付省令IET2016年第980号が官報で公布されたが、本省令は、2016年の配電事業の報酬を設定し、エンデサに2,032百万ユーロ(インセンティブを考慮し2,040百万ユーロ)を当該事業発展の報酬として与えると定めている。そのうち2,014百万ユーロおよび2,013百万ユーロは、それぞれ、2017年9月15日付のENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.の法務省内の資源、請求および関係担当の部長代理による公示と一致しており、官報(BOE)で掲載される。これはエネルギー・観光・デジタル情報省の命令による審判手続の情報を提供し、2016年6月10日付省令IET2016年第980号に定める公益への悪影響の公表の申告手続を開始する。

一方、近年エネルギー・観光・デジタル情報省は、2017年の分配活動の報酬を定めるための省令の適用を始めた。これは2,116百万ユーロ(インセンティブを考慮し2,092百万ユーロ)の活動発展のエンデサの報酬に相当し、そのうちそれぞれ2,094百万ユーロおよび2,070百万ユーロがENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に相当する。

2017年12月31日に本規制の適用が認められる合計値は「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19.1.1.に記載されている。

小口消費者のための自発的な価格に加算される売買利益の計算方法に関する国王布告

2016年11月25日、2016年11月18日付国王布告2016年第469号が官報(BOE)で公表され、小口消費者のための自発的な価格に対する売買利益の計算方法が設定された。よって、2014年3月28日付国王布告2014年第216号に定められる売買利益を無効とする、最高裁判所により下された複数の決定に従い、電力に関する小口消費者のための自発的な価格を計算する手続きおよび電力契約の法的枠組みが定められた。

2016年12月24日、省令ETU2016年第1948号が公表された。本省令は2017年1月1日に施行され、小口消費者のための自発的な価格に対する売買利益が設定された。2017年3月25日、省令ETU2017年第258号が公布、2017年3月26日に施行されたが、国立エネルギー効率化基金への寄付コストを含めるために小口取引者のための自発的な価格の売買マージンを変更した。

2017年の電気料金

2016年12月23日付省令ETU2016年第1976号が2016年12月29日にスペイン官報で公布され、2017年のアクセス料金を設定した。

本省令に従い、アクセス料金は変更のないままとなった。

2018年の電気料金

2017年12月22日付省令ETU2017年第1282号が2017年12月27日にスペイン官報で公布され、2018年のアクセス料金を設定した。

本省令に従い、アクセス料金は変更のないままとなった。

ガス・システム

2017年12月13日、2017年11月10日の大臣評議会の結論に従い、サービス管理の条件を設定するという結論は、エンデサを含む国内運用者にマーケットメイカーとして行動することを強制させた。

2017年の天然ガス料金

2016年12月23日付省令ETU2016年第1977号のもと、2016年に有効であったアクセス料金の大部分は維持され、原材料費の低下の結果、平均9%減額でラストリゾートタリフ(LRT)を更新した。

2018年の天然ガス料金

2017年12月22日付省令ETU2017年第1283号のもと、2017年に有効であったアクセス料金の大部分は維持され、原材料費の増加の結果、平均5%増額でラストリゾートタリフを更新した。

エネルギー効率

2017年3月24日付省令ETU2017年第258号により、エンデサは国立エネルギー効率化基金へ29.3百万ユーロ拠出し、これは2017年の負担金に相当する。

2018年3月16日付省令ETU2018年第257号により、エンデサは国立エネルギー効率化基金へ29百万ユーロ拠出し、これは2018年の負担金に相当する。

再生可能エネルギーの競売

2017年4月1日に、競売を通して最大の設備電力を3,000メガワットとする新しい再生可能エネルギーの発電施設の特別報酬体系を割り当てる要請を定める2017年3月31日付国王布告2017年第359号が、官報(BOE)で公表された。

本国王布告は、関連施設および標準施設のための報酬パラメーターおよび競売の特性に加え各競売で特別報酬体系を割り当てる手続を規制する2017年4月6日付省令ETU2017年第315号ならびに、競売の要請およびその条件を承認する2017年4月10日にエネルギー担当大臣により公布された決議により制定された。

2017年5月17日に行われた本競売の結果、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)を通じて風力発電容量540メガワットを落札した(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記2.3、5.3、6.1および39を参照のこと。)

さらに、2017年6月17日に、再生可能エネルギー資源を使用する新しい発電所に3,000メガワットを新しく設備容量として割り当てることを定めた2017年6月16日付国王布告2017年第650号が官報(BOE)で公表され、これは競売の割当手続および報酬パラメーターを定める2017年6月27日付省令ETU2017年第615号による、2017年6月30日にエネルギー担当大臣により公布された決議により制定され、2017年6月16日付国王布告2017年第650号に従い、新たな再生可能エネルギー発電所の特別報酬体系の割り当てのための競売を要請している。

2017年7月に行われた本競売の結果、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)を通じて太陽光発電容量339メガワットを落札した(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記2.3、5.3、6.1および39を参照のこと。)

発電のための大陸水使用の料金

2017年6月10日に、特定の河川の流域の干ばつの効果を軽減する特別緊急措置を定める現行の水法を改正した2017年6月9日付国王布告2017年第10号が官報(BOE)で公表された。

とりわけ、本国王布告は発電のために大陸水を使用する料金の税金を22%から25.5%に修正しているが、50メガワットまでの容量の発電所については税金の増加を相殺するため減少させている。

社会的補填(または社会的料金)

2013年12月26日付法律2013年第24号は、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補助付の電気料金の費用を負担するため、公共サービスの責務として、補助付の電気料金の費用を発電、配電および販売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することを要求している。2016年、2016年9月8日付省令IET2016年第1451号により、エンデサは41.10%が課せられた。

上記にかかわらず、2016年10月24日付の最高裁判所の係争行政部門の判決は、2013年12月26日付法律2013年第24号45.4条により定められる社会的補填の資金調達システムが、適用されないと判示した。その理由は、国内電力市場における共通規則に関する欧州議会・理事会の2009年7月13日付2009年EC指令第72号と不適合であるためであり、会社を支払った金額を回収する権利を認めた。国家当局は最高裁判所の判決の棄却請求を提出したが、当該請求は2016年12月14日および2017年2月2日の決定により却下され、憲法裁判所に上訴された(「第6 経理の状況」に含まれる2017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を参照のこと。)

2017年10月3日において2017年9月28日付省令ETU2017年第929号が、2017年12月27日において2017年12月22日付省令ETU2017年第1288号が公布され、この点において異なる判断が行われ、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)は2014年、2015年および2016年の社会的補填に相当する額を支払うことを命じられた(「(3) 経営成績 業績の分析」および「(3) 経営成績 セグメント情報」を参照のこと。)

2017年、当社は連結損益計算書において、「その他の変動仕入およびサービス」で222百万ユーロおよび「財政上の収益」で15百万ユーロにのぼる収益を認識した。これは、本連結経営報告書の作成日において全額回収された(2017年12月31日に終了した本有価証券報告書の注記26及び注記30を参照のこと。)

2016年12月24日、社会的補填費用の資金調達および弱い電力消費者を保護するためその他の方法を規制する、2016年12月23日付国王布告2016年第7号が公表された。本国王布告法に従い、顧客シェアに相当する割合で、エネルギー供給事業を行う親グループまたは企業グループを有しない場合は当該企業により、社会的補填が融資される。この割合はCNMCにより年に一度計算される。

本国王布告法の唯一の暫定規定は、効力発生済みのため適用される社会的補填の分配割合を定めており、エンデサは2017年中37.7%に相当する。

2018年1月、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)は、2018年の資金提供比率を公表し、エンデサは37.14%に相当する。

2017年10月7日において、国内の電力消費者のために、弱い電力消費者、社会的補填、その他の保護措置を規制する、2017年10月6日付国王布告2017年第897号が公布され、2017年10月6日付省令ETU2017年第943号に加えて2017年10月6日付国王布告2017年第897号が施行された。

例えば、スペインの収入の公的指数(IPREM)を通して平均収入レベルに基づき、各カテゴリーに従い異なる割引率を充てるため、弱い消費者の3つのカテゴリーが特定された。3つのカテゴリーは以下である。

- ； 弱い消費者(25%の割引)。
- ； 非常に弱い消費者(40%の割引)。
- ； 社会福祉により請求のうち少なくとも50%が支払われることが証明される非常に弱い消費者に分類される、社会的排除のリスクのある非常に弱い消費者(100%の割引)。

また、その他、本国王布告は供給に関するその他の面を規制し、弱い消費者に対して供給を止める期間を2か月から4か月に伸ばす(深刻な弱い消費者は、電力は基礎的供給になると考えられるため、停止されない。)。

2018年3月、エネルギー・観光・デジタル情報省は、現在2016年12月23日付国王布告第7条で規定された割合では37.7%であるところ、エンデサに対して提案された37.15%の割合で2018年の社会補填の財務分配割合を定める省令案の процедуруを開始した。

さらに、2018年4月9日、ETU2018年第381号が公布され、2017年10月6日付省令ETU2017年第943号にて定められた社会補填の申込書を変更し、弱い消費者の数、社会補填およびその他の国内の電力消費者のための保護措置を定める2017年10月6日付国王布告2017年第897号を施行する。加えて、2017年10月6日付国王布告2017年第897号の規定に従い、省令ETU2017年第943号の効力発生日に社会補填の受益者である電気消費者が、弱い消費者の状況を証明することができるよう、本省令は既存の一時的な条項を2018年10月8日まで延長する。

使用可能なサービス

2017年11月23日、2017年11月21日付省令ETU2017年第1133号が発行され、2013年10月31日付省令IET2013年第2013号を変更し、参入需要により経営サービスを支援する競争メカニズムを規制した。

例えば、本省令は使用可能なサービスのための報酬を変更し、2018年上半期のサービスを拡大し、この期間中、水力発電所にサービス供給力が集中することを制限する。

(3) 経営成績**2017年の景気動向および業績****連結業績**

エンデサは、2017年に1,463百万ユーロ(+3.7%)の純利益を計上した。

エンデサは2017年に1,463百万ユーロの純利益を計上し、これは2016年に計上された1,411百万ユーロから3.7%の増加であった。

以下の表は2017年のエンデサの事業における純利益の内訳および前年同期比の変動を表している(「セグメント情報」を参照のこと。)

(単位：百万ユーロ)				
	純利益			
	2017年	2016年	増加率 (減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給 (1)	263	751	(65.0)	18.0
配 電	1,048	771	35.9	71.6
構造およびその他 (2)	152	(111)	該当なし	10.4
合 計	1,463	1,411	3.7	100.0

(1) 2017年および2016年は、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)から生み出されたそれぞれ51百万ユーロおよび38百万ユーロの純利益を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

業績の分析

以下の表は2017年に関するエンデサの主要な数値の詳細および前年と比較した変動を表している。

(単位：百万ユーロ)				
	主要な数値			
	2017年	2016年	変化	増加率(減少率)(%)
収 益	20,057	18,979	1,078	5.7
限界利益	5,488	5,652	(164)	(2.9)
EBITDA(1)	3,542	3,432	110	3.2
EBIT(2)	2,031	1,965	66	3.4
純金融利益/(損失)	(123)	(182)	59	(32.4)
税引前利益/(損失)	1,900	1,710	190	11.1
純利益/(損失)	1,463	1,411	52	3.7

(1) EBITDA=収益－仕入およびサービス＋資産のためにグループが実施した事業－人件費－その他の固定営業費用。

(2) EBIT=EBITDA－減価償却費および減損損失。

2017年、EBITDAは3,542百万ユーロ(+3.2%)であった。2017年のEBITDAに関して、以下の要因を考慮しなければならない。

- ・ 2017年の配電事業の報酬に関して認識される収益の見積は、当該期間に係る収益に対して176百万ユーロのプラスの影響を及ぼしたエネルギー・観光・デジタル情報省により処理中の省令案を考慮して作成された。
- ・ 主に卸売市場の電力価格(その累積算術価格は52.2ユーロ/メガワット時(+31.6%)であった。)の上昇に起因するエネルギー購入の費用の増加(+21.6%)。
- ・ 当該期間における火力発電量の増加および燃料価格の上昇(併せて、発電の価額に対する租税を結果的に増加させる。)に起因する燃料消費の増加(+38.9%)。
- ・ 異なる対応決定を施行する2017年9月28日付命令ETU2017年第929号および2017年12月22日付命令ETU2017年第1288号に基づく222百万ユーロの社会的補填について認識される費用(本有価証券報告書の作成日において、全額徴収される。)の減少(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)
- ・ エンデサが実行している再編成計画に含まれる様々な労働力の最適化プロジェクトの枠組みにおいて認識される19百万ユーロの引当金(2016年には226百万ユーロ)。
- ・ 181百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の貢献(2016年7月27日の獲得以来、2016年において75百万ユーロ)(「連結の範囲」を参照のこと。)

2017年のEBITは、以下の結果により、前年同期比で3.4%上昇し、2,031百万ユーロとなった。

- ・ EBITDAにおける3.2%の増加。
- ・ 水力、風力および太陽光発電設備に関する減価償却方針の修正の結果につながり、その結果当該年の減価償却費を76百万ユーロ減少させた、稼働中の資産の耐用年数の認識される再評価。
- ・ 前段落で言及される再生可能エネルギー発電所の耐用年数の変更の影響を含む、74百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の完全な合併の貢献(2016年7月27日の獲得以来、2016年において16百万ユーロ)(「連結の範囲」を参照のこと。)

収 益

2017年、収益は、2016年から1,078百万ユーロ増加(+5.7%)して、合計20,057百万ユーロであった。

以下の表は2017年の収益の詳細および前年比の変動を表している。

単位：百万ユーロ				
	収益(1)			
	2017年	2016年	変化	増加率(減少率)(%)
販売による売上	19,556	18,313	1,243	6.8
その他営業利益	501	666	(165)	(24.8)
合 計	20,057	18,979	1,078	5.7

(1) 2017年は、280百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の収益(2016年7月27日の獲得以来、2016年において118百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

市場の状況

2017年、電力需要の動向は以下のとおりであった。

- ・ 2017年には、本土の電力需要合計は、前年比で1.1%上昇した(営業日および気温に関して調整される場合、+1.6%)。
- ・ 2017年、本土外の領域(TNP)の電力需要は、2016年比で、バレアレス諸島において3.5%の増加およびカナリア諸島において2.1%の増加で売却された(営業日および気温の影響に関して修正される場合、それぞれ+3.9%および+3.2%)。

2017年には価格の上昇が見られ、電力卸売市場における累積算術価格は、主に風力および水力発電量の減少により、52.2ユーロ/メガワット時(+31.6%)であった。本土発電量合計への再生エネルギーの貢献は、当該年において38.7%であった。

この環境において、以下のとおりであった。

- ・ エンデサの本土における通常の仕組みによる発電量は、2017年に合計62,164ギガワット時で、2016年より11.0%多く、その内訳は複合循環発電所(+8,409ギガワット時、+118.0%)、石炭発電所(+22,303ギガワット時、+17.2%)、原子力発電所(+26,448ギガワット時、+2.0%)および水力発電所(+5,004ギガワット時、-30.2%)であった。
- ・ 原子力および水力技術は、エンデサの通常の仕組みによる本土の発電構成の50.6%を占めており、その他の部門では49.4%を占めている(2016年は、それぞれ59.1%および62.0%)。
- ・ 2017年のエンデサの再生可能エネルギー技術(水力技術を除く。)による発電量は3,441ギガワット時であった。
- ・ 本土外の領域(TNP)の発電量は、13,043ギガワット時(+3.2%)であった。

2017年12月31日に、エンデサは、以下の電力市場シェアを有していた。

- ・ 通常の本土発電において38.3%
- ・ 配電において44.1%
- ・ 規制緩和市場顧客への電力売上において35.4%
- ・ 再生可能エネルギー技術(水力を除く。)を用いた発電において3.6%

2017年、従来型ガス需要は前年同期比で5.1%増加し、2017年12月31日にエンデサは規制緩和市場において顧客へのガス販売の市場シェア16.1%を確保した。

売 上

以下の表は2017年の売上の詳細および前年比の変動を表している。

単位：百万ユーロ				
	売上高(1)			
	2017年	2016年	変化	増加率 (減少率)(%)
電力売上高	14,451	13,541	910	6.7
規制緩和市場における売上高	8,457	8,213	244	3.0
スペイン国外の規制緩和市場の顧客 に 対する供給	1,076	961	115	12.0
規制価格での売上高	2,460	2,412	48	2.0
卸売市場における売上高	1,137	875	262	29.9
本土外の領域(TNP)に対する補填	1,215	1,015	200	19.7
その他電力売上高	106	65	41	63.1
ガス売上高	2,233	2,079	154	7.4
配電による規制収益	2,231	2,054	177	8.6
その他の売上高およびサービス	641	639	2	0.3
合 計	19,556	18,313	1,243	6.8

(1) 2017年は、270百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の売上(2016年7月27日の獲得以来、2016年において118百万ユーロ)を含む
(「連結の範囲」を参照のこと。)

規制緩和市場顧客への電力売上

2017年12月31日にエンデサは規制緩和市場において5,592,893人の電力顧客を有しており、これは2016年12月31日時点の数値より3.1%の増加であった。

- ・ スペイン本土市場において4,600,951人(+2.1%)
- ・ 本土外の領域(TNP)市場において786,572人(+5.8%)
- ・ スペイン国外の規制緩和市場において205,370人(+17.8%)

これらの顧客に対するエンデサの純売上高は、2017年に、2016年と比べて4.9%の増加となる合計83,594ギガワット時であった。

経済的観点から、規制緩和市場への売上は、以下の内訳のとおり、合計9,533百万ユーロ(+3.9%)まで上昇した。

- ・ 2017年、スペインの規制緩和市場における売上は合計8,457百万ユーロであり、主に物理単位での売上増加により、2016年の数値より244百万ユーロ増加(+3%)した。
- ・ スペインを除くヨーロッパの規制緩和市場での売上からの収益も、主にドイツにおける電力販売量の増加により、2016年比で115百万ユーロ上昇(+12%)し、合計1,076百万ユーロとなった。

規制価格での電力売上

2017年においては、以下のとおりであった。

- ・ エンデサは、その関連供給者を通じて規制価格が適用される顧客に2016年より6.5%少ない12,919ギガワット時を販売した。
- ・ 2017年、これらの売上は2,460百万ユーロの利益を伴い、物理単位での売上減少を相殺する平均販売価格の増加の結果、2016年の数値より2%増加した。

ガスの売上

2017年12月31日にエンデサは規制緩和市場において1,559,695人のガス顧客を有しており、これは2016年12月31日時点の数値より1.4%の増加であった。

- ・ 規制市場において245,832人(-6.1%)
- ・ 規制緩和市場において1,313,863人(+3.0%)

エンデサは、2017年に天然ガス市場の顧客に対し、2016年より2.2%の増加となる79,834ギガワット時を販売した。

2017年、ガス販売からの収益は、以下のとおり、2016年の数値から154百万ユーロの増加(+7.4%)となる合計2,233百万ユーロであった。

- ・ 2017年、規制緩和市場における売上は、主に物理単位での売上増加により、2016年の数値より154百万ユーロの増加(+7.7%)となる合計2,150百万ユーロであった。
- ・ 2017年、規制価格でのガス販売からの収益は、物理単位での売上減少を相殺する販売価格の上昇の結果、2016年の数値と同様、合計83百万ユーロとなった。

本土外の領域(TNP)に対する補填

2017年本土外の領域(TNP)の発電についての超過費用に対する補填額は、合計1,215百万ユーロとなり、主に発電量および売上の増加ならびに商品価格の変動からもたらされた燃料価格の値上げにより2016年と比べて200百万ユーロ(+19.7%)増加した。

配 電

エンデサは、2017年にスペイン市場で前年と比べて2.0%の増加となる117,961ギガワット時の配電を行った。

2017年の規制配電事業について認識される収益は、2016年より177百万ユーロの増加(+8.6%)となる2,231百万ユーロであり、エネルギー・観光・デジタル情報省により処理中の省令案を考慮して見積もられた(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)

その他営業収益

2017年のその他営業収益は、前年同期比165百万ユーロ(-24.8%)減少の、合計501百万ユーロであった。

2017年にはまた貯蓄燃料デリバティブの評価および清算による前年比175百万ユーロの収益の低下(-54.0%)があった。これは、根本的にはガスデリバティブの評価および清算の変更の結果、「その他の変動仕入およびサービス」の下で発表される86百万ユーロの貯蓄燃料デリバティブの評価および清算による費用の減少(-32.0%)により一部相殺された。

営業費用

2017年、営業費用は、2016年から6.5%増加して、合計18,248百万ユーロであった。

以下の表は2017年の営業費用の詳細および前年比の変動を表している。

単位：百万ユーロ				
	営業費用(1)			
	2017年	2016年	変化	増加率 (減少率)(%)
仕入およびサービス	14,569	13,327	1,242	9.3
貯蓄燃料購入	4,933	4,056	877	21.6
燃料消費	2,294	1,652	642	38.9
送電費用	5,652	5,813	(161)	(2.8)
その他の変動仕入およびサービス	1,690	1,806	(116)	(6.4)
人件費	917	1,128	(211)	(18.7)
その他の固定営業費用	1,251	1,209	42	3.5
減価償却費および減損損失	1,511	1,467	44	3.0
合 計	18,248	17,131	1,117	6.5

(1) 2017年は、206百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の営業費用(2016年7月27日の獲得以来、2016年において102百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

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、2017年で合計14,569百万ユーロであり、2016年比で9.3%の増加だった。

これらの費用に関する2017年の実績は以下のとおりであった。

- ・ エネルギー購入は877百万ユーロ増加し(+21.6%)、4,933百万ユーロとなった。大部分は卸売電力市場での累積算術価格(52.2ユーロ/メガワット時、+31.6%)および最終顧客向け販売用のガスの取得量の増加が原因である。
- ・ 2017年の消費燃料原価は、期間中の火力燃料発電の増加および平均購入価格の上昇により38.9%(642百万ユーロ)上昇し、2,294百万ユーロであった。
- ・ 「その他の変動仕入およびサービス」は、2016年比で116百万ユーロ減少(-6.4%)し合計1,690百万ユーロであり、主な原因は以下のとおりである。
 - 異なる対応決定を施行する2017年9月28日付命令ETU2017年第929号および2017年12月22日付命令ETU2017年第1288号に基づく222百万ユーロの社会的補填(または社会的料金)に関して認識される費用は減少し、また、スペイン市場競争委員会(CNMC)は、2014年、2015年および2016年の社会的補填に対応するエンデサが支払った金額の支払いを命じられた(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと)。
 - 当該期間中の発電量の価額の増加による、発電税の83百万ユーロの増加。そのうち11百万ユーロはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)に対応するものである。
 - エネルギーデリバティブに関連する費用における86百万ユーロの減少(-32.0%)。これに関連して利益の175百万ユーロの減少(-54.0%)により一部相殺され、「その他の営業利益」として認識された。これは主にガスデリバティブの評価および決済における変更による。
 - カタルーニャ自治区によって施行される原子力税料金における63百万ユーロの増加。2016年には、2016年4月20日に憲法裁判所が憲法違反との判決を下したことによる当時有効であった63百万ユーロの当該税規制を含んでいたことを考慮した。
 - 主に火力発電量の増加による、二酸化炭素(CO₂)排出権の費用における26百万ユーロの増加。

人件費およびその他の固定営業費用(固定費用)

固定費は、2017年に合計2,168百万ユーロとなり、前年同期比で169百万ユーロ減少した(7.2%の減少)。

以下の表は2017年の固定費用の詳細および前年比の変動を表している。

単位：百万ユーロ				
	固定費用(1)			
	2017年	2016年	変化	増加率 (減少率)(%)
人件費	917	1,128	(211)	(18.7)
その他の固定営業費用	1,251	1,209	42	3.5
合 計	2,168	2,337	(169)	(7.2)

(1) 2017年は、75百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の固定費用(2016年7月27日の獲得以来、2016年において29百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

人件費

人件費は、2017年に合計917百万ユーロとなり、2016年に比して211百万ユーロ(-18.7%)減少した。2017年中の人件費を審査する際は、以下の影響を考慮する必要がある。

- ・ 2017年および2016年において、自発的出国契約に関して、それぞれ19百万ユーロおよび226百万ユーロの引当金が認識された。
- ・ 2017年には27百万ユーロおよび2016年には17百万ユーロであった労働力削減および契約停止のための引当金の更新。
- ・ 2017年には3百万ユーロ(プラス)および2016年には-14百万ユーロ(マイナス)であった補償および職業上のリスクのための引当金の純額。
- ・ 2017年には15百万ユーロおよび2016年には7百万ユーロであったENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の設立(「連結の範囲」を参照のこと。)

これらの影響を除くと、2017年、人件費は15百万ユーロ増加(+1.7%)し、これは主にシステムおよびテレコミュニケーション事業(ICT)の従業員319人を含めたことによる(「システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」および「第2 企業の概況 5 従業員の状況」を参照のこと。)

その他の固定営業費用

2017年のその他の固定営業費用は、前年同期比で42百万ユーロ増加(+3.5%)し、1,251百万ユーロとなった。

両年においてそれぞれ60百万ユーロおよび22百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を含めた影響(「連結の範囲」を参照のこと。)を除くと、その他の固定営業費用は、主に所得税以外の税の増加(18百万ユーロ)により、前年同期比で4百万ユーロ増加した。

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2017年に合計1,511百万ユーロとなり2016年に比して44百万ユーロの増加となった(+3%)。2017年に関する減価償却費および償却費を見る際は、以下の要因を考慮しなければならない。

- ・ 2017年、エンデサは、稼働中の資産の耐用年数に関する分析に係る結論を出した。その結果、また、現在の状況に照らして、減価償却方針は以下のとおり修正された。
 - 風力および太陽光発電設備の耐用年数に係る現在の最善の見積は、以前検討されていた25年および20年から、30年まで延長された。
 - 水力発電設備に関して、土木工事費用の減価償却は現在、100年超の期間であり、また、その電気機械装置は50年超の期間であり(当初は、それぞれ65年および35年)、どちらも免許期間に関する制限を有する。

両方の措置は、2017年1月1日付で発効し、2017年の減価償却費に望ましい影響を及ぼした(それぞれ34百万ユーロおよび42百万ユーロ)。

- ・ 2017年、21百万ユーロの資産の減損損失のための引当金の純額が払い戻され、うち14百万ユーロが特定の土地資産に関する前年の引当金の払戻しによって充当された(2016年には17百万ユーロの資産の減損のための引当金の純額)。
- ・ 両年とも、107百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を含めたことによる影響を含む(前段落で言及される再生可能エネルギー発電所の耐用年数の変更の影響および59百万ユーロを含む。)(「連結の範囲」を参照のこと。)

上記の影響を考慮しない場合、2017年の減価償却費、償却費および減損損失は、主に取引不良債権に関する減損引当金の純額の結果、76百万ユーロ増加(5.5%)した。

純金融利益/(損失)

2017年に計上された純金融費用はマイナス123百万ユーロであり、前年比59百万ユーロの減少であった(-32.4%)。

以下の表は2017年の純金融利益の詳細および前年比の変動を表している。

	単位：百万ユーロ			
	純金融利益/(損失)(2)			
	2017年	2016年	増加率 (減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
金融利益	51	44	15.9	(41.5)
財務費用	(178)	(222)	(19.8)	144.7
換算差額純額	4	(4)	(200.0)	(3.2)
合 計	(1)	(123)	(32.4)	100.0

(1) 2017年は、2百万ユーロ(プラス)のENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の純金融利益/(損失)(2016年7月27日の獲得以来、2016年において1百万ユーロ(プラス))を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

(2) 純金融利益/(損失)＝金融利益－財務費用＋換算差額純額。

2017年の純金融費用は合計127百万ユーロとなり、前年比51百万ユーロの減少(-28.7%)であった。2017年の純金融費用を審査する際は、以下の影響を考慮する必要がある。

- ・ 2017年および2016年双方の長期金利の動向として、進行中の労働力削減計画に関連する債務および契約停止に賄えるよう引当金を調整する必要があった(それぞれ総額で4百万ユーロ(プラス)および55百万ユーロ(マイナス))ことが挙げられる。
- ・ 2017年、社会的補填に関する様々な決定に関連して15百万ユーロの金融費用が認識された(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)。
- ・ 2016年、スペイン国内の規制事業における利益の不足の資金手当てに関する利息の調整に関連する金融利益について、12百万ユーロが認識された。
- ・ 2017年、純金融費用は、2百万ユーロ(プラス)のENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の設立の影響も含む(2016年7月27日の獲得以来、2016年において1百万ユーロ(プラス))(「連結の範囲」を参照のこと。)。

上記の影響を除くと、2017年の純金融費用は12百万ユーロ(+8.8%)増加した。原因は以下のとおり。

- ・ 総金融負債の平均費用の低下。2016年の2.5%から2017年の2.1%に減少した(「1 業績等の概要 (4) 流動性および資本の原資」を参照のこと。)。
- ・ 両期間における総金融負債の平均の上昇。2016年の5,191百万ユーロから2017年6,082百万ユーロへ増加した。

持分法を適用して会計処理される会社の純利益

2017年に、持分法を適用して会計処理される会社は、純損失に15百万ユーロを寄与し、2016年の59百万ユーロの純損失と比較される。

2017年および2016年には、この項目は、Santa María de Garoña原子力発電所の予備廃止の会社に関する見積済の追加費用を補償するための引当金の認識に続き、Nucenor, S.A.における50%の持分に関連するそれぞれ48百万ユーロおよび38百万ユーロのマイナスの影響を含む(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記11.1を参照のこと。)。

さらに、2016年にはこの項目は主に2016年7月27日の獲得までのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)における40%の持分によって貢献される純利益/(損失)69百万ユーロを含み、その内訳は以下のとおりである。

- ・ 会社獲得まで、会社にも所有していた40%の持分から従前に発生した純利益に関する7百万ユーロ。
- ・ 以前会社にも所有していた40%の持分の残存価値は帳簿価格より低いという事実を十分に考慮した、獲得より前の損失として記録されたマイナス72百万ユーロ。
- ・ 以前所有していた40%の持分の査定から購入日に公正価値で得た純利益に関するマイナス4百万ユーロ。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の獲得に続き、2016年7月27日以降持分法はENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を会計処理するために使われることはなくなり、代わりに全部連結法が使用された(「連結の範囲」を参照のこと。)

資産の売却による収益

2017年に行われた主な取引は以下のとおりであった。

- ・ 2017年6月30日、エンデサは、Aquila Solar, S.L.、Cefeidas Desarrollo Solar, S.L.、Cephei Desarrollo Solar, S.L.、Desarrollo Photosolar, S.L.、Fotovoltaica Insular, S.L.およびSol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.における自らの持分を売却した。当該取引に関して合意された合計価格は16百万ユーロであり、4百万ユーロの税引前利益を創出した(「連結の範囲」を参照のこと。)
- ・ 2017年12月28日、エンデサは、Nueva Marina Real Estate, S.L.の株式資本における60%の持分を売却した。当該売却は20百万ユーロの価格で行われ、9百万ユーロの税引前キャピタル・ゲインを創出した(「連結の範囲」を参照のこと。)
- ・ 土地およびその他の資産の売却に関する税引前利益は7百万ユーロとなった。
- ・ 売掛債権の買取取引に関する料金および手数料に係る費用は27百万ユーロ(2016年には25百万ユーロ)であった。

所得税

2017年の所得税の支出は427百万ユーロとなり、前年同期比で129百万ユーロ増加した(+43.3%)。

2017年の実効税率は22.5%であった(2016年は17.4%)。

2016年には、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の獲得に続き、繰延税金負債が81百万ユーロ払い戻された。これはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)から分配されたものではなく2010年に会社の支配を失った後に発生した利益としてエンデサに記録され、認識のための要件を満たした(「連結の範囲」を参照のこと。)

同様の点において、前段落で言及されている影響を除くと、所得税への費用は前年同期比で48百万ユーロ(12.7%)増加した。

純利益/(損失)

2017年の親会社に帰属する純利益は、前年同期比で52百万ユーロ増加(+3.7%)して、1,463百万ユーロであった。

セグメント情報

セグメント情報は、2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記34に含まれている。

以下の表は2017年に関するエンデサの主な数値の詳細および前年比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)								
	2017年				2016年			
	発電 および 供給	配電	構造 および その他(3)	合計	発電 および 供給	配電	構造 および その他(3)	合計
収入	17,509	2,750	(202)	20,057	16,628	2,538	(187)	18,979
限界利益	2,784	2,590	114	5,488	3,344	2,399	(91)	5,652
EBITDA(1)	1,350	2,050	142	3,542	1,850	1,788	(206)	3,432
EBIT(2)	488	1,453	90	2,031	1,065	1,131	(231)	1,965
純金融収益/(損失)	(132)	(96)	105	(123)	(154)	(123)	95	(182)
税引前利益/(損失)	314	1,379	207	1,900	822	1,020	(132)	1,710
純利益/(損失)	263	1,048	152	1,463	751	771	(111)	1,411

(1) EBITDA=収益－仕入およびサービス＋資産のためにグループが実施した事業－人件費－その他の固定営業費用。

(2) 営業収益(EBIT)=税引前営業利益(EBITDA)－減価償却費および減損損失。

(3) 構造、サービスおよび調整を指す。

限界利益

以下の表は2017年におけるエンデサの事業間の売上およびその他営業収益の分配ならびに前年比の変動を表している。

	単位：百万ユーロ							
	売上			その他営業収益				
	2017年	2016年	増加率 (減少率) (%)	合計への 寄与率 (%)	2017年	2016年	増加率 (減少率) (%)	合計への 寄与率 (%)
発電および供給	17,223	16,190	6.4	88.1	286	438	(34.7)	57.1
本土外の領域 (TNP)の発電	1,943	1,638	18.6	9.9	9	9	-	1.8
その他の発電 および供給 (1)	16,204	15,325	5.7	82.9	277	429	(35.4)	55.3
調 整	(924)	(773)	19.5	(4.7)	-	-	-	-
配 電	2,492	2,268	9.9	12.7	258	270	(4.4)	51.5
構造およびその他 (2)	(159)	(145)	9.7	(0.8)	(43)	(42)	2.4	(8.6)
合 計	19,556	18,313	6.8	100.0	501	666	(24.8)	100.0

(1) 2017年は、それぞれ270百万ユーロおよび10百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の売上およびその他営業費用(2016年7月27日の獲得以来、2016年の売上において118百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

以下の表は2017年におけるエンデサの事業間の仕入およびサービスの内訳ならびに前年比の変動を含む。

		単位：百万ユーロ			
		仕入およびサービス(3)			
		2017年	2016年	増加率 (減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給		14,725	13,284	10.8	101.1
本土外の領域(TNP)の発電		1,258	1,009	24.7	8.6
その他の発電および供給	(1)	14,385	13,043	10.3	98.8
調 整		(918)	(768)	19.5	(6.3)
配 電		160	139	15.1	1.1
構造およびその他	(2)	(316)	(96)	229.2	(2.2)
合 計		14,569	13,327	9.3	100.0

(1) 2017年は、24百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の仕入およびサービス(2016年7月27日の獲得以来、2016年において14百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

(3) 仕入およびサービス＝エネルギー購入＋燃料消費＋送電費用＋その他の変動仕入およびサービス。

2017年のエンデサの事業における限界利益の内訳はおよび前年比の変動は以下のとおりである。

		(単位：百万ユーロ)			
		限界利益(3)			
		2017年	2016年	増加率 (減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給		2,784	3,344	(16.7)	50.7
本土外の領域(TNP)の発電		694	638	8.8	12.6
その他の発電および供給	(1)	2,096	2,711	(22.7)	38.2
調 整		(6)	(5)	-	(0.1)
配 電		2,590	2,399	8.0	47.2
構造およびその他	(2)	114	(91)	該当なし	2.1
合 計		5,488	5,652	(2.9)	100.0

(1) 2017年は、256百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の限界利益(2016年7月27日の獲得以来、2016年において104百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

(3) 限界利益＝収益－仕入およびサービス。

発電および供給

2017年の発電および供給部門における限界利益は、前年同期比で560百万ユーロ減少(16.7%の減少)して、合計2,784百万ユーロであった。これは、主に以下の要因による。

- ・ 卸売市場での電力価格の上昇(52.2ユーロ/メガワット時、+31.6%)および電力購入費用におけるその後の上昇(+21.7%)。
- ・ 燃料消費における上昇(+38.9%)を引き起こした当該期間における火力発電量の増加および燃料価格の上昇、発電価額に対する税の増加(83百万ユーロであり、そのうち11百万ユーロはENEL Green Power Spain, S.L.U.(EGPE)に対応する。)ならびに二酸化炭素(CO₂)排出権の費用の増加(26百万ユーロ)。
- ・ 憲法違反であるとの判決が下された後2016年に実行された当時有効であった税の規制によるカタルーニャ自治区によって施行される原子力税料金における63百万ユーロの増加。
- ・ この項目に関する収益の減額(175百万ユーロ)により一部相殺されるエネルギーデリバティブ費用の減額(86百万ユーロ)を引き起こしたデリバティブ(主にガスデリバティブ)の評価および決済における変動。
- ・ 256百万ユーロでのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の設立(2016年7月27日の獲得以来、2016年において104百万ユーロ)(「連結の範囲」を参照のこと。)

配 電

2017年の配電部門における限界利益は、前年同期比で191百万ユーロ増加(+8%)して、合計2,590百万ユーロであった。これは、主に2017年における配電の報酬に関して認識される収益の見積による。

この見積は、当該期間に係る収益に対して176百万ユーロのプラスの影響を及ぼしたエネルギー・観光・デジタル情報省により処理中の省令案を考慮して作成された(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)

構造およびその他

2017年の構造およびその他に関する限界利益は、前年同期比で205百万ユーロ増加して、合計114百万ユーロであった。

この変動は主に、異なる対応決定を施行し、また、スペイン市場競争委員会(CNMC)に対して、2014年、2015年および2016年の社会的補填に対応するエンデサが支払った金額の全額の支払いを命じる2017年9月28日付命令ETU2017年第929号および2017年12月22日付命令ETU2017年第1288号に基づく222百万ユーロの社会的補填について認識される費用の減少による(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)

EBITDA

以下の表は2017年におけるエンデサの事業のEBITDAおよび前年比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)				
	EBITDA(3)			
	2017年	2016年	増加率 (減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給	1,350	1,850	(27.0)	38.1
本土外の領域(TNP)の発電	452	389	16.2	12.8
その他の発電および供給 (1)	898	1,461	(38.5)	25.3
調 整	-	-	-	-
配 電	2,050	1,788	14.7	57.9
構造およびその他 (2)	142	(206)	該当なし	4.0
合 計	3,542	3,432	3.2	100.0

(1) 2017年は、181百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)から生み出されたEBITDA(2016年7月27日の獲得以来、2016年において75百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)。

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

(3) 税引前営業利益(EBITDA) = 収益 - 供給およびサービス + 資産のためにグループが実施した事業 - 人件費 - その他の営業費用。

以下の表は2017年のエンデサの事業に係る人件費およびその他の固定営業費用の内訳ならびに前年比の変動を含む。

単位：百万ユーロ								
	人件費				その他の固定営業費用			
	2017年(3)	2016年	増加率 (減少率) (%)	合計への 寄与率 (%)	2017年(3)	2016年	増加率 (減少率) (%)	合計への 寄与率 (%)
発電および供給	470	544	(13.6)	51.3	965	958	0.7	77.1
本土外の領域 (TNP)の発電	84	91	(7.7)	9.2	159	160	(0.6)	12.7
その他の発電 および供給 (1)	386	453	(14.8)	42.1	812	804	1.0	64.9
調 整	-	-	-	-	(6)	(6)	-	(0.5)
配 電	255	321	(20.6)	27.8	394	396	(0.5)	31.5
構造およびその他 (2)	192	263	(27.0)	20.9	(108)	(145)	(25.5)	(8.6)
合 計	917	1,128	(18.7)	100.0	1,251	1,209	3.5	100.0

(1) 2017年は、それぞれ15百万ユーロおよび60百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の人件費およびその他の固定営業費用(2016年7月27日の獲得以来、2016年においてそれぞれ7百万ユーロおよび22百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)。

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

(3) システムおよびテレコミュニケーション事業(ICT)の獲得の結果による、それぞれ20百万ユーロおよび68百万ユーロの項目「人件費およびその他の固定営業費用」の下で資産のためにグループが実施した事業の調整済みの金額(「システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」を参照のこと。)。

発電および供給部門

2017年、この部門に関するEBITDAは、1,350百万ユーロ(+27.0%)であった。2017年に関するEBITDAを見る際は、以下の要因を考慮しなければならない。

- ・ 限界利益における16.7%。
- ・ 2017年および2016年の自発的出国契約に関して認識されるそれぞれ5百万ユーロおよび74百万ユーロの引当金。
- ・ それぞれ10百万ユーロおよび3百万ユーロであった両年における労働力削減および契約停止契約のための引当金の更新。
- ・ それぞれ181百万ユーロおよび75百万ユーロでのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の設立(「連結の範囲」を参照のこと。)

配電部門

2017年、この部門に関するEBITDAは、2,050百万ユーロ(+14.7%)であり、以下を含んでいた。

- ・ 2017年についての配電の報酬に関して認識される収益の見積による限界利益のプラスの実績(+8%)(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)
- ・ 事業部門における平均労働力の減少(-8.8%)による2017年の人件費の減少(-20.6%)ならびに労働力の最適化プロジェクトおよびその更新のための引当金の57百万ユーロの減少(それぞれ2百万ユーロおよび12百万ユーロ)。
- ・ 品質および効率性を向上させるための進行中のプロジェクトによる、2017年のその他の固定営業費用の封じ込め(-0.5%)。

構造およびその他

2017年、構造およびその他に関するEBITDAは142百万ユーロであり、以下を含んでいた。

- ・ 社会的補填に関して認識される費用の減少により205百万ユーロ増加した、限界利益のプラスの実績(「(2) 事業の概観 規制」を参照のこと。)
- ・ 異なる労働力の最適化計画に関して2017年および2016年に認識される引当金(それぞれ14百万ユーロおよび95百万ユーロ)ならびに両年に関して行われる更新(それぞれ15百万ユーロおよび2百万ユーロ)。

EBIT

以下の表は2017年におけるエンデサの事業部門のEBITおよび前年比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)				
	EBIT(3)			
	2017年	2016年	増加率 (減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給	488	1,065	(54.2)	24.0
本土外の領域(TNP)の発電	285	246	15.9	14.0
その他の発電および供給 (1)	203	819	(75.2)	10.0
調 整	-	-	-	-
配 電	1,453	1,131	28.5	71.5
構造およびその他 (2)	90	(231)	(139.0)	4.5
合 計	2,031	1,965	3.4	100.0

(1) 2017年は、74百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)から生み出されたEBIT(2016年7月27日の獲得以来、2016年において16百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

(3) EBIT=EBITDA-減価償却費および減損損失。

発電および供給部門

2017年、発電および供給部門に関するEBITは488百万ユーロ(-54.2%)であり、特に以下を含んでいた。

- ・ EBITDAにおける27%の減少。
- ・ 水力、風力および太陽光発電設備の見積もられた耐用年数の修正による減価償却費における76百万ユーロの減少。
- ・ 前段落で言及される再生可能エネルギー発電所の耐用年数の変更の影響を含む、74百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の完全な合併の貢献(2016年7月27日の獲得以来、2016年において16百万ユーロ)(「連結の範囲」を参照のこと。)
- ・ 取引不良債権に関する減損準備金の純額における59百万ユーロの増加

配電部門

2017年の配電部門に関するEBITは、主にEBITDAにおける14.7%の増加の結果、前年同期比で322百万ユーロ増加した(+28.5%)。

この実績は、第三者によって行われる査定に起因する土地に係る減損準備金の純額に関連する43百万ユーロの変動を含む。

構造およびその他

2017年、構造およびその他に関するEBITは、前年比で321百万ユーロ増加し、合計321百万ユーロであった。この実績は、以下を含む。

- ・ EBITDAにおける348百万ユーロの増加。
- ・ システムおよびテレコミュニケーション事業(ICT)を含めたことによる減価償却費における18百万ユーロの増加(+83.3%)(「システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」を参照のこと。)

2017年のエンデサの事業における減価償却費および減損損失の内訳ならびに前年比の変動は、以下のとおりである。

単位：百万ユーロ				
	減価償却費および減損損失			
	2017年	2016年	増加率 (減少率)(%)	合計への 寄与率(%)
発電および供給	862	785	9.8	57.1
本土外の領域(TNP)の発電	167	143	16.8	11.1
その他の発電および供給 (1)	695	642	8.3	46.0
調 整	-	-	-	-
配 電	597	657	(9.1)	39.5
構造およびその他 (2)	52	25	108.0	3.4
合 計	1,511	1,467	3.0	100.0

(1) 2017年は、107百万ユーロのENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の減価償却費および減損損失(2016年7月27日の獲得以来、2016年において59百万ユーロ)を含む(「連結の範囲」を参照のこと。)

(2) 構造、サービスおよび調整を指す。

連結の範囲**Eléctrica de Jafre, S.A.**

2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は、送配電ならびに水力および電力量計の貸与および測定を事業に含むEléctrica de Jafre, S.A.の出資持分の52.54%を取得した。ENDESA Red, S.A.U.は以前は当該企業の47.46%を保有していた。この取引の結果、エンデサはEléctrica de Jafre, S.A.の完全な支配によって重要な影響力を持つようになり、そのためその配電事業を強化することとなった(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)

Eléctrica de Jafre, S.A.の取得により発生した正味キャッシュアウトフローは1百万ユーロとなり、これは主に取引で合意された価格と一致する。

購入価格はEléctrica de Jafre, S.A.からの取得資産および負債の公正価値(取得純資産)に基づき以下の項目名で連結財務書類に最終的に配分された。

(単位：百万ユーロ)	
非流動資産	4
有形固定資産	4
総資産	4
非流動負債	1
繰延収益	1
流動負債	1
買掛金およびその他の支払債務	1
総負債	2
取得純資産の公正価値	2

取得資産および引受負債の公正価値の決定に際して、予期される割引キャッシュフローは取得日時点で効力のある報酬システムに沿って考慮された。

2017年に、2017年5月31日の取得日以降、会社が発生させた税引後の通常の収益および利益は重要ではなかった。加えて、2017年1月1日に取得が行われた場合、2017年中にこの取引で発生した税引後の通常の収益および利益は1百万ユーロ未満であっただろう。

Eléctrica de Jafre, S.A.に以前保有していた非支配持分47.46%の公正価値の測定により取得された支配日時点の税引前利益は、1百万ユーロ未満であった。

再生可能エネルギーの競売で落札した施設に関する企業取引

2017年5月17日および2017年7月26日に行われた施設の競売の結果、エンデサは、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)を通じて、それぞれ540メガワットの風力発電施設および339メガワットの太陽光発電施設を落札し(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記3および4.5を参照のこと。)、以下の企業取引を通して正式なものとされた(「(2) 事業の概観 規制」および「(2) 事業の概観 投資」を参照のこと。)

- ・ 2017年11月2日の51%の持分割合でのExplotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A.(風力技術)という新規の会社の設立
- ・ 以下の会社の取得

	取得日	技術	2017年12月31日 時点の持分割合 支配
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	2017年11月23日	太陽光	100.00
Baylio Solar, S.L.U.	2017年12月15日	太陽光	100.00
Dehesa de los Guadalupes Solar, S.L.U.	2017年12月15日	太陽光	100.00
Furatena Solar 1, S.L.U.	2017年12月15日	太陽光	100.00

これら全ての取引で合意された価格は5百万ユーロで、合計の正味キャッシュアウトフローは1百万ユーロであった(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.3を参照のこと。)

エンデサはこれらの会社の取得を企業結合として認識しており、取得法の適用により、以下の損益計算書の項目名で取得日における各会社の取得資産および引受負債(正味取得資産)を公正価値で明確に認識した。

(単位：百万ユーロ)	
公正価値	
非流動資産	6
有形固定資産	6
総資産	6
非流動負債	1
繰延税金負債	1
総負債	1
取得純資産の公正価値	5

新規に設立された会社および取得した会社は現在そのプロジェクトを実施するための許可および免許を申請している。したがって、再生可能エネルギー施設の工事はまだ開始しておらず、取得/設立日以来収入は発生していない。

その他の投資

2017年6月30日、ENDESAはAquilae Solar, S.L.、Cefeidas Desarrollo Solar, S.L.、Cephei Desarrollo Solar, S.L.、Desarrollo Photosolar, S.L.、Fotovoltaica Insular, S.L.およびSol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.に対する持分を売却した。当該取引により2017年の連結損益計算書上に4百万ユーロの税引前収益が発生した(「資産の売却による収益」および「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記2.5を参照のこと。)

2017年7月18日、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)はProductor Regional de Energía Renovable, S.A.(15%)およびProductor Regional de Energías Renovables III, S.A. (17.11%)の非支配持分の購入をそれぞれ2百万ユーロおよび3百万ユーロで完了した。当該取引は、連結損益計算書に影響を及ぼさず、持分に3百万ユーロ影響した(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記2.3を参照のこと。)

2017年8月4日、エンデサがそれぞれ99.65%および99.91%の持分を有したMinas de Estercuel, S.A.(清算中)およびMinas Gargallo, S.L.(清算中)の解散が企業登録局に登録された(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記2.3を参照のこと。)

2017年12月28日、エンデサはNueva Marina Real Estate, S.L.に有していた60%の株式資本を売却した。当該取引により2017年の連結損益計算書に9百万ユーロの税引前収益が発生した(「資産の売却による収益」および「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記2.3を参照のこと。)

ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE).

2016年7月27日、エンデサS.A.の完全子会社であるENDESA Generación S.A.U.は、ENEL Green Power International B.V.からENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の株式資本の60%を取得し、それにより従前の持分の40%から株式資本を増加させた。

購入の実行日、エンデサは、従前に保有していた相当の影響力に比して、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の支配権を引き受けた。

ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の購入から1年後の2017年12月31日に、一定の填補資産の査定および偶発債務を考慮した最終決定を得た後の2017年のその資産、負債および偶発債務の公正価値での測定の完了に続き事業連結は認識された(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.4および17.3を参照のこと。)

取得方法の適用により、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の取得資産および引受負債(正味取得資産)は、以下の連結財務書類の項目名で取得日における公正価値で認識された。

(単位：百万ユーロ)			
	暫定的な公正価値	期間中の評価調整	確定公正価値
非流動資産	2,328	(2)	2,326
有形固定資産	1,248	-	1,248
無形資産	757	-	757
持分法適用による投資	34	-	34
非流動金融資産	252	(2)	250
繰延税金資産	37	-	37
流動資産	143	-	143
在庫	29	-	29
売掛金およびその他の受取債権	70	-	70
流動金融資産	13	-	13
現金および現金同等物	31	-	31
総資産	2,471	(2)	2,469
非支配持分	148	-	148
非流動負債	445	(4)	441
繰延収益	9	-	9
非流動引当金	55	(4)	51
年金および類似の負担金	2	-	2
その他の非流動引当金	53	(4)	49
非流動有利子ローンおよび借入金	141	-	141
その他の非流動負債	9	-	9
繰延税金負債	231	-	231
流動負債	164	-	164
短期有利子ローンおよび借入金	86	-	86
買掛金およびその他の支払債務	78	-	78
総負債 (1)	609	(4)	605
		-	-
取得純資産の公正価値	1,714	2	1,716

(1) 主に再評価された資産は無形資産のカテゴリーに分類される(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記8を参照のこと。)。

上記のとおり記録された事業連結と資産および負債の公正価値との費用の差は、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)に以前保有していた40%の持分の公正価値を十分に考慮して296百万ユーロののれんを発生させた。

獲得の結果、2017年の連結損益計算書はENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の損益を含んでいる。

2017年の純利益へのENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の貢献は51百万ユーロ(2016年は38百万ユーロ)で、その内訳は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	2017年	2016年
収益	280	118
限界利益	256	104
EBITDA(1)	181	75
EBIT(2)	74	16
正味財務利益/損失	2	1
持分法を適用して会計処理される会社の純利益/純損失およびその他の投資	5	(65) (3)
所得税	(20)	87 (4)
非支配持分	(10)	(1)
合 計	51	38

- (1) EBITDA=収益－仕入およびサービス＋資産のためにグループが実施した事業－人件費－その他の固定営業費用。
(2) EBIT=EBITDA－減価償却費、償却費および減損損失。
(3) エンデサS.A.がENDESA Generación, S.A.U.を通して以前当該支配を獲得する日まで保有していた40%の持分に関連する純利益および純損失(7百万ユーロ)、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)での持分40%の残存価値が帳簿価格より低かったことを考慮した、当該支配が獲得された日以前に認識された減損(72百万ユーロ)、およびENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)での非支配持分40%の公正価値測定の結果としての獲得日時点での純利益(マイナス4百万ユーロ)を主に含む。
(4) ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の獲得に続き、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)による分配ではなく2010年に会社の支配が失われた後に発生した利益の結果としてエンデサに記録された81百万ユーロの繰延税金負債の払戻しがあり、これは認識のための要件を満たした。

2016年および2017年のENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)に関する主な数値は以下のとおりであった。

	2017年	2016年
発電量(ギガワット時)	3,441	1,212 (1)
総発電可能量(メガワット)(2)	1,675	1,675
純設備容量 (メガワット)(2)	1,675	1,675
電力売上(ギガワット時)	3,441	1,212 (1)

- (1) 獲得日である2016年7月27日以降。
(2) 12月31日時点。

システムおよび電気通信事業(ICT)の取得

2016年12月29日、エンデサS.A.は、完全子会社であるENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.を通じて、ENEL Iberia, S.L.U.からエンデサの事業範囲においてICT事業を取得できる、ITおよび電気通信事業の譲渡契約を締結した(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1を参照のこと。)

当該取引は、当該事業の実施の影響を受ける物、人材および第三者との契約の移転を伴った。

当該取引の効力発生日は2017年1月1日であり、エンデサの事業の範囲に適応させるために更に柔軟にすることを目的としたエンデサのシステムおよび電気通信サポート事業の再編を伴い、社内手続および管理経営を簡略化した。

本事業の購入に関して規定される価格は246百万ユーロであり、これは契約が正式なものとなった日に支払われた。当該取引は、取得方法を通じて認識され、また、連結財務書類の以下の項目に確定的に割り当てられた。

(単位：百万ユーロ)	
公正価値	
非流動資産	95
有形固定資産	64
無形資産	30
長期金融資産	1
資産合計	95
非流動負債	8
非流動引当金	8
流動負債	2
買掛金およびその他の支払債務	2
負債合計	10
承継純資産の公正価値	85

上記のとおり記録された事業連結と計上された資産および負債の公正価値との費用の差は、161百万ユーロののれんを発生させた。これは、ICT事業の将来的な運営におけるエンデサの自主性拡大の見込み、運営および管理の簡略化および改善ならびに予想される費用の減額等の点に基づき、運営において獲得されるべき予想されるシナジーによるものである。

取得資産および引受負債の公正価値は、システムおよびテレコミュニケーション(ICT)事業の事業計画および傾向に基づき、割引フリーキャッシュフローによって決定された。

2017年に、システムおよびテレコミュニケーション事業(ICT)はEBITDAに30百万ユーロおよびEBITに12百万ユーロ貢献した。

後発事象

2018年1月3日、エンデサがその子会社であるENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて50%の持分を保有する関連会社、Consortio Eólico Marino Cabo de Trafalgar, S.L.(清算中)は消滅した。

2018年1月1日から本有価証券報告書の作成日まで、それぞれ風力の540メガワットおよび太陽光の339メガワットに関する2017年5月17日および2017年7月26日に開催された再生可能エネルギーの競売における落札(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4を参照のこと。)の結果、以下の会社を取得された。

	日付	取引	技術	持分(%)	
				支配	持分
Valdecaballeros Solar, S.L.U.	2018年1月9日	買収	太陽光	100.00	100.00
Navalvillar Solar, S.L.U.	2018年1月9日	買収	太陽光	100.00	100.00
Castiblanco Solar, S.L.U.	2018年1月9日	買収	太陽光	100.00	100.00
Aranort Desarrollos, S.L.U.	2018年1月19日	買収	風力	100.00	100.00
Parque Eólico Muniesa, S.L.U.	2018年1月12日	買収	風力	100.00	100.00
Parque Eólico Farlán, S.L.U.	2018年1月12日	買収	風力	100.00	100.00
Bosa del Ebro, S.L.	2018年2月21日	買収	風力	51.00	51.00
Tauste Energía Distribuida, S.L.	2018年3月23日	買収	風力	51.00	51.00
Eólica del Cierzo, S.L.U.	2018年3月23日	買収	風力	100.00	100.00
San Francisco de Borja, S.A.	2018年3月23日	買収	風力	66.67	66.67
Energía Eólica Alto del Llano, S.L.U.	2018年5月11日	買収	風力	100.00	100.00

2018年4月3日、エンデサは、当社の株式保有の価格42百万ユーロ、当社の前の株主によって保持されていた劣後債務15百万ユーロの合計57百万ユーロで、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じてParques Eólicos Gestinver, S.L.を買収した。獲得した会社はガリシア州及びカタルーニャ州にある5つの風力基地で合計132メガワットの風力発電容量を有している。

2018年6月18日、エンデサは、自らの完全保有子会社であるEndesa Red, S.A.U.を通じて、全ての既存株主を対象とした、非上場企業であるEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.(以下「EAEC」という。)の全株式資本を取得するバイディングオファーを行うことを決定した。オファー価格は、1株あたり13.21ユーロであり、全株式が取得された場合、合計87,514,929ユーロとなる。当該取得は、スペイン独占禁止当局による適切な承認およびEndesa Red, S.A.U.によるEAECの株式資本の50.1%以上の支配持分の取得を条件とする。EAECは、30,000人超の顧客を有し、エンデサが発電事業を行うセウタにおいて、電力の配電および供給の大手企業である。

上記の事象を除き、2017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

効率的な費用管理および最適化方針の一環として、スペインにおける財政機能はエンデサに集中している。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、満期のカレンダーを、経営計画で予定されているキャッシュ・フローを生み出す能力に合わせて調整可能な中長期の資金を取得するという、財政構造において現在までに用いられた同様の保守的な方針を維持している。これを行うために、エンデサは以下を行う。

- ・ 特に銀行市場および資本市場を通じ、外部の資金を用いている。
 - ・ 超長期ローンに対して魅力的な条件を提示する公的機関からも資金を得ている。
 - ・ 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を有している。本資金は主要な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(ECP)の発行により得ている。
- また、エンデサは適用ある移転価格規制に従って、ENELグループ会社と取引を行っている。

流動性

2017年12月31日において、エンデサの流動性は以下のとおり3,495百万ユーロ(2016年12月31日時点で3,620百万ユーロ)であった。

	(単位：百万ユーロ)				
	流動性				
	2017年12月31日	2016年12月31日	変 化	変 化 率(%)	
現金および現金同等物	399	418	(19)	(4.5)	
無条件かつ未使用の与信枠 (1)	3,096	3,202	(106)	(3.3)	
合 計	3,495	3,620	(125)	(3.5)	
負債満期の範囲(月) (2)	29	17	-	-	

(1) 2017年および2016年の12月31日の時点で、ENEL Finance International, N.V.の契約済みかつ取消不能の信用供与枠によって1,000百万ユーロが計上された。

(2) 満期の範囲(月)=利用可能な流動性資金で補填できる生長型負債の満期(月)

「現金および現金同等物」とみなされる財政投資は流動性が高く、価値の変動のリスクがない。契約日から3か月で満期を迎え、当該商品の市場金利で利息が発生する。エンデサの現金および現金同等物についての情報は「第6 経理の状況」に含まれる2017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に記載されている。

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、2017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15.1.12に記載されている。

キャッシュ・フロー分析

2017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、399百万ユーロ(2016年12月31日時点で418百万ユーロ)であった。

2017年および2016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)			
	キャッシュフロー			
	2017年12月31日	2016年12月31日	変 化	変 化 率(%)
営業活動から生じた正味 キャッシュフロー	2,438	2,995	(557)	(18.6)
投資活動で使用された正味 キャッシュフロー	(1,115)	(2,317)	1,202	(51.9)
財務活動で使用された正味 キャッシュフロー	(1,342)	(606)	(736)	121.5

2017年において、営業活動からの正味キャッシュフロー(2,438百万ユーロ)は、エンデサの事業を行うために要求される純投資額(1,115百万ユーロ)および財務活動から生じた正味キャッシュフロー(1,342百万ユーロ)を満たすのに役立った。一方、現金および現金同等物は当該期間中19百万ユーロ減少した。

エンデサのキャッシュフローの連結計算書に関する情報は、2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記33に記載されている。

営業活動から生じたキャッシュフロー

2017年に営業活動から生じた正味キャッシュフローは合計2,438百万ユーロとなり、これは、2016年(2,995百万ユーロ)に対し、557百万ユーロの減少(-18.6%)であり、詳細は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	2017年	2016年
税引前利益	1,900	1,710
調整	1,579	1,840
減価償却費および減損損失	1,511	1,467
その他調整(純額)	68	373
運転資本の変動	(370)	217
売掛金およびその他の受取債権	(387)	(57)
在庫	(241)	(162)
流動金融資産	(554)	336
買掛債務およびその他流動負債	812	100
営業活動から生じた/(営業活動で用いられる) その他キャッシュフロー	(671)	(772)
受取利息	44	27
受取配当	27	22
支払利息	(134)	(128)
支払所得税	(350)	(346)
営業活動から生じたその他の受取金および 営業活動に関する支払金	(258)	(347)
営業活動から生じた正味キャッシュフロー	2,438	2,995

営業活動から生じた正味キャッシュフローを決定する異なる項目における変化に関して、以下のとおりである。

- 2017年、営業活動から生じた正味キャッシュフローは、それぞれ195百万ユーロおよび6百万ユーロ(それぞれの獲得日以来、2016年において65百万ユーロおよび1百万ユーロ)の連結の範囲において、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)およびEléctrica del Ebro, S.A.U.の設立を含む(「(3) 経営成績 連結の範囲」を参照のこと。)
- 587百万ユーロであった両期間の間の運転資本の変化は、主に本土外の領域(TNP)の発電に対応する超過費用に対する補償に対応する純受取金における833百万ユーロの減額に起因する(「(2) 事業の概観 規制」および2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4、13、19.1.1および23を参照のこと。)
- これらの変化はまた、社会的補填に関連する複数の決定の採択の結果である社会的補填の受領における金額も反映している(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4、17.3、26および30を参照のこと。)(「(2) 事業の概観 規制」ならびに2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記4、17.3、26および30を参照のこと。)

- 2017年、当社は、特にプロセスの向上、売掛金の買取(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記13を参照のこと。)および供給業者との支払期間を延長する契約に焦点を当てて、流動資産および負債の管理に関する積極的な方針を継続した(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記23を参照のこと。)
- 89百万ユーロであった両期間におけるその他営業活動受取金および支払金の変動は主に、労働力削減計画に対応する引当金に関する支払いの減少による(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記17.2を参照のこと。)

2017年および2016年12月31日時点の運転資本の内訳は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	2017年12月31日	2016年12月31日
流動資産(1)	5,131	5,015
在庫(2)	1,267	1,202
売掛金およびその他の受取債権(3)	3,100	3,452(4)
流動金融資産	764(5)	361(6)
流動負債(7)	6,557	6,377
短期引当金(8)	425	567
営業債務およびその他の債務(9)	6,132(10)	5,810(11)

- (1) 「現金および現金同等物」ならびに金融負債に対応する金融デリバティブ資産を除く。
- (2) 2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記12を参照のこと。
- (3) 2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記13を参照のこと。
- (4) 合計246百万ユーロであった2016年12月29日に支払われたシステムおよびテレコミュニケーション事業(ICT)の取得価格を含む(「(3) 経営成績システムおよび電気通信事業(ICT)の取得」を参照のこと。)
- (5) 規制事業における不足の資金手当のための徴収権に関する222百万ユーロ、配電事業に関する報酬に関連する70百万ユーロおよび本土外の領域(TNP)の発電における超過費用に関する補償に関連する304百万ユーロを含む(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記19.1.1を参照のこと。)
- (6) 規制事業における不足の資金手当のための徴収権に関する258百万ユーロおよび配電事業に関する報酬に関連する32百万ユーロを含む(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記19.1.1を参照のこと。)
- (7) 流動金融負債および金融負債に対応する金融デリバティブ負債を除く。
- (8) 2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記24を参照のこと。
- (9) 2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記23を参照のこと。
- (10) 2018年1月2日に支払われた741百万ユーロの2017年の利益に対する請求を伴う中間配当を含む(「第5 提出会社の状況 2 配当政策」を参照のこと。)
- (11) 2017年1月2日に支払われた741百万ユーロの2016年の利益に対する請求を伴う中間配当(「第5 提出会社の状況 2 配当政策」を参照のこと。)および本土外の領域(TNP)の発電における超過費用に関する補償に関連する296百万ユーロを含む(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記19.1.1を参照のこと。)

投資活動において用いられる正味キャッシュフロー

2017年、投資活動において用いられる正味キャッシュフローは1,115百万ユーロとなり、2016年(2,317百万ユーロ)と比べて51.9%減少し、とりわけ以下を含んだ。

- 971百万ユーロでの有形固定資産および無形資産の獲得に使用された正味現金支払額(2016年に1,144百万ユーロ)(「(2) 事業の概観 投資」を参照のこと。)
- グループ会社の保有持分における処分の投資および/または徴収の支払い。詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)			
	セクション	2017年	2016年
グループ会社の保有持分への投資		(2)	(1,196)
再生可能エネルギーの競売で落札した施設に関する企業取引	2.4	(1)	-
Eléctrica de Jafre, S.A.	2.4	(1)	-
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)	2.4	-	(1,178)
Eléctrica del Ebro, S.A.U.		-	(18)
グループ会社の保有持分における処分		16	135
Aquila Solar, S.L.、Cefeidas Desarrollo Solar, S.L.、 Cephei Desarrollo Solar, S.L.、Desarrollo Photosolar, S.L.、Fotovoltaica Insular, S.L.およびSol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	2.4	16	-
Energía de La Loma, S.A.およびEnergías de la Mancha Eneman, S.A.		-	21
ENEL Insurance N.V.		-	114

財務活動において用いられる正味キャッシュフロー

2017年、財務活動において用いられる正味キャッシュフローは、1,342百万ユーロとなり、2016年(606百万ユーロ)と比べて121.5%増加し、主に以下を含んだ。

- 以下の非流動借入金からの収益

(単位：百万ユーロ)			
	セクション	2017年	2016年
欧州投資銀行(EIB)のトランシェBおよびCからの収益	4.1	300	-
極度額からの収益		-	90
その他収益		15	19

- 以下の非流動借入金からの返済

(単位：百万ユーロ)			
		2017年	2016年
International ENDESA, B.V.により発行された社債の返済		20	-
Natixisとのローンの返済		21	-
極度額の返済		-	105
その他返済		33	13

- 以下の配当の支払い

(単位：百万ユーロ)			
	セクション	2017年	2016年
支払済の親会社の配当	13.2	1,411	1,086
支払済の非支配持分の配当(1)		4	3

(1) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の企業に対応する。

- 企業、Productor Regional de Energía Renovable, S.A.およびProductor Regional de Energías Renovables III, S.A.における非支配持分の獲得に関連する3百万ユーロの正味支払額(2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記2.3.1および15.2を参照のこと。)

純金融負債

2017年12月31日時点において、エンデサは、4,985百万ユーロの純金融負債を有しており、2016年12月31日時点の負債と比較して47百万ユーロ増加した(+1%)。

2017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)				
	金融負債の調整			
	2017年12月31日	2016年12月31日	変 化	変 化 率(%)
長期有利子ローンおよび借入金	4,414	4,223	191	4.5
短期有利子ローンおよび借入金	978	1,144	(166)	(14.5)
総金融負債(1)	5,392	5,367	25	0.5
現金および現金同等物	(399)	(418)	19	(4.5)
金融資産として認識されたデリバティブ	(8)	(11)	3	(27.3)
純金融負債	4,985	4,938	47	1.0

(1) 2017年12月31日時点において、金融負債に基づき認識される金融デリバティブに対応する12百万ユーロを含む(2016年12月31日に17百万ユーロ)。

2017年の純負債を評価するにあたり、2017年1月2日にエンデサは株主に2016年の利益に対し1株あたり0.70ユーロの中間配当を支払い741百万ユーロの出費を伴ったこと、および2017年7月3日に2016年の利益に対し1株あたり0.633ユーロの追加の総配当(663百万ユーロ)を支払い670百万ユーロの出費を伴ったことも念頭に置いておくべきである(「第5 提出会社の状況 2 配当政策」を参照のこと。)

2017年および2016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)				
通 貨	総金融負債の構造			
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	変 化	変 化 率(%)
ユーロ	5,392	5,367	25	0.5
合計	5,392	5,367	25	0.5
固定利率	3,611	3,661	(50)	(1.4)
変動利率	1,781	1,706	75	4.4
合計	5,392	5,367	25	0.5
平均年数(年) (1)	6.1	6.5	-	-
平均費用(%) (2)	2.1	2.5	-	-

(1) 総金融負債の年数(年) = (元本×期間の日数) / (12月31日時点の有効な元本×365日)。

(2) 総金融負債平均費用(%) = (総金融負債の費用) / 総平均金融負債

2017年12月31日時点で、当社の総金融負債の67%については固定利率で利息が発生しており、残りの33%については変動利率で利息が発生している。またその時点において、当社の総金融負債は100%ユーロ建てである。

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2017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。

2017年および2016年12月31日時点における、連結財政状態計算書上の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					
2017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	916	35	889	924	924
銀行借入	910	892	18	910	943
その他の借入 (1)	3,546	3,475	71	3,546	4,080
デリバティブを除く有利 子ローンおよび借入合計	5,372	4,402	978	5,380	5,947
デリバティブ	113	12	-	12	12
合 計	5,485	4,414	978	5,392	5,959

(1) 452百万ユーロ(長期)および23百万ユーロ(短期)になるファイナンスリースを含む(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記9.1を参照のこと。)

単位：百万ユーロ

2016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	1,015	57	968	1,025	1,023
銀行借入	717	650	68	718	747
その他の借入 (1)	3,607	3,499	108	3,607	4,252
デリバティブを除く有利子ローンおよび借入合計	5,339	4,206	1,144	5,350	6,022
デリバティブ	127	17	-	17	17
合 計	5,466	4,223	1,144	5,367	6,039

(1) 474百万ユーロ(長期)および23百万ユーロ(短期)になるファイナンスリースを含む(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記9.1を参照のこと。)

2017年および2016年12月31日時点において、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	2017年 12月31日 時点の 帳簿価格	公正 価値	短期	長期	満 期					額面 金額
						2019年	2020年	2021年	2022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	19	19	-	19	-	-	-	-	19	12
変動金利	2019年	905	905	889	16	16	-	-	-	-	904
合 計		924	924	889	35	16	-	-	-	19	916
銀行借入											
固定金利	2046年	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
変動金利	2029年	910	943	18	892	65	83	95	96	553	910
合 計		910	943	18	892	65	83	95	96	553	910
その他の借入											
固定金利	2036年	3,494	4,029	33	3,461	23	24	24	24	3,366	3,494
変動金利	2029年	52	51	38	14	-	-	12	1	1	52
合 計		3,546	4,080	71	3,475	23	24	36	25	3,367	3,546
合 計		5,380	5,947	978	4,402	104	107	131	121	3,939	5,372

	単位：百万ユーロ										
	満期	2016年 12月31日 時点の 帳簿価格	公正 価値	短期	長期	満 期					額面 金額
						2018年	2019年	2020年	2021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	40	38	-	40	-	-	-	-	40	32
変動金利	2019年	985	985	968	17	-	17	-	-	-	983
合 計		1,025	1,023	968	57	-	17	-	-	40	1,015
銀行借入											
固定金利	2046年	21	22	-	21	-	-	-	-	21	21
変動金利	2029年	697	725	68	629	61	62	62	62	382	696
合 計		718	747	68	650	61	62	62	62	403	717
その他の借入											
固定金利	2036年	3,551	4,195	66	3,485	23	23	24	24	3,391	3,551
変動金利	2029年	56	57	42	14	2	-	2	6	4	56
合 計		3,607	4,252	108	3,499	25	23	26	30	3,395	3,607
合 計		5,350	6,022	1,144	4,206	86	102	88	92	3,838	5,339

2017年および2016年12月31日時点において、為替デリバティブ以前の総金融負債の詳細(通貨別)および通貨ヘッジの影響は、以下のとおりである。

	単位：百万ユーロ							
	2017年12月31日							
	初期負債構造			返済 余力率 の影響	返済後の負債構造		利率	
	償却費用	額面金額	合計に 対する 割合(%)		償却費用	合計に 対する 割合(%)	平均利率	実効利率
ユーロ	5,380	5,372	100.00%	-	5,380	100.00%	2.10%	2.10%
その他	-	-	0.00%	-	-	0.00%	-	-
合 計	5,380	5,372	100.00%	-	5,380	100.00%	2.10%	2.10%

	単位：百万ユーロ							
	2016年12月31日							
	初期負債構造			返済 余力率 の影響	返済後の負債構造		利率	
	償却費用	額面金額	合計に 対する 割合(%)		償却費用	合計に 対する 割合(%)	平均利率	実効利率
ユーロ	5,350	5,339	100.00%	-	5,350	100.00%	2.50%	2.50%
その他	-	-	0.00%	-	-	0.00%	-	-
合 計	5,350	5,339	100.00%	-	5,350	100.00%	2.50%	2.50%

2017年および2016年のデリバティブを除く長期有利子ローンおよび借入の額面金額の変化は以下のとおりである。

単位：百万ユーロ						
	2016年 12月31日時点 の額面金額	返済および 償還 (注記33.3)	連結範囲の 変化 (注記5)	新たな借入 (注記33.3)	譲渡	2017年 12月31日時点 の額面金額
社債および他の 市場性のある 有価証券	47	(20)	-	-	-	27
銀行借入	649	(46)	-	306	(17)	892
その他の借入	3,499	(8)	(2)	9	(23)	3,475
合 計	4,195	(74)	(2)	315	(40)	4,394

単位：百万ユーロ						
	2015年 12月31日時点 の額面金額	返済および 償還 (注記33.3)	連結範囲の 変化 (注記5)	新たな借入 (注記33.3)	譲渡	2016年 12月31日時点 の額面金額
社債および他の 市場性のある 有価証券	215	-	-	-	(168)	47
銀行借入	676	(114)	115	96	(124)	649
その他の借入	3,778	(4)	5	13	(293)	3,499
合 計	4,669	(118)	120	109	(585)	4,195

2017年の全ての有利子ローンおよび借入に対する平均利率は2.1%であった(2016年は2.5%)。

2017年および2016年12月31日時点において、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			
	2017年12月31日		2016年12月31日	
	デリバティブ前	デリバティブ後	デリバティブ前	デリバティブ後
固定金利	3,599	3,611	3,660	3,660
変動金利	1,382	1,374	1,272	1,278
合 計	4,981	4,985	4,932	4,938

2017年および2016年12月31日において、エンデサにより行われた借入金の参照利率は、主にEuriborである。

2017年および2016年12月31日時点における契約したデリバティブならびにかかるデリバティブの公正価値
および満期の詳細が次表に示されている。

デリバティブ	単位：百万ユーロ							
	2017年12月31日							
	公正価値	名目価格						
		2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	それ以降	合計
金融派生商品	(4)	-	15	77	-	36	12	140
金利ヘッジ	8	-	15	-	-	-	12	27
公正価値ヘッジ	8	-	15	-	-	-	12	27
スワップ	8	-	15	-	-	-	12	27
ヘッジ手段として指定 されていないデリバティブ	(12)	-	-	77	-	36	-	113
スワップ	(12)	-	-	77	-	36	-	113
フィジカル・デリバティブ	29	3,145	1,246	149	1	-	-	4,541
為替相場	(37)	1,105	510	84	1	-	-	1,700
ヘッジとして指定されて いるもの	(34)	793	468	83	1	-	-	1,345
先物	(34)	793	468	83	1	-	-	1,345
ヘッジとして指定されて いないもの	(3)	312	42	1	-	-	-	355
先物	(3)	312	42	1	-	-	-	355
プライス	66	2,040	736	65	-	-	-	2,841
ヘッジとして指定されて いるもの	48	1,137	626	62	-	-	-	1,825
スワップ	48	1,137	626	62	-	-	-	1,825
燃料ヘッジとして指定され ていないもの	17	448	62	3	-	-	-	513
スワップ	14	374	62	3	-	-	-	439
その他	3	74	-	-	-	-	-	74
電力ヘッジとして指定され ていないもの	1	455	48	-	-	-	-	503
スワップ	1	441	48	-	-	-	-	489
その他	-	14	-	-	-	-	-	14
合 計	25	3,145	1,261	226	1	36	12	4,681

デリバティブ	単位：百万ユーロ							
	2016年12月31日							
	公正価値	名目価格						
		2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	それ以降	合計
金融派生商品	(6)	48	-	15	83	-	49	195
金利ヘッジ	11	41	-	15	-	-	12	68
公正価値ヘッジ	11	41	-	15	-	-	12	68
スワップ	11	41	-	15	-	-	12	68
ヘッジ手段として指定 されていないデリバティブ	(17)	7	-	-	83	-	37	127
金融スワップ	(17)	7	-	-	83	-	37	127
フィジカル・デリバティブ	140	2,618	379	73	1	-	-	3,071
為替相場	27	516	104	18	-	-	-	638
ヘッジとして指定されて いるもの	8	266	5	-	-	-	-	271
先物	8	266	5	-	-	-	-	271
ヘッジとして指定されて いないもの	19	250	99	18	-	-	-	367
先物	19	250	99	18	-	-	-	367
ブライス	113	2,102	275	55	1	-	-	2,433
ヘッジとして指定されて いるもの	69	139	-	-	-	-	-	139
スワップ	69	139	-	-	-	-	-	139
燃料ヘッジとして指定され ていないもの	81	1,161	216	40	1	-	-	1,418
スワップ	63	897	208	40	1	-	-	1,146
その他	18	264	8	-	-	-	-	272
電力ヘッジとして指定され ていないもの	(37)	802	59	15	-	-	-	876
スワップ	(37)	801	43	15	-	-	-	859
その他	-	1	16	-	-	-	-	17
合 計	134	2,666	379	88	84	-	49	3,266

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。

親会社の取締役は現在の財政状態の指標は、連結レバレッジ率であると考えている。2017年および2016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)			
純金融負債 長期有利子ローンおよび借入	注記	レバレッジ(1)	
		2017年12月31日	2016年12月31日
短期有利子ローンおよび借入		4,985	4,938
現金および現金同等物	18.1	4,414	4,223
金融資産として認識されるデリバティブ	18.1	978	1,144
純金融負債	14	(399)	(418)
長期有利子ローンおよび借入	19.3	(8)	(11)
資本	15	9,233	9,088
親会社	15.1	9,096	8,952
非支配持分	15.2	137	136
レバレッジ(%)		53.99	54.34

(1) レバレッジ(%)＝純金融負債/資本。

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。

電力規制の安定性および収益性に重点を置いた産業計画により、当社は持続可能性および長期成長の可能性を妥協することなく、株主が可能な限り投資に対する最大のリターンを得られるよう作成された配当方針を提案することが可能になった。

当社の取締役は、レバレッジにより、高い支払能力率を維持しながら資本費用を最適化することが可能になると考えている。したがって、予想収入および投資計画を十分に考慮し、将来の配当方針では、前述の資本管理目標の達成を可能にするレバレッジ率が維持される。

2017年に、2016年の利益に対して1,411百万ユーロの配当金総額が分配されることが決議され(2017年1月2日に支払われた1株あたり0.70ユーロ(税引前)の中間配当に一致する741百万ユーロおよび2017年7月3日に支払われた1株あたり0.633ユーロ(税引前)の追加配当に一致する670百万ユーロ)、これは会社の持分の純金融負債/資本率にマイナスの影響を与えなかった(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.1.9を参照のこと。)

2016年に、配当金は、2015年の利益に対して1,086百万ユーロ(1株あたり1.026ユーロ(税引前))(2016年1月4日に支払われた1株あたり0.40ユーロ(税引前)の中間配当、2016年7月1日に支払われた1株あたり0.626ユーロ(税引前)の追加配当)が分配された。

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。

資本管理の情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.1.11に含まれている。

格付管理

2017年、エンデサの格付の変化は以下のとおりである。

信用機関	格 付					
	2017年12月31日(1)			2016年12月31日(1)		
	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	安定的	Baa2	P-2	安定的
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	BBB+	F2	安定的

(1) 本有価証券報告書の承認日におけるもの。

2017年12月7日、スタンダード・アンド・プアーズは、エンデサに関する格付をBBBからBBB+へ上げ、5月にポジティブから格下げされた安定的の見通しを維持した。この見直しは、2018年から2020年に関する戦略的計画の発表後のENELの格付の全般的な見直しの一部を構成し、プログラムのデジタル化、規制事業および再生可能セクターへの注力ならびに株主構造の単純化を通じて費用構造を最適化するグループの能力に基づいていた。

2017年、エンデサを対象とする他の格付業者は自らの格付を肯定した。2018年2月19日、フィッチ・レーティングスは、安定的の見通しを有するBBB+の格付を確認し、また、2017年8月31日、ムーディーズは、安定的の見通しを有するBaa2の格付を確認した。

エンデサの格付は格付業者が用いる手法にしたがい、親会社であるENELの格付に制限されており、2017年12月31日、すべての格付業者により「投資適格」であった。

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に取り組んでいる。

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2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6、8および12に記載されている。内訳は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	将来の売買契約	
	2017年12月31日	2016年12月31日
有形固定資産	364	338
無形資産	7	2
金融資産	-	-
貯蔵燃料の購入およびその他	18,739	20,652
貯蔵燃料の購入	18,656	20,596
電力の購入	17	-
二酸化炭素排出権、認証排出削減量(CERs)およびERUsの購入	66	56
合 計	19,110	20,992

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。

2017年12月31日時点において、エンデサまたはそのいずれの子会社も、財務上の義務または負債の早期返済が必要となる義務に違反しなかった。

エンデサの取締役は、これらの条項によって、2017年12月31日現在の連結財政状態計算書における流動/固定の分類が変更されるとは考えていない。

財務上の規定

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およびInternational ENDESA, B.V.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。

また、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International ENDESA, B.V.により発行された社債ならびにエンデサ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条項を含む。

- ネガティブプレッジ条項：発行者もエンデサも、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。)。
- 「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。
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International ENDESA, B.V.により発行される社債の発行の場合(2017年12月31日時点において27百万ユーロ)には、以下を含む。
- クロスデフォルト条項：(保証人として)エンデサ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。

信用格付に関する条項

信用格付に関する条項に関し、エンデサは、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600百万ユーロおよび300百万ユーロに達する金融取引をそれぞれ2017年12月31日および2016年12月31日に欧州投資銀行(EIB)と締結した(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18.2.2を参照のこと。)。

支配権の変更にに関する条項

エンデサは、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約5,738百万ユーロがあり、2017年12月31日現在の未払負債は3,738百万ユーロである(2016年12月31日時点の未払負債3,450百万ユーロを含む5,250百万ユーロ)。

資産の譲渡に関する条項

エンデサの負債の一部には、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2017年12月31日時点で738百万ユーロ(2016年12月31日時点で495百万ユーロ)であった。

プロジェクトファイナンス

2017年12月31日に、再生可能エネルギー事業を営しプロジェクトファイナンスによって資金を調達されているいくつかのエンデサの子会社は159百万ユーロ(2016年12月31日時点で178百万ユーロ)の金融負債があり、以下の条項を含んでいる(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6.1、15.1.12および36.1を参照のこと。)

- マイナス12百万ユーロの純市場価格となるこれらの負債および関連したデリバティブ(2016年12月31日時点で17百万ユーロ)は、エンデサの支配権の変更により早く決済されなければならない可能性がある。
- 未払金融負債の金額に関する契約上の義務の遵守の保証として金融機関に付与された株式の担保(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6.1および36.1を参照のこと。)
- ほとんどの貸し手の認可を得ることおよび、場合によっては負債を返済するためのこれらの売却額を分配することを含む資産の売却の制限。
- 一定の条件の充足を前提とした、株主への利益の分配における制限。

負債返済引当金勘定を認識する義務(「第6 経理の状況」に含まれる2017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を参照のこと。)

割合の遵守に関する条項

2017年12月31日時点において、再生可能エネルギー事業を行ういくつかのエンデサの子会社は、いくつかのアンニアル・デット・サービス・カバレッジ・レシオ(ADSCR)に準拠することを要求されている。2017年12月31日時点において、これらの会社は、ファイナンス契約において規定される最低限の要件を満たしている。

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

2017年12月31日時点で、159百万ユーロの有形固定資産が第三者から受ける融資を担保するために担保権が設定された(2016年12月31日時点で178百万ユーロ)(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6.1、15.1.12および18.2.3を参照のこと。)

2017年および2016年12月31日時点において、エンデサの関連会社、ジョイント・ベンチャーおよび共同支配事業に付与される保証の内訳は「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.2に詳述されている。

エンデサは、2017年および2016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。

その他のコミットメント

有形固定資産の購入義務

2017年および2016年12月31日時点において、有形固定資産の購入義務の内訳は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	2017年12月31日(1)	2016年12月31日(2)
発電および供給	250	147
配電	114	190
その他	-	1
合 計	364	338

(1) グループ会社との義務に関する53百万ユーロを含む(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.1.2を参照のこと。)

(2) グループ会社との義務に関する115百万ユーロを含む(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.1.2を参照のこと。)

発電における義務は主に、生産拠点に関する投資に対応し、2018年から行われる。

エンデサは、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じ、2017年5月17日および2017年7月26日にエネルギー・観光・デジタル情報省によって行われた競売において、540メガワットの風力契約および339メガワットの太陽光発電契約を落札した(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4および5.3を参照のこと。)。これに基づき、エンデサは、落札した風力発電施設の建設に対して、およそ870百万ユーロを投資する意向であり、そのうち7百万ユーロが2017年12月31日時点で実現されており、1百万ユーロが同日にコミットされている。

配電における義務は、2018年までに予定されている配電網の延長または更新およびスマートメーターの設置のための投資を構成する。

2017年および2016年12月31日、ジョイント・ベンチャーから有形固定資産を購入する義務は存在しなかった。

無形資産の購入義務

2017年および2016年12月31日時点において、無形資産(主にソフトウェア)の購入義務の内訳は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)	
	2017年12月31日(1)	2016年12月31日(1)
発電および供給	4	1
配電	-	1
その他	3	-
合 計	7	2

(1) これらの金額のいずれも、グループ会社にコミットするものでなく、また、ジョイント・ベンチャーに対応するものでもない。

在庫の取得義務

2017年12月31日現在、貯蔵燃料購入の義務は18,656百万ユーロ(2016年12月31日現在は20,596百万ユーロ)に達し、「テイク・オア・ペイ」条項を有する合意に対応している。

2017年12月31日時点の将来的な商品購入義務の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)						
2017年12月31日時点の将来の購入の義務(1)						
	電力	原子力燃料	燃料油	ガス	その他	合計
2018年から2022年	17	279	532	7,145	438	8,411
2023年から2027年	-	9	-	6,548	-	6,557
2028年から2032年	-	-	-	3,705	-	3,705
合 計	17	288	532	17,398	438	18,673

(1) これらの金額のいずれも、グループ会社にコミットするものでなく、また、ジョイント・ベンチャーに対応するものでもない。

2017年および2016年12月31日現在、在庫を取得する義務は2014年にCorpus Christi Liquefaction, LLCとの間で取り決められた契約のもと液化天然ガスを取得する義務も含み、その一部はENEL, S.p.A.により保証されていた(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.1.2を参照のこと。)

2017年12月31日現在、二酸化炭素排出権、CERおよびERUを購入する将来的な義務は、全てのプロジェクトが成功して完了した場合の合意価格に従って、66百万ユーロとなった(2016年12月31日時点で56百万ユーロ)。2017年12月31日現在、この金額のうち、65百万ユーロは、グループ会社にコミットしていた(2016年12月31日時点で18百万ユーロ)(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.1.2を参照のこと。)

当社の取締役は、エンデサがこれらの責務を履行できると考えており、したがって、この点において不測の事態が生じることを予測していない。

その他の情報－保険

エンデサおよびその子会社は、自らの有形固定資産への損害のリスクおよび事業活動において当該会社に対して提起される可能性がある請求をカバーする保険契約を掛けている。当該会社は、これらの契約の対象範囲が十分であると考えている。発電所における停電に起因する潜在的な利益の喪失もまた、特定の資産によってカバーされる。2017年、事故に起因する資産への損害に関する保険会社からの支払いは、2百万ユーロとなった(2016年において3百万ユーロ)。

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12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1,250百万ユーロ)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。よって本規制の発効は、核損害に対す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日付の議定書および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が、本有価証券報告書の作成日現在においていくつかの欧州連合加盟国の批准のみ未完了である。

最近の資金調達取引

2017年の間に実施した主要な取引は以下のとおりである。

- ・ 2014年に欧州投資銀行(EIB)と締結された金融取引の枠組(エンデサ・ネットワークの近代化)のなかで、2017年1月18日および2017年2月20日にトランシェBおよびトランシェC(それぞれ150百万ユーロ)が利用可能となり、これによって合計600百万ユーロの取引の引当金が完了した。両方の引当金は変動し、2021年に減価償却可能な12年の満期を有する(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記33.3を参照のこと。)
- ・ 2017年、エンデサは、異なる金融機関との間で、1,985百万ユーロの極度額のほとんどについて、5年への延長の可能性を有する3年への延長に関する契約を締結した。
- ・ 2017年6月30日、エンデサは、ENEL Finance International N.V.との間でアレンジされた1,000百万ユーロの取消不能かつ締結済の関係会社間与信枠の条件の再交渉に成功し、満期を2020年6月30日まで延長し、また、発電施設が使用されない場合に適用されるマージンおよび手数料がそれぞれ55b.p.および18b.p.まで減額された。2017年12月31日、締結済関係会社間与信枠は実行されていない(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.1.2を参照のこと。)
- ・ 2017年12月21日、エンデサは、500百万ユーロの金額であり、12年の満期および3年の猶予期間を提供する欧州投資銀行との資金調達に同意したが、本有価証券報告書の作成日時点で支払われていない。
- ・ 2017年12月28日、エンデサは、ENEL Finance International N.V.との間でアレンジされた1,500百万ユーロの未締結関係会社間与信枠を更新し、満期を2018年12月28日まで延長したが、その他の条項は変更されていない。2017年12月31日時点において、この未締結関係会社間与信枠は実行されていない(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.1.2を参照のこと。)
- ・ エンデサはInternational ENDESA, B.V.を通したユーロコマーシャルペーパー(ECP)の発行プログラムを維持しており、2017年12月31日時点での未払残高は、更新が契約済限度額により支持される場合、889百万ユーロであった(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18.2.1を参照のこと。)

2016年の間に実施した主要な取引は以下のとおりである。

- ・ 2016年12月30日に、エンデサは1,500百万ユーロで2017年12月31日に満期となるENEL Finance International N.V.との未締結関係会社間与信枠を更新した(「第6 経理の状況」に含まれる2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記34.1.2を参照のこと。)。これらの供与に適用された金利は不定であり、ENELのコマーシャルペーパーの発行費用に0.06%の利益を追加した額、またはこの基準が利用できない場合には要求されているローンの特定の満了日までに決定された式で調整されたENELの年間利回り曲線に関連している。2016年12月31日時点で未締結関係会社間信用供与は実行されていない。
- ・ 2014年に欧州投資銀行(EIB)との間で行われた金融取引(ENDESA Network Modernisation)の一部として、エンデサは2016年7月14日に150百万ユーロでトランシェBを、2016年12月14日に150百万ユーロでトランシェCを支払い、合計600百万ユーロで全ての取引を完了した。これらのトランシェは2017年の引出資金であった。

その他の情報—与信枠

2017年および2016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3,096百万ユーロおよび3,202百万ユーロとなる利用可能な未使用の信用枠を有しており、そのうち1,000百万ユーロがENEL Finance International, N.V.と取り決めた信用枠に相当した。

これらの未使用の与信枠は、添付される連結財政状態計算書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し(「第6 経理の状況」に含まれる2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記3mおよび20.4を参照のこと。)、2017年および2016年12月31日にそれぞれ17百万ユーロとなった。

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

2017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78,648ギガワット時を達成した(2016年は69,831ギガワット時。)。これは前年同期比で12.6%の増加を示している。本土外の領域における総発電量は、2016年において13,043ギガワット時であった(2016年は12,634ギガワット時。)。2017年における再生可能技術(水力技術を除く。)を用いたエンデサの発電量は、3,441ギガワットであった。

次表は、発電量の変化を表しているものである。

	発 電 量 ⁽¹⁾ (ギガワット時)		
	2017年	2016年	変動率(%)
本土	62,164	55,985	11.0
原子力	26,448	25,921	2.0
石炭	22,303	19,033	17.2
水力	5,004	7,173	(30.2)
複合循環 (CCGT)	8,409	3,858	118.0
本土外の領域(TNP)	13,043	12,634	3.2
再生可能エネルギーおよびコージェネレーション	3,441	1,212(2)	183.9
合 計	78,648	69,831	12.6

(1) 発電所のバスバー費用にて。

(2) 獲得日の2016年7月27日以来のENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の発電量に一致する(「1 業績等の概要 (3) 経営成績 連結の範囲」を参照のこと。)。

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。1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。2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

2017年、エンデサは合計83.6テラワット時を顧客に対して供給した(2016年は79.7テラワット時)。これは35.4%の市場占拠率である(2016年は35.3%)。

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117,961ギガワット時を供給し(2016年は115,602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、2016年と比べて2.0%プラスであった。

エンデサは、スペインにおいて、10の自治体(アンダルシア、アラゴン、バレアレス諸島、カナリア諸島、カスティーヤ・イ・レオン、カタルーニャ、バレンシア、エストレマドゥーラ、ガリシアおよびナバーラ)の27の区に電力を供給している。これは、192,279平方キロメートルをカバーし、人口は総計で22百万人近い。

2017年、電力を供給する顧客の数は12.3百万人を超えた。

卸売発電市場

2017年、エンデサは、卸売市場において62,005ギガワット時(2016年は56,089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50%近くであり、50%はOperador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.(OMEL)組織およびREE組織市場において販売された。

購入に関しては、エンデサは、卸売市場において87,104ギガワット時(2016年は98,911ギガワット時)を購入した。この購入量の94%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、2017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 の数	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						
従来型発電						
石炭						
Compostilla (1)	León	H-A	3	1,052	100.0	1,052
Anllares	León	H-A	1	365	33.3	122
As Pontes	La Coruña	IC	4	1,469	100.0	1,469
Teruel	Teruel	BL	3	1,101	100.0	1,101
Litoral	Almería	IC	2	1,159	100.0	1,159
合計(石炭)			13	5,146	-	4,903
CCGT						
San Roque 2	Cádiz	CCGT	1	408	100.0	408
Besós 3	Barcelona	CCGT	1	419	100.0	419
Besós 5	Barcelona	CCGT	3	873	100.0	873
Colón 4	Huelva	CCGT	1	398	100.0	398
As Pontes	La Coruña	CCGT	3	870	100.0	870
合計(燃料ガス)			9	2,968	-	2,968
従来型発電合計			22	8,114	-	7,871
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
Garóña (2)	Burgos	N	-	0	50.0	0
Almaraz I	Cáceres	N	1	1,049	36.0	378
Almaraz II	Cáceres	N	1	1,044	36.0	376
Trillo (3)	Guadalajara	N	1	1,066	1.0	0
合計(原子力)			6	6,307	-	3,443
水力						
従来型水力						
UPH Noroeste		H		749	100.0	749
UPH Ebro-Pirineos		H		1,992	100.0	1,992
UPH Sur		H		661	100.0	661
ポンプ式発電						
UPH Ebro-Pirineos		H		760	100.0	760
UPH Sur		H		590	100.0	590
合計(水力)				4,752	-	4,752
合計(本土)				19,173	-	16,065

種類	場所	タイプ	グループ の数	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)
本土以外の体制						
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
Ca ' s Tresorer	Mallorca	G	6	473	100.0	473
Mahon	Menorca	F-G	8	270	100.0	270
Ibiza	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)			48	2,320	-	2,320
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 (4)	Tenerife	F-G	7	221	100.0	221
Granadilla (5)	Tenerife	F-G	14	797	100.0	797
Punta Grande	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						
合計(カナリヤ諸島)			96	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)			18	184	-	184
合計(本土以外の体制)				5,084	-	5,084
再生可能エネルギー						
合計(小水力)			10	43	-	43
合計(風力)			71	1,618	-	1,618
合計(太陽光発電)			4	13	-	13
合計(バイオマス発電)			1	1	-	1
合計(再生可能エネルギー)				(6) 1,675	-	1,675
エンデサの発電量の合計				25,931	-	22,823
Gorona del Viento (7)	El Hierro	PH+W	9	12	23.2	0

- (1) Compostilla：グループ2(147.90メガワット)を含む。決議の許認可は終結(2015年11月12日)。終結議事録は2016年1月11日。
 - (2) Garoña：省の命令に基づく終結は2013年7月6日。
 - (3) Endesa Generación, S.A.U.はGaroñaおよびTrilloの所有者であるNuclenorの50%を保有。この会社は持分法が適用される。
 - (4) 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)。
 - (5) Granadillaには、Arona施設が含まれる(GT1+GT2：2×24.3=48.6メガワット)。
 - (6) ENEL Green Power España, S.L.U.の連結済みの設備容量。
 - (7) Union Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.が23.21%を保有するGorona del Viento El Hierro, S.A.U.に対応する水力発電。本会社は持分法が適用される。
- 燃料：H-A(無煙炭)、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)、H(水力発電)およびPH+W(ポンプ式水力および風力発電)。

石炭採掘

2017年および2016年、エンデサは石炭を採掘しなかった(2015年は0.185百万トン)。2017年は、すべて採掘活動が修復中、一時中断中または作業断念の許可(行政的閉鎖)が承認されたことにより、採掘活動を行う採掘センターが無かったため、石炭の採掘はなかった。

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、317,782キロメートルとなった。このうち埋設線は39.6%を占めている。

本事業年度において、新たな高圧変電所および中圧変電所の作動が開始され、その他は閉鎖された。その結果、本年度末において、エンデサは合計で1,239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、11.2百万メートル(2017年に2.0百万メートル設置)および134,000の集線装置(2017年に13,000設置)が2017年12月に設置された。

I.2. スペインおよびポルトガルにおける天然ガス市場

エンデサは、79,834ギガワット時(2016年は78,129ギガワット時)を販売し、2016年に対して2.2%の増加を示している。

2017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、1.56百万より多くの供給地点により構成される。

ポルトガル天然ガス市場において、エンデサは、42,000の供給先に宛て、2016年より30%増加し、4.8テラワット時を最終顧客に供給した(2016年において3.7テラワット時)。

電力発電所への天然ガスの販売は、2017年に21.2テラワット時に達し、2016年と比べて83.8%増加した。

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43.8%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、2017年は4,188ギガワット時(2016年は3,629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-Abastecimientos de Combustiveis, S.A.の50%の出資持分も有している。

同時に、ポルトガルのENDESA Generación S.A.は、現在855メガワット(2つのグループで構成される)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。この発電所は2017年に3,643ギガワット時(2016年に1,141ギガワット時)を発電した。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。

ポルトガル電力市場において、エンデサは、205,000の供給先に宛て、7.6テラワット時を最終顧客に供給した(2016年において173,000の供給先に対して6.9テラワット時)。

3 【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

経営環境

エネルギーパラダイム

過去数年間、エンデサは、より持続可能かつ効率的なビジネスモデルの開発、エネルギーセクターが直面している問題に対処することを目指す包括的な計画の作成および発生する新たな機会の利用についてのコミットメントを確認した。

エンデサは、新たなエネルギーパラダイムに賛成し、2050年までに完全に脱炭素化する経済に基づき、自らの経済および産業モデルを、より明確、ダイナミックかつ持続可能なモデルに変えている。

エンデサは、エネルギーセクターの発展は、主に以下の傾向に左右されると見積もっている。

- ・ 二酸化炭素排出削減目標を達成するために将来増加する再生可能エネルギーのさらなる浸透
- ・ 電気システムの電化の前進
- ・ エネルギー効率性に関する競争上および制度上の圧力の強化
- ・ 顧客の知的素養の増加
- ・ 商品価格の変動性、産業のデジタル化の進展およびセクターの収束等のその他関連する側面

ヨーロッパ連合は地球温暖化と戦う意思を表明しており、2050年から2100年の間の経済の完全な脱炭素化を目標に設定した。各加盟国に具体的かつ野心的な目標を設定し、スペインの場合はほぼ完全に支持されている。

エンデサはスペインの脱炭素化の目標の遵守は例えば以下のようなイニシアティブの発展に繋がると見積もっている。

- ・ 需要の電化
- ・ 発電構成における再生可能資源の浸透の増加
- ・ 全セクターにおけるエネルギー効率化の促進
- ・ スマート・グリッドの投入
- ・ 完全な脱炭素化への変革の間不可欠となる効率的な従来型の発電を維持しながらの供給の安全性の保証

これらのイニシアティブは以下のような具体的な手段の実施にも繋がる。

- ・ 電力消費者に対する現行の罰金を廃止する税制の改革
- ・ グリッドの使用ならびに送電システムの電化および電化に集中した投資のためのインフラの発達に基づく新しい電気料金を通じた電化の促進
- ・ 新しいグリッドへの投資のための効率的な報酬計画の保証
- ・ 市場メカニズムに基づく、発電構成に占める再生可能エネルギーの漸進的かつ秩序立った最大化
- ・ 将来の供給の安全性を保証および強化する容量を備えた市場の導入

エンデサはこれに従い、再生可能エネルギーにより重きを置く発電構成に変更するための脱炭素化に向けた道程、および送電ネットワークの電化にはグリッドを自動化するための新規の投資が必要となること(これは電力の販売から新しい製品およびサービスの提供へと展開する現在のビジネスモデルも変更する。)を想定している。

経済の脱炭素化を達成するには、全てのセクターでの二酸化炭素(CO₂)排出権の費用の内化、積極的に配電オペレーターに支持されている電気自動車計画および再充電インフラの開発ならびに効率的な費用の分配を伴うエネルギーモデルを構築するための電気料金の合理化を後押しするために設計された方法を通じたエネルギー需要の大規模な電化に向けた促進が必要とされる。

需要の電化は、このようなタイプの方法の採用を促進する計画の開発を通し、エネルギー効率の向上を伴っていないなければならない。

この新しい電化のプロセスおよび向上したエネルギー効率において、想定されるエネルギー消費レベルに基づき、エンデサはスペインで2015年から2030年の間に40ギガワット超の新しい発電容量が必要となると見積もっている。また、脱炭素化に伴い、この新しい容量は全て再生可能となり、それによって再生可能資源を使用した発電の比重は2015年の36%から2030年の約63%に変化する。

このシナリオでは、相互接続容量に加え、水力、原子力および太陽光の技術(石炭および複合循環発電所)が、従来型発電所の早期の閉鎖は(これを再生可能エネルギーの容量に代替することはできないため)利用可能な容量を減らすこととなることを考慮し、脱炭素化の期間中の価格および供給の安全性の点で、スムーズかつ首尾良く移行を保証する重要な役割を果たすことを期待されている。

最後に、グリッドの自動化およびデジタル化は、電力への投資および電気システムの稼働を最適化する重要な要素になるだろう。

経営方針

戦略の柱

これらの傾向を考慮して、また、見込まれる成長をとらえて現在の市場における地位を引き続き強化する目的で、エンデサの戦略的計画は、新たなエネルギーパラダイムおよび今後の問題に完全に一致しており、以下の優先事項に基づく。

- ・ 価値を最大化し、エネルギーソリューション事業におけるリーダーとなるための顧客への注力
- ・ より効率的な配電網の開発および運営
- ・ 発電施設の脱炭素化、供給の安全性の維持
- ・ これらの戦略的柱の達成には、脱炭素化、革新および効率性へのコミットメントが要求されること

さらに、エンデサの戦略的計画に記載されるすべての目標は、持続可能性計画の持続可能な開発コミットメントに完全に則している(「1 業績等の概要 (2) 事業の概観 持続可能性に関する方針」を参照のこと。)

戦略的計画は、魅力のある長期の株主報酬方針を保証する(「第5 提出会社の状況 2 配当政策」を参照のこと。)

戦略的な効率化の目標に関して、エンデサは効率化の不断の追求に大いに取り組み続けており、この目的のために活用されている計画は以下のとおりである。

- ・ 発電：進行中の燃料管理の最適化プログラムの開発および向上ならびに、具体的に再生可能エネルギーの場合は、とりわけ全ての発電所の稼働および維持管理の統一による費用シナジーの保証
- ・ 配電：送電ネットワークの自動化、デジタルメーターの導入の計画の完了および費用最適化プログラム(人件費、設備およびシステム)
- ・ 供給：デジタル化のイニシアティブおよび顧客獲得費用の削減方法

主な金融指標

2017年11月21日にエンデサの取締役会が承認した産業計画は、2017年から2020年までの間で50億ユーロとなる子会社および顧客により譲渡される資産を除く投資目標を定めた。内訳は以下のとおりである。

- ・ 成長への投資(55%)
- ・ 維持への投資(45%)
- ・ 本土への投資(22%)、本土外の領域(TNP)(14%)および再生可能エネルギー(18%)である発電(54%)。このほとんどは、EU排出規制を遵守するための、再度の輸入石炭発電所への維持投資および選択的環境投資に注力する。本土外の領域(TNP)投資は、維持、環境保護および選択的容量代用を予定する。再生可能エネルギーへの投資は、新たな発電可能量の開発に集中する。
- ・ スマートメーターを利用するための維持および成長投資ならびに配電網自動化を拡大するための品質計画の策定を含む配電(40%)
- ・ 顧客のデジタル化ならびに新しい製品およびサービスの開発を促進するための新たなITツールの開発への投資を含む供給(6%)。

上記の戦略の柱に基づき、上記の年における経済的指標の見積、市場および規制上の動向を十分に考慮して、エンデサは、特にグループの連結業績に関する経済的指標の予測を含む事業計画を作成した。したがって、エンデサは、以下のプラスの成績を予想している。

- ・ EBITDA：2020年において37億ユーロ
- ・ 純利益：2020年において16億ユーロ
- ・ 2018年から2020年の期間において合計67億ユーロが予想される営業活動から生じる正味キャッシュフローは、エンデサが投資計画を実行し、魅力のある株主報酬方針を維持することを可能にする。

上記にかかわらず、見込みに関する情報は、当該計画における当社の将来的な成績の保証とみなすことはできず、また、予測は、エンデサの将来的な成績が当初の予測と合致しない結果に繋がり得るリスクおよび不確実性に左右される(「4 事業等のリスク 主要なリスクおよび不確実性 事業とセクターに関するリスク要因」を参照のこと。)

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】

リスク管理および管理方針

リスク管理および管理方針は、エンデサの取締役会が、様々な事業ラインのマネージャーによる当社利益の最大化、資産および資本の一定水準以上の維持または増加および上記一定水準の達成の確実性ならびに将来の事由による当社の利益目標の弱体化の防止を目的として、許容できるリスク水準を正確に特定することを可能とするために戦略的活動、組織的活動および営業活動を指導ならびに監督することに係わっている。

リスク管理および管理方針は、エンデサのリスク管理体制を、規制、手続、管理およびITシステムを相互に結合したネットワークであると定義する。グローバルリスクは、様々なリスク・エクスポージャーおよびリスク・カテゴリー間の影響の軽減を考慮に入れて、エンデサが晒されているすべてのリスクの連結によりもたらされるリスクと定義される。これは、グループの事業分野および事業ユニットのリスク・エクスポージャーが連結され、評価されること、ならびに対応する管理情報がリスクおよび資本の適切な利用に関する意思決定のために作成されることを可能とする。

リスク管理および管理方針の実施について責任を負う機関は、様々な事業および企業分野の内部手続に依拠し、エンデサの取締役会の監査および法令遵守委員会が監督するエンデサリスク委員会である。リスク委員会は、当社の事業ラインおよび企業分野のそれぞれについて責任を負う当事者によって構成され、以下の機能を割り当てられている。

- ・ エンデサの取締役会に対し、現在および予測可能なリスク・エクスポージャーの総合的見解を定期的に提供する。
- ・ 上級経営陣の戦略的リスク管理および管理決定への参加を確保する。
- ・ リスク管理ユニットおよびその管理を担当するユニットの連携、ならびにリスク管理および管理方針ならびにその関連する内部手続の遵守を保証する。
- ・ リスク管理および管理体制が正常に機能すること、特に、すべての主要なリスクを特定、管理および適切に数値化することを確保する。
- ・ リスク戦略の作成およびその管理方法に関する重要な決定に積極的に参加する。
- ・ リスク管理および管理体制が「リスク管理および管理方針」の方針の一部としてリスクを適切に軽減することを確保する。

リスク管理および管理方針の一般的な指針は、各事業ラインのその他の企業および特定リスク方針に加え、最適なリスク管理のために設定された限度により展開および補完されている。

リスク管理および管理モデルは、進行中のリスク特性の研究、電力セクターにおける現在の最良の実務またはリスク管理における標準的実務、測定 of 標準化のための基準ならびにリスク・マネージャーおよびリスク管理者の分離に部分的に基づいている。リスク管理および管理モデルはまた、エンデサの取締役会により決定されたとおり、想定されるリスクが事業の運営に必要な資源に比例し、リスク・リターン比率の最適化が確保されることに基づいている。

リスク管理サイクルは、発生する様々なリスクの特定、測定、統制および管理に関係する活動のセットであり、その目的はそれらのリスクを適切に統制および管理することである。

- ・ **特定**：リスクを特定する目的は、当社のすべてのレベルにおける連携された効率的な参加を通じて、想定されるすべてのリスクの優先順位が付けられた最新の蓄えを維持することである。
- ・ **測定**：リスクを統合および比較することができる測定パラメーターの目的は、すべてのエンデサの立場を含むリスクへの全体的なエクスポージャーを数値化することである。
- ・ **統制**：リスク統制の目的は、エンデサにより想定されるリスクが最終的にはエンデサの取締役会により設定された目標に対して適切であることを保証することである。
- ・ **管理**：リスク管理の目的は、設定されたリスク許容度および傾向にエンデサの各レベルにおけるリスク水準の調整を目指す活動を実施することである。

この手続は、すべてのリスクを評価し、優先順位を付ける目的でリスクの概要を確保することを定めている。この手続は、エンデサが晒されている主要な金融および非金融リスク(内因性(内的要因によるもの)および外因性(外的要因によるもの)の両方)を対象とし、かつ、特徴付け及び数値化が行われた主要なリスクをまとめる年次マップを定め、定期的な調査を定める。

さらに、会社が晒されているリスクの統制および管理への関心の高まりにより、かつ、包括的な観点からのリスクの特定が行われている複雑性を考慮すると、従業員の参加はこの手続のすべての段階において重要である。現在、リスク・ポストが、従業員が市場リスクの特定を助け、かつ当該リスクを軽減する手法の案を提案できるように創設され、これにより、既存のトップダウン式のリスク管理および統制体制、ならびにポストおよび倫理的な言動の違反、犯罪リスクおよび雇用リスクに関連する連絡を提出するための特定の手続を完了させる。

これらの取組みを後押しするため、エンデサの取締役会はまた、許容できる税金リスク水準が正確に特定されることを可能にし、税金管理者が方針の年度目標を満たす手助けとなるように、戦略的活動、組織的活動および営業活動を指導および監督する目的で、税金リスクの管理および統制方針を改善した。

税金リスクの管理および統制方針は、エンデサの取締役会により承認された年次戦略における税金管理の、特定の文書での表明であり、当社ウェブサイトwww.endesa.comで入手することができる。

エンデサのリスク管理およびデリバティブ金融商品の利用に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19.3および20に記載されている。

主要なリスクおよび不確実性

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要因

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、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)を含む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に服している。新しい法規制もしくは基準の導入または既に有効な法規制もしくは基準の改正は、エンデサの事業、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、財務状態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。

セクター別の規制に関する情報は、本有価証券報告書の「1 業績等の概要 (2) 事業の概観 規制」および「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4において見つけることができる。

また、欧州連合は、様々な加盟国に関して、特に排出、効率性および再生可能エネルギーに関する目標を含む営業枠組みを策定した。

新たな要件の導入または既存の要件の変更は、エンデサがこれらにより生じる環境に適応および適切に対応できない場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

新しい経済および産業モデルの予想される傾向ならびにエンデサの産業計画に関する情報は「1 業績等の概要 (2) 事業の概観 持続可能性に関する方針」において見つけることができる。

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一切の変更は、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。

エンデサは、その運営の通常過程およびプロジェクトの開発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、許可書および認可に規定されているすべての要件を満たすことを必要としている。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。
- ・ 当局が新しいプロジェクトを展開するために必要な環境上の許可、免許および認可を付与すること。

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。

発電所は現行の環境要件を遵守するよう備えられているが、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、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、汚染から生じる請求をカバーする環境債務保険契約。
- ・ 最大200百万ユーロまで、水力発電所については追加で800百万ユーロ、第三者もしくはその財産への損害に関連する請求をカバーする対第三者賠償責任保険契約
- ・ 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一切の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、各発電所につき最大1,500百万米ドル(約1,250百万ユーロ)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、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いくつかの欧州連合加盟国の批准のみが未決であった。)。

しかし、エンデサが第三者からの損害賠償請求に直面する可能性がある。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。

エンデサは、汚染物質の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する法規制を遵守しなければならない。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、また将来に必要な可能性がある。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。

エンデサの環境管理体制に関する情報は、「1 業績等の概要 (2) 事業の概観 環境保護」で見つけることができる。

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、今後と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規制に服す可能性がある。さらに、これらの規制の違反は、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。

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「第6 経理の状況」に含まれる2017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。

エンデサの成長戦略は伝統的に、様々な競争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、特に燃料および二酸化炭素の相場の国際化を通じて決定される。したがって、燃料価格および二酸化炭素(CO₂)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)の相場に晒されており、これ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い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。

貯蔵燃料購入の義務に関する情報は、本有価証券報告書の「1 業績等の概要 (4) 流動性および資本の原資 契約上の義務およびオフバランスシート業務」ならびに「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記12で見つけることができる。

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、主な産業サービス供給者および提供者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, S.p.A.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れられない場合、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。

「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.6において、顧客および供給者の集中に関する情報が記載されている。

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、電力価格およびエネルギー購入費用の上昇を招く。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、事業の収益性に重要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/年超の消費)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、合意された契約の条件の遵守が行われないこと。
- ・ エンデサが満足できる状況で資金調達ができないこと。

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。

加えて、エンデサは、発電所の維持および(必要な場合は)技術的耐用年数を延ばすために投資を行う。これらの投資の実行は、市場および規制の状況に左右される。発電所の存続を可能とする必要な状況が存在しない場合、エンデサは、設備における生産を中止し、(適切な場合は)解体作業を開始しなければならない可能性がある。これらの閉鎖は、顧客向けエネルギー販売を支える設備容量および発電量の低下を伴い、したがって、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。

エンデサの投資計画に関する情報は「3 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等 主な金融指標」に記載されている。

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、国債の水準、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、エンデサはスペインおよび国際の両方の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。具体的には、「ブリグジット」によるエンデサへの影響は軽微であるベネズエラの状況に加えてブリグジットおよびその他の国際的な事象の影響はエンデサには重大ではないとみなされる。

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、洪水もしくは発電および配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することができる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。

人材の勧誘および維持、研修、リーダーシップならびに従業員の開発に関する情報は、2017年度連結経営報告書の「人事」で見つけることができる。

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、事業会社に関す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。

- ・ 販売システム：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
- ・ 発電システム、エネルギー管理および再生可能エネルギー：燃料管理のプロセス、メーターの測定の管理、取引リスク管理等
- ・ 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

加えて、エンデサは現在、システムおよび顧客データベースの安全を危険に晒す可能性がある、潜在的なサイバー攻撃へのエクスポージャーを増加させるデジタルへの転換過程にある。これにより、当社の利益を損ない、顧客の信用を害する可能性がある。

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、かつ適切に検査された、方針、プロセス、方法、ツールおよびプロトコルの存在、ならびに管理枠組みに支えられており、国際基準および政府の取組みと提携するサイバー・セキュリティ戦略の開発は、エンデサが、エンデサの事業運営の技術的な継続性、顧客との契約上の関係の質又は業績、財務状態およびキャッシュフローにマイナスの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

「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20において、リスク管理および管理機構の一覧が記載されている。

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ない金融負債に関して、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。

金利リスクに関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.1に記載されている。

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。

為替相場リスクに関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.2に記載されている。

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、エネルギー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。

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、1 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。

信用リスクに関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.5に記載されている。

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、有機的成長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。

エンデサの財務機能に関する情報は「1 業績等の概要 (4) 流動性および資本の原資」に記載されている。

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。

エンデサの格付けに関する情報は「1 業績等の概要 (4) 流動性および資本の原資 格付管理」に記載されている。

税金のリスク

技術税のリスク

これは、税当局が、法令の異なる解釈または遡及的に導入される可能性がある新しい規制により、未払税金、遅延金利課徴金、罰金またはその他税金負債を課す項目に関連して、税務申告書もしくは提出されていない申告書に関し、または提出された申告書もしくは未納付税に加えて、予想を上回った額で納税者からの出資を要求する可能性がある、潜在的なリスクである。このリスクは、現行の規制の遵守およびその解釈の変更の両方と関連する。

調査可能な課税期間に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記3nに詳細が記載されている。

適用のある税法またはその解釈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、見通し、経営成績、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。

税務事項により生じるレピュテーション・リスク

これは、当社の主要な聴衆による認識、評価または意見が、当社の活動または不正にもしくは不当に当社に帰属する事由により、またはより辛辣もしくは有害な方法でセクター全体に影響を及ぼし、かつ当社に投影される類似の性質の事由により、重大な影響を受ける可能性がある派生的なリスクである。

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、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(親会社はENEL, S.p.A.であり、ENEL Iberia, S.L.U.がスペインにおける本グループの代表である。)。同様に、2010年1月から、エンデサは、親会社が同じくENEL Iberia, S.L.U.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。

また、エンデサの完全子会社であるENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)は、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)が親会社であったグループ番号574/10の一部として、2010年から2016年の間に完全に連結された。2017年1月1日から、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)は、ENEL, S.p.A.が親会社でありENEL Iberia, S.L.U.がスペインでの代表である税グループ番号572/10の一部として税を支払っている。

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。

この結果として、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。ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)もまた、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)がその一部を構成する連結税グループの他のメンバーに関連して、これについて責任を負っている。

エンデサまたはENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)(適用があれば)は該当する連結税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、エンデサまたはENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)(適用があれば)が一部である、または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。

2017年12月31日、ENELグループは、ENEL Iberia, S.L.U.を通して、エンデサS.A.の株式資本および議決権の70.101%を所有しており、エンデサS.A.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。

さらに、エンデサがセクターにおいて主要な国際供給者および提供事業者との間で現在維持する一定の関係は、ENEL, S.p.A.により管理され、今後も継続して管理される。

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。

残高および関係者との取引に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35に記載されている。

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「第6 経理の状況」に含まれる2017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。

エンデサはイメージおよびレピュテーションを損なうリスクに晒されている。

エンデサは、異なる利益団体に対して向けられる意見および認識の影響を受けうる。当該認識は、当社または第三者が少ししかまたは全くコントロールできない当社または第三者により生み出された事象により悪化する可能性がある。これが生じた場合、他の要因の中でもとりわけ、規制当局側の要件の加重、借入費用の上昇または顧客を引きつけるための取り組みの増加により、当社の経済的損失につながる可能性がある。

エンデサは、潜在的なレピュテーションに関する事象および影響を受ける利益団体の特定ならびに監視作業を積極的に行っており、透明性はそのコミュニケーション方針の一部を形成するが、エンデサがそのイメージまたはレピュテーションを損なわない保証はなく、結果は好ましくないものとなる可能性があるため、エンデサの事業、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す可能性がある。

エンデサは持続可能性のリスクに晒されている。

持続可能性の問題は、現在さらに関連してきており、今後、エンデサが直面するリスクの一部にますます影響を及ぼす可能性がある。これらの新たな世界的傾向のうち、以下の要因が最もエンデサに影響を及ぼす可能性があるものとして認識されている。当該要因は、生物多様性の喪失、テロ、水ストレス、サイバー・セキュリティ、不平等および社会的不安定、不随意の大規模な移民、極端な気候事象および自然災害ならびに気候変動である。

エンデサの持続可能な開発に関する誓約についての情報は、「1 業績等の概要 (2) 事業の概観 持続可能性に関する方針」で見つけることができる。

訴訟および仲裁

本有価証券報告書の発行許可日現在、エンデサの会社が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。

- ・ 2000年11月21日、Energía XXI Energías RenováveisからENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)に対して提起された訴訟に仲裁判断が下され、当該判断ではポルトガルおよびブラジルで風力基地へのタービンの売却のために2当事者によって署名された代理店契約の終了は違法であると判決を下し、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)はEnergía XXI Energías Renováveisに(イ)法的費用、(ロ)50,000ユーロおよび(ハ)逸失利益を支払うよう指示した。2000年12月27日、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)はリスボンの第一審民事裁判所に仲裁判断を無効とみなすよう申し立てた。2005年10月6日、裁判所はENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の申立てを却下した。2013年1月17日、上訴裁判所は、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の申立てに相当し、証拠調べ手続を含め第1審の手続を繰り返すよう判決を下した。手続は判決が係属中である。その間、2005年9月15日に、Energía XXI Energías RenováveisがENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)に対し、後者が2000年11月21日に下された仲裁判断で要求された金額(逸失利益の546百万ユーロ)を支払うことを義務付ける訴えを提起した。当該手続は仲裁判断の効力が確立されるまで停止されている。

- ・ カタルーニャにおける森林火災について、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対する2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でおよそ31.3百万ユーロの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。

- ・ 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の申立てを却下した。この判決の執行は、エンデサ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。

・ 2008年6月17日の環境農水省の命令により、ENDESA Generación, S.A.U.は、Jánovasダムの機能不全およびかかる作業に関連する3つの水力発電所施設の終了に妨害され、運営権の保有者に発生した費用を法廷利率による利益(この法定利率を目的として契約がLafortunada発電所でのCinquetaの運営権(2007年7月12日に終了)の延長について運営権の保有者への全部または一部の償還のために草稿される。)を含め補償として支払うよう判断を下された。しかし、2012年6月15日に水資源局長により決議が下され、運営権の保有者が受領した補償は公益にふさわしいことを確保するため、Lafortunada-Cinqueta運営権の終了手続を調査するよう命令し、Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE)がJánovas発電所に関連して発生した費用の十分な根拠を示すことを要求した。ENDESA Generación, S.A.U.は、国家環境事務局に対するこの判決に申立てを行い、当該日に申立てに対して下された判決はなく停止の申立ては却下されていないことを根拠として現行の法律に従って実行されるこれらの手続の一時的な停止を要請した。それにも関わらず、2017年12月22日、ENDESA Generación, S.A.U.は、2017年12月14日の農業・漁業・食糧・環境省で可決された、運営権は消滅すると宣言しSalto de Lafortunada-Cinquetaの水力発電所を国に返還するよう命令を下した決議を知らされた。ENDESA Generación, S.A.U.は、2017年12月14日の農業・漁業・食糧・環境省の決議に対する高等裁判所への司法審査の申立てに加え、2012年6月15日に水資源局長の決議に対して提起された申立てへの推定される却下に対してマドリッド地方控訴裁判所に司法審査の申請を行い、これらは適切な手段で実証される。

・ 2009年5月11日、エネルギー・観光・デジタル化省は、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。当該命令は高等裁判所に申し立てられ、2009年12月1日審理の対象となっている決定の執行を猶予する判決を下した。エンデサ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。本有価証券報告書の作成日において申立は停止されており、スペイン高等裁判所は、ガンデーザ(タラゴナ)の第一審裁判所第1法廷において刑事訴訟2011年第111号事件に関する決定が保留のままである限り、2011年4月6日の判決に基づき申立手続は停止するとした。2016年6月13日付の命令は、最終的な判決が刑事訴訟に対して下されるまで当該事件を停止し続けることを強要した。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((a)15,000ユーロ(これについては、中央司法検討裁判所に不服が申し立てられたが、2012年7月3日に当該申立の却下の判決が下され罰金が支払われた。)、および(b)75,000ユーロの罰金(当該罰金について、マドリッド高等司法裁判所に対して不服が申し立てられ(司法審査2010年第189号)、当該手続は、2018年も係属していた既存の刑事訴訟によって2012年7月16日の命令により停止された。))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。当該刑事事件に関して、ガンデーザ(タラゴナ)裁判所は2015年10月21日付の命令を下し、これにより当該事件を一時的に却下することに同意した。上記の命令は検察およびその他の請求権者により上訴された。2016年10月25日付の命令に基づき、当該不服申立は部分的に支持され、却下の取消に同意した。Asociación Nuclear Ascó Vandellós II, A.I.E.および調査された者の被告側弁護士によって地方控訴裁判所に上訴されたが、進行中の刑事事件が継続しているため司法審査手続は引き続き停止している。2017年3月16日付命令に基づき、地方裁判所は、ガンデーザ(タラゴナ)裁判所により下された2016年10月の命令に対して提起された申立2016年第1119号の判決を下し、申立ての原因はなく、手続き上の理由を根拠として当該事件の本案について判決は下されるべきではないこと、また、予審判事は以前の段階の調査は完了しているかについてまず判決を下す、略式手続の開始を決定するまたは審理を打ち切るべきであることを宣言した。

・ 2012年2月22日、旧CNMCは23百万ユーロの罰金をENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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(ENDESA/Fenie事案)。2012年4月26日、管轄権を有するスペイン当局は地理的地域がマヨルカ島に限定される類似の事案について1百万ユーロの罰金を科した(ENDESA/Asinem事案)。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、スペイン高等裁判所に両方の罰金について上訴し、2012年5月21日および2012年7月3日の命令に基づく罰金の支払が差し止められた。一点目(ENDESA/Fenie事案)について、高等裁判所はENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に科された23百万ユーロの罰金について提起された司法審査の訴えを棄却した。この決定に対する司法審査の訴えは、最高裁判所に対しても申し立てられた。2017年7月14日に最高裁判所は罰金の均衡性が不足していることに言及した申立てを部分的に支持した。最高裁判所は続けて罰金の額に関する決議を無効にする判決を下し、CNMCに再計算させるよう命令を下した。二点目(ENDESA/Asinem事案)について、高等裁判所は、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に提起された上訴を一部支持し、罰金を減らすよう関係当局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、当局が提起した上訴を一部のみ受理するとともに、最高裁判所としては、「法的根拠のない算出方法に基づき」罰金が設定されたため、罰金の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に独占禁止紛争に関する2007年7月3日付法律2007年第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、Algeciras (Cádiz)の第一審裁判所第4法廷は、Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L.がENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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。2016年3月29日、予備審問が開かれ、裁判は2017年1月9日および10日の2回開かれることが予定された。2017年1月9日、相手方の鑑定証人が召喚されておらず、かつ、バリオス市町村議会および開発省に送付された文書を遵守していないため、裁判は差し止められ、新しく2017年2月16日に日程が設定された。2017年6月5日、全ての申立てを却下する判決が下された。不服申立が行われた。

・ 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Mequinezza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、ENDESA Generación, S.A.U.が水力発電所毎に個別の価格を提供することができるまでさらに四半期決算を金銭同等物としてENDESA Generación, S.A.U.に対して提供するように命令を下した(実際に2014年2月24日に行われた。)。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、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。裁判所は2017年10月11日の判決に関する申立てを却下した。ENDESA Generación, S.A.U.は最高裁判所に上訴される判決に対する司法審査の申立てのための書類を提示し、当該書類の受入れは現在審査されている。

・ 原子力損害または放射性物質に起因する損害に対する民事責任について定める2011年5月27日付法律2011年第12号の第三追加改正法は、原子力発電に関する1964年4月29日付原子力発電法1964年第25号の改正を導入した。かかる改正は、原子力発電所の事業許可の保有者または運営者は当該施設全体に責任を負う単一の組織体でなくてはならないと定めて、原子力発電所の事業許可の所有権における変更を予定していた。義務づけられた条件を満たさずに原子力発電所の運営に関する許可を保有する場合、関連する適応計画の提示を条件として、適応のために1年の期間が設けられた。2011年9月28日、ENDESA Generación, S.A.U.は、定められた期限内に要求された計画を適切に提示したが、エネルギー政策および鉱山総局はENDESA Generación, S.A.U.が要件を満たしていないと判断した。共同保有者は、両者が署名した各発電所の適応計画の準備を要求された。2012年6月25日、エネルギー・観光・デジタル化省は、0.3百万ユーロから9百万ユーロの罰金の可能性のある重大な違反を根拠として、Ascó I、Ascó II、Vandellós IIならびにAlmaraz I および II 発電所を所有する会社の懲戒手続を開始した。これらの会社は嘆願書を提出し、2013年3月14日、原子炉ごとに0.9百万ユーロの罰金のある重大な違反を示し、これらの会社が適応要件を遵守していない旨の省令が発出された。ENDESA Generación, S.A.U.は、高等裁判所により定められた罰金について控訴し、かかる控訴が検討されている間、これらの発電所は3.6百万ユーロの預託金により一時的に停止した。高等裁判所は2014年6月25日、かかる控訴を認めない判決を下し、これに対しENDESA Generación, S.A.U.は2014年7月8日に最高裁判所に反対上告を行った。2017年2月8日、最高裁判所はENDESA Generación, S.A.U.の上訴を却下し、当社が罰金を支払うよう判決を下した。

・ 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日付原子力発電に関する法律1964年第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日付原子力発電に関する法律1964年第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9月25日、各発電所につき3百万ユーロの罰金を科し、制裁手続を終結させる省令が発出された。ENDESA Generación, S.A.U.は、4つの判決が高等裁判所の共同違反手続の中で下されたものであると主張した。罰金の一時的な停止を要求した後、スペイン高等裁判所は9百万ユーロの保証金の提示を受けて、2015年7月9日付措置を容認した。手続きは、2016年7月6日に結論が出されることが宣言された。2017年9月13日、高等裁判所はENDESA Generación, S.A.U.に対して判決を下し、当該省はこの判決に対して上訴しなかった。

・ 2014年7月17日、スペイン国市場および競争委員会(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、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.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た。高等裁判所はENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.の主張を部分的に容認し、CNMCに罰金の額を再計算及び実証するよう命じた。

・ 2015年4月13日、ENDESA Generación, S.A.U.は、2009年下半年期および2010年から2013年にかけての、Tranco de Beas、Guadalmellato、Guadalen、Bembezar、Iznajar、Guadalmena、Doña AldonzaおよびPedro Marín水力発電所における発電のための非常用電力11百万ユーロに関して、Guadalquivir Hydrographic Federation(CHG)から決定の通知を受けた。その後、2014年に関して3百万ユーロが通知された。以前、2014年12月および2015年1月に、ENDESA Generación, S.A.U.はこれらの発電所の出力に対する賦課金(2011年および2012年は3百万ユーロ、2013年は2百万ユーロ、その後2014年は1百万ユーロ)に関する決定の通知を受領していた。ENDESA Generación, S.A.U.は、これら全ての決定について、アンダルシア経済行政裁判所に控訴し、支払の猶予を求め、認められた。最初の申立ては、Regional Economic-Administrative Courtが当該事件を判断する正しい機関ではなかったため無効として却下され、アンダルシア高等裁判所に申し立てるため新しい通知がENDESA Generación, S.A.U.に提出された。新しい決定額が任意の期間内に支払われENDESA Generación, S.A.U.はアンダルシア高等裁判所に司法審査の関連する申立てを行い、現在係属中である。

・ Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.(ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)が100%保有)に所有されているPeña del GatoおよびValdesamarioの風力基地の行政認可が、環境影響説明書が正しく処理されなかったことを根拠として、それぞれ2015年7月13日および2017年5月5日の最高裁判所決定により無効とされた。同様の理由で、ValdesamarioおよびRielloの市町村議会からValdesamario風力基地に付与された免許(2017年6月26日付のカスティーヤ・イ・レオン高等裁判所の判決および2017年5月30日のレオン地方控訴裁判所の判決、共に最終)ならびに基地の固定インフラの許可(2017年5月30日のレオン地方控訴裁判所の判決、その所有者であるPromociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.(ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)が100%保有)が異議を唱えた。)も無効とされ、申立てはSET Ponjosプロジェクト(同様にPromociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.によつて異議を唱えられ結論が保留されている、2017年5月31日付レオン地方控訴裁判所第1法廷の判決)の行政認可の承認に加えてまだ決議されていない。Peña del Gato風力基地に関しては、(環境影響説明書の欠陥を修正しプロジェクトを再処理した後、)2017年5月8日に新たな行政上の認可を得た。発電施設は一部2018年1月3日に再委託され(14の機械)、残りの11の機械は新しい行政の要件と共に公有林の占有の許可の修正を待っている。現在閉鎖されているValdesamario風力基地に関しては、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.も行政認可の再処理を要請しており却下された許可の再評価を要請するであろう。同様の手続が、Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.による申立てが支持されなければ、固定インフラおよびSET Ponjosで申請されるだろう。

・ 2016年1月11日、伝えられるところによるとParaje Gatuna en Alhama de Almeríaに位置するラインから発生し、危険地域と考えられる公有地および私有地3,259ヘクタールの損傷を招いた火災による損害(消火、環境損害および焼けた製品による損失に関連する費用)35百万ユーロについて、アンダルシア地方政府がENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対し賠償請求した訴訟が受理された。2016年2月5日に反訴が提起された。2018年4月4日に、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に8.4百万ユーロの費用の償還についての支払いを科す判決が下された。当該判決はENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.により申立てが行われた。

・ 2016年10月24日に最高裁判所が下した判決は、(イ)指令2009年EC指令第72号に反するため、2013年法律第24号の第45.4条で設立された社会的補填融資制度は適用されないと宣言し、(ロ)エンデサS.A.がこの件に関して支払われた金額を回復する権利を認めた。当局は当該判決を却下する申請を提出し、続けて憲法裁判所にも申し立て、手続は受領され現在決議のため係属中である。さらに、2017年9月28日の省令ETU2017年第929号が官報(BOE)で公布され、それによると前述の2016年10月24日付判決の執行において社会的補填に関して2015年および2016年に支払われた金額は、制度への課金と共に、一切の相当する利益に加えて、返済しなければならない。

2016年10月21日の判決で使用されている類似の法的な事実認定に基づき、2017年12月4日の判決で、最高裁判所はエンデサS.A.が提出した不服申立てを却下し、(イ)2014年3月7日の省令IET2014年第350号で2014年の社会的補填の融資率が無効となることを宣言し、(ロ)エンデサS.A.がこの件に関して補償を受ける権利を認めた。当局は当該判決を却下する申請を提出し、これは最高裁判所の決議の現在係属中である。さらに、2017年12月22日の省令ETU2017年第1288号が公布され、それによると、前述の2016年10月21日付判決の執行において社会的補填に関して2014年に支払われた金額は、制度への課金と共に、一切の相当する利益に加えて、返済しなければならない(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4および26.3を参照のこと。)

・ 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法律2005年第8号に基づいて、2006年から2017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。前者に関して、2015年2月16日、憲法裁判所は、ENDESA Generación, S.A.U.の件に類似のGas Natural Fenosaにより申し立てられた訴訟において、税が違憲性を帯びると宣言した。2015年6月11日、最高裁判所は2006年の清算のため提起された訴えを支持した。2016年1月29日、エストレマドゥーラの地方上訴裁判所は、2007年の清算について認める判決を下し、当該判決は現在確定している。2016年6月23日、エストレマドゥーラの地方上訴裁判所は2008年の清算について認める判決の通知を受領し、当該判決は現在確定している。2016年12月23日、2009年の判決の通知が受領され、当該通知においてエストレマドゥーラの地方上訴裁判所はエストレマドゥーラ議会が提起した破棄の上訴を却下し、2009年の清算を中止するENDESA Generación S.A.U.の主張を支持した。2015年11月3日、最高裁判所は、2012年のIberdrola, S.A.の環境税に関する違憲性という他の論点について調査した。2006年から2008年の有利な判決に起因する会計上の収益は2015年にENDESA Generación, S.A.U.に計上され、2009年に関連するものは2016年に計上された。2006年から2009年に対応する債権回収権は2016年および2017年の税の支払いの補償により解消された。2010年から2017年の処理の成果は249百万ユーロの収益となる(税で217百万ユーロおよび利益で32百万ユーロ)。

・ 2015年、税務当局は、2010年から2013年の法人所得税(単体およびグループ年度)、VAT(2011年5月から2013年12月)、従業員、専門的業務、配当および利息、非居住者から得た収入からの所得税(IRPF)源泉徴収(2011年5月から2013年12月まで)ならびに2015年の税グループの第3回分割支払いに関連して、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)における検討手続の開始に関する合意を通知した。また、税務当局は、2011年企業所得税に関連してENEL Unión Fenosa Renovables, S.A.(2011年にENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)により合併された。)の検討手続の開始に関する第2の合意を通知した。2017年6月に、税務当局は、法人税の仮還付に関する清算の合意を送付し、かかる合意が当初還付への処理における最も重大な正則化であることを確認した。2017年7月20日、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)は2015年の第3回分割支払いに関する侵害訴訟について知らされ、関連する主張が8月に技術局に提示された。2018年1月4日、最初に決定された罰金を認める侵害訴訟の判決が下された。

2017年7月6日、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)は、2018年1月30日に提示された2015年の第3回分割支払いに関連して課された罰金に関する経済および行政上の請求を除き、法人税に言及した合意に対応する経済および行政上の請求を提出した。前述の清算の合意に対する新しい行政手続にもたらされる可能性のある負債はエンデサの連結財務書類に重大な悪影響を及ぼさないと考えられている(「第6 経理の状況」に含まれる2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記3nおよび5.4を参照のこと。)

当社の取締役は、訴訟、仲裁およびその他本項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、既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(もしあれば)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。

訴訟の解決のためになされる支払は合計で、2017年および2016年はそれぞれ13百万ユーロおよび49百万ユーロであった。

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)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。エンデサは、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年までに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年までに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(R&D+i)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。

エンデサの研究、開発および革新(R&D+i)活動はENELグループのその他関係者と協調して展開され、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、共同研究活動が実施されている。

研究、開発および革新活動(R&D+i)への投資

2017年の研究、開発および革新活動(R&D+i)への直接総投資の金額は、24百万ユーロに達し、以下のとおり分配された。

R&D+iに係る直接総投資		
	2017年 (百万ユーロ)	2016年 (百万ユーロ)
発電および供給	19	12
配電	5	4
合計	24	16
R&D+iに係る直接総投資/EBITDA(%) ⁽¹⁾	0.68	0.47
R&D+iに係る直接総投資/EBIT(%) ⁽²⁾	1.18	0.81

(1) EBITDA=収益－仕入およびサービス＋資産に関してグループが行う業務－人件費－その他の固定営業費用。

(2) EBIT=EBITDA－減価償却費、償却費および減損損失。

活動の主な範囲

エンデサの研究、開発および革新(R&D+i)活動は、持続可能性へのコミットメントに基づいており、したがって技術プロジェクトは価値の創造、革新の文化の向上および持続可能性の分野で競合優位性を築くことを目標として開発されている。

エンデサはすべての事業範囲で革新プロジェクトを開発している。以下に活動範囲、将来への指針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

指針：稼働を最適化し、環境に与える影響を縮小するため、汚染物質を減らす、工場でのデジタル化を後押しする、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。

活動の範囲

- ・ 発電所のデジタル化
 - ・ 「IoT Besós」：Besós複合循環発電所における、新しいデジタル技術を実施するためのデモ計画。
 - ・ 「ビッグ・データ」：発電所の主要な部品向けのビッグ・データ技術および人工知能に基づくプラットフォームならびに故障検出予知システムの開発
 - ・ 「Lifo」：光ファイバーをダイレクト・アプリケーション・センサーとして使用した非常に高温のボイラーの部品内の温度の測定
 - ・ 「Acombo」：水力発電所におけるダムの正確性の高度な計算に関するソフトウェアの開発。スペインの「I+D Retos Colaboración」プログラムによって共同出資されるプロジェクト。
- ・ 汚染ガスの排出の削減および環境保護
 - ・ 「Matching」：多くの他国および研究革新センターと一緒に行われ、欧州連合のホライズン2020プログラムによって共同出資されるプロジェクト。新技術の利用によりエネルギーセクターにおける水の消費量を削減することを主な目的とする。またAs Pontes火力発電所に設置されている3つの試験的施設でのこれらの技術の確認に関与する。
 - ・ 「Gy11」：振動膜を基にした技術を使用した浸出液の回収のための試験的プロジェクト。
 - ・ 「Ashreact」：ポートランドのセメント商品の代替を得るために、アルカリ活性前プロセスの利用を通じて、火力発電所における炭素燃焼プロセスから灰を回収することを目指すプロジェクト。
 - ・ 「Lessox」：可変負荷石炭火力発電グループにおける窒素酸化物(NOx)および硫黄酸化物(SOx)の特定の排出を削減するための新しい運用戦略の研究。
 - ・ 「Innovaalga」：Litoral火力発電所(アルメリア)における燃焼ガスからの二酸化炭素(CO₂)の改良ならびに微細藻類の利用および高いタンパク価および持続可能肥料を得るために生産されるバイオマスの回収。

- ・ 「CaO₂」プロジェクト：La Peredaの1.7メガワット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た、二酸化炭素を回収するプロセスの最適化。ヨーロッパの石炭および鋼鉄研究開発RFCSプログラムにより共同出資されているプロジェクト。
- ・ 「Orpao」：運営コストの削減、より品質の高い石膏、液体排出物を削減する中間処理の最適化による脱硫発電所の運営の改善(それによる質および環境の改善)。
- ・ 「Canem」：燃料乳化システムへの水の注入による燃料油ボイラーからの酸化窒素(NO_x)排出および微粒子状物質の排出の削減。
- ・ 発電所の効率および柔軟性の向上
 - ・ 「Coalrel」：特定の排出を削減し、石炭火力発電ユニットにおける燃料の柔軟性を高める戦略の研究。
 - ・ 「炭素備蓄」：自然酸化および自然発火プロセスまたは炭素粒子が風に吹き飛ばされた結果としての、炭素設備におけるエネルギー損失を回避するためのプロジェクトの展開。
 - ・ 「Conava」：異なる発電所での燃焼、および蒸気による熱の温度管理の最適化のための適応予測専門管理システムの実施。
 - ・ 「Colifo」：石炭火力発電ユニットの運営の改善を目的としたボイラーの主部品の残存耐用年数を監視するシステム。
 - ・ 「Protec」：高温での腐食および浸食に対してボイラー管を保護するための新しいクラディングの開発。スペインの「I+D Retos Colaboración」プログラムにより共同出資されているプロジェクト。
- ・ エネルギー貯蔵
 - ・ 「エル・イエロ」：エル・イエロ島グリッドでの電力供給の質を高めるためのエネルギー貯蔵システムの設置の評価。
 - ・ 「論文」：発電所の保有熱を回収するための固形蓄熱材への新技術の統合についての研究。

配電ネットワーク

指針：供給の安全性を強化し、サービスの質を向上し、またスマート・グリッド、電信管理およびグリッドの自動化の開発を通して将来の顧客の需要に応える。

活動の範囲

- ・ 配電グリッドのデジタル化
 - ・ 「遠隔管理プロジェクト」：国内顧客のための自動遠隔電力供給制御および管理システム(15キロワット未満)の展開。
- ・ 「スマート・グリッド」「スマート・シティー」プロジェクト：これらはグリッドがユーザーのニーズへの迅速な対応を提供できることを確保する。
- ・ エンデサはスマート・シティー・プログラムで「スマート・グリッド」コンセプトを開発しており、これにより多くのプロジェクトを創出する。現在、「スマート・シティー」プロジェクトがマラガで導入されてから8年が経過している。2017年に「スマート・シティー・マラガ リビング・ラボ」が、リビング・ラボのヨーロッパのネットワークである「ENoLL」で認証された。
- ・ 中/低電圧の配電ネットワーク(「MONICA」として知られている。)の監視および高度な管理：単純なデータ収集から意思決定を支える情報の管理および利用ならびにネットワーク性能を最適化するためのスマート電気グリッドの利用へと移行する考えである。2017年、エンデサは、配電業者の中心システムの中/低電圧グリッドに関する情報の受領を可能にする「スマート・シティー・マラガ」における56の中/低電圧変換センターでセンサー・マルチチュード・サービスの通信を開始した。
- ・ 「Dareed」：一般大衆による現地エネルギー管理への寄与について評価するプロジェクトが2017年に成功のうちに完了し、セビリアで試験が行われた。
- ・ 「都市部での気候変動に対処するための回復力(レスキュー)」プロジェクト：これは、気候変動による水およびエネルギー等の都市への不可欠なサービス機能への影響の評価ならびに現在または将来の気候シナリオに対する都市部の回復力を向上させるためのモデルおよび実用的かつ革新的なツールの提供に焦点を当てている。
- ・ 「La Graciosa」：当該プロジェクトは、グラシオーザ島での再生可能エネルギーの浸透を最大化するため、エネルギーフローを最適化するために必要な戦略およびシステムの確立を目的とする。
- ・ 「スマート・ネット」：現在は協調モデルを使用したエネルギーの生産者でもある消費者の新しい役割に提供された柔軟性を活用し、電気グリッドの効率および安定性を向上させる。
- ・ ネットワーク革新プロジェクト
 - ・ 「Growsmarter」：エンデサは、欧州連合のホライズン2020プログラムの一環として当該プロジェクトに関与しており、主にインフラの統合および持続可能な都市部車両の分野で、バルセロナデモに関していくつかのソリューションを提供した。

- ・ 「Flexiciency」：メーターからのほぼリアルタイムのデータへのアクセスに基づくヨーロッパの電力市場におけるすべての代理業者のための新しいサービスの大規模実証。
- ・ 変電所自動化ユニット「IdEAS」の相互運用性に関するプロジェクト：当該プロジェクトは、統合された保護および統制システムにIEC61850プロトコルを取り入れた包括的かつ完全に相互運用可能なネットワーク統合デジタル変電所システムの開発および実証を目的とする。
- ・ 標準化セキュリティー同期化接続変電所プロジェクト「3S-CS」：当該プロジェクトは、無線および「IoT」容量を有する、IEC61850に基づき電気変電所を管理する統合システムの開発を提示する。

エネルギーの最終的な使用における効率性

指針：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。

活動の範囲

- ・ Connected@home：太陽光発電、エネルギー貯蔵および統制ならびにセンサー装置等の配電技術の展開を含む、バルセロナ、マドリッド、マラガおよびセビリアに所在する11の家庭でのデモプロジェクト。エネルギー効率の向上および消費の削減のために一連のアルゴリズムが実行されるクラウドにすべてが接続されている未来のスマートハウスを設計することを目的とする。
- ・ 「オープン・ケア」：リアルタイムで住宅顧客のガスボイラーを管理し監視する低コストの装置の開発。
- ・ エネルギー管理システム(EMS)：主に複数の点から、異なる統制、監視およびエネルギー評価機能を顧客に提供するプラットフォーム。

電気自動車

指針：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的に試験し、開発するため、この分野で積極的な役割を果たしている。

活動の範囲

- ・ 高速充電
 - ・ 「車両資産の代替運営に関するプロトタイプ(Paloma)」：電動バス向けの新しい高速充電システムの統合およびこれらのインフラによるマラガ市内の配電ネットワークへの影響の分析。
 - ・ 「Ultrafast」：バスの先頭車両に関連する技術および運用システムの試験を行い、バルセロナにおけるすべての重電気自動車を利用可能な超高速充電(400キロワット)サービス。当該取組みは、電気市バスの経済的、環境的および社会的実行可能性を実証するためのヨーロッパの共同事業体の一環として開発された、H2020 ZeUS「ゼロ排出都市システム」プロジェクトの一部を構成する。

- ・ 「Corredores Ibéricos de Carga Rápida (Cirve)」：都市部および都市周辺部に40箇所の高速充電ステーションを有するネットワークを配備し、かつ、当該種類のインフラをスペインで促進するヨーロッパのプロジェクト。
- ・ 「ecaR」：100%再生可能であると証明されたエネルギーを有する高速充電ステーション6箇所を設置するマヨルカにおけるプロジェクト。
- ・ 「スマート・チャージング」：多数の電動自動車の充電を管理するプラットフォームの開発。

労働安全

事故率を削減する目標達成に貢献する技術の開発および試験

- ・ 中電圧ネットワークを直接操作している作業員に3つ目の黄金律である「電圧欠乏想定試験」を補完する個人所有の検電器の導入。
- ・ 作業員の会社の電話上のアプリを使用した電気を扱う仕事の5つの黄金律の遵守を検証するための「APP5R0」プロジェクトの地域の拡大。
- ・ エンデサが運営する事業における課題の分析および監視。実施される可能性がある潜在的な改善の評価の実施。
- ・ エンデサの主要な事業ラインにおける危険な課題を分析および監視するための検査計画。2017年には様々な事業ラインで74,597件の検査が行われた。
- ・ 現場臨時検査「ECoS」プログラムによって、異なる会社で協力者により訓練された専門家チームが、特定の課題を検査するために生産センターを訪問し、比較を作成して当該組織の残りの部門に対して観察されたグッド・プラクティスを広める。2017年中は、15の現場臨時検査「ECoS」が行われた。

革新モデル

現在のエネルギーモデルを変換するための革新的な解決策の開発のための質の高いアイデアを探す目的で、エンデサはオープンな革新モデルを有している。オープンな革新モデルはアイデアのコラボレーションおよび共有を促進するため、外部の関係者(大学、スタートアップ企業、研究センター、同じまたは異なるセクターのその他の会社等)に関連づけるために会社で使用されている新しいモデルである。

エンデサの研究、開発および革新(R&D+i)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。
- ・ 社内のアイデア：
 - (i) ENEL革新ワールドカップ：参加者が関わる機会を提供する、すべての従業員が新しい破壊的ビジネスモデルを目的とし開発することを狙った構想。

- (ii) 「90分の革新」：革新に焦点を当てたセッションを通した新しい技術を従業員に紹介することを狙いとした内部的な構想。
- (iii) 私の1番の失敗：学習、過ちを犯すことを恐れない文化の創造の援助ならびに組織内でリスクを取る実験および能力の育成の方法としての、従業員が自分たちの「建設的な失敗」を共有することができるデジタル・プラットフォーム。
- (iv) オープン・イノバビリティ：従業員およびグローバルな革新コミュニティの両方のための、革新および持続可能な変化を開始するためのENELグループのプラットフォーム。
- ・ 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。
 - (i) 企業家
 - ENEL革新ハブ・スペイン：ENEL Innovation Holdingと協調してマドリッドに開設され、アントレプレナー・エコシステム(スペインおよびポルトガルだけでなくその他の鍵となるヨーロッパのエコシステム)との関係を開発する責任がある。その課題には、当グループの事業の目的に合う利益になり得るヨーロッパのスタートアップ企業の将来性の予測、監視および開発が含まれる。
 - 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。
 - (ii) 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。
 - (iii) 専門家集団：ブロックチェーン・ラボ等、エンデサ・エネルギー・チャレンジのプラットフォームで始動された革新の課題を通じたチャンネル。
 - (iv) 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)評価された後、評価がプラスである場合、当該アイディ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。

2017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】

(2017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

2017年12月31日において、エンデサの株式資本は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。2017年および2016年において変動はなかった。

② 【発行済株式】

(2017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) *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。	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。	該当なし
	計	-	1,058,752,117株	-	-

(2) 【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当事項なし

2017年および2016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 (20,463,099,773円)	208,004,479,200 ペセタ (163,704,798,188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 (13,413,237,321円)	190,961,524,600 ペセタ (150,291,560,867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 (16,361,390,369円)	211,750,423,400 ペセタ (166,652,951,235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(280,643,570円)の減少があった。現在の株式資本は、1,270,502,540.40ユーロ(166,372,307,665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。

(2017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、ピアレ レジー ナ マルゲリータ 137	-	742,195,395	70.101
EI (1)	スペイン マドリッド市 28042 カル・リベラ・デ ル・ロイラ 60	742,195,395	-	70.101
合 計		742,195,395	742,195,395	70.101

(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2017年12月31日時点で自己株式を保有しておらず、また2017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】

「第2 企業の概況 2 沿革」および上記「(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」に含まれる連結財務書類の注記15.1.9を参照のこと。

エンデサの取締役会は、当社の債務水準を維持し、株主報酬を最大化するために、相当な金額の現金を生み出すための経済財務戦略を展開している。これはまた、手がけている事業プロジェクトの持続可能性を保証するものである。

かかる経済財務戦略の結果、正式に公表される特段の事情が生じない限り、エンデサの取締役会は2017年11月21日に開催された会議において以下の2017年から2020年の株主報酬方針を承認した。

- ； 2017年から2020年：これらの年に関して分配される1株当たり普通配当は、当社が率いるグループの連結財務書類に記載の親会社に帰属する経常純利益の100%に相当する予定である。配当は少なくとも2017年は1株当たり1.32ユーロ(税引前)および2018年は1株当たり1.33ユーロ(税引前)となる。
- ； エンデサの取締役会の意図としては、普通配当は専ら現金で2回(1月および7月)に分けて正式に通知された各回の決められた特定日において支払う予定である。

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。

2017年に関しては、エンデサの取締役会は2017年11月21日に開催された会議において、2017年の利益について1株当たり0.70ユーロ(税引前)の中間配当を株主に支払うことに合意し、2018年1月2日に741百万ユーロの支払いが生じた。

2018年4月23日開催のエンデサの年次株主総会において、2017年の利益から、2017年12月31日に終了した年度におけるエンデサの正味連結業績に相当する1,463百万ユーロに上る、1株当たり1.382ユーロ(税引前)の総配当を株主に支払うことが承認された。

2018年1月2日に支払われた1株当たり0.7ユーロ(税引前。総額741百万ユーロ)の中間配当を考慮し、2017年の利益から支払われる最終配当は、1株当たり0.682ユーロの配当(税引前。総額722百万ユーロ)となり、2018年7月2日に支払われる予定である。

2017年および2016年におけるエンデサS.A.の1株当たりの配当の詳細は以下のとおりである。

		2017	2016	変化率%
株式資本	百万ユーロ	1,270.50	1,270.50	-
株式数		1,058,752,117	1,058,752,117	-
連結純利益	百万ユーロ	1,463	1,411	3.7
個別純利益	百万ユーロ	1,491	1,419	5.1
1株当たり収益	ユーロ (1)	1.382	1.333	3.7
1株当たり配当(税引前)	ユーロ	1.382 (2)	1.333 (3)	3.7
連結支払い	(%) (4)	100.0	100.0	-
個別支払い	(%) (5)	98.1	99.4	-

(1) 1株当たり収益(ユーロ)＝親会社の期間業績/株式数。

(2) 2018年1月2日に支払われた1株当たり0.7ユーロ(税引前)の中間配当に加え、エンデサS.A.の株主総会に承認された1株当たり0.682ユーロ(税引前)の追加の配当。(2018年4月23日)

(3) 2017年1月2日に支払われた1株当たり0.7ユーロ(税引前)の中間配当に加え、2017年7月3日に支払われた1株当たり0.633ユーロ(税引前)の追加の配当。

(4) 連結支払い(%)＝(1株当たり配当(税引前)×株式数)/親会社の期間業績。

(5) 個別支払い(%)＝(1株当たり配当(税引前)×株式数)/エンデサS.A.の期間業績。

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、19%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	2013年	2014年	2015年	2016年	2017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)	23.30 (3,051円)	31.29 (4,097円)	20.59 (2,696円)	20.98 (2,747円)	22.76 (2,980円)
最 低(ユーロ)	16.00 (2,095円)	13.71 (1,795円)	15.57 (2,039円)	15.74 (2,061円)	17.86 (2,339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	2017年					
	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
最 高(ユーロ)	20.44 (2,677円)	20.88 (2,734円)	20.81 (2,725円)	19.78 (2,590円)	19.52 (2,556円)	19.15 (2,508円)
最 低(ユーロ)	19.64 (2,572円)	20.19 (2,644円)	19.01 (2,489円)	18.26 (2,391円)	18.29 (2,395円)	17.86 (2,339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(男性：9名、女性：2名、全構成員数における女性の概算割合：18.1%)

各構成員に関する情報は2018年6月27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	16,405	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。 職歴： 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) エンデサおよび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： エンデサ会長 ENDESA Foundation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 Club Español de la Energía会長 取締役会： Mediaset España Comunicación, S.A.取締役 ENEL Iberia, S.L.U.の取締役 Peninsula Capital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	2022年	10	Milan Polytechnic Institute卒業(原子力工学)。 職歴： 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, S.p.A.の最高経営責任者およびジェネラル・マネージャー ENEL Iberia S.L.U.の会長 エンデサの副会長 他の活動： 欧州電気事業連合会の会長(2017年6月) 国際連合Global Compactの取締役会構成員(2015年5月) “Sustainable Energy 4 All”の諮問委員会構成員 国際連合のイニシアチブ(2014年6月) Fulbright Management Board、 Milan Polytechnic諮問委員会の構成員 Italy-Japan Foundation、Human Foundation諮問委員会の副会長 Luiss Universityの企業諮問委員会の構成員(2015年3月) Italian Institute of TechnologyのIIT創設委員会の構成員(2015年2月) EUにおける持続可能な発展目標の実行のためのマルチ・ステークホルダー・プラットフォームの構成員(2017年9月) B20の気候および資源効率化対策委員会の共同会長(2016年10月) イタリア産業総連盟諮問委員会の構成員(2016年5月)および一般理事会の構成員(2015年5月) 世界経済フォーラムのエネルギー公益事業およびエネルギー技術コミュニティの共同会長(2016年1月)ならびに世界経済フォーラムの国際ビジネスカOUNシルの構成員(2016年2月)

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	2022年	2,374	ICAIからの産業エンジニア(1978年)。 職歴： ボガス氏は1982年にエンデサに入社し、市場調査セクション長として計画部門から始まり、当グループ内で多くの地位を歴任している。2年後、ボガス氏は広告関係セクション長として任命され、1988年から1997年の間、エネルギー管理および運営担当取締役を務めた。1997年から1998年の間、ジェネラル・マネージャーおよび発電セクション長であり、その後、2004年まで電気事業セクション長を務めた。2004年から2014年まで、ボガス氏は、スペイン及びポルトガル担当ジェネラル・マネージャーの職にあった。 ボガス氏の過去の経験は、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を含み、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。 現在の役職： エンデサの最高経営責任者 ENEL Groupのイベリア担当カンントリーマネージャー 取締役会： Elcogas, S.A. 会長、Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. 取締役、ENEL Iberia, S.L.U. 取締役、MIBGAS (Iberian Gas Market) 取締役 エネルギーセクターに関連する他の組織および協会への参加： Unesaの執行委員会構成員、Spanish Energy Club名誉副会長、Spanish Energy Club執行委員会構成員、Spanish Cimmittee of INSEAD構成員、ENDESA Foundation評議委員会構成員およびAPD(Association of the Development of Management)運営委員会構成員 ボガス氏は、2010年、Javier Benjumea賞を受賞した(ICAI)。

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)。 職歴： 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)：エリア統括担当(1993年から1994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) 現在の役職： ENELの最高財務責任者 Enel Green Power, S.p.A.の会長 取締役会： -

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cheバリア・ブスケト	取締役	1942年 4月2日	2009年	2021年	200	Deusto Universityの経営科学学士。 職歴： Correo Group最高経営責任者(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 現在の役職： ・Mediaset España Comunicación, S.A.会長 取締役会：CVNE、Sociedad Vascongada de Publicaciones, S.A.、Editorial Cantabria, S.A.、Diario El Correo newspaperおよびWillis Iberiaの取締役 他の活動： Deusto Business School副会長 Novia SalcedoおよびFAD Foundations (Help for Drug Addiction)評議員

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)
ミケル・ロ カ・フンイェ ント	取 締 役	1940年 4月20日	2009年	2021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。 職歴： Universidad 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 現在の役職： 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 Banco Sabadell、Abertis Infraestructuras、TYPESA、Accesos de Madrid, S.A. および Werfenlife, S.L.の非取締役書記役 取締役会：ACS(Actividades de Construcción y Servicios, S.A.)取締役 Aigües de Barcelona取締役 他の活動： Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País会長 MNAC(Museo Nacional de Arte de Cataluña (National Museum of Art of Catalonia))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)
エンリコ・ピ アレ	取 締 役	1957年 9月21日	2014年	2022年	2,500	教育： 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・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・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：Mediocredito Centrale - 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 現在の役職： グローバル・サーマル・ジェネレーションENEL部長 取締役会： ENEL Américas, S.A.の取締役 CESI(イタリア)の取締役 EPRI(Electric Power Research Insitute)の取締役 Enel global Thermal Generation S.r.L.の会長 SPH(Slovak Power Holding)の取締役 「Fondazione Centro Studi Enel」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)
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。IESE Business Schoolにおけるシニア・マネジメント・プログラム(PADE)を修了。 職歴： 2009年以降 Mediaset España Comunicación, S.A.の取締役 Banco Popular Español, S.A.の取締役(2007年から2017年まで) 2004年以降Euroforumの会長 1997年以降Prosegur, S.A.の取締役および2004年以降会長 1997年以降Prosegur Foundationの会長 現在の役職： Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.の会長 Prosegur Foundationの会長 取締役会： Mediaset España Comunicación, S.A.の取締役 Romercapital SICAV, S.A.、Agrocinegética San Huberto, S.L.、Euroforum Escorial, S.A.、Proactinmo, S.L.、Gubel, S.L.、Hispaninver, S.L.およびProrevosa, S.L.の取締役 他の活動： 2004年以降、Euroforum会長。デルベッキオ氏は、Queen Sophia Higher School of MusicおよびPríncipe de Asturias Foundationの評議委員会構成員でもあり、また、マドリッドのRoyal Association of Friends of the Reina Sofia National Art Gallery、Amigos Museo del Prado FoundationおよびTeatro Real (Royal Theatre)(Teatro Realにおいて、2015年、デルベッキオ氏は国際委員会会長に任命された。)と協力している。 デルベッキオ氏は、文化的な後援および調査に関してスペインで付与される最も名声のある賞である Juan Lladó 賞ならびに Senior Management Forumからの金メダル、Ramón Borredá Trophy および Montblanc Arts Patronage Awardを受賞した。

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)
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 2013年から2017年まで：Faes Farma, S.A.の取締役 2013年から2017年まで：スペイン保険報酬コンソーシアムの取締役 現在の役職： Mutua Madrileñaの会長および最高経営責任者 取締役会： Caixabank, S.A.の取締役 Bolsas y Mercados Españoles - BMEの第一副会長 他の活動： Fundación Mutua Madrileña会長 Pro-Real Academia Española、Museo Reina Sofía、Princesa de Asturias および Ayuda contra la Drogadicción評議委員

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： Cementos de Portugalの最高経営責任者、EDP Renovaveisの独立取締役(2008年から2012年まで)、Millennium BCPの常務取締役(2000年から2008年まで)、Bank Millennium, Polandの代理最高経営責任者(2001年から2003年まで)、中央および東ヨーロッパにある様々な銀行(2001年から2007年まで)ならびにポルトガルの投資銀行(2006年から2007年まで)を担当、Banco Melloの最高経営責任者(1993年から2000年まで) 現在の役職： CTT(ポルトガルの郵便サービス)の副会長および最高経営責任者 CTT銀行の会長 取締役会： CTT Expresoの会長 Tourline Expressの会長 他の活動： Portuguese Communications Foundation取締役 Naval Club of Cascais一般理事会構成員 Portuguese Trilateral Commission構成員 Cotec Portugalの会長

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 ・ ボ ル ハ ・ ア チ ャ ・ ベ ス ガ	非取締役 書記役	1965年 2月17日	2015年	-	1,943	Complutense University of Madridの法学学士号(1988年)および州検事(1991年)。 職歴： ENELグループの法務部および総務部の取締役(2012年から2015年)、エンデサの法務部のジェネラル・マネージャー(1998年から2013年まで)、国有産業企業であるSociedad Estatal de Participaciones Industrialesの法務部の担当取締役(1997年から1998年まで)、取締役会の事務局長および書記役、州の産業庁の法務部の担当取締役(1996年から1997年まで)、州検事、本国国税庁のマドリッド地域法律事務局局長(1995年から1996年まで)、州検事、マドリッド高等裁判所の州立法律事務局(1991年から1995年まで)、またthe Carlos III University of Madridで商法の教授(1991年から1995年まで)でもあった。 現在の役職： エンデサの取締役会の事務局長および書記役 ・エンデサの法務およびコーポレート業務の取締役 ENEL Américas, S.A.の取締役会の議長 取締役会： ENEL Iberia, S.L.U.の取締役書記役 他の活動： ENDESA Foundation評議委員会構成員

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)
マリア・パトリツィア・グリエコ	取締役	1952年 2月1日	2017年	2022年	-	University of Milanの法律学位 職歴： University of Milanを法律で卒業後、グリエコ氏は1977年にItaltelでキャリアを開始した。1994年、グリエコ氏はItaltelにおいて法務および総務理事会長になった。1999年、グリエコ氏は当社を再編および再位置づけするためジェネラル・マネージャーに任命され、2002年には最高経営責任者になった。その後、グリエコ氏は、Siemens Informatica最高経営責任者、Value Partnersパートナー、Group Value Team(現在のNTT Data)最高経営責任者の地位に就いた。2008年から2013年までグリエコ氏はOlivettiの最高経営責任者であり、Olivettiにおいてグリエコ氏は2011年から会長も務めた。グリエコ氏はFiat Industrial(現在のCNHI)およびCIRの取締役でもあった。 現在の役職： ENEL S.p.A.会長 取締役： Anima Holding、FerrariおよびAmplifon取締役 他の活動： ENEL Cuore Onlus会長 Assonime運営委員会構成員 Bocconi University取締役 Italian Foundation MAXXI - National Museum of XXI Century Arts取締役 Fondazione Centro Studi ENEL取締役

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験を示している。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2018年6月27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	2,374	上記取締役会情報を参照のこと。
ルカ・ミンツォリニ (イベリアの監査担当ジェネラル・マネージャー)	1961年6月20日	-	ローマ(イタリア)の“La Sapienza” Universityで経済学の学士号。 公認会計士および会計責任者。 職歴： 2004年にENELに入社し、それ以来内部監査部門長ならびに経済および金融の分野の役職に就いている。それ以前は、Group Telecom Italia S.p.A.にてラテンアメリカ地域(アルゼンチン、チリおよびボリビア)(1998年から2003年まで)、Impsat Corporation(1995年から1998年まで)(アルゼンチン)、ミラノ(イタリア)、サウサンプトン(イギリス)およびヒューストン(アメリカ合衆国)のEnichem Elastomers(1989年から1995年まで)で金融、経済および予算統括管理の役職で働いていた。 現在の役職： イベリアの監査担当ジェネラル・マネージャー

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)
パオロ・ボンディ (イベリアの火力発電担当 ジェネラル・マネージャー)	1966年4月16日	1,941	ボッコーニ大学(ミラノ)の経営学学位。 INSEADフランスフォンテンブロー校のビジネス管理学 修士。 職歴： エンデサの経営、財務および管理担当ジェネラル・マ ネージャー(2009年から2018年まで)、エンデサの経済 および金融業務担当代理ジェネラル・マネージャー (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。 現在の役職： イベリアの火力発電担当ジェネラル・マネージャー 取締役会： ENEL Green Power España, S.L.U.の取締役 ENEL Iberia, S.L.U.の最高財務責任者 Endesa Medios y Sistemas, S.L.U.の会長
パブロ・アスコイティア・ ロレンテ (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の経営学学士号。 IESEのジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)修 了。 職歴： 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(2002年から 2004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) 現在の役職： イベリアの購入担当ジェネラル・マネージャー

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・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士号(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号。 職歴： 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マドリッド本社の内部監査人(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。 Institute for Studies on Local Administration in Madridで働いていた(1988年)。 現在の役職： 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

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士号、San Telmo International Instituteの経済学および企業経営学の修士号。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。 職歴： 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年まで、チリのSynopsis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) (エンデサ・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) 現在の役職： イベリアのICT担当ジェネラル・マネージャー

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)
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士号。 職歴： 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、続いて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、2004年からは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。 現在の役職： 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
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ (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)	1965年2月17日	1,943	上記取締役会情報を参照のこと。

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)
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)の法学の学士号。 職歴： 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)、ENEL Hidroの人事および 組織部長(2001年)を歴任した。Magnetis 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。) 現在の役職： 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
ホセ・カサス・マリノ (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	1,933株 直接保有 および 1,933株 間接保有	Universidad Pontificia Comillas ICAIより生産工学 の学士号を取得し(1989年)、IESEで総合管理プログラ ム(PDG)を学んだ(2005年)。 職歴： 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)。 現在の役職： 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

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)
マリア・マラクセチェバリ ア・グランデ (持続可能性担当ジェネラル・マネージャー)	1966年10月7日	-	マドリッドのPolytechnic Universityにおいて、エネルギーを専攻、生産工学の学士号。University of NavarraでMBAを取得。 職歴： APAX PARTNERS & CO.で4年間、コーポレート・ファイナンスおよびプライベート・エクイティのアソシエイトとして勤務した後、1996年に国際投資チームのアナリストとしてエンデサ(Endesar, ENDESA Desarrollo, S.A.)で勤務を開始した。 1997年から2005年まで、エンデサの会長および最高経営責任者室でアソシエイト監督オフィサーとして様々な仕事を完了した。2005年に企業戦略のディレクターとして戦略のコーポレート室に加わった。2015年、I&N Iberiaの管理責任者になった。 現在の役職： 持続可能性担当ジェネラル・マネージャー
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で産業組織を専攻、生産工学の学士号。Deusto Universityより金融の修士学位を取得。 職歴： 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び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。 現在の役職： 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 取締役会： ENEL Green Power España, S.L.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)
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 士号およびIESEよりMBAを取得。 職歴： 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、マーケット担当理事会のヘッドとしての 役割を果たしている。 現在の役職： イベリア市場担当ジェネラル・マネージャー 取締役会： ENDESA Energía, S.A.U.
ホアン・マリア・モレノ・ メラド (イベリアの原子力担当ジェ ネラル・マネージャー)	1962年8月20日	-	マドリッドのPolytechnic Universityにより土木工学 の学士号、IESE Business SchoolよりPDGを持つ。 職歴： 1989年にSevillana de Electricidadに入社して以来、 電力事業に関わっており、土木工学、エネルギー計 画、管理統制および統轄会議の各部門を経験してい る。エンデサに入社していた1997年に、固定資産の経 済管理担当代理取締役役に任命され、1998年に配電担 当理事会内の経済管理担当取締役となるまで在任した。 2004年にスペインおよびポルトガルの経済および統括 責任者となった。2008年、エンデサの計画および管理 代理ジェネラル・マネージャーに任命され、2012年か らローマにおけるENEL Groupの計画および管理のヘッ ドであった。 加えて、2011年から2015年にChilectraの会長であつ た。 現在の役職： イベリアの原子力担当ジェネラル・マネージャー 取締役会： Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E. の会 長 Tecnatom, S.A.の副会長 Nucenor, S.A.の副会長 Central Nuclear Almaraz-Trilloの取締役 他の活動： Foro Nuclearの取締役会の構成員

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)
エンリケ・デ・ラス・モレナス・モネオ (イベリアの再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャー)	1971年5月28日	-	European Business Studies 学位 (ICADE、E-4 - Universidad Pontificia de Comillas)。 MBA取得(Columbia University)。 職歴： 戦略担当マネージャーとして2003年にエンデサに入社し、後にエンデサ・ブラジルにて執行委員会委員となりエネルギー計画・開発担当取締役として勤務した(2007年から2010年まで)。またブラジルでENEL Green Power Brazil & Uruguayのカントリーマネージャーでもあり(2010年から2014年まで)、後にスペインでENEL Green Power Iberiaのカントリーマネージャーとなった。 これより前には、ラザード・アセット・マネジメント(投資アナリスト。ヨーロッパの公共事業及びタバコ)(2001年から2003年まで)、Goldman Sachs International(サマーアソシエイト。信用リスク管理・アドバイザリー部)(2000年)、UBSウォーバーク証券会社(アソシエイト・ディレクター。コーポレート・ファイナンス)(1995年から1999年まで)にて金融および経済に関する役職に就いていた。 現在の役職： イベリアの再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャー 取締役会： ENEL Green Power España, S.L.U.の会長 Energías de Aragón II, S.L.U.の取締役 Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.の取締役 Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U.の取締役 Energías Especiales del Bierzo, S.A.の取締役
ジョセップ・トラバド・ファレ (イベリアのエネルギーソリューション担当ジェネラル・マネージャー)	1960年2月5日	5	生産工学の学士号、カタルーニャ工科大学でエネルギー技術を専攻、PDG(総合管理プログラム)を学んだ(IESE Business School)。 職歴： - 住宅および事業市場ディレクター(エンデサのマーケット担当理事会)(2004年から2017年まで) - エンデサのマーケティング・ディレクター(1997年から2004年) - FECSAの商業部門(マーケティング担当代理取締役、商業行為およびサービスセクターの担当)(1985年から1997年) 現在の役職： イベリアのエネルギーソリューション原子力担当ジェネラル・マネージャー

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)
ルカ・パッサ (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)	1973年12月5日	-	企業経済学(経営学)の博士号； 専 攻：ミラノの Universita Commerciale Luigi Bocconiにてコーポレート・ファイナンス、国際金融市場、金融数学。パリのINSEADにてエグゼクティブMBAのアドバンス・マネジメント・プログラム。ロンドンの金融サービス機構の登録－規制およびデリバティブ。 職歴： 2015年から2018年(4月)まで：ローマおよびミラノの Enel S.p.A.、マネージャーのトップ200、インベスター・リレーションズ・グループ長 2014年から2015年まで：トリエステおよびミラノの Fincantieri S.p.A.、副社長、インベスター・リレーションズおよび特別プロジェクト長 2003年から2014年まで：ロンドン(2003年から2008年まで)およびミラノ(2008年から2014年まで)のモルガン・スタンレー。イタリアの業務執行取締役、投資銀行部門(IBD)および最高執行責任者。 2000年から2003年まで：ロンドンのリーマン・ブラザーズ－シニア・アソシエイト、債券発行市場 1998年から2000年まで：ロンドンのキャンターフィッツジェラルド－シニア・ブローカー、イタリア国債レポートデスク。 現在の役職： 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

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)
ジャンルカ・カッチャルピ (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8月2日	-	ボローニャ大学にて電子工学の学士号。 職歴： Enelでの以前の役職： グローバル・インフラおよびネットワーク： - グローバル・オペレーションおよびメンテナ ス・マネージャー(2014年7月から2018年3月まで) インフラおよびネットワーク部門： - マクロ北東エリアマネージャー(2009年3月から 2012年12月まで) - マクロ北東エリアおよびマクロ北西エリアマネ ージャー(2007年7月から2009年2月まで) - メストレのオペレーションおよびメンテナンス・ マネージャー(2003年3月から2004年9月まで) - エリア・マネージャー ・ボローニャ(2002年1月から2003年2月まで) ・ピアチェンツァ(1999年1月から2001年12月まで) - モデナ技術オフィス長(1997年1月から1998年12月 まで) - エミリア・ロマーニャ州地域マネジメント(1991 年3月から1996年12月まで)。支店長ならびにプロ ジェクトユニット、工事、損失管理および監督管 理長として豊富な経験を有する。 国際的な経験： - IBAL部門 ラテンアメリカ配電担当代理取締役(2013年1月から 2014年7月) - インフラおよびネットワーク部門 ルーマニア・サポート対策委員会マネージャー (2010年1月から2010年12月まで) - 国際部門―国：ルーマニア Enel BanatおよびEnel Dobrogeaのジェネラル・マ ネージャーおよび取締役会構成員(2004年9月から 2007年3月) - Enel―配電部門 ティラナ、ドゥラスおよびスクタリのアルバニアの 電気グリッド・アップグレード・プロジェクトのプ ロジェクト・マネージャー(1995年3月から1996年12 月まで) 現在の役職： 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

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、以下の項目からなる：固定の月々の給与、当社の運営機関およびその委員会の会議への出席手当。

取締役会全体に対する上記項目のすべてを含む全体の年間報酬の最高額は、株主総会により設定されるものとし、その改定の決議がなされるまで有効であり続けるものとする。

取締役会は、株主総会により設定された上限に従って、各事業年度において支払われる実際の金額を決定し、各取締役に委任された機能および責任、取締役会の委員会に所属するか否かならびにすべてのその他の関連する客観的状況を考慮に入れて、自由に決定する方法、時間および割合により上記項目間および取締役間で当該金額を分配するものとする。」

前述の記載にかかわらず、取締役会規則第30条は、以下のように規定する。「取締役はその役職にかかわらず、固定の月々の給与ならびに/または取締役会、執行委員会および/もしくはその他の委員会への出席手当として報酬を受領する権利を放棄することができる。

出席手当の額は、前段落に従って定められる固定の月額給与を超えないものとする。取締役会は、かかる限度内において、手当を設定することができる。

取締役会の構成員に適用される前項で規定された報酬は、取締役の地位に固有の監督者のおよび共同の意思決定義務とは別に、当社のために果たす他の業務執行職務または助言職務を通して権利を有する取締役に關するその他全ての報酬、補償金、社会保障負担金または他の専門家もしくは会社の従業員として受け取る報酬と併給可能なものとし、全ての法的に適用のある要件の対象となるものとする。

前述の報酬にかかわらず、常務取締役の報酬には、株もしくはストックオプションの権利の引渡しまたは株価に連動した報酬も含めることができる。この種類の報酬モデルの適用には、(場合により)各事業年度の報酬スキームに割り当てることができる最大数の株式、行使価格もしくはストックオプションの行使価格の算出方法、場合により基準として使用される株価、計画の条件、および、その他適切とみなされる条件について表明する株主総会の決議を必要とする。」

したがって、エンデサの取締役会構成員は、当社取締役の立場として報酬を受領した。

- ・ 2017年、各取締役の固定月額給与(税引前)は15.6千ユーロとなった。
- ・ 2016年、各取締役の固定月額給与(税引前)は15.6千ユーロとなった。しかし、2016年、監査および統制委員会(CAC)ならびに指名および報酬委員会(CNR)の委員長の職の固定月額報酬は1月当たり1千ユーロ(税引前)増加し、調整取締役の報酬は1月当たり2.1千ユーロ(税引前)増加した。
- ・ 2017年および2016年、取締役会、執行委員会、指名および報酬委員会(CNR)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1.5千ユーロ(税引前)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遵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遵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)

固定報酬

2017年および2016年の取締役会の各構成員が受領した固定年次報酬は、各々の職に応じて、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	2017年		2016年	
	給与	固定報酬	給与	固定報酬
ボルハ・ブラド・ユウラテ	1,132	188	1,132	188
フランセスコ・スタラーチェ	-	-	-	-
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	737	-	700	-
アレハンドロ・エチェバリア・プスケト(1)	-	188	-	197
リビオ・ガロ(2)	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	-	188	-	188
ミケル・ロカ・フニェント(3)	-	225	-	225
エンリコ・ピアレ	-	-	-	-
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ(4)	-	200	-	191
フランシスコ・デ・ラセルダ	-	188	-	188
マリア・パトリツィア・グリエコ(5)	-	128	-	-
合 計	1,869	1,305	1,832	1,177

(1) 2016年9月まで指名および報酬委員会(CNR)の委員長。

(2) 2017年4月に降任。

(3) 調整取締役である。2016年9月まで監査および統制委員会の委員長。2016年10月より指名および報酬委員会の委員長。

(4) 2016年10月より監査および統制委員会の委員長。

(5) 2017年4月に指名。

変動報酬

2017年および2016年の会長および最高経営責任者の業務執行職務の遂行に伴う変動報酬は、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	2017年		2016年	
	短期	長期	短期	長期
ボルハ・ブラド・ユウラテ	783	1,023	822	853
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	497	846	522	705
合 計	1,280	1,869	1,344	1,558

出席手当

2017年および2016年の各取締役会およびその委員会への出席手当は、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	2017年		2016年	
	エンデサ	その他の会社	エンデサ	その他の会社
ボルハ・ブラド・ユウラテ	18	-	18	-
フランセスコ・スタラーチェ	-	-	-	-
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	-	-	-	-
アレハンドロ・エチェバリア・プスケト(1)	37	-	47	-
リビオ・ガロ(2)	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	37	-	42	-
ミケル・ロカ・フンイエント(3)	45	-	51	-
エンリコ・ピアレ	-	-	-	-
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ(4)	46	-	51	-
フランシスコ・デ・ラセルダ	46	-	51	-
マリア・パトリツィア・グリエコ(5)	13	-		-
合 計	242	-	260	-

(1) 2016年9月まで指名および報酬委員会の委員長。

(2) 2017年4月に降任。

(3) 調整取締役である。2016年9月まで監査および統制委員会の委員長。2016年10月より指名および報酬委員会の委員長。

(4) 2016年10月より監査および統制委員会の委員長。

(5) 2017年4月に指名。

その他の項目

常務取締役および残りの上級管理職は、保有者および扶養家族の支払費用の100%を補助するグループ医療方針、レンタル制度による社用車の割当てならびに従業員料金で供給される電気の給付を含む現物報酬を受領する。

2017年に、かかる現物報酬は86千ユーロ(2016年は89千ユーロ)に達した。

立替金および貸付金

2017年および2016年12月31日、396千ユーロに達する貸付金が常務取締役に提供され、かかる金額のうち、230千ユーロが平均金利0.402%の貸付金に対応し、166千ユーロが無金利貸付金(金利補助は現物の報酬として扱われる。)に対応する。

元本返済は当該従業員の勤務期間中に行われ、当該従業員が会社を退職したら全額について解除される。

年金基金および年金スキーム：拠出金

本年度は、常務取締役の年金基金および年金計画への拠出金は600千ユーロ(2016年は592千ユーロ)に達した。

年金基金および年金スキーム：負担金

2017年12月31日現在、常務取締役は、合計12,815千ユーロ(2016年は11,741千ユーロ)の積立金および年金計画の権利を保有している。

生命保険料および傷害保険料

当社を通して、常務取締役は、問題の不測の事態に応じて特定の資金および/または所得支払いを保証する生命保険および傷害保険(障害および死亡保障)に加入している。2017年、かかる保険料の金額は合計249千ユーロ(2016年は255千ユーロ)であった。

当社から上級経営陣に供与される保証

報酬に関して、2017年12月31日現在、当社は早期退職権をカバーすべく、最高経営責任者のために6,890千ユーロに達する保証を有していた(2016年12月31日現在6,987千ユーロ)。

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は、下記のとおりである。

上級管理職(2017年)	
名 前	役 職(1)
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
アルバロ・ルイス・クイラルテ・アベロ	エネルギー・マネジメント担当ジェネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ	人事および組織担当ジェネラル・マネージャー
エンリケ・デ・ラス・モレナス・モネオ	再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャー
フランセスコ・アマデイ	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
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	取締役会事務局長ならびに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
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ	供給担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリン	機関関係および規制担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カステレホ	メディア担当ジェネラル・マネージャー
ジョセップ・トラバド・ファレ(2)	エネルギーソリューション担当ジェネラル・マネージャー
ホアン・M ^a ・モレノ・メラド	原子力担当ジェネラル・マネージャー
ルカ・ミンゾリーニ	監査担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン	ICT担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ	発電担当ジェネラル・マネージャー
マリア・マラクセチェバリア・グランデ	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	購入担当ジェネラル・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

(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) 2017年6月19日就任。

上級管理職(2016年)	
名 前	役 職(1)
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
アルバロ・ルイス・クイラルテ・アベロ	エネルギー・マネジメント担当ジェネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ	人事および組織担当ジェネラル・マネージャー
エンリケ・デ・ラス・モレナス・モネオ(2)	再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャー
エンリケ・ドゥランド・バケリソ(5)	監査担当ジェネラル・マネージャー
フランセスコ・アマデイ	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
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	取締役会事務局長ならびに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
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ	供給担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリン	機関関係および規制担当ジェネラル・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
ホセ・M ^a ・グラバロス・ラスエン(3)	原子力担当ジェネラル・マネージャー
ホアン・M ^a ・モレノ・メラド(4)	原子力担当ジェネラル・マネージャー
ルカ・ミンゾリーニ(6)	監査担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン	ICT担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ	発電担当ジェネラル・マネージャー
マリア・マラクセチェバリア・グランデ	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	購入担当ジェネラル・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

(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) 2016年8月1日就任。

(3) 2016年1月2日退任。

(4) 2016年1月1日就任。

(5) 2016年5月1日退任。

(6) 2016年5月1日就任。

上級管理職の報酬

2017年および2016年の常務取締役ではない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：千ユーロ)			
	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	
	2017年	2016年	2017年	2016年
固定報酬	5,636	5,354	-	-
変動報酬	6,268	6,268	-	-
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	540	1,312	-	-
合 計	12,444	12,934	-	-

	その他の利益(単位：千ユーロ)			
	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	
	2017年	2016年	2017年	2016年
立 替 金	576	437	-	-
貸 付 金	153	153	-	-
年金基金および年金ス キーム：拠出金	1,082	1,073	-	-
年金基金および年金ス キーム：負担金	19,630	17,028	-	-
生命保険料および傷害 保険料	230	204	-	-

当社から上級管理職に供与される保証

2017年および2016年12月31日現在、当社は報酬に関して常務取締役ではない上級管理職に保証を出していません。

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(CNR)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。

管理職に関して、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倍と同程度の退職手当。エンデサの2016年から2018年の取締役の報酬方針は、新しい取締役を含む場合、常務取締役の契約と同じ条件で、いずれの場合も契約の終了の際に適用される、最大2年間分の年間総報酬を定めている。
- ・ 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号に予見される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、幹部には固定報酬の1倍と同等の金額までの権利がある。

2017年および2016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13名の常務取締役および上級管理職が在籍していた。

取締役会に関するその他の開示

上場会社の透明性を高めるために、取締役会構成員はその知る限り、当該構成員およびその関連当事者が、エンデサS.A.と同様または類似の企業目的を持つ会社に保有する直接または間接的な持分ならびに当該会社における当該構成員の役職または果たす職務を開示した。

2017年12月31日				
取 締 役	個人または 企業納税者ID	会 社	所有権(%)	役 職
ボルハ・ブラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
フランセスコ・スタラーチェ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00117658	最高経営責任者およびジェネラル・マネージャー
フランセスコ・スタラーチェ	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	会長
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	A80316672	Elcogas,S.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	経営、財務および管理担当責任者
アルベルト・デ・パオリ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	-	会長
エンリコ・ビアレ	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	-	取締役
エンリコ・ビアレ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00007769	グローバル火力発電ENEL担当責任者
エンリコ・ビアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役
イグナシオ・ガラルダ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00027540	-
マリア・パトリツィア・グリエコ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	会長

2016年12月31日				
取 締 役	個人または 企業納税者ID	会 社	所有権(%)	役 職
ボルハ・ブラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
フランセスコ・スタラーチェ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00117658	最高経営責任者およびジェネラル・マネージャー
フランセスコ・スタラーチェ	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	会長
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	A80316672	Elcogás,S.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	経営、財務および管理担当責任者
アルベルト・デ・パオリ	N9022122G	ENEL Green Power,S.p.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	06377691008	ENEL Italia, S.R.L	-	取締役
リビオ・ガロ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00017015	インフラおよびグローバル・ネットワーク担当責任者
リビオ・ガロ	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	-	取締役
エンリコ・ビアレ	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	-	取締役
エンリコ・ビアレ	00811720580	ENEL S.p.A.	0.00007769	グローバル・サーマル・ジェネレーションENEL部長
エンリコ・ビアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役
イグナシオ・ガラルダ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0.00027540	-

会社法第229条に従い、取締役会構成員の関与する利益と当社の利益との直接または間接の対立状況および当該状況が2017年にどのように対処されたかは以下のとおりである。

- ENEL, S.p.A.により任命された、ENEL Iberia S.L.U.取締役の立場としての常務取締役は、ENEL, S.p.A.またはENELグループ会社との取引を承認する際、利益相反があった。2017年に発生したすべての状況において、常務取締役は取締役会の本協議事項には参加しなかった。
- ENEL, S.p.A.により任命された専任取締役は、ENEL, S.p.A.またはENELグループ会社との取引を承認する際、利益相反があった。2017年に発生したすべての状況において、専任取締役は取締役会の本協議事項には参加しなかった。
- ヘレナ・レボレド・デルベッキオ氏は、Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.の会長を務めており、Prosegurとエンデサ・グループとの間のあり得る商業的關係にかかわらずエンデサS.A.の独立取締役としての機能を果たしている。2017年に、Prosegurグループはエンデサ・グループのスペインにおける重要度の低い設備のためにエンデサ・グループとセキュリティおよび監視サービス提供契約を取り決めた。サービスは、対応する公開買付手続の結果に基づき、取締役の関与なく、利益相反に適用ある法令に従って、エンデサS.A.の取締役会により提供された。

性別で区分すると、2017年12月31日現在において、エンデサの取締役会は11名の取締役により構成され、そのうち2人が女性である。また、2016年12月31日現在において、11名の取締役が存在し、そのうち1人が女性であった。

2017年および2016年において、当社を通して保有している第三者責任保険の利用を必要とする取締役による行為または不作為を理由として生じた損害はなかった。当該保険は、経営責任を有する当社取締役および従業員の両方を対象としている。

2017年、当該保険料は80千ユーロ(2016年は42千ユーロ)に達した。

エンデサS.A.の株価に連動する株式に基づく報酬スキーム

エンデサの変動長期報酬はいわゆるロイヤリティプランを通して構築されており、当該プランの主な目的は、グループの戦略上の目的を達成するために重要な責任のある地位にいる従業員のコミットメントを強化することである。当該プランは連続する3年間のプログラムで構成されており、2010年1月1日から毎年開始する。2014年以降、当該プランは支払いの延期および清算の日程で幹部が在籍している必要があることを予見した。また支払いは2日間で行われる。当該プランの終了の翌年に、インセンティブの30%が、残りの70%は、適用ある場合、当該プランの終了後2年を経過した後支払われる。

エンデサロイヤリティプランの枠組み内において、2015年から2017年および2016年から2018年の特定の長期報酬スキームは、2016年4月26日に開催された当社の株主総会で承認された。さらに、2017年4月26日に開催された当社の株主総会は2017年から2019年までの長期報酬スキームを承認した。

これらの3つのプランは、当社の株価の値動きに連動しており、戦略的責任を有するエンデサの会長、最高経営責任者および幹部に向けられている。

特に、上記で言及されたプランは以下の目的がある。

a) 「エンデサの株主総利回り(TSR)」の目標、発生期間の比較できるグループとして選ばれた「Euro-Stoxx Utilities指標のTSR」の平均値と比較しての、「エンデサのTSR」の平均値と定義される。

本指標は、株式の総利回りを構成要素の合計として計る。

i. キャピタル・ゲイン：株価の変動(報告期間の最後および始めに記録された価格の違い)および当該期間の始めに設定された価格との関係

ii. 再投資配当金：基準期間に分配された一株当たりの配当金および当該期間の始めの株価の関係

b) 「平均使用資本利益率」(ROACE)の目標、EBITと期間中に蓄積された正味資本投資の平均との関係に表される、発生期間中のエンデサの蓄積されたROACEと定義される。

これらのプランの保有者に計算または支払いに使用されたデータが決済日の後明らかにエラーであることが証明された場合に受領した変動する報酬を返済することを義務づけるクローバック条項に加えて、当社が、蓄積され受領していない変動する報酬を支払わないことを認めるマルス条項の形式で、長期変動報酬には退任後の規制がかけられている。

指名および報酬委員会(CNR)は取締役会に、支払いが後に誤りであることが証明されたデータに基づいている場合は報酬の変動する要素を支払わないまたは還付を請求しない申立てを提出する可能性がある。

すべての取締役につきこれらのロイヤルティプランに関して2017年に発生した金額は、8百万ユーロに達した(2016年は13百万ユーロ)。

エンデサロイヤルティプランの枠組みの中で、2018年4月23日に開催された当社の株主総会は、前述の目的a) (TSR)およびb) (ROACE)に加え、エンデサの二酸化炭素排出の削減の目標を追加した2018年から2020年の長期報酬スキームを承認した。

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
副 会 長	フランセスコ・スタラーチェ	06.16.2014	03.24.2009(1)
最高経営責任者	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	04.23.2018
取 締 役	アルベルト・パオリ	11.04.2014	04.27.2015
	エンリコ・ピアレ	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	04.26.2017
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	06.25.2009	04.26.2017
	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
	マリア・パトリツィア・グリエコ	04.26.2017	04.23.2018
書記	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) エンデサの取締役会の会長としての指名日

2017年4月、Proprietary External Directorであつたりビオ・ガロ氏は、個人的な理由で、エンデサの取締役を辞任した。

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条およびエンデサの取締役会規則(第23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人の取締役会の非常務取締役から成り、少なくともその過半数は独立取締役でありかつそのうちの1人は会計および/または監査の知識および経験に基づき選任されるものとする。当委員会の構成員は当社が運営する活動のセクターに関連するまとまった技術的専門知識を有するものとする。

監査および法令遵守委員会の委員長は、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年毎に交代されるものとする。ただし委員長は辞任から1年経過後に再任されることができる。

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、委員長によって招集される毎に開催されるものとする。監査および法令遵守委員会は、監査および法令遵守委員会規則に従って決議を可決するものとし、その会議は、登録事務所または委員長により決定されたその他の場所で開催され、会議の通知に併記される。監査および法令遵守委員会の会議は構成員またはその代理人が過半数以上出席している場合に有効に開催されるものとする。

決議はその会議に参加している取締役の過半数の賛成票をもって可決されるものとする。可否同数の場合には、委員長または委員長代理が、決定票を有する。

監査および法令遵守委員会は、職務の遂行のために必要だと見なされれば、外部の助言を求めることができる。

取締役会の書記役は、監査および法令遵守委員会の書記役を務め、全ての会議および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報告されるものとする。議事録は取締役会のすべての構成員が入手できるものとする。

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。特に、提供された財務情報の正確性に監査がどのように貢献したかを説明する監査結果および委員会の本過程への関与についてである。
- b) 当社の内部統制、内部監査および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特定された内部統制制度の重大な欠点につき、その独立性を損なうことなく、会計監査人と検討すること。当該目的のため、場合に依りて、運営機関へ推奨または提案(上記事項の遵守のために設定された期間を含む。)を提示することができる。
- 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、ならびに当該情報の正確性を担保するために、運営機関へ推奨または提案を提示すること。
- d) 法定監査人の選抜、選任、再任および解任の提案を、適用ある規則の規定に従い選抜過程に対して責任を追いながら、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遂行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脅か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。)に加え、会計監査に関連するその他事項に関する情報、および、独立性体制に関する適用規制の規定に基づき禁止されるサービス以外のサービスに対する許諾に関する情報を得るため(法定監査の法および基準に規定されるすべての連絡を含む。)外部監査人と関係を構築すること。いずれの場合も、委員会は、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、外部監査人の独立性に関する年次報告書を当該外部監査人より受領する。この報告には、法定監査に関する適用規制に従い、当該法人から外部監査人またはその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、詳細および個別な情報が含まれるものとする。
- f) 監査報告書の発行前に、法定監査人または監査法人の独立性が損なわれていないかどうかについての意見を表明する報告書を毎年発行すること。かかる報告書には、いかなる場合でも、法律監査とは別に、独立性要件または法定監査活動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。)一つ一つの価値についての動機付けがされた査定が含まれる。
- 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g)項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人が委員長である。)を含む他の委員会に、定款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に影響されないものとみなされるものとする。

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。監査および法令遵守委員会は、その独自の規則を有することができ、当該規則は取締役会に承認されるものとする。

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	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	05.07.2015 09.19.2016 ⁽¹⁾	外部独立
委 員	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 ⁽²⁾
	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
	ミケル・ロカ・フンイエント	06.30.2009	外部独立
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) 監査および法令遵守委員会委員長の任命日。

(2) 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。

- 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。
- 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。
- 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経営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	ミケル・ロカ・フンイェント	06.30.2009	外部独立
委 員	アルベルト・デ・パオリ	09.19.2016 ⁽¹⁾	外部所有者 (2)
	ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	11.04.2014	外部独立
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	11.04.2014	外部独立
	フランシスコ・デ・ラセルダ	07.24.2012	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)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	05.07.2015	外部独立
		08.01.2015	-

(1) 指名および報酬委員会委員長の任命日。

(2) 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。

- 2016年4月26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、2016年4月26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、2018年2月26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および排出枠市場における行為に関する内部規則(直近の改正は、2017年12月18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。
- － 2015年11月10日、株主、機関投資家および委任アドバイザーとのコミュニケーションおよび交渉に関する方針が取締役に承認され、2016年12月19日に取締役会で最新の変更が承認された。
- － 2015年11月10日、取締役候補者選抜の方針が取締役に承認され、2017年12月18日に取締役会で最新の変更が承認された。
- － 2015年11月10日、エンデサS.A.およびそのグループ会社のコーポレート・ガバナンスの方針が承認され、2017年12月18日に取締役会で最新の変更が承認された。
- － 2015年12月21日、持続可能性に関する方針が承認された。
- － 2015年6月15日、エンデサS.A.およびその子会社のリスク管理および管理方針が承認された。
- － 2015年6月15日、エンデサの税務戦略が承認され、2017年6月19日に取締役会で最新の変更が承認された。
 - ・ 2010年12月以降、エンデサおよびエンデサがスペインで支配している子会社は優良税務慣行規定に同意している。
 - ・ かかる規範は、税務当局および納税者の(イ)誠実および相互忠実の原理にもとづく互惠協力、(ロ)会社のための税政策ならびに税務当局の基準の適用における透明性および法的明確性によって任意に採用された勧告を含むものである。
 - ・ 基本的に、会社は税金のリスク削減の促進へのコミットメントおよびそれらを引き起こし得る行動の回避を指向し、税務当局は会社の納税義務を満たす援助をしながら会社のための法的明確性の強化を指向する。
 - ・ これに従って、2011年以降、エンデサの税務担当責任者は監査委員会を通して当社で適用された税制策および関連のある税の問題について取締役会に毎年通知している。

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。

株式市場および排出枠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。

2018年2月28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2017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。

エンデサの2017年4月26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2017年、2018年および2019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。

2017年および2016年のエンデサ・グループの連結年次財務書類は、Calle Raimundo Fernández Villaverde, 65, 28003 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。

2017年および2016年のエンデサの個別年次財務書類は、Calle Raimundo Fernández Villaverde, 65, 28003 Madridに事務所を置くE&Yにより監査された。

E&Yは、2017年12月31日終了年度および2016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 Ruiz Picasso, 1に当時の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番の所有者であって、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

2018年2月28日、エンデサは、CNMVに対し、2016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、最高で会長を含む7名の取締役会構成員から構成される。

取締役会会長が経営委員会の委員長を務め、取締役会書記はまた経営委員会の書記として務めるものとする。これらの地位の代理の制度は、前述の取締役会について定められているものと同じである。

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 委 員	ボルハ・プラド・ユウラテ	03.24.2009	幹 部
	フランセスコ・スタラーチェ	04.23.2018	外部所有者(1)
	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	04.23.2018	幹 部
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	05.08.2017	外部独立
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	10.19.2015	外部独立
	アルベルト・デ・パオリ	05.08.2017	外部所有者(1)
	ミケル・ロカ・フンイエント	05.08.2017	外部独立
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(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、または場合により当社の清算人は、定時株主総会を毎年上半期内に開催し、当社の利益に適うとみなした場合、臨時株主総会を招集するものとする。

株式資本の3%以上を所有する株主が株主総会において執り行われるべき議題を表示して株主総会の招集を要求した場合もまた、株主総会が招集されなければならない。この場合、株主総会は、適切に公証された通知を受領した日から2か月以内に招集されなければならない。取締役は、議案を作成し、これには、招集請求書に記載された事項を記載しなければならない。

出席権

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および関連のある出席カードを所有する株主が、株主総会に出席することができる。出席カードは、会計記録を処理する機関によって発行され、株主総会における委任状を獲得するための書類として株主に使用される。前述の事項は、関連ある責任者または構成員たる各法人によって登録された会計の記録に従い発行された事実証明書に関わらず解釈される。

開会に先んじて、出席者は、株主総会の決議に提出される提案された決議のコピー(提案への添付書類は除く。)を渡される。

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。

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。

当社の子会社の事業が適切であることを確保するために構築された体制の記載

「第2 企業の概況 3 事業の内容」を参照のこと。

(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】

(単位：ユーロ)

区分	前連結会計年度		当連結会計年度	
	監査証明業務に 基づく報酬	非監査業務に 基づく報酬	監査証明業務に 基づく報酬	非監査業務に 基づく報酬
提出会社	1,651,587 (216,275,318円)	182,161 (23,853,983円)	2,528,199 (331,067,659円)	0 (0円)
連結子会社	1,755,258 (229,851,035円)	0 (0円)	1,608,389 (210,618,540円)	0 (0円)
計	3,406,845 (446,126,353円)	182,161 (23,853,983円)	4,136,588 (541,686,199円)	0 (0円)

② 【その他重要な報酬の内容】

2017年および2016年において、証明業務には主に配電のサービスの品質に関する情報を検討するための合意された手続き、配電への投資および発電の費用が含まれる。

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】

組織的不正の検出における分析技術の適用に関連する業務(2016年)。

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。

監査および法令遵守委員会は、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。

監査および法令遵守委員会は、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旦受けた後、承認または否認のため、監査および法令遵守委員会に提出される。

第6 【経理の状況】

a 本書記載のENDESA, S.A.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、本第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、2018年4月2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=130.95円の為替レートが使用されている。

d 日本円及び本第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

	注記	2017年12月31日		2016年12月31日	
		百万 ユーロ	百万円	百万 ユーロ	百万円 ⁽¹⁾
資産					
非流動資産		25,507	3,340,142	25,525	3,342,499
有形固定資産	6	21,727	2,845,151	21,891	2,866,626
投資不動産	7	9	1,179	20	2,619
無形資産	8	1,196	156,616	1,172	153,473
のれん	5及び10	459	60,106	298	39,023
持分法適用投資	11.1	205	26,845	208	27,238
非流動金融資産	19	769	100,701	712	93,236
繰延税金資産	22.1	1,142	149,545	1,224	160,283
流動資産		5,530	724,154	5,435	711,713
棚卸資産	12	1,267	165,914	1,202	157,402
営業債権及びその他の債権	13	3,100	405,945	3,452	452,039
営業債権		2,877	376,743	3,055	400,052
未収還付法人所得税		223	29,202	397	51,987
流動金融資産	19	764	100,046	363	47,535
現金及び現金同等物	14	399	52,249	418	54,737
売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業		-	-	-	-
資産合計		31,037	4,064,295	30,960	4,054,212
株主持分及び負債					
株主持分	15	9,233	1,209,061	9,088	1,190,074
親会社持分	15.1	9,096	1,191,121	8,952	1,172,264
資本金		1,271	166,437	1,271	166,437
資本剰余金及び利益剰余金		7,155	936,947	7,049	923,067
親会社当期純利益		1,463	191,580	1,411	184,770
中間配当		(741)	(97,034)	(741)	(97,034)
評価差額金		(52)	(6,809)	(38)	(4,976)
非支配持分	15.2	137	17,940	136	17,809
非流動負債		14,269	1,868,526	14,351	1,879,263
繰延収益	16	4,730	619,394	4,712	617,036
長期引当金	17	3,382	442,873	3,714	486,348
年金及び類似債務引当金	17.1	951	124,533	1,063	139,200
その他の長期引当金		2,431	318,339	2,651	347,148
長期借入金	18	4,414	578,013	4,223	553,002
その他の非流動負債	21	646	84,594	601	78,701
繰延税金負債	22.2	1,097	143,652	1,101	144,176
流動負債		7,535	986,708	7,521	984,875
短期借入金	18	978	128,069	1,144	149,807
短期引当金	24	425	55,654	567	74,249
年金及び類似債務引当金		-	-	-	-
その他の短期引当金		425	55,654	567	74,249
営業債務及びその他の流動債務	23	6,132	802,985	5,810	760,820
仕入債務及びその他の債務		5,962	780,724	5,478	717,344
未払法人所得税		170	22,262	332	43,475
売却目的で保有する非流動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		31,037	4,064,295	30,960	4,054,212

(1) 注記5.4を参照。

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2017年及び2016年12月31日現在の連結財政状態計算書の一部を構成する。

(2) 連結損益計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2017年		2016年	
		百万 ユーロ	百万円	百万 ユーロ	百万円
収益	25	20,057	2,626,464	18,979	2,485,300
売上高	25.1	19,556	2,560,858	18,313	2,398,087
その他の営業収益	25.2	501	65,606	666	87,213
仕入及びサービス		(14,569)	(1,907,811)	(13,327)	(1,745,171)
電力購入	26.1	(4,933)	(645,976)	(4,056)	(531,133)
消費燃料原価	26.2	(2,294)	(300,399)	(1,652)	(216,329)
送電費用		(5,652)	(740,129)	(5,813)	(761,212)
その他の変動仕入及びサービス	26.3	(1,690)	(221,306)	(1,806)	(236,496)
貢献利益		5,488	718,654	5,652	740,129
自家建設資産	3a及び3d.3	222	29,071	117	15,321
人件費	27	(917)	(120,081)	(1,128)	(147,712)
その他の固定営業費用	28	(1,251)	(163,818)	(1,209)	(158,319)
営業総利益		3,542	463,825	3,432	449,420
減価償却費、償却費及び減損損失	29	(1,511)	(197,865)	(1,467)	(192,104)
営業利益		2,031	265,959	1,965	257,317
純金融利益/(損失)	30	(123)	(16,107)	(182)	(23,833)
金融収益		51	6,678	44	5,762
金融費用		(178)	(23,309)	(222)	(29,071)
為替換算差額(純額)		4	524	(4)	(524)
持分法適用会社の利益/(損失)	11.1	(15)	(1,964)	(59)	(7,726)
その他の投資利益/(損失)		-	-	2	262
資産処分利益/(損失)	31	7	917	(16)	(2,095)
税引前利益/(損失)		1,900	248,805	1,710	223,925
法人所得税	32	(427)	(55,916)	(298)	(39,023)
継続事業の税引後利益		1,473	192,889	1,412	184,901
非継続事業の税引後利益		-	-	-	-
当期純利益		1,473	192,889	1,412	184,901
親会社持分		1,463	191,580	1,411	184,770
非支配持分		10	1,310	1	131
		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)		1.38	180.71	1.33	174.16
希薄化後1株当たり当期純利益(継続事業)		1.38	180.71	1.33	174.16
基本的1株当たり当期純利益(非継続事業)		-	-	-	-
希薄化後1株当たり当期純利益(非継続事業)		-	-	-	-
基本的1株当たり当期純利益		1.38	180.71	1.33	174.16
希薄化後1株当たり当期純利益		1.38	180.71	1.33	174.16

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2017年及び2016年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書の一部を構成する。

(3) 連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)	注記	12月31日終了年度					
		2017年			2016年		
		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		1,463	10	1,473	1,411	1	1,412
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		165	-	165	(83)	-	(83)
その後の期間において連結損益に 振り替えられる項目：		65	-	65	90	-	90
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		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	15.1.6及び 15.1.10	86	-	86	126	-	126
為替換算差額	15.1.6及び 15.1.10	(1)	-	(1)	1	-	1
持分法適用会社	15.1.6及び 15.1.10	1	-	1	(5)	-	(5)
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	15.1.6、 15.1.10 及び32	(21)	-	(21)	(32)	-	(32)
その後の期間において連結損益に 振り替えられない項目：		100	-	100	(173)	-	(173)
年金制度に係る数理計算上の差異	15.1.10 及び17.1	127	-	127	(221)	-	(221)
税効果	15.1.10 及び32	(27)	-	(27)	48	-	48
連結損益計算書又は投資への振替額		(79)	-	(79)	(8)	-	(8)
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	15.1.6及び 15.1.10	(108)	-	(108)	(22)	-	(22)
為替換算差額		-	-	-	-	-	-
持分法適用会社	15.1.6及び 15.1.10	2	-	2	9	-	9
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	15.1.6、 15.1.10 及び32	27	-	27	5	-	5
包括利益合計		1,549	10	1,559	1,320	1	1,321

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2017年及び2016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一部を構成する。

(単位：百万円)	注記	12月31日終了年度					
		2017年			2016年		
		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		191,580	1,310	192,889	184,770	131	184,901
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		21,607	-	21,607	(10,869)	-	(10,869)
その後の期間において連結損益に 振り替えられる項目：		8,512	-	8,512	11,786	-	11,786
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		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	15.1.6及び 15.1.10	11,262	-	11,262	16,500	-	16,500
為替換算差額	15.1.6及び 15.1.10	(131)	-	(131)	131	-	131
持分法適用会社	15.1.6及び 15.1.10	131	-	131	(655)	-	(655)
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	15.1.6、 15.1.10 及び32	(2,750)	-	(2,750)	(4,190)	-	(4,190)
その後の期間において連結損益に 振り替えられない項目：		13,095	-	13,095	(22,654)	-	(22,654)
年金制度に係る数理計算上の差異	15.1.10 及び17.1	16,631	-	16,631	(28,940)	-	(28,940)
税効果	15.1.10 及び32	(3,536)	-	(3,536)	6,286	-	6,286
連結損益計算書又は投資への振替額		(10,345)	-	(10,345)	(1,048)	-	(1,048)
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	15.1.6及び 15.1.10	(14,143)	-	(14,143)	(2,881)	-	(2,881)
為替換算差額		-	-	-	-	-	-
持分法適用会社	15.1.6及び 15.1.10	262	-	262	1,179	-	1,179
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	15.1.6、 15.1.10 及び32	3,536	-	3,536	655	-	655
包括利益合計		202,842	1,310	204,151	172,854	131	172,985

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2017年及び2016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一部を構成する。

(4) 連結持分変動計算書

(単位：百万ユーロ)	注記	親会社に帰属する持分(注記15.1)						非支配 持分(注記 15.2)	株主持分 合計
		資本金及び剰余金					評価 差額金		
		資本金	資本 剰余金、 利益 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	その他 資本項目			
2017年1月1日残高		1,271	6,308	-	1,411	-	(38)	136	9,088
会計方針の変更に伴う調整	15.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2017年1月1日調整後残高		1,271	6,308	-	1,411	-	(38)	136	9,088
包括利益合計		-	100	-	1,463	-	(14)	10	1,559
株主及び所有者との取引		-	(1,405)	-	-	-	-	(9)	(1,414)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金		-	(1,411)	-	-	-	-	(3)	(1,414)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		2.3.1	-	-	-	-	-	-	-
株主及び所有者とのその他の取引		-	6	-	-	-	-	(6)	-
その他の持分変動		-	1,411	-	(1,411)	-	-	-	-
株式報酬		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	1,411	-	(1,411)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2017年12月31日現在残高		1,271	6,414	-	1,463	-	(52)	137	9,233

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2017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一部を構成する。

(単位：百万円)	注記	親会社に帰属する持分(注記15.1)						非支配 持分(注記 15.2)	株主持分 合計
		資本金及び剰余金					評価 差額金		
		資本金	資本 剰余金、 利益 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	その他 資本項目			
2017年1月1日残高		166,437	826,033	-	184,770	-	(4,976)	17,809	1,190,074
会計方針の変更に伴う調整	15.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2017年1月1日調整後残高		166,437	826,033	-	184,770	-	(4,976)	17,809	1,190,074
包括利益合計		-	13,095	-	191,580	-	(1,833)	1,310	204,151
株主及び所有者との取引		-	(183,985)	-	-	-	-	(1,179)	(185,163)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金		-	(184,770)	-	-	-	-	(393)	(185,163)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		2.3.1	-	-	-	-	-	-	-
株主及び所有者とのその他の取引		-	786	-	-	-	-	(786)	-
その他の持分変動		-	184,770	-	(184,770)	-	-	-	-
株式報酬		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	184,770	-	(184,770)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-	
2017年12月31日現在残高		166,437	839,913	-	191,580	-	(6,809)	17,940	1,209,061

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2017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一部を構成する。

(単位：百万ユーロ)	注記	親会社に帰属する持分(注記15.1)						非支配 持分(注記 15.2)	株主持分 合計
		資本金及び剰余金					評価 差額金		
		資本金	資本 剰余金、 利益 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	その他 資本項目			
2016年1月1日残高		1,271	6,799	-	1,086	-	(120)	3	9,039
会計方針の変更に伴う調整	15.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2016年1月1日調整後残高		1,271	6,799	-	1,086	-	(120)	3	9,039
包括利益合計		-	(173)	-	1,411	-	82	1	1,321
株主及び所有者との取引		-	(1,404)	-	-	-	-	132	(1,272)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金		-	(1,404)	-	-	-	-	(3)	(1,407)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		5	-	-	-	-	-	-	135
株主及び所有者とのその他の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動	-	1,086	-	(1,086)	-	-	-	-	-
株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	1,086	-	(1,086)	-	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016年12月31日残高		1,271	6,308	-	1,411	-	(38)	136	9,088

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2016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一部を構成する。

(単位：百万円)	注記	親会社に帰属する持分(注記15.1)						非支配 持分(注記 15.2)	株主持分 合計
		資本金及び剰余金					評価 差額金		
		資本金	資本 剰余金、 利益 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	その他 資本項目			
2016年1月1日残高		166,437	890,329	-	142,212	-	(15,714)	393	1,183,657
会計方針の変更に伴う調整	15.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
2016年1月1日調整後残高		166,437	890,329	-	142,212	-	(15,714)	393	1,183,657
包括利益合計		-	(22,654)	-	184,770	-	10,738	131	172,985
株主及び所有者との取引		-	(183,854)	-	-	-	-	17,285	(166,568)
資本増加(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金		-	(183,854)	-	-	-	-	(393)	(184,247)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)		-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		5	-	-	-	-	-	-	17,678
株主及び所有者とのその他の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動	-	142,212	-	(142,212)	-	-	-	-	-
株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	142,212	-	(142,212)	-	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016年12月31日残高		166,437	826,033	-	184,770	-	(4,976)	17,809	1,190,074

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2016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一部を構成する。

(5) 連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2017年 (2017年12月31日に 終了した12ヶ月間)		2016年 (2016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		1,900	248,805	1,710	223,925
調整：		1,579	206,770	1,840	240,948
減価償却費、償却費及び減損損失	29	1,511	197,865	1,467	192,104
その他の調整(純額)		68	8,905	373	48,844
運転資本の変動		(370)	(48,452)	217	28,416
営業債権及びその他の債権		(387)	(50,678)	(57)	(7,464)
棚卸資産		(241)	(31,559)	(162)	(21,214)
流動金融資産		(554)	(72,546)	336	43,999
営業債務及びその他の流動債務		812	106,331	100	13,095
営業活動による/(使用された)その他のキャッ シュ・フロー：		(671)	(87,867)	(772)	(101,093)
受取利息		44	5,762	27	3,536
受取配当金		27	3,536	22	2,881
支払利息		(134)	(17,547)	(128)	(16,762)
法人所得税		(350)	(45,833)	(346)	(45,309)
営業活動によるその他の受取及び支払		(258)	(33,785)	(347)	(45,440)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	33	2,438	319,256	2,995	392,195
有形固定資産及び無形資産の取得		(1,078)	(141,164)	(1,258)	(164,735)
有形固定資産及び無形資産の売却による収入		15	1,964	14	1,833
グループ会社への投資	33.2	(2)	(262)	(1,196)	(156,616)
グループ会社への投資の売却による収入	33.2	16	2,095	135	17,678
その他投資		(187)	(24,488)	(173)	(22,654)
その他投資の売却による収入		29	3,798	61	7,988
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		92	12,047	100	13,095
投資活動による(使用された)正味キャッシュ・ フロー	33	(1,115)	(146,009)	(2,317)	(303,411)
持分商品によるキャッシュ・フロー	15.2	(3)	(393)	-	-
長期借入金による収入	18.1及び 33.3	315	41,249	109	14,274
長期借入金の返済	18.1及び 33.3	(74)	(9,690)	(118)	(15,452)
短期借入金からの正味キャッシュ・フロー		(165)	(21,607)	492	64,427
親会社による配当金の支払	15.1.9 及び33.3	(1,411)	(184,770)	(1,086)	(142,212)
非支配持分への配当金の支払	33.3	(4)	(524)	(3)	(393)
財務活動に使用された正味キャッシュ・フロー	33	(1,342)	(175,735)	(606)	(79,356)
正味キャッシュ・フロー合計		(19)	(2,488)	72	9,428
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響		-	-	-	-
現金及び現金同等物の当期純増加/(減少)		(19)	(2,488)	72	9,428
1月1日現在の現金及び現金同等物	14	418	54,737	346	45,309
手許現金及び銀行預金		418	54,737	344	45,047
現金同等物		-	-	2	262
12月31日現在の現金及び現金同等物	14	399	52,249	418	54,737
手許現金及び銀行預金		399	52,249	418	54,737
現金同等物		-	-	-	-

添付の連結財務書類に対する注記1から39は、2017年及び2016年12月31日に終了した事業年度の連結キャッ
シュ・フロー計算書の一部を構成する。

[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

ENDESA, S.A.（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ENDESA, S.A.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。

2016年12月31日に終了した事業年度のエンデサの連結財務書類は、2017年4月26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。

エンデサの2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類及びその作成に用いられたすべてのグループ構成会社の2017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。しかし、親会社取締役は、これらの連結財務書類が修正されることもなく提案通りに承認されると考えている。

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り、ENELはイタリアの商法に準拠している。ENEL, S.p.A. は、イタリアのローマ市、ヴィアレジーナ、マルゲリータ137に本社を置いている。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 Iberia, S.L.U.が、ENELグループを統括している。ENELグループは、ENEL Iberia, S.L.U.を通じてENDESA, S.A.の資本金の70.101%を保有している（注記15.1.1を参照）。2016年12月31日に終了した事業年度のENELグループの連結財務書類は、2017年5月4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

2017年12月31日に終了した事業年度のエンデサの連結財務書類は、2018年2月26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、2017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、連結経営成績、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。

会計原則及び測定基準は、一定の水力発電所、風力発電所及び太陽光発電所の耐用年数の会計上の見積りの変更（注記2.2、3a.2及び3dを参照）を除き、2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の作成に使用された会計原則及び測定基準と同一である。当連結財務書類は、各項目に適用された測定基準で説明されているようにIFRSに従って公正価値で測定されている項目を除き、原価法を使用して継続企業を前提として作成されている。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2017年及び2016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。

各子会社は、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。子会社の会計原則及び会計基準をIFRS及びIFRICの基準と合わせるため、必要に応じて連結決算作業の過程で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、2017年1月1日より適用された以下の欧州連合の基準により採択された新基準を除き、2016年12月31日に終了した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。

これらの新基準は欧州連合の公官報で公表され、エンデサが2017年度の連結財務書類で初度適用した新しいIFRS及びIFRIC解釈指針を含む。

a) 欧州連合が承認し、2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類でエンデサが初度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： 以下以降に開始される事業年度
IAS第7号の改訂「キャッシュ・フロー計算書：-開示イニシアティブ」	2017年1月1日
IAS第12号の改訂「法人所得税：未実現損失に関する繰延税金資産の認識」	2017年1月1日

上記の基準の適用は、2017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は及ぼさなかった。

b) 欧州連合が承認し、2018年以降に開始する年度に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： 以下以降に開始される事業年度
IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」	2018年1月1日
IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」の明確化	2018年1月1日
IFRS第9号「金融商品」	2018年1月1日
IFRS第4号「保険契約」の改訂：IFRS第9号「金融商品」のIFRS第4号「保険契約」への適用	2018年1月1日

IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」

IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」は、顧客との契約から生じる収益について、新たな測定モデルを確立している。IFRS第15号の基本的な原則は、約束された財又サービスと交換に企業が権利を得ると見込まれる対価を反映した金額で、これらの約束された財又サービスの顧客への移転を表すように企業が収益を認識することである。

当連結財務書類の作成日現在で行われた分析に従い、エンデサは、IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」の適用により、顧客との契約の獲得のための増分コストの資産計上から発生する影響を除き、収益認識の重大な変更には至らないと結論した。

エンデサは、これらの顧客との契約の獲得のための増分コストを「非流動資産」として連結財政状態計算書上で資産計上し、これらのコストに関連する顧客契約の1.4年から9年にわたる平均見積年数に従って体系的に減価償却する。

この基準の初度適用時に採用する移行時の選択肢に関連して、エンデサは、2018年1月1日の適用開始時点での累積的影響について、遡及的な適用を選択している。

したがって、顧客の種類並びに契約した製品及びサービス、そしてこの基準の初度適用について採用した移行方法を念頭に置くと、IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」の初度適用日時点でのエンデサの連結財務書類に対する影響は、以下のとおりとなる。

(単位：百万ユーロ)

連結財政状態計算書	2018年1月1日
非流動資産	95
顧客獲得費用	95
資産合計	95
株主持分	71
親会社持分	71
非支配持分	-
非流動負債	24
繰延税金負債	24
株主持分及び負債合計	95

この金額は、過年度に発生した、移行日時点でまだ有効な顧客との契約の獲得費用の増分の資産計上に対応する。

IFRS第9号「金融商品」

IFRS第9号「金融商品」は、金融資産、金融負債及び非金融項目の購入又は売却のための一定の契約の認識、分類及び測定のための基準を確立している。

当連結財務書類の公表承認日時点で行われた分析に従ったIFRS第9号「金融商品」の適用の影響は、エンデサが比較対象期間について数値を修正再表示しないことを選択したことを念頭に置き、以下のように要約される。

- 金融資産及び金融負債の分類及び測定：概して、ビジネスモデル及び契約上のキャッシュ・フローの性格に従った新たな分類の分析から、該当する見積影響はなく、大部分の金融資産は引き続き償却原価で測定されると見込まれるが、例外的に、主として持分商品は公正価値で測定され、公正価値の変動は連結損益計算書に計上され、また、デリバティブ金融商品は公正価値で測定され、公正価値の変動は連結損益計算書に計上される。
- 金融資産の減損：エンデサは、売掛債権について簡便的アプローチを適用して資産の存続期間にわたる予想損失を見積もり、他の金融資産の予想損失の算出について一般的アプローチを適用する。金融資産の減損を計算するためのこの新しい予想損失モデルの適用の、初度適用日時点でのエンデサの連結財務書類における影響は、以下のとおりとなる。

(単位：百万ユーロ)

連結財政状態計算書	2018年1月1日
非流動資産	2
非流動金融資産	(11)
繰延税金資産	13
流動資産	(42)
営業債権及びその他の債権	(23)
流動金融資産	(19)
資産合計	(40)
株主持分	(40)
親会社持分	(40)
非支配持分	-
株主持分及び負債合計	(40)

- － ヘッジ会計：エンデサはヘッジ会計の非遡及的な適用を選択しており、そのため、この会計基準の適用は、初度適用日時点の連結財政状態計算書に影響を及ぼさない。
- － 借入金の借換：エンデサは、国際会計基準審議会（IASB）が公表し、欧州連合の検証が完了していないIFRS第9号の改訂「負の補償を伴う期限前償還要素」に従った金融負債の認識中止を伴わない借換取引の会計処理の影響を評価したが、重大な影響は見込んでいない。

c) 欧州連合が承認し、2019年以降に開始する年度に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： 以下以降に開始される事業年度
IFRS第16号「リース」	2019年1月1日

エンデサの経営者は、この基準の適用が連結財務書類に与える影響を評価しており、当連結財務書類の公表承認日現在でこの分析は完了していない。

IFRS第16号「リース」

IFRS第16号「リース」は、短期リース契約及び原資産の価値が少額であるリース契約を除き、リース賃借人が原資産を使用する権利である使用権に従った資産、及びリース期間中にリース料支払を行う義務を反映したリース負債を認識しなければならない旨を定めている。この基準では、リース賃借人については重大な変更がなく、リース賃借人は引き続きリースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類する。

この基準は、適用初年度に3つの移行の選択肢を認めている。

- IAS第8号「会計方針、会計上見積りの変更及び誤謬」を適用し、基準が最初から当該契約に適用されていたかのように比較対象期間を修正再表示する完全遡及影響（選択肢1）。
- 比較対象期間を再表示するのではなく、初度適用日時点で使用権資産をリース負債と同額で計上して当該基準の適用開始の累積的影響を表示する修正遡及的影響（選択肢2）。
- 比較対象期間を再表示するのではなく、初度適用日時点で基準が最初から当該契約に適用されていたかのように使用権資産を認識して当該基準の適用開始の累積的影響を表示する修正遡及的影響（選択肢3）。

IFRS第16号「リース」の適用の連結財務書類に対する潜在的な影響を評価するためにエンデサが遂行した作業には、特に、以下が含まれている。

- － 当社によるリースの取決めがIFRS第16号「リース」の適用を受けるかを判定するためのこれらの分析。この分析には、エンデサのリース賃借人としての取決めだけでなく、リース賃借人としての取決めも含まれている（注記9.1及び9.2）。
- － 12ヵ月未満でリース期間が終了する、又は原資産の個別の価値が少額（5,000米ドル未満）であるため、この基準を適用しない可能性があるリース契約の分析。
- － 事業体が締結した、2017年12月31日現在有効で、2019年1月1日以降に期間が終了するリース契約の一覧表の作成（注記9.1及び9.2を参照）。
- － 解約不能期間及び、エンデサが行使可能で行使が合理的に確実とみなされる更新オプションが対象としている期間に従ったリース期間の見積り。
- － 該当する場合に、財務制限条項の再交渉を行うための、当基準の財務比率及び財務制限条項に対する影響の分析。
- － この新基準の適用に必要なすべての情報の管理に最も適したツールを決定するための、内部統制を含めた、プロセス及びシステム並びに連結財務書類において必要な詳細の見直し。

当連結財務書類の作成日時点で、エンデサはIFRS第16号「リース」を早期適用しないことを選択し、初度適用日において使用する予定の移行措置の選択肢2及び3、並びにこの基準で認められている実務的なソリューションを評価している。

したがって、エンデサはIFRS第16号「リース」の潜在的影響の分析を完了しておらず、この基準の適用開始の影響の最終的な定量化は2018年に行われる予定である。しかし、当連結財務書類の作成日時点での2017年12月31日現在で有効な契約の予備的分析によると、IFRS第16号「リース」の適用により予想される影響は次のとおりである。

- － オペレーショナル・リースに分類されたリース契約から、予想では2019年1月1日付で発生する使用权の認識の結果、連結財政状態計算書上の固定資産は2017年12月31日現在で概ね、同日現在の連結財政状態計算書における総資産の0.46%から0.56%増加すると見込まれる。
- － これらのリース契約に関連する将来の支払債務の認識の結果、連結財政状態計算書における固定及び流動負債も、2017年12月31日現在の連結財政状態計算書における株主持分及び負債合計の約0.56%増加することが見込まれる。
- － 移行措置の選択肢3が採用された場合、上記の影響に加えて、引当金の減少が見込まれ、2017年12月31日現在の連結財政状態計算書における株主持分の約0.32%の影響を持つ。
- － 2017年のオペレーティング・リース費用35百万ユーロは、現在連結損益計算書上で「その他の固定営業費用」に計上されているが（注記28を参照）、使用权の償却費について連結損益計算書上の「減価償却費、償却費及び減損損失」として、金融負債の引き当てについて連結損益計算書上の「金融費用」として認識されることになる。

d) 国際会計基準審議会（IASB）によって発行されたが、欧州連合が承認していない基準及び解釈指針

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、当連結財務書類の作成日現在、これらは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：(1)
	以下以降に開始される事業年度
IFRS第14号「規制繰延勘定」	2016年1月1日 ⁽²⁾
IFRS第2号の改訂「株式報酬取引の分類及び測定」	2018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拋出	無期限に延期
IFRS第17号「保険契約」	2021年1月1日
IFRSの年次改善、2014年～2016年サイクル。この改善は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ことを目的とし、以下の基準を改訂している。 －IFRS第1号「国際財務報告基準の初度適用」 －IFRS第12号「他の企業への関与の開示」 －IAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」	2017年1月1日（IFRS第12号） 及び2018年1月1日（IFRS第1号 及びIAS第28号）
IFRIC第22号「外貨建取引と前渡・前受対価」	2018年1月1日
IAS第40号の改訂「投資不動産の振替」	2018年1月1日
IFRIC第23号「法人所得税の処理に関する不確実性」	2019年1月1日
IFRS第9号の改訂「金融商品：負の補償を伴う期限前償還要素」	2019年1月1日
IAS第28号の改訂「関連会社及び共同支配企業に対する投資：関連会社及び共同支配企業に対する長期持分」	2019年1月1日
IFRSの年次改善、2015年～2017年サイクル。この改善は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ことを目的とし、以下の基準を改訂している。 －IFRS第3号「企業結合」及びIFRS第11号「共同支配の取決め：共同支配事業に対して従来保有していた持分」 －IAS第12号「法人所得税：資本に分類される金融商品に関する支払が法人所得税に及ぼす影響」 －IAS第23号「借入費用」	2019年1月1日

(1) 欧州連合によって修正なしで採択された場合。

(2) 欧州連合によって採択プロセスが停止されている。

当連結財務書類の公表承認日現在、エンデサの経営者は、もし欧州連合が承認した場合に、これらの基準が連結財務書類に与える影響を評価している。

現時点までに行った分析に基づき、エンデサはこれらの適用開始は、連結財務書類に重大な影響を及ぼさないと推定している。

2.2 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、経営者は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、及び約定債務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計画に含まれる従業員の退職の日付及び条件（注記3k.1、3k.2、17.1及び17.2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3o及び13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）。
- 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3k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、3k.4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3n及び22.1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3n、22及び32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。

2.3. 子会社

子会社とは、親会社が被投資会社への関与からの変動リターンに対しての、被投資会社に対する権限、エクスポージャー又は権利を通じて、及びこうしたリターンに影響を及ぼすための被投資会社に対する権限の行使を通じて、直接的又は間接的に支配する被投資会社である。この点に関して、被投資会社への関与からのリターンが被投資会社の業績の結果として変動する潜在性を有し、企業がその変動リターンに影響を及ぼすために権限を行使する能力を持つ場合、企業は被投資会社への関与からの変動リターンに晒されている。

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、会計期間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2.7に記載されているように、子会社は完全連結される。

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサはIFRS第12号「他の企業への関与の開示」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、2017年及び2016年12月31日現在のエンデサの子会社を列挙している。

2.3.1. 連結の範囲の変更

連結財務書類の付表IIIでは、子会社投資の2017年中の新規連結、連結除外及び変動を詳述している。

当セクションでは、2017年度及び2016年度の連結グループの変更を取り上げている。

2017年

新規連結会社

2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は、Eléctrica de Jafre, S.A.の株式の52.54%を1百万ユーロで取得した。エンデサは、従来この会社の資本金の47.46%をHidroeléctrica de Cataluña, S.L.U.を通じて間接保有していた。この取引の結果、エンデサが保有するEléctrica de Jafre, S.A.における最終的な持分は100%となった（注記2.4、5.2及び11.1を参照）。

	2017年12月31日時点の 持分割合（%）		2016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
Eléctrica de Jafre, S.A.	100.00	100.00	47.46	47.46

この活動の影響は、注記5.2に詳述されている。

2017年5月17日及び7月26日に開催された再生可能エネルギーの競売において、それぞれ540メガワットの風力発電容量及び339メガワットの太陽光発電容量を落札した結果（注記4を参照）、次の会社が取得／設立された。

	日付	取引	技術	2017年12月31日現在の 持分割合（%）	
				支配権	所有持分
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A.	2017年11月2日	設立	風力発電	51.00	51.00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	2017年11月23日	取得	太陽光発電	100.00	100.00
Baylio Solar, S.L.U.	2017年12月15日	取得	太陽光発電	100.00	100.00
Dehesa de los Guadalupe Solar, S.L.U.	2017年12月15日	取得	太陽光発電	100.00	100.00
Furatena Solar 1, S.L.U.	2017年12月15日	取得	太陽光発電	100.00	100.00

これらの活動の影響は、注記5.3に詳述されている。

連結除外会社

2017年8月4日、エンデサがそれぞれ99.65%及び99.91%の支配持分を所有している子会社である Minas de Estercuel, S.A.（清算手続中）及び Minas Gargallo, S.L.（清算手続中）の解散が会社登記所に届出された。これらの会社の財務指標は重要な値ではなかった。

2017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	2016年12月31日現在の 持分割合（被合併会社） （%）	
			支配権	所有持分
ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)	2017年11月6日	Serra do Moncoso-Cambás, S.L.U.	100.00	100.00
		Parque Eólico Aragón, S.L.U.	100.00	100.00

2017年12月28日、Nueva Marina Real Estate, S.L. の資本金における60%所有持分の売却が完了した。この連結の範囲からの除外により、固定資産が19百万ユーロ、流動資産が1百万ユーロ、非支配持分が2百万ユーロ（注記15.2を参照）、固定負債が6百万ユーロ及び流動負債が19百万ユーロ、それぞれ減少した。この持分の売却による売却益総額は9百万ユーロであった（注記31を参照）。

変動

2017年12月31日に終了した事業年度中に、連結の範囲に含まれる会社で以下の支配権及び経済的所有の割合の変動が発生した。

連結の範囲の変更	2017年12月31日時点の 持分割合（%）		2016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
Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.	100.00	100.00	85.00	85.00
Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U.	100.00	100.00	82.89	82.89

これらの取引は連結損益計算書に影響を与えなかったが、株主持分には3百万ユーロの影響があった。

2016年**新規連結会社**

2016年7月27日付でENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の資本金の60%の所有持分を購入し、これにより同日まで行使してきた重要な影響力（注記2.4、5.4及び11.1を参照）ではなく同社の支配権を獲得した結果、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の資本金に加えて同社に支配されている会社の持分は連結の範囲に含まれている。

当連結財務書類の付表IVでは、取得日現在のENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)が所有する会社の持分を列挙している。

また、2016年7月28日、エンデサはEléctrica del Ebro, S.A.U.の全株式を取得し、その結果、同社及び同社の子会社であるEnergía Eléctrica del Ebro, S.A.U.（清算手続中）が連結の範囲に含まれた（注記5.5を参照）。

これらの取引の影響は、注記5.4及び5.5に詳述されている。

連結除外会社

2016年12月29日に、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の支配権を獲得するための合意の一環として2016年7月27日に取得されたEnergía de la Loma, S.A.の64.07%持分及びEnergías de la Mancha Eneman, S.A.の68.42%持分が売却された（注記5.4を参照）。この売却によって発生した損益は、重要ではなかった。

これらの会社の財務指標は重要な値ではなかった。

変動

2016年12月31日に終了した事業年度中に、連結の範囲に含まれる会社で以下の支配権及び経済的所有の割合の変動が発生した。

連結の範囲の変更 ⁽¹⁾	2016年12月31日時点の 持分割合 (%)		2015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
ENDESA Generación Portugal, S.A.	100.00	100.00	99.40	99.40
Hidromondego – Hidroeléctrica do Mondego, Lda.	100.00	100.00	100.00	99.94

(1) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の60%持分の購入の結果（注記5.4を参照）。

2.3.2. 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2.5を参照）。

2.4. 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。

当連結財務書類の付表IIでは、2017年及び2016年12月31日現在のエンデサの関連会社を列挙している。

連結財務書類の付表IIIでは、関連会社投資の2017年度における新規連結、連結除外及び変動を詳述している。

2017年**新規連結会社**

2017年12月31日に終了した事業年度には、新たに連結の範囲に含まれた関連会社はなかった。

連結除外会社

Eléctrica de Jafre, S.A.の支配権を取得した結果、この投資は子会社として認識された（注記2.3、5.2及び11.1を参照）。

変動

上記の他には2017年12月31日に終了した事業年度に、連結の範囲に含まれる関連会社で支配権及び経済的所有の割合の変動はなかった。

2016年

新規連結会社

注記5.4に記載されているENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の買収を受けて、同社の関連会社が含められた。当連結財務書類の付表IVでは、取得日現在のENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を構成していたエンデサの関連会社を列挙している。

連結除外会社

ENEL Green Power España, S.L.U.の支配権の獲得を受けて、この投資は子会社とみなされた（注記2.3、5.4及び11.1を参照）。

2016年12月30日、Enerlasa, S.A.（清算手続中）の解散が登記された。この会社の財務指標は重要な値ではなかった。

変動

上記の他には2016年12月31日に終了した事業年度に、連結の範囲に含まれる関連会社で支配権及び経済的所有の割合の変動はなかった。

2.5. 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会計期間末時点での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。

2.5.1. 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2.7に記載のとおり、比例連結されている。

連結財務書類の付表I及びIIIは、エンデサの共同支配事業の2017年及び2016年12月31日現在の一覧並びに事業年度中の変動を示している

2017年

新規連結会社

2017年12月31日に終了した事業年度には、新たに連結の範囲に含められた共同支配事業はなかった。

連結除外会社

2017年6月30日、エンデサは次の会社の保有株式を売却した。

連結の範囲からの除外	2017年12月31日時点の 持分割合（％）		2016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
Aquiline Solar, S.L.	-	-	50.00	50.00
Cefeidas Desarrollo Solar, S.L.	-	-	50.00	50.00
Cephei Desarrollo Solar, S.L.	-	-	50.00	50.00
Desarrollo Photosolar, S.L.	-	-	50.00	50.00
Fotovoltaica Insular, S.L.	-	-	50.00	50.00
Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	-	-	50.00	50.00

これらの会社の売却の結果、有形固定資産項目7百万ユーロ（注記6を参照）及び無形資産1百万ユーロ（注記8を参照）の認識が中止された。これらの会社のその他の財務指標に重要性はなかった。これらの持分の売却による売却益総額は4百万ユーロであった（注記31を参照）。

変動

2017年12月31日に終了した事業年度には、この他には支配権及び経済的所有の比率に変動はなかった。

2016年

2016年12月31日に終了した事業年度には、連結の範囲に含められた共同支配事業はなく、また、除外も、支配権及び所有持分割合の変更もなかった。

2.5.2. 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。

連結財務書類の付表Ⅱ及びⅢは、エンデサのジョイント・ベンチャーの2017年及び2016年12月31日現在の一覧並びに事業年度中の変動を示している。

2017年

2017年12月31日に終了した事業年度には、エンデサのジョイント・ベンチャーに変動はなかった。

2016年**新規連結会社**

注記5.4に記載されているENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の取得を受けて、当連結財務書類の付表Ⅳで示されているジョイント・ベンチャーが含まれている。

連結除外会社

2016年5月24日、以下の持分がENEL Investment Holding B.V. に売却された（注記11.1を参照）。

連結の範囲からの除外	2016年12月31日時点の 持分割合（％）		2015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
ENEL Insurance N.V.	-	-	50.00	50.00

変更

2016年12月31日に終了した事業年度に、連結の範囲に含まれる会社で以下の支配権及び経済的所有の割合の変動が発生した。

連結の範囲の変更 ⁽¹⁾	2016年12月31日時点の 持分割合（％）		2015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
Carbopego – Abastecimientos de Combustiveis, S.A.	50.00	50.00	50.00	49.99
Elecgas, S.A.	50.00	50.00	50.00	49.70
Pegop – Energía Eléctrica, S.A.	50.00	50.00	50.00	49.99

(1) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の60%持分の購入の結果（注記5.4を参照）。

また、2016年3月30日に、エンデサはTejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.の資本金の4.86%に相当する株式を取得した（注記11.1を参照）。

連結の範囲の変更	2016年12月31日時点の 持分割合（％）		2015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
Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43.75	43.75	38.89	38.89

2.6. 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。

2.7. 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。

- － 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。
- － 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。
- － 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。
 - ・ 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。
 - ・ 収益及び費用は、期中平均為替レートで換算される。
 - ・ 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においてその他の包括利益の「為替換算差額」に表示される。
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。
- － 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。
- － 取引の結果支配を喪失した場合は、引き続き保有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、引き続き保有する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「資産処分利益／（損失）」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。
- － 取引の結果として、以前から持分を保有していた会社の支配権を取得した場合、この以前から保有していた投資は、支配権の取得日時点での公正価値で計上される。この公正価値と以前から保有していた投資の帳簿価額との差額は、連結損益計算書上で計上される。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場合に会計処理される。
- － 取引が共通支配下の事業体又は事業の間で行われる場合、取得された純資産を公正価値で評価するために、当該企業結合の経済的な実態が判定される。
- － 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

当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。2017年度の平均貸出金利は2.1%（2016年度は2.5%）であった。これに関連して、2017年度には5百万ユーロ（2016年度には6百万ユーロ）が資産計上された（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。2017年度にこれに関連して資産計上された金額は98百万ユーロ（2016年度は98百万ユーロ）であった。
- エンデサは、設備を閉鎖するために将来発生すると見込まれる費用を現在価値で取得原価に含めて認識し、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、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6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。耐用年数は変化の可能性があった場合は定期的に検討され、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)	
	2017年	2016年
発電設備：		
水力発電所		
土木工事	100	65
電気機器	50	35
石炭火力発電所	25-59	25-59
原子力発電所	50	50
複合サイクル発電所	40	40
再生可能エネルギー発電所		
太陽光発電	30	20
風力発電	30	25
送電及び配電設備		
低中電圧網	40	40
測定及び遠隔操作機器	6-15	6-15
その他の設備	25	25

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。

2017年12月31日に終了した事業年度中に、風力及び太陽光発電設備の耐用年数に関して新たな技術的調査が社内及び社外の情報源に基づいて実施された。これらの調査は、類似した性格の発電所における現在までの経験の累積及び稼働以降の技術の発展に基づいており、適切な運転状態では、主要な非構造部品の予想される障害に対して予測的保全計画を適用し、適切な投資を行うことによって、これらの風力タービン及び太陽光発電所は安全な状態で少なくとも30年間の稼働を実現できる旨を実証している。

したがって、エンデサは2017年1月1日付で風力及び太陽光発電設備の耐用年数を変更し、それぞれ25年及び20年から30年へと延長した。

この変更の2017年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書への影響は、減価償却費の対前年度21百万ユーロの減少であった。

また、水力発電所に関して、エンデサは耐用年数に関する新たな社内及び社外の技術的調査を、技術的に類似した水力発電所についての現在までの経験の累積に基づいて実施した。調査では、適切な運転状況、運転及び保守プログラム並びに投資が維持された場合に、これらの設備は当初に定められた耐用年数を超過して、法的要件に従った機能の安全性を保証できることが実証された。

これらの調査によると、技術的観点から、これらの発電所の構造に加えて、稼働以来エンデサが行ってきた経常的な投資及び長期間にわたって実行されている保守計画により、エンデサの水力発電所は従来見積もられていた耐用年数を超えて発電を効率的に継続することが可能となり、耐用年数は大幅な延長が可能である。

これに基づいて、エンデサは水力発電所の耐用年数を、従来見積もられていた土木施設の65年及び電気機械機器の35年から、それぞれ100年及び50年へと、委譲期間の上限に修正した。この変更は、2017年1月1日付で、非遡及的に適用された。

この変更の2017年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書への影響は、減価償却費の対前年度42百万ユーロの減少であった。

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。それらの契約条件により、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おり、2017年12月31日現在、返還期間は2018年から2067年の間と定められている（注記17.3を参照）。発電所は、委譲期間又は経済耐用年数の何れか短い方の期間にわたって減価償却されている。

エンデサは、これらの委譲契約の具体的な状況を評価し、いずれの場合においても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を示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、2017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7.1及び19.6.2を参照）。

不動産投資の市場価値を算定するためには、公的に認められた独立した立場の専門家による鑑定が要求され、所在地と建築物の場合は現在の状態に関連して、当該物件の使用状況に基づいた価値の最良見積が鑑定に反映される。

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で支配された企業の資産及び引き受けた識別可能な子会社又は共同で支配された企業の負債（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に修正される。

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。

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群に配分される。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）。

2017年12月31日現在、連結財政状態計算書で認識されたのれんは、システム・通信事業（ICT）の取得、並びにENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)及びEléctrica del Ebro, S.A.U.の支配権の取得の結果発生したものであった（注記5.1、5.4及び5.5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。

2017年及び2016年12月31日現在、耐用年数を確定できない無形資産はなかった。

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。

風力発電及び太陽光発電設備の耐用年数が、変更された結果（注記3a.2を参照）、前述の風力発電設備の運転承認に対応して、無形資産の償却費及び減価償却費で認識された費用は前年度から13百万ユーロ減少した。

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。

- 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。
- 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3kを参照）。

2017年及び2016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。

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。2017年度及び2016年度とも、資産計上された借入費用はなかった。

2017年度及び2016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。2017年度に連結損益計算書に計上された研究費は24百万ユーロ（2016年度は16百万ユーロ）であった。

d.3. その他の無形資産

これらの資産は、主に以下に対応する。

- 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ソフトウェア。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。2017年度及び2016年度中に、それぞれ37百万ユーロ及び19百万ユーロの人件費が資産計上された。
- 企業結合を通じて取得された顧客ポートフォリオは、当初、取得日における公正価値で認識される。これらはその後、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。これらのポートフォリオの償却は、これらの徐々の縮小に基づき、15年から25年の耐用年数にわたって行われる。

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小単位の識別可能資産群の回収可能価額を見積る。

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。2017年及び2016年12月31日現在で最も重要なCGUは、以下のとおりであった。

- － 発電：イベリア半島における発電についてCGUがあり、本土外の地域（TNP）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）について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、複合サイクル及び再生可能エネルギー）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、そしてシステムの技術的制約を補う必要性に従って、共同で管理される。発電ポートフォリオの共同管理及び多様性により、エンデサは単一の代理人及び清算業者によって調整された各種の市場への提供を通じて需要の要求に柔軟に対応することが可能となっており、これにより確実な供給を保証している。同様に、運転に関しても意思決定は発電所全体の設備発電能力に基づいて行われる。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。
- － 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、売却費用控除後の公正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。

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。

これらの予測は翌5年間を対象とし、キャッシュ・フローについては、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を対象としている。予測には、残存価値を織り込み、また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いる。

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、現在価値まで割り引かれる。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。

2017年度及び2016年度に適用された割引率は、以下の範囲内であった。

	通貨	2017年12月31日		2016年12月31日	
		最低 (%)	最高 (%)	最低(%)	最高(%)
発電	ユーロ	5.4	7.3	6.2	7.8
配電	ユーロ	5.5	7.2	5.9	8.1

2017年度の割引率を構成するパラメータを分析すると、無リスク金利は2016年度の2.20%から2017年度の1.82%へと大幅に低下しており、資産固有のリスクを構成し、類似した活動の企業についてみなされる負債のないベータ値に基づく事業リスクプレミアムは、規制対象及び規制対象外の何れの事業についても横ばいであった。

2017年度及び2016年度にキャッシュ・フロー予測の推算に用いられた成長率は、以下のとおりである。

	2017年	2016年
成長率	1.7%	1.4%

これらの成長率は、エンデサが事業を展開するセクター及び市場の平均成長率を上回っておらず、スペインの長期インフレ率及び市場の見積りに沿っている。

主要な仮定に対して価値を配分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トレンド：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仮定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。
- － 平均降雨量及び風力発電の可能性の水準：予測は一連の過去の気象条件を考慮した平均的な気象条件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及び風力発電の可能性の水準が使用されている。
- － 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（AVPSs）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、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。
- － 燃料費は、現行の供給契約を考慮に入れて見積りが行われ、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。
- － 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。
- － 価格趨勢、GDP成長率、需要、インフレ、金利、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（例えば、アナリスト、国内外の公的機関等）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、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。

2016年12月31日現在の減損テストを実施するために使用された予測について2017年度に観察された差異は、重要ではなかった。また、2017年度に生成されたキャッシュ・フローは、2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類作成中に実施された減損テストにおける2017年度予想と類似したものであった。

2017年12月31日現在で、エンデサは、回収可能価額の算出に使用される主要な仮定の合理的な変動は、非金融資産の帳簿価額が回収可能価額を超過する事態をもたらさないと見積もっている。

2017年12月31日現在で、エンデサは資金生成単位（CGU）について実施された減損テストの結果の感応度分析を、考慮された割引率及び成長率における50ベースポイントの変動を使用して実施した。これらの感応度分析の結果は、使用された割引率と成長率のいずれについても、考慮された値からの50ベースポイントの不利な変動は資産の減損をもたらさない旨を示した。

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利率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

測定目的上エンデサは、永続的か一時的かを問わず、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を除く）を当初認識時に4つのカテゴリーに分類している。

- 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。
- 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。2017年及び2016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いかった。

- － 純損益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、及び当初認識時に純損益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。純損益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。
- － 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15.1.6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。

当座借越は、連結財政状態計算書において銀行借入金として認識されている。

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、以下の手順が適用される。

- － 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（注記13及び20.5を参照）。
- － 貸付金及び債権並び満期保有目的投資として分類される財務的性格を持つ金融資産の場合、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。
- － 売却可能金融投資に対して使用される基準については、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（注記29）。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）。

g.4. デリバティブ以外の金融負債

金融負債（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と変動金利の利息を伴う負債に分けられた。

- ー 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。
- ー 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。

エンデサは、複数の金融事業体との間で、サプライヤーに対する支払管理業務（コンファーマリング）契約を締結している（注記23を参照）。エンデサは、営業債務を含む当初の負債の認識を中止し、金融事業体に対する新たな負債を認識すべきかについて、注記3.g.7に示されている判断基準を適用している。金融事業体が支払いを管理する営業債務は、エンデサが支払を金融事業体に承諾した範囲のみが連結財政状態計算書上で「営業債務及びその他の債務」として認識され、借入金は営業債務に優先して支払われなければならない。

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、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「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に基づくすべての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。

- ー 公正価値ヘッジ：リスクがヘッジされているヘッジ対象の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。
- ー 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15.1.6を参照）。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。
- ー 外国事業の純投資ヘッジ：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」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り替えられる。

ヘッジ対象リスクに直接起因するヘッジ対象項目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%の範囲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、期末の相場価格。
- － 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、エンデサは社内ツールを使用して評価を実施し、観察可能な市場変数を十分に考慮に入れ、各通貨に関して決算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。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。2017年度及び2016年度に、カウンターパーティー・リスクの信用評価調整（CVA）及び信用リスクの債務評価調整（DVA）により行われた調整は、重要な額ではなかった。

上記の手續に従い、エンデサは金融商品を注記3s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。

- － 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（注記3kを参照）。
- － 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。

- － 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
- － 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、2017年度及び2016年度に締結した（注記13及び31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連結損益計算書上で認識される。

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と、当該会社が生成すると見込まれる将来キャッシュ・フローの割引額から報告日現在の債務のエンデサの比例持分部分及び売却費用を差し引いた額の何れか高い額が計算される。

支配権を取得するまでのENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) に対する投資については、注記3e.2に記載されている仮定に基づいて減損テストが行われた。この減損テストの結果、2016年6月30日現在で、72百万ユーロの減損が認識された（注記5.4及び11.1を参照）。

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、2017年及び2016年12月31日現在の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

通常、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。

i.1. 核燃料

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、2017年度には3百万ユーロ、2016年度には3百万ユーロの金融費用が資産計上された（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。

i.2. 二酸化炭素（CO₂）排出権、認証排出削減量（CERs）及び排出削減ユニット（ERUs）

発電事業で二酸化炭素（CO₂）を排出するエンデサの各社は、前年度の排出量相当の二酸化炭素（CO₂）排出権（枠）（欧州連合排出枠（EUAs）、認証排出削減量（CERs）又は排出削減ユニット（ERUs））を翌年度の初めの数ヶ月以内に引き渡さなければならない。

したがって、二酸化炭素（CO₂）排出権、認証排出削減量（CERs）及び排出削減ユニット（ERUs）を認識する基準では、これらを次のように棚卸資産とみなすことになる。

- － 排出に係るヘッジとして保有する二酸化炭素（CO₂）排出権は、加重平均取得価格又は正味実現可能価額のいずれか低い額で評価される。
- － トレーディング目的で保有される二酸化炭素（CO₂）排出権は、売却のための費用控除後の公正価値で評価され、評価額の変動は連結包括利益計算書に計上される。

j) 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。この科目には、基本的に以下が含まれる。

- － 資産に関連する助成金：これらは、助成金に伴う条件を満たす合理的な確実性がある場合に認識される。これらの金額は、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。
- － 譲渡された設備：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」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。

k) 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。

k.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15.1.7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「非流動資産」の「非流動金融資産」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15.1.7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。

k.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、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、期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。開示される数理計算上の損益は、連結損益計算書において認識されている。

k.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、前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（注記24を参照）。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、認証排出削減量（CERs）又は排出削減ユニット（ERUs）と同じ金額で、連結財政状態計算書の無形資産（注記3i.2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。

k.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、3d及び17.3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）。2017年度に対応する調整に適用された利率は、関連する資産の残存耐用年数に従い、0.1%から1.5%の範囲であった（2016年度は0.0%から1.2%の範囲）。

k.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。

2017年及び2016年12月31日現在、不利な契約に対する引当は行われていない。

l) 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。その結果生じた評価差額は、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）。

m) 流動／固定の分類

添付の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。

短期に満期を迎えるが、現存する資金調達条件に従い、無条件かつ即座に利用できる借入枠を通じた長期での借換えをエンデサの裁量により行う見込及び権限が存在し、借換え後の支払請求が可能となるまで連結財務書類の決算日から12ヵ月を超える債務の場合、非流動負債として分類される。2017年及び2016年12月31日現在、こうした残高は、17百万ユーロであった（注記18.2.1を参照）。

n) 法人所得税

2017年度に、ENEL, S.p.A.（エネル・グループの親会社であるイタリア法人）が少なくとも75%又は70%（被投資会社又は子会社が上場会社の場合）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すべてのENELグループ会社は、すべて1つの納税グループに統合され、ENEL, S.p.A.がその親会社となり、ENEL Iberia, S.L.U.がスペインにおける代表会社となった。

2017年12月31日現在でこの連結グループを構成する会社は35社（2016年12月31日現在は26社）に上り、その構成会社は以下のとおりである。ENEL Iberia, S.L.U.、ENDESA, S.A.、Almussafes Servicios Energéticos, S.L.U.、Aragonesa de Actividades Energéticas, S.A.U.、Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages, S.A.、Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U.、Eléctrica del Ebro, S.A.U.、Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U.、ENDESA Capital, S.A.U.、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.、ENDESA Energía, S.A.U.、ENDESA Energía XXI, S.L.U.、ENDESA Financiación Filiales, S.A.U.、ENDESA Generación, S.A.U.、ENDESA Generación II, S.A.U.、ENDESA Generación Nuclear, S.A.U.、ENDESA Ingeniería, S.L.U.、ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.、ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.、ENDESA Red, S.A.U.、ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)、ENEL Produzione, S.p.A.（在スペイン支店）、Energía Eléctrica del Ebro, S.A.U.（清算手続中）、Energías de Aragón I, S.L.U.、Energías de Aragón II, S.L.U.、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.、Guadarranque Solar 4, S.L.U.、Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U.、Minas Gargallo, S.L.、Parque Eólico A Capelada, S.L.U.、Parque Eólico Aragón, S.L.U.、Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.、Serra do Moncoso-Cambás, S.L.U.及びUnión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.。

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。

2017年度に、エンデサはEléctrica de Jafre, S.A.、Baylio Solar, S.L.U.、Dehesa de los Guadalupe Solar, S.L.U.、Furatena Solar 1, S.L.U.、Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.、Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U.及びSeguidores Solares Planta 2, S.L.U.の持分を取得した（注記2.3.1を参照）。2018年1月1日現在で、企業グループの連結利益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会社がエンデサが所属する連結納税グループに含まれている。

2016年に、エンデサは2つの連結納税グループである、ENEL Green Power España, S.L.U (EGPE)が率いる連結納税グループ及びEléctrica del Ebro, S.A.U.が率いる連結納税グループの親会社の持分を取得した（注記5.4及び5.5を参照）。2017年1月1日現在で、これらの2つのグループを構成する会社は、企業グループの連結利益課税についてスペインの法令に規定された要件を充足しており、エンデサが所属する連結納税グループに含まれた。

当期の法人所得税は、税務目的上認められている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及びその他の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、関連会社及び共同で支配された企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。年度中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。）、法人所得税を減額している。

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（BOE）で2017年11月27日付の法人所得税に関する法律第27/2014号が公表され、2015年度についての暫定税率28%及び2016年度の一般税率25%が定められた。

現行法の下では、税額は税務当局による提出された申告書の調査が完了するか、4年間の調査可能期間が経過するかのいずれかまで、確定したとみなすことはできない。2017年12月31日現在、当社の連結納税グループは2006年及び2011年以降の法人所得税について未確定であり、2012年以降の他のすべての適用される税金について未確定である。

2017年に、税務当局は2016年に開始された法人所得税、付加価値税及び源泉税について審査を継続し、これにより偶発債務が発生する可能性がある。2017年12月31日現在、税務当局による情報収集及び分析が行われており、したがって、この手続きの起こり得る経済的結果を見積もることは可能ではない。

税金の種類ごとの未調査期間は次のとおりである。

	年度 ⁽¹⁾
法人所得税	2011年から2014年
付加価値税(VAT)	2012年3月から2014年12月
源泉税／分割払い（従業員及びフリーランサー）	2011年から2014年
源泉税／分割払い（投資収益）	2012年3月から2014年12月
源泉税／分割払い（非居住者課税）	2012年3月から2014年12月
源泉税／分割払い（不動産リース）	2012年3月から2014年12月

(1) 連結納税グループの未調査期間の年度及び税金に対応する。

o) 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2.2及び13を参照）。
- 配電事業からの収益に関連して、スペインの電力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（注記4を参照）。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。
- 個別の報酬制度を持つ再生可能エネルギー源、コジェネレーション及び廃棄物を使用した発電については、上記の個別報酬に相当し、本土の平均価格に対して上乗せされた収益が認識される（注記4を参照）。
- 本土以外の地域のシステムにおける発電事業の報酬は規制されている（注記4を参照）。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。

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。

サービス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。

p) 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期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期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2017年度及び2016年度中に一切行わなかった（注記15.1.11を参照）。

q) 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日に、株主持分の減少として認識される（注記15.1.9を参照）。

r) 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（注記33を参照）。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。

- － キャッシュ・フロー：現金及び現金同等物（期間が3ヵ月未満で、流動性が高く、価値変動の重要なリスクにさらされない投資）の流入及び流出（注記3g.2を参照）。
- － 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。営業活動には、配当金の受取り並びに金利の受取り及び支払いも含まれる。
- － 投資活動：非流動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。投資活動からの正味流入・流出には、グループ会社に対する支配の喪失及び取得に対応する流入・流出も含まれる。
- － 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。財務活動による正味キャッシュ・フローには配当金の支払いも含まれる。

s) 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）。

- － 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。
- － 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、該当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。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、各決算期の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。
- － 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。

t) 株式報酬

エンデサの従業員がENDESA, S.A.の株価に連動する報酬スキームに参加し、ENDESA, S.A.がスキームの費用を負担する場合、エンデサは、従業員に対するエンデサ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する（注記35.3.5を参照）。

注記4. 業界別規制

2012年に政府が開始したエネルギー改革を受けて、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、11月27日付法律第54/1997号を廃止して置き換えられ、電力セクターに関する新しい一般的な運用の枠組みが設定された。この結果として、12月26日付法律第24/2013号は、電力セクターに加えて、その活動及び代理人に関する新しい枠組みを確立したが、その重要な点は次のとおりである。

- － 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、料金の引下げは認められない。

- ・ 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、その年度の本土以外の地域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、法律では本土以外の地域の配電、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切なリターン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、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、本土以外の地域の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。

この基本法とともに、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、電力システムの財務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、並びに集中化された施設における保存に対する税
- － 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。
- － 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年に政府は電力エネルギーの供給に伴う様々な事業についてその他の規制の策定に着手した。

配電業務の報酬

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、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号から拡大している。これらの目的は、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。この方法の主要な側面は次のとおりである。

- 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。
- 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。
- 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。
- 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。
- n 年に運転開始された施設に関する報酬支払の回収は、 $n+2$ 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内総生産（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投資計画をエネルギー・観光・デジタルアジェンダ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、超過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、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。

2015年11月28日、2015年11月27日付政令第1073/2015号が官報で公布されたが、これは電力網の報酬に係る政令（送電に関する2013年12月27日付政令第1047/2013号及び配電に関する2013年12月27日付政令第1048/2013号）の規定の一部を改正するものであった。とりわけ、2015年11月27日付政令第1073/2015号は消費者物価指数に基づいた統一価格の毎年の更新を、計算を物価スライド制の対象から外した2015年3月30日付法第2/2015号に従って廃止している。

2015年12月12日、2015年12月11日付省令第IET/2660/2015号が公布され、配電報酬の計算で使用する設備の種類及び統一価格が定められた。この省令は、当該規制の対象期間の開始日を2016年1月1日と定めた。

2016年6月17日、2016年の配電事業の報酬を定めた2016年6月10日付省令第IET/980/2016が官報で公布され、エンデサのこの事業展開に対する報酬として2,032百万ユーロ（インセンティブを考慮に入れると2,040百万ユーロ）が裁定され、このうち2,014百万ユーロ及び2,023百万ユーロはそれぞれENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対応するものであった。2017年9月15日、司法省の資源・クレーム・交渉局の副局長の公告が官報（BOE）で公布され、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省が発行した省令に関する公聴会の手続きを伝え、2016年6月10日付省令第IET/980/2016の公共の利益に対する悪影響の宣言を申し立てる手続きが開始された。

一方、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省は最近になって、2017年の配電報酬を定めた省令の適用を開始し、エンデサに配電事業の展開に対する報酬2,116百万ユーロ（インセンティブを考慮に入れると2,092百万ユーロ）を伝達したが、このうち、2,094百万ユーロ及び2,070百万ユーロはそれぞれENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対応するものであった。

当規則を適用して2017年12月31日に計上された金額は、注記19.1.1に記載されている。

本土以外の地域の電力システム（TNP）

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要な要素は、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、3月30日付法律第13/2012号は、本土以外の地域の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7月13日付法律第20/2012号が、本土以外の地域の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、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、10月29日付法律第17/2013号が官報で発表された。当法は、本土以外の地域の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、本土以外の地域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以外の地域の電力システム（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。
- 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、島嶼部及び本土以外の地域の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日に閣僚会議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、とりわけ本土以外の地域の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た。

2015年8月1日、本土以外の地域における発電について、7月31日付政令第738/2015号がスペイン官報で公布された。この政令では、現在の制度と類似して、非流動資産投資並びに固定の運転費用及び保守費用で構成される固定費、並びに燃料並びに変動の運転費用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、持続可能エネルギー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号から発生する税金もこれらのシステムのコスト内とみなされる。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。この政令はまた、供給を保証し、これらのシステム内での競争を促進するために、2013年10月29日付法律第17/2013号にすでに含まれている事項を施行した。

この政令は2015年9月1日より効力を発することを定め、特定の措置について2012年1月1日からを移行期間とみなしている。追加された第11款に従い、全面的かつ最終的な発効は、問題となっている共同体法との適合性に関連して欧州委員会が異議を申し立てないことを条件としている。

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。

当規則を適用して2017年12月31日に計上された金額は、注記19.1.1に記載されている。

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た。この政令は2011年2月に最初に適用され、この適用は2014年12月31日に終了した。

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

6月6日付政令第413/2014号は、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7月12日付法律第9/2013号及び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、熱電併給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。

本土以外の地域においては、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。

6月16日付省令IET/1045/2014号は、再生可能エネルギー源、熱電併給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、8月1日付省令IET/1459/2014号は、報酬パラメータを承認し、本土以外の地域電力システムの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、2014年8月5日のスペイン官報で公表された。

2017年2月17日付の省令第ETU/130/2017号が2017年2月22日に公表され、標準的な設備の報酬パラメータを2017年1月1日に開始される規制上の半期に適用するために更新した。

当規則を適用して2017年12月31日に計上された金額は、注記19.1.1に記載されている。

再生可能エネルギーの競売

2017年4月1日、官報（BOE）で2017年3月31日付政令第359/2017号が公表され、最大3,000メガワットの設備容量を伴う新規の再生可能エネルギー発電設備に対して、競売を通じて個別の報酬制を割り当てるための募集が決定された。

この政令は、参照する標準的な設備の報酬パラメータ及び競売の特徴に加えて、各競売において個別の報酬制を割り当てる手続きを規定した2017年4月6日付省令ETU/315/2017号、並びに競売の募集及び競売の条件を承認した2017年4月10日付でエネルギー大臣発行の決定事項によって実施された。

この競売は2017年5月17日に実施され、この競売の結果、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて、540メガワットの風力発電容量を落札した（注記2.3、5.3、6.1及び39を参照）。

加えて、2017年6月17日、2016年6月16日付政令第650/2017号が官報（BOE）で公表され、再生可能エネルギー源を使用する新規設備容量3,000メガワットの発電所の割当が定められた。この政令は、この競売における割当手続き及び報酬パラメータを定めた2017年6月27日付省令ETU/615/2017号、並びに2017年6月16日付政令第650/2017号に従った新規再生可能エネルギー生産設備の個別の報酬制の割当のための入札を募集する2017年6月30日のエネルギー大臣発行の決定事項によって実施された。

この競売は2017年7月に実施され、この結果、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて、339メガワットの太陽光発電容量を落札した（注記2.3、5.3、6.1及び39を参照）。

自家消費

2015年10月10日、官報で2015年10月9日付政令第900/2015号が公布されたが、この政令は自家消費のための電力の供給及び発電のための管理上、技術上及び経済上の要件を規定し、システムの経済的な持続可能性及びシステムコストの適切な配分を保証する規制上の枠組みを確立している。

この政令はまた、自家消費について支払うべき料金を2013年12月26日付電力セクター法第24/2013号に従って規定している。同法はすでに、システムのコストとサービスの資金手当てに対して、自家消費が他の消費者と同額の貢献しなければならない旨を定めていた。この規則には、消費者がコストに対する支払いから免除される2つの例外がある。

- 島嶼部の消費者及び
- 契約容量が10kW以下の少額消費者。

したがって、システム事業者及び配電業者がネットワーク内発電設備を認識し、その結果電力システムの安全な状態での正確な運営を確保するために、自家消費設備の記録が作成されている。

発電用大陸水使用料

2017年6月10日、2017年6月9日付法律第10/2017号が官報（BOE）で公表され、現行水利法を改正し、一部の河川流域における渇水の影響を軽減するための具体的な緊急措置が定められた。

この法律は、特に、発電に使用する大陸水の使用量に課せられる税率を22%から25.5%に変更し、この増税を埋め合わせるために容量50メガワットまでの発電所について減額を行っている。

空き容量提供サービス

2017年11月23日、2017年11月21日付省令ETU/1133/2017号が公表され、2013年10月31日付省令IET/2013/2013号を修正し、操業停止要請の管理サービスを割り当てるための競争を高めたメカニズムを規制している。

この省令は特に、空き容量提供サービスに対する報酬を改正し、このサービスを2018年上半期まで延長し、この期間中は水力発電設備を空き容量サービスの報酬徴収から除外している。

社会的補助

2013年12月26日付法律第24/2013号は、補助された電力料金のコストは公的サービス義務として、発電、配電及び給電活動を遂行する企業群の親会社又は垂直統合されたグループが肩代わりして、補助された電力料金のコストを、配電網への供給数及び供給顧客数の両方の比率に応じて引き受けることを要求し、エンデサについて2016年9月8日付省令IET/1451/2016に基づいて2016年に41.10%に設定された。

前述にもかかわらず、2016年10月24日付の裁定により、最高裁判所の行政訴訟部は、12月26日付の法律第24/2013号第45.4条に定められている社会的補助の財政システムは、2009年7月13日付の電力の国内市場についての共通規則に関する欧州議会及び欧州理事会の指令2009/72/ECに適合しないため、不適用である旨を宣告し、会社が支払った金額を回収する権利を確認した。国家当局は最高裁判所の裁定の棄却を求めた申立てを提出したが、これは2016年12月14日に言い渡された裁定により却下され、2017年2月2日にこの裁定に対して憲法裁判所に上訴を提出した（注記17.3を参照）。2017年10月3日及び2017年12月27日、2017年9月28日付省令ETU/929/2017号及び2017年12月22日付省令ETU/1288/2017号が公表され、この件に関して言い渡された様々な裁定を実施し、スペイン市場競争委員会（CNMC）は、2014年、2015年及び2016年の社会的補助に対応する金額の支払いを命令された。

2017年に、当社はこの収益を連結損益計算書上で認識し、222百万ユーロが「その他の変動仕入及びサービス」に、そして15百万ユーロが「金融収益」に計上され（注記30を参照）、これらの金額は当連結財務書類作成日までに全額が回収されている（注記26及び30を参照）。

2016年12月24日、社会的補助のコストの財政手当及び脆弱な電力消費者を保護するためのその他の措置を規制するために、2016年12月23日付法律第7/2016号が公布された。この法律に従い、社会的補助はエネルギー供給業務を遂行するグループの親会社、又は会社が企業グループに属していない場合は当該会社が、顧客の割合に対応した率で資金提供することになる。この率は、毎年CNMCによって算出される。

この法律の唯一の移行規程は、発効以降に適用される社会的補助の率の配分を定めており、2017年には37.7%がエンデサに対応した。

2018年1月、スペイン市場競争委員会（CNMC）は2018年の資金提供の割合案を公表しており、エンデサには37.14%が対応している。

2017年10月7日、脆弱な消費者の概要、社会的補助、及び国内の電気エネルギー消費者に向けたその他の保護の基準を規定している2017年10月6日付政令第897/2017号が公表され、また、2017年10月6日付政令第897/2017号を実施する、2017年10月6日付省令ETU/943/2017号が公表された。

特にスペインの多目的収入指数（「IPREM」という。）を使用した所得水準に基づいて3つのカテゴリーの脆弱な顧客が特定され、それぞれのカテゴリーについて、異なった割引率が定められた。定義された3つのカテゴリーは以下のとおりである。

- 脆弱な顧客（25%割引）
- 深刻に脆弱な顧客（40%割引）
- 社会的に疎外される危険性のある深刻に脆弱な顧客（100%割引）で、社会福祉によって少なくとも請求額の50%が支払われていることが実証できる深刻に脆弱な顧客として分類される。

この政令はまた、供給に関する他の側面も規制しており、特に、脆弱な顧客に対する供給の停止条件を2ヵ月から4ヵ月に延長している（電力は必要最低限のものとみなされているため、社会的に疎外される危険性のある深刻に脆弱な顧客に対する供給は停止できない）。

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た。これらの限度額は、12月23日付法律第14/2010号及び12月28日付法律第29/2012号の下で変更された。

次に、上記の法律は、2001年から2008年までの期間の本土以外の地域の発電において回収できなかった超過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。

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義務付けている。

4月9日付政令第437/2010号は、電力システムで2012年12月31日までに発生した欠損の証券化の規則を定め、12月12日付政令第1054/2014号は2013年に発生した欠損の証券化について定めている。最後に2014年12月15日に合意されたこれらの政令に基づいた譲渡により、2013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。

2014年度以降の事業年度については、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。

2017年11月にスペイン市場競争委員会によって承認された2016年度分の最終的な決済に基づき、2016年度は421百万ユーロの剰余に終わった。

また、2018年の電力アクセス料金を定めた2017年12月22日付省令ETU/1282/2017号は、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省が承認し、政府経済委員会が事前承認した指令に基づき、2017年に最大200百万ユーロ、2017年と2018年の合計で500百万ユーロが電力システムの実現可能な収入として含めることができる旨を定めている。

当規則を適用して2017年12月31日に計上された金額は、注記19.1.1に記載されている。

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3月28日付政令第216/2014号

2014年3月29日にこの政令は公布され、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日より適用される。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であった。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た。
- 加えて、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手続案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、補助付の電力料金がSCVPについて25%の割引に相当する旨を定めている。

少額消費者任意価格料金（SCVP）についての時間当たりの請求手続きは、2015年6月4日に公表された。これらの手続きの下で、2015年7月1日現在で、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は、消費に関するデータではなく、実際の時間当たりの消費量に従って請求される。上記にもかかわらず、電力会社は2015年10月1日までITシステムを適合させる猶予期間を与えられている。

2016年11月25日、官報（BOE）は11月18日付政令第469/2016号を公布し、少額消費者任意価格料金に係るトレーディング・マージンを算出する方法論を確立し、その結果として3月28日付政令第216/2014号に含まれるトレーディング・マージンを無効化し、電力の少額消費者任意価格料金の算出手続き及び契約電力の法的枠組みを確立した最高裁判所の各種の裁定を遵守した。

2016年12月24日、2017年1月1日より発効する省令ETU/1948/2016号が公布され、少額消費者任意価格料金に係る商業マージンを規定した。2017年3月25日に公表され2017年3月26日に発効した省令ETU/258/2017号を通じて、上記の商業マージンの一部について、エネルギー効率国家基金への拠出コストに対応する新たな値が設定された。

エネルギー効率

エネルギー効率に関連して、成長性、競争力及び効率を向上させるための緊急措置を承認している2014年10月15日付の法律第18/2014号は、エネルギー効率に関連して、エネルギー節減の達成を目的としたエネルギー効率国家基金を創設した。

2017年3月24日付省令ETU/258/2017号はまた、エンデサのエネルギー効率国家基金への2017年の拠出額を29.3百万ユーロと定めた。

エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省は、2018年の拠出金案の策定を開始している。エンデサについて提案されている拠出金は28.5百万ユーロである。

2017年電気料金

12月23日付の省令第ETU/1976/2016号は2016年12月29日にスペイン官報で公布され、2017年のアクセス料金を定めた。

この省令では、アクセス料金は据え置かれた。

2018年電気料金

12月22日付の省令第ETU/1282/2017号は2017年12月27日にスペイン官報で公布され、2018年のアクセス料金を定めた。

この省令では、アクセス料金は据え置かれた。

ガスシステム

2015年5月22日、炭化水素セクターに係る5月21日付法律第8/2015号が公布されたが、この法律は、10月7日付法律第34/1998号を修正して、炭化水素の探査、調査及び使用に関連する特定の租税措置及び非租税措置を定め、炭化水素セクターの競争を促進し透明性を向上させ、不正行為を低減させ、消費者保護を強化し、消費者向け価格を引き下げ、法律違反及び罰則に係る規則を適応させるために、従来の炭化水素法を改正して同法を現状により即したものとしている。

天然ガスに関して、この法律は、競争があり、透明性の高い価格を提供し、競争を促進するために新規供給者の参入を可能にする組織化された天然ガス市場の創生に努めている。組織化されたガス市場の運営業者の指名も行われ、いずれの承認を受けた天然ガス・インストーラーも検査を実施することができ（これは以前卸売業者の責任であった）、新規供給業者の参入は、現行契約が存在する場合に他のEU加盟国に天然ガスを供給する免許の相互認識を通じて奨励され、供給保証を損なうことなく、供給業者に低コストで柔軟性を提供するために最低安全在庫に関する特定の手段が採択され、戦略炭化水素備蓄当局が戦略的天然ガス在庫を維持することを可能にする。

2015年10月31日、2015年10月30日付政令第984/2015号が公布され、組織化されたガス市場及び天然ガスシステムの設置への第三者によるアクセスに対する規制が行われた。この政令には、このガス市場の運営に関する基本的な規則が、ガス設置の検査手続き等の他の措置とともに含まれている。

2017年12月13日、2017年11月10日付けの閣僚会議の決議を受けて、サービスの条件を定めた決議により、エンデサを含む影響力のある営業者はマーケットメーカーとしての役割を果たすことが義務付けられた。

2017年の天然ガス料金

12月23日付省令ETU/1977/2016号に基づき、2016年のアクセス料金は概して維持され、原材料コストの低下の結果、政府が認可する料金（LRT）は平均9%の引下げで更新された。

2018年の天然ガス料金

12月22日付省令ETU/1283/2017号に基づき、2017年のアクセス料金は概して維持され、原材料コストの上昇の結果、政府が認可する料金は平均5%の引上げで更新された。

[次へ](#)

注記5. 企業結合

2017年

5.1. システム・通信事業（ICT）の取得

2016年12月29日、ENDESA S.Aは、100%子会社であるENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.を通じて、ENEL Iberia, S.L.U.からシステム・通信事業（ICT）を取得してエンデサ傘下とする正式契約をENEL Iberia, S.L.U.との間で交わした（注記35.1.2を参照）。

この取引は、これらの活動の実行に関連する資材、人材及び第三者との契約の移転を伴うものである。

この取引の効力発生日は2017年1月1日であり、エンデサの企業活動領域に適応するための柔軟性の向上、社内手続きと経営管理の簡素化を目的とした、システム及び電気通信支援活動の組織再編成を伴うものである。

この取引に関連する正味キャッシュ・アウトフローは引き渡した対価の公正価値であり、246百万ユーロに上り、取得関連コストは1百万ユーロ未満であった。

この事業の購入に関して取り決めた価格は246百万ユーロであり、正式契約の締結時点で支払われた。この取引は取得法が適用され、最終的に連結財務書類の以下の科目に計上された。

(単位：百万ユーロ)

	注記	公正価値
非流動資産		95
有形固定資産	6	64
無形資産	8	30
非流動金融資産	19.1	1
資産合計		95
非流動負債		8
長期引当金	17.1及び 17.3	8
流動負債		2
営業債務及びその他の債務		2
負債合計		10
取得した純資産の公正価値		85

システム・通信事業（ICT）の取得資産及び引受負債の公正価値は、事業計画及びシステム・通信セクターのトレンドに基づいたフリー・キャッシュ・フローを割り引いて算定された。

システム・通信事業（ICT）の取得資産及び引受負債の評価手法において行われた仮定により、注記3rで説明されているように、これらの公正価値ヒエラルキーレベルはレベル3に分類されている。

この企業結合コスト（取得対価）と識別可能な資産及び負債の公正価値との間の差額は、システム・通信事業（ICT）の将来の経営管理におけるエンデサの自治の拡大の見込、業務及び経営の簡素化及び改善、並びにコストの削減などから得られる期待されるシナジーから発生するのれん161百万ユーロから生じたものである（注記10を参照）。

2017年度のシステム・通信事業（ICT）の貢献は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	2017年
EBITDA	(30)
EBIT	(12)

5.2. Eléctrica de Jafre, S.A.

2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は、送電及び配電事業並びに水道及び電力メーターのリース及び検針業務に従事するEléctrica de Jafre, S.A.の資本の52.54%を取得した。ENDESA Red, S.A.U.は、同社の47.46%持分を以前から保有していた（注記2.3.1及び11.1を参照）。

エンデサはEléctrica de Jafre, S.A.に対して重要な影響力を有していたが、この取引の結果として完全に支配を獲得し、配電事業を強化した。

Eléctrica de Jafre, S.A.の取得に関連する正味キャッシュ・アウトフローは、合意した取引価格に対応する1百万ユーロである（注記33.2を参照）。

購入価格は最終的にEléctrica de Jafre, S.A.より取得資産及び引受負債（取得した純資産）の公正価値に基づいて、以下の連結財務書類の科目に計上された。

(単位：百万ユーロ)		
	注記	公正価値
非流動資産		4
有形固定資産	6	4
資産合計		4
非流動負債		1
繰延収益	16	1
流動負債		1
営業債務及びその他の債務		1
負債合計		2
取得した純資産の公正価値		2

取得資産及び引受負債の公正価値を算定する際に、予想割引キャッシュ・フローには取得日時点で有効な報酬制度が考慮に入れられた。

Eléctrica de Jafre, S.A.の取得資産及び引受負債の評価手法において行われた仮定により、注記3rで説明されているように、これらの公正価値ヒエラルキーはレベル3に分類されている。

2017年5月31日の取得日以降に同社から生じた2017年度の通常の収益及び税引後利益に、重要性はなかった。また、この取得が2017年1月1日に行われていたと仮定すると、この取引によって2017年度に発生した収益及び税引後利益は、1百万ユーロ未満となっていた。

支配獲得日時点における、以前から所有していたEléctrica de Jafre, S.A.の47.46%の非支配持分の公正価値測定から発生した純利益は、1百万ユーロ未満であった（注記11.1を参照）。

5.3. 再生可能電力オークションで落札した容量に関連する企業取引

2017年5月17日及び2017年7月26日に行われた発電容量のオークションの結果、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて、540MWの風力発電容量及び339MWの太陽光発電容量をそれぞれ落札し（注記4及び6.1を参照）、以下の企業取引が正式に決定された。

- － 2017年11月2日の持分割合51%のExplotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A.（風力発電技術）の新規設立。
- － 以下の会社の取得。

	取得日	技術	2017年12月31日 現在の持分割合
			支配権 (%)
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	2017年11月23日	太陽光発電	100.00
Baylio Solar, S.L.U.	2017年12月15日	太陽光発電	100.00
Dehesa de los Guadalupes Solar, S.L.U.	2017年12月15日	太陽光発電	100.00
Furatena Solar 1, S.L.U.	2017年12月15日	太陽光発電	100.00

上述の全取引の合意価格は総額5百万ユーロとなり、総純支出は1百万ユーロとなった（注記33.2を参照）。

エンデサはこれらの会社の取得を企業結合として認識し、取得法を適用して、取得資産及び引受負債（取得した純資産）を最終的に各社それぞれの取得日時点の公正価値で、次の連結財務書類の科目に計上した。

(単位：百万ユーロ)

	注記	公正価値
非流動資産		6
有形固定資産	6	6
資産合計		6
非流動負債		1
繰延税金負債	22.2	1
負債合計		1
取得した純資産の公正価値		5

新規設立会社と取得した会社のいずれも、現在それぞれのプロジェクトを遂行するための認可及び免許の申請中である。したがって、再生可能エネルギー発電設備の建設作業はまだ開始されておらず、取得日／設立日以降、収益は発生していない。

2016年

5.4. ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) の取得

2016年7月27日、ENDESA S.A (エンデサ) の100%子会社であるENDESA Generación S.A.U.は、以前から40%持分を保有していたENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の資本の60%をENEL Green Power International B.V.から取得した(注記2.3.1、2.4及び11.1を参照)。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)は、直接的に又は同社が支配する会社を通じて間接的に、スペインにおいて再生可能エネルギーを使用した発電に従事している。同社は現在、約91の風力、水力及び太陽光の発電所を有し、2017年12月31日現在の総設備発電能力は1,675MW、2017年の発電量は3,441GWhであった。

この購入が実現したことにより、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の支配権を獲得し、従来40%持分所有を通じて行使していた重要な影響力を増大させることが可能となった。

この買収を通じて、エンデサは魅力的な再生可能エネルギー源の発電資産のポートフォリオを発電構成に組み込むことによって、イベリア半島における発電市場でのプレゼンスを強化する。

当連結財務書類の付表IVでは、購入日現在のENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を構成していたエンデサの子会社を列挙している。

エンデサはこの取引を、経済的実体があるとみなし、IFRS第3号「企業結合」で規定されている定義に従って事業を構成しているとみなしているため、取得法を適用して認識した(注記2.7を参照)。

60%持分に対する購入価格は1,207百万ユーロであり、2016年7月27日に全額が支払われた。この支払を行うために、ENDESA, S.A.はユーロ・コマーシャル・ペーパー(ECP)をInternational ENDESA, B.V.を通じて発行し、その更新は1,200百万ユーロの取消不能銀行信用枠によって担保されており、追加でのこの信用枠の使用により全額が調達された(注記18.2を参照)。ENDESA, S.A.は、ENDESA Generación, S.A.U.への融資に継続的な連結会社間取引を使用している。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の取得の60%部分の取得による正味キャッシュ・アウトフローは以下のとおりである(注記33.2を参照)。

(単位：百万ユーロ)

	注記	
被買収会社の現金及び現金同等物		(31)
純現金支払額 ⁽¹⁾		1,209
合計	33.2	1,178

(1) 連結損益計算書上で「その他の固定営業費用」に計上された購入費用2百万ユーロを含む。

ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) の取得日から1年が経過した2017年12月31日現在、この企業結合は、特定の補償資産及び偶発債務の評価についての最終確定したため、2017年度中に資産、負債及び偶発債務の公正価値測定が完了し、最終的な会計処理がなされた(注記17.3を参照)。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)をエンデサの連結財務書類に算入した際に、購入価格はENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)より取得した資産及び引き継いだ負債（取得した純資産）の購入日時点の公正価値に基づいて、以下の連結財務書類の科目で計上された。

(単位：百万ユーロ)

	注記	暫定的 公正価値	期中の評価 修正（注記10、 17.3及び 19.1.1）	最終的 公正価値
非流動資産		2,328	(2)	2,326
有形固定資産	6	1,248	-	1,248
無形資産	8	757	-	757
持分法適用投資	11	34	-	34
非流動金融資産	19.1	252	(2)	250
繰延税金資産	22.1	37	-	37
流動資産		143	-	143
棚卸資産		29	-	29
営業債権及びその他の債権		70	-	70
流動金融資産		13	-	13
現金及び現金同等物		31	-	31
資産合計		2,471	(2)	2,469
非支配持分	15.2	148	-	148
非流動負債		445	(4)	441
繰延収益	16	9	-	9
長期引当金		55	(4)	51
年金及び類似債務引当金		2	-	2
その他の長期引当金	17.3	53	(4)	49
長期借入金	18.1	141	-	141
その他の非流動負債		9	-	9
繰延税金負債	22.2	231	-	231
流動負債		164	-	164
短期借入金		86	-	86
営業債務及びその他の債務		78	-	78
負債合計		609	(4)	605
取得した純資産の公正価値 ⁽¹⁾		1,714	2	1,716

(1) 主要な再評価された資産は、無形資産のカテゴリーに属している（注記8を参照）。

この企業結合コスト（取得対価）と、上述した取得資産及び引受負債の公正価値の間の差額は、以前から保有していたENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の40%持分の公正価値805百万ユーロを適切に考慮に入れた上で算定されており（注記11.1を参照）、296百万ユーロののれんを認識する結果となった。なお、当該のれんは税務上損金算入できない（注記10を参照）。

取得された非金融資産の公正価値は、利用の増加及び強化に基づいて算定されたが、これは現在のこれらの資産の利用と変わらない。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)から取得した資産及び引き継いだ負債の公正価値の測定は、主に残存耐用年数にわたって収益を発生させる能力に従って資産の公正価値が算定される「収益の見通し」に基づき、独立専門家による鑑定を使用して行われた。公正価値は予想将来フリー・キャッシュ・フローを現在価値に割り引き、取得日時点で運転段階又は建設段階にある各プロジェクトの事業価値を算定する技法を使用して決定された。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)から取得した資産及び引き継いだ負債の測定手法において考慮された仮定により、これらの資産及び負債の注記3rに示されている公正価値ヒエラルキーのレベル3への分類が決定した。

のれんは、再生可能エネルギー資産がエンデサの他の発電ポートフォリオと結合することによるエンデサの日次及び日中の市場におけるポジションの最適化、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)における配達、競売及び制御センター、再ルーティングコストの低下に伴う管理コストの低下、並びにグループの供給業務の対象範囲の増加による、ショート・ポジションの縮小に伴うリスクの低減など、企業結合自体のシナジー効果の結果として発生したものである。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の2016年度の純利益への貢献は38百万ユーロであり、その内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2016年
売上高	118
貢献利益	104
EBITDA ⁽¹⁾	75
EBIT ⁽²⁾	16
純金融利益/(損失)	1
持分法適用会社の純利益/(損失)	(65) ⁽³⁾
法人所得税	87 ⁽⁴⁾
非支配持分	(1)
合計	38

(1) EBITDA＝収益－仕入及びサービス＋グループが資産に対して遂行した作業－人件費－その他の固定営業費用。

(2) EBIT＝EBITDA－減価償却費、償却費及び減損損失

(3) 主に、ENDESA, S.A.がENDESA Generación, S.A.U.を通じて以前より保有していた40%持分に関連する支配権を取得した日までの純損益（7百万ユーロ）、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の40%持分の回収可能価額が帳簿価額を下回っていたことを考慮して、支配権を取得した日より前に認識した減損（72百万ユーロ）、及び、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)における40%の非支配持分の公正価値測定の結果としての買収日での純利益（-4百万ユーロ）を含む（注記11.1を参照）。

(4) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の買収を受けて、2010年に同社の支配権を失った以降に発生したENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の未分配利益で認識要件を満たしたエンデサ計上の繰延税金負債の戻入81百万ユーロが計上された（注記22.2及び32を参照）。

支配権が2016年1月1日に取得されていたと仮定すると、この取引によって2016年度に発生した収益及び税引後利益は、それぞれ289百万ユーロ及び51百万ユーロとなり、このうち3百万ユーロは非支配持分として会計処理されていた。

5.5. Eléctrica del Ebro, S.A.U.の取得

2016年7月28日、エンデサはEléctrica del Ebro, S.A.の全株式を21百万ユーロで購入した（注記2.3.1、2.4及び10を参照）。

Eléctrica del Ebro, S.A.U.は、タラゴナ県において配電及び給電に従事し、ホスピタレーバンデリョスからデルタ・デル・エルボ及びアンポスタにわたる地域に約20,000件の顧客を持っている。この取得を通じて、エンデサは配電事業を強化している。

Eléctrica del Ebro, S.A.U.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)

	注記	公正価値
被買収会社の現金及び現金同等物		(1)
純現金支払額 ⁽¹⁾		19
合計	33.2	18

- (1) 取引価格合計は21百万ユーロであり、このうち2百万ユーロは、一定の契約上の条項の遵守を条件としており、未払である。連結損益計算書上で「その他の固定営業費用」として認識された取得コストは1百万ユーロ未満である。

この取引は取得法を適用して認識され、この結果、次の識別可能な取得資産及び引受負債が連結財務書類上で認識された。

(単位：百万ユーロ)

	注記	公正価値
非流動資産		27
有形固定資産	6	26
繰延税金資産	22.1	1
流動資産		6
営業債権及びその他の債権		3
流動金融資産		1
現金及び現金同等物		2
資産合計		33
非流動負債		8
繰延収益	16	3
繰延税金負債	22.2	5
流動負債		6
短期引当金		2
営業債務及びその他の債務		4
負債合計		14
取得した純資産の公正価値⁽¹⁾		19

- (1) 主要な再評価された資産は、有形固定資産のカテゴリーに属している（注記6を参照）。

この企業結合コスト（取得対価）と取得資産及び引受負債の公正価値の間の差額により、税務上控除不可能（注記10を参照）な2百万ユーロののれんが発生した。こののれんは、合併に固有の固定費の改善から発生するシナジー効果によって発生した。

取得した資産及び引き継いだ負債の公正価値を算定する際に、取得日時点で有効な12月27日付政令第1048/2013号及び11月11日付省令IET 2660/2015によって定められた報酬制度に沿った予想割引キャッシュ・フローが考慮に入れられた。

Eléctrica del Ebro, S.A.U.の取得資産及び引受負債の評価手法における仮定により、注記3sに記載でされているように、これらの公正価値ヒエラルキーにおける分類はレベル3に決定されている。

取得日から2016年12月31日までに発生した税引後利益は1百万ユーロであった。この取得が2016年1月1日に発生していたと仮定すると、この取引によって2016年度に発生した収益及び税引後利益は、それぞれ10百万ユーロ及び2百万ユーロとなっていた。

注記6. 有形固定資産

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書における有形固定資産の内訳及び変動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	2017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	696	(295)	(15)	386
発電設備	26,109	(17,144)	-	8,965
水力発電所	3,309	(2,476)	-	833
石炭火力/燃料油発電所	8,047	(6,255)	-	1,792
原子力発電所	9,923	(7,045)	-	2,878
複合サイクル発電所	3,763	(1,302)	-	2,461
再生可能エネルギー発電所	1,067	(66)	-	1,001
送電及び配電設備	20,848	(9,526)	-	11,322
低・中電圧、計測・遠隔制御機器及び その他の設備	20,848	(9,526)	-	11,322
その他の有形固定資産	578	(349)	(86)	143
建設中の有形固定資産	978	-	(67)	911
合計	49,209	(27,314)	(168)	21,727

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の有形固定資産	2016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	766	(296)	(53)	417
発電設備	26,016	(16,662)	(10)	9,344
水力発電所	3,291	(2,468)	(10)	813
石炭火力/燃料油発電所	7,962	(6,061)	-	1,901
原子力発電所	9,934	(6,895)	-	3,039
複合サイクル発電所	3,765	(1,209)	-	2,556
再生可能エネルギー発電所	1,064	(29)	-	1,035
送電及び配電設備	20,409	(9,084)	-	11,325
低・中電圧、計測・遠隔制御機器及びそ の他の設備	20,409	(9,084)	-	11,325
その他の有形固定資産	616	(389)	(101)	126
建設中の有形固定資産	744	-	(65)	679
合計	48,551	(26,431)	(229)	21,891

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の 有形固定資産	2016年 12月31日残高	連結範囲への 会社組入/ 除外 (注記5) (1)	投資 (注記6.1)	処分	振替及び その他 (2)	2017年 12月31日 現在残高
土地及び建物	766	-	-	(31)	(39)	696
発電設備	26,016	-	5	(27)	115	26,109
水力発電所	3,291	-	-	(2)	20	3,309
石炭火力/燃料油発電所	7,962	-	1	(5)	89	8,047
原子力発電所	9,934	-	-	(13)	2	9,923
複合サイクル発電所	3,765	-	1	-	(3)	3,763
再生可能エネルギー発電所	1,064	-	3	(7)	7	1,067
送電及び配電設備	20,409	30	4	(167)	572	20,848
低・中電圧、計測・遠隔制 御機器及びその他の設備	20,409	30	4	(167)	572	20,848
その他の有形固定資産	616	(2)	4	(34)	(6)	578
建設中の有形固定資産	744	29	965	(2)	(758)	978
合計	48,551	57	978	(261)	(116)	49,209

- (1) システム・通信事業（ICT）の取得（64百万ユーロ）（注記5.1を参照）、Eléctrica de Jafre, S.A.の取得（4百万ユーロ）（注記5.2を参照）、容量落札に関連する新会社（6百万ユーロ）（注記5.3を参照）、Nueva Marina Real Estate, S.L.の処分（7百万ユーロ）（注記2.3.1を参照）及び特定の共同支配事業の処分（10百万ユーロ）（注記2.5.1を参照）に対応している。
- (2) 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)

減価償却費及び減損損失	2016年 12月31日残高	連結範囲への 会社組入/ 除外 (1)	損失 計上 (2)	処分	振替及び その他	2017年 12月31日 現在残高
発電設備	(349)	-	(16)	27	28	(310)
水力発電所	(16,672)	-	(585)	27	86	(17,144)
石炭火力/燃料油発電所	(2,478)	-	(30)	2	30	(2,476)
原子力発電所	(6,061)	-	(247)	5	48	(6,255)
複合サイクル発電所	(6,895)	-	(163)	13	-	(7,045)
再生可能エネルギー発電所	(1,209)	-	(93)	-	-	(1,302)
送電及び配電設備	(29)	-	(52)	7	8	(66)
低・中電圧、計測・遠隔制御 機器及びその他の設備	(9,084)	3	(571)	165	(39)	(9,526)
その他の有形固定資産	(9,084)	3	(571)	165	(39)	(9,526)
建設中の有形固定資産	(555)	3	(15)	34	31	(502)
合計	(26,660)	6	(1,187)	253	106	(27,482)

- (1) Nueva Marina Real Estate, S.L.の処分（3百万ユーロ）（注記2.3.1を参照）及び特定の共同支配事業の処分（3百万ユーロ）（注記2.5.1を参照）に対応している。
- (2) 減損損失の正味戻入（13百万ユーロ）並びに減価償却費及び償却費（1,200百万ユーロ）が含まれている（注記29を参照）。

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の 有形固定資産	2015年 12月31日 残高	連結範囲への 会社組入/ 除外 (注記5)(1)	投資 (注記 6.1)	処分	振替及び その他 (2)	売却 目的で 保有する非 流動資産へ の振替 (3)	2016年 12月31日 残高
発電設備	663	142	-	(67)	29	(1)	766
水力発電所	24,444	1,061	55	(74)	531	(1)	26,016
石炭火力/燃料油発電所	3,242	14	-	(6)	41	-	3,291
原子力発電所	7,853	-	22	(38)	125	-	7,962
複合サイクル発電所	9,573	-	24	(21)	358	-	9,934
再生可能エネルギー発電所	3,759	-	2	(1)	5	-	3,765
送電及び配電設備	17	1,047	7	(8)	2	(1)	1,064
低・中電圧、計測・遠隔制御 機器及びその他の設備	19,936	33	3	(153)	591	(1)	20,409
その他の有形固定資産	19,936	33	3	(153)	591	(1)	20,409
建設中の有形固定資産	644	3	8	(52)	13	-	616
発電設備	901	35	919	-	(1,102)	(9)	744
合計	46,588	1,274	985	(346)	62	(12)	48,551

- (1) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の取得（1,248百万ユーロ）（注記5.4を参照）及びEléctrica del Ebro, S.A.U.の取得（26百万ユーロ）（注記5.5を参照）に対応している。
- (2) 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）。
- (3) 2016年度に、Energías de la Mancha Eneman, S.A.及びEnergía de la Loma, S.A.の有形固定資産は「売却目的で保有する非流動資産」に振り替えられた（注記2.3.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)

減価償却費及び減損損失	2015年 12月31日 残高	連結範囲へ の会社組入 /除外	損失 計上(1)	処分	振替及び その他	売却 目的で 保有する非 流動資産へ の振替	2016年 12月31日 残高
発電設備	(399)	-	(16)	66	-	-	(349)
水力発電所	(16,166)	-	(575)	71	(2)	-	(16,672)
石炭火力/燃料油発電所	(2,413)	-	(69)	6	(2)	-	(2,478)
原子力発電所	(5,867)	-	(228)	37	(3)	-	(6,061)
複合サイクル発電所	(6,761)	-	(155)	21	-	-	(6,895)
再生可能エネルギー発電所	(1,119)	-	(94)	1	3	-	(1,209)
送電及び配電設備	(6)	-	(29)	6	-	-	(29)
低・中電圧、計測・遠隔制御 機器及びその他の設備	(8,655)	-	(584)	151	4	-	(9,084)
その他の有形固定資産	(8,655)	-	(584)	151	4	-	(9,084)
建設中の有形固定資産	(553)	-	(55)	53	-	-	(555)
合計	(25,773)	-	(1,230)	341	2	-	(26,660)

(1) 減損損失（22百万ユーロ）並びに減価償却費及び償却費（1,208百万ユーロ）が含まれている（注記29を参照）。

2017年及び2016年12月31日現在、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)

共有資産	持分割合（%）	2017年12月31日	2016年12月31日
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72%	865	875
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85%	682	682
Central Nuclear de Almaraz, C.B.	36%	383	378
Central Térmica de Anllares, C.B.	33%	-	9
Salto del Navia, C.B	50%	14	14

6.1. 有形固定資産に関する追加情報

主要な投資

2017年度及び2016年度における有形固定資産投資の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

有形固定資産	2017年(1)	2016年(1) (2)
発電及び給電	358	388
配電	610	595
その他	10	2
合計	978	985

(1) 期中の企業結合を含まない（注記5を参照）。

(2) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の支配権獲得以降の同社における投資12百万ユーロを含む（注記5.4を参照）。

2017年度の発電設備投資総額は、主に2016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に関連し、耐用年数を延長したりトリタル石炭発電所への投資39百万ユーロ（2016年：83百万ユーロ）及びアス・ポンテス石炭発電所への投資34百万ユーロに関連している。この投資総額にはまた、再生可能技術設備の主要構成部分の更新のための投資も含まれている。

2017年12月31日現在、エンデサは落札した発電容量（エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省が2017年5月17日及び2017年7月26日に実施した競売における540MWの風力発電容量及び339MWの太陽光発電容量）の建設に関連して7百万ユーロの投資を行っている（注記4を参照）。

給電設備における投資総額は、付加価値商品及びサービスに関連した活動の展開に関連している。

配電設備における投資総額は、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関係するものである。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。

環境

エンデサの環境保護活動への投資は2017年に総額110百万ユーロ（2016年は108百万ユーロ）に上り、この結果2017年度末現在の累積投資は1,635百万ユーロ（2016年度末現在は1,525百万ユーロ）となった。

2017年度の環境費用は100百万ユーロ（2016年度は80百万ユーロ）であった。この費用合計のうち、45百万ユーロは上記投資の減価償却費の計上に対応するものであった（2016年度は25百万ユーロ）。

減損テスト

2017年度に、以下に対応して13百万ユーロの減損損失の正味戻入が認識された（注記29を参照）。

- － 発電資産：開発されない再生可能エネルギーの途上プロジェクトの減損引当金1百万ユーロ（注記34.2を参照）。
- － 配電資産：第三者が実施した鑑定評価により生じた、土地の減損引当金の戻入14百万ユーロ（注記34.2を参照）。

2017年12月31日現在のこれらの資産の回収可能価額は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日
発電資産	-
土地	48
合計	48

2016年度に、計上された減損引当金は22百万ユーロ（注記29を参照）であり、主に以下に対応している。

- － 発電資産：運転を継続する予定のUnión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.の資産に対する7百万ユーロの戻入及び対応する5百万ユーロの閉鎖引当金繰入が認識され、有形固定資産の全額がこれらの資産に関連している（注記34.2を参照）。
- － 配電資産：第三者が実施した評価から発生した29百万ユーロの土地の減損に対する引当て（注記34.2を参照）。

2016年12月31日現在のこれらの資産の回収可能価額は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日
発電資産	5
土地	34
合計	39

有形固定資産の購入契約債務

2017年及び2016年12月31日現在の有形固定資産を購入契約債務の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日(1)	2016年12月31日(2)
発電及び給電	250	147
配電	114	190
その他	-	1
合計	364	338

(1) グループ会社との契約債務に関連する53百万ユーロを含む（注記35.1.2を参照）。

(2) グループ会社との契約債務に関連する115百万ユーロを含む（注記35.1.2を参照）。

発電における契約債務は、主に2018年より実行される発電基地への投資に対応している。

エンデサは、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省が2017年5月17日及び2017年7月26日に実施された競売において、それぞれ540MWの風力発電契約及び339MWの太陽光発電契約を落札した（注記4及び5.3を参照）。これに基づき、エンデサは落札した風力発電容量を建設するために約870百万ユーロを投資する計画であり、このうち7百万ユーロは2017年12月31日現在で既に実行済であり、1百万ユーロは同日現在契約債務となっている。

配電における契約債務は、送電網の拡張又は更新、及びスマート・メーターの設置のための投資で構成され、これらの投資は2018年まで予定されている。

2017年及び2016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。

地理的地域別情報

2017年及び2016年12月31日現在、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)

	2017年12月31日	2016年12月31日
スペイン	21,320	21,461
ポルトガル	407	430
合計	21,727	21,891

保険

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特定の資産によりカバーされている。2017年度に、事故から発生した物損に関連して保険会社からの支払いは2百万ユーロ（2016年度は3百万ユーロ）であった。

スペインの現行法及び12月26日付の電力セクターに係る法律第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1,500百万ドル（約1,250百万ユーロ）の保険を掛けている。

2011年5月28日、スペイン政府は、原子力による被害又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。同法の効力発生は、原子力の分野における第三者責任に関する条約（パリ条約）を改正する2004年2月12日付議定書及びパリ条約を補足する条約（ブリュッセル条約）を改正する2004年2月12日付議定書の効力発生によるが、両議定書は本連結財務書類の作成時点で一部のEU加盟国で批准されていない。

その他の情報

2017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取得原価は、359百万ユーロであった。

2017年12月31日現在、159百万ユーロ（2016年12月31日現在は178百万ユーロ）の有形固定資産が第三者からの融資に対する担保として差し入れられている（注記15.1.12、18.2.3及び36.1を参照）。

注記7. 投資不動産

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書における投資不動産の内訳及び変動は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日 残高	連結範囲へ の会社組入 /(除外) ⁽¹⁾	投資	不動産の 振替	売却に よる処分	その他	売却目的で 保有する 非流動資産 への振替	2017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	20	(11)	-	-	-	-	-	9
合計	20	(11)	-	-	-	-	-	9

(1) Nueva Marina Real Estate, S.L.の連結除外に関連している。（注記2.3.1）

(単位：百万ユーロ)

	2015年 12月31日 残高	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	その他	売却目的で 保有する 非流動資産 への振替	2016年 12月31日 残高
スペイン、ポルトガルにおける投資不動産	21	-	-	-	-	(1)	-	20
合計	21	-	-	-	-	(1)	-	20

7.1. 不動産投資に関する追加情報

地理的地域

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサのすべての投資不動産はスペイン及びポルトガルに所在している。

保険

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。

その他の情報

2017年12月31日現在の投資不動産の市場価値は、16百万ユーロ（2016年12月31日現在は59百万ユーロ）であった（注記3b及び19.6.2を参照）。

2017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。

2017年度及び2016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対する直接費用に、重要性はなかった。

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサは投資不動産を購入、建設又は開発する契約債務も、修繕、保守又は改良する債務もなかった。

注記8. 無形資産

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書における無形資産の構成及び変動は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日			
	取得原価	償却累計額	減損損失	純額
コンピュータ・ソフトウェア	1,425	(965)	-	460
委譲契約	105	(24)	(52)	29
その他	837	(130)	-	707
合計	2,367	(1,119)	(52)	1,196

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日			
	取得原価	償却累計額	減損損失	純額
コンピュータ・ソフトウェア	1,271	(862)	-	409
委譲契約	105	(23)	(60)	22
その他	824	(83)	-	741
合計	2,200	(968)	(62)	1,172

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日 残高	連結範囲へ の会社組入 /(除外) ⁽¹⁾	投資 (注記8.1)	償却費及び 減損損失 ⁽²⁾	振替及び その他	売却目的で 保有する 非流動資産 への振替	2017年 12月31日 現在残高
コンピュータ・ソフトウェア	409	29	123	(101)	-	-	460
委譲契約	22	-	-	7	-	-	29
その他	741	-	10	(48)	4	-	707
合計	1,172	29	133	(142)	4	-	1,196

- (1) システム・通信事業（ICT）の取得（30百万ユーロ）（注記5.1を参照）及び特定の共同支配事業会社の処分（1百万ユーロ）（注記2.5.1を参照）に対応している。
- (2) 減損損失の戻入（8百万ユーロ）及び2017年の償却費（150百万ユーロ）（注記29を参照）を含む。

(単位：百万ユーロ)

	2015年 12月31日 残高	連結範囲へ の会社組入 /(除外) (注記5.4)	投資 (注記8.1)	償却費及び 減損損失 ⁽¹⁾	振替及び その他	売却目的で 保有する 非流動資産 への振替 ⁽²⁾	2016年 12月31日 現在残高
コンピュータ・ソフトウェア	360	8	141	(100)	-	-	409
委譲契約	14	4	-	(1)	5	-	22
その他	54	745	2	(32)	(5)	(23)	741
合計	428	757	143	(133)	-	(23)	1,172

- (1) 減損損失の正味戻入（5百万ユーロ）及び償却費（138百万ユーロ）が含まれている（注記29を参照）。
- (2) 2016年に、Energías de la Mancha Eneman, S.A.及びEnergía de la Loma, S.A.の無形資産は「売却目的で保有する非流動資産」に振り替えられた（注記2.3.1を参照）。

8.1. 無形資産に関する追加情報

連結範囲への会社組入/(除外)

2017年度にENEL Iberia, S.L.U.のシステム・通信業（ICT）の取得を受けて、30百万ユーロの「コンピュータ・ソフトウェア」の増加が認識された（注記5.1を参照）。

2016年度で、「その他」には主にENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の支配権獲得に関する資産が含まれており、主として風力発電所の運転の承認に対応する無形資産への取得原価配分である（注記5.4を参照）。

主要な投資

2017年度及び2016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)

無形資産	2017年 ⁽¹⁾	2016年 ⁽¹⁾⁽²⁾
発電及び給電	48	57
配電	47	55
その他	38	31
合計	133	143

- (1) 期中の企業結合を含まない（注記5を参照）。
- (2) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の支配権獲得以降の同社における投資2百万ユーロを含む（注記5.4を参照）。

2017年度及び2016年度に行われた投資は、主にソフトウェア及びシステム・通信事業（ICT）の進行中の投資に対応しており、これにはERPシステムの新しいエボリューション・フォー・エナジー（E4E）SAPシステムへの変更が含まれている。

減損テスト

2017年度に8百万ユーロの減損引当金の戻入が認識された（注記29及び34.2を参照）が、これは主に過年度にDistribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U.の委譲契約について計上された引当金が予想キャッシュ・フローの増加により戻されたことに対応するものであった（2016年度は5百万ユーロ）。2017年12月31日現在のこの委譲契約の回収可能価額は30百万ユーロ（2016年12月31日現在は23百万ユーロ）である。

無形資産購入契約債務

2017年及び2016年12月31日現在の主にソフトウェアである無形資産を購入する契約債務の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年 12月31日 ⁽¹⁾	2016年 12月31日 ⁽¹⁾
発電及び給電	4	1
配電	-	1
その他	3	-
合計	7	2

(1) これらの金額のうち、グループ会社に対する契約債務はなく、またジョイント・ベンチャーに対応するものもない。

地理的地域

2017年及び2016年12月31日現在の、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)

	2017年12月31日	2016年12月31日
スペイン	1,196	1,172
ポルトガル	-	-
合計	1,196	1,172

その他の情報

全額が償却済みだが引き続き使用中の無形資産は、2017年12月31日現在71百万ユーロであった。

注記9. リース

9.1. ファイナンス・リース

リース賃借人

2017年12月31日現在、エンデサが締結している重要なファイナンス・リースは次のとおりである。

- ENDESA Generación, S.A.U.はElecgas, S.A.（ENDESA Generación, S.A.U.が50%の持分を有する会社）との間の、25年間のトーリング契約（残存期間18年）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、金融費用と引換えに、供給されるガスを電力に変換することを約束している。

- － ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、主にバルセロナ、リエイダ及びサラゴサに所在しているオフィスビルのファイナンス・リースを締結しており、このリースの残存期間は約10年である。
- － この性質の他の契約は、主に車両のファイナンス・リースに対応している。

2017年及び2016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437百万ユーロ及び466百万ユーロが含まれていた。（注記18.1を参照）。

2017年及び2016年12月31日現在、上記の契約から発生する将来の支払額及びその現在価値は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

期間	将来の支払予測額		将来の支払予測額の現在価値	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
1年以内	50	51	23	23
1年超5年以内	187	191	90	89
5年超	505	551	362	385
合計	742	793	475	497
金利	(267)	(296)	N/A	N/A
将来の支払予測額の現在価値	475	497	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。

リース賃貸人

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサはリース賃貸人としてのファイナンス・リース契約を締結していない。

9.2. オペレーティング・リース

リース賃借人

2017年12月31日現在、エンデサがリース賃貸人として締結している重要なオペレーティング・リースは以下のとおりである。

- － 契約期間が2023年までである、本社入居ビル。
- － 契約期間が1年から11年である、事務所が所在しているその他のビル。
- － ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の一部の発電施設が所在する土地の使用権に対応するリース契約。これらは長期契約で、自動更新条項を伴っており、契約期間は2018年から2067年の間である。これらの契約における価格は、設備容量（MW）及び発電量（GWh）に従って算出される。
- － 運転要件に従った1度限りのサービスを対象とした技術機器に関する、契約期間が12ヵ月未満の契約。
- － 各種の輸送機リース契約。
- － 契約期間が2018年から2067年である、発電施設が所在する公有地の占有についての、様々な港湾管理当局とのサービス委譲契約。

2017年の連結損益計算書には、上記のオペレーティング・リースの下で使用されている有形固定資産に関して発生した支払に対応した35百万ユーロ（2016年は34百万ユーロ）が含まれ、このうち1百万ユーロ（2016年は1百万ユーロ）は風力発電に関する変動対価に対応している（注記28を参照）。

これらの契約に関する2017年及び2016年12月31日現在の将来リース料支払は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

期間	2017年12月31日	2016年12月31日
1年以内	28	29
1年超5年以内	106	105
5年超	103	143
合計	237	277

リース賃貸人

2017年12月31日現在、エンデサがリース賃貸人である重要なオペレーティング・リースは以下のとおりである。

- － ENDESA Energía, S.A.U.は付加価値のある商品及びサービス（PSVA）の供給のための特定の無形資産について、第三者とオペレーティング・リース契約を締結している。
- － ENDESA Ingeniería, S.L.U.は、特定の送電線における光ファイバーケーブルの使用について通信事業者と、使用許諾契約を締結している。

2017年及び2016年12月31日現在、上記の契約から発生する将来リース料支払は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

期間	2017年12月31日	2016年12月31日
1年以内	3	5
1年超5年以内	14	16
5年超	5	3
合計	22	24

2017年度に認識された賃貸料収入は11百万ユーロ（2016年度は7百万ユーロ）であった（注記25.2を参照）。

注記10. のれん

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書におけるのれんの内訳及び変動は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日 現在残高 ⁽⁴⁾	企業 結合(注記5)	処分	減損損失	振替及び その他	2017年 12月31日 現在残高
ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE) ⁽¹⁾	296	-	-	-	-	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U. ⁽²⁾	2	-	-	-	-	2
システム・通信事業（ICT） ⁽³⁾	-	161	-	-	-	161
合計	298	161	-	-	-	459

- (1) 発電資金生成単位（CGU）に割り当て（注記5.4及び34.2を参照）。
- (2) 配電資金生成単位（CGU）に割り当て（注記5.5及び34.2を参照）。
- (3) 発電資金生成単位（CGU）に割り当て（83百万ユーロ）、配電CGUに割り当て（74百万ユーロ）、ENDESA, S.A.に割り当て（4百万ユーロ）（注記5.1及び34.2を参照）。
- (4) 注記5.4を参照。

(単位：百万ユーロ)

	2015年 12月31日 残高	企業 結合(注記5)	処分	減損損失	振替及び その他	2016年 12月31日 現在残高(3)
ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE) (1)	-	296	-	-	-	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U.(2)	-	2	-	-	-	2
合計	-	298	-	-	-	298

- (1) 発電資金生成単位（CGU）に割り当て（注記5.4及び34.2を参照）。
- (2) 配電資金生成単位（CGU）に割り当て（注記5.5及び34.2を参照）。
- (3) 注記5.4を参照。

のれんの全額がスペインの地理的地域に関連している。

エンデサに関し、ENEL Iberia, S.L.U.が保有していたシステム・通信事業（ICT）の取得は2017年1月1日付で行われた。この取引から、161百万ユーロののれんが発生した（注記5.1を参照）。

2016年度に、エンデサはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の60%持分を取得し、この結果同社の支配権を獲得した。この企業結合コスト（取得対価）と前述された取得資産及び引受負債の公正価値の間の差額は、以前から保有していたENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の40%持分の公正価値を適切に考慮に入れて（注記11.1を参照）、12ヵ月間の取得原価配分期間終了時に296百万ユーロののれんとして認識された（注記5.4を参照）。なお、2016年12月31日現在では、暫定的なのれん298百万ユーロが計上されていた。

2016年度にはまた、Eléctrica del Ebro, S.A. の持分の100%も取得された。この企業結合コストと前述された取得資産及び引受負債の公正価値の間の差額は、2百万ユーロののれんとして認識された（注記5.5参照）。

2017年12月31日現在で、エンデサはのれんの回収可能性を評価し、これらののれんが割り当てられた資金生成単位（CGU）について減損テストを実施した。これらの減損テストを実施するために考慮に入れられた方法論と仮定は注記3e.2に示されている。

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

2017年及び2016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持分法投資の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日	2016年12月31日
関連会社	77	77
ジョイント・ベンチャー	128	131
合計	205	208

エンデサが重要な影響力を有する投資対象の全一覧は、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、上場会社はない。

2017年及び2016年12月31日現在、関連会社又はジョイント・ベンチャーが現金配当、又はエンデサの貸付金若しくは前渡金の返済の形態で、資金をエンデサに移転する能力について、重要な制約は課されていない（注記15.1.2を参照）。

2017年及び2016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。

2017年及び2016年12月31日現在、関連会社及びジョイント・ベンチャーに供与された貸付金及び保証並びに2017年度及び2016年度の関連する取引の詳細は注記19.1.1及び35.2で開示されている。

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書における持分法投資の内訳及び変動は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日 残高	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 非流動 資産への 振替	2017年 12月31日 現在残高
関連会社	77	-	-	-	4	(6)	-	2	-	77
Tecnatom, S.A.	34	-	-	-	(4)	-	-	-	-	30
Elcogas, S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	8	-	-	-	3	-	-	-	-	11
Boiro Energía, S.A.	9	-	-	-	2	(2)	-	-	-	9
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	13	-	-	-	1	(2)	-	-	-	12
その他	13	-	-	-	2	(2)	-	2	-	15
ジョイント・ベンチャー	131	-	38	-	(19)	(25)	(1)	4	-	128
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	70	-	-	-	10	(8)	-	1	-	73
Nuclenor, S.A.	-	-	38	-	(48)	-	-	10	-	-
Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.	31	-	-	-	7	(6)	(1)	(1)	-	30
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	18	-	-	-	1	(6)	-	-	-	13
その他	12	-	-	-	11	(5)	-	(6)	-	12
合計	208	-	38	-	(15)	(31)	(1)	6	-	205

(単位：百万ユーロ)

	2015年 12月31日 現在残高	連結範囲 への会社 組入/ 除外 (注記2.3、 2.4、2.5 及び5)	投資又は 増加	処分又は 減少	持分法 適用対象 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 非流動 資産への 振替	2016年 12月31日 現在残高
関連会社	903	(771)	-	-	(57)	(2)	-	4	-	77
ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)	870	(805)	-	-	(69) (1)	-	-	4	-	-
Tecnatom, S.A.	33	-	-	-	1	-	-	-	-	34
Elcogas, S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	-	-	-	-	8	-	-	-	-	8
Boiro Energía, S.A.	-	8	-	-	1	-	-	-	-	9
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	-	14	-	-	-	(1)	-	-	-	13
その他	-	12	-	-	2	(1)	-	-	-	13
ジョイント・ベンチャー	184	7	25	-	(2)	(20)	-	10	(73)	131
ENEL Insurance, N.V.	63	-	-	-	6 (2)	-	-	4	(73)	-
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	62	7	-	-	10	(9)	-	-	-	70
Nuclenor, S.A.	-	-	25	-	(38)	-	-	13	-	-
Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.	31	-	-	-	6	(5)	-	(1)	-	31
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	17	-	-	-	2	(3)	-	2	-	18
その他	11	-	-	-	12	(3)	-	(8)	-	12
合計	1,087	(764)	25	-	(59)	(22)	-	14	(73)	208

(1) 支配権取得日までの業績（注記5.4を参照）。

(2) 処分日までの業績（注記2.5.2を参照）。

関連会社

当連結財務書類の作成に使用された、主要な関連会社の財務書類から引用された2017年及び2016年12月31日現在の情報は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	財政状態計算書									
	Tecnatom, S.A		Elcogas, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
非流動資産	74	77	1	1	80	82	4	4	29	35
流動資産	59	58	31	47	28	14	29	22	6	2
現金及び現金同等物	2	5	29	46	23	1	7	7	1	1
その他の流動資産	57	53	2	1	5	13	22	15	5	1
資産合計	133	135	32	48	108	96	33	26	35	37
株主持分	65	78	(109)	(107)	50	33	21	22	32	34
非流動負債	25	31	130	129	54	56	2	-	2	1
長期借入金	23	30	129	129	21	22	-	-	-	-
その他の非流動負債	2	1	1	-	33	34	2	-	2	1
流動負債	43	26	11	26	4	7	10	4	1	2
短期借入金	11	9	-	-	2	2	-	-	-	-
その他の流動負債	32	17	11	26	2	5	10	4	1	2
株主持分及び負債合計	133	135	32	48	108	96	33	26	35	37

(単位：百万ユーロ)

	損益計算書									
	Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	
	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年
売上高	57	88	1	18	23	12	22	20	11	8
減価償却費、償却費及び減損損失	(6)	(8)	-	-	(3)	(3)	-	-	(3)	(6)
金融収益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
金融費用	-	(1)	-	-	(1)	(1)	-	-	-	-
税引前利益/(損失)	(9)	1	(1)	(2)	15	5	5	5	2	(1)
法人所得税	-	-	-	-	(2)	-	(1)	(1)	(1)	-
継続事業の利益/(損失)	(9)	1	(1)	(2)	13	5	4	4	1	(1)
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	(9)	1	(1)	(2)	13	5	4	4	1	(1)

これらの数値は、連結財務書類に対応している Tecnatom, S.A. の数値を除き、個別会社の情報に対応している。

Eléctrica de Jafre, S.A.

2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は、送電及び配電事業並びに水道及び電力メーターのリース及び検針業務に従事する Eléctrica de Jafre, S.A.の資本金の52.54%を取得した。ENDESA Red, S.A.U.は、同社の47.46%を以前から保有していた。

エンデサはEléctrica de Jafre, S.A.に対して重要な影響力を有していたが、この取引の結果として完全に支配権を取得し、配電事業を強化した（注記2.3、2.4及び5.2を参照）。

支配獲得日時点における、以前から所有していたEléctrica de Jafre, S.A.の47.46%の非支配持分の公正価値測定から発生した純利益は、1百万ユーロ未満であり、その詳細は以下のとおりである（注記5.2を参照）。

(単位：百万ユーロ)

取得した純資産の公正価値 (100%)	2
取得した純資産の公正価値(47.46%)	1
Eléctrica de Jafre, S.A.U.の保有持分の支配権獲得前の価値 (47.46%)	-
非支配持分47.46%の公正価値での測定により発生した純利益	1

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)

2016年7月27日、ENDESA, S.A.はENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の60%持分を取得し、これにより支配権を獲得した（注記2.3.1、2.4及び5.4を参照）。この結果、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)に対する持分法を適用した会計処理は停止され、完全連結されるようになった。

上記の支配権獲得の前に、エンデサが保有する持分の帳簿価額について、減損の兆候が観測された。そのため、2016年6月30日現在で、2つの金額の間のマイナスの差異について、連結損益計算書上の「持分法適用会社に係る損失」で72百万ユーロの減損損失が認識された。

具体的には、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の回収可能価額は、エンデサの持分の公正価値から売却費用を控除した額として算定された。この取引において、公正価値はこの投資の使用価値と同額であった。公正価値は、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の通常事業であるスペインにおける再生可能エネルギー源からの電力生産への投資からの見積将来キャッシュ・フローを割り引いた額から、報告日現在の負債額に対するエンデサの持分比率相当額及び売却に要する費用を控除して算定された。この公正価値測定は、公正価値ヒエラルキーのレベル3に分類される。

ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の回収可能価額の計算に使用された主要な仮定は、エネルギー販売価格の予測を除き、2015年12月31日に考慮された仮定から大幅に異なっていた。具体的には、2016年度に、今後5年間のエネルギー販売価格の動向の予測値は、2015年12月31日時点での予測に比べ約15-20%下落した。これらの新しい予測について、エンデサは他の情報源（IHS、ブルームバーグ、エクイティ・リサーチ、ポイリー等）との対比で検証を行った（注記3e.2を参照）。

最後に、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)における40%の非支配持分の支配権獲得日時点の公正価値測定の結果、エンデサは連結損益計算書上の「持分法適用会社に係る利益/損失」で4百万ユーロの損失を認識した。

支配権獲得日現在の、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)における以前から保有していた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)

	2016年7月27日
親会社株主持分合計	1,861
株主持分合計における持分(40%)	744
のれん	61
買収における持分の公正価値	805

注記5.4に記載されているように、連結損益計算書上の「持分法適用会社に係る利益/損失」で認識された、支配権獲得日前にENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)が生み出した損益（注記5を参照）は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2016年
以前から保有していた40%持分に係る純利益 ⁽¹⁾	7
保有株式の減損	(72)
公正価値評価による純損益	(4)
合計 ⁽²⁾	(69)

(1) 買収日である2016年7月27日までの以前から保有する40%持分について発生した損益に対応する。

(2) また、この買収の結果、繰延税金負債81百万ユーロは戻入された（注記22及び32を参照）。

Elcogas, S.A.

2015年9月18日、スペインの官報（BOE）は、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省のエネルギー政策及び鉱山局による2015年7月31日付決定事項を公布し、プエルトリャノ自治体（シウダ・レアル県）に所在する320MW総合複合サイクル・ガス化火力発電所をこの決定事項の日付から3ヵ月以内を期限として閉鎖する承認をElcogas, S.A.に与えた。Elcogas, S.A.はまた、この決定事項の日付から4年以内にこの火力発電所を部分的に解体しなければならない。2015年10月30日、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省は、同社が実行可能な計画を提示した、2016年1月31日までの閉鎖の3ヵ月間の、特別かつ一度限りの延期を認める決定事項を承認した。

政府に対する何度かの申立てが行われた後、2015年12月21日、Elcogas, S.A.の取締役会はエネルギー・観光・デジタルアジェンダ省に提出するための、同社を存続可能にするための最低条件を含んだ実行計画を承認した。2016年1月18日、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省は計画案を却下し、その結果、実現可能な計画が不在の中、2016年1月21日にElcogas, S.A.の取締役会はエネルギー・観光・デジタルアジェンダ省によって設定された最長期間内に当該発電所の停止及び閉鎖を進めることで合意した。

エンデサは、上記の発電所の閉鎖の結果として発生する見積費用として、2017年及び2016年12月31日現在で55百万ユーロの引当金を認識している（注記17.3を参照）。

ジョイント・ベンチャー

当連結財務書類の作成に使用された、主要なジョイント・ベンチャーの財務書類から引用された2017年及び2016年12月31日現在の情報は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	財政状態計算書							
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Nucenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
非流動資産	250	277	43	48	93	111	71	74
流動資産	149	135	111	88	28	32	24	18
現金及び現金同等物	86	94	1	1	7	4	6	6
その他の流動資産	63	41	110	87	21	28	18	12
資産合計	399	412	154	136	121	143	95	92
株主持分	168	164	3	(39)	94	98	38	52
非流動負債	129	163	91	97	10	9	23	23
長期借入金	99	149	-	-	10	9	5	7
その他の非流動負債	30	14	91	97	-	-	18	16
流動負債	102	85	60	78	17	36	34	17
短期借入金	50	49	-	-	-	20	12	11
株主持分及び負債合計	399	412	154	136	121	143	95	92

(単位：百万ユーロ)

	損益計算書							
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年
売上高	267	207	9	7	56	56	5	15
減価償却費、償却費及び減損損失	(55)	(54)	(3)	(3)	(13)	(13)	(1)	(3)
金融収益	-	-	-	-	-	-	-	-
金融費用	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	-	-
税引前利益/(損失)	34	31	(34)	(67)	30	28	3	8
法人所得税	(11)	(9)	-	-	(9)	(9)	-	-
継続事業の利益/(損失)	23	22	(34)	(67)	21	19	3	8
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の包括利益	-	-	1	-	(5)	2	-	-
包括利益合計	23	22	(33)	(67)	16	21	3	8

これらのジョイント・ベンチャーの株主持分の詳細は、個別会社の情報に対応している。

ENEL Insurance N.V.

2016年度に、エンデサはENEL Insurance N.V. における持分のすべて（同社の50%持分に相当）をENEL Investment Holding B.V. に114百万ユーロで売却した。この取引は、2016年度の連結損益計算書に影響を及ぼさなかった。

2016年度に、上記の取引よりも前に、エンデサが資本の50%を所有していた ENEL Insurance N.V. を通じて間接所有していたCompostilla Re, S.A. における100%持分について、総額50百万ユーロでCLT Holding ADに売却された。この売却により9百万ユーロの売却益が発生し、2016年度のENEL Insurance N.V. が獲得した利益に含まれている（注記2.5.2を参照）。

Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.

2016年3月30日に、エンデサは以前から38.89%の持分を所有していたTejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.の資本金の4.86%に相当する48,854株をEDP – Gestão de Produção de Energia, S.A.から購入した

この対価が7百万ユーロに上った取引の結果、エンデサはTejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.の資本金に対する投資を43.75%に増加させた（注記2.5.2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。

使用済核燃料及び放射性廃棄物の責任ある安全管理についての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た。

2017年8月3日、2017年8月1日付省令IET/754/2017が官報（BOE）で公表され、サンタ・マリア・デ・ガローニャ原子力発電所の運転認可の更新が拒否された。同日、Nuclenor, S.A. の取締役会は、2017年8月1日付省令IET/754/2017に対して異議申立てを行わない旨を決議した。最後に、異議申立て期間が経過し、発電所が最終的な閉鎖となったため、取り壊しの前手続きが2017年9月1日に開始された。

したがって、Nuclenor S.A.の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、2017年度、2016年度ともに不稼働であった。現在、同発電所は運転を停止し、取り壊しの前段階に到達している。

2017年及び2016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」には、上記の状況の結果として当社で発生するコストの増加の見積りを認識した引当金が含まれている（注記17.3を参照）。

2017年度及び2016年度の連結損益計算書上の「持分法適用会社の純利益/(損失)」には、この引当金の認識によりNuclenor, S.A.の50%持分から発生したマイナス影響が、それぞれ48百万ユーロ及び38百万ユーロ含まれている。

残りの会社

2017年及び2016年12月31日現在、個別開示には該当しないとみなされる残りの関連会社及びジョイント・ベンチャーの財務書類の合算情報は、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	
	2017年	2016年	2017年	2016年
継続事業の利益/(損失)	6	3	23	52
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-	-	-
その他の包括利益	1	-	13	(1)
包括利益合計	7	3	36	51

11.2. 共同支配事業

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2017年及び2016年12月31日現在の情報は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	財政状態計算書	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2017年12月31日	2016年12月31日
非流動資産	102	123
流動資産	135	137
現金及び現金同等物	-	-
その他の流動資産	135	137
資産合計	237	260
株主持分	16	16
非流動負債	110	131
長期借入金	-	-
その他の非流動負債	110	131
流動負債	111	113
短期借入金	-	-
その他の流動負債	111	113
株主持分及び負債合計	237	260

(単位：百万ユーロ)

	損益計算書	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2017年	2016年
売上高	224	291
減価償却費、償却費及び減損損失	-	-
金融収益	-	-
金融費用	(2)	(2)
税引前利益/(損失)	(15)	34
法人所得税	-	-
継続事業の利益/(損失)	(15)	34
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-
その他の包括利益	15	(32)
包括利益合計	-	2

2017年及び2016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・フローの内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	(30)	29
投資活動による正味キャッシュ・フロー	30	(29)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	-	-

2017年及び2016年12月31日現在、共同支配事業に関連して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

2017年及び2016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棚卸資産の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日	2016年12月31日
燃料在庫	756	738
石炭	253	243
核燃料	303	341
燃料油	80	72
ガス	120	82
その他の棚卸資産	225	182
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠	292	293
評価差額金	(6)	(11)
合計	1,267	1,202

12.1. 二酸化炭素（CO₂）排出枠

2017年度及び2016年度に、2016年度及び2015年度の二酸化炭素（CO₂）排出枠が清算され、その結果、それぞれ188百万ユーロ及び239百万ユーロ（それぞれ29.4百万トン及び33.7百万トン）の認識が中止された。

2017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流動負債に計上された引当金は、215百万ユーロとなった（2016年12月31日現在は190百万ユーロ）（注記24を参照）。

2017年12月31日現在の、将来の二酸化炭素（CO₂）排出権、CERs及びERUsの購入に関する契約債務は、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、66百万ユーロ（2016年12月31日現在は56百万ユーロ）となった。

2017年12月31日現在のこの金額のうち、65百万ユーロ（2016年12月31日現在は18百万ユーロ）はグループ会社に対する契約債務であった（注記35.1.2を参照）。

12.2. 棚卸資産購入契約債務

2017年12月31日現在の燃料在庫の購入契約債務は18,656百万ユーロ（2016年12月31日現在は20,596百万ユーロ）であり、このうち一部は「テイク・オア・ペイ」条項を有する契約に対応している。

2017年12月31日現在のコモディティの将来の購入契約債務の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日現在の将来の購入契約額 ⁽¹⁾					
	電力	核燃料	燃料油	ガス	その他	合計
2018年～2022年	17	279	532	7,145	438	8,411
2023年～2027年	-	9	-	6,548	-	6,557
2028年～2032年	-	-	-	3,705	-	3,705
合計	17	288	532	17,398	438	18,673

(1) これらの金額のうち、グループ会社に対する契約債務はなく、またジョイント・ベンチャーに対応するものもない。

2017年及び2016年12月31日現在の棚卸資産を取得する契約債務の額には、2014年に Corpus Christi Liquefaction, LLCとの間で取り決めた契約に基づく液化天然ガス取得の約定が含まれており、この約定の一部はENEL, S.p.A.によって保証されている（注記35.1.2を参照）。

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。

12.3. その他の情報

2017年及び2016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棚卸資産はなかった。

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

2017年及び2016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営業債権及びその他の債権の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)			
	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
金融商品	19	2,791	2,951
営業債権		2,732	2,684
電力取引債権		2,201	1,974
ガス取引債権		372	203
その他の取引による債権		132	483
グループ会社及び関連会社に対する債権	35.1.3 及び35.2	27	24
非金融デリバティブ	19.3	160	233
第三者取引に関連する非金融デリバティブ		53	137
グループ会社及び関連会社との間の非金融デリバティブ	35.1.3	107	96
その他の債権		349	450
第三者に対するその他の債権		310	171
グループ会社及び関連会社に対するその他の債権	35.1.3	39	279
評価差額金		(450)	(416)
営業債権	20.5	(364)	(385)
その他の債権		(86)	(31)
税金資産		309	501
未収法人所得税		223	397
未収還付付加価値税(VAT)(2)		42	35
その他の税金		44	69
合計		3,100	3,452

本項に含まれる残高からは、利息は通常発生しない。

2017年及び2016年月31日現在、エンデサの収益合計又は債権合計に対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。

通常の検針日は、財務報告日とは一致していない。したがって、エンデサは給電会社である ENDESA Energía, S.A.U. 及び ENDESA Energía XXI, S.L.U. による未請求売上高の見積を行っている。2017年12月31日現在、財政状態計算書の資産の部の「営業債権及びその他の債権」で認識されている未請求の電力売上及びガス売上の残高は、それぞれ、1,021百万ユーロ及び433百万ユーロ（2016年12月31日現在、それぞれ、840百万ユーロ及び285百万ユーロ）であった。加えて、この電力及びガスには送電網及びガス配管網の未請求アクセス料金見積額、それぞれ358百万ユーロ及び161百万ユーロ（2016年12月31日現在、それぞれ323百万ユーロ及び143百万ユーロ）が伴っている。

13.1. その他の情報

平均回収期間

営業債権の平均回収期間は、2017年度が30日で2016年度が32日であった。したがって、公正価値は帳簿価額と著しくは異なっていない。

評価差額金

2017年度及び2016年度の「評価差額金」の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
期首残高		416	411
損失計上	19.4.1、29 及び34.2	182	104
償却充当額		(148)	(99)
振替及びその他		-	-
期末残高		450	416

2017年及び2016年12月31日現在、評価差額金は、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。

その他の情報

2017年及び2016年12月31日現在、この性質の回収権の行使については、重大な制約はない。

2017年度及び2016年度に、ファクタリング取引が行われた。2017年及び2016年12月31日現在の期限未到来残高は、それぞれ756百万ユーロ及び488百万ユーロであり、これは連結財政状態計算書において認識が中止されている。これらの取引で認識された費用は、それぞれ27百万ユーロ及び25百万ユーロであり、連結損益計算書の「非金融デリバティブ」の下で計上されている（注記31を参照）。

注記14. 現金及び現金同等物

2017年及び2016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現金及び現金同等物の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
手許現金及び銀行預金		399	418
現金同等物		-	-
合計	19	399	418

2017年及び2016年12月31日現在の通貨別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

通貨	2017年12月31日	2016年12月31日
ユーロ	398	416
米ドル(USD)	1	1
その他の通貨	-	1
合計	399	418

2017年及び2016年12月31日現在、ソブリン債への投資残高はなかった。

2017年12月31日現在、現金及び現金同等物残高には、エンデサの特定の再生可能エネルギー子会社がプロジェクト融資を受けるために開設した元利払準備金口座に対応する12百万ユーロ（2016年12月31日は13百万ユーロ）が含まれている。（注記18.2.3を参照）。

注記15. 株主持分

2017年及び2016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株主持分の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
親会社株主持分合計	15.1	9,096	8,952
資本金	15.1.1	1,271	1,271
資本剰余金	15.1.2	89	89
法定準備金	15.1.3	254	254
再評価剰余金	15.1.4	404	404
その他の準備金	15.1.5	106	106
評価差額金		(52)	(38)
為替換算差額		-	1
未実現再評価差額金	15.1.6	(52)	(39)
数理計算上の差異	15.1.7	(657)	(757)
利益剰余金	15.1.8	8,422	8,364
中間配当	15.1.9	(741)	(741)
非支配持分	15.2	137	136
株主持分合計		9,233	9,088

15.1. 株主持分：親会社

15.1.1. 資本金

2017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。2017年度及び2016年度中の資本金の変動はなかった。

2017年及び2016年12月31日現在、ENELグループは、ENEL Iberia, S.L.U.を通じてENDESA, S.A.の資本金の70.101%を保有している。同日時点で、ENDESA, S.A.の資本金の10%超を保有する株主は他にはない。

15.1.2. 資本剰余金

資本剰余金は、当社の企業再編から発生する。法人企業法の統合法文の第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、2017年12月31日現在、49百万ユーロ（2016年12月31日現在は53百万ユーロ）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。

15.1.3. 法定準備金

法人企業法の統合法文の第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。

2017年及び2016年12月31日現在、ENDESA, S.A.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、制約のない準備金の増加の場合は、金銭的利益が実現済である。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号で見越されている目的以外に使用された場合は、課税される。

2017年12月31日現在、314百万ユーロは、過年度に適用した税務上の恩典の対象である範囲において制約を受けている（2016年12月31日現在は327百万ユーロ）。

15.1.5. その他の準備金

2017年及び2016年12月31日現在、これらは主に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102百万ユーロで構成され、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. 未実現の評価差額

2017年度及び2016年度におけるこの差額金の変動は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年 12月31日	連結の 範囲の変更	市場価値の 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	2017年 12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ	19.3	42	-	86	(108)	-	20
金利デリバティブ		(29)	-	29	-	-	-
為替レート・デリバティブ		9	-	(60)	19	-	(32)
コモディティ・デリバティブ		62	-	117	(127)	-	52
持分法適用投資		(47)	-	1	2	-	(44)
その他の評価差額金		1	-	-	-	-	1
税効果		(35)	-	(21)	27	-	(29)
合計		(39)	-	66	(79)	-	(52)

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年 12月31日	連結の 範囲の変更 (注記5)	市場価値の 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	2016年 12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ	19.3	(62)	-	126	(22)	-	42
金利デリバティブ		(29)	-	-	-	-	(29)
為替レート・デリバティブ		4	-	8	(3)	-	9
コモディティ・デリバティブ		(37)	-	118	(19)	-	62
持分法適用投資		(51)	3	(5)	6	-	(47)
その他の評価差額金		1	-	-	-	-	1
税効果		(8)	-	(32)	5	-	(35)
合計		(120)	3	89	(11)	-	(39)

15.1.7. 数理計算上の差異

2017年及び2016年12月31日現在、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している（注記17.1を参照）。

15.1.8. 利益剰余金

2017年及び2016年12月31日現在の当社の準備金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日	2016年12月31日
任意積立金	703	703
合併に係る準備金	667	667
その他の用途無制限準備金	36	36
その他の利益剰余金	7,719	7,661
合計	8,422	8,364

合併に係る準備金は会社の再編から発生し、2017年12月31日現在の残高は667百万ユーロ（2016年12月31日現在は667百万ユーロ）であり、このうち104百万ユーロ（2016年12月31日現在は110百万ユーロ）は特定の税務上の恩典の対象であるため、分配制限付準備金である。

15.1.9. 配当金

2017年

2017年11月21日に開催された会議において、ENDESA, S.A.の取締役会は、2017年度の利益から税込で1株当たり0.70ユーロの中間配当金を株主に支払うことを承認し、その結果、2018年1月2日に741百万ユーロの配当金支払いが発生することとなった（注記23を参照）。この中間配当金は、2017年12月31日現在の親会社の株主持分の下で認識された。

2016年

2016年11月22日に開催された会議において、ENDESA, S.A.の取締役会は、2016年度の利益から税込で1株当たり0.70ユーロの中間配当金を株主に支払うことを決議し、その結果、2017年1月2日に741百万ユーロの配当金支払いが発生することとなった（注記23を参照）。この中間配当金は、2016年12月31日現在の親会社の株主持分の下で認識された。

2017年4月26日に開催されたENDESA, S.A.の株主総会で、2016年度の利益から合計で、1株当たり税込1.333ユーロ（1,411百万ユーロ）の配当金を支払うことが承認された。株主によって承認された配当金合計と上記のすでに支払われた中間配当金の差額である670百万ユーロ（1株当たり税込0.633ユーロ）は、2017年7月3日に支払われた。

15.1.10. 連結包括利益計算書において認識される損益

2017年及び2016年12月31日現在の構成並びに連結包括利益計算書において認識された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)

	注記	2016年12月31日			2017年の変動						2017年 12月31日	
		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	連結の 範囲の 変更	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
その後の期間において損益 に振り替えられる項目：		(39)	(39)	-	86	(106)	6	-	-	(53)	(53)	-
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	15.1.6	7	7	-	86	(108)	6	-	-	(9)	(9)	-
為替換算差額	15.1.6	-	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)	(1)	-
持分法適用会社		(46)	(46)	-	1	2	-	-	-	(43)	(43)	-
株主持分に直接認識される その他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その後の期間において損益 に振り替えられない項目：	17.1	(757)	(757)	-	127	-	(27)	-	-	(657)	(657)	-
年金制度に係る数理計算上の差異		(757)	(757)	-	127	-	(27)	-	-	(657)	(657)	-
合計		(796)	(796)	-	213	(106)	(21)	-	-	(710)	(710)	-

(単位：百万ユーロ)

	注記	2015年12月31日			2016年の変動						2016年 12月31日	
		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	連結の 範囲の 変更 (注記5)	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
その後の期間において損益 に振り替えられる項目：		(120)	(120)	-	121	(16)	(27)	3	-	(39)	(39)	-
金融商品の測定		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッ ジ	15.1.6	(70)	(70)	-	126	(22)	(27)	-	-	7	7	-
持分法適用会社	15.1.6	(50)	(50)	-	(5)	6	-	3	-	(46)	(46)	-
株主持分に直接認識される その他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その後の期間において損益 に振り替えられない項目：		(584)	(584)	-	(221)	-	48	-	-	(757)	(757)	-
年金制度に係る数理計算上 の差異	17.1	(584)	(584)	-	(221)	-	48	-	-	(757)	(757)	-
合計		(704)	(704)	-	(100)	(16)	21	3	-	(796)	(796)	-

15.1.11. 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。2017年及び2016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)

	注記	レバレッジ(1)	
		2017年12月31日	2016年12月31日
金融債務純額		4,985	4,938
長期借入金	18.1	4,414	4,223
短期借入金	18.1	978	1,144
現金及び現金同等物	14	(399)	(418)
金融資産として認識されたデリバティブ	19.3	(8)	(11)
株主持分：	15	9,233	9,088
親会社持分	15.1	9,096	8,952
非支配持分	15.2	137	136
レバレッジ (%)		53.99	54.34

(1) レバレッジ(%)=金融債務純額／株主持分

エンデサは、現在まで類似した慎重性の原則を財務構造に適用し、事業計画で予測されるキャッシュ・フロー生成能力に合わせて満期予定を調整することが可能な長期資金調達を行っている。当社はまた、運転資金需要管理を最適化し、借入コストを改善することに役立つ短期の資金調達も行っている。

電力規制の安定化に加えて産業計画が利益重視となったことにより、当社は持続可能性及び長期的成長の潜在性を損ねることなく、株主が投資に対して最大限可能なリターンを実現することを目的とした配当政策を提案することが可能となった。

当社の取締役は、当社のレバレッジ・レシオにより、資本コストを最適化すると同時に高水準の支払能力比率を維持することが可能となるとみなしている。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の達成が可能となるレバレッジ・レシオを維持させている。

2017年度に、2016年度の利益から1,411百万ユーロを配当金総額として支払うことが決議された（2017年1月2日に支払われた1株当たり税込み0.70ユーロに相当する中間配当金741百万ユーロ、及び、2017年7月3日に支払われた税込み0.633ユーロに相当する追加配当金670百万ユーロ）が、当社の債務純額に対する株主持分の比率に悪影響は及ぼさなかった（注記15.1.9を参照）。

2016年度には、2015年度の利益に対して1,086百万ユーロ（税込み1株当たり1.026ユーロ）の配当金が、2016年1月4日（税込み1株当たり0.40ユーロの中間配当金）及び2016年7月4日（税込み1株当たり0.626ユーロの追加配当金）に支払われた。

2017年及び2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類のそれぞれ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。

	2017年12月31日			2016年12月31日		
	長期	短期	アウト ルック	長期	短期	アウト ルック
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	安定的	Baa2	P-2	安定的
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	BBB+	F2	安定的

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。

15.1.12. 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

2017年12月31日現在、再生可能エネルギー事業で活動し、プロジェクト・ファイナンスを通じて資金調達している特定のエンデサ子会社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が定められている。

2017年12月31日現在、こうした制約の対象である金融債務は159百万ユーロ（2016年12月31日現在は178百万ユーロ）であった（注記6.1、18.2.3及び36.1を参照）。

15.2. 株主持分：非支配持分

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書における被支配持分の構成及び変動は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日 残高	企業結合	配当金	当期利益	処分又は 減少 ⁽¹⁾	2017年 12月31日現 在残高
Aguilón 20, S.A.	22	-	-	2	-	24
Eólica Valle del Ebro, S.A.	5	-	-	-	-	5
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	8	-	-	1	-	9
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	17	-	-	1	-	18
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	27	-	(2)	2	-	27
その他	57	-	(1)	4	(6)	54
合計	136	-	(3)	10	(6)	137

- (1) Nueva Marina Real Estate, S.L. の連結の範囲からの除外によるプラス2百万ユーロ並びに Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.及びProductor Regional de Energía Renovable III, S.A.U.の全株式の取得によりマイナス8百万ユーロに対応している（注記2.3.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	2015年 12月31日 残高	企業結合 (注記5)	配当金	当期利益	処分又は 減少 ⁽¹⁾	2016年 12月31日 残高
Aguilón 20, S.A.	-	21	-	1	-	22
Eólica Valle del Ebro, S.A.	-	6	(1)	-	-	5
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	-	8	-	-	-	8
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	-	19	-	(2)	-	17
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	-	26	-	1	-	27
その他	3	68	(2)	1	(13)	57
合計	3	148	(3)	1	(13)	136

- (1) Energía de La Loma, S.A.及びEnergías de la Mancha Eneman, S.A.の連結の範囲からの除外に対応している（注記2.3.1を参照）。

2017年及び2016年12月31日現在、「非支配持分」残高には、主にENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)が保有する投資の非支配持分が、それぞれ132百万ユーロ及び133百万ユーロ含まれている（注記5.4を参照）。

2017年7月18日、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)はProductor Regional de Energía Renovable, S.A.（15%）及びProductor Regional de Energías Renovables III, S.A.（17.11%）の非支配持分の購入を完了し、その結果、非支配持分は8百万ユーロ減少した（注記2.3.1を参照）。

2017年及び2016年12月31日現在、当連結財務書類の作成に使用された、非支配持分のある主要なエンデサ・グループ会社の財政状態計算書、損益計算書及びキャッシュ・フロー計算書の関連項目は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	財政状態計算書									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
非流動資産	100	106	10	11	33	35	71	75	149	156
流動資産	14	8	3	-	5	3	12	8	20	18
資産合計	114	114	13	11	38	38	83	83	169	174
株主持分	49	45	11	10	24	23	43	41	73	72
非流動負債	59	63	2	1	7	10	7	8	87	94
流動負債	6	6	-	-	7	5	33	34	9	8
株主持分及び負債合計	114	114	13	11	38	38	83	83	169	174

(単位：百万ユーロ)

	損益計算書									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年
売上高	14	11	3	2	6	5	11	8	23	19
税引前利益/(損失)	4	2	1	-	2	1	2	(1)	9	5
継続事業の利益/(損失)	3	1	1	-	2	1	2	(1)	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	3	1	1	-	2	1	2	(1)	7	4

(単位：百万ユーロ)

	キャッシュ・フロー計算書									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	9	5	2	-	5	3	4	6	16	11
投資活動による正味キャッシュ・フロー	-	(1)	-	-	(1)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(5)	(5)	(1)	-	(2)	(2)	-	-	(11)	(18)

これらのデータは個別会社の情報に対応している。

[前へ](#)[次へ](#)

注記16. 繰延収益

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書における繰延収益の内訳及び変動は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	資産に関連する 助成金	顧客から 譲渡された施設	合計
2015年12月31日残高		337	4,342	4,679
増加		2	191	193
連結グループの変更	5.4及び 5.5	12	-	12
利益に計上された金額	25.2	(18)	(155)	(173)
その他		1	-	1
2016年12月31日残高		334	4,378	4,712
増加		6	187	193
連結グループの変更	5.2	-	1	1
利益に計上された金額	25.2	(22)	(153)	(175)
その他		(3)	2	(1)
2017年12月31日現在残高		315	4,415	4,730

「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、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ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、主に顧客から譲渡された配電設備の評価額、公的機関以外の第三者から受領した収益、並びに、新規供給要請の処理又は既存サービスの拡張に必要な拡張権及び接続権からの収益が含まれる。顧客より譲渡された施設にはまた、配電業者が法律で定められた限度の範囲内で要求された電圧及び電力に従って行わなければならない、新規供給及び既存配電網への接続を可能にするために必要な新規設置の拡張に関連した接続及び拡張権が含まれる。これは2000年まで10月15日付政令第2949/1982号で規制され、2001年からは9月1日付政令第1955/2000号、2013年からは12月27日付政令第1048/2013号で規制されている。

注記17. 長期引当金

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書における長期引当金の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
年金及び類似債務引当金	17.1	951	1,063
リストラクチャリング引当金		773	948
人員削減計画	17.2.1	120	160
契約の停止	17.2.2	653	788
その他の長期引当金	17.3	1,658	1,703
合計		3,382	3,714

(1) 注記5.4を参照。

17.1. 年金及び類似債務引当金

エンデサ・グループ会社の全従業員は、明示的に不参加を選択しない限り、年金制度に加入する。

2000年10月25日に最初の枠組み契約が締結されたことにより、退職に対する確定拠出制度、並びに死亡及び就労不能に対する確定給付制度が設置された。

会社及び従業員による共同拠出を伴った制度が確立され、年金算定対象給与の最大6%を会社が負担し、同給与の3%を従業員が負担する。

また、従業員の一部は枠組み契約より前から存在する複数の原契約でカバーされている。

- － 退職に対する確定拠出制度、並びに死亡及び就労不能に対する確定給付制度は、上記の給付及び拠出制度とは異なっており、状況は原契約によって異なる。
- － 2つの主要な制度についての退職、死亡及び就労不能に対する確定給付は以下のとおりである。

- 旧エンデサの電力部門従業員。この制度の新規の給付の発生は停止しており、退職給付が予め決定されているという性格、及び給付は全額が付保されている事実から、この制度についてはリスクが存在しない。
- Fecsa/Enher/HidroEmpordáの従業員。この制度の新規の給付の発生は停止しているが、給付は消費者物価指数に連動しており、付保はされていない。ただし、2011年12月31日までに発生した給付については、同日付でこれらの給付をカバーするために保険契約が購入され、これによってこの制度に関する将来の債務は解消されている。

この制度については、債務全体に対応する制度資産とともに、引当金としての内部資金が存在する。

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社会的給付債務がある。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。

エンデサの年金制度は、スペインにおいて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。

現在、エンデサ・グループ会社が運営している年金基金は、投資対象資産に固有なリスクを引き受けており、その主要なリスクは次のとおりである。

- － 固定利付資産に対する投資のリスクは、金利の変動とポートフォリオの証券の信用リスクから発生する。
- － 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。
- － 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。
- － 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に対する投資は、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。

数理計算上の仮定

2017年及び2016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基礎率は、以下のとおりである。

	2017年12月31日		
	年金	エネルギー	医療保険
金利	1.65%	1.67%	1.63%
死亡生存表	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
制度資産の期待運用収益率	1.65%	該当なし	該当なし
昇給率 ⁽¹⁾	2.00%	2.00%	該当なし
医療費の増加	該当なし	該当なし	3.20%

(1) 見積昇給率に係る指標の変化率

	2016年12月31日		
	年金	エネルギー	医療保険
金利	1.74%	1.75%	1.72%
死亡生存表	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
制度資産の期待運用収益率	1.74%	該当なし	該当なし
昇給率 ⁽¹⁾	2.00%	2.00%	該当なし
医療費の増加	該当なし	該当なし	3.20%

(1) 見積昇給率に係る指標の変化率

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。

数理計算上の総負債及び純負債

2017年及び2016年12月31日現在、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)

	2017年12月31日	2016年12月31日
数理計算上の負債	1,632	1,772
制度資産	(681)	(709)
差額	951	1,063
数理計算上の負債に関連して認識された不足額	951	1,063

2017年及び2016年12月31日現在の確定給付債務に関連した数理計算上の負債の純額及び総額並びに資産の市場価値の変動の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日				2016年12月31日			
		年金	エネルギー	医療保険	合計	年金	エネルギー	医療保険	合計
期首数理計算上の純負債		236	813	14	1,063	131	695	13	839
正味利息	30	3	14	1	18	3	18	-	21
勤務費用		9	5	-	14	8	4	-	12
支払給付		-	-	-	-	-	-	-	-
拠出額		(15)	(20)	(1)	(36)	(14)	(26)	(1)	(41)
その他の増減		10	3	-	13	8	2	-	10
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失（利益）		-	-	-	-	-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失（利益）		22	30	1	53	112	97	2	211
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		(30)	(137)	-	(167)	(17)	22	-	5
利息を除外した、制度資産に係る数理計算上の益		(13)	-	-	(13)	5	-	-	5
資産上限額の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
連結グループの変更	5	3	3	-	6	-	1	-	1
期末数理計算上の純負債		225	711	15	951	236	813	14	1,063

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日				2016年12月31日			
		年金	エネルギー	医療保険	合計	年金	エネルギー	医療保険	合計
期首数理計算上の負債		945	813	14	1,772	855	695	13	1,563
金融費用		16	14	1	31	21	18	-	39
勤務費用		9	5	-	14	8	4	-	12
支払給付		(69)	(20)	(1)	(90)	(44)	(26)	(1)	(71)
その他の増減		10	3	-	13	8	2	-	10
人口統計上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失（利益）		-	-	-	-	-	-	-	-
財務上の基礎率の変更から発生した数理計算上の損失（利益）		22	30	1	53	112	97	2	211
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		(30)	(137)	-	(167)	(17)	22	-	5
連結グループの変更	5	3	3	-	6	2	1	-	3
期末数理計算上の負債		906	711	15	1,632	945	813	14	1,772

(単位：百万ユーロ)

		2017年12月31日				2016年12月31日			
		年金	エネルギー	医療保険	合計	年金	エネルギー	医療保険	合計
期首の制度資産の市場価値		709	-	-	709	724	-	-	724
期待運用収益		13	-	-	13	18	-	-	18
当期拠出額		15	20	1	36	14	26	1	41
当期支払給付		(69)	(20)	(1)	(90)	(44)	(26)	(1)	(71)
数理計算上の(損失)利益		13	-	-	13	(5)	-	-	(5)
連結グループの変更	5	-	-	-	-	2	-	-	2
期末の制度資産の市場価値		681	-	-	681	709	-	-	709

制度資産

2017年及び2016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 (%)	
	2017年12月31日	2016年12月31日
固定利付資産	60	64
株式	33	30
投資不動産及びその他	7	6
合計	100	100

2017年及び2016年12月31日現在の固定利付証券の公正価値の地域別の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2017年12月31日	2016年12月31日
スペイン	143	178
イタリア	48	72
フランス	40	35
米国	30	20
ドイツ	29	17
英国	24	25
ルクセンブルグ	15	18
オランダ	13	15
ブラジル	1	-
ベルギー	1	3
その他	65	71
合計	409	454

2017年及び2016年12月31日現在、ソブリン債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	2017年12月31日	2016年12月31日
スペイン	99	123
イタリア	25	39
ベルギー	7	8
フランス	4	2
オランダ	1	1
ドイツ	-	1
その他	8	10
合計	144	184

2017年12月31日現在の確定給付年金制度資産には、ENELグループの株式と債券が20百万ユーロ（2016年12月31日現在では22百万ユーロ）含まれている。

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。2017年度の平均リターンは3.79%（2016年度は3.72%）であった。

現在、投資戦略及びリスク管理はすべての制度加入者について同一であり、資産と負債の間の相関戦略はない。

その他の情報

2017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16.7年（2016年12月31日現在は16.9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)

	2017年12月31日	2016年12月31日
1年目	41	52
2年目	46	57
3年目	50	57
4年目	54	62
5年目	57	64
6年目以降	1,825	2,145
合計	2,073	2,437

2017年及び2016年12月31日現在、公正価値で計上されている確定給付制度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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
確定給付制度資産	681	587	74	20

	2016年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
確定給付制度資産	709	627	69	13

レベル3に分類された資産の評価額は、対応する運用会社が作成した評価報告書に基づいて算定されている。

2017年度及び2016年度に確定給付年金債務及び確定拠出年金債務について、連結損益計算書で認識された金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
制度資産		(32)	(33)
当期費用 ⁽¹⁾	27	(14)	(12)
金融費用純額	30	(18)	(21)
確定拠出制度		(50)	(44)
当期費用 ⁽²⁾	27	(50)	(44)
合計		(82)	(77)

- (1) 2017年度には、早期退職を選択した従業員に関連した当期費用9百万ユーロ（2016年度は7百万ユーロ）が含まれている。これらは、以前にリストラクチャリング引当金で認識されたが、当年度中に年金債務に振り替えられた。
- (2) 2017年度及び2016年度にそれぞれ32百万ユーロ及び31百万ユーロが拠出されたが、これは以前に、リストラクチャリング引当金に含まれていたものである。

2017年度及び2016年度に確定給付年金債務について、連結包括利益計算書で認識された金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
制度資産の期待運用収益率		13	(5)
数理計算差異		114	(216)
合計	15.1.10	127	(221)

2017年12月31日現在、入手可能な最善の見積りに基づく2018年度の確定給付制度への拠出金の予測は、約21百万ユーロとなっている。

感応度分析

2017年及び2016年12月31日現在、主な数値計算上の基礎率を変動させ、他の変数を一定に据え置いた場合の年金数値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	2017年12月31日			2016年12月31日		
	年金	エネルギー	医療保険	年金	エネルギー	医療保険
利率が50 b.p.低下	75	60	1	84	75	1
利率が50 b.p.上昇	(67)	(53)	(1)	(74)	(66)	(1)
消費者物価指数（CPI）が50 b.p.低下 ⁽¹⁾	(13)	(61)	(1)	(16)	(65)	(1)
消費者物価指数（CPI）が50 b.p.上昇 ⁽¹⁾	13	61	1	16	74	1
医療費が1%増加	該当なし	該当なし	1	該当なし	該当なし	3
勤続中及び退職後従業員の平均余命が1年延長	24	25	1	27	33	1

(*) 見積昇給率に係る指標の変化率

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、各種の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. 人員削減計画

2017年12月31日現在、主に4種類の計画が実施中であった。

- 1999年の会社再構築プロセス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うための期限は経過しており、したがって、この義務は主に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183人の従業員が考慮に入れられた（2016年12月31日現在383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、該当する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129人の従業員が考慮され、その過半数が早期退職を選択した（2016年12月31日現在、それぞれ435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。希望退職制度に申込をした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、削減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858人の従業員が考慮され、その過半数が早期退職を選択した（2016年12月31日現在、866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、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。

- ー 2016年の鉱山労働者の制度：雇用契約終了への同意によって影響を受ける従業員グループは、雇用契約終了時から法定退職年齢に到達するまで、最大で通常の報酬総額の80%が保証される。この期間中、これらの従業員は勤続期間に対する賞与、就学補助並びに傷害及び生命保険の付与を受ける権利を有し、また、従業員が属するグループに関連した補助的予測制度への抛出の付与を受ける資格も有している。当制度の評価に当たっては合計70人の従業員が考慮され、このうち69人が早期退職を選択した（2016年12月31日現在は70人が考慮され、47人が早期退職を選択）。

2017年度及び2016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)

	注記	2017年	2016年
期首残高		160	204
損益計算書に費用計上された金額		(8)	27
人件費	27	(4)	2
金融収益及び費用	30	(4)	25
流動への振替及びその他		(32)	(72)
連結グループの変更	5.4	-	1
期末残高		120	160

2017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、2018年に支払われると予想される人員削減に関する引当金73百万ユーロ（2016年12月31日現在は124百万ユーロ）も含まれている（注記24を参照）。

数理計算上の仮定

2017年及び2016年12月31日現在の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基礎率は、以下のとおりである。

	2017年12月31日	2016年12月31日
金利	0.65%	0.64%
消費者物価指数(CPI)	2.00%	2.00%
死亡生存表	PERM/F 2000	PERM/F 2000

感応度分析

2017年及び2016年12月31日現在、主な数理計算上の基礎率を変動させ、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金額の感応度は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

仮定	2017年12月31日		2016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	(6)	7	(11)	12
消費者物価指数(CPI) (1)	2	(2)	3	(3)

(1) 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

2013年12月3日、エンデサ及び従業員の代表は「ENDESA, S.A.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。

ENDESA, S.A.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、当社は従業員労働組合代表との間で締結された雇用を停止する契約の、今後の年次更新において、特定の前提の下で、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一連の契約を締結した。

2017年12月31日現在、これら契約に従って雇用契約を停止している1421名の従業員がいるが、当社はさらに6名の従業員から雇用契約の停止を申し出ることの確約を受けており、この全員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（2016年12月31日現在は、それぞれ1,252名及び151名）。

この項目の債務を賄うために2017年12月31日現在で計上されている引当金は総額766百万ユーロであり、このうち653百万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、113百万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）（2016年12月31日現在は、それぞれ788百万ユーロ及び90百万ユーロ）、これらの引当金は2017年12月31日現在で従業員との間で締結している、又は従業員代表に保証している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、2017年12月31日まで受けた確約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、会社が負担する総コストを賄う。

2017年度及び2016年度のこ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)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
期首残高		788	672
損益計算書に費用計上された金額		(4)	237
人件費	27	(4)	207
金融収益及び費用	30	-	30
償却充当額		(131)	(121)
振替及びその他		(131)	(121)
期末残高		653	788

数値計算上の仮定

2017年及び2016年12月31日現在で、雇用契約停止契約から発生する債務の数値計算に使用された基礎率は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
金利	0.65%	0.64%
保証の将来の増加	2.00%	2.00%
その他の項目の増加	2.00%	2.00%
死亡生存表	PERM / F2000	PERM / F2000

感応度分析

2017年及び2016年12月31日現在、主な数値計算上の基礎率を変動させ、他の変数を一定に据え置いた場合の退職契約の数値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	2017年12月31日		2016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	(17)	19	(18)	19
保証及びその他の項目	16	(16)	16	(15)

17.3. その他の引当金

2017年及び2016年12月31日現在、連結財政状態計算書におけるその他の引当金の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	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	合計
2016年12月31日現在残高 ⁽¹⁾		728	975	1,703
営業費用		4	-	4
損失計上		94	13	107
償却充当額	30	(90)	(13)	(103)
金融収益及び費用	6	8	9	17
有形固定資産に計上された純引当金額		-	(8)	(8)
支払		(41)	(13)	(54)
連結の範囲の変更 ⁽²⁾	5.1及び 2.3.1	2	(6)	(4)
2017年12月31日現在残高		701	957	1,658

(1) 注記5.4を参照。

(2) システム・通信事業（ICT）の取得（2百万ユーロ）（注記5.1を参照）及びNueva Marina Real Estate, S.L.の連結除外（6百万ユーロ）（注記2.3.1を参照）に対応している。

(単位：百万ユーロ)

	注記	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	合計
2015年12月31日残高		755	935	1,690
営業費用		(19)	(4)	(23)
損失計上		81	11	92
償却充当額		(100)	(15)	(115)
金融収益及び費用	30	7	8	15
有形固定資産に計上された純引当金額	6	-	66	66
支払		(59)	(16)	(75)
振替及びその他		11	(30)	(19)
連結グループの変更	5.4	33	16	49
2016年12月31日現在残高 ⁽¹⁾		728	975	1,703

(1) 注記5.4を参照。

発電所の種類別の閉鎖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)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
原子力発電所	3a及び6	538	567
その他の発電所		298	299
計器の廃棄		94	74
鉱山の廃棄		27	35
合計		957	975

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・グループ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。

- 2000年11月21日、Energía XXI Energías RenováveisがENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を相手取って仲裁を申し立てていた案件で、ポルトガル及びブラジルの風力発電所へのタービンの販売についてこの両社間で締結された代理人契約の解除は違法であり、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)に対して、i) 法務費用、ii) 50,000ユーロ、iii) 逸失利益をEnergía XXI Energías Renováveisに支払うよう指示する仲裁判断が下された。2000年12月27日、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)はこの仲裁判断は無効とみなされるべきとして、リスボンの民事第一審裁判所に訴えた。2005年10月6日、裁判所はENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)によって申し立てられた訴えを棄却した。2013年1月17日、控訴裁判所は、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)が提出した上訴に応じて、第一審における証拠調べを含む再審理を命じた。この再審理は未決である。一方、2005年9月15日にEnergía XXI Energías RenováveisはENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)に対して、2000年11月21日に下された仲裁判断に基づき求められる金額（逸失利益546百万ユーロ）の支払を強いるための訴訟を提起した。この審理は、仲裁判断の有効性が確立するまで中断されている。
- 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2件の訴訟が進行中である。これらの訴訟により、合算して約24百万ユーロの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。

- ー 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ENDESA, S.A.の申立てを棄却した。この決定の実施はENDESA, S.A.に重大な経済的影響を及ぼすとは見込まれておらず、これは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、ENDESA, S.A.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、ENDESA, S.A.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。
- ー 自然環境・田園海洋環境省の2008年6月17日付けの命令により、ハノバス・ダム建設を実行できないこと及びこの作業に関連した3ヵ所の水力発電設備の閉鎖で損害を被ったENDESA Generación, S.A.U.は、利権保有者に発生した費用を、法定利率による利息を含めて支払うための補償の裁定を受け、この目的のために、ラフォルトゥナダ発電所におけるシンケタ利権（2007年7月12日に失効）の延長の利権者に対する全部又は一部の支払のための契約書が起草されることとなった。しかし、水利庁長官が下した2012年6月15日付の決定は、利権者が受ける補償が公共の利益にとって最も適切なものであることを確保するために、ラフォルトゥナダシンケタ利権の終了手続の調査を命令し、エプロ水路連盟（CHE）がハノバスの設備に関連して発生した費用を検証することを求めるものであった。ENDESA Generación, S.A.U. は、この裁定に対する異議申立てを環境庁長官に提出し、これらの手続きの一時的な停止を求めた。これらの手続きは、当該日付時点で当該異議申立てについて何の決定も行われておらず、また停止も却下されていなかったことを根拠に、適用される法律に従って遂行されるはずであった。それにもかかわらず、2017年12月22日、ENDESA Generación, S.A.U.は農林水産食料環境省が下した2017年12月14日付の決定の通知を受けた。この通知は利権の抹消を宣言し、ラフォルトゥナダシンケタ滝水力発電設備の国への返還を命じるものであった。ENDESA Generación, S.A.U. は、2012年6月15日に水利長官によって下された決定に対して提出された異議申し立ての言外の却下に対して、司法審査の申立てをマドリッド地域控訴裁判所に提出し、また、適切なチャンネルを通じて具体化しなければならない農林水産食料環境省の2017年12月14日付の決定に対して、対応する高等裁判所に司法審査の申立てを提出した。

- ー 2009年5月11日に、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省は2007年12月の放射性粒子の漏出に関連して、アスコ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150万ユーロの4件別々の罰金を同社に課す命令を下した。この命令に対して、高等裁判所に抗告が行われ、2009年12月1日、同裁判所は異議が申し立てられた命令の執行を停止よう裁定した。エンデサは、罰金の価額（150万ユーロ）を賄う銀行保証の裁判所への差入れを行った。当連結財務書類の公表承認日現在、スペインの高等裁判所は2011年4月6日の決定により、刑事手続（111/2011号）がガンデーザ（タラゴナ県）の第1第一審裁判所に係属している間、この抗告手続は停止されている。2016年6月13日付の命令は、この刑事手続についての最終的な決定が下されるまでこの件の停止が継続することを命じた。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。これらの罰金は行政裁判で争われ、その後の司法審査において、a) 中央司法審査裁判所に不服申立てが行われた15千ユーロに関して、2012年7月3日に不服申立てを棄却する判決が言い渡され、罰金が支払われ、b) 75千ユーロの罰金に関してマドリッド高等裁判所に不服申立てが行われ（司法審査第189/2010号）、未決の刑事手続きにより、2012年7月16日付の命令でこの手続きは停止され、2017年も継続している。当該刑事事件については、ガンデーザ（タラゴナ県）の裁判所は2015年10月21日付の命令を言い渡し、この命令の中でこの件の暫定的な棄却に同意した。上記の命令は検察当局とその他の原告によって上訴された。2016年10月25日付の命令に基づき、当該上訴は部分的に支持され、同意された棄却は取り消された。Asociación Nuclear Ascó Vandellós II, A.I.E.およびこれらの捜査の被告弁護人による州控訴裁判所への上訴が行われ、この刑事事件は引き続き係属中となり、そのため、司法審査手続きは依然として停止されている。2017年3月16日付の命令で、州裁判所はガンデーザ（タラゴナ県）の裁判所が言い渡した2016年10月の命令に対して提出された上訴1119/2016についての決定を言い渡し、手続き上の理由から本案について裁定が行われるべきでないことを根拠に、上訴の理由がない旨、及び審理担当判事はまず、捜査の前の段階が完了しているか、略式手続の開始を決定するか、又は結審するかを決定しなければならない旨を宣言した。
- ー 旧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、230万ユーロの罰金を課す決定をENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に通知した（エンデサ/Fenie事件）。2012年4月26日、スペインの所轄官庁は、マヨルカ地域に限定した類似の事件について100万ユーロの罰金を科した（エンデサ/Asinem事件）。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、これらの2件の罰金に対する抗告をスペイン高等裁判所に申し立て、同裁判所は、2012年5月21日及び7月3日の命令の下でこの罰金の執行を停止した。一番目の事件（エンデサ/Fenie）については、高等裁判所は、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に課された230万ユーロの罰金に対する司法審査を求めた申立てを棄却した。この判決に対する司法審査の申立てが、最高裁判所にも提出された。2017年7月14日、最高裁判所は罰金における比例性の欠如に言及し、上訴の申立てを部分的に支持した。最高裁判所は、その後罰金の金額に関して決定を無効と裁定し、CNMCによって再計算されることを命じた。二番目の事件（エンデサ/Asinem）については、高等裁判所はENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.の申立てを一部認め、独占禁止法当局に罰金の減額を命令した。同当局はこの決定に対する上訴を申し立てた。最高裁判所は2015年2月27日に判決を言い渡し、当局が提出した申立てを一部認めたが、罰金は「法的根拠を持たない計算方法に基づいて」設定されたとして、罰金の決定の無効化を確認した。したがって、最高裁判所はCNMCに対して、独占禁止法の係争に係る7月3日付の法律第15/2007号第63条及び第64条の解釈に従った罰金の再計算を命じた。

- － 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。2016年3月29日、予審が行われ、2017年1月9日と1月10日の2回の公判の日程が決定された。2017年1月9日、相手方の専門家証人の召喚ができなかったこと並びにバリオス地方議会及び開発省に送付された資料の不備により、公判は延期され、新たな公判は2017年2月16日設定された。2017年6月5日、判決が言い渡され、訴えは全面的に棄却された。これに対しての上訴が行われている。
- － 2014年1月22日、エブロ水路連盟（CHE）会長は、ノゲラ・リバゴルサナ盆地の水力発電所並びにエブロ川沿いのメキネンサ発電所及びバリ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、その後についてENDESA Generación, S.A.U.が各水力発電設備について個別の価格を提供することができるまで、金銭相当額の四半期ごとの決済を命令した。個別の価格の提供は2014年2月24日に行われた。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エスカトロン発電所とフリックス発電所の間のエブロ川中流域の保護地を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、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。裁判所は、2017年10月11日の裁定に関連した上訴を棄却した。ENDESA Generación, S.A.U.は、これらの決定に対する司法審査の申立てを最高裁判所に提起するための書類を提出しており、その受理は現在査定中である。

- 一 原子力損害又は放射性物質によって引き起こされた損害に対する民事責任を規定した2011年5月27日付法律第12/2011号の第3追加規定は、原子力エネルギーに係る4月29日付原子力エネルギー法第25/1964号の改正を取り入れている。この改正は、原子力発電所の運転免許の所有権の変更を検討し、原子力発電所の免許保有者又は運転事業者は、施設全体の責任を負う単一の企業でなければならない旨を定めている。必要とされる条件を満たさない原子力発電所の運転免許を保有する場合、関連する適応計画を提示することを条件に、適応期間は1年と定められた。2011年9月28日にENDESA Generación, S.A.U.は規制された期日内に要求された計画の提示を適切に行ったが、エネルギー政策及び鉱山局は、同社が要求する要件を充足しなかったと判断した。共同所有者は、両社によって署名された各発電所について適応計画の作成を要請された。2012年6月25日、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省は、アスコー I、アスコー II、バンデリョス II、並びにアルマラス I 及び II 原子力発電所を所有する企業に対して、重大な違反に基づき、0.3百万ユーロから9百万ユーロにわたる罰金が科せられる可能性がある懲戒手続きを開始した。これらの企業は答弁書を提出したが、2013年3月14日、これらの企業が適応要件を遵守せずに重大な違反を犯し、原子炉1基について0.9百万ユーロの罰金を科す旨を宣言した省令が発行された。ENDESA Generación, S.A.U.は高等裁判所が設定した罰金に対して上訴し、この上訴が検討中の間、3.6百万ユーロの預託金を差し入れたことにより、この罰金の執行は一時的に停止された。2014年6月25日、高等裁判所は上訴に反する裁定を下し、その結果、2014年7月8日に最高裁判所への上告が行われた。2017年2月8日、最高裁判所はENDESA Generación, S.A.U. が申し立てた上告を却下し、同社は罰金を支払わなければならない旨を決定した。
- 一 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・ユニット I 及び 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、具体的には、提出された適応化計画書が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、同規定で定められた期限までに実行されなかった点が考慮して申し立てられて、違反手続が発動された。2014年9月25日、それぞれに3百万ユーロを科す懲戒手続きを決定した省令が発行された。ENDESA Generación, S.A.U.は、共同違反手続において申し渡された4件の決定事項に対する異議を高等裁判所に申し立てた。スペイン高等裁判所は、一時的な罰金執行停止の要請を受け、9百万ユーロの保証金の差入れにより、2015年7月9日に異議申立てを受理した。この裁判は2016年7月6日に結審が宣告された。2017年9月13日、高等裁判所はENDESA Generación, S.A.U.敗訴の裁定を下し、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省はこの裁定に対して上訴を行わなかった。
- 一 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、スペイン市場競争委員会（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、手続は現在も続けられている。

- ー 2015年4月13日、Endesa Generación, S.A.U.は、グアダルキビール水路連盟（CHG）が発行した、トラニコ・デ・ベアス、グアダルメリャト、グアダレン、ベンベサル、イスナハル、グアダルメナ、ドナ・アルドンサ及びペドロ・マリン水力発電所における発電のための予備能力に関する2009年下半年及び2010年から2013年分の決済、11百万ユーロの通知を受けた。その後、2014年について3百万ユーロの通知を受けた。以前、2014年12月及び2015年1月に、ENDESA Generación, S.A.U.は、これらの発電所の発電量について2011年及び2012年分3百万ユーロ、2013年分2百万ユーロ、そしてその後に2014年分1百万ユーロを徴収する決済連絡を受けていた。ENDESA Generación, S.A.U.はこれらの決済すべてについて、アンダルシア経済行政裁判所に異議を申し立て、その中で支払の停止を要請し、認められた。最初の異議申し立ては、地方経済行政裁判所がこの件を判断するための的確な機関ではないため無効として却下され、アンダルシア高等裁判所に上訴するための新たな通知がENDESA Generación, S.A.U.に送付されることとなった。新たな決済に対しては、任意期間中に支払が行われ、ENDESA Generación, S.A.U.はアンダルシア高等裁判所に関連する司法審査の申立てを提出し、この申立ては現在処理中である。
- ー Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.（ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の100%子会社）が保有するペーニャ・デル・ガトー及びバルデサマリオ風力発電所の行政上の承認は、環境評価報告書が正しく処理されていなかったことを根拠に、それぞれ2015年7月13日及び2017年5月5日の最高裁判所判決により無効化された。同一の理由から、バルデサマリオ風力発電所についてのバルデサマリオ及びリエリョの地方議会によって付与された免許も無効化されたこと（2017年6月26日付カスティーリャ・イ・レオン高等裁判所で裁定及び2017年5月30日付レオン地域控訴裁判所裁定で、いずれも確定）に加えて、同発電所のフィードイン・インフラストラクチャーについての認可も無効化された（2017年5月30日付レオン地域控訴裁判所裁定で、この裁定については、所有者であるPromociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.（ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)が100%所有）によって異議が申し立てられており、SETポンホスプロジェクトの合意に加え、この上訴の結果はまだ未定である。また、2017年5月31日付レオン地域控訴裁判所第1法廷の裁定も Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U. によって異議が申し立てられており、まだ未定である）。ペーニャ・デル・ガトー風力発電所については、新規発行された行政上の承認が2017年5月8日に確保された（プロジェクトを再処理し、環境評価報告書の不備を是正した結果）。設備は2018年1月3日に部分的に再稼働（14基）され、残りの11基は新しい行政要件に沿った公有林の占有に対する修正後の認可を待っている状態である。現在閉鎖中のバルデサマリオ風力発電所に関しては、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. も行政上の承認の再処理を要請し、取り消された認可の再査定を要請する予定である。フィードイン・インフラストラクチャー及びSETポンホスについては、Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.による異議申立てが支持されない場合に、同じ手続きを申請する予定である。
- ー 2016年1月11日、アンダルシア地方政府がENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.に対してアルハマ・デ・アルメリア・アルメリアのパラヘ・ガトゥナに所在する送電線から発生したと申し立てられており、危険地域とみなされる公有地及び私有地合わせて3,259ヘクタールを焼失させた火災から発生した損害に関連する補償を請求した訴訟が提起された。消火活動、環境上の損害及び焼失した物品から発生した損失について、35百万ユーロが請求された。2016年2月5日、反訴が提出された。予備的審問は2017年3月6日に設定され、審理は2018年4月9日、10日及び13日に行われる。

- ー 2016年10月24日に最高裁判所が言い渡した裁定では、(i) 法律24/2013号第45.4条で定められた社会的補助の資金調達システムは、指令2009/72/EC号に適合しないため不適用が宣言され、(ii) この概念で支払われた金額を回収するENDESA, S.A.の権利を認めた。当局はこの裁定に対して棄却を求めた申立てを提出したが、その後、憲法裁判所に上訴し、当該上訴は受理され、現在は決定を待っている状態である。また、2017年9月28日付省令ETU/929/2017号が官報(BOE)で公表され、この省令に従い、上記の2016年10月24日付裁定を執行するために、2015年及び2016年に社会的補助に関連して支払われた金額は、電力システムの負担で、対応する金利を上乗せし返金されなければならない。
2016年10月21日の裁定で使用された法律上の判断に類似した判断に基づき、最高裁判所は2017年12月4日の裁定において、ENDESA, S.A.が提出した上訴を棄却し、(i) 2014年3月7日付省令IET/350/2014は2014年の社会的補助の資金拠出率の関して無効を宣言し、(ii) ENDESA, S.A.この概念について補償を受ける権利を認めた。当局はこの裁定に対して棄却を求めた申立てを提出し、これは現在最高裁判所の決定を待っている状態である。また、2017年12月22日付省令ETU/1288/2017号が公表され、この省令に従い、上記の2016年10月21日付裁定を執行するために、2014年に社会的補助に関連して支払われた金額は、電力システムの負担で、対応する金利を上乗せして返金されなければならない(注記4及び26.3を参照)。
- ー 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、2006～2017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。合憲性については、2015年2月16日、憲法裁判所はGas Natural FenosaがENDESA Generación, S.A.U.と同様に提起した訴訟において、当該税が違憲である旨を宣告した。2015年6月11日、最高裁判所は2006年についての異議申立てを支持した。2016年1月29日、エストレマドゥーラ地方控訴裁判所は2007年について有利な判決を言い渡したが、これは現在再審請求可能である。2016年6月23日、エストレマドゥーラ地方控訴裁判所は2008年について有利な通知を受けたが、これは現在再審請求可能である。2016年12月23日、2009年についての判決通知を受け取ったが、この中で、エストレマドゥーラ地方控訴裁判所はエストレマドゥーラ議会が提出した却下の申立てを棄却し、同年についての決済取消しを求めたEndesa Generación, S.A.の申立てを支持した。2015年11月3日、最高裁判所は2012年のIberdrola, S.A.のエコ税についても違憲性の疑問を審査した。2006年から2008年についての有利な判決に関連する会計上の収益は、ENDESA Generación, S.A.U.で2015年度に、そして2009年度に関連する収益は2016年度に計上された。2006年度から2009年度に対応する回収権は、2016年度及び2017年度に税金の支払に対する補償によって相殺された。2010年度から2017年度の手続きにおいて成功した場合、結果として249百万ユーロ(税金217百万ユーロ及び利息32百万ユーロ)の収益が計上されることになる。
- ー 2015年に、税務当局はENEL Green Power España S.L.U.(EGPE)における、2010年から2013年の法人所得税(個別及びグループ)、VAT(2011年5月から2013年12月)及び個人所得税(IRPF)の従業員、専門家サービス、配当及び利息、非居住者の利益からの源泉徴収(2011年5月から2013年12月)、並びに2015年の連結納税グループの3回目の分割納付に関連した審査手続きの開始について同意した旨を通知した。税務当局はまた、ENEL Unión Fenosa Renovables, S.A.(2011年にENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)に吸収合併)において、2011年の法人所得税に関連した審査手続きの開始についてのもう一つの合意を通知した。2017年6月、税務当局は、意見不一致のまま署名された法人所得税申告書に関する清算合意を送付し、この合意が当初の争われた申告書における現時点までの最も重要な正常化の取組みであることを確認した。2017年7月20日、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)は、2015年度の3回目の分割払いに関連して違反調査が開始された旨の通知を受け、8月に関連する嫌疑が専門局に提示された。2018年1月4日、この違反調査に係る裁定が行われ、当初に決済された罰金の通知額を確認した。

- － 2017年7月6日、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)は、2018年1月30日に提出された2015年の3回目の分割払いに関連して課された罰金に関連する経済的・行政的異議申立てを除く、対応する法人所得税に関する合意に対する経済的・行政的異議申立てを提出した。上記の決済合意に対して提起された新たな行政訴訟の結果として発生する潜在的な債務は、エンデサの連結財務書類に重要な影響は与えないとみなされている（注記3n及び5.4を参照）。

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、まだ引き当てられていない債務がこれらの問題によって生じること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。

2017年度及び2016年度の訴訟を解決するための支払いは、それぞれ13百万ユーロ及び49百万ユーロであった。

注記18. 借入金

18.1. 短期及び長期借入金

2017年及び2016年12月31日現在の連結財政状態計算書上の短期及び長期借入金の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日				
		額面金額	帳簿価額		小計	公正価値
			非流動	流動		
債券及びその他の市場性有価証券		916	35	889	924	924
銀行借入金		910	892	18	910	943
その他の借入金 ⁽¹⁾		3,546	3,475	71	3,546	4,080
デリバティブを除く借入金合計		5,372	4,402	978	5,380	5,947
デリバティブ	19.3	113	12	-	12	12
合計	19	5,485	4,414	978	5,392	5,959

(1) 452百万ユーロ（非流動）及び23百万ユーロ（流動）のファイナンス・リースを含む（注記9.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年12月31日				
		額面金額	帳簿価額		小計	公正価値
			非流動	流動		
債券及びその他の市場性有価証券		1,015	57	968	1,025	1,023
銀行借入金		717	650	68	718	747
その他の借入金 ⁽¹⁾		3,607	3,499	108	3,607	4,252
デリバティブを除く借入金合計		5,339	4,206	1,144	5,350	6,022
デリバティブ	19.3	127	17	-	17	17
合計	19	5,466	4,223	1,144	5,367	6,039

(1) 474百万ユーロ（長期）及び23百万ユーロ（短期）のファイナンス・リースを含む（注記9.1を参照）。

2017年及び2016年12月31日現在、借入金の満期別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	満期	2017年 12月31日 現在の 帳簿価額	公正 価値	流動	非流動	満期					額面 金額
						2019年	2020年	2021年	2022年	その後	
債券及びその他の 市場性有価証券											
固定利率	2031	19	19	-	19	-	-	-	-	19	12
変動利率	2019	905	905	889	16	16	-	-	-	-	904
合計		924	924	889	35	16	-	-	-	19	916
銀行借入金											
固定利率	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
変動利率	2029	910	943	18	892	65	83	95	96	553	910
合計		910	943	18	892	65	83	95	96	553	910
その他の借入金											
固定利率	2036	3,494	4,029	33	3,461	23	24	24	24	3,366	3,494
変動利率	2029	52	51	38	14	-	-	12	1	1	52
合計		3,546	4,080	71	3,475	23	24	36	25	3,367	3,546
合計		5,380	5,947	978	4,402	104	107	131	121	3,939	5,372

(単位：百万ユーロ)

	満期	2016年 12月31日 現在の 帳簿価額	公正 価値	流動	非流動	満期					額面 金額
						2018年	2019年	2020年	2021年	その後	
債券及びその他の 市場性有価証券											
固定利率	2031	40	38	-	40	-	-	-	-	40	32
変動利率	2019	985	985	968	17	-	17	-	-	-	983
合計		1,025	1,023	968	57	-	17	-	-	40	1,015
銀行借入金											
固定利率	2046	21	22	-	21	-	-	-	-	21	21
変動利率	2028	697	725	68	629	61	62	62	62	382	696
合計		718	747	68	650	61	62	62	62	403	717
その他の借入金											
固定利率	2036	3,551	4,195	66	3,485	23	23	24	24	3,391	3,551
変動利率	2020	56	57	42	14	2	-	2	6	4	56
合計		3,607	4,252	108	3,499	25	23	26	30	3,395	3,607
合計		5,350	6,022	1,144	4,206	86	102	88	92	3,838	5,339

2017年及び2016年12月31日現在、デリバティブ控除前の総金融債務の通貨別内訳及び為替ヘッジの影響は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日							
	当初の債務の構成			デット・カバレッジ・レシオの影響	カバレッジ後の債務の構成		金利	
	償却原価	額面金額	割合(%)		償却原価	割合(%)	平均金利	実効金利
ユーロ	5,380	5,372	100.00%	-	5,380	100.00%	2.10%	2.10%
その他	-	-	0.00%	-	-	0.00%	-	-
合計	5,380	5,372	100.00%	-	5,380	100.00%	2.10%	2.10%

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日							
	当初の債務の構成			デット・カバレッジ・レシオの影響	カバレッジ後の債務の構成		金利	
	償却原価	額面金額	割合(%)		償却原価	割合(%)	平均金利	実効金利
ユーロ	5,350	5,339	100.00%	-	5,350	100.00%	2.50%	2.50%
その他	-	-	0.00%	-	-	0.00%	-	-
合計	5,350	5,339	100.00%	-	5,350	100.00%	2.50%	2.50%

デリバティブを除く長期借入金の額面金額の2017年度及び2016年度中の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日 現在の額面 金額	返済及び 償還 (注記33.3)	連結の範囲 の変動 (注記5)	新規借入 (注記33.3)	振替	2017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	47	(20)	-	-	-	27
銀行借入金	649	(46)	-	306	(17)	892
その他の借入金	3,499	(8)	(2)	9	(23)	3,475
合計	4,195	(74)	(2)	315	(40)	4,394

(単位：百万ユーロ)

	2015年 12月31日 現在の額面 金額	返済及び 償還 (注記33.3)	連結の範囲 の変動 (注記5)	新規借入 (注記33.3)	振替	2016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	215	-	-	-	(168)	47
銀行借入金	676	(114)	115	96	(124)	649
その他の借入金	3,778	(4)	5	13	(293)	3,499
合計	4,669	(118)	120	109	(585)	4,195

借入金の総額に係る2017年度の平均利率は2.1%（2016年度は2.5%）であった。

18.2. その他の事項

18.2.1. 流動性

2017年12月31日現在のエンデサの流動性は、以下の詳細の通り、3,495百万ユーロとなった（2016年12月31日現在は3,620百万ユーロ）。

(単位：百万ユーロ)

	流動性	
	2017年12月31日	2016年12月31日
現金及び現金同等物	399	418
無条件に利用可能な信用枠 ⁽¹⁾	3,096	3,202
合計	3,495	3,620
満期のカバー期間（月） ⁽²⁾	29	17

- (1) 2017年及び2016年12月31日現在、1,000百万ユーロはENEL Finance International, N.V. との間の確定取消不能信用枠であり、これらの日付現在、未使用であった。
- (2) 満期のカバー期間（月数）は、利用可能な流動性で賄える借入金の満期期間（月数）

これらの未使用信用枠は、連結財政状態計算書上の長期借入金にのうち、2017年及び2016年12月31日現在17百万ユーロの短期借入債務の借換えを確実に可能にしている（注記3m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。

18.2.2. 主な金融取引

2017年度における主な金融取引は、以下のとおりであった。

- 2014年に欧州投資銀行（EIB）との間で実行された金融取引の枠組み（エンデサ配電網の近代化）の中で、トランシェB及びトランシェC（それぞれ150百万ユーロ）が2017年1月18日及び2017年2月20日に利用可能となり、この結果、総額600百万ユーロの取引の提供が完了した。両トランシェは変動可能であり、満期までの期間は12年で2021年から返済が開始される（注記33.3を参照）。
- 2017年に、ENDESA, S.Aは様々な金融機関との間で1,985百万ユーロの信用枠の大部分について、期間を3年間に延長し、5年に延長する可能性も伴う契約を締結した。
- 2017年6月30日、ENDESA, S.AはENEL Finance International N.V. との間で取り決めた1,000百万ユーロの取消不能内部信用枠の条件の再交渉を完了し、満期を2020年6月30日まで延長し、マージン及び信用枠が使用されない場合の手数料を、それぞれ55ベース・ポイント及び18ベース・ポイントに削減した。2017年12月31日現在、この確定内部信用枠を利用した借入はない（注記35.1.2を参照）。
- 2017年12月21日、ENDESA, S.Aは欧州投資銀行から500百万ユーロを期間12年で3年間の猶予期間付きで融資を受ける契約を締結したが、当連結財務書類作成日現在で、この融資はまだ実行されていない。
- 2017年12月28日、ENDESA, S.AはENEL Finance International N.V. との間で取り決めた1,500百万ユーロの未確定内部信用枠を更新し、満期を2018年12月28日まで延長した。他の条件は変更されていない。2017年12月31日現在、この未確定内部信用枠を利用した借入はない（注記35.1.2を参照）。
- エンデサは、International ENDESA, B.V. を通じたユーロ・コマーシャル・ペーパー発行プログラムを維持しており、2017年12月31日現在の発行済残高は889百万ユーロであった。このプログラムの更新は信用枠契約によって担保されている（注記18.2.1を参照）。

18.2.3. 財務制限条項等

エンデサ・グループの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。

2017年12月31日現在、ENDESA, S.A.及びいずれの子会社も、その債務の早期返済を要求されるおそれがある財務上の義務に違反していない。

エンデサの取締役は、これらの条項の存在が2017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。

財務制限条項等

スペインにおけるエンデサのほぼすべての資金調達活動を行っている ENDESA, S.A. 及び International ENDESA B.V. 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。

また、International ENDESA, B.V. がグローバル・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、及び ENDESA, S.A. が取り決めている銀行融資には、以下の条項が含まれている。

- － 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 ENDESA, S.A. 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担保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 ENDESA, S.A. 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。

International ENDESA, B.V. がグローバル・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排出権債（2017年12月31日現在27百万ユーロ）については、以下の条項を含んでいる。

- － 保証人としての ENDESA, S.A. の又は発行者の、特定の債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。

信用格付条項

2017年及び2016年12月31日現在、ENDESA, S.A. 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金融取引が、欧州投資銀行（EIB）との間でそれぞれ600百万ユーロ及び300百万ユーロの締結済である（注記18.2.2を参照）。

支配の変更に関連する条項

2017年12月31日現在、ENDESA, S.A. には、ENDESA, S.A. 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約5,738百万ユーロあり、うち未返済残高は3,738百万ユーロであった（2016年12月31日現在は5,250百万ユーロであり、未返済残高は3,450百万ユーロであった）。

資産の譲渡に関連する条項

ENDESA, S.A. 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。

この上限を超える場合でも、原則として、同等な対価を受領しない場合又は ENDESA, S.A. 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、2017年12月31日現在738百万ユーロである（2016年12月31日現在では495百万ユーロ）。

プロジェクト・ファイナンス

2017年12月31日現在、再生可能エネルギー事業で活動し、プロジェクト・ファイナンスを通じて資金調達しているエンデサ子会社は、以下の条項を含んだ159百万ユーロ（2016年12月31日は178百万ユーロ）の金融債務を有している（注記6.1、15.1.12及び36.1を参照）。

- － これらの負債及び市場価値マイナス12百万ユーロ（2016年12月31日現在はマイナス17百万ユーロ）の関連デリバティブは、エンデサの支配の変更の結果、期限前に決済されなければならない可能性がある。
- － 金融負債残高について、金融機関との契約に基づき、義務の遵守の保証としての株式の担保差入（注記6.1及び36.1を参照）。
- － 資産売却に対する制限で、大部分の借入先の承認の取得及び、一部の場合、資産売却金額の債務返済への配分で構成される。
- － 特定の条件の達成を条件とした、利益の株主への分配における制約。
- － 元利払準備金口座を認識する義務（注記14を参照）。

財務比率の遵守に係る条項

2017年12月31日現在、再生可能エネルギー事業で活動するエンデサ子会社は、特定の年間元利払いカバレッジ比率（ADSCR）を満たすことが義務付けられている。2017年12月31日現在、これらの会社は資金調達契約に定められた最低要件を満たしている。

18.2.4. その他の事項

2017年及び2016年12月31日現在、それぞれの日現在の満期日までの金利を考慮に入れた、金融債務総額に対する利息の見積額は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

手段	2017年12月31日現在の金融債務残高						
	小計	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	その後
債券及びその他の市場性有価証券	10	1	1	1	1	1	5
銀行借入金	260	26	26	24	22	20	142
その他の借入金	653	94	93	93	93	93	187
合計	923	121	120	118	116	114	334

(単位：百万ユーロ)

手段	2016年12月31日現在の金融債務残高						
	小計	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	その後
債券及びその他の市場性有価証券	19	2	3	3	2	2	7
銀行借入金	322	29	27	26	26	24	190
その他の借入金	748	95	94	94	93	93	279
合計	1,089	126	124	123	121	119	476

2017年及び2016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。

注記19. 金融商品

2017年及び2016年12月31日現在の、連結財政状態計算書における金融商品の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日		2016年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
金融資産					
非流動金融資産		769	764	712 ⁽¹⁾	363
営業債権及びその他の債権	13	-	2,791	-	2,951
現金及び現金同等物	14	-	399	-	418
合計	19.1	769	3,954	712	3,732
金融負債					
非流動金融債務	18	4,414	978	4,223	1,144
その他の非流動負債	21	646	-	601	-
営業債務及びその他の流動債務	23	-	5,411	-	4,960
合計	19.2	5,060	6,389	4,824	6,104

(1) 注記5.4を参照。

19.1. 固定及び流動金融資産の分類

2017年及び2016年12月31日現在の、連結財政状態計算書における金融資産の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日		2016年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
貸付金及び債権	19.1.1	755	3,954	695 ⁽¹⁾	3,730
売却可能金融資産	19.1.2	6	-	8	-
ヘッジ手段のデリバティブ	19.3	8	-	9	2
合計		769	3,954	712	3,732

(1) 注記5.4を参照。

2017年度及び2016年度における非流動金融資産の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日 現在残高 ⁽¹⁾	増加又は損 益計上	処分、 認識中止又 は減少	株主持分 において認識 された評価 差額金 ⁽²⁾	振替及び その他	連結 グループの 変更 (注記5)	2017年 12月31日 現在残高
貸付金及び債権	697	168	(35)	23	(97)	1	757
売却可能金融資産	31	-	(23)	-	(1)	-	7
デリバティブ	9	-	-	-	(1)	-	8
減損損失	(25)	-	22	-	-	-	(3)
合計	712	168	(36)	23	(99)	1	769

(1) 注記5.4を参照。

(2) 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)

	2015年 12月31日 現在残高	増加又は 損益計上	処分、 認識中止又 は減少	株主持分に おいて認識 された評価 差額金 ⁽¹⁾	振替及び その他	連結グルー プの変更 (注記5)	2016年 12月31日 現在残高
貸付金及び債権	613	141	(64)	(1)	(40)	48	697
売却可能金融資産	30	-	-	-	-	1	31
デリバティブ	11	-	(1)	-	(1)	-	9
減損損失	(25)	-	-	-	-	-	(25)
合計	629	141	(65)	(1)	(41)	49	712

(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。

(2) 注記5.4を参照。

2017年及び2016年12月31日現在の非流動金融資産の満期別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日	2016年12月31日 ⁽¹⁾
1年から3年	169	92
3年から5年	10	11
5年超	590	609
合計	769	712

(1) 注記5.4を参照。

19.1.1. 貸付金及び債権

2017年及び2016年12月31日現在の貸付金及び債権の種類別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日		2016年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
現金及び現金同等物	14	-	399	-	418
営業債権	13	-	2,631	-	2,718
非金融デリバティブ	13及び 19.3	31	160	31	233
金融資産		724	764	664	361
スペインの規制対象業務からの収益 及びその他の規制対象報酬の不足額の 資金調達	4	-	222	-	258
本土外地域の発電（TNP）の超過コスト に関する補償金	4	-	304	-	-
保証金		424	-	424	-
従業員貸付金		22	11	22	9
関連会社、ジョイント・ベンチャー及び 共同支配事業に対する貸付金	35.2	66	5	67	5
配電業務の報酬	4	106	70	38	32
再生可能エネルギーに対する投資奨励金	4	3	1	15	-
その他の金融資産		103	151	98	57
合計		755	3,954	695 ⁽¹⁾	3,730

(1) 注記5.4を参照。

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

2014年12月13日、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、この損失の回収権及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、12月12日付政令第1054/2014号が官報（BOE）で公告された（注記4を参照）。

2017年12月31日現在、一時的調整の不足額に伴う回収権の金額は222百万ユーロ（2016年12月31日現在：258百万ユーロ）であり、連結財政状態計算書上で「流動金融資産」として認識されている。

2017年度及び2016年度に、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については、両年度中に回収されなかった金額の全部が一時的変動に対応するものであったので、利息は発生しなかった。

本土外地域の発電（TNP）の超過コストに関する補償金

2017年及び2016年12月31日現在、注記4に記述した法律を適用し、それぞれ304百万ユーロ及び296百万ユーロが、それぞれ「短期金融資産」及び「営業債務及びその他の債務」に計上されている（注記23を参照）。

保証金

2017年及び2016年12月31日現在の保証金及び預託金には、主に、契約締結日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非流動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）。

関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業に対する貸付金

2017年及び2016年12月31日現在の、関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業に対する非流動及び流動貸付金の満期別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年 12月31日 現在残高	2018年の 1年以内 満期到来分	非流動満期					
				2019年	2020年	2021年	2022年	その後	小計
ユーロ		71	5	2	3	1	1	59	66
外貨		-	-	-	-	-	-	-	-
合計	35.2	71	5	2	3	1	1	59	66

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年 12月31日 現在残高	2017年の 1年以内 満期到来分	非流動満期					
				2018年	2019年	2020年	2021年	その後	小計
ユーロ		72	5	-	-	1	-	66	67
外貨		-	-	-	-	-	-	-	-
合計	35.2	72	5	-	-	1	-	66	67

これらの貸付金には、2017年度及び2016年度にそれぞれ3.38%及び3.45%の平均年率の利息が発生している。

配電業務の報酬

2017年12月31日現在、注記4に記述した法律を適用し、106百万ユーロ及び70百万ユーロ（2016年12月31日現在、38百万ユーロ及び32百万ユーロ）が、それぞれ「非流動金融資産」及び「流動金融資産」に計上されている。

再生可能エネルギーに対する投資奨励金

2017年12月31日現在、注記4に記述した法律を適用し、3百万ユーロ及び1百万ユーロ（2016年12月31日現在、15百万ユーロ及び0百万ユーロ）が、それぞれ「非流動金融資産」及び「流動金融資産」に計上されている。

19.1.2. 売却可能金融資産

2017年及び2016年12月31日現在、他の会社への投資に対応する売却可能金融資産は、それぞれ6百万ユーロ及び8百万ユーロであった。

2017年12月31日現在の売却可能金融投資の評価差額は、1百万ユーロ（2016年12月31日現在は22百万ユーロ）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. 金融投資の契約債務

2017年12月31日現在、エンデサは重要な金額の金融投資を行う約定を含んだ契約を締結していない。

19.2. 固定及び流動金融負債の分類

2017年及び2016年12月31日現在の、連結財政状態計算書における金融負債の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日		2016年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
債務及び未払金	19.2.1	5,013	6,389	4,729	6,104
トレーディング目的で保有する金融負債		12	-	17	-
純損益を通じて公正価値で評価されるその他の金融負債 ⁽¹⁾		35	-	78	-
合計		5,060	6,389	4,824	6,104

(1) すべて契約日から公正価値ヘッジに組み込まれている金融負債に関連している。

19.2.1. 債務及び未払金

2017年及び2016年12月31日現在の債務及び未払金の種類別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日		2016年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
債券及びその他の市場性有価証券	18	-	889	-	968
銀行借入金	18	892	18	629	68
その他の借入金	18	3,475	71	3,499	108
営業債務及びその他の債務	23	-	5,283	-	4,848
その他の非流動負債	21	612		589	-
非金融デリバティブ	19.3、 21 及び23	34	128	12	112
合計		5,013	6,389	4,729	6,104

19.3. デリバティブ金融商品

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。

2017年及び2016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)

	2017年12月31日			
	資産		負債	
	流動	非流動	流動	非流動
借入債務デリバティブ	8	-	12	-
金利ヘッジ	8	-	-	-
公正価値ヘッジ	8	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	-	-	12	-
現物デリバティブ	31	160	34	127
外貨ヘッジ	-	1	9	25
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	1	9	25
価格ヘッジ	23	96	21	50
キャッシュ・フロー・ヘッジ	23	96	21	50
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	8	63	4	52
その他のデリバティブ	-	-	-	1
合計	39	160	46	128

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日			
	資産		負債	
	流動	非流動	流動	非流動
借入債務デリバティブ	9	2	17	-
金利ヘッジ	9	2	-	-
公正価値ヘッジ	9	2	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	-	-	17	-
現物デリバティブ	31	232	12	112
外貨ヘッジ	-	7	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	7	-	-
価格ヘッジ	-	69	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	69	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	31	156	12	112
その他のデリバティブ	-	1	-	-
合計	40	235	29	112

2017年及び2016年12月31日現在の契約されているデリバティブの内訳、公正価値及び満期は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

デリバティブ	2017年12月31日							
	公正価値	想定元本						
		2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	その後	合計
金融デリバティブ	(4)	-	15	77	-	36	12	140
金利ヘッジ	8	-	15	-	-	-	12	27
公正価値ヘッジ	8	-	15	-	-	-	12	27
スワップ	8	-	15	-	-	-	12	27
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	(12)	-	-	77	-	36	-	113
スワップ	(12)	-	-	77	-	36	-	113
現物デリバティブ	29	3,145	1,246	149	1	-	-	4,541
為替レート	(37)	1,105	510	84	1	-	-	1,700
ヘッジとして指定されている	(34)	793	468	83	1	-	-	1,345
先物	(34)	793	468	83	1	-	-	1,345
ヘッジとして指定されていない	(3)	312	42	1	-	-	-	355
先物	(3)	312	42	1	-	-	-	355
商品価格	66	2,040	736	65	-	-	-	2,841
ヘッジとして指定されている	48	1,137	626	62	-	-	-	1,825
スワップ	48	1,137	626	62	-	-	-	1,825
燃料ヘッジとして指定されていない	17	448	62	3	-	-	-	513
スワップ	14	374	62	3	-	-	-	439
その他	3	74	-	-	-	-	-	74
電力ヘッジとして指定されていない	1	455	48	-	-	-	-	503
スワップ	1	441	48	-	-	-	-	489
その他	-	14	-	-	-	-	-	14
合計	25	3,145	1,261	226	1	36	12	4,681

(単位：百万ユーロ)

デリバティブ	2016年12月31日							
	公正価値	想定元本						
		2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	その後	合計
金融デリバティブ	(6)	48	-	15	83	-	49	195
金利ヘッジ	11	41	-	15	-	-	12	68
公正価値ヘッジ	11	41	-	15	-	-	12	68
スワップ	11	41	-	15	-	-	12	68
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	(17)	7	-	-	83	-	37	127
スワップ	(17)	7	-	-	83	-	37	127
現物デリバティブ	140	2,618	379	73	1	-	-	3,071
為替レート	27	516	104	18	-	-	-	638
ヘッジとして指定されている	8	266	5	-	-	-	-	271
先物	8	266	5	-	-	-	-	271
ヘッジとして指定されていない	19	250	99	18	-	-	-	367
先物	19	250	99	18	-	-	-	367
商品価格	113	2,102	275	55	1	-	-	2,433
ヘッジとして指定されている	69	139	-	-	-	-	-	139
スワップ	69	139	-	-	-	-	-	139
燃料ヘッジとして指定されていない	81	1,161	216	40	1	-	-	1,418
スワップ	63	897	208	40	1	-	-	1,146
その他	18	264	8	-	-	-	-	272
電力ヘッジとして指定されていない	(37)	802	59	15	-	-	-	876
スワップ	(37)	801	43	15	-	-	-	859
その他	-	1	16	-	-	-	-	17
合計	134	2,666	379	88	84	-	49	3,266

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。

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)

	2017年		2016年	
	売上高	費用	売上高	費用
ヘッジ対象項目	3	-	1	-
デリバティブ ⁽¹⁾	-	2	-	1
合計	3	2	1	1

(1) 決済なし

連結損益計算書には、2017年度及び2016年度のキャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分は反映されていない。

2017年度及び2016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利益及び損失

2017年及び2016年12月31日現在の金融資産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)

	2017年						
	トレー ディング 目的で 保有する 金融資産	純損益を 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	合計
連結損益計算書に計上された正味利益/(損失)	5	3	-	(273) (1)	-	109	(156)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-	(51)	(51)
合計	5	3	-	(273)	-	58	(207)

(1) 正味減損損失182百万ユーロが含まれる（注記13、29及び34.2を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	2016年						
	トレー ディング 目的で 保有する 金融資産	純損益を 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	合計
連結損益計算書に計上された正味利益/(損失)	4	1	-	(135) (1)	-	25	(105)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-	104	104
合計	4	1	-	(135)	-	129	(1)

(1) 正味減損損失104百万ユーロが含まれる（注記13、29及び34.2を参照）。

19.4.2. 金融資産の区分別正味利益及び損失

2017年及び2016年12月31日現在の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)

	2017年				
	トレーディング 目的で 保有する 金融負債	純損益を 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	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正味利益/(損失)	2	-	(96) ⁽¹⁾	(8)	(102)
その他の連結包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-
合計	2	-	(96)	(8)	(102)

(1) 借入債務に対する利息133百万ユーロが含まれる（注記30を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	2016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	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正味利益/(損失)	-	-	¹ ⁽¹⁾	(3)	(2)
その他の連結包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-
合計	-	-	1	(3)	(2)

(1) 借入債務に対する利息133百万ユーロが含まれる（注記30を参照）。

19.5. 固定及び流動金融資産と同金融負債の相殺

2017年及び2016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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日					
		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		純額
					金融商品	金融担保	
非流動金融資産	19.1	769	-	769	(27)	-	742
デリバティブ	19.3	31	-	31	(27)	-	4
非流動資産合計		769	-	769	(27)	-	742
営業債権及びその他の債権 ⁽¹⁾	13	2,791	-	2,791	(217)	-	2,574
営業債権		2,732	-	2,732	(141)	-	2,591
非金融デリバティブ	19.3	160	-	160	(76)	-	84
流動金融資産	19.1	764	-	764	-	(7)	757
その他の金融資産		151	-	151	-	(7)	144
流動資産合計		3,555	-	3,555	(217)	(7)	3,331

(1) 行政機関に対する残高を含まない。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年12月31日					
		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		純額
					金融商品	金融担保	
非流動金融資産 ⁽¹⁾	19.1	712	-	712	(18)	-	694
デリバティブ	19.3	31	-	31	(18)	-	13
非流動資産合計		712	-	712	(18)	-	694
営業債権及びその他の債権 ⁽²⁾	13	2,951	-	2,951	(219)	-	2,732
営業債権		2,684	-	2,684	(119)	-	2,565
非金融デリバティブ	19.3	233	-	233	(100)	-	133
流動金融資産	19.1	363	-	363	-	(16)	347
その他の金融資産		57	-	57	-	(16)	41
流動資産合計		3,314	-	3,314	(219)	(16)	3,079

(1) 注記5.4を参照。

(2) 行政機関に対する残高を含まない。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日					
		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	
長期借入金	18.1	4,414	-	4,414	-	-	4,414
その他の借入金		3,475	-	3,475	-	-	3,475
その他の非流動負債	21	646	-	646	(24)	-	622
長期デリバティブ	19.3	34	-	34	(24)	-	10
非流動負債合計		5,060	-	5,060	(24)	-	5,036
営業債務及びその他の債務 ⁽¹⁾	23	5,411	-	5,411	(218)	-	5,193
仕入債務及びその他の債務		4,071	-	4,071	(141)	-	3,930
非金融デリバティブ	19.3	128	-	128	(77)	-	51
短期借入金	18.1	978	-	978	-	(8)	970
流動負債合計		6,389	-	6,389	(218)	(8)	6,163

(1) 行政機関に対する残高を含まない。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年12月31日					
		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	
長期借入金	18.1	4,223	-	4,223	-	-	4,223
その他の借入金		3,499	-	3,499	-	-	3,499
その他の非流動負債	21	601	-	601	(11)	-	590
長期デリバティブ	19.3	12	-	12	(11)	-	1
非流動負債合計		4,824	-	4,824	(11)	-	4,813
営業債務及びその他の債務 ⁽¹⁾	23	4,960	-	4,960	(208)	-	4,752
仕入債務及びその他の債務		3,429	-	3,429	(119)	-	3,310
非金融デリバティブ	19.3	112	-	112	(89)	-	23
短期借入金	18.1	1,144	-	1,144	-	(34)	1,110
流動負債合計		6,104	-	6,104	(208)	(34)	5,862

(1) 行政機関に対する残高を含まない。

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

2017年及び2016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非流動及び流動の金融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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
借入債務デリバティブ	8	-	8	-
金利ヘッジ	8	-	8	-
公正価値ヘッジ	8	-	8	-
現物デリバティブ	31	3	28	-
価格ヘッジ	23	-	23	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	23	-	23	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	8	3	5	-
非流動資産合計	39	3	36	-
借入債務デリバティブ	-	-	-	-
金利ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
現物デリバティブ	160	21	139	-
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	96	1	95	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	96	1	95	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	63	20	43	-
その他のデリバティブ	-	-	-	-
流動資産合計	160	21	139	-

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
借入債務デリバティブ	9	-	9	-
金利ヘッジ	9	-	9	-
公正価値ヘッジ	9	-	9	-
現物デリバティブ	31	2	29	-
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	31	2	29	-
非流動資産合計	40	2	38	-
借入債務デリバティブ	2	-	2	-
金利ヘッジ	2	-	2	-
公正価値ヘッジ	2	-	2	-
現物デリバティブ	232	18	214	-
外貨ヘッジ	7	-	7	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	7	-	7	-
価格ヘッジ	69	-	69	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	69	-	69	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	156	18	138	-
その他のデリバティブ	1	-	1	-
流動資産合計	235	18	217	-

2017年度及び2016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。

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

2017年及び2016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、連結財務書類に対する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非流動資産は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産	3b及び7.1	16	-	-	16

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年12月31日			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産	3b及び7.1	59	-	-	59

19.6.3. 金融負債の区分の公正価値測定

2017年及び2016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非流動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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	-	-	-	-
債券及びその他の市場性有価証券	35	-	35	-
借入債務デリバティブ	12	-	12	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	12	-	12	-
現物デリバティブ	34	1	33	-
外貨ヘッジ	9	-	9	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	9	-	9	-
価格ヘッジ	21	-	21	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	21	-	21	-
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	-
非流動負債合計	81	1	80	-
借入債務デリバティブ	-	-	-	-
現物デリバティブ	127	25	102	-
外貨ヘッジ	25	-	25	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	25	-
価格ヘッジ	50	10	40	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	50	10	40	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	52	15	37	-
その他のヘッジ	1	-	1	-
流動負債合計	128	25	103	-

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	21	-	21	-
債券及びその他の市場性有価証券	57	-	57	-
借入債務デリバティブ	17	-	17	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	17	-	17	-
現物デリバティブ	12	-	12	-
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	12	-	12	-
非流動負債合計	107	-	107	-
借入債務デリバティブ	-	-	-	-
現物デリバティブ	112	36	76	-
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	112	36	76	-
その他のヘッジ	-	-	-	-
流動負債合計	112	36	76	-

2017年度及び2016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。

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

2017年及び2016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、連結財務書類に対する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は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	920	-	920	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	920	-	920	-
その他の金融負債	3,915	-	3,915	-
固定利率	3,902	-	3,902	-
変動利率	13	-	13	-
非流動負債合計	4,835	-	4,835	-
銀行借入金	23	-	23	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	23	-	23	-
債券及びその他の市場性有価証券	889	-	889	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	889	-	889	-
その他の金融負債	165	-	165	-
固定利率	127	-	127	-
変動利率	38	-	38	-
流動負債合計	1,077	-	1,077	-

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	665	-	665	-
固定利率	1	-	1	-
変動利率	664	-	664	-
その他の金融負債	4,050	-	4,050	-
固定利率	4,035	-	4,035	-
変動利率	15	-	15	-
非流動負債合計	4,715	-	4,715	-
銀行借入金	61	-	61	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	61	-	61	-
債券及びその他の市場性有価証券	966	-	966	-
固定利率	-	-	-	-
変動利率	966	-	966	-
その他の金融負債	202	-	202	-
固定利率	160	-	160	-
変動利率	42	-	42	-
流動負債合計	1,229	-	1,229	-

注記20. リスク管理及び統制方針

ENDESA, S.A及びその子会社の活動は、それぞれの事業及び利益に外部要因が影響を及ぼす可能性があるため、それぞれのエクスポージャーを管理する必要がある環境において実行されている。

リスクの管理及び統制に関する方針には、取締役会が、各種の事業ラインの管理者による当社の利益の最大化を目的として容認可能なリスク水準を正確に特定すること、当社の資産及び株主持分の維持又は増強並びにこれらが発生する確率の一定水準以上の維持、そして将来の事象が当社の利益目標の土台を弱体化させるのを防止することを可能にするための戦略上、組織上及び業務上の活動に関する指針及び指令の付与が含まれている。

エンデサのリスクの統制及び管理に関する方針の一般原則は以下のとおりである。

- － ENDESA, S.A取締役会は、リスクの管理及び統制に関する方針の決定（税務上の問題を含む。）、内部の情報及び統制システムの監督、並びに容認可能なリスク水準の設定について、常に責任を負う。
- － リスク委員会は、監査及びコンプライアンス委員会（CAC）の直接の監督の下でリスクの管理及び統制の機能を果たす。
- － ENDESA, S.Aは、当社に影響を及ぼす可能性のあるすべての関連リスクの特定、定量化及び情報獲得の継続的プロセスを発展させることを可能にする規則及びツールを確立しなければならない。
- － リスクの管理及び統制の業務上の統合は、リスク統制とリスク管理の両方の機能を通じて遂行され、それらの機能は相互に独立とする。
- － 事業、企業分野及び各社は、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統制を設定するものとし、いかなる際にも以下の制限及び規定を遵守する。
 - 取締役会が定めた目標とのリスク水準の合致
 - 連結ベースでのリスク管理統制の最適化。それぞれの個々のリスクの個別の管理ではなく、この点を優先させるものとする。
 - リスクの適合性を保証するための、ヘッジ、移転及び軽減の手段の継続的評価、並びに最良市場慣行の採用
 - 取引が事業に適用される規則に従って行われることを保証するための、施行されている法令、基準及び規制（税に関連するものを含む）の監視。
 - 特に、コーポレート・ガバナンス、倫理規定、腐敗行為に対するゼロ・トレランス計画、及び、刑事リスク防止の一般原則に重点を置いた、内部規則の支持及び遵守。
 - エンデサのために及びエンデサで働く者の安全衛生を保護する義務。
 - 持続可能な開発、環境に関連する効率性及び環境の尊重への専念。エンデサの活動に係る環境影響を特定、評価し、管理する。
 - 忠実さ及び透明性の原則に基づき企業関係の一部としてのリターンを株主に提供するために、利用可能な資源の使用を最適化する責任
 - エンデサの財務方針は、通常業務に伴う財務リスクの積極的な管理を目指しており、原則として投機的ポジションは禁止される。

リスクの統制及び管理に関する方針に関する一般的ガイドラインが策定され、その他の個々の事業分野に固有の全社リスク方針、及び最適なリスク管理のために定められる限度額によって補完される。

リスクの監視および統制に関する方針の実施について責任を負う機関は、ENDESA, S.Aのリスク委員会であり、同委員会は、様々な事業分野及び全社的分野の内部手順に依拠し、ENDESA, S.A取締役会の監査及びコンプライアンス委員会の監督に服す。

エンデサのリスクの管理及び統制のモデルは、リスク特性の継続的調査、電力部門の最新の最良慣行又はリスク管理におけるベンチマーク慣行、尺度の標準化に関する基準、及び、リスク管理とリスク統制との分離を、部分的な基礎としている。このモデルは、引き受けるリスクが事業の運営に必要な資源に比例しており、リスク・リターン比率を最適化している点を確保することも基礎とする。

リスク管理サイクルは、事業ライン及び全社で発生する様々なリスクの特定、測定、統制及び管理に関する活動の集合である。リスク管理の目的は、当社のそれぞれのレベルにおけるリスク水準をリスクの許容度及び傾向に合わせて調整することを目指すアクションを実施することである。

リスクの管理及び統制のメカニズムは次の注記に記載する通りである。

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。

目標は、金利スワップ取引を用いることによって、金利変動にさらされる借入れの額を削減することである。いずれの場合でも、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、これらの取引のストラクチャーは原金融商品のストラクチャーに適応化され、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。

2017年及び2016年12月31日現在の、締結されたデリバティブ考慮後の財務リスクの構造は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	正味ポジション			
	2017年12月31日		2016年12月31日	
	デリバティブ考慮前	デリバティブ考慮後	デリバティブ考慮前	デリバティブ考慮後
固定金利	3,599	3,611	3,660	3,660
変動金利	1,382	1,374	1,272	1,278
合計	4,981	4,985	4,932	4,938

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサが取り決めた借入れの参照金利は、主にEuriborである。

2017年及び2016年12月31日現在の金利デリバティブの指定別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日					
	正味想定 元本額	正味公正 価値額	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
公正価値ヘッジ・ デリバティブ						
金利スワップ	27	8	27	8	-	-
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	113	(12)	-	-	113	(12)
金利オプション	-	-	-	-	-	-
金利スワップ合計	140	(4)	27	8	113	(12)
金利オプション合計	-	-	-	-	-	-
金利デリバティブ合計	140	(4)	27	8	113	(12)

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日					
	正味想定 元本額	正味公正 価値額	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
公正価値ヘッジ・ デリバティブ						
金利スワップ	68	11	68	11	-	-
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	127	(17)	-	-	127	(17)
金利オプション	-	-	-	-	-	-
金利スワップ合計	195	(6)	68	11	127	(17)
金利オプション合計	-	-	-	-	-	-
金利デリバティブ合計	195	(6)	68	11	127	(17)

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						
	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	その後
公正価値ヘッジ・デリバティブ	8	1	1	1	1	-	4
金利トレーディング・デリバティブ	(12)	(5)	(4)	(2)	(1)	-	-

(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						
	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	その後
公正価値ヘッジ・デリバティブ	11	3	3	3	3	2	22
金利トレーディング・デリバティブ	(17)	(5)	(5)	(4)	(2)	(1)	-

有効なキャッシュ・フロー・ヘッジについては、2017年12月31日現在の債務の67%（2016年12月31日現在は69%）が金利リスクから保護されていた。公正価値ヘッジの場合、2017年12月31日現在の保護されている債務の比率は67%であった（2016年12月31日現在は68%）。

感応度分析

2017年及び2016年12月31日現在、他の変数が一定だという仮定の下で、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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	変化幅 (ペーシ ス・ポイ ント)	2017年12月31日		2016年12月31日	
		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
変動総借入（デリバティブ後）の金融費用					
金利上昇	+25	6	-	4	-
金利低下	-25	(6)	-	(4)	-
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	(1)	-	(1)	-
金利低下	-25	1	-	1	-
キャッシュ・フロー					
金利上昇	+25	-	1	-	1
金利低下	-25	-	(1)	-	(1)
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	-	-	-	-
金利低下	-25	-	-	-	-

[前へ](#)

[次へ](#)

20.2. 為替リスク

為替リスクは主に、通常の場合は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（特に天然ガス及び石炭）（以下、本第6において「コモディティ」という。）の国際市場における購入に関係している。同様に、エンデサは、外貨建て債務の管理、調達、保険料の支払い、発電所保守契約及び配当においてもこのリスクを負っている。

エンデサは、その通貨リスクを軽減するために通貨スワップ及び為替レート保険の契約を締結した。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。

2017年及び2016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	2017年12月31日					
	正味想定 元本額	正味公正 価値額	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ						
先物	1,345	(34)	167	1	1,178	(35)
トレーディング・デリバティブ						
先物	355	(3)	108	4	247	(7)
先物合計	1,700	(37)	275	5	1,425	(42)
為替レート・デリバティブ合計	1,700	(37)	275	5	1,425	(42)

(単位：百万ユーロ)

為替レート・デリバティブ	2016年12月31日					
	正味想定 元本額	正味公正 価値額	想定元本、 金融資産	資産、 公正価値	想定元本、 金融負債	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ						
先物	271	8	224	8	47	-
トレーディング・デリバティブ						
先物	368	19	336	20	32	(1)
先物合計	639	27	560	28	79	(1)
為替レート・デリバティブ合計	639	27	560	28	79	(1)

2017年及び2016年12月31日現在の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						
	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	その後
デリバティブ-キャッシュ・ フロー・ヘッジ	(34)	(25)	(8)	(1)	-	-	-
為替レート・デリバティブ- トレーディング	(3)	(3)	-	-	-	-	-

(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						
	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	その後
デリバティブ-キャッシュ・ フロー・ヘッジ	8	8	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ- トレーディング	19	12	6	1	-	-	-

2017年及び2016年12月31日現在、長期債務で外貨建てのものはないが、現金及び現金同等物では1百万ユーロ（2016年12月31日現在は2百万ユーロ）が外貨建てである（注記14を参照）。

感応度分析

2017年及び2016年12月31日現在、他の変数が一定だという仮定の下で、ユーロの対米ドル（USD）の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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	変化率(%)	2017年12月31日		2016年12月31日	
		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
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%	-	111	-	24
ユーロの上昇	10%	-	(91)	-	(20)
公正価値					
ユーロの下落	10%	-	-	-	-
ユーロの上昇	10%	-	-	-	-
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%	15	-	30	-
ユーロの上昇	10%	(12)	-	(24)	-

20.3. 商品価格リスク

当社は、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、引き受けるリスクと対比した期待リターンの均衡の尺度としてのリスク選好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）の最終価格若しくは販売（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を通じて管理される。

2017年及び2016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内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日					
	正味想定 元本額	想定元本、 金融資産	想定元本、 金融負債	正味公正 価値額	資産、 公正価値	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ	1,825	1,077	748	48	119	(71)
液体燃料及びガススワップ	1,111	668	443	23	63	(40)
石炭デリバティブ	241	199	42	42	43	(1)
電力スワップ	473	210	263	(17)	13	(30)
ヘッジ手段として指定されていない デリバティブ	1,016	537	479	18	67	(49)
液体燃料及びガススワップ	435	222	213	13	32	(19)
液体燃料及びガスオプション	-	-	-	-	-	-
その他の液体燃料及び ガスデリバティブ	22	12	10	1	2	(1)
電力スワップ	489	250	239	1	30	(29)
電力オプション	13	-	13	-	-	-
その他の電力デリバティブ	1	1	-	-	-	-
石炭スワップ	4	4	-	1	1	-
その他の石炭デリバティブ	33	29	4	1	1	-
その他の現物デリバティブ	19	19	-	1	1	-
合計	2,841	1,614	1,227	66	186	(120)

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日					
	正味想定 元本額	想定元本、 金融資産	想定元本、 金融負債	正味公正 価値額	資産、 公正価値	負債、 公正価値
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ	139	133	6	69	69	-
液体燃料及びガススワップ	17	17	-	2	2	-
石炭デリバティブ	105	103	2	66	66	-
電力スワップ	17	13	4	1	1	-
ヘッジ手段として指定されていない デリバティブ	2,294	1,190	1,104	44	167	(123)
液体燃料及びガススワップ	1,139	707	432	64	107	(43)
その他の液体燃料及び ガスデリバティブ	20	10	10	-	3	(3)
電力スワップ	859	337	522	(37)	34	(71)
電力オプション	17	-	17	-	-	-
その他の電力デリバティブ	-	-	-	-	-	-
石炭スワップ	7	-	7	(1)	-	(1)
その他の石炭デリバティブ	196	103	93	13	15	(2)
その他の現物デリバティブ	56	33	23	5	8	(3)
合計	2,433	1,323	1,110	113	236	(123)

2017年及び2016年12月31日現在のこれらのデリバティブに関する翌期以降の公正価値の内訳は、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						
	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	その後
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	(17)	(17)	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	42	42	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	23	21	3	(1)	-	-	-
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	1	(1)	2	-	-	-	-
石炭デリバティブ	2	2	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	14	12	2	-	-	-	-
その他の現物デリバティブ	1	1	-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

公正価値	公正価値の階層化						
	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	その後
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	1	1	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	66	66	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	2	2	-	-	-	-	-
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	(37)	(38)	1	-	-	-	-
石炭デリバティブ	12	13	(1)	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	64	53	10	1	-	-	-
その他の現物デリバティブ	5	5	-	-	-	-	-

感応度分析

他の変数が一定だという仮定の下で、原商品の価格が変動した場合に2017年及び2016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	商品価格の変動	2017年12月31日		2016年12月31日	
		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%	-	20	-	2
	-10%	-	(18)	-	(2)
石炭デリバティブ	10%	-	28	-	17
	-10%	-	(28)	-	(17)
液体燃料及びガスデリバティブ	10%	-	9	-	2
	-10%	-	(9)	-	(2)

(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	商品価格の変動	2017年12月31日		2016年12月31日	
		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%	4	-	(30)	-
	-10%	(4)	-	31	-
石炭デリバティブ	10%	-	-	1	-
	-10%	-	-	(1)	-
液体燃料及びガスデリバティブ	10%	4	-	27	-
	-10%	(4)	-	(27)	-
その他の現物デリバティブ	10%	2	-	1	-
	-10%	(2)	-	(1)	-

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。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。

2017年及び2016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)

	注記	2017年12月31日			2016年12月31日		
		1年以内 満期到来分	1年超満期	合計	1年以内 満期到来分	1年超満期	合計
現金及び現金同等物	14	399	-	399	418	-	418
未利用の無条件融資枠 ⁽¹⁾	18.2	114	2,982	3,096	14	3,188	3,202
流動性		513	2,982	3,495	432	3,188	3,620

(1) 2017年及び2016年12月31日現在、ENEL Finance International, N.V. との間の信用枠に対応する1,000百万ユーロは、確定しており、取消不能かつ利用可能である。

2017年12月31日現在エンデサが有する運転資本は、その現金管理方針の結果として2,005百万ユーロの負の値となっている。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、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（注記18.2.1を参照）。

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、中でも特に以下の項目が含まれる追加的予防手段を講じた上で、その信用リスクを注意深く監視している。

- － リスク分析、契約相手方の信用力の評価及び監視
- － 契約条項による保証要求の確立、又は必要に応じて保険の付保
- － 契約相手方に対するエクスポージャーの水準の徹底的な精査
- － 契約相手方の分散化

営業債権に係る信用リスクは、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を参照）。

2017年12月31日現在、第三者に対する債権総額は741百万ユーロで、16.6日分の請求額に相当する（2016年：824百万ユーロで19.8日分の請求額に相当）。

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、それぞれの余剰現金を、営業している市場の中で第一級の事業者である契約相手方に預託する。2017年12月31日現在、ENELグループ外の取引相手1社との間で保有する現金ポジションの最大エクスポージャーは、142百万ユーロであった（2016年12月31日現在は186百万ユーロ）。
- － 金利及び為替レートのデリバティブは、最も支払能力の高い事業者との間で取り決めており、2017年12月31日現在、金利及び為替レートのデリバティブのエクスポージャーの100%が信用格付け「A－」以上の事業者との間の取引に係るものとなっている（2016年末現在は62%）。
- － 商品に関して取引される金融商品に伴う信用リスクは限定されている。2017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、12百万ユーロ（2016年12月31日現在は83百万ユーロ）に満たない。
- － 2017年12月31日現在、金利、為替レート及び商品デリバティブに起因する契約相手別の累積最大信用リスクの総額は8百万ユーロであるため、金融商品に関連する信用リスク総額の41%超を累積している契約相手はない（2016年12月31日現在はそれぞれ43百万ユーロ及び36%）。

2017年12月31日現在、商取引に関連して受領してあった保証、保証状及び担保は以下のとおりである。

- － 各社から受領した合計7百万ユーロ（2016年12月31日現在は5百万ユーロ）
- － 大規模会社から受領した合計176百万ユーロ（2016年12月31日現在は210百万ユーロ）
- － 商品市場の契約相手方の合計263百万ユーロ（2016年12月31日現在は263百万ユーロ）

2017年及び2016年12月31日、エンデサは重要な保証、保証状又は担保を差し入れていない。

金融資産の支払期日及び減損

2017年及び2016年12月31日現在、販売及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以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
減損発生		364	385
期日前かつ減損非発生		1,991	1,860
期日経過後かつ減損非発生 ⁽¹⁾		377	439
3ヵ月未満		278	310
3ヵ月以上6ヵ月未満		39	63
6ヵ月以上1年未満		21	24
1年以上		39	42
合計	13	2,732	2,684

(1) スペインの行政機関に対する債権112百万ユーロが含まれる（2016年12月31日現在は119百万ユーロ）。

取引先リスクの分析

2017年及び2016年12月31日現在の営業債権以外の期日前かつ減損非発生金融商品の信用リスクの内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
現金及び現金同等物	14	399	418
A+		1	-
A		2	223
A-		43	38
BBB+		27	45
BBB		244	52
BBB-		53	2
BB+		5	9
BB		-	6
BB-		-	4
B+		3	17
信用格付けのない契約相手方		21	22
売却可能金融資産	19.1.2	6	8
BBB		3	3
信用格付けのない契約相手方		3	5
ヘッジ手段のデリバティブ	19.3	8	11
A+		8	-
A		-	11
非金融デリバティブ	13及び19.3	191	264
AAA		22	-
AA-		-	1
A+		-	1
A		4	11
A-		1	4
BBB+		19	85
BBB		1	116
BBB-		1	2
BB+		1	4
BB		136	8
BB-		-	1
B+		6	12
B		-	1
B-		-	-
信用格付けのない契約相手方		-	18
金融資産 (1)		1,488	1,025
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	4及び19.1.1	222	258
本土外地域の発電 (TNP) の超過コストに関する補償金	4及び19.1.1	304	-
保証及び預託金	19.1.1及び21	424	424
従業員貸付金	19.1.1	33	31
関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業に対する貸付金	19.1.1及び35.2	71	72
配電業務の報酬	4及び19.1.1	176	70
再生可能エネルギーに対する投資奨励金	4及び19.1.1	4	15
その他の金融資産	19.1.1	254	155
合計		2,092	1,726

(1) 主に行政機関及び信用格付けのない契約相手方に対する債権が含まれている。

20.6. 顧客集中リスク

エンデサは、その活動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規模産業顧客、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
- － 販売された製品の種類：電力、天然ガス並びに様々な高付加価値の製品及びサービス

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、個人及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。

エンデサは、その主な株主との関係において信用リスクにさらされている。2017年度におけるこのリスクに重要性はなく、主にエンデサがENELグループ会社を通じて取り決めた商品ヘッジ契約の潜在的変更に関連している。

2017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12%未満となっていたが、同日現在単独で2.3%を超えている顧客はなかった（2016年12月31日現在はそれぞれ11%及び2.4%）。

主な産業サービスのサプライヤー及び提供者との間のエンデサの現在の関係は、その事業の発展及び成長にとって不可欠であり、これらの当事者との間で有利な条件に基づく交渉を行うエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある。しかし、エンデサの技術的及び経済的格付けプロセスは、調達するサービスの品質及びサプライヤーの財政状態を確認することを可能にし、エンデサのすべての購入分野で分散化されたサプライヤーポートフォリオを提供し、これによって、サービスが中断した場合にサプライヤーを代替し、エンデサのサプライヤー集中リスクを軽減することが可能となっている。2017年度に、上位10のサプライヤーは全体の34.4%（2016年12月31日現在は27%）を超えていない。

注記21. その他の非流動負債

2017年及び2016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その他の非流動負債の内訳は、以下のとおりである

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
保証金	19.1.1	462	453
非金融デリバティブ	19.3	34	12
その他の未払金		150	136
合計	19.2	646	601

注記22. 繰延税金資産及び繰延税金負債

22.1. 繰延税金資産

2017年及び2016年12月31日現在の繰延税金資産は、発生原因別内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

繰延税金資産の発生原因：	2017年12月31日	2016年12月31日
資産の減価償却費及び償却費	147	169
年金及び人員削減計画引当金	598	677
その他の引当金	265	266
税務上の繰越欠損金	36	1
未使用の税額控除	60	96
その他	36	15
合計	1,142	1,224

2017年度及び2016年度の連結財政状態計算書における繰延税金資産の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	繰延税金資産						
	2016年 12月31日 残高	連結範囲へ の会社組入 /(除外) (1)	(借方)/ 貸方 損益で認識 (注記32)	(借方)/ 貸方 資本で認識 (注記32)	振替及び その他	売却目的で 保有する 非流動資産 への振替	2017年 12月31日 現在残高
資産の減価償却費及び償却費	169	(8)	(11)	-	(3)	-	147
年金及び人員削減計画引当金	677	-	(52)	(27)	-	-	598
その他の引当金	266	-	(1)	-	-	-	265
税務上の繰越欠損金	1	(1)	36	-	-	-	36
未使用の税額控除	96	-	(36)	-	-	-	60
その他	15	-	(6)	13	14	-	36
合計	1,224	(9)	(70)	(14)	11	-	1,142

- (1) Nueva Marina Real Estate, S.L.の連結除外（注記2.3.1）及び共同支配事業の売却（注記2.3.1及び2.5.1）に関連している。

(単位：百万ユーロ)

	繰延税金資産						2016年 12月31日 現在残高
	2015年 12月31日 残高	連結範囲へ の会社組入 /(除外) (1)	(借方)/ 貸方 損益で認識 (注記32)	(借方)/ 貸方 資本で認識 (注記32)	振替及び その他	売却目的で 保有する 非流動資産 への振替(2)	
資産の減価償却費及び償却費	179	15	(42)	-	17	-	169
年金及び人員削減計画引当金	705	1	(67)	47	(9)	-	677
その他の引当金	178	-	50	-	38	-	266
税務上の繰越欠損金	1	-	-	-	-	-	1
未使用の税額控除	161	17	(82)	-	-	-	96
その他	62	5	(7)	(6)	(38)	(1)	15
合計	1,286	38	(148)	41	8	(1)	1,224

(1) ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の買収（37百万ユーロ）及びEléctrica del Ebro, S.A.の買収（1百万ユーロ）の一環として取得した繰延税金資産を含む（注記5.4及び5.5を参照）。

(2) Energías de la Mancha Eneman, S.A.及びEnergía de la Loma, S.A.の「繰延税金資産－売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」への振替に関連している（注記2.3.1を参照）。

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。

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサは税務上の損失に関連する未認識の繰延税金資産をそれぞれ13百万ユーロ及び2百万ユーロ有していた。

2017年12月31日現在、将来の利益と相殺されることとなる繰越損失に対応する繰延税金資産は36百万ユーロ（2016年12月31日現在は1百万ユーロ）であった。

2017年及び2016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別の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

年度	2017年12月31日	2016年12月31日
2027	5	9
2028	9	24
2029	1	3
2030	1	10
2031	1	13
2032	3	6
2033	7	-
2034	9	-
2035	5	-
無期限	19	31
合計	60	96

22.2. 繰延税金負債

2017年及び2016年12月31日現在の繰延税金負債の発生原因別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日	2016年12月31日
繰延税金負債の発生原因：		
税務上の資産の加速減価償却及び償却	649	652
その他	448	449
合計	1,097	1,101

2017年度及び2016年度の連結財政状態計算書における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)

	繰延税金負債						
	2016年 12月31日 残高	連結範囲 への会社 組入/ (除外) (1)	(借方)/ 貸方 損益で 認識 (注記32)	(借方)/ 貸方 資本で 認識 (注記32)	振替及び その他	売却目的で 保有する 非流動資産に 関連する 負債への振替	2017年 12月31日 現在残高
税務上の資産の加速減価償却及び償却	652	(1)	(10)	-	8	-	649
その他	449	1	(6)	7	(3)	-	448
合計	1,101	-	(16)	7	5	-	1,097

- (1) Nueva Marina Real Estate, S.L.の連結除外及び再生可能エネルギーの競売で落札した容量に関連した買収に関連している（注記2.3.1及び5.3を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	繰延税金負債						
	2015年 12月31日 残高	連結範囲 への会社 組入/ (除外) ⁽¹⁾	(借方)/ 貸方 損益で 認識 (注記32) (2)	(借方)/ 貸方 資本で 認識 (注記32)	振替及び その他	売却目的で 保有する 非流動資産に 関連する負債 への振替 ⁽³⁾	2016年 12月31日残 高
税務上の資産の加速減価償却及び償却	681	18	(10)	-	(37)	-	652
その他	258	218	(81)	20	40	(6)	449
合計	939	236	(91)	20	3	(6)	1,101

- (1) ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)の買収（231百万ユーロ）及びEléctrica del Ebro, S.A.の買収（5百万ユーロ）の一環として取得した純資産の再評価に伴う繰延税金負債を含む（注記5.4及び5.5を参照）。
- (2) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の買収を受けて、2010年に同社の支配権を失った以降に発生したENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の未分配利益で認識要件を満たしたエンデサ計上の繰延税金負債の戻入81百万ユーロが計上された（注記5.4、11.1及び32を参照）。
- (3) Energías de la Mancha Eneman, S.A.及びEnergía de la Loma, S.A.の「繰延税金資産－売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に関連する負債」への振替に関連している（注記2.3.1を参照）。

22.3. その他の情報

繰延税金資産と繰延税金負債の相殺

2017年及び2016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851百万ユーロ及び769百万ユーロであった。

2017年及び2016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)

	2017年12月31日	2016年12月31日
相殺消去の要件を満たさない繰延税金資産	291	455
相殺消去の要件を満たさない繰延税金負債	246	332

繰延税金資産及び繰延税金負債の実現

2017年及び2016年12月31日現在の連結財政状態計算書で認識された繰延税金資産及び負債の見積りは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日	2016年12月31日
繰延税金資産	1,142	1,224
1年以内に実現可能	113	124
1年超の期間に実現可能	1,029	1,100
繰延税金負債	1,097	1,101
1年以内に実現可能	28	27
1年超の期間に実現可能	1,069	1,074

注記23. 営業債務及びその他の債務

2017年及び2016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この科目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
金融負債	19.2	5,411	4,960
仕入債務及びその他の債務		4,071	3,429
非金融デリバティブ	19.3	128	112
未払配当金	15.1.9	743	744
その他の未払金		469	379
本土外地域の発電（TNP）の超過発電コスト	4及び 19.1.1	-	296
税金負債		721	850
未収法人所得税		170	332
未払付加価値税(VAT)		39	37
その他の税金		512	481
合計		6,132	5,810

2017年12月31日現在、「未払配当金」には主にENDESA, S.A.取締役会が2017年11月21日に承認した総額741百万ユーロの2017年度中間配当金（1株当たり税込0.70ユーロ）が含まれ、これは2018年1月2日に支払われた（注記15.1.9を参照）。

2016年12月31日現在、「未払配当金」にはENDESA, S.A.取締役会が2016年11月22日に承認した総額741百万ユーロの2016年度中間配当金（1株当たり税込0.70ユーロ）が含まれ、これは2017年1月2日に支払われた（注記15.1.9を参照）。

2017年12月31日現在、営業債務及びその他の債務として認識された商業債務のうち、サプライヤーへの支払の管理（リバース・ファクタリング）のために金融機関に送られた金額は合計403百万ユーロであった（2016年12月31日現在は263百万ユーロ）。リバース・ファクタリング契約から2017年度に発生した金融収益は、1百万ユーロ未満であった（2016年度は1百万ユーロ）。

23.1. サプライヤーへの平均支払期間に関する情報、第3追加規定。7月5日付法律第15/2010号に基づく「開示義務」

下表は、7月5日付法律第15/2010号に基づくサプライヤーへの商業取引の支払いの法定期限の当社による遵守の程度の詳細である。

(日数)

	2017年	2016年
サプライヤーへの平均支払期間	16	18
支払われた取引のレシオ	15	19
未払の取引のレシオ	47	33

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
総支払額	18,485	14,780
総未払額	757	295

注記24. 短期引当金

2017年及び2016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この科目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
リストラクチャリング引当金		186	214
人員削減計画	17.2.1	73	124
契約の停止	17.2.2	113	90
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠	12.1	215	190
その他の短期引当金		24	163
合計		425	567

注記25. 収益

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上された収益の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
売上高	19,556	18,313
その他の営業収益	501	666
合計	20,057	18,979

25.1. 売上高

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上された売上高の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
電力売上による収益：	14,451	13,541
自由化された市場に対する売上	8,457	8,213
スペイン国外の自由化された市場の顧客への供給	1,076	961
規制価格による売上	2,460	2,412
卸売市場での売上	1,137	875
本土以外の地域の発電（TNP）補償金	1,215	1,015
その他の電力売上	106	65
ガス売上	2,233	2,079
配電にかかる規制された収入	2,231	2,054
その他の売上及びサービス売上	641	639
合計	19,556	18,313

2017年度の配電業務からの規制された収入は2,231百万ユーロに増加したが、これはエネルギー・観光・デジタルアジェンダ省が処理中の省令案を考慮に入れて見積もられたものである（注記4を参照）。

2017年度及び2016年度の、当グループが事業を行っている主な地理的地域の外部顧客への売上高は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
スペイン	17,659	16,645
ポルトガル	1,068	856
フランス	435	354
ドイツ	226	178
英国	14	7
オランダ	63	63
その他	91	210
合計	19,556	18,313

25.2. その他の営業収益

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上されたその他の営業収益の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
燃料在庫デリバティブの変動	158	324
収益に振り替えられた補助金 ⁽¹⁾	183	176
施設におけるサービスの提供	10	8
その他	150	158
合計	501	666

- (1) 2017年度は、損益に振り替えられた助成金及び譲渡された施設175百万ユーロ（2016年度は173百万ユーロ）を含む（注記16を参照）。

注記26. 仕入及びサービス

26.1. エネルギーの購入

2017年度及び2016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)

	2017年	2016年
購入	4,933	4,056
電力	3,261	2,617
燃料在庫	1,672	1,437
石炭	-	51
ガス	1,672	1,386
その他の燃料	-	2
合計	4,933	4,056

26.2. 消費燃料原価

2017年度及び2016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)

	2017年	2016年
消費	2,294	1,652
燃料在庫	2,294	1,652
石炭	909	670
核燃料	137	140
燃料油	836	652
ガス	412	190
合計	2,294	1,652

26.3. その他の変動仕入及びサービス

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上された本項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年
燃料在庫デリバティブの変動	182	270
環境関連の費用及び税金	642	498
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠	214	188
街路照明/業務免許	162	188
放射性廃棄物処理	182	179
その他の変動費用	308	483
合計	1,690	1,806

2017年度に、当社は2014年度、2015年度及び2016年度に社会的補助に関連して支払った金額を計上し、連結損益計算書の「その他の変動仕入及びサービス」で222百万ユーロ、そして法定金利の財務影響から発生した15百万ユーロを「金融収益」で認識した。これらの金額は当連結財務書類作成日までに全額が回収された（注記30を参照）。

注記27. 人件費

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上されたこの項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
給料及び賃金		676	674
年金制度拠出金	17.1	64	56
リストラクチャリング引当金		(8)	209
人員削減計画引当金	17.2.1	(4)	2
契約停止引当金	17.2.2	(4)	207
その他の人件費/従業員給付費用		185	189
合計		917	1,128

注記28. その他の固定営業費用

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上されたこの項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
修繕保守費用		348	357
保険料		59	58
独立した専門サービス及び外部サービス		72	58
リース料及び課徴金	9.2	44	43
所得税以外の税金		130	106
旅費・交通費		22	20
その他の固定営業費用		576	567
合計		1,251	1,209

注記29. 減価償却費、償却費及び減損損失

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上された本項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
有形固定資産の減価償却費の引当金	6	1,200	1,208
有形固定資産及び投資不動産の減損損失	6及び7	(13)	22
無形資産の償却費の引当金	8	150	138
無形資産の減損損失の引当金	8	(8)	(5)
不良債権その他の引当金	13、 19.4.1 及び34.2	182	104
合計		1,511	1,467

注記30. 純金融利益/(損失)

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上されたこの項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
金融収益		40	36
現金及び現金同等物		-	1
その他の金融資産		1	13
その他の金融収益	26.3	39	22
金融費用		(172)	(219)
債務	19.4.2	(133)	(133)
引当金	17.2.1、17.2.2及び 17.3	(25)	(70)
金融費用の資産計上額	3a.1及び3i.1	8	9
退職給付債務に係る費用	17.1	(18)	(21)
その他の金融費用		(4)	(4)
デリバティブ金融商品の利益/(損失)		11	8
変動額が損益に計上される公正価値評価のデリバ ティブによる収益		5	4
公正価値ヘッジ・デリバティブによる収益		3	3
公正価値で測定される金融商品による収益		3	1
デリバティブ金融商品に係る金融費用		(6)	(3)
キャッシュ・フロー・ヘッジの費用		(6)	(2)
変動額が損益に計上される公正価値評価のデリバ ティブの費用		2	-
公正価値ヘッジ・デリバティブの費用		(2)	(1)
公正価値で測定される金融商品の費用		-	-
為替差益/(差損)		4	(4)
利益		22	28
損失		(18)	(32)
純金融利益/(損失)		(123)	(182)

注記31. 資産処分利益/(損失)

2017年度及び2016年度における主な取引は、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
グループ会社への投資の売却による収入		13	-
Aquilae Solar, S.L.、Cefeidas Desarrollo Solar, S.L.、Cephei Desarrollo Solar, S.L.、Desarrollo Photosolar, S.L.、Fotovoltaica Insular, S.L.及びSol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	2.5.1	4	-
Nueva Marina Real Estate, S.L.	2.3.1	9	-
有形固定資産の売却による収入		7	9
ファクタリング取引手数料	13.1	(27)	(25)
その他利益/(損失)	2.5	14	-
合計		7	(16)

注記32. 法人所得税

2017年度及び2016年度の連結損益計算書に計上されたこの項目の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
当年度の法人所得税		370	237
当年度の繰延法人所得税	22	54	57
過年度調整		1	13
法人所得税引当額		2	(9)
合計		427	298

2016年度にENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の買収を受けて（注記5.4、11.1及び22を参照）、2010年に同社の支配権を失った以降に発生したENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の未分配利益で認識要件を満たしたエンデサ計上の繰延税金負債の戻入81百万ユーロが計上された。

会計上の利益と法人所得税の間の調整計算

2017年度及び2016年度の継続事業の会計上の利益（損失）から法人所得税への調整計算は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年					
	損益	率 (%)	株主持分に 直接認識 される収益 及び費用	率 (%)	合計	率 (%)
税引後の会計上の利益	1,473		86		1,559	
法人所得税	427		21		448	
税引前の会計上の利益	1,900		107		2,007	
理論上の税	475	25.0	27	25.0	502	25.0
永久差異	(14)		(6)		(20)	
持分法適用による純利益/損失の影響	(8)	(0.4)	(1)	(0.9)	(9)	(0.4)
未認識の税務上の損失	-	-	-	-	-	-
カナリア諸島準備金(CIR)による税額控除	(5)	(0.3)	-	-	(5)	(0.2)
控除が認められない引当金	(3)	(0.2)	-	-	(3)	(0.1)
連結調整及びその他	2	0.1	(5)	(4.7)	(3)	(0.1)
損益に計上された税額控除	(34)	(1.8)	-	-	(34)	(1.7)
過年度調整及びその他の繰延税金	(3)	(0.2)	-	-	(3)	(0.1)
税額影響	424	22.3	21	19.6	445	22.2

(単位：百万ユーロ)

	2016年					
	損益	率 (%)	株主持分に 直接認識 される収益 及び費用	率 (%)	合計	率 (%)
税引後の会計上の利益	1,412		(91)		1,321	
法人所得税	298		(21)		277	
税引前の会計上の利益	1,710		(112)		1,598	
理論上の税	427	25.0	(28)	(25.0)	399	25.0
永久差異	(80)		7		(73)	
持分法適用による純利益/損失の影響	(76)	(4.5)	(1)	(0.9)	(77)	(4.8)
未認識の税務上の損失	1	0.1	-	-	1	0.1
カナリア諸島準備金(CIR)による税額控除	7	0.4	-	-	7	0.4
控除が認められない引当金	(4)	(0.2)	-	-	(4)	(0.3)
連結調整及びその他	(8)	(0.5)	8	7.1	-	-
損益に計上された税額控除	(34)	(2.0)	-	-	(34)	(2.1)
過年度調整及びその他の繰延税金	(19)	(1.1)	-	-	(19)	(1.2)
税額影響	294	17.2	(21)	(18.8)	273	17.1

純税額の調整計算

2017年度及び2016年度の法人所得税から継続事業の純税額への調整計算は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年		
		損益	株主持分に 直接認識される 収益及び費用	合計
税額影響		424	21	445
繰延税金の変動	22	(54)	(21)	(75)
継続事業の純利益		370	-	370

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年		
		損益	株主持分に 直接認識される 収益及び費用	合計
税額影響		294	(21)	273
繰延税金の変動	22	(57)	21	(36)
継続事業の純利益		237	-	237

法人所得税の詳細

2017年度及び2016年度の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)

	2017年		
	当期税金	繰延税金の 変動額 (注記22)	合計
連結損益計算書における認識の内訳：	370	54	424
継続事業の純利益	370	-	370
繰延税金	-	54	54
資産の減価償却費及び償却費	-	11	11
年金及び人員削減計画引当金	-	52	52
その他の引当金	-	1	1
税務上の繰越欠損	-	(36)	(36)
未使用の税額控除	-	36	36
税務上の資産の加速減価償却及び償却	-	(10)	(10)
その他	-	-	-
株主持分における認識の内訳	-	21	21
年金及び人員削減計画引当金	-	27	27
その他	-	(6)	(6)
税額影響	370	75	445

(単位：百万ユーロ)

	2016年		
	当期税金	繰延税金の 変動額 (注記22)	合計
連結損益計算書における認識の内訳：	237	57	294
継続事業の純利益	237	-	237
繰延税金	-	57	57
資産の減価償却費及び償却費	-	42	42
年金及び人員削減計画引当金	-	67	67
その他の引当金	-	(50)	(50)
税務上の繰越欠損	-	-	-
未使用の税額控除	-	82	82
税務上の資産の加速減価償却及び償却	-	(10)	(10)
その他	-	(74)	(74)
株主持分における認識の内訳	-	(21)	(21)
年金及び人員削減計画引当金	-	(47)	(47)
その他	-	26	26
税額影響	237	36	273

カナリア諸島投資準備金（CIR）は、法人税納税者に、利益を特定の投資に使用するカナリア諸島内の当該納税者の施設の課税所得の減額を認めており、その限度及び要件は、カナリア諸島の経済体制及び税制をその規則及び実施に関して修正する7月6日付法律第19/1994号に定められている。

2017年度の代表的な税額控除による減額は34百万ユーロとなり、これにはカナリア諸島における有形動産の生産に関連するリベートによる19百万ユーロの控除及び、同諸島の非流動資産への投資に関する8百万ユーロの控除が含まれる（2016年度：それぞれ19百万ユーロ及び10百万ユーロ）。

注記33. キャッシュ・フロー計算書

2017年12月31日現在、現金及び現金同等物は399百万ユーロ（2016年12月31日現在は418百万ユーロ）であった（注記14を参照）。

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサの営業活動、投資活動及び財務活動別の正味キャッシュ・フローは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	キャッシュ・フロー計算書 (1)	
	2017年	2016年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	2,438	2,995
投資活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(1,115)	(2,317)
財務活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(1,342)	(606)

33.1. 営業活動による正味キャッシュ・フロー

2017年度に、営業活動による正味キャッシュ・フローは2,438百万ユーロ（2016年度は2,995百万ユーロ）となり、その詳細は以下に表示されるとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
税引前利益		1,900	1,710
調整：		1,579	1,840
減価償却費、償却費及び減損損失	29	1,511	1,467
その他の調整(純額)		68	373
運転資本の変動		(370)	217
営業債権及びその他の債権		(387)	(57)
棚卸資産		(241)	(162)
流動金融資産		(554)	336
営業債務及びその他の流動債務		812	100
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー：		(671)	(772)
受取利息		44	27
受取配当金		27	22
支払利息		(134)	(128)
法人所得税		(350)	(346)
営業活動によるその他の受取及び支払		(258)	(347)
営業活動による正味キャッシュ・フロー		2,438	2,995

営業活動による正味キャッシュ・フローを算定する様々な項目の変動。

- 2017年度、営業活動からの正味キャッシュ・フローには、ENEL Green Power España S.L.U.(EGPE)及びEléctrica del Ebro, S.A.U.を連結の範囲に含めたことによるそれぞれ195百万ユーロ及び6百万ユーロ（2016年度はそれぞれの支配権獲得日から、それぞれ65百万ユーロ及び1百万ユーロ）が含まれている（注記5.4及び5.5を参照）。
- 両期間における運転資本の変動587百万ユーロは、主に本土以外の地域の発電に対応する超過コストの補償の純受取額の減少833百万ユーロに起因する（注記4,13,19.11及び23を参照）。
- これらの変動はまた、社会的補助に関連するいくつかの規則の成立の結果としての社会的補助未確定の収入の金額も反映している（注記4、17.3、26及び30を参照）。
- 2017年度、当社はまた、流動資産及び流動負債の管理に関する積極的な政策を継続し、特にプロセスの改善、売掛金のファクタリング（注記13を参照）及びサプライヤーとの間での支払期間の延長についての合意（注記23を参照）に焦点を当てた。
- 両期間でのその他の営業活動での受け払いの変動89百万ユーロは、主に職員リストラクチャリング計画に対応する引当金（注記17.2を参照）からの支払の減少に起因する。

33.2. 投資活動による正味キャッシュ・フロー

2017年度に、投資活動に使用された正味キャッシュ・フローは1,115百万ユーロ（2016年度は2,317百万ユーロ）となったが、これには主に以下が含まれる。

- － 有形固定資産及び無形資産の取得に充てられた正味現金支払額971百万ユーロ（2016年度は1,144百万ユーロ）（注記6、8及び11を参照）。
- － 以下に詳細を記載する投資の支払額及び／又はグループ会社の処分による受取額

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
グループ会社への投資		(2)	(1,196)
再生可能エネルギーの競売で落札した容量に関連する企業取引	5.3	(1)	-
Eléctrica de Jafre, S.A.	5.2	(1)	-
ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)	5.4	-	(1,178)
Eléctrica del Ebro, S.A.U.	5.5	-	(18)
グループ会社への投資の売却による収入		16	135
Aquila Solar, S.L.、Cefeidas Desarrollo Solar, S.L.、Cephei Desarrollo Solar, S.L.、Desarrollo Photosolar, S.L.、Fotovoltaica Insular, S.L.及びSol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	2.5	16	-
Energía de La Loma、S.A.及びEnergías de la Mancha Eneman, S.A.	2.3.1	-	21
ENEL Insurance N.V.	2.5	-	114

33.3. 財務活動による正味キャッシュ・フロー

2017年度に、財務活動に使用された正味キャッシュ・フローは1,342百万ユーロ（2016年度は606百万ユーロ）となったが、これには主に以下が含まれる。

- － 以下の長期借入金による収入。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
欧州投資銀行（EIB）のトランシェB及びCによる収入	18.2.2	300	-
信用枠を使用した借入金による収入		-	90
その他の収入		15	19
合計	18.1	315	109

- － 以下の長期借入金の返済。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
International ENDESA B.V. が発行した債券の償還		(20)	-
Natixisからの借入の返済		(21)	-
信用枠を使用した借入金の返済		-	(105)
その他の返済		(33)	(13)
合計	18.1	(74)	(118)

－ 以下の配当金の支払。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
親会社による配当金の支払	15.1.9	(1,411)	(1,086)
非支配持分への配当金の支払 ⁽¹⁾		(4)	(3)

(1) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)グループ会社に対応する。

- － Productor Regional de Energía Renovable, S.A.及びProductor Regional de Energías Renovables III, S.A. における非支配持分の取得に関する正味支払額3百万ユーロ（注記2.3.1を参照）。

長期債務の額面金額の変動の内訳は、注記18.1に詳述されている。

注記34. セグメント情報

34.1. セグメント設定の基準

エンデサの組織は、その事業活動を実行する際に、中核事業である発電、ガス生成、配電及び販売、並びに関連するサービスを優先している。そのため、当社の経営委員会がその決定を行う目的で分析する特殊な財務情報がセグメント情報となり、以下のセグメントが含まれる。

- － 発電（供給を含む。）
- － 配電
- － ストラクチャー（主に持株会社及び金融会社の残高及び取引並びにサービスの提供を含む。）
- － 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。）

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。

2017年度及び2016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。

34.2. セグメント情報

2017年度及び2016年度の連結損益計算書、2017年及び2016年12月31日現在の連結財政状態計算書、並びに、2017年及び2016年12月31日に終了した各年度の連結キャッシュ・フロー計算書におけるセグメント情報は以下のとおりである。

34.2.1. セグメント情報：2017年度の連結損益計算書及び2017年12月31日現在の連結財政状態計算書

(単位：百万ユーロ)

	2017年				
	発電及び 給電 (1)	配電 (2)	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計
収益	17,509	2,750	560	(762)	20,057
売上高	17,223	2,492	541	(700)	19,556
その他の営業収益	286	258	19	(62)	501
仕入及びサービス	(14,725)	(160)	146	170	(14,569)
燃料在庫仕入	(4,933)	-	-	-	(4,933)
消費燃料原価	(2,294)	-	-	-	(2,294)
輸送コスト	(5,652)	-	-	-	(5,652)
その他の変動仕入及びサービス	(1,846)	(160)	146	170	(1,690)
貢献利益	2,784	2,590	706	(592)	5,488
自家建設資産	42	156	24	-	222
人件費	(478)	(267)	(192)	20	(917)
その他の固定営業費用	(998)	(429)	(393)	569	(1,251)
総営業利益	1,350	2,050	145	(3)	3,542
減価償却費、償却費及び減損損失	(862)	(597)	(52)	-	(1,511)
営業利益	488	1,453	93	(3)	2,031
純金融利益/(損失)	(132)	(96)	105	-	(123)
金融収益	43	6	421	(419)	51
金融費用	(180)	(102)	(315)	419	(178)
為替換算差額(純額)	5	-	(1)	-	4
持分法適用会社の純利益/(損失)	(18)	3	-	-	(15)
その他の投資利益/(損失)	-	-	1,502	(1,502)	-
資産処分利益/(損失)	(24)	19	17	(5)	7
税引前利益/(損失)	314	1,379	1,717	(1,510)	1,900
法人所得税	(41)	(331)	(56)	1	(427)
継続事業の税引後利益/(損失)	273	1,048	1,661	(1,509)	1,473
非継続事業の税引後利益	-	-	-	-	-
当期純利益	273	1,048	1,661	(1,509)	1,473
親会社持分	263	1,048	1,661	(1,509)	1,463
非支配持分	10	-	-	-	10

- (1) 有形固定資産の減損損失1百万ユーロ及び不良営業債権の減損損失160百万ユーロを含む（注記6及び13を参照）。
- (2) 有形固定資産の14百万ユーロの減損の戻入、無形資産の8百万ユーロの減損戻入及び不良営業債権から発生した減損に関する22百万ユーロを含む（注記6、8及び13を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	2017年12月31日				
	発電及び 給電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計
資産					
非流動資産	12,936	13,149	25,134	(25,712)	25,507
有形固定資産	9,779	11,881	68	(1)	21,727
投資不動産	-	2	7	-	9
無形資産	864	181	151	-	1,196
のれん(注記10)	379	76	4	-	459
持分法適用投資	186	19	-	-	205
非流動金融資産	1,078	665	24,759	(25,733)	769
繰延税金資産	650	325	145	22	1,142
流動資産	4,387	1,319	1,977	(2,153)	5,530
棚卸資産	1,191	76	-	-	1,267
営業債権及びその他の債権	2,647	956	478	(981)	3,100
流動金融資産	366	281	1,289	(1,172)	764
現金及び現金同等物	183	6	210	-	399
売却目的で保有する非流動資産及び非 継続事業	-	-	-	-	-
資産合計	17,323	14,468	27,111	(27,865)	31,037
株主持分及び負債					
株主持分	4,350	2,328	17,367	(14,812)	9,233
親会社持分	4,218	2,323	17,367	(14,812)	9,096
非支配持分	132	5	-	-	137
非流動負債	8,526	10,076	6,572	(10,905)	14,269
繰延収益	50	4,704	-	(24)	4,730
長期引当金	1,889	1,020	369	104	3,382
長期金融債務	5,694	3,564	6,133	(10,977)	4,414
その他の非流動負債	193	450	13	(10)	646
繰延税金負債	700	338	57	2	1,097
流動負債	4,447	2,064	3,172	(2,148)	7,535
短期金融債務	319	4	1,823	(1,168)	978
短期引当金	309	60	55	1	425
営業債務及びその他の債務	3,819	2,000	1,294	(981)	6,132
売却目的で保有する非流動資産及び非 継続事業に関連する負債	-	-	-	-	-
株主持分及び負債合計	17,323	14,468	27,111	(27,865)	31,037

34.2.2. セグメント情報：2016年度の連結損益計算書及び2016年12月31日現在の連結財政状態計算書

(単位：百万ユーロ)

	2016年				
	発電及び 給電 (1)	配電(2)	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計
収益	16,628	2,538	342	(529)	18,979
売上高	16,190	2,268	252	(397)	18,313
その他の営業収益	438	270	90	(132)	666
仕入及びサービス	(13,284)	(139)	(141)	237	(13,327)
燃料在庫仕入	(4,055)	(1)	-	-	(4,056)
消費燃料原価	(1,652)	-	-	-	(1,652)
輸送コスト	(5,812)	-	-	(1)	(5,813)
その他の変動仕入及びサービス	(1,765)	(138)	(141)	238	(1,806)
貢献利益	3,344	2,399	201	(292)	5,652
自家建設資産	8	106	3	-	117
人件費	(544)	(321)	(263)	-	(1,128)
その他の固定営業費用	(958)	(396)	(116)	261	(1,209)
総営業利益	1,850	1,788	(175)	(31)	3,432
減価償却費及び減損損失	(785)	(657)	(24)	(1)	(1,467)
営業利益	1,065	1,131	(199)	(32)	1,965
純金融利益/(損失)	(154)	(123)	95	-	(182)
金融収益	45	4	306	(311)	44
金融費用	(194)	(127)	(212)	311	(222)
為替換算差額(純額)	(5)	-	1	-	(4)
持分法適用会社の純利益/(損失)	(68) (3)	3	6	-	(59)
その他の投資利益/(損失)	(1)	2	1,593	(1,592)	2
資産処分利益/(損失)	(20)	7	-	(3)	(16)
税引前利益/(損失)	822	1,020	1,495	(1,627)	1,710
法人所得税	(70)	(249)	26	(5)	(298)
継続事業の税引後利益/(損失)	752	771	1,521	(1,632)	1,412
非継続事業の税引後利益	-	-	-	-	-
当期純利益	752	771	1,521	(1,632)	1,412
親会社持分	751	771	1,522	(1,633)	1,411
非支配持分	1	-	(1)	1	1

- (1) 2016年7月27日のENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)の支配権獲得日以降の同社の損益を含む（注記5.4及び11.1を参照）。また、有形固定資産の減損の戻入7百万ユーロ及び不良営業債権の減損の戻入101百万ユーロを含む（注記6及び13を参照）。
- (2) 有形固定資産の減損に係る減損損失29百万ユーロ、無形資産の減損の5百万ユーロの戻入、及び商業的支払不能により生じている減損引当に関連する3百万ユーロが含まれている（注記6、8及び13を参照）。
- (3) 減損損失の認識72百万ユーロが含まれる（注記5.4及び11.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日				
	発電及び 給電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計
資産					
非流動資産	13,562	12,922	25,421	(26,380)	25,525
有形固定資産	10,073	11,809	11	(2)	21,891
投資不動産	-	3	17	-	20
無形資産	901	150	121	-	1,172
のれん(注記5.4)	296	2	-	-	298
持分法適用投資	186	22	-	-	208
非流動金融資産 (注記5.4)	1,478	528	25,105	(26,399)	712
繰延税金資産	628	408	167	21	1,224
流動資産	4,080	1,219	2,726	(2,590)	5,435
棚卸資産	1,154	48	-	-	1,202
営業債権及びその他の債権	2,680	888	1,135	(1,251)	3,452
流動金融資産	68	276	1,358	(1,339)	363
現金及び現金同等物	178	7	233	-	418
売却目的で保有する非流動資産及び非 継続事業	-	-	-	-	-
資産合計	17,642	14,141	28,147	(28,970)	30,960
株主持分及び負債					
株主持分	4,858	1,619	17,423	(14,812)	9,088
親会社持分	4,725	1,615	17,425	(14,813)	8,952
非支配持分	133	4	(2)	1	136
非流動負債	8,011	10,467	7,454	(11,581)	14,351
繰延収益	50	4,689	-	(27)	4,712
長期引当金 (1)	2,067	1,135	406	106	3,714
長期金融債務	5,028	3,862	6,986	(11,653)	4,223
その他の非流動負債	166	434	10	(9)	601
繰延税金負債	700	347	52	2	1,101
流動負債	4,773	2,055	3,270	(2,577)	7,521
短期金融債務	429	5	2,048	(1,338)	1,144
短期引当金	440	69	58	-	567
営業債務及びその他の債務	3,904	1,981	1,164	(1,239)	5,810
売却目的で保有する非流動資産及び非 継続事業に関連する負債	-	-	-	-	-
株主持分及び負債合計	17,642	14,141	28,147	(28,970)	30,960

34.2.3. セグメント情報：2017年度及び2016年度連結キャッシュ・フロー計算書

(単位：百万ユーロ)

キャッシュ・フロー計算書	2017年			
	発電及び給電	配電	ストラクチャー、サービス及び調整	合計 ⁽¹⁾
営業活動による正味キャッシュ・フロー	725	1,437	276	2,438
投資活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(29)	(701)	(385)	(1,115)
財務活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(690)	(737)	85	(1,342)

(1) 注記33を参照。

(単位：百万ユーロ)

キャッシュ・フロー計算書	2016年			
	発電及び給電	配電	ストラクチャー、サービス及び調整	合計 ⁽¹⁾
営業活動による正味キャッシュ・フロー	1,738	1,011	246	2,995
投資活動に使用された正味キャッシュ・フロー	(2,268)	(477)	428	(2,317)
財務活動に使用された正味キャッシュ・フロー	506	(531)	(581)	(606)

(1) 注記33を参照。

注記35. 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つ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との間の取引は、（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。

2017年度に、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14百万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、すべての場合に正常な市場の条件に基づいて実行された（2016年度は12百万ユーロ）。

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。

35.1. 費用、収益及びその他の取引

2017年度及び2016年度の重要な関連当事者との残高及び実行された取引は、以下のとおりである。

35.1.1. 費用及び収益

(単位：百万ユーロ)

	2017年				
	重要な株主	取締役及び 上級管理職	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
金融費用	94	-	-	-	94
経営管理又は業務協力契約	20	-	-	-	20
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	36	-	-	12	48
完成品及び仕掛品の購入	264	-	-	-	264
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	181	-	-	-	181
費用合計	595	-	-	12	607
金融収益	1	-	-	-	1
経営管理又は業務協力契約	1	-	-	-	1
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
受取配当金	-	-	-	-	-
リース	1	-	-	-	1
サービスの提供	14	-	-	2	16
完成品及び仕掛品の売却	42	-	-	-	42
資産の認識中止又は処分による利益	-	-	-	-	-
その他の収益 ⁽¹⁾	61	-	-	-	61
収益合計	120	-	-	2	122

(1) 「その他の包括利益」で認識された11百万ユーロが含まれている。

(単位：百万ユーロ)

	2016年				
	重要な株主	取締役及び 上級管理職	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
金融費用	93	-	-	-	93
経営管理又は業務協力契約	42	-	-	-	42
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	156	-	-	9	165
完成品及び仕掛品の購入	188	-	-	-	188
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	189	-	-	-	189
費用合計	668	-	-	9	677
金融収益	-	-	-	-	-
経営管理又は業務協力契約	6	-	-	-	6
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
受取配当金	-	-	-	-	-
リース	5	-	-	-	5
サービスの提供	9	-	-	2	11
完成品及び仕掛品の売却	68	-	-	-	68
資産の認識中止又は処分による利益	-	-	-	-	-
その他の収益 ⁽¹⁾	102	-	-	-	102
収益合計	190	-	-	2	192

(1) 「その他の包括利益」で認識された29百万ユーロが含まれている。

2017年度及び2016年度の「その他の費用」に含まれる関連当事者取引は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
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の不利な変動		112	54
電力購入		69	66
支配権獲得日まで持分法を適用していたENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)における40%の所有持分による損失	2.3.1、2.4、 5.4及び11.1	-	69
合計		181	189

2017年度及び2016年度の「その他の収益」に含まれる関連当事者取引は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年	2016年
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の有利な変動		55	94
電力売上高		6	2
ENEL Insurance N.V. の売却日までの利益貢献	2.5.2及び11.2	-	6
合計		61	102

35.1.2. その他の取引

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年				
		重要な株主	取締役及び 上級管理職	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	5.1	353	-	-	-	353
融資契約（貸手）		-	1	-	-	1
ファイナンス・リース契約（貸手）		-	-	-	-	-
融資及びリースの返済又は解約（貸手）		-	-	-	-	-
有形固定資産、無形資産、及びその他の資産の売却		-	-	-	-	-
融資契約（借手）	18.2.2	3,000	-	-	-	3,000
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（貸手）		-	-	-	-	-
保証の提供		-	7	-	-	7
保証の受入	12.2	114	-	-	-	114
コミットメントの取得	6.1及び 12.1	118	-	-	-	118
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	15.1.9	989	-	-	-	989
その他の取引		-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

	注記	2016年				
		重要な株主	取締役及び 上級管理職	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		224	-	-	-	224
融資契約（貸手）		-	-	-	-	-
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）	18.2.2	3,000	-	-	-	3,000
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 （貸手）		200	-	-	-	200
保証の提供		-	7	-	-	7
保証の受入	12.2	130	-	-	-	130
コミットメントの取得	6.1及び 12.1	133	-	-	-	133
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	15.1.9	761	-	-	-	761
その他の取引		-	-	-	-	-

2017年及び2016年12月31日現在、関連当事者との間のその他の取引で重要な金額は次のとおりである。

- 2017年度の有形資産、無形資産又はその他の資産の購入は、システム・通信事業（ICT）の取得に対応する246百万ユーロを含む（注記5.1を参照）。
- 融資契約（借手）：ENEL Finance International, N.V. との間で取り決められた3,000百万ユーロの内部借入金の未払残高。
- ENEL Finance International N.V. との間で取り決められた確定かつ取消不能融資枠1,000百万ユーロ。2017年6月30日に更新され、同日現在使用されていなかった（注記18.2.2）。
- ENEL Finance International N.V. との間で取り決められた未確定内部融資枠1,500百万ユーロ。2017年12月28日に更新され、同日現在使用されていなかった（注記18.2.2）。
- 保証の受入：Corpus Christi Liquefaction, LLCからの液化天然ガスの購入契約に従ってENEL, S.p.A.から受けている137百万米ドル（2017年12月31日現在約114百万ユーロ、2016年12月31日現在約130百万ユーロ）の保証（注記12.2を参照）。
- コミットメントの取得：スマートメーターを取得する約定債務53百万ユーロ（注記6.1を参照）及びCO₂排出枠の棚卸資産を取得する約定債務65百万ユーロ（注記12.1を参照）が含まれている（2016年12月31日現在、それぞれ115百万ユーロ及び18百万ユーロ）。
- 配当金及びその他の分配利益：両年度にENEL Iberia, S.L.U.に支払われた配当金（注記15.1.9を参照）。

2017年度及び2016年度には、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。

35.1.3. その他の情報

2017年及び2016年12月31日現在の重要な株主との残高は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	2017年 12月31日	連結財政 状態計算書 に占める 割合(%)	2016年 12月31日	連結財政 状態計算書 に占める 割合(%)
非流動金融資産		40	6	30	5
営業債権	13	167	5	396	13
未収還付法人所得税	3n	184	83	366	92
現金及び現金同等物		-	-	-	-
資産		391	1	792	3
長期借入金	18.2.2	3,000	68	3,006	71
その他の非流動負債		22	3	8	1
短期借入金		-	-	-	-
仕入債務及びその他の債務	15.1.9	1,078	18	971	18
未払法人所得税	3n	163	96	317	95
負債		4,263	14	4,302	14

35.2. 関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業

2017年及び2016年12月31日現在の関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業に対する売上及びサービスに係る営業債権、貸付金及び保証の残高は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	注記	関連会社		ジョイント・ベンチャー		共同支配事業	
		2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
営業債権	13	5	3	1	-	-	-
債権	19.1.1	67	68	-	-	4	4
保証の残高		-	-	-	-	-	-

2017年度及び2016年度の関連会社、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、連結上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	
	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年
売上高	2	-	1	1	-	-
費用	(13)	(1)	(23)	(23)	(38)	(49)

35.3. 取締役及び上級管理職

35.3.1. 取締役の報酬

定款第41条は、次のとおり明記している。「取締役の報酬は、次の項目で構成される。固定月間給与、当社の経営機関及びその委員会のそれぞれの会議への出席の手当。

取締役会全体としての世界全体の年間報酬の上限（前記のすべての項目を含む。）は、株主総会によって決定され、株主総会がその変更を決議するまで効力を有する。

株主総会により定められた限度額を前提として、取締役会は、各年度に支払われる正確な金額を自ら決定するとともに、取締役会の委員会のいずれかに所属しているかどうかと問わず、各取締役に委任された機能及び責任、並びに関連するその他のすべての客観的状況を考慮に入れた上で、取締役会が自由に決定する方法、時期及び割合に従って、前記項目の間及び取締役の間で配分する。

前述の規定を損なうことなく、取締役会規定第30条は、取締役は、その種類とは無関係に、固定月間給与及び／又は取締役会、執行委員会及び／又は委員会の会議への出席の手当に基づく報酬の受取りを放棄することができる。

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、かかる制限内で、出席手当の金額を決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、その他の報酬、補償金、保険制度への拠出金、又は、取締役として行う合議制による監督や意思決定機能とは別に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若しくは労働報酬と併給を可能とし、これらは適用される法制度の適用を条件とする。

上記の報酬を損なうことなく、業務執行取締役の報酬は当社の株式、そのオプション又は株式の価値に基づく報酬をその構成に含めることができる。この報酬モデルの適用には、該当する場合には、各事業年度にこの報酬制度の一環として割り当てられる最大株数、株式オプションの行使価格及びその行使価格の算出に使用された方法、参照された株式の価額、報酬計画の条件、並びに適切とみなされるその他の条件を示し、株主総会の同意を得ることが義務付けられる。」

ENDESA, S.A.の取締役は、当社取締役としての資格において報酬を受領した。

- 2017年度には、取締役の月間固定給与は税込15.6千ユーロであった。
- 2016年度には、取締役の月間固定給与は税込15.6千ユーロであった。しかし2016年度において、監査及びコンプライアンス委員会（CAC）並びに指名及び報酬委員会（CNR）の各委員長の毎月の固定報酬は税込で1千ユーロ引き上げられ、また、調整取締役の毎月の報酬は税込で2.1千ユーロ引き上げられた。
- 2017年度及び2016年度の取締役会、執行委員会、指名及び報酬委員会（CNR）、並びに監査及びコンプライアンス委員会への出席手当は各会合で税込1.5千ユーロであった。
- 取締役会のメンバー及び業務執行取締役は、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遂行に関する報酬も受け取る。この報酬の主要な構成要素は以下のとおりである。
 - 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）。

固定報酬

2017年度及び2016年度に、役職に基づいて取締役が受け取った年間固定報酬の詳細は、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	2017年		2016年	
	給与	固定報酬	給与	固定報酬
ボルハ・プラド・ユウラテ	1,132	188	1,132	188
フランチェスコ・スタラーチェ	-	-	-	-
ホセ・ボガス・ガルベス	737	-	700	-
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト ⁽¹⁾	-	188	-	197
リビオ・ガロ ⁽²⁾	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	-	188	-	188
ミケル・ロカ・フンイエント ⁽³⁾	-	225	-	225
エンリコ・ピアレ	-	-	-	-
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ ⁽⁴⁾	-	200	-	191
フランシスコ・デ・ラセルダ	-	188	-	188
マリア・パトリツィア・グリエコ ⁽⁵⁾	-	128	-	-
合計	1,869	1,305	1,832	1,177

(1) 2016年9月まで指名及び報酬委員会（CNR）の委員長。

(2) 2017年4月に退任。

(3) 調整取締役。2016年9月まで監査及びコンプライアンス委員会の委員長。2016年10月より指名及び報酬委員会の委員長。

(4) 2016年10月より監査及びコンプライアンス委員会の委員長。

(5) 2017年4月に選任。

変動報酬

2017年度及び2016年度の、会長及び経営最高責任者の経営執行職務の遂行に対する変動報酬の内訳は以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	2017年		2016年	
	短期	長期	短期	長期
ボルハ・プラド・ユウラテ	783	1,023	822	853
ホセ・ボガス・ガルベス	497	846	522	705
合計	1,280	1,869	1,344	1,558

出席手当

2017年度及び2016年度の取締役会及び取締役会委員会の各会合への出席手当は、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	2017年		2016年	
	エンデサ・エセ・アー	その他の会社	エンデサ・エセ・アー	その他の会社
ボルハ・プラド・ユウラテ	18	-	18	-
フランチェスコ・スタラーチェ	-	-	-	-
ホセ・ボガス・ガルベス	-	-	-	-
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト ⁽¹⁾	37	-	47	-
リビオ・ガロ ⁽²⁾	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	37	-	42	-
ミケル・ロカ・フンイエント ⁽³⁾	45	-	51	-
エンリコ・ビアレ	-	-	-	-
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ ⁽⁴⁾	46	-	51	-
フランシスコ・デ・ラセルダ	46	-	51	-
マリア・パトリツィア・グリエコ ⁽⁵⁾	13	-	-	-
合計	242	-	260	-

(1) 2016年9月まで指名及び報酬委員会の委員長。

(2) 2017年4月に退任。

(3) 調整取締役。2016年9月まで監査及びコンプライアンス委員会の委員長。2016年10月より指名及び報酬委員会の委員長。

(4) 2016年10月より監査及びコンプライアンス委員会の委員長。

(5) 2017年4月に選任。

その他の事項

業務執行取締役及びその他の上級管理職は、被保険者及び扶養家族の支払額の100%を補助するグループ健康保険、賃貸システムの下でのカンパニーカーの支給並びに従業員料金での電力供給による給付を含む現物報酬を支給される。

2017年度のこの総額は86千ユーロ（2016年度は89千ユーロ）であった。

立替金及び貸付金

2017年及び2016年12月31日現在、396千ユーロの貸付金が業務執行取締役に提供され、このうち230千ユーロは平均金利0.402%の利付の貸付であり、166千ユーロは無利子貸付であった（利息補助は現物報酬として扱われる）。

元本返済は、勤続期間を通じて行われ、会社から離任する時点で全額解約される。

年金基金及び制度：拠出

当年度中の、業務執行取締役の年金基金及び制度への拠出額は、合計で600千ユーロであった（2016年度は592千ユーロ）。

年金基金及び制度：退職給付債務

2017年12月31日現在、業務執行取締役は累積的な基金及び年金制度に対する権利を12,815千ユーロ（2016年は11,741千ユーロ）有していた。

生命保険料及び傷害保険料

業務執行取締役は、当社を通じて、対象となる事故（障害及び死亡補償）によって特定の一時金及び／又は定期的給付を保証する生命保険及び傷害保険契約を有している。2017年度のこの保険料総額は249千ユーロ（2016年度は255千ユーロ）であった。

当社が上級管理職に対して供与している保証

2017年12月31日現在、報酬に関して、当社は最高経営責任者を受益者として早期退職給付を対象とした6,890千ユーロ（2016年12月31日現在は6,987千ユーロ）を保証している。

35.3.2. 上級管理職の報酬

業務執行取締役以外の上級管理職の一覧。

氏名	2017年度の上級管理職
	職務(1)
アルベルト・フェルナンデス・トーレス アルバロ・ルイス・キラルテ・アベロ アンドレア・ロ・ファソ エンリケ・デ・ラス・モネラス・モネオ フランセスコ・アマディ フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ ハビエル・ウリアルテ・モネレオ ホセ・カサス・マリ ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ ジョゼフ・トラバード・ファッフェ (2) フアン M ^a モレノ・メリヤード ルカ・ミンソリーニ マヌエル・フェルナンド・マリ マヌエル・モラン・カセロ マリア・マラクシャカバリア・グランデ パブロ・アスコイティア・ロレンテ パオロ・ボンディ	広報部門ゼネラル・マネージャー エネルギーマネジメント部門ゼネラル・マネージャー 組織及び人事部門ゼネラル・マネージャー 再生可能エネルギー部門ゼネラル・マネージャー インフラ及びネットワーク部門ゼネラル・マネージャー 取締役会事務局長兼法務・総務部門ゼネラル・マネージャー 仕入部門ゼネラル・マネージャー 制度関係及び規制部門ゼネラル・マネージャー メディア部門ゼネラル・マネージャー Eソリューション部門ゼネラル・マネージャー 原子力部門ゼネラル・マネージャー 監査部門ゼネラル・マネージャー ICT部門ゼネラル・マネージャー 発電部門ゼネラル・マネージャー 持続可能性部門ゼネラル・マネージャー 購買部門ゼネラル・マネージャー 管理・財務及び統制部門ゼネラル・マネージャー

(1) この表に含まれる者のリストは、CNMVが発行した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いる。

(2) 2017年6月19日に入社。

氏名	2016年度の上級管理職
	職務(1)
アルベルト・フェルナンデス・トーレス アルバロ・ルイス・キラルテ・アベロ アンドレア・ロ・ファソ エンリケ・デ・ラス・モネラス・モネオ (2) エンリケ・ドゥランド・バケリソ (5) フランセスコ・アマディ フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ ハビエル・ウリアルテ・モネレオ ホセ・カサス・マリ ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ	広報部門ゼネラル・マネージャー エネルギーマネジメント部門ゼネラル・マネージャー 組織及び人事部門ゼネラル・マネージャー 再生可能エネルギー部門ゼネラル・マネージャー 監査部門ゼネラル・マネージャー インフラ及びネットワーク部門ゼネラル・マネージャー 取締役会事務局長兼法務・総務部門ゼネラル・マネージャー 仕入部門ゼネラル・マネージャー 制度関係及び規制部門ゼネラル・マネージャー メディア部門ゼネラル・マネージャー

ホセ M ^a グラバロス・ラスエン (3)	原子力部門ゼネラル・マネージャー
フアン M ^a モレノ・メリヤード (4)	原子力部門ゼネラル・マネージャー
ルカ・ミンソリーニ (6)	監査部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン	ICT部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ	発電部門ゼネラル・マネージャー
マリア・マラクシャカバリア・グランデ	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・ロレンテ	購買部門ゼネラル・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

- (1) この表に含まれる者のリストは、CNMVが発行した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いる。
- (2) 2016年8月1日に入社。
- (3) 2016年1月2日に退職。
- (4) 2016年1月1日に入社。
- (5) 2016年5月1日に退職。
- (6) 2016年5月1日に入社。

上級管理職の報酬

業務執行取締役以外の上級管理職の2017年度及び2016年度の報酬の詳細は、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)

	報酬			
	当社における報酬		エンデサ・グループ各社の 取締役としての報酬	
	2017年	2016年	2017年	2016年
固定報酬	5,636	5,354	-	-
変動報酬	6,268	6,268	-	-
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	540	1,312	-	-
合計	12,444	12,934	-	-

(単位：千ユーロ)

	その他の給付			
	当社における報酬		エンデサ・グループ各社の 取締役としての報酬	
	2017年	2016年	2017年	2016年
立替金	576	437	-	-
供与された貸付金	153	153	-	-
年金基金及び制度：拠出	1,082	1,073	-	-
年金基金及び制度：退職給付債務	19,630	17,028	-	-
生命保険料及び傷害保険料	230	204	-	-

当社が上級管理職に対して供与している保証

2017年及び2016年12月31日現在、報酬に関して、当社は業務執行取締役以外の上級管理職に対して保証は一切与えていない。

35.3.3. 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業務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（CNR）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。

管理職に関しては、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倍相当額の退職給付が支給される。エンデサの2016－2018年取締役報酬方針は、新任の取締役が選任された場合、最大2年間の年間報酬総額が契約解除に対する支払いのために積み立てられ、業務執行取締役の場合も同一条件が適用される旨を定めている。
 - － 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号において予期されている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。
- － 契約終了後の非競合に関する条項：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、年間固定報酬の1倍相当額の受給資格がある。

2017年及び2016年12月31日現在、エンデサの13名の業務執行取締役及び上級管理職の雇用契約で、保証条項が規定されている。

35.3.4. 取締役会に関するその他の開示事項

取締役は、上場会社の透明性を高めるために、その知る限りにおいて、各々及びその関連者がENDESA, S.A.のものと同一の、同様な又は類似する企業目的を有する会社に対して有する直接又は間接的な利害関係、並びに各々が当該会社で執行している職務又は職責を開示した。

2017年12月31日				
取締役	個人又は会社の 納税者ID	会社名	持分割合 (%)	職務
ボルハ・プラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
フランチェスコ・スタラー	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00117658	最高経営責任者及びゼ ネラル・マネージャー
フランチェスコ・スタラー	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
ホセ・ボガス・ガルベス	A80316672	Elcogas, S.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	管理・財務及び統制部 門責任者
アルベルト・デ・パオリ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	-	会長
エンリコ・ピアレ	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00007769	ENELのグローバル熱 発電責任者
エンリコ・ピアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役
イグナシオ・ガラルダ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00027540	-
マリア・パトリツィア・グ リエコ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	会長

2016年12月31日				
取締役	個人又は会社の 納税者ID	会社名	持分割合 (%)	職務
ボルハ・プラド・ユウラテ	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
フランチェスコ・スタラー	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00117658	最高経営責任者及びゼ ネラル・マネージャー
フランチェスコ・スタラー	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	会長
ホセ・ボガス・ガルベス	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	-	取締役
ホセ・ボガス・ガルベス	A80316672	Elcogas, S.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	00811720580	ENEL, S.p.A.	-	管理・財務及び統制部 門責任者
アルベルト・デ・パオリ	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	-	会長
アルベルト・デ・パオリ	06377691008	ENEL Italia, S.R.L.	-	取締役
リビオ・ガロ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00017015	インフラ及びグローバ ルネットワーク部門責 任者
リビオ・ガロ	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	-	取締役
エンリコ・ピアレ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00007769	ENELのグローバル熱 発電責任者
エンリコ・ピアレ	00793580150	CESI, S.p.A.	-	取締役

イグナシオ・ガラルダ	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00027540	-
------------	-------------	--------------	------------	---

法人企業法第229条に従って、当社の利益との間の取締役が関与する利益相反の直接又は間接的状況及び2017年度におけるその取扱方法は以下のとおりとなっている。

- － 業務執行取締役は、Enel, S.p.A.によって選任されたENEL Iberia S.L.U.の取締役としての資格において、Enel, S.p.A. 又はEnelグループ会社との取引を承認する際に、利益相反を有した。2017年に発生したこうした事例のすべてで、業務執行取締役は関連項目の議題については取締役会に参加しなかった。
- － プロプライエタリー・ディレクターは、ENEL, S.p.A.により任命され、ENEL, S.p.A.又はENELグループ会社との間の取引を承認する場合に利益相反を有した。2017年に発生したこうした事例のすべてで、プロプライエタリー・ディレクターは関連項目の議題については取締役会に参加しなかった。
- － ヘレナ・レボレド・デルベッキオ女史はProsegur Compañía de Seguridad, S.A.の会長であり、Prosegurとエンデサの間の起こり得る商業上の関係を損なうことなく、ENDESA, S.A.の独立取締役としての機能を遂行している。2017年度に、Prosegurグループはエンデサのスペインにおける重要ではない施設について保安及び監視サービスの提供契約を締結した。このサービスは、対応する入札プロセスの結果に基づいて、適用される利益相反を規制する法律に従って、当該取締役を関与させずに、ENDESA, S.A.の取締役会によって決定が行われた。

性別分布：2017年12月31日現在、ENDESA, S.A.の取締役会は11名で構成されており、うち2名が女性であった。2016年12月31日現在は11名の取締役がおり、うち1名が女性であった。

2017年度及び2016年度において、当社を通じて付保している第三者賠償責任保険の利用が必要とされるような、取締役の作為又は不作為によって発生した損害はなかった。この保険は、当社の取締役及び管理責任を有する従業員の両方を対象としている。

2017年度のこの保険料総額は80千ユーロ（2016年度は42千ユーロ）であった。

35.3.5. ENDESA, S.A.の株価に連動した株式報酬制度

エンデサの長期的変動報酬は、いわゆるロイヤルティ制度を通じて規定されており、ロイヤルティ制度は当グループの戦略目的の達成に大きな責任を有する職位にある従業員のコミットメントを強化することを主目的としている。ロイヤルティ制度は、2010年1月1日から毎年開始される連続した3年間のプログラムで構成されている。2014年より、ロイヤルティ制度では支払の繰延が予定されており、管理職はその清算日において在職である必要がある。支払は2回に分けて行われ、制度の終了後にインセンティブ報酬の30%が支払われ、制度終了から2年後に、該当する場合は残りの70%が支払われる。

2016年4月26日に開催された当社の定時株主総会は、エンデサのロイヤルティ制度の枠組みの範囲内で、2015～2017年及び2016～2018年の長期的報酬制度を承認した。また、2017年4月26日に開催された当社の定時株主総会で、2017～2019年の長期的報酬制度が承認された。

これらの3つの制度は、他の指標もある中で、特に当社の株価に連動し、会長、最高経営責任者及び戦略的責任を有するエンデサの管理職を対象としている。

具体的には、上記の制度は、以下の目的を有している。

- a) 「エンデサのトータル株主リターン（TSR）」の目標で、対象期間にわたる比較対象グループとして選定された「Euro-Stoxxユーティリティーズ・インデックスのTSR」の平均値との対比における「エンデサのTSR」の平均値と定義される。

この指標では、次の2つの部分の合計として株式のトータル・リターンを測定する。

- i. キャピタル・ゲイン：株価の変化（参照期間の期末及び期首に記録された価格の間の差）と参照期間開始時に確定した値との間の関係
- ii. 再投資された配当：参照期間中に分配された1株当たり配当と参照期間開始時の株価との関係
- b) 「平均使用資本利益率」（ROACE）。エンデサの対象期間の累計ROACEとして定義され、EBITと期間中の累計平均投下資本の間の関係で表される。

長期的変動報酬に対しては、会社が発生済み未払いの変動報酬を支払わないことを認めるマルス条項、並びに、決済日の後に変動報酬の計算又は支払に使用されたデータが明らかに誤りと判明した場合に、こうした制度の対象者が受け取った報酬の返還を義務付けられるクローバック条項の形態での事後管理がある。

指名及び報酬委員会（CNR）は、報酬の変動部分が後に誤りと判明したデータに基づいている場合に、取締役会に当該変動報酬を支払わないあるいは返金を請求する動議を提出することができる。

2017年度にこうしたロイヤルティ制度に関連して、すべての取締役について発生した金額は、合計で8百万ユーロ（2016年度は13百万ユーロ）であった。

注記36. 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

36.1. 直接及び間接保証

2017年12月31日現在、159百万ユーロ（2016年12月31日現在は178百万ユーロ）の有形固定資産が第三者からの融資に対する担保として差し入れられている（注記6.1、15.1.12及び18.2.3を参照）。

2017年及び2016年12月31日現在のエンデサの関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業に付与されていた保証の内訳は、注記35.2に詳細に示すとおりである。

エンデサは、2017年及び2016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。

36.2. その他のコミットメント

連結財務書類の注記6、8、12及び19.1.3に記述するもの以外のコミットメントはない。

注記37. 監査報酬

エンデサ各社の年次財務書類の監査人が2017年度及び2016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)

	2017年		2016年	
	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	2,382	-	1,788	7
財務書類以外の監査及びその他の監査関連業務	1,755	-	1,611	-
その他監査に関連しない業務	-	-	182	-
合計	4,137	-	3,581	7

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、2017年及び2016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38. 人員

エンデサのセグメント別、職種カテゴリー別、男女別の期末及び期中平均の職員数は、以下のとおりである。

	期末職員数（人）					
	2017年12月31日			2016年12月31日		
	男性	女性	合計 ⁽¹⁾	男性	女性	合計
執行役	234	46	280	244	48	292
新卒	2,117	990	3,107	1,944	864	2,808
中間管理職及び現場労働者	5,107	1,212	6,319	5,338	1,256	6,594
総職員数	7,458	2,248	9,706	7,526	2,168	9,694

(1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステム・通信事業（ICT）の期末職員数（319名）を含む（注記5.1を参照）。

	期末職員数（人）					
	2017年12月31日			2016年12月31日		
	男性	女性	合計 ⁽¹⁾	男性	女性	合計
発電及び給電	4,083	1,024	5,107	4,140	989	5,129
配電	2,491	429	2,920	2,707	467	3,174
ストラクチャー及びその他 ⁽²⁾	884	795	1,679	679	712	1,391
総職員数	7,458	2,248	9,706	7,526	2,168	9,694

(1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステム・通信事業（ICT）の期末職員数（319名）を含む（注記5.1を参照）。

(2) ストラクチャー及びサービス

	平均人員（人）					
	2017年 ⁽¹⁾			2016年 ⁽²⁾		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計 ⁽¹⁾
執行役	248	47	295	253	47	300
新卒	2,131	979	3,110	1,897	831	2,728
中間管理職及び現場労働者	5,222	1,229	6,451	5,509	1,282	6,791
総職員数	7,601	2,255	9,856	7,659	2,160	9,819

- (1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステム・通信事業（ICT）（329名）、ENEL Green Power España, S.L.U.（EGPE）（174名）及びEléctrica del Ebro, S.A.U.（20名）の平均職員数を含む（注記5.1、5.4及び5.5を参照）。
- (2) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)（86名）及びEléctrica del Ebro, S.A.（8名）それぞれの買収日以降の平均人員が含まれている（注記5.4及び5.5を参照）。

	平均人員（人）					
	2017年 ⁽¹⁾			2016年 ⁽²⁾		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電及び給電	4,102	998	5,100	4,127	983	5,110
配電	2,582	441	3,023	2,841	474	3,315
ストラクチャー及びその他 ⁽³⁾	917	816	1,733	691	703	1,394
合計	7,601	2,255	9,856	7,659	2,160	9,819

- (1) ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.のシステム・通信事業（ICT）（329名）、ENEL Green Power España, S.L.U.（EGPE）（189名）及びEléctrica del Ebro, S.A.U.（20名）の平均職員数を含む（注記5.1、5.4及び5.5を参照）。
- (2) ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)（86名）及びEléctrica del Ebro, S.A.（8名）それぞれの買収日以降の平均人員が含まれている（注記5.4及び5.5を参照）。
- (3) ストラクチャー及びサービス

共同支配事業の平均人員数は、2017年度及び2016年度がそれぞれ866名及び881名であった。

2017年度及び2016年度に雇用されていた33%以上の障害を有する者のカテゴリー別の人数は、以下のとおりである。

	障害を有する平均職員数 ⁽¹⁾					
	2017年			2016年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役	-	-	-	-	-	-
新卒	16	4	20	13	6	19
中間管理職及び現場労働者	43	17	60	42	17	59
総職員数	59	21	80	55	23	78

- (1) 33%以上

	障害を有する平均職員数 ⁽²⁾					
	2017年			2016年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電及び給電	20	12	32	19	11	30
配電	26	1	27	23	1	24
ストラクチャー及びその他 ⁽¹⁾	13	8	21	13	11	24
合計	59	21	80	55	23	78

- (1) ストラクチャー及びサービス
- (2) 33%以上

注記39. 後発事象

2018年1月3日、エンデサが子会社であるENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて50%持分を有していた関連会社であるConsortio Eólico Marino Cabo de Trafalgar, S.L.（清算手続中）が解散した。

2018年1月1日から当連結財務書類作成日までの間に、2017年5月17日及び2017年7月26日に開催された、それぞれ540メガワットの風力発電容量及び339メガワットの太陽光発電容量の再生可能エネルギーの競売における落札の結果として（注記4を参照）、次の会社が取得された。

	日付	取引	技術	持分割合（％）	
				支配権	所有持分
Valdecaballeros Solar, S.L.U.	2018年1月9日	取得	太陽光発電	100.00	100.00
Navalvillar Solar, S.L.U.	2018年1月9日	取得	太陽光発電	100.00	100.00
Castiblanco Solar, S.L.U.	2018年1月9日	取得	太陽光発電	100.00	100.00
Aranort Desarrollos, S.L.U.	2018年1月19日	取得	風力発電	100.00	100.00
Parque Eólico Muniesa, S.L.U.	2018年1月12日	取得	風力発電	100.00	100.00
Parque Eólico Farlán, S.L.U.	2018年1月12日	取得	風力発電	100.00	100.00
Bosa del Ebro, S.L.	2018年2月21日	取得	風力発電	51.00	51.00

上記の全取引について合意した価格は、1百万ユーロ未満であった。

これらの会社は、現在それぞれのプロジェクトを遂行するための認可及び免許の申請中である。したがって、発電設備の建設作業はまだ開始されておらず、そのため取得日以降、収益は発生していない。

2018年2月2日、風力発電技術を持つ会社である Parques Eólicos Gestinver, S.L.を178百万ユーロで購入する契約をENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて締結したが、この契約は一定の停止条項の遵守を条件としている。

上記の事象を除き、2017年12月31日から当連結財務書類の公表承認日までの間に発生した重要な事象で、当連結財務書類に反映されていないものはない。

[前へ](#)

[次へ](#)

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)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
AGUILÓN 20, S.A.	51.00	51.00	FC	51.00	51.00	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L.（単一株 主会社）	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ（スペイン）	熱電併給発電所	非監査
AQUILAE SOLAR, S.L.	-	-	-	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	-
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A.（単一株 主会社）	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	テルエル（スペイン）	エネルギーの配 給及び供給	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
BAYLIO SOLAR, S.L.（単一株 主会社）	100.00	100.00	FC	-	-	-	セビリア（スペイン）	太陽光発電所	非監査
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	-	-	-	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	-
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	-	-	-	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	-
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. （単一株主会社）	100.00	100.00	FC	-	-	-	セビリア（スペイン）	太陽光発電所	非監査
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	-	-	-	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	-
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ（スペイン）	エネルギーの配 給及び供給	非監査
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.（単一株主会社）	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
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100.00	100.00	FC	47.46	47.46	EM	ジローナ（スペイン）	エネルギーの配 給及び供給	非監査

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ランポーヤ (タ ラゴナ県)	エネルギーの配 給及び供給	アーンスト・ア ンド・ヤング
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, S.A. (単一株主会 社)	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. (単一 株主会社)	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 グ	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. (単一株主会 社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (ス ペイン)	配電	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. (単一株主会社)	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 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. (単 一株主会社)	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 グ	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (単一株主会 社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (ス ペイン)	ENDESA, S.A.の子会社の 資金調達	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ イン)	発電	非監査
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A. (単一株主会 社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ イン)	原子力発電関連 資産の管理、並 びに電力管理、 発電、及び電力 販売	非監査
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	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. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ 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. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スベ イン)	コンサルティング グ及び土木サー ビス	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (単一株主会 社)	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

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (単一株主会社)	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. (単一株主 会社)	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
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会 社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	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 GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65.00	65.00	FC	65.00	65.00	FC	サンタ・クル ス・デ・テネリ フェ (スペイ ン)	風力発電所プロ ジェクト	非監査
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (単一株主会社) (清算手続中)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ランボーヤ (タ ラゴナ県)	エネルギーの配 給及び供給	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54.95	54.95	FC	54.95	54.95	FC	ラス・パルマ ス・デ・グラ ン・カナリア (スペイン)	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	サラゴサ (スベ 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	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	サラゴサ (スベ イン)	水力発電所	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66.67	66.67	FC	66.67	66.67	FC	サラゴサ (スベ イン)	水力発電所	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77.00	77.00	FC	77.00	77.00	FC	ア・コルーニャ (スペイン)	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80.00	80.00	FC	80.00	80.00	FC	マドリード (ス ペイン)	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (単一株主 会社)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (ス ペイン)	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	51.00	51.00	FC	51.00	51.00	FC	ア・コルーニャ (スペイン)	風力発電所プロ ジェクト	非監査

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50.50	50.50	FC	50.50	50.50	FC	サラゴサ（スベ イン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80.00	80.00	FC	80.00	80.00	FC	ラス・パルマ ス・デ・グラ ン・カナリア （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55.00	55.00	FC	55.00	55.00	FC	ラス・パルマ ス・デ・グラ ン・カナリア （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60.00	60.00	FC	60.00	60.00	FC	ラス・パルマ ス・デ・グラ ン・カナリア （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70.00	70.00	FC	70.00	70.00	FC	サラゴサ（スベ イン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73.60	73.60	FC	73.60	73.60	FC	テルエル（スベ イン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	51.00	51.00	FC	-	-	-	サラゴサ（スベ イン）	風力発電所プロ ジェクト	非監査
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65.00	65.00	FC	65.00	65.00	FC	サラゴサ（スベ イン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90.00	90.00	FC	90.00	90.00	FC	サラゴサ（スベ イン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90.00	90.00	FC	90.00	90.00	FC	サラゴサ（スベ イン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	-	-	-	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	-
FURATENA SOLAR 1, S.L. （単一株主会社）	100.00	100.00	FC	-	-	-	セビリア（スベ イン）	太陽光発電所	非監査
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.（単一株主 会社）	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	パルマ・デ・マ リョルカ（スベ イン）	発電	アーンスト・ア ンド・ヤング
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア（スベ 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.（単一株主 会社）	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ（ス 페인）	送電及び配電	アーンスト・ア ンド・ヤング

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
HIDROFLAMICELL, S.L.	75.00	75.00	FC	75.00	75.00	FC	バルセロナ（ス ペイン）	配電及び電力販 売	非監査
HIDROMONDEGO - HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	リスボン（ポル トガル）	発電及び電力小 売	非監査
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51.00	51.00	FC	51.00	51.00	FC	パダホス（スペ イン）	太陽光発電所	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	アストゥリアス （スペイン）	発電	非監査
MINAS DE ESTERCUEL, S.A. （清算手続中）	-	-	-	99.65	99.57	FC	マドリード（ス ペイン）	鉱床開発	-
MINAS GARGALLO, S.L.（清 算手続中）	-	-	-	99.91	99.91	FC	マドリード（ス ペイン）	鉱床開発	-
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	-	-	-	60.00	60.00	FC	マドリード（ス ペイン）	不動産の管理及 び開発	-
PARAVENTO, S.L.	90.00	90.00	FC	90.00	90.00	FC	ルーゴ（スペイ ン）	風力発電所プロ ジェクト	非監査
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L.（単一株主会 社）	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ア・コルーニャ （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L.（単一株主会社）	-	-	-	100.00	100.00	FC	サラゴサ（スペ イン）	風力発電所プロ ジェクト	-
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50.16	50.16	FC	50.16	50.16	FC	マドリード（ス ペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80.00	80.00	FC	80.00	80.00	FC	ラス・パルマ ス・デ・グラ ン・カナリア （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75.00	75.00	FC	75.00	75.00	FC	ア・コルーニャ （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82.00	82.00	FC	82.00	82.00	FC	ア・コルーニャ （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66.33	66.33	FC	66.33	66.33	FC	ラス・パルマ ス・デ・グラ ン・カナリア （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90.00	90.00	FC	90.00	90.00	FC	ラス・パルマ ス・デ・グラ ン・カナリア （スペイン）	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・ア ンド・ヤング

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75.50	75.50	FC	75.50	75.50	FC	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52.00	52.00	FC	52.00	52.00	FC	サンタ・クルス・デ・テネリフェ（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58.00	58.00	FC	58.00	58.00	FC	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト	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	アストゥリアス（スペイン）	発電	非監査
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56.12	56.12	FC	56.12	56.12	FC	セビリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.（単一株主会社）	100.00	100.00	FC	85.00	85.00	FC	バリャドリッド（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.（単一株主会社）	100.00	100.00	FC	82.89	82.89	FC	バリャドリッド（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	レオン（スペイン）	再生可能エネルギー	非監査
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	FC	-	-	-	ムルシア（スペイン）	風力発電所プロジェクト	非監査
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L.（単一株主会社）	-	-	-	100.00	100.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト	-
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96.00	96.00	FC	96.00	96.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	再生可能エネルギー	アーンスト・アンド・ヤング
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64.73	64.73	FC	64.73	64.73	FC	セビリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60.00	60.00	FC	60.00	60.00	FC	セビリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	-	-	-	50.00	50.00	PC	ラス・パルマス・デ・グラナダ・カナリア（スペイン）	太陽光発電装置の開発及び建設	-
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	60.00	60.00	FC	60.00	60.00	FC	ジローナ（スペイン）	エネルギーの配給及び供給	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（スペイン）	送電	非監査

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	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
VIRULEIROS, S.L.	67.00	67.00	FC	67.00	67.00	FC	ア・コルーニャ (スペイン)	風力発電所プロ ジェクト	非監査

FC：完全連結、PC：比例連結、EM：持分法

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)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	ア・コルーニャ (スペイン)	再生可能エネ ルギー	デロイト
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIVEIS, 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 HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	33.33	33.33	EM	33.33	33.33	EM	セビリア (スペイ ン)	水力発電所	GATT 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	KPMG AUDITORES
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (清算手続中)	20.00	20.00	EM	20.00	20.00	EM	サラゴサ (スペイ ン)	熱電併給発電所	非監査
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33.50	33.50	EM	-	-	EM	カディス (スペイ ン)	電力小売	アーンスト・アン ド・ヤング
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37.51	37.51	EM	37.51	37.51	EM	ソリア (スペイ ン)	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・アン ド・ヤング
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L. (清算手続 中)	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	カディス (スペイ ン)	海上風力発電所	非監査
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25.00	25.00	EM	25.00	25.00	EM	サラゴサ (スペイ ン)	風力発電所プロ ジェクト	PWC
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	ア・コルーニャ (スペイン)	リサイクル発電所	デロイト
ELCOGAS, S.A.	40.99	40.99	EM	40.99	40.99	EM	シウダ・レアル (スペイン)	発電	デロイト
ELECGAS, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	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.	100.00	100.00	FC	47.46	47.46	EM	ジローナ (スペイ ン)	配電及び給電	非監査
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	デロイト
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	レオン (スペイ ン)	風力発電所プロ ジェクト	アーンスト・アン ド・ヤング

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
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	デロイト
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	アストゥリアス（スペイン）	風力発電所プロジェクト	非監査
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	ブエノスアイレス（アルゼンチン）	風力発電所プロジェクト	非監査
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト	LUJAN AUDITORES
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	サンタ・クルス・デ・テネリフェ（スペイン）	風力発電所プロジェクト	ANCERO AUDITORES
EPRESA ENERGÍA, S.A.	50.00	50.00	EM	-	-	-	カディス（スペイン）	電力小売	アーンスト・アンド・ヤング
ERECOSALZ, S.L.	33.00	33.00	EM	33.00	33.00	EM	サラゴサ（スペイン）	熱電併給発電所	非監査
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	23.21	23.21	EM	23.21	23.21	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	アーンスト・アンド・ヤング
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	30.00	30.00	EM	30.00	30.00	EM	ア・コルーニャ（スペイン）	水力発電所	デロイト
KROMSCHROEDER, S.A.	29.26	29.26	EM	29.26	29.26	EM	バルセロナ（スペイン）	検針設備	BDO AUDITORES SLP
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	36.50	36.50	EM	36.50	36.50	EM	サラゴサ（スペイン）	水力発電所	非監査
NUCLENOR, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	ブルゴス（スペイン）	原子力発電	アーンスト・アンド・ヤング
OXAGESA, A.I.E.（清算手続中）	33.33	33.33	EM	33.33	33.33	EM	テルエル（スペイン）	熱電併給発電所	非監査

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30.00	30.00	EM	30.00	30.00	EM	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト	非監査
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30.00	30.00	EM	30.00	30.00	EM	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト	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
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30.00	30.00	EM	30.00	30.00	EM	バルセロナ（スペイン）	水力発電所	非監査
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
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33.33	33.33	EM	33.33	33.33	EM	アリカンテ（スペイン）	再生可能エネルギー	非監査
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	セビリア（スペイン）	水力発電所	非監査
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A.（清算 手続中）	45.00	45.00	EM	45.00	45.00	EM	セビリア（スペイン）	熱電併給発電所	非監査
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28.12	28.12	EM	28.12	28.12	EM	マドリード（スペイン）	水力発電所	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	セビリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト	アーンスト・アンド・ヤング
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36.00	36.00	EM	36.00	36.00	EM	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト	AUDIESA
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.	43.75	43.75	EM	43.75	43.75	EM	リスボン（ポルトガル）	発電、送電及び配電	KPMG AUDITORES
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E.（清算手続中）	45.00	45.00	EM	45.00	45.00	EM	バレンシア（スペイン）	熱電併給発電所	非監査
TOLEDO PV, A.I.E.	33.33	33.33	EM	33.33	33.33	EM	マドリード（スペイン）	太陽光発電所	PWC
UFEFYS, S.L.（清算手続中）	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	マドリード（スペイン）	再生可能エネルギー	非監査

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日 現在の持分割合			2016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 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法			
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (清算手続中)	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	アルメリア (ス ペイン)	熱電併給発電所	非監査

FC：完全連結、EM：持分法。

付表Ⅲ：連結の範囲の変更

子会社及び共同支配事業：2017年に組入れられたもの

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日現在の 持分割合			2016年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100.00	100.00	FC	47.46	47.46	EM
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	51.00	51.00	FC	-	-	-
FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単 一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-

FC：完全連結、EM：持分法。

子会社及び共同支配事業：2017年度に除外されたもの

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日現在の 持分割合			2016年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
AQUILAE SOLAR, S.L.	-	-	-	50.00	50.00	PC
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	-	-	-	50.00	50.00	PC
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	-	-	-	50.00	50.00	PC
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	-	-	-	50.00	50.00	PC
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	-	-	-	50.00	50.00	PC
MINAS DE ESTERCUEL, S.A. (清算手続 中)	-	-	-	99.65	99.57	FC
MINAS GARGALLO, S.L. (清算手続中)	-	-	-	99.91	99.91	FC
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	-	-	-	60.00	60.00	FC
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (単一株 主会社)	-	-	-	100.00	100.00	FC
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (単一株主会社)	-	-	-	100.00	100.00	FC
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	-	-	-	50.00	50.00	PC

FC：完全連結、PC：比例連結

子会社及び共同支配事業：2017年度中の変動

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日現在の 持分割合			2016年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	85.00	85.00	FC
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	82.89	82.89	FC

FC：完全連結

子会社及び共同支配事業：2016年に組入れられたもの

会社名 (アルファベット順)	2016年12月31日現在の 持分割合			2015年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
AGUILÓN 20, S.A.	51.00	51.00	FC	-	-	-
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	40.00	40.00	EM
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65.00	65.00	FC	-	-	-
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A. (*)	-	-	-	-	-	-
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (単一株主会社) (清算手続中)	100.00	100.00	FC	-	-	-
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54.95	54.95	FC	-	-	-
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66.67	66.67	FC	-	-	-
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A. (*)	-	-	-	-	-	-
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77.00	77.00	FC	-	-	-
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80.00	80.00	FC	-	-	-
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	51.00	51.00	FC	-	-	-
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50.50	50.50	FC	-	-	-
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80.00	80.00	FC	-	-	-
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55.00	55.00	FC	-	-	-
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60.00	60.00	FC	-	-	-
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70.00	70.00	FC	-	-	-
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73.60	73.60	FC	-	-	-

会社名 (アルファベット順)	2016年12月31日現在の 持分割合			2015年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65.00	65.00	FC	-	-	-
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90.00	90.00	FC	-	-	-
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90.00	90.00	FC	-	-	-
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51.00	51.00	FC	-	-	-
PARAVENTO, S.L.	90.00	90.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50.16	50.16	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80.00	80.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75.00	75.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82.00	82.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66.33	66.33	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90.00	90.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75.50	75.50	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52.00	52.00	FC	-	-	-
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58.00	58.00	FC	-	-	-
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56.12	56.12	FC	-	-	-
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	85.00	85.00	FC	-	-	-
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.	82.89	82.89	FC	-	-	-
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	-	-	-
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96.00	96.00	FC	-	-	-
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64.73	64.73	FC	-	-	-
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60.00	60.00	FC	-	-	-
VIRULEIROS, S.L.	67.00	67.00	FC	-	-	-

FC：完全連結、EM：持分法。

(*) これらの会社は2016年7月27日に連結対象となり、2016年12月29日に除外された。

子会社及び共同支配事業：2016年度に除外されたもの

会社名 (アルファベット順)	2016年12月31日現在の 持分割合			2015年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A. (*)	-	-	-	-	-	-
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A. (*)	-	-	-	-	-	-

(*) これらの会社は2016年7月27日に連結対象となり、2016年12月29日に除外された。

子会社及び共同支配事業：2016年度中の変動

会社名 (アルファベット順)	2016年12月31日現在の 持分割合			2015年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100.00	100.00	FC	99.40	99.40	FC
HIDROMONDEGO - HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100.00	100.00	FC	100.00	99.94	FC

FC：完全連結

関連会社及びジョイント・ベンチャー：2017年度に新規に組み入れられたもの、除外されたもの及び変更

会社名 (アルファベット順)	2017年12月31日現在の 持分割合			2016年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
組み入れられた会社：						
-	-	-	-	-	-	-
除外された会社：						
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100.00	100.00	FC	47.46	47.46	EM
変更：						
-	-	-	-	-	-	-

FC：完全連結、EM：持分法。

関連会社及びジョイント・ベンチャー：2016年度に新規に組み入れられたもの、除外されたもの及び変更

会社名 (アルファベット順)	2016年12月31日現在の 持分割合			2015年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
組み入れられた会社：						
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40.00	40.00	EM	-	-	-
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	33.33	33.33	EM	-	-	-
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (清算手続中)	20.00	20.00	EM	-	-	-
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37.51	37.51	EM	-	-	-
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L.	50.00	50.00	EM	-	-	-
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25.00	25.00	EM	-	-	-
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40.00	40.00	EM	-	-	-
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50.00	50.00	EM	-	-	-
ENERLASA, S.A. (清算手続中) (*)	-	-	-	-	-	-
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40.00	40.00	EM	-	-	-
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40.00	40.00	EM	-	-	-
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50.00	50.00	EM	-	-	-
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40.00	40.00	EM	-	-	-
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50.00	50.00	EM	-	-	-
ERECOSALZ, S.L.	33.00	33.00	EM	-	-	-
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	30.00	30.00	EM	-	-	-
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	36.50	36.50	EM	-	-	-
OXAGESA, A.I.E. (清算手続中)	33.33	33.33	EM	-	-	-
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30.00	30.00	EM	-	-	-
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30.00	30.00	EM	-	-	-
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30.00	30.00	EM	-	-	-
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33.33	33.33	EM	-	-	-
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50.00	50.00	EM	-	-	-
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (清算手続中)	45.00	45.00	EM	-	-	-
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28.12	28.12	EM	-	-	-
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50.00	50.00	EM	-	-	-
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36.00	36.00	EM	-	-	-
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (清算手続中)	45.00	45.00	EM	-	-	-
TOLEDO PV, A.I.E.	33.33	33.33	EM	-	-	-

会社名 (アルファベット順)	2016年12月31日現在の 持分割合			2015年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	所有持分 (%)	連結の 方法
UFEFYS, S.L. (清算手続中)	40.00	40.00	EM	-	-	-
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (清算手続中)	40.00	40.00	EM	-	-	-
除外された会社：						
ENEL INSURANCE N.V.	-	-	-	50.00	50.00	EM
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	40.00	40.00	EM
ENERLASA, S.A. (清算手続中) (*)	-	-	-	-	-	-
変更：						
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIVEIS, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	49.99	EM
ELECGAS, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	49.70	EM
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	49.99	EM
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	43.75	43.75	EM	38.89	38.89	EM

FC：完全連結、EM：持分法。

(*)この会社は2016年7月27日に連結対象となり、2016年12月30日に除外された。

付表IV：取得時点でENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を構成していた会社

子会社

会社名 (アルファベット順)	2016年7月27日 現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法		
AGUILÓN 20, S.A.	51.00	51.00	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	バルセロナ（スペイン）	熱電併給発電所
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65.00	65.00	FC	サンタ・クルス・デ・テネリ フェ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A.	64.07	64.07	FC	ハエン（スペイン）	バイオマス
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54.95	54.95	FC	ラス・パルマス・デ・グラ ン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	サラゴサ（スペイン）	水力発電所
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66.67	66.67	FC	サラゴサ（スペイン）	水力発電所
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A.	68.42	68.42	FC	シウダ・レアル（スペイン）	バイオマス
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77.00	77.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80.00	80.00	FC	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	51.00	51.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50.50	50.50	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80.00	80.00	FC	ラス・パルマス・デ・グラ ン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55.00	55.00	FC	ラス・パルマス・デ・グラ ン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60.00	60.00	FC	ラス・パルマス・デ・グラ ン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70.00	70.00	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73.60	73.60	FC	テルエル（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65.00	65.00	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90.00	90.00	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90.00	90.00	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51.00	51.00	FC	バダホス（スペイン）	太陽光発電所
PARAVENTO, S.L.	90.00	90.00	FC	ルーゴ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (単一株主会 社)	100.00	100.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	FC	サラゴサ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50.16	50.16	FC	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト

会社名 (アルファベット順)	2016年7月27日 現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法		
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80.00	80.00	FC	ラス・パルマス・デ・グラ ン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75.00	75.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82.00	82.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66.33	66.33	FC	ラス・パルマス・デ・グラ ン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90.00	90.00	FC	ラス・パルマス・デ・グラ ン・カナリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75.50	75.50	FC	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52.00	52.00	FC	サンタ・クルス・デ・テネリ フェ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58.00	58.00	FC	マドリード（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56.12	56.12	FC	セビリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	85.00	85.00	FC	バリャドリッド（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.	82.89	82.89	FC	バリャドリッド（スペイン）	風力発電所プロジェクト
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. （単一株主会社）	100.00	100.00	FC	レオン（スペイン）	再生可能エネルギー
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L.（単一株主 会社）	100.00	100.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96.00	96.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	再生可能エネルギー
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64.73	64.73	FC	セビリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60.00	60.00	FC	セビリア（スペイン）	風力発電所プロジェクト
VIRULEIROS, S.L.	67.00	67.00	FC	ア・コルーニャ（スペイン）	風力発電所プロジェクト

FC：完全連結

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)	2016年7月27日 現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	所有 持分 (%)	連結の 方法		
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40.00	40.00	EM	ア・コルーニャ (スペイン)	再生可能エネルギー
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	33.33	33.33	EM	セビリア (スペイン)	水力発電所
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (清算手続中)	20.00	20.00	EM	サラゴサ (スペイン)	熱電併給発電所
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37.51	37.51	EM	ソリア (スペイン)	風力発電所プロジェクト
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L.	50.00	50.00	EM	カディス (スペイン)	海上風力発電所
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25.00	25.00	EM	サラゴサ (スペイン)	風力発電所プロジェクト
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40.00	40.00	EM	ア・コルーニャ (スペイン)	リサイクル発電所
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50.00	50.00	EM	レオン (スペイン)	風力発電所プロジェクト
ENERLASA, S.A. (清算手続中)	45.00	45.00	EM	マドリード (スペイン)	再生可能エネルギー
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40.00	40.00	EM	アストゥリアス (スペイン)	風力発電所プロジェクト
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40.00	40.00	EM	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア (スペイン)	風力発電所プロジェクト
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40.00	40.00	EM	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア (スペイン)	風力発電所プロジェクト
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50.00	50.00	EM	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	風力発電所プロジェクト
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50.00	50.00	EM	サンタ・クルス・デ・テネリフェ (スペイン)	風力発電所プロジェクト
ERECOSALZ, S.L.	33.00	33.00	EM	サラゴサ (スペイン)	熱電併給発電所
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	30.00	30.00	EM	ア・コルーニャ (スペイン)	水力発電所
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	36.50	36.50	EM	サラゴサ (スペイン)	水力発電所
OXAGESA, A.I.E. (清算手続中)	33.33	33.33	EM	テルエル (スペイン)	熱電併給発電所
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30.00	30.00	EM	バルセロナ (スペイン)	風力発電所プロジェクト
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30.00	30.00	EM	バルセロナ (スペイン)	風力発電所プロジェクト
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30.00	30.00	EM	バルセロナ (スペイン)	水力発電所
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33.33	33.33	EM	アリカンテ (スペイン)	再生可能エネルギー
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50.00	50.00	EM	セビリア (スペイン)	水力発電所
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (清算手続中)	45.00	45.00	EM	セビリア (スペイン)	熱電併給発電所
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28.12	28.12	EM	マドリード (スペイン)	水力発電所
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50.00	50.00	EM	セビリア (スペイン)	風力発電所プロジェクト
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36.00	36.00	EM	ア・コルーニャ (スペイン)	風力発電所プロジェクト
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (清算手続中)	45.00	45.00	EM	バレンシア (スペイン)	熱電併給発電所
TOLEDO PV, A.I.E.	33.33	33.33	EM	マドリード (スペイン)	太陽光発電所
UFEFYS, S.L. (清算手続中)	40.00	40.00	EM	マドリード (スペイン)	再生可能エネルギー
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (清算手続中)	40.00	40.00	EM	アルメリア (スペイン)	熱電併給発電所

EM：持分法

[前へ](#)[次へ](#)

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de situación financiera consolidados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016 ¹
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE		25.507	25.525
Inmovilizado Material	6	21.727	21.891
Inversiones Inmobiliarias	7	9	20
Activo Intangible	8	1.196	1.172
Fondo de Comercio	9 y 10	459	298
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	11.1	205	208
Activos Financieros no Corrientes	19	769	712
Activos por Impuesto Diferido	22.1	1.142	1.224
ACTIVO CORRIENTE		5.539	5.435
Existencias	12	1.267	1.202
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	13	3.100	3.452
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores		2.877	3.055
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		223	397
Activos Financieros Corrientes	19	764	363
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	399	418
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas		—	—
TOTAL ACTIVO		31.037	30.960
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	15	9.233	9.088
De la Sociedad Dominante	15.1	9.096	8.952
Capital Social		1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas		7.155	7.049
Resultado del Ejercicio Atribuido a la Sociedad Dominante		1.463	1.411
Dividendo a Cuenta		(741)	(741)
Ajustes por Cambio de Valor		(52)	(38)
De los Intereses Minoritarios	15.2	137	136
PASIVO NO CORRIENTE		14.269	14.351
Ingresos Diferidos	16	4.730	4.712
Provisiones no Corrientes	17	3.382	3.714
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	17.1	951	1.063
Otras Provisiones no Corrientes		2.431	2.651
Deuda Financiera no Corriente	18	4.414	4.223
Otros Pasivos no Corrientes	21	646	601
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	1.097	1.101
PASIVO CORRIENTE		7.535	7.521
Deuda Financiera Corriente	18	978	1.144
Provisiones Corrientes	24	425	567
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares		—	—
Otras Provisiones Corrientes		425	567
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	23	6.132	5.810
Proveedores y otros Acreedores		5.962	5.478
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		170	332
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas		—	—
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		31.037	30.960

¹ Véase Nota 5.4.

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados del resultado consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Miliones de Euros

	Notas	2017	2016
INGRESOS	25	20.057	18.979
Ventas	25.1	19.556	18.313
Otros Ingresos de Explotación	25.2	501	666
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS		(14.569)	(13.327)
Compras de Energía	26.1	(4.933)	(4.056)
Consumo de Combustibles	26.2	(2.294)	(1.652)
Gastos de Transporte		(5.652)	(5.813)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	26.3	(1.690)	(1.806)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		5.488	5.652
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3a y 3a.3	222	117
Gastos de Personal	27	(917)	(1.128)
Otros Gastos Fijos de Explotación	28	(1.251)	(1.209)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		3.542	3.432
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	29	(1.511)	(1.467)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		2.031	1.965
RESULTADO FINANCIERO	30	(123)	(182)
Ingreso Financiero		51	44
Gasto Financiero		(178)	(222)
Diferencias de Cambio Netas		4	(4)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	11.1	(15)	(59)
Resultado de otras Inversiones		—	2
Resultado en Ventas de Activos	31	7	(16)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS		1.900	1.710
Impuesto sobre Sociedades	32	(427)	(298)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS		1.473	1.412
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS		—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO		1.473	1.412
Sociedad Dominante		1.463	1.411
Intereses Minoritarios		10	1
BENEFICIO NETO POR ACCION BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)		1,38	1,33
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)		1,38	1,33
BENEFICIO NETO POR ACCION BÁSICO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)		—	—
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)		—	—
BENEFICIO NETO POR ACCION BÁSICO (en Euros)		1,38	1,33
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO (en Euros)		1,38	1,33

Las Notas 1 a 39 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 2017 y 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de otro resultado global consolidados correspondientes

a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.463	10	1.473	1.411	1	1.412
OTRO RESULTADO GLOBAL:	—	—	—	—	—	—
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	165	—	165	(83)	—	(83)
Partidas que Pueden ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:	65	—	65	90	—	90
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	—	—	—	—	—	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponi- bles para la Venta	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.1.6 y 15.1.10	86	86	126	—	126
Diferencias de Conversión	15.1.6 y 15.1.10	(1)	(1)	1	—	1
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.1.6 y 15.1.10	1	1	(5)	—	(5)
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—
Efecto Impositivo	15.1.6, 15.1.10 y 32	(21)	(21)	(32)	—	(32)
Partidas que no pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado:	100	—	100	(173)	—	(173)
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	15.1.10 y 17.1	127	127	(221)	—	(221)
Efecto Impositivo	15.1.10 y 32	(27)	(27)	48	—	48
TRANSFERENCIAS AL ESTADO DEL RESULTADO Y / O INVERSIONES	(79)	—	(79)	(8)	—	(8)
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.1.6 y 15.1.10	(108)	(108)	(22)	—	(22)
Diferencias de Conversión	—	—	—	—	—	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.1.6 y 15.1.10	2	2	9	—	9
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—
Efecto Impositivo	15.1.6, 15.1.10 y 32	27	27	5	—	5
RESULTADO GLOBAL TOTAL	1.549	10	1.559	1.320	1	1.321

Las Notas 1 a 39 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 2017 y 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017

Millones de Euros

		Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante (Nota 15.1)						Intereses Minoritarios (Nota 15.2)	Total Patrimonio Neto
Notas	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 Cambio de Valor			
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2017		1.271	6.308	—	1.411	—	(38)	136	9.088
Ajuste por Cambios de Criterios Contables		—	—	—	—	—	—	—	—
Ajuste por Errores		—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado		1.271	6.308	—	1.411	—	(38)	136	9.088
Resultado Global Total		—	100	—	1.463	—	(14)	10	1.559
Operaciones con Socios o Propietarios		—	(1.405)	—	—	—	—	(9)	(1.414)
Aumentos / (Reducciones) de Capital		—	—	—	—	—	—	—	—
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto		—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos	15.1.9	—	(1.411)	—	—	—	—	(3)	(1.414)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)		—	—	—	—	—	—	—	—
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios		—	—	—	—	—	—	—	—
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	2.3.1	—	6	—	—	—	—	(6)	—
Otras Variaciones de Patrimonio Neto		—	1.411	—	(1.411)	—	—	—	—
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio		—	—	—	—	—	—	—	—
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto		—	1.411	—	(1.411)	—	—	—	—
Otras Variaciones		—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 31 de diciembre de 2017		1.271	6.414	—	1.463	—	(52)	137	9.233

Las Notas 1 a 39 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 2017.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016

Millones de Euros

Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante (Nota 15.1)									
Notas	Fondos Propios						Intereses Minoritarios (Nota 15.2)	Total Patrimonio Neto	
	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 Cambio de Valor			
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2016		1.271	6.799	—	1.086	—	(120)	3	9.039
Ajuste por Cambios de Criterios Contables		—	—	—	—	—	—	—	—
Ajuste por Errores		—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado		1.271	6.799	—	1.086	—	(120)	3	9.039
Resultado Global Total		—	(173)	—	1.411	—	82	1	1.321
Operaciones con Socios o Propietarios		—	(1.404)	—	—	—	—	132	(1.272)
Aumentos / (Reducciones) de Capital		—	—	—	—	—	—	—	—
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto		—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos	15.19	—	(1.404)	—	—	—	—	(3)	(1.407)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)		—	—	—	—	—	—	—	—
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	5	—	—	—	—	—	—	135	135
Otras Operaciones con Socios o Propietarios		—	—	—	—	—	—	—	—
Otras Variaciones de Patrimonio Neto		—	1.086	—	(1.086)	—	—	—	—
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio		—	—	—	—	—	—	—	—
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto		—	1.086	—	(1.086)	—	—	—	—
Otras Variaciones		—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 31 de diciembre de 2016		1.271	6.308	—	1.411	—	(38)	136	9.089

Las Notas 1 a 39 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 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes

a Los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Miliones de Euros	Notas	2017	2016
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios		1.900	1.710
Ajustes del Resultado:		1.579	1.840
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	29	1.511	1.487
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		68	373
Cambios en el Capital Corriente:		(370)	217
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		(387)	(57)
Existencias		(241)	(162)
Activos Financieros Corrientes		(554)	336
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		812	100
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(671)	(772)
Cobro de Intereses		44	27
Cobro de Dividendos		27	22
Pagos de Intereses		(134)	(128)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(350)	(346)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(258)	(347)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	33	2.438	2.996
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		(1.078)	(1.258)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		15	14
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	33.2	(2)	(1.196)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	33.2	16	135
Adquisiciones de otras Inversiones		(187)	(173)
Enajenaciones de otras Inversiones		29	61
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro		—	—
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos		92	100
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	33	(1.115)	(2.317)
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	15.2	(3)	—
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	18.1 y 33.3	315	109
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	18.1 y 33.3	(74)	(116)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente		(165)	492
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	18.1 y 33.3	(1.411)	(1.086)
Pago a Intereses Minoritarios	33.3	(4)	(3)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	33	(1.342)	(606)
FLUJOS NETOS TOTALES		(19)	72
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos		—	—
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES		(19)	72
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES INICIALES	14	418	346
Efectivo en Caja y Bancos		418	344
Otros Equivalentes de Efectivo		—	2
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES FINALES	14	399	418
Efectivo en Caja y Bancos		399	418
Otros Equivalentes de Efectivo		—	—

Las Notas 1 a 39 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 2017 y 2016.

Memoria de cuentas anuales consolidadas

Correspondiente al ejercicio anual
terminado a 31 de diciembre de 2017

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 por 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 2016 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2017 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 y las de cada una de las sociedades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2017, 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 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 vigente en Italia, con domicilio social en Roma, Viale Regina Margherita, 137 y cuya cabecera en España es ENEL Iberia, S.L.U. con domicilio social en la calle Ribera del Loira, 60, Madrid. El Grupo ENEL posee, a través de ENEL Iberia, S.L.U., un 70,101% del capital social de ENDESA, S.A. (véase Nota 15.1.1). Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENEL del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2017 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 2017, que han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 26 de febrero de 2018, han sido elaboradas 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 2017, 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 las mismas Bases de Presentación y Normas de Valoración aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016, a excepción del cambio en la estimación contable de las vidas útiles de determinadas centrales hidráulicas, eólicas y fotovoltaicas (véanse Notas 2.2, 3a.2 y 3d) y 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 registran a valor razonable, tal y como se indica en las Normas de Valoración de cada partida. 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 2017 y 2016 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 Dependiente 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 2016, a excepción de las nuevas normas adoptadas por la Unión Europea aplicables a ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017 detalladas a continuación, e incluyendo las nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y del 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 2017.

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 2017

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIC 7 «Estado de Flujos de Efectivo»: Iniciativa sobre Información a Revelar.	1 de enero de 2017
Modificaciones a la NIC 12 «Impuesto sobre las Ganancias»: Reconocimiento de Impuestos Diferidos de Activo en Relación a Pérdidas no Realizadas.	1 de enero de 2017

La aplicación de las Normas mencionadas anteriormente no ha tenido un impacto significativo sobre las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017.

b) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, cuya primera aplicación se producirá en 2018

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes».	1 de enero de 2018
Aclaraciones a la NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes».	1 de enero de 2018
NIIF 9 «Instrumentos Financieros».	1 de enero de 2018
Modificaciones a la NIIF 4 «Contratos de Seguros»: Aplicación de la NIIF 9 «Instrumentos Financieros» Conjunta a la NIIF 4 «Contratos de Seguros».	1 de enero de 2018

NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes»

La NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes» establece un nuevo modelo de reconocimiento de ingresos derivados de contratos con clientes, siendo el principio fundamental de este modelo el reconocer los ingresos ordinarios para representar la transferencia de bienes o servicios comprometidos a los clientes por un importe que refleje la contraprestación a que la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

Conforme al análisis realizado a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, ENDESA ha concluido que la adopción de la NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes» no supone modificaciones significativas en el reconocimiento de ingresos, a excepción del efecto derivado de la capitalización de los costes incrementales incurridos para la obtención de contratos con clientes.

ENDESA procederá a la activación en el Activo no Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado de los costes incrementales incurridos en la obtención de dichos contratos con clientes, que actualmente se registran en el Estado del Resultado Consolidado, y dicho activo se amortizará de forma sistemática en función de la vida media esperada de los contratos con clientes asociados a dichos costes, que oscilan entre 1,4 años y 9 años.

Por lo que respecta al método de transición a adoptar en la primera aplicación de esta Norma, ENDESA ha optado por el método de aplicación retroactiva con el efecto acumulado de dicha aplicación a 1 de enero de 2018.

En base a lo anterior, y teniendo en consideración la tipología de clientes y de productos y servicios contratados, así como el método de transición adoptado para la primera aplicación, el efecto sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA a la fecha de primera aplicación de la NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes» sería como sigue:

Millones de Euros	
Estado de Situación Financiera Consolidado	1 de enero de 2018
Activo no Corriente	95
Costes de Captación	95
Total Activo	95
Patrimonio Neto	71
De la Sociedad Dominante	71
De los Intereses Minoritarios	—
Pasivo No Corriente	24
Pasivos por Impuestos Diferidos	24
Total Patrimonio Neto y Pasivo	95

Dicho importe corresponde a la activación de los costes incrementales derivados de la obtención de contratos con clientes incurridos en ejercicios anteriores y todavía vigentes a la fecha de transición.

NIIF 9 «Instrumentos Financieros»

La NIIF 9 «Instrumentos Financieros» establece los criterios para el reconocimiento, clasificación y medición de los activos financieros, pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras.

Conforme al análisis realizado a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, los impactos de la adopción de la NIIF 9 «Instrumentos Financieros», teniendo en cuenta que ENDESA se ha acogido a la opción de no re-expresión de las cifras de periodos comparativos, se resumen, como figura a continuación:

- Clasificación y valoración de activos y pasivos financieros: En términos generales, del análisis de la nueva clasificación, y en función del modelo de negocio y las características de los flujos de efectivo contractuales, no se estiman impactos relevantes y se espera que la mayor parte de los activos financieros continúen valorándose a coste amortizado a excepción, principalmente, de los instrumentos de patrimonio, que se valorarán a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado Consolidado, y de los instrumentos financieros derivados, que

se valorarán a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado.

- Deterioro de valor de los activos financieros: Para las cuentas a cobrar comerciales ENDESA aplicará el enfoque simplificado estimando las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo, y, para el resto de activos financieros, ENDESA aplicará el modelo general de cálculo de la pérdida esperada. El efecto sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA de la aplicación del nuevo modelo de pérdida esperada para calcular el deterioro de valor de los activos financieros, a la fecha de primera aplicación, sería como sigue:

Millones de Euros	
Estado de Situación Financiera Consolidado	1 de enero de 2018
Activo no Corriente	2
Activos Financieros no Corrientes	(11)
Activos por Impuesto Diferido	13
Activo Corriente	(42)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	(23)
Activos Financieros Corrientes	(19)
Total Activo	(40)
Patrimonio Neto	(40)
De la Sociedad Dominante	(40)
De los Intereses Minoritarios	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo	(40)

Contabilidad de coberturas: ENDESA ha optado por acogerse a la aplicación prospectiva de la contabilidad de coberturas de modo que su adopción no tendrá impacto en los Estados Financieros Consolidados en la fecha de primera aplicación.

- Refinanciación de deuda financiera: ENDESA ha evaluado el impacto que supondría el tratamiento contable de las refinanciaciones que no han supuesto una baja del pasivo financiero, conforme a lo contemplado en las Modificaciones de la NIIF 9 «Características de Cancelación Anticipada con Compensación Negativa» emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB), y pendiente de convalidar por la Unión Europea, sin que ello suponga un impacto significativo.

c) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, cuya primera aplicación se producirá en 2019

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
NIIF 16 «Arrendamientos».	1 de enero de 2019

La Dirección de ENDESA está evaluando el impacto de la aplicación de esta Norma no habiéndose concluido dicho análisis a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

NIIF 16 «Arrendamientos»

La NIIF 16 «Arrendamientos» establece que un arrendatario reconocerá un activo por derecho de uso, que representa el derecho a usar el activo subyacente, y un pasivo por arrendamiento, que representa la obligación de realizar los pagos por arrendamiento durante el plazo del mismo, a excepción de los contratos de arrendamientos a corto plazo y en los que el activo subyacente sea de bajo valor. Desde el punto de vista del arrendador, esta Norma no introduce cambios significativos, debiendo clasificar sus contratos como un arrendamiento financiero o un arrendamiento operativo.

La Norma permite 3 alternativas de transición para el primer ejercicio de aplicación:

- a) Retrospectiva completa aplicando la NIC 8 «Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores» y re-expresando el periodo comparativo como si la Norma se hubiera aplicado a los contratos desde su inicio (*Alternativa 1*);
- b) Retrospectiva con modificaciones, que supone no re-expresar el periodo comparativo y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma en la fecha de primera aplicación, registrando el activo por el mismo valor que el pasivo (*Alternativa 2*).

- c) Retrospectiva con modificaciones, que supone no re-expresar el periodo comparativo y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma en la fecha de primera aplicación, registrando el activo como si la Norma se hubiera aplicado a los contratos desde su inicio (*Alternativa 3*).

Para evaluar el potencial impacto que la adopción de la NIIF 16 «Arrendamientos» tendrá sobre los Estados Financieros Consolidados, el trabajo que está desarrollando ENDESA comprende las siguientes tareas:

- Análisis de los contratos de arrendamiento formalizados por la entidad, al objeto de determinar si quedan sujetos al alcance de la NIIF 16 «Arrendamientos». Dicho análisis incluye, no sólo los contratos en los que ENDESA actúa como arrendatario, sino también aquellos en los que la posición es de arrendador (véanse Notas 9.1 y 9.2).
- Análisis de los contratos de arrendamiento que pudieran acogerse a la excepción de no aplicación de esta Norma por corresponder a contratos con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen por objeto activos de bajo valor individual (inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD)).
- Realización de un inventario de los contratos de arrendamiento formalizados por la entidad vigentes a 31 de diciembre de 2017 y con vencimiento superior a 1 de enero de 2019 (véanse Notas 9.1 y 9.2).
- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del periodo no cancelable y de los periodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de ENDESA y se considere razonablemente cierto.
- Análisis del impacto de la Norma en los ratios financieros y «covenants» para proceder, en su caso, a la renegociación de los mismos.
- Revisión de los procesos y sistemas, incluyendo también el de control interno, con el fin de determinar la herramienta más adecuada para la gestión de la información necesaria para la aplicación de la nueva Norma así como de los desgloses requeridos en las Cuentas Anuales Consolidadas.

A la fecha de formulación de estos Estados Financieros Consolidados, ENDESA, que ha optado por no aplicar anticipadamente la NIIF 16 «Arrendamientos», está evaluando las *Alternativas 2 y 3* de transición a aplicar en la fecha de primera aplicación así como las soluciones prácticas que permite la Norma.

Por tanto, ENDESA no ha finalizado todavía el análisis del posible efecto que pudiera tener la NIIF 16 «Arrendamientos» y la cuantificación definitiva del impacto por la primera aplicación de esta Norma finalizará en el ejercicio 2018. Si bien, conforme al análisis preliminar realizado y para los contratos vigentes a 31 de diciembre de 2017, a la fecha de formulación de estos Estados Financieros Consolidados los impactos esperados de la adopción de la NIIF 16 «Arrendamientos» se resumen como figura a continuación:

→ Como consecuencia del reconocimiento de los derechos de uso originados por los contratos de arrendamiento catalogados como operativos y previsiblemente vigentes a 1 de enero de 2019, se espera un incremento en el Activo no Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado que, a 31 de diciembre de 2017, ascendería a un importe comprendido aproximadamente entre un 0,46% y un 0,56% del Total Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

→ Como consecuencia del reconocimiento de las obligaciones de pago futuras relativas a dichos contratos de arrendamiento se espera también un incremento en el Pasivo no Corriente y Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado por un importe aproximadamente igual a un 0,56% del Total Patrimonio Neto y Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

→ Si la opción de transición finalmente adoptada es la correspondiente a la Alternativa 3, adicionalmente a lo indicado en los párrafos anteriores, se espera un decremento de las Reservas que supondría, aproximadamente, un 0,32% del Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

→ El gasto referente a los contratos de arrendamiento operativo por importe de 35 millones de euros en el ejercicio 2017, registrado actualmente en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 28), pasará a registrarse en el epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado, por la amortización de los derechos de uso, y en el epígrafe «Gasto Financiero» del Estado del Resultado Consolidado, por el devenir del pasivo financiero.

d) Normas e interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB), pendientes de aprobación por la Unión Europea

El Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) ha aprobado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que pudieran afectar a ENDESA y están pendientes de aprobación por parte de la Unión Europea en la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: ¹ Ejercicios Iniciados a Partir de
NIIF 14 «Diferimiento de Actividades Reguladas».	1 de enero de 2016 ²
Modificaciones a la NIIF 2 «Clasificación y Valoración de las Transacciones con Pagos Basados en Acciones».	1 de enero de 2018
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.	Postpuesto indefinidamente
NIIF 17 «Contratos de Seguro».	1 de enero de 2021
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2014 – 2016. 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 1 «Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera». – NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades». – NIC 28 «Inversiones en Entidades Asociadas y Negocios Conjuntos».	1 de enero de 2017 (NIIF 12) y 1 de enero de 2018 (NIIF 1 y NIC 28)
CINIIF 22 «Transacciones en Moneda Extranjera y Anticipos».	1 de enero de 2018
Modificaciones a la NIC 40 «Transferencias de Inversiones Inmobiliarias».	1 de enero de 2018
CINIIF 23 «La Incertidumbre frente a los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias».	1 de enero de 2019
Modificaciones a la NIIF 9 «Instrumentos Financieros»: Características de Cancelación Anticipada con Compensación Negativa.	1 de enero de 2019
Modificaciones a la NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Intereses a Largo Plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos.	1 de enero de 2019
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2015 – 2017. 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» y NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos»: Intereses Mantenido Previamente en una Operación Conjunta. – NIC 12 «Impuesto sobre las Ganancias»: Consecuencias Fiscales sobre Pagos de Instrumentos Financieros Clasificados como Patrimonio. – NIC 23 «Costes por Intereses».	1 de enero de 2019

¹ Si se adoptase sin cambios por la Unión Europea.

² Proceso de adopción paralizado por la Unión Europea.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección de ENDESA está evaluando el impacto que la aplicación de las Normas tendría, si fueran finalmente convalidadas por la Unión Europea, sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

En base a los análisis realizados hasta la fecha, ENDESA estima que su aplicación inicial no tendrá impacto significativo sobre sus Estados Financieros Consolidados.

2.2. 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 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 3k.1, 3k.2, 17.1 y 17.2).
- 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 (véanse Notas 3h y 13).
- 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 probabilidad de ocurrencia y el importe de los activos o pasivos de importe incierto o contingentes (véanse Notas 3k y 17.3).
- Los costes futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3a, 3b, 3d, 3k.4 y 17.3).
- Las hipótesis utilizadas para la valoración de los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales (véanse Notas 3n y 22.1).
- 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 3n, 22 y 32).

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.

2.3. Sociedades Dependientes

Son Sociedades Dependientes aquéllas en las que la Sociedad Dominante controla, directa e indirectamente, tiene poder sobre la participada, está expuesta a sus rendimientos variables, o tiene derechos que le otorgan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de esa participada. En este sentido, se entiende que una sociedad está expuesta a los rendimientos variables de una participada cuando éstos varían en función de la evolución económica de la misma y puede ejercer su poder para influir sobre los rendimientos variables.

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 en la fecha de cierre contable.

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 2.7.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

2.3.1. Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las incorporaciones, exclusiones y variaciones en los porcentajes de participación sobre las Sociedades Dependientes durante el ejercicio 2017.

A continuación se detallan las variaciones del perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2017 y 2016.

Ejercicio 2017

Incorporaciones

Con fecha 31 de mayo de 2017 ENDESA Red, S.A.U. ha adquirido el 52,54% del capital social de Eléctrica de Jafre, S.A., por un precio de un millón de euros. ENDESA previamente poseía una participación del 47,46% del capital social de esta sociedad de forma indirecta, a través de Hidroeléctrica de Cataluña, S.L.U., por lo que, como resultado de esta transacción, la participación final de ENDESA en Eléctrica de Jafre, S.A. es del 100% (véanse Notas 2.4, 5.2 y 11.1):

	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016	
	Control	Económico	Control	Económico
Eléctrica de Jafre, S.A.	100,00	100,00	47,46	47,46

Los impactos de esta operación se detallan en la Nota 5.2.

Como consecuencia de la adjudicación, en las subastas de renovables celebradas el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017, de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos, respectivamente (véase Nota 4), se han adquirido/constituido las siguientes sociedades:

	Fecha	Transacción	Tecnología	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017	
				Control	Económico
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A.	2 de noviembre de 2017	Constitución	Eólica	51,00	51,00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	23 de noviembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Baylio Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Dehesa de los Guadalupe Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Furatena Solar 1, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00

Los impactos de estas operaciones se detallan en la Nota 5.3.

Exclusiones

Con fecha 4 de agosto de 2017 ha quedado inscrita en el Registro Mercantil la extinción de las sociedades dependientes Minas de Estercuel, S.A. (en Liquidación) y Minas Gargallo, S.L. (en Liquidación) en las que ENDESA mantenía una participación de control del 99,65% y 99,91%, respectivamente. Las magnitudes económicas de estas compañías no eran significativas.

Durante el ejercicio 2017 se realizaron las siguientes operaciones de fusión entre Sociedades Dependientes:

Sociedad Absorbente	Fecha Efectiva de Fusión	Sociedades Absorbidas	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016 (Sociedad Absorbida)	
			Control	Económico
ENEL Green Power España, S.L.U. (IEGPE)	6 de noviembre de 2017	Serra do Moncoso-Cambás, S.L.U.	100,00	100,00
		Parque Eólico Aragón, S.L.U.	100,00	100,00

Con fecha 28 de diciembre de 2017 se ha vendido la participación en el 60% del capital social de Nueva Marina Real Estate, S.L. La salida del perímetro de consolidación ha supuesto la disminución de 19 millones de euros en el Activo no Corriente, 1 millón de euros en el Activo Corriente y 2 millones de euros en Intereses Minoritarios (véase Nota 15.2), 6 millones de euros en el Pasivo no Corriente y 19 millones de euros en el Pasivo Corriente. El resultado bruto generado por la venta de esta participación ha ascendido a 9 millones de euros (véase Nota 31).

centajes de participación de control y económico en las sociedades del perímetro de consolidación:

Variaciones del Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016	
	Control	Económico	Control	Económico
Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.	100,00	100,00	85,00	85,00
Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U.	100,00	100,00	82,89	82,89

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 se han producido las siguientes variaciones en los por-

Las transacciones, que no han tenido impacto en el Estado del Resultado Consolidado, han supuesto un efecto en el Patrimonio Neto por importe de 3 millones de euros.

Ejercicio 2016

Incorporaciones

Como consecuencia de la operación de compra del 60% de la participación en el capital social de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) realizada con fecha 27 de julio de 2016 y que supuso la toma de control de esta Sociedad frente a la influencia significativa que mantenía hasta el momento (véanse Notas 2.4, 5.4 y 11.1), se produjo el alta en el perímetro de consolidación del 100% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) así como de las participaciones controladas por ésta.

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las participaciones societarias de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición.

Asimismo, con fecha 28 de julio de 2016 ENDESA adquirió la totalidad del capital social de Eléctrica del Ebro, S.A.U., lo que supuso el alta en el perímetro de consolidación de esta sociedad y de su filial Energía Eléctrica del Ebro, S.A.U. (en Liquidación) (véase Nota 5.5).

Los impactos de estas operaciones se detallan en las Notas 5.4 y 5.5.

Exclusiones

Con fecha 29 de diciembre de 2016, se vendieron las participaciones en el 64,07% del capital social de Energía de La Loma, S.A. y el 68,42% del capital social de Energías de la Mancha Eneman, S.A., previamente adquiridas el 27 de julio de 2016 en el marco de la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véase Nota 5.4). El resultado generado por esta operación no ha sido significativo.

Las magnitudes económicas de estas compañías no eran significativas.

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 se produjeron las siguientes variaciones en los porcen-

tajes de participación de control y económico en las sociedades del perímetro de consolidación:

Variaciones del Perímetro de Consolidación ¹	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
ENDESA Generación Portugal, S.A.	100,00	100,00	99,40	99,40
Hidromondego – Hidroeléctrica do Mondego, Lda	100,00	100,00	100,00	99,94

¹ Como consecuencia de la operación de compra del 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véase Nota 5.4).

2.3.2. 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 2.5) ya que ENDESA, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce control conjunto con el otro participante y tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos de la misma.

2.4. 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 contable, 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 2017 y 2016.

En el Anexo III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las incorporaciones, exclusiones y variaciones en los porcentajes de participación sobre las Sociedades Asociadas durante el ejercicio 2017.

Nota 5.4 se han incorporado también sus Sociedades Asociadas. En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las Sociedades Asociadas que formaban parte de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición.

Exclusiones

Como consecuencia de la obtención del control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) esta participación pasó a ser Sociedad Dependiente (véanse Notas 2.3, 5.4 y 11.1).

Con fecha 30 de diciembre de 2016, quedó inscrita la extinción de Enerlisa, S.A. (en Liquidación). Las magnitudes de esta compañía no eran significativas.

Ejercicio 2017

Incorporaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se ha producido la incorporación de ninguna Sociedad Asociada al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Como consecuencia de la obtención del control de Eléctrica de Jafre, S.A. esta participación ha pasado a ser Sociedad Dependiente (véanse Notas 2.3, 5.2 y 11.1).

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se han producido otras variaciones en los porcentajes de participación económico y de control de las Sociedades Asociadas.

Ejercicio 2016

Incorporaciones

Como consecuencia de la operación de toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) descrita en la

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 no se produjeron otras variaciones en los porcentajes de participación económico y de control de las Sociedades Asociadas.

2.5. Acuerdos Conjuntos

Un Acuerdo Conjunto es aquel que otorga a 2 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 en la fecha de cierre contable, 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.

2.5.1. 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 2.7.

En los Anexo I y III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Operaciones Conjuntas de ENDESA a 31 de diciembre de 2017 y 2016 y las modificaciones durante el ejercicio 2017, respectivamente.

Ejercicio 2017

Incorporaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se ha producido la incorporación de ninguna sociedad de Operación Conjunta al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Con fecha 30 de junio de 2017, ENDESA ha vendido las participaciones mantenidas en las siguientes sociedades:

Exclusiones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016	
	Control	Económico	Control	Económico
Aquitze Solar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Cafeidas Desarrollo Solar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Cephei Desarrollo Solar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Desarrollo Photosolar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Fotovoltaica Insular, S.L.	—	—	50,00	50,00
Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	—	—	50,00	50,00

Como resultado de la venta de estas sociedades se han dado de baja activos del Inmovilizado Material por importe

de 7 millones de euros (véase Nota 6) y Activos Intangibles por importe de un millón de euros (véase Nota 8). El resto de magnitudes económicas de estas sociedades no eran significativas. El resultado bruto generado por la venta de estas participaciones ha ascendido a 4 millones de euros (véase Nota 31).

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se han producido variaciones en los porcentajes de participación de control y económico.

Ejercicio 2016

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 no se produjo la incorporación de ninguna sociedad de Operación Conjunta al perímetro de consolidación, ni se produjeron salidas del perímetro ni variaciones en los porcentajes de participación de control y económico.

2.5.2. 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 los Anexos II y III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan los Negocios Conjuntos de ENDESA a 31 de diciembre de 2017 y 2016 y las variaciones durante el ejercicio 2017, respectivamente.

Ejercicio 2017

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se han producido variaciones en los Negocios Conjuntos de ENDESA.

Ejercicio 2016

Incorporaciones

Como consecuencia de la operación de adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) descrita en la Nota 5.4, se dieron de alta los Negocios Conjuntos indicados en el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Exclusiones

El 24 de mayo de 2016 se vendió a ENEL Investment Holding B.V. la siguiente participación (véase Nota 11.1):

Exclusiones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
ENEL Insurance N.V.	—	—	50,00	50,00

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre 2016 se produjeron las siguientes variaciones en los porcentajes de participación de control y económico en las sociedades del perímetro de consolidación:

Variaciones del Perímetro de Consolidación ¹	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
Carbopegas – Abastecimientos de Combustibles, S.A.	50,00	50,00	50,00	49,99
Elégas, S.A.	50,00	50,00	50,00	49,70
Pegop – Energía Eléctrica, S.A.	50,00	50,00	50,00	49,99

¹ Como consecuencia de la operación de compra del 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véase Nota 5.4).

Asimismo, con fecha 30 de marzo de 2016, ENDESA adquirió acciones representativas del 4,86% del capital social de Tejo Energía – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. (véase Nota 11.1).

Variaciones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
Tejo Energía – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43,75	43,75	38,89	38,89

2.6. 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 desdeniable respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

2.7. 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 el Estado del Resultado Consolidado 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.

nes 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:

- 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 en el plazo de 12 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.
- 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.

→ La conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del euro se realiza del siguiente modo:

- > Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas Anuales Consolidadas.
- > Las partidas de los Estados del Resultado utilizando el tipo de cambio medio del ejercicio.
- > 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» en el Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global.

Las diferencias de conversión generadas con anterioridad a 1 de enero de 2004 fueron 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).

- 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.
- 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.

- Cuando se realiza una transacción por la que se adquiere el control de una sociedad en la que previamente se ostentaba una participación, el registro inicial de la participación anterior se realiza por el valor razonable en el momento de la toma de control. La diferencia entre dicho valor razonable y el valor en libros de la inversión mantenida previamente, se registra en el Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en «Otro Resultado Global» se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos y pasivos relacionados.

→ Si la transacción se realiza entre entidades o negocios bajo control común se analiza la sustancia económica de la combinación de negocios a efectos de determinar la asignación del valor razonable de los activos netos adquiridos.

- 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 en el ejercicio 2017 ha sido del 2,1% (2,5% en el ejercicio 2016). El importe activado por este concepto ha ascendido a 5 millones de euros en el ejercicio 2017 (6 millones de euros en el ejercicio 2016) (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 2017 el importe activado por este concepto ha ascendido a 98 millones de euros (98 millones de euros en el ejercicio 2016).
- 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. 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 periodo 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 6).

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 si lo hubiere, 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 periodo 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	
	2017	2016
Instalaciones de Generación:		
Centrales Hidráulicas		
Obra Civil	100	65
Equipo Electromecánico	50	35
Centrales de Carbón	25-59	25-59
Centrales Nucleares	50	50
Centrales de Ciclo Combinado	40	40
Renovables		
Fotovoltaicas	30	20
Eólicas	30	25
Instalaciones de Transporte y Distribución		
Red de Baja y Media Tensión	40	40
Equipos de Medida y Telecontrol	6-15	6-15
Otras Instalaciones	25	25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 se han realizado nuevos estudios técnicos sobre las vidas útiles de las centrales eólicas y fotovoltaicas contando, para ello, con fuentes de información internas y externas. Dichos estudios se basan en la mayor experiencia existente actualmente para plantas de características similares y en los desarrollos tecnológicos realizados desde su puesta en marcha y demuestran que, en unas condiciones adecuadas de explotación, aplicando unos planes específicos de mantenimiento predictivo que permitan anticipar el fallo en componentes principales no estructurales y realizando unas inversiones adecuadas, se podrán alcanzar, al menos, los 30 años de operación de estos aerogeneradores y plantas fotovoltaicas en condiciones seguras.

Conforme a ello, ENDESA ha modificado a partir del 1 de enero de 2017, con efectos prospectivos, las vidas útiles de los parques de generación eólica y fotovoltaica pasando de los 25 años y 20 años, respectivamente, que se venían estimando a 30 años.

El efecto que este cambio ha tenido en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 ha sido de un menor gasto por dotación a la amortización por importe de 21 millones de euros respecto al ejercicio anterior.

Asimismo, por lo que respecta a las plantas hidroeléctricas, ENDESA ha realizado nuevos estudios técnicos, internos y externos, sobre las vidas útiles de estas centrales basándose en la mayor experiencia existente actualmente en centrales hidroeléctricas de características técnicas similares, los cuales han demostrado que estas instalaciones, manteniendo unas adecuadas condiciones de explotación, programas de operación y mantenimiento e inversiones, pueden alcanzar una vida útil mayor a la establecida inicialmente, garantizando la seguridad en su funcionamiento de acuerdo a los requerimientos legales establecidos.

Conforme a dichos estudios, desde un punto de vista técnico se considera que la configuración de estas plantas junto con las inversiones recurrentes realizadas por ENDESA desde su puesta en operación y los planes de mantenimiento ejecutados a lo largo del tiempo, permiten que las centrales hidroeléctricas de ENDESA continúen generando energía de forma eficiente más allá de la vida útil estimada hasta ahora, pudiéndose alargar significativamente la misma.

En base a ello, ENDESA ha modificado la vida útil de sus centrales hidroeléctricas, pasando de los 65 años que se venían estimando para la obra civil y 35 años para el equipo electromecánico, a 100 años y 50 años, respectivamente, con el límite del plazo concesional. Dicho cambio se ha realizado a partir de 1 de enero de 2017 y tiene carácter prospectivo.

El efecto que estos cambios han tenido en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 ha sido de un menor gasto por dotación a la amortización por importe de 42 millones de euros respecto al ejercicio anterior.

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 insta-

laciones revierten a la propiedad del Estado en condiciones de buen uso, estableciéndose, a 31 de diciembre de 2017, su plazo de reversión entre 2018 y 2067 (véase Nota 17.3). Estas instalaciones se amortizan en el plazo concesional o durante su vida económica, el menor de estos 2 periodos.

ENDESA ha evaluado las casuísticas específicas de dichas concesiones concluyéndose que, en ninguno de estos casos, se dan los factores determinantes para aplicar la CINI-IF 12: «Acuerdos de Concesión de Servicios» (véase Nota 3d.1).

Un elemento del inmovilizado material se da de baja 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 resultados 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 «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 ha calculado en base a valoraciones externas realizadas en el cuarto trimestre del ejercicio 2017 (véanse Notas 7.1 y 19.6.2).

A efectos de determinar el valor de mercado razonable de las inversiones inmobiliarias se solicitan valoraciones a expertos independientes reconocidos oficialmente que realizan su mejor estimación de valor teniendo en cuenta el mayor y mejor uso del inmueble conforme a su situación urbanística y al estado de conservación actual del mismo, en caso de construcciones.

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 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 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 2017 el fondo de comercio reconocido en el Estado de Situación Financiera Consolidado se ha generado por la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT), y por la toma de control en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (véanse Notas 5.1, 5.4 y 5.5).

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 2017 y 2016 no existen activos intangibles con vida útil indefinida.

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.

Como consecuencia del cambio de las vidas útiles de los parques de generación eólica y fotovoltaica (véase Nota 3a.2) se ha registrado un menor gasto por dotación a la amortización del activo intangible, correspondiente a las autorizaciones para la explotación de dichos parques eólicos, por importe de 13 millones de euros respecto del ejercicio anterior.

d.1. Concesiones

La CINIIF 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:

- La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- 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 3k).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no tenía reconocido ningún activo intangible por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios».

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 2017 y 2016 no se activaron gastos financieros.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se ha realizado ninguna activación de gastos de personal.

Las concesiones se amortizan en el periodo 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 periodo 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 5 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 ha ascendido a 24 millones de euros en el ejercicio 2017 (16 millones de euros en el ejercicio 2016).

d.3. 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 5 años. Durante los ejercicios 2017 y 2016 se han activado 37 millones de euros y 19 millones de euros de gastos de personal, respectivamente.
- Carteras de clientes adquiridos mediante combinación de negocios, que se reconocen inicialmente por su valor razonable en la fecha de adquisición. Posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. El método de amortización de las mencionadas carteras es decreciente a lo largo de su vida útil y oscila entre 15 años y 25 años en base a la disminución gradual esperada en dichas carteras.

e) Deterioro de 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.

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 (UGEs)

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 (UGEs) más significativas existentes a 31 de diciembre de 2017 y 2016 son las siguientes:

- 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 (carbón, ciclo combinado, fuel, hidráulica, nuclear y renovable), en función de la disponibilidad de las centrales, la meteorología, la demanda y la necesidad de cubrir las restricciones técnicas del Sistema, 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 mediante ofertas en distintos mercados, coordinados por un único representante y sujeto liquidador garantizando la seguridad del suministro. Asimismo, la toma de decisiones sobre las operaciones se realiza en función de la capacidad instalada de todo el parque de generación. Estas características hacen que la generación, en su conjunto, de cada uno de los ámbitos geográficos mencionados forme una Unidad Generadora de Efectivo (UGE).
- Distribución: Los activos de la red de distribución en España 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 razonable minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste último el valor actual de los flujos de caja futuros estimados.

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 los próximos 5 años y 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, tomando en consideración el valor residual, si lo hubiese, y 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 2017 y 2016 se encuentran en los siguientes rangos:

	Moneda	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Generación	Euro	5,4	7,3	6,2	7,8
Distribución	Euro	5,5	7,2	5,9	8,1

Analizando los parámetros que componen las tasas de descuento de 2017, cabe destacar que la tasa libre de riesgo ha bajado significativamente, pasando del 2,20% en el ejercicio 2016 al 1,82% en el ejercicio 2017 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, se mantiene en línea tanto en los negocios liberalizados como en los negocios regulados.

Las tasas de crecimiento empleadas para extrapolar las proyecciones de los ejercicios 2017 y 2016 (tasa g) han sido las siguientes:

%	2017	2016
Tasa de Crecimiento	1,7	1,4

Estas tasas de crecimiento, que no superan la tasa media de crecimiento a largo plazo del sector y los mercados en los que ENDESA opera, se adecúan a la inflación a largo plazo de España, estando alineadas con las estimaciones del consenso del mercado.

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 periodo proyectado.
- Hidraulicidad y eolicidad media: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio. No obstante, y en especial para el primer año de proyección, se toma en consideración la situación hídrica y eólica 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 instala-

ciones 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 (PSVAs).

- 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.
- Para la estimación de los 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 mer-

cados «forward» y estimaciones disponibles de analistas.

- Los 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 (analistas, Organismos Oficiales nacionales o internacionales, etc.) como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos de Producto Interior Bruto (PIB), demanda, inflación, tipos de interés 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.

Durante el ejercicio 2017, las desviaciones observadas con respecto a las expectativas establecidas en las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2016 no han sido significativas. Destacar que los flujos de caja generados en el año 2017 han sido similares a los previstos para dicho año en los test de deterioro realizados en el proceso de elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA estima que cualquier cambio razonablemente posible en las hipótesis clave sobre las cuales se basa el importe recuperable no causaría que el importe en libros de los activos no financieros superase a su importe recuperable.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad de los resultados del test de deterioro realizado de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) descritas a una variación de 50 puntos básicos en las tasas de descuento y de crecimiento consideradas. Los resultados de estos análisis de sensibilidad indican que ni una modificación desfavorable en los valores considerados para las tasas de descuento utilizadas ni en las tasas de crecimiento empleadas de 50 puntos básicos resultan en un deterioro de activos.

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 periodo 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 da 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, en 4 categorías:

→ **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.

- 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 2017 y 2016 ENDESA no tiene inversiones de esta naturaleza por importe significativo.
- 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.
- 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 3 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 15.1.6) 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 consi-

derarse temporal, la diferencia se registra directamente 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 en su valor.

Los descubiertos bancarios se reconocen en el Estado de Situación Financiera Consolidado como deuda financiera con entidades de crédito.

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 en 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 (véanse Notas 13 y 20.5).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero que se incluyen en las categorías «Préstamos y Cuentas a Cobrar» e «Inversiones Mantenedas hasta el Vencimiento», la determinación de la necesidad de deter-

rioro 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 (véase Nota 29). 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 periodos 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 el mismo que se incluye en la Nota 18.1, ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo y deuda a tipo de interés 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 emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo 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.

ENDESA tiene contratadas con diversas entidades financieras operaciones de gestión del pago a los proveedores («confirming») (véase Nota 23). ENDESA aplica los criterios señalados en la Nota 3g.7 para evaluar si debe dar de baja el pasivo original con los acreedores comerciales y reconocer un nuevo pasivo con las entidades financieras. Los pasivos comerciales cuya liquidación es gestionada por entidades financieras se muestran en la partida «Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar» del Estado de Situación Financiera Consolidado en la medida en que ENDESA únicamente ha cedido la gestión de pago a las entidades financieras, manteniéndose como obligado primario al pago de las deudas frente a los acreedores comerciales.

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», corriente o no corriente 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:

- 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.
- 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 15.1.6). 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.
- 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» traspasándose 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 han 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 periodo.

→ En el caso de los derivados no cotizados en mercados organizados, ENDESA realiza las valoraciones a través de herramientas internas y 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 cierre, convertidos a euros con el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. 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. Durante los ejercicios 2017 y 2016 el valor de los ajustes realizados por el riesgo de contraparte Credit Valuation Adjustment (CVA) y por el riesgo de crédito propio Debt Valuation Adjustment (DVA) no han sido significativos.

Conforme a los procedimientos antes descritos, ENDESA clasifica los diferentes instrumentos financieros de acuerdo a los niveles señalados en la Nota 3r (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 (véase Nota 3k).
- 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, aun 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 2017 y 2016, los cuales han sido considerados «factoring» sin recurso al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos (véanse Notas 13 y 31).

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 el Estado del Resultado Consolidado 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 sólo pueden ser legalmente exigibles en el 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 re-

cuperable de la Sociedad Asociada o Negocio Conjunto, y su valor contable (véase Nota 3g.3).

Para evaluar el valor recuperable, se calcula el mayor entre el valor razonable de la participación de ENDESA en la empresa participada o 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 España, S.L.U. (EGPE) mantenida hasta su toma de control, se efectuaba un test de deterioro basado en las hipótesis indicadas en la Nota 3e.2. Como resultado de dicho test de deterioro, a 30 de junio de 2016 se registró un deterioro de la participación por importe de 72 millones de euros (véanse Notas 5.4 y 11.1).

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 a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

i) Existencias

Con carácter general, las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si éste es inferior.

i.1. Combustible nuclear

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 2017 (3 millones de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 30). El combustible nuclear en curso se traspa a explotación cuando es introducido en el reactor y se imputa al Estado del Resultado Consolidado en función de la capacidad energética consumida durante el periodo.

i.2. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)

Las sociedades 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), que pueden ser European Union Allowances (EUAs), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

El criterio para el reconocimiento de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) es el de su registro como existencias conforme al siguiente detalle:

- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) mantenidos para la cobertura de las emisiones realizadas se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización, si éste último es inferior.
- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) que se mantienen con el objetivo de trading constituyen una cartera de negociación y se registran por su valor razonable menos los costes de venta, con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.

j) 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 la instalación de acuerdo con la regulación en vigor. Este epígrafe incluye básicamente:

- Subvenciones de capital: Se reconocen cuando existe una razonable seguridad de que se cumplen las condiciones asociadas a las mismas. Estos importes se registran

en el epígrafe «Ingresos Diferidos» del Estado del Situación Financiera Consolidado 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.

- Instalaciones cedidas: Tanto el activo material como el ingreso diferido se registran por el valor razonable del activo en la fecha de cesión y se imputan en el Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

k) 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 pensiones 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.

k.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 15.1.7).

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 Obligaciones 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 ENDE-

SA 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 15.1.7 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.

k.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 se realizarán y una comunicación 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 periodo 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 periodo. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto son reconocidas en el Estado del Resultado Consolidado.

k.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 en el epígrafe «Otras Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 24), 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), Certified Emission Reductions (CERs) o

Emission Reduction Units (ERUs) destinados a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «Existencias» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3i.2).

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.

k.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, 3d y 17.3). 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). Las tasas de interés aplicadas para la correspondiente actualización se han situado entre el 0,1% y el 1,5% en el ejercicio 2017, dependiendo de la vida útil restante del activo asociado (entre el 0,0% y el 1,2% en el ejercicio 2016).

k.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.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no se ha dotado provisión alguna por contratos onerosos.

l) 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 resultados 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).

m) 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 12 meses y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho periodo.

En el caso de aquellas obligaciones cuyo vencimiento sea a corto plazo, pero sobre las que existe la expectativa y además la facultad, a discreción de ENDESA, de refinanciación a largo plazo mediante pólizas de crédito disponibles de forma incondicional e inmediata, de acuerdo con las condiciones de financiación existentes, y cuya exigibilidad supera los 12 meses a partir de la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, se clasifican como pasivos no corrientes. Estos saldos ascienden a 17 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 (véase Nota 18.2.1).

n) Impuesto sobre Sociedades

En el ejercicio 2017, todas las entidades sobre las que ENEL, S.p.A. (sociedad italiana cabecera del Grupo ENEL) ostenta una participación de, al menos, el 75% o del 70% (caso de entidades participadas cotizadas o filiales de ésta) 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, S.p.A. y su representante en España es ENEL Iberia, S.L.U.

El número de sociedades que componen el Grupo Consolidado Fiscal a 31 de diciembre de 2017 es de 35 (26 sociedades a 31 de diciembre de 2016) y son las que se detallan a continuación: ENEL Iberia, S.L.U., ENDESA, S.A., Almusafes Servicios Energéticos, S.L.U., Aragonesa de Actividades Energéticas, S.A.U., Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages, S.A., Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., Eléctrica del Ebro, S.A.U., Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U., ENDESA Capital, S.A.U., ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U., ENDESA Energía, S.A.U., ENDESA Energía XXI, S.L.U., ENDESA Financiación Filiales, S.A.U., ENDESA Generación, S.A.U., ENDESA Generación II, S.A.U., ENDESA Generación Nuclear, S.A.U., ENDESA Ingeniería, S.L.U., ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U., ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U., ENDESA Red, S.A.U., ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ENEL Produzione, S.p.A. (Sucursal en España), Energía Eléctrica del Ebro, S.A.U. (en Liquidación), Energías de Aragón I, S.L.U., Energías de Aragón II, S.L.U., Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., Gas y Electricidad Generación, S.A.U., Guadarranque Solar 4, S.L.U., Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U., Minas Gargallo, S.L., Parque Eólico A Capelada, S.L.U., Parque Eólico Aragón, S.L.U., Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U., Serra do Moncoso-Cambás, S.L.U. y Unión Eléctrica de Canarias Generación, 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.

Durante el ejercicio 2017 ENDESA ha adquirido participaciones en Eléctrica de Jafre, S.A., Baylio Solar, S.L.U.,

Dehesa de los Guadalupe Solar, S.L.U., Furatena Solar 1, S.L.U., Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U., Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U. y Seguidores Solares Planta 2, S.L.U. (véase Nota 2.3.1). El 1 de enero de 2018 las sociedades que cumplan los requisitos exigidos por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades se integrarán en el Grupo de Consolidación Fiscal al que pertenece ENDESA.

Durante el ejercicio 2016, ENDESA adquirió participaciones en las sociedades dominantes de 2 grupos fiscales de consolidación (véanse Notas 5.4 y 5.5): el Grupo de Consolidación Fiscal cuya sociedad dominante es ENEL Green Power España, S.L.U (EGPE) y el Grupo de Consolidación Fiscal cuya sociedad dominante es Eléctrica del Ebro, S.A.U. El 1 de enero de 2017 las sociedades integrantes de estos 2 grupos que cumplan los requisitos exigidos por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades se integraron en el Grupo de Consolidación Fiscal al que pertenece ENDESA.

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 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 publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, que estableció un tipo impositivo transitorio del 28% para el ejercicio 2015 y un tipo impositivo general del 25% a partir del ejercicio 2016.

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de 4 años. A 31 de diciembre de 2017 el Grupo Consolidado Fiscal tiene abiertos a inspección los ejercicios 2006, 2011 y siguientes del Impuesto sobre Sociedades, así como los ejercicios 2012 y siguientes para los demás impuestos que le son de aplicación a ENDESA.

En el ejercicio 2017 la Administración Tributaria ha continuado con el procedimiento de comprobación e investigación del Impuesto sobre Sociedades, Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) y Retenciones iniciado en el ejercicio 2016 del que podrían derivarse pasivos contingentes. A 31 de diciembre de 2017, las actuaciones se encuentran en fase de recogida de información y análisis por parte de la Inspección por lo que no es posible estimar las eventuales consecuencias económicas que pudieran derivarse del procedimiento.

Los ejercicios e impuestos que están siendo objeto de comprobación son los siguientes:

Conceptos	Ejercicio ¹
Impuesto sobre Sociedades	2011 a 2014
Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)	Marzo / 2012 a diciembre / 2014
Retenciones / Ingresos a Cuenta Rendimientos Trabajo / Profesional	2011 a 2014
Retenciones / Ingresos a Cuenta Capital Mobiliario	Marzo / 2012 a diciembre / 2014
Retenciones a Cuenta Imposición no Residentes	Marzo / 2012 a diciembre / 2014
Retenciones / Ingresos a Cuenta Arrendamientos Inmobiliarios	Marzo / 2012 a diciembre / 2014

¹ Corresponde a los ejercicios e impuestos abiertos a inspección del Grupo Consolidado Fiscal.

ñ) 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, aun 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 (véanse Notas 2.2 y 13).
- 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 (véase Nota 4). La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la encargada de liquidar la 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 a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos que tiene un régimen retributivo específico registra ingresos adicionales al precio

medio peninsular, equivalentes a dicha retribución específica (véase Nota 4).

- La actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNPI) tiene su retribución regulada (véase Nota 4). 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 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 2 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 periodo 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.

o) Beneficio (pérdida) por acción

El beneficio neto por acción básico se calcula como el cociente entre el beneficio neto del periodo atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, 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 Conti-

nuadas 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 periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder de ENDESA.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 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 (véase Nota 15.1.11).

p) Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se genera el derecho a percibirlos.

Los dividendos se registran como menor «Patrimonio Neto» en la fecha 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 15.1.9).

q) 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 (véase Nota 33). En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de Efectivo: Entradas y salidas de efectivo o de otros medios líquidos equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a 3 meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor (véase Nota 3g.2).
- 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. Recogen,

entre otros, los dividendos recibidos así como los cobros y pagos de intereses.

- **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. Los flujos netos de las actividades de inversión incluyen los correspondientes a la pérdida y obtención de control sobre las Empresas del Grupo.
- **Actividades de Financiación:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero. Los flujos netos de las actividades de financiación recogen los dividendos pagados.

r) 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):

- **Nivel 1:** El valor razonable se calcula tomando en consideración precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- **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 cierre y, dicho importe, se convierte en euros teniendo en consideración el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas internas.
- **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 calcular el valor razonable, maximizando el uso de variables observables relevantes y minimizando el uso de variables no observables.

s) Sistemas de retribución basados en acciones

En aquellos casos en que los empleados de ENDESA participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de ENDESA, S.A. siendo asumido por esta Sociedad el coste del plan, ENDESA registra el valor razonable de la obligación de ENDESA con el empleado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 35.3.5).

4. Regulación sectorial

Como consecuencia del proceso de reforma energética iniciado por el Gobierno en 2012, 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, que recogía la regulación básica del Sector Eléctrico. De este modo, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece un nuevo marco general de funcionamiento del sector y del régimen de actividades y agentes, cuyos aspectos más significativos son los siguientes:

- Se establece 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 5 años siguientes, re-
- conociéndose 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 el derecho a su recuperación en los 15 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 periodos regulatorios que tendrán una vigencia de 6 años. La Ley fija la tasa de retribución de los activos para el primer periodo regulatorio (que finaliza el 31 de diciembre de 2019) como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 3 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.

Junto con esta Ley básica, y en el citado proceso de reforma energética, desde 2012 se han aprobado igualmente 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 reglamentariamente 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 igualmente en 2013 la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios sobre distintas actividades asociadas al suministro de energía eléctrica.

Retribución de la actividad de distribución de electricidad

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, en desarrollo de lo establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. El objetivo 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. Los aspectos principales de esta metodología son los siguientes:

- 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 10 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 sobre coste 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 Energía, Turismo y Agenda Digital sus planes de inversión (anual y plurianual) para su aprobación, requiriendo igualmente informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo sólo parcialmente el sobre coste, 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 periodo regulatorio, siendo de aplicación hasta entonces el esquema transitorio establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Con fecha 28 de noviembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los Reales Decretos de retribución de redes eléctricas (el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, para transporte, y el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, para distribución). Entre otros aspectos, el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, elimina la actualización anual de valores unitarios en función del Índice de Precios de Consumo (IPC) conforme a la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía.

El 12 de diciembre de 2015 se publicó la Orden Ministerial IET/2660/2015, de 11 de diciembre, que establece las instalaciones tipo y los valores unitarios a considerar en el cálculo de la retribución de distribución. Esta Orden fijó el inicio del primer periodo regulatorio el 1 de enero de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, que establece la retribución de la actividad de distribución para 2016, asignando a ENDESA una retribución por el desarrollo de esta actividad de 2.032 millones de euros (2.040 millones

de euros considerando los incentivos), de los cuales 2.014 millones de euros y 2.023 millones de euros, respectivamente, correspondieron a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. Con fecha 15 de septiembre de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Anuncio de la Subdirección General de Recursos, Reclamaciones y Relaciones con la Administración de Justicia por el que se notifica el Trámite de Audiencia de la Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se inicia el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio.

Por otro lado, recientemente el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital ha iniciado la tramitación de la Orden por la que se establece la retribución de la distribución para 2017, correspondiendo a ENDESA una retribución por el desarrollo de esta actividad de 2.116 millones de euros (2.092 millones de euros considerando los incentivos), de los cuales 2.094 millones de euros y 2.070 millones de euros, respectivamente, corresponden a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la Nota 19.1.1.

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 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 Peninsulares (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 6 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.
- 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).

Como consecuencia de ello, con fecha 1 de agosto de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, sobre la generación en los

Territorios No Peninsulares (TNP). Este Real Decreto estableció un esquema similar al vigente hasta su entrada en vigor, 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, contemplando también, 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. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. El Real Decreto también desarrolla aspectos ya contenidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos Sistemas.

La entrada en vigor del Real Decreto se fija desde el 1 de septiembre de 2015, contemplándose para determinadas medidas, un periodo transitorio desde el 1 de enero de 2012. De acuerdo con la disposición adicional undécima, su plena y definitiva eficacia se subordina a la inexistencia de objeciones por parte de la Comisión Europea en lo que a su compatibilidad con el ordenamiento comunitario concierne.

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 10 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 10 años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la 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, estableció un mecanismo que garantizaba, 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 en febrero de 2011 y finalizó el 31 de diciembre de 2014.

Producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, 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 garantizar 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 10 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 6 años, cada 3 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 publicó 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.

Con fecha 5 de agosto de 2014 se publicó 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).

Con fecha 22 de febrero de 2017 se publicó la Orden Ministerial ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la Nota 19.1.1.

Subasta de renovables

Con fecha 1 de abril de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energías renovables, mediante el procedimiento de subasta, de hasta un máximo de 3.000 MW de potencia instalada.

Este Real Decreto ha sido desarrollado por medio de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, que regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico de dicha subasta, así como los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia y de las instalaciones tipo, y las características de la subasta, y de Resoluciones, de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía por las que se aprobaron la convocatoria de la subasta así como las reglas y procedimiento de la misma.

Como resultado de esta subasta, celebrada el 17 de mayo de 2017, ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de una potencia de 540 MW eólicos (véanse Notas 2.3, 5.3, 6.1 y 39).

Adicionalmente, con fecha 17 de junio de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un nuevo cupo de 3.000 MW de potencia instalada de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, desarrollado mediante la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, que determina el procedimiento de asignación y los parámetros retributivos de dicha subasta, y la Resolución de 30 de junio de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

Como resultado de esta subasta, celebrada el 26 de julio de 2017, ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de una potencia de 339 MW fotovoltaicos (véanse Notas 2.3, 5.3, 6.1 y 39).

Autoconsumo

Con fecha 10 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el suministro y la producción de electricidad con autoconsumo, estableciendo un marco normativo donde se garantiza la sostenibilidad económica del Sistema y el reparto adecuado de las cargas del Sistema.

Igualmente, desarrolla los peajes y cargos que debe pagar el autoconsumo, de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ya establecía que el autoconsumo debe contribuir a la financiación de los costes y servicios del Sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores. A este principio se establecen 2 excepciones a las que se les exceptúa de dichos costes:

- Los consumidores en las islas, y
- Los pequeños consumidores de potencia contratada hasta 10 kW.

Por otro lado, se crea un registro de las instalaciones de autoconsumo para que el Operador del Sistema y las compañías distribuidoras puedan conocer las instalaciones de generación que existen en sus redes y garantizar así la correcta operación del Sistema Eléctrico en condiciones de seguridad.

Canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Con fecha 10 de junio de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 10/2017, de 9 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas modificando la actual Ley de Aguas.

Entre otros aspectos, este Real Decreto Ley modifica el tipo de gravamen del canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica, que pasa del 22% al 25,5%, ajustándose el porcentaje de reducción para las instalaciones de hasta 50 MW con la finalidad de compensar la subida del tipo de gravamen.

Servicio de disponibilidad

Con fecha 23 de noviembre de 2017 se ha publicado la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Entre otros aspectos, la Orden modifica la retribución del servicio de disponibilidad, prorrogando el servicio de disponibilidad durante el primer semestre de 2018 y eliminando a las instalaciones hidráulicas del cobro de este servicio de disponibilidad durante dicho periodo.

Bono Social

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que el coste del denominado Bono Social será asumido, como obligación de servicio público, por las matrices de las sociedades o Grupos de sociedades que realicen simultáneamente actividades de producción, distribución y comercialización de

energía eléctrica, de 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, porcentaje que, en relación con el ejercicio 2016, fue fijado para ENDESA en el 41,10% mediante la Orden IET/1451/2016, de 8 de septiembre.

No obstante lo anterior, mediante Sentencia de fecha 24 de octubre de 2016 la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo declaró inaplicable el régimen de financiación del Bono Social establecido en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por resultar incompatible con la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, reconociendo el derecho de las empresas a la recuperación de las cantidades aportadas. La Administración del Estado promovió un incidente de nulidad de actuaciones contra dicha Sentencia del Tribunal Supremo que fue desestimado mediante Auto de fecha 14 de diciembre de 2016 y, con fecha 2 de febrero de 2017, se ha presentado recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional contra la misma (véase Nota 173). Con fecha 3 de octubre y 27 de diciembre de 2017 se han publicado la Orden ETU/929/2017, de 28 de septiembre, y la Orden ETU/1288/2017, de 22 de diciembre, por las que se ejecutan las diversas sentencias habidas a este respecto y se ordena a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el pago de los importes correspondientes a la financiación del Bono Social de 2014, 2015 y 2016.

En el ejercicio 2017 la Sociedad ha procedido a reconocer dicho ingreso y ha registrado en el Estado del Resultado Consolidado un importe de 222 millones de euros en el epígrafe de «Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios» y 15 millones de euros en el epígrafe de «Ingreso Financiero», los cuales han sido cobrados en su totalidad a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (véanse Notas 26 y 30).

Con fecha 24 de diciembre de 2016 se publicó el Real Decreto Ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del Bono Social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica. De acuerdo con dicho Real Decreto Ley, el Bono Social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario, en el

porcentaje correspondiente a la cuota de clientes. Dicho porcentaje será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

La disposición transitoria única del Real Decreto Ley establece el porcentaje de reparto del Bono Social a aplicar desde su entrada en vigor, siendo el correspondiente a ENDESA del 37,7% para el ejercicio 2017.

Durante el mes de enero de 2018 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha publicado la propuesta de porcentaje de financiación para 2018, resultando el porcentaje propuesto para ENDESA en el 37,14%.

Con fecha 7 de octubre de 2017 se ha publicado el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el Bono Social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, así como la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.

Entre otros aspectos, se identifican 3 categorías de clientes vulnerables en función del nivel de renta, medido a través del Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), estableciendo diferentes porcentajes de descuento según cada categoría. En concreto, las 3 categorías que se definen son:

- Clientes vulnerables (25% de descuento).
- Clientes vulnerables severos (40% de descuento).
- Clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social (100% de descuento), siendo éstos últimos aquellos clientes vulnerables severos a los que los servicios sociales acrediten que les estuvieran financiando, al menos, el 50% de la factura.

Este Real Decreto regula también aspectos referentes al suministro y, entre otras, aumenta de 2 a 4 meses el plazo de corte por impago para los clientes vulnerables (en el caso de los clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social no se podrá cortar el suministro, al tener la condición de suministro esencial).

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 generasen nuevos déficit ex ante. Igualmente, para el periodo 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, y el Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre.

A su vez los mencionados Reales Decretos Ley regularon el proceso de titulación 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 periodo 2001-2008 pendientes de recuperar.

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.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolló la regulación del proceso de titulación del déficit del Sistema Eléctrico generado hasta el 31 de diciembre de 2012, y el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, del déficit generado en 2013. Con las cesiones realizadas en virtud de lo establecido en los citados Reales Decretos, la última de las cuales se acordó con fecha 15 de diciembre de 2014, se completó la cesión de la totalidad de los derechos reconocidos por déficit de tarifa hasta el año 2013.

Para los ejercicios que se inicien desde 2014, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico estableció 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 5 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

Conforme a la liquidación definitiva de 2016 aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en noviembre de 2017, el ejercicio 2016 finalizó con un superávit de 421 millones de euros.

Por otro lado, la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, establece que por Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrán incluir como ingresos liquidables del Sistema Eléctrico hasta un máximo de 200 millones de euros en el ejercicio 2017 y 500 millones de euros para el acumulado de los ejercicios 2017 y 2018.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la 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 publicó 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 fueron 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 periodo 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 ha sido 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) fue 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 de 2014.

→ 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 periodo.

→ Se establece igualmente que, en el plazo de 2 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).

Con fecha 4 de junio de 2015 se publicaron los procedimientos de operación para la facturación horaria a los consumidores acogidos al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En virtud de estos procedimientos, desde el 1 de julio de 2015 los consumidores que dispongan de un contador con teledatada efectivamente integrado serán facturados conforme a su consumo real de cada hora, en lugar de conforme a un perfil de consumo. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías eléctricas disponen de un periodo de adaptación de los sistemas informáticos hasta el 1 de octubre de 2015.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, que establece la metodología para la fijación del margen de comercialización del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), dando así cumplimiento a diversas sentencias del Tribunal Supremo que anularon el margen de comercialización establecido en el 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 24 de diciembre de 2016 se ha publicado la Orden Ministerial ETU/1948/2016 que, con entrada en vigor el 1 de enero de 2017, establece los valores del margen comercial del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Mediante la Orden Ministerial ETU/258/2017, publicada el 25 de marzo de 2017 y con fecha de entrada en vigor el día siguiente, se ha fijado un nuevo valor para la parte de dicho margen comercial correspondiente al coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Eficiencia Energética

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, creó, en el ámbito de la Eficiencia Energética, el Fondo Nacional de

Eficiencia Energética para cumplir con el objetivo de ahorro energético.

La Orden ETU/258/2017, de 24 de marzo, establece para ENDESA una aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética de 29,3 millones de euros correspondientes a las obligaciones del ejercicio 2017.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital ha iniciado la tramitación de la propuesta de aportación para 2018, siendo el importe propuesto para ENDESA de 28,5 millones de euros.

Tarifa eléctrica 2017

Con fecha 29 de diciembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso para 2017.

De acuerdo a dicha Orden, los peajes se mantienen sin cambios.

Tarifa eléctrica 2018

Con fecha 27 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso para 2018.

De acuerdo a dicha Orden, los peajes se mantienen sin cambios.

Sistema gasista

Con fecha 22 de mayo de 2015 se publicó la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, cuyo objetivo es, entre otros, modificar la Ley de Hidrocarburos para actualizarla a los nuevos tiempos con el objetivo de incrementar la competencia y la transparencia en el sector de hidrocarburos, reducir el fraude, garantizar mayor protección al consumidor, reducir costes para los consumidores y adaptar el régimen de infracciones y sanciones.

En el ámbito del gas natural, se persigue crear un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, así como facilitar la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia. Igualmente, se designa al Operador del Mercado organizado de gas, se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la inspección de las instalaciones (anteriormente se hacían a través de los distribuidores), se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con otro país miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo previo, y se adoptan algunas medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad para, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotar a los comercializadores de una mayor flexibilidad y un menor coste, habilitando a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) a mantener las existencias estratégicas de gas natural.

Con fecha 31 de octubre de 2015 se publicó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. Este Real Decreto contiene las normas básicas para el funcionamiento de este mercado del gas, así como otras medidas como el procedimiento de inspección de las instalaciones de gas.

Con fecha 13 de diciembre de 2017 se publicó, tras acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017, una resolución por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural, entre los que se incluye ENDESA.

Tarifa de gas natural 2017

La Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, ha mantenido, en general, los peajes de acceso respecto a 2016 habiéndose actualizado, por otro lado, las Tarifas de Último Recurso (TUR) con una reducción media del 9% como consecuencia del descenso del coste de la materia prima.

Tarifa de gas natural 2018

La Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, ha mantenido, en general, los peajes de acceso respecto a 2017 habiéndose actualizado, por otro lado, las Tarifas de Último Recurso (TUR) con un aumento medio del 5% como consecuencia del incremento del coste de la materia prima.

5. Combinaciones de negocio

Ejercicio 2017

5.1. Adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT)

Con fecha 29 de diciembre de 2016 ENDESA, S.A., a través de su sociedad íntegramente participada ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U., formalizó con ENEL Iberia, S.L.U. un contrato para la adquisición a ésta última de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) relativa al ámbito de ENDESA (véase Nota 35.1.2).

La operación ha supuesto la transmisión de los medios materiales, humanos y contratos con terceros afectos al desarrollo de estas actividades.

La fecha efectiva de la transacción ha sido el 1 de enero de 2017 y ha supuesto para ENDESA una reordenación de las actividades de soporte en sistemas y telecomunicaciones (ICT) con la que se persigue dotar a las mismas de mayor flexibilidad para adaptarse a las necesidades de su perímetro corporativo simplificando procedimientos internos y de gestión administrativa.

La salida neta de efectivo relativa a esta transacción se corresponde con el valor razonable de la contraprestación entregada, que ha ascendido a 246 millones de euros, y los costes asociados a esta transacción han sido inferiores a un millón de euros.

El precio estipulado para la compra de esta actividad ha ascendido a 246 millones de euros, que fueron desembolsados en la fecha de formalización del contrato, y la transacción se ha registrado mediante la aplicación del método de adquisición asignándose, de manera definitiva, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros

	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		95
Inmovilizado Material	6	64
Activo Intangible	8	30
Activos Financieros no Corrientes	19.1	1
Total Activo		95
Pasivo No Corriente		8
Provisiones no Corrientes	17.1 y 17.3	8
Pasivo Corriente		2
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		2
Total Pasivo		10
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		85

La determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) se ha realizado a través del descuento de los flujos de caja libre determinados en función del plan de negocio y de la dinámica del sector de sistemas y telecomunicaciones.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados ha generado un fondo de comercio por importe de 161 millones de euros (véase Nota 10) por las sinergias a obtener en la operación basadas en aspectos tales como la posibilidad de mayor autonomía para ENDESA en la gestión futura en la operativa de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT), así como la simplificación y mejoras de explotación, de gestión y reducción de costes esperadas.

La aportación de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) durante el ejercicio 2017 ha sido la siguiente:

Millones de Euros

	2017
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	30
Resultado de Explotación (EBIT)	12

5.2. Eléctrica de Jafre, S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2017 ENDESA Red, S.A.U. ha adquirido el 52,54% del capital social de Eléctrica de Jafre, S.A., sociedad cuya actividad consiste en el transporte y distribución de electricidad, así como el alquiler y lectura de contadores de agua y luz, y sobre la que previamente mantenía una participación del 42,46% (véanse Notas 2.3.1 y 11.1).

Como resultado de dicha transacción ENDESA ha tomado el control de Eléctrica de Jafre, S.A. frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha reforzando con ello su actividad distribuidora.

La salida neta de efectivo originada por la adquisición de Eléctrica de Jafre, S.A. ha ascendido a un millón de euros, correspondiendo al precio acordado en la transacción (véase Nota 33.2).

El precio de compra se ha asignado, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de Eléctrica de Jafre, S.A. en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Miliones de Euros

	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		4
Inmovilizado Material	6	4
Total Activo		4
Pasivo No Corriente		1
Ingresos Diferidos	16	1
Pasivo Corriente		1
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		1
Total Pasivo		2
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		2

En la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos se han tenido en consideración los flujos de caja descontados esperados en aplicación del régimen retributivo vigente en la fecha de adquisición.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Eléctrica de Jafre, S.A. determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

Durante el ejercicio 2017 los ingresos ordinarios y resultados después de impuestos generados por esta sociedad desde la fecha de adquisición el pasado 31 de mayo de 2017 no han sido significativos. Asimismo, si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2017, los ingresos ordinarios y los resultados después de impuestos generados por esta transacción durante el ejercicio 2017 habrían sido inferiores a un millón de euros.

El resultado neto generado en la fecha de toma de control como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 47,46%, mantenida previamente en Eléctrica de Jafre, S.A. ha sido inferior a un millón de euros (véase Nota 11.1).

5.3. Operaciones Societarias relacionadas con la adjudicación de capacidad otorgada en las subastas de renovables

Como resultado de las subastas de capacidad celebradas el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017 y por las que ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos, respectivamente (véanse Notas 4 y 6.1), se han formalizado las siguientes operaciones societarias:

→ Constitución, con fecha 2 de noviembre de 2017, de una nueva sociedad denominada Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A. (tecnología eólica) con un porcentaje de participación del 51%.

→ Adquisición de las siguientes sociedades:

	Fecha de Adquisición	Tecnología	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017
			Control
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	23 de noviembre de 2017	Fotovoltaica	100,00
Baylio Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Fotovoltaica	100,00
Delhesa de los Guadalupe Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Fotovoltaica	100,00
Furatera Solar 1, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Fotovoltaica	100,00

El precio acordado para el conjunto de las mencionadas operaciones ha ascendido a 5 millones de euros, siendo la salida neta de efectivo total originada de un millón de euros (véase Nota 33.2).

ENDESA ha contabilizado la adquisición de estas sociedades como una combinación de negocios y, de la aplicación del método de adquisición, se ha procedido a reconocer de forma definitiva, en cada una de las fechas de adquisición, los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de las mencionadas sociedades por su valor razo-

nable, en las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros		
	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		6
Inmovilizado Material	8	6
Total Activo		6
Pasivo No Corriente		1
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	1
Total Pasivo		1
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		5

Tanto la sociedad de nueva constitución como las sociedades adquiridas se encuentran en fase de tramitación de los permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos, por lo que todavía no se ha iniciado la construcción de las instalaciones de energía renovable y, por tanto, no han generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición y/o constitución.

Ejercicio 2016

5.4. Adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)

Con fecha 27 de julio de 2016, ENDESA Generación S.A.U., sociedad íntegramente participada por ENDESA S.A. (ENDESA), adquirió a ENEL Green Power International B.V el 60% del capital social de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), compañía en la que previamente mantenía una participación del 40% sobre su capital social (véanse Notas 2.3.1, 2.4 y 11.1).

ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) es una compañía dedicada, directamente o a través de sociedades controladas, a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables en el territorio español y cuenta en la actualidad con 91 plantas de generación eólica, hidráulica y solar, con una capacidad instalada bruta a 31 de diciembre de 2017 de 1.675 MW y una producción de 3.441 GWh en el ejercicio 2017.

La operación de compra supuso para ENDESA, a la fecha de materialización, la toma de control sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), frente a la influencia significativa que mantenía hasta el momento como resultado de su participación en el 40% de su capital social.

A través de esta adquisición ENDESA reforzó su presencia en el mercado ibérico de generación incorporando a su «mix» de producción una cartera atractiva de activos de producción de electricidad de origen renovable.

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las sociedades que formaban parte de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición.

ENDESA registró esta transacción mediante la aplicación del método de adquisición por considerar que la operación contiene sustancia económica y constituye un negocio de acuerdo a la definición aportada por la NIIF 3 «Combinaciones de Negocios» (véase Nota 2.7).

El precio correspondiente a la adquisición del 60% de dicha participación ascendió a 1.207 millones de euros habiendo sido totalmente desembolsado el 27 de julio de 2016. Para atender el pago ENDESA, S.A. emitió Euro Commercial Paper (ECP) a través de International ENDESA B.V., cuyas renovaciones están respaldadas por líneas de crédito bancarias irrevocables, por importe de 1.200 millones de euros y completó el importe con la disposición adicional de fondos de dichas líneas de crédito bancarias (véase Nota 18.2). Por su parte, ENDESA, S.A. financió a ENDESA Generación, S.A.U. mediante la operativa inter-compañía habitual.

El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición del 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) fue el siguiente (véase Nota 33.2):

Millones de Euros		
	Notas	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquisida	(31)	
Importe Neto Pagado en Efectivo ¹		1.209
Total	33.2	1.178

¹ Incluye costes de la adquisición registrados en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado por importe de 2 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2017, habiendo transcurrido un año desde la fecha de adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), la combinación de negocios esté contabilizada de forma definitiva, al haber culminado en 2017 la medición a valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes, una vez se han obtenido las conclusiones finales sobre la valoración de determinados activos indemnizatorios y pasivos contingentes (véase Nota 17.3).

Con el objeto de integrar ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA, el precio de compra se ha asignado, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en la fecha de adquisición a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Milones de Euros

	Notas	Valor Razonable Provisional	Ajustes de Valoración del Periodo (Notas 10, 11.3 y 18.1.1)	Valor Razonable Asignación Definitiva
Activo No Corriente		2.328	(2)	2.326
Inmovilizado Material	6	1.248	—	1.248
Activo Intangible	8	757	—	757
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	11	34	—	34
Activos Financieros no Corrientes	19.1	252	(2)	250
Activos por Impuesto Diferido	22.1	37	—	37
Activo Corriente		143	—	143
Existencias		29	—	29
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		70	—	70
Activos Financieros Corrientes		13	—	13
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		31	—	31
Total Activo		2.471	(2)	2.469
INTERESES MINORITARIOS	15.2	148	—	148
Pasivo No Corriente		445	(4)	441
Ingresos Diferidos	16	9	—	9
Provisiones no Corrientes		55	(4)	51
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares		2	—	2
Otras Provisiones no Corrientes	17.3	53	(4)	49
Deuda Financiera no Corriente	18.1	141	—	141
Otros Pasivos no Corrientes		9	—	9
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	231	—	231
Pasivo Corriente		164	—	164
Deuda Financiera Corriente		86	—	86
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		78	—	78
Total Pasivo		609	(4)	605
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos¹		1.714	2	1.716

¹ Los principales activos revalorizados pertenecen a la categoría de Activo Intangible (véase Nota 8).

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados indicados anteriormente, teniendo en consideración asimismo el valor razonable de la inversión previamente mantenida en el 40% del capital social de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) por importe de 805 millones de euros (véase Nota 11.1), ha supuesto el reconocimiento de un fondo de comercio definitivo por importe de 296 millones de euros, no deducible fiscalmente (véase Nota 10).

El valor razonable de los activos no financieros adquiridos se determinó en base a su mejor y mayor uso, el cual no difiere de su uso actual.

La medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) se ha obtenido a través de una valoración realizada por un experto independiente, fundamentalmente, en base al «enfoque de ingresos» mediante el cual el valor razonable del activo se determina a través de su capacidad para generar ingresos durante su vida útil restante. El valor razonable se determinó mediante técnicas de actualización al valor presente de los flujos de caja futuros libres previstos, determinando un valor de negocio para cada proyecto que, en la fecha de toma de control, se encontraba en fase de explotación o de construcción.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

El fondo de comercio se generó por las sinergias de la propia combinación de negocios basadas en aspectos tales como la optimización de la posición de ENDESA en el mercado diario e intradiario debido a la integración de la oferta de los activos renovables al resto del portfolio de generación de ENDESA, la reducción de los costes de gestión del parque de generación asociados a centros de control, subasta y despacho, la disminución de los costes por desvíos de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) y la mayor cobertura de la actividad de comercialización del Grupo con la consecuente reducción del riesgo asociado a una disminución de la posición corta.

La aportación de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) al resultado neto del ejercicio 2016 ascendió a 38 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros	2016
Ingresos	118
Margen de Contribución	104
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ¹	75
Resultado de Explotación (EBIT) ²	16
Resultado Financiero Neto	1
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(65) ³
Impuesto sobre Sociedades	87 ⁴
Intereses Minoritarios	(1)
Total	38

¹ Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) = Ingresos – Aprovechamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo – Gastos de Personal – Otros Gastos Fijos de Explotación.

² Resultado de Explotación (EBIT) = Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) – Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro.

³ Incluye, fundamentalmente, el resultado neto de la participación previa del 40% que ENDESA, S.A., a través de ENDESA Generación, S.A.U., mantuvo hasta la fecha de la toma de control (7 millones de euros), al registro de un deterioro con carácter previo a la toma de control teniendo en consideración que el valor recuperable de la participación del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) era inferior a su valor contable (72 millones de euros), y el resultado neto, en la fecha de toma de control como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (4 millones de euros, negativo) (véase Nota 11.1).

⁴ Con motivo de la toma de control sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) se registró la reversión de un impuesto diferido de penita por importe de 81 millones de euros que ENDESA tenía registrado derivado de la existencia de ganancias no distribuidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) generadas con posterioridad a la pérdida de control en dicha sociedad en el ejercicio 2010 y que cumplían con los requisitos para su reconocimiento (véanse Notas 22.2 y 32).

Si la toma de control se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2016, los ingresos ordinarios y los resultados después de impuestos generados por esta transacción durante el ejercicio 2016 habrían ascendido a 289 millones de euros y 51 millones de euros, respectivamente de los que 3 millones de euros habrían correspondido a resultado del periodo de los intereses minoritarios.

5.5. Adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U.

Con fecha 28 de julio de 2016, ENDESA adquirió la totalidad del capital social de Eléctrica del Ebro, S.A.U. por un precio de 21 millones de euros (véanse Notas 2.3.1, 2.4 y 10).

Eléctrica del Ebro, S.A.U. es una sociedad dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en la provincia de Tarragona que cuenta con, aproximadamente, 20.000 clientes en la zona comprendida entre la población de Hospitalet-

Vandellós y el Delta del Ebro y Amposta. Mediante esta adquisición, ENDESA refuerza su actividad distribuidora.

El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U. fue el siguiente:

Miliones de Euros	Notas
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	(1)
Importe Neto Pagado en Efectivo ¹	19
Total	33.2 18

¹ El precio total de la transacción ascendió a 21 millones de euros, de los cuales se encuentran pendientes de desembolso 2 millones de euros, supeeditados al cumplimiento de determinadas estipulaciones contractuales. Los costes de la adquisición registrados en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado fueron inferiores a un millón de euros.

La transacción se registró mediante la aplicación del método de adquisición, lo que ha supuesto el reconocimiento, de forma definitiva, de los siguientes activos identificables adquiridos y pasivos asumidos en los Estados Financieros Consolidados:

Miliones de Euros	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		27
Inmovilizado Material	6	26
Activos por Impuesto Diferido	22.1	1
Activo Corriente		6
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		3
Activos Financieros Corrientes		1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		2
Total Activo		33
Pasivo No Corriente		8
Ingresos Diferidos	16	3
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	5
Pasivo Corriente		6
Provisiones Corrientes		2
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		4
Total Pasivo		14
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos¹		19

¹ Los principales activos revalorizados pertenecen a la categoría de Inmovilizado Material (véase Nota 6).

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos indicados anteriormente generó un fondo de comercio por importe de 2 millones de euros, que no es deducible fiscalmente (véase Nota 10). Este fondo de comercio se generó por las sinergias derivadas de las mejoras en los costes de naturaleza fija inherentes a la integración.

En la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos se tuvieron en consideración los flujos de caja descontados esperados en aplicación del régimen retributivo vigente en la fecha de adquisición, establecido en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y en la Orden IET 2660/2015, de 11 de noviembre.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Eléctrica del Ebro, S.A.U. determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

Los resultados después de impuestos generados en el periodo comprendido desde la fecha de adquisición hasta el 31 de diciembre 2016 ascendieron a un millón de euros. Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2016, los ingresos ordinarios y los resultados después de impuestos generados por esta transacción durante el ejercicio 2016 habrían ascendido a 10 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

6. Inmovilizado material

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Miliones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	31 de diciembre de 2017			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	696	(295)	(15)	386
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.109	(17.144)	—	8.965
Centrales Hidráulicas	3.309	(2.476)	—	833
Centrales Carbón / Fuel	8.047	(6.255)	—	1.792
Centrales Nucleares	9.923	(7.045)	—	2.878
Centrales de Ciclo Combinado	3.763	(1.302)	—	2.461
Renovables	1.067	(66)	—	1.001
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.848	(9.526)	—	11.322
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	20.848	(9.526)	—	11.322
Otro Inmovilizado	578	(349)	(86)	143
Inmovilizado en Curso	978	—	(67)	911
Total	49.209	(27.314)	(168)	21.727

Miliones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	31 de diciembre de 2016			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	766	(296)	(53)	417
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.016	(16.662)	(10)	9.344
Centrales Hidráulicas	3.291	(2.468)	(10)	813
Centrales Carbón / Fuel	7.962	(6.061)	—	1.901
Centrales Nucleares	9.934	(6.895)	—	3.039
Centrales de Ciclo Combinado	3.765	(1.209)	—	2.556
Renovables	1.064	(29)	—	1.035
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.409	(9.084)	—	11.325
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	20.409	(9.084)	—	11.325
Otro Inmovilizado	616	(389)	(101)	126
Inmovilizado en Curso	744	—	(65)	679
Total	48.551	(26.431)	(229)	21.891

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporaciones/ (Reducciones) Sociedades (Nota 5.1)	Inversiones (Nota 5.1)	Bajas	Traspasos y otros ²	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Terrenos y Construcciones	766	—	—	(31)	(39)	696
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.016	—	5	(27)	115	26.109
Centrales Hidráulicas	3.291	—	—	(2)	20	3.309
Centrales Carbón / Fuel	7.962	—	1	(5)	89	8.047
Centrales Nucleares	9.934	—	—	(13)	2	9.923
Centrales de Ciclo Combinado	3.765	—	1	—	(3)	3.763
Renovables	1.064	—	3	(7)	7	1.067
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.409	30	4	(167)	572	20.848
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	20.409	30	4	(167)	572	20.848
Otro Inmovilizado	616	(2)	4	(34)	(6)	578
Inmovilizado en Curso	744	29	965	(2)	(758)	978
Total	48.551	57	978	(261)	(116)	49.209

¹ Corresponde a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (64 millones de euros) (véase Nota 5.1), Eléctrica de Jafre, S.A. (4 millones de euros) (véase Nota 5.2), las nuevas sociedades relacionadas con la adjudicación de capacidad (6 millones de euros) (véase Nota 5.3) y la desinversión en Nueva Marina Real Estate, S.L. (7 millones de euros) (véase Nota 2.3.1) y determinadas sociedades de Operación Conjunta (10 millones de euros) (véase Nota 2.5.1).

² Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 123).

Millones de Euros

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporaciones/ (Reducciones) Sociedades ¹	Dotaciones ²	Bajas	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Terrenos y Construcciones	(349)	—	(16)	27	26	(310)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(16.672)	—	(585)	27	86	(17.144)
Centrales Hidráulicas	(2.478)	—	(30)	2	30	(2.476)
Centrales Carbón / Fuel	(6.061)	—	(247)	5	48	(6.255)
Centrales Nucleares	(6.895)	—	(163)	13	—	(7.045)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.209)	—	(93)	—	—	(1.302)
Renovables	(29)	—	(52)	7	8	(66)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(9.084)	3	(571)	165	(39)	(9.526)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	(9.084)	3	(571)	165	(39)	(9.526)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(555)	3	(15)	34	31	(502)
Total	(26.660)	6	(1.187)	253	106	(27.482)

¹ Corresponde a las desinversiones en Nueva Marina Real Estate, S.L. (3 millones de euros) (véase Nota 2.3.1) y en determinadas sociedades de Operación Conjunta (3 millones de euros) (véase Nota 2.5.1).

² Incluye la reversión neta de pérdidas por deterioro (13 millones de euros) y la dotación a la amortización (1.200 millones de euros) (véase Nota 29).

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporaciones / (Reducciones) Sociedades (Nota 16.1)	Inversiones (Nota 6.1)	Bajas	Traspasos y otros ¹	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta ²	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Terrenos y Construcciones	663	142	—	(67)	29	(1)	766
Instalaciones de Generación Eléctrica:	24.444	1.061	55	(74)	531	(1)	26.016
Centrales Hidráulicas	3.242	14	—	(6)	41	—	3.291
Centrales Carbón / Fuel	7.853	—	22	(38)	125	—	7962
Centrales Nucleares	9.573	—	24	(21)	358	—	9.934
Centrales de Ciclo Combinado	3.759	—	2	(1)	5	—	3.765
Renovables	17	1.047	7	(8)	2	(1)	1.064
Instalaciones de Transporte y Distribución:	19.936	33	3	(153)	591	(1)	20.409
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones	19.936	33	3	(153)	591	(1)	20.409
Otro Inmovilizado	644	3	8	(52)	13	—	616
Inmovilizado en Curso	901	35	919	—	(1.102)	(9)	744
Total	46.588	1.274	985	(346)	62	(12)	48.551

¹ Corresponde a la adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (1.248 millones de euros) (véase Nota 5.4) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (26 millones de euros) (véase Nota 5.5).

² Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 17.3).

³ Durante el ejercicio 2016 se traspasaron al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta» los activos del Inmovilizado Material de Energías de la Mancha Erenman, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

Millones de Euros

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporaciones / Reducciones Sociedades	Dotaciones ¹	Bajas	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Terrenos y Construcciones	(399)	—	(16)	66	—	—	(349)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(16.166)	—	(575)	71	(2)	—	(16.672)
Centrales Hidráulicas	(2.413)	—	(69)	6	(2)	—	(2.478)
Centrales Carbón / Fuel	(5.867)	—	(228)	37	(3)	—	(6.061)
Centrales Nucleares	(6.761)	—	(155)	21	—	—	(6.895)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.119)	—	(94)	1	3	—	(1.209)
Renovables	(6)	—	(29)	6	—	—	(29)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(8.655)	—	(584)	151	4	—	(9.084)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones	(8.655)	—	(584)	151	4	—	(9.084)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(553)	—	(55)	53	—	—	(555)
Total	(25.773)	—	(1.230)	341	2	—	(26.660)

¹ Incluye pérdidas por deterioro (22 millones de euros) y la dotación a la amortización (1.208 millones de euros) (véase Nota 29).

330

Informe Anual 2017

endesa

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las comunidades de bienes que se detallan a continuación:

Millones de Euros	Comunidades de Bienes		
	% Participación	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Central Nuclear Vandellòs II, C.B.	72%	865	875
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85%	692	682
Central Nuclear de Almaraz, C.B.	36%	383	379
Central Térmica de Anllares, C.B.	33%	—	9
Salto del Navia, C.B.	50%	14	14

6.1. Información adicional de inmovilizado material

Principales inversiones

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de las inversiones materiales realizadas es el siguiente:

Millones de Euros	Inversiones Materiales	
	2017 ¹	2016 ^{1, 2}
Generación y Comercialización	358	388
Distribución	610	595
Otros	10	2
Total	978	985

¹ No incluye las combinaciones de negocio del período (véase Nota 5).

² Incluye las inversiones realizadas en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) desde la toma de control por importe de 12 millones de euros (véase Nota 5.4).

Las inversiones brutas de generación del ejercicio 2017 se corresponden, en su mayor parte, con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2016 incluyendo las inversiones realizadas en la Central de Carbón de Litoral por importe de 39 millones de euros (83 millones de euros en el ejercicio 2016) y en la

Central de Carbón de As Pontes por importe de 34 millones de euros en relación a la Directiva de Emisiones Industriales (DEI), que conllevan un alargamiento de su vida útil. Asimismo, se incluyen las inversiones relativas a la renovación de grandes componentes en los activos de tecnología renovable.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA ha realizado inversiones por importe de 7 millones de euros relativos a la construcción de la potencia eólica adjudicada (540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos en las subastas que se han llevado a cabo por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017) (véase Nota 4).

Las inversiones brutas de comercialización corresponden principalmente al desarrollo de la actividad relacionada con productos y servicios de valor añadido (PSVA).

Las inversiones brutas 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.

Medio ambiente

En el ejercicio 2017 las inversiones de ENDESA en actividades para la protección del medio ambiente han sido de 110 millones de euros (108 millones de euros en el ejercicio 2016), siendo la inversión acumulada a 31 de diciembre de 2017 igual a 1.635 millones de euros (1.525 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Por lo que respecta a los gastos medioambientales, éstos han ascendido en el ejercicio 2017 a 100 millones de euros (80 millones de euros en el ejercicio 2016). Del total de estos gastos, 45 millones de euros corresponden a la dotación de amortizaciones de las inversiones antes mencionadas (25 millones de euros en el ejercicio 2016).

Test deterioro

Durante el ejercicio 2017 se ha registrado una reversión neta por deterioro por importe de 13 millones de euros (véase Nota 29), correspondiendo a:

→ Activos de generación: dotación de deterioro por importe de 1 millón de euros correspondiente a proyectos en curso de activos renovables que finalmente no se van a desarrollar (véase Nota 34.2).

→ Activos de distribución: reversión por deterioro de terrenos por importe de 14 millones de euros como consecuencia de las tasaciones realizadas por terceros (véase Nota 34.2).

A 31 de diciembre de 2017 el valor recuperable de estos activos es el siguiente:

Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2017
Activos de Generación	—
Terrenos	48
Total	48

Durante el ejercicio 2016 la dotación neta a la provisión por deterioro ascendió a 22 millones de euros (véase Nota 29), correspondiendo a:

→ Activos de generación: reversión por importe de 7 millones de euros de activos de Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. que van a continuar en explotación y para los que se dotó la correspondiente provisión por desmantelamiento por importe de 5 millones de euros, que constituía la totalidad del valor del inmovilizado material vinculado a estos activos (véase Nota 34.2).

→ Activos de distribución: dotación por deterioro de terrenos por importe de 29 millones de euros como consecuencia de las tasaciones realizadas por terceros (véase Nota 34.2).

A 31 de diciembre de 2016 el valor recuperable de estos activos era el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016
Activos de Generación	5
Terrenos	34
Total	39

Compromisos de adquisición de inmovilizado material

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017 ¹	31 de diciembre de 2016 ²
Generación y Comercialización	250	147
Distribución	114	190
Otros	—	1
Total	364	338

¹ Incluye 53 millones de euros relativos a compromisos con Empresas del Grupo (véase Nota 35.1.2).

² Incluye 115 millones de euros relativos a compromisos con Empresas del Grupo (véase Nota 35.1.2).

Los compromisos en generación corresponden, principalmente, a inversiones destinadas al parque de producción y se materializarán a partir del ejercicio 2018.

ENDESA, a través de la sociedad ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de una potencia de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos en las subastas que se han llevado a cabo el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017, respectivamente, por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (véanse Notas 4 y 5.3). En base a ello, ENDESA tiene previsto invertir aproximadamente 870 millones de euros en la construcción de la potencia eólica adjudicada, de los cuales 7 millones de euros ya se han realizado a 31 de diciembre de 2017 y 1 millón de euros está comprometido a esa misma fecha.

Los compromisos de distribución contemplan inversiones destinadas a la extensión o mejora de la red, así como a la

instalación de contadores inteligentes de telegestión cuya ejecución esté prevista hasta el ejercicio 2018.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material correspondientes a Negocios Conjuntos.

Áreas geográficas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del inmovilizado material procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	21.320	21.461
Portugal	407	430
Total	21.727	21.891

Seguros

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, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, en determinados activos está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización de las instalaciones. En el ejercicio 2017 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 2 millones de euros (3 millones de euros en el ejercicio 2016).

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 (USD) (aproximadamente, 1.250 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, quedan pendientes de ratificar por algunos Estados Miembros de la Unión Europea.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 el importe del inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 359 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2017 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 159 millones de euros (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 15.1.12, 18.2.3 y 38.1).

7. Inversiones inmobiliarias

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación/ (Reducción) Sociedades ¹	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	20	(11)	—	—	—	—	—	9
Total	20	(11)	—	—	—	—	—	9

¹ Corresponde a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. (véase Nota 2.3.1)

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación/ (Reducción) Sociedades	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	21	—	—	—	—	(1)	—	20
Total	21	—	—	—	—	(1)	—	20

7.1. Información adicional de inversiones inmobiliarias

Áreas geográficas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la totalidad de las inversiones inmobiliarias de ENDESA se encuentran situadas en España y Portugal.

Seguros

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, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 el valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 16 millones de euros (59 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 3b y 19.6.2).

A 31 de diciembre de 2017 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 2017 y 2016, relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA no mantiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias, ni de reparación, mantenimiento y mejora.

8. Activo intangible

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2017			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Aplicaciones Informáticas	1.425	(965)	—	460
Concesiones	105	(24)	(62)	29
Otros	837	(130)	—	707
Total	2.367	(1.119)	(52)	1.196

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2016			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Aplicaciones Informáticas	1.271	(862)	—	409
Concesiones	105	(23)	(60)	22
Otros	824	(83)	—	741
Total	2.200	(968)	(60)	1.172

Millones de Euros							
	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	Inversiones (Nota 5.1)	Amortización y Pérdidas por Deterioro ²	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Aplicaciones Informáticas	409	29	123	(101)	—	—	460
Concesiones	22	—	—	7	—	—	29
Otros	741	—	10	(48)	4	—	707
Total	1.172	29	133	(142)	4	—	1.196

¹ Corresponde a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (30 millones de euros) (véase Nota 5.1) y a las desinversiones de determinadas sociedades de Operación Conjunta (1 millón de euros) (véase Nota 2.5.1).

² Incluye la reversión de pérdidas por deterioro (8 millones de euros) y la dotación a la amortización del ejercicio 2017 (150 millones de euros) (véase Nota 29).

Millones de Euros							
	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Reducción) de Sociedades (Nota 5.1)	Inversiones (Nota 5.1)	Amortización y Pérdidas por Deterioro ¹	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta ²	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Aplicaciones Informáticas	360	8	141	(100)	—	—	409
Concesiones	14	4	—	(1)	5	—	22
Otros	54	745	2	(32)	(6)	(23)	741
Total	428	757	143	(133)	—	(23)	1.172

¹ Incluye la reversión de pérdidas por deterioro (5 millones de euros) y la dotación a la amortización (138 millones de euros) (véase Nota 29).

² Durante el ejercicio 2016 se traspasaron al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta» los Activos Intangibles de Energías de la Mancha Enemec, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

8.1. Información adicional de activo intangible

Incorporación / reducción de sociedades

Durante el ejercicio 2017, como consecuencia de la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) a ENEL Iberia, S.L.U., el epígrafe «Aplicaciones Informáticas» ha registrado un aumento por importe de 30 millones de euros (véase Nota 5.1).

Durante el ejercicio 2016 el epígrafe «Otros» recogía, fundamentalmente, los activos correspondientes a la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) y la asignación realizada del precio de compra al activo intangible correspondiente, fundamentalmente, a las autorizaciones para la explotación de los parques eólicos (véase Nota 5.4).

Principales inversiones

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas es el siguiente:

Millones de Euros		
Inversiones Intangibles	2017 ¹	2016 ²
Generación y Comercialización	48	57
Distribución	47	55
Otros	38	31
Total	133	143

¹ No incluye las combinaciones de negocio del período (véase Nota 5).

² Incluye las inversiones realizadas en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) desde la toma de control por importe de 2 millones de euros (véase Nota 5.4).

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las inversiones realizadas corresponden fundamentalmente a aplicaciones informáticas e inversiones en curso de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT), entre las que se incluye la modificación del sistema ERP al nuevo sistema Evolution for Energy (E4E) SAP.

Test de deterioro

En el ejercicio 2017 se ha registrado una reversión de pérdidas por deterioro por importe de 8 millones de euros

(véanse Notas 29 y 34.2) que corresponde, fundamentalmente a la provisión dotada en ejercicios anteriores sobre la concesión de Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., como resultado de una mejora en los flujos de efectivo previstos (5 millones de euros en el ejercicio 2016). El valor recuperable de esta concesión a 31 de diciembre de 2017 es de 30 millones de euros (23 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Compromisos de adquisición de activo intangible

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los compromisos de adquisición de activos intangibles, que corresponden, fundamentalmente, a aplicaciones informáticas, es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017 ¹	31 de diciembre de 2016 ¹
Generación y Comercialización	4	1
Distribución	—	1
Otros	3	—
Total	7	2

¹ Ninguno de estos importes están comprometidos con Empresas del Grupo ni corresponden a Negocios Conjuntos.

Áreas geográficas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del activo intangible procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	1.196	1.172
Portugal	—	—
Total	1.196	1.172

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 71 millones de euros.

9. Arrendamientos

9.1. Arrendamiento financiero

Arrendatario

A 31 de diciembre de 2017 los contratos de arrendamiento financiero más significativos formalizados por ENDESA son los siguientes:

- ENDESA Generación, S.A.U. tiene suscrito un contrato de «tolling» con Elecgas, S.A. (sociedad participada en un 50% por la propia ENDESA Generación, S.A.U.) durante 25 años, del que restan 18 años, 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.

→ ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero correspondientes a edificios de oficinas, situados en su mayor parte en Barcelona, Lérida y Zaragoza, siendo la duración restante aproximada de 10 años.

→ El resto de contratos de estas características corresponden, principalmente, a operaciones de arrendamiento financiero de vehículos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el inmovilizado material recoge 437 millones de euros y 466 millones de euros, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (véase Nota 18.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los pagos futuros derivados de dichos contratos y su valor actual son los siguientes:

Plazo	Pagos Futuros Previstos		Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Hasta Un Año	50	51	23	23
Entre Uno y Cinco Años	187	191	90	89
Más de Cinco Años	505	551	362	385
Total	742	793	475	497
Intereses	(267)	(296)	Na	Na
Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	475	497	Na	Na

Con carácter general, aquellos contratos en los que se incluye opción de compra, ésta coincide con el importe establecido como última cuota.

Arrendador

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero donde actúe como arrendador.

9.2. Arrendamiento operativo

Arrendatario

A 31 de diciembre de 2017 los contratos de arrendamiento operativo más significativos en los que ENDESA actúa como arrendatario son los siguientes:

→ El inmueble en el que se encuentra ubicada su sede social y que tiene vigencia hasta 2023.

→ Otros inmuebles en los que se encuentran ubicadas diversas oficinas cuyos vencimientos oscilan entre 1 y 11 años.

→ Contratos de arrendamiento correspondientes al derecho de uso de los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE). Se trata de contratos a largo plazo, con cláusulas de renovación automática y con vencimientos comprendidos entre 2018 y 2067. La contraprestación de estos contratos se fija mediante la combinación de un importe en función de la capacidad instalada (MW) y la producción (GWh).

→ Equipos técnicos cuyos contratos se formalizan para cubrir servicios puntuales de disponibilidad en función de las necesidades operativas y por periodos inferiores a 12 meses.

→ Contratos de arrendamiento de diversos elementos de transporte.

→ Acuerdos de Concesión Administrativa con diversas Autoridades Portuarias para la ocupación de terrenos públicos donde se ubican instalaciones de generación eléctrica y cuyos vencimientos oscilan entre 2018 y 2067.

Durante el ejercicio 2017 el Estado del Resultado Consolidado recoge 35 millones de euros (34 millones de euros en el ejercicio 2016) correspondientes al devengo de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación descritos anteriormente, de los cuales 1 millón de euros corresponden a pagos variables relacionados con la producción de los parques eólicos (1 millón de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 28).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Millones de Euros

Plazo	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Hasta Un Año	28	29
Entre Uno y Cinco Años	106	106
Más de Cinco Años	103	143
Total	237	277

Arrendador

A 31 de diciembre de 2017 los contratos de arrendamiento operativo más significativos en los que ENDESA actúa como arrendador son los siguientes:

→ ENDESA Energía, S.A.U. tiene formalizados contratos de arrendamiento operativo con terceros, correspondientes a elementos del inmovilizado, para el suministro de productos y servicios de valor añadido (PSVAs).

→ ENDESA Ingeniería, S.L.U. tiene formalizados con operadores de telecomunicaciones contratos de cesión de uso del cable de fibra óptica de determinadas líneas de distribución eléctrica.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Menos de un Año	3	5
Entre Uno y Cinco Años	14	16
Más de Cinco Años	5	3
Total	22	24

El importe de las cuotas de arrendamiento reconocidas como ingreso en el ejercicio 2017 ha ascendido a 11 millones de euros (7 millones de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 25.2).

10. Fondo de comercio

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ¹	Combinaciones de Negocio (Nota 5)	Bajas	Pérdidas por Deterioro	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2017
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ¹	296	—	—	—	—	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U. ²	2	—	—	—	—	2
Actividad de Sistemas y Telecomunicaciones (ICT) ³	—	161	—	—	—	161
Total	298	161	—	—	—	459

¹ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación (véanse Notas 5.4 y 34.2).

² Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Distribución (véanse Notas 5.5 y 34.2).

³ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación (83 millones de euros), Distribución (74 millones de euros) y ENDESA, S.A. (4 millones de euros) (véanse Notas 5.1 y 34.2).

⁴ Véase Nota 5.4.

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Combinaciones de Negocio (Nota 5)	Bajas	Pérdidas por Deterioro	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ¹
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ¹	—	296	—	—	—	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U. ²	—	2	—	—	—	2
Total	—	298	—	—	—	298

¹ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación (véanse Notas 5.4 y 34.2).

² Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Distribución (véanse Notas 5.5 y 34.2).

³ Véase Nota 5.4.

La totalidad de estos Fondos de Comercio corresponde al área geográfica de España.

Con fecha 1 de enero de 2017 se ha hecho efectiva la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) relativa al ámbito de ENDESA que poseía ENEL Iberia, S.L.U. Esta operación ha generado un fondo de comercio por importe de 161 millones de euros (véase Nota 5.1).

Durante el ejercicio 2016 ENDESA adquirió el 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), lo que supuso la toma de control sobre esta sociedad. La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados, teniendo en consideración asimismo el valor razonable de la inversión previamente mantenida en el 40% del capital social de ENEL Green Power España, S.L. (EGPE) (véase Nota 11.1), ha generado, una vez ha finalizado en el periodo de

12 meses la asignación del precio de compra, un fondo de comercio por importe de 296 millones de euros (véase Nota 5.4). A 31 de diciembre de 2016 el fondo de comercio provisional ascendió a 298 millones de euros.

Asimismo, durante el ejercicio 2016 se adquirió el 100% de la participación en Eléctrica del Ebro, S.A.U. La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados, generó un fondo de comercio por importe de 2 millones de euros (véase Nota 5.5).

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA ha evaluado la recuperabilidad de estos Fondos de Comercio, para lo cual ha realizado un test de deterioro sobre las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que dichos activos han sido asignados. La metodología e hipótesis básicas consideradas para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3e.2.

11. Inversiones contabilizadas por el método de participación y sociedades de Operación Conjunta

11.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Sociedades Asociadas	77	77
Negocios Conjuntos	128	131
Total	205	208

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 2017 y 2016 no existen restricciones significativas impuestas sobre la capacidad de las sociedades asociadas o negocios conjuntos para transferir fondos a ENDESA en forma de dividendos en efectivo, o reembolsar préstamos o anticipos realizados por ENDESA (véase Nota 15.1.12).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos por importe significativo.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los créditos y avales concedidos a las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos así como las transacciones realizadas con las mismas durante los ejercicios 2017 y 2016 se detallan en la Notas 19.1.1 y 35.2.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Salida) de Sociedades	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	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Sociedades Asociadas	77	-	-	-	4	(6)	-	2	-	77
Tecnatom, S.A.	34	-	-	-	(4)	-	-	-	-	30
Ecogas, S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
García del Viento El Hierro, S.A.	8	-	-	-	3	-	-	-	-	11
Boro Energía, S.A.	9	-	-	-	2	(2)	-	-	-	9
Compañía Edifica Tierras Altas, S.A.	13	-	-	-	1	(2)	-	-	-	12
Otras	13	-	-	-	2	(2)	-	2	-	15
Negocios Conjuntos	131	-	38	-	(19)	(25)	(1)	4	-	128
Tojo Energía - Producción e Distribución de Energía Eléctrica, S.A.	70	-	-	-	10	(8)	-	1	-	73
Nucleonor, S.A.	-	-	38	-	(48)	-	-	10	-	-
Energía Eléctrica de Tánhodon, S.A.	31	-	-	-	7	(6)	(1)	(1)	-	30
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	18	-	-	-	1	(6)	-	-	-	13
Otras	12	-	-	-	11	(5)	-	(6)	-	12
Total	208	-	38	-	(15)	(31)	(1)	6	-	205

Millones de Euros									
	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Salida) de Societades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Participación	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activo no Corrientes Mantendidos para la Venta
(Puntos 3.3, 3.4, 3.6 y 16)									
Societades Asociadas	903	(771)	—	—	(57)	(2)	—	4	—
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)	870	(805)	—	—	(89) ¹	—	—	4	—
Tecnatom, S.A.	33	—	—	—	1	—	—	—	—
Eivogas, S.A.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Corporación del Viento El Hierro, S.A.	—	—	—	—	8	—	—	—	8
Boro Energía, S.A.	—	8	—	—	1	—	—	—	9
Compañía Edifica Tierras Altas, S.A.	—	14	—	—	—	(1)	—	—	13
Otras	—	12	—	—	2	(1)	—	—	13
Negocios Conjuntos	194	7	25	—	(2)	(20)	—	10	(73)
ENEL Insurance, N.V.	63	—	—	—	6 ²	—	—	4	(73)
Telco Energía – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	62	7	—	—	10	(9)	—	—	70
Nucleonor, S.A.	—	—	25	—	(38)	—	—	13	—
Energía Eléctrica de Tulumant, S.A.	31	—	—	—	8	(4)	—	(1)	31
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	17	—	—	—	2	(3)	—	2	18
Otras	11	—	—	—	12	(3)	—	(8)	12
Total	1.087	(764)	25	—	(59)	(22)	—	14	(73)
Total	208								

¹ Resultado obtenido hasta la fecha de la toma de control (véase Nota 5.4).

² Resultado obtenido hasta la fecha de desinversión (véase Nota 2.6.2).

Sociedades Asociadas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información de los Estados Financieros de las principales Sociedades Asociadas que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Miliones de Euros

	Estado de Situación Financiera									
	Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo No Corriente	74	77	1	1	80	82	4	4	29	35
Activo Corriente	59	58	31	47	28	14	29	22	6	2
Efectivo y Otros Medios Líquidos Equivalentes	2	5	29	46	23	1	7	7	1	1
Otros Activos Corrientes	57	53	2	1	5	13	22	15	5	1
Total Activo	133	135	32	48	108	96	33	26	35	37
Patrimonio Neto	85	78	(109)	(107)	50	33	21	22	32	34
Pasivo no Corriente	25	31	130	129	54	56	2	—	2	1
Deuda Financiera no Corriente	23	30	129	129	21	22	—	—	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	2	1	1	—	33	34	2	—	2	1
Pasivo Corriente	43	26	11	26	4	7	10	4	1	2
Deuda Financiera Corriente	11	9	—	—	2	2	—	—	—	—
Otros Pasivos Corrientes	32	17	11	26	2	5	10	4	1	2
Total Patrimonio Neto y Pasivo	133	135	32	48	108	96	33	26	35	37

Miliones de Euros

	Estado del Resultado									
	Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	57	88	1	18	23	12	22	20	11	8
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(6)	(8)	—	—	(3)	(3)	—	—	(3)	(6)
Ingreso Financiero	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gasto Financiero	—	(1)	—	—	(1)	(1)	—	—	—	—
Resultados Antes de Impuestos	(9)	1	(1)	(2)	15	5	5	5	2	(1)
Impuesto sobre Sociedades	—	—	—	—	(2)	—	(1)	(1)	(1)	—
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	(9)	1	(1)	(2)	13	5	4	4	1	(1)
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado Global Total	(9)	1	(1)	(2)	13	5	4	4	1	(1)

Dichos datos corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de los relativos a Tecnatom, S.A. que corresponden a sus Estados Financieros Consolidados.

Eléctrica de Jafre, S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2017 ENDESA Red, S.A.U. ha adquirido el 52,54% del capital social de Eléctrica de Jafre, S.A., sociedad cuya actividad consiste en el transporte y distribución de electricidad, así como el alquiler y lectura de contadores de agua y luz, y sobre la que previamente mantenía una participación del 47,46%.

Como resultado de dicha transacción ENDESA ha tomado el control de Eléctrica de Jafre, S.A. frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha reforzando con ello su actividad distribuidora (véanse Notas 2.3, 2.4 y 5.2).

El resultado neto generado en la fecha de toma de control como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 47,46% mantenida previamente en Eléctrica de Jafre, S.A. ha sido inferior a un millón de euros, siendo su detalle el siguiente (véase Nota 5.2):

Millones de Euros	
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (100%)	2
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (47,46%)	1
Valor Participación sobre Eléctrica de Jafre, S.A.U. Previo a la Toma de Control (47,46%)	—
Resultado Neto Generado por Valoración a Valor Razonable de la Participación no Dominante del 47,46%	1

ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)

Con fecha 27 de julio de 2016, ENDESA adquirió el 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), lo que supuso su toma de control (véanse Notas 2.3.1, 2.4 y 5.4) y, en consecuencia, desde dicha fecha se ha dejado de reconocer el resultado de la misma por el método de participación al pasar a consolidarse por el método de integración global.

Con carácter previo a la mencionada toma de control se observó un indicio de deterioro sobre el valor contable de

la participación que ENDESA poseía de modo que, a 30 de junio de 2016, se registró un deterioro por importe de 72 millones de euros en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado correspondiente a la diferencia negativa entre el valor recuperable de dicha participación y el valor contable.

Concretamente, el valor recuperable de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a esa fecha se determinó como el valor razonable de la participación de ENDESA menos los costes de venta, coincidiendo en esta transacción con el valor en uso, y se calculó a través del descuento de flujos de caja futuros que se estimaba generará dicha participación en su actividad ordinaria, consistente en la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables en España, 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 y minorando los costes necesarios para su venta. La medición de este valor razonable se clasificó en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable.

Las principales hipótesis clave utilizadas para el cálculo del valor recuperable de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) no diferían sustancialmente de las consideradas a 31 de diciembre de 2015, salvo en las previsiones relativas a la evolución de los precios de venta de energía. Concretamente, las previsiones de evolución del precio de venta de la energía para los próximos 5 años contrastadas por ENDESA con fuentes externas (IHS, Bloomberg, Equity Research, Pöyry, etc.) habían experimentado una disminución de aproximadamente un 15%–20% en comparación con las previsiones realizadas a 31 de diciembre de 2015 (véase Nota 3e.2).

Finalmente, como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en la fecha de la toma de control, ENDESA registró un resultado negativo por importe de 4 millones de euros en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado.

La conciliación del valor contable de la participación previa en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) con la información financiera de esta sociedad en la fecha de la toma de control fue la siguiente:

Millones de Euros	
	27 de Julio de 2016
Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	1.861
Participación sobre el Patrimonio Neto (40%)	744
Fondo de Comercio	61
Valor Razonable de la Participación en la Toma de Control	805

El resultado generado por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) con carácter previo a la toma de control descrita en la Nota 5.4, registrado en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado, es el siguiente:

Millones de Euros	
	2016
Resultado Neto de la Participación Previa del 40% ¹	7
Deterioro de la Participación	(72)
Resultado Neto de la Valoración a Valor Razonable	(4)
Total²	(69)

¹ Corresponde a los resultados generados por la participación previa del 40% hasta el 27 de julio de 2016, fecha de la toma de control.

² Adicionalmente, como resultado de la toma de control se procedió a revertir un impuesto diferido de pasivo por importe de 83 millones de euros (véanse Notas 22 y 32).

Elcogas, S.A.

Con fecha 18 de septiembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 31 de julio de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que

se autorizó a Elcogas, S.A. el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de 320 MW en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real) contemplando para ello un plazo de 3 meses a partir de la fecha de dicha Resolución. Igualmente, el plazo en el que Elcogas, S.A. deberá proceder al desmantelamiento parcial de la central es de 4 años contados a partir de la fecha de dicha Resolución. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital aprobó una Resolución por la que se concedía, de forma extraordinaria y por una única vez, una prórroga de 3 meses del plazo otorgado para el cierre hasta el 31 de enero de 2016 para que la empresa presentara un Plan de Viabilidad.

Tras varias instancias con la Administración, con fecha 21 de diciembre de 2015 el Consejo de Administración de Elcogas, S.A. aprobó un Plan de Viabilidad que fue entregado al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y que incluía las condiciones mínimas para hacer viable la sociedad. El 18 de enero de 2016 el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital rechazó el plan propuesto de modo que, dada la ausencia de un Plan de Viabilidad, el Consejo de Administración de Elcogas, S.A. de fecha 21 de enero de 2016 acordó proceder con la desconexión y cierre de la planta en el plazo máximo fijado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

ENDESA tiene registrada una provisión para cubrir los costes estimados en que incurrirá la sociedad por el cierre de la planta descrita anteriormente por importe de 55 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 (véase Nota 17.3).

Negocios Conjuntos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información de los Estados Financieros de los principales Negocios Conjuntos que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros

Estado de Situación Financiera								
	Tejo Energía – Produção e Distribuição de Energia Elétrica S.A.		Nucenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.		Suministradora Elétrica de Cádiz, S.A.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo No Corriente	250	277	43	48	93	111	71	71
Activo Corriente	149	135	111	88	28	32	24	18
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	88	94	1	1	7	4	6	6
Otros Activos Corrientes	63	41	110	87	21	28	18	12
Total Activo	399	412	154	136	121	143	95	89
Patrimonio Neto	168	164	3	(39)	94	96	38	52
Pasivo no Corriente	129	163	91	97	10	9	23	23
Deuda Financiera no Corriente	99	149	—	—	10	9	5	7
Otros Pasivos no Corrientes	30	14	91	97	—	—	18	16
Pasivo Corriente	102	85	60	78	17	36	34	17
Deuda Financiera Corriente	50	49	—	—	—	20	12	11
Otros Pasivos Corrientes	52	36	60	78	17	16	22	6
Total Patrimonio Neto y Pasivo	399	412	154	136	121	143	95	89

Millones de Euros

Estado del Resultado								
	Tejo Energía – Produção e Distribuição de Energia Elétrica S.A.		Nucenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.		Suministradora Elétrica de Cádiz, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	267	207	9	7	56	56	5	15
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(55)	(54)	(3)	(3)	(13)	(13)	(1)	(3)
Ingreso Financiero	—	—	—	—	—	—	—	—
Gasto Financiero	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	—	—
Resultados antes de Impuestos	34	31	(34)	(67)	30	28	3	8
Impuesto sobre Sociedades	(11)	(9)	—	—	(9)	(9)	—	—
Resultado del ejercicio Actividades Continuadas	23	22	(34)	(67)	21	19	3	8
Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	1	—	(5)	2	—	—
Resultado Global Total	23	22	(33)	(67)	16	21	3	8

Los datos patrimoniales de los Negocios Conjuntos corresponden a la información de las sociedades individuales.

ENEL Insurance N.V.

Durante el ejercicio 2016 ENDESA vendió a ENEL Investment Holding B.V. la totalidad de la participación en ENEL Insurance N.V. correspondiente al 50% de su capital social por un precio total de 114 millones de euros. Esta operación no generó ningún resultado en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2016.

Con carácter previo a la transacción descrita en el párrafo anterior, en el ejercicio 2016 se formalizó la venta a CLT Holding AD de la participación indirecta en el 100% del capital social de Compostilla Re, S.A., a través de ENEL Insurance N.V., en la que ENDESA participaba en el 50% de su capital social, por un precio total de 50 millones de euros. Dicha operación de venta generó un resultado positivo por importe de 9 millones de euros incluido en el resultado obtenido por ENEL Insurance N.V. durante el periodo (véase Nota 2.5.2).

Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A.

Con fecha 30 de marzo de 2016, ENDESA adquirió a EDP – Gestão de Produção de Energia, S.A. 48.854 acciones representativas del 4,86% del capital social de Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A., en la que ENDESA previamente mantenía una participación del 38,89% sobre su capital social.

Como resultado de esta transacción, cuya contraprestación ascendió a 7 millones de euros, ENDESA aumentó su participación en el capital social de Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A. al 43,75% (véase Nota 2.5.2).

Nuclenor, S.A.

La actividad de Nuclenor, S.A. consiste en la explotación de la Central Nuclear de su propiedad ubicada en Santa María

de Garoña cuya licencia de explotación expiró el 6 de julio de 2013.

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 radiactivos, 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, desde entonces Nuclenor, S.A. ha estado dando los pasos necesarios encaminados a la obtención de una nueva licencia de operación.

Con fecha 3 de agosto de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden Ministerial ETU/754/2017, de 1 de agosto, por la que se deniega la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña. En esa misma fecha, el Consejo de Administración de Nuclenor, S.A. ha acordado no interponer recurso alguno contra la Orden Ministerial ETU/754/2017, de 1 de agosto. Por tanto, finalizado el plazo para recurrir dicha Orden Ministerial y encontrándose la central en situación de parada definitiva, se fijó la fecha de 1 de septiembre de 2017 como fecha de inicio del predesmantelamiento.

Por ello, en base a lo expuesto en los párrafos anteriores, Santa María de Garoña, principal activo de Nuclenor, S.A. no ha estado en operación en los ejercicios 2017 y 2016 y se encuentra en situación de cese de explotación y, en consecuencia, en fase de predesmantelamiento.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el epígrafe «Provisiones no Corrientes» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye la provisión registrada para cubrir el sobrecoste estimado en el que va a incurrir la sociedad como consecuencia de la situación mencionada en los párrafos anteriores (véase Nota 17.3).

El epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 incluye un impacto negativo de 48 millones de euros y 38 millones de euros, respectivamente, correspondiente a la participación en el 50% de Nuclenor, S.A. por el reconocimiento de la citada provisión.

Resto de Sociedades

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información agregada de los Estados Financieros del resto de las participaciones en Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos individualmente no relevantes que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	2017	2016	2017	2016
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas	6	3	23	52
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—
Otro Resultado Global	1	—	13	(1)
Resultado Global Total	7	3	36	51

11.2. Sociedades de Operación Conjunta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información de los Estados Financieros de las principales sociedades de Operación Conjunta que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

	Estado de Situación Financiera	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellòs II, A.I.E.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo no Corriente	102	123
Activo Corriente	135	137
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	—	—
Otros Activos Corrientes	135	137
Total Activo	237	260
Patrimonio Neto	16	16
Pasivo no Corriente	110	131
Deuda Financiera no Corriente	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	110	131
Pasivo Corriente	111	113
Deuda Financiera Corriente	—	—
Otros Pasivos Corrientes	111	113
Total Patrimonio Neto y Pasivo	237	260

Millones de Euros	Estado del Resultado	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellòs II, A.I.E.	
	2017	2016
Ingresos	224	291
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	—	—
Ingreso Financiero	—	—
Gasto Financiero	(2)	(2)
Resultados Antes de Impuestos	(15)	34
Impuesto sobre Sociedades	—	—
Resultado del Ejercicio Actividades Continuadas	(15)	34
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—
Otro Resultado Global	15	(32)
Resultado Global Total	—	2

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	(30)	29
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	30	(29)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	—	—

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo, relacionado con las sociedades de Operación Conjunta.

12. Existencias

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Materias Energéticas:	756	738
Carbón	253	243
Combustible Nuclear	303	341
Fuel	80	72
Gas	120	82
Otras Existencias	225	182
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	292	293
Corrección de Valor	(6)	(11)
Total	1.267	1.202

12.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂)

Durante los ejercicios 2017 y 2016 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) de 2016 y 2015, que han supuesto una baja por importe de 188 millones de euros y 239 millones de euros, respectivamente (29,4 millones de toneladas y 33,7 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2017, 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 215 millones de euros (190 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 24).

A 31 de diciembre de 2017, 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 66 millones de euros (56 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) de acuerdo con los precios comprometidos, en el caso de que la totalidad de los correspondientes proyectos finaliza- ran con éxito.

De este importe, a 31 de diciembre de 2017, 65 millones de euros están comprometidos con Empresas del Grupo (18 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 35.1.2).

12.2. Compromisos de adquisición de existencias

A 31 de diciembre de 2017 el importe de los compromisos de compra de materias energéticas asciende a 18.656 millones de euros (20.596 millones de euros a 31 de diciembre

de 2016), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «take or pay».

A 31 de diciembre de 2017 el detalle de los compromisos futuros de compra es como sigue:

Compromisos Futuros de Compra a 31 de diciembre de 2017 ¹						
	Electricidad	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	Total
2018-2022	17	279	532	7.145	438	8.411
2023-2027	—	9	—	6.548	—	6.557
2028-2032	—	—	—	3.705	—	3.705
Total	17	288	532	17.398	438	18.673

¹ Ninguno de estos importes están comprometidos con Empresas del Grupo ni corresponden a Negocios Conjuntos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la cifra de compromisos de adquisición de existencias incluye el compromiso de adquisición de gas por los contratos formalizados en el ejercicio 2014 con Corpus Christi Liquefaction, LLC, parte de los cuales están garantizados por ENEL S.p.A. (véase Nota 35.1.2).

Los Administradores de la Sociedad consideran que ENDESA podrá atender dichos compromisos por lo que estiman que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

12.3. Otra información

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no tiene existencias por importe significativo pignoradas en garantía de cumplimiento de deudas.

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetas las existencias, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

13. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Instrumentos Financieros	19	2.791	2.951
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios		2.732	2.684
Cientes por Ventas de Electricidad		2.201	1.974
Cientes por Ventas de Gas		372	203
Cientes por otras Operaciones		132	483
Cientes Empresas del Grupo y Asociadas	35.1.3 y 35.2	27	24
Derivados no Financieros	19.3	160	233
Derivados no Financieros por Operaciones con Terceros		53	137
Derivados no Financieros por Operaciones con Empresas del Grupo y Asociadas	35.1.3	107	96
Otros Deudores		349	450
Otros Deudores Terceros		310	171
Otros Deudores Empresas del Grupo y Asociadas	35.1.3	39	279
Corrección de Valor		(450)	(416)
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios	20.5	(364)	(385)
Otros Deudores		(86)	(31)
Activos por Impuestos		309	501
Impuesto sobre Sociedades Corriente		223	397
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		42	35
Otros Impuestos		44	69
Total		3.100	3.452

Los saldos incluidos en este epígrafe, con carácter general, no devengan intereses.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA.

Al no coincidir el periodo habitual de lectura de contadores con el cierre del periodo, ENDESA realiza una estimación de las ventas a clientes realizadas por sus sociedades comercializadoras ENDESA Energía, S.A.U. y ENDESA Energía XXI, S.L.U., que se encuentran pendientes de facturación. A 31 de diciembre de 2017, los saldos acumulados

por las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar se incluyen en el epígrafe «Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar» del activo del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto y ascienden a 1.021 millones de euros y 433 millones de euros, respectivamente (840 millones de euros y 285 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016). Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2017 por esta energía existe una estimación por las facturas no recibidas de los costes de peajes de electricidad y de gas por importe de 358 millones de euros y 161 millones de euros, respectivamente (323 millones de euros y 143 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

13.1. Otra información

Periodo medio de cobro

Durante el ejercicio 2017 el periodo medio de cobro a clientes ha sido de 30 días (32 días en el ejercicio 2016) por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Corrección de valor

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Saldo Inicial		416	411
Dotaciones	19.4.1, 29 y 34.2	182	104
Aplicaciones		(148)	(99)
Traspasos y otros		—	—
Saldo Final		450	416

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la práctica totalidad del importe de corrección de valor corresponde a clientes por ventas de energía.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 se han realizado operaciones de factoring cuyos importes no vencidos, a 31 de diciembre de 2017 y 2016 ascienden a 756 millones de euros y 488 millones de euros, respectivamente, que han sido dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado. Dichas operaciones han tenido un coste de 27 millones de euros y 25 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 31).

14. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Efectivo en Caja y Bancos		399	418
Otros Equivalentes de Efectivo		—	—
Total	19	399	418

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de este epígrafe por tipo de moneda es el siguiente:

Millones de Euros			
		Moneda	
		31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Euro		398	416
Dólar Estadounidense (USD)		1	1
Otras Monedas		—	1
Total		399	418

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen colocaciones en deuda soberana.

A 31 de diciembre de 2017 el saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluye 12 millones de euros correspondientes a la cuenta de reserva del servicio de la deuda constituida por determinadas filiales de renovables de ENDESA en virtud de las operaciones de préstamos suscritas para la financiación de proyectos (13 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 18.2.3).

15. Patrimonio neto

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	15.1	9.096	8.952
Capital Social	15.1.1	1.271	1.271
Prima de Emisión	15.1.2	89	89
Reserva Legal	15.1.3	254	254
Reserva de Revalorización	15.1.4	404	404
Otras Reservas	15.1.5	106	106
Ajustes por Cambio de Valor		(52)	(36)
Diferencias de Conversión		—	1
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos no Realizados	15.1.6	(52)	(39)
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	15.1.7	(657)	(757)
Beneficio Retenido	15.1.8	8.422	8.364
Dividendo a Cuenta	15.1.9	(741)	(741)
Total Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios	15.2	137	136
Total Patrimonio Neto		9.233	9.088

15.1. Patrimonio neto: De la Sociedad Dominante

15.1.1. Capital social

A 31 de diciembre de 2017 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 2017 y 2016.

El porcentaje del capital social de ENDESA, S.A. que el Grupo ENEL posee, a través de ENEL Iberia, S.L.U. a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es del 70,101%. A esas mismas fechas, ningún otro accionista ostentaba acciones que representasen más del 10% del capital social de ENDESA, S.A.

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 2017, 49 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (53 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

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 aumentado. 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.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA, S.A. tenía 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.

A 31 de diciembre de 2017, 314 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (327 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

15.1.5. Otras reservas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 incluye, fundamentalmente, 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. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento producido en esta reserva es el siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2016	Variación en el Perímetro	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2017
Cobertura de Flujos de Caja	19.3	42	—	86	(108)	—	20
Derivados de Tipo de Interés		(29)	—	29	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio		9	—	(60)	19	—	(32)
Derivados de «Commodities»		62	—	117	(127)	—	52
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación		(47)	—	1	2	—	(44)
Otros Ajustes por Cambio de Valor		1	—	—	—	—	1
Efecto Fiscal		(35)	—	(21)	27	—	(29)
Total		(39)	—	66	(79)	—	(52)

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015	Variación en el Perímetro (Nota 15)	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2016
Cobertura de Flujos de Caja	19.3	(62)	—	126	(22)	—	42
Derivados de Tipo de Interés		(29)	—	—	—	—	(29)
Derivados de Tipo de Cambio		4	—	8	(3)	—	9
Derivados de «Commodities»		(37)	—	118	(19)	—	62
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación		(51)	3	(5)	6	—	(47)
Otros Ajustes por Cambio de Valor		1	—	—	—	—	1
Efecto Fiscal		(8)	—	(32)	5	—	(35)
Total		(120)	3	89	(11)	—	(39)

15.1.7. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los importes reconocidos en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 17.1).

15.1.8. Beneficio retenido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de las reservas de la Sociedad es el siguiente:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Reservas Voluntarias	703	703
Reserva de Fusión	667	667
Otras Reservas de Libre Disposición	36	36
Otro Beneficio Retenido	7.719	7.661
Total	8.422	8.364

La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad y su saldo, a 31 de diciembre de 2017, es de 667 millones de euros, de los que 104 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales (667 millones de euros y 110 millones de euros restringidos, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

15.1.9. Dividendos

Ejercicio 2017

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. en su reunión celebrada el 21 de noviembre de 2017, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2017 por un importe bruto de 0,70 euros por acción cuyo pago, que ha supuesto un desembolso de 741 millones de euros, se hizo efectivo el pasado 2 de enero de 2018 (véase Nota 23). Dicho dividendo a cuenta figura mino-

rando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2017.

Ejercicio 2016

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. en su reunión celebrada el 22 de noviembre de 2016, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2016 por un importe bruto de 0,70 euros por acción cuyo pago, que supuso un desembolso de 741 millones de euros, se efectuó el 2 de enero de 2017 (véase Nota 23). Dicho dividendo a cuenta figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2016.

La Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. celebrada el pasado 26 de abril de 2017 aprobó la distribución a sus accionistas de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2016 por un importe bruto de 1,333 euros por acción (1.411 millones de euros). La diferencia entre el dividendo total aprobado por la Junta General de Accionistas y el dividendo a cuenta pagado previamente y descrito en el párrafo anterior, por importe de 670 millones de euros (0,633 euros brutos por acción) ha sido pagada el 3 de julio de 2017.

15.1.10. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimiento de las Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado es la siguiente:

Milones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2016			Variaciones del Ejercicio 2017					31 de diciembre de 2017		
	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	Transferidos al Estado del Resultado y/o Inversiones	Efecto Impositivo	Variación de Patrimonio	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:	(35)	(35)	—	86	(106)	6	—	—	(53)	(53)	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.16	7	7	86	(106)	6	—	—	(6)	(6)	—
Diferencias de Conversión	—	—	—	(1)	—	—	—	—	(1)	(1)	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.16	(46)	(46)	1	2	—	—	—	(43)	(43)	—
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Partidas que No Pueden Ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:	(757)	(757)	—	127	—	(27)	—	—	(657)	(657)	—
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	121	(757)	—	127	—	(27)	—	—	(657)	(657)	—
Total	(796)	(796)	—	213	(106)	(21)	—	—	(710)	(710)	—

Miliones de Euros												
	31 de diciembre de 2016				Variaciones del Ejercicio 2016				31 de diciembre de 2016			
Notas	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	Variación de Perímetro con Socios o Propietarios	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:	(120)	(120)	—	121	(16)	(27)	3	—	(39)	(39)	—	
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Activos Financieros Disponibles para la Venta	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Otros Ingresos/Gastos	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.1.6 (70)	(70)	—	126	(22)	(27)	—	—	7	7	—	
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.1.6 (50)	(50)	—	(5)	6	—	3	—	(46)	(46)	—	
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Partidas que No Pueden Ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:	(584)	(584)	—	(221)	—	48	—	—	(757)	(757)	—	
Por Ganancias y Pérdidas Actuales y Otros Ajustes	17.1 (584)	(584)	—	(221)	—	48	—	—	(757)	(757)	—	
Total	(704)	(704)	—	(100)	(16)	21	3	—	(796)	(796)	—	

15.1.11. Gestión del capital

La gestión del 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 2017 y 2016 es el siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	Apalancamiento ¹	
		31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Deuda Financiera Neta:		4.985	4.938
Deuda Financiera no Corriente	18.1	4.414	4.223
Deuda Financiera Corriente	18.1	578	1.144
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	(399)	(418)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	19.3	(8)	(11)
Patrimonio Neto:	15	9.233	9.088
De la Sociedad Dominante	15.1	9.096	8.952
De los Intereses Minoritarios	15.2	137	136
Apalancamiento (%)		53,99	54,34

¹ Apalancamiento (%) = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

ENDESA mantiene criterios de prudencia similares a los aplicados hasta ahora en su nivel de endeudamiento y en la estructura del mismo mediante la obtención de financiación a largo plazo que permita adecuar los calendarios de vencimiento de la deuda a su capacidad de generación de caja conforme al plan de negocio previsto. Asimismo, dispone de financiación a corto plazo que contribuye a optimizar la gestión de las necesidades de capital circulante y mejorar el coste del conjunto de la deuda.

La estabilización de la regulación eléctrica y la implantación de un plan industrial focalizado en la rentabilidad, han permitido a la Sociedad proponer una política de dividendos que procure que los accionistas obtengan el máximo retorno posible por su inversión sin que ello comprometa su sostenibilidad y posibilidades de crecimiento a largo plazo.

Los Administradores de la Sociedad consideran que el apalancamiento alcanzado 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 posibilitará la consecución del objetivo de la gestión de capital mencionado anteriormente.

En el año 2017 se ha aprobado la distribución de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2016 por importe de 1.411 millones de euros (741 millones de euros correspondientes al dividendo a cuenta de 0,70 euros brutos por acción desembolsados el 2 de enero de 2017 y 670 millones de euros al dividendo complementario de 0,633 euros brutos por acción desembolsados el 3 de julio de 2017) sin que ello afecte de forma negativa al ratio de la Deuda Financiera Neta con respecto al Patrimonio Neto de la Sociedad (véase Nota 15.1.9).

En el año 2016 se procedió a la distribución de dividendos correspondientes al ejercicio 2015 por importe de 1.086 millones de euros (1,026 euros brutos por acción), que fueron desembolsados el 4 de enero de 2016 (dividendo a cuenta del ejercicio 2015 de 0,40 euros brutos por acción) y el 1 de julio de 2016 (dividendo complementario del ejercicio 2015 de 0,626 euros brutos por acción).

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 2017 y 2016, los cuales corresponden a niveles de «investment grade», son los siguientes:

31 de diciembre 2017				31 de diciembre 2016		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB+	A-2	Estable	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Estable	Baa2	P-2	Estable
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Estable

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que el rating otorgado por las agencias de calificación crediticia permitiría, en caso de ser necesario, acceder a los mercados financieros en condiciones razonables.

15.1.12. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales

A 31 de diciembre de 2017 determinadas filiales de ENDESA que operan en el negocio de energías renovables y que están financiadas a través de «project finance» contienen cláusulas en sus contratos financieros cuyo cumplimiento

es requisito para efectuar distribuciones de resultados a los accionistas.

A 31 de diciembre de 2017 el importe de deuda financiera afectada por tales restricciones asciende a 159 millones de euros (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 6.1, 18.2.3 y 36.1).

15.2. Patrimonio neto: De los intereses minoritarios

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Combinaciones de Negocios	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Desinversiones o Reducciones ¹	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Aguilón 20, S.A.	22	—	—	2	—	24
Eólica Valle del Ebro, S.A.	5	—	—	—	—	5
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	8	—	—	1	—	9
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	17	—	—	1	—	18
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	27	—	(2)	2	—	27
Otras	57	—	(1)	4	(6)	54
Total	136	—	(3)	10	(6)	137

¹ Corresponden a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. por importe de 2 millones de euros positivos y a la adquisición del total de la participación en Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U. y Productor Regional de Energía Renovable III, S.A.U. por importe de 8 millones de euros negativos (véase Nota 2.3.1).

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Combinaciones de Negocios	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Desinversiones o Reducciones ¹	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Aguilón 20, S.A.	—	21	—	1	—	22
Eólica Valle del Ebro, S.A.	—	6	(1)	—	—	5
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	—	8	—	—	—	8
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	—	19	—	(2)	—	17
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	—	26	—	1	—	27
Otras	3	68	(2)	1	(13)	57
Total	3	148	(3)	1	(13)	136

¹ Corresponden a la salida del perímetro de consolidación de Energía de La Loma, S.A. y Energías de la Mancha Eneman, S.A. (véase Nota 2.3.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el saldo del epígrafe «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios», recoge, principalmente, los intereses minoritarios de las participaciones mantenidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) por importe de 132 millones de euros y 133 millones de euros, respectivamente (véase Nota 5.4).

Con fecha 18 de julio de 2017 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ha formalizado la compra de las participaciones minoritarias en Productor Regional de Energía Renovable, S.A. (15%) y en Productor Regional de Energías Reno-

vables III, S.A. (17,11%) lo que ha supuesto una reducción de los intereses minoritarios por importe de 8 millones de euros (véase Nota 2.3.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las partidas más relevantes del Estado de Situación Financiera, Estado del Resultado y Estado de Flujos de Efectivo de las principales sociedades de ENDESA con participación en intereses minoritarios que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados son las siguientes:

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Seso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo No Corriente	100	106	10	11	33	35	71	75	149	156
Activo Corriente	14	8	3	—	5	3	12	8	20	18
Total Activo	114	114	13	11	38	38	83	83	169	174
Patrimonio Neto	49	45	11	10	24	23	43	41	73	72
Pasivo no Corriente	59	63	2	1	7	10	7	8	87	94
Pasivo Corriente	6	6	—	—	7	5	33	34	9	8
Total Patrimonio Neto y Pasivo	114	114	13	11	38	38	83	83	169	174

Millones de Euros

	Estado del Resultado									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Seso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	14	11	3	2	6	5	11	8	23	19
Resultados Antes de Impuestos	4	2	1	—	2	1	2	(1)	9	5
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	3	1	1	—	2	1	2	(1)	7	4
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado Global Total	3	1	1	—	2	1	2	(1)	7	4

Millones de Euros

	Estado de Flujos de Efectivo									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	9	5	2	—	5	3	4	6	16	11
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	—	(1)	—	—	(1)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(5)	(5)	(1)	—	(2)	(2)	—	—	(11)	(18)

Los datos patrimoniales corresponden a la información de las sociedades individuales.

16. Ingresos diferidos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	Subvenciones de Capital	Instalaciones Cedidas de Clientes	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2015		337	4.342	4.679
Altas		2	191	193
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4 y 5.5	12	—	12
Imputación a Resultados	25.2	(18)	(155)	(173)
Otros		1	—	1
Saldo a 31 de diciembre de 2016		334	4.378	4.712
Altas		6	187	193
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.2	—	1	1
Imputación a Resultados	25.2	(22)	(153)	(175)
Otros		(3)	2	(1)
Saldo a 31 de diciembre de 2017		315	4.415	4.730

El epígrafe «Subvenciones de Capital» incluye, 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 Energía, Turismo y Agenda Digital y con los Organismos Públicos de las Comunidades Autónomas para la construcción de instalaciones de distribución eléctrica.

El epígrafe «Instalaciones Cedidas de Clientes» recoge, fundamentalmente, la valoración realizada sobre las instalaciones de distribución cedidas por clientes y los ingresos recibidos por terceros, distintos a Organismos Oficiales, relacionados con

instalaciones de nueva extensión necesarios para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes. Asimismo se incluyen los «Derechos por Acometidas de Extensión» asociados con las instalaciones de nueva extensión que la empresa distribuidora está obligada a realizar en función de la tensión y potencia solicitados, en el límite establecido legalmente y que son necesarias para hacer posibles los nuevos suministros y efectuar extensiones de la red de distribución existente. Estos «Derechos por Acometidas de Extensión» han sido regulados hasta el ejercicio 2000 inclusive por el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, desde el ejercicio 2001 por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de septiembre, y, desde el ejercicio 2013, por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

17. Provisiones no corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016 ¹
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	17.1	95.1	1.063
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		773	948
Expedientes de Regulación de Empleo	17.2.1	120	160
Suspensiones de Contrato	17.2.2	653	788
Otras Provisiones no Corrientes	17.3	1.656	1.703
Total		3.382	3.714

¹ Véase Nota 5.4.

17.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

Todos los trabajadores de las empresas de ENDESA son partícipes del Plan de Pensiones, salvo renuncia expresa al mismo.

Tras la firma del primer Convenio Marco, el 25 de octubre de 2000, quedó definido un sistema de pensiones en régimen de aportación definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de fallecimiento e incapacidad.

Se estableció un sistema de aportación compartida empresa-trabajador, siendo la máxima de un 6% del salario pensionable para la empresa y un 3% sobre el mismo salario para el trabajador.

Adicionalmente existen trabajadores afectados por convenios de origen, anteriores al Convenio Marco:

- Aportación Definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de fallecimiento e incapacidad y con un sistema prestacional y un

sistema de aportación distinto al descrito anteriormente, la casuística varía dependiendo del origen.

- Prestación Definida para todas las contingencias de jubilación, fallecimiento e incapacidad, diferenciando 2 grandes colectivos:

- > Trabajadores de la Ordenanza Eléctrica de la antigua ENDESA. Colectivo cerrado, en el que el carácter predeterminado de la prestación de jubilación y su aseguramiento íntegro eliminan cualquier riesgo.

- > Trabajadores del ámbito Fecsa / Enher / HidroEmpordá. Colectivo cerrado, en el que la prestación está ligada a la evolución del Índice de Precios de Consumo (IPC) y no asegurado a excepción de las prestaciones causadas hasta el 31 de diciembre de 2011, momento en el que se suscribió una póliza de seguros, para instrumentar dichas prestaciones, mediante la cual se elimina cualquier obligación futura respecto de dicho colectivo.

Para este colectivo, existe una provisión en fondo interno que, junto con el patrimonio del Plan, cubren el 100% de la obligación.

Adicionalmente, existen obligaciones de prestación de determinados beneficios sociales a los empleados durante el periodo de jubilación, principalmente relacionados con el suministro eléctrico. Estas obligaciones no se han externalizado y se encuentran cubiertas con la correspondiente provisión interna.

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 vigentes y aplicables en España.

Actualmente el fondo de pensiones al que se encuentran adscritos los planes de pensiones promovidos por las sociedades de ENDESA asume aquellos riesgos que son inherentes a los activos en los que se encuentra invertido, principalmente:

- Los riesgos de la inversión en activos de renta fija se derivan tanto del movimiento de los tipos de interés como de la calidad crediticia de los títulos de la cartera.
- 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).
- Las inversiones en activos denominados en divisas distintas al euro conlleva un riesgo adicional derivado de las variaciones del tipo de cambio.
- 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.

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las hipótesis utilizadas para el cálculo del pasivo actuarial para los compromisos de prestación definida no asegurados han sido las siguientes:

31 de diciembre de 2017			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Tipo de Interés	1,65%	1,67%	1,63%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
Rendimiento Esperado de los Activos	1,65%	Na	Na
Revisión Salarial ¹	2,00%	2,00%	Na
Incremento de los Costes de Salud	Na	Na	3,20%

¹ Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

31 de diciembre de 2016			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Tipo de Interés	1,74%	1,75%	1,72%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
Rendimiento Esperado de los Activos	1,74%	Na	Na
Revisión Salarial ¹	2,00%	2,00%	Na
Incremento de los Costes de Salud	Na	Na	3,20%

¹ Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

Para la determinación del tipo de interés para descontar los compromisos se toma una curva construida con los rendimientos de las emisiones de bonos corporativos de calificación crediticia «AA» en base al plazo de pago estimado de las obligaciones derivadas de cada compromiso.

Pasivos actuariales netos y brutos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Pasivo Actuarial	1.632	1.772
Activos Afectos	(681)	(709)
Diferencia	951	1.063
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	951	1.063

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información sobre los pasivos actuariales netos, brutos y los cambios en el valor de mercado de los activos afectos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Notas	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Neto Inicial		236	813	14	1.063	131	695	13	839
Coste Neto por Intereses	30	3	14	1	18	3	18	—	21
Costes de los Servicios en el Periodo		9	5	—	14	8	4	—	12
Beneficios Pagados en el Periodo		—	—	—	—	—	—	—	—
Aportaciones del Periodo		(15)	(20)	(1)	(36)	(14)	(26)	(1)	(41)
Otros Movimientos		10	3	—	13	8	2	—	10
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas		—	—	—	—	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		22	30	1	53	112	97	2	211
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		(30)	(137)	—	(167)	(17)	22	—	5
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		(13)	—	—	(13)	5	—	—	5
Cambios del Límite del Activo		—	—	—	—	—	—	—	—
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5	3	3	—	6	—	1	—	1
Pasivo Actuarial Neto Final		225	711	15	951	236	813	14	1.063

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
		Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Notas									

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
		Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos		709	—	—	709	724	—	—	724
Rendimiento Esperado		13	—	—	13	18	—	—	18
Aportaciones del Periodo		15	20	1	36	14	26	1	41
Beneficios Pagados en el Periodo		(69)	(20)	(1)	(90)	(44)	(26)	(1)	(71)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales		13	—	—	13	(5)	—	—	(5)
Cambios en el Perímetro de Consolidación		5	—	—	—	2	—	—	2
Valor de Mercado Final de los Activos Afectos		681	—	—	681	709	—	—	709

Activos afectos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las principales categorías de los activos de los planes de prestación definida, en términos porcentuales sobre el total de activos, son las siguientes:

	Porcentaje (%)	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activos de Renta Fija	60	64
Acciones	33	30
Inversiones inmobiliarias y otros	7	6
Total	100	100

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del valor razonable de los valores de renta fija por área geográfica es el siguiente:

Millones de Euros		
País	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	143	178
Italia	48	72
Francia	40	35
Estados Unidos de América	30	20
Alemania	29	17
Gran Bretaña	24	25
Luxemburgo	15	18
Holanda	13	15
Brasil	1	—
Bélgica	1	3
Resto	65	71
Total	409	454

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el valor de los activos afectos a los planes de prestación definida colocados en deuda soberana es el siguiente:

Millones de Euros

País	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	99	123
Italia	25	39
Bélgica	7	8
Francia	4	2
Holanda	1	1
Alemania	—	1
Resto	6	10
Total	144	184

A 31 de diciembre de 2017, los activos afectos a los planes de prestación definida incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo ENEL por importe de 20 millones de euros (22 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

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. Durante el ejercicio 2017 la rentabilidad media real ha sido del 3,79% positiva (3,72% positiva en el ejercicio 2016).

Actualmente la estrategia de inversión y la gestión del riesgo son únicas para todos los participantes del plan y no se está siguiendo ninguna estrategia de correlación entre activos-pasivos.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 la duración media ponderada, calculada mediante los flujos probables del compromiso, es de 16,7 años (16,9 años a 31 de diciembre de 2016), 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 2017	31 de diciembre de 2016
Año 1	41	52
Año 2	46	57
Año 3	50	57
Año 4	54	62
Año 5	57	64
A partir del Año 5	1.825	2.145
Total	2.073	2.437

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los activos de los planes de prestación definida valorados por niveles de jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2017				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	681	587	74	20

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2016				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	709	627	69	13

Las valoraciones de los activos clasificados como Nivel 3 se determinan en base a los informes de valoración realizados por la sociedad gestora correspondiente.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los importes registrados en el Estado del Resultado Consolidado por las obligaciones de pensiones de prestación definida y aportación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Prestación Definida		(32)	(33)
Coste Corriente del Ejercicio ¹	27	(14)	(12)
Costes Financieros Netos	30	(18)	(21)
Aportación Definida		(50)	(44)
Coste Corriente del Ejercicio ²	27	(50)	(44)
Total		(82)	(77)

¹ En el ejercicio 2017 incluye 9 millones de euros 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 (7 millones de euros en el ejercicio 2016).

² Durante los ejercicios 2017 y 2016 se han aportado también 32 millones de euros y 31 millones de euros, respectivamente, que estaban incluidos previamente en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla».

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los importes registrados en Otro Resultado Global Consolidado por las obligaciones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Rendimiento Esperado de los Activos Afectos al Plan		13	(5)
Ganancias y Pérdidas Actuariales		114	(216)
Total	15.1.10	127	(221)

A 31 de diciembre de 2017, conforme a la mejor estimación disponible, las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2018 ascenderán aproximadamente a 21 millones de euros.

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por pensiones ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, dejando constantes el resto de variables, es la siguiente:

Hipótesis	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Disminución en 50 p.b. del Tipo de Interés	75	60	1	84	75	1
Aumento en 50 p.b. del Tipo de Interés	(67)	(53)	(1)	(74)	(66)	(1)
Disminución en 50 p.b. del Índice de Precios de Consumo (IPC) ¹	(13)	(61)	(1)	(16)	(65)	(1)
Aumento en 50 p.b. del Índice de Precios de Consumo (IPC) ¹	13	61	1	16	74	1
Incremento del 1% de los Costos de Asistencia Sanitaria	Na	Na	1	Na	Na	3
Incremento de 1 año de la Esperanza de Vida de Empleados en Activo y Jubilados	24	25	1	27	33	1

¹ Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

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 contraprestación 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 2017 existen principalmente 4 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 183 personas (383 personas a 31 de diciembre de 2016).

→ Plan voluntario de salidas aprobado en 2000. El Plan afecta a los trabajadores con 10 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 129 personas, de las cuales la totalidad se encuentran actualmente en situación de prejubilación (435 personas, de las cuales la totalidad se encuentran en situación de prejubilación, a 31 de diciembre de 2016). 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 periodo 2006-2012, siempre y cuando reúnan a esa fecha al menos 3 años de antigüedad y 8 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 858 personas, de las cuales la totalidad se encuentran actualmente en situación de prejubilación (866 personas, de las cuales la totalidad se encuentran en situación de prejubilación, a 31 de diciembre de 2016). Las condiciones económicas aplicables a los trabajadores que se acojan a dichos planes de prejubilación son 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.

→ Plan minero 2016: se garantiza al colectivo de empleados afectados por el Acuerdo de Extinción de Contratos, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la edad legal de acceso a la jubilación completar su retribución ordinaria bruta hasta en un 80%, teniendo derecho en dicho periodo a recibir el premio por años de servicio, la ayuda de estudios y el seguro de vida y

accidentes, así como a percibir las aportaciones al plan de previsión complementaria referente al colectivo en que se encuentre adscrito el trabajador. El colectivo total considerado en la valoración es de 70 personas, de las cuales 69 personas se encuentran actualmente en situación de prejubilación (70 personas, de las cuales 47 personas se encuentran en situación de prejubilación, a 31 de diciembre de 2016).

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento de la provisión para expedientes de regulación de empleo ha sido el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Saldo inicial		160	204
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		(8)	27
Gastos de Personal	27	(4)	2
Resultados Financieros	30	(4)	25
Traspasos a Corto Plazo y otros		(32)	(72)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4	—	1
Saldo Final		120	160

A 31 de diciembre de 2017, el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 73 millones de euros correspondientes a provisiones para expedientes de regulación de empleo cuyo pago está previsto en el ejercicio 2018 (124 millones de euros de pagos a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 24).

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por estos expedientes de regulación de empleo han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Tipo de Interés	0,65%	0,64%
Índice de Precios de Consumo (IPC)	2,00%	2,00%
Tablas de Mortalidad	PERM / F 2000	PERM / F 2000

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por planes de reestructuración ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Hipótesis	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de interés	(6)	7	(11)	12
Índice de Precios de Consumo (IPC) ¹	2	(2)	3	(3)

¹ 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 fue 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 2 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 S.A. puso en marcha la Sociedad, ha firmado sucesivos acuerdos con los representantes sindicales de los trabajadores por los cuales se ha comprometido a no ejercitar, en determinados supuestos, la facultad de solicitar el retorno a la empresa en las subsiguientes renovaciones anuales de los acuerdos de suspensión del contrato de trabajo firmados.

A 31 de diciembre de 2017 existen 1.421 empleados con el contrato suspendido en aplicación de estos Acuerdos y la Sociedad ha adquirido el compromiso de ofrecer la suspensión del contrato de trabajo a otros 6 empleados, de los que todos ya han firmado el acuerdo de suspensión a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (1.252 empleados y 151 empleados, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 la provisión registrada para cubrir las obligaciones adquiridas por este concepto asciende a 766 millones de euros, de los cuales 653 millones de euros están registrados en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a largo plazo y 113 millones de euros en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a corto plazo (véase Nota 24) (788 millones de euros y 90 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016) y se refiere a todas las suspensiones

de contrato firmadas con los empleados o comprometidas con los representantes sociales de los trabajadores a 31 de diciembre de 2017. La provisión cubre la totalidad del coste que deberá asumir la empresa durante el periodo para el que, de acuerdo con los compromisos adquiridos a 31 de diciembre de 2017, la empresa no puede evitar que el contrato de trabajo se encuentre suspendido.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Saldo Inicial		788	672
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		(4)	237
Gastos de Personal	27	(4)	207
Resultados Financieros	30	—	30
Aplicaciones		(131)	(121)
Trespasos y otros		(131)	(121)
Saldo Final		653	788

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por el acuerdo de suspensión de contratos han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Tipo de Interés	0,65%	0,64%
Incremento Futuro Garantía	2,00%	2,00%
Incremento Resto de Conceptos	2,00%	2,00%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por suspensión de contratos ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros				
Hipótesis	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(17)	19	(18)	19
Garantía y Resto de Conceptos	16	(16)	16	(15)

17.3. Otras provisiones

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Notas	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 2016¹		728	975	1.703
Gastos de Explotación		4	—	4
Dotaciones		94	13	107
Aplicaciones		(90)	(13)	(103)
Resultados Financieros	30	8	9	17
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado	6	—	(8)	(8)
Pagos		(41)	(13)	(54)
Cambios en el Perímetro de Consolidación ²	5.1 y 2.3.1	2	(6)	(4)
Saldo a 31 de diciembre de 2017		701	957	1.658

¹ Véase Nota 5.4.

² Corresponde a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (2 millones de euros) (véase Nota 5.1) y a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. (6 millones de euros) (véase Nota 2.3.1).

Miliones de Euros

	Notas	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 2015		755	935	1.690
Gastos de Explotación		(19)	(4)	(23)
Dotaciones		81	11	92
Aplicaciones		(100)	(15)	(115)
Resultados Financieros	30	7	8	15
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado	6	—	66	66
Pagos		(59)	(16)	(75)
Traspasos y otros		11	(30)	(19)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4	33	16	49
Saldo a 31 de diciembre de 2016¹		728	975	1.703

¹ Véase Nota 5.4.

A la 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de las provisiones por costes de cierre de las instalaciones por tipo de instalación es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Centrales Nucleares	3a y 6	538	567
Otras Centrales		298	299
Desmantelamiento de Contadores		94	74
Cierre Explotaciones Mineras		27	35
Total		957	975

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:

- Con fecha 21 de noviembre de 2000 se dictó Laudo estimando la demanda de Energía XXI Energías Renovables contra ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), considerando ilegal la resolución del contrato de agencia suscrito entre ambas sociedades para la venta de aerogeneradores a parques eólicos en Portugal y Brasil, por lo que se condenó a ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a pagar a Energía XXI Energías Renovables: i) costes legales, ii) 50.000 euros, iii) pérdida de beneficios. El 27 de diciembre de 2000 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) solicitó ante el Tribunal Civil de Primera Instancia de Lisboa la nulidad del Laudo. El 6 de octubre de 2005 el Tribunal desestimó el recurso de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE). El 17 de enero de 2013 la Corte de Apelación, en respuesta al recurso de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ordenó repetir de nuevo el procedimiento en primera instancia, incluyendo fase probatoria. El procedimiento se encuentra pendiente de Sentencia. Por su parte, Energía XXI Energías Renovables presentó el 15 de septiembre de 2005 demanda contra ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) para que ésta proceda al pago de las cantidades a las que condenaba el Laudo de 21 de noviembre de 2000 (reclama 546 millones de euros por pérdida de beneficios). Este procedimiento se encuentra en suspenso, hasta que se decida el relativo a la validez del Laudo.
- Existen 2 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 aproximado de 24 millones de euros.
- El 8 de mayo de 2008 se dictó Sentencia en el recurso de casación interpuesto por ENDESA, S.A. ante el Tribunal Supremo contra la 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.
- Por Orden del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino de fecha 17 de junio de 2008, se reconoció a ENDESA Generación, S.A.U., en cuanto perjudicada por la imposibilidad de la ejecución de la presa de Jánovas y la extinción de los 3 aprovechamientos hidroeléctricos asociados a dicha obra, una indemnización para compensar al concesionario por los gastos realizados incluso los intereses correspondientes de acuerdo con el interés legal, a cuyo efecto se elaboraría una propuesta de Convenio para el rescancimiento, parcial o total, al concesionario por la vía de una prórroga de la concesión del salto del Cinqueta en la Central de Lafortunada (cuya duración había finalizado el 12 de julio de 2007). Sin embargo, la Resolución del Director General del Agua de fecha 15 de junio de 2012, acordó ordenar la incoación del expediente de extinción de la concesión Lafortunada-Cinqueta, e instar a la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) para que realizase los trámites de la justificación de los gastos realizados por los aprovechamientos de Jánovas, que permitiera definir nuevamente la fórmula

la más adecuada al interés público en la indemnización a la concesionaria. Contra la anterior resolución ENDESA Generación, S.A.U. interpuso Recurso de Alzada ante el Secretario de Estado y Medio Ambiente solicitando la suspensión cautelar del acto administrativo, que habría tenido lugar conforme lo establecido en la legislación aplicable, toda vez que hasta la fecha ni se ha resuelto el recurso interpuesto, ni se ha denegado la suspensión. Pese a ello, con fecha 22 de diciembre de 2017, fue notificada a ENDESA Generación, S.A.U. la Resolución del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente de 14 de diciembre de 2017, que declara extinguida la concesión y ordena la reversión al Estado del aprovechamiento hidroeléctrico del Salto de Lafortunada-Cinqueta. ENDESA Generación, S.A.U. ha interpuesto recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Madrid contra la desestimación presunta del recurso de alzada deducido contra la Resolución del Director General del Agua de 15 de junio de 2012, y recurso contencioso administrativo ante la correspondiente Sala de la Audiencia Nacional contra la Resolución del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente de 14 de diciembre de 2017, que se deben sustanciar por sus trámites.

- El 11 de mayo de 2009 el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital dictó Orden Ministerial por la que impuso 4 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 4 infracciones graves tipificadas por la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear. Tal Orden fue recurrida ante la Audiencia Nacional, la cual, mediante Auto de 1 de diciembre de 2009, acordó la suspensión cautelar de la ejecutividad de la resolución impugnada, quedando prestado ante dicho Tribunal aval bancario por el importe de la sanción impuesta (15 millones de euros). En la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas dicho recurso se encuentra suspendido por prejudicialidad penal por Auto de 6 de abril de 2011 hasta que concluyan, mediante resolución firme, las Diligencias Previas 111/2011 que se siguen por el Juzgado de Primera Instancia e Instrucción nº 1 de Gandesa (Tarragona) sobre los hechos. Por providencia de fecha 13 de junio de 2016 se mantiene la suspensión de las actuaciones hasta que recaiga resolución firme en las diligencias penales. Simultáneamente, el Director General de Política Energética y Minas im-

puso 2 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 y respecto de las cuales, a) sobre la de 15 miles de euros, recurrida ante el Juzgado Central de lo Contencioso Administrativo, se dicta Sentencia de 3 de julio de 2012 desestimatoria del recurso, pagándose la sanción, y b) la sanción de 75 miles de euros es recurrida ante el Tribunal Superior de Justicia de Madrid, recurso Contencioso-Administrativo número 189/2010, encontrándose el procedimiento suspendido por Auto de 16 de julio de 2012, por la prejudicialidad penal existente, que se mantiene en 2017. En cuanto a las actuaciones penales, el Juzgado de Gandesa (Tarragona) dictó Auto de fecha 21 de octubre de 2015 por el que se acuerda el sobreseimiento provisional de las actuaciones. Dicho Auto ha sido recurrido en reforma y Apelación por el Fiscal y el resto de denunciados. Por Auto de 25 de octubre de 2016 se procede a estimar parcialmente los recursos de reforma revocando el sobreseimiento. Se interpone recurso de apelación ante la Audiencia Provincial por Asociación Nuclear Ascó-Vandellòs II, A.I.E. y las defensas de los investigados, continuando el proceso penal en tramitación, por lo que los procedimientos contencioso-administrativos se mantienen suspendidos. La Audiencia Provincial, mediante Auto de 16 de marzo de 2017, ha resuelto el recurso de apelación 1119/2016 contra el Auto de octubre de 2016 del Juzgado de Instrucción de Gandesa (Tarragona), declarando no haber lugar al recurso de apelación por entender que, por razones procesales, no debe pronunciarse sobre el fondo del asunto; que previamente el juez de instrucción debe resolver si tiene por finalizada la fase previa de investigación, acuerda la apertura del procedimiento abreviado o archiva el procedimiento.

- El 22 de febrero de 2012 la extinta Comisión Nacional de la Competencia (CNC) notificó a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución por la que le impuso una multa de 23 millones de euros por una supuesta conducta abusiva en el mercado de las instalaciones eléctricas consistente en presentar ofertas económicas por instalaciones no reservadas al tiempo de informar al solicitante de suministro de las condiciones técnico-económicas de su solicitud (Asunto ENDESA/Fenie). Asimismo, con fecha 26 de abril de 2012, la autoridad española de competencia impuso una sanción de 1 millón de euros por un expediente similar limitado al ámbito geográfico de Mallorca (Asunto ENDESA/Asinerm). ENDESA Distribu-

ción Eléctrica, S.L.U. recurrió ambas sanciones ante la Audiencia Nacional, que suspendió el pago de las multas mediante Autos de 21 de mayo y 3 de julio de 2012. Con relación al primero de los asuntos (Asunto ENDESA/Feniel), la Audiencia Nacional desestimó el recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la multa impuesta a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. por importe de 23 millones de euros. Se interpuso, a su vez, recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra dicha Sentencia. Con fecha 14 de julio de 2017, el Tribunal Supremo dictó Sentencia estimando parcialmente el recurso interpuesto con relación al motivo esgrimido sobre falta de proporcionalidad de la multa. El Tribunal Supremo acuerda, en consecuencia, anular la resolución sancionadora en lo que al importe de la multa se refiere y ordena a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) recalcular dicho importe. Con relación al segundo de los asuntos (ENDESA/Asinerm), la Audiencia Nacional dictó Sentencia estimando parcialmente el recurso interpuesto por ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. y ordenó a la autoridad de competencia reducir la multa. La Administración recurrió dicha Sentencia en casación. El Tribunal Supremo ha dictado Sentencia de fecha 27 de febrero de 2015 por la que estima el recurso interpuesto por la Administración sólo parcialmente y confirma la nulidad de la resolución sancionadora en lo referente al importe de la multa pues, según el Tribunal Supremo, la multa ha sido fijada «a partir de un método de cálculo no conforme a derecho». En consecuencia, el Tribunal Supremo ordena a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) recalcular la multa de conformidad con la interpretación que aquél ha realizado de los artículos 63 y 64 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

→ 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 última 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 29 de marzo de 2016 tuvo lugar la celebración de la Audiencia previa en la cual quedó señalado el juicio en 2 sesiones que tendrían lugar el 9 y 10 de enero de 2017. El 9 de enero de 2017 quedó suspendido el juicio por falta de citación judicial del perito de la parte contraria y por no cumplimentación de los oficios dirigidos al Ayuntamiento de los Barrios y al Ministerio de Fomento, señalándose nueva fecha para el juicio el día 16 de febrero de 2017. Con fecha 5 de junio 2017 se ha notificado Sentencia desestimando íntegramente la demanda interpuesta. Se ha interpuesto recurso de apelación por la contraparte.

→ 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 periodo del 1 de enero de 2012 hasta el 30 de septiembre de 2013, ordenando practicar nuevas liquidaciones en periodos trimestrales como equivalente dinerario hasta que ENDESA Generación, S.A.U. ofertase un precio individualizado para cada uno de los aprovechamientos hidroeléctricos, que hizo el 24 de febrero de 2014, y por lo que se le giró 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 periodo 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), 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. interpuso recursos contencioso administrativos que se siguen ante la Sección 2ª de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Aragón. Ese Tribunal ha desestimado los recursos deducidos por Sentencias de 11 de octubre de 2017. ENDESA Generación, S.A.U. ha presentado escritos preparando recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra las Sentencias recaídas, petición que actualmente se encuentra pendiente de la decisión sobre su admisión a trámite.

- La Disposición Adicional Tercera de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radioactivos introduce una modificación a la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN), sobre el régimen de titularidad de las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares, al establecer que el titular de la autorización o explotador de una central nuclear y responsable en la totalidad de la instalación debe ser una sola persona jurídica, estableciéndose el plazo de un año para la adaptación, previa presentación del correspondiente plan de adaptación, en los casos de titularidades de las autorizaciones de explotación de centrales nucleares que no reunieran las condiciones exigidas. Por parte de ENDESA Generación, S.A.U., el 28 de septiembre de 2011 se presenta en tiempo y forma el plan exigido, sin que la Dirección General de Política Energética y Minas tenga por cumplida la adaptación. Las empresas cotitulares son requeridas para que elaboren un plan de adaptación único para cada una de las centrales suscrito por todos sus titulares. El 25 de junio de 2012 el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital incoa expedientes sancionadores a las empresas titulares de las centrales nucleares de Ascó I, Ascó II, Vandellós II y Almaraz I y II, por comisión de infracción grave y posible sanción de entre 0,3 millones de euros y 9 millones de euros. Tras las alegaciones formuladas por las empresas, el 14 de marzo de 2013 son dictadas las Órdenes Ministeriales que declaran incumplida por las empresas la obligación de adaptación y la comisión de una infracción grave con sanción de 0,9 millones de euros por reactor. ENDESA Generación, S.A.U. procede a recurrir las sanciones impuestas ante la Audiencia Nacional, acordándose durante la sustanciación del recurso la suspensión cautelar de las multas previa prestación de caución por 3,6 millones de euros. La Audiencia Nacional dicta Sentencia de fecha 25 de junio de 2014 desestimatoria del recurso, interponiéndose contra

la misma recurso de casación ante el Tribunal Supremo el 8 de julio de 2014 mediante Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 8 de febrero de 2017, se desestima el recurso de ENDESA Generación, S.A.U., condenando a ésta al pago de la multa.

- Con fechas 15 y 16 de abril de 2014, fueron notificadas 4 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 (LEN), con sanción por infracción grave de 0,3 millones de euros hasta 9 millones de euros por cada expediente abierto, 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 (LEN), no llevándose a cabo en el plazo establecido. Con fecha 25 de septiembre de 2014 se dictan las Órdenes Ministeriales que resuelven los expedientes sancionadores que imponen, cada uno de ellos, una multa de 3 millones de euros. ENDESA Generación, S.A.U. interpone recurso ante la Audiencia Nacional contra las 4 resoluciones dictadas en los 4 expedientes sancionadores de forma acumulada. Tras solicitar la suspensión cautelar de las sanciones, la Audiencia Nacional acuerda la medida tras la prestación de aval por importe de 9 millones de euros mediante providencia de fecha 9 de julio de 2015. El procedimiento se declara concluido con fecha 6 de julio de 2016. La Audiencia Nacional, con fecha 13 de septiembre de 2017, dictó Sentencia estimatoria de las pretensiones de ENDESA Generación, S.A.U., no habiendo sido recurrida la misma por el Ministerio.
- Con fecha 17 de julio de 2014, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) notificó a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución sancionadora por la que imponía a aquella 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 cobradas a baremo. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.

entiende, por el contrario, que aplicó de forma correcta la normativa sectorial tal y como ha sido confirmado por numerosas sentencias aportadas durante el trámite del procedimiento administrativo. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. recurrió dicha resolución ante la Audiencia Nacional por ser contraria a derecho y solicitó la suspensión cautelar de la multa. La Audiencia Nacional suspendió cautelarmente la ejecución de la multa y el asunto está actualmente pendiente de Sentencia por parte de la Audiencia Nacional.

→ El 13 de abril de 2015 fueron notificadas a ENDESA Generación, S.A.U. las liquidaciones emitidas por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG) en concepto de energía de reserva por la producción eléctrica de las Centrales Hidroeléctricas de Tranco de Beas, Guadalmellato, Guadalen, Bembezar, Iznajar, Guadalmena, Doña Aldonza y Pedro Marín, correspondientes al segundo semestre del año 2009 y los años 2010 a 2013, por importe de 11 millones de euros. Posteriormente fueron notificadas por el año 2014, 3 millones de euros. Anteriormente, en diciembre de 2014 y enero de 2015, ENDESA Generación, S.A.U., había recibido liquidaciones por cánones de producción de esas mismas Centrales por importe de 3 millones de euros por los años 2011 y 2012, e importes de 2 millones de euros por el año 2013 y posteriormente de 1 millón por el 2014. ENDESA Generación, S.A.U. impugnó todas esas liquidaciones en vía económico administrativa ante el Tribunal Económico Administrativo Regional de Andalucía, conforme lo indicado en las mismas, y solicitó y obtuvo la concesión de la suspensión de su pago. Las primeras impugnaciones han sido inadmitidas por considerarse el Tribunal Económico Administrativo Regional incompetente ordenando se realicen nuevas notificaciones a ENDESA Generación, S.A.U., para su impugnación en vía contencioso administrativa ante el Tribunal Superior de Justicia de Andalucía. Una vez recibidas las nuevas liquidaciones han sido pagadas en periodo voluntario, y ENDESA Generación, S.A.U. ha interpuesto los procedentes recursos contencioso administrativos ante el Tribunal Superior de Justicia de Andalucía, que se encuentran actualmente en tramitación.

→ Las autorizaciones administrativas de los parques eólicos Peña del Gato y Valdesamario, titularidad de Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. (sociedad 100% de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)) fueron anuladas mediante Sentencias del Tribunal Supremo de 13 de julio

de 2015 y 5 de mayo de 2017, respectivamente, por entender que la tramitación de la Declaración de Impacto Ambiental no fue realizada correctamente. También fueron anuladas, por el mismo motivo, las licencias municipales otorgadas por los Ayuntamientos de Valdesamario y Riello para el Parque Eólico de Valdesamario (Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 26 de junio de 2017 y Sentencia del Juzgado Contencioso Administrativo de León de 30 de mayo de 2017, ambas firmes) así como las infraestructuras de evacuación de los parques (Sentencias del Juzgado Contencioso Administrativo de León de 30 de mayo de 2017, que han sido impugnadas por su titular, Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U. (sociedad 100% de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)), estando los recursos de apelación pendiente de resolución) y la aprobación del proyecto de la SET Ponjos (Sentencia del Juzgado Contencioso – Administrativo 1 de León de 31 de mayo de 2017, también impugnada por Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U. y estando la apelación pendiente de resolución). En lo que respecta al Parque Eólico de Peña del Gato, se ha obtenido una nueva autorización administrativa con fecha 8 de mayo de 2017 (tras retransmitir el proyecto subsanando los defectos de su evaluación ambiental) y las instalaciones se han puesto en marcha parcialmente con fecha 3 de enero de 2018 (14 máquinas), a la espera en las restantes 11 máquinas de recibir el permiso de ocupación de montes modificado para ajustarse a la nueva autorización administrativa. En relación con el Parque Eólico de Valdesamario, actualmente paralizado, Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. solicitó igualmente la retransmisión de la autorización administrativa, y se solicitará que se vuelvan a tramitar las licencias anuladas. En el mismo sentido se actuará con las infraestructuras de evacuación y SET Ponjos, en el supuesto de que se desestimen los recursos de apelación presentados por Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.

→ El 11 de enero de 2016 se recibe demanda judicial por la que la Junta de Andalucía reclama a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. una indemnización por daños y perjuicios derivada de un incendio presuntamente provocado por una línea ubicada en Paraje Gatuna en Alhama de Almería y que provocó daños y perjuicios en 3.259 hectáreas en terrenos de titularidad pública y privada consideradas zona de peligro. Se reclaman 35 millones de euros por gastos de extinción, daños medioambientales y pérdidas por el incendio en productos. La contestación a la demanda se presentó el 5 de febrero de 2016.

La audiencia previa ha quedado señalada para el 6 de marzo de 2017. Se ha fijado la celebración del juicio para los días 9, 10, y 13 de abril de 2018.

- Mediante Sentencia de fecha 24 de octubre de 2016 el Tribunal Supremo (i) declaró inaplicable el régimen de financiación del Bono Social establecido en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013 por resultar incompatible con la Directiva 2009/72/CE y (ii) reconoció el derecho de ENDESA, S.A. a recuperar las cantidades abonadas por dicho concepto. La Administración promovió incidente de nulidad de actuaciones contra dicha Sentencia y, posteriormente, presentó recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional que ha sido admitido a trámite y está actualmente pendiente de resolución. A su vez, se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden ETU/929/2017, de 28 de septiembre, por la que, en ejecución de la referida Sentencia de 24 de octubre de 2016, se ordena la devolución, con cargo al sistema, de las cantidades abonadas en concepto de Bono Social para los ejercicios 2015 y 2016, más los intereses legales correspondientes.

Con fundamentos jurídicos similares a los utilizados en su Sentencia de 21 de octubre de 2016, mediante Sentencia de 4 de diciembre de 2017, el Tribunal Supremo estimó el recurso de casación interpuesto por ENDESA, S.A. (i) declarando la nulidad de la Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, relativa a los porcentajes de financiación del Bono Social de 2014 y (ii) reconociendo el derecho de ENDESA, S.A. a ser indemnizada por dicho concepto. Frente a dicha Sentencia, la Administración ha promovido incidente de nulidad de actuaciones actualmente pendiente ante el Tribunal Supremo. A su vez, se ha publicado la Orden ETU/1288/2017, de 22 de diciembre, por la que, en ejecución de la referida Sentencia de 21 de octubre de 2016, se ordena la devolución, con cargo al Sistema, de las cantidades abonadas en concepto de Bono Social durante el ejercicio 2014, más los intereses legales correspondientes (véanse Notas 4 y 26.3).

- En relación con la Ecotasa de Extremadura, se han recurrido las liquidaciones correspondientes al periodo 2006–2017 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, el 16 de febrero de 2015 el Tribunal Constitucional, en un

litigio planteado por Gas Natural Fenosa, SDG, S.A. similar al de ENDESA Generación, S.A.U., declaró la inconstitucionalidad del tributo. Por Sentencia de fecha 11 de junio de 2015, el Tribunal Supremo estimó el recurso presentado por el ejercicio 2006. En fecha 29 de enero de 2016 se ha notificado Sentencia favorable del Tribunal Superior de Justicia de Extremadura por el año 2007, siendo ya firme la misma. El 23 de junio de 2016 se ha recibido notificación de Sentencia favorable del Tribunal Superior de Justicia de Extremadura por el año 2008, la cual ha adquirido firmeza. El 23 de diciembre de 2016 se ha recibido notificación de la Sentencia relativa al año 2009 en la que el Tribunal Supremo desestima el recurso de casación interpuesto por la Junta de Extremadura, estimándose así las pretensiones de ENDESA Generación, S.A.U. de anular la liquidación de ese ejercicio. El 3 de noviembre de 2015 el Tribunal Supremo planteó una nueva cuestión de inconstitucionalidad en relación con la Ecotasa de Iberdrola, S.A. correspondiente al ejercicio 2012. El ingreso contable derivado de las Sentencias favorables de los ejercicios 2006 a 2008 se registró en ENDESA Generación, S.A.U. en 2015 y el relativo a 2009 se registró en 2016. Los derechos de cobro correspondientes a los ejercicios 2006 a 2009 se han cancelado por compensación contra el pago de los impuestos de los ejercicios 2016 y 2017. Un éxito en los procesos de 2010 a 2017 llevaría aparejado un ingreso de 249 millones de euros (217 millones de euros de impuesto y 32 millones de euros de intereses).

- Durante el ejercicio 2015, la Agencia Tributaria notificó acuerdo de inicio de las actuaciones inspectoras sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en relación con (i) el Impuesto sobre Sociedades (Individual y Grupo Fiscal) de los ejercicios 2010 a 2013, Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) (mayo de 2011 a diciembre de 2013), y retenciones del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) a empleados, servicios profesionales, dividendos e intereses, rentas obtenidas por no residentes (desde mayo de 2011 a diciembre de 2013), así como sobre el tercer pago fraccionado del Grupo Fiscal correspondiente al ejercicio 2015. Igualmente, se comunicó un segundo acuerdo de inicio de actuaciones inspectoras en relación con la sociedad ENEL Unión Fenosa Renovables, S.A. (fusionada por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en el año 2011), en relación con el Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2011. En junio de 2017 se han recibido por parte de la Agencia Tributaria los acuerdos de liquidación sobre las actas del Impuesto

sobre Sociedades firmadas en disconformidad, confirmando dichos acuerdos las regularizaciones más significativas incoadas en las actas de disconformidad iniciales. El 20 de julio de 2017 se notificó a ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) inicio de expediente sancionador sobre el acta incoada del tercer pago fraccionado del año 2015 y se presentaron en agosto las pertinentes alegaciones a la Oficina Técnica. El 4 de enero de 2018 se notificó resolución del expediente sancionador confirmando la propuesta de sanción inicialmente liquidada.

Con fecha 6 de julio de 2017 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ha planteado las correspondientes reclamaciones económico-administrativas frente a aquellos acuerdos referentes al Impuesto sobre Sociedades, salvo la reclamación económica-administrativa relativa a la sanción incoada por el tercer pago fraccionado del año 2015, que se ha presentado con fecha 30 de enero de 2018. Se considera que los eventuales pasivos resultantes, en caso de materializarse, como resultado de los nuevos procedimientos administrativos que se iniciarán

frente a los citados acuerdos de liquidación no debieran afectar de manera significativa a los Estados Financieros Consolidados de ENDESA (véanse Notas 3n y 5.4).

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 o cobro si, en su caso, las hubiese.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el importe de los pagos realizados por la resolución de litigios ha ascendido a 13 millones de euros y 49 millones de euros, respectivamente.

18. Deuda financiera

18.1. Deuda financiera no corriente y corriente

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de los epígrafes de «Deuda Financiera no Corriente» y «Deuda Financiera Corriente» del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros						
Notas	31 de diciembre de 2017					
	Valor Nominal	Valor Contable		Total	Valor Razonable	
		No Corriente	Corriente			
Obligaciones y otros Valores Negociables	916	35	889	924	924	
Deudas con Entidades de Crédito	910	892	18	910	943	
Otras Deudas Financieras ¹	3.546	3.475	71	3.546	4.080	
Total Deuda Financiera sin Derivados		5.372	4.402	978	5.380	5.947
Derivados	19.3	113	12	—	12	12
Total	19	5.485	4.414	978	5.392	5.959

¹ Incluye arrendamientos financieros por importe de 452 millones de euros (no corriente) y 23 millones de euros (corriente) (véase Nota 9.1).

Millones de Euros						
Notas	31 de diciembre de 2016					
	Valor Nominal	Valor Contable		Total	Valor Razonable	
		No Corriente	Corriente			
Obligaciones y otros Valores Negociables	1.015	57	968	1.025	1.023	
Deudas con Entidades de Crédito	717	650	68	718	747	
Otras Deudas Financieras ¹	3.607	3.499	108	3.607	4.252	
Total Deuda Financiera sin Derivados		5.339	4.206	1.144	5.350	6.022
Derivados	19.3	127	17	—	17	17
Total	19	5.466	4.223	1.144	5.367	6.039

¹ Incluye arrendamientos financieros por importe de 424 millones de euros (no corriente) y 23 millones de euros (corriente) (véase Nota 9.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 2017	Vencimientos					Valor Nominal	
			2019	2020	2021	2022	Siguientes		
Obligaciones y otros Valores Negociables									
Tipo Fijo	2031	19	19	—	—	—	—	19	12
Tipo Variable	2019	905	905	889	16	—	—	—	904
Total		924	924	889	16	—	—	19	916
Deudas con Entidades de Crédito									
Tipo Fijo	2046	—	—	—	—	—	—	—	—
Tipo Variable	2029	910	943	18	882	65	83	95	553
Total		910	943	18	892	65	83	95	910
Otras Deudas Financieras									
Tipo Fijo	2036	3.494	4.028	53	3.481	23	24	24	3.366
Tipo Variable	2028	52	51	38	14	—	12	1	52
Total		3.546	4.080	71	3.475	23	24	36	3.367
Total		5.380	5.947	978	4.402	104	107	131	3.939
Total									5.372

Millones de Euros											
		Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2016	Valor Razorable	Corriente	No Corriente	Vencimientos				Valor Nominal
							2018	2019	2020	2021	
Obligaciones y otros Valores Negociables											
Tipo Fijo	2031	40	38	—	40	—	—	—	—	40	32
Tipo Variable	2019	985	985	968	17	—	17	—	—	—	963
Total		1.025	1.023	968	57	—	17	—	—	40	1.015
Deudas con Entidades de Crédito											
Tipo Fijo	2046	21	22	—	21	—	—	—	—	21	21
Tipo Variable	2029	697	725	63	629	61	62	62	62	382	696
Total		718	747	68	690	61	62	62	62	403	717
Otras Deudas Financieras											
Tipo Fijo	2036	3.551	4.196	60	3.485	23	23	24	24	3.381	3.551
Tipo Variable	2029	56	57	42	14	2	—	2	6	4	56
Total		3.607	4.252	108	3.499	25	23	26	30	3.395	3.607
Total		5.350	6.022	1.144	4.206	86	102	88	92	3.838	5.339

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de la deuda financiera bruta antes de derivados, por monedas, y el efecto sobre la misma por las coberturas de tipo de cambio, es el siguiente:

Miliones de Euros

31 de diciembre de 2017								
	Estructura Inicial de la Deuda			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total		Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio	Tipo de Interés Efectivo
Euro	5.380	5.372	100,00%	—	5.380	100,00%	2,10%	2,10%
Otras	—	—	0,00%	—	—	0,00%	—	—
Total	5.380	5.372	100,00%	—	5.380	100,00%	2,10%	2,10%

Miliones de Euros

31 de diciembre de 2016								
	Estructura Inicial de la Deuda			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total		Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio	Tipo de Interés Efectivo
Euro	5.350	5.339	100,00%	—	5.350	100,00%	2,50%	2,50%
Otras	—	—	0,00%	—	—	0,00%	—	—
Total	5.350	5.339	100,00%	—	5.350	100,00%	2,50%	2,50%

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente, sin derivados, es el siguiente:

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2016	Pagos y Amortizaciones (Punto 33.3)	Variaciones en el Perímetro de Consolidación (Punto 3)	Nueva Financiación (Punto 33.3)	Traspasos	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2017
Obligaciones y otros Valores Negociables	47	(20)	—	—	—	27
Deudas con Entidades de Crédito	649	(46)	—	306	(17)	892
Otras Deudas Financieras	3.499	(8)	(2)	9	(23)	3.475
Total	4.195	(74)	(2)	315	(40)	4.394

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2015	Pagos y Amortizaciones (Punto 33.3)	Variaciones en el Perímetro de Consolidación (Punto 3)	Nueva Financiación (Punto 33.3)	Traspasos	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2016
Obligaciones y otros Valores Negociables	215	—	—	—	(168)	47
Deudas con Entidades de Crédito	676	(114)	115	96	(124)	649
Otras Deudas Financieras	3.778	(4)	5	13	(293)	3.499
Total	4.669	(118)	120	109	(585)	4.195

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta en el ejercicio 2017 ha sido del 2,1% (2,5% en el ejercicio 2016).

18.2. Otros aspectos

18.2.1. Liquidez

A 31 de diciembre de 2017 la liquidez de ENDESA asciende a 3.495 millones de euros (3.620 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y presenta el siguiente detalle:

	Liquidez	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	399	418
Disponible Incondicional en Líneas de Crédito ¹	3.096	3.202
Total	3.495	3.620
Cobertura Vencimientos Deuda (meses) ²	29	17

¹ A 31 de diciembre de 2017 y 2016, 1.000 millones de euros corresponden a la línea de crédito comprometida e irrevocable disponible con ENEL Finance International N.V. de los que no hay importe dispuesto alguno a dichas fechas.
² Cobertura Vencimientos Deuda (nº de meses) = Período de vencimientos (nº de meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible.

Las líneas de crédito no dispuestas garantizan la refinanciación 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 3m y 20.4), cuyo importe asciende a 17 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

El importe de estas líneas, junto con el activo corriente, cubre suficientemente las obligaciones de pago de ENDESA a corto plazo.

18.2.2. Principales operaciones financieras

Durante el ejercicio 2017 las principales operaciones financieras realizadas han sido las siguientes:

→ En el marco de la operación financiera ENDESA Network Modernisation suscrita con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) en el ejercicio 2014, con fecha 18 de enero

de 2017 y 20 de febrero de 2017 se han dispuesto los Tramos B y C por importe de 150 millones de euros cada uno, completando la disposición de la operación por un importe total de 600 millones de euros. Ambas disposiciones son a tipo variable, con vencimiento a 12 años amortizables a partir de 2021 (véase Nota 33.3).

→ En el ejercicio 2017 ENDESA S.A. ha firmado con diferentes entidades financieras la extensión a 3 años, con posibilidad de ampliación a 5 años, de la mayor parte de sus líneas de crédito por un importe de 1.985 millones de euros.

→ Con fecha 30 de junio de 2017 ENDESA, S.A. ha firmado la renegociación de las condiciones de la línea de crédito intercompañía comprometida e irrevocable suscrita con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.000 millones de euros, extendiendo su vencimiento hasta el 30 de junio de 2020 y reduciendo el margen y la comisión de no disposición aplicable situándose en 55 puntos básicos y 18 puntos básicos, respectivamente. A 31 de diciembre de 2017 dicha línea de crédito comprometida no estaba dispuesta (véase Nota 35.1.2).

→ Con fecha 21 de diciembre de 2017 ENDESA, S.A. ha suscrito una financiación, pendiente de desembolso en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe de 500 millones de euros, con un vencimiento a 12 años y 3 años de carencia.

→ Con fecha 28 de diciembre de 2017 ENDESA, S.A. ha renovado la línea de crédito intercompañía no comprometida, suscrita con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.500 millones de euros, extendiendo su vencimiento hasta el 28 de diciembre de 2018 y manteniendo el resto de condiciones inalteradas. A 31 de diciembre de 2017 dicha línea de crédito no comprometida no estaba dispuesta (véase Nota 35.1.2).

→ ENDESA ha mantenido el programa de emisiones de Euro Commercial Paper (ECP) a través de International ENDESA B.V. siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2017 igual a 889 millones de euros cuya renovación está respaldada por líneas de liquidez contratadas (véase Nota 18.2.1).

18.2.3. Estipulaciones financieras

La deuda financiera de determinadas sociedades de ENDESA contiene las estipulaciones financieras («covenants») habituales en contratos de esta naturaleza.

A 31 de diciembre de 2017 ni ENDESA, S.A. ni ninguna 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.

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 2017.

Estipulaciones financieras

ENDESA, S.A. e International ENDESA B.V., 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. bajo sus programas de Global Medium Term Notes y la financiación bancaria formalizada por ENDESA, S.A. presentan las siguientes cláusulas:

- 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 los bonos y garantías están, al menos, al mismo nivel de prelación que otros bonos no garantizados ni subordinados presentes y futuros emitidos por ENDESA, S.A. como garante o por los emisores.

En el caso de las emisiones de bonos vivas realizadas por International ENDESA B.V. bajo sus programas de Global

Medium Term Notes (27 millones de euros vivos a 31 de diciembre de 2017) éstas contienen:

- Cláusulas de incumplimiento cruzado (*cross-default*) bajo las que dicha deuda deberá ser prepagada en el caso de incumplimiento en los pagos (por encima de cierto importe) sobre ciertas obligaciones de ENDESA, S.A. o de los emisores.

Cláusulas relacionadas con la calificación crediticia

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA, S.A. tiene contratadas operaciones financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) con un importe desembolsado de 600 millones de euros y 300 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 (véase Nota 18.2.2).

Cláusulas relacionadas con el cambio de control

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA, S.A. tiene préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras y con ENEL Finance International N.V. por un importe equivalente a 5.738 millones de euros, con una deuda viva de 3.738 millones de euros, que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA, S.A. (5.250 millones de euros a 31 de diciembre de 2016, con una deuda viva de 3.450 millones de euros).

Cláusulas relativas a la cesión de activos.

Parte de la deuda de ENDESA S.A. incluye 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.

A 31 de diciembre de 2017, el importe de deuda afectado por estas cláusulas es de 738 millones de euros (495 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

→ Restricciones en las distribuciones de resultados a los accionistas, sujetas al cumplimiento de determinadas condiciones.

Financiación de proyecto

A 31 de diciembre de 2017 determinadas filiales de renovables de ENDESA financiadas a través de «project finance» mantienen deuda financiera por importe de 159 millones de euros que incluye las siguientes cláusulas (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 6.1, 15.1.12 y 36.1):

→ Estas deudas, así como derivados asociados a las mismas con valor de mercado neto negativo de 12 millones de euros, podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control de ENDESA (17 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

→ Prendas de acciones dadas en garantía del cumplimiento de las obligaciones marcadas por contrato a favor de las entidades financieras acreedoras por el importe de la deuda financiera viva (véanse Notas 6.1 y 36.1).

→ Restricciones de ventas de activos consistentes en la obtención de autorización de la mayoría de los prestamistas, y en algunos casos, destinar el importe de la venta a la amortización de su deuda.

→ La obligación de dotar una cuenta de reserva del servicio de la deuda (véase Nota 14).

Cláusulas relativas a cumplimiento de ratios

A 31 de diciembre de 2017 determinadas filiales de renovables de ENDESA están obligadas al cumplimiento de determinados Ratios de Cobertura Anual del Servicio de la Deuda (RCASD). Respecto a los mismos, a 31 de diciembre de 2017, cumplen con el mínimo exigido en los contratos de financiación.

18.2.4. Otras consideraciones

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el importe estimado de los intereses de la deuda financiera bruta, considerando los tipos de interés vigentes en esas fechas hasta el vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros							
Instrumento	Total	Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2017					
		2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	10	1	1	1	1	1	5
Deudas con Entidades de Crédito	260	26	26	24	22	20	142
Otra Deuda Financiera	653	94	93	93	93	93	187
Total	923	121	120	118	116	114	334

Millones de Euros							
Instrumento	Total	Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2016					
		2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	19	2	3	3	2	2	7
Deudas con Entidades de Crédito	322	29	27	26	26	24	190
Otra Deuda Financiera	748	95	94	94	93	93	279
Total	1.089	126	124	123	121	119	476

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

19. Instrumentos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los instrumentos financieros del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros de Activo					
Activos Financieros no Corrientes		769	764	712 ¹	363
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	13	—	2.791	—	2.951
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	—	399	—	418
Total	19.1	769	3.954	712	3.732
Instrumentos Financieros de Pasivo					
Deuda Financiera no Corriente	18	4.414	978	4.223	1.144
Otros Pasivos no Corrientes	21	646	—	601	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	23	—	5.411	—	4.960
Total	19.2	5.060	6.389	4.824	6.104

¹ Véase Nota 5.4.

19.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los instrumentos financieros de activo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Préstamos y Partidas a Cobrar	19.1.1	755	3.954	695 ¹	3.730
Activos Financieros Disponibles para la Venta	19.1.2	6	—	8	—
Derivados de Cobertura	19.3	8	—	9	2
Total		769	3.954	712	3.732

¹ Véase Nota 5.4.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los movimientos producidos de los instrumentos financieros de activo no corrientes han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ¹	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto ²	Traspasos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación (Nota 16)	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Préstamos y Partidas a Cobrar	697	168	(35)	23	(97)	1	757
Activos Financieros Disponibles para la Venta	31	—	(23)	—	(1)	—	7
Derivados	9	—	—	—	(1)	—	8
Corrección de Valor por Deterioro	(25)	—	22	—	—	—	(3)
Total	712	168	(36)	23	(99)	1	769

¹ Véase Nota 5.4.

² Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto ¹	Traspasos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación (Nota 16)	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ²
Préstamos y Partidas a Cobrar	613	141	(64)	(1)	(40)	48	697
Activos Financieros Disponibles para la Venta	30	—	—	—	—	1	31
Derivados	11	—	(1)	—	(1)	—	9
Corrección de Valor por Deterioro	(25)	—	—	—	—	—	(25)
Total	629	141	(65)	(1)	(41)	49	712

¹ Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

² Véase Nota 5.4.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de los instrumentos financieros de activo no corrientes por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016 ¹
Entre más de Uno y Tres Años	169	92
Entre Tres y Cinco Años	10	11
Más de Cinco Años	590	609
Total	769	712

¹ Véase Nota 5.4.

19.1.1. Préstamos y partidas a cobrar

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los préstamos y partidas a cobrar por naturaleza es el siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	—	399	—	418
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	13	—	2.631	—	2.718
Derivados no Financieros	13 y 19.3	31	160	31	233
Activos Financieros		724	764	664	361
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	4	—	222	—	258
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	4	—	304	—	—
Fianzas y Depósitos		424	—	424	—
Créditos al Personal		22	11	22	9
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	35.2	66	5	67	5
Retribución de la Actividad de Distribución	4	106	70	38	32
Incentivos a la Inversión de Energías Renovables	4	3	1	15	—
Otros Activos Financieros		103	151	96	57
Total		755	3.954	695¹	3.730

¹ Véase Nota 5.4.

Financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas

Con fecha 13 de diciembre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regulaba el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del Sistema Eléctrico del año 2013 y se desarrollaba 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 (véase Nota 4).

A 31 de diciembre de 2017, el importe registrado por el derecho de cobro asociado con el déficit por desajustes temporales es de 222 millones de euros en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera (258 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

La financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España no ha devengado interés alguno durante los ejercicios 2017 y 2016 dado que la totalidad del importe pendiente de cobro durante ambos ejercicios ha correspondido a desviaciones transitorias.

Compensaciones por sobrecostos de la generación en Territorios No Peninsulares (TNP)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, en aplicación de la normativa descrita en la Nota 4, los importes registrados ascienden a 304 millones de euros y 296 millones de euros registrados en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» y «Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes» (véase Nota 23), respectivamente.

Fianzas y depósitos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el epígrafe de «Fianzas y Depósitos» incluye, fundamentalmente, las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en España en la fecha de contratación como garantía del suministro eléctrico y que están, a su vez, registrados en el epígrafe «Otros Pasivos no Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado ya que fueron depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España (véase Nota 21).

Millones de Euros

Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2017	Vencimiento Corriente 2018	Vencimiento no Corriente					Total
			2019	2020	2021	2022	Siguientes	
En Euros	71	5	2	3	1	1	59	66
En Moneda Extranjera	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	35.2	71	2	3	1	1	59	66

Millones de Euros

Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Vencimiento Corriente 2017	Vencimiento no Corriente					Total
			2018	2019	2020	2021	Siguientes	
En Euros	72	5	—	—	1	—	66	67
En Moneda Extranjera	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	35.2	72	—	—	1	—	66	67

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el tipo de interés medio de estos créditos ha sido el 3,38% y el 3,45%, respectivamente.

Retribución a la actividad de distribución

A 31 de diciembre de 2017, en aplicación de la normativa descrita en la Nota 4, los importes registrados ascienden a 106 millones de euros y 70 millones de euros registrados en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» y «Activos Financieros Corrientes», respectivamente (38 millones de euros y 32 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

Incentivos a la inversión en energías renovables

A 31 de diciembre de 2017, en aplicación de la normativa descrita en la Nota 4, los importes registrados ascienden a 3 millones de euros y 1 millón de euros registrados en

Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los créditos concedidos a Sociedades Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, corrientes y no corrientes, y sus vencimientos son los siguientes:

el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» y «Activos Financieros Corrientes», respectivamente (15 millones de euros y 0 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

19.1.2. Activos disponibles para la venta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los activos disponibles para la venta corresponden a participaciones en otras empresas por importe de 6 millones de euros y 8 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2017 existen correcciones valorativas sobre las inversiones disponibles para la venta por importe de 1 millón de euros (22 millones de euros a 31 de diciembre de 2016). El valor individual de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.

19.1.3. Compromisos de inversiones financieras

A 31 de diciembre de 2017, ENDESA no tiene suscritos acuerdos que incluyan compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

19.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los instrumentos financieros de pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Débitos y Partidas a Pagar	19.2.1	5.013	6.389	4.729	6.104
Pasivos Financieros Mantenedos para Negociar		12	—	17	—
Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias ¹		35	—	78	—
Total		5.060	6.389	4.824	6.104

¹ 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

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los débitos y partidas a pagar por naturaleza es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones y otros Valores Negociables	18	—	889	—	968
Deudas con Entidades de Crédito	18	892	18	629	68
Otras Deudas Financieras	18	3.475	71	3.499	106
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	23	—	5.283	—	4.848
Otros Pasivos	21	612	—	589	—
Derivados no Financieros	19.3, 21 y 23	34	128	12	112
Total		5.013	6.389	4.729	6.104

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.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de la composición de los saldos que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas es el siguiente:

Millones de Euros.

	31 de diciembre de 2017			
	Activo		Pasivo	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Derivados de Deuda	8	—	12	—
Cobertura de Tipo de Interés	8	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	8	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	—	—	12	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	160	34	127
Cobertura de Tipo de Cambio	—	1	9	25
Cobertura de Flujos de Caja	—	1	9	25
Cobertura de Precio	23	96	21	50
Cobertura de Flujos de Caja	23	96	21	50
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	8	63	4	52
Otros Derivados	—	—	—	1
Total	39	160	46	128

Millones de Euros.

	31 de diciembre de 2016			
	Activo		Pasivo	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Derivados de Deuda	9	2	17	—
Cobertura de Tipo de Interés	9	2	—	—
Cobertura de Valor Razonable	9	2	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	—	—	17	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	232	12	112
Cobertura de Tipo de Cambio	—	7	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	7	—	—
Cobertura de Precio	—	69	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	69	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	31	156	12	112
Otros Derivados	—	1	—	—
Total	40	235	29	112

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de los derivados contratados, su valor razonable y vencimiento, es el siguiente:

392

Informe Anual 2017

endesa

Miliones de Euros

Derivados	31 de diciembre de 2017							
	Valor Razonable						Valor Nominal	
		2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes	Total
DERIVADOS FINANCIEROS	(4)	—	15	77	—	36	12	140
Cobertura de Tipo de Interés	8	—	15	—	—	—	12	27
Cobertura de Valor Razonable	8	—	15	—	—	—	12	27
Permutas Financieras	8	—	15	—	—	—	12	27
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	(12)	—	—	77	—	36	—	113
Permutas Financieras	(12)	—	—	77	—	36	—	113
DERIVADOS FÍSICOS	29	3.145	1.246	149	1	—	—	4.541
De Tipo de Cambio	(37)	1.105	510	84	1	—	—	1.700
De Cobertura	(34)	793	468	83	1	—	—	1.345
Futuros	(34)	793	468	83	1	—	—	1.345
No Cobertura	(3)	312	42	1	—	—	—	355
Futuros	(3)	312	42	1	—	—	—	355
De Precio	66	2.040	736	65	—	—	—	2.841
De Cobertura	48	1.137	626	62	—	—	—	1.825
Permutas Financieras	48	1.137	626	62	—	—	—	1.825
No Cobertura de Combustibles	17	448	62	3	—	—	—	513
Permutas Financieras	14	374	62	3	—	—	—	439
Otros	3	74	—	—	—	—	—	74
No Cobertura de Electricidad	1	455	48	—	—	—	—	503
Permutas Financieras	1	441	48	—	—	—	—	489
Otros	—	14	—	—	—	—	—	14
Total	25	3.145	1.261	226	1	36	12	4.681

Miliones de Euros

Derivados	31 de diciembre de 2016							
	Valor Razonable						Valor Nominal	
		2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes	Total
DERIVADOS FINANCIEROS	(6)	48	—	15	83	—	49	195
Cobertura de Tipo de Interés	11	41	—	15	—	—	12	68
Cobertura de Valor Razonable	11	41	—	15	—	—	12	68
Permutas Financieras	11	41	—	15	—	—	12	68
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	(17)	7	—	—	83	—	37	127
Permutas Financieras	(17)	7	—	—	83	—	37	127
DERIVADOS FÍSICOS	140	2.618	379	73	1	—	—	3.071
De Tipo de Cambio	27	516	104	18	—	—	—	638
De Cobertura	8	266	5	—	—	—	—	271
Futuros	8	266	5	—	—	—	—	271
No Cobertura	19	250	99	18	—	—	—	367
Futuros	19	250	99	18	—	—	—	367
De Precio	113	2.102	275	55	1	—	—	2.433
De Cobertura	69	139	—	—	—	—	—	139
Permutas Financieras	69	139	—	—	—	—	—	139
No Cobertura de Combustibles	81	1.161	216	40	1	—	—	1.418
Permutas Financieras	63	897	208	40	1	—	—	1.146
Otros	18	264	8	—	—	—	—	272
No Cobertura de Electricidad	(37)	802	59	15	—	—	—	876
Permutas Financieras	(37)	801	43	15	—	—	—	859
Otros	—	1	16	—	—	—	—	17
Total	134	2.666	379	88	84	—	49	3.266

Documentación legal

393

El importe notional 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.

Durante los ejercicios 2017 y 2016, en las coberturas de valor razonable el importe registrado en el Estado del Resultado Consolidado del derivado y del elemento cubierto ha sido el siguiente:

Millones de Euros				
	2017		2016	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	3	—	1	—
Derivados [†]	—	2	—	1
Total	3	2	1	1

[†] Sin liquidaciones.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 en relación con las coberturas de flujos de efectivo, no se ha registrado importe alguno en el Estado del Resultado Consolidado por la parte ineficaz de la cobertura.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 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

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el importe de las pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros es el siguiente:

Millones de Euros							
	2017						
	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a Valor Razonable 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	Total
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	5	3	—	(273) ¹	—	109	(156)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—	(51)	(51)
Total	5	3	—	(273)	—	58	(207)

¹ Incluye pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar por importe de 162 millones de euros (véanse Notas 13, 29 y 34.2).

Millones de Euros							
	2016						
	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a Valor Razonable 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	Total
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	4	1	—	(135) ¹	—	25	(105)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—	104	104
Total	4	1	—	(135)	—	129	(1)

¹ Incluye pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar por importe de 104 millones de euros (véanse Notas 13, 29 y 34.2).

19.4.2. Pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el importe de las pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros es el siguiente:

	2017				Total
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	2	—	(96) ¹	(8)	(102)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—
Total	2	—	(96)	(8)	(102)

¹ Incluye gastos financieros por deuda por importe de 133 millones de euros (véase Nota 30).

	2016				Total
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	—	—	1 ¹	(3)	(2)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—
Total	—	—	1	(3)	(2)

¹ Incluye gastos financieros por deuda por importe de 133 millones de euros (véase Nota 30).

19.5. Compensación de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes objeto de compensación es el siguiente:

Milones de Euros

		31 de diciembre de 2017					
	Nota	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		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Activos Financieros no Corrientes	19.1	769	—	769	(27)	—	742
Derivados	19.3	31	—	31	(27)	—	4
Total Activo no Corriente		769	—	769	(27)	—	742
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar ¹	13	2.791	—	2.791	(217)	—	2.574
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios		2.732	—	2.732	(141)	—	2.591
Derivados no Financieros	19.3	160	—	160	(76)	—	84
Activos Financieros Corrientes	19.1	764	—	764	—	(7)	757
Otros Activos Financieros		151	—	151	—	(7)	144
Total Activo Corriente		3.555	—	3.555	(217)	(7)	3.331

¹ No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Milones de Euros		31 de diciembre de 2016					
	Nota	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		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Activos Financieros no Corrientes ¹	19.1	712	—	712	(16)	—	694
Derivados	19.3	31	—	31	(16)	—	13
Total Activo no Corriente		712	—	712	(16)	—	694
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar ²	13	2.951	—	2.951	(219)	—	2.732
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios		2.684	—	2.684	(119)	—	2.565
Derivados no Financieros	19.3	233	—	233	(100)	—	133
Activos Financieros Corrientes	19.1	363	—	363	—	(16)	347
Otros Activos Financieros		57	—	57	—	(16)	41
Total Activo Corriente		3.314	—	3.314	(219)	(16)	3.079

¹ Véase Nota 5.4.

² No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2017					
	Nota	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	18.1	4.414	—	4.414	—	—	4.414
Otras Deudas Financieras		3.475	—	3.475	—	—	3.475
Otros Pasivos no Corrientes	21	646	—	646	(24)	—	622
Derivados no Corrientes	19.3	34	—	34	(24)	—	10
Total Pasivo no Corriente		5.060	—	5.060	(24)	—	5.036
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes ¹	23	5.411	—	5.411	(218)	—	5.193
Proveedores y otros Acreedores		4.071	—	4.071	(141)	—	3.930
Derivados no Financieros	19.3	128	—	128	(77)	—	51
Deuda Financiera Corriente	18.1	978	—	978	—	(8)	970
Total Pasivo Corriente		6.389	—	6.389	(218)	(8)	6.163

¹ No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Millones de Euros

	Nota	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	31 de diciembre de 2016			Importe Neto
				Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Deuda Financiera no Corriente	18.1	4,223	—	4,223	—	—	4,223
Otras Deudas Financieras		3,499	—	3,499	—	—	3,499
Otros Pasivos no Corrientes	21	601	—	601	(11)	—	590
Derivados no Corrientes	19.3	12	—	12	(11)	—	1
Total Pasivo no Corriente		4,824	—	4,824	(11)	—	4,813
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes ¹	23	4,960	—	4,960	(208)	—	4,752
Proveedores y otros Acreedores		3,429	—	3,429	(119)	—	3,310
Derivados no Financieros	19.3	112	—	112	(89)	—	23
Deuda Financiera Corriente	18.1	1,144	—	1,144	—	(34)	1,110
Total Pasivo Corriente		6,104	—	6,104	(208)	(34)	5,862

¹ No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

19.6. Medición a valor razonable

19.6.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los activos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles de jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2017				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de Deuda	8	—	8	—
Cobertura de Tipo de Interés	8	—	8	—
Cobertura de Valor Razonable	8	—	8	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	3	28	—
Cobertura de Precio	23	—	23	—
Cobertura de Flujos de Caja	23	—	23	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	8	3	5	—
Total Activo no Corriente	39	3	36	—
Derivados de Deuda	—	—	—	—
Cobertura de Tipo de Interés	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	160	21	139	—
Cobertura de Tipo de Cambio	1	—	1	—
Cobertura de Flujos de Caja	1	—	1	—
Cobertura de Precio	96	1	95	—
Cobertura de Flujos de Caja	96	1	95	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	63	20	43	—
Otros Derivados	—	—	—	—
Total Activo Corriente	160	21	139	—

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2016				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de Deuda	9	—	9	—
Cobertura de Tipo de Interés	9	—	9	—
Cobertura de Valor Razonable	9	—	9	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	2	29	—
Cobertura de Precio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	31	2	29	—
Total Activo no Corriente	40	2	38	—
Derivados de Deuda	2	—	2	—
Cobertura de Tipo de Interés	2	—	2	—
Cobertura de Valor Razonable	2	—	2	—
Derivados por Operaciones Físicas	232	18	214	—
Cobertura de Tipo de Cambio	7	—	7	—
Cobertura de Flujos de Caja	7	—	7	—
Cobertura de Precio	69	—	69	—
Cobertura de Flujos de Caja	69	—	69	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	156	18	138	—
Otros Derivados	1	—	1	—
Total Activo Corriente	235	18	217	—

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se han producido tras-
pasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los activos
financieros indicados anteriormente.

19.6.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, los activos no corrientes
no valorados a valor razonable en el Estado de Situación Fi-
nanciera 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					
	Notas	31 de diciembre de 2017			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	3b y 7.1	16	—	—	16

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2016			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	3b y 7.1	59	—	—	59

19.6.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, los pasivos financieros
no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del
Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles en
jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2017				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	—	—	—	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	35	—	35	—
Derivados de Deuda	12	—	12	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	12	—	12	—
Derivados por Operaciones Físicas	34	1	33	—
Cobertura de Tipo de Cambio	9	—	9	—
Cobertura de Flujos de Caja	9	—	9	—
Cobertura de Precio	21	—	21	—
Cobertura de Flujos de Caja	21	—	21	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	4	1	3	—
Total Pasivo no Corriente	81	1	80	—
Derivados de Deuda	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	127	25	102	—
Cobertura de Tipo de Cambio	25	—	25	—
Cobertura de Flujos de Caja	25	—	25	—
Cobertura de Precio	50	10	40	—
Cobertura de Flujos de Caja	50	10	40	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	52	15	37	—
Otras Coberturas	1	—	1	—
Total Pasivo Corriente	128	25	103	—

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2016				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	21	—	21	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	57	—	57	—
Derivados de Deuda	17	—	17	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	17	—	17	—
Derivados por Operaciones Físicas	12	—	12	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Cobertura de Precio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	12	—	12	—
Total Pasivo no Corriente	107	—	107	—
Derivados de Deuda	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	112	36	76	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Cobertura de Precio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	112	36	76	—
Otras Coberturas	—	—	—	—
Total Pasivo Corriente	112	36	76	—

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se han producido tras-
pasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los pasivos
financieros indicados anteriormente.

19.6.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 Anua-
les Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable
es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	920	—	920	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	920	—	920	—
Otros Pasivos Financieros	3.915	—	3.915	—
Tipo Fijo	3.902	—	3.902	—
Tipo Variable	13	—	13	—
Total Pasivo no Corriente	4.835	—	4.835	—
Deudas con Entidades de Crédito	23	—	23	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	23	—	23	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	889	—	889	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	889	—	889	—
Otros Pasivos Financieros	165	—	165	—
Tipo Fijo	127	—	127	—
Tipo Variable	38	—	38	—
Total Pasivo Corriente	1.077	—	1.077	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	865	—	865	—
Tipo Fijo	1	—	1	—
Tipo Variable	864	—	864	—
Otros Pasivos Financieros	4.050	—	4.050	—
Tipo Fijo	4.035	—	4.035	—
Tipo Variable	15	—	15	—
Total Pasivo no Corriente	4.715	—	4.715	—
Deudas con Entidades de Crédito	61	—	61	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	61	—	61	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	966	—	966	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	966	—	966	—
Otros Pasivos Financieros	202	—	202	—
Tipo Fijo	160	—	160	—
Tipo Variable	42	—	42	—
Total Pasivo Corriente	1.229	—	1.229	—

20. Política de gestión y control de riesgos

La actividad de ENDESA, S.A. y sus Sociedades Dependientes se lleva a cabo en un entorno en el que existen factores exógenos que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos, siendo por tanto necesario gestionar y controlar la exposición a los mismos.

La Política de Gestión y Control de Riesgos busca guiar y dirigir el conjunto de acciones estratégicas, organizativas y operativas que permitan al Consejo de Administración delimitar con precisión el nivel de riesgo aceptable, con el objeto de que los gestores de las distintas Líneas de Negocio puedan maximizar la rentabilidad de la Sociedad, la preservación o incremento de su patrimonio y fondos propios y la certidumbre en su consecución por encima de determinados niveles, evitando que eventos inciertos y futuros puedan influir negativamente en la consecución de los objetivos de rentabilidad fijados.

Los principios generales en la Política de Gestión y Control de Riesgos de ENDESA son los siguientes:

- El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. es responsable de la determinación de la Política de Gestión y Control de Riesgos, incluidos los fiscales, de la supervisión de los sistemas internos de información y control y de la fijación del nivel de riesgo aceptable en cada momento.
- El Comité de Riesgos, bajo la supervisión directa del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CACI), ejerce las funciones de gestión y control de riesgos.
- ENDESA se deberá dotar del sistema normativo y de todas las herramientas necesarias para poder desarrollar un proceso continuo de identificación, cuantificación e información de todos los riesgos relevantes que afecten a la Sociedad.
- La organización operativa de la gestión y control de riesgos se implementará a través de la existencia de las funciones de Gestión de Riesgos y de Control de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.

→ Los negocios, áreas corporativas 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 y, en cualquier caso, respetando los siguientes límites y preceptos:

- > Adecuación de los niveles de riesgos a los objetivos fijados por el Consejo de Administración.
- > Optimización de la gestión y control de riesgos desde la visión consolidada, dando prioridad a ésta frente a la gestión individual de cada uno de los riesgos.
- > Evaluación continua de los mecanismos de cobertura, transferencia y mitigación para garantizar su idoneidad y la adopción de las mejores prácticas de mercado.
- > Estudio continuo de las leyes, normativas y reglamentos vigentes, incluyendo los fiscales, para garantizar que las operaciones se realizan de acuerdo con las normas que regulan la actividad.
- > Respeto y cumplimiento de la normativa interna, con especial enfoque al Gobierno Corporativo, al Código Ético, al Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción y los Principios Generales para la Prevención de Riesgos Penales.
- > Deber de preservar la salud, la seguridad de las personas que trabajan en y para ENDESA.
- > Compromiso con el desarrollo sostenible, la eficiencia y el respeto por el medio ambiente identificando, evaluando y gestionando los efectos medioambientales de las actividades de ENDESA.
- > Optimización de forma responsable en el uso de los recursos disponibles, a fin de proporcionar rentabilidad al accionista en el marco de relaciones basadas en principios de lealtad y transparencia.

> Las políticas financieras de ENDESA contemplan la gestión activa de los riesgos financieros vinculados con la operativa ordinaria y, con carácter general, están restringidas las posiciones especulativas.

Las directrices generales de la Política de Gestión y Control de Riesgos se desarrollan y completan con otras políticas de riesgos corporativas y específicas de cada Línea de Negocio, así como con los límites que se establecen para una óptima gestión de riesgos.

El órgano responsable de la ejecución de la Política de Gestión y Control de Riesgos es el Comité de Riesgos de ENDESA, que se apoya en los procedimientos internos de las distintas áreas de negocio y corporativas y es supervisado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) del Consejo de Administración de ENDESA, S.A.

El Proceso de Gestión de Riesgos de ENDESA obedece a un modelo basado, por una parte, en el estudio permanente del perfil de riesgo, en las mejores prácticas actuales en el sector energético o de referencia en la gestión de riesgos y, por otra parte, en asegurar la conexión entre el nivel de riesgo aceptable determinado por el Consejo de Administración, el riesgo efectivamente asumido y los recursos necesarios para operar los negocios optimizando la relación riesgo-rento de los negocios.

El ciclo de Gestión de Riesgos es el conjunto de actividades relacionadas con la identificación, medición, control y gestión de los distintos riesgos incurridos por las Líneas de Negocio y la Corporación. El objetivo de la gestión de riesgos es la ejecución de las acciones encaminadas a la adecuación de los niveles de riesgo asumidos en cada nivel de la Compañía a sus objetivos.

Los mecanismos para la gestión y control de riesgos son los expuestos en las Notas siguientes.

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 operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados de tipo de interés. En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, la duración de estos contratos nunca excederá a la del vencimiento del instrumento financiero subyacente de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos se compense con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la estructura de riesgo financiero, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

Millones de Euros	Posición Neta			
	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Antes de Derivados	Después de Derivados	Antes de Derivados	Después de Derivados
Tipo de Interés Fijo	3.599	3.611	3.660	3.660
Tipo de Interés Variable	1.362	1.374	1.272	1.278
Total	4.961	4.985	4.932	4.938

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el tipo de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades de ENDESA es, fundamentalmente, Euribor.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de los derivados de tipo de interés, por designación, es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2017					
	Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nocional Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Swaps Tipo Interés	27	8	27	8	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading						
Swaps Tipo Interés	113	(12)	—	—	113	(12)
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Swaps Tipo Interés	140	(4)	27	8	113	(12)
Total Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Derivados Tipo de Interés	140	(4)	27	8	113	(12)

Millones de Euros	31 de diciembre de 2016					
	Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nocional Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Swaps Tipo Interés	68	11	68	11	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading						
Swaps Tipo Interés	127	(17)	—	—	127	(17)
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Swaps Tipo Interés	195	(6)	68	11	127	(17)
Total Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Derivados Tipo de Interés	195	(6)	68	11	127	(17)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	8	1	1	1	1	—	4
Derivados de Tipo de Interés Trading	(12)	(5)	(4)	(2)	(1)	—	—

Millones de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	11	3	3	3	3	2	22
Derivados de Tipo de Interés Trading	(17)	(5)	(5)	(4)	(2)	(1)	—

A 31 de diciembre de 2017, teniendo en cuenta las coberturas de flujos de caja que se consideran eficaces, el 67% de la deuda estaba protegida al riesgo de tipo de interés (69% a 31 de diciembre de 2016). Considerando también las coberturas de valor razonable, a 31 de diciembre de 2017 este porcentaje es del 67% (68% a 31 de diciembre de 2016).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el impacto en 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 2017		31 de diciembre de 2016	
	Variación de Puntos Básicos	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Gastos Financieros de la Deuda Bruta Variable Después de Derivados					
Aumento Tipo de Interés	+25	6	—	4	—
Reducción Tipo de Interés	—25	(6)	—	(4)	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Valor Razonable					
Aumento Tipo de Interés	+25	(1)	—	(1)	—
Reducción Tipo de Interés	—25	1	—	1	—
De Flujos de Efectivo					
Aumento Tipo de Interés	+25	—	1	—	1
Reducción Tipo de Interés	—25	—	(1)	—	(1)
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Aumento Tipo de Interés	+25	—	—	—	—
Reducción Tipo de Interés	—25	—	—	—	—

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 gas natural y carbón) en los mercados internacionales donde los precios de estas materias primas («commodities») suelen estar denominados en dólares estadounidenses (USD). De igual forma ENDESA incurre en este riesgo en la gestión de deuda denominada en moneda extranjera, aprovisionamientos, pagos de primas de seguros, contratos de mantenimiento de centrales y dividendos.

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.

En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, 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.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de cambio es el siguiente:

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2017						
Derivados Tipo de Cambio	Nominal Neto	Valor Razonable Neto	Nominal Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nominal Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Flujos Caja						
Futuros	1.345	(34)	167	1	1.178	(35)
Derivados Trading						
Futuros	355	(3)	108	4	247	(7)
Total Futuros	1.700	(37)	275	5	1.425	(42)
Total Derivados Tipo de Cambio	1.700	(37)	275	5	1.425	(42)

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2016						
Derivados Tipo de Cambio	Nominal Neto	Valor Razonable Neto	Nominal Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nominal Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Flujos Caja						
Futuros	271	8	224	8	47	—
Derivados Trading						
Futuros	368	19	336	20	32	(1)
Total Futuros	639	27	560	28	79	(1)
Total Derivados Tipo de Cambio	639	27	560	28	79	(1)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2017	Estratificación Flujos de Caja Esperados					
		2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	(34)	(25)	(8)	(1)	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio Trading	(3)	(3)	—	—	—	—	—

Millones de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2016	Estratificación Flujos de Caja Esperados					
		2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	8	8	—	—	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio Trading	19	12	6	1	—	—	—

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existe deuda a largo plazo contratada en moneda extranjera y el importe de «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» en moneda extranjera asciende a 1 millón de euros (2 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 14).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el impacto en 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 (USD), manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros					
	Variación Porcentual Estado del Resultado Consolidado	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Flujos de Caja					
Depreciación del Euro	10%	—	111	—	24
Apreciación del Euro	10%	—	(91)	—	(20)
De Valor Razonable					
Depreciación del Euro	10%	—	—	—	—
Apreciación del Euro	10%	—	—	—	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Depreciación del Euro	10%	15	—	30	—
Apreciación del Euro	10%	(12)	—	(24)	—

20.3. Riesgo de precio de «commodities»

La Sociedad se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de las «commodities», incluidos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), fundamentalmente a través de:

- Compras de materias energéticas en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados nacionales e internacionales.

La exposición a las fluctuaciones de los precios de «commodities» se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo como medida del equilibrio entre retorno esperado y riesgo asumido. 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.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del valor nominal y del valor razonable de los derivados de «commodities» es el siguiente:

	31 de diciembre de 2017					
	Valor Nominal Neto	Nominal Activos Financieros	Nominal Pasivos Financieros	Valor Razonable Neto	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	1.825	1.077	748	48	119	(71)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.111	668	443	23	63	(40)
Derivados de Carbón	241	190	42	42	43	(1)
Permutas Financieras de Electricidad	473	210	263	(17)	13	(30)
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	1.016	537	479	18	87	(49)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	435	222	213	13	32	(19)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	—	—	—	—	—	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	22	12	10	1	2	(1)
Permutas Financieras de Electricidad	489	250	239	1	30	(29)
Opciones de Electricidad	13	—	13	—	—	—
Otros Derivados de Electricidad	1	1	—	—	—	—
Permutas Financieras de Carbón	4	4	—	1	1	—
Otros Derivados de Carbón	33	29	4	1	1	—
Otros Derivados Físicos	19	19	—	1	1	—
Total	2.841	1.614	1.227	66	186	(120)

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016					
	Valor Nocio- nal Neto	Nocional Activos Financieros	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Neto	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	139	133	6	69	69	—
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	17	17	—	2	2	—
Derivados de Carbón	105	103	2	66	66	—
Permutas Financieras de Electricidad	17	13	4	1	1	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	2.294	1.190	1.104	44	167	(123)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.139	707	432	64	107	(43)
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	20	10	10	—	3	(3)
Permutas Financieras de Electricidad	659	337	522	(37)	34	(71)
Opciones de Electricidad	17	—	17	—	—	—
Otros Derivados de Electricidad	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras de Carbón	7	—	7	(1)	—	(1)
Otros Derivados de Carbón	196	103	93	13	15	(2)
Otros Derivados Físicos	56	33	23	5	8	(3)
Total	2.433	1.323	1.110	113	236	(123)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del valor razonable estratificado para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros

Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	(17)	(17)	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	42	42	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	23	21	3	(1)	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	1	(1)	2	—	—	—	—
Derivados de Carbón	2	2	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	14	12	2	—	—	—	—
Otros Derivados Físicos	1	1	—	—	—	—	—

Millones de Euros							
Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	1	1	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	66	66	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	2	2	—	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	(37)	(38)	1	—	—	—	—
Derivados de Carbón	12	13	(1)	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	64	53	10	1	—	—	—
Otros Derivados Físicos	5	5	—	—	—	—	—

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el detalle del impacto sobre el valor de los derivados de «commodities» existentes que produciría una variación en los precios de las materias primas, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros					
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016	
	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%	—	20	—	2
	-10%	—	(18)	—	(2)
Derivados de Carbón	10%	—	28	—	17
	-10%	—	(28)	—	(17)
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10%	—	9	—	2
	-10%	—	(9)	—	(2)

Millones de Euros					
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016	
	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%	4	—	(30)	—
	-10%	(4)	—	31	—
Derivados de Carbón	10%	—	—	1	—
	-10%	—	—	(1)	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10%	4	—	27	—
	-10%	(4)	—	(27)	—
Otros Derivados Físicos	10%	2	—	1	—
	-10%	(2)	—	(1)	—

20.4. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el que puede generar dificultades para cumplir con las obligaciones asociadas a pasivos financieros que son liquidados 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 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 plazo comprometidas, tanto con entidades bancarias como con socieda-

des del Grupo ENEL, e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un periodo 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 las Notas 18 y 19.

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 2017 y 2016 la liquidez de ENDESA presenta el siguiente detalle

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
		Vencimien- to Corriente	Venci- miento no Corriente	Total	Vencimien- to Corriente	Venci- miento no Corriente	Total
Efectivo y otros Medios Líquidos Equiva- lentes	14	399	—	399	418	—	418
Líneas de Crédito Disponibles de Forma Incondicional ¹	18.2	114	2.982	3.096	14	3.188	3.202
Liquidez		513	2.982	3.495	432	3.188	3.620

¹ A 31 de diciembre de 2017 y 2016, 1.000 millones de euros corresponden a la línea de crédito comprometida e irrevocable disponible con ENEL Finance International N.V.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 2.005 millones de euros. El importe disponible en líneas de crédito a largo plazo garantiza que ENDESA 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 (véase Nota 18.2.1).

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 al 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 pormenorizado del riesgo de crédito y toma una serie de precauciones adicionales que incluyen, entre otras:

- Análisis del riesgo, evaluación y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes.
- Establecimiento de cláusulas contractuales y solicitud de garantías, petición de avales o contratación de seguros en los casos que así lo requieran.
- Seguimiento exhaustivo de niveles de exposición a las contrapartes.
- Diversificación de contrapartes.

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).

A 31 de diciembre de 2017, la deuda vencida con terceros asciende a 741 millones de euros, lo que representa 16,6

días de facturación equivalente (824 millones de euros y 19,8 días de facturación equivalente, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

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 en contrapartidas de primer nivel en los mercados en que operan. A 31 de diciembre de 2017, la mayor exposición por posiciones de tesorería con una contraparte no perteneciente al Grupo ENEL asciende a 142 millones de euros (186 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- 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, a 31 de diciembre de 2017, el 100% del total de operaciones contratadas corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a «A-» (62% a 31 de diciembre de 2016).
- El riesgo de crédito asociado a los instrumentos financieros contratados sobre «commodities» es limitado. A 31 de diciembre de 2017 y tomando como base los valores de mercado, la exposición en derivados de «commodities» resulta inferior a 12 millones de euros (83 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- A 31 de diciembre de 2017 el riesgo máximo acumulado por contraparte de los derivados de tipo de interés y de tipo de cambio, y los derivados sobre «commodities» asciende a 8 millones de euros, por lo que ninguna contraparte acumula más del 41% del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros (43 millones de euros y 36% del total, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 existen avales, cartas de garantía y prendas recibidos en garantía de operaciones de naturaleza comercial, conforme al siguiente detalle:

- Empresas por importe de 7 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2016);

→ Grandes Clientes por importe de 176 millones de euros (210 millones de euros a 31 de diciembre de 2016); y

→ Contrapartes en los mercados de «commodities» por importe 263 millones de euros (263 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no se han ejecutado avales, cartas de garantía o prendas por importe significativo.

Vencimiento y deterioro de activos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de clientes por ventas y prestación de servicios, clasificados por vencimiento y deterioro, es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Deteriorados		364	385
Ni Vencidos ni Deteriorados		1.991	1.860
Vencidos no Deteriorados ⁽¹⁾		377	439
Con Antigüedad Menor de Tres Meses		278	310
Con Antigüedad entre Tres y Seis Meses		39	63
Con Antigüedad entre Seis y Doce Meses		21	24
Con Antigüedad Mayor a Doce Meses		39	42
Total	13	2.732	2.684

¹ Incluye 112 millones de euros correspondientes a Administraciones Públicas españolas (119 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Análisis del riesgo por contraparte

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el detalle de la calificación crediticia de los instrumentos financieros de activo no vencidos ni deteriorados, que no pertenecen a la categoría de clientes por ventas y prestación de servicios, es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	399	418
A+		1	—
A		2	223
A-		43	38
BBB+		27	45
BBB		244	52
BBB-		53	2
BB+		5	9
BB		—	6
BB-		—	4
B+		3	17
Contraparte Sin Calificación Crediticia		21	22
Activos Financieros Disponibles para la Venta	19.12	6	8
BBB		3	3
Contraparte Sin Calificación Crediticia		3	5
Derivados de Cobertura	19.3	8	11
A+		8	—
A		—	11
Derivados no Financieros	13 y 19.3	191	264
AAA		22	—
AA-		—	1
A+		—	1
A		4	11
A-		1	4
BBB+		19	85
BBB		1	116
BBB-		1	2
BB+		1	4
BB		136	8
BB-		—	1
B+		6	12
B		—	1
B-		—	—
Contraparte Sin Calificación Crediticia		—	16
Activos Financieros¹		1.488	1.025
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España	4 y 19.1.1	222	258
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios no Peninsulares (TNP)	4 y 19.1.1	304	—
Fianzas y Depósitos	19.1.1 y 21	424	424
Créditos al Personal	19.1.1	33	31
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	19.1.1 y 35.2	71	72
Retribución de la Actividad de Distribución	4 y 19.1.1	176	70
Incentivos a la Inversión en Energías Renovables	4 y 19.1.1	4	15
Otros Activos Financieros	19.1.1	254	155
Total		2.092	1.726

¹ Incluye, fundamentalmente, cuentas a cobrar con Administraciones Públicas, así como cuentas por cobrar con contrapartes que no disponen de calificación crediticia.

20.6. Riesgo de concentración

ENDESA está expuesta al riesgo de concentración de clientes y proveedores en el desarrollo de su actividad.

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 productos y servicios de valor añadido (PSVAs).

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.

En las relaciones con su accionista principal, ENDESA está expuesta al riesgo de crédito. Durante 2017 este riesgo no ha sido significativo y se origina fundamentalmente por la potencial variación de los contratos de cobertura de «commodities» que ENDESA ha contratado a través de empresas del Grupo ENEL.

A 31 de diciembre de 2017, las cuentas por cobrar de los 10 mayores clientes (Grupo Empresarial) representan menos del 12% del total, sin que ninguno de ellos represente de forma individual más del 2,3% del total a dicha fecha (11% y 2,4%, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

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 como con una cartera de proveedores diversificada en todas sus categorías de compra, facilitando la sustitución de uno de ellos en caso de interrupción y mitigando así el riesgo de concentración de proveedores.

A 31 de diciembre de 2017 los 10 mayores proveedores no representan más del 34,4% del total (27% del total a 31 de diciembre de 2016).

21. Otros pasivos no corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Fianzas y Depósitos	19.1.1	462	453
Derivados no Financieros	19.2	34	12
Otras Cuentas a Pagar		150	136
Total	19.2	646	601

22. Activos y pasivos por impuesto diferido

22.1. Activos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el origen de los impuestos diferidos de activo registrados en ambos ejercicios es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Impuestos Diferidos de Activo con Origen en:		
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	147	169
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	598	677
Otras Provisiones	265	266
Bases Imponibles Negativas	36	1
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	60	96
Otros	36	15
Total	1.142	1.224

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del epígrafe de «Activos por Impuesto Diferido» del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido el siguiente:

Millones de Euros							
Activos por Impuesto Diferido							
	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 33)	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 33)	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	169	(8)	(11)	—	(3)	—	147
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	677	—	(52)	(27)	—	—	598
Otras Provisiones	266	—	(1)	—	—	—	265
Bases Imponibles Negativas	1	(1)	36	—	—	—	36
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	96	—	(36)	—	—	—	60
Otros	15	—	(6)	13	14	—	36
Total	1.224	(9)	(70)	(14)	11	—	1.142

¹ Corresponde a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Manna Real Estate, S.L. y a la venta de las sociedades de Operación Conjunta (véanse Notas 2.3.1 y 2.5.1).

Millones de Euros

	Activos por Impuesto Diferido						Saldo a 31 de diciembre de 2016
	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 32)	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 32)	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta ²	
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	179	15	(42)	—	17	—	169
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	705	1	(67)	47	(9)	—	677
Otras Provisiones	178	—	50	—	38	—	266
Bases Imponibles Negativas	1	—	—	—	—	—	1
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	161	17	(82)	—	—	—	96
Otros	62	5	(7)	(6)	(38)	(1)	15
Total	1.286	38	(148)	41	8	(1)	1.224

¹ Incluye los activos por impuestos diferidos adquiridos en la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (37 millones de euros) y la adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U. (1 millón de euros) (véanse Notas 5.4 y 5.5).

² Corresponde al traspaso al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de los Activos por Impuestos Diferidos de Energías de la Mancha Enemán, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

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 2017 y 2016 existen activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales pendientes de reconocer por importe de 13 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2017 existen activos por impuesto diferido correspondientes a bases imponibles negativas susceptibles de compensación con futuros beneficios por importe de 36 millones de euros (1 millón de euros a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los activos por impuesto diferido correspondientes a 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 2017	31 de diciembre de 2016
2027	5	9
2028	9	24
2029	1	3
2030	1	10
2031	1	13
2032	3	6
2033	7	—
2034	9	—
2035	5	—
Sin Límite	19	31
Total	60	96

22.2. Pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el origen de los impuestos diferidos de pasivo registrados en ambos ejercicios es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Impuestos Diferidos de Pasivo con Origen en:		
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	649	652
Otros	448	449
Total	1.097	1.101

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del epígrafe de «Pasivos por Impuesto Diferido» del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido el siguiente:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	Cargo / (Abono) Pérdidas y Ganancias (Nota 32)	Cargo / (Abono) Patrimonio (Nota 32)	Traspasos y otros	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	652	(1)	(10)	—	8	—	649
Otros	449	1	(6)	7	(3)	—	448
Total	1.101	—	(16)	7	5	—	1.097

¹ Corresponde a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. y a la adquisición de las sociedades relacionadas con la adjudicación de capacidad otorgada en las subastas de renovables (véanse Notas 2.3.1 y 5.3).

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	Cargo / (Abono) Pérdidas y Ganancias (Nota 32, 2)	Cargo / (Abono) Patrimonio (Nota 32)	Traspasos y otros	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta ²	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	681	18	(10)	—	(37)	—	652
Otros	258	218	(81)	20	40	(6)	449
Total	939	236	(91)	20	3	(6)	1.101

¹ Incluye los pasivos por impuestos diferidos asociados a la revalorización de los activos netos adquiridos en la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (231 millones de euros) y la adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U. (5 millones de euros) (véanse Nota 5.4 y 5.5).

² Con motivo de la toma de control sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) se procedió a efectuar la reversión de un impuesto diferido de pasivo por importe de 81 millones de euros que ENDESA tenía registrado derivado de la existencia de ganancias no distribuidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) generadas con posterioridad a la pérdida de control en dicha sociedad en el ejercicio 2010 y que cumplían con los requisitos para su reconocimiento (véanse Notas 5.4, 11.1 y 32).

³ Corresponde al traspaso al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interumpidas» de los Activos por Impuestos Diferidos de Energías de la Menda Enemán, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

22.3. Otra información

Compensación de activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el importe de los impuestos diferidos compensables es de 851 millones de euros y 769 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 del importe total de activos y pasivos por impuestos diferidos registrados, no resultan compensables los siguientes:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Impuestos Diferidos de Activo No Compensables	291	455
Impuestos Diferidos de Pasivo No Compensables	246	332

Realización de activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la estimación de realización de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activos por Impuestos Diferidos	1.142	1.224
Realizable en Un Año	113	124
Realizable a Más de Un Año	1.029	1.100
Pasivos por Impuestos Diferidos	1.097	1.101
Realizable en Un Año	28	27
Realizable a Más de Un Año	1.069	1.074

23. Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Miliones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Pasivos Financieros	19.2	5.411	4.960
Proveedores y otros Acreedores		4.071	3.429
Derivados no Financieros	19.3	128	112
Dividendo a Pagar	15.19	743	744
Otras Cuentas por Pagar		469	379
Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	4 y 19.11	—	296
Pasivos por Impuestos		721	850
Impuesto sobre Sociedades Corriente		170	332
Hacienda Pública Acreedora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		39	37
Otros impuestos		512	481
Total		6.132	5.810

A 31 de diciembre de 2017 el epígrafe «Dividendo a Pagar» recoge, principalmente, el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 21 de noviembre de 2017, por un importe total de 741 millones de euros (0,70 euros brutos por acción) que fue abonado el 2 de enero de 2018 (véase Nota 15.1.9).

A 31 de diciembre de 2016 el epígrafe «Dividendo a Pagar» recogía, principalmente, el dividendo a cuenta del ejercicio 2016 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 22 de noviembre de 2016, por un importe total de 741 millones de euros (0,70 euros brutos por acción) que fue abonado el 2 de enero de 2017 (véase Nota 15.1.9).

A 31 de diciembre de 2017 el importe de la deuda comercial remesada a las entidades financieras para su gestión de pago a proveedores («confirming») clasificada en el epígrafe de «Acreedores Comerciales y otras Cuentas por Pagar» asciende a 403 millones de euros (263 millones de euros a 31 de diciembre de 2016). Durante el ejercicio 2017 el ingreso financiero devengado por los contratos de «confirming» ha ascendido a un importe inferior a un millón de euros (un millón de euros durante el ejercicio 2016).

23.1. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

A continuación se incluye la información relativa al grado de cumplimiento por parte de ENDESA de los plazos establecidos para el pago a proveedores por operaciones comerciales de acuerdo a la Ley 15/2010, de 5 de julio:

Número de Días	2017	2016
Periodo Medio de Pago a Proveedores	16	18
Ratio de Operaciones Pagadas	15	19
Ratio de Operaciones Pendientes de Pago	47	33

Millones de Euros	2017	2016
Total Pagos Realizados	18.485	14.780
Total Pagos Pendientes	757	295

24. Provisiones corrientes

A diciembre de 2017 y 2016 el desglose de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		186	214
Expedientes de Regulación de Empleo	172.1	73	124
Suspensiones de Contrato	172.2	113	90
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	12.1	215	190
Otras Provisiones Corrientes		24	163
Total		425	567

25. Ingresos

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2017	2016
Ventas	19.556	18.313
Otros Ingresos de Explotación	501	666
Total	20.057	18.979

25.1. Ventas

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2017	2016
Ventas de Electricidad:	14.461	13.541
Ventas Mercado Liberalizado	8.457	8.213
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	1.076	961
Ventas a Precio Regulado	2.460	2.412
Ventas Mercado Mayorista	1.137	875
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)	1.215	1.015
Otras Ventas de Electricidad	106	65
Ventas de Gas	2.233	2.079
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	2.231	2.054
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios	641	639
Total	19.556	18.313

El ingreso regulado de la actividad de distribución durante el ejercicio 2017 ha ascendido a 2.231 millones de euros y se ha estimado teniendo en consideración la propuesta de Orden Ministerial cuya tramitación ha iniciado el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (véase Nota 4).

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de las ventas a clientes externos de las principales áreas geográficas determinado en función de la ubicación geográfica del cliente es el siguiente:

Millones de Euros		
	2017	2016
España	17.659	16.645
Portugal	1.068	856
Francia	435	354
Alemania	226	178
Reino Unido	14	7
Holanda	63	63
Otros	91	210
Total	19.556	18.313

25.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2017	2016
Variación Derivados Materias Energéticas	158	324
Imputación a Resultados de Subvenciones ¹	183	176
Prestación de Servicios en Instalaciones	10	8
Otros	150	158
Total	501	666

¹ Incluye las subvenciones de capital e instalaciones cedidas traspasadas a resultados por importe de 175 millones de euros en el ejercicio 2017 (173 millones de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 16).

26. Aprovisionamientos y servicios

26.1. Compras de energía

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2017	2016
Compras	4.933	4.056
Electricidad	3.261	2.617
Materias Energéticas	1.672	1.437
Carbón	—	51
Gas	1.672	1.385
Otros Combustibles	—	2
Total	4.933	4.056

26.2. Consumo de combustibles

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2017	2016
Consumos	2.294	1.652
Materias Energéticas	2.294	1.652
Carbón	909	670
Combustible Nuclear	137	140
Fuel	636	652
Gas	412	190
Total	2.294	1.652

26.3. Otros aprovisionamientos variables y servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros		
	2017	2016
Variación Derivados Materias Energéticas	182	270
Canon a Impuestos Medioambientales	642	498
Derecho de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	214	188
Tasa Ocupación Vía Pública / Alumbrado	162	188
Tratamiento de Residuos Radioactivos	182	179
Otros Gastos Variables	308	483
Total	1.690	1.806

En el ejercicio 2017 la Sociedad ha procedido a reconocer el ingreso de las cantidades abonadas en concepto de Bono Social de los años 2014, 2015 y 2016, registrando, en el Estado del Resultado Consolidado, un importe de 222 millones de euros en el epígrafe de «Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios» y 15 millones de euros en el epígrafe de «Ingreso Financiero», derivado del efecto financiero de los intereses legales, los cuales ya han sido cobrados en su totalidad a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (véanse Notas 4 y 30).

27. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Sueldos y Salarios		676	674
Aportaciones a Planes de Pensiones	121	64	56
Provisiones por Planes de Reestructuración de Plantilla		(8)	209
Provisión por Expedientes de Regulación de Empleo	172.1	(4)	2
Provisión por Suspensión de Contratos	172.2	(4)	207
Otros Gastos de Personal y Cargos Sociales		185	189
Total		917	1.128

28. Otros gastos fijos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Reparaciones y Conservación		348	357
Primas de Seguros		59	58
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados		72	58
Arrendamientos y Cánones	9.2	44	43
Tributos y Tasas		130	106
Gastos de Viajes		22	20
Otros Gastos Fijos de Explotación		576	567
Total		1.251	1.209

29. Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Dotación Amortización Inmovilizado Material	6	1.200	1.208
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	6 y 7	(13)	22
Dotación Amortización Activo Intangible	8	150	138
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	8	(8)	(5)
Dotación Provisiones para Insolvencias y otros	13, 19.4.1 y 34.2	182	104
Total		1.511	1.467

30. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Ingresos Financieros		40	36
Ingresos de Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		—	1
Ingresos por otros Activos Financieros		1	13
Otros Ingresos Financieros	26.3	39	22
Gastos Financieros		(172)	(219)
Por Deuda	19.4.2	(133)	(133)
Por Provisiones	172.1, 172.2 y 173	(25)	(70)
Gastos Financieros Activados	3a.1 y 34.1	8	9
Gasto por Obligaciones Post-empelo	171	(18)	(21)
Otros Gastos Financieros		(4)	(4)
Ingresos Financieros por Instrumentos Financieros Derivados		11	8
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		5	4
Ingresos por Coberturas de Valor Razonable		3	3
Ingresos por Valoración de Instrumentos Financieros a Valor Razonable		3	1
Gastos Financieros por Instrumentos Financieros Derivados		(6)	(3)
Gastos por Coberturas de Flujos de Efectivo		(6)	(2)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		2	—
Gastos por Coberturas de Valor Razonable		(2)	(1)
Gastos por Valoración de Instrumentos Financieros a Valor Razonable		—	—
Diferencias de Cambio		4	(4)
Positivas		22	28
Negativas		(18)	(32)
Resultado Financiero Neto		(123)	(182)

31. Resultado en ventas de activos

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las principales transacciones formalizadas han sido las siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo		13	—
Aguilae Solar, S.L., Cefeidas Desarrollo Solar, S.L., Cephei Desarrollo Solar, S.L., Desarrollo Photosolar, S.L., Fotovoltaica Insular, S.L. y Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	2.5.1	4	—
Nueva Marina Real Estate, S.L.	2.3.1	9	—
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales		7	9
Comisiones de Operaciones de Factoring	13.1	(27)	(25)
Otros Resultados	2.5	14	—
Total		7	(16)

32. Impuesto sobre Sociedades

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Impuesto del Ejercicio Corriente		370	237
Impuesto del Ejercicio Diferido	22	54	57
Regularizaciones Años Anteriores		1	13
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades		2	(5)
Total		427	298

En el ejercicio 2016, con motivo de la toma de control en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véanse Notas 5.4, 11.1 y 22), se procedió a efectuar la reversión de un impuesto diferido de pasivo por importe de 81 millones de euros que ENDESA tenía registrado derivado de la existencia de ganancias no distribuidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) generadas con posterioridad a la pérdida de control en dicha sociedad en el ejercicio 2010 y que cumplieran con los requisitos para su reconocimiento.

Conciliación entre el resultado contable y el gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la conciliación entre el «Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuas» y el gasto por Impuesto sobre Sociedades es el siguiente:

Miliones de Euros

	2017					
	Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos	1.473		86		1.559	
Impuesto sobre Sociedades	427		21		448	
Resultado Contable Antes de Impuestos	1.900		107		2.007	
Impuesto Teórico	475	25,0	27	25,0	502	25,0
Diferencias Permanentes	(14)		(6)		(20)	
Efecto Resultados Netos por el Método de Participación	(8)	(0,4)	(1)	(0,9)	(9)	(0,4)
Pérdidas Fiscales no Registradas Contablemente	—	—	—	—	—	—
Beneficio Fiscal por la Reserva para Inversiones en Canarias (RICI)	(5)	(0,3)	—	—	(5)	(0,2)
Provisiones no Deducibles	(3)	(0,2)	—	—	(3)	(0,1)
Ajustes de Consolidación y Otros	2	0,1	(5)	(4,7)	(3)	(0,1)
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	(34)	(1,8)	—	—	(34)	(1,7)
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	(3)	(0,2)	—	—	(3)	(0,1)
Impacto Fiscal en el Ejercicio	424	22,3	21	19,6	445	22,2

Miliones de Euros

	2016					
	Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos	1.412		(91)		1.321	
Impuesto sobre Sociedades	298		(21)		277	
Resultado Contable Antes de Impuestos	1.710		(112)		1.598	
Impuesto Teórico	427	25,0	(28)	(25,0)	399	25,0
Diferencias Permanentes	(80)		7		(73)	
Efecto Resultados Netos por el Método de Participación	(75)	(4,5)	(1)	(0,9)	(77)	(4,8)
Pérdidas Fiscales no Registradas Contablemente	1	0,1	—	—	1	0,1
Beneficio Fiscal por la Reserva para Inversiones en Canarias (RICI)	7	0,4	—	—	7	0,4
Provisiones no Deducibles	(4)	(0,2)	—	—	(4)	(0,3)
Ajustes de Consolidación y Otros	(8)	(0,5)	8	7,1	—	—
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	(34)	(2,0)	—	—	(34)	(2,1)
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	(19)	(1,1)	—	—	(19)	(1,2)
Impacto Fiscal en el Ejercicio	294	17,2	(21)	(18,8)	273	17,1

Conciliación de la cuota líquida

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la conciliación entre el gasto por Impuesto sobre Sociedades con la cuota líquida de las Actividades Continuas es la siguiente:

Millones de Euros			
		2017	
	Notas	Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto
Impacto Fiscal en el Ejercicio		424	21
Variación del Impuesto Diferido	22	(54)	(21)
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		370	—

Millones de Euros			
		2016	
	Notas	Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto
Impacto Fiscal en el Ejercicio		294	(21)
Variación del Impuesto Diferido	22	(57)	21
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		237	—

Desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades es el siguiente:

Millones de Euros

	2017		Total
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido 2017-2016	
Imputación a Pérdidas y Ganancias, de la cual:	370	54	424
Cuota Líquida de las Actividades Continuas	370	—	370
Impuestos Diferidos	—	54	54
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	—	11	11
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	52	52
Otras Provisiones	—	1	1
Bases Imponibles Negativas	—	(36)	(36)
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	—	36	36
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	—	(10)	(10)
Otros	—	—	—
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	—	21	21
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	27	27
Otros	—	(6)	(6)
Impacto Fiscal en el Ejercicio	370	75	445

Millones de Euros

	2016		Total
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido 2016-2015	
Imputación a Pérdidas y Ganancias, de la cual:	237	57	294
Cuota Líquida de las Actividades Continuas	237	—	237
Impuestos Diferidos	—	57	57
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	—	42	42
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	67	67
Otras Provisiones	—	(50)	(50)
Bases Imponibles Negativas	—	—	—
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	—	82	82
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	—	(10)	(10)
Otros	—	(74)	(74)
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	—	(21)	(21)
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	(47)	(47)
Otros	—	26	26
Impacto Fiscal en el Ejercicio	237	36	273

A través del beneficio fiscal de la Reserva para Inversiones en Canarias (RIC) los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades tienen derecho, con los límites y requisitos previstos en la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del régimen económico y fiscal de Canarias y en su normativa de desarrollo, a una reducción en la base imponible de las cantidades que, con relación a sus establecimientos situados en Canarias, destinen de sus beneficios a la realización de determinadas inversiones.

Durante el ejercicio 2017 las deducciones en cuota imputadas a resultados han ascendido a 34 millones de euros, e incluyen 19 millones de euros en concepto de la bonificación por producción de bienes muebles corporales en Canarias y 8 millones de euros en concepto de deducciones por inversiones en activos fijos nuevos en Canarias (19 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2016).

33. Estado de flujos de efectivo

A 31 de diciembre de 2017, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 399 millones de euros (418 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 14).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, los flujos netos de efectivo de ENDESA, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros	Estado de Flujos de Efectivo ¹	
	2017	2016
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	2.438	2.995
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(1.115)	(2.317)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	(1.342)	(606)

33.1. Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación

En el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación han ascendido a 2.438 millones de euros (2.995 millones de euros en el ejercicio 2016) y presentan el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios		1.900	1.710
Ajustes del Resultado:		1.579	1.840
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	29	1.511	1.467
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		68	373
Cambios en el Capital Corriente:		(370)	217
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		(387)	(57)
Existencias		(241)	(162)
Activos Financieros Corrientes		(554)	336
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		812	100
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(671)	(772)
Cobro de Intereses		44	27
Cobro de Dividendos		27	22
Pagos de Intereses		(134)	(128)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(350)	(346)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(258)	(347)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación		2.438	2.995

Por lo que respecta a las variaciones de las distintas partidas que determinan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación:

- En el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación incluyen la incorporación al perímetro de consolidación de ENEL Green Power España S.L.U. (EGPE) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. por importe de 195 millones de euros y 6 millones de euros, respectivamente (65 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente en el ejercicio 2016 desde sus respectivas fechas de toma de control) (véanse Notas 5.4 y 5.5).
- Los cambios en el capital circulante entre ambos ejercicios por importe de 587 millones de euros como consecuencia, principalmente, de la reducción en los cobros

netos en 833 millones de euros correspondientes a las compensaciones por los sobrecostos de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) (véanse Notas 4, 13, 19.11 y 23).

- Con carácter adicional, dichos cambios reflejan también el importe pendiente de cobro del Bono Social como consecuencia de la ejecución de diversas sentencias habidas al respecto (véanse Notas 4, 17.3, 26 y 30).
- Durante el ejercicio 2017 la Sociedad ha continuado también con su política activa de gestión del activo y pasivo circulante, enfocada, entre otros aspectos, en la mejora de procesos, la factorización de cobros (véase Nota 13) y acuerdos de alargamiento de plazos de pago con proveedores (véase Nota 23).

- La variación en otros cobros y pagos de las actividades de explotación en ambos periodos por importe de 89 millones de euros como consecuencia, principalmente, de los menores pagos por provisiones correspondientes a planes por reestructuración de plantilla (véase Nota 17.2).

33.2. Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de inversión

Durante el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión han ascendido a 1.115 millones de euros (2.317 millones de euros en el ejercicio 2016) y recogen, entre otros aspectos:

- Los pagos netos de efectivo aplicados a la adquisición de inmovilizado material y activo intangible por importe de 971 millones de euros (1.144 millones de euros en el ejercicio 2016) (véanse Notas 6, 8 y 16).
- Los pagos de las inversiones y/o cobros de las enajenaciones en participaciones en Empresas del Grupo tal y como se detallan a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo		(2)	(1.196)
Operaciones Societarias Relacionadas con la Adjudicación de Capacidad Otorgada en las Subastas de Renovables	5.3	(1)	—
Eléctrica de Jafre, S.A.	5.2	(1)	—
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)	5.4	—	(1.178)
Eléctrica del Ebro, S.A.U.	5.5	—	(18)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo		16	135
Aguilae Solar, S.L., Cefel-des Desarrollo Solar, S.L., Cephei Desarrollo Solar, S.L., Desarrollo Photosolar, S.L., Fotovoltaica Insular, S.L. y Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	2.5	16	—
Energía de La Loma, S.A. y Energías de la Mancha Eneman, S.A.	2.3.1	—	21
ENEL Insurance N.V.	2.5	—	114

33.3. Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de financiación

En el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación han ascendido a 1.342 millones de euros (606 millones de euros en el ejercicio 2016) e incluyen, principalmente, los siguientes aspectos:

- Las disposiciones de la siguiente deuda financiera no corriente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Disposiciones de los Tramos B y C con el Banco Europeo de Inversiones (BEI)	18.2.2	300	—
Disposiciones de Líneas de Crédito		—	90
Otras Disposiciones		15	19
Total	18.1	315	109

- Las amortizaciones de la siguiente deuda financiera no corriente:

Millones de Euros			
		2017	2016
Amortizaciones de Bonos Emitidos por International ENDESA B.V.		(20)	—
Amortizaciones de Préstamos con Natixis		(21)	—
Reembolsos de Líneas de Crédito		—	(106)
Otras Amortizaciones		(33)	(13)
Total	18.1	(74)	(118)

- El pago de los siguientes dividendos:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Pago por Dividendos de la Sociedad Dominante	15.1.9	(1.411)	(1.086)
Pago por Dividendos a intereses Minoritarios ¹		(4)	(3)

¹ Correspondientes a sociedades de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE).

→ El pago neto por importe de 3 millones de euros relativo a la adquisición de los intereses minoritarios en las sociedades Productor Regional de Energía Renovable, S.A. y Productor Regional de Energías Renovables III, S.A. (véase Notas 2.3.1).

El desglose del movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente se detalla en la Nota 18.1.

34. Información por Segmentos

34.1. Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad, la organización de ENDESA se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados. Por tanto, la información financiera diferenciada, que el Comité Ejecutivo de Dirección de la Sociedad analiza para la toma de decisiones, es la información por Segmentos, e incluye:

- Generación, junto con la Comercialización;
- Distribución;
- Estructura, que recoge, fundamentalmente, los saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o «Holding» y de las sociedades cuya actividad es la de financiación y prestación de servicios; y
- Ajustes y Eliminaciones de Consolidación, que incluye las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de los Segmentos.

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.

Durante los ejercicios 2017 y 2016, ENDESA no posee, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que represente el 10% o más de sus ingresos.

34.2. Información por Segmentos

La información por Segmentos referente a los Estados del Resultado Consolidados y a los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016 y a los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

34.2.1. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 y Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2017

	2017				Total
	Generación y Comercialización ¹	Distribución ²	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	
INGRESOS	17.509	2.750	560	(762)	20.057
Ventas	17.223	2.492	541	(700)	19.556
Otros Ingresos de Explotación	286	258	19	(62)	501
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(14.725)	(160)	146	170	(14.569)
Compras de Energía	(4.933)	—	—	—	(4.933)
Consumo de Combustibles	(2.294)	—	—	—	(2.294)
Gastos de Transporte	(5.652)	—	—	—	(5.652)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	(1.846)	(160)	146	170	(1.690)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2.784	2.590	706	(592)	5.488
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	42	156	24	—	222
Gastos de Personal	(478)	(267)	(192)	20	(917)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(996)	(429)	(393)	569	(1.251)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.350	2.050	145	(3)	3.542
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(862)	(597)	(52)	—	(1.511)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	488	1.453	93	(3)	2.031
RESULTADO FINANCIERO	(132)	(96)	106	—	(123)
Ingreso Financiero	43	6	421	(419)	51
Gasto Financiero	(180)	(102)	(315)	419	(178)
Diferencias de Cambio Netas	5	—	(1)	—	4
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(16)	3	—	—	(15)
Resultado de otras Inversiones	—	—	1.502	(1.502)	—
Resultado en Ventas de Activos	(24)	19	17	(5)	7
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	314	1.379	1.717	(1.510)	1.900
Impuesto sobre Sociedades	(41)	(331)	(56)	1	(427)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	273	1.048	1.661	(1.509)	1.473
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	—	—	—	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	273	1.048	1.661	(1.509)	1.473
Sociedad Dominante	263	1.048	1.661	(1.509)	1.463
Intereses Minoritarios	10	—	—	—	10

¹ Incluye dotaciones por deterioro del inmovilizado material (1 millón de euros) y dotación por deterioro de insolvencias comerciales (160 millones de euros) (véanse Notas 6 y 13).

² Incluye reversiones por deterioro del inmovilizado material (14 millones de euros), reversiones por deterioro de activos intangibles (8 millones de euros) y a la dotación por deterioro de insolvencias comerciales (22 millones de euros) (véanse Notas 6, 8 y 13).

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
ACTIVO					
Activo no Corriente	12.936	13.149	25.134	(25.712)	25.507
Inmovilizado Material	9.779	11.881	68	(1)	21.727
Inversiones Inmobiliarias	—	2	7	—	9
Activo Intangible	864	181	151	—	1.196
Fondo de Comercio (Nota 18)	379	76	4	—	459
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	186	19	—	—	205
Activos Financieros no Corrientes	1.078	685	24.759	(25.733)	769
Activos por Impuesto Diferido	650	325	145	22	1.142
Activo Corriente	4.387	1.319	1.977	(2.153)	5.530
Existencias	1.191	76	—	—	1.267
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.647	956	478	(961)	3.100
Activos Financieros Corrientes	366	281	1.289	(1.172)	764
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	183	6	210	—	399
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interumpidas	—	—	—	—	—
TOTAL ACTIVO	17.323	14.468	27.111	(27.865)	31.037
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	4.350	2.328	17.367	(14.812)	9.233
De la Sociedad Dominante	4.218	2.323	17.367	(14.812)	9.096
De los Intereses Minoritarios	132	5	—	—	137
Pasivo no Corriente	8.526	10.076	6.572	(10.905)	14.269
Ingresos Diferidos	50	4.704	—	(24)	4.730
Provisiones no Corrientes	1.889	1.020	369	104	3.382
Deuda Financiera no Corriente	5.694	3.564	6.133	(10.977)	4.414
Otros Pasivos no Corrientes	193	450	13	(10)	646
Pasivos por Impuesto Diferido	700	338	57	2	1.097
Pasivo Corriente	4.447	2.064	3.172	(2.148)	7.535
Deuda Financiera Corriente	319	4	1.823	(1.168)	978
Provisiones Corrientes	309	60	55	1	425
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.819	2.000	1.294	(961)	6.132
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interumpidas	—	—	—	—	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo	17.323	14.468	27.111	(27.865)	31.037

34.2.2. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 y Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2016

Millones de Euros	2016				Total
	Generación y Comercialización ¹	Distribución ²	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	
INGRESOS	16.628	2.538	342	(529)	18.979
Ventas	16.190	2.268	252	(397)	18.313
Otros Ingresos de Explotación	438	270	90	(132)	666
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(13.284)	(139)	(141)	237	(13.327)
Compras de Energía	(4.055)	(1)	—	—	(4.056)
Consumo de Combustibles	(1.652)	—	—	—	(1.652)
Gastos de Transporte	(5.812)	—	—	(1)	(5.813)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	(1.765)	(138)	(141)	236	(1.806)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.344	2.399	201	(292)	5.652
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	8	106	3	—	117
Gastos de Personal	(544)	(321)	(263)	—	(1.128)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(956)	(396)	(116)	261	(1.208)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.850	1.788	(175)	(31)	3.432
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(786)	(657)	(24)	(1)	(1.467)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.065	1.131	(199)	(32)	1.965
RESULTADO FINANCIERO	(154)	(123)	95	—	(182)
Ingreso Financiero	45	4	308	(311)	44
Gasto Financiero	(194)	(127)	(212)	311	(222)
Diferencias de Cambio Netas	(5)	—	1	—	(4)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(68) ³	3	6	—	(59)
Resultado de otras Inversiones	(1)	2	1.593	(1.592)	2
Resultado en Ventas de Activos	(20)	7	—	(3)	(16)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	822	1.020	1.495	(1.627)	1.710
Impuesto sobre Sociedades	(170)	(249)	26	(5)	(298)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	752	771	1.521	(1.632)	1.412
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	—	—	—	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	752	771	1.521	(1.632)	1.412
Sociedad Dominante	751	771	1.522	(1.633)	1.411
Intereses Minoritarios	1	—	(1)	1	1

¹ Incluye los resultados generados por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) desde su toma de control el 27 de julio de 2016 (véanse Notas 5.4 y 11.1). Asimismo, incluye reversiones por deterioro del inmovilizado material (7 millones de euros) y dotación por deterioro de insolvencias comerciales (101 millones de euros) (véanse Notas 6 y 13).

² Incluye dotaciones por deterioro del inmovilizado material (29 millones de euros), reversiones por deterioro de activos intangibles (5 millones de euros) y dotación por deterioro de insolvencias comerciales (3 millones de euros) (véanse Notas 6, 8 y 13).

³ Incluye el registro de un deterioro por importe de 72 millones de euros (véanse Notas 5.4 y 11.1).

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
ACTIVO					
Activo no Corriente	13.562	12.922	25.421	(26.380)	25.525
Immovilizado Material	10.073	11.809	11	(2)	21.891
Inversiones Inmobiliarias	—	3	17	—	20
Activo Intangible	901	150	121	—	1.172
Fondo de Comercio grupos E.4	296	2	—	—	298
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	186	22	—	—	208
Activos Financieros no Corrientes grupos E.3	1.478	528	25.105	(26.399)	712
Activos por Impuesto Diferido	628	408	167	21	1.224
Activo Corriente	4.080	1.219	2.726	(2.590)	5.435
Existencias	1.154	48	—	—	1.202
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.680	888	1.135	(1.251)	3.452
Activos Financieros Corrientes	68	275	1.358	(1.339)	363
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	178	7	233	—	418
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
TOTAL ACTIVO	17.642	14.141	28.147	(28.970)	30.960
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	4.858	1.619	17.423	(14.812)	9.088
De la Sociedad Dominante	4.725	1.615	17.425	(14.813)	8.952
De los Intereses Minoritarios	133	4	(2)	1	136
Pasivo no Corriente	8.011	10.467	7.454	(11.581)	14.351
Ingresos Diferidos	50	4.889	—	(27)	4.712
Provisiones no Corrientes ¹	2.067	1.135	406	106	3.714
Deuda Financiera no Corriente	5.028	3.982	6.996	(11.653)	4.223
Otros Pasivos no Corrientes	166	434	10	(9)	601
Pasivos por Impuesto Diferido	700	347	52	2	1.101
Pasivo Corriente	4.773	2.055	3.270	(2.577)	7.521
Deuda Financiera Corriente	429	5	2.048	(1.338)	1.144
Provisiones Corrientes	440	69	58	—	567
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.904	1.981	1.164	(1.239)	5.810
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo	17.642	14.141	28.147	(28.970)	30.960

34.2.3. Información por Segmentos: Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Millones de Euros				
Estado de Flujos de Efectivo	2017			
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Ajustes	Total ¹
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	725	1.437	276	2.438
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(29)	(701)	(385)	(1.115)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	(690)	(737)	85	(1.342)

¹ Véase Nota 33.

Millones de Euros				
Estado de Flujos de Efectivo	2016			
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Ajustes	Total ¹
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	1.738	1.011	246	2.995
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(2.268)	(477)	428	(2.317)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	506	(531)	(581)	(606)

¹ Véase Nota 33.

35. Saldos y transacciones con partes vinculadas

Partes vinculadas son aquéllas 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.

En el ejercicio 2017 el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas a determinados miembros del Consejo de Administración de la Sociedad no supera globalmente 14 millones de euros y corresponde a operaciones del tráfico habitual de la Sociedad y que han sido realizadas, en todos los casos, en condiciones de mercado (12 millones de euros en el ejercicio 2016).

Todas las operaciones con partes vinculadas se realizan con arreglo a los términos y condiciones habituales de mercado.

35.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los saldos y operaciones relevantes realizadas con partes vinculadas, han sido las siguientes:

35.1.1. Gastos e ingresos

Miliones de Euros

	2017				Total
	Accionistas Significativos	Administra- dores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Gastos Financieros	94	—	—	—	94
Contratos de Gestión o Colaboración	20	—	—	—	20
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	36	—	—	12	48
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	264	—	—	—	264
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudoso Cobro	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos	181	—	—	—	181
Total Gastos	595	—	—	12	607
Ingresos Financieros	1	—	—	—	1
Contratos de Gestión o Colaboración	1	—	—	—	1
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Dividendos Recibidos	—	—	—	—	—
Arrendamientos	1	—	—	—	1
Prestación de Servicios	14	—	—	2	16
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	42	—	—	—	42
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Ingresos ¹	61	—	—	—	61
Total Ingresos	120	—	—	2	122

¹ Incluye 11 millones de euros registrados en «Otro Resultado Global».

Millones de Euros

	2016				Total
	Accionistas Significativos	Administra- dores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Gastos Financieros	93	—	—	—	93
Contratos de Gestión o Colaboración	42	—	—	—	42
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	156	—	—	9	165
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	188	—	—	—	188
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudosos Cobros	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos	189	—	—	—	189
Total Gastos	668	—	—	9	677
Ingresos Financieros	—	—	—	—	—
Contratos de Gestión o Colaboración	6	—	—	—	6
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Dividendos Recibidos	—	—	—	—	—
Arrendamientos	5	—	—	—	5
Prestación de Servicios	9	—	—	2	11
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	68	—	—	—	68
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Ingresos ¹	102	—	—	—	102
Total Ingresos	190	—	—	2	192

¹ Incluye 29 millones de euros registrados en «Otro Resultado Global».

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las transacciones con partes vinculadas incluidas en el apartado «Otros Gastos» han sido las siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Variaciones Negativas en el Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Electricidad y otros Productos Energéticos		112	54
Compras de Energía		69	66
Resultados Negativos Aportados por la Participación del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) Contabilizada por el Método de Participación hasta la Fecha de su Toma de Control	2.3.1, 2.4, 5.4 y 11.1	—	69
Total		181	189

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las transacciones con partes vinculadas incluidas en el apartado «Otros Ingresos» han sido las siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Variaciones Positivas en el Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Electricidad y otros Productos Energéticos		55	94
Ventas de Energía		6	2
Resultados Positivos Aportados por ENEL Insurance N.V. hasta la fecha de su Venta	2.5.2 y 11.2	—	6
Total		61	102

35.1.2. Otras transacciones

Millones de Euros

Ingresos de Efectivo		2017					
	Notas	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	Total	
Actividades Continuas							
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	6.1	353	—	—	—	353	
Acuerdos de Financiación (Prestamista)		—	1	—	—	1	
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)		—	—	—	—	—	
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)		—	—	—	—	—	
Venta de Activos Materiales, Intangibles y otros Activos		—	—	—	—	—	
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	18.2.2	3.000	—	—	—	3.000	
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	12.2	114	—	—	—	114	
Compromisos Adquiridos	6.1 y 12.1	118	—	—	—	118	
Compromisos / Garantías Canceladas		—	—	—	—	—	
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	15.1.9	969	—	—	—	969	
Otras Operaciones		—	—	—	—	—	

Millones de Euros

	2016					Total
	Notas	Accionistas Significativos	Administra- dores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Actividades Continuas		—	—	—	—	—
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos		224	—	—	—	224
Acuerdos de Financiación (Prestamista)		—	—	—	—	—
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)		—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)		—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles y otros Activos		—	—	—	—	—
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	18.2.2	3.000	—	—	—	3.000
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)		—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)		200	—	—	—	200
Garantías y Avals Prestados		—	7	—	—	7
Garantías y Avals Recibidos	12.2	130	—	—	—	130
Compromisos Adquiridos	6.1 y 12.1	133	—	—	—	133
Compromisos / Garantías Canceladas		—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	15.1.9	761	—	—	—	761
Otras Operaciones		—	—	—	—	—

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los saldos más relevantes de otras transacciones con partes vinculadas son los siguientes:

- Compra de activos materiales, intangibles u otros activos: en el ejercicio 2017 se incluyen 246 millones de euros correspondientes a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (véase Nota 5.1).
- Acuerdos de Financiación (Prestatario): Saldo vivo del préstamo intercompañía suscrito con ENEL Finance International N.V. por importe de 3.000 millones de euros.
- Línea de crédito comprometida e irrevocable con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.000 millones de euros, que fue renovada a 30 de junio de 2017 y de la que no había importe dispuesto a dichas fechas (véase Nota 18.2.2).
- Línea de crédito intercompañía no comprometida con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.500 millones de euros, que fue renovada a 28 de diciembre de 2017 y de la que no había importe dispuesto a dichas fechas (véase Nota 18.2.2).
- Garantías y avales recibidos: Garantía recibida de ENEL S.p.A. por importe de 137 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente 114 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 130 millones de euros a 31

de diciembre de 2016) para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC (véase Nota 12.2).

- Compromisos adquiridos: Incluye la adquisición comprometida de contadores de telegestión por importe de 53 millones de euros (véase Nota 6.1), así como compromisos de compra de existencias de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) por importe de 65 millones de euros (véase Nota 12.1) (115 millones de euros y 18 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).
- Dividendos y otros beneficios distribuidos: Importe de los dividendos abonados a ENEL Iberia, S.L.U. en ambos ejercicios (véase Nota 15.1.9).

Durante los ejercicios 2017 y 2016, los Administradores, o personas actuando por cuenta de éstos no han realizado operaciones con la Sociedad, o con otras de sus Sociedades Dependientes, ajenas a su tráfico ordinario o al margen de las condiciones de mercado.

35.1.3. Otra información

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los saldos con los Accionistas Significativos son los siguientes:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2017	% s/ Estado de Situación Financiera Consolidado	31 de diciembre de 2016	% s/ Estado de Situación Financiera Consolidado
Activos Financieros no Corrientes		40	8	30	5
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y Otros Deudores	13	167	5	396	13
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes	3n	184	83	366	92
Efectivo y otros Medios Liquidos Equivalentes		—	—	—	—
ACTIVO		391	1	792	3
Deuda Financiera no Corriente	18.2.2	3.000	68	3.006	71
Otros Pasivos no Corrientes		22	3	8	1
Deuda Financiera Corriente		—	—	—	—
Proveedores y otros Acreedores	15.1.9	1.078	18	971	18
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes	3n	163	96	317	95
PASIVO		4.263	14	4.302	14

35.2. Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los clientes por ventas y prestación de servicios, créditos y avales concedidos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

	Notas	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
		31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios	13	5	3	1	—	—	—
Créditos	19.1.1	67	68	—	—	4	4
Avales Concedidos		—	—	—	—	—	—

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las transacciones realizadas con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, han sido las siguientes:

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	2	—	1	1	—	—
Gastos	(13)	(1)	(23)	(23)	(38)	(49)

La remuneración máxima global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será la que determine la Junta General de Accionistas, y permanecerá vigente hasta que ésta no acuerde su modificación.

Corresponderá al propio Consejo la fijación de la cantidad exacta a abonar en cada ejercicio dentro del límite fijado por la Junta General de Accionistas y la distribución de dicho importe entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine, considerando las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a Comités del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

Sin perjuicio de lo anterior, se señala en el artículo 30 del Reglamento del Consejo de Administración que los Consejeros, con independencia de su calificación, podrán renunciar al derecho a percibir la remuneración en concepto de asignación fija mensual y/o dietas de asistencia del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva y/o Comités.

Además, la cuantía de las dietas de asistencia 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.

35.3. Administradores y Alta Dirección

35.3.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 41º de los Estatutos Sociales establece que «la remuneración de los administradores por su condición de tal se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y dietas de asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la sociedad y sus comités.

Las retribuciones previstas en el apartado precedente, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás remuneraciones, indemnizaciones, aportaciones a sistemas de previsión social o cualesquiera otros conceptos retributivos 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.

Sin perjuicio de las retribuciones anteriormente mencionadas, la retribución de los Consejeros Ejecutivos también podrá consistir en la entrega de acciones o de derechos de opción sobre las mismas o en cantidades referenciadas al valor de las acciones. La aplicación de esta modalidad de retribución requerirá el acuerdo de la Junta General de Accionistas, expresando, en su caso, el número máximo de acciones que se podrán asignar en cada ejercicio a este sistema de remuneración, el precio de ejercicio o el sistema de cálculo del precio de ejercicio de las opciones sobre acciones, el valor de las acciones que, en su caso, se tome como referencia, el plazo de duración del Plan y las demás condiciones que estime oportunas.»

Así, los miembros del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad:

- Durante el ejercicio 2017 la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 15,6 miles de euros brutos.
- Durante el ejercicio 2016 la asignación fija mensual para cada Consejero fue de 15,6 miles de euros brutos. No obstante, en el ejercicio 2016 se incrementó la asignación fija mensual de los cargos de Presidente del Comité

de Auditoría y Cumplimiento (CAC) y del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) en 1 miles de euros brutos mensuales y la del Consejero Coordinador en 2,1 miles de euros brutos mensuales.

- La dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR), y Comité de Auditoría y Cumplimiento, ascendió a 1,5 miles de euros brutos cada una durante los ejercicios 2017 y 2016.
- 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 Sociedad.
 - > 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.

Retribución fija

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la retribución fija anual de los Consejeros, en función del cargo ostentado en cada caso, ha sido la siguiente:

Miles de Euros					
	2017		2016		
	Sueldo	Remuneración Fija	Sueldo	Remuneración Fija	
D. Borja Prado Eulate	1.132	188	1.132	188	
D. Francesco Starace	—	—	—	—	
D. José Bogas Gálvez	737	—	700	—	
D. Alejandro Echevarría Busquet ¹	—	188	—	197	
D. Livio Gallo ²	—	—	—	—	
D. Alberto de Paoli	—	—	—	—	
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	—	188	—	188	
D. Miquel Roca Junyent ³	—	225	—	225	
D. Enrico Vialle	—	—	—	—	
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco ⁴	—	200	—	191	
D. Francisco de Lacerda	—	188	—	188	
D ^a Maria Patrizia Grieco ⁵	—	128	—	—	
Total	1.869	1.305	1.832	1.177	

¹ Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) hasta septiembre de 2016.

² Causó baja en abril de 2017.

³ Consejero Coordinador. Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (ICAC) hasta septiembre de 2016. Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) desde octubre de 2016.

⁴ Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (ICAC) desde octubre de 2016.

⁵ Causó alta en abril de 2017.

Retribución variable

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las retribuciones variables del Presidente y del Consejero Delegado, en el desempeño de sus funciones ejecutivas, han sido las siguientes:

Miles de Euros					
	2017		2016		
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	
D. Borja Prado Eulate	783	1.023	822	853	
D. José Bogas Gálvez	497	846	522	705	
Total	1.280	1.869	1.344	1.558	

Dietas

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las dietas de asistencia a cada una de las sesiones del Consejo de Administración y a sus Comités han sido las siguientes:

Miles de Euros	2017		2016	
	ENDESA, S.A.	Otras Sociedades	ENDESA, S.A.	Otras Sociedades
D. Borja Prado Eulate	18	—	18	—
D. Francesco Starace	—	—	—	—
D. José Bogas Gálvez	—	—	—	—
D. Alejandro Echevarría Busquet ¹	37	—	47	—
D. Livo Gallo ²	—	—	—	—
D. Alberto de Paoli	—	—	—	—
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	37	—	42	—
D. Miquel Roca Junyent ³	45	—	51	—
D. Enrico Viale	—	—	—	—
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco ⁴	46	—	51	—
D. Francisco de Lacerda	46	—	51	—
D ^a . Maria Patroia Grieco ⁵	13	—	—	—
Total	242	—	260	—

¹ Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) hasta septiembre de 2016.

² Causó baja en abril de 2017.

³ Consejero Coordinador. Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CACI) hasta septiembre de 2016. Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) desde octubre de 2016.

⁴ Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) desde octubre de 2016.

⁵ Causó alta en abril de 2017.

Otros conceptos

Los Consejeros Ejecutivos, al igual que el resto de Altos Directivos, tienen establecido como remuneración en especie, entre otros, una póliza colectiva de asistencia sanitaria con subvención del 100% del coste de la cuota del titular y familiares dependientes, la asignación de automóvil de empresa en régimen de renting, así como el beneficio de suministro de energía eléctrica a tarifa de empleado.

Durante el ejercicio 2017 el conjunto ha sumado un importe de 86 miles de euros (89 miles de euros en el ejercicio 2016).

Anticipos y préstamos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los Consejeros Ejecutivos tienen préstamos por importe de 396 miles de euros, de los

que 230 miles de euros corresponden a préstamos con un interés medio del 0,402% y 166 miles de euros a préstamos sin intereses (la subvención de intereses se considera retribución en especie).

La amortización del principal se efectuará durante la vida laboral, procediendo a su cancelación total en el momento de causar baja en la empresa.

Fondos y planes de pensiones: aportaciones

Durante el ejercicio 2017 la aportación a fondos y planes de pensiones de los Consejeros Ejecutivos ha ascendido a 600 miles de euros (592 miles de euros en el ejercicio 2016).

Fondos y planes de pensiones: obligaciones contraídas

A 31 de diciembre de 2017 los Consejeros Ejecutivos tienen derechos acumulados en fondos y planes de pensiones por importe de 12.815 miles de euros (11.741 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

Primas de seguros de vida y accidentes

Los Consejeros Ejecutivos tienen suscrito a través de la Sociedad un seguro de vida y accidentes que garantiza determinados capitales y/o rentas en función de la contingencia de que se trate (coberturas de incapacidad y fallecimiento).

En el ejercicio 2017 el importe de la prima ha ascendido a 249 miles de euros (255 miles de euros en el ejercicio 2016).

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros Ejecutivos

A 31 de diciembre de 2017, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 6.890 miles de euros para soportar sus derechos de prejubilación (6.987 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

35.3.2. Retribución de la Alta Dirección

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2017
	Cargo ¹
D. Alberto Fernández Torres	Director General de Comunicación
D. Alvaro Luis Quirarte Abelló	Director General de Gestión de la Energía
D. Andrea Lo Faso	Director General de Recursos Humanos y Organización
D. Enrique de las Morenas Moneo	Director General de Energías Renovables
D. Francesco Amadei	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Medios
D. Josep Trabadó Farré ²	Director General de E-Solutions
D. Juan M ^o Moreno Meliado	Director General de Nuclear
D. Luca Minzolini	Director General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT
D. Manuel Morán Casero	Director General de Generación
D ^a María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Pablo Azcoitia Lorenzo	Director General de Compras
D. Paolo Bondi	Director General de Administración, Finanzas y Control

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 Causó alta el 19 de junio de 2017.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2016
	Cargo ¹
D. Alberto Fernández Torres	Director General de Comunicación
D. Alvaro Luis Quirarte Abelló	Director General de Gestión de la Energía
D. Andrea Lo Faso	Director General de Recursos Humanos y Organización
D. Enrique de las Morenas Moneo ²	Director General de Energías Renovables
D. Enrique Durand Baquerizo ³	Director General de Auditoría
D. Francesco Amadei	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Adra Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Medios
D. José M ^o Grávalos Lasuen ⁴	Director General de Nuclear
D. Juan M ^o Moreno Mellado ⁵	Director General de Nuclear
D. Luca Minzolin ⁶	Director General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT
D. Manuel Morán Casero	Director General de Generación
D ^a María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Compras
D. Paolo Bondi	Director General de Administración, Finanzas y Control

¹ El Estado 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 Causó alta el 1 de agosto de 2016.

³ Causó baja el 2 de enero de 2016.

⁴ Causó alta el 1 de enero de 2016.

⁵ Causó baja el 1 de mayo de 2016.

⁶ Causó alta el 1 de mayo de 2016.

Retribución de la Alta Dirección

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos ha sido la siguiente:

Miles de Euros

	Remuneración			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo ENDESA	
	2017	2016	2017	2016
Retribución Fija	5.636	5.354	—	—
Retribución Variable	6.268	6.268	—	—
Dietas	—	—	—	—
Atenciones Estatutarias	—	—	—	—
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	—	—	—	—
Otros	540	1.312	—	—
Total	12.444	12.934	—	—

Miles de Euros

	Otros Beneficios			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo ENDESA	
	2017	2016	2017	2016
Anticipos	576	437	—	—
Créditos Concedidos	153	153	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	1.082	1.073	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones Contraídas	19.630	17.028	—	—
Primas de Seguros de Vida y Accidentes	230	204	—	—

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad no tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos.

35.3.3. 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 (CNR) 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 veces la retribución anual. En la política de Remuneraciones de Consejeros de ENDESA 2016—2018 se establece que cuando se produzcan nuevas incorporaciones en la Alta Dirección de la Sociedad o su Grupo, se establecerá un límite máximo de 2 años de la retribución total y anual, para los pagos por resolución de contrato, aplicable en cualquier caso, en los mismos términos, a los contratos con Consejeros Ejecutivos.
- 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 periodo de 2 años; en contraprestación, el Directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad máxima de hasta 1 vez la retribución fija anual.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 13 personas.

35.3.4. Otra información referente al Consejo de Administración

Con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas, los Consejeros comunican, hasta donde alcanza su conocimiento, las participaciones directas o indirectas que, tanto ellos como las partes vinculadas a ellos, tienen en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de ENDESA, y comunican igualmente los cargos o las funciones que en ella ejerzan:

A 31 de diciembre de 2017				
Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	% Participación	Cargos
D. Borja Prado Eulate	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. Francesco Starace	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00117658	Chief Executive Officer and General Manager
D. Francesco Starace	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Bogas Gálvez	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. José Bogas Gálvez	A80316672	Elcogas, S.A.	—	Presidente
D. Alberto de Paoli	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	D. Administración, Finanzas y Control
D. Alberto de Paoli	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	—	Presidente
D. Enrico Viale	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	—	Consejero
D. Enrico Viale	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00007769	Head of Global Thermal Generation ENEL
D. Enrico Viale	00793580150	CESL, S.p.A.	—	Consejero
D. Ignacio Garralda	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00027540	—
D ^a . María Patricia Grieco	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	Presidenta

A 31 de diciembre de 2016				
Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	% Participación	Cargos
D. Borja Prado Eulate	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. Francesco Starace	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00117658	Chief Executive Officer and General Manager
D. Francesco Starace	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Bogas Gálvez	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. José Bogas Gálvez	A80316672	Elcogas, S.A.	—	Presidente
D. Alberto de Paoli	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	D. Administración, Finanzas y Control
D. Alberto de Paoli	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	—	Presidente
D. Alberto de Paoli	08377691008	ENEL Italia, S.r.L.	—	Consejero
D. Livio Gallo	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00017015	D. Infraestructuras y Redes Globales
D. Livio Gallo	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	—	Consejero
D. Enrico Viale	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	—	Consejero
D. Enrico Viale	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00007789	Head of Global Thermal Generation ENEL
D. Enrico Viale	00793580150	CESI, S.p.A.	—	Consejero
D. Ignacio Garralda	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00027540	—

De conformidad con el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, se señalan a continuación las situaciones de conflicto, directo o indirecto, que los miembros del Consejo de Administración han tenido con el interés de la Sociedad durante el ejercicio 2017, así como el tratamiento de los mismos.

- Los Consejeros Ejecutivos, por su condición de Consejeros en ENEL Iberia S.L.U. designados por ENEL, S.p.A. se han encontrado en situaciones de conflicto de interés en la toma de decisiones de operaciones con ENEL S.p.A. o sociedades del Grupo ENEL. En todos los supuestos ocurridos en el ejercicio 2017 los Consejeros Ejecutivos no participaron en esos puntos del orden del día de la sesión del Consejo de Administración.
- Los Consejeros Dominicales, por su condición de Consejeros designados por ENEL, S.p.A. se han encontrado en situaciones de conflicto de interés en la toma de decisiones de operaciones con ENEL S.p.A. o sociedades del Grupo ENEL. En todos los supuestos ocurridos en el ejercicio 2017 los Consejeros Dominicales no participaron en esos puntos del orden del día de la sesión del Consejo de Administración.
- D^a Helena Revoredo Delvecchio es Presidenta de Prosegur Compañía de Seguridad, S.A. y desempeña sus funciones en calidad de Consejera Independiente de ENDESA, S.A., sin perjuicio de las posibles relaciones co-

merciales entre el Grupo Prosegur y el Grupo ENDESA. Durante el ejercicio 2017 el Grupo Prosegur ha formalizado con el Grupo ENDESA un contrato de prestación de servicios de seguridad y vigilancia para instalaciones de ENDESA en España de carácter no significativo. Los servicios se adjudicaron por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A., atendiendo a los resultados de los correspondientes procesos de licitación y sin la participación de la Consejera, de conformidad con la legislación aplicable en materia de conflictos de interés.

Diversidad de género: A 31 de diciembre de 2017 el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. está integrado por 11 Consejeros, de los cuales 2 son mujeres. A 31 de diciembre de 2016 constaba de 11 Consejeros, de los cuales 1 era mujer.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se han producido daños ocasionados por actos u omisiones de los Administradores que hubieran requerido hacer uso de la prima del seguro de responsabilidad civil que éstos tienen suscrito a través de la Sociedad. Esta póliza asegura tanto a los Administradores como al personal de la Sociedad con responsabilidades directivas.

En el ejercicio 2017 el importe de la mencionada prima ha ascendido a 80 miles de euros (42 miles de euros en el ejercicio 2016).

35.3.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de ENDESA, S.A.

La retribución variable a largo plazo de ENDESA se articula a través del denominado Plan de Fidelización, que tiene como principal 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 1 de enero de 2010. Desde el año 2014, los planes tienen previsto un diferimiento del pago y la necesidad de que el Directivo esté en activo en la fecha de liquidación del mismo; y los pagos se realizan en 2 fechas: en el año siguiente a la finalización del Plan se abonará, en su caso, el 30% del incentivo y el 70% restante, en su caso, transcurridos 2 años desde la finalización del Plan.

En el marco del Plan de Fidelización de ENDESA, la Sociedad sometió a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2016, la aprobación de los programas de retribución a largo plazo 2015-2017 y 2016-2018. Asimismo, la Sociedad sometió a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2017, la aprobación del programa de retribución a largo plazo 2017-2019.

Estos 3 programas están vinculados, entre otros indicadores, a la cotización de la acción y están dirigidos al Presidente, Consejero Delegado y Directivos de ENDESA con responsabilidad estratégica.

En concreto, los programas mencionados en el párrafo anterior contemplan los siguientes objetivos:

- a) Un objetivo denominado «Total Shareholders' Return of ENDESA (TSR)», que se define como el valor medio del Total Shareholders' Return (TSR) de ENDESA respecto al valor medio del Total Shareholders' Return (TSR) del índice

de Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable, en el periodo de devengo.

Este indicador mide el rendimiento total de una acción como la suma de los componentes:

- i. Las ganancias de capital: la relación entre el cambio en el precio de la acción (la diferencia entre el precio registrado al final y al principio del periodo de referencia) y el valor establecido al comienzo del periodo;
- ii. Los dividendos reinvertidos: relación entre los dividendos por acción distribuidos durante el periodo de notificación y el precio de las acciones al inicio del periodo.
- b) Un objetivo denominado «Return On Average Capital Employed» (ROACE), que se define como el valor acumulado del ROACE de ENDESA en el periodo de devengo, representado por la relación entre el Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) y el Capital Neto Invertido medio (CIN) en forma acumulada en el periodo de devengo.

Existe un control expost de la retribución variable a largo plazo, ya que está prevista una cláusula («malus») que permite a la sociedad no pagar la retribución variable devengada y todavía no percibida, así como una cláusula («clawback») que obliga a los partícipes de estos planes a la restitución de la retribución variable percibida en caso de que los datos que sirvieron de base para su cálculo o abono se demostraran, con posterioridad a la liquidación del incentivo, manifiestamente erróneos.

El Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) podrá proponer al Consejo de Administración el no pago o la reclamación del reembolso de los componentes variables si se verifica que el pago se realizó atendiendo a datos cuya inexactitud quede acreditada con posterioridad.

El importe devengado por estos programas del plan de fidelización durante el ejercicio 2017 para el conjunto de Directivos ha sido de 8 millones de euros (13 millones de euros devengados en el ejercicio 2016).

36. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

36.1. Garantías directas e indirectas

A 31 de diciembre de 2017 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 159 millones de euros (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 6.1, 15.1.12 y 18.2.3).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de las garantías prestadas a favor de las Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta de ENDESA figura en la Nota 35.2.

ENDESA considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 31 de diciembre de 2017 y 2016, si los hubiera, no serían significativos.

36.2. Otros compromisos

No existen compromisos adicionales a los descritos en las Notas 6, 8, 12 y 19.1.3 de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

37. Retribución de auditores

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los honorarios relativos a los servicios prestados por los auditores de las Cuentas Anuales de las distintas sociedades que componen ENDESA son los siguientes:

Miles de Euros	2017		2016	
	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales
Auditoría de Cuentas Anuales	2.382	—	1.788	7
Otras Auditorías Distintas de las Cuentas Anuales y otros Servicios Relacionados con las Auditorías	1.755	—	1.611	—
Otros Servicios no Relacionados con las Auditorías	—	—	182	—
Total	4.137	—	3.581	7

El importe indicado en el cuadro anterior incluye la totalidad de los honorarios relativos a los servicios realizados durante los ejercicios 2017 y 2016, con independencia del momento de su facturación.

38. Plantilla

El detalle de la plantilla final y media de ENDESA distribuida por Segmentos, categorías y sexos es el siguiente:

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	Hombres	Mujeres	Total ¹	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	234	46	280	244	48	292
Titulados	2.117	990	3.107	1.944	864	2.808
Mandos Intermedios y Operarios	5.107	1.212	6.319	5.338	1.256	6.594
Total Empleados	7.458	2.248	9.706	7.526	2.168	9.694

¹ Incluye la plantilla final de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (319 empleados) (véase Nota 5.1).

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	Hombres	Mujeres	Total ¹	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	4.083	1.024	5.107	4.140	989	5.129
Distribución	2.491	429	2.920	2.707	467	3.174
Estructura y Otros ²	884	795	1.679	679	712	1.391
Total Empleados	7.458	2.248	9.706	7.526	2.168	9.694

¹ Incluye la plantilla final de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (319 empleados) (véase Nota 5.1).

² Estructura y Servicios.

Número de Empleados	Plantilla Media					
	2017 ¹			2016 ²		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total ¹
Directivos	248	47	295	253	47	300
Titulados	2.131	979	3.110	1.897	831	2.728
Mandos Intermedios y Operarios	5.222	1.229	6.451	5.509	1.282	6.791
Total Empleados	7.601	2.255	9.856	7.659	2.160	9.819

¹ Incluye la plantilla media de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (329 empleados), ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (174 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (20 empleados) (véanse Notas 5.1, 5.4 y 5.5).
² Incluye la plantilla media de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (86 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (8 empleados) desde sus respectivas fechas de toma de control (véanse Notas 5.4 y 5.5).

Número de Empleados	Plantilla Media					
	2017 ¹			2016 ²		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	4.102	998	5.100	4.127	963	5.110
Distribución	2.582	441	3.023	2.841	474	3.315
Estructura y Otros ³	917	816	1.733	691	703	1.394
Total	7.601	2.255	9.856	7.659	2.160	9.819

¹ Incluye la plantilla media de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (329 empleados), ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (174 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (20 empleados) (véanse Notas 5.1, 5.4 y 5.5).
² Incluye la plantilla media de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (86 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (8 empleados) desde sus respectivas fechas de toma de control (véanse Notas 5.4 y 5.5).
³ Estructura y Servicios.

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2017 y 2016 por las sociedades de Operación Conjunta es 866 y 881, respectivamente.

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2017 y 2016 con discapacidad mayor o igual al 33%, por categorías y Segmentos, es el siguiente:

Número de Empleados	Plantilla Media con Discapacidad ¹					
	2017			2016		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	—	—	—	—	—	—
Titulados	16	4	20	13	6	19
Mandos Intermedios y Operarios	43	17	60	42	17	59
Total Empleados	59	21	80	55	23	78

¹ Mayor o igual al 33%.

Número de Empleados	Plantilla Media con Discapacidad ²					
	2017			2016		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	20	12	32	19	11	30
Distribución	26	1	27	23	1	24
Estructura y otros ¹	13	8	21	13	11	24
Total	59	21	80	55	23	78

¹ Estructura y Servicios.

² Mayor o igual al 33%.

39. Hechos posteriores

Con fecha 3 de enero de 2018 se ha extinguido la sociedad asociada Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar, S.L. (en Liquidación) en la que ENDESA, a través de su filial ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), posela una participación del 50,00%.

Desde el día 1 de enero de 2018 hasta la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, como consecuencia de la adjudicación en las subastas de renovables celebradas el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017, de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos, respectivamente (véase Nota 4), se han adquirido las siguientes sociedades:

	Fecha	Transacción	Tecnología	Porcentaje de Participación	
				Control	Económico
Valdecaballeros Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Navavillar Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Castiblanco Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Aranort Desarrollos, S.L.U.	19 de enero de 2018	Adquisición	Eólica	100,00	100,00
Parque Eólico Muniesa, S.L.U.	12 de enero de 2018	Adquisición	Eólica	100,00	100,00
Parque Eólico Farfán, S.L.U.	12 de enero de 2018	Adquisición	Eólica	100,00	100,00
Bosa del Ebro, S.L.	21 de febrero de 2018	Adquisición	Eólica	51,00	51,00

El precio acordado para el conjunto de las mencionadas operaciones ha sido inferior a un millón de euros.

Dichas sociedades se encuentran en fase de tramitación de los permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos, por lo que todavía no se ha iniciado la construcción de las instalaciones de generación y, en consecuencia, no han generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición.

Con fecha 2 de febrero de 2018 se ha formalizado un acuerdo de compraventa, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), para la adquisición de la sociedad Parques Eólicos Gestirver, S.L., de tecnología eólica, por un importe de 178 millones de euros, el cual está sujeto al cumplimiento de determinadas cláusulas suspensivas.

Salvo por lo descrito en los párrafos anteriores, no se han producido hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2017 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 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Denominación Social	Actividad	Empresa Auditada
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
AGUILÓN 20, S.A.	51,00	51,00	IG	51,00	51,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EOLICOS	ERNST & YOUNG
ALMUSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
AQUÍLAE SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	TERUEL (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCO-WINDELLOS 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
BAYLID SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	NO AUDITADA
CEFEHAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
CEPI-EL DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
CHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	NO AUDITADA
DESARROLLO PHOTO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, 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
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100,00	100,00	IG	42,46	42,46	MP	GERONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LAMPOLLA (TARRAGONA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	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	MADRID (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ENDESA ENERGÍA XX, 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
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
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 GENERACIÓN F, 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)	GESTIÓN DE ACTIVOS NUCLEARES Y LA GESTIÓN, GENERACIÓN Y VENTA DE ELECTRICIDAD	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	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 INGENIERIA, 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 MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS	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
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	ERNST & YOUNG
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65,00	65,00	IG	65,00	65,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) (EN LIQUIDACIÓN)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LAMPOLLA (TARRAGONA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54,95	54,95	IG	54,95	54,95	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	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	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE GÁLIZ, S.L.	66,67	66,67	IG	66,67	66,67	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77,00	77,00	IG	77,00	77,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80,00	80,00	IG	80,00	80,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	51,00	51,00	IG	51,00	51,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50,50	50,50	IG	50,50	50,50	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80,00	80,00	IG	80,00	80,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55,00	55,00	IG	55,00	55,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICOS DE TIRAJANA, A I.E.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG

Sociedad (per orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditor
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUDONA, S.A.	70,00	70,00	IG	70,00	70,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73,60	73,60	IG	73,60	73,60	IG	TERUEL (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	51,00	51,00	IG	—	—	—	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65,00	65,00	IG	65,00	65,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
FOTVOLTAICA INSULAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS	NO APLICA
FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA FOTVOLTAICA	NO AUDITADA
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
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
HIROELÉCTRICA 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
HIROFLAMICELL, S.L.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA	NO AUDITADA
HIROMONDEGO – HIROELÉCTRICA DO MONTEGO, LDA	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51,00	51,00	IG	51,00	51,00	IG	BADAJOS (ESPAÑA)	PLANTA FOTVOLTAICA	NO AUDITADA
INTERNATIONAL ENDESA B.V.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ÁMSTERDAM (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 ESTERQUEL, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	99,65	99,17	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO APLICA
MINAS GARGALLO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	95,91	99,91	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO APLICA
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	—	—	—	60,00	60,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN Y DESARROLLO DEL PATRIMONIO INMOBILIARIO	NO APLICA
PARAVENTO, S.L.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	LUGO (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO APLICA
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50,16	50,16	IG	50,16	50,16	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82,00	82,00	IG	82,00	82,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66,33	66,33	IG	66,33	66,33	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75,50	75,50	IG	75,50	75,50	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TEÑO, S.A.	52,00	52,00	IG	52,00	52,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58,00	58,00	IG	58,00	58,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	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
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56,12	56,12	IG	56,12	56,12	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	85,00	85,00	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	82,89	82,89	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LEÓN (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	MURCIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
SERRA DO MONCOSO-CAMBAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO APLICA
SISTEMAS ENERGÉTICOS MANÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96,00	96,00	IG	96,00	96,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	ERNST & YOUNG
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64,73	64,73	IG	64,73	64,73	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
SUMINISTRO DE LUZY FUERZA, S.L.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	GERONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.	73,33	73,33	IG	73,33	73,33	IG	GERONA (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
VIRULEIRAS, S.L.	67,00	67,00	IG	67,00	67,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.

Anexo II: Negocios Conjuntos y Sociedades Asociadas

Sociedad (per orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditada
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	DELOITTE
CARBÓPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	LISBOA (PORTUGAL)	ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES	KPMG AUDITORES
CENTRAL HIDRÁULICA GUEJAR SIERRA, S.L.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	GATT 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	KPMG AUDITORES
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	20,00	20,00	MP	20,00	20,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33,50	33,50	MP	—	—	—	CÁDIZ (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	3751	3751	MP	3751	3751	MP	SORIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
CONSORCIO EÓLICO MARINO CAÑO DE TRAFALGAR, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS MARINOS	NO AUDITADA
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25,00	25,00	MP	25,00	25,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	PWC
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PLANTA DE RECICLAJE	DELOITTE
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	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SANTARÉM (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE CICLO COMBINADO	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAMPE, S.A.	100,00	100,00	IG	47,46	47,46	MP	GERONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
ELÉCTRICA DE LUAR, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	AMSTER 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
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	LEÓN (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	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
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	ASTURIAS (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CAPITAL FEDERAL (ARGENTINA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	LUJÁN AUDITORES
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ANCERO AUDITORES

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económica	Método de Consolidación	Control	Económica	Método de Consolidación			
EPRESA ENERGÍA, S.A.	50,00	50,00	MP	—	—	—	CÁDIZ (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ERECOSALZ, S.L.	33,00	33,00	MP	33,00	33,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	23,21	23,21	MP	23,21	23,21	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	DESARROLLO Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL DE EL HIERRO	ERNST & YOUNG
HIDROELÉCTRICA DE OIROLO, S.L.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	DELOITTE
KROMSCHROEDER, S.A.	29,26	29,26	MP	29,26	29,26	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	APARATOS DE MEDIDA	BDO AUDITORES SLP
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIALGALLUR, S.L.	36,50	36,50	MP	36,50	36,50	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	NO AUDITADA
NUCLÉONOR, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	BURGOS (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	ERNST & YOUNG
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	TERUEL (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLADA M PASCUAL, S.L.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
PARC EOLIC LOS ALGARS, S.L.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	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
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	NO AUDITADA
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
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	ALICANTE (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	NO AUDITADA
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28,12	28,12	MP	28,12	28,12	MP	MADRID (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36,00	36,00	MP	36,00	36,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	AUDIESA
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.	43,75	43,75	MP	43,75	43,75	MP	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES
TERMOTEC (ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	VALENCIA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
TOLEDO PV, A.I.E.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	MADRID (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	PWC
UNEFYS, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	ALMERÍA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

Anexo III: Variaciones del perímetro de consolidación

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Incorporaciones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
DEHESA DE LOS GUADALÚPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100,00	100,00	IG	47,46	47,46	MP
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	51,00	51,00	IG	—	—	—
FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Exclusiones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
AQUILAE SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
MINAS DE ESTERCUEL, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	99,65	99,57	IG
MINAS GARGALLO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	99,91	99,91	IG
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	—	—	—	60,00	60,00	IG
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Variaciones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	85,00	85,00	IG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	82,89	82,89	IG

IG: Integración Global.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Incorporaciones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
AGUILÓN 20, S.A.	51,00	51,00	IG	—	—	—
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	40,00	40,00	MP
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65,00	65,00	IG	—	—	—
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) (EN LIQUIDACIÓN)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54,95	54,95	IG	—	—	—
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66,67	66,67	IG	—	—	—
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77,00	77,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80,00	80,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
EÓLICA DEL NORDESTE, S.L.	51,00	51,00	IG	—	—	—
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50,50	50,50	IG	—	—	—
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80,00	80,00	IG	—	—	—
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55,00	55,00	IG	—	—	—
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60,00	60,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70,00	70,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73,60	73,60	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65,00	65,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90,00	90,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90,00	90,00	IG	—	—	—
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51,00	51,00	IG	—	—	—
PARAVENTO, S.L.	90,00	90,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50,16	50,16	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80,00	80,00	IG	—	—	—

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75,00	75,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82,00	82,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66,33	66,33	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90,00	90,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75,50	75,50	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52,00	52,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58,00	58,00	IG	—	—	—
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56,12	56,12	IG	—	—	—
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	85,00	85,00	IG	—	—	—
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.	82,89	82,89	IG	—	—	—
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	98,00	98,00	IG	—	—	—
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64,73	64,73	IG	—	—	—
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60,00	60,00	IG	—	—	—
VIRULEIROS, S.L.	67,00	67,00	IG	—	—	—

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

(*) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 27 de julio de 2016 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el día 29 de diciembre de 2016.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Exclusiones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—

(*) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 27 de julio de 2016 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 29 de diciembre de 2016.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Variaciones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100,00	100,00	IG	99,40	99,40	IG
HIDROMONDEGO – HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100,00	100,00	IG	100,00	99,94	IG

IG: Integración Global.

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos: Incorporaciones, Exclusiones y Variaciones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
Incorporaciones:						
—	—	—	—	—	—	—
Exclusiones:						
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100,00	100,00	IG	47,46	47,46	MP
Variaciones:						
—	—	—	—	—	—	—

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos: Incorporaciones, Exclusiones y Variaciones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
Incorporaciones:						
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40,00	40,00	MP	—	—	—
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	33,33	33,33	MP	—	—	—
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	20,00	20,00	MP	—	—	—
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37,51	37,51	MP	—	—	—
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L.	50,00	50,00	MP	—	—	—
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25,00	25,00	MP	—	—	—
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40,00	40,00	MP	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50,00	50,00	MP	—	—	—
ENERLASA, S.A. (EN LIQUIDACIÓN) (*)	—	—	—	—	—	—
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40,00	40,00	MP	—	—	—
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40,00	40,00	MP	—	—	—
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50,00	50,00	MP	—	—	—
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40,00	40,00	MP	—	—	—

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50,00	50,00	MP	—	—	—
ERECOSALZ, S.L.	33,00	33,00	MP	—	—	—
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	30,00	30,00	MP	—	—	—
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL – GALLUR, S.L.	36,50	36,50	MP	—	—	—
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	33,33	33,33	MP	—	—	—
PARC EOLIC LA TOSSA – LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30,00	30,00	MP	—	—	—
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30,00	30,00	MP	—	—	—
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30,00	30,00	MP	—	—	—
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33,33	33,33	MP	—	—	—
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50,00	50,00	MP	—	—	—
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	—	—	—
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28,12	28,12	MP	—	—	—
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50,00	50,00	MP	—	—	—
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36,00	36,00	MP	—	—	—
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	—	—	—
TOLEDO PV, A.I.E.	33,33	33,33	MP	—	—	—
UFEFYS, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	—	—	—
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	—	—	—
Exclusiones:						
ENEL INSURANCE N.V.	—	—	—	50,00	50,00	MP
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	40,00	40,00	MP
ENERLASA, S.A. (EN LIQUIDACIÓN) (*)	—	—	—	—	—	—
Variaciones:						
CARBOPEGO – ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	49,99	MP
ELECGAS, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	49,70	MP
PEGOP – ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	49,99	MP
TEJO ENERGIA – PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	43,75	43,75	MP	38,89	38,89	MP

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

(*) Esta sociedad se incorporó al perímetro de consolidación el 27 de julio de 2016 y fue excluida del perímetro de consolidación el 30 de diciembre de 2016.

Anexo IV: Participaciones Societarias que formaban parte de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición

Sociedades Dependientes

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
AGUILÓN 20, S.A.	51,00	51,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65,00	65,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A.	64,07	64,07	IG	JAEN (ESPAÑA)	BIOMASA
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54,95	54,95	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66,67	66,67	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A.	68,42	68,42	IG	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	BIOMASA
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77,00	77,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80,00	80,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICA DEL NORDESTE, S.L.	51,00	51,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50,50	50,50	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80,00	80,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55,00	55,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60,00	60,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70,00	70,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73,60	73,60	IG	TERUEL (ES- PAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65,00	65,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51,00	51,00	IG	BADAJOS (ESPAÑA)	PLANTA FOTO- VOLTAICA
PARAVENTO, S.L.	90,00	90,00	IG	LUGO (ESPA- ÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPER- SONAL)	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSON- AL)	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50,16	50,16	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80,00	80,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75,00	75,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82,00	82,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66,33	66,33	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOCÁN, S.A.	90,00	90,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75,50	75,50	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52,00	52,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58,00	58,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56,12	56,12	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	85,00	85,00	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.	82,89	82,89	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	LEÓN (ESPA- ÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
SERRA DO MONCOÇO-CAMBÁS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96,00	96,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64,73	64,73	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60,00	60,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
VIRULEIROS, S.L.	67,00	67,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS

IG: Integración Global.

Negocios Conjuntos y Sociedades Asociadas

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
CENTRAL HIDRÁULICA GÚJAR-SIERRA, S.L.	33,33	33,33	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	20,00	20,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37,51	37,51	MP	SORIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L.	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS MARINOS
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25,00	25,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PLANTA DE RECICLAJE
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50,00	50,00	MP	LEÓN (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERLASA, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40,00	40,00	MP	ASTURIAS (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50,00	50,00	MP	CAPITAL FEDERAL (ARGENTINA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50,00	50,00	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ERECOSALZ, S.L.	33,00	33,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA DE OUIROL, S.L.	30,00	30,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	36,50	36,50	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	33,33	33,33	MP	TERUEL (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33,33	33,33	MP	ALICANTE (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28,12	28,12	MP	MADRID (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36,00	36,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	VALENCIA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
TOLEDO PV, A.I.E.	33,33	33,33	MP	MADRID (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA
UFEFYS, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	ALMERÍA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN

MP: Método de Participación.

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

添付の連結財務書類における注記39を参照。なお、2018年2月26日後の事象については、第3 事業の状況 1 業績等の概要 (3)経営成績 後発事象 も参照のこと。

(2) 訴訟

添付の連結財務書類における注記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】

下記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財務書類への影響は、下記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、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、公正価値をもって財政状態計算書価額とし、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計算書に計上す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、包括利益計算書に計上される。

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、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。

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。非支配株主持分についてののれんを認識することはできない。共通支配下の企業または事業の企業結合において、資産および負債は、当初の帳簿価額で認識され、測定される。

企業結合において想定される条件付負債は、過去の事象から生じる現在の義務であり、IAS第37号の蓋然性基準が満たされない場合であっても、その公正価値を信頼性をもって測定することができる場合には、識別可能な負債として認識される。日本の会計基準では、引当金の蓋然性基準が満たされている場合、条件付負債が負債として認識される

(j) 非支配持分

IFRSでは、IFRS第10号(連結財務諸表)で、支配喪失の場合、投資持分の残額は、公正価値で評価され、損益として損益計算書上で認識される。

日本の会計原則では、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、共同支配の取決めのうち、共同支配事業(ジョイント・オペレーション)は、自らの資産、負債、収益及び費用並びに事者に共通して発生したそれらに対する持分相当額を認識する方法により会計処理される。

日本の会計原則では、共同支配投資企業は、共同支配事業に対する投資について、連結財務諸表上、持分法を適用する。また、ジョイント・ベンチャーとジョイント・オペレーションの会計上の取扱いについては区分されていない。

(l) 賦課金

IFRSでは、IFRIC第21号(賦課金)に従い、賦課金を支払う負債は、関連する法規制により定められた賦課金を支払う原因となる活動が生じた時点で認識する。もし、関連する法規制によって、支払の原因となる活動が一定期間にわたって生じる場合、賦課金を支払う負債は除々に認識されることになる。

日本の会計原則では、賦課金について特に規定されていない。

主な表示と区分の相違

(m) 財政状態計算書

IFRS（IAS第1号「財務諸表の表示」）では、財政状態計算書の特定の雛形を定めていない。流動性表示がより適切で信頼ある情報を提供しない限り、資産及び負債は流動／固定により表示する。

日本の会計原則では、一般的な貸借対照表の雛形を定めている。IFRSに比べ貸借対照表の見出しは、より詳細に記載することが求められている。公開会社は特定の開示規定に準拠しなければならない。

(n) 損益計算書及びその他包括利益

IFRS（IAS第1号「財務諸表の表示」）では、標準的な雛形を定めていないが、費用は2つの雛形（機能別もしくは性質別）から選択する。損益計算書には最低限の項目を表示することが求められる。

IFRSでは損益項目とその他の包括利益の構成要素の表示について、下記の選択がある。

- ・ 1 計算書方式（小計を使用）
- ・ 2 計算書方式

日本の会計原則では、3つの利益区分の表示が要求される。それは、営業利益、経常利益、純利益である。通常、性質別に表示される。損益計算書の見出しに関して、日本の会計原則は、IFRS/IASのフレームワークと比較してより詳細に表示することが要求されている。

(o) 例外的（重要）項目

IFRS（IAS第1号「財務諸表の表示」）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、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が行われる。

これに加えて、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、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。

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、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、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、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

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、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、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、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、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。なおも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。

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場合がある。

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、エンデサが発行する株式の70.101%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、2017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(2016年1月1日から2016年12月31日までの営業年度)を2017年6月16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(2017年1月1日から2017年6月30日までの6か月間)を2017年9月27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2017年2月22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・オルカホ

2017年5月17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2016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2016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2016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2016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

2017年2月22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 22, 2017 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 Horcajo

Partner

May 17, 2017

[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 2016

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 2016, 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 2016, 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 2016 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 2016. 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

22 de febrero de 2017

[前へ](#)

ENDESA, S.A.

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ENDESA, S.A.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2018年2月26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・オルカホ

2018年5月18日

[次へ](#)

(スペイン語原文で発行された報告書及び財務書類からの翻訳。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。)

連結財務書類に対する独立監査人の監査報告書

ENDESA, S.A.の株主各位

連結財務書類に対する監査報告書

意見

私たちは、ENDESA, S.A.（以下「親会社」という。）及びその子会社（以下「当グループ」という。）の2017年12月31日現在の連結財政状態計算書、並びに同日に終了した年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及び注記から成る連結財務書類について監査を行った。

私たちは、添付の連結財務書類は、欧州連合が採択した国際財務報告基準（以下「IFRS-EU」という。）及びスペインにおいて適用される財務情報に係る他の規定に準拠して、2017年12月31日現在の当グループの連結株主持分及び連結財政状態、並びに同日をもって終了した年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・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。

意見の基礎

私たちは、私たちの監査をスペインにおいて適用されている監査基準に準拠し実施した。これらの基準に基づき私たちの責任は、当監査報告書の連結財務書類の監査に対する監査人の責任で詳細に記述されている。

私たちは、スペインにおける連結財務書類の監査に適用される監査基準に基づき、独立性に関する要件を含む職業倫理要件を遵守し、当グループから独立した立場にある。この点に関して、私たちは非監査サービスを提供しておらず、また、上記要件で禁止されているような方法で私たちに義務付けられている独立性を損なう可能性があったいかなる状況も発生していない。

私たちは、私たちが入手した監査証拠は、監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切であると判断している。

監査上の主要な事項

監査上の主要な事項とは、私たちの職業的専門家としての判断により、当事業年度の連結財務書類に対する私たちの監査において最も重要であると判断された事項である。監査上の主要な事項は、連結財務書類全体に対する監査の実施及びそれに対する監査意見の形成において検討した事項であり、私たちは監査意見とは別個に、これらの事項に対して別個の意見を表明しない。

非金融資産の減損

説明 2017年度末時点で、当グループは非流動資産において有形固定資産21,727百万ユーロ、無形資産1,196百万ユーロ及びのれん459百万ユーロを計上している。

これらの資産の回収可能価額は、当グループの経営者が用いた基準、判断及び仮定によって複雑な見積り及び仮定に基づいて算定され、潜在的に減損計上の有無に直結している。私たちは、金額的重要性並びに評価の前提となる主要な仮定その変動に対する固有の複雑性により、当該事項を監査上の主要な事項と判断している。

当グループが用いた主要な基準及び仮定は次のとおりである。電力及びガスの需要、規制措置、平均水力及び風力エネルギー、設備容量、発電構成比の決定、販売及びエネルギー購入の価格、電力及びガスの販売価格、燃料コスト、固定費、並びに割引率及び成長率。

当グループの経営者が適用した基準並びに非金融資産の減損金額の算定において使用した主要な仮定に関する詳細な情報は、添付の連結財務書類に対する注記3.e) で開示されている。

私たちの対応 私たちの監査手続きには、特に以下が含まれている。

- ▶ 非金融資産の減損を算定するために当グループの経営者が構築したプロセスに対する理解及び関連する統制の整備及び運用に対する評価を含む。
- ▶ 私たちの評価の専門家の支援を受けてグループの経営者が使用したモデルのレビューに際し、その数理的な一貫性、予想キャッシュ・フロー、割引率及び長期成長率の合理性、並びに当グループの経営者が実施した感応度分析の結果を含む。私たちの作業の全体にわたって、私たちは事業部門長へのインタビューを実施し、データ及びその他の利用可能な情報と対比するために著名な外部情報源を使用した。
- ▶ 適用される財務報告の規程に準拠した添付の連結財務書類に含まれる開示のレビュー。

収益認識。供給済であるが未請求の電力及びガス

説明 2017年度末時点で、当グループは連結損益計算書上、供給済であるが未請求の電力及びガスの売上高をそれぞれ1,021百万ユーロ及び433百万ユーロ計上している。これは、通常の検針日が連結財務書類上の年度末と一致しないことによる。これらの未請求売上高の評価は、当グループの経営者による一定の基準、判断及び仮定を必要とする一連の複雑な見積りに基づいている。

これらの未請求売上高を算定するために当グループの経営者が用いた基準及び仮定による主要な見積りは、次のとおりである。エネルギー消費、エネルギー・コスト、平均販売価格及び料金徴収コスト。

当グループの収益認識基準に関する情報及び未請求売上高の内訳は、添付の連結財務書類の、それぞれ注記3n) 及び13で開示されている。

私たちの対応 私たちの監査手続きには、特に以下が含まれている。

- ▶ 請求済売上高の見積りに使用される当グループの基準及び手続きに対する理解、関連する統制の有効性の検証を含む。
- ▶ 適用された仮定（消費、コスト、価格）の合理性を検証するために当グループのエネルギー残高を分析し、得られた結果を事業成績、過年度の実績、データ及び過去のトレンドと比較する。
- ▶ エネルギー消費のトレンド、コスト、平均価格及び料金徴収コストを含む分析的実証手続き、並びに関連する勘定科目との相関関係の分析を実施する。

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

説明 年度末時点で、当グループは総額725百万ユーロの訴訟、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を計上しているが、このうち701百万ユーロは非流動負債、24百万ユーロは流動負債として計上している。

当グループの経営者は、これらの引当金を評価するために一定の判断及び仮定を用い複雑な見積りを行っている。

私たちはこの評価の前提となる主要な仮定に対する複雑性、並びに当該仮定の変動が連結財政状態計算書及び連結損益計算書にどのように重大な影響を及ぼす可能性があったかにより、計上された引当金の金額的重要性を考慮し、当該事項は監査上の主要な事項と判断している。

これらの引当金について使用された認識及び評価の基準、並びにその性質に基づき流動負債及び非流動負債として認識されているこれらの引当金の内訳の開示は、それぞれ添付の連結財務書類に対する注記3.k)、17及び24に記載されている。

私たちの対応 私たちの監査手続きには、特に以下が含まれている。

- ▶ 引当金を見積るために当グループの経営者が適用したプロセスの理解、関連する統制の整備及び運用の評価を含む。
- ▶ 当グループの内部及び外部の法律顧問から確認状を入手する。
- ▶ リスク分析の合理性を分析するために私たちの内部法務専門家を関与させ、当グループの顧問が達した結論との比較を行い、必要とみなした場合にはこれらの顧問からの聞き取りを行う。
- ▶ 適用される財務報告の規程に準拠した連結財務書類に含まれる開示のレビュー。

ITシステムの変更

説明 当グループのITシステムには、グループの多様な業務に欠くことができず、また、財務情報の取扱い及び生成の基礎となる複雑なITアプリケーションが組み込まれている。2017年に、システムの統合及び標準化を進めることを目的として、ITアプリケーション・マップを最適化するための変更が実施された。ITの変更プロセスは、その取引の会計処理及び財務情報の表示への影響により、私たちの監査に関連性を持つ。

私たちの対応 私たちの監査手続きには、特にIT専門家と共同で行われる以下が含まれている。

- ▶ 私たちは、アプリケーション・マップの変更及びその影響を受けるプロセスについて明確に理解するために、財務情報の取得と取扱いへの影響に関連する事項に特段の注意を払い、当グループの経営者と対話した。
- ▶ 私たちは、この新しいアプリケーションへの財務データの的確な移行を検証するための手続きを実施した。
- ▶ 私たちは、当グループの経営者がITシステムに関して確立した、アクセス及びアプリケーションの変更、関連するアプリケーションの自動制御並びに当該変更プロセスの結果として特定されたリスクを軽減するためのその他の統制を含む、全般的統制の設計と有効性を評価する手続きを実施した。

その他の情報：連結経営報告書

その他の情報は、2017年度連結経営報告書のみを参照しており、この報告書は親会社の取締役の責任により作成されており、連結財務書類の不可欠の一部ではない。

私たちの連結財務書類に関する監査意見は、連結経営報告書を監査対象範囲とはしていない。連結経営報告書に含まれている情報に対する私たちの責任は、適用される監査基準で定義されており、これは2つのレベルに責任を区別している。

- a) 非財務情報書類及びコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる一定の情報に適用される具体的な責任のレベルは監査に関する法律第22/2015号第35.2b)条に定められており、この責任のレベルでは、当該情報が連結経営報告書に含まれているか、あるいは該当する場合には、連結経営報告書が適用される規則で規定されているように、別途の非財務報告書への対応する参照を含んでいる旨を私たちが検証すること、そしてこうした事実がない場合には、その旨を開示することのみを求められている。
- b) 連結経営報告書に含まれているその他の情報に適用される全般的な責任のレベルは、私たちが監査中に得た当グループに関する知識で、監査証拠以外から得た情報を除く知識に基づいて、連結財務書類における当該情報の一貫性を評価し報告することを求めている。さらに私たちは、連結経営報告書のこの部分の内容及び表示が、適用される規則に準拠しているかを評価し、報告することを求められている。遂行された作業に基づいて、重要な虚偽記載があると結論した場合には、私たちはそれらの虚偽記載を開示することが求められる。

上記のように、実施した作業に基づいて、私たちは上記のパラグラフa)で言及された情報が連結経営報告書で提供されていること、連結経営報告書に記載されているその他の情報は2017年度の連結財務書類で提供されている情報と一貫していること、並びに、連結経営報告書の内容及び表示は適用される規則に準拠していることを検証した。

連結財務書類に対する親会社の取締役並びに監査及びコンプライアンス委員会の責任

親会社の取締役の責任は、連結財務書類がIFRS-EU及びスペインにおいて当グループに適用される規制上の枠組みにおける他の規定に従い、当グループの株主持分、財政状態及び連結業績を適正に表示するように添付の連結財務書類を作成することにある。これには並、不正又は誤謬による重要な虚偽表示がない連結財務書類の作成を可能にするために取締役会が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

連結財務書類の作成において、親会社の取締役は、当グループの継続企業として存続する能力を評価する責任を有し、適宜、継続企業に関連する事項を開示し、親会社の取締役が当グループを清算するもしくはグループの業務を停止する意図を有している場合、あるいはそれ以外に現実的な代替案がない場合のいずれかである場合を除き、継続企業を前提とした会計処理を適用する責任を有する。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会は、当グループの財務報告プロセスを監視する責任を有する。

連結財務書類の監査に対する監査人の責任

私たちの目的は、連結財務書類全体として不正又は誤謬による重要な虚偽記載がないかどうかについて合理的な保証を得て、及び私たちの意見を含んだ監査報告書を発行することである。

合理的な保証とは、高水準の保証ではあるものの、スペインで適用される監査基準に準拠して実施された監査が、重要な虚偽表示が存在する場合に常にそれを検知することを保証するものではない。虚偽表示は不正又は誤謬から発生する可能性があり、個別又は合計で重要とみなされる場合には、これらの虚偽表示が、これらの連結財務書類に基づいて行われた財務書類利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすことが合理的に見込まれるおそれがある。

スペインにおいて適用される監査基準に準拠した監査の一環として、私たちは監査全体を通じて職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を維持している。私たちはまた、

- ▶ 不正又は誤謬による連結財務書類の重要な虚偽記載のリスクを特定及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続きを設計及び実施し、監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の脱漏、虚偽の陳述又は内部統制の無効化が関与する可能性があるため、不正による重要な虚偽記載を検知できないリスクは、誤謬による重要な虚偽記載を検知できないリスクよりも高い。
- ▶ 状況に応じた適切な監査手続きを立案するために監査に関連し内部統制に対する理解を行うが、これは当グループの内部統制の有効性について意見を表明することを目的とするものではない。

- ▶ 採用された会計方針の適切性並びに親会社の取締役による会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。
- ▶ 親会社の取締役による継続企業を前提とした会計基準の適用の適切性について判断を下し、また入手した監査証拠に基づいて、当グループが継続企業として存続する能力に重大な疑念を生じる可能性のある事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかについて判断を下す。重要な不確実性が存在すると判断した場合、私たちは監査報告書上で連結財務書類における関連する開示に対して協調事項を付すことを求められ、当該開示が不十分な場合には、監査意見を限定することを求められる。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づく。しかし、将来の事象又は状況により、当グループが継続企業として存続しなくなる可能性はある。
- ▶ 開示を含む連結財務書類全体に対する表示、構成及び内容、並びに、連結財務書類が適正な表示を達成するような方法で基礎となる取引及び事象を表しているかを評価する。
- ▶ 連結財務書類に対する意見を表明するために、グループ内の事業体又は事業活動の財務情報に関して、十分かつ適切な監査証拠を入手する。私たちは、グループの監査の指示、監督及び実行について責任を有している。私たちは、監査意見について単独で責任を有する。

私たちは、特に計画した監査の範囲及びその実施時期並びに、監査中に特定した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項に関して、親会社の監査及びコンプライアンス委員会との間でコミュニケーションを持つ。

私たちはまた、親会社の監査及びコンプライアンス委員会に、私たちが、独立性に関連する要件を含め、適用される職業倫理要件並びに、私たちの独立性に影響すると合理的に考えられるすべての事項及び該当する場合に関連する予防措置を伝達する要件を遵守している旨の陳述を行っている。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会との連絡事項から、私たちは当該期間の連結財務書類において最も重要な事項であり、そのため監査上の主要な事項である事項を決定する。

私たちは、法又は規則によりこれらに事項に関する一般への開示が妨げられない限り、これらに事項を監査報告書上で記述する。

その他の法的及び規制上の要件に係る報告

親会社の監査及びコンプライアンス委員会への追加報告書

本監査報告書において表明された意見は、2018年2月26日に親会社の監査及びコンプライアンス委員会に対して発行した追加報告書と一貫している。

業務契約の期間

2017年4月26日に開催された年次株主総会で、私たちは2017年12月31日に終了した年度から3年間、監査人として指名された。

それ以前、私たちは株主により3年間にわたり監査人として指名されており、2011年1月1日から継続して財務書類の監査を遂行している。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ

(スペイン語の原文に署名)

ホセ・アグスティン・リコ・オルカホ

2018年2月26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 26, 2018 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 Horcajo

Partner

May 18, 2018

[前へ](#)

[次へ](#)

**Informe de Auditoría de Cuentas Anuales Consolidadas
emitido por un Auditor 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 2017

INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS EMITIDO POR UN AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Accionistas de
ENDESA, S.A.

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de ENDESA, S.A. (la Sociedad dominante) y sus Sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera consolidado a 31 de diciembre de 2017, 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.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2017, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

Deterioro de valor de activos no financieros

Descripción Al cierre del ejercicio 2017, el Grupo tiene registrado en el activo no corriente inmovilizado material por un importe de 21.727 millones de euros, activo intangible por un importe de 1.196 millones de euros y un fondo de comercio por un importe de 459 millones de euros.

El valor recuperable de estos activos está condicionado a la existencia de posibles deterioros, cuya determinación depende del resultado de estimaciones complejas que requieren la aplicación de criterios, juicios e hipótesis por parte de la Dirección del Grupo. Hemos considerado esta materia una cuestión clave de nuestra auditoría por la significatividad de los importes y por la complejidad inherente a la asignación de valor a las hipótesis clave consideradas y a la variación de tales asunciones.

Las principales asunciones sobre las que el Grupo aplica criterios e hipótesis son las siguientes: evolución de la demanda de energía eléctrica y de la demanda de gas, medidas regulatorias, hidráulicidad y eolicidad media, capacidad instalada, determinación del “mix” de producción, precios de venta y compra de energía, precios de comercialización de la electricidad y del gas, costes de combustibles, costes fijos, tasas de descuento y tasas de crecimiento.

La información relativa a los criterios aplicados por la Dirección del Grupo y las principales hipótesis utilizadas en la determinación de los deterioros de valor de los activos no financieros se encuentra recogida en la Nota 3.e) de la memoria consolidada adjunta.

Nuestra respuesta

Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes:

- ▶ Entendimiento de los procesos establecidos por la Dirección del Grupo en la determinación de los deterioros de valor de los activos no financieros, incluyendo la evaluación del diseño e implementación de los controles relevantes.
- ▶ La revisión del modelo utilizado por la Dirección del Grupo, en colaboración con nuestros especialistas de valoraciones, cubriendo, en particular, la coherencia matemática del modelo, la razonabilidad de los flujos de caja proyectados, de las tasas de descuento y de las tasas de crecimiento a largo plazo, así como de los resultados de los análisis de sensibilidades realizados por la Dirección del Grupo. En la realización de nuestra revisión hemos mantenido entrevistas con los responsables de los negocios y utilizado fuentes externas reconocidas para el contraste de datos y otra información disponible.
- ▶ La revisión de los desgloses incluidos en la memoria consolidada del ejercicio de conformidad con el marco normativo de información aplicable.

Reconocimiento de ingresos. Ventas de electricidad y gas suministrados y no facturados

Descripción Al cierre del ejercicio 2017, el Grupo tiene registrados en el estado del resultado consolidado 1.021 millones de euros y 433 millones de euros correspondientes a ventas de electricidad y gas, respectivamente, que han sido suministrados pero se encuentran pendientes de facturar como consecuencia de la no coincidencia del período habitual de lectura de contadores con el cierre de las cuentas anuales del ejercicio. La valoración de estas ventas no facturadas se basa en una serie de estimaciones complejas que requieren la aplicación de determinados criterios, juicios e hipótesis por parte de la Dirección del Grupo.

Las principales estimaciones sobre las que la Dirección del Grupo aplica criterios e hipótesis para determinar estas ventas no facturadas son las siguientes: consumos de energía, costes de energía, precios medios de venta y coste de los peajes.

La información relativa al criterio de reconocimiento de ingresos del Grupo así como el detalle de las ventas pendientes de facturar se encuentra recogida en las Nota 3.ñ) y 13, respectivamente, de la memoria consolidada adjunta.

Nuestra respuesta

Nuestros procedimientos de auditoria han incluido, entre otros, los siguientes:

- ▶ Entendimiento de los procesos establecidos por la Dirección del Grupo para la estimación de las ventas no facturadas, incluyendo la verificación de la efectividad de los controles relevantes.
- ▶ Análisis de los balances de energía del Grupo, verificando la razonabilidad de las hipótesis aplicadas (consumos, costes, precios), contrastando los resultados obtenidos con la evolución del negocio, con la experiencia de ejercicios anteriores y los datos y tendencias históricas.
- ▶ Realización de procedimientos analíticos sustantivos consistentes en una revisión de la evolución de los consumos de energía, costes de energía, precios medios y coste de los peajes así como un análisis de correlaciones entre las cuentas asociadas.

Provisiones para litigios, indemnizaciones y otras obligaciones legales o contractuales

Descripción Al cierre del ejercicio 2017, el Grupo tiene registradas Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales por un importe total de 725 millones de euros, de los cuales 701 millones de euros figuran registradas en el largo plazo y 24 millones de euros en el corto plazo.

La valoración de estas provisiones requiere la realización, por parte de la Dirección del Grupo, de estimaciones complejas así como la aplicación de determinados juicios e hipótesis.

Hemos considerado esta materia una cuestión clave de nuestra auditoría debido a que la complejidad relativa a la asignación de valor a las hipótesis clave consideradas y la variación de tales asunciones podría tener un impacto significativo en el estado de situación financiera consolidado y en el estado del resultado consolidado, considerando la significatividad de los importes de las provisiones registradas.

Los desgloses relacionados con los criterios de registro y valoración de estas provisiones, así como el detalle de dichas provisiones según su naturaleza que figuran registradas en el largo y en el corto plazo, se encuentran recogidos, respectivamente, en las Notas 3.k), 17 y 24 de la memoria consolidada adjunta.

**Nuestra
respuesta**

Nuestros procedimientos de auditoria han incluido, entre otros, los siguientes:

- ▶ Entendimiento de los procesos establecidos por la Dirección del Grupo para la estimación de las provisiones, incluyendo la evaluación del diseño e implementación de los controles relevantes.
- ▶ Obtención de confirmaciones de asesores legales internos y externos del Grupo.
- ▶ Involucración de nuestros especialistas legales internos para el análisis de la razonabilidad de las conclusiones alcanzadas por la Dirección del Grupo.
- ▶ La revisión de los desgloses incluidos en la memoria consolidada del ejercicio de conformidad con el marco normativo de información financiera aplicable.

Cambios en los sistemas de información

Descripción El sistema de información del Grupo está integrado por un conjunto de aplicaciones informáticas complejas esenciales en la diversa operativa del Grupo y fundamentales en el tratamiento y generación de la información financiera. Durante el ejercicio 2017, se ha llevado a cabo un proceso de transformación y optimización del mapa de aplicaciones informáticas dirigido a conseguir una mayor integración y homogeneización de los sistemas. Este proceso de transformación del sistema de información es relevante en nuestra auditoría por su impacto en el registro de las transacciones y en la presentación de la información financiera.

**Nuestra
respuesta**

En colaboración con nuestros especialistas en sistemas de información nuestros procedimientos de auditoria han incluido, entre otros, los siguientes:

- ▶ Hemos mantenido conversaciones con la Dirección del Grupo para obtener un entendimiento de las modificaciones efectuadas en el mapa de aplicaciones y de los procesos afectados, con especial atención en aquellos que impactan de manera destacable en la obtención y tratamiento de la información financiera.
- ▶ Hemos realizado procedimientos de verificación de la correcta migración de los datos financieros a las nuevas aplicaciones.
- ▶ Hemos realizado procedimientos para evaluar el diseño y efectividad de los controles generales establecidos por la Dirección del Grupo sobre los sistemas de información, incluyendo los controles sobre accesos y sobre cambios en las aplicaciones, de los controles automáticos relevantes de las aplicaciones y de aquellos otros controles que mitigan los riesgos identificados consecuencia del proceso de transformación.

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2017, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado se encuentra definida en la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, que establece dos niveles diferenciados sobre la misma:

- a) Un nivel específico que resulta de aplicación al estado de la información no financiera, así como a determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, según se define en el art. 35.2. b) de la Ley 22/2015, de Auditoría de Cuentas, que consiste en comprobar únicamente que la citada información se ha facilitado en el informe de gestión o, en su caso, que se haya incorporado en éste la referencia correspondiente al informe separado sobre la información no financiera en la forma prevista en la normativa y, en caso contrario, a informar sobre ello.
- b) Un nivel general aplicable al resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado, que consiste en evaluar e informar sobre la concordancia de la citada información con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas y sin incluir información distinta de la obtenida como evidencia durante la misma, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en el informe de gestión consolidado y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales del ejercicio 2017 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

Responsabilidad de los Administradores de la Sociedad dominante y del Comité de Auditoría y Cumplimiento 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 del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE 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.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los Administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los citados Administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- ▶ Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- ▶ Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar 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 del Grupo.
- ▶ Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los Administradores de la Sociedad dominante.
- ▶ Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los Administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- ▶ Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.
- ▶ Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables, incluidos los de independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

Informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante de fecha 26 de febrero de 2018.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2017 nos nombró como auditores del Grupo por un periodo de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General de Accionistas para el periodo de 3 años y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011.

ERNST & YOUNG, S.L.

(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores
de Cuentas con el N° S0530)

José Agustín Rico Horcajo

(Inscrito en el Registro Oficial de Auditores
de Cuentas con el N° 21920)

26 de febrero de 2018

[前へ](#)