



ENDESA, S.A.
y
Sociedades Dependientes

**Informe de Gestión Consolidado
correspondiente al período
enero–septiembre de 2015**

Madrid, 11 de noviembre de 2015



ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE AL PERÍODO ENERO-SEPTIEMBRE DE 2015

Índice

1. Evolución y Resultado de los Negocios en el período enero-septiembre de 2015.....	3
1.1. Análisis de resultados.	3
1.2. Comparabilidad de la información.	3
1.3. Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y Resultado de Explotación (EBIT).	4
2. Otra Información.	9
3. Marco Regulatorio.	10
4. Liquidez y Recursos de Capital.	13
4.1. Gestión financiera.	13
4.2. Flujos de efectivo.	15
4.3. Inversiones.	15
4.4. Dividendos.	16
Anexo I: Estadístico.	16
Anexo II: Re-expresión por la aplicación de la CINIIF 21.	19



ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

CORRESPONDIENTE AL PERÍODO

ENERO-SEPTIEMBRE DE 2015

1. Evolución y Resultado de los Negocios en el período enero-septiembre de 2015.

1.1. Análisis de resultados.

El beneficio neto de ENDESA en el período enero-septiembre de 2015 ascendió a 1.206 millones de euros.

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 1.206 millones de euros en el período enero-septiembre de 2015, en línea con el obtenido en el mismo período de 2014 (1.208 millones de euros), a pesar de la venta del Negocio en Latinoamérica realizada en el último trimestre de 2014 y de los mayores gastos financieros soportados como consecuencia del re-apalancamiento llevado a cabo durante el ejercicio 2014 mediante el pago a sus accionistas en el mes de octubre de 2014 de un dividendo, de carácter extraordinario, por un importe de 6.353 millones de euros.

El resultado después de impuestos de las Actividades Continuas, que en ambos períodos recoge exclusivamente el resultado del Negocio en España y Portugal, ha ascendido a 1.209 millones de euros en el período enero-septiembre de 2015, un 62,7% más que en el mismo período del año anterior. En este sentido, es preciso destacar que el Estado del Resultado Consolidado del período enero-septiembre de 2014 incluía un menor ingreso de 162 millones de euros por el impacto que tenía la aplicación del borrador de Real Decreto recibido en julio de 2014 sobre los ingresos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) de los años 2012 y 2013, cuyo impacto sobre el resultado neto ascendió a 114 millones de euros.

Sin considerar el efecto de carácter no recurrente descrito en el párrafo anterior, el resultado neto atribuible a la Sociedad Dominante habría disminuido un 8,8% y el Resultado Después de Impuestos de las Actividades Continuas (Negocio en España y Portugal) habría aumentado un 41,1%.

1.2. Comparabilidad de la información.

Como consecuencia de la aplicación a partir de 1 de enero de 2015 de la CINIIF 21 "Gravámenes" relativa al tratamiento contable sobre las tasas cargadas por las Autoridades Públicas, se ha modificado el momento de contabilización del pasivo, y, por tanto, el de imputación a resultados, de determinados gravámenes cuyo calendario e importe se conocen de antemano, si bien la Norma no afecta a las cifras presentadas en los Estados Financieros Consolidados anuales sino únicamente a las publicadas trimestralmente. Por ello, las magnitudes correspondientes al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014, que se presentan a efectos comparativos, han sido re-expresadas para incluir el mismo criterio de registro.

En consecuencia, la información comparativa correspondiente al período enero-septiembre de 2014 que se utiliza en este Informe de Gestión Consolidado ha sido re-expresada respecto a la publicada en su momento de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior. Los impactos derivados de la aplicación retroactiva de la CINIIF 21 "Gravámenes" sobre los Estados Financieros Consolidados comparativos, se detallan en el Anexo II de este Informe de Gestión Consolidado.

Por otra parte, con fecha 23 de octubre de 2014 se materializó la operación de Desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica y el 31 de julio de 2014 los saldos de estos activos y pasivos se traspasaron al epígrafe de "Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas" y "Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas", respectivamente. A partir de ese momento, los activos traspasados se dejaron de amortizar.

Como consecuencia de dicho proceso de desinversión de activos en Latinoamérica, los ingresos y gastos correspondientes a las Sociedades objeto de la operación de desinversión generados durante el período



enero-septiembre de 2014 se incluyeron como Actividades Interrumpidas y se presentaron en el epígrafe "Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas" del Estado del Resultado Consolidado correspondiente al período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014.

Por tanto, en base a lo mencionado en los párrafos anteriores, las referencias en los siguientes apartados de este Informe de Gestión Consolidado al período comparativo de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2014 se refieren a las Actividades Continuas, que se corresponden con el Negocio en España y Portugal.

1.3. Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y Resultado de Explotación (EBIT).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 2.752 millones de euros (+11,5%) y el resultado de explotación (EBIT) a 1.735 millones de euros (+33,3%).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del período enero-septiembre de 2015 ascendió a 2.752 millones de euros, un 11,5% superior al obtenido en el mismo período de 2014.

Para analizar la evolución del resultado bruto de explotación (EBITDA) durante este período hay que tener en consideración los siguientes factores:

- El registro de un resultado positivo de 184 millones de euros en el período enero-septiembre 2015 por el reconocimiento del valor de los European Union Allowances (EUAs) obtenidos en virtud del proceso de intercambio de los Emission Reduction Units (ERUs) y Certified Emission Reductions (CERs) regulado en el Reglamento (UE) nº 389/2013, artículos 58-61. En la medida que ENDESA ha tomado el compromiso de vender estos European Union Allowances (EUAs) en diciembre de 2015 al haber formalizado una venta "forward" de los mismos, dicho resultado tiene carácter definitivo y no se verá afectado por futuros cambios en el valor de mercado de estos instrumentos.
- El registro en el período enero-septiembre de 2014 de un impacto negativo de 162 millones de euros correspondientes a la estimación del impacto en los ingresos de la actividad de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) de los ejercicios 2012 y 2013 derivado de la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) que se recibió para observaciones en el mes de julio de 2014.
- Los hechos mencionados en los dos párrafos anteriores se han visto parcialmente compensados por la normalización del margen bruto del negocio liberalizado de electricidad en el período enero-septiembre de 2015, que se ha visto afectado por el mayor coste de compra de la electricidad dado que el precio medio aritmético en el mercado mayorista de electricidad se ha situado en 50 €/MWh durante el período enero-septiembre de 2015 (+26,5%), lo que ha conllevado un mayor coste medio en las compras de electricidad así como un mayor impuesto sobre la generación de electricidad.

El resultado de explotación (EBIT) ha tenido un incremento del 33,3% respecto del mismo período del año anterior como consecuencia del aumento del 11,5% en el resultado bruto de explotación (EBITDA) y de la reducción de las amortizaciones debido, principalmente, al alargamiento de las vidas útiles de las centrales nucleares y los ciclos combinados desde el 1 de octubre de 2014 (129 millones de euros).

Ingresos: 15.412 millones de euros.

Los ingresos del Negocio en España y Portugal se situaron en 15.412 millones de euros en el período enero-septiembre de 2015, 130 millones de euros inferiores a los del mismo período del ejercicio anterior (-0,8%).

De esta cantidad, 14.654 millones de euros corresponden a la cifra de ventas (-0,4%) y 758 millones de euros a otros ingresos de explotación (-9,2%).



Ventas.

El detalle del epígrafe de "Ventas" del Negocio en España y Portugal del período enero-septiembre de 2015 es como sigue:

Millones de Euros

	Enero- Septiembre 2015	Enero- Septiembre 2014	Diferencia	%Var
Ventas de Electricidad	10.841	10.682	159	1,5
Ventas Mercado Liberalizado	6.378	6.128	250	4,1
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	744	689	55	8,0
Ventas a Precio Regulado	2.210	2.245	(35)	(1,6)
Ventas Mercado Mayorista	641	685	(44)	(6,4)
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)	859	926	(67)	(7,2)
Otras Ventas de Electricidad	9	9	-	-
Ventas de Gas	1.781	2.099	(318)	(15,2)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	1.526	1.514	12	0,8
Otras Ventas y Prestación de Servicios	506	412	94	22,8
TOTAL	14.654	14.707	(53)	(0,4)

Durante el período enero-septiembre de 2015 la demanda eléctrica peninsular ha aumentado un 2,5% respecto del mismo período del año anterior (+1,1% corregido el efecto de laboralidad y temperatura).

En este período, la producción eléctrica peninsular en régimen ordinario de ENDESA fue de 46.564 GWh, un 9,4% superior a la del período enero-septiembre de 2014 debido al aumento de la producción de los ciclos combinados (+172,4%), de las centrales de carbón (+13,8%) y de la producción nuclear (+6,4%), que ha compensado la disminución de la producción hidroeléctrica (-15,9%).

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 55,3% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (60,4% en el período enero-septiembre 2014), frente al 50,4% del resto del sector (60,0% en el período enero-septiembre de 2014).

La producción de ENDESA en los Territorios No Peninsulares (TNP) fue de 9.326 GWh, con un aumento del 2,1% respecto del período enero-septiembre de 2014.

ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 38,9% en generación peninsular en régimen ordinario, del 43,7% en distribución y del 35,7% en ventas a clientes del mercado liberalizado.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado.

El número total de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 4.922.573 al término del período enero-septiembre de 2015 con un aumento del 8,4% respecto del número de clientes existentes a 31 de diciembre de 2014: 4.067.475 (+7,7%) en el mercado peninsular español, 671.035 (+10,4%) en el mercado de los Territorios No Peninsulares (TNP) y 184.063 (+15,4%) en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 58.455 GWh en el período enero-septiembre de 2015, con un aumento del 0,1% respecto del mismo período del año anterior.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 6.378 millones de euros, superiores en 250 millones de euros a las del mismo período del ejercicio 2014 (+4,1%), como consecuencia del aumento del precio medio de venta y del número de clientes. A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 744 millones de euros, 55 millones de euros superiores a los del período enero-septiembre de 2014 (+8,0%).



Ventas a precio regulado.

Durante el período enero-septiembre de 2015 ENDESA ha vendido 11.391 GWh a través de su sociedad Comercializadora de Referencia a los clientes a los que se aplica el precio regulado, un 8,9% menos que en el mismo período del año anterior.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 2.210 millones de euros en el período enero-septiembre de 2015, un 1,6% menos que en el período enero-septiembre de 2014 como consecuencia de que la caída en las ventas físicas no se ha visto compensada con el mayor precio medio de venta.

Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Las compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) en el período enero-septiembre de 2015 han ascendido a 859 millones de euros, con una disminución de 67 millones de euros (-7,2%) respecto al mismo período del año anterior, habiendo sido estimadas conforme al Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) publicado el 1 de agosto de 2015.

El importe de este epígrafe en el período enero-septiembre de 2014 estaba minorado en 162 millones de euros por la regularización de las compensaciones correspondientes a los ejercicios 2012 y 2013 en base al borrador disponible entonces de Real Decreto por el que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Sin tener en cuenta la regularización realizada en el período enero-septiembre de 2014 mencionada en el párrafo anterior, las compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) habrían disminuido en 229 millones de euros (-21,0%) como consecuencia del mayor ingreso devengado por la aplicación del mayor precio del mercado mayorista a las ventas de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Ventas de gas.

ENDESA ha vendido 53.274 GWh a clientes en el mercado de gas natural en el período enero-septiembre de 2015, lo que supone una reducción del 4,8% respecto del mismo período de 2014.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado fueron de 1.781 millones de euros, 318 millones inferiores (-15,2%) a las del período enero-septiembre de 2014 como consecuencia de la disminución de las ventas físicas y del precio medio de venta.

Distribución de electricidad.

ENDESA distribuyó 86.599 GWh en el mercado español durante el período enero-septiembre de 2015, un 3,6% más que en el mismo período del año anterior.

El ingreso regulado de la actividad de distribución durante el período enero-septiembre de 2015 ha ascendido a 1.526 millones de euros, 12 millones de euros superior (+0,8%) respecto del registrado en enero-septiembre de 2014.

Otros ingresos de explotación.

Los otros ingresos de explotación han ascendido a 758 millones de euros con una disminución de 77 millones de euros respecto del importe registrado en el período enero-septiembre de 2014 (-9,2%).

El epígrafe "Otros Ingresos de Explotación" recoge el impacto positivo por importe de 184 millones de euros de la operación de canje de 25 millones de toneladas de Emission Reduction Units (ERUs) / Certified Emission Reductions (CERs) por European Union Allowances (EUAs), que corresponde a la diferencia entre el valor razonable de los Emission Reduction Units (ERUs) / Certified Emission Reductions (CERs) y el de los European Union Allowances (EUAs). Adicionalmente, este epígrafe recoge 283 millones de euros (-39,5%) correspondientes a ingresos por valoración y liquidación de derivados de materias energéticas, que se compensan en parte con



los gastos por importe de 311 millones de euros (-32,8%) por este mismo concepto que están registrados en el epígrafe "Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios", con un efecto poco significativo en el margen de contribución.

Costes de explotación.

La distribución de los costes de explotación del período enero-septiembre de 2015 fue la siguiente:

Millones de Euros	Enero- Septiembre 2015	Enero- Septiembre 2014	Diferencia	%Var
Aprovisionamientos y Servicios	11.202	11.577	(375)	(3,2)
Compras de Energía	3.615	3.754	(139)	(3,7)
Consumo de Combustibles	1.652	1.766	(114)	(6,5)
Gastos de Transporte	4.365	4.440	(75)	(1,7)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	1.570	1.617	(47)	(2,9)
Gastos de Personal	689	695	(6)	(0,9)
Otros Gastos Fijos de Explotación	845	885	(40)	(4,5)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.017	1.167	(150)	(12,9)
TOTAL	13.753	14.324	(571)	(4,0)

Los costes por aprovisionamientos y servicios (costes variables) del período enero-septiembre de 2015 han ascendido a 11.202 millones de euros, con una disminución del 3,2% (375 millones de euros) respecto del mismo período del ejercicio anterior.

La evolución de estos costes ha sido la siguiente:

- Las compras de energía del período enero-septiembre de 2015 han disminuido en 139 millones de euros (-3,7%) hasta situarse en 3.615 millones de euros dado que el impacto del aumento en el precio medio de compra de la electricidad adquirida como consecuencia del mayor precio medio del mercado mayorista (50 €/MWh, +26,5%), ha sido compensado por la disminución en el volumen de gas adquirido.
- El consumo de combustibles se ha situado en 1.652 millones de euros en el período enero-septiembre de 2015, con una disminución del 6,5% (114 millones de euros) debido a que el incremento de la producción térmica del período ha sido compensado por la reducción del precio medio de adquisición de los combustibles.
- Los gastos de transporte de energía han disminuido en 75 millones de euros como consecuencia de la menor energía comercializada.
- El epígrafe "Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios" ha ascendido a 1.570 millones de euros, lo que supone una disminución de 47 millones de euros (-2,9%) con respecto al mismo período del año anterior. Este epígrafe incluye 311 millones de euros (-32,8%) correspondientes a los gastos por derivados de materias energéticas compensados parcialmente con los ingresos por 283 millones de euros (-39,5%) por este mismo concepto que están registrados en el epígrafe "Otros Ingresos de Explotación", y 179 millones de euros (+46,7%) correspondientes a los costes de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) como consecuencia de la mayor producción térmica.

Gastos de personal y otros gastos fijos de explotación (costes fijos).

Los costes fijos ascendieron a 1.534 millones de euros en el período enero-septiembre de 2015, con una disminución de 46 millones de euros (-2,9%) respecto al mismo período de 2014.

Los "Gastos de Personal" en el período enero-septiembre de 2015 se situaron en 689 millones de euros, en comparación con 695 millones de euros (-0,9%) en el mismo período del ejercicio anterior.



En el período enero-septiembre de 2015 este epígrafe incluye una provisión neta de 26 millones de euros para hacer frente a riesgos de carácter laboral, mientras que en el período enero-septiembre de 2014 este epígrafe incluía una reversión neta de 35 millones de euros por este concepto. Aislado dicho efecto, los gastos de personal se habrían reducido en 67 millones de euros (-9,2%), debido a la reducción del 4,7% en la plantilla media entre ambos períodos y la contención de los costes salariales.

Por lo que respecta a los "Otros Gastos Fijos de Explotación", se situaron en 845 millones de euros, lo que supone una disminución de 40 millones de euros (-4,5%), debido a las medidas de reducción de costes puestas en marcha.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 1.017 millones de euros en el período enero-septiembre de 2015, con una disminución de 150 millones de euros (-12,9%) respecto al mismo período del ejercicio anterior.

En el período enero-septiembre de 2015 este epígrafe incluye el efecto de la reducción de las amortizaciones debido al alargamiento de las vidas útiles de las centrales nucleares y los ciclos combinados desde el 1 de octubre de 2014 que ha supuesto unas menores amortizaciones de 129 millones de euros en dicho período.

Por otra parte, en el período enero-septiembre de 2014 este epígrafe incluía la dotación de una provisión por deterioro por importe de 59 millones de euros como consecuencia del saneamiento del valor de los terrenos que ENDESA debía recibir en aplicación de la sentencia del Tribunal Supremo a favor de Josel, S.L.

Resultado financiero neto: 142 millones de euros.

Los resultados financieros netos del período enero-septiembre de 2015 han sido negativos por importe de 142 millones de euros, lo que representa un aumento de 28 millones de euros (+24,6%) respecto al mismo período del ejercicio 2014.

Los gastos financieros netos ascendieron a 135 millones de euros, es decir, 24 millones de euros superiores a los del mismo período del ejercicio anterior, mientras que las diferencias de cambio netas han sido negativas por importe de 7 millones de euros frente a 3 millones de euros, también negativos, en el período enero-septiembre de 2014.

La evolución de los tipos de interés a largo plazo producida, tanto en el período enero-septiembre de 2015 como en el mismo período de 2014, ha supuesto una actualización en las provisiones para hacer frente a las obligaciones derivadas de los expedientes de regulación de empleo en vigor y las provisiones por suspensiones de contrato, por importe de 7 millones de euros, positivos, y 30 millones de euros, negativos, respectivamente, en los dos ejercicios.

Sin el impacto señalado en el párrafo anterior, los gastos financieros netos habrían aumentado en 61 millones de euros (+75,3%), debido al aumento de deuda financiera neta media experimentado entre ambos períodos como consecuencia del re-apalancamiento realizado por ENDESA en el cuarto trimestre de 2014, mediante el pago de un dividendo extraordinario a sus accionistas por importe de 6.353 millones de euros.

Resultado neto de sociedades por el método de participación.

En el período enero-septiembre de 2015 el resultado neto de sociedades por el método de participación ha ascendido a 1 millón de euros, positivos, frente a 65 millones de euros, negativos, en el período enero-septiembre de 2014.

En el período enero-septiembre de 2015 este epígrafe incluye un impacto negativo de 40 millones de euros correspondiente a la participación del 50% en Nuclenor, S.A. como consecuencia del reconocimiento de una provisión para cubrir el sobrecoste estimado en el que va incurrir la compañía por el plazo adicional en la emisión del informe preceptivo del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) sobre la solicitud de renovación de la autorización de explotación de la Central Nuclear de Santa María de Garoña (por este mismo concepto se incluyeron 45 millones de euros, negativos, en enero-septiembre de 2014).



En el período enero-septiembre de 2014 el resultado neto de sociedades por el método de participación contemplaba el reconocimiento de una provisión por importe de 51 millones de euros por el coste estimado para ENDESA del cierre de la actividad de Elcogas, S.A., sociedad en la que ENDESA participa en un 40,99%.

Con fecha 18 de septiembre de 2015 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 31 de julio de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a Elcogas, S.A. el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de 320 MW, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), contemplando para ello un plazo de tres meses a partir de la fecha de dicha Resolución. Igualmente, el plazo en el que Elcogas, S.A. deberá proceder al desmantelamiento parcial de la central es de cuatro años contados a partir de la fecha de dicha Resolución. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Ministerio ha aprobado una Resolución por la que se concede, de forma extraordinaria y por una única vez, una prórroga de tres meses del plazo otorgado para el cierre.

Resultado en venta de activos.

Con fecha 23 de enero de 2015 se ha firmado el acuerdo de transmisión de los activos asociados a la Central Hidráulica de Chira-Soria, en Gran Canaria, propiedad de Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. a Red Eléctrica de España, S.A.U., por un precio de 11 millones de euros, habiéndose obtenido una plusvalía bruta por importe de 7 millones de euros.

Asimismo, con fecha 3 de febrero de 2015 ENDESA ha formalizado con Enagás Transporte, S.A.U. la venta de la totalidad de las acciones de Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. El importe total de la transacción, que comprende el precio de las acciones y el del crédito participativo, incluyendo intereses devengados, ha ascendido a 7 millones de euros habiéndose obtenido una plusvalía bruta por importe de 3 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2014 los activos y la participación señalados en los párrafos anteriores estaban registrados en el epígrafe "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas".

Con fecha 1 de julio de 2015 ENDESA ha vendido su participación del 22% en el capital social de Ayesa Advanced Technologies, S.A. El precio de venta de esta transacción ha ascendido a 6 millones de euros habiéndose generado una plusvalía bruta por un importe inferior a 1 millón de euros.

Finalmente, con fecha 5 de agosto de 2015 se ha materializado la venta del 100% de la participación que ENDESA mantenía en Gasificadora Regional Canaria, S.A. por un precio de 6 millones de euros, no habiéndose generado resultado alguno por esta operación.

2. Otra Información.

La gestión de riesgos está en línea con lo establecido en la Política de Gestión y Control de Riesgos de ENDESA aprobada por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. con fecha 15 de junio de 2015. Los mecanismos para la gestión y control de riesgos están en consonancia con los descritos en la Nota 20 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014. En este contexto, los instrumentos financieros y clases de cobertura tienen las mismas características que los descritos en dichas Cuentas Anuales Consolidadas.

Por otra parte, durante el período enero-septiembre de 2015 no ha habido hechos inusuales de importe significativo, excepto los mencionados en este Informe de Gestión Consolidado. A este respecto, durante el período de nueve meses terminado a 30 de septiembre de 2015 no se han producido nuevos pasivos contingentes significativos con respecto a los descritos en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014.

3. Marco Regulatorio.

Desde el punto de vista regulatorio, las principales novedades del período son las siguientes:

Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, modificó el texto refundido de la Ley de Aguas introduciendo un canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica a aplicar desde el 1 de enero de 2013. El texto establece un gravamen del 22% del valor económico de la energía producida y una reducción del 90% para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW, y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW.

Con fecha 25 de marzo de 2015, se ha publicado el Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, que regula el canon hidráulico. Se especifica que el canon sólo será de aplicación a las cuencas intercomunitarias, es decir, aquellas en las que el Estado mantiene competencias en materia tributaria.

En cuanto al criterio para contabilizar la potencia de las instalaciones y, por tanto, determinar si pueden beneficiarse de la reducción del 90%, se aclara que se entiende por potencia de la instalación la suma de las potencias de los grupos en ella instalados, sin que pueda subdividirse la potencia total de cada central incluida en la concesión de aguas, a los efectos del canon, en grupos de potencia individual inferior. En las instalaciones de bombeo mixto, la base imponible se debe desagregar diferenciando entre la energía turbinada procedente del bombeo (con derecho a reducción del 90%) y la procedente de otras aportaciones. Se establece que la energía turbinada procedente del bombeo será el 70% del consumo de bombeo.

El 2% del importe de la recaudación tendrá la consideración de ingresos del organismo de cuenca, mientras que el 98% restante se ingresará en el Tesoro. Los Presupuestos Generales del Estado (PGE) destinarán, al menos, una cantidad equivalente a esa cantidad prevista a actuaciones de protección y mejora del dominio público hidráulico.

Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Con fecha 1 de agosto de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto sobre la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), no presentando diferencias relevantes respecto a la propuesta que fue enviada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo al Consejo de Estado el 16 de abril de 2015.

El Real Decreto establece un esquema similar al actual, compuesto por una retribución por costes fijos, que contempla los costes de inversión y operación y mantenimiento de naturaleza fija, y por costes variables, para retribuir los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento contemplando también, dentro de los costes de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. El Real Decreto también desarrolla aspectos ya contenidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos Sistemas.

La entrada en vigor del Real Decreto se fija desde el 1 de septiembre de 2015, contemplándose, para determinadas medidas, un período transitorio desde el 1 de enero de 2012. De acuerdo con la disposición adicional undécima, su plena y definitiva eficacia se subordina a la inexistencia de objeciones por parte de la Comisión Europea en lo que a su compatibilidad con el ordenamiento comunitario concierne.

De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Para el primer período regulatorio, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2019, dicha tasa se corresponderá con el

rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Con fecha 10 de octubre de 2015 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) este Real Decreto que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el suministro y la producción de electricidad con autoconsumo, estableciendo un marco normativo donde se garantiza la sostenibilidad económica del Sistema y el reparto adecuado de las cargas del Sistema.

Igualmente, desarrolla los peajes y cargos que debe pagar el autoconsumo, de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ya establecía que el autoconsumo debe contribuir a la financiación de los costes y servicios del Sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores. A este principio se establecen dos excepciones a las que se les exceptúa de dichos costes:

- Los consumidores en las islas, y
- Los pequeños consumidores de potencia contratada hasta 10 kW.

Por otro lado, se crea un registro de las instalaciones de autoconsumo para que el Operador del Sistema y las compañías distribuidoras puedan conocer las instalaciones de generación que existen en sus redes y garantizar así la correcta operación del Sistema Eléctrico en condiciones de seguridad.

Finalmente, el Real Decreto contempla un plazo de seis meses para que los consumidores, instaladores y demás agentes se adapten a lo dispuesto en el mismo.

Propuesta de Orden por la que se regula el mecanismo de capacidad para la mejora ambiental en determinadas instalaciones de producción de electricidad.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha iniciado la tramitación de esta propuesta de Orden Ministerial que tiene por objeto regular un mecanismo que permita dar continuidad a la producción de electricidad a partir de carbón autóctono garantizando el cumplimiento de la normativa medioambiental y favoreciendo la diversificación de combustibles como soporte estratégico para la seguridad de suministro.

De acuerdo con la propuesta, se reconoce a aquellas instalaciones que utilicen carbón autóctono y que realicen inversiones en mejoras medioambientales de reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno (necesarias para el cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE) el derecho a la percepción de un pago de 90.000 €/MW. Para poder tener derecho a este pago, las empresas titulares de estas instalaciones deberán cumplir con una serie de requisitos, entre los que se encuentran la obligación de comprar un volumen de carbón autóctono equivalente a una cantidad mínima anual de 6.000.000 termias PCS/MW hasta el 31 de diciembre de 2018, o estar incluidas en el Plan Nacional Transitorio. La solicitud de este derecho de cobro deberá realizarse antes del 31 de diciembre de 2016, acompañada de la solicitud de autorización administrativa.

Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Con fecha 22 de mayo se ha publicado esta Ley, cuyo objetivo es, entre otros, modificar la Ley de Hidrocarburos para actualizarla a los nuevos tiempos con el objetivo de incrementar la competencia y la transparencia en el sector de hidrocarburos, reducir el fraude, garantizar mayor protección al consumidor, reducir costes para los consumidores y adaptar el régimen de infracciones y sanciones.

En el ámbito del gas natural, se persigue crear un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, así como facilitar la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia. Igualmente, se designa al operador del mercado organizado de gas; se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la



inspección de las instalaciones (anteriormente se hacían a través de los distribuidores); se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con otro país miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo previo; y se adoptan algunas medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad para, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotar a los comercializadores de una mayor flexibilidad y un menor coste, habilitando a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) a mantener las existencias estratégicas de gas natural.

Tarifa eléctrica para 2015.

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, ha aprobado los peajes de acceso para el ejercicio 2015, manteniendo sin cambios los actualmente vigentes, habiendo incorporado igualmente los valores de los nuevos peajes de acceso correspondientes a la nueva división del escalón de tensión entre 1 y 36 kV, introducida en el ordenamiento por el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre.

Asimismo, la Orden IET 2444/2014, de 19 de diciembre, en su Disposición Adicional Quinta establece que la retribución fijada para la actividad de distribución de energía eléctrica en la citada Orden Ministerial para el ejercicio 2015 tiene carácter definitivo para los días del año 2015 que transcurran hasta el inicio del primer período regulatorio establecido en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Con fecha 15 de julio de 2015 el Ministerio ha abierto un proceso de participación pública sobre el proyecto de Orden Ministerial que establece los costes estándares unitarios de esta actividad.

Por otro lado, hay que señalar que, con fecha 4 de junio de 2015, han sido publicados los procedimientos de operación para la facturación horaria a los consumidores acogidos al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En virtud de estos procedimientos, desde el 1 de julio de 2015 los consumidores que dispongan de un contador con teledatada efectivamente integrado serán facturados conforme a su consumo real de cada hora, en lugar de conforme a un perfil de consumo. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías eléctricas disponen de un período de adaptación de los sistemas informáticos hasta el 1 de octubre de 2015.

Finalmente, con fecha 10 de julio ha sido aprobado el Real Decreto Ley 9/2015, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y otras medidas de carácter económico. Este Real Decreto Ley ha introducido medidas sobre el Sector Eléctrico, entre las que hay que reseñar, tras la conclusión en 2014 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro regulado en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, una reducción del 17% del precio unitario que pagan los clientes para la financiación de los pagos por capacidad, reducción que será del 40% de manera transitoria entre el 1 de agosto y el 31 de diciembre de 2015. El Gobierno considera en todo caso que esta medida no altera la sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico exigida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Orden IET/2182/2015, de 15 de octubre, por la que se aprueban los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2015.

Esta Orden fija los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar en concepto de Bono Social en el año 2015 de los grupos y empresas que realicen simultáneamente actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, correspondiendo a ENDESA, S.A. un 41,26%.

Tarifa de gas natural para 2015.

La Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, ha mantenido en general los peajes de acceso respecto a 2014, habiéndose actualizado por otro lado las Tarifas de Último Recurso (TUR) por la reducción del coste de la materia prima, con una reducción del término variable de entre un 3% y un 4% desde enero de 2015. Igualmente, y como consecuencia del descenso del coste de la materia prima, desde julio las Tarifas de Último Recurso (TUR) se han reducido de media un 3%, y, desde octubre, se reducirán un 1,1% de media.

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. Por su parte, la Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, establece la metodología empleada para asignar las obligaciones de ahorro, así como los sujetos obligados, las cuotas respectivas de obligaciones de ahorro y su equivalencia económica para el período de aplicación correspondiente al ejercicio 2015.

ENDESA deberá aportar 30,2 millones de euros al Fondo Nacional de Eficiencia Energética correspondientes a las obligaciones del ejercicio 2015 y 1,9 millones de euros derivados de los ajustes del ejercicio 2014.

4. Liquidez y Recursos de Capital.

4.1. Gestión financiera.

Deuda financiera.

A 30 de septiembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014, la conciliación de la deuda financiera bruta y neta de ENDESA es la siguiente:

Millones de Euros

	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	Diferencia	% Var.
Deuda Financiera no Corriente	5.336	6.083	(747)	(12,3)
Deuda Financiera Corriente	-	1	(1)	(100,0)
Deuda Financiera Bruta	5.336	6.084	(748)	(12,3)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(228)	(648)	420	(64,8)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	(13)	(16)	3	(18,8)
Deuda Financiera Neta	5.095	5.420	(325)	(6,0)

A 30 de septiembre de 2015, la deuda financiera neta de ENDESA se situó en 5.095 millones de euros, con una disminución de 325 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2014.

A continuación se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera bruta de ENDESA a 30 de septiembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014:

Millones de Euros

Estructura de la Deuda Financiera Bruta de ENDESA	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	Diferencia	% Variación
Euro	5.336	6.084	(748)	(12,3)
TOTAL	5.336	6.084	(748)	(12,3)
Tipo Fijo	3.543	5.073	(1.530)	(30,2)
Tipo Variable	1.793	1.011	782	77,3
TOTAL	5.336	6.084	(748)	(12,3)
Vida Media (nº años)	7,5	8,9	-	-
Coste Medio (%)	2,8	3,0	-	-

A 30 de septiembre de 2015, la deuda financiera bruta está íntegramente nominada en euros. A esa fecha, la deuda financiera bruta a tipo fijo era del 66%, mientras que el 34% restante correspondía a tipo variable.

Principales operaciones.

En el período enero-septiembre de 2015 ENDESA ha firmado con diferentes entidades financieras la renovación de parte de sus líneas de crédito por un importe de 300 millones de euros, con vencimiento en el primer semestre de 2018.

Con fecha 30 junio de 2015 ENDESA, S.A. aumentó el límite de la línea de crédito intercompañía con ENEL Finance International, N.V., pasando de 1.000 millones de euros a 2.000 millones de euros. Adicionalmente, se redujo el margen aplicable situándose en 80 puntos básicos y se extendió su vencimiento hasta el 30 de junio de 2018. A 30 de septiembre de 2015, el importe dispuesto de la mencionada línea de crédito asciende a 500 millones de euros.



ENDESA, S.A. realizó el 30 de junio de 2015 una amortización parcial por importe de 1.500 millones de euros del préstamo a largo plazo que tiene firmado con ENEL Finance International N.V. A 30 de septiembre de 2015, el saldo vivo del citado préstamo asciende a 3.000 millones de euros.

Con fecha 25 de septiembre de 2015, ENDESA, S.A. ha realizado la disposición del préstamo concedido por el Banco Europeo de Inversiones (BEI) firmado en septiembre de 2014 por importe de 300 millones de euros, a tipo variable, con vencimiento a 12 años amortizable a partir de septiembre de 2019.

A su vez, durante este período ENDESA ha mantenido el programa de emisiones en los mercados de capitales de corto plazo internacionales, siendo el saldo vivo a 30 de septiembre de 2015 igual a 225 millones de euros.

Finalmente, para analizar la evolución de la deuda financiera neta en el período enero-septiembre de 2015, hay que tener en cuenta también que el 2 de enero de 2015 ENDESA pagó a sus accionistas un dividendo a cuenta del ejercicio 2014 por un importe bruto de 0,38 euros por acción, lo que supuso un desembolso de 402 millones de euros, y el 1 de julio de 2015 un dividendo complementario del ejercicio 2014 por ese mismo importe.

Liquidez.

A 30 de septiembre de 2015, la liquidez de ENDESA asciende a 3.690 millones de euros (4.167 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) y cubre los vencimientos de deuda de los próximos 32 meses. De este importe, 228 millones de euros corresponden al saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes y 3.462 millones de euros a disponible incondicional en líneas de crédito, de los cuales 1.500 millones de euros corresponden a líneas de crédito disponibles con ENEL Finance International, N.V.

Las inversiones de tesorería consideradas como "Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes" vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones.

Apalancamiento.

El nivel de apalancamiento consolidado a 30 de septiembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Millones de Euros	Apalancamiento	
	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014
Deuda Financiera Neta:	5.095	5.420
Deuda Financiera no Corriente	5.336	6.083
Deuda Financiera Corriente	-	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(228)	(648)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	(13)	(16)
Patrimonio Neto:	9.342	8.575
De la Sociedad Dominante	9.340	8.576
De los Intereses Minoritarios	2	(1)
Apalancamiento (%)	54,5	63,2

(*) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.



Calificación crediticia.

A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado, los "rating" de calificación crediticia de ENDESA presentan el siguiente detalle:

	30 de Septiembre 2015 (*)			31 de Diciembre 2014 (*)		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Positiva	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Estable	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Estable

(*) A las respectivas fechas de presentación del Informe de Gestión Consolidado.

4.2. Flujos de efectivo.

A 30 de septiembre de 2015, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 228 millones de euros.

Los flujos netos de efectivo de ENDESA, a 30 de septiembre de 2015 y 2014, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros

Estado de Flujos de Efectivo	30 de Septiembre de 2015	30 de Septiembre de 2014 ⁽¹⁾
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Explotación	1.693	2.485
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Inversión	(575)	(66)
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Financiación	(1.538)	(3.606)

(1) Estado de Flujos de Efectivo Consolidado, incluyendo el Negocio en Latinoamérica.

En el período enero-septiembre de 2015, los flujos generados por las actividades de explotación han sido suficientes para hacer frente a las inversiones necesarias para el desarrollo del Negocio y para atender el pago del dividendo ordinario a cuenta y complementario del ejercicio 2014 por importe de 805 millones de euros.

4.3. Inversiones.

En el período enero-septiembre de 2015 las inversiones brutas de ENDESA se situaron en 761 millones de euros, de las cuales 723 millones de euros corresponden a inversiones materiales e inmateriales, y los 38 millones de euros restantes a inversiones financieras, conforme al detalle que figura a continuación:

Millones de Euros

	Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Generación	187	165	13,3
Distribución y Transporte	367	311	18,0
Otros	-	1	(100,0)
TOTAL MATERIAL	554	477	16,1
Inmaterial ⁽¹⁾	169	68	148,5
Financiera	38	87	(56,3)
TOTAL INVERSIONES	761	632	20,4

(1) No incluye la operación de intercambio realizada de 25 millones de toneladas de Emission Reduction Units (ERUs) / Certified Emissions Reductions (CERs) por European Union Allowances (EUAs).

Las inversiones brutas de generación del período enero-septiembre de 2015 se corresponden, en su mayor parte, con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2014, entre las que destacan las inversiones realizadas en la Central de Litoral por importe de 47 millones de euros para la adaptación a la normativa europea medioambiental, que conllevan un alargamiento de su vida útil.



Por lo que respecta a las inversiones brutas de distribución, corresponden a extensiones de la red así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio. Asimismo, incluyen la inversión en la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión y los sistemas para su operación.

Las inversiones realizadas en el inmovilizado inmaterial corresponden, principalmente, a derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂).

Las inversiones financieras del período enero-septiembre de 2015 corresponden, fundamentalmente, a la aportación de fondos por importe de 12 millones de euros a Nuclenor, S.A. En el período enero-septiembre de 2014 incluían la financiación concedida a Elcogas, S.A. por importe de 51 millones de euros para hacer frente a su deuda con entidades financieras que estaba avalada por los Accionistas.

Con fecha 30 de junio de 2015 ENDESA, S.A. ha firmado con Galp Energía España, S.A. y Petrogal Sucursal en España, un acuerdo de compra-venta para la adquisición por parte de ENDESA del segmento residencial del negocio de comercialización de gas natural en España. Una vez obtenida la aprobación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), la transacción se ha materializado el pasado 1 de noviembre de 2015, siendo el precio acordado para la misma de 35 millones de euros.

4.4. Dividendos.

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A., en sesión celebrada el día 7 de octubre de 2014, acordó el reparto de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 6 euros brutos por acción, lo que supuso un importe total de 6.353 millones de euros que fue pagado el 29 de octubre de 2014. Además, el Consejo de Administración de ENDESA, S.A., en sesión celebrada el día 15 de diciembre de 2014, acordó el reparto de un dividendo adicional a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 0,38 euros brutos por acción, lo que supuso un importe total de 402 millones de euros que fue abonado el 2 de enero de 2015. Por tanto, el importe total del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 ascendió a 6,38 euros brutos por acción, lo que supuso un importe total de 6.755 millones de euros, el cual figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2014.

La Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. celebrada el 27 de abril de 2015, ha acordado que el dividendo total del ejercicio 2014 sea igual a 6,76 euros brutos por acción, lo que representa un importe total de 7.157 millones de euros.

La diferencia entre el dividendo total aprobado por la Junta General de Accionistas y los dividendos a cuenta pagados previamente y descritos en los párrafos anteriores, por importe de 402 millones de euros (0,38 euros brutos por acción), ha sido pagada con fecha 1 de julio de 2015.

Anexo I: Estadístico.

Datos Industriales.

GWh

Generación de Electricidad	Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Peninsular	46.564	42.570	9,4
Nuclear	19.760	18.576	6,4
Carbón	18.017	15.833	13,8
Hidroeléctrica	6.009	7.141	(15,9)
Ciclos Combinados (CCGT)	2.778	1.020	172,4
Territorios no Peninsulares (TNP)	9.326	9.134	2,1
TOTAL	55.890	51.704	8,1

(1) En barras de central.



GWh

Ventas de Electricidad	Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Precio Regulado	11.391	12.499	(8,9)
Mercado Liberalizado	58.455	58.422	0,1
TOTAL	69.846	70.921	(1,5)

GWh

Energía Distribuida	⁽¹⁾ Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Negocio en España y Portugal	86.599	83.553	3,6
TOTAL	86.599	83.553	3,6

(1) En barras de central.

Miles

Número de Clientes	⁽¹⁾ 30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Cientes Precio Regulado	6.199	6.663	(7,0)
Cientes Mercado Liberalizado	4.923	4.543	8,4
TOTAL	11.122	11.206	(0,7)

(1) Puntos de Suministro.

Porcentaje (%)

Evolución Demanda Eléctrica	⁽¹⁾ Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Negocio en España y Portugal	⁽²⁾	2,5	(0,9)

(1) Fuente: Red Eléctrica de España, S.A. (REE) y elaboración propia.

(2) Corregido el efecto de laboralidad y temperatura, la evolución de la demanda es +1,1% en el período enero-septiembre de 2015 y +0,3% en el período enero-septiembre de 2014.

Porcentaje (%)

Cuota de Mercado	⁽¹⁾ 30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Generación en Régimen Ordinario	⁽²⁾	38,9	37,7
Distribución		43,7	43,1
Comercialización		35,7	36,9

(1) Fuente: Elaboración propia.

(2) Peninsular.

MW

Capacidad Instalada Neta	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Hidroeléctrica	4.721	4.721	-
Térmica Clásica	7.723	8.229	(6,1)
Térmica Nuclear	3.318	3.318	-
Ciclos Combinados	5.445	5.445	-
TOTAL	21.207	21.713	(2,3)

MW

Capacidad Instalada Bruta	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Hidroeléctrica	4.759	4.759	-
Térmica Clásica	8.278	8.798	(5,9)
Térmica Nuclear	3.443	3.443	-
Ciclos Combinados	5.677	5.677	-
TOTAL	22.157	22.677	(2,3)

km

Redes de Distribución y Transporte	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Negocio en España y Portugal	317.069	314.528	0,8

GWh

Ventas de Gas	Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Mercado Liberalizado	34.414	33.046	4,1
Mercado Regulado	588	639	(8,0)
Mercado Internacional	11.084	6.794	63,1
Ventas Mayoristas	7.188	15.505	(53,6)
TOTAL	(1) 53.274	55.984	(4,8)

(1) Sin consumos propios de generación.

Miles

Clientes de Gas	(1) 30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Mercado Liberalizado	1.212	1.206	0,5

(1) Puntos de suministro.

Porcentaje (%)

Evolución Demanda Gas	(1) Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Negocio en España y Portugal	5,0	(9,1)	

(1) Fuente: Enagás, S.A.

Porcentaje (%)

Cuotas de Gas	(1) 30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Mercado Liberalizado	16,3	16,2	

(1) Fuente: elaboración propia.

Plantilla.

Número de Empleados

Plantilla	30 de Septiembre de 2015	30 de Septiembre de 2014	% Var.
Plantilla Final	10.061	10.699 (1)	(6,0)
Plantilla Media	10.308	10.822 (1)	(4,7)

(1) Negocio en España y Portugal.

Datos Económico-Financieros.

Euros

Parámetros de Valoración (Euros)	Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014	% Var.
Beneficio Neto por Acción	(1) 1,14	1,15	(0,2)
Cash Flow por Acción	(2) 1,60	2,35	(31,9)
Valor Contable por Acción	(3) 8,82	8,10 (4)	8,9

(1) Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / Nº Acciones.

(2) Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación / Nº Acciones.

(3) Patrimonio Neto Sociedad Dominante / Nº Acciones.

(4) A 31 de diciembre de 2014.

Millones de Euros

	Apalancamiento	
	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014
Deuda Financiera Neta:	5.095	5.420
Deuda Financiera no Corriente	5.336	6.083
Deuda Financiera Corriente	-	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(228)	(648)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	(13)	(16)
Patrimonio Neto:	9.342	8.575
De la Sociedad Dominante	9.340	8.576
De los Intereses Minoritarios	2	(1)
Apalancamiento (%)	(*) 54,5	63,2

(*) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.



Información bursátil.

Porcentaje (%)

Evolución de la Cotización Respecto al Ejercicio Anterior	Enero-Septiembre 2015	Enero-Septiembre 2014
ENDESA, S.A.	13,8	34,3
Ibex-35	(7,0)	9,2
Eurostoxx 50	(1,5)	3,8
Eurostoxx Utilities	(11,3)	18,2

Datos Bursátiles	30 de Septiembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	% Var.
Capitalización Bursátil (Millones de Euros)	19.947	17.522	13,8
Nº de Acciones en Circulación	1.058.752.117	1.058.752.117	-
Nominal de la Acción (Euros)	1,2	1,2	-
Efectivo (Miles de Euros)	12.908.531	10.647.350	21,2
Mercado Continuo (Acciones)			
Volumen de Contratación	733.439.458	616.836.741	18,9
Volumen Medio Diario de	3.839.997	2.418.968	58,7
P.E.R. (1)	12,4	5,3 (2)	

(1) Cotización Cierre del Ejercicio / Beneficio Neto por Acción.

(2) P.E.R. Actividades Continuas: 18,4.

Euros

Cotización	Enero-Septiembre 2015	Enero-Diciembre 2014	% Var.
Máximo	19,69	31,29	(37,1)
Mínimo	15,57	13,71	13,5
Media del Ejercicio	17,82	24,82	(28,2)
Cierre del Ejercicio	18,84	16,55	13,8

Rating.

	30 de Septiembre 2015 (*)			31 de Diciembre 2014 (*)		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Positiva	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Estable	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Estable

(*) A las respectivas fechas de presentación del Informe de Gestión Consolidado.

Anexo II: Re-expresión por la aplicación de la CINIIF 21.

Estado del Resultado Consolidado.

Millones de Euros

	Enero-Septiembre 2014	Re-Expresión por CINIIF 21	Enero-Septiembre 2014 (Re-Expresado)
Ingresos	15.542	-	15.542
Aprovisionamientos y Servicios	(11.577)	-	(11.577)
Margen de Contribución	3.965	-	3.965
Resultado Bruto de Explotación	2.484	(15)	2.469
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1.167)	-	(1.167)
Resultado de Explotación	1.317	(15)	1.302
Resultado Financiero	(114)	-	(114)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(65)	-	(65)
Resultado en Venta de Activos	(20)	-	(20)
Resultado Antes de Impuestos	1.118	(15)	1.103
Impuesto sobre Sociedades	(364)	4	(360)
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuas	754	(11)	743
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	988	-	988
Resultado del Período	1.742	(11)	1.731
Sociedad Dominante	1.219	(11)	1.208
Intereses Minoritarios	523	-	523