

**ENDESA, S.A.**  
**y Sociedades Dependientes**

**Informe de Gestión Consolidado  
correspondiente al ejercicio anual  
terminado a 31 de diciembre de  
2012**

Madrid, 27 de febrero de 2013

# **ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**

## **INFORME DE GESTION CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012**

### **Índice**

1. Análisis del Período .....	3
1.1 Resultados Consolidados .....	3
2. Resultados por Negocios .....	9
2.1 Negocio en España y Portugal y Resto.....	9
2.2 Negocio en Latinoamérica.....	22
3. Anexo Estadístico .....	32

# ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

## INFORME DE GESTION CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

### 1. Análisis del ejercicio 2012

#### 1.1 Resultados Consolidados

**El beneficio neto de ENDESA ascendió a 2.034 millones de euros en el ejercicio 2012**

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 2.034 millones de euros en el ejercicio 2012, lo que supone una reducción del 8,0% respecto del obtenido en el ejercicio anterior, debido fundamentalmente al efecto de la reducción de la remuneración de determinadas actividades reguladas en España, al menor margen de la generación en Chile debido a las desfavorables condiciones hidrológicas y al registro en el ejercicio 2011 de la plusvalía por la venta de la rama de actividad de sistemas y comunicaciones a ENEL Energy Europe, S.L.U. cuyo importe después de impuestos ascendió a 123 millones de euros.

A continuación se presenta la distribución de este resultado entre los dos negocios de ENDESA y su variación respecto del mismo período del ejercicio anterior:

<b>Beneficio Neto de ENDESA en el ejercicio 2012</b>			
	<b>Millones Euros</b>	<b>% Var. 2011</b>	<b>% Aportación a Beneficio Neto Total</b>
España y Portugal y Resto	1.410	(11,5)	69,3
Latinoamérica	624	0,8	30,7
<b>TOTAL</b>	<b>2.034</b>	<b>(8,0)</b>	<b>100,0</b>

#### Generación y ventas de electricidad

La generación de electricidad de ENDESA en el ejercicio 2012 ascendió a 141.434 GWh, un 2,0% superior al ejercicio 2011.

Las ventas de electricidad se situaron en 162.490 GWh, con niveles muy similares a los del ejercicio anterior (+0,1%).

<b>Producción y Ventas de electricidad en el ejercicio 2012</b>				
	<b>Producción</b>		<b>Ventas<sup>(1)</sup></b>	
	<b>GWh</b>	<b>% Var. 2011</b>	<b>GWh</b>	<b>% Var. 2011</b>
España y Portugal y Resto	78.316	3,1	102.766	(2,4)
Latinoamérica	63.118	0,6	59.724	4,6
<b>TOTAL</b>	<b>141.434</b>	<b>2,0</b>	<b>162.490</b>	<b>0,1</b>

(1) En España y Portugal y Resto, no se incluyen las ventas de generación de Marruecos e Irlanda por un importe total de 1.065 GWh en 2012 y 907 GWh en 2011. En Latinoamérica, no se incluyen peajes y consumos no facturados. Con peajes y consumos no facturados las ventas del negocio en Latinoamérica serían 73.104 GWh (+5,1%).

### **Resultado bruto de explotación: 7.005 millones de euros**

El resultado bruto de explotación (en adelante, "EBITDA") y el resultado de explotación (en adelante, "EBIT") del ejercicio 2012 han experimentado una reducción del 3,6% y del 5,1%, respectivamente, situándose en 7.005 millones de euros y 4.418 millones de euros.

La evolución del EBITDA se ha visto marcada por la caída que se ha producido en el negocio en España y Portugal y Resto (-5,7%) como consecuencia del impacto de las medidas de reducción de las retribuciones reguladas aplicables desde el inicio del ejercicio 2012, y por la reducción experimentada en el negocio en Latinoamérica (-1,0%) afectado fundamentalmente por la situación de sequía que se ha dado en Chile y sus consecuencias sobre la actividad de generación en dicho país.

En el ejercicio 2012 los ingresos han aumentado un 3,8% habiendo alcanzado el importe de 33.933 millones de euros debido fundamentalmente a los mayores precios de venta.

Por lo que respecta a los costes variables, éstos han aumentado un 6,6% como consecuencia del peor mix de generación por la mayor producción térmica convencional y la menor producción hidráulica que ha incrementado el coste de los combustibles, y el mayor precio de la energía adquirida para su venta.

Por su parte, los costes fijos han ascendido a 4.013 millones de euros en el ejercicio 2012, con un aumento del 1,8% respecto al ejercicio 2011.

El resultado de explotación ha experimentado una reducción del 5,1% situándose en 4.418 millones de euros e incluye el saneamiento realizado sobre determinados activos, fundamentalmente la Central Nuclear Santa María de Garoña, los activos de la actividad de minería en España y la central de Tarapacá en Chile, por un importe total de 146 millones de euros.

A continuación se incluye el desglose por negocios de los ingresos, el EBITDA y el EBIT y su variación respecto del mismo período del ejercicio anterior:

	Ingresos		EBITDA		EBIT	
	Millones Euros	% Var. 2011	Millones Euros	% Var. 2011	Millones Euros	% Var. 2011
España y Portugal y Resto	23.146	2,2	3.796	(5,7)	1.998	(11,0)
Latinoamérica	10.787	7,5	3.209	(1,0)	2.420	0,5
<b>TOTAL</b>	<b>33.933</b>	<b>3,8</b>	<b>7.005</b>	<b>(3,6)</b>	<b>4.418</b>	<b>(5,1)</b>

### El resultado financiero neto asciende a 641 millones de euros

Los resultados financieros netos del ejercicio 2012 fueron negativos por importe de 641 millones de euros, lo que representa un aumento en 19 millones de euros respecto del ejercicio 2011.

Los gastos financieros netos ascendieron a 599 millones de euros, 41 millones de euros inferiores a los del ejercicio 2011, mientras que las diferencias de cambio netas han sido negativas por importe de 42 millones de euros frente a 18 millones de euros, positivos, en el ejercicio 2011.

Para analizar la evolución de los gastos financieros netos hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los gastos financieros netos del ejercicio 2011 incluían un ingreso de 63 millones de euros como consecuencia de los intereses reconocidos por dos sentencias dictadas por la Audiencia Nacional en ese período en relación con el impuesto sobre sociedades de los ejercicios 1998 y 1999 del Grupo Fiscal cuya cabecera era ENDESA. De este importe 27 millones de euros correspondían al Negocio en España y Portugal y Resto y los 36 millones de euros restantes al Negocio en Latinoamérica.
- Asimismo, en el ejercicio 2011, los gastos financieros netos recogían un ingreso de 51 millones de euros en el Negocio en Latinoamérica asociado al acuerdo alcanzado en relación con la cuenta por cobrar correspondiente a la empresa estatal brasileña de distribución eléctrica CELG Distribuição, S.A.
- La evolución de los tipos de interés a largo plazo producida, tanto en el ejercicio 2012 como en el ejercicio 2011, ha supuesto una actualización en las provisiones para hacer frente a las obligaciones derivadas de los expedientes de regulación de empleo en vigor por importe de 76 millones de euros negativos en el ejercicio 2012 y 26 millones de euros, positivos, en el ejercicio 2011.
- Los gastos financieros netos del ejercicio 2012 incluyen un ingreso de 180 millones de euros correspondientes a la actualización del valor del activo financiero registrado de acuerdo con la Interpretación CINIIF 12 de "Acuerdos de Concesión de Servicios" para recoger el derecho de cobro de las filiales

brasileñas de distribución al finalizar el periodo de concesión de acuerdo con la Ley Federal 12.783/13.

Si aislamos el impacto de los aspectos señalados en los párrafos anteriores, los gastos financieros netos habrían disminuido en 77 millones de euros, un 9,9%, debido tanto a la reducción de deuda experimentada entre ambos períodos como al menor coste medio de financiación.

### **Activos mantenidos para la venta**

A finales de 2010, ENDESA inició las gestiones para la venta de la participación del 100% en ENDESA Ireland Limited, habiéndose materializado la venta a SSE Generation Ltd. en octubre de 2012 por un importe de 286 millones de euros. En el ejercicio 2012 ENDESA ha registrado una provisión de 67 millones de euros en el epígrafe "Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro" en el Estado del Resultado Consolidado al objeto de adecuar el valor contable de los activos de ENDESA Ireland Limited al precio de venta estimado.

Con fecha 18 de diciembre de 2012, ENDESA ha alcanzado un acuerdo para la venta de la participación del 12% que ostenta sobre Medgaz, S.A. y la cesión al comprador del préstamo concedido a dicha sociedad. Durante los primeros meses del ejercicio 2013, los accionistas de Medgaz, S.A., Compañía Española de Petróleos, S.A.U. ("CEPSA") y Sonatrach han ejercido en el plazo previsto estatutariamente su derecho de adquisición preferente sobre la participación objeto de venta. El cierre de la operación está previsto durante el primer semestre de 2013, una vez obtenidos los consentimientos necesarios para la sustitución del vendedor en las garantías otorgadas en relación con la financiación del proyecto Medgaz. A 31 de diciembre de 2012, dicha participación, junto con el préstamo otorgado, se han registrado como activos no corrientes mantenidos para la venta por un valor de 88 millones de euros.

### **Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 5.247 millones de euros**

Los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación en el ejercicio 2012 ascendieron a 5.247 millones de euros frente a los 5.838 millones de euros generados en el ejercicio 2011, lo que representa una disminución del 10,1%.

## Inversiones: 2.727 millones de euros

Las inversiones de ENDESA se situaron en 2.727 millones de euros en el ejercicio 2012.

De esta cifra, 2.558 millones de euros corresponden a inversiones materiales e inmateriales, y los 169 millones de euros restantes a inversiones financieras, conforme al detalle que figura a continuación:

Inversiones	Millones de Euros			% Var. 2011
	Materiales e Inmateriales	Financieras	TOTAL	
España y Portugal y Resto	1.367	46	1.413	(5,5)
Latinoamérica	1.191	123	1.314	(1,3)
<b>TOTAL (*)</b>	<b>2.558</b>	<b>169</b>	<b>2.727</b>	<b>(3,5)</b>

(\*) No incluye inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 73 millones de euros, ni la adquisición de la cartera de clientes de gas en la Comunidad de Madrid por importe de 34 millones de euros.

## Situación financiera

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 8.778 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, con una disminución de 2.224 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2011.

La distribución por negocios de la deuda financiera neta es como sigue:

Distribución por Negocios de la Deuda Financiera Neta de ENDESA (*)	Millones de Euros			% Var.
	31 de Diciembre de 2012	31 de Diciembre de 2011	Diferencia	
Negocio en España y Portugal y Resto	5.059	6.841	(1.782)	(26,0)
Negocio en Latinoamérica:	3.719	4.161	(442)	(10,6)
Enersis	4.144	3.883	261	6,7
Resto	(425)	278	(703)	(252,9)
<b>TOTAL</b>	<b>8.778</b>	<b>11.002</b>	<b>(2.224)</b>	<b>(20,2)</b>

(\*) Deuda Financiera Neta = Deuda Financiera no Corriente + Deuda Financiera Corriente - Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes - Derivados Financieros registrados en el Activo.

El coste medio de la deuda de ENDESA ascendió a un 5,7% en el ejercicio 2012. El coste medio de la deuda correspondiente a Enersis fue un 8,6%. Si se excluye la deuda de Enersis, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 3,5% en el ejercicio citado.

A la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA hay que tener en cuenta que, a 31 de diciembre de 2012, ENDESA tenía acumulado un derecho de cobro de 4.839 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica española: 2.958 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las

actividades reguladas, y 1.881 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostos de la generación extrapeninsular. Si se descuentan los importes reconocidos de estas partidas, el endeudamiento neto de ENDESA a 31 de diciembre de 2012 se sitúa en 3.939 millones de euros, 1.683 millones de euros inferior al de 31 de diciembre de 2011.

Con fecha 1 de diciembre de 2011 y 19 de enero de 2012, ENDESA comunicó al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (en adelante, "FADE") su compromiso irrevocable de cesión de sus derechos de cobro por la totalidad del llamado desajuste de "Derechos de Cobro Déficit 2010", de los "Derechos de Cobro Déficit 2011", y de los "Derechos de Cobro Déficit 2012", estando, tras una extensión del plazo en diciembre de 2012, dicho compromiso en vigor hasta el 1 de diciembre de 2013.

Durante 2012 se han realizado cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa de ENDESA al Fondo de Titulización FADE por un importe de 2.674 millones de euros.

Desde el 1 de enero de 2013 hasta la fecha de publicación de este Informe de Gestión, se han producido nuevas cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa de ENDESA al Fondo de Titulización FADE por un importe de 568 millones de euros.

A continuación se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera neta de ENDESA a 31 de diciembre de 2012:

<b>Estructura de la Deuda Financiera Neta de ENDESA a 31 de Diciembre de 2012 (Millones de Euros)</b>						
	<b>ENDESA y filiales directas</b>		<b>Enersis</b>		<b>Total ENDESA</b>	
	<b>Millones Euros</b>	<b>% S/total</b>	<b>Millones Euros</b>	<b>% S/total</b>	<b>Millones Euros</b>	<b>% S/total</b>
Euro	4.558	98	-	-	4.558	52
Dólar Estadounidense	80	2	1.673	40	1.753	20
Peso Chileno / Unidad de Fomento	-	-	479	12	479	5
Real Brasileño	-	-	549	13	549	6
Otras monedas	(4)	-	1.443	35	1.439	17
<b>TOTAL</b>	<b>4.634</b>	<b>100</b>	<b>4.144</b>	<b>100</b>	<b>8.778</b>	<b>100</b>
Tipo Fijo	2.504	54	2.263	55	4.767	54
Tipo Variable	2.130	46	1.881	45	4.011	46
<b>TOTAL</b>	<b>4.634</b>	<b>100</b>	<b>4.144</b>	<b>100</b>	<b>8.778</b>	<b>100</b>
Vida media (nº años)	4,7		5,5		5,1	

A 31 de diciembre de 2012, la liquidez de ENDESA en España ascendía a 6.418 millones de euros y cubre los vencimientos de deuda de los próximos 46 meses de este conjunto de empresas. De esta cantidad, 5.790 millones de euros correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito, de los que 3.000 millones de euros corresponden a una línea de crédito con ENEL Finance International, N.V.

A su vez, Enersis tenía en esa misma fecha una posición de tesorería disponible de 1.358 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito por 435 millones de euros, lo que cubre los vencimientos de su deuda de los próximos 18 meses.



A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado, los "rating" de calificación crediticia de ENDESA a largo plazo son de "BBB+" en Standard & Poor's, "Baa2" en Moody's y "BBB+" en Fitch, todos ellos con perspectiva negativa.

## **Ratio de apalancamiento**

El patrimonio neto consolidado de ENDESA a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 26.369 millones de euros, cantidad superior en 1.690 millones de euros a la de 31 de diciembre de 2011.

De este patrimonio neto, 20.653 millones de euros corresponden a los accionistas de ENDESA, S.A. y 5.716 millones de euros a los accionistas minoritarios.

La evolución del patrimonio neto de ENDESA y de la deuda financiera neta, han situado el ratio de apalancamiento (deuda financiera neta / patrimonio neto) en un 33,3% a 31 de diciembre de 2012, frente al 44,6% que se registraba a 31 de diciembre de 2011.

## **2. Resultados por Negocios**

### **2.1. Negocio en España y Portugal y Resto**

#### **Beneficio neto del Negocio en España y Portugal y Resto: 1.410 millones de euros**

El beneficio neto del Negocio en España y Portugal y Resto fue de 1.410 millones de euros en el ejercicio 2012, 183 millones de euros inferior al obtenido en el ejercicio 2011.

El EBITDA ascendió a 3.796 millones de euros, y el EBIT a 1.998 millones de euros, con una reducción del 5,7% y del 11,0% respectivamente.

La reducción del EBITDA se debe, fundamentalmente, al efecto sobre los ingresos de la actividad de distribución de los impactos de las medidas de reducción del déficit eléctrico aprobadas en los Reales Decretos Ley 13/2012, de 30 de marzo, y 20/2012, de 13 de julio. Por su parte, la mayor caída del EBIT respecto de la experimentada por el EBITDA se debe fundamentalmente al reconocimiento de deterioro de los activos de la Central Nuclear Santa María de Garoña y de la actividad de minería.

#### **Claves del período**

Durante el ejercicio 2012 la demanda eléctrica ha disminuido un 1,3% respecto del ejercicio anterior (-1,7% corregido el efecto de laboralidad y temperatura).

Por otra parte, durante este período los precios en el mercado diario de electricidad se han situado en 49,2 €/MWh, niveles un 3,1% inferiores a los del ejercicio anterior (50,8 €/MWh).

Durante este ejercicio ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 36,7% en generación total en régimen ordinario, del 43,3% en distribución y del 39,1% en ventas a clientes del mercado liberalizado.

## Aspectos Regulatorios

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

**Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.**

A través de esta norma se suprimen los incentivos económicos para las instalaciones de producción del régimen especial y se suspende el procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado, no siendo de aplicación a las instalaciones ya inscritas en el registro de preasignación a su entrada en vigor y que todavía no han sido puestas en marcha.

**Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.**

Dicho Real Decreto Ley establece, por un lado, la transposición de las directivas europeas del mercado de gas y electricidad, y, por otro, determinadas medidas para reducir el déficit del sistema eléctrico y gasista.

Para asegurar el cumplimiento del objetivo de déficit del sector eléctrico de 1.500 millones de euros en 2012, el Real Decreto Ley incluye una serie de medidas que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo estima que reducirán el déficit en 1.700 millones de euros, siendo las principales las siguientes:

- Se reduce la retribución para 2012 de los distribuidores de energía eléctrica, incluida la actividad de gestión comercial realizada por éstos, en 689 millones de euros, de los que a ENDESA le han correspondido 278 millones de euros.

De acuerdo con el texto del Real Decreto Ley, los criterios de retribución a partir de 1 de enero de 2012 son los siguientes:

- o Se retribuirán en concepto de inversión los activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.
- o El devengo de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio en el año "n" se iniciará desde el 1 de enero del año "n+2".

El Real Decreto Ley establece que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo elevará una propuesta de Real Decreto que vincule la retribución por inversión a los activos en servicio no amortizados.

- Se reduce la retribución de la actividad de transporte en 197 millones de euros, estableciéndose que, con efectos desde 1 de enero de 2012, el devengo y cobro de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio el año "n" se iniciará desde el 1 de enero del año "n+2".

Igualmente, se establece que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitirá una propuesta de Real Decreto que vincule la retribución por inversión a los activos en servicio no amortizados.

- Reducción en un 10%, con carácter excepcional para 2012, del volumen máximo previsto inicialmente para 2012 en la Resolución del 31 de diciembre de 2011 para el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (mecanismo que contempla el despacho preferente de determinados volúmenes de energía de centrales que consumen carbón autóctono). El Gobierno estima en 50 millones de euros el impacto de esta medida.
- Reducción, con carácter excepcional para 2012, y para aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de la norma los estuvieran percibiendo, del incentivo de inversión (de 26.000 a 23.400 €/MW) y de inversión ambiental (de 8.750 a 7.875 €/MW). El Gobierno estima en 80 millones de euros el impacto de esta medida.
- Cambio en la retribución del Operador del Sistema, concepto que dejará de ser cubierto por los peajes de acceso y pasará a ser sufragado por los sujetos a los que presta sus servicios. El Gobierno estima en 20 millones de euros el impacto de esta medida.
- Reintegro al sistema de liquidaciones de actividades reguladas de los beneficios retenidos que figuran en los fondos propios de las cuentas anuales de la Comisión Nacional de Energía a 31 de diciembre de 2011, que el Gobierno estima en 60 millones de euros. Igualmente, se reduce la cuota anual a percibir por dicha Comisión.
- Reintegro al sistema de liquidaciones del saldo a 31 de diciembre de 2011 de la partida "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" de las cuentas anuales del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, que el Gobierno estima en 600 millones de euros.
- Reducción de la partida incluida en los peajes de acceso en concepto de interrumpibilidad, que perciben determinados consumidores de electricidad, quedando fijada para 2012 en 505 millones de euros, lo que supone una reducción de unos 60 millones de euros.
- Adicionalmente, el Real Decreto Ley establece que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo propondrá una revisión del modelo retributivo de la generación en los sistemas insulares y extrapeninsulares. A su vez, como se explica más adelante, el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, ha modificado determinados aspectos de los costes reconocidos de la generación extrapeninsular con efectos desde el 1 de enero de 2012.

## **Ley 2/2012, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2012.**

Con fecha 30 de junio de 2012 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2012, que de forma excepcional para 2012, no incorpora partidas para financiar los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares, que, en todo caso, pasarán a ser financiados por el sistema de liquidaciones de actividades reguladas y, por tanto, los peajes de acceso.

## **Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.**

Dicho Real Decreto Ley establece, entre otras, las siguientes medidas:

- Respecto a los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, se señala que la revisión que en su caso resulte del Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, será de aplicación desde el 1 de enero de 2012, y se incluyen otras medidas de aplicación desde dicha fecha que afectan a los costes fijos de las centrales:
  - o El diferencial sobre el Bono del Estado a efectos de retribución financiera de la inversión se establece en el 2%.
  - o Se reducen un 10% las anualidades de costes de operación y mantenimiento de naturaleza fija.
  - o Se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente.

El impacto conjunto de estas medidas se estima en aproximadamente 100 millones de euros anuales.

- Transporte eléctrico: Se reduce en 50 millones de euros su retribución, para retribuir por inversión el valor neto de los activos en servicio.
- Suplementos territoriales en los peajes de acceso y Tarifa de Último Recurso: En el caso de tributos autonómicos o recargos autonómicos sobre tributos estatales, se incluirá un suplemento que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por dicho tributo o recargo y será abonado por los consumidores de dicho territorio.
- Tipo de interés del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas de 2006: Tras las sentencias recaídas al respecto, se añade sobre el Euribor a 3 meses un diferencial del 0,65%.
- Se habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a establecer criterios de progresividad en los peajes de acceso, que tendrán en cuenta el consumo medio de los puntos de suministro, y no afectarán a los consumidores vulnerables.
- La revisión de los peajes de acceso se realizará con carácter anual.

### **Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.**

Con fecha 28 de diciembre de 2012 ha sido publicada en el Boletín Oficial del Estado la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que contempla diversas medidas con incidencia directa en el sector eléctrico, las cuales comenzarán a aplicarse en el año 2013:

- Impuesto general a la producción en régimen ordinario y especial, equivalente al 7% del ingreso total percibido.
- Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas.
- Canon a la generación hidroeléctrica, equivalente al 22% del ingreso, que se reducirá un 90% para las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y para los bombeos de más de 50 MW, así como, en la forma que reglamentariamente se determine, para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.
- Se introduce un céntimo verde al consumo para generación eléctrica de gas natural, carbón, fuel y gasóleo.
- La producción renovable, por la parte de producción que use combustibles fósiles, no estará primada, sin que esta medida sea de aplicación a la tecnología de biomasa.
- Se contempla igualmente que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación derivada de los tributos y cánones incluidos en la Ley así como el ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros.

### **Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.**

Con fecha 28 de diciembre de 2012 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado la Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2013, que de forma excepcional para 2013, no incorpora partidas para financiar los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares del ejercicio 2012, que, en todo caso, pasarán a ser financiados por el sistema de liquidaciones de actividades reguladas y, por tanto, los peajes de acceso.

Adicionalmente, se recogen las partidas destinadas a cubrir los costes del sistema eléctrico conforme a lo indicado por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, antes señalada.

**Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.**

Con fecha 31 de diciembre de 2012 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado este Real Decreto Ley que incorpora medidas sobre el sector eléctrico:

- Se modifica la Ley del Sector Eléctrico, incrementándose el importe del déficit del ejercicio 2012 que podrá ser cedido al Fondo de Titulización FADE hasta la cuantía que resulte de la liquidación definitiva de dicho ejercicio. Adicionalmente, se elimina el apartado primero de la disposición adicional vigésimo primera de la citada Ley, que contemplaba que el déficit de 2013 sería nulo.
- En relación con las instalaciones de generación en régimen especial, se establece que el régimen económico primado no será de aplicación para aquellas instalaciones inscritas en el Registro de preasignación de retribución para las que se constate que no están totalmente finalizadas en el plazo fijado para ello en el citado Registro.

**Real Decreto Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.**

Este Real Decreto Ley modifica el mecanismo de actualización de las retribuciones de actividades reguladas vinculadas al Índice de Precios al Consumo, modificando esta referencia por el Índice de Precios al Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos. Adicionalmente, se modifican las opciones de venta de energía para las instalaciones de régimen especial, quedando todas las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa desde el 1 de enero de 2013, salvo que manifiesten expresamente lo contrario, en cuyo caso no podrán volver a la opción de venta a tarifa, no percibiendo en todo caso prima alguna.

**Proyecto de Ley de crédito extraordinario para financiar los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables.**

El Consejo de Ministros de 15 de febrero de 2013 ha acordado la remisión a las Cortes Generales, para su tramitación parlamentaria, de un Proyecto de Ley para la concesión de un crédito extraordinario por parte del Ministerio de Hacienda al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para financiar, si fuera necesario, las primas al régimen especial de 2013, por un máximo de 2.200 millones de euros.

## **Tarifa eléctrica para 2012.**

La Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, revisa los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012, con un incremento medio del 8,2%:

- Se incrementan los peajes de acceso de la Tarifa de Último Recurso en un 12,8%, equivalente al descenso del coste de la energía tras la subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso).
- Se incrementan el resto de los peajes de acceso de baja tensión un 6,3%.
- Los peajes de alta tensión se incrementan un 2%.

Esta Orden contemplaba una previsión de déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012, ambos inclusive, de 1.500 millones de euros.

Por Resolución de 30 de diciembre de 2011 se fijó la Tarifa de Último Recurso para el primer trimestre de 2012, la cual se mantuvo en el mismo nivel que el trimestre anterior, gracias a la reducción del coste de la energía tras la subasta CESUR.

Adicionalmente, y en aplicación del auto del Tribunal Supremo que suspendió la reducción de peajes de acceso establecida por la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, de revisión de peajes desde el 1 de octubre de 2011, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo fijó nuevos valores de la Tarifa de Último Recurso para el período transcurrido entre el 23 (día de la notificación del auto a la Abogacía del Estado) y el 31 de diciembre de 2011.

Con posterioridad, el Tribunal Supremo dictó diversos autos en el mes de marzo en los que acordó medidas de suspensión cautelar de la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, antes mencionada, instando al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a asegurar la suficiencia de los peajes de acceso respecto a los costes de las actividades reguladas.

En este sentido, la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, de revisión de los peajes de acceso desde el 1 de abril de 2012, fijó nuevos valores de los peajes de acceso para el primer trimestre de 2012, así como para el resto del cuarto trimestre de 2011 (entre 1 de octubre y el 22 de diciembre). Adicionalmente, la citada Orden incrementó los peajes de acceso desde el 1 de abril una media del 6,3% respecto a los previamente vigentes, distribuidos de la siguiente forma:

- Se incrementan los peajes de acceso de la Tarifa de Último Recurso en un 7,9%.
- Se incrementan el resto de los peajes de acceso de baja tensión un 5,2%.
- Los peajes de alta tensión se incrementan un 4,5%.

Mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del 25 de abril de 2012 se aprobó un incremento medio de la Tarifa de Último Recurso del 7% respecto de la vigente previamente, como consecuencia del resultado de la subasta CESUR y las modificaciones de los peajes de acceso por la Orden IET/843/2012 antes indicadas.

Asimismo, en cumplimiento de los autos del Tribunal Supremo mencionados anteriormente, la citada Resolución modificó determinados componentes de la Tarifa de Último Recurso de los períodos comprendidos entre el 1 de octubre y el 22 de diciembre de 2011 y el 1 de enero y el 31 de marzo de 2012.

La Resolución de 28 de junio de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas aprobó las Tarifas de Último Recurso desde el 1 de julio de 2012, estableciéndose un incremento medio de las mismas del 3,9%, tras la subida del coste de la energía resultante de la subasta CESUR y el mantenimiento de los peajes de acceso.

Igualmente, y tras la celebración de la correspondiente subasta, la Resolución de 27 de septiembre de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas revisó la Tarifa de Último Recurso para el cuarto trimestre, resultando una reducción de la misma del 2,29%.

La insuficiencia de las tarifas de acceso recaudadas durante el ejercicio 2012 para hacer frente a los costes del Sistema Eléctrico ha generado un déficit de ingresos de las actividades reguladas que se estima aproximadamente en 3.014 millones de euros para la totalidad del sector (importe que no incluye la parte del exceso déficit de 2011 incorporada al déficit de 2012 que asciende a 867 millones de euros). De este importe, a ENDESA le corresponde financiar el 44,16%. Adicionalmente durante este período se ha generado un déficit extrapeninsular de 1.403 millones de euros, que deberá incorporarse al déficit del Sistema Eléctrico y que, a 31 de diciembre de 2012, financiaba en su totalidad ENDESA. Por lo tanto, finalmente el déficit del sistema en el año 2012 se estima que alcanzará los 5.284 millones de euros.

### **Tarifa eléctrica para 2013.**

Tras la celebración de la correspondiente subasta, la Resolución de 27 de diciembre de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas ha revisado la Tarifa de Último Recurso para el primer trimestre de 2013, resultando un incremento de la misma del 3%.

Con fecha 16 de febrero de 2013 se ha publicado la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso desde 1 de enero de 2013. En virtud de esta orden se han mantenido los peajes de acceso sin cambios respecto a los vigentes. La orden incluye igualmente otros aspectos, como la posibilidad de ceder al Fondo de Titulización FADeEl desajuste del ejercicio 2012 conforme al importe que resulte de la liquidación de actividades reguladas 14/2012, o la inclusión en las liquidaciones de actividades reguladas de 2012 de cuantías de la compensación extrapeninsular de 2011 y 2012 no financiadas por Presupuestos Generales del Estado.

### **Bono Social**



Con fecha 7 de febrero de 2012 el Tribunal Supremo ha dictado sentencia anulando determinadas disposiciones relativas al Bono Social y su aplicación, por considerar que su financiación por empresas generadoras en régimen ordinario (como establecía el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril), es discriminatoria.

En aplicación de dicha sentencia, la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, ha modificado el sistema de liquidación del Bono Social pasando a partir del 7 de febrero de 2012 a tener la consideración de coste liquidable del sistema eléctrico, por lo que deberá ser cubierto por las tarifas de acceso.

Partiendo de los antecedentes descritos, en enero de 2013 ENDESA ha solicitado a la Comisión Nacional de Energía la práctica de las liquidaciones definitivas que por este concepto debe elaborar dicho organismo, aún pendientes, al tiempo que ha reclamado la compensación por los daños y perjuicios que le ha causado en el pasado las normas anuladas, por importe superior a 100 millones de euros.

### **Tarifa de gas natural para 2012.**

La Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, revisó los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012, con un incremento medio del 4,35%. Por su parte, mediante Resolución de 30 de diciembre de 2011 se fijó la Tarifa de Último Recurso para el primer trimestre de 2012, con un incremento medio de las tarifas TUR.1 y TUR.2 del 0,93% y 0,35%, respectivamente.

La Orden IET/849/2012, de 26 de abril, ha revisado los peajes de acceso a partir de 1 de abril, siendo el incremento medio del 5%, y la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 27 de abril de 2012 aprobó un incremento de la TUR.1 y TUR.2 del 4,6% y 5%, respectivamente.

Finalmente, mediante resolución de 28 de junio de 2012, la Dirección General de Política Energética y Minas ha incrementado la Tarifa de Último Recurso entre un 1,7% y un 2,2%, respectivamente para la TUR.1 y TUR.2, como consecuencia del incremento del coste de la materia prima. Estos valores se han mantenido para el cuarto trimestre de 2012.

### **Tarifa de gas natural para 2013.**

La Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, ha revisado los peajes de acceso a partir de 1 de enero, siendo el incremento general de los mismos del 1%, y la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de diciembre de 2012 aprobó una reducción de la TUR.1 y TUR.2 del 2,5% y 3,7%, respectivamente.

### **Otros aspectos del período**

El pasado 29 de febrero de 2012, ENDESA formalizó la compraventa a Gas Natural SDG, S.A. de una cartera de aproximadamente 224.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad Autónoma de Madrid.

Esta operación se ha materializado mediante la compra del 100% y posterior fusión por absorción con ENDESA Energía, S.A.U. y ENDESA Energía XXI, S.L.U. de las

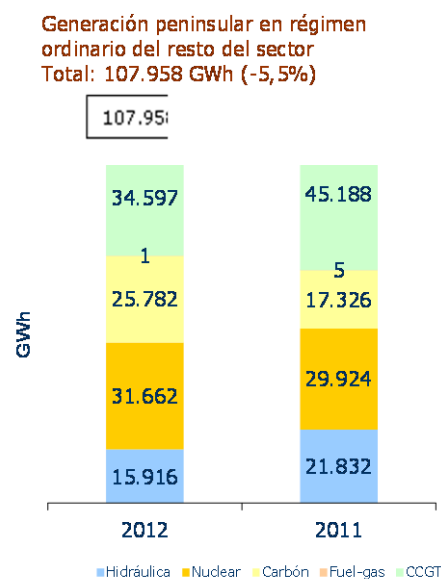
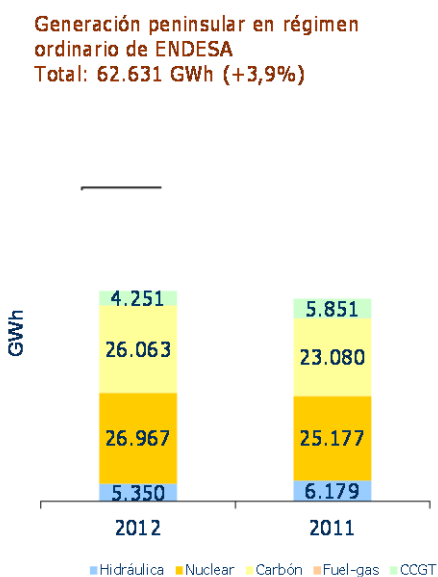
participaciones sociales de las sociedades GEM Suministro de Gas 3, S.L.U. y GEM Suministro de Gas Sur 3, S.L.U., respectivamente, titulares de la actividad de suministro de gas natural y electricidad de determinados distritos y municipios de dicha Comunidad Autónoma. El importe de la inversión ha ascendido a 34 millones de euros.

### Ingresos: 23.146 millones de euros (+2,2%)

Los ingresos del Negocio en España y Portugal y Resto se situaron en 23.146 millones de euros en el ejercicio 2012, con un aumento del 2,2% respecto del ejercicio anterior.

De esta cantidad, 22.028 millones de euros corresponden a la cifra de ventas, importe un 3,7% mayor que la del ejercicio 2011, conforme al detalle que figura a continuación:

	Millones de Euros			% Var.
	2012	2011	Diferencia	
<b>Ventas del Negocio en España y Portugal y Resto</b>				
Ventas de Electricidad	17.019	16.666	353	2,1
Ventas Mercado Liberalizado	7.881	7.172	709	9,9
Ventas CUR	4.841	4.973	(132)	(2,7)
Ventas Mercado Mayorista	1.283	1.333	(50)	(3,8)
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	822	626	196	31,3
Compensaciones Extrapeninsulares	1.954	1.762	192	10,9
Trading de Electricidad	76	626	(550)	(87,9)
Resto de Ventas	162	174	(12)	(6,9)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	2.025	2.241	(216)	(9,6)
Comercialización de Gas	1.929	1.525	404	26,5
Otras Ventas y Prestación de Servicios	1.055	802	253	31,5
<b>TOTAL</b>	<b>22.028</b>	<b>21.234</b>	<b>794</b>	<b>3,7</b>



## **Ventas de electricidad**

La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal y Resto fue de 78.316 GWh en el ejercicio 2012 lo que supone un aumento del 3,1% respecto al ejercicio 2011. De esta cifra, 76.026 GWh corresponden a España (+2,4%), 1.360 GWh a Portugal (+54,0%) y 930 GWh al resto del segmento (+14,1%).

La producción eléctrica peninsular en el ejercicio 2012 fue de 62.631 GWh, un 3,9% mayor que la del ejercicio 2011 debido al incremento de la producción de las centrales de carbón (+12,9%) y de las nucleares (+7,1%), que han compensado la reducción en la producción hidráulica (-13,4%) y de los ciclos combinados (-27,3%).

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 51,6% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (52,0% en el ejercicio 2011), frente al 44,1% del resto del sector (45,3% en el ejercicio 2011).

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 13.395 GWh, con un descenso del 4,1% respecto del ejercicio 2011.

## **Comercialización a clientes del mercado liberalizado**

El número total de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 2.839.310 al término del ejercicio 2012: 2.716.302 en el mercado peninsular español y 123.008 en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 77.122 GWh en el ejercicio 2012, con un aumento del 0,9%.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 7.881 millones de euros, un 9,9% superiores a las ejercicio 2011.

A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 822 millones de euros, un 31,3% superiores al ejercicio 2011.

## **Ventas Comercializadora de Último Recurso**

Durante el ejercicio 2012 ENDESA ha vendido 25.644 GWh a través de su sociedad Comercializadora de Último Recurso, un 11,0% menos que durante el ejercicio 2011 como consecuencia del paso de clientes acogidos a la Tarifa de Último Recurso al mercado liberalizado.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 4.841 millones de euros en el ejercicio 2012, un 2,7% inferior al ejercicio 2011.

## **Distribución de electricidad**

ENDESA distribuyó 115.390 GWh en el mercado español durante el ejercicio 2012, un 0,3% menos que en el ejercicio 2011.

El ingreso regulado de la actividad de distribución se situó en 2.025 millones de euros, un 9,6% inferior al registrado en el ejercicio 2011.

Esta caída se debe a la aplicación de la reducción en la retribución de la actividad de distribución establecida por el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, con efectos desde el 1 de enero de 2012.

### Comercialización de gas

ENDESA ha vendido 68.292 GWh a clientes en el mercado liberalizado de gas natural en el ejercicio 2012, lo que supone un aumento del 24,7% respecto del total de ventas de gas del ejercicio 2011.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado fueron de 1.929 millones de euros, con un aumento del 26,5%

### Costes de explotación

La distribución de los costes de explotación del Negocio en España y Portugal y Resto del ejercicio 2012 fue la siguiente:

	Millones de Euros			% Var.
	2012	2011	Diferencia	
<b>Costes de Explotación del Negocio en España y Portugal y Resto</b>				
Aprovisionamientos y Servicios	16.933	16.192	741	4,6
Compras de Energía	5.848	6.321	(473)	(7,5)
Consumo de Combustibles	3.052	2.647	405	15,3
Gastos de Transporte de Energía	6.530	5.659	871	15,4
Otros Aprovisionamientos y Servicios	1.503	1.565	(62)	(4,0)
Personal	1.078	1.050	28	2,7
Otros Gastos de Explotación	1.450	1.513	(63)	(4,2)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.798	1.780	18	1,0
<b>TOTAL</b>	<b>21.259</b>	<b>20.535</b>	<b>724</b>	<b>3,5</b>

### Aprovisionamientos y servicios (costes variables)

Las compras de energía se situaron en 5.848 millones de euros en el ejercicio 2012, con una disminución de 473 millones de euros (-7,5%) en relación con el ejercicio 2011 debido fundamentalmente al menor volumen de electricidad adquirida en el mercado para su comercialización dado el incremento producido en la generación propia de electricidad.

Por el contrario, el coste por el consumo de combustibles ha aumentado un 15,3% hasta situarse en 3.052 millones de euros debido a la mayor producción térmica del ejercicio.

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

Los costes fijos ascendieron a 2.528 millones de euros en el ejercicio 2012, con una reducción de 35 millones de euros (-1,4%) respecto al ejercicio 2011.

Esta variación corresponde a un aumento de 28 millones de euros (+2,7%) en los "Gastos de personal", que se situaron en 1.078 millones de euros, y una reducción de 63 millones de euros (-4,2%) en los "Otros gastos de explotación", que se situaron en 1.450 millones de euros.

### **Amortizaciones y pérdidas por deterioro**

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 1.798 millones de euros en el ejercicio 2012, con un aumento de 18 millones de euros (+1,0%) respecto al ejercicio 2011.

En el ejercicio 2012 este epígrafe incluye los saneamientos realizados sobre los activos correspondientes a la Central Nuclear Santa María de Garoña y los activos de Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U. por importes de 60 y 66 millones de euros, respectivamente, así como la dotación por deterioro de los activos de Irlanda por importe de 67 millones de euros.

### **Resultado financiero neto: 261 millones de euros**

Los resultados financieros netos del ejercicio 2012 supusieron un coste de 261 millones de euros, 34 millones de euros menos que en el ejercicio 2011.

Esta disminución se compone, por una parte, de una reducción de 31 millones de euros en los gastos financieros netos, y, por otra parte, de una variación de 3 millones de euros en las diferencias de cambio netas, que han pasado de 8 millones de euros negativos en el ejercicio 2011 a 5 millones de euros, también negativos, en el ejercicio 2012.

Para la comparación de los gastos financieros netos entre los ejercicios 2012 y 2011, hay que tener en cuenta que en el ejercicio 2011 se registró un ingreso financiero por importe de 27 millones de euros correspondiente a los intereses reconocidos en las sentencias dictadas por la Audiencia Nacional en relación con el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Fiscal cuya sociedad cabecera era ENDESA de los años 1998 y 1999 y el impacto de la actualización del tipo de descuento aplicable a las obligaciones por expedientes de regulación de empleo que han supuesto un gasto de 76 millones de euros en el ejercicio 2012 y un ingreso de 26 millones de euros en el ejercicio 2011.

Descontados estos impactos los gastos financieros netos han disminuido 160 millones de euros como consecuencia tanto de la reducción del volumen de deuda financiera neta como de la reducción del coste medio de la misma.

La deuda financiera neta del Negocio en España y Portugal y Resto se situó en 5.059 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, frente a los 6.841 millones que registraba al final del ejercicio 2011.

De este importe, 4.839 millones de euros están financiando activos regulatorios: 2.958 millones de euros correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas y 1.881 millones de euros a las compensaciones de la generación extrapeninsular.

### Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 3.114 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en España y Portugal y Resto ascendieron a 3.114 millones de euros en el ejercicio 2012 frente a los 3.407 millones de euros del ejercicio 2011, lo que supone una disminución del 8,6%.

### Inversiones: 1.413 millones de euros

Las inversiones del Negocio en España y Portugal y Resto fueron de 1.413 millones de euros en el ejercicio 2012 según el siguiente detalle:

	Millones de Euros		% Var.
	2012	2011	
<b>Inversiones Totales del Negocio en España y Portugal y Resto</b>			
Materiales	1.265	1.284	(1,5)
Inmateriales	102	115	(11,3)
Financieras	46	96	(52,1)
<b>TOTAL (*)</b>	<b>1.413</b>	<b>1.495</b>	<b>(5,5)</b>

(\*) No incluye inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 73 millones de euros en 2012 y 101 millones de euros en 2011 ni la adquisición en el ejercicio 2012 de la cartera de clientes de gas en la Comunidad de Madrid por importe de 34 millones de euros.

	Millones de Euros		% Var.
	2012	2011	
<b>Inversiones Materiales del Negocio en España y Portugal y Resto</b>			
Generación	420	474	(11,4)
Distribución	840	806	4,2
Otros	5	4	25,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.265</b>	<b>1.284</b>	<b>(1,5)</b>

## 2.2. Negocio en Latinoamérica

### Beneficio neto del Negocio en Latinoamérica: 624 millones de euros

El beneficio neto del Negocio en Latinoamérica de ENDESA en el ejercicio 2012 se situó en 624 millones de euros, lo que supone un aumento del 0,8% con respecto al ejercicio 2011.

Por su parte, el resultado bruto de explotación ha sido de 3.209 millones de euros lo que supone una disminución del 1,0% respecto del ejercicio 2011 debido al impacto negativo en la actividad de generación de Chile de la fuerte sequía que ha padecido ese país en 2012.

El resultado de explotación se ha situado en 2.420 millones de euros, un 0,5% superior al del ejercicio 2011.

## Principales aspectos del período

El entorno económico de los países en los que operan las compañías de ENDESA se ha caracterizado por una evolución positiva. La demanda de energía en el ejercicio 2012 ha sido favorable para el conjunto de los países con aumentos en Perú (+5,9%), Chile (+5,7% en el SIC y +3,9% en el SING), Brasil (+4,5%), Argentina (+4,2%) y Colombia (+3,8%).

En ese entorno, las ventas de distribución de las compañías de ENDESA, sin incluir peajes y consumos no facturados, se situaron en 59.724 GWh, con un incremento del 4,6% respecto del ejercicio 2011, habiéndose registrado aumentos en todos los países: Brasil (+7,2%), Perú (+4,5%), Chile (+4,4%), Argentina (+3,3%) y Colombia (+1,9%).

<b>Generación y ventas de electricidad del Negocio en Latinoamérica</b>				
	<b>Generación (GWh)</b>		<b>Distribución (GWh) <sup>(1)</sup></b>	
	<b>2012</b>	<b>% Var. 2011</b>	<b>2012</b>	<b>% Var. 2011</b>
Chile	20.194	(2,5)	12.485	4,4
Argentina	15.222	(4,6)	14.758	3,3
Perú	9.231	(6,2)	6.288	4,5
Colombia	13.294	10,0	8.193	1,9
Brasil	5.177	24,6	18.000	7,2
<b>TOTAL</b>	<b>63.118</b>	<b>0,6</b>	<b>59.724</b>	<b>4,6</b>

(1) No incluye peajes y consumos no facturados. Con peajes y consumos no facturados las ventas del Negocio en Latinoamérica serían 73.104 GWh (+5,1%).

Por lo que respecta al negocio de generación de las compañías de ENDESA, la producción de electricidad ha aumentado en un 0,6%, alcanzando los 63.118 GWh. Por países, destacar los aumentos de la producción en Brasil (+24,6%) y Colombia (+10,0%), que han compensado la reducción en Perú (-6,2%), Argentina (-4,6%) y Chile (-2,5%).

## Márgenes unitarios

El margen unitario de la actividad de generación ha descendido un 6,3%, situándose en 28,1 €/MWh. Durante el período se han producido mejoras en Colombia (+12,3%), Perú (+11,6%) y Brasil (+7,1%), que han compensado parcialmente las reducciones en el margen unitario de generación de Chile (-25,8%) y Argentina (-26,4%)

Por lo que se refiere al margen unitario de la actividad de distribución del ejercicio 2012, se situó en 34,6 €/MWh, con un aumento del 4,5% respecto del ejercicio 2011 compensando la caída del margen de generación. Esta variación es consecuencia de la mejora alcanzada en el margen unitario de Colombia (+15,9%), Perú (+14,0%), Argentina (+10,0%) y Chile (+8,2%), habiéndose reducido únicamente en Brasil (-6,8%).

## **Desarrollo de nueva capacidad**

Durante el ejercicio 2012, ha finalizado la construcción de la central de carbón de Bocamina II en Chile (350 MW), habiéndose declarado en el mes de octubre de 2012 por parte de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. su entrada en operación comercial a los Centros de Despacho Económico de Carga de Chile (Operador del Sistema).

En relación a la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), durante el mes de noviembre se terminó la ataguía, que permite desviar definitivamente el río Magdalena y comenzar la construcción de la presa. También durante ese mes se recibieron nuevos equipos electromecánicos en terreno. Finalmente, en el mes de diciembre se comenzó el análisis para definir el contratista que ejecutará los trabajos de reposición de infraestructura y vías del proyecto.

Por lo que se refiere al proyecto térmico de Talara en Perú (183 MW), en noviembre se hicieron las coordinaciones con el operador del sistema (COES), y durante el mes de diciembre se iniciaron las pruebas eléctricas de la subestación Talara y del transformador. La puesta en marcha de esta planta de ciclo abierto dual (diesel/gas natural) se prevé en el primer semestre de 2013.

## **Aspectos Regulatorios**

### **Chile**

El 19 de enero de 2012 fue aprobada en el Congreso Nacional la Ley 20.571 sobre Medición Neta, que permitirá a los clientes que instalen en sus domicilios medios de generación sobre la base de energías renovables no convencionales, vender sus excedentes a la red. Dicha Ley fue publicada en el Diario Oficial el pasado 22 de marzo y entrará en vigor cuando se publique el Reglamento de desarrollo.

El 31 de diciembre de 2012 se publicó en el Diario Oficial el Decreto 130 que aprueba el Reglamento de Servicios Complementarios. Como Servicios Complementarios se entenderá la capacidad de generación de potencia activa de unidades generadoras y de componentes o equipos conectados y/o sincronizados al sistema, la inyección o absorción de reactivos, capacidad de partidas autónomas de unidades generadoras y la potencia conectada de los usuarios del sistema. El Reglamento establece la remuneración de estos servicios y entrará en vigor en abril de 2013.

### **Brasil**

El 13 de marzo de 2012 finalizó el proceso de reajuste anual tarifario (Índice de Reajuste Tarifario o, en adelante, "IRT") de la compañía Ampla Energia e Serviços, S.A., aprobándose un aumento del 4% del margen de distribución o Valor Agregado de Distribución (Parcela B) que entró en vigor el 15 de marzo.



El 10 de abril de 2012, la Agência Nacional de Energia Elétrica (en adelante, "ANEEL") aprobó el cálculo final para el tercer ciclo de la Revisión Tarifaria Ordinaria (en adelante, "RTO") de la Companhia Energética do Ceará, S.A. La distribuidora es la primera en aplicar los cálculos derivados de la metodología del Tercer Ciclo de Revisiones Tarifarias, aprobada en noviembre de 2011.

El 19 de abril de 2012, ANEEL aprobó las reglas para la generación distribuida procedente de la microgeneración (hasta 100 kW) y la minigeneración (hasta 1 MW), que permite que la electricidad generada por estos consumidores sea descontada de su factura y el volumen excedente sea transformado en crédito, que podrá ser utilizado hasta tres años.

Con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica y relanzar la actividad económica en Brasil, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, que establece las condiciones para que puedan renovarse las concesiones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. Con fecha 14 de enero de 2013, se publicó en el Diario Oficial la Ley Federal 12.783/13 de conversión de la referida Medida Provisoria.

## **Colombia**

El 2 de noviembre de 2012, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante, "CREG") expidió la Resolución CREG 111 de 2012, que aprobó la senda de pérdidas de energía reconocidas en tarifa de baja tensión de Codensa, S.A. E.S.P de la siguiente manera: año 2013, 10,07% (valor idéntico al actualmente vigente); año 2014, 9,84% y; finalmente, años 2015 a 2017, 9,61%, valor que corresponde a la meta. Los porcentajes aprobados podrán facilitar ganancias de eficiencia entre las pérdidas reales y las reguladas durante los cinco años de aplicación de la norma.

## **Argentina**

En julio de 2012 se publicó el Decreto 1277/2012 que regula la creación de una Comisión Interministerial de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que, de facto, también tiene competencias en el sector eléctrico. El 24 de agosto de 2012, el Presidente de la referida Comisión anunció la decisión del Gobierno argentino de avanzar en la implantación de un nuevo modelo regulatorio, basado en costes, manteniendo una segmentación por tipo de actividad que asegure un equilibrio entre remuneración, un nivel de inversión y rentabilidad, a través de un sistema de tarifas y subsidios, en el que precisará de la experiencia de los operadores privados. Hasta la definitiva implantación del nuevo modelo, prevista para 2014, y durante el periodo transitorio actual, con fecha 12 de octubre de 2012 ENDESA Costanera, S.A. y la Secretaría de Energía han alcanzado un Acuerdo por el cual la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (en adelante, "CAMMESA") deberá suscribir con ENDESA Costanera, S.A. dos contratos de disponibilidad de las unidades de turbo vapor y los ciclos combinados de dicha sociedad, y un contrato de respaldo del financiamiento por los cuales se garantizará a ENDESA Costanera, S.A. la financiación para realizar las inversiones, así como la operación y mantenimiento, de sus centrales.

Asimismo, el pasado 12 de julio de 2012, el Ente Regulador del Sector Eléctrico (en adelante, "ENRE") ha designado temporalmente un "veedor" en Empresa Distribuidora Sur, S.A. cuyo cargo por 45 días fue prorrogado por tres períodos sucesivos de la misma duración, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la norma de prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Empresa Distribuidora Sur, S.A. La designación de la figura del "veedor" no supone la pérdida del control de la compañía por parte de ENDESA.

En el ámbito de la distribución, el 23 de noviembre de 2012 el ENRE aprobó la Resolución 347 que autoriza la aplicación de un cargo por las distribuidoras para financiar inversiones y mantenimiento correctivo, a través de un fideicomiso. Este cargo supone un aumento en las tarifas de distribución que fueron facturadas desde noviembre de 2012. El 30 de noviembre de 2012 se ha firmado el contrato de fideicomiso.

### **Procesos de reordenación societaria**

Con fecha 27 de febrero de 2012 el Consejo de Administración de ENDESA autorizó una simplificación de la estructura societaria de las filiales chilenas de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. a través de un proceso de fusiones sucesivas de Compañía Eléctrica San Isidro, S.A., Inversiones ENDESA Norte, S.A., Compañía Eléctrica Tarapacá, S.A., ENDESA Eco, S.A., Empresa de Ingeniería Ingendesa, S.A., ENDESA Inversiones Generales, S.A. y Empresa Eléctrica Pangué, S.A.

Con fecha 1 de mayo de 2012 fue efectiva la fusión de Empresa Eléctrica Pangué, S.A. en Compañía Eléctrica San Isidro, S.A., la fusión de Empresa de Ingeniería Ingendesa, S.A. y ENDESA Inversiones Generales, S.A. en Inversiones ENDESA Norte, S.A., y con fecha 1 de julio de 2012 fue efectiva la fusión de Inversiones ENDESA Norte, S.A. en ENDESA Eco, S.A.

A la fecha de publicación de este Informe de Gestión Consolidado, Enersis, S.A. se encuentra realizando los trámites necesarios para poder realizar un aumento del capital social mediante la aportación por parte de ENDESA del 100% del capital social de Cono Sur Participaciones, S.L.U., sociedad que será propietaria en la fecha de suscripción de sus participaciones directas en la región, a excepción de las participaciones en la propia Enersis, S.A. y en Empresa Propietaria de la Red, S.A., y mediante la aportación de efectivo por parte de los accionistas minoritarios de Enersis, S.A.

En este sentido, con fecha 21 de diciembre de 2012, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis, S.A. aprobó un aumento de capital por un total de 16.441.606.297 acciones a un precio de 173 pesos chilenos por acción lo que supondrá una ampliación de capital total de 2.844.398 millones de pesos chilenos (aproximadamente 4.503 millones de euros), de los cuales 1.119.998 millones de pesos chilenos (aproximadamente 1.773 millones de euros) corresponderían a la aportación en efectivo de accionistas minoritarios.

## Resultado bruto de explotación: 3.209 millones de euros

El EBITDA del Negocio latinoamericano de ENDESA ascendió a 3.209 millones de euros en el ejercicio 2012, con una disminución del 1,0% respecto del ejercicio 2011.

El EBITDA presenta un impacto positivo de 132 millones de euros en comparación con el del ejercicio anterior debido a la evolución del tipo de cambio del euro en relación con las monedas locales de los países en los que opera. A su vez, el EBIT fue de 2.420 millones, un 0,5% superior al obtenido en el ejercicio 2011.

El aumento del EBIT, a pesar de la disminución en el EBITDA, se debe al saneamiento que se realizó en el ejercicio 2011 de los activos de distribución de Argentina.

<b>EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica</b>						
	<b>EBITDA</b> (Millones de Euros)			<b>EBIT</b> (Millones de Euros)		
	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Generación y Transporte	1.695	1.875	(9,6)	1.317	1.549	(15,0)
Distribución	1.544	1.402	10,1	1.125	893	26,0
Otros	(30)	(36)	Na	(22)	(33)	Na
<b>TOTAL</b>	<b>3.209</b>	<b>3.241</b>	<b>(1,0)</b>	<b>2.420</b>	<b>2.409</b>	<b>0,5</b>

La distribución de estos resultados entre los países en los que ENDESA desarrolla actividades fue la que se indica a continuación:

<b>EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica - Generación y Transporte</b>						
	<b>EBITDA</b> (Millones de Euros)			<b>EBIT</b> (Millones de Euros)		
	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Chile	457	728	(37,2)	296	595	(50,3)
Colombia	602	433	39,0	541	377	43,5
Brasil	256	224	14,3	235	207	13,5
Perú	249	245	1,6	182	186	(2,2)
Argentina	49	118	(58,5)	4	80	(95,0)
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>1.613</b>	<b>1.748</b>	<b>(7,7)</b>	<b>1.258</b>	<b>1.445</b>	<b>(12,9)</b>
Interconexión Brasil-Argentina	82	127	(35,4)	59	104	(43,3)
<b>TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE</b>	<b>1.695</b>	<b>1.875</b>	<b>(9,6)</b>	<b>1.317</b>	<b>1.549</b>	<b>(15,0)</b>

<b>EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica – Distribución</b>						
	<b>EBITDA</b>			<b>EBIT</b>		
	<b>(Millones de Euros)</b>			<b>(Millones de Euros)</b>		
	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Chile	272	233	16,7	217	188	15,4
Colombia	503	371	35,6	392	276	42,0
Brasil	678	684	(0,9)	491	529	(7,2)
Perú	152	137	10,9	112	104	7,7
Argentina	(61)	(23)	(165,2)	(87)	(204)	57,4
<b>TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>	<b>1.544</b>	<b>1.402</b>	<b>10,1</b>	<b>1.125</b>	<b>893</b>	<b>26,0</b>

## Generación y transporte

### Chile

La situación de sequía en Chile ha provocado una reducción del 2,5% en la generación eléctrica de las compañías participadas, y un incremento de los costes variables de este negocio lo que, unido a la reducción del 1,8% en los precios medios de venta fundamentalmente por la reducción de los contratos con indexación a coste marginal, las mayores compras de energía y gastos de transporte, han provocado una fuerte reducción del margen de esta actividad que, aunque se ha visto compensado parcialmente con un ingreso de 88 millones de euros en concepto de indemnización del seguro por pérdida de beneficios por los efectos del terremoto producido el 27 de febrero de 2010 en las Centrales Bocamina I y II, ha provocado una reducción del EBITDA del 37,2% en el ejercicio 2012 hasta situarse en 457 millones de euros.

El EBIT del período ascendió a 296 millones de euros, con una disminución del 50,3% respecto del ejercicio anterior.

### Colombia

En Colombia, el EBITDA de la generación ha ascendido a 602 millones de euros y el EBIT a 541 millones de euros en el ejercicio 2012, lo que supone un aumento del 39,0% y del 43,5%, respectivamente, respecto del ejercicio anterior.

Sin tener en cuenta el efecto no recurrente del Impuesto al Patrimonio registrado en 2011 y que supuso el registro de un gasto de 65 millones de euros, el EBITDA y el EBIT de la generación en Colombia habrían aumentado un 20,9% y un 22,4% respectivamente, como consecuencia principalmente de la mayor producción del período por mejor hidrología (+10,0%) y del impacto favorable de los mayores precios de venta e ingresos por potencia.

### Brasil

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Brasil se situó en 5.177 GWh en el ejercicio 2012, con un aumento del 24,6% respecto del

ejercicio 2011, habiendo aumentado en la central de Cachoeira por mejor hidrología y en la central de Fortaleza por mayor requerimiento del sistema.

La mayor actividad de generación realizada durante el período ha permitido mejorar tanto en el EBITDA (+14,3%) como en el EBIT (+13,5%) situándose en 256 millones de euros y 235 millones de euros, respectivamente.

## **Perú**

En el ejercicio 2012, y a pesar de la reducción del 6,2% en la generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Perú por menor producción de la central de Ventanilla, el EBITDA ha aumentado un 1,6% situándose en 249 millones de euros como consecuencia del incremento del 11,6% en el margen de este negocio.

El EBIT se ha reducido en un 2,2% hasta los 182 millones de euros.

## **Argentina**

Durante el ejercicio 2012, la reducción del 4,6% de la generación eléctrica así como los menores márgenes en ventas como consecuencia de la no renovación de las mejoras pactadas por las compañías generadoras el ejercicio anterior y los mayores gastos fijos, han producido una reducción en el EBITDA del 58,5% respecto del ejercicio 2011 situándose en 49 millones de euros.

El EBIT del ejercicio ascendió a 4 millones de euros, con una disminución del 95,0% respecto del ejercicio anterior.

## **Interconexión entre Brasil y Argentina**

El EBITDA obtenido por la Compañía de Interconexión Energética, S.A. durante el ejercicio 2012 ha sido de 82 millones de euros, lo que ha supuesto una reducción de 45 millones de euros con respecto al ejercicio 2011 como consecuencia del registro no recurrente en 2011 de ingresos por la resolución de litigios fiscales por importe 58 millones de euros.

El EBIT del ejercicio 2012 ha ascendido a 59 millones de euros, reduciéndose en 45 millones de euros con respecto al ejercicio 2011 como consecuencia de lo comentado en el párrafo anterior.

## **Distribución**

### **Chile**

El aumento de las ventas físicas (+4,4%) derivado de la evolución positiva de la demanda, junto con los mejores precios medios, han tenido un impacto positivo en el EBITDA y el EBIT de la distribución en Chile, que han experimentado aumentos del 16,7% y 15,4%, respectivamente, situándose en 272 millones de euros y 217 millones de euros, respectivamente.

### **Colombia**

El EBITDA y el EBIT de la distribución en Colombia han experimentado aumentos de 132 y 116 millones de euros, respectivamente.

De estos aumentos, 44 millones de euros corresponden al efecto no recurrente en 2011 del gasto por el Impuesto sobre el Patrimonio. Descontado este efecto, el EBITDA y el EBIT se han incrementado un 21,2% y un 22,5%, respectivamente, por el incremento tanto de la electricidad vendida (+1,9%) como del margen unitario (+15,9%).

## **Brasil**

El EBITDA en el ejercicio 2012 se situó en 678 millones de euros, manteniéndose similar respecto al ejercicio 2011 (-0,9%) y el EBIT en 491 millones de euros, con una reducción del 7,2%, sobre el ejercicio 2011.

La evolución del resultado de explotación, pese al aumento del 7,2% en las ventas físicas, se debe a la aplicación de la reducción tarifaria en Companhia Energética do Ceará, S.A. mencionada anteriormente.

## **Perú**

Las magnitudes económicas de la distribución en Perú han evolucionado favorablemente durante el ejercicio 2012 debido al aumento del 4,5% en las ventas físicas y del 14,0% en el margen unitario. Ello ha situado el EBITDA en 152 millones de euros, un 10,9% superior al del ejercicio 2011.

El EBIT se ha situado en 112 millones de euros, un 7,7% superior al obtenido en el ejercicio 2011.

## **Argentina**

A pesar del aumento de las ventas físicas (+3,3%) como consecuencia de la mayor demanda (+4,2%), el EBITDA de la distribución de Argentina ha sido de 61 millones de euros negativos frente a 23 millones de euros, también negativos, en el ejercicio 2011. Esta disminución se debe a los mayores costes fijos que ha tenido que soportar ENDESA por la mayor inflación del país que no han podido ser repercutidos en la tarifa aplicada a los clientes.

Por su parte el EBIT, ha sido 87 millones de euros, negativos, disminuyendo en 117 millones de euros con respecto a las del ejercicio anterior, debido fundamentalmente al saneamiento de los activos de ENDESA en Argentina por importe de 158 millones de euros realizado en el ejercicio 2011.

## **Resultado financiero neto: 380 millones de euros**

Los resultados financieros netos del Negocio en Latinoamérica de ENDESA supusieron un coste de 380 millones de euros en el ejercicio 2012, lo que supone un aumento del 53 millones de euros respecto de los registrados en el ejercicio 2011.

Esta variación se compone de una disminución de 10 millones de euros en los gastos financieros netos y de una variación de 63 millones de euros en las diferencias de

cambio netas, que han pasado de un ingreso de 26 millones de euros en el ejercicio 2011 a un gasto de 37 millones de euros en el ejercicio 2012.

Los gastos financieros netos del ejercicio 2012 incluyen el reconocimiento de un importe igual a 180 millones de euros correspondiente a la actualización del activo financiero asociado a las concesiones de distribución en Brasil de acuerdo con la Ley Federal 12.783/13.

Por otra parte, los gastos financieros netos del ejercicio 2011 incluían un ingreso de 36 millones de euros correspondiente al efecto positivo sobre este Negocio de las sentencias dictadas por la Audiencia Nacional en relación con el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Fiscal cuya sociedad cabecera era ENDESA, así como 51 millones de euros correspondientes a los intereses financieros asociados al acuerdo alcanzado en relación con la cuenta por cobrar con la empresa estatal de distribución eléctrica de Brasil (CELG Distribuição, S.A.).

El endeudamiento neto del Negocio en Latinoamérica era de 3.719 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, cifra inferior en 442 millones de euros a la existente al cierre del ejercicio 2011.

### **Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 2.133 millones de euros**

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en Latinoamérica ascendieron a 2.133 millones de euros en el ejercicio 2012 en comparación con 2.431 millones de euros del ejercicio 2011 (-12,3%).

### **Inversiones: 1.314 millones de euros**

Las inversiones de este Negocio fueron de 1.314 millones de euros en el ejercicio 2012.

De este importe, 123 millones de euros corresponden a inversiones financieras y 1.191 millones de euros a inversiones materiales e inmateriales conforme al siguiente detalle:

	Millones de Euros		% Var.
	2012	2011	
Generación	530	508	4,3
Distribución y Transporte	360	360	-
Otros	11	7	57,1
<b>TOTAL MATERIAL</b>	<b>901</b>	<b>875</b>	<b>3,0</b>
<b>Inmaterial (*)</b>	<b>290</b>	<b>284</b>	<b>2,1</b>
<b>TOTAL MATERIAL E INMATERIAL</b>	<b>1.191</b>	<b>1.159</b>	<b>2,8</b>

(\*) Incluye las inversiones realizadas en la distribución en Brasil ya que, como consecuencia de la CINIIF 12, dadas las características de la concesión los activos asociados a las mismas, se consideran, en una parte, activos intangibles y, en otra, financieros.

### 3. Anexo Estadístico

#### Datos Industriales

<b>Generación de Electricidad (GWh)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Negocio en España y Portugal y Resto	78.316	75.947	3,1
Negocio en Latinoamérica	63.118	62.767	0,6
<b>TOTAL</b>	<b>141.434</b>	<b>138.714</b>	<b>2,0</b>

<b>Generación de Electricidad en España y Portugal y Resto (GWh)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
<b>Peninsular</b>	<b>62.631</b>	<b>60.287</b>	<b>3,9</b>
Nuclear	26.967	25.177	7,1
Carbón	26.063	23.080	12,9
Hidroeléctrica	5.350	6.179	(13,4)
Ciclos Combinados (CCGT)	4.251	5.851	(27,3)
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>13.395</b>	<b>13.962</b>	<b>(4,1)</b>
<b>Portugal</b>	<b>1.360</b>	<b>883</b>	<b>54,0</b>
<b>Resto</b>	<b>930</b>	<b>815</b>	<b>14,1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>78.316</b>	<b>75.947</b>	<b>3,1</b>

<b>Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Chile	20.194	20.722	(2,5)
Argentina	15.222	15.960	(4,6)
Perú	9.231	9.840	(6,2)
Colombia	13.294	12.090	10,0
Brasil	5.177	4.155	24,6
<b>TOTAL</b>	<b>63.118</b>	<b>62.767</b>	<b>0,6</b>

<b>Ventas de Electricidad (GWh)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
<b>Negocio en España y Portugal y Resto <sup>(1)</sup></b>	<b>102.766</b>	<b>105.241</b>	<b>(2,4)</b>
CUR	25.644	28.819	(11,0)
Mercado Liberalizado	77.122	76.422	0,9
<b>Negocio en Latinoamérica <sup>(2)</sup></b>	<b>59.724</b>	<b>57.095</b>	<b>4,6</b>
Chile	12.485	11.959	4,4
Argentina	14.758	14.280	3,3
Perú	6.288	6.017	4,5
Colombia	8.193	8.041	1,9
Brasil	18.000	16.798	7,2
<b>TOTAL</b>	<b>162.490</b>	<b>162.336</b>	<b>0,1</b>

(1) No se incluyen las ventas de generación de Marruecos e Irlanda por un importe total de 1.065 GWh en 2012 y 907 GWh en 2011.

(2) No se incluyen peajes ni consumos no facturados. Con peajes y consumos no facturados las ventas en el Negocio en Latinoamérica serían de 73.104 GWh en el ejercicio 2012 y 69.553 GWh en el ejercicio 2011 (+5,1%).



<b>Ventas de Gas (GWh)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Mercado Liberalizado (*)	68.292	54.759	24,7
<b>TOTAL</b>	<b>68.292</b>	<b>54.759</b>	<b>24,7</b>

(\*) Sin consumos propios de generación.

<b>Plantilla Final (Nº de Empleados)</b>	<b>31 de Diciembre de 2012</b>	<b>31 de Diciembre de 2011</b>	<b>% Var.</b>
Negocio en España y Portugal y Resto	11.506	11.785	(2,4)
Negocio en Latinoamérica	11.301	11.092	1,9
<b>TOTAL</b>	<b>22.807</b>	<b>22.877</b>	<b>(0,3)</b>

## Datos Económico-Financieros

<b>Parámetros de Valoración (Euros)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Beneficio Neto por Acción <sup>(1)</sup>	1,9	2,1	(8,0)
Valor Contable por Acción <sup>(2)</sup>	19,5	18,2	7,1

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

<sup>(2)</sup> Patrimonio Neto Sociedad Dominante / Nº Acciones.

<b>Deuda Financiera Neta (Millones de Euros)</b>	<b>31 de Diciembre de 2012</b>	<b>31 de Diciembre de 2011</b>	<b>% Var.</b>
Negocio en España y Portugal y Resto	5.059	6.841	(26,0)
Negocio en Latinoamérica	3.719	4.161	(10,6)
<b>TOTAL</b>	<b>8.778</b>	<b>11.002</b>	<b>(20,2)</b>
Apalancamiento (%)	33,3	44,6	-

<b>Rating (25 de febrero de 2013)</b>	<b>Largo Plazo</b>	<b>Corto Plazo</b>	<b>Perspectiva</b>
Standard & Poor's	BBB+	A-2	Negativa
Moody's	Baa2	P-2	Negativa
Fitch	BBB+	F2	Negativa

<b>Datos Bursátiles</b>	<b>31 de Diciembre de 2012</b>	<b>31 de Diciembre de 2011</b>	<b>% Var.</b>
Capitalización Bursátil (Millones de Euros)	17.861	16.781	6,4%
Nº de Acciones en Circulación	1.058.752.117	1.058.752.117	-
Nominal de la Acción (Euros)	1,2	1,2	-

<b>Datos Bursátiles (Acciones)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>% Var.</b>
Volumen de Contratación			
Mercado Continuo	163.073.796	160.274.194	1,7%
Volumen Medio Diario de Contratación			
Mercado Continuo	637.007	623.635	2,1%

<b>Cotización (Euros)</b>	<b>Máximo 2012</b>	<b>Mínimo 2012</b>	<b>31 de Diciembre de 2012</b>	<b>31 de Diciembre de 2011</b>
Mercado Continuo	17,67	11,63	16,87	15,85

## Información legal importante

Este documento contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuribles. Estas declaraciones no constituyen garantías de que se materializarán resultados futuros y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de ENDESA o que pueden ser difíciles de predecir.

Dichas afirmaciones incluyen, entre otras, información sobre: estimaciones de beneficios futuros; incrementos previstos de generación así como de cuota de mercado; incrementos esperados en la demanda y suministro de gas; estrategia y objetivos de gestión; estimaciones de reducción de costes; estructura de precios y tarifas; previsión de inversiones; enajenación estimada de activos; incrementos previstos en capacidad y generación y cambios en el mix de capacidad; “repowering” de capacidad; y condiciones macroeconómicas. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan las previsiones y objetivos incluidos en este documento están relacionadas con el entorno regulatorio, tipos de cambio, desinversiones, incrementos en la producción y en capacidad instalada en mercados donde ENDESA opera, incrementos en la demanda en tales mercados, asignación de producción entre las distintas tecnologías, con incrementos de costes asociados con una mayor actividad que no superen ciertos límites, con un precio de la electricidad no menor de ciertos niveles, con el coste de las centrales de ciclo combinado y con la disponibilidad y coste del gas, del carbón, del fuel-oil y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro Negocio en los niveles deseados.

Para estas afirmaciones, nos amparamos en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los “forward-looking statements”.

Las siguientes circunstancias y factores, además de los mencionados en este documento, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de lo indicado en las estimaciones:

**Condiciones Económicas e Industriales:** cambios adversos significativos en las condiciones de la industria o la economía en general o en nuestros mercados; el efecto de las regulaciones en vigor o cambios en las mismas; reducciones tarifarias; el impacto de fluctuaciones de tipos de interés; el impacto de fluctuaciones de tipos de cambio; desastres naturales; el impacto de normativa medioambiental más restrictiva y los riesgos medioambientales inherentes a nuestra actividad; las potenciales responsabilidades en relación con nuestras instalaciones nucleares.

**Factores Comerciales o Transaccionales:** demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, de competencia, internas o de otra clase para las adquisiciones, inversiones o enajenaciones previstas, o en el cumplimiento de alguna condición impuesta en relación con tales autorizaciones; nuestra capacidad para integrar con éxito los negocios adquiridos; los desafíos inherentes a la posibilidad de distraer recursos y gestión sobre oportunidades estratégicas y asuntos operacionales durante el proceso de integración de los negocios adquiridos; el resultado de las negociaciones con socios y gobiernos. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones y recalificaciones precisas para los activos inmobiliarios. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, incluidas las medioambientales, para la construcción de nuevas instalaciones, “repowering” o mejora de instalaciones existentes; escasez o cambios en los precios de equipos, materiales o mano de obra; oposición por grupos políticos o étnicos; cambios adversos de carácter político o regulatorio en los países donde nosotros o nuestras compañías operamos; condiciones climatológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos; y la imposibilidad de obtener financiación a tipos de interés que nos sean satisfactorios.

**Factores Gubernamentales y Políticos:** condiciones políticas en Latinoamérica; cambios en la regulación, en la fiscalidad y en las leyes españolas, europeas y extranjeras

**Factores Operacionales:** dificultades técnicas; cambios en las condiciones y costes operativos; capacidad de ejecutar planes de reducción de costes; capacidad de mantenimiento de un suministro estable de carbón, fuel y gas y el impacto de las fluctuaciones de los precios de carbón, fuel y gas; adquisiciones o reestructuraciones; la capacidad de ejecutar con éxito una estrategia de internacionalización y de diversificación.

**Factores Competitivos:** las acciones de competidores; cambios en los entornos de precio y competencia; la entrada de nuevos competidores en nuestros mercados.

Se puede encontrar información adicional sobre las razones por las que los resultados reales y otros desarrollos pueden diferir significativamente de las expectativas, implícita o explícitamente, contenidas en este documento, en el capítulo de Factores de Riesgo del vigente Documento Registro de Valores de ENDESA registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”).

ENDESA no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco ENDESA ni ninguna de sus filiales tienen la intención de actualizar tales estimaciones, previsiones y objetivos excepto que otra cosa sea requerida por ley.

