

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 sobrecoste derivado de normativas autonómicas o locales específicas no será sufragado por la tarifa eléctrica.
- El cobro de la retribución de las instalaciones puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2, reconociéndose un coste financiero.
- Se establecen mecanismos de control de la inversión. Así, se limita el volumen máximo de inversión autorizado a un total para el sector del 0,13% del Producto Interior Bruto (PIB). Las empresas distribuidoras presentarán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico 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 sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado. Además, se minorará el volumen de inversión en caso de incumplimiento de los planes previstos y se establece la posibilidad de adelantar la construcción de una instalación, siempre que ésta estuviera prevista y que no sea a cargo del Sistema.

El esquema establecido en este Real Decreto será de aplicación una vez se inicie el primer 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 Edistribución Redes Digitales, S.L.U. Con fecha 15 de septiembre de 2017 se publicó 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 notificó el Trámite de Audiencia de la Orden del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se inició el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio.

Por otro lado, en el mes de diciembre de 2017, el entonces Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital inició 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 Edistribución Redes Digitales, S.L.U.

En relación con la retribución de la actividad de distribución para los ejercicios 2018 y 2019, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas está pendiente de iniciarse la tramitación de la correspondiente Orden Ministerial.

Conforme con el Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, la metodología de la retribución desde 2020 será establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2019 se describen en las Notas 18.1.1 y 24.

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 Ibérica, debido a las especificidades de estos Sistemas.

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 el régimen retributivo adicional o primado a nuevas instalaciones en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), 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. 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.

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.

Asimismo, de acuerdo con la habilitación de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado (PGE) para el año, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, que prevé el otorgamiento del régimen retributivo adicional para determinadas instalaciones en Gran Canaria, Tenerife y Menorca, en relación con las inversiones que han de ser acometidas para el cumplimiento de la normativa ambiental aplicable (véanse Notas 3e.4, 6.4, 9 y 28).

Con fecha 28 de diciembre de 2019, se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se revisan los parámetros técnicos y económicos de retribución de los grupos de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) para el siguiente periodo regulatorio (2020-2025). Esta orden fija los nuevos valores que serán de aplicación en el segundo periodo regulatorio (2020-2025) para los distintos parámetros técnicos y económicos de los grupos que determinan la retribución de los grupos de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP), aplicando la metodología ya recogida en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Esta Orden contempla igualmente, en relación con los precios de combustibles, que antes de 3 meses, se revisarán por Orden Ministerial los precios de producto y logística, con efectos desde el 1 de enero de 2020. En este sentido, con fecha 20 de febrero de 2020, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha iniciado la tramitación de una propuesta de Orden por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible para las instalaciones de producción de los Territorios No Peninsulares (TNP), con efectos desde 1 de enero de 2020.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2019 se describen en las Notas 18.1.1 y 24.

Producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aprobó 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 anualmente. 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 semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

Con fecha 10 de enero de 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha iniciado la tramitación de una propuesta de Orden por la que se actualizan para el segundo periodo regulatorio (2020-2025) los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, con efectos desde el 1 de enero de 2020.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2019 se describen en las Notas 18.1.1 y 24.

Subasta de renovables.

Con fecha 1 de abril de 2017 se publicó 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 fue 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), fue adjudicataria de una potencia de 540 MW eólicos (véanse Notas 2.3.1 y 6.2).

Adicionalmente, con fecha 17 de junio de 2017 se publicó 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), fue adjudicataria de una potencia de 339 MW fotovoltaicos (véanse Notas 2.3.1 y 6.2).

Subastas renovables en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Con fecha 25 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica situadas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), cofinanciadas con fondos del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

Con fecha 27 de diciembre de 2018 el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) aprobó una Resolución con la convocatoria de subastas de ayudas a la inversión en instalaciones eólicas en el territorio de Canarias con una dotación de 80 millones de euros y por una potencia máxima de 217 MW. Con fecha 27 de junio de 2019 se ha publicado la Resolución definitiva, habiendo sido ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), adjudicataria de una potencia de 16,1 MW eólicos. El plazo máximo para la instalación y puesta en marcha de las instalaciones de energía renovable establecido en la Resolución es el 30 de junio de 2022.

Asimismo, con fecha 27 de marzo de 2019, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha aprobado una Resolución con la convocatoria de subastas de ayudas a la inversión en instalaciones fotovoltaicas en el territorio de Baleares con una dotación de 40 millones de euros. Con fecha 28 de noviembre de 2019 se ha publicado la Resolución definitiva de esta subasta, habiendo sido ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), adjudicataria de una potencia de 72,4 MW fotovoltaicos. El plazo máximo para la instalación y puesta en marcha de las instalaciones de energía renovable establecido en la Resolución es el 30 de diciembre de 2022 (véase Nota 2.3.1).

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.

Con fecha 6 de octubre de 2018 se publicó el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, que ha modificado determinados aspectos sobre la regulación del autoconsumo.

Con fecha 6 de abril de 2019 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Entre otros, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, contempla los siguientes aspectos:

 Junto con el autoconsumo individual conectado a una red interior, se incluye la figura del autoconsumo colectivo, de modo que varios consumidores puedan asociarse a una misma planta de generación (por ejemplo, en comunidades de propietarios o entre empresas o industrias ubicadas en una misma localización).



- Se define igualmente el concepto de "instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas", que permite realizar el autoconsumo tanto con instalaciones de generación situadas en la misma vivienda (situación actual), como en otras que estén ubicadas en las proximidades.
- Se introduce un mecanismo simplificado de compensación de excedentes (energía generada por instalaciones de autoconsumo y que el usuario no consume instantáneamente) para instalaciones con una potencia no superior a 100 kW y siempre que produzcan electricidad a partir de energía de origen renovable. En este caso, no será necesario, para obtener compensación, constituirse como productor de energía, siendo la comercializadora quien compensará al usuario por la energía excedentaria en cada factura mensual, compensación que puede llegar hasta el 100% de la energía consumida en ese mes.
- En el caso del autoconsumo colectivo y de proximidad, se contempla el reparto de la energía entre los consumidores asociados en proporción a la potencia contratada, conteniendo el Real Decreto la posibilidad de desarrollar métodos de coeficientes de reparto dinámicos, de modo que un consumidor pueda aprovechar los excedentes de otro consumidor asociado si éste no está consumiendo su parte proporcional.
- Se simplifican los trámites administrativos para todos los usuarios, especialmente para los pequeños autoconsumidores (instalaciones de hasta 15 kW o de hasta 100 kW, en caso de autoconsumo sin excedentes). También se simplifican las configuraciones de medida para que, en la mayoría de los casos, baste con un solo contador en el punto frontera con la red de distribución.
- Finalmente, se establece un sistema de seguimiento de la implantación de estas instalaciones para controlar su incidencia sobre la operación del Sistema, y permitir su integración progresiva en condiciones de seguridad.

Canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica.

Con fecha 10 de junio de 2017 se publicó 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 publicó 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 modificó la retribución del servicio de disponibilidad, prorrogando el servicio de disponibilidad durante el primer semestre de 2018 y eliminando a las instalaciones hidroeléctricas del cobro de este servicio de disponibilidad durante dicho periodo.

La Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, suprimió el incentivo a la disponibilidad de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, en tanto no se revisen los mecanismos de capacidad para su adecuación a la normativa europea y al proceso de transición energética.

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 16.3).

Con fecha 3 de octubre de 2017 y 27 de diciembre de 2017 se publicaron, respectivamente, 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 (véase Nota 16.3).

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 establecía 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.

Con fecha 7 de octubre de 2017 se publicó 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).

Por otro lado, con fecha 7 de abril de 2018 se publicó la Orden ETU/361/2018, de 6 de abril, que modifica los formularios relativos a la solicitud del Bono Social contenidos en la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla 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. Adicionalmente, esta Orden amplió hasta el 8 de octubre de 2018 el plazo transitorio existente para que los consumidores de energía eléctrica que, a la fecha de entrada en vigor de la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, fueran beneficiarios del Bono Social, acreditasen la condición de consumidor vulnerable de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre. No obstante, y conforme al Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, si estos consumidores hubieran solicitado el Bono Social entre el 8 de octubre de 2018 y el 31 de diciembre de 2018, podrían beneficiarse del mismo desde el 8 de octubre de 2018.

La Orden TEC/1080/2019, de 23 de octubre, ha establecido el porcentaje de reparto de la financiación del Bono Social de 2019, siendo el porcentaje correspondiente a ENDESA, S.A. del 36,26%, frente al 37,15% anterior.



Con fecha 28 de enero de 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha iniciado el trámite de audiencia relativo a la propuesta de Orden que establece el reparto de financiación del Bono Social de 2020, siendo el porcentaje propuesto para ENDESA, S.A. del 35,57%.

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 déficits 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 titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular del 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 titulización 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 iniciasen desde 2014, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico estableció que los desajustes temporales que se produjesen serían 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.

Las liquidaciones definitivas de los años 2016, 2017 y 2018, aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), presentaron un superávit de 421 millones de euros, 150 millones de euros y 96 millones de euros, respectivamente.

La Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre de 2018, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, contempla en su artículo 7 que se destinará a cubrir el desajuste temporal que pudiera surgir en los años 2018 y 2019 el importe estrictamente necesario del superávit de ingresos del Sistema.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2019 se describen en la Nota 18.1.1.

Marco Estratégico de Energía y Clima.

La Unión Europea ha asumido un claro compromiso en la lucha contra el calentamiento global, fijando un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de, al menos, el 80% en 2050 vs 1990, definiendo metas y compromisos ambiciosos para todos los Estados miembros y subscribiendo el Acuerdo de París, cuyo objetivo es evitar el incremento de la temperatura media global del planeta por encima de los 2ºC respecto a los niveles preindustriales, así como promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5ºC.

La transposición de estos objetivos a la legislación española se encuentra en fase de tramitación, y en este sentido, con fecha 22 de febrero de 2019, el Ministerio para la Transición Ecológica (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) ha iniciado una consulta pública sobre el denominado Marco Estratégico de Energía y Clima, que contiene básicamente los siguientes documentos:



- Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética: Constituye el marco regulatorio e institucional para la puesta en marcha del compromiso de la Unión Europea de descarbonizar la economía a 2050, y del compromiso global del Acuerdo de París. En concreto, fijaría 2 sendas temporales: para 2030, un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de, al menos, un 20% con respecto a 1990, un objetivo de generación del 70% de la electricidad con fuentes renovables, y un objetivo de mejorar la eficiencia energética en, al menos, un 35% respecto al escenario tendencial; y para 2050, alcanzar la neutralidad climática y un Sistema Eléctrico que deberá ser ya 100% renovable. Además, el Anteproyecto recoge medidas concretas para llevar a cabo la consecución de estos objetivos, entre ellas: medidas de promoción de energías renovables; límites en la explotación de hidrocarburos restringiendo los subsidios a combustibles fósiles y revisando su fiscalidad; el impulso de la movilidad eléctrica; definición de indicadores de impactos y de adaptación al cambio climático; o la puesta en marcha de un marco de movilización de recursos económicos para la transición.
- Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030: Se trata del marco de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos por la Unión Europea. Asimismo, este Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) fija los hitos y pasos de cómo se va a realizar la transición hacia una modernización de la economía en su conjunto y contempla, entre otros, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 23% vs 1990, el despliegue renovable hasta un 42% sobre el uso final de energía del país (siendo el 74% para la generación eléctrica) y la mejora de la eficiencia energética del país en un 39,5%. Además, se recogen los esfuerzos que tienen que hacer todos los sectores a 2030 (energético, industrial, transporte, agricultura, residencial, residuos, así como las aportaciones de los sumideros naturales). El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 ha de ser aprobado por la Comisión Europea a través de un proceso estructurado de diálogo que culminará con la aprobación definitiva del Plan durante 2020.
- Estrategia de Transición Justa: El objetivo es optimizar las oportunidades de empleo de aquellos territorios cuya población se vea afectada por la transición hacia una economía baja en carbono.

Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética.

Con fecha 5 de abril de 2019 el Consejo de Ministros ha aprobado la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024, dando respuesta al mandato contenido en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

En este instrumento se definen los conceptos de pobreza energética y consumidor vulnerable, se realiza un diagnóstico de situación de la pobreza energética, incluida la implicación en salud, desarrollo personal, social e igualdad, se determinan ejes de actuación y se fijan objetivos de reducción.

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética parte de la necesidad de mantener y mejorar los sistemas prestacionales (Bono Social eléctrico y térmico) como instrumentos de transición que irán dando mayor protagonismo a medidas estructurales que busquen afrontar el problema de raíz y a largo plazo.

Para analizar y realizar un seguimiento adecuado de las diversas tipologías de pobreza energética, se adoptan como indicadores primarios oficiales los contemplados por el Observatorio Europeo contra la pobreza energética (gasto energético sobre ingresos, pobreza energética escondida, incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada y retraso en el pago de las facturas). Con la finalidad de mejorar el valor más bajo de la serie de dichos indicadores en 2008-2017, y mejorar la media de la Unión Europea, la Estrategia establece un objetivo de reducción mínimo respecto a 2017 del 25% en 2025, fijándose como meta a alcanzar una disminución del 50%.

El marco temporal de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética será de 5 años (2019-2024), y para su ejecución se prevé el desarrollo de planes operativos. Su gestión y seguimiento corresponderá al Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE).

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética establece 4 ejes de actuación que recogen 19 medidas concretas:

- Mejorar el conocimiento de la pobreza energética, a través de un estudio de detalle del gasto energético de los consumidores según la zona climática en que habiten, prestando atención, entre otros, a la presencia de menores en la vivienda. Anualmente el Gobierno actualizará los indicadores.
- Mejorar la respuesta respecto a la situación actual de la pobreza energética. Entre otros aspectos, se concluye que es preciso elaborar un nuevo Bono Social, fijándose las principales líneas que lo regirán:



será un Bono Social energético (para todos los suministros energéticos), deberá favorecerse la concesión directa por las administraciones (automatización) y deberán implementarse mecanismos de gestión coordinada entre las Administraciones Públicas implicadas. Se articulan igualmente respuestas extraordinarias, como la prohibición del corte de suministro, para situaciones meteorológicas extremas.

- Facilitar un cambio estructural mediante acciones a corto, medio y largo plazo, para la rehabilitación energética de viviendas y de sustitución de antiguos electrodomésticos y equipos por aparatos eficientes.
- Medidas de protección a los consumidores y de conciencia social. Entre otras actuaciones, se elaborará un protocolo de actuación para detectar situaciones de vulnerabilidad por parte de los profesionales de atención primaria, y se homogeneizará la gestión de información sobre prestaciones públicas buscando que esta información se incorpore a la ya existente tarjeta social universal. En el ámbito de la concienciación ciudadana, se desarrollarán acciones de comunicación sobre el uso de contadores inteligentes, sobre hábitos de consumo, ahorro energético y mejora de eficiencia y se establecerá un canal de comunicación permanente con los sujetos y colectivos interesados.

Declaración de Emergencia Climática.

Con fecha 21 de enero de 2020 el Consejo de Ministros ha aprobado el acuerdo de Declaración ante la Emergencia Climática y Ambiental en España comprometiéndose a adoptar 30 líneas de acción prioritarias para combatir el cambio climático con políticas transversales. Esta Declaración se realiza en respuesta al consenso generalizado de la comunidad científica que reclama acción urgente para salvaguardar el medioambiente, la salud y la seguridad de la ciudadanía.

En la Declaración, el Ejecutivo se compromete a ejecutar 5 de las citadas 30 medidas en los primeros 100 días de Gobierno:

- Remitir al Parlamento el Proyecto de Ley de Cambio Climático, que garantice alcanzar las emisiones netas cero no más tarde de 2050, promoviendo un Sistema Eléctrico 100% renovable, un parque de turismos y de vehículos comerciales con cero emisiones, un sistema agrario neutro en emisiones de dióxido de carbono (CO₂) equivalente, y un sistema fiscal, presupuestario y financiero compatibles con la necesaria descarbonización de la economía y de la sociedad.
- La definición de la senda de descarbonización a largo plazo para asegurar la neutralidad climática en 2050.
- Invertir en un país más seguro y menos vulnerable frente a los impactos y riesgos del cambio climático.
 En esta línea, se presentará el segundo Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático incluyendo el Sistema Nacional de Observación del Clima y la elaboración de un menú de indicadores de impacto.
- Reforzar los mecanismos de participación ya existentes con una Asamblea Ciudadana del Cambio Climático, que será paritaria e incluirá la participación de los jóvenes.
- Impulsar la transformación del modelo industrial y del sector servicios a través de Convenios de Transición Justa y de medidas de acompañamiento.

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 el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, 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 telemedida 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 disponían de un periodo de adaptación de los sistemas informáticos hasta el 1 de octubre de 2015.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se publicó 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 publicó la Orden Ministerial ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, 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, de 24 de marzo, publicada el 25 de marzo de 2017 y con fecha de entrada en vigor el día siguiente, se fijó 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 TEC/332/2019, de 20 de marzo, establece para ENDESA una aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética de 29 millones de euros correspondientes a las obligaciones del ejercicio 2019.

Durante el mes de diciembre de 2019 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico inició la tramitación de una propuesta de Orden que fija la aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para el año 2020, ascendiendo el importe propuesto para ENDESA a 24,7 millones de euros.



Tarifa eléctrica 2019.

Con fecha 22 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, que se mantienen sin cambios. Hay que señalar que esta Orden suprimió el incentivo a la disponibilidad de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, en tanto no se revisen los mecanismos de capacidad para su adecuación a la normativa europea y al proceso de transición energética.

Tarifa eléctrica 2020.

Con fecha 28 de diciembre de 2019 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2020, que se mantienen sin cambios hasta la entrada en vigor de los peajes que fije la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Con fecha 5 de octubre de 2018 el Consejo de Ministros aprobó el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) del 6 de octubre de 2018. Este Real Decreto Ley incluye un conjunto de medidas para, de forma urgente, ofrecer una mayor cobertura a los ciudadanos en situación de vulnerabilidad e incrementar la protección de los consumidores con medidas que permitirán ajustar mejor la tarifa al consumo. Asimismo, la norma adopta medidas para acelerar la transición hacia una economía descarbonizada basada en las energías renovables, impulsando la eficiencia energética y la movilidad eléctrica.

Un primer bloque contiene medidas de protección de los consumidores vulnerables. En este sentido, se amplía el colectivo de beneficiarios del Bono Social, incluyendo familias monoparentales, así como aquéllas con miembros dependientes en grado 2 ó 3, que no alcancen determinados umbrales de renta. Igualmente, se amplían los supuestos de prohibición de corte por impago a familias beneficiarias para las que los servicios sociales acrediten que cuenten con menores de 16 años, dependientes o discapacitados, siendo estos importes financiados por los sujetos obligados a financiar el Bono Social. Se amplían también los consumos máximos con derecho a descuento. Respecto a los beneficiarios del anterior Bono Social, cuyo plazo de renovación finalizaba el 8 de octubre de 2018, el Real Decreto Ley contempla que a aquellos que, cumpliendo los requisitos del nuevo Bono Social, lo solicitasen entre el 8 de octubre de 2018 y el 31 de diciembre de 2018, se les aplicaría con efectos desde el 8 de octubre de 2018. Finalmente, se crea un Bono Social térmico para calefacción, que será financiado por los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este Real Decreto Ley contempla la aprobación en 6 meses de una Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética. En este sentido, con fecha 19 de diciembre de 2018 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico inició una consulta pública al respecto.

Un segundo grupo de medidas está dirigido a la protección de los consumidores, incorporando entre otros aspectos una mayor flexibilidad en la contratación de potencia, así como la inclusión en la factura, por parte de los comercializadores, del importe que resultaría de aplicar tarifas con discriminación horaria.

Un tercer bloque de medidas está dirigido a impulsar el autoconsumo, simplificando las modalidades de autoconsumo y posibilitando el autoconsumo compartido, y eliminando la aplicación de cargos y peajes en el caso de energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos. Igualmente, el Real Decreto Ley contiene medidas de simplificación administrativa y técnica, especialmente para instalaciones de pequeña potencia. En desarrollo de lo establecido en el Real Decreto Ley, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha iniciado la tramitación de un Proyecto de Real Decreto.

Un cuarto bloque de medidas persigue impulsar la penetración de las energías renovables y la movilidad eléctrica. Así, al objeto de facilitar la entrada en funcionamiento de la potencia renovable adjudicada en las últimas subastas, se prorrogan hasta 31 de marzo de 2020 los permisos de acceso y conexión otorgados con anterioridad a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y que, de otra manera, caducaban el 31 de diciembre de 2018. En cuanto a la movilidad eléctrica, se elimina la figura del gestor de carga, para facilitar el despliegue de estos servicios.

Finalmente, el último bloque está compuesto por medidas asociadas a la fiscalidad de la energía, así como a la sostenibilidad del Sistema. Se suspendió, para el cuarto trimestre de 2018 y primer trimestre de 2019, el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, y se eliminó el impuesto especial sobre los hidrocarburos para generación eléctrica. Para garantizar en todo caso la sostenibilidad del Sistema Eléctrico, se incrementaron los ingresos que, procedentes de las subastas de derechos de emisión de dióxido de



carbono (CO₂), se destinan a cubrir costes del Sistema Eléctrico, y se habilitó a utilizar el superávit acumulado del Sistema Eléctrico a reducir desajustes de 2018 y 2019.

El Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, fue convalidado por el Congreso de los Diputados con fecha 18 de octubre de 2018, aprobándose por otro lado su tramitación como Proyecto de Ley.

Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Con fecha 12 de enero de 2019 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) este Real Decreto Ley, que tiene como finalidad adaptar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) al derecho comunitario, tras los requerimientos realizados por las autoridades comunitarias.

De acuerdo con este Real Decreto Ley, corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la aprobación, mediante Circulares, de aspectos tales como la estructura, metodología y los valores concretos de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de gas natural y electricidad, y a las plantas de gas natural licuado (GNL), la metodología y parámetros de la retribución del transporte y distribución de gas y electricidad, las plantas de gas natural licuado (GNL), el operador y el gestor técnico del Sistema Gasista, o la tasa de retribución de las actividades de transporte y distribución dentro del límite máximo que fije el Gobierno.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico aprobará una serie de orientaciones de política energética que deberá tener en consideración la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y que abarcarán aspectos tales como la seguridad de suministro, la sostenibilidad económica y financiera del Sistema, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el cambio climático, la gestión de la demanda, las elecciones de tecnologías futuras o el uso racional de la energía. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico tendrá el plazo de un mes para aprobar Circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que puedan incidir en temas de política energética, o versen sobre peajes, retribución de actividades reguladas, condiciones de acceso y conexión y normas de funcionamiento del Sistema Eléctrico y Gasista, existiendo, en caso de discrepancia, una Comisión de Cooperación para buscar el entendimiento.

Las nuevas funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2020 en todo caso. Por otro lado, los procedimientos que se hubieran iniciado con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto Ley, así como cualquier procedimiento que, con independencia del momento de su iniciación, se refiera a años anteriores a 2019, se sustanciarán conforme a la normativa previa.

El Real Decreto Ley modifica igualmente determinados aspectos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este sentido, en relación con la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución, cuya fijación corresponderá en virtud del Real Decreto Ley a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Gobierno fijará por ley un límite máximo a su valor, referenciado a las Obligaciones del Estado a 10 años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, más un diferencial a fijar en cada periodo regulatorio. Si al comienzo del nuevo periodo no se hubiera fijado el citado límite máximo, se entenderá prorrogado el límite máximo correspondiente al periodo anterior, y, en su defecto, será la tasa de retribución del periodo anterior.

En cuanto a la actividad de generación con régimen retributivo adicional en los Territorios No Peninsulares (TNP), la tasa de retribución financiera será fijada por el Gobierno. Esta tasa podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio, referenciada a las Obligaciones del Estado a 10 años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, más un diferencial a fijar por Ley en cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un nuevo periodo regulatorio no se hubiera determinado esta tasa de retribución financiera, se entenderá prorrogada la del periodo regulatorio anterior.

Finalmente, en relación con las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico, podrá modificarse en la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio el valor sobre el que girará la tasa de rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo, que se fijará legalmente.



Real Decreto Ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España.

Este Real Decreto Ley, publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 8 de diciembre, persigue fomentar la competitividad del sector industrial a través de acciones como la mejora de la productividad laboral, la reducción del coste energético o el refuerzo de la seguridad industrial. Entre otros aspectos, el Real Decreto Ley introduce la figura de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, ya existente en la normativa comunitaria, y anuncia la preparación de un Estatuto para los consumidores industriales electrointensivos, que recoja sus peculiaridades. Esta norma también contempla la extensión de vida por 2 años de determinadas instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.

Consulta pública sobre un proyecto de Real Decreto de metodología de cálculo de los cargos de los Sistemas Eléctrico y Gasista.

El Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, entre otros aspectos, establece que el Gobierno debe aprobar antes del 1 de enero de 2020 la metodología de cálculo de los cargos de los Sistemas Eléctrico y Gasista. Es por ello que en mayo de 2019 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha abierto una consulta pública previa para la elaboración del Real Decreto que establezca la metodología a aplicar para el cálculo de los cargos de los Sistemas Eléctrico y Gasista y su estructura, al objeto de recabar las opiniones de todos los agentes e interesados.

Esta metodología deberá establecer cuáles son las variables utilizadas para repartir los costes que han de ser cubiertos por los cargos, de tal manera que el reparto no resulte discriminatorio y responda a las políticas energéticas impulsadas por el Gobierno, es decir, impulsen la eficiencia, la electrificación de la economía y la transición energética justa.

Circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

De acuerdo con el Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) asumir una serie de competencias, entre las que se incluye la aprobación y fijación, mediante Circulares, de determinados aspectos normativos.

En este contexto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha llevado a cabo un proceso de consulta pública de distintas Circulares, siendo las más relevantes las siguientes, algunas de las cuales ya han sido aprobadas:

- Circular 2/2019, de 12 de noviembre, sobre la tasa de retribución financiera de electricidad y gas: Circular sobre la tasa de retribución financiera para el segundo periodo regulatorio (2020-2025), en el que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) establece un valor de 5,58% (6,003% para 2020) para las actividades de transporte y distribución de electricidad.
- Circular 3/2019, de 20 de noviembre, sobre el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la operación del Sistema: Circular relativa a las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de producción de electricidad y la gestión de la operación del Sistema, que tiene por finalidad establecer la regulación relativa a los mercados de energía en los distintos horizontes temporales (mercados a plazo, diario, intradiario, de balance y Resolución de congestiones del Sistema Eléctrico) y establecer las metodologías relativas a los aspectos técnicos de la operación del Sistema, todo ello garantizando la armonización progresiva y el acoplamiento a nivel europeo de los mercados de electricidad.
- Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de metodología de retribución de la distribución eléctrica: Circular sobre la metodología de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, que tiene por objeto establecer los parámetros, criterios y metodología de retribución de esta actividad en el siguiente periodo regulatorio. La propuesta de la Circular contempla una nueva fórmula retributiva, reagrupando algunas de las partidas del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y creando otras nuevas. Igualmente, se modifican determinados aspectos de los incentivos de pérdidas, calidad y fraude.
- Circular 3/2020, de 15 de enero, sobre la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Propuesta de Circular sobre la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, que tiene por objeto regular los procedimientos, plazos y criterios para la evaluación de la capacidad de acceso y el



otorgamiento de los permisos, mejorar la transparencia del proceso, así como otros aspectos relativos al control del grado de avance de los proyectos de modo que se asegure su culminación.

Comunicación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre el nivel de endeudamiento y capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas.

Con fecha 23 de octubre de 2019 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado la Comunicación 1/2019, por la que se definen un conjunto de ratios financieros para evaluar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas reguladas, proponiendo valores recomendados para dichos ratios, y creando un índice global de ratios que tendría incidencia sobre la retribución por debajo de determinados valores.

El ámbito de aplicación comprende las actividades de transporte y distribución de los sectores de electricidad y de gas. Adicionalmente, a los efectos del análisis de las operaciones de toma de participaciones, también podría aplicar a las empresas que realizan actividades en Territorios No Peninsulares (TNP) en el Sector Eléctrico, y a las empresas que realizan actividades en el sector de hidrocarburos.

Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre, de medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al Sistema Eléctrico y para dar respuesta al cese de actividad de centrales térmicas de generación.

Con fecha 23 de noviembre de 2019 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al Sistema Eléctrico (tasa retribución financiera), y por el que se da respuesta al rápido proceso de cese de actividad de centrales térmicas, con el objeto de impulsar la reactivación industrial de dichas zonas. Los aspectos más relevantes son:

- Se fija la rentabilidad razonable de instalaciones renovables, cogeneración y residuos en un valor de 7,09%, pudiendo aquellas instalaciones anteriores al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, mantener la tasa actual (7,398%) hasta 2031 si no han presentado arbitrajes, o renuncian a ellos.
- Se fija la tasa de retribución financiera para la actividad de producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) para el periodo 2020-2025, fijándose en un 5,58% (6,003% para 2020).
- Por otro lado, en relación con los procesos de cierre de las centrales de carbón o nucleares, la concesión de permisos de acceso y conexión podrá otorgarse valorando criterios medioambientales y sociales, además de los actuales requisitos técnicos y económicos. Del mismo modo, las concesiones de agua podrán otorgarse valorando criterios económicos, sociales y medioambientales, frente a las prelaciones actuales de la normativa.

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 una 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 con 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 Gasista. 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 2019.

Con fecha 22 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de gas para el año 2019, que se mantienen sin cambios, y el 28 de diciembre de 2018 se publicó la Resolución, de 26 de diciembre, por la que se publican las Tarifas de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar desde el 1 de enero de 2019, resultando una reducción media de aproximadamente un 4%, por la minoración del coste de la materia prima.

Con fecha 30 de marzo de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 22 de marzo de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que establece la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar desde el 1 de abril de 2019, que según se trate de la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1) o Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2), resulta una reducción media respecto al periodo anterior entre un 5,2% y 6,6% debido a la reducción del coste de la materia prima.

Tarifa de gas natural 2020.

Con fecha 28 de diciembre de 2019 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de gas para el año 2020, que se mantienen sin cambios, y el 30 de diciembre de 2019 se ha publicado la Resolución, de 23 de diciembre, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que establece la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar desde el 1 de enero de 2020, resultando una reducción media del 3,3% y del 4,2% según se trate de la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1) o Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2), respectivamente, por la minoración del coste de la materia prima.

5. Adquisiciones societarias y combinaciones de negocios.

5.1. Operaciones societarias en el negocio de renovables.

Ejercicio 2019.

Durante el ejercicio 2019 se han formalizado las siguientes adquisiciones societarias (véanse Notas 2.3.1 y 8):

	Fecha de Adquisición	Tecnología	Participación a 31 de Diciembre de 2019 (%)	Participación a 31 de Diciembre de 2018 (%)
			Control	Control
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor, S.L.U.	5 de marzo de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Baleares Energy, S.L.U.	28 de mayo de 2019	Fotovoltaica	100,00	
Baikal Enterprise, S.L.U.	28 de mayo de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Renovables La Pedrera, S.L.U.	30 de septiembre de 2019	Eólica	100,00	-
Renovables Mediavilla, S.L.U.	30 de septiembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Dehesa PV Farm 03, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	
Dehesa PV Farm 04, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	
Emintegral Cycle, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	
Envatios Promoción I, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	
Envatios Promoción II, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	
Envatios Promoción III, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Envatios Promoción XX, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Fotovoltaica Yunclillos, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Olivum PV Farm 01, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Pampinus PV Farm 01, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Torrepalma Energy, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Xaloc Solar, S.L.U.	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-
Bogaris PV1, S.L.U.	27 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	-

El precio acordado para el conjunto de las mencionadas operaciones ha ascendido a 40 millones de euros, siendo la salida neta de efectivo de 37 millones de euros (véase Nota 32.2).



A través de la adquisición de proyectos eólicos y fotovoltaicos en desarrollo, ENDESA reforzará su presencia en el mercado ibérico de generación ampliando la cartera de activos de naturaleza renovable en su "mix" de producción.

La adquisición de estas sociedades ha supuesto un registro en el epígrafe "Activo Intangible" del Estado de Situación Financiera Consolidado por importe de 40 millones de euros, correspondiente prácticamente en su totalidad al valor de licencias para el desarrollo de los proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas, que será traspasado al epígrafe "Inmovilizado Material" del Estado de Situación Financiera Consolidado en el momento en que se inicie la construcción de las instalaciones de energía renovable (véase Nota 8).

Las sociedades adquiridas se encuentran en fase de tramitación de 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.

Ejercicio 2018.

Durante el ejercicio 2018 se formalizaron las siguientes adquisiciones societarias (véanse Notas 2.3.1 y 6.2):

	Fecha de Adquisición	Tecnología	Fase	Participación a 31 de Diciembre de 2019 (%)	Participación a 31 de Diciembre de 2018 (%)
				Control	Control
Valdecaballero Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Fotovoltaica	Explotación	100,00	100,00
Navalvillar Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Fotovoltaica	Explotación	100,00	100,00
Castiblanco Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Fotovoltaica	Explotación	100,00	100,00
Parque Eólico Muniesa, S.L.U.	12 de enero de 2018	Eólica	Explotación	100,00	100,00
Parque Eólico Farlán, S.L.U.	12 de enero de 2018	Eólica	Explotación	100,00	100,00
Aranort Desarrollos, S.L.U.	19 de enero de 2018	Eólica	Construcción	100,00	100,00
Bosa del Ebro, S.L.	21 de febrero de 2018	Eólica	Construcción	51,00	51,00
Tauste Energía Distribuida, S.L.	23 de marzo de 2018	Eólica	Explotación	51,00	51,00
Eólica del Cierzo, S.L.U.	23 de marzo de 2018	Eólica	Construcción	100,00	100,00
San Francisco de Borja, S.A.	23 de marzo de 2018	Eólica	Construcción	66,67	66,67
Energía Eólica Alto del Llano, S.L.U.	11 de mayo de 2018	Eólica	Construcción	100,00	100,00
Sistemas Energéticos Campoliva, S.A.U.	17 de julio de 2018	Eólica	Explotación	100,00	100,00
Sistemas Energéticos Sierra del Carazo, S.L.U.	18 de diciembre de 2018	Eólica	Explotación	100,00	100,00
Sistemas Energéticos Alcohujate, S.A.U.	18 de diciembre de 2018	Eólica	Explotación	100,00	100,00

El precio acordado para el conjunto de las sociedades adquiridas ascendió a un importe de 5 millones de euros (véase Nota 32.2).

ENDESA contabilizó la adquisición de estas sociedades como una combinación de negocios y, de la aplicación del método de adquisición, se procedió 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 razonable, en las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Mil	lones	de	Euros

	Notas —	Valor Razonable 2018
Activo no Corriente		8
Inmovilizado Material	6	8
Activo Corriente		1
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		1
TOTAL ACTIVO		9
Pasivo no Corriente		1
Pasivos por Impuesto Diferido	21.2	1
Pasivo Corriente		3
Deuda Financiera Corriente		3 (1)
TOTAL PASIVO		4
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		5

⁽¹⁾ Incluye deudas con Empresas del Grupo y Asociadas por importe de 3 millones de euros.



En el ejercicio 2019, la aportación de las sociedades que han finalizado la construcción de las instalaciones de producción de energía eléctrica y han entrado en fase de explotación al Resultado Consolidado ha sido como sigue:

Millones de Euros	
	2019
Ingresos Ordinarios	4
Resultados Después de Impuestos	-

El resto de las sociedades adquiridas han finalizado la fase de tramitación de los permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos y se encuentran en la fase de construcción de las instalaciones de energía, no habiendo generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición.

Durante el ejercicio 2019 el importe de las inversiones brutas realizadas por dichas sociedades ha ascendido a 321 millones de euros (127 millones de euros en el ejercicio 2018) (véase Nota 6.2).

5.2. Parques Eólicos Gestinver, S.L.U.

Con fecha 3 de abril de 2018 se formalizó, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), la adquisición del 100% del capital social de las sociedades Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. y su participada al 100%, Parques Eólicos Gestinver Gestión, S.L.U., por un importe de 42 millones de euros.

Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. cuenta con una potencia eólica instalada de 132 MW, distribuidos en 5 parques eólicos situados en las Comunidades Autónomas de Galicia y Cataluña.

A través de esta adquisición ENDESA reforzó su presencia en el mercado ibérico de generación ampliando la cartera de activos de naturaleza renovable en su "mix" de producción.

La salida neta de efectivo originada por la adquisición de Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. fue la siguiente:

Millones de Euros		
	Notas	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	-	(12)
Importe Neto Pagado en Efectivo (1) (2)		57
TOTAL	32.2	45

Los costes de la adquisición registrados en el epígrafe "Otros Gastos Fijos de Explotación" del Estado del Resultado Consolidado fueron de 1 millón de euros.
 Del importe total, 42 millones de euros correspondieron al precio de la participación en dicha sociedad y 15 millones de euros a la deuda subordinada que la sociedad mantenía con los antiquos socios.

El precio de compra se asignó, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

	Notas	Valor Razonable
Activo no Corriente		181
Inmovilizado Material	6	139
Activo Intangible	8	34
Activos por Impuesto Diferido	21.1	8
Activo Corriente		19
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		5
Activos Financieros Corrientes		2
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		12
TOTAL ACTIVO		200
Pasivo no Corriente		140
Provisiones no Corrientes	16.3	1
Deuda Financiera no Corriente (1)	17.1	130
Pasivos por Impuesto Diferido	21.2	9
Pasivo Corriente		18
Deuda Financiera Corriente	17.1	12
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		6
TOTAL PASIVO		158
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		42

⁽¹⁾ Incluye deudas con entidades de crédito por importe de 104 millones de euros (véase Nota 17.1), derivados por importe de 11 millones de euros y deudas con Empresas del Grupo y Asociadas por importe de 15 millones de euros.



En la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos se tuvieron en consideración referencias de mercado y métodos de valoración de general aceptación basados en el enfoque de ingresos estimándose los flujos de caja esperados de los proyectos de la sociedad de acuerdo al régimen retributivo vigente en la fecha de adquisición.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. determinaron la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3o.

La aportación de la sociedad adquirida al Resultado Consolidado fue como sigue:

Millones de Euros		
	3 de Abril de 2018 – 31 de Diciembre de 2018 (1)	2018 (2)
Ingresos Ordinarios	19	27
Resultados Después de Impuestos	4	6

⁽¹⁾ Desde la fecha de adquisición.

5.3. Eólica del Principado, S.A.U.

Con fecha 22 de mayo de 2018 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) adquirió el 60,0% del capital social de Eólica del Principado, S.A.U., sociedad cuya actividad consiste en la generación de electricidad mediante tecnología renovable eólica, y sobre la que previamente mantenía una participación del 40,0% (véanse Notas 2.3.1 y 2.4).

Como resultado de dicha transacción ENDESA tomó el control de Eólica del Principado, S.A.U. frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha.

La salida neta de efectivo originada por la adquisición de Eólica del Principado, S.A.U. ascendió a un importe inferior a 1 millón de euros (véase Nota 32.2).

El precio de compra se asignó, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de Eólica del Principado, S.A.U. en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

	Notas	Valor Razonable
Activo no Corriente		
Inmovilizado Material	6	
TOTAL ACTIVO		
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		

La aportación de la sociedad adquirida al Resultado Consolidado fue como sigue:

Millones de Euros	22 de Mayo de 2018 – 31 de Diciembre de 2018 (1)	2018 (2)	
Ingresos Ordinarios	-		1
Resultados Después de Impuestos			1

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 40,0%, mantenida previamente en Eólica del Principado, S.A.U. fue inferior a 1 millón de euros (véase Nota 10.1).

5.4. Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.

Con fecha 25 de julio de 2018 se formalizó, a través de ENDESA Red, S.A.U., la adquisición del 94,6% del capital social de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A., que incluye el 100% de Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U. y el 100% de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U., por un importe de 83 millones de euros.

Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2018.

⁽¹⁾ Desde la fecha de adquisición.
(2) Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2018.



Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. cuenta con más de 30.000 clientes y es la principal compañía de distribución y comercialización de electricidad de Ceuta, territorio donde ENDESA desarrolla actividades de generación eléctrica, por lo que esta operación está en línea con su estrategia de crecimiento en distribución y comercialización en España y Portugal.

La salida neta de efectivo originada por la adquisición de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. fue la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida		(2)
Importe Neto Pagado en Efectivo (1)		83
TOTAL	32.2	81

⁽¹⁾ Los costes de la adquisición registrados en el epígrafe "Otros Gastos Fijos de Explotación" del Estado del Resultado Consolidado fueron inferiores a 1 millón de euros

El precio de compra se asignó, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

N Ail	lones	40	⊏.	Iron
IVIII	ioi ies	ue	_	มเบอ

	Notas	Valor Razonable
Activo no Corriente		84
Inmovilizado Material	6	66
Inversiones Inmobiliarias	7	4
Activo Intangible	8	14
Activo Corriente		9
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		6
Activos Financieros Corrientes		1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		2
TOTAL ACTIVO		93
Pasivo no Corriente		22
Ingresos Diferidos	15	
Provisiones no Corrientes	16.1	1
Otros Pasivos no Corrientes		1
Pasivos por Impuesto Diferido	21.2	5
Pasivo Corriente		5
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		5
TOTAL PASIVO		27
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		62

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 21 millones de euros por las sinergias a obtener en la adquisición, basadas en la optimización de la posición de ENDESA en la actividad de distribución en la Ciudad Autónoma de Ceuta, que permitirán una reducción de costes debido a la gestión conjunta, la mejora de operación de la red y la integración de procesos (véase Nota 9).

En la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos se tuvieron en consideración referencias de mercado y métodos de valoración de general aceptación basados en el enfoque de ingresos.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. determinaron la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3o.

Posteriormente, en los meses de noviembre y diciembre de 2018 se adquirió un 1,7% adicional del capital social por un importe de 2 millones de euros (véase Nota 32.2) de modo que, a 31 de diciembre de 2019, la participación en el capital social de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. es del 96,3%. Estas operaciones tuvieron un efecto en el Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios de 2 millones de euros, negativos (véase Nota 14.2).



La aportación de la sociedad adquirida al Resultado Consolidado fue como sigue:

Millones de Euros 25 de Julio de 2018 – 31 de Diciembre de 2018 (1) 2018 (2) Ingresos Ordinarios 17 39 2 Resultados Después de Impuestos

6. Inmovilizado material.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

Innovillando Matarial on Evalatación y an Oyuna		31 de Diciembre	e de 2019	
Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	997	(315)	(42)	640
Instalaciones de Generación Eléctrica:	27.899	(18.324)	(1.628)	7.947
Centrales Hidroeléctricas	3.340	(2.519)	(2)	819
Centrales Carbón / Fuel	8.626	(6.709)	(1.446)	471
Centrales Nucleares	10.276	(7.435)	-	2.841
Centrales de Ciclo Combinado	3.802	(1.489)	(178)	2.135
Renovables	1.855	(172)	(2)	1.681
Instalaciones de Transporte y Distribución:	21.685	(10.215)	-	11.470
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	21.685	(10.215)	-	11.470
Otro Inmovilizado	634	(385)	(27)	222
Inmovilizado en Curso	1.348	-	(298)	1.050
TOTAL	52.563	(29.239)	(1.995)	21.329

Inmovilizado Material en Evaletación y en Curso		bre de 2018		
Inmovilizado Material en Explotación y en Curso —	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	690	(287)	(14)	389
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.711	(17.729)	(154)	8.828
Centrales Hidroeléctricas	3.321	(2.506)	-	815
Centrales Carbón / Fuel	8.285	(6.499)	(154)	1.632
Centrales Nucleares	10.095	(7.214)	-	2.881
Centrales de Ciclo Combinado	3.767	(1.395)	-	2.372
Renovables	1.243	(115)	-	1.128
Instalaciones de Transporte y Distribución:	21.253	(9.814)	-	11.439
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	21.253	(9.814)	-	11.439
Otro Inmovilizado	490	(367)	-	123
Inmovilizado en Curso	1.131	-	(70)	1.061
TOTAL	50.275	(28.197)	(238)	21.840

Desde la fecha de adquisición.
 Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2018.



Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de Diciembre de 2018	Ajuste por Cambios de Criterios Contables NIIF 16 (Notas 2.1a y 6.1)	Incorporaciones / (Reducciones) Sociedades	Inversio		Bajas	Traspasos y otros (1)	Saldo a 31 de Diciembre de 2019
Terrenos y Construcciones	690	179		-	15	(27)	140	997
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.711	-		-	35	(51)	1.204	27.899
Centrales Hidroeléctricas	3.321	-		-	-	(22)	41	3.340
Centrales Carbón / Fuel	8.285	-		-	3	(7)	345	8.626
Centrales Nucleares	10.095	-		-	27	(17)	171	10.276
Centrales de Ciclo Combinado	3.767	-		•	1	-	34	3.802
Renovables	1.243	-		-	4	(5)	613	1.855
Instalaciones de Transporte y Distribución:	21.253	-		-	45	(179)	566	21.685
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	21.253	-		-	45	(179)	566	21.685
Otro Inmovilizado	490	7		-	127	(21)	31	634
Inmovilizado en Curso	1.131	-		-	1.703	-	(1.486)	1.348
TOTAL	50.275	186	,	-	1.925	(278)	455	52.563

⁽¹⁾ Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 16.3).

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de Diciembre de 2018	(Incorporaciones) / Reducciones Sociedades	Dotaciones (1)	Bajas	Traspasos y otros	Saldo a 31 de Diciembre de 2019
Construcciones	(301)		- (73)	15	2	(357)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(17.883)		- (2.117)	51	(3)	(19.952)
Centrales Hidroeléctricas	(2.506)		- (34)	22	(3)	(2.521)
Centrales Carbón / Fuel	(6.653)		- (1.509)	7	- -	(8.155)
Centrales Nucleares	(7.214)		- (239)	17	1	(7.435)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.395)		- (272)	-	-	(1.667)
Renovables	(115)		- (63)	5	(1)	(174)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(9.814)		- (581)	179	1	(10.215)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	(9.814)		- (581)	179	1	(10.215)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(437)		- (288)	15	-	(710)
TOTAL						

⁽¹⁾ Incluye la dotación neta de pérdidas por deterioro (1.757 millones de euros) y la dotación a la amortización (1.302 millones de euros) (véase Nota 28).



Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de Diciembre de 2017	Incorporaciones / (Reducciones) Sociedades (1)	Inversiones (Nota 6.2)	Bajas	Traspasos y otros (2)	Traspasos a Inversiones Inmobiliarias (Nota 7)	Saldo a 31 de Diciembre de 2018
Terrenos y Construcciones	696	8	-	(32)	18	-	690
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.109	139	34	(37)	466	=	26.711
Centrales Hidroeléctricas	3.309	=	=	(1)	13	=	3.321
Centrales Carbón / Fuel	8.047	=	5	(9)	242	=	8.285
Centrales Nucleares	9.923	=	26	(21)	167	=	10.095
Centrales de Ciclo Combinado	3.763	=	=	-	4	=	3.767
Renovables	1.067	139	3	(6)	40	=	1.243
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.848	49	11	(308)	653	=	21.253
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	20.848	49	11	(308)	653	-	21.253
Otro Inmovilizado	578	4	5	(6)	43	(134)	490
Inmovilizado en Curso	978	14	1.153	-	(1.014)	-	1.131
TOTAL	49.209	214	1.203	(383)	166	(134)	50.275

Corresponde a la adquisición de las nuevas sociedades relacionadas con el negocio de renovables (8 millones de euros) (véase Nota 5.1), Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. (139 millones de euros) (véase Nota 5.2), Eólica del Principado, S.A.U. (1 millón de euros) (véase Nota 5.3) y Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (66 millones de euros) (véase Nota 5.4). Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 16.3).

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de Diciembre de 2017	(Incorporaciones) / Reducciones Sociedades	Dotaciones (1)	Bajas	Traspasos y otros	Traspasos a Inversiones Inmobiliarias (Nota 7)	Saldo a 31 de Diciembre de 2018
Construcciones	(310)	=	(18)	31	(4)	=	(301)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(17.144)	-	(775)	37	(1)	=	(17.883)
Centrales Hidroeléctricas	(2.476)	=	(31)	1	-	=	(2.506)
Centrales Carbón / Fuel	(6.255)	=	(407)	9	-	=	(6.653)
Centrales Nucleares	(7.045)	=	(189)	21	(1)	=	(7.214)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.302)		(93)	-	-	=	(1.395)
Renovables	(66)	- -	(55)	6	-	=	(115)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(9.526)	-	(592)	307	(3)	=	(9.814)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	(9.526)	-	(592)	307	(3)	-	(9.814)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(502)	=	(27)	3	4	85	(437)
TOTAL	(27.482)	-	(1.412)	378	(4)	85	(28.435)

⁽¹⁾ Incluye la dotación neta de pérdidas por deterioro (153 millones de euros) y la dotación a la amortización (1.259 millones de euros) (véase Nota 28).



6.1. Derechos de uso.

A 31 de diciembre de 2019 la composición de los activos por derechos de uso, incluidos en el epígrafe "Inmovilizado Material" del Estado de Situación Financiera Consolidado y su movimiento durante el ejercicio 2019 han sido los siguientes:

Millones de Euros

Activos por Derechos de Uso	Saldo a 31 de Diciembre de 2018 ₍₁₎	Ajuste por Cambios de Criterios Contables NIIF 16 (Notas 2.1a y 6)	Adiciones	Bajas	Amortización y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de Diciembre de 2019
Terrenos y Construcciones	17	179	13	(4)	(26)	179
Instalaciones de Generación Eléctrica:	385	-	-	-	(23)	362
Centrales de Ciclo Combinado	385	-	-	-	(23)	362
Otro Inmovilizado	9	7	125	(6)	(12)	123
TOTAL	411	186	138	(10)	(61)	664

⁽¹⁾ Correspondientes a contratos de arrendamiento financiero de acuerdo con la anterior NIC 17 "Arrendamientos" (véase Nota 6.1.1).

Durante el ejercicio 2019 el efecto de los activos por derecho de uso en el Estado del Resultado Consolidado es como sigue:

Millones de Euros

	Notas	2019
Dotación Amortización Activos por Derechos de Uso		61
Arrendamientos por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	2.1a y 28	34
Otros Arrendamientos		27
Gastos por Intereses de Deuda Financiera Asociada a Derechos de Uso	·	30
Arrendamientos por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	2.1a	4
Gasto Financiero	29	5
Diferencias de Cambio	·	(1)
Otros Arrendamientos	·	26
Gastos por Arrendamientos de Corto Plazo y/o Activos de Bajo Valor (1)	·	5
Gastos por Pagos Variables en Arrendamientos Operativos		1
Efecto Total en el Estado del Resultado Consolidado		

⁽¹⁾ Arrendamientos cuyo plazo finaliza dentro de los 12 meses siguientes de la fecha de primera aplicación y/o cuyo valor del activo subyacente es inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD).

6.1.1. Derechos de uso como arrendatario.

A 31 de diciembre de 2019 los contratos de arrendamiento más significativos en los que ENDESA actúa como arrendatario 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 16 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 central y se compromete a transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico.
- Edistribución Redes Digitales, S.L.U. tiene formalizados contratos de arrendamiento correspondientes a edificios de oficinas, situados en su mayor parte en Barcelona, Lleida y Zaragoza, siendo la duración restante aproximada de 8 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 2022 y 2065. La contraprestación de estos contratos se fija mediante la combinación de un importe en función de la capacidad instalada (MW) y la producción (GWh).
- Contratos de fletamento para el transporte de gas natural licuado (GNL).
- Equipos técnicos cuyos contratos se formalizan para cubrir servicios puntuales de disponibilidad en función de las necesidades operativas.
- Contratos de arrendamiento de vehículos.



A 31 de diciembre de 2019 el epígrafe "Inmovilizado Material" del Estado de Situación Financiera Consolidado recoge 664 millones de euros correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento, de los cuales 274 millones de euros corresponden a contratos de arrendamiento por aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos". A 31 de diciembre de 2018 dicho epígrafe recogía 411 millones de euros correspondientes al valor neto contable de activos que eran objeto de contratos de arrendamiento de acuerdo con la anterior NIC 17 "Arrendamientos" (véase Nota 6.1).

Asimismo, a 31 de diciembre de 2019 los epígrafes "Deuda Financiera no Corriente" y "Deuda Financiera Corriente" del Estado de Situación Financiera recogen 646 millones de euros y 64 millones de euros, respectivamente, correspondientes a los pasivos financieros por derechos de uso derivados de contratos de arrendamiento. Estos importes incluyen 235 millones de euros y 39 millones de euros, respectivamente, correspondientes a los pasivos financieros por derechos de uso derivados de contratos de arrendamiento por aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos". A 31 de diciembre de 2018 dichos epígrafes recogían 432 millones de euros y 22 millones de euros, respectivamente, correspondientes a los pasivos financieros por derechos de uso derivados de contratos de arrendamiento (véase Nota 17.1).

Con carácter general, aquellos contratos en los que se incluye opción de compra, ésta coincide con el importe establecido como última cuota.

6.1.2. Derechos de uso como arrendador.

Arrendamiento financiero.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 ENDESA no tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero donde actúe como arrendador.

Arrendamiento operativo.

A 31 de diciembre de 2019 los contratos de arrendamiento operativo más significativos en los que ENDESA actúa como arrendador son los que tiene formalizados ENDESA Energía, S.A.U. relativos a contratos con terceros, correspondientes a elementos del inmovilizado, para el suministro de otros productos y servicios.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 los cobros futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Menos de un Año	6	3
Entre Uno y Dos Años	7	4
Entre Dos y Tres Años	7	5
Entre Tres y Cuatro Años	4	3
Entre Cuatro y Cinco Años	3	2
Más de Cinco Años	6	3
TOTAL	33	20

El importe de las cuotas de arrendamiento reconocidas como ingreso en el ejercicio 2019 ha ascendido a 7 millones de euros (6 millones de euros en el ejercicio 2018).

6.2. Principales inversiones.

Durante los ejercicios 2019 y 2018 el detalle de las inversiones materiales realizadas es el siguiente:

Millones de Euros			
	Inversiones Materiales (1)		
	2019	2018	
Generación y Comercialización	1.290	585	
Distribución	609	609	
Estructura y Otros (2)	26	9	
TOTAL	1.925	1.203	

⁽¹⁾ No incluye las adquisiciones societarias ni las combinaciones de negocios del periodo (véase Nota 5).

Las inversiones brutas de generación del ejercicio 2019 corresponden, en su mayor parte, con inversiones relativas a la construcción de la potencia eólica y fotovoltaica adjudicada en las subastas celebradas en el

⁽²⁾ Estructura, Servicios y Ajustes



ejercicio 2017 por importe de 610 millones de euros, de los cuales 321 millones de euros corresponden a las sociedades adquiridas y/o constituidas en 2018 (191 millones de euros y 127 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2018) (véanse Notas 4 y 5.1).

Las inversiones brutas de comercialización del ejercicio 2019 corresponden principalmente al desarrollo de la actividad relacionada con nuevos productos y servicios por importe de 26 millones de euros (17 millones de euros en el ejercicio 2018). Asimismo, incluyen el reconocimiento de un activo por derecho de uso, correspondiente al contrato de fletamento de un buque metanero para el transporte de gas natural licuado (GNL), por importe de 121 millones de euros.

Por lo que respecta a las inversiones brutas de distribución, corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar su funcionamiento con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio.

6.3. Compromisos de adquisición.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el detalle de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material es el siguiente:

Millones of	de Euros
-------------	----------

	31 de Diciembre de 2019 (1) (2)	31 de Diciembre de 2018 (3) (4)
Generación y Comercialización	708	776
Distribución	143	82
Estructura y Otros (5)	-	=
TOTAL	851	858

- Ninguno de estos importes está comprometido con Empresas del Grupo ni corresponden a Negocios Conjuntos. Incluye 215 millones de euros relativos a activos por derechos de uso (NIIF 16 "Arrendamientos").
- Incluye 7 millones de euros relativos a compromisos con Empresas del Grupo (véase Nota 34.1.2).
- No existen compromisos relativos a Negocios Conjuntos.
- Estructura, Servicios y Ajustes.

Los compromisos correspondientes a activos de generación corresponden, principalmente, a inversiones destinadas al parque de producción y se materializarán a partir del ejercicio 2020.

En el ejercicio 2019 ENDESA, a través de la sociedad ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de una potencia de 16,1 MW eólicos y 72,4 MW fotovoltaicos, en las 2 subastas llevadas a cabo por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en los Territorios No Peninsulares (TNP) de Canarias y Baleares, respectivamente (véase Nota 4).

En base a ello y al objetivo de ENDESA de reforzar su presencia en el mercado ibérico de generación ampliando la cartera de activos de naturaleza renovable en su "mix" de producción, a 31 de diciembre de 2019 tiene comprometidos 306 millones de euros para inversiones materiales relativas a instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, de los cuales 16 millones de euros corresponden a las subastas mencionadas en el párrafo anterior.

Los compromisos correspondientes a activos de distribución contemplan inversiones destinadas a la extensión o mejora de la red, con un foco centrado en la digitalización de la red, el refuerzo e incremento de la resiliencia de los activos, la mejora de la calidad de servicio y la transformación de procesos y sistemas.

6.4. Otra información.

Áreas geográficas.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el detalle del inmovilizado material por áreas geográficas es el siguiente:

Mil	lones	de	Euros

	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
España	20.957	21.456
Portugal	367	384
Francia	5	-
TOTAL	21.329	21.840



Comunidades de bienes.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 2019	31 de Diciembre de 2018		
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72%	855	868		
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85%	647	657		
Central Nuclear de Almaraz, C.B.	36%	368	392		
Saltos del Navia, C.B.	50%	14	14		

Medioambiente.

En los ejercicios 2019 y 2018 las inversiones y los gastos de ENDESA en actividades para la protección del medioambiente han sido los siguientes:

Millones de Euros

	2019	2018
Inversiones Brutas	131	70
Inversión Bruta Acumulada a Cierre del Ejercicio	1.836	1.705
Gastos	177	110
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	115	47
Otros Gastos	62	63

Test de deterioro.

Durante los ejercicios 2019 y 2018 se ha registrado una dotación de deterioro por importe de 1.757 millones de euros y 153 millones de euros, respectivamente, conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	Notas	2019	2018
Centrales Térmicas Peninsulares de Carbón		1.352	-
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)		401 (1)	-
Central Térmica de Alcudia (Baleares)		-	157
Otros	·	4	(4)
TOTAL	3e.4, 28 y 33.2	1.757	153

^{(1) 14} millones de euros han sido asignados a la Central Térmica de Alcudia (Baleares).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el valor recuperable de estos activos era el siguiente:

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Centrales Térmicas Peninsulares de Carbón	-	Na
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)	1.485 (1)	Na
Central Térmica de Alcudia (Baleares)	Na	828
Otros	-	5
TOTAL	1.485	833

^{(1) 71} millones de euros corresponden a la Central Térmica de Alcudia (Baleares).

Durante los ejercicios 2019 y 2018 los hechos acontecidos que han motivado las principales dotaciones por deterioro han sido los siguientes:

La decisión adoptada por el Consejo de Administración el 27 de septiembre de 2019 de promover la discontinuidad de las centrales térmicas peninsulares de carbón, ha puesto de manifiesto un cambio de gestión de estos activos, en la medida que se prevé que éstos dejen de generar flujos de efectivo, o los mismos sean tendentes a cero, por lo que han dejado de tener una interdependencia con los flujos generados por el resto de tecnologías de generación (ciclo combinado, fuel, nuclear y renovable, incluyendo hidroeléctrica) las cuales se gestionan de forma integrada dentro de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica. Por ello, los activos de las centrales térmicas peninsulares de carbón en la Península Ibérica han dejado de formar parte en el ejercicio 2019 de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica y su test de deterioro se ha realizado de modo individual sobre cada central térmica de carbón. En consecuencia, del análisis



realizado del valor recuperable de estos activos a nivel individual, y teniendo en consideración que los flujos de caja esperados de estas centrales serán negativos en el periodo de vida restante, tanto en su conjunto como en base anual, se ha puesto de manifiesto un deterioro de valor por importe de 1.352 millones de euros equivalente a la totalidad de su valor contable neto a 31 de diciembre de 2019, incluyendo el importe de la provisión para el desmantelamiento (véase Nota 3e.4).

- La disminución en la retribución de los costes por operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2020-2025 derivada de la publicación de la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, ha supuesto que el importe recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla resulte inferior a su valor en libros, por lo que se ha registrado en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2019 una pérdida por deterioro por un importe total igual a 401 millones de euros (véase Nota 3e.4).
- La Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, relativa al régimen retributivo adicional a las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los Territorios No Peninsulares (TNP) que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento, no incluye los Grupos de carbón de la Central Térmica de Alcudia (Baleares). Como consecuencia del no reconocimiento de este régimen retributivo adicional, la Sociedad presentó el 27 de diciembre de 2018 ante la Dirección General de Energía y Cambio Climático del Gobierno Balear la solicitud de autorización para el cierre de los Grupos I y II. Asimismo, la publicación de dicha Orden conllevó una disminución de la estimación de vida útil en los Grupos III y IV de la Central Térmica de Alcudia (Baleares). En consecuencia, el importe recuperable de estos activos resultó inferior a su valor en libros, registrándose en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2018 un deterioro por importe de 157 millones de euros (véase Nota 3e.4).

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 2019 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 5 millones de euros (5 millones de euros en el ejercicio 2018).

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, 1.336 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.

Durante los ejercicios 2019 y 2018 ENDESA ha presentado ante las autoridades competentes las solicitudes de autorización para el cierre de las siguientes centrales térmicas, siendo el valor neto contable de estas y la



33

provisión por el desmantelamiento de las mismas registrada en el epígrafe "Provisiones no Corrientes" del Estado de Situación Financiera Consolidado como sigue:

Millones de Euros					
		31 de Dio	ciembre de 2019	31 de Dic	iembre de 2018
Central Térmica	Fecha de Solicitud	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 16.3)	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 16.3)
As Pontes (La Coruña)	27 de diciembre de 2019	-	132	311	-
Litoral (Almería)	27 de diciembre de 2019	-	109	495	-
Compostilla (León)	19 de diciembre de 2018	-	105	98	92
Teruel (Teruel)	19 de diciembre de 2018	-	113	86	86

32

992

27 de diciembre de 2018

Con fecha 28 de noviembre de 2019, ENDESA Generación, S.A.U. ha entregado a la Confederación Hidrográfica del Ebro, todas las infraestructuras, obras, terrenos y bienes afectos al aprovechamiento hidroeléctrico de la Central Hidroeléctrica de Lafortunada-Cinqueta, como consecuencia de la resolución emitida con fecha 18 de diciembre de 2017 por el Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación) que resolvió la extinción de un aprovechamiento de aguas con destino a usos industriales en el río Cinqueta y la reversión y entrega de todas las infraestructuras afectas a la explotación de esta Central Hidroeléctrica (véase Nota 16.3). El valor neto contable de dicha central es nulo a dicha fecha, por lo que esta operación no ha tenido impacto en el Estado del Resultado Consolidado.

A 31 de diciembre de 2019, 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)) se encuentran paralizados como consecuencia de la anulación de las correspondientes autorizaciones administrativas (véase Nota 16.3).

A 31 de diciembre de 2019 el importe del inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 266 millones de euros (312 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

A 31 de diciembre de 2019 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 91 millones de euros (103 millones de euros a 31 de diciembre de 2018) (véanse Notas 14.1.12, 17.2.3 y 35.1).

7. Inversiones inmobiliarias.

Alcudia (Baleares) - Grupos I y II

TOTAL

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones	de	Furos

	Saldo a 31 de Diciembre de 2018	Incorporación / (Reducción) Sociedades	Inversiones		Bajas por Ventas (1)	Otros	Saldo a 31 de Diciembre de 2019
Inversiones Inmobiliarias	62		-	-	(1)	-	61
TOTAL	62		-	-	(1)	-	61

⁽¹⁾ Corresponde a la venta de un inmueble situado en Madrid, habiéndose generado una plusvalía inferior a un millón de euros.

Millones de Euros

	Saldo a 31 de Diciembre de 2017	Incorporación / (Reducción) Sociedades (1)	Inversiones		ajas por Ventas	Traspasos de Inmovilizado Material (Nota 6)	Saldo a 31 de Diciembre de 2018
Inversiones Inmobiliarias	9	4		-	-	49	62
TOTAL	9	4		-	-	49	62

⁽¹⁾ Corresponde a la adquisición de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (véase Nota 5.4).

Durante el ejercicio 2018 y en base a la Sentencia del Tribunal de Justicia Superior de Baleares de 2017, se hizo entrega de la posesión, por parte del Ayuntamiento de Palma de Mallorca a Edistribución Redes Digitales, S.L.U., del inmueble donde estaba situada la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y sus terrenos anexos. A su vez, ENDESA procedió a reclasificar dichos inmuebles del epígrafe "Inmovilizado Material" al epígrafe "Inversiones Inmobiliarias" del Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia del cambio de uso de los mismos para obtener rentas, plusvalías, o ambas.



7.1. Otra información.

Áreas geográficas.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el detalle de las inversiones inmobiliarias por áreas geográficas es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
España	61	62
Portugal	-	<u> </u>
TOTAL	61	62

Seguros.

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Otra información.

A 31 de diciembre de 2019 el valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 68 millones de euros (69 millones de euros a 31 de diciembre de 2018) (véanse Notas 3b y 18.6.2).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 2019 y 2018 relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 2019 y 2018 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 2019			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Aplicaciones Informáticas	1.730	(1.220)	-	510
Concesiones	104	(27)	(41)	36
Costes de Captación	240	(112)	-	128
Otros	885	(184)	-	701
TOTAL	2.959	(1.543)	(41)	1.375

		31 de Diciembre de 2018			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto	
Aplicaciones Informáticas	1.580	(1.081)	-	499	
Concesiones	105	(26)	(46)	33	
Costes de Captación	165	(54)	-	111	
Otros	890	(178)	-	712	
TOTAL	2.740	(1.339)	(46)	1.355	

Millones de Euros

	Saldo a 31 de Diciembre de 2018	Incorporación / (Reducción) de Sociedades (Nota 5.1)	Inversiones (Nota 8.1)	Amortización y Pérdidas por Deterioro (1)	Traspasos y otros (Nota 6)	Saldo a 31 de Diciembre de 2019
Aplicaciones Informáticas	499	-	151	(139)	(1)	510
Concesiones	33	-	-	3	-	36
Costes de Captación	111	-	75	(58)	-	128
Otros	712	40	8	(52)	(7)	701
TOTAL	1.355	40	234	(246)	(8)	1.375

⁽¹⁾ Incluye la reversión de pérdidas por deterioro (5 millones de euros) y la dotación a la amortización (251 millones de euros) (véase Nota 28).

Millones de Euros

	Saldo a 31 de Diciembre de 2017	Ajuste por Cambios de Criterios Contables NIIF 15	Incorporación / (Reducción) de Sociedades (1)	Inversiones (Nota 8.1)	Amortización y Pérdidas por Deterioro (2)	Saldo a 31 de Diciembre de 2018
Aplicaciones Informáticas	460	-	-	155	(116)	499
Concesiones	29	-	-	-	4	33
Costes de Captación		95	-	70	(54)	111
Otros	707	-	48	6	(49)	712
TOTAL	1.196	95	48	231	(215)	1.355

Corresponde a la adquisición de Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. (34 millones de euros) (véase Nota 5.2) y Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (14 millones de euros) (véase Nota 5.4).

8.1. Principales inversiones.

Durante los ejercicios 2019 y 2018 el detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas es el siguiente:

Millones de Euros

	Inversiones Intangibles (1)		
	2019	2018	
Generación y Comercialización	160	140	
Distribución	40	61	
Estructura y Otros (2)	34	30	
TOTAL	234	231	

⁽¹⁾ No incluye las adquisiciones societarias ni las combinaciones de negocios del periodo (véase Nota 5).

Durante el ejercicio 2019 las inversiones brutas en activos intangibles corresponden, principalmente, a aplicaciones informáticas e inversiones en curso de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) por importe de 151 millones de euros, entre las que destacan aquellas asociadas con el objetivo estratégico de digitalización, y a la activación de los costes incrementales incurridos en la obtención de contratos con clientes por importe de 75 millones de euros (155 millones de euros y 70 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2018).

8.2. Compromisos de adquisición.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 2019 (1)	31 de Diciembre de 2018 (1)
Generación y Comercialización	21	11
Distribución	-	3
Estructura y Otros (2)	6	15
TOTAL	27	29

⁽¹⁾ Ninguno de estos importes están comprometidos con Empresas del Grupo ni corresponden a Negocios Conjuntos.

8.3. Otra información.

Incorporación / reducción de sociedades.

Durante el ejercicio 2019, como consecuencia de la adquisición de sociedades para el desarrollo del negocio de renovables, el epígrafe "Otros" ha registrado un aumento por importe de 40 millones de euros, debido a la

²⁾ Incluye la reversión de pérdidas por deterioro (6 millones de euros) y la dotación a la amortización (221 millones de euros) (véase Nota 28).

⁽²⁾ Estructura, Servicios y Ajustes.

⁽²⁾ Estructura, Servicios y Ajustes.



asignación realizada del precio de compra al activo intangible correspondientes, fundamentalmente, a las licencias adquiridas para el desarrollo de proyectos eólicos y fotovoltaicos (véase Nota 5.1).

Durante el ejercicio 2018, como consecuencia de la adquisición de Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. y Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A., el epígrafe "Otros" registró un aumento por importe de 34 millones de euros y 14 millones de euros, respectivamente, debido a la asignación realizada del precio de compra al activo intangible correspondientes, fundamentalmente, a las autorizaciones para la explotación de parques eólicos en el caso de Parques Eólicos Gestinver, S.L.U. y al valor de las relaciones con clientes y la marca en el caso de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (véanse Notas 5.2 y 5.4).

Áreas geográficas.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el detalle del activo intangible por áreas geográficas es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
España	1.374	1.355
Portugal	1	-
TOTAL	1.375	1.355

Test de deterioro.

En el ejercicio 2019 se ha registrado una reversión de pérdidas por deterioro por importe de 5 millones de euros 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 (6 millones de euros en el ejercicio 2018) (véanse Notas 28 y 33.2).

El valor recuperable de esta concesión a 31 de diciembre de 2019 es de 41 millones de euros (36 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

Otra información.

A 31 de diciembre de 2019 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 46 millones de euros (74 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

9. Fondo de comercio.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

	Saldo a 31 de Diciembre de 2018	Combinaciones de Negocios	Pérdidas por Deterioro (Notas 3e.4, 28 y 33.2)	Saldo a 31 de Diciembre de 2019
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)	160	-	(17)	143
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (2)	21	-	-	21
TOTAL	479		(17)	462

⁽¹⁾ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (véase Nota 33.2).

	Saldo a 31 de Diciembre de 2017	Combinaciones de Negocios (Nota 5.4)	Pérdidas por Deterioro (Notas 3e.4, 28 y 33.2)	Saldo a 31 de Diciembre de 2018
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	-	(1)	160
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (2)	-	21	-	21
TOTAL	459	21	(1)	479

⁽¹⁾ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (véase Nota 33.2).

 ⁽²⁾ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Distribución (véase Nota 33.2).
 (3) Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (65 millones de euros), Distribución (74 millones de euros) y ENDESA, S.A. (4 millones de euros) (véase Nota 33.2).

Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Distribución (véase Nota 33.2).

⁽³⁾ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (79 millones de euros), Generación del Territorio No Peninsular (TNP) de Canarias (3 millones de euros), Distribución (74 millones de euros) y ENDESA, S.A. (4 millones de euros) (véase Nota 33.2).



La totalidad de estos fondos de comercio corresponde al área geográfica de España.

Con fecha 25 de julio de 2018 se hizo efectiva la adquisición, a través de ENDESA Red, S.A.U., de la sociedad Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. Esta operación generó un fondo de comercio por importe de 21 millones de euros (véase Nota 5.4).

A 31 de diciembre de 2019 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, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en las Notas 3e.3, 3e.4 y 3e.5.

Como consecuencia del deterioro puesto de manifiesto en la Nota 3e.4, en el ejercicio 2019 se ha procedido a imputar un deterioro del fondo de comercio de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica por importe de 14 millones de euros y a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Territorio No Peninsular (TNP) de Canarias por importe de 3 millones de euros (1 millón de euros de deterioro del fondo de comercio de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Territorio No Peninsular (TNP) de Baleares en el ejercicio 2018) (véanse Notas 6.4, 28 y 33.2).

10. Inversiones contabilizadas por el método de participación y sociedades de operación conjunta.

10.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Sociedades Asociadas	- 8	80
Negocios Conjuntos	15	169
TOTAL	23	249

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 2019 y 2018 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 14.1.12).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 ENDESA no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos por importe significativo.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 los créditos y avales concedidos a las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos, así como las transacciones realizadas con las mismas durante los ejercicios 2019 y 2018 se detallan en la Notas 18.1.1 y 34.2.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el detalle 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 2018	Diciembre (Salida) de Inversiones o Desinversiones o		Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Dividendos Participación		Diferencias de Traspasos Conversión y otros		Saldo a 31 de Diciembre de 2019
	-	-	-		-	-	-	-	
Sociedades Asociadas	80	-	-	-	5	(4)	-	-	81
Tecnatom, S.A.	30	-	-	-	1	-	•	-	31
Elcogas, S.A. (En Liquidación)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	11	-	-	-	1	-	=	-	12
Boiro Energía, S.A.	9	-	-	-	-	-	-	-	9
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	11	-	-	-	-	(2)	-	-	9
Otras	19	-	-	-	3	(2)	-	-	20
Negocios Conjuntos	169	-	13	-	10	(26)	-	(15)	151
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	71	-	-	-	(7)	(7)	-	-	57
Front Marítim del Besòs, S.L.	37	<u>-</u>	-	-	-	-	-	-	37
Nuclenor, S.A.	-	-	13	-	-	-	=	(13)	=
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	28	-	-	-	2	(3)	-	(1)	26
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	10	-	-	-	4	(3)	-	-	11
Otros	23	-	-	-	11	(13)	-	(1)	20
TOTAL	249	-	13		15	(30)	-	(15)	232

	Saldo a 31 de Diciembre de 2017	Incorporación / (Salida) de Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Participación	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Saldo a 31 de Diciembre de 2018
Casiadadas Assaiadas	77				-	(4)		•	
Sociedades Asociadas		-	,	•	- /	(4)	-	-	80
Tecnatom, S.A.	30	-		-		-	-	-	30
Elcogas, S.A.	-	-		-		-	-	-	<u>-</u>
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	11	-		-		-	-	-	11
Boiro Energía, S.A.	9	-		=	- 1	(1)	=	-	9
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	12	-		=	- 1	(2)	=	-	11
Otras	15	-		=	- 5	(1)	=	-	19
Negocios Conjuntos	128	37		•	- 28	(24)	1	(1)	169
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	73	-		-	- 7	(9)	-	-	71
Front Marítim del Besòs, S.L.	-	37		=		-	=	=	37
Nuclenor, S.A.	-	-		=	- 4	-	=	(4)	-
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	30	-		=	- 2	(5)	1	-	28
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	13	-		-	- 2	(5)	-	-	10
Otros	12	-		=	- 13	(5)	-	3	23
TOTAL	205	37			- 35	(28)	1	(1)	249



Sociedades Asociadas.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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:

		Estado de Situación Financiera										
	Tecnato	om, S.A.		s, S.A. idación)	Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.			
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018		
Activo no Corriente	64	67	-	-	74	80	6	5	23	27		
Activo Corriente	62	51	21	28	11	27	24	22	4	8		
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	17	13	18	25	7	23	4	4	2	8		
Otros Activos Corrientes	45	38	3	3	4	4	20	18	2	-		
Total Activo	126	118	21	28	85	107	30	27	27	35		
		,										
Patrimonio Neto	67	65	(118)	(111)	52	49	23	21	23	28		
Pasivo no Corriente	24	24	129	129	31	54	4	2	2	2		
Deuda Financiera no Corriente	23	23	129	129	-	21	-	-	-	-		
Otros Pasivos no Corrientes	1	1	-	-	31	33	4	2	2	2		
Pasivo Corriente	35	29	10	10	2	4	3	4	2	5		
Deuda Financiera Corriente	10	9	-	-	2	2	-	-	-	-		
Otros Pasivos Corrientes	25	20	10	10	-	2	3	4	2	5		
Total Patrimonio Neto y Pasivo	126	118	21	28	85	107	30	27	27	35		

Millones de Euros

	Estado del Resultado										
-	Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A. (En Liquidación)		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		
_	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	
Ingresos	104	97	-	5	19		20	23	12	12	
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(9)	(9)	-	-	(6)		-	-	(2)	(2)	
Ingreso Financiero	-	-	-	-	-		-	1	-	-	
Gasto Financiero	(1)	-	-	-	-			-	-	-	
Resultados Antes de Impuestos	2	-	(7)	(2)	5		- 1	2	2	4	
Impuesto sobre Sociedades	-	-	-	-	-		-	-	(1)	(1)	
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	2	-	(7)	(2)	5		- 1	2	1	3	
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-		-	-	-	-	
Otro Resultado Global	-	-	-	-	-		-	-	-	-	
Resultado Global Total	2	-	(7)	(2)	5		- 1	2	1	3	

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.

Eólica del Principado, S.A.U.

Con fecha 22 de mayo de 2018 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) adquirió el 60% del capital social de Eólica del Principado, S.A.U., sociedad cuya actividad consiste en la generación de electricidad mediante tecnología renovable eólica, y sobre la que previamente mantenía una participación del 40%.

Como resultado de dicha transacción ENDESA tomó el control de Eólica del Principado, S.A.U. frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha (véanse Notas 2.3.1, 2.4 y 5.3).

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 40% mantenida previamente en Eólica del Principado, S.A.U. fue inferior a 1 millón de euros, siendo su detalle el siguiente (véase Nota 5.3):



Millones de Euros	
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (100%)	1
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (40%)	1
Valor Participación sobre Eólica del Principado, S.A.U. Previo a la Toma de Control (40%)	-
Resultado Neto Generado por Valoración a Valor Razonable de la Participación no Dominante del 40%	1

Negocios Conjuntos.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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:

	<u></u>	Estado de Situación Financiera												
	Produ Distribu Energia I	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.				
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018				
Activo no Corriente	146	203	-		31	32	77	91	66	70				
Activo Corriente	132	163	164	164	38	61	20	11	19	6				
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	57	74	2	2	1	1	10	1	8	5				
Otros Activos Corrientes	75	89	162	162	37	60	10	10	11	1				
Total Activo	278	366	164	164	69	93	97	102	85	76				
Patrimonio Neto	168	168	152	152	3	(23)	83	85	32	29				
Pasivo no Corriente	25	71	-	-	21	51	6	8	20	21				
Deuda Financiera no Corriente	-	45	-	-	-	-	6	8	4	. 8				
Otros Pasivos no Corrientes	25	26	-	-	21	51	-		16	13				
Pasivo Corriente	85	127	12	12	45	65	8	9	33	26				
Deuda Financiera Corriente	45	54	12	12	-		-			13				
Otros Pasivos Corrientes	40	73	-	-	45	65	8	9	33	13				
Total Patrimonio Neto y Pasivo	278	366	164	164	69	93	97	102	85	76				

	Estado del Resultado											
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Éle Tahadda		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.			
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018		
Ingresos	145	234	-	-	14	11	37	35	18	10		
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(57)	(56)	-	-	(2)	(3)	(15)	(14)	(3)	(2)		
Ingreso Financiero	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-		
Gasto Financiero	-	(1)	-	-	(1)	(1)	-	-	-	-		
Resultados Antes de Impuestos	21	30	-	_	-	(24)	9	7	11	6		
Impuesto sobre Sociedades	(7)	(9)	-	-	1	-	(3)	(2)	-	-		
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	14	21	-	-	1	(24)	6	5	11	6		
Resultado Después de Impuestos de las				-						-		
Actividades Interrumpidas												
Otro Resultado Global	-	-	-	-		(2)	1	2	-	-		
Resultado Global Total	14	21	-	-	1	(26)	7	7	11	6		

Los datos patrimoniales de los Negocios Conjuntos corresponden a la información de las sociedades individuales.

Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.

Los resultados de la participación en el 43,75% de la sociedad Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. recogen la dotación de provisiones asociadas a la finalización del contrato de venta de electricidad a largo plazo con Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN) en noviembre de 2021.



Front Marítim del Besòs, S.L.

Con fecha 18 de diciembre de 2018 ENDESA Generación, S.A.U. adquirió a Metrovacesa, S.A. el 61,37% del capital social de Front Marítim del Besòs, S.L. por importe de 1.841 euros (véanse Notas 2.3.2 y 2.5.2).

En esa misma fecha, ENDESA Generación, S.A.U. y Metrovacesa, S.A., como socios de Front Marítim del Besòs, S.L., acordaron una ampliación de capital mediante aportación no dineraria, en proporción a su porcentaje de participación, por la cual ENDESA Generación, S.A.U. aportó determinados terrenos que poseía en el enclave de las Tres Chimeneas en Sant Adrià del Besòs (Barcelona) valorados en 92 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 34 millones de euros (véase Nota 30).

Resto de Sociedades.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 Cor	ijuntos
	2019	2018	2019	2018
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	6	5	22	24
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	-	-	-	-
Otro Resultado Global	1	-	(6)	4
Resultado Global Total	7	5	16	28

10.2. Sociedades de operación conjunta.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 Situac	ión Financiera
	Asociación Nuclear Aso	ó-Vandellós II, A.I.E.
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Activo no Corriente	146	123
Activo Corriente	116	119
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	-	-
Otros Activos Corrientes	116	119
Total Activo	262	242
Patrimonio Neto	16	16
Pasivo no Corriente	161	133
Deuda Financiera no Corriente	-	-
Otros Pasivos no Corrientes	161	133
Pasivo Corriente	85	93
Deuda Financiera Corriente	-	-
Otros Pasivos Corrientes	85	93
Total Patrimonio Neto y Pasivo	262	242

	Estado del Res Asociación Nuclear Ascó-'	
	2019	2018
Ingresos	251	248
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	-	-
Ingreso Financiero	-	-
Gasto Financiero	(2)	(2)
Resultado Antes de Impuestos	36	18
Impuesto sobre Sociedades	-	-
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	36	18
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas		-
Otro Resultado Global	(36)	(18)
Resultado Global Total	-	-



Durante los ejercicios 2019 y 2018 el detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

ΜAill	lones	dρ	Fur	2

	2019	2018
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	17	41
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(17)	(41)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	-	-

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 ENDESA no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo, relacionado con las sociedades de Operación Conjunta.

11. Existencias.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Materias Energéticas:	591	784
Carbón	115	235
Combustible Nuclear	276	293
Fuel	90	85
Gas	110	171
Otras Existencias	290	286
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	408	411
Corrección de Valor	(112)	(8)
TOTAL	1.177	1.473

11.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂).

Durante los ejercicios 2019 y 2018 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) de 2018 y 2017, que han supuesto una baja por importe de 365 millones de euros y 215 millones de euros, respectivamente (31,1 millones de toneladas y 34,8 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2019, la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) incluida en el epígrafe "Provisiones Corrientes" del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 364 millones de euros (359 millones de euros a 31 de diciembre de 2018) (véase Nota 23).

11.2. Compromisos de adquisición.

A 31 de diciembre de 2019 el importe de los compromisos de compras de electricidad y materias energéticas asciende a 19.578 millones de euros (17.246 millones de euros a 31 de diciembre de 2018), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas "take or pay". A 31 de diciembre de 2019 el detalle de los compromisos futuros de compra es como sigue:

Millones de Euros

	Compromisos Futuros de Compra a 31 de Diciembre de 2019 (1)						
	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂) (2)	Electricidad	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	Total
2020-2024	19	-	324	58	6.445	53	6.899
2025-2029	-	-	63	495	6.131	-	6.689
2030-2034	-	-	-	-	4.892	-	4.892
2035-Resto	-	-	-	-	1.098	-	1.098
TOTAL	19	-	387	553	18.566	53	19.578

Ninguno de estos importes corresponde a Negocios Conjuntos.
 Comprometidos con Empresas del Grupo (véase Nota 34.1.2).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la cifra de compromisos de adquisición de existencias incluye el compromiso de adquisición de gas para 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 34.1.2).

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.



11.3. Otra información.

En el ejercicio 2019 se ha registrado un deterioro de existencias de carbón y de otros materiales relativos a las centrales térmicas peninsulares de carbón por importe de 82 millones de euros y 21 millones de euros, respectivamente, relacionado con la discontinuidad de dichas instalaciones (véase Nota 3e.4).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 los que están sujetas las existencias, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

12. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Mil	lones	dΔ	F١	iros

	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	18	2.483	2.479
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios	19.5	2.479	2.578
Clientes por Ventas de Electricidad		1.891	1.872
Clientes por Ventas de Gas		433	525
Clientes por otras Operaciones		83	109
Clientes Empresas del Grupo y Asociadas	34.1.3 y 34.2	72	72
Activos de Contratos con Clientes	19.5	15	12
Otros Deudores		456	363
Otros Deudores Terceros		377	319
Otros Deudores Empresas del Grupo y Asociadas	34.1.3 y 34.2	79	44
Corrección de Valor		(467)	(474)
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios	19.5	(369)	(387)
Activos de Contratos con Clientes	19.5	(1)	-
Otros Deudores		(97)	(87)
Derivados (1)	18.3	563	228
Derivados de Cobertura		163	140
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura		400	88
Activos por Impuestos		439	248
Impuesto sobre Sociedades Corriente	·	291	173
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		133	63
Otros Impuestos		15	12
TOTAL		3.485	2.955

⁽¹⁾ Incluye 431 millones de euros con Empresas del Grupo y Asociadas a 31 de diciembre de 2019 (124 millones de euros con Empresas del Grupo, Asociadas y Negocios Conjuntos a 31 de diciembre de 2018) (véase Nota 34.1.3 y 34.2).

Los saldos incluidos en este epígrafe, con carácter general, no devengan intereses.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 no existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA (véase Nota 19.6).

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., Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. y Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., que se encuentran pendientes de facturación.

A 31 de diciembre de 2019, 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 Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto y ascienden a 876 millones de euros y 411 millones de euros, respectivamente (896 millones de euros y 429 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2018).

Durante los ejercicios 2019 y 2018 el movimiento de los activos corrientes de contratos con clientes ha sido el siguiente:



Millones de Euros

	2019	2018
Saldo Inicial		12 12
Imputación a Resultados		83
Bajas	(5	7) (83)
Saldo Final		15 12

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 los activos corrientes de contratos con clientes corresponden, principalmente, a contratos de ejecución de obras formalizados entre ENDESA Ingeniería, S.L.U. y Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) que estarán en vigor hasta el año 2025. Durante el ejercicio 2019 estos activos han generado unos ingresos por importe de 41 millones de euros registrados en el epígrafe "Ventas" del Estado del Resultado Consolidado (83 millones de euros durante el ejercicio 2018).

A 31 de diciembre de 2019 ENDESA tiene formalizados compromisos futuros de prestación de servicios por importe de 20 millones de euros ligados a los contratos de ejecución de obras formalizados con Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) (40 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

12.1. Otra información.

Periodo medio de cobro.

Durante el ejercicio 2019 el periodo medio de cobro a clientes ha sido de 29 días (30 días en el ejercicio 2018) por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Corrección de valor.

Durante los ejercicios 2019 y 2018 el movimiento del epígrafe "Corrección de Valor" es el siguiente:

Millone	s de	Euros

	Notas	2019	2018
Saldo Inicial		474	450
Ajuste por Cambios de Criterios Contables NIIF 9 "Instrumentos Financieros"		-	33
Saldo Inicial Ajustado		474	483
Dotaciones	18.4.1, 28 y 33.2	128	79
Aplicaciones	•	(135)	(88)
Saldo Final		467	474

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la práctica totalidad del importe de la corrección de valor corresponde a clientes por ventas de energía.

Otra información.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 no existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.

Durante los ejercicios 2019 y 2018 se han realizado operaciones de "factoring" cuyos importes no vencidos, a 31 de diciembre de 2019 y 2018, ascienden a 880 millones de euros y 704 millones de euros, respectivamente, que han sido dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado. Dichas operaciones han tenido un coste de 29 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe "Resultado en Ventas de Activos" del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30).

13. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones	de	Euros
----------	----	-------

	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Efectivo en Caja y Bancos		223	244
Otros Equivalentes de Efectivo	•	-	-
TOTAL	18	223	244



A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el detalle de este epígrafe por tipo de moneda es el siguiente:

Millones de Euros

	-	Moneda			
	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018		
Euro		221	242		
Dólar Estadounidense (USD)	19.2	-	1		
Libra Esterlina (GBP)	19.2	2	1		
TOTAL	•	223	244		

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 no existen colocaciones en deuda soberana.

A 31 de diciembre de 2019 el saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluye 9 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 (9 millones de euros a 31 de diciembre de 2018) (véase Nota 17.2.3).

14. Patrimonio neto.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Mil	lones	de	Fυ	ros

	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	14.1	7.688	9.037
Capital Social	14.1.1	1.271	1.271
Prima de Emisión	14.1.2	89	89
Reserva Legal	14.1.3	254	254
Reserva de Revalorización	14.1.4	404	404
Otras Reservas	14.1.5	106	106
Ajustes por Cambio de Valor		59	(67)
Diferencias de Conversión		1	1
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos no Realizados	14.1.6	58	(68)
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	14.1.7	(821)	(686)
Beneficio Retenido	14.1.8	7.067	8.407
Dividendo a Cuenta	14.1.9	(741)	(741)
Total Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios	14.2	149	144
TOTAL PATRIMONIO NETO		7.837	9.181

14.1. Patrimonio neto: De la Sociedad Dominante.

14.1.1. Capital social.

A 31 de diciembre de 2019 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 2019 y 2018.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el porcentaje del capital social de ENDESA, S.A. que el Grupo ENEL posee a través de ENEL Iberia, S.L.U. 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.

14.1.2. 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 2019, 43 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (46 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).



14.1.3. 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 2019 y 2018, ENDESA, S.A. tenía dotada esta reserva por el límite mínimo que establece la citada ley.

14.1.4. 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 2019, 269 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (296 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

14.1.5. Otras reservas.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 este epígrafe 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.

14.1.6. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados.

Durante los ejercicios 2019 y 2018 el movimiento producido en esta reserva es el siguiente:

Millones de Euros						
	31 de Diciembre de 2018	Variación en el Perímetro	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de Diciembre de 2019
Cobertura de Flujos de Caja	(26)	-	100	28		- 102
Derivados de Tipo de Interés	-	-	(18)	4		- (14)
Derivados de Tipo de Cambio	42	-	61	(52)		- 51
Derivados de "Commodities"	(68)	-	57	76		- 65
Entidades Valoradas por el Método de Participación	(42)		(2)	-		- (44)
TOTAL	(68)	-	98	28		- 58



8.407

7.067

	31 de Diciembre de 2017	Variación en el Perímetro	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de Diciembre de 2018
Cobertura de Flujos de Caja	(9)	-	41	(58)		- (26)
Derivados de Tipo de Interés	-	-	-	-		-
Derivados de Tipo de Cambio	(24)	-	62	4		- 42
Derivados de "Commodities"	15	-	(21)	(62)		- (68)
Entidades Valoradas por el Método de Participación	(43)	-	. 1	-		- (42)
TOTAL	(52)	-	. 42	(58)		- (68)

14.1.7. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 los importes reconocidos en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 16.1).

14.1.8. Beneficio retenido.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el detalle de las reservas de la Sociedad es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Reservas Voluntarias	703	703
Reserva de Fusión	667	667
Otras Reservas de Libre Disposición	36	36
Otro Beneficio Retenido	6.364	7.704

La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad y su saldo, a 31 de diciembre de 2019, es de 667 millones de euros, de los que 93 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales (667 millones de euros y 99 millones de euros restringidos, respectivamente, a 31 de diciembre de 2018).

14.1.9. Dividendos.

Ejercicio 2019.

TOTAL

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. en su reunión celebrada el 26 de noviembre de 2019, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2019 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 2020 (véase Nota 22). Dicho dividendo a cuenta figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2019.

De acuerdo con lo requerido por el artículo 277 del Real Decreto Ley 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, el estado de liquidez provisional de ENDESA, S.A. que pone de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dicho dividendo es el siguiente:

	Del 1 de Noviembre de 2019 al 31 de Octubre de 2020
Disponible al Inicio del Periodo	3.083
Caja, Bancos y Efectivo Equivalente	8
Créditos Disponibles con Empresas del Grupo	3.075
Aumentos de Tesorería	1.693
Por Operaciones Corrientes	299
Por Operaciones Financieras	1.394
Disminuciones de Tesorería	(3.266)
Por Operaciones Corrientes	(322)
Por Operaciones Financieras	(2.944)
Disponible al Final del Periodo	1.510
Propuesta de Dividendo a Cuenta de los Resultados del Ejercicio 2019	741



Esta cantidad no excede de los resultados obtenidos por ENDESA, S.A. en el ejercicio 2019, deducidas las pérdidas procedentes de ejercicios anteriores y las reservas obligatorias dotadas por ley o disposición estatutaria, así como la estimación del impuesto a pagar sobre los citados resultados.

Ejercicio 2018.

La Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. celebrada el pasado 12 de abril de 2019 aprobó la distribución a sus accionistas de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2018 por un importe bruto de 1,427 euros por acción, lo que supone un total de 1.511 millones de euros. El detalle de estos dividendos es el siguiente:

Millones	de	Euros
----------	----	-------

	Notas	Fecha de Aprobación	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago
Dividendo a Cuenta	22	20 de noviembre de 2018	0,700	741	2 de enero de 2019
Dividendo Complementario		12 de abril de 2019	0,727	770	2 de julio de 2019
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2018	32.3		1,427	1.511	

14.1.10. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición y movimientos de las Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado es la siguiente:





	·	31 d	e Diciembre de 2	2018	-	Variacio	nes del Ejercic	io 2019	-	31 de Diciembre de 2019			
	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	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:		(68)	(68)		- 133	36	(43)			58	58	-	
Por Cobertura de Flujos de Caja		(26)	(26)		- 135	36	(43)		-	102	102	-	
Diferencias de Conversión		-	-		-	· ·	=		-	•	-	-	
Entidades Valoradas por el Método de Participación		(42)	(42)		- (2)	· -	-		-	(44)	(44)	-	
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto		-	-		· -	· -	-		· -	-	-	-	
Partidas que No Pueden Ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:		(686)	(686)		- (169)	-	34		-	(821)	(821)	-	
Por Valoración de Instrumentos Financieros			-		-	-	-		-		-	-	
Activos Financieros a Valor Razonable		-	-		-	· ·	=		-	•	-	-	
Otros Ingresos / (Gastos)		-	-			-	-				-	-	
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	16.1	(686)	(686)		- (169)	-	34		-	(821)	(821)	-	
TOTAL		(754)	(754)		- (36)	36	(9)			(763)	(763)	-	

Millones de Euros

		31	de Diciembre	de 2017		Varia	ciones del Ej	ercicio 2018		31	de Diciembre	de 2018
	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	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:		(53)	(53)		- 56	5 (77)	€	-	-	(68)	(68)	
Por Cobertura de Flujos de Caja		(9)	(9)		- 54	1 (77)	6	-	-	(26)	(26)	
Diferencias de Conversión		(1)	(1)		- 1	· -	-	-	=	-	-	
Entidades Valoradas por el Método de Participación		(43)	(43)		- 1	· -	-	-	-	(42)	(42)	
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto		-	-		-		-	-	-	-	-	
Partidas que No Pueden Ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:		(657)	(657)		- (33) -	4	-	-	(686)	(686)	
Por Valoración de Instrumentos Financieros		-	-		-		-	-	-	-	-	
Activos Financieros a Valor Razonable		-	-		-			-	-	-	-	
Otros Ingresos / (Gastos)		-	-		-			-	-	-	-	
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	16.1	(657)	(657)		- (33) -	4	-	-	(686)	(686)	
TOTAL		(710)	(710)		- 23	3 (77)	10	-	-	(754)	(754)	



14.1.11. 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 2019 y 2018 es el siguiente:

	-		Apalancamie	nto (%)	
		31			
	Notas	Sin Efecto de la Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	Efecto de la Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos" (Nota 2.1a)	Total	31 de Diciembre de 2018
Deuda Financiera Neta:		6.103	274	6.377	5.770
Deuda Financiera no Corriente	17.1	5.417	235	5.652	4.975
Deuda Financiera Corriente	17.1	916	39	955	1.046
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	(223)	-	(223)	(244)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	18.3	(7)	-	(7)	(7)
Patrimonio Neto:	14	7.837	-	7.837	9.181
De la Sociedad Dominante	14.1	7.688	-	7.688	9.037
De los Intereses Minoritarios	14.2	149	-	149	144
Apalancamiento (%) (1)	·	77,87	Na	81,37	62,85

⁽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 los ejercicios 2019 y 2018 se han aprobado y distribuido los siguientes dividendos, sin que ello afecte de forma significativa al ratio de la deuda financiera neta con respecto al Patrimonio Neto de la Sociedad (véase Nota 14.1.9):

		Dividendos Aprobados y Distribuidos									
	Notas	Fecha de Aprobación	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago						
Dividendo a Cuenta	22	20 de noviembre de 2018	0,700	741	2 de enero de 2019						
Dividendo Complementario		12 de abril de 2019	0,727	770	2 de julio de 2019						
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2018	32.3		1,427	1.511							
Dividendo a Cuenta		21 de noviembre de 2017	0,700	741	2 de enero de 2018						
Dividendo Complementario	•	23 de abril de 2018	0,682	722	2 de julio de 2018						
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2017	32.3		1,382	1.463							

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 2019 y 2018, los cuales corresponden a niveles de "investment grade", son los siguientes:



	=		Calificació	n Crediticia				
	;	31 de Diciembre de 20)19 ₍₁₎	31 de Diciembre de 2018 (1)				
	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	Positiva	Baa2	P-2	Estable		
Fitch	A-	F2	Estable	A-	F2	Estable		

⁽¹⁾ A las respectivas fechas de formulación de los Estados Financieros Consolidados.

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.

14.1.12. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales.

A 31 de diciembre de 2019 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 2019 el importe de deuda financiera afectada por tales restricciones asciende a 91 millones de euros (103 millones de euros a 31 de diciembre de 2018) (véanse Notas 6.4, 17.2.3 y 35.1).

14.2. Patrimonio neto: De los intereses minoritarios.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de Diciembre de 2018	Combinaciones de Negocios	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Inversiones o Ampliaciones	I lacinvarcionae	Saldo a 31 de Diciembre de 2019
Aguilón 20, S.A.	23	-	(2)	1		-	22
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	2		-	-			2
Eólica Valle del Ebro, S.A.	4	-	(1)	1			4
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	10	-	-	1		-	11
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	19	-	(1)	1		-	19
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	26	-	(2)	2		-	26
Otras	60	-	(8)	3	10		65
TOTAL	144	-	(14)	9	10	-	149

⁽¹⁾ Corresponde a la aportación de fondos de socios de Bosa del Ebro, S.L. (10 millones de euros) (véase Nota 32.3).

Millones de Euros

	Saldo a 31 de d Diciembre de 2017	Combinaciones de Negocios (Nota 5.4)	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio		Desinversiones o Reducciones	Saldo a 31 de Diciembre de 2018
Aguilón 20, S.A.	24	-	(2)	1			23
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	-	2	-	-	•	-	2
Eólica Valle del Ebro, S.A.	5	-	-	-		- (1)	4
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	9	_	-	1	•	-	10
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	18	_	-	1	•	-	19
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	27	_	(3)	2		-	26
Otras	54	_	(4)	4		-	60
TOTAL	137	2	(9)	9		5 (1)	144

⁽¹⁾ Corresponde a las aportaciones de fondos de socios de Tauste Energía Distribuida, S.L. (3 millones de euros) y Bosa del Ebro, S.L. (3 millones de euros) (véase Nota 32.3).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 142 millones de euros y 137 millones de euros, respectivamente.

Con fecha 25 de marzo de 2019 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ha formalizado la compra de la participación minoritaria en ENEL Green Power Granadilla, S.L.U. (35,0%) lo que ha supuesto una reducción de los intereses minoritarios por importe inferior a 1 millón de euros (véase Nota 2.3.1).

⁽²⁾ Corresponde a la reducción de capital de Eólica Valle del Ebro, S.A. (1 millón de euros) (véase Nota 32.3).



A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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												
					Esta	ado de Siti	uación Fina	anciera				
	Aguilón 20, S.A. Alumbi Eléctrico d S.A		presa de imbrado Eólica Valle del co de Ceuta, Ebro, S.A. S.A.			Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.		
	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Activo no Corriente	95	96	79	83	11	10	34	32	69	69	132	137
Activo Corriente	17	15	20	10	2	2	. 6	5	14	19	19	16
Total Activo	112	111	99	93	13	12	40	37	83	88	151	153
Patrimonio Neto	48	48	71	66	7	9	28	26	44	45	64	70
Pasivo no Corriente	58	57	21	20	3	2	8	5	13	10	75	82
Pasivo Corriente	6	6	7	7	3	1	4	6	26	33	12	1
Total Patrimonio Neto y Pasivo	112	111	99	93	13	12	40	37	83	88	151	153

	_					Estad	o d	lel Resulta	ado				
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta 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.		
	2019	2018	2019	2018	2019	2018		2019	2018	2019	2018	2019	2018
Ingresos	13	13	38	17	3	;	3	6	5	12	12	20	21
Resultados Antes de Impuestos	4	4	1 7	1	1		1	2	2	3	3	8	8
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	3	3	6	1	1		-	2	2	2	2	6	6
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	-	,	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Otro Resultado Global	-		- (1)	-	-		-	-		-	-	1	-
Resultado Global Total	3	3	3 5	1	1		_	2	2	2	2	7	6

Millones de Euros												
	_					Estado d	e Flujos de	Efectivo				
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, 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.	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	2	7	7 11	3	3 2		- 2	2	5	6	8	9
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	-	,	-	1	(1)		1 -	1	-	-	-	1
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(3)	(8) (2)		- (1)		- (3)	(3)	(11)	-	(12)	(15)

Los datos patrimoniales corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de los relativos a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. que corresponden a sus Estados Financieros Consolidados.



15. Ingresos diferidos.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	Subvenciones de Capital	Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	Total
Saldo a 31 de Diciembre de 2017	-	315	4.415	4.730
Traspaso a Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	22	•	(157)	(157)
Altas		=	160	160
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4	-	15	15
Imputación a Resultados	24.2	(18)	-	(18)
Traspasos a Corto Plazo y otros	•	(10)	(133)	(143)
Saldo a 31 de Diciembre de 2018	•	287	4.300	4.587
Altas	•	5	178	183
Cambios en el Perímetro de Consolidación		-	-	-
Imputación a Resultados	24.2	(18)	(13)	(31)
Traspasos a Corto Plazo y otros		(1)	(162)	(163)
Saldo a 31 de Diciembre de 2019	·	273	4.303	4.576

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 para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y con los Organismos Públicos homólogos de las Comunidades Autónomas.

El epígrafe "Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes" recoge, fundamentalmente, los siguientes conceptos:

- Las "Instalaciones Cedidas de Clientes", que corresponden a 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 necesarias para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes.
- 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.

16. Provisiones no corrientes.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Provisiones para Pensiones y otras Provisiones Similares (1)	16.1	1.148	989
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla	·	496	614
Expedientes de Regulación de Empleo	16.2.1	60	78
Suspensiones de Contrato	16.2.2	436	536
Otras Provisiones no Corrientes	16.3	2.042	1.722
TOTAL		3.686	3.325

⁽¹⁾ Incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones por importe de 876 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 (741 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

16.1. Provisiones para pensiones y otras provisiones similares.

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para pensiones y otras provisiones similares surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual 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 y fallecimiento.

Los compromisos por pensiones, 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, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Pasivos actuariales netos y brutos.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 2019	31 de Diciembre de 2018
Pasivo Actuarial	1.762	1.593
Activos Afectos	(614)	(604)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial (1)	1.148	989

⁽¹⁾ Incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones por importe de 876 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 (741 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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

	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Pasivo Actuarial Neto Inicial		989	951
Coste Neto por Intereses	29	16	15
Costes de los Servicios en el Periodo	26	12	11
Beneficios Pagados en el Periodo		-	-
Aportaciones del Periodo		(46)	(49)
Otros Movimientos	•	8	27
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas		-	-
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	•	178	(22)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		22	25
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	•	(31)	30
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4	-	1
Pasivo Actuarial Neto Final (1)	•	1.148	989

⁽¹⁾ Incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones por importe de 876 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 (741 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

Millones de Euros

	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Pasivo Actuarial Inicial	-	1.593	1.632
Gastos Financieros	•	27	27
Costes de los Servicios en el Periodo	•	12	11
Beneficios Pagados en el Periodo	•	(78)	(108)
Otros Movimientos		8	27
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas	•	-	-
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		178	(22)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	•	22	25
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4	-	1
Pasivo Actuarial Final (1)		1.762	1.593

⁽¹⁾ Incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones por importe de 876 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 (741 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

Millones de Euros

	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos	604	681
Rendimiento Esperado	11	12
Aportaciones del Periodo	46	49
Beneficios Pagados en el Periodo	(78)	(108)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	31	(30)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	-	-
Valor de Mercado Final de los Activos Afectos (1)	614	604

⁽¹⁾ No Incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones.