ENDESA, S.A.

y Sociedades Dependientes

Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019

Madrid, 25 de febrero de 2020

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO

A 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Índice.

1. Situación de la Entidad. 3
   1.1. Actividades Principales. 3
   1.2. Estructura Organizativa. 3
   1.3. Visión, Misión y Valores. 4
   1.4. Mercados Principales. 5
   1.5. Mapa Societario. 6
2. Evolución y Resultado de los Negocios en el ejercicio 2019. 8
   2.1. Resultados Consolidados. 8
   2.2. Cambios en los principios contables. 9
   2.3. Análisis de Resultados. 11
   2.4. Resultados por Segmentos. 21
   2.5. Perímetro de Consolidación. 23
   2.6. Anexo Estadístico. 24
3. Marco Regulatorio. 28
4. Liquidez y Recursos de Capital. 35
   4.1. Gestión Financiera. 35
   4.2. Gestión de Capital. 39
   4.3. Gestión de la Calificación Crediticia. 39
   4.4. Flujos de Efectivo. 40
   4.5. Inversiones. 44
   4.6. Obligaciones Contractuales y Operaciones fuera de Balance. 45
5. Política de Dividendos. 45

ANEXO I: Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs) 47

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO

A 31 DE DICIEMBRE DE 2019

ENDESA ha elaborado el presente Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019 siguiendo la "Guía para la Elaboración del Informe de Gestión de las Entidades Cotizadas" emitida por el Grupo de Expertos designado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

1. Situación de la Entidad.

1.1. Actividades Principales.

ENDESA, S.A. se constituyó el 18 de noviembre de 1944 y tiene su domicilio social en Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

Su objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial o relacionados con su negocio principal, en especial los de gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo Empresarial, constituido por las participaciones en otras sociedades. La Sociedad desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

El sector principal de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (C.N.A.E.) en que se encuadra el objeto social de ENDESA, S.A. es el correspondiente a la sección E, división 40, subclase 40.10.

ENDESA, S.A. y sus Sociedades Dependientes (ENDESA o la Sociedad) desarrollan sus actividades en el negocio eléctrico y de gas fundamentalmente en el mercado de España y Portugal. Asimismo, en menor medida, comercializan electricidad y gas en otros mercados europeos, así como otros productos y servicios relacionados con su negocio principal.

La organización se articula en las actividades de generación, comercialización y distribución incluyendo cada una de ellas la actividad de electricidad y, en su caso, la de gas y otros productos y servicios.

Dadas las actividades a las que se dedican las Sociedades Dependientes de ENDESA, S.A., las transacciones cuentan con un escaso carácter cíclico o estacional significativo.

1.2. Estructura Organizativa.

ENDESA, S.A. y sus Sociedades Dependientes están integradas en el Grupo ENEL, cuya cabecera en España es ENEL Iberia, S.L.U.

A 31 de diciembre de 2019 la participación que el Grupo ENEL posee sobre el capital social de ENDESA, S.A., a través de ENEL Iberia, S.L.U., es del 70,101%.

A la fecha de formulación de este Informe de Gestión Consolidado el Comité Ejecutivo de Dirección de ENDESA, S.A., que tiene entre sus funciones la implementación de las estrategias adoptadas por la Sociedad, presenta la siguiente composición:

Cargo	Miembro
Consejero Delegado	D. José Damián Bogas Gálvez
Director General de Comunicación	D. Ignacio Jiménez Soler
Director General de Gestión de la Energía	D. Juan María Moreno Mellado
Director General de Personas y Organización	D. Andrea Lo Faso
Director General de Generación	D. Rafael González Sánchez
Director General de Infraestructuras y Redes	D. Gianluca Caccialupi
Director General de Comercialización	D. Javier Uriarte Monereo
Director General de Relaciones Institucionales y Regulación	D. José Casas Marín
Director General de Medios	D. José Luis Puche Castillejo
Director General de ENDESA X	D. Josep Trabado Farré
Director General de Nuclear	D. Gonzalo Carbó de Haya
Directora General de Auditoría	D.ª Patricia Fernández Salís
Director General de ICT Digital Solutions	D. Manuel Fernando Marín Guzmán
Director General	D. Paolo Bondi
Directora General de Sostenibilidad	D.ª María Malaxechevarría Grande
Director General de Compras	D. Pablo Azcoitia Lorente
Director General de Administración, Finanzas y Control	D. Luca Passa
Secretario General y del Consejo de Administración y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos	D. Francisco de Borja Acha Besga

El Informe Anual de Gobierno Corporativo, que describe la organización del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. y de los órganos en que éste delega sus decisiones, forma parte integrante de este Informe de Gestión Consolidado.

Los principios generales relativos a la estrategia de gobierno corporativo de ENDESA establecen que las normas internas corporativas están configuradas para garantizar la transparencia y para asegurar la conciliación de los intereses de todos los componentes del accionariado, así como la igualdad de trato a todos los accionistas que se encuentren en idénticas condiciones.

1.3. Visión, Misión y Valores.

Visión.

ENDESA se esfuerza por estar a la vanguardia de los desarrollos en el sector energético para llevar energía segura, asequible y sostenible a millones de personas. Conscientes del profundo cambio que la industria está experimentando, ENDESA se sitúa en una nueva era de la energía, más abierta, participativa y digital.

Ese posicionamiento estratégico se resume en el concepto "**Open Power"**, el cual constituye la misión, visión y valores de ENDESA.

Misión.

La misión de ENDESA se define en los siguientes pilares:

- **Abrir el acceso a la energía segura y sostenible** a un mayor número de personas.

- **Abrir el mundo de la energía a nuevas tecnologías** para generar y distribuir una energía más sostenible, con especial atención a las fuentes renovables y a las redes de distribución inteligentes.

- **Abrir la gestión de la energía a las personas** para ayudarlas a usar la energía de un modo más eficiente, con especial atención a los contadores inteligentes y a la digitalización.

- **Abrir la posibilidad de nuevos usos de la energía** para abordar los retos globales, con especial atención a la conectividad y a la movilidad eléctrica.

- **Abrirse a un mayor número de alianzas** para formar una red de colaboradores en investigación, tecnología, desarrollo de productos y marketing para construir nuevas soluciones juntos.

Valores.

Los valores de ENDESA son los pilares del comportamiento de la compañía y reflejan el foco en las personas:

- **Responsabilidad**: Cada uno de los empleados es responsable del éxito de ENDESA, a todos los niveles, actuando siempre en el marco de la estrategia de responsabilidad social y de cumplimiento de las normas tributarias.

- **Innovación**: ENDESA trabaja para abrir la energía a nuevos usos, tecnologías y personas, teniendo en cuenta tanto los errores como los aciertos.

- **Confianza**: ENDESA actúa de manera competente, honesta y transparente, para ganar la confianza tanto de sus empleados como de sus clientes y colaboradores externos, valorando las diferencias individuales.

- **Proactividad**: ENDESA analiza continuamente los escenarios y retos mundiales para adelantarse a los cambios, redefiniendo las prioridades si el contexto lo requiere.

1.4. Mercados Principales.

ENDESA realiza las actividades de generación, distribución y venta de electricidad y gas, principalmente, en España y Portugal, y, en menor medida, desde su plataforma en España comercializa electricidad y gas en otros mercados europeos, y, en particular, en Alemania, Francia y Holanda.

ENDESA gestiona de manera conjunta los negocios de comercialización y generación, a excepción de la producción de las centrales térmicas peninsulares de carbón, de manera que optimiza esta posición integrada respecto a la gestión separada de ambas actividades (véase Apartado 2.3.2. Costes de Explotación de este Informe de Gestión Consolidado).

A continuación, se describen los mercados y actividades que desarrolla ENDESA:

Mercado de España.

- **Generación de electricidad**: ENDESA desarrolla la actividad de generación eléctrica en el sistema peninsular y en los Territorios No Peninsulares (TNP), que comprenden los territorios insulares de Baleares y Canarias y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

    - La actividad de generación convencional tiene carácter de actividad liberalizada, pudiendo contar la generación procedente de energías renovables con una retribución específica.

    - Por su parte, la generación convencional en los Territorios No Peninsulares (TNP) tiene un tratamiento singular, atendiendo a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, siendo su retribución regulada. La generación procedente de energías renovables en los Territorios No Peninsulares (TNP) tiene incentivos a la inversión por reducción de los costes de generación.

- **Comercialización de electricidad, gas y otros productos y servicios**: La actividad de comercialización consiste en la venta de energía en el mercado, así como la venta de otros productos y servicios para el cliente. La comercialización es una actividad liberalizada.

- **Distribución de electricidad**: La actividad de distribución de energía eléctrica tiene el objetivo de llevar la electricidad hasta los puntos de consumo. La distribución tiene carácter de actividad regulada.

El Apartado 2.6. Anexo Estadístico de este Informe de Gestión Consolidado incluye un detalle de las principales magnitudes de ENDESA a 31 de diciembre de 2019.

Mercado de Portugal.

- **Generación de electricidad**: La actividad de generación de electricidad en Portugal se lleva a cabo en un entorno competitivo.

- **Comercialización de electricidad y gas y otros productos y servicios**: Esta actividad es de carácter liberalizado en Portugal.

1.5. Mapa Societario.

La actividad de ENDESA, S.A. se estructura por Líneas de Negocio para actuar con agilidad en los mercados donde opera y tener en cuenta las necesidades de sus clientes en los territorios y negocios en que está presente.

Para organizar las distintas Líneas de Negocio, ENDESA, S.A. cuenta principalmente con las siguientes Sociedades:

Generación de energía: ENDESA Generación, S.A.U.

Fue creada el 22 de septiembre de 1999 para concentrar en ella los activos de generación y minería de ENDESA, S.A.

ENDESA Generación, S.A.U. agrupa, entre otras, las participaciones en Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (100%) y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (100%), que gestionan los activos de generación situados en los Territorios No Peninsulares (TNP), y ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (100%), que gestiona los activos de generación procedente de fuentes renovables.

A 31 de diciembre de 2019, la potencia neta total instalada de ENDESA en España ascendía a 23.365 MW, de los que 19.026 MW se hallaban en el Sistema Eléctrico Peninsular y 4.339 MW en los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. A esa fecha, la potencia neta instalada en renovables era de 7.408 MW (véase Apartado 2.6. Anexo Estadístico de este Informe de Gestión Consolidado).

El parque de generación de ENDESA alcanzó en el ejercicio 2019 una producción neta total de 61.402 GWh (véase Apartado 2.6. Anexo Estadístico de este Informe de Gestión Consolidado).

Distribución de energía: ENDESA Red, S.A.U.

Fue creada el 22 de septiembre de 1999 como culminación del proceso de integración de las sociedades de distribución de ámbito territorial de ENDESA, S.A. en España.

Esta sociedad agrupa, entre otras, a Edistribución Redes Digitales, S.L.U. (anteriormente denominada ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.) (100%), que asume la actividad regulada de distribución de electricidad, y ENDESA Ingeniería, S.L.U. (100%).

A 31 de diciembre de 2019, ENDESA distribuye electricidad en 27 provincias españoles de 10 Comunidades Autónomas (Andalucía, Aragón, Baleares, Canarias, Castilla y León, Cataluña, Comunidad Valenciana, Extremadura, Galicia y Navarra) y en la Ciudad Autónoma de Ceuta, con una extensión total de 195.500 km^2 y una población cercana a los 21 millones de habitantes.

El número de clientes con contrato de acceso a las redes de distribución de ENDESA superó en esa fecha los 12 millones y la energía total distribuida por las redes de ENDESA, medida en barras de central, alcanzó los 116.611 GWh en el ejercicio 2019 (véase Apartado 2.6. Anexo Estadístico de este Informe de Gestión Consolidado).

Comercialización de energía y otros productos y servicios: ENDESA Energía, S.A.U. y ENDESA X, S.A.U.

ENDESA Energía, S.A.U. fue creada el 3 de febrero de 1998 para desarrollar actividades de comercialización, respondiendo así a las exigencias derivadas del proceso de liberalización del Sector Eléctrico español. Su actividad fundamental es el suministro de energía a los clientes que deciden ejercer su derecho a elegir suministrador y recibir el servicio en el mercado liberalizado y otros productos y servicios en torno al desarrollo de infraestructuras de energía eficientes y servicios de mantenimiento.

Además, ENDESA Energía, S.A.U. es titular al 100% de participaciones en las sociedades Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. (anteriormente denominada ENDESA Energía XXI, S.L.U.), ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U., que tiene por objeto prestar servicios comerciales vinculados al suministro de energía, ENDESA Energía Renovable, S.A.U. y ENDESA Soluciones, S.L.U., dedicadas a la

comercialización de todo tipo de productos energéticos, en particular, de energía eléctrica y gas natural específicamente con fuentes de origen renovable, y de productos y servicios añadidos, respectivamente.

ENDESA Energía, S.A.U. realiza también actividades de comercialización en los mercados liberalizados de Alemania, Francia, Holanda y Portugal.

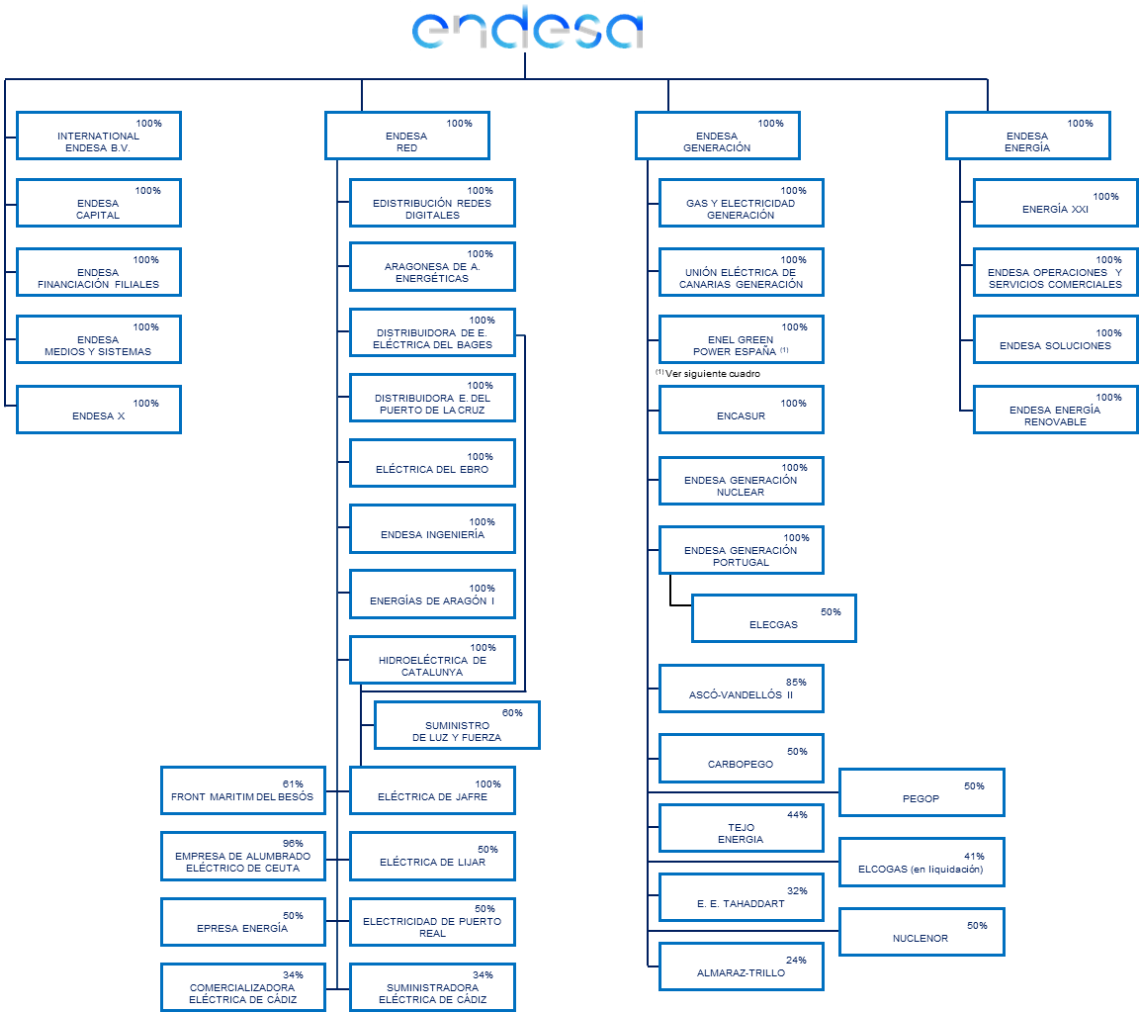
ENDESA X, S.A.U. fue creada el 26 de junio de 2018 para llevar a cabo actividades de desarrollo y comercialización de nuevos servicios adaptados a la evolución del mercado energético y su actividad se centra en 4 líneas de actuación: e-Home, e-Industries, e-City y e-Mobility, que buscan oportunidades en el ámbito de la movilidad eléctrica, la gestión de la demanda, la generación distribuida, el almacenamiento de energía y la ampliación de los servicios prestados a los clientes domésticos, industriales e institucionales.

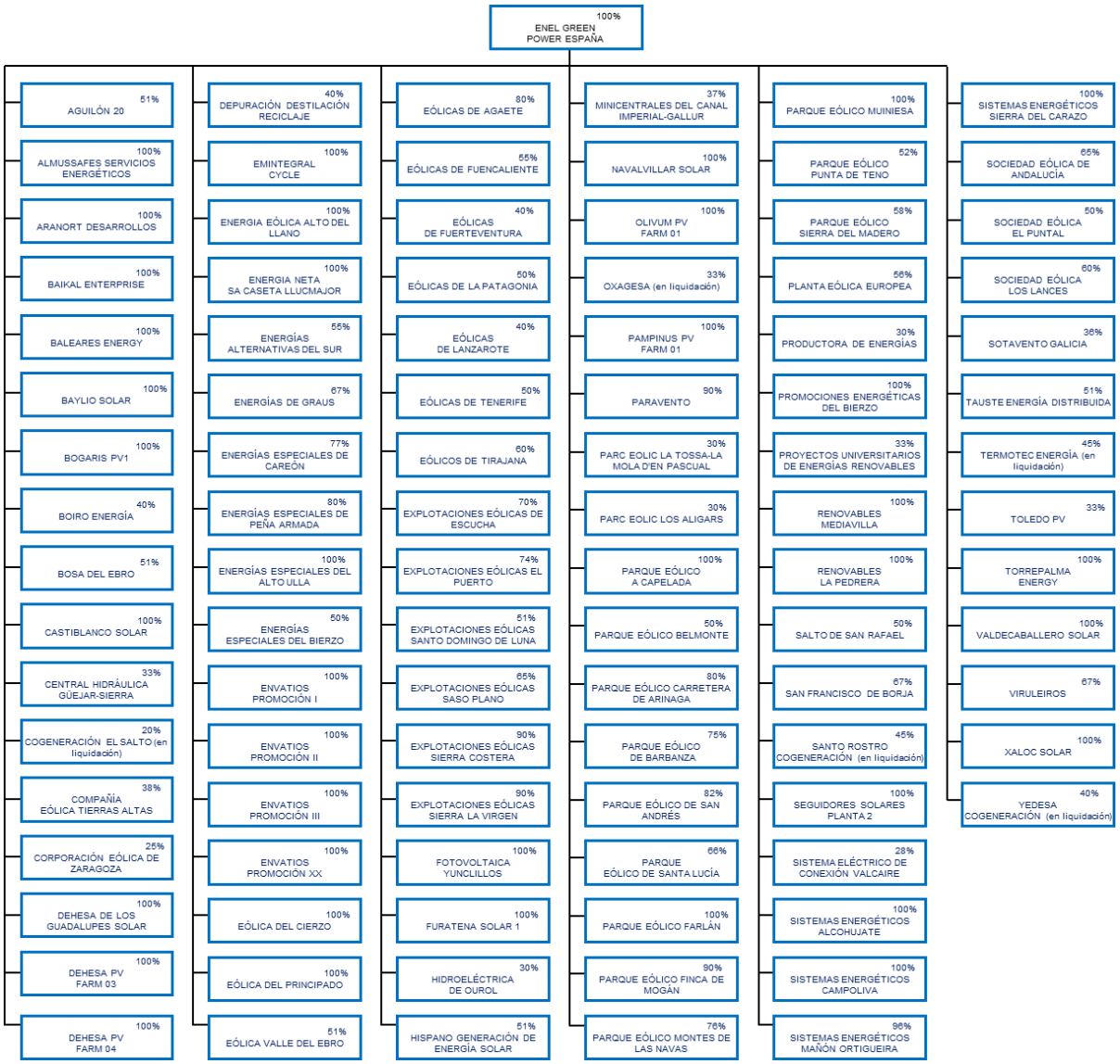
En el ejercicio 2019 las ventas de electricidad netas han ascendido a 89.441 GWh y, a 31 de diciembre de 2019, la cartera de clientes en el mercado eléctrico estaba integrada por 10,6 millones de puntos de suministro. El volumen total de gas comercializado en el ejercicio 2019 ascendió a 79.784 GWh y, a 31 de diciembre de 2019, la cartera de clientes en el mercado convencional de gas natural estaba integrada por 1,6 millones de puntos de suministro (véase Apartado 2.6. Anexo Estadístico de este Informe de Gestión Consolidado).

En el Anexo I de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019 se relacionan las Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta de ENDESA.

En el Anexo II de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019 se relacionan las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos de ENDESA.

A continuación, se detalla el mapa societario de ENDESA a 31 de diciembre de 2019 en el que se recogen, de forma gráfica, las principales sociedades participadas:





Las incorporaciones, exclusiones y variaciones relativas al mapa societario de ENDESA acontecidas en el ejercicio 2019 se describen en las Notas 2.3, 2.4 y 2.5 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

2. Evolución y Resultado de los Negocios en el ejercicio 2019.

2.1. Resultados Consolidados.

El resultado ordinario neto de ENDESA ascendió a 1.562 millones de euros (+3,4%) en el ejercicio 2019.

ENDESA obtuvo un resultado ordinario neto, sin incluir los efectos de carácter no recurrente, de 1.562 millones de euros en el ejercicio 2019, lo que supone un aumento del 3,4% respecto del ejercicio anterior.

El resultado neto atribuido a la Sociedad Dominante ha ascendido a 171 millones de euros en el ejercicio 2019, lo que supone una disminución del 87,9% frente a los 1.417 millones de euros obtenidos en el ejercicio 2018.

La disminución del resultado neto de ENDESA en el ejercicio 2019 es debida al registro contable de un deterioro neto de valor por un importe total de 1.409 millones de euros correspondiente, de una parte, a la totalidad del valor neto contable de los activos de generación térmica peninsular de carbón (1.105 millones de euros) y, por otra parte, a las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares

(TNP) (304 millones de euros) (véase Apartado 2.3.2. Costes de Explotación de este Informe de Gestión Consolidado).

A continuación, se presenta la distribución del resultado neto y del resultado ordinario neto del ejercicio 2019 entre los Negocios de ENDESA y su variación respecto del ejercicio anterior (véase Apartado 2.4. Resultados por Segmentos de este Informe de Gestión Consolidado):

Millones de Euros

	Resultado Neto (2)				Resultado Ordinario Neto (3)			
	2019	2018	% Var.	% Aportación al Total	2019	2018	% Var.	% Aportación al Total
Generación y Comercialización	(823)	396	(307,8)	(481,3)	586	490	19,6	37,5
Distribución	1.077	1.046	3,0	629,8	1.059	1.046	1,2	67,8
Estructura y Otros (1)	(83)	(25)	232,0	(48,5)	(83)	(25)	232,0	(5,3)
TOTAL	**171**	**1.417**	**(87,9)**	**100,0**	**1.562**	**1.511**	**3,4**	**100,0**

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.
(2) Resultado Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante.
(3) Resultado Ordinario Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros).

2.2. Cambios en los principios contables.

El 1 de enero de 2019 ha entrado en vigor la NIIF 16 “Arrendamientos”, que establece que un arrendatario reconocerá un activo por derecho de uso, que representa el derecho a usar el activo subyacente, y un pasivo por arrendamiento, que representa la obligación de realizar los pagos por arrendamiento durante el plazo del mismo.

Desde el punto de vista del arrendador, esta Norma no introduce cambios significativos, debiendo clasificar sus contratos como arrendamientos financieros o arrendamientos operativos.

ENDESA ha optado por aplicar esta Norma retroactivamente con el efecto acumulado en la primera aplicación, lo que supone no re-expresar el periodo comparativo y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma a 1 de enero de 2019, registrando el activo por el mismo valor que el pasivo.

En relación con las soluciones prácticas que permite la Norma a la fecha de primera aplicación, ENDESA ha optado por su no aplicación a aquellos arrendamientos cuyo plazo finaliza dentro de los 12 meses siguientes de la fecha de primera aplicación o cuyo valor del activo subyacente es inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD) y, en estos casos, se reconocen los pagos asociados a los arrendamientos como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo de arrendamiento en el epígrafe “Otros Gastos Fijos de Explotación” del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 6.1.1 y 6.1.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).

En base a lo anterior, el efecto sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA a la fecha de primera aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos” es como sigue:

Millones de Euros

	1 de Enero de 2019				NIIF 16 "Arrendamientos"				1 de Enero de 2019 (Ajustado)			
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Otros (1)	Total	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Otros (1)	Total	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Otros (1)	Total
ACTIVO												
ACTIVO NO CORRIENTE	**13.235**	**13.349**	**(583)**	**26.001**	**106**	**19**	**61**	**186**	**13.341**	**13.368**	**(522)**	**26.187**
Inmovilizado Material	9.856	11.916	68	21.840	106	19	61	186	9.962	11.935	129	22.026
Inversiones Inmobiliarias	-	56	6	62	-	-	-	-	-	56	6	62
Activo Intangible	991	223	141	1.355	-	-	-	-	991	223	141	1.355
Fondo de Comercio	378	97	4	479	-	-	-	-	378	97	4	479
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	229	18	2	249	-	-	-	-	229	18	2	249
Activos Financieros no Corrientes	1.093	718	(953)	858	-	-	-	-	1.093	718	(953)	858
Activos por Impuesto Diferido	688	321	149	1.158	-	-	-	-	688	321	149	1.158
ACTIVO CORRIENTE	**5.083**	**1.106**	**(534)**	**5.655**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5.083**	**1.106**	**(534)**	**5.655**
Existencias	1.348	125	-	1.473	-	-	-	-	1.348	125	-	1.473
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.622	671	(338)	2.955	-	-	-	-	2.622	671	(338)	2.955
Activos Financieros Corrientes	889	304	(210)	983	-	-	-	-	889	304	(210)	983
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	224	6	14	244	-	-	-	-	224	6	14	244
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVO	**18.318**	**14.455**	**(1.117)**	**31.656**	**106**	**19**	**61**	**186**	**18.424**	**14.474**	**(1.056)**	**31.842**
PATRIMONIO NETO Y PASIVO												
PATRIMONIO NETO	**7.194**	**3.472**	**(1.485)**	**9.181**	**-**	**-**	**-**	**-**	**7.194**	**3.472**	**(1.485)**	**9.181**
De la Sociedad Dominante	7.057	3.465	(1.485)	9.037	-	-	-	-	7.057	3.465	(1.485)	9.037
De los Intereses Minoritarios	137	7	-	144	-	-	-	-	137	7	-	144
PASIVO NO CORRIENTE	**6.079**	**8.522**	**180**	**14.781**	**97**	**16**	**46**	**159**	**6.176**	**8.538**	**226**	**14.940**
Ingresos Diferidos	44	4.562	(19)	4.587	-	-	-	-	44	4.562	(19)	4.587
Provisiones no Corrientes	1.995	954	376	3.325	-	-	-	-	1.995	954	376	3.325
Deuda Financiera no Corriente	3.022	2.197	(244)	4.975	97	16	46	159	3.119	2.213	(198)	5.134
Otros Pasivos no Corrientes	281	474	2	757	-	-	-	-	281	474	2	757
Pasivos por Impuesto Diferido	737	335	65	1.137	-	-	-	-	737	335	65	1.137
PASIVO CORRIENTE	**5.045**	**2.461**	**188**	**7.694**	**9**	**3**	**15**	**27**	**5.054**	**2.464**	**203**	**7.721**
Deuda Financiera Corriente	59	4	983	1.046	9	3	15	27	68	7	998	1.073
Provisiones Corrientes	444	65	62	571	-	-	-	-	444	65	62	571
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	4.542	2.392	(857)	6.077	-	-	-	-	4.542	2.392	(857)	6.077
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	**18.318**	**14.455**	**(1.117)**	**31.656**	**106**	**19**	**61**	**186**	**18.424**	**14.474**	**(1.056)**	**31.842**

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.

Durante el ejercicio 2019 el impacto por la aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos” en el Estado del Resultado Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros

Estado del Resultado Consolidado	Apartados	2019			
		Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Otros (1)	Total
INGRESOS		-	-	-	-
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS		-	-	-	-
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		-	-	-	-
Otros Gastos Fijos de Explotación	2.3.2	19	3	16	38
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		**19**	**3**	**16**	**38**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	2.3.2	(15)	(3)	(16)	(34)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**4**	**-**	**-**	**4**
RESULTADO FINANCIERO	2.3.3	**(3)**	**-**	**(1)**	**(4)**
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS		-	-	-	-
Impuesto sobre Sociedades		-	-	-	-
RESULTADO DEL PERIODO		**1**	**-**	**(1)**	**-**
Sociedad Dominante		-	-	-	-
Intereses Minoritarios		-	-	-	-

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.

A 31 de diciembre de 2019, por aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos”, se ha registrado una deuda financiera neta por el reconocimiento de la obligación de pago por los contratos de derechos de uso por importe de 274 millones de euros (véase Apartado 4.1. Gestión Financiera de este Informe de Gestión Consolidado).

Con la entrada en vigor de la NIIF 16 “Arrendamientos”, a partir del 1 de enero de 2019, los pagos derivados de los contratos de arrendamiento operativo, considerados con anterioridad a la Norma como flujos de efectivo procedentes de las actividades de explotación, han pasado a registrarse como flujos de efectivo aplicados a las actividades de financiación. Durante el ejercicio 2019 el importe registrado por este concepto ha ascendido a 35 millones de euros (véase Apartado 4.4. Flujos de Efectivo de este Informe de Gestión Consolidado).

2.3. Análisis de Resultados.

A continuación, se presenta el detalle de las magnitudes más relevantes del Estado del Resultado Consolidado de ENDESA en el ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Magnitudes más Relevantes		
		2019	2018	% Var.
Ingresos	24	**20.158**	**20.195**	**(0,2)**
Aprovisionamientos y Servicios	25	**(14.252)**	**(14.567)**	**(2,2)**
Margen de Contribución (2)		**5.906**	**5.628**	**4,9**
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3a.1 y 3d.2	295	270	9,3
Gastos de Personal	26	(1.022)	(947)	7,9
Otros Gastos Fijos de Explotación	27	(1.338)	(1.324)	1,1
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) (3)		**3.841**	**3.627**	**5,9**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	28	(3.453)	(1.708)	102,2
Resultado de Explotación (EBIT) (4)		**388**	**1.919**	**(79,8)**
Resultado Financiero Neto (5)	29	**(184)**	**(139)**	**32,4**
Resultado Antes de Impuestos		**230**	**1.818**	**(87,3)**
Resultado Neto (6)		**171**	**1.417**	**(87,9)**
Resultado Ordinario Neto (7)		**1.562**	**1.511**	**3,4**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Margen de Contribución = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios.
(3) Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo - Gastos de Personal - Otros Gastos Fijos de Explotación.
(4) Resultado de Explotación (EBIT) = Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) - Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro.
(5) Resultado Financiero Neto = Ingreso Financiero - Gasto Financiero + Diferencias de Cambio Netas.
(6) Resultado Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante.
(7) Resultado Ordinario Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros).

2.3.1. Ingresos.

En el ejercicio 2019 los ingresos se situaron en 20.158 millones de euros, 37 millones de euros inferiores (-0,2%) a los obtenidos en el ejercicio 2018.

A continuación, se presenta el detalle del epígrafe “Ingresos” del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Ingresos			
		2019	2018	Diferencia	% Var.
Ventas	24.1	19.258	19.555	(297)	(1,5)
Otros Ingresos de Explotación	24.2	900	640	260	40,6
TOTAL	**24**	**20.158**	**20.195**	**(37)**	**(0,2)**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

Entorno de mercado.

Durante el ejercicio 2019 la demanda de energía eléctrica ha presentado la siguiente evolución:

- La demanda acumulada peninsular de energía eléctrica ha disminuido un 1,7% respecto del año anterior (-2,7% corregidos los efectos de laboralidad y temperatura).
- La demanda de energía eléctrica en los Territorios No Peninsulares (TNP) finalizó 2019 con un aumento del 0,9% en las Islas Baleares y del 0,4% en las Islas Canarias respecto al año anterior (+0,9% y -0,2%, respectivamente, corregidos los efectos de laboralidad y temperatura).

El ejercicio 2019 se ha caracterizado por precios más bajos, situándose el precio medio aritmético en el mercado mayorista de electricidad en 47,7 €/MWh (-16,8%) como consecuencia, principalmente, de la evolución de los precios de las materias primas, especialmente el gas natural, así como la mayor participación de las energías renovables, a pesar del aumento del precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2).

Durante el ejercicio 2019 el precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) se ha incrementado hasta una media de 24,86 €/t y, en el marco de los objetivos de la Unión Europea de reducción de emisiones del Sector Eléctrico, desde el 1 de enero de 2019 el establecimiento del Mecanismo del “Market Stability Reserve” (MSR) ha garantizado el mantenimiento de unos niveles de precios de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) adecuados a tal fin.

Durante el ejercicio 2019 se ha producido también un estrechamiento del hueco térmico debido a la debilidad de la demanda eléctrica, el aumento de las importaciones y el incremento de la producción renovable. A tal efecto, la contribución de las energías renovables al conjunto de la producción peninsular acumulada durante el ejercicio 2019 ha sido del 41,7% (39,0% en el ejercicio 2018).

En este contexto de mercado, y teniendo en consideración también el descenso en el precio del gas natural y la exención del céntimo verde a los ciclos combinados, junto con el diferente trato fiscal de las importaciones, se ha producido un encarecimiento del coste de producción de electricidad con la tecnología de carbón y amplificado el efecto de pérdida de competitividad frente a otras tecnologías.

A futuro, y teniendo en consideración los objetivos de la Unión Europea de emisión de dióxido de carbono (CO_2) en 2030 y 2050, así como el soporte esperado al mantenimiento de los precios actuales de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), y el previsible mayor estrechamiento del hueco térmico con el crecimiento esperado de las plantas de producción con energías renovables, se estima que la reducción acaecida de la competitividad de las centrales térmicas de carbón se mantendrá.

En este entorno:

– La producción eléctrica de ENDESA del ejercicio 2019 ha sido de 61.402 GWh, un 17,2% inferior a la del ejercicio anterior conforme al siguiente detalle:

GWh

Generación de Electricidad (1)	2019	2018	% Var.
Peninsular	**49.582**	**61.456**	**(19,3)**
Renovables	**10.090**	**12.172**	**(17,1)**
Hidroeléctrica	5.861	8.459	(30,7)
Eólica (2)	4.127	3.688	11,9
Fotovoltaica	101	24	320,8
Resto	1	1	-
Nuclear	26.279	24.067	9,2
Carbón	5.647	19.924	(71,7)
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	7.566	5.293	42,9
Territorios No Peninsulares (TNP)	**11.820**	**12.737**	**(7,2)**
Carbón	1.996	2.392	(16,6)
Fuel-Gas	5.703	6.681	(14,6)
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	4.121	3.664	12,5
TOTAL	**61.402**	**74.193**	**(17,2)**

(1) En barras de central.
(2) En el ejercicio 2019 incluye 123 GWh correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (118 GWh en el ejercicio 2018).
(3) Correspondiente a gas natural.

– Las tecnologías no emisoras, renovables y nuclear, han representado el 59,2% del "mix" de generación de ENDESA en el ejercicio 2019, frente al 71,3% del resto del sector (48,8% y 80,1%, respectivamente, en el ejercicio 2018).

A 31 de diciembre de 2019 ENDESA alcanzó las siguientes cuotas en el mercado de electricidad:

– 18,3% en generación eléctrica peninsular.

– 44,1% en distribución de electricidad.

– 34,1% en comercialización de electricidad.

Durante el ejercicio 2019 la demanda convencional de gas ha disminuido un 0,2% respecto del año anterior y, a 31 de diciembre de 2019, ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 15,6% en ventas de gas a clientes del mercado liberalizado.

Ventas.

A continuación, se presenta el detalle del epígrafe "Ventas" del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Ventas			
	2019	2018	Diferencia	% Var.
Ventas de Electricidad	13.801	14.137	(336)	(2,4)
Ventas Mercado Liberalizado	9.404	9.236	168	1,8
Ventas Mercado Liberalizado Español	8.320	8.227	93	1,1
Ventas Mercados Liberalizados fuera de España	1.084	1.009	75	7,4
Ventas a Precio Regulado	2.055	2.339	(284)	(12,1)
Ventas Mercado Mayorista	843	1.130	(287)	(25,4)
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)	1.376	1.318	58	4,4
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	105	96	9	9,4
Otras Ventas de Electricidad	18	18	-	-
Ventas de Gas	2.450	2.554	(104)	(4,1)
Ventas Mercado Liberalizado	2.369	2.469	(100)	(4,1)
Ventas a Precio Regulado	81	85	(4)	(4,7)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	2.266	2.209	57	2,6
Otras Ventas y Prestación de Servicios	741	655	86	13,1
TOTAL	**19.258**	**19.555**	**(297)**	**(1,5)**

Ventas de electricidad a clientes del mercado liberalizado.

A 31 de diciembre de 2019 el número de clientes de electricidad de ENDESA en el mercado liberalizado era de 5.827.786, con un aumento del 1,8% respecto del número de clientes existentes a 31 de diciembre de 2018 conforme al siguiente detalle:

- 4.618.734 (-0,2%) en el mercado peninsular español.
- 859.095 (+4,1%) en el mercado de los Territorios No Peninsulares (TNP).
- 349.957 (+28,2%) en mercados liberalizados fuera de España.

Las ventas netas de ENDESA al conjunto de estos clientes en el ejercicio 2019 han ascendido a un total de 78.056 GWh, con un aumento del 1,0% respecto al ejercicio 2018 conforme al siguiente detalle:

- 67.860 GWh (+0,5%) en el mercado liberalizado español.
- 10.196 GWh (+4,4%) en mercados liberalizados fuera de España.

En términos económicos, las ventas en el ejercicio 2019 en el mercado liberalizado han ascendido a 9.404 millones de euros (+1,8%) conforme al siguiente detalle:

- Las ventas en el mercado liberalizado español han sido de 8.320 millones de euros, con un aumento de 93 millones de euros (+1,1%) respecto a las del ejercicio 2018 debido, fundamentalmente, al aumento en las unidades físicas vendidas.
- Los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados fuera de España han ascendido a 1.084 millones de euros, superiores en 75 millones de euros (+7,4%) a los del ejercicio 2018 debido, principalmente, al aumento del número de clientes y el incremento de las unidades físicas vendidas en Portugal.

Ventas de electricidad a precio regulado.

Durante el ejercicio 2019 ENDESA ha vendido 11.385 GWh a los clientes a los que se aplica el precio regulado, a través de su comercializadora de referencia, un 7,9% menos que en el ejercicio 2018.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 2.055 millones de euros, un 12,1% inferior al del ejercicio 2018, debido, fundamentalmente, a la disminución en las unidades físicas vendidas.

Ventas de gas.

A 31 de diciembre de 2019 el número de clientes de gas de ENDESA era de 1.648.705, con un aumento del 2,8% respecto del número de clientes existentes a 31 de diciembre de 2018:

- 229.741 (-1,3%) en el mercado regulado.
- 1.418.964 (+3,5%) en el mercado liberalizado.

En el ejercicio 2019 ENDESA ha vendido 79.784 GWh a clientes en el mercado de gas natural, lo que supone una disminución del 8,0% respecto del ejercicio 2018.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el ejercicio 2019 han ascendido a 2.450 millones de euros, 104 millones de euros inferiores (-4,1%) a los del ejercicio 2018 conforme al siguiente detalle:

- Las ventas de gas en el mercado liberalizado han sido de 2.369 millones de euros, inferiores en 100 millones de euros (-4,1%) a las del ejercicio 2018 debido, fundamentalmente, a la disminución de las unidades físicas vendidas.
- Los ingresos por ventas de gas a clientes a precio regulado han ascendido a 81 millones de euros, similares a los del ejercicio 2018.

Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP).

En el ejercicio 2019 las compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) han ascendido a 1.376 millones de euros, lo que supone un aumento de 58 millones de euros (+4,4%) respecto al ejercicio 2018, como consecuencia, fundamentalmente, del aumento de los costes de los combustibles por la evolución de los precios de las materias primas y de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2).

Distribución de electricidad.

Durante el ejercicio 2019 ENDESA ha distribuido 116.611 GWh en el mercado español, un 0,4% menos que en el ejercicio 2018.

El ingreso regulado de la actividad de distribución durante el ejercicio 2019 ha ascendido a 2.266 millones de euros (+2,6%).

Otros ingresos de explotación.

A continuación, se presenta el detalle de los otros ingresos de explotación del ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Otros Ingresos de Explotación			
		2019	2018	Diferencia	%Var
Variación de Derivados de Materias Energéticas		550	294	256	87,1
Imputación a Resultados de Subvenciones (2)	15 y 24.2	23	21	2	9,5
Imputación a Resultados de Pasivos de Contratos con Clientes	22 y 24.2	158	157	1	0,6
Prestación de Servicios en Instalaciones		4	6	(2)	(33,3)
Derechos de Contratación		56	42	14	33,3
Indemnizaciones de Terceros		14	31	(17)	(54,8)
Otros		95	89	6	6,7
TOTAL		**900**	**640**	**260**	**40,6**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) En el ejercicio 2019 incluye 18 millones de euros relativos a subvenciones de capital y 5 millones de euros de subvenciones de explotación (18 millones de euros y 3 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2018).

En el ejercicio 2019, el importe de los otros ingresos de explotación ha ascendido a 900 millones de euros, lo que supone un aumento de 260 millones de euros (+40,6%) respecto del ejercicio 2018 como consecuencia, fundamentalmente, del aumento de 256 millones de euros (+87,1%) en los ingresos por valoración y liquidación de derivados de materias energéticas debido, principalmente, a la valoración y liquidación de derivados de electricidad y gas que se compensa, con el aumento de 407 millones de euros (+164,8%) en los gastos por ese mismo concepto registrados en el epígrafe “Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios” del Estado del Resultado Consolidado (véase Apartado 2.3.2. Costes de Explotación de este Informe de Gestión Consolidado).

2.3.2. Costes de explotación.

Los costes de explotación del ejercicio 2019 han ascendido a 19.770 millones de euros, con un aumento del 8,2% respecto del ejercicio anterior.

A continuación, se presenta el detalle de los costes de explotación del ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Costes de Explotación			
		2019	2018	Diferencia	% Var.
Aprovisionamientos y Servicios		14.252	14.567	(315)	(2,2)
Compras de Energía	25.1	4.904	4.784	120	2,5
Consumo de Combustibles	25.2	1.780	2.269	(489)	(21,6)
Gastos de Transporte		5.302	5.463	(161)	(2,9)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	25.3	2.266	2.051	215	10,5
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3a.1 y 3d.2	(295)	(270)	(25)	9,3
Gastos de Personal	26	1.022	947	75	7,9
Otros Gastos Fijos de Explotación	27	1.338	1.324	14	1,1
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	28	3.453	1.708	1.745	102,2
TOTAL		**19.770**	**18.276**	**1.494**	**8,2**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

Aprovisionamientos y servicios (costes variables).

Los costes por aprovisionamientos y servicios (costes variables) del ejercicio 2019 han ascendido a 14.252 millones de euros, con una reducción del 2,2% respecto del ejercicio anterior.

La evolución de estos costes en el ejercicio 2019 ha sido la siguiente:

- Las compras de energía han aumentado en 120 millones de euros (+2,5%) y el consumo de combustibles ha disminuido en 489 millones de euros (-21,6%) hasta situarse en 4.904 millones de euros y 1.780 millones de euros, respectivamente. Dicha evolución recoge el efecto de la menor producción térmica (-34,0%) del ejercicio y el deterioro de 82 millones de euros correspondiente a las existencias de las centrales peninsulares de carbón (62 millones de euros, netos de efecto fiscal) (véase Apartado 2.3.7. Resultado Neto de este Informe de Gestión Consolidado).

- El epígrafe "Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios" del Estado del Resultado Consolidado ha ascendido a 2.266 millones de euros, superior en 215 millones de euros (+10,5%) respecto del ejercicio 2018. Dicha variación recoge, principalmente:

Millones de Euros

	Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios			
	2019	**2018**	**Diferencia**	**% Var.**
Variación de Derivados de Materias Energéticas	654	247	407	164,8
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	372	361	11	3,0
Impuesto a la Producción Eléctrica	225	300	(75)	(25,0)
Tasa Hidráulica	34	59	(25)	(42,4)
Impuesto Nuclear Catalán	(27)	12	(39)	(325,0)
Bono Social	51	88	(37)	(42,0)
Tasa de Ocupación de la Vía Pública / Alumbrado	195	190	5	2,6
Tratamiento de Residuos Radiactivos	181	166	15	9,0
Tasa Nuclear	124	121	3	2,5
Otros	457	507	(50)	(9,9)
TOTAL	**2.266**	**2.051**	**215**	**10,5**

Dicho importe incluye una disminución de 39 millones de euros en el impuesto nuclear catalán como consecuencia de la declaración de inconstitucionalidad según Sentencia del Tribunal Constitucional, de 12 de abril de 2019, por la que se ha registrado una reversión del importe devengado en los ejercicios 2017 y 2018 por importe de 27 millones de euros.

Costes fijos de explotación.

A continuación, se presenta el detalle de los costes fijos de explotación del ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Costes Fijos de Explotación			
		2019	**2018**	**Diferencia**	**% Var.**
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3a.1 y 3d.2	(295)	(270)	(25)	9,3
Gastos de Personal	26	1.022	947	75	7,9
Otros Gastos Fijos de Explotación	27	1.338	1.324	14	1,1
TOTAL		**2.065**	**2.001**	**64**	**3,2**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

En el ejercicio 2019 los costes fijos de explotación han ascendido a 2.065 millones de euros, lo que supone un aumento de 64 millones de euros (+3,2%) en comparación con los del ejercicio anterior. Dicho importe recoge:

- La dotación neta de provisiones para hacer frente a planes de relevo de plantilla, acuerdos voluntarios de salida, indemnizaciones y otros riesgos de carácter fiscal y laboral (44 millones de euros en el ejercicio 2019 y 0 millones de euros en el ejercicio 2018).

- La actualización de las provisiones por planes de restructuración de plantilla en vigor (1 millón de euros, positivo, en el ejercicio 2019 y 4 millones de euros, negativos, en el ejercicio 2018).

- El gasto relativo a expedientes sancionadores por importe de 57 millones de euros (6 millones de euros de gasto en el ejercicio 2018).

– El deterioro de otros materiales relativos a las centrales peninsulares de carbón por importe de 21 millones de euros (16 millones de euros, netos de efecto fiscal) (véase Apartado 2.3.7. Resultado Neto de este Informe de Gestión Consolidado).

– La disminución de 38 millones de euros del epígrafe “Otros Gastos Fijos de Explotación” del Estado del Resultado Consolidado como consecuencia de la activación, a partir del 1 de enero de 2019, del derecho de uso de los activos objeto de arrendamiento por aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos” (véase Apartado 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado).

Sin tener en consideración los efectos descritos en los párrafos anteriores, los costes fijos de explotación del ejercicio 2019 habrían disminuido en 9 millones de euros (-0,5%) respecto del ejercicio anterior.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro.

A continuación, se presenta el detalle de las amortizaciones y pérdidas por deterioro del ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Apartados	Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro			
			2019	2018	Diferencia	% Var.
AMORTIZACIONES			**1.553**	**1.480**	**73**	**4,9**
Dotación Amortización Inmovilizado Material	6		1.302	1.259	43	3,4
Dotación Amortización Activos por Derechos de Uso por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	2.1a y 6.1	2.2	34	-	34	Na
Otras Dotaciones Amortización Inmovilizado Material			1.268	1.259	9	0,7
Dotación Amortización Activo Intangible	8		251	221	30	13,6
PERDIDAS POR DETERIORO			**1.900**	**228**	**1.672**	**733,3**
Activos no Financieros			**1.769**	**148**	**1.621**	**1.095,3**
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	6 y 33.2		1.757	153	1.604	1.048,4
Centrales Térmicas Peninsulares de Carbón	3e.4		1.352 (2)	-	1.352	Na
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)	3e.4		401 (2) (3)	-	401	Na
Central Térmica de Alcudia (Baleares)	3e.4		-	157 (4)	(157)	(100,0)
Otro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias			4	(4)	8	(200,0)
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible			(5)	(6)	1	(16,7)
Otro Activo Intangible			(5)	(6)	1	(16,7)
Dotación Pérdidas por Deterioro Fondo de Comercio	9 y 33.2		17	1	16	1.600,0
Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica	3e.4		14 (2)	-	14	Na
Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Territorio No Peninsular (TNP) de Canarias	3e.4		3 (2)	-	3	Na
Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Territorio No Peninsular (TNP) de Baleares	3e.4		-	1 (4)	(1)	(100,0)
Activos Financieros	**18.4.1 y 33.2**		**131**	**80**	**51**	**63,8**
Dotación Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes	12.1		128	79	49	62,0
Dotación Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros	18.1.1		3	1	2	200,0
TOTAL			**3.453**	**1.708**	**1.745**	**102,2**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) 1.332 millones de euros, netos de efecto fiscal (véase Apartado 2.3.7. Resultado Neto de este Informe de Gestión Consolidado).
(3) 14 millones de euros han sido asignados a la Central Térmica de Alcudia (Baleares).
(4) 119 millones de euros, netos de efecto fiscal (véase Apartado 2.3.7. Resultado Neto de este Informe de Gestión Consolidado).

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro del ejercicio 2019 han ascendido a 3.453 millones de euros, con un aumento de 1.745 millones de euros (+102,2%) respecto al ejercicio 2018. Para analizar su evolución durante el ejercicio 2019 hay que tener en cuenta los siguientes efectos:

– Deterioro de los activos de las centrales térmicas de carbón de la Península Ibérica.

Durante el año 2019 se ha producido una profunda modificación en las condiciones de mercado que afectan a las centrales térmicas de carbón, derivada fundamentalmente del precio internacional de las “commodities” y la efectividad de los nuevos mecanismos de regulación del mercado de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), que desplaza a las centrales de mayor volumen de emisiones en beneficio de otras tecnologías. Esta situación estructural ha determinado que las centrales térmicas peninsulares de carbón de ENDESA no resulten competitivas y, por tanto, su funcionamiento no sea posible en el mercado de generación eléctrica, como la propia evolución ha acreditado (véase Apartado 2.3.1. Ingresos de este Informe de Gestión Consolidado).

En este contexto, con fecha 27 de septiembre de 2019, ENDESA ha aprobado promover la discontinuidad de estas instalaciones, de conformidad con los trámites y procedimientos legales establecidos, y, tal decisión, ha supuesto:

- Adelantar la fecha de cierre prevista de las centrales térmicas implicadas, cuya vida útil económica anterior se proyectaba hasta el año 2035.

- El registro contable de la correspondiente provisión por desmantelamiento, retiro o rehabilitación del inmovilizado, incluyendo los costes previstos para realizar tales operaciones hasta la clausura que, a 31 de diciembre de 2019, se han estimado en 459 millones de euros (véanse Notas 6.4 y 16.3 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).

- Reevaluar la ejecución de determinadas inversiones comprometidas en dichas centrales para cumplir los límites de emisión establecidos por la Directiva de Emisiones Industriales (DEI) 2010/75/EU, de 24 de noviembre.

- Desarrollar un modelo de gestión específico de estos activos, que responde a objetivos diferenciales respecto del resto de activos de generación peninsular.

- Evaluar la recuperabilidad de dichos activos y registrar, como consecuencia de tal decisión y del análisis realizado del valor recuperable de estos activos, un deterioro de valor por importe de 1.366 millones de euros, 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 (véanse Notas 3c, 6.4, 9 y 28 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).

Con fecha 27 de diciembre de 2019 ENDESA presentó ante las autoridades competentes las solicitudes de autorización para el cierre de las Centrales Térmicas de As Pontes (La Coruña) y Litoral (Almería).

- Deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

  Con fecha 28 de diciembre de 2019 se ha publicado 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. Esta revisión de parámetros técnicos y económicos ha supuesto para ENDESA, entre otros aspectos, una disminución en la retribución de los costes por operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2020-2025, y como consecuencia de ello, el importe recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla resulta inferior a su valor en libros, por lo que se ha registrado en el Estado del Resultado Consolidado una pérdida por deterioro por un importe total igual a 404 millones de euros (véanse Notas 3c, 6.4, 9 y 28 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).

- Aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos”.

  En el ejercicio 2019 el epígrafe “Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro” del Estado del Resultado Consolidado recoge un aumento de 34 millones de euros por el gasto de amortizaciones por este concepto (véase Apartado 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado).

- Deterioro de la Central Térmica de Alcudia (Baleares).

  Con fecha 3 de noviembre de 2018 se publicó 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, que no incluye los Grupos de carbón de la Central Térmica de Alcudia (Baleares).

  El no reconocimiento de este régimen retributivo adicional implicó que la Sociedad presentara 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 de la Central Térmica de Alcudia (Baleares) y, además, una disminución de la estimación de vida útil de los Grupos III y IV de dicha central.

Como consecuencia de ello, el importe recuperable de estos activos resultó inferior a su valor en libros, de modo que se procedió a registrar en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2018 una pérdida por deterioro por importe de 158 millones de euros (véanse Notas 3c, 6.4, 9 y 28 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).

2.3.3. Resultado financiero neto.

El resultado financiero neto de los ejercicios 2019 y 2018 ha sido negativo por importe de 184 millones de euros y 139 millones de euros, respectivamente.

A continuación, se presenta el detalle del resultado financiero neto del ejercicio 2019 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Resultado Financiero Neto (2)			
		2019	2018	Diferencia	% Var.
Gasto Financiero Neto (3)		(185)	(137)	(48)	35,0
Ingreso Financiero		27	36	(9)	(25,0)
Gasto Financiero		(212)	(173)	(39)	22,5
Diferencias de Cambio Netas		1	(2)	3	(150,0)
TOTAL	**29**	**(184)**	**(139)**	**(45)**	**32,4**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Resultado Financiero Neto = Ingreso Financiero - Gasto Financiero + Diferencias de Cambio Netas.
(3) Gasto Financiero Neto = Ingreso Financiero - Gasto Financiero.

En el ejercicio 2019, el gasto financiero neto ascendió a 185 millones de euros, 48 millones de euros superior (+35,0%) al del ejercicio anterior.

Para analizar la evolución del gasto financiero neto durante el ejercicio 2019 hay que tener en consideración los siguientes efectos:

Millones de Euros

	Apartados	Gasto Financiero Neto (1)			
		2019	2018	Diferencia	% Var.
Gastos por Pasivos Financieros a Coste Amortizado		(133)	(129)	(4)	3,1
Gastos por Contratos de Derechos de Uso por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	2.2	(5)	-	(5)	Na
Gastos por otros Pasivos Financieros a Coste Amortizado		(128)	(129)	1	(0,8)
Ingresos por Activos Financieros a Coste Amortizado		2	10	(8)	(80,0)
Intereses por Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España del Ejercicio 2013		-	7	(7)	(100,0)
Otros		2	3	(1)	(33,3)
Actualización Provisiones por Planes de Reestructuración de Plantilla, Desmantelamiento de Instalaciones y Deterioro de Valor de los Activos Financieros conforme a la NIIF 9 "Instrumentos Financieros"		(49)	(8)	(41)	512,5
Otros		(5)	(10)	5	(50,0)
TOTAL		**(185)**	**(137)**	**(48)**	**35,0**

(1) Gasto Financiero Neto = Ingreso Financiero - Gasto Financiero.

Como consecuencia de la discontinuidad de la actividad en la Central Térmica de Litoral (Almería), en el ejercicio 2019 este epígrafe incluye un deterioro de valor por importe de 21 millones de euros correspondiente a la compensación a percibir por ENDESA Generación, S.A.U. de la Autoridad Portuaria de Almería en el marco de lo establecido en el Acta de extinción parcial de la concesión que mantiene con ésta en el Puerto de Carboneras.

Por su parte, los gastos por pasivos financieros a coste amortizado han aumentado en 4 millones de euros (+3,1%) debido a la combinación de los siguientes efectos (véase Apartado 4.1. Gestión Financiera de este Informe de Gestión Consolidado):

- El menor coste medio de la deuda financiera bruta, que ha pasado de un 1,9% en el ejercicio 2018 a un 1,8% en el ejercicio 2019.
- El aumento de la deuda financiera bruta media entre ambos ejercicios, que ha evolucionado desde 6.777 millones de euros en el ejercicio 2018 a 7.431 millones de euros en el ejercicio 2019.

2.3.4. Resultado neto de sociedades por el método de participación.

En los ejercicios 2019 y 2018 el resultado neto de sociedades por el método de participación ha ascendido a 15 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente, siendo el detalle el siguiente:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	
		2019	2018
Sociedades Asociadas		**5**	**7**
Tecnatom, S.A.		1	-
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		1	-
Boiro Energía, S.A.		-	1
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		-	1
Otras		3	5
Negocios Conjuntos		**10**	**28**
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		(7)	7
Nuclenor, S.A.		-	4
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		2	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		4	2
Otros		11	13
TOTAL	**10**	**15**	**35**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

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.

2.3.5. Resultado en venta de activos.

El resultado en venta de activos de los ejercicios 2019 y 2018 ha ascendido a 11 millones de euros y 3 millones de euros, ambos positivos, respectivamente, siendo el detalle el siguiente:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Resultado en Venta de Activos	
		2019	2018
Activos no Financieros		**40**	**38**
Cesión de Derechos de Uso de Fibra Óptica		24 (3)	-
Terreno Sant Adrià del Besòs	10.1	-	34 (5)
Otros Resultados		16	4
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo y Otros		1 (4)	-
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales (2)		15	4
Activos Financieros		**(29)**	**(35)**
Comisiones de Operaciones de Factoring	12.1 y 18.1.1	(29)	(35)
TOTAL	**30**	**11**	**3**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Corresponde a plusvalías generadas por la venta de terrenos e inmuebles.
(3) 18 millones de euros, netos de efecto fiscal (véase Apartado 2.3.7. Resultado Neto de este Informe de Gestión Consolidado).
(4) Corresponde al resultado bruto generado por las operaciones de desinversión de las sociedades Eólica del Noroeste, S.L. y Ufefys, S.L. (En Liquidación) (véanse Notas 2.3 y 2.4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).
(5) 25 millones de euros, netos de efecto fiscal (véase Apartado 2.3.7. Resultado Neto de este Informe de Gestión Consolidado).

Con fecha 19 de diciembre de 2019 ENDESA Ingeniería, S.L.U. y Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U. han firmado un acuerdo con un tercero por el que han cedido, en exclusiva y a largo plazo, todos los derechos de uso de su red de fibra óptica oscura excedentaria, por un importe de 132 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 24 millones de euros.

2.3.6. Impuesto sobre Sociedades.

En el ejercicio 2019 el gasto por Impuesto sobre Sociedades ha ascendido a 50 millones de euros, lo que supone una disminución de 342 millones de euros (-87,2%) respecto del importe registrado en el ejercicio anterior como consecuencia, principalmente, de los deterioros de valor de los activos de las centrales térmicas peninsulares de carbón y de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla registrados por un importe total de 1.873 millones de euros, y cuyo efecto fiscal ha ascendido a 464 millones de euros.

Sin tener en consideración el efecto descrito en el párrafo anterior, el gasto por Impuesto sobre Sociedades en el ejercicio 2019 habría aumentado en 122 millones de euros (+31,1%) respecto del ejercicio anterior y la tasa efectiva del ejercicio 2019 se habría situado en un 24,4% (21,6% en el ejercicio 2018).

2.3.7. Resultado neto.

El resultado ordinario neto atribuido a la Sociedad Dominante en el ejercicio 2019 ha ascendido a 1.562 millones de euros (+3,4%), conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	Apartados	2019	2018	Diferencia	% Var.
Resultado Neto (1)		**171**	**1.417**	**(1.246)**	**(87,9)**
Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (2)	2.3.5	(18)	(25)	7	(28,0)
Cesión de Derechos de Uso de Fibra Óptica		(18)	-	(18)	Na
Terreno Sant Adrià del Besòs		-	(25)	25	(100,0)
Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (2)	2.3.2	1.409	119	1.290	1.084,0
Centrales Térmicas Peninsulares de Carbón, Existencias y otros Materiales		1.105	-	1.105	Na
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)		304	-	304	Na
Central Térmica de Alcudia (Baleares)		-	119	(119)	(100,0)
Resultado Ordinario Neto (3)		**1.562**	**1.511**	**51**	**3,4**

(1) Resultado Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante.
(2) Superiores a 10 millones de euros.
(3) Resultado Ordinario Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros).

El resultado neto atribuido a la Sociedad Dominante en el ejercicio 2019 ha ascendido a 171 millones de euros, lo que supone una disminución de 1.246 millones de euros (-87,9%) respecto del importe obtenido en el ejercicio 2018.

2.4. Resultados por Segmentos.

La información por Segmentos se incluye en la Nota 33 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

A continuación, se presenta el detalle de sus magnitudes más relevantes del Estado del Resultado Consolidado entre los Negocios de ENDESA durante los ejercicios 2019 y 2018:

Millones de Euros

	2019						
	Generación y Comercialización						
	Generación Territorios No Peninsulares (TNP)	Resto de Generación y Comercialización	Ajustes	Total	Distribución	Estructura y Otros (1)	Total
Ingresos	**2.034**	**16.405**	**(902)**	**17.537**	**2.828**	**(207)**	**20.158**
Ventas	2.030	15.718	(902)	16.846	2.566	(154)	19.258
Otros Ingresos de Explotación	4	687	-	691	262	(53)	900
Aprovisionamientos y Servicios	**(1.496)**	**(13.603)**	**895**	**(14.204)**	**(182)**	**134**	**(14.252)**
Margen de Contribución (2)	**538**	**2.802**	**(7)**	**3.333**	**2.646**	**(73)**	**5.906**
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	8	88	-	96	175	24	295
Gastos de Personal	(93)	(450)	1	(542)	(280)	(200)	(1.022)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(186)	(937)	6	(1.117)	(442)	221	(1.338)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) (3)	**267**	**1.503 (8)**	**-**	**1.770**	**2.099**	**(28)**	**3.841**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(543)	(2.216)	-	(2.759)	(626)	(68)	(3.453)
Resultado de Explotación (EBIT) (4)	**(276)**	**(713)**	**-**	**(989)**	**1.473**	**(96)**	**388**
Resultado Financiero Neto (5)	**(23)**	**(92)**	**-**	**(115)**	**(63)**	**(6)**	**(184)**
Resultado Antes de Impuestos	**(298)**	**(684)**	**(130)**	**(1.112)**	**1.444**	**(102)**	**230**
Resultado Neto (6)	**(202)**	**(491)**	**(130)**	**(823)**	**1.077**	**(83)**	**171**
Resultado Ordinario Neto (7)	**102**	**614**	**(130)**	**586**	**1.059**	**(83)**	**1.562**

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.
(2) Margen de Contribución = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios.
(3) Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo - Gastos de Personal - Otros Gastos Fijos de Explotación.
(4) Resultado de Explotación (EBIT) = Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) - Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro.
(5) Resultado Financiero Neto = Ingreso Financiero - Gasto Financiero + Diferencias de Cambio Netas.
(6) Resultado Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante.
(7) Resultado Ordinario Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros).
(8) Incluye el Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) por importe de 223 millones de euros.

Millones de Euros

	2018						
	Generación y Comercialización						
	Generación Territorios No Peninsulares (TNP)	Resto de Generación y Comercialización	Ajustes	Total	Distribución	Estructura y Otros (1)	Total
Ingresos	**2.115**	**16.527**	**(1.021)**	**17.621**	**2.784**	**(210)**	**20.195**
Ventas	2.106	16.118	(1.021)	17.203	2.509	(157)	19.555
Otros Ingresos de Explotación	9	409	-	418	275	(53)	640
Aprovisionamientos y Servicios	**(1.504)**	**(13.976)**	**1.016**	**(14.464)**	**(201)**	**98**	**(14.567)**
Margen de Contribución (2)	**611**	**2.551**	**(5)**	**3.157**	**2.583**	**(112)**	**5.628**
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	4	79	-	83	167	20	270
Gastos de Personal	(85)	(435)	-	(520)	(263)	(164)	(947)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(174)	(934)	5	(1.103)	(428)	207	(1.324)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) (3)	**356**	**1.261 (8)**	**-**	**1.617**	**2.059**	**(49)**	**3.627**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(314)	(715)	-	(1.029)	(630)	(49)	(1.708)
Resultado de Explotación (EBIT) (4)	**42**	**546**	**-**	**588**	**1.429**	**(98)**	**1.919**
Resultado Financiero Neto (5)	**(19)**	**(131)**	**-**	**(150)**	**(75)**	**86**	**(139)**
Resultado Antes de Impuestos	**23**	**827**	**(382)**	**468**	**1.363**	**(13)**	**1.818**
Resultado Neto (6)	**47**	**731**	**(382)**	**396**	**1.046**	**(25)**	**1.417**
Resultado Ordinario Neto (7)	**166**	**706**	**(382)**	**490**	**1.046**	**(25)**	**1.511**

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.
(2) Margen de Contribución = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios.
(3) Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo - Gastos de Personal - Otros Gastos Fijos de Explotación.
(4) Resultado de Explotación (EBIT) = Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) - Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro.
(5) Resultado Financiero Neto = Ingreso Financiero - Gasto Financiero + Diferencias de Cambio Netas.
(6) Resultado Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante.
(7) Resultado Ordinario Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros).
(8) Incluye el Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) por importe de 212 millones de euros.

2.4.1. Margen de Contribución.

Segmento de Generación y Comercialización.

En el ejercicio 2019 el margen de contribución ha ascendido a 3.333 millones de euros, lo que supone un aumento de 176 millones de euros (+5,6%) en comparación con el ejercicio anterior como consecuencia, fundamentalmente, de la disminución en los consumos de combustibles (-21,6%) debido, principalmente, a la menor producción térmica del periodo (-34,0%).

Segmento de Distribución.

En el ejercicio 2019 el margen de contribución ha ascendido a 2.646 millones de euros, lo que supone un aumento de 63 millones de euros (+2,4%) en comparación con el ejercicio anterior debido, principalmente, a:

- El incremento en los ingresos regulados de distribución por importe de 57 millones de euros (+2,6%).
- La incorporación al perímetro de consolidación de la sociedad Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (15 millones de euros en el ejercicio 2019 y 8 millones de euros en el ejercicio 2018).

Estructura y Otros.

En el ejercicio 2019 el margen de contribución ha mejorado en 39 millones de euros, debido, fundamentalmente, a la evolución del Bono Social en los ejercicios 2019 y 2018, de acuerdo con el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre (véase Apartado 3. Marco Regulatorio de este Informe de Gestión Consolidado).

2.4.2. Resultado Bruto de Explotación (EBITDA).

Segmento de Generación y Comercialización.

En el ejercicio 2019 el resultado bruto de explotación (EBITDA) se ha situado en 1.770 millones de euros (+9,5%) como consecuencia, principalmente de:

- El aumento del 5,6% en el margen de contribución; y
- La evolución de los costes fijos de explotación (+1,5%), debido, principalmente al deterioro de otros materiales relativos a las centrales peninsulares de carbón por importe de 21 millones de euros (16 millones de euros, netos de efecto fiscal) (véase Apartado 2.3.7. Resultado Neto de este Informe de Gestión Consolidado).

Segmento de Distribución.

En el ejercicio 2019 el resultado bruto de explotación (EBITDA) se ha situado en 2.099 millones de euros (+1,9%) e incluye, entre otros:

- La evolución del margen de contribución (+2,4%).
- El incremento de los costes fijos de explotación en 23 millones de euros (+4,4%) debido, principalmente, a la evolución de los expedientes sancionadores durante el ejercicio 2019.

Estructura y Otros.

En el ejercicio 2019 el resultado bruto de explotación (EBITDA) ha mejorado en 21 millones de euros respecto del ejercicio anterior.

A este respecto, la mejora del margen de contribución por importe de 39 millones de euros ha sido compensada por el aumento en los gastos de personal (+22,0%) como consecuencia, fundamentalmente, de la dotación de provisiones para hacer frente a indemnizaciones y otros riesgos de carácter fiscal y laboral (22 millones de euros, negativos, en el ejercicio 2019 y 13 millones de euros, positivos, en el ejercicio 2018).

2.4.3. Resultado de Explotación (EBIT).

Segmento de Generación y Comercialización.

El resultado de explotación (EBIT) del ejercicio 2019 se ha situado en 989 millones de euros, negativos, e incluye, entre otros:

- El aumento del 9,5% del resultado bruto de explotación (EBITDA).
- El aumento de 1.730 millones de euros del epígrafe “Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro” del Estado del Resultado Consolidado como consecuencia, principalmente, del registro del deterioro de valor relativo a las centrales térmicas peninsulares de carbón y las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP) por importe de 1.770 millones de euros y de la aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos” por importe de 15 millones de euros (véanse Apartados 2.3.2. Costes de Explotación y 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado, respectivamente).

Segmento de Distribución.

El resultado de explotación (EBIT) del ejercicio 2019 ha aumentado en 44 millones de euros (+3,1%) respecto al ejercicio anterior como consecuencia, principalmente, del aumento del 1,9% en el resultado bruto de explotación (EBITDA).

Estructura y Otros.

El resultado de explotación (EBIT) del ejercicio 2019 ha mejorado en 2 millones de euros, como consecuencia de la combinación de los siguientes aspectos:

- La mejora del resultado bruto de explotación (EBITDA) en 21 millones de euros.
- El incremento de las amortizaciones en 19 millones de euros (+38,8%), fundamentalmente por la aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos” por importe de 16 millones de euros (véanse Apartados 2.3.2. Costes de Explotación y 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado, respectivamente).

2.5. Perímetro de Consolidación.

Durante el ejercicio 2019 se han formalizado las siguientes operaciones de adquisición de sociedades, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE):

	Referencia (1)	Incorporación de Sociedades 2019					
		Fecha de Adquisición	Tecnología	Participación a 31 de Diciembre de 2019 (%)		Participación a 31 de Diciembre de 2018 (%)	
				Control	Económico	Control	Económico
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor,	2.3.1 y 5.1	5 de marzo de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Baleares Energy, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	28 de mayo de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Baikal Enterprise, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	28 de mayo de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Renovables La Pedrera, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	30 de septiembre de	Eólica	100,00	100,00	-	-
Renovables Mediavilla, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	30 de septiembre de	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Dehesa PV Farm 03, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Dehesa PV Farm 04, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Emintegral Cycle, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Envatios Promoción I, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Envatios Promoción II, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Envatios Promoción III, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Envatios Promoción XX, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Fotovoltaica Yunclillos, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Olivum PV Farm 01, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Pampinus PV Farm 01, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Torrepalma Energy, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Xaloc Solar, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	23 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-
Bogaris PV1, S.L.U.	2.3.1 y 5.1	27 de diciembre de 2019	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

El precio acordado para el conjunto de las mencionadas adquisiciones ha sido de 40 millones de euros, registrado en el epígrafe “Activo Intangible” del Estado de Situación Financiera Consolidado, siendo la salida neta de efectivo de 37 millones de euros (véanse Notas 2.3.1, 5.1 y 8 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019 y Apartado 4.4. Flujos de Efectivo de este Informe de Gestión Consolidado).

Dichas transacciones tienen por objeto reforzar la presencia de ENDESA en el mercado ibérico de generación, ampliando la cartera de activos de naturaleza renovable en su “mix” de producción.

Las sociedades adquiridas se encuentran en fase de tramitación de los permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos, por lo que todavía no se ha iniciado la construcción de las instalaciones de energía renovable y por tanto no han generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición.

2.6. Anexo Estadístico.

Datos industriales.

Generación de Electricidad (1)	2019		2018		% Var.
	GWh	Porcentaje (%)	GWh	Porcentaje (%)	
Peninsular	**49.582**	**80,7**	**61.456**	**82,8**	**(19,3)**
Renovables	**10.090**	**16,4**	**12.172**	**16,4**	**(17,1)**
Hidroeléctrica	5.861	9,5	8.459	11,4	(30,7)
Eólica (2)	4.127	6,7	3.688	5,0	11,9
Fotovoltaica	101	0,2	24	0,0	320,8
Resto	1	0,0	1	0,0	-
Nuclear	26.279	42,8	24.067	32,4	9,2
Carbón	5.647	9,2	19.924	26,9	(71,7)
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	7.566	12,3	5.293	7,1	42,9
Territorios No Peninsulares (TNP)	**11.820**	**19,3**	**12.737**	**17,2**	**(7,2)**
Carbón	1.996	3,3	2.392	3,2	(16,6)
Fuel-Gas	5.703	9,3	6.681	9,0	(14,6)
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	4.121	6,7	3.664	4,9	12,5
TOTAL	**61.402**	**100,0**	**74.193**	**100,0**	**(17,2)**

(1) En barras de central.
(2) En el ejercicio 2019 incluye 123 GWh correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (118 GWh en el ejercicio 2018).
(3) Correspondiente a gas natural.

Capacidad Instalada Bruta	31 de Diciembre de 2019		31 de Diciembre de 2018		% Var.
	MW	Porcentaje (%)	MW	Porcentaje (%)	
Peninsular	**19.498**	**80,5**	**18.737**	**78,8**	**4,1**
Renovables (1)	**7.452**	**30,8**	**6.568**	**27,6**	**13,5**
Hidroeléctrica	4.792	19,8	4.804	20,2	(0,2)
Eólica (2)	2.308	9,5	1.751	7,4	31,8
Fotovoltaica	352	1,5	13	0,1	2.607,7
Nuclear	3.443	14,2	3.443	14,5	-
Carbón	4.780	19,7	4.902	20,6	(2,5)
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	3.823	15,8	3.824	16,1	(0,0)
Territorios No Peninsulares (TNP)	**4.733**	**19,5**	**5.029**	21,2	(5,9)
Carbón	260	1,1	510	2,1	(49,0)
Fuel-Gas	2.619	10,8	2.665	11,2	(1,7)
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	1.854	7,7	1.854	7,8	-
TOTAL	**24.231**	**100,0**	**23.766**	**100,0**	**2,0**

(1) A 31 de diciembre de 2019 y 2018, la capacidad adicional ha sido de 926 MW y 135 MW, respectivamente.
(2) A 31 de diciembre de 2019 y 2018, incluye 40 MW correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP).
(3) Correspondiente a gas natural.

Capacidad Instalada Neta	31 de Diciembre de 2019		31 de Diciembre de 2018		% Var.
	MW	Porcentaje (%)	MW	Porcentaje (%)	
Peninsular	**19.066**	**81,6**	**18.185**	**80,0**	**4,8**
Renovables (1)	**7.408**	**31,7**	**6.527**	**28,7**	**13,5**
Hidroeléctrica	4.748	20,3	4.763	21,0	(0,3)
Eólica (2)	2.308	9,9	1.751	7,7	31,8
Fotovoltaica	352	1,5	13	0,1	2.607,7
Nuclear	3.318	14,2	3.318	14,6	-
Carbón	4.584	19,6	4.583	20,2	0,0
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	3.756	16,1	3.757	16,5	(0,0)
Territorios No Peninsulares (TNP)	**4.299**	**18,4**	**4.533**	**20,0**	**(5,2)**
Carbón	241	1,0	468	2,1	(48,5)
Fuel-Gas	2.334	10,0	2.377	10,5	(1,8)
Ciclos Combinados (CCGT) (3)	1.724	7,4	1.688	7,4	2,1
TOTAL	**23.365**	**100,0**	**22.718**	**100,0**	2,8

(1) A 31 de diciembre de 2019 y 2018, la capacidad adicional ha sido de 926 MW y 135 MW, respectivamente.
(2) A 31 de diciembre de 2019 y 2018, incluye 40 MW correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP).
(3) Correspondiente a gas natural.

GWh

Ventas de Electricidad Brutas (1)	2019	2018	% Var.
Precio Regulado	13.335	14.432	(7,6)
Mercado Liberalizado	85.117	84.246	1,0
Español	74.367	73.971	0,5
Fuera de España	10.750	10.275	4,6
TOTAL	**98.452**	**98.678**	**(0,2)**

(1) En barras de central.

GWh

Ventas de Electricidad Netas (1)	2019	2018	% Var.
Precio Regulado	11.385	12.356	(7,9)
Mercado Liberalizado	78.056	77.283	1,0
Español	67.860	67.517	0,5
Fuera de España	10.196	9.766	4,4
TOTAL	**89.441**	**89.639**	**(0,2)**

(1) Ventas al cliente final.

Miles

Número de Clientes (Electricidad) (1) (2)	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	% Var.
Mercado Regulado	4.807	5.029	(4,4)
Peninsular Español	4.074	4.246	(4,1)
Territorios No Peninsulares (TNP)	733	783	(6,4)
Mercado Liberalizado	5.828	5.725	1,8
Peninsular Español	4.619	4.627	(0,2)
Territorios No Peninsulares (TNP)	859	825	4,1
Fuera de España	350	273	28,2
TOTAL	**10.635**	**10.754**	**(1,1)**
Ingresos / Puntos de Suministro (3)	**1,3**	**1,3**	**-**

(1) Puntos de suministro.
(2) Clientes de las sociedades comercializadoras.
(3) Relación entre los ingresos por ventas de electricidad y el número de puntos de suministro de electricidad (Miles de euros / Punto de suministro).

Porcentaje (%)

Evolución Demanda Eléctrica (1)	2019	2018
Peninsular (2)	(1,7)	0,4
Territorios No Peninsulares (TNP) (3)	0,6	(0,6)

(1) Fuente: Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE).
(2) Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura: -2,7% en 2019 y +0,3% en 2018.
(3) Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura: +1,3% en 2019 y -2,8% en 2018.

Porcentaje (%)

Cuota de Mercado (Electricidad) (1)	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Generación Peninsular	18,3	22,5
Distribución	44,1	43,6
Comercialización	34,1	33,4

(1) Fuente: Elaboración propia.

GWh

Ventas de Gas	2019	2018	% Var.
Mercado Liberalizado	45.584	47.810	(4,7)
Mercado Regulado	1.295	1.430	(9,4)
Mercado Internacional	19.968	25.270	(21,0)
Ventas Mayoristas	12.937	12.219	5,9
TOTAL (1)	**79.784**	**86.729**	**(8,0)**

(1) Sin consumos propios de generación.

Miles

Número de Clientes (Gas) (1)	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	% Var.
Mercado Regulado	230	233	(1,3)
Peninsular Español	206	208	(1,0)
Territorios No Peninsulares (TNP)	24	25	(4,0)
Mercado Liberalizado	1.419	1.371	3,5
Peninsular Español	1.255	1.230	2,0
Territorios No Peninsulares (TNP)	72	68	5,9
Fuera de España	92	73	26,0
TOTAL	**1.649**	**1.604**	**2,8**
Ingresos / Puntos de Suministro (2)	**1,5**	**1,6**	**-**

(1) Puntos de suministro.
(2) Relación entre los ingresos por ventas de gas y el número de puntos de suministro de gas (Miles de euros / Punto de suministro).

Porcentaje (%)

Evolución Demanda Gas (1)	2019	2018
Mercado Nacional	14,0	(0,4)
Convencional Nacional	(0,2)	4,5
Sector Eléctrico	80,0	(18,3)

(1) Fuente: Enagás, S.A.

Porcentaje (%)

Cuota de Mercado (Gas) (1)	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Mercado Liberalizado	15,6	16,3

(1) Fuente: Elaboración propia.

Negocio de Distribución	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	% Var.
Redes de Distribución y Transporte (km)	316.320	319.613	(1,0)
Clientes Digitalizados (1)	12.178	11.556	5,4
Usuarios Finales (2)	12.235	12.178	0,5
Relación de Clientes Digitalizados (%) (3)	99,5	94,9	-
Puntos de Recarga Públicos y Privados (Unidades)	5.000	3.000	66,7

(1) Contadores inteligentes activados (Miles).
(2) Clientes de las sociedades distribuidoras (Miles).
(3) Número de Clientes Digitalizados / Usuarios finales (%).

Medidas de Calidad de Suministro	2019	2018	% Var.
Energía Distribuida (GWh) (1)	116.611	117.029	(0,4)
Pérdidas de Energía (%) (2)	10,7	10,7	-
Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (Medio) – TIEPI (Minutos) (3)	60,6	65,0	(6,8)
Duración de las Interrupciones en la Red de Distribución – SAIDI (Minutos) (2)	75,8	79,5	(4,7)
Número de Interrupciones en la Red de Distribución – SAIFI (2)	1,4	1,6	(12,5)

(1) En barras de central.
(2) Fuente: Elaboración propia.
(3) Conforme al procedimiento de cálculo del Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre.

Datos Económico-Financieros.

Millones de Euros

	Estado del Resultado Consolidado		
	2019	2018	% Var.
Ventas	19.258	19.555	(1,5)
Aprovisionamientos y Servicios	(14.252)	(14.567)	(2,2)
Margen de Contribución (1)	5.906	5.628	4,9
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) (2)	3.841	3.627	5,9
Resultado de Explotación (EBIT) (3)	388	1.919	(79,8)
Resultado Financiero Neto (4)	(184)	(139)	32,4
Resultado Antes de Impuestos	230	1.818	(87,3)
Resultado Neto (5)	171	1.417	(87,9)
Resultado Ordinario Neto (6)	1.562	1.511	3,4

(1) Margen de Contribución = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios.
(2) Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo - Gastos de Personal - Otros Gastos Fijos de Explotación.
(3) Resultado de Explotación (EBIT) = Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) - Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro.
(4) Resultado Financiero Neto = Ingreso Financiero - Gasto Financiero + Diferencias de Cambio Netas.
(5) Resultado Neto: Resultado Ejercicio Sociedad Dominante.
(6) Resultado Ordinario Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros).

Euros

Parámetros de Valoración	2019	2018	% Var.
Resultado Ordinario Neto por Acción (1)	1,475	1,427	3,4
Resultado Neto por Acción (2)	0,162	1,338	(87,9)
Cash Flow por Acción (3)	3,004	2,286	31,4
Valor Contable por Acción (4)	7,261 (5)	8,536 (6)	(14,9)

(1) Resultado Ordinario Neto por Acción = Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo.
(2) Resultado Neto por Acción = Resultado Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo.
(3) Cash Flow por Acción = Flujos Neto de Efectivo de las Actividades de Explotación / Número de Acciones al Cierre del Periodo.
(4) Valor Contable por Acción = Patrimonio Neto Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo.
(5) A 31 de diciembre de 2019.
(6) A 31 de diciembre de 2018.

Millones de Euros

	Referencia (1)	Estado de Situación Financiera Consolidado		
		31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	% Var.
Total Activo		31.981	31.656	1,0
Patrimonio Neto	14	7.837	9.181	(14,6)
Deuda Financiera Neta (2)	17	6.377	5.770	10,5

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Deuda Financiera Neta = Deuda Financiera no Corriente + Deuda Financiera Corriente - Efectivo y otros Medios Líquidos - Derivados Financieros registrados en Activos Financieros.

Indicadores de Rentabilidad (%)	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto (1)	18,68	16,67
Retorno de los Activos (2)	4,91	4,82
Rentabilidad Económica (3)	1,80	8,81
Retorno del Capital Empleado (ROCE) (4)	0,95	4,80

(1) Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto = Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / Patrimonio Neto Medio de la Sociedad Dominante.
(2) Retorno de los Activos = Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / Activo Total Medio.
(3) Rentabilidad Económica = Resultado de Explotación (EBIT) / Inmovilizado Material Medio.
(4) Retorno del Capital Empleado (ROCE) = Resultado de Explotación Después de Impuestos / (Activo no Corriente Medio + Activo Corriente Medio).

Indicadores Financieros	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Ratio de Liquidez (1)	0,72	0,73
Ratio de Solvencia (2)	0,91	0,92
Ratio de Endeudamiento (3) (%)	44,86	38,59
Ratio de Cobertura de la Deuda (4)	1,66	1,59
(Fondos Procedentes de Operaciones (5) + Gastos por Intereses (6)) / Gastos por Intereses (6)	23,91	20,74
Deuda Financiera Neta (7) / Activos Fijos (8) (%)	27,46	24,31
Deuda Financiera Neta (7) / Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) (9)	1,66	1,59
Deuda Financiera Neta (7) / Fondos Procedentes de Operaciones (5)	2,05	2,06

(1) Liquidez = Activo Corriente / Pasivo Corriente.
(2) Solvencia = (Patrimonio Neto + Pasivo no Corriente) / Activo no Corriente.
(3) Endeudamiento = Deuda Financiera Neta / (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta).
(4) Cobertura de la Deuda = Deuda Financiera Neta / Resultado Bruto de Explotación (EBITDA).
(5) Fondos Procedentes de Operaciones = Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación + Cambios en el Capital Corriente - Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo.
(6) Gastos por Intereses = Pagos de Intereses (véase Apartado 4.4. Flujos de Efectivo de este Informe de Gestión Consolidado).
(7) Deuda Financiera Neta = Deuda Financiera no Corriente + Deuda Financiera Corriente - Efectivo y otros Medios Líquidos - Derivados Financieros registrados en Activos Financieros.
(8) Activos Fijos = Inmovilizado Material + Inversiones Inmobiliarias + Activo Intangible + Fondo de Comercio.
(9) Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) = Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo - Gastos de Personal - Otros Gastos Fijos de Explotación.

3. Marco Regulatorio.

La información relativa al marco regulatorio español se incluye en la Nota 4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

A continuación, se describen las principales novedades en el marco regulatorio español que, bien se han aprobado en el año 2019, o han tenido un impacto relevante sobre las Cuentas Anuales Consolidadas de dicho ejercicio.

Tarifa eléctrica.

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 ha suprimido 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.

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 para 2020. De acuerdo con dicha Orden, los peajes de acceso se mantienen sin cambios hasta la entrada en vigor de los peajes que fije la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Tarifa de gas natural.

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 ha publicado 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 disminución media respecto al periodo anterior entre un 5,2% y 6,6% debido a la reducción del coste de la materia prima.

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.

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 (actualmente 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.

Bono Social.

Con fecha 7 de abril de 2018 se ha publicado 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, que se detalla más adelante, 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%.

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, y se revisan otras cuestiones técnicas.

Esta Orden revisa los distintos parámetros técnicos y económicos de retribución de los grupos de generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para el segundo periodo regulatorio (2020-2025), aplicando la metodología recogida en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. Igualmente, la Orden contempla 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 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 (véase Apartado 2.3.2. Costes de Explotación de este Informe de Gestión Consolidado).

Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen las bases para la concesión de ayudas a instalaciones renovables.

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 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.

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.

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.

Real Decreto de 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.

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 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 igualmente 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 (CO_2) 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.

4. Liquidez y Recursos de Capital.

4.1. Gestión Financiera.

En el marco de una política de eficiencia en la gestión y optimización de costes, la función financiera en España se centraliza en ENDESA, S.A.

La Sociedad dispone, a la fecha de formulación del presente Informe de Gestión Consolidado, de un volumen de liquidez y de un acceso a recursos financieros de medio y largo plazo que le permiten asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para atender sus compromisos de inversión futuros y sus vencimientos de deuda.

ENDESA, S.A. 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. Para ello:

- Recurre a financiación ajena, a través del mercado bancario y los mercados de capitales.

- Obtiene fondos de entidades públicas que ofrecen condiciones ventajosas en operaciones de muy largo plazo.

- 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. Esta financiación se instrumenta a través de líneas de crédito bancarias con entidades de primer nivel o mediante la emisión de papel comercial Euro Commercial Paper (ECP).

ENDESA, S.A. también realiza operaciones con sociedades del Grupo ENEL en las que se observa la normativa de aplicación sobre precios de transferencia.

Situación financiera.

El año 2019 se inició con incertidumbre sobre el crecimiento de la economía, la amenaza latente de nuevas disputas comerciales, las dudas sobre los términos finales del proceso del Brexit y, en el caso español, la incertidumbre sobre el proceso electoral tras la moción de censura del año 2018.

En la reunión del Banco Central Europeo (BCE) de marzo, tras el deterioro drástico de las perspectivas de crecimiento, Mario Draghi modificó la política del Banco Central Europeo (BCE) retrasando las expectativas de subidas de tipos y anticipando el lanzamiento de nuevas inyecciones de liquidez para el mes de septiembre.

Tras los malos datos económicos, los inversores se refugiaron en la deuda pública de la Eurozona, llegando el bono alemán a 10 años a ofrecer en marzo rentabilidades negativas -al igual que ocurrió en el año 2016- y alcanzando un mínimo histórico de -0,72% a finales de agosto. En el caso del bono alemán a 30 años se dio el caso inédito de cotizar con rentabilidad negativa desde agosto hasta octubre de 2019.

En septiembre, el Banco Central Europeo (BCE) mantuvo los tipos de interés de referencia en el 0% pero recortó la facilidad de depósito (tasa que cobra a los bancos por sus depósitos) en 10 puntos básicos hasta situarla en -0,50%. Asimismo, lanzó un nuevo programa de compra de deuda “Quantitive Easing” (QE2). Tras 8 años en el cargo, a finales de octubre Mario Draghi cedió la presidencia del Banco Central Europeo (BCE) a Christine Lagarde, anteriormente Directora del Fondo Monetario Internacional (FMI).

En el caso del dólar estadounidense (USD), la Reserva Federal (FED) cambió igualmente de estrategia y recortó los tipos de interés, lo que no ocurría desde el año 2008, reduciendo en 3 ocasiones consecutivas el tipo de interés de referencia en 25 puntos básicos hasta situarlo en el rango de entre el 1,50% y el 1,75%.

Durante 2019 el rendimiento del bono español a 10 años se ha reducido desde el 1,42% al inicio del año hasta el 0,46% a final de 2019, alcanzando su mínimo histórico en agosto al cotizar en 0,03%. Como consecuencia de ello, la prima de riesgo país de España (diferencial frente al bono alemán a 10 años) mejoró en 53 puntos básicos para situarse al cierre del ejercicio 2019 en 65 puntos básicos. En Italia la prima de riesgo se situó al cierre de 2019 en 160 puntos básicos, reduciéndose 90 puntos básicos desde el año anterior, mientras que la prima de riesgo de Portugal descendió 86 puntos básicos hasta situarse en 62 puntos básicos a final de año.

Durante el año 2019 el tipo de interés de largo plazo del euro (swap a 10 años) disminuyó 60 puntos básicos hasta situarse en 0,21% al cierre del año, habiendo llegado a cotizar en agosto en mínimos históricos del -0,33%. Por su parte, el tipo de interés de corto plazo (Euribor a 3 meses) descendió 7 puntos básicos para situarse al cierre de año en el -0,38%. Por lo que se refiere al tipo de interés a largo plazo del dólar estadounidense (USD), se redujo durante 2019 desde el 2,71% al 1,90%, mientras que el tipo de interés a 3 meses del dólar estadounidense (USD) descendió en 90 puntos básicos hasta finalizar el año en 1,91%.

En el caso del tipo de cambio, durante 2019 el euro se depreció un 2,0% frente al dólar estadounidense (USD) pasando el tipo de cambio euro/dólar estadounidense (EUR/USD) de 1,15 a comienzos de año a 1,12 al cierre de 2019.

A continuación, se muestra la evolución durante el ejercicio 2019 de los indicadores enumerados en los párrafos anteriores:

	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	Diferencia	% Var.
Tipo de Cambio (EUR/USD)	1,1231	1,1456	(0,0225)	(2,0)
Tipo de Interés de Largo Plazo del Euro (Swap a 10 años) (%) (1)	0,21	0,81	(0,60)	(74,1)
Tipo de Interés de Corto Plazo del Euro (Euribor a 3 meses) (%)	(0,38)	(0,31)	(0,07)	22,6
Tipo de Interés a Largo Plazo del Dólar Estadounidense (USD) (Swap a 10 años) (%)	1,90	2,71	(0,81)	(29,9)
Tipo de Interés a Corto Plazo del Dólar Estadounidense (USD) (Libor a 3 meses) (%)	1,91	2,81	(0,90)	(32,0)
Bono Alemán a 10 Años (%) (2)	(0,19)	0,24	(0,43)	(179,2)
Bono Alemán a 30 Años (%) (3)	0,35	0,87	(0,52)	(60,3)
Bono Español a 10 Años (%) (4)	0,46	1,42	(0,96)	(67,6)
Prima de Riesgo País de España (pb) (5)	65	118	(53)	(44,9)
Prima de Riesgo País de Italia (pb) (5)	160	250	(90)	(36,0)
Prima de Riesgo País de Portugal (pb) (5)	62	148	(86)	(58,1)
Tipos de Referencia del Banco Central Europeo (BCE) (%)	0,00	0,00	-	-
Facilidad de Depósito del Banco Central Europeo (BCE) (%) (6)	(0,50)	(0,40)	(0,10)	25,0
Tipos de Referencia de la Reserva Federal (FED) (%)	1,50 - 1,75	2,25 - 2,50	(0,75)	(33,3) - (30,0)

(1) Mínimo histórico en agosto de 2019: -0,33%.
(2) Mínimo histórico en agosto de 2019: -0,72%. Ofreció rentabilidades negativas en marzo de 2019; al igual que ocurrió en el año 2016.
(3) Con cotización con rentabilidad negativa desde agosto hasta octubre de 2019.
(4) Mínimo histórico en agosto de 2019: 0,03%.
(5) Diferencial frente al bono alemán a 10 años.
(6) Tasa que el Banco Central Europeo (BCE) cobra a los bancos por sus depósitos.

Deuda financiera.

A 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera neta de ENDESA se situó en 6.377 millones de euros, con un aumento de 607 millones de euros (+10,5%) respecto de la existente a 31 de diciembre de 2018.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018, la conciliación de la deuda financiera bruta y neta de ENDESA, desglosando el efecto de la aplicación de la NIIF 16 “Arrendamientos”, es la siguiente:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Conciliación de la Deuda Financiera			
		31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	Diferencia	% Var.
Deuda Financiera no Corriente	17.1	5.652	4.975	677	13,6
Deuda Financiera no Corriente por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos" (2)		235	-	235	Na
Otra Deuda Financiera no Corriente		5.417	4.975	442	8,9
Deuda Financiera Corriente	17.1	955	1.046	(91)	(8,7)
Deuda Financiera Corriente por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos" (2)		39	-	39	Na
Otra Deuda Financiera Corriente		916	1.046	(130)	(12,4)
Deuda Financiera Bruta (3)		**6.607**	**6.021**	**586**	**9,7**
Deuda Financiera Bruta por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos" (2)		**274**	**-**	**274**	**Na**
Otra Deuda Financiera Bruta		**6.333**	**6.021**	**312**	**5,2**
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	(223)	(244)	21	(8,6)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	18.6.1	(7)	(7)	-	-
Deuda Financiera Neta		**6.377**	**5.770**	**607**	**10,5**
Deuda Financiera Neta por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos" (2)		**274**	**-**	**274**	**Na**
Otra Deuda Financiera Neta		**6.103**	**5.770**	**333**	**5,8**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Véase Apartado 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado.
(3) A 31 de diciembre de 2019 incluye 7 millones de euros correspondientes a derivados financieros registrados en pasivos financieros (6 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

Para analizar la evolución de la deuda financiera neta hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- Durante el ejercicio 2019, ENDESA, S.A. ha pagado a sus accionistas dividendos por un importe de 1,427 euros brutos por acción, lo que ha supuesto un desembolso de 1.511 millones de euros (véanse Apartados 4.4. Flujos de Efectivo y 5. Política de Dividendos de este Informe de Gestión Consolidado).
- A 31 de diciembre de 2019, como consecuencia de la entrada en vigor de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la deuda financiera neta recoge un importe de 274 millones de euros por este concepto (véase Apartado 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado).

A continuación, se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera bruta de ENDESA a 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Millones de Euros

	Estructura de la Deuda Financiera Bruta					
	31 de Diciembre de 2019					
	Deuda Financiera Bruta sin Efecto de la Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	Deuda Financiera Bruta por el Efecto de la Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	Deuda Financiera Bruta Total	31 de Diciembre de 2018	Diferencia	% Var.
Euro	6.333	165	6.498	6.021	477	7,9
Dólar Estadounidense (USD)	-	109	109	-	109	Na
TOTAL	**6.333**	**274**	**6.607**	**6.021**	**586**	**9,7**
Tipo Fijo	4.365	274	4.639	3.550	1.089	30,7
Tipo Variable	1.968	-	1.968	2.471	(503)	(20,4)
TOTAL	**6.333**	**274**	**6.607**	**6.021**	**586**	**9,7**
Vida Media (n.º de años) (1)	5,2	5,2	5,2	5,3	-	-
Coste Medio (%) (2)	1,8	2,5	1,8	1,9	-	-

(1) Vida Media de la Deuda Financiera Bruta (n.º de años) = (Principal * n.º de días de Vigencia) / (Principal Vigente al Cierre del Periodo * n.º de días del Periodo).
(2) Coste Medio de la Deuda Financiera Bruta (%) = Coste de la Deuda Financiera Bruta / Deuda Financiera Bruta Media.

A 31 de diciembre de 2019, un 70% de la deuda financiera bruta está contratada a tipo fijo mientras que el 30% restante corresponde a tipo variable. A dicha fecha, el 98% de la deuda financiera bruta está denominada en euros.

La información sobre los plazos de vencimiento de la deuda financiera bruta se describe en la Nota 17 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

Principales operaciones financieras.

En el ejercicio 2019 se ha firmado con diferentes entidades financieras la extensión de las líneas de crédito con vencimiento en marzo de 2022, así como el incremento del límite de alguna de ellas, alcanzando un importe total de 2.125 millones de euros.

Durante 2019 se ha finalizado el programa de emisiones de Euro Commercial Paper (ECP) a través de International ENDESA B.V. y ha iniciado un nuevo programa de emisiones de Euro Commercial Paper (ECP) a través de ENDESA, S.A. siendo el saldo vivo, de este último, a 31 de diciembre de 2019 igual a 796 millones de euros cuya renovación está respaldada por líneas de crédito bancarias irrevocables.

En el marco de la operación financiera suscrita mediante un préstamo verde con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) en 2018, con fecha 19 de marzo de 2019 se ha dispuesto por importe de 335 millones de euros. Esta disposición es a tipo variable, con vencimiento a 15 años amortizables a partir de marzo de 2023 (véase Apartado 4.4. Flujos de Efectivo de este Informe de Gestión Consolidado).

ENDESA, S.A. ha formalizado con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) un préstamo verde por importe de 300 millones de euros, procediendo con su desembolso con fecha 20 de mayo de 2019. Esta disposición es a tipo variable, con vencimiento a 12 años amortizables a partir de mayo de 2022 (véase Apartado 4.4. Flujos de Efectivo de este Informe de Gestión Consolidado).

Con fecha 30 junio de 2019 ENDESA, S.A. ha firmado la extensión de la línea de crédito intercompañía con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.000 millones de euros, extendiendo su vencimiento hasta el 30 de junio de 2022 (véanse Notas 17.2.1, 19.4 y 34.1.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).

Con la entrada en vigor, a partir del 1 de enero de 2019, de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la deuda financiera neta incluye un pasivo por el reconocimiento de la obligación de pago por los contratos de derecho de uso en los que ENDESA actúa como arrendatario, siendo los principales contratos los siguientes (véase Apartado 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado):

- 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).
- Determinados inmuebles en los que se encuentran ubicadas diversas oficinas.
- Equipos técnicos cuyos contratos se formalizan para cubrir servicios puntuales de disponibilidad en función de las necesidades operativas.

A 31 de diciembre de 2019 el importe de dicho pasivo financiero asciende a 274 millones de euros (186 millones de euros a 1 de enero de 2019) (véase Apartado 2.2. Cambios en los Principios Contables de este Informe de Gestión Consolidado).

Liquidez.

A 31 de diciembre de 2019, la liquidez de ENDESA asciende a 3.300 millones de euros (3.040 millones de euros a 31 de diciembre de 2018) y presenta el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Liquidez			
		31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	Diferencia	% Var.
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	223	244	(21)	(8,6)
Disponible Incondicional en Líneas de Crédito (2)	19.4	3.077	2.796	281	10,1
TOTAL	**17.2.1**	**3.300**	**3.040**	**260**	**8,6**
Cobertura de Vencimientos de Deuda (n.º de meses) (3)		26	26	-	-

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) A 31 de diciembre de 2019 y 2018, 1.000 millones de euros corresponden a la línea de crédito comprometida e irrevocable disponible con ENEL Finance International N.V. (véanse Notas 17.2.1, 19.4 y 34.1.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).
(3) Cobertura de Vencimientos de Deuda (n.º de meses) = Periodo de vencimiento (n.º de meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible.

Las inversiones de tesorería consideradas como “Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes” son de alta liquidez y no tienen riesgo de cambios en su valor, vencen en un plazo inferior a 3 meses desde su fecha de contratación y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones.

Las restricciones que pudieran afectar a la disposición de fondos por parte de ENDESA, S.A. se describen en las Notas 13 y 14.1.12 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

4.2. Gestión de Capital.

La gestión de capital de ENDESA está enfocada a mantener una estructura financiera sólida que optimice el coste de capital y la disponibilidad de los recursos financieros, asegurando la continuidad del negocio a largo plazo. Esta política de prudencia financiera permite mantener una adecuada creación de valor para el accionista a la vez que asegura la liquidez y la solvencia de ENDESA, S.A.

El nivel de apalancamiento consolidado se define como un indicador de seguimiento de la situación financiera, cuyo dato a 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Apalancamiento				
		31 de Diciembre de 2019			31 de Diciembre de 2018	% Var.
		Sin Efecto de la Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	Efecto de la Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	Total		
Deuda Financiera Neta:		**6.103**	**274**	**6.377**	**5.770**	**10,5**
Deuda Financiera no Corriente	17.1	5.417	235	5.652	4.975	13,6
Deuda Financiera Corriente	17.1	916	39	955	1.046	(8,7)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	(223)	-	(223)	(244)	(8,6)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	18.3	(7)	-	(7)	(7)	-
Patrimonio Neto:	**14**	**7.837**	**-**	**7.837**	**9.181**	**(14,6)**
De la Sociedad Dominante	14.1	7.688	-	7.688	9.037	(14,9)
De los Intereses Minoritarios	14.2	149	-	149	144	3,5
Apalancamiento (%) (2)		**77,87**	**Na**	**81,37**	**62,85**	**Na**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Apalancamiento (%) = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

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 permita conseguir el objetivo de la gestión de capital mencionado anteriormente.

A la fecha de formulación de este Informe de Gestión Consolidado, ENDESA, S.A. no tiene ningún compromiso respecto a la obtención de recursos mediante fuentes de financiación propia.

La información relativa a la gestión de capital se incluye en la Nota 14.1.11 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

La información relativa al plan de remuneración a los accionistas se incluye en el Apartado 5. Política de Dividendos de este Informe de Gestión Consolidado.

4.3. Gestión de la Calificación Crediticia.

Durante el año 2019, el único cambio en la calificación del rating soberano del Reino de España fue el decidido por la agencia Standard & Poor's el día 20 de septiembre de 2019. En esa fecha Standard & Poor's mejoró el rating de A- y perspectiva positiva, a A con perspectiva estable. Por su parte, Fitch y Moody's mantuvieron sus calificaciones sin cambios en los niveles de rating A- con perspectiva estable y rating Baa1 con perspectiva estable, respectivamente.

Por lo que se refiere a ENDESA, durante 2019 hay que destacar mejoras en las calificaciones crediticias a largo plazo de Fitch y Moody's, mientras que la agencia Standard & Poor's mantuvo el rating sin cambios desde el nivel BBB+ / Estable en el que lo situó en el año 2017. Los ratings a corto plazo se han mantenido en todos los casos.

El primer cambio fue el de Fitch, el 11 de febrero de 2019, al elevar el rating de ENDESA de BBB+ a A-, dejando la perspectiva en el mismo nivel estable. Posteriormente, el 16 de julio de 2019, Moody's mejoró la perspectiva de la calificación crediticia a largo plazo de ENDESA de estable a positiva, quedando el rating en Baa2.

Según el informe de Moody's, la fortaleza crediticia de ENDESA está apoyada por su escala y alta proporción de actividades reguladas dentro de su negocio, destacando también el bajo endeudamiento como palanca positiva. Por su parte, Fitch resaltó en su informe que ENDESA está bien posicionada para captar a largo plazo oportunidades de crecimiento en Iberia, tanto en renovables como en distribución, dado su sólido balance.

A modo de resumen, la evolución del rating de calificación crediticia de ENDESA ha sido la siguiente:

	Calificación Crediticia					
	31 de Diciembre de 2019 (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 del Informe de Gestión Consolidado.

La calificación crediticia de ENDESA está condicionada por la de su empresa matriz, ENEL, de acuerdo con las metodologías que utilizan las agencias de rating y, a 31 de diciembre de 2019, se sitúa dentro de la categoría "investment grade" según todas las agencias de calificación.

ENDESA trabaja para mantener su calificación crediticia en niveles de "investment grade" al objeto de acceder de forma eficiente a los mercados monetarios y a la financiación bancaria, así como para obtener condiciones preferentes de sus principales proveedores.

4.4. Flujos de Efectivo.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes presenta el siguiente detalle (véase Apartado 4.1. Gestión Financiera de este Informe de Gestión Consolidado):

Millones de Euros

	Referencia (1)	Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes			
		31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	Diferencia	% Var.
Efectivo en Caja y Bancos		223	244	(21)	(8,6)
Otros Equivalentes de Efectivo		-	-	-	-
TOTAL	13	**223**	**244**	**(21)**	**(8,6)**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

En los ejercicios 2019 y 2018 los flujos netos de efectivo de ENDESA, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Estado de Flujos de Efectivo			
	2019	2018	Diferencia	% Var.
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3.181	2.420	761	31,4
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(1.951)	(1.627)	(324)	19,9
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.251)	(948)	(303)	32,0

En el ejercicio 2019, los flujos netos de efectivo generados por las actividades de explotación (3.181 millones de euros) y la disminución de 21 millones de euros en el efectivo y otros medios líquidos equivalentes han permitido atender las inversiones netas necesarias para el desarrollo de los Negocios de ENDESA (1.951 millones de euros) así como los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación (1.251 millones de euros).

La información sobre el Estado de Flujos de Efectivo consolidado de ENDESA se describe en la Nota 32 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación.

En el ejercicio 2019 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación han ascendido a 3.181 millones de euros, un 31,4% superiores a los del ejercicio anterior (2.420 millones de euros en el ejercicio 2018) y presentan el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros

	Referencia (1)	2019	2018	Diferencia	% Var.
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios		230	1.818	(1.588)	(87,3)
Ajustes del Resultado:		3.981	1.910	2.071	108,4
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	28	3.453	1.708	1.745	102,2
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		528	202	326	161,4
Cambios en el Capital Corriente:		(230)	(653)	423	(64,8)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		(157)	298	(455)	(152,7)
Existencias		(296)	(361)	65	(18,0)
Activos Financieros Corrientes		(85)	(285)	200	(70,2)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		308	(305)	613	(201,0)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(800)	(655)	(145)	22,1
Cobro de Intereses		27	29	(2)	(6,9)
Cobro de Dividendos		26	30	(4)	(13,3)
Pagos de Intereses		(136) (2)	(142)	6	(4,2)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(440)	(326)	(114)	35,0
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación (3)		(277)	(246)	(31)	12,6
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	32.1	**3.181**	**2.420**	**761**	**31,4**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Incluye pagos de intereses de deudas financieras por derechos de uso (NIIF 16 "Arrendamientos") por importe de 2 millones de euros.
(3) Correspondientes a pagos de provisiones.

Las variaciones de las distintas partidas que determinan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación recogen:

- El mayor resultado bruto antes de impuestos e intereses minoritarios neto de amortizaciones y otros ajustes del ejercicio (483 millones de euros).

- Los cambios en el capital circulante entre ambos ejercicios por importe de 423 millones de euros como consecuencia, principalmente, de la disminución de los pagos a acreedores comerciales (613 millones de euros), los menores pagos por existencias (65 millones de euros), la reducción de los cobros procedentes de los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (455 millones de euros) y de los mayores cobros por compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) (413 millones de euros) (véanse Notas 4, 12, 18.1.1 y 22 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019 y Apartado 3. Marco Regulatorio de este Informe de Gestión Consolidado).

- La variación en el pago del Impuesto sobre Sociedades en ambos periodos por importe de 114 millones de euros.

Durante el ejercicio 2019 la Sociedad ha continuado también con su política activa de gestión del activo circulante y pasivo circulante, enfocada, entre otros aspectos, en la mejora de procesos, la factorización de cobros y acuerdos de alargamiento de plazos de pago con proveedores (véanse Notas 12 y 22 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el capital circulante se compone de las siguientes partidas:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Capital Circulante	
		31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Activo Corriente (2)		**5.877**	**5.410**
Existencias	11	1.177	1.473
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	12	3.485	2.955
Activos Financieros Corrientes	18	1.215	982
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en Territorios No Peninsulares (TNP)		561	609
Derechos de Cobro de la Financiación del Déficit de las Actividades Reguladas		389	236
Retribución de la Actividad de Distribución		178	83
Otros		87	54
Pasivo Corriente (3)		**7.510**	**6.648**
Provisiones Corrientes	23	576	571
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	22	6.934	6.077
Dividendo Sociedad Dominante (4)	14.1.9 y 14.1.11	741	741
Otros		6.193	5.336

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) No incluye "Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes", ni Derivados Financieros de Activo correspondientes a deuda financiera.
(3) No incluye "Deuda Financiera Corriente", ni Derivados Financieros de Pasivo correspondientes a deuda financiera.
(4) Véase Apartado 5. Política de Dividendos de este Informe de Gestión Consolidado.

Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión.

Durante el ejercicio 2019 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión han ascendido a 1.951 millones de euros (1.627 millones de euros en el ejercicio 2018) y recogen, entre otros aspectos:

– Pagos netos de efectivo aplicados a la adquisición de inmovilizado material y activo intangible:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Apartados	2019	2018
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles			**(1.821)**	**(1.425)**
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales	6.2	4.5	(1.791) (2)	(1.203)
Adquisiciones de Activos Intangibles	8.1	4.5	(234)	(231)
Instalaciones Cedidas de Clientes			45	74
Proveedores de Inmovilizado			159	(65)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles			**94 (3)**	**8**
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos			**137 (4)**	**86**
TOTAL			**(1.590)**	**(1.331)**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) No incluye 134 millones de euros correspondientes a altas por derechos de uso por aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos".
(3) Incluye 70 millones de euros correspondientes a la operación de cesión de los derechos de uso relacionados con la fibra óptica excedentaria (véase Apartado 2.3.5. Resultado en Venta de Activos de este Informe de Gestión Consolidado).
(4) Incluye 50 millones de euros correspondientes al cobro anticipado por las obligaciones de transferir los derechos de uso relacionados con la fibra óptica excedentaria (véase Apartado 2.3.5. Resultado en Venta de Activos de este Informe de Gestión Consolidado).

– Pagos netos de efectivo aplicados a inversiones y/o enajenaciones en participaciones en Empresas del Grupo:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Apartados	2019	2018
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo			**(37)**	**(136)**
Sociedades Adquiridas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)	2.3.1, 5.1 y 8	2.5	(37)	(5)
Parques Eólicos Gestinver, S.L.U.	2.3.1 y 5.2		-	(45)
Eólica del Principado, S.A.U.	2.3.1 y 5.3		-	(1)
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	2.3.1 y 5.4		-	(83)
Front Marítim del Besòs, S.L.			-	(1)
Eléctrica del Ebro, S.A.U.			-	(1)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo			**-**	**20**
Nueva Marina Real Estate, S.L. (2)			-	20
TOTAL			**(37)**	**(116)**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Operación de venta formalizada en 2017.

Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación.

En el ejercicio 2019 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación han ascendido a 1.251 millones de euros (948 millones de euros en el ejercicio 2018) e incluyen, principalmente, los siguientes aspectos:

– Flujos de efectivo por instrumentos de patrimonio:

Millones de Euros

	Referencia (1)	2019	2018
Aportación de Fondos de Bosa del Ebro, S.L.	14.2	10	3
Aportación de Fondos de Tauste Energía Distribuida, S.L.	14.2	-	3
Reducción de Capital de Eólica Valle del Ebro, S.A.	14.2	-	(1)
TOTAL		**10**	**5**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

– Disposiciones de deuda financiera no corriente:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Apartados	2019	2018
Disposiciones del Préstamo Verde Banco Europeo de Inversiones (BEI)	17.2.2	4.1	335	500
Disposiciones del Préstamo Verde Instituto de Crédito Oficial (ICO)	17.2.2	4.1	300	-
Disposiciones de Líneas de Crédito			-	206
Otros			35	15
TOTAL	**17.1**		**670**	**721**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

– Reembolsos de deuda financiera no corriente:

Millones de Euros

	Referencia (1)	2019	2018
Reembolso de Líneas de Crédito		(172)	(12)
Amortizaciones del Préstamo Verde Banco Europeo de Inversiones (BEI)		(6)	-
Amortizaciones del Préstamo Bancario de Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.		-	(44)
Otros		(19)	-
TOTAL	**17.1**	**(197)**	**(56)**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

– Amortizaciones y disposiciones de deuda financiera corriente:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Apartados	2019	2018
Disposiciones				
Emisiones de Euro Commercial Paper (ECP)	17.2.2	4.1	10.848	7.422
Disposiciones de Líneas de Crédito ENEL Finance International B.V.			-	6.600
Otros			77	49
Amortizaciones				
Amortizaciones de Euro Commercial Paper (ECP)	17.2.2	4.1	(10.956)	(7.406)
Reembolsos de Líneas de Crédito ENEL Finance International B.V.			-	(6.600)
Pagos de Contratos de Derechos de Uso por Aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos"	2.1a	2.2	(35)	-
Amortizaciones del Préstamo Bancario de Parques Eólicos Gestinver, S.L.U.			-	(116)
Otros			(148)	(95)
TOTAL	**17.1**		**(214)**	**(146)**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

– Pago de dividendos:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Apartados	2019	2018
Pago por Dividendos de la Sociedad Dominante	14.1.9 y 14.1.11	4.4	(1.511)	(1.463)
Pago por Dividendos a Intereses Minoritarios (2)	14.2		(9)	(9)
TOTAL			**(1.520)**	**(1.472)**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) Correspondientes a sociedades de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE).

4.5. Inversiones.

En el ejercicio 2019 las inversiones brutas de ENDESA han ascendido a 2.202 millones de euros (1.470 millones de euros en 2018), conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	Referencia (1)	Inversiones (2)		
		2019	2018	% Var.
Generación y Comercialización		1.290 (3)	585	120,5
Generación Territorios No Peninsulares (TNP)		80	66	21,2
Resto de Generación y Comercialización		1.210	519	133,1
Distribución		609	609	-
Estructura y Otros (4)		26	9	188,9
TOTAL MATERIAL (5)	6.2	**1.925**	**1.203**	**60,0**
Generación y Comercialización		160	140	14,3
Generación Territorios No Peninsulares (TNP)		5	1	400,0
Resto de Generación y Comercialización		155	139	11,5
Distribución		40	61	(34,4)
Estructura y Otros (4)		34	30	13,3
TOTAL INMATERIAL (5)	8.1	**234**	**231**	**1,3**
FINANCIERAS		**43**	**36**	**19,4**
TOTAL INVERSIONES BRUTAS		**2.202**	**1.470**	**49,8**
Subvenciones de Capital e Instalaciones Cedidas		(133)	(160)	(16,9)
Generación y Comercialización		(4)	-	Na
Distribución		(129)	(160)	(19,4)
TOTAL INVERSIONES NETAS (6)		**2.069**	**1.310**	**57,9**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.
(2) No incluye las adquisiciones societarias realizadas durante el ejercicio (véanse Nota 5 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019 y Apartado 2.5. Perímetro de Consolidación de este Informe de Gestión Consolidado).
(3) Incluye altas por derechos de uso por importe de 138 millones de euros (véase Nota 6.1 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019).
(4) Estructura, Servicios y Ajustes.
(5) En el ejercicio 2019 incluye 1.931 millones de euros relativos a inversiones para productos, servicios y tecnologías bajos en carbono (1.279 millones de euros en el ejercicio 2018).
(6) Inversiones netas = Inversiones brutas - Subvenciones de capital e instalaciones cedidas.

Inversiones materiales.

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 ejercicio 2017 por importe de 610 millones de euros.

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. 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 (véase Apartado 4.1. Gestión Financiera de este Informe de Gestión Consolidado).

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.

Inversiones inmateriales.

Las inversiones brutas en activos intangibles del ejercicio 2019 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.

Inversiones financieras.

Las inversiones brutas del ejercicio 2019 incluyen, principalmente, fianzas y depósitos por importe de 18 millones de euros y la aportación de fondos a Nuclenor, S.A. por importe de 13 millones de euros.

4.6. Obligaciones Contractuales y Operaciones fuera de Balance.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la información relativa a compromisos futuros de compra presenta el siguiente detalle:

Millones de Euros

	Referencias (1)	Compromisos Futuros de Compra	
		31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
Inmovilizado Material	6.3	636	858
Activo Intangible	8.2	27	29
Inversiones Financieras		-	-
Prestación de Servicios y Derechos de Uso	6.3 y 12	235	227
Compras de Materias Energéticas y otras:	11.2	19.578	17.246
Compras de Materias Energéticas		19.559	17.105
Compras de Electricidad		-	39
Compras de Derechos de Emisión Dióxido de Carbono (CO_2), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)		19	102
TOTAL		**20.476**	**18.360**

(1) Notas de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019.

ENDESA no posee Entidades de Propósito Especial, entendiendo como tales aquellas entidades en las que, aún sin poseer una participación de control, se ejerce un control efectivo sobre las mismas, entendiendo como tal el hecho de obtener sustancialmente la mayoría de los beneficios producidos por la entidad y retener la mayoría de los riesgos de la misma.

5. Política de Dividendos.

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. promueve una estrategia económico-financiera que procura un nivel de generación de caja significativo que, por un lado, permite mantener los niveles de endeudamiento de la Sociedad y, por otro, posibilita la maximización de la remuneración de los accionistas. De esta forma, además se cumple el objetivo de asegurar la sostenibilidad del proyecto empresarial desarrollado.

Como resultado de dicha estrategia económico-financiera, salvo cuando concurran circunstancias excepcionales, que serán debidamente anunciadas, el Consejo de Administración de ENDESA, S.A., en sesión celebrada el 26 de noviembre de 2019, aprobó la siguiente política de remuneración al accionista para el periodo 2019-2022:

- Ejercicios 2019 a 2020: El dividendo ordinario por acción que se acuerde repartir con cargo a esos ejercicios sea igual al 100% del beneficio ordinario neto atribuido a la Sociedad Dominante en las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo encabezado por la misma.

- Para el ejercicio 2021, el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. procurará que el dividendo ordinario por acción que se acuerde repartir con cargo al ejercicio sea igual al 80% del beneficio ordinario neto atribuido a la Sociedad Dominante en las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

- Para el ejercicio 2022, el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. procurará que el dividendo ordinario por acción que se acuerde repartir con cargo al ejercicio sea igual al 70% del beneficio ordinario neto atribuido a la Sociedad Dominante en las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

La intención del Consejo de Administración es que el pago del dividendo ordinario se realice exclusivamente en efectivo mediante su abono en 2 pagos (enero y julio) en la fecha concreta que se determine en cada caso y que será objeto de adecuada difusión.

Sin perjuicio de lo anterior, la capacidad de ENDESA de distribuir dividendos entre sus accionistas depende de numerosos factores, incluyendo la generación de beneficios y la disponibilidad de reservas distribuibles, y no puede asegurarse los dividendos que, en su caso, vayan a pagarse en los ejercicios futuros ni cuál será el importe de los mismos.

Con relación al ejercicio 2019, 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 Apartado 4.4. Flujos de Efectivo de este Informe de Gestión Consolidado).

Igualmente, la propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2019 que presentará el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. para la aprobación de la Junta General de Accionistas será la distribución a sus accionistas de un dividendo total por un importe bruto de 1,475 euros por acción. Teniendo en consideración el dividendo a cuenta mencionado en el párrafo anterior, el dividendo complementario con cargo al resultado del ejercicio 2019 sería igual a 0,775 euros brutos por acción.

Conforme a ello, el detalle de los dividendos por acción de ENDESA, S.A. en los ejercicios 2019 y 2018 es como sigue:

		2019	2018	% Var.
Capital Social	Millones de Euros	1.270,50	1.270,50	-
Número de Acciones		1.058.752.117	1.058.752.117	-
Resultado Ordinario Neto Consolidado	Millones de Euros	1.562	1.511	3,4
Resultado Neto Consolidado	Millones de Euros	171	1.417	(87,9)
Resultado Neto Individual	Millones de Euros	1.642	1.511	8,7
Resultado Ordinario Neto por Acción (1)	Euros	1,475	1,427	3,4
Resultado Neto por Acción (2)	Euros	0,162	1,338	(87,9)
Dividendo Bruto por Acción	Euros	1,475 (3)	1,427 (4)	3,4
Pay-Out Ordinario Consolidado (5)	%	100,0	100,0	-
Pay-Out Consolidado (6)	%	913,3	106,6	-
Pay-Out Individual (7)	%	95,1	100,0	-

(1) Resultado Ordinario Neto por Acción (Euros) = Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo.
(2) Resultado Neto por Acción (Euros) = Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo.
(3) Dividendo a cuenta igual a 0,7 euros brutos por acción pagado el 2 de enero de 2020 más dividendo complementario igual a 0,775 euros brutos por acción pendiente de aprobación por la Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A.
(4) Dividendo a cuenta igual a 0,7 euros brutos por acción pagado el 2 de enero de 2019 más dividendo complementario igual a 0,727 euros brutos por acción pagado el 2 de julio de 2019.
(5) Pay-Out Ordinario Consolidado (%) = (Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante.
(6) Pay-Out Consolidado (%) = (Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante.
(7) Pay-Out Individual (%) = (Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado del Ejercicio de ENDESA, S.A.

ANEXO I

Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)

Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018	
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	Millones de Euros	Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo - Gastos de Personal - Otros Gastos Fijos de Explotación	3.841 MM€ = 20.158 MM€ - 14.252 MM€ + 295 MM€ - 1.022 MM€ - 1.338 MM€	3.627 MM€ = 20.195 MM€ - 14.567 MM€ + 270 MM€ - 947 MM€ - 1.324 MM€	Medida de rentabilidad operativa sin tener en consideración los intereses, impuestos, provisiones y amortizaciones
Resultado de Explotación (EBIT)	Millones de Euros	Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) - Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	388 MM€ = 3.841 MM€ - 3.453 MM€	1.919 MM€ = 3.627 MM€ - 1.708 MM€	Medida de rentabilidad operativa sin tener en consideración los intereses e impuestos
Resultado Ordinario Neto	Millones de Euros	Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros)	1.562 MM€ = 171 MM€ - 18 MM€ + 1.409 MM€	1.511 MM€ = 1.417 MM€ - 25 MM€ + 119 MM€	Medida de resultado del periodo aislando los efectos extraordinarios superiores a 10 millones de euros
Margen de Contribución	Millones de Euros	Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios	5.906 MM€ = 20.158 MM€ - 14.252 MM€	5.628 MM€ = 20.195 MM€ - 14.567 MM€	Medida de rentabilidad operativa teniendo en consideración los costes directos variables de producción
Aprovisionamientos y Servicios	Millones de Euros	Compras de Energía + Consumo de Combustibles + Gastos de Transporte + Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	14.252 MM€ = 4.904 MM€ + 1.780 MM€ + 5.302 MM€ + 2.266 MM€	14.567 MM€ = 4.784 MM€ + 2.269 MM€ + 5.463 MM€ + 2.051 MM€	Bienes y servicios destinados a la producción
Resultado Financiero Neto	Millones de Euros	Ingreso Financiero - Gasto Financiero +- Diferencias de Cambio Netas	(184) MM€ = 27 MM€ - 212 MM€ + 1 MM€	(139) MM€ = 36 MM€ - 173 MM€ - 2 MM€	Medida del coste financiero
Gasto Financiero Neto	Millones de Euros	Ingreso Financiero - Gasto Financiero	(185) MM€ = 27 MM€ - 212 MM€	(137) MM€ = 36 MM€ - 173 MM€	Medida del coste financiero
Inversiones Netas	Millones de Euros	Inversiones Brutas - Instalaciones Cedidas y Subvenciones de Capital	2.069 MM€ = 2.202 MM€ - 133 MM€	1.310 MM€ = 1.470 MM€ - 160 MM€	Medida de la actividad de inversión
Deuda Financiera Neta	Millones de Euros	Deuda Financiera no Corriente + Deuda Financiera Corriente - Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes - Derivados Financieros registrados en Activos Financieros	6.377 MM€ = 5.652 MM€ + 955 MM€ - 223 MM€ - 7 MM€	5.770 MM€ = 4.975 MM€ + 1.046 MM€ - 244 MM€ - 7 MM€	Deuda financiera, a corto y largo plazo, menos el valor de la caja y de las inversiones financieras equivalentes a efectivo
Apalancamiento	%	Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto	81,37% = 6.377 MM€ / 7.837 MM€	62,85% = 5.770 MM€ / 9.181 MM€	Medida del peso de los recursos ajenos en la financiación de la actividad empresarial
Ratio de Endeudamiento	%	Deuda Financiera Neta / (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta)	44,86% = 6.377 MM€ / (7.837 MM€ + 6.377 MM€)	38,59% = 5.770 MM€ / (9.181 MM€ + 5.770 MM€)	Medida del peso de los recursos ajenos en la financiación de la actividad empresarial
Vida Media de la Deuda Financiera Bruta	N.º de Años	(Principal * Número de Días Vigencia) / (Principal Vigente al Cierre del Periodo * Número de Días del Periodo)	5,2 años = 34.031 / 6.581	5,3 años = 32.163 / 6.015	Medida de la duración de la deuda financiera hasta su vencimiento
Coste Medio de la Deuda Financiera Bruta	%	(Coste de la Deuda Financiera Bruta) / Deuda Financiera Bruta Media	1,8% = 135 MM€ / 7.431 MM€	1,9% = 126 MM€ / 6.777 MM€	Medida de la tasa efectiva de la deuda financiera
Cobertura de Vencimientos de Deuda	N.º de Meses	Periodo de vencimientos (n.º de meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible	26 meses	26 meses	Medida de la capacidad para afrontar los vencimientos de deuda
Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto	%	Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / ((Patrimonio Neto Sociedad Dominante (n) + Patrimonio Neto Sociedad Dominante (n-1)) / 2)	18,68% = 1.562 MM€ / (7.688 + 9.037 / 2) MM€	16,67% = 1.511 MM€ / (9.037 + 9.096 / 2) MM€	Medida de la capacidad de generar beneficios a partir de la inversión realizada por los accionistas
Retorno de los Activos	%	Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / ((Activo Total (n) + Activo Total (n-1)) / 2)	4,91% = 1.562 MM€ / (31.981 + 31.656 / 2) MM€	4,82% = 1.511 MM€ / (31.656 + 31.037 / 2) MM€	Medida de la rentabilidad del negocio
Rentabilidad Económica	%	Resultado de Explotación (EBIT) / ((Inmovilizado Material (n) + Inmovilizado Material (n-1)) / 2)	1,80% = 388 MM€ / (21.329 + 21.840 / 2) MM€	8,81% = 1.919 MM€ / (21.840 + 21.727 / 2) MM€	Medida de la capacidad generadora de renta de los activos o capitales invertidos
Retorno del Capital Empleado (ROCE)	%	Resultado de Explotación Después de Impuestos / ((Activo no Corriente (n) + Activo no Corriente (n-1)) / 2) + ((Activo Corriente (n) + Activo Corriente (n-1)) / 2)	0,95% = 303,7 MM€ / (25.881 + 26.001 / 2) + (6.100 + 5.655 / 2) MM€	4,80% = 1.505,2 MM€ / (26.001 + 25.507 / 2) + (5.655 + 5.530 / 2) MM€	Medida de la rentabilidad del capital invertido
Ratio de Liquidez	Na	Activo Corriente / Pasivo Corriente	0,72 = 6.100 MM€ / 8.465 MM€	0,73 = 5.655 MM€ / 7.694 MM€	Medida de la capacidad para afrontar los compromisos a corto plazo
Ratio de Solvencia	Na	(Patrimonio Neto + Pasivo no Corriente) / Activo no Corriente	0,91 = (7.837 MM€ + 15.679 MM€) / 25.881 MM€	0,92 = (9.181 MM€ + 14.781 MM€) / 26.001 MM€	Medida de la capacidad para hacer frente a las obligaciones
Ratio de Cobertura de la Deuda	Na	Deuda Financiera Neta / Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1,66 = 6.377 MM€ / 3.841 MM€	1,59= 5.770 MM€ / 3.627 MM€	Medida del importe de flujo de efectivo disponible para atender los pagos del principal de la deuda financiera
Fondos Procedentes de Operaciones	Millones de Euros	Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación + Cambios en el Capital Corriente - Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3.116 MM€ = 3.181 MM€ + 230 MM€ - 295 MM€	2.803 MM€ = 2.420 MM€ + 653 MM€ - 270 MM€	Medida de la caja generada por el negocio de la empresa que queda disponible para realizar inversiones, amortizar deuda y repartir dividendos a los accionistas.
Activos Fijos	Millones de Euros	Inmovilizado Material + Inversiones Inmobiliarias + Activo Intangible + Fondo de Comercio	23.227 MM€ = 21.329 MM€ + 61 MM€ + 1.375 MM€ + 462 MM€	23.736 MM€ = 21.840. MM€ + 62 MM€ + 1.355 MM€ + 479 MM€	Bienes de la Sociedad, ya sean tangibles o intangibles, no convertibles en liquidez a corto plazo, necesarios para el funcionamiento de la Sociedad y no destinados para la venta.
Gastos por Intereses	Millones de Euros	Pagos de Intereses	136 MM€	142 MM€	Medida de los pagos de Intereses
Resultado Neto por Acción	Euros	Resultado del Periodo de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo	0,162 € = 171 MM€ / 1.058.752.117 acciones	1,338 € = 1.417 MM€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción del resultado neto que corresponde a cada una de las acciones en circulación
Resultado Ordinario Neto por Acción	Euros	Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo	1,475 € = 1.562 MM€ / 1.058.752.117 acciones	1,427 € = 1.511 MM€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción del resultado ordinario neto que corresponde a cada una de las acciones en circulación
Cash Flow por Acción	Euros	Flujo Neto de Efectivo de las Actividades de Explotación / Número de Acciones al Cierre del Periodo	3,004 € = 3.181 MM€ / 1.058.752.117 acciones	2,286 € = 2.420 MM€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción de los fondos generados que corresponde a cada una de las acciones en circulación
Valor Contable por Acción	Euros	Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Ejercicio	7,261 € = 7.688 MM€ / 1.058.752.117 acciones	8,536 € = 9.037 MM€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción de los fondos propios que corresponde a cada una de las acciones en circulación
Capitalización Bursátil	Millones de Euros	Número de Acciones al Cierre del Periodo * Cotización al Cierre del Ejercicio	25.188 MM€ = 1.058.752.117 acciones * 23,790 €	21.313 MM€ = 1.058.752.117 acciones * 20,130 €	Medida del valor total de la empresa según el precio de cotización de sus acciones
Price to Earning Ratio (P.E.R.) Ordinario	Na	Cotización al Cierre del Periodo / Resultado Ordinario Neto por Acción	16,13 = 23,790 € / 1,475 €	14,11 = 20,130 € / 1,427 €	Medida que indica el número de veces que está contenido el resultado ordinario neto por acción en el precio de mercado de la misma
Price to Earning Ratio (P.E.R.)	Na	Cotización al Cierre del Periodo / Resultado Neto por Acción	147,30 = 23,790 € / 0,162 €	15,04 = 20,130 € / 1,338 €	Medida que indica el número de veces que está contenido el resultado neto por acción en el precio de mercado de la misma
Precio / Valor Contable	Na	Capitalización Bursátil / Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	3,28 = 25.188 MM€ / 7.688 MM€	2,36 = 21.313 MM€ / 9.037 MM€	Medida que relaciona el valor total de la empresa según el precio de cotización con el valor contable
Rentabilidad para el Accionista	%	(Cotización al Cierre del Ejercicio - Cotización al Inicio del Ejercicio + Dividendo Bruto Pagado en el Ejercicio) / Cotización al Inicio del Ejercicio	25,3% = (23,790 € - 20,130 € + 1,427 €) / 20,13 €	20,5% = (20,130 € - 17,855 € + 1,382 €) / 17,855 €	Medida de la relación existente entre la cantidad invertida en una acción y el resultado económico proporcionado, la cual incluye tanto el efecto del incremento del precio de la acción como el del dividendo bruto recibido en caja (sin considerar su reinversión)
Pay-Out Consolidado	%	(Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante	913,3% = (1,475 € * 1.058.752.117 acciones) / 171 MM€	106,6% = (1,427 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.417 MM€	Medida de la parte del resultado obtenido que se destina a remunerar a los accionistas mediante el pago de dividendos (Grupo Consolidado)
Pay-Out Ordinario Consolidado	%	(Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante	100,0% = (1,475 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.562 MM€	100,0% = (1,427 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.511 MM€	Medida de la parte del resultado ordinario obtenido que se destina a remunerar a los accionistas mediante el pago de dividendos (Grupo Consolidado)
Pay-Out Individual	%	(Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado del Ejercicio de ENDESA, S.A.	95,1% = (1,475 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.642 MM€	100,0% = (1,427 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.511 MM€	Medida de la parte del resultado obtenido que se destina a remunerar a los accionistas mediante el pago de dividendos (Sociedad Individual)

MM€ = millones de euros; € = euros.
n = 31 de diciembre del ejercicio sobre el que se realiza el cálculo.
n-1 = 31 de diciembre del ejercicio anterior al que se realiza el cálculo