



ENDESA, S.A.
y Sociedades Dependientes

**Informe de Gestión Consolidado
del Primer Trimestre de 2014**

Madrid, 7 de mayo de 2014



ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

INFORME DE GESTION CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE AL PRIMER TRIMESTRE DE 2014

Índice

1. Análisis del Período	3
2. Resultados Consolidados.....	4
3. Resultados por Negocios	12
4. Negocio en España y Portugal	13
5. Negocio en Latinoamérica	24
Anexo I: Estadístico	37
Anexo II: Efecto de la Reexpresión de los Estados Financieros de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos".....	42



Análisis del Período

Resultados Consolidados

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 448 millones de euros en el primer trimestre de 2014

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 448 millones de euros en el primer trimestre de 2014, lo que supone una reducción del 5,9% respecto al obtenido en el mismo período del año anterior, debido a la disminución de 40 millones de euros en el resultado neto del Negocio en Latinoamérica.

La evolución negativa del resultado neto del Negocio en Latinoamérica, se debe, tanto al impacto negativo de la fuerte devaluación de las monedas de los países latinoamericanos donde ENDESA opera, que ha provocado que los resultados en moneda local supongan un menor resultado en euros, como al impacto de factores operativos, algunos de los cuales no tienen carácter recurrente, entre los que destacan la evolución negativa del resultado del Negocio de distribución en Argentina al no consolidarse el traslado a las tarifas de los mayores costes en que se incurre debido a la elevada inflación del país, y la caída del resultado de la generación en Chile por el impacto de las adversas condiciones hidrológicas junto con la parada de la central Bocamina II.

Por lo que respecta al resultado neto del Negocio en España y Portugal, se ha situado en 350 millones de euros con un aumento del 3,6% respecto del obtenido en el mismo período del año anterior. Este aumento se ha producido a pesar del impacto de las medidas regulatorias en vigor en el primer trimestre de 2014, y que aún no estaban vigentes en el mismo período de 2013, y de la necesidad de dotar provisiones por los créditos y garantías otorgadas a Elcogas, S.A., gracias a la reducción en los costes variables, por la menor producción térmica y el menor precio de las compras de energía, no recurrentes dada la excepcional situación de hidraulicidad y precios del mercado mayorista, en los costes fijos, por la política de reducción de costes implantada, y en las amortizaciones y provisiones, por las menores provisiones por el ajuste al precio de mercado de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) por la mejor evolución del precio de estos instrumentos.

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:

Millones de Euros

Beneficio Neto de ENDESA			
	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013	% Aportación a Beneficio Neto Total
España y Portugal	350	3,6	78,1
Latinoamérica	98	(29,0)	21,9
TOTAL	448	(5,9)	100,0

Principios contables

Como consecuencia de la aplicación a partir del 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos", los Estados Financieros de los Negocios conjuntos que, hasta el ejercicio 2013 eran consolidados de forma proporcional, han pasado a consolidarse en 2014 mediante el método de la participación.

Como consecuencia de ello, los Estados Financieros Consolidados de 2013, que se presentan a efectos comparativos, han sido modificados respecto de los publicados en su momento para incluir las participaciones en las que ENDESA mantiene control conjunto registradas por el método de la participación, de forma que sean homogéneos con los del primer trimestre de 2014, por lo que todas las comparaciones que se realizan en este Informe de Gestión Consolidado respecto de magnitudes correspondientes al ejercicio 2013 han sido reexpresadas aplicando los criterios establecidos en la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos".

Los impactos de la aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos", sobre los Estados Financieros Consolidados de 2013, que se presentan a efectos comparativos, se detallan en el Anexo II.

Generación y ventas de electricidad

La generación de electricidad de ENDESA en el primer trimestre de 2014 ascendió a 29.191 GWh, un 7,7% inferior al mismo período de 2013, como consecuencia de la reducción de la producción, tanto en España por la contracción de la demanda de electricidad y la mayor aportación eólica e hidráulica al Sistema, como en Latinoamérica, fundamentalmente por la disminución de la generación eléctrica en Chile y Argentina.

Las ventas de electricidad se situaron en 40.146 GWh, con un aumento del 1,3%.

GWh

	Producción		Ventas	
	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013
España y Portugal	15.234	(7,0)	24.351	(0,8)
Latinoamérica	13.957	(8,5)	15.795	4,6
TOTAL	29.191	(7,7)	40.146	1,3

Resultado bruto de explotación (EBITDA): 1.499 millones de euros

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del primer trimestre de 2014 ha experimentado una reducción del 9,6% situándose en 1.499 millones de euros.

La evolución del resultado bruto de explotación (EBITDA) se ha visto marcada por la caída que se ha producido en el Negocio en Latinoamérica por importe de 154 millones de euros como consecuencia fundamentalmente de los siguientes factores:

- El efecto de la variación del tipo de cambio de las monedas de los países latinoamericanos en los que ENDESA opera ha supuesto un impacto negativo de 79 millones de euros respecto del primer trimestre del año 2013.
- El empeoramiento de 48 millones de euros en el resultado bruto de explotación (EBITDA) del Negocio de distribución en Argentina como consecuencia del incremento de costes no repercutidos en la tarifa.
- La reducción de la generación eléctrica de las compañías participadas en Chile como consecuencia de las condiciones hidrológicas en dicho país junto con el menor despacho térmico por la parada de la central Bocamina II. El resultado bruto de explotación (EBITDA) de estas compañías ha disminuido 47 millones de euros.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del primer trimestre de 2014 en el Negocio en España y Portugal se ha reducido en 5 millones de euros (-0,5%). Esta caída del resultado bruto de explotación (EBITDA) se debe a la disminución del 4,0% (58 millones de euros) en el margen de contribución debido al impacto de las nuevas medidas regulatorias que han entrado en vigor con posterioridad al primer trimestre de 2013 por importe de 117 millones de euros que se ha visto compensado parcialmente, de manera coyuntural, por los menores costes variables soportados debido a la menor generación térmica y a los bajos precios del mercado mayorista durante este período.

La caída en el margen de contribución de este Negocio ha sido compensada parcialmente por la reducción de costes fijos de 48 millones de euros (-9,1%), de manera que la reducción en el resultado bruto de explotación (EBITDA) en el Negocio en España y Portugal se ha situado en el 0,5% mencionado anteriormente.

Resultado de explotación (EBIT): 948 millones de euros

A pesar de la caída del 9,6% en el resultado bruto de explotación (EBITDA), el resultado de explotación (EBIT) ha experimentado una reducción del 7,1% situándose en 948 millones de euros debido al hecho de que, en el período de enero-marzo de 2013, el epígrafe de "Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro" incluía un saneamiento por importe de 92 millones de euros de la cartera de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) debido a la caída del precio de mercado de estos instrumentos, mientras que la evolución del precio durante el primer trimestre de 2014 ha situado dicha provisión en tan solo 19 millones de euros.

A continuación se incluye el desglose por Negocios de los ingresos, el resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) y su variación respecto del mismo período del ejercicio anterior:

Millones de Euros

	Ingresos		Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)		Resultado de Explotación (EBIT)	
	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013
España y Portugal	5.443	(5,0)	953	(0,5)	560	12,4
Latinoamérica	2.080	(12,5)	546	(22,0)	388	(25,7)
TOTAL	7.523	(7,2)	1.499	(9,6)	948	(7,1)

Resultado neto de sociedades por el método de participación

En el primer trimestre de 2014 el resultado neto de sociedades por el método de participación ha ascendido a 24 millones de euros, negativos, frente a los 29 millones de euros positivos del primer trimestre de 2013.

En el Negocio en España y Portugal, dada la situación de inviabilidad económica de Elcogas, S.A., sociedad en la que ENDESA participa en un 40,99%, tras la finalización de la aplicación de las medidas contempladas en el Real Decreto sobre el procedimiento de resolución de las Restricciones por Garantía de Suministro, dicho resultado contempla el reconocimiento de una provisión por importe de 51 millones de euros por los créditos y garantías otorgadas a dicha sociedad.

El resultado financiero neto asciende a 102 millones de euros

Los resultados financieros netos del primer trimestre de 2014 fueron negativos por importe de 102 millones de euros, lo que representa una mejora de 46 millones de euros (-31,1%) respecto del mismo período del ejercicio 2013. Los gastos financieros netos ascendieron a 74 millones de euros, es decir, un 49,3% inferiores a los del mismo período del ejercicio anterior, debido a la reducción de deuda experimentada entre ambos períodos.

Las diferencias de cambio netas han sido negativas por 28 millones de euros frente a 2 millones de euros, también negativos, al cierre del primer trimestre de 2013.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.446 millones de euros

Los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación en el primer trimestre de 2014 ascendieron a 1.446 millones de euros frente a los 585 millones de euros generados en el mismo período de 2013 debido, fundamentalmente, a la mejor evolución del capital circulante.

Inversiones brutas: 382 millones de euros

Las inversiones brutas de ENDESA se situaron en 382 millones de euros en el primer trimestre de 2014 (357 millones de euros en el primer trimestre de 2013).

De esta cifra, 342 millones de euros corresponden a inversiones materiales e inmateriales y los 40 millones de euros restantes a inversiones financieras (330 millones de euros y 27 millones de euros, respectivamente, en el primer trimestre de 2013).

Millones de Euros

Inversiones Brutas				
	Materiales e Inmateriales	Financieras	TOTAL	% Variación
España y Portugal	127	13	140	2,9
Latinoamérica	215	27	242	9,5
TOTAL (1)	342	40	382	7,0

(1) Excluyendo derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reductions Unit (ERUs).

Situación financiera

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 4.395 millones de euros a 31 de marzo de 2014, con un incremento de tan solo 58 millones de euros respecto de la existente a 31 de diciembre de 2013, a pesar del pago del dividendo a cuenta por importe de 1.588 millones de euros realizado el 2 de enero de 2014.

A continuación se incluye la información relativa a la distribución de la deuda financiera neta por Negocios a 31 de marzo de 2014:

Millones de Euros

Distribución por Negocios de la Deuda Financiera Neta de ENDESA (1)				
	31 de Marzo de 2014	31 de Diciembre de 2013	Diferencia	% Var.
Negocio en España y Portugal	1.772	1.435	337	23,5
Negocio en Latinoamérica:	2.623	2.902	(279)	(9,6)
Energis	2.456	2.706	(250)	(9,2)
Resto	167	196	(29)	(14,8)
TOTAL	4.395	4.337	58	1,3
Apalancamiento (%) (2)	16,55	16,21	-	-

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

(2) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

A la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA hay que tener en cuenta que, a 31 de marzo de 2014:

- ENDESA tenía acumulado un derecho de cobro de 2.348 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica española: 1.818 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas, y

530 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostos de la generación extrapeninsular.

- De los fondos recibidos en la ampliación de capital de Enersis, S.A. realizada en 2013, 304 millones de euros estaban colocados a 31 de marzo de 2014 en instrumentos financieros con vencimiento superior a tres meses, por lo que no se incluyen como saldo de "Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes" y, por lo tanto, no netean la cifra de deuda financiera.

Si se descuentan los importes señalados en los párrafos anteriores, el endeudamiento neto de ENDESA a 31 de marzo de 2014 se sitúa en 1.743 millones de euros.

A continuación se incluye la información relativa a la estructura de la deuda financiera neta a 31 de marzo de 2014:

Millones de Euros

	Estructura de la Deuda Financiera Neta de ENDESA											
	31 de Marzo de 2014						31 de Diciembre de 2013					
	ENDESA y filiales excepto Enersis		Enersis		Total ENDESA		ENDESA y filiales excepto Enersis		Enersis		Total ENDESA	
	Millones de Euros	%	Millones de Euros	%	Millones de Euros	%	Millones de Euros	%	Millones de Euros	%	Millones de Euros	%
Euro	1.949	101	-	-	1.949	44	1.631	100	-	-	1.631	38
Dólar Estadounidense	(10)	(1)	1.135	46	1.125	25	-	-	1.088	40	1.088	25
Peso Chileno / Unidad de Fomento	-	-	(723)	(29)	(723)	(16)	-	-	(200)	(7)	(200)	(5)
Real Brasileño	-	-	556	23	556	13	-	-	405	15	405	9
Peso Colombiano	-	-	1.232	50	1.232	28	-	-	1.187	44	1.187	27
Nuevo Sol Peruano	-	-	228	9	228	5	-	-	195	7	195	5
Peso Argentino	-	-	28	1	28	1	-	-	31	1	31	1
TOTAL	1.939	100	2.456	100	4.395	100	1.631	100	2.706	100	4.337	100
Tipo Fijo	557	29	1.642	67	2.199	50	806	49	1.924	71	2.730	63
Tipo Variable	1.382	71	814	33	2.196	50	825	51	782	29	1.607	37
TOTAL	1.939	100	2.456	100	4.395	100	1.631	100	2.706	100	4.337	100
Vida media (nº años)	4,7		6,0		5,5		6,3		5,7		6,0	

A continuación se incluye la información relativa al coste medio de la deuda financiera neta:

Porcentaje (%)

	31 de Marzo de 2014			31 de Diciembre de 2013		
	ENDESA y filiales directas	Enersis	Total ENDESA	ENDESA y filiales directas	Enersis	Total ENDESA
Coste Medio	3,2	8,5	6,2	3,2	8,1	5,8

A 31 de marzo de 2014, la liquidez de ENDESA ascendía a 9.944 millones de euros (11.377 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), de los que 7.193 millones de euros correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito, conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	Estructura de Liquidez					
	31 de Marzo de 2014			31 de Diciembre de 2013		
	Efectivo (1)	Disponible (2)	Total Liquidez	Efectivo (1)	Disponible (2)	Total Liquidez
ENDESA y filiales directas	815	6.620 ⁽⁴⁾	7.435	1.928 ⁽³⁾	6.683 ⁽⁴⁾	8.611
Enersis	1.936	573	2.509	2.217	549	2.766
TOTAL ENDESA	2.751	7.193	9.944	4.145	7.232	11.377

- (1) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.
 (2) Disponible de forma incondicional en líneas de crédito.
 (3) De este importe, a 31 de diciembre de 2013, 1.000 millones de euros estaban colocados en ENEL Energy Europe, S.L.U. y fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono del dividendo a cuenta.
 (4) Los importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito incluyen 3.500 millones de euros correspondientes a una línea de crédito formalizada con ENEL Finance International, N.V., de la que a 31 de diciembre de 2013 y a 31 de marzo de 2014 no existe ningún importe dispuesto.

A 31 de marzo de 2014, la liquidez de ENDESA en España cubre los vencimientos de deuda de los próximos 31 meses de este conjunto de empresas y la de Enersis los vencimientos de su deuda de los próximos 39 meses.

A los importes mencionados anteriormente hay que añadir 304 millones de euros colocados en instrumentos financieros con vencimiento superior a tres meses procedentes de los fondos obtenidos en la ampliación de capital de Enersis.

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

Calificación Crediticia

	31 de Marzo de 2014 ^(*)			31 de Diciembre de 2013 ^(*)		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Estable	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Negativa	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Revisión Negativa

(*) A las respectivas fechas de emisión de los Informes de Gestión Consolidados.

Ratio de apalancamiento

El patrimonio neto consolidado de ENDESA a 31 de marzo de 2014 ascendía a 26.556 millones de euros, cantidad inferior en 206 millones de euros a la de 31 de diciembre de 2013, a pesar del resultado antes de minoritarios obtenido durante el periodo por importe de 568 millones de euros, como consecuencia fundamentalmente de las diferencias de conversión negativas por importe de 208 millones de euros generadas durante el primer trimestre de 2014 debido al menor valor contable de los activos netos que ENDESA posee en Latinoamérica por la devaluación de las monedas de los países en que ENDESA opera respecto del euro, a la adquisición de participaciones de accionistas minoritarios en Companhia Energética do Ceará, S.A. por importe de 181 millones de euros y a la distribución de dividendos a accionistas minoritarios por importe de 335 millones de euros.



De este patrimonio neto, 20.733 millones de euros corresponden a los accionistas de ENDESA, S.A. y 5.823 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 16,55% a 31 de marzo de 2014, frente al 16,21% que se registraba a 31 de diciembre de 2013.

Otra información

Durante el período trimestral terminado el 31 de marzo de 2014, ENDESA ha seguido la misma política general de riesgos que la descrita en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013. 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, los riesgos que pueden afectar a las operaciones de ENDESA siguen siendo los descritos en el Informe de Gestión Consolidado del ejercicio 2013.

Por otra parte, durante el primer trimestre de 2014 no ha habido hechos inusuales de importe significativo, excepto los mencionados en este Informe de Gestión Consolidado. A este respecto, durante el período trimestral terminado el 31 de marzo de 2014 no se han producido nuevos pasivos contingentes significativos con respecto a los descritos en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013.



Resultados por Negocios

Negocio en España y Portugal

Beneficio neto del Negocio en España y Portugal: 350 millones de euros

El beneficio neto del Negocio en España y Portugal fue de 350 millones de euros en el primer trimestre de 2014, 12 millones de euros superior al obtenido en el mismo período del ejercicio 2013, con una contribución del 78,1% al resultado neto total de ENDESA.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 953 millones de euros, un 0,5% inferior al obtenido en el período enero-marzo de 2013, y el resultado de explotación (EBIT) a 560 millones de euros, con un aumento del 12,4% respecto del mismo período del ejercicio anterior.

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

- El primer trimestre de 2014 recoge los efectos de algunas de las medidas regulatorias aprobadas por el Gobierno durante el año 2013 que no estaban aún recogidas en los resultados del primer trimestre de 2013, principalmente la reducción de la retribución de la distribución y de la generación extrapeninsular recogidas en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, y en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, y la asunción por ENDESA, S.A. del coste del 41,61% del Bono Social. Estas medidas han tenido un impacto negativo de 117 millones de euros en el resultado bruto de explotación (EBITDA) del primer trimestre de 2014.
- La reducción del 9,1% (48 millones de euros) en los costes fijos, dado el enorme esfuerzo que está realizando la Sociedad en el control de costes para tratar de mitigar el impacto sobre el resultado del efecto negativo que tienen sobre ENDESA las medidas regulatorias que ha adoptado el Gobierno en los últimos años.
- El mejor "mix" de generación eléctrica debido a la extraordinaria situación de hidraulicidad, que ha supuesto un incremento muy significativo de la producción hidráulica, y la reducción de la producción térmica convencional, todo lo cual ha producido una reducción del coste de los combustibles.
- El excepcionalmente bajo precio medio en el mercado mayorista de electricidad, que se ha situado en 24,3 €/MWh durante el primer trimestre de 2014, un 39,7% inferior al del mismo período del ejercicio 2013 debido a la extraordinaria situación hidráulica mencionada, ha conllevado un menor coste medio en las compras de electricidad así como en el impuesto sobre la generación de electricidad.

A pesar de la caída del resultado bruto de explotación (EBITDA), el resultado de explotación (EBIT) ha tenido un incremento del 12,4% como consecuencia del impacto de la evolución del precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) que supuso la dotación de una provisión por importe de 92 millones de euros en el primer trimestre de 2013 mientras que, en el primer trimestre de 2014, dicha dotación ha ascendido a 19 millones de euros, en ambos casos para adecuar el valor contable de los derechos a su valor de mercado.

Por lo que respecta al resultado neto, en el primer trimestre de 2014 recoge la dotación de una provisión por importe de 51 millones de euros como consecuencia de la necesidad de dotar provisiones por los créditos y garantías otorgadas a Elcogas, S.A. ante la situación de inviabilidad económica de dicha compañía tras la finalización de la aplicación de las medidas contempladas en el Real Decreto sobre el procedimiento de resolución de las Restricciones por Garantía de Suministro.

Aspectos regulatorios

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

Tarifa eléctrica para el primer trimestre de 2014.

El pasado 19 de diciembre de 2013 se celebró la vigesimoquinta subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) para la determinación del coste de la energía a integrar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), que sustituye a la anterior Tarifa de Último Recurso (TUR). Tras la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) emitió, con fecha 20 de diciembre, un pronunciamiento en el que declaraba que no procedía validar los resultados de la subasta por la concurrencia de circunstancias atípicas durante su desarrollo y por haberse realizado en un contexto energético que considerada no extrapolable al primer trimestre de 2014. En consecuencia, y de acuerdo con lo establecido en la normativa, la subasta quedó anulada a todos los efectos.

De acuerdo con ello, mediante Resolución de 20 de diciembre de 2013 de la Secretaría de Estado de Energía, se ha establecido que el precio resultante de la vigesimoquinta subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) no debe ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos.

Con fecha 28 de diciembre de 2013 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en el primer trimestre de 2014. Este Real Decreto Ley ha fijado los precios de los productos base y punta necesarios para el cálculo del coste de la energía a incluir en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) considerando las referencias de precios públicos del Operador del Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en

base y en punta en los seis últimos meses de negociación disponibles a fecha de aprobación del Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre. Fruto de ello, ha resultado una modificación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir del 1 de enero de 2014, considerando constantes los peajes, del 1,4%, que ha sido aprobada mediante Resolución de 30 de diciembre de 2013. Por otro lado, el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, establece igualmente que se reconocerán a los comercializadores de referencia los desvíos entre los precios en él establecidos y el precio del mercado, que serán incorporados en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) del trimestre siguiente.

Con fecha 1 de febrero de 2014 se ha publicado la Orden IET/107/2014, de revisión de peajes de acceso para 2014, que se incrementan de media desde el 1 de febrero en torno a un 2%. Esta Orden contempla una anualidad para la recuperación del déficit previsto para 2013, así como la inclusión con cargo a los peajes de acceso de 2013 de la compensación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) de dicho ejercicio que no son financiados finalmente por los Presupuestos Generales del Estado, todo ello conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Del mismo modo, se ha revisado el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), de modo que su incremento medio tras el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, y la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, respecto a los vigentes a 31 de diciembre de 2013, es de un 2% aproximadamente.

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Con fecha 29 de marzo de 2014 se ha publicado este Real Decreto, que contempla la metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir del 1 de abril de 2014, y cuyos principales aspectos son los siguientes:

- El coste de la energía a utilizar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será el precio horario del mercado diario e intradiario en el período de facturación, al que habrá que adicionar los servicios de ajuste, pagos por capacidad y los pagos por la financiación del Operador del Sistema y el Operador del Mercado.
- Si se dispone de contadores con telegestión integrados en los Sistemas, se aplicará el precio horario al consumo horario real, mientras que, en caso contrario, se utilizará un perfil publicado por el Operador del Sistema.
- Este nuevo mecanismo será de aplicación desde el 1 de abril de 2014. Antes del 1 de julio de 2014 los Comercializadores de Referencia adaptarán sus sistemas de información a fin de realizar la facturación con el nuevo esquema. Hasta dicho momento, el coste de la energía a aplicar en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será el establecido, con carácter transitorio, para el primer trimestre de 2014, procediéndose

posteriormente, en la primera facturación realizada una vez se adapten los sistemas de información al nuevo Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), a regularizar en las facturaciones efectuadas por los consumos realizados desde el 1 de abril.

- Del mismo modo, se han de regularizar en la primera facturación realizada, una vez que se adapten los sistemas, los consumos del primer trimestre de 2014, conforme a lo establecido en el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el diferencial entre el precio del mercado y el coste de adquisición de energía incluido en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en ese período.
- Se establece igualmente que, en el plazo de dos meses desde su publicación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de procedimientos donde se regule la comprobación, validación y cierre de datos procedentes de equipos de medida conectados al Sistema de telegestión a efectos de la gestión de la medida horaria. Estos procedimientos establecerán un plazo máximo para que los encargados de lectura efectúen la telemedida de todos los contadores de telegestión instalados.
- Alternativamente los Comercializadores de Referencia estarán obligados a realizar una oferta a los clientes con derecho a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en forma de un precio fijo para el plazo de un año, integrado por los peajes revisables y un valor fijo durante un año, en €/kWh, para el resto de conceptos. La oferta estará vigente durante un mes y será uniforme en toda España, pudiendo tener cada Comercializador de Referencia una única oferta vigente.
- El Real Decreto contempla otros aspectos, entre ellos, que el Bono Social será equivalente a un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Con fecha 28 de marzo de 2014 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 3/2014, de 27 de marzo, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre. Esta Ley incluye, entre otros aspectos, una modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para hacer posibles algunas de las novedades introducidas por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, por la que se fijan los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al Bono Social correspondientes a 2014.

El Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, dio nueva regulación al Bono Social imponiendo, como obligación de servicio público, la asunción del coste a las matrices de las sociedades o Grupos de sociedades que realicen actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica y que tengan el

carácter de grupos verticalmente integrados, en forma proporcional al porcentaje que corresponda considerando tanto el número de suministros conectados a las redes de distribución como el número de clientes a los que suministra la actividad de comercialización. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) calcularía anualmente ese porcentaje, sin perjuicio de su aprobación por Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, fija los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al Bono Social de 2014, correspondiendo a ENDESA, S.A. un 41,61%.

Carbón nacional.

Mediante Resolución de 12 de febrero de 2013, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, se han aprobado, para el año 2013, las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. Esta Resolución ha sido modificada por otra de fecha 20 de marzo de 2013, que establece las cantidades mínimas de carbón que deben entregarse mensualmente, que serán una doceava parte de la cuantía anual.

Para el ejercicio 2014, los parámetros anteriores han sido establecidos mediante Resolución de 30 de enero de 2014.

Tarifa de gas natural para 2014.

La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, ha revisado los peajes de acceso a partir de 1 de enero, siendo el incremento general de los mismos en torno al 2%, habiéndose mantenido sin cambios relevantes las Tarifas de Último Recurso, aprobadas mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 26 de diciembre de 2012.

Ingresos: 5.443 millones de euros

Los ingresos del Negocio en España y Portugal se situaron en 5.443 millones de euros en el primer trimestre de 2014, 289 millones de euros inferiores a los del mismo período del año anterior (-5,0%).

De esta cantidad, 5.028 millones de euros corresponden a la cifra de ventas (-7,3%) y 415 millones de euros a otros ingresos de explotación (+35,6%).

Ventas

El detalle del epígrafe de "Ventas" del Negocio en España y Portugal del período enero-marzo de 2014 es como sigue:

Millones de Euros

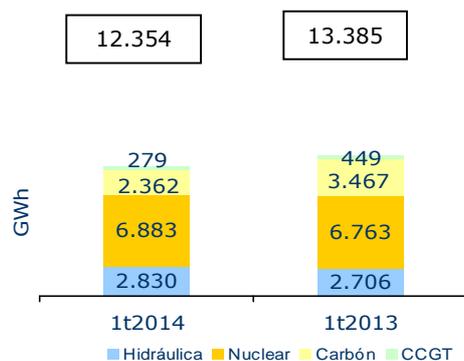
Ventas del Negocio en España y Portugal				
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	Diferencia	% Var.
Ventas de Electricidad	3.585	3.955	(370)	(9,4)
Ventas Mercado Liberalizado	1.926	1.927	(1)	(0,1)
Ventas a Precio Regulado	874	1.170	(296)	(25,3)
Ventas Mercado Mayorista	194	214	(20)	(9,3)
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	233	213	20	9,4
Compensaciones Extrapeninsulares	354	425	(71)	(16,7)
Trading de Electricidad	4	6	(2)	(33,3)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	504	542	(38)	(7,0)
Comercialización de Gas	664	660	4	0,6
Otras Ventas y Prestación de Servicios	275	269	6	2,2
TOTAL	5.028	5.426	(398)	(7,3)

Durante el primer trimestre de 2014 la demanda eléctrica peninsular ha disminuido un 1,8% respecto del mismo período del año anterior (-0,6% corregido el efecto de laboralidad y temperatura).

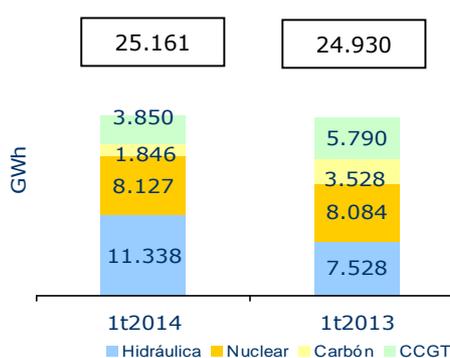
En este período la producción eléctrica peninsular en régimen ordinario de ENDESA fue de 12.354 GWh, un 7,7% menor que la del primer trimestre de 2013 debido al fuerte descenso de la producción, tanto de las centrales de carbón (-31,9%) como de los ciclos combinados (-37,9%), que se ha compensado, solo en parte, por el incremento de la hidráulica (+4,6%).

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 78,6% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (70,7% en el período enero-marzo de 2013), frente al 77,4% del resto del sector (62,6% en el período enero-marzo de 2013).

Generación peninsular en régimen ordinario de ENDESA
Total: 12.354 GWh (-7,7%)



Generación peninsular en régimen ordinario del resto del sector
Total: 25.161 GWh (+0,9%)





La producción de ENDESA en los Sistemas extrapeninsulares fue de 2.880 GWh, con un descenso del 3,6% respecto del primer trimestre de 2013.

ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 32,9% en generación peninsular en régimen ordinario, del 42,2% en distribución y del 37,9% 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 3.917.966 (+31,5%) al término del primer trimestre de 2014: 3.757.246 (+32,3%) en el mercado peninsular español y 160.720 (+15,1%) en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 19.100 GWh en el primer trimestre de 2014, con un aumento del 5,8%.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 1.926 millones de euros, similares a las del primer trimestre de 2013 (-0,1%). A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 233 millones de euros, un 9,4% superiores a las del primer trimestre de 2013.

Ventas a precio regulado

Durante el primer trimestre de 2014 ENDESA ha vendido 5.251 GWh a los clientes a los que se les aplica el precio regulado, un 19,1% menos que durante el mismo período de 2013.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 874 millones de euros en enero-marzo de 2014, un 25,3% inferior al del primer trimestre de 2013.

Los ingresos de esta actividad están minorados por un pasivo registrado a 31 de marzo de 2014 por importe de 110 millones de euros correspondiente al importe facturado a los clientes que se estima que deberá ajustarse a los mismos en aplicación del mecanismo establecido en el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 28.050 GWh en el mercado español durante el primer trimestre de 2014, un 1,9% menos que en el mismo período del año anterior.

El ingreso regulado de la actividad de distribución se situó en 504 millones de euros con una disminución del 7,0% respecto del registrado en el mismo período de 2013, como consecuencia de la aplicación del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Comercialización de gas

ENDESA ha vendido 19.698 GWh a clientes en el mercado liberalizado de gas natural en el primer trimestre de 2014, lo que supone una disminución del 0,2% respecto del total de ventas de gas del mismo período de 2013.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado fueron de 664 millones de euros, 4 millones más (+0,6%) que en el primer trimestre de 2013.

Otros ingresos de explotación

Los otros ingresos de explotación han ascendido a 415 millones de euros con un incremento de 109 millones de euros respecto del importe registrado en el primer trimestre de 2013. Este incremento se debe al aumento de 138 millones de euros en los ingresos por valoración y liquidación de derivados de materias energéticas no considerados como de cobertura contable, si bien ENDESA los considera de cobertura económica, que se compensa con los 121 millones de euros de aumento en los gastos por valoración y liquidación de derivados de la misma catalogación registrados en el epígrafe "Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios".

Costes de explotación

La distribución de los costes de explotación del Negocio en España y Portugal del primer trimestre de 2014 fue la siguiente:

Millones de Euros

Costes de Explotación del Negocio en España y Portugal				
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	Diferencia	% Var.
Aprovisionamientos y Servicios	4.041	4.272	(231)	(5,4)
Compras de Energía	1.214	1.486	(272)	(18,3)
Consumo de Combustibles	568	665	(97)	(14,6)
Gastos de Transporte	1.602	1.630	(28)	(1,7)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	657	491	166	33,8
Gastos de Personal	220	242	(22)	(9,1)
Otros Gastos Fijos de Explotación	262	288	(26)	(9,0)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	393	460	(67)	(14,6)
TOTAL	4.916	5.262	(346)	(6,6)

Aprovisionamientos y servicios (costes variables)

Los costes por aprovisionamientos y servicios (costes variables) del primer trimestre de 2014 han ascendido a 4.041 millones de euros, con una reducción del 5,4% respecto del mismo período del ejercicio anterior. La evolución de estos costes ha sido la siguiente:

- Las compras de energía se situaron en 1.214 millones de euros en enero-marzo de 2014, con una disminución del 18,3% en relación con el primer trimestre de 2013 debido al impacto de la reducción del precio medio de compra como consecuencia de la disminución del precio medio del mercado mayorista.
- Los costes de combustibles han ascendido a 568 millones de euros con una reducción del 14,6% respecto del primer trimestre de 2013 debido a la menor producción térmica del período.
- Los costes de transporte de energía han disminuido un 1,7%, a pesar del incremento de los peajes, como consecuencia de la menor energía comercializada.
- El epígrafe "Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios" ha ascendido a 657 millones de euros, con un aumento de 166 millones respecto del mismo período de 2013, debido al aumento de 121 millones de euros en el gasto por el efecto de los derivados de materias energéticas comentada en el epígrafe "Otros Ingresos de Explotación".

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

Los costes fijos ascendieron a 482 millones de euros en el primer trimestre de 2014, con una reducción de 48 millones de euros (-9,1%) respecto al mismo período de 2013.

Los "Gastos de Personal" se situaron en 220 millones de euros, con una disminución del 9,1% como consecuencia de la reducción de plantilla realizada y la contención de los costes salariales.

Por lo que respecta al epígrafe "Otros Gastos Fijos de Explotación", se situaron en 262 millones de euros, lo que supone una disminución de 26 millones de euros (-9,0%) debido a las medidas de reducción de costes establecida.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 393 millones de euros en el primer trimestre de 2014, con una disminución de 67 millones de euros (-14,6%) respecto al mismo período del ejercicio 2013.

Las amortizaciones se han mantenido en una cifra similar a la del primer trimestre de 2013 por lo que la disminución de este epígrafe se debe a que, en el período enero-marzo de 2013, incluía la dotación por deterioro de la cartera de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), como consecuencia de la caída de su precio de mercado, por importe de 92 millones de euros mientras que, en el primer trimestre de 2014, la subida del precio de mercado de estos instrumentos ha situado dicha provisión en 19 millones de euros.

Resultado financiero neto: 33 millones de euros

El resultado financiero neto del primer trimestre de 2014 supuso un coste de 33 millones de euros, 14 millones de euros menos que en el mismo período de 2013. Esta variación se compone de una disminución de 17 millones de euros en los gastos financieros netos, como consecuencia de la reducción de deuda respecto del primer trimestre de 2013, y un aumento de 3 millones de euros en las diferencias de cambio netas.

La deuda financiera neta del Negocio en España y Portugal se situó en 1.772 millones de euros a 31 de marzo de 2014, frente a los 1.435 millones que registraba al final del ejercicio 2013 como consecuencia del pago de dividendo por importe de 1.588 millones de euros realizado el 2 de enero de 2014.

La deuda financiera neta a 31 de marzo de 2014 está financiando 2.348 millones de euros de activos regulatorios: 1.818 millones de euros correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas anterior a 31 de diciembre de 2013 y 530 millones de euros a las compensaciones de la generación extrapeninsular. Dado que la primera liquidación del ejercicio 2014 conforme a la aplicación del nuevo mecanismo de financiación del déficit establecido por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha producido con posterioridad a 31 de marzo de 2014, dichos importes no recogen ningún importe no cobrado del Sistema Eléctrico por las filiales de ENDESA en las liquidaciones realizadas durante 2014.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.338 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en España y Portugal ascendieron a 1.338 millones de euros en el primer trimestre de 2014 frente a los 479 millones de euros del primer trimestre de 2013 debido fundamentalmente a la mejor evolución del capital circulante.

Inversiones brutas: 140 millones de euros

Las inversiones brutas del Negocio en España y Portugal fueron de 140 millones de euros en el primer trimestre de 2014 según el siguiente detalle:

Millones de Euros

Inversiones Brutas Totales del Negocio en España y Portugal			
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Materiales	119	118	0,8
Inmateriales ⁽¹⁾	8	10	(20,0)
Inmobiliarias	-	-	-
Financieras	13	8	62,5
TOTAL	140	136	2,9

(1) Excluyendo derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reductions Unit (ERUs).

Millones de Euros

Inversiones Brutas Materiales del Negocio en España y Portugal			
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Generación	27	34	(20,6)
Distribución	91	83	9,6
Otros	1	1	-
TOTAL	119	118	0,8

Negocio en Latinoamérica

Beneficio neto del Negocio en Latinoamérica: 98 millones de euros

El beneficio neto del Negocio en Latinoamérica de ENDESA del primer trimestre de 2014 se situó en 98 millones de euros, lo que supone una reducción del 29,0% con respecto del primer trimestre de 2013, siendo su contribución al resultado neto total de ENDESA igual al 21,9%.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) ha sido de 546 millones de euros, lo que supone una disminución del 22,0% respecto del primer trimestre de 2013. El resultado de explotación (EBIT) se ha situado en 388 millones de euros, un 25,7% inferior al del primer trimestre de 2013.

De la caída del resultado bruto de explotación (EBITDA), 79 millones de euros se deben al efecto de la devaluación de las monedas de los países latinoamericanos donde ENDESA desarrolla su actividad respecto del euro.

Independientemente del impacto de los tipos de cambio de las monedas mencionado en el párrafo anterior, la evolución negativa del resultado de este Negocio se debe fundamentalmente al deterioro del resultado del Negocio de distribución en Argentina y a la reducción de la generación eléctrica de las compañías participadas en Chile como consecuencia de las condiciones hidrológicas en dicho país junto con el menor despacho térmico por la parada de la central Bocamina II.

Principales aspectos del período

El entorno económico de los países en los que operan las compañías de ENDESA se ha caracterizado por el crecimiento de la demanda de electricidad durante los tres primeros meses de 2014: Brasil (+8,3%), Perú (+6,2%), Colombia (+4,9%), Argentina (+2,9%) y Chile (+1,2%).

En ese entorno, las ventas de distribución de las compañías de ENDESA, sin incluir peajes ni consumos no facturados, se situaron en 15.795 GWh, con un incremento del 4,6% respecto del primer trimestre de 2013, habiéndose registrado aumentos en todos los países: Brasil (+7,9%), Perú (+4,3%), Chile (+3,5%), Colombia (+2,8%) y Argentina (2,5%).

Por lo que respecta al Negocio de generación de ENDESA, la producción de electricidad ha disminuido en un 8,5%, alcanzando los 13.957 GWh. Por países, se han producido reducciones en Chile (-15,7%), Argentina (-14,4%), Perú (-2,7%) y Colombia (-1,5%), mientras que sólo se ha producido aumento en Brasil (+11,0%).

GWh

Generación y ventas de electricidad del Negocio en Latinoamérica				
	Generación		Distribución	
	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013	Enero-Marzo 2014	% Var. 1t2013
Argentina	3.379	(14,4)	3.692	2,5
Brasil	1.383	11,0	5.150	7,9
Chile	4.062	(15,7)	3.272	3,5
Colombia	2.974	(1,5)	1.986	2,8
Perú	2.159	(2,7)	1.695	4,3
TOTAL	13.957	(8,5)	15.795	4,6

Márgenes unitarios

El margen unitario de la actividad de generación ha disminuido un 6,4% durante el primer trimestre del ejercicio 2014, situándose en 24,5 €/MWh. Durante el período se han producido mejoras en Argentina (+32,7%), Brasil (+26,0%) y Perú (+4,1%), que no han compensado las reducciones en el margen unitario de generación de Chile (-38,8%) y Colombia (-9,4%).

Por lo que se refiere al margen unitario de la actividad de distribución del primer trimestre de 2014, se situó en 22,7 €/MWh, con una reducción del 28,5% respecto del mismo período de 2013. Esta variación es consecuencia de la reducción en los mismos de todos los países: Argentina (-94,9%), Brasil (-29,8%), Chile (-24,9%), Colombia (-9,7%) y Perú (-5,7%).

Desarrollo de nueva capacidad

En relación a la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), continuó la gestión de los acuerdos sociales y contractuales que permitirán ejecutar los trabajos en el embalse. Se están cerrando los acuerdos con la población residente y no residente de la zona del embalse que será relocalizada, y se ha iniciado la ejecución del contrato de reconstrucción de las vías sustitutivas de la zona de embalse. Lo anterior ha permitido continuar enfocándose en los trabajos de movimiento de tierra para terminar los rellenos de la presa.

Con fecha 27 de marzo de 2014, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. ha acordado la realización de una inversión por un importe total de 662 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 480 millones de euros) para la construcción del proyecto hidroeléctrico de 150 MW denominado Los Cóndores, que se espera entre en operación comercial a finales del año 2018.

Novedades Regulatorias

Argentina

El 3 de enero de 2014, el Ministerio de Planificación Federal y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) dictaron tres resoluciones con respecto a la suspensión del suministro que afectó a la ciudad de Buenos Aires desde el pasado 16 de diciembre de 2013. La Resolución 1/2014 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) determina los importes unitarios de multas extraordinarias que debe abonar Empresa Distribuidora Sur, S.A. a los usuarios perjudicados hasta la reposición total del servicio. Las otras dos resoluciones del Ministerio de Planificación Federal se refieren al dimensionamiento del call center de las distribuidoras (Resolución 2/2014) y al sometimiento de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del Ministerio de las inversiones a realizar por el Fideicomiso para la financiación de obras de inversión creado por la Resolución 347 (Resolución 3/2014).

Mediante Resolución 31/2014 del Ente Regulador del Sector Eléctrico (ENRE) se releva al Vicepresidente del Ente Regulador del Sector Eléctrico (ENRE) como "veedor" en Empresa Distribuidora Sur, S.A., designando al Presidente del citado organismo como nuevo "veedor" por 90 días hábiles prorrogables hasta el 19 de junio de 2014.

Brasil

El 12 de diciembre de 2013, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) decidió ampliar hasta finales de 2014 el período de prueba del nuevo sistema de tarifas, denominado banderas tarifarias. La propuesta del sistema de bandera tarifarias (verde, amarilla y roja) responde a cambios mensuales en las tarifas de energía aplicadas a los clientes para señalar aumentos en los costes de compra de energía. La propuesta inicial era que el Sistema entrase en vigor en 2014, pero la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) decidió postergar un año para mejorar el ajuste normativo.

El 7 de marzo de 2014 el Gobierno aprobó el Decreto 8.203, que permitió, como ya ocurrió el año anterior, el uso de la Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para la cobertura de los gastos adicionales de las empresas distribuidoras por la exposición involuntaria al mercado "spot" y por los costes de despacho térmico ocasionados por el bajo nivel de los embalses. A tal fin, y sólo para el mes de enero de 2014, el Tesoro asignó 1.200 millones de reales brasileños (aproximadamente 370 millones de euros).

Adicionalmente, para el resto de meses de 2014 (de febrero a diciembre), el Gobierno aprobó el Decreto 8.221, de 1 de abril, que autoriza a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) el pago de los anteriores extra costes con los fondos que obtenga de la financiación que deberá captarse en el mercado financiero. Para hacer efectiva esta financiación, el Decreto 8.221 dispuso que los fondos estén garantizados por la Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).



A partir de los procesos tarifarios de 2015, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definirá un cargo tarifario uniforme para todos los consumidores, a ser recaudado por los clientes y traspasado a la Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para el pago del préstamo asumido por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).

Con carácter adicional a dicho préstamo, el Tesoro podrá asignar 2.800 millones de reales brasileños (aproximadamente 864 millones de euros) adicionales para los meses posteriores, como ya hizo en el pasado mes de enero. Estas medidas se aplicarán a partir de la liquidación de energía del mes de febrero.

Por otra parte, el citado Decreto establece que los sobrecostes que no pudiesen cubrirse mediante el mecanismo mencionado en los párrafos anteriores por no disponerse de la financiación suficiente, serán incorporados a las tarifas futuras a través del proceso normal de reajuste tarifario.

Además de las medidas descritas, el 24 de marzo de 2014, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Portaria nº 118, que establece las condiciones de la subasta de energía A-0, con suministro a partir de mayo, para que las distribuidoras recontracten sus déficit en 2014.

El 11 de marzo de 2014 la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó la solicitud de Companhia Energética do Ceará, S.A. del reconocimiento del coste por el Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios (ICMS) no compensado, que representa un importe retroactivo de 45 millones de euros más 4,5 millones de euros anuales. El traspaso tarifario de este reconocimiento será realizado en los próximos cuatro años.

En esa misma fecha, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó la postergación de la vigencia de la tercera Revisión Tarifaria de Ampla Energia e Serviços, S.A. hasta el 8 de abril de 2014, fecha en que comenzó la aplicación de la Revisión Tarifaria Ordinaria. Las nuevas tarifas vigentes suponen un incremento promedio a ser percibido por los consumidores del 2,64%. A su vez, el 15 de abril de 2014 la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó el Reajuste Tarifario de Companhia Energética do Ceará, S.A. El índice de ajuste promedio a ser percibido por los consumidores es de +16,77%, con vigencia desde el 22 de abril de 2014, impactado principalmente por los altos costes de compra de energía.

Chile

El 17 de enero de 2014 la Corte Suprema de Justicia autorizó el funcionamiento del proyecto termoeléctrico Central Punta Alcalde. El máximo tribunal revocó los fallos dictados por la Corte de Apelaciones de Santiago y ratificó la decisión adoptada por el Comité de Ministros consistente en la calificación ambiental favorable del proyecto por Resolución Exenta N° 159. El fallo exige el estricto cumplimiento de la citada Resolución Exenta N° 159, además de imponer que la Central no puede entrar en operación sin la previa instalación y operación del precipitador electrostático y contar con los estándares de eficiencia del 90%. Asimismo,



establece otras obligaciones destinadas a controlar el impacto ambiental de la Central.

El 30 de enero de 2014, el Presidente de la República promulgó la Ley 20.726 de Interconexión entre Sistemas Eléctricos. Entre los beneficios de la interconexión destacan el aumento en la seguridad de suministro y en la oferta de generación, así como la mayor competencia en el mercado y una presión a la baja de los costes marginales. Se espera que la interconexión se realice antes del año 2018.

El 9 de febrero de 2014 la Superintendencia de Medio Ambiente levantó la suspensión de las operaciones de la primera unidad del proyecto termoeléctrico Bocamina en la VIII Región (Bocamina I). De esta manera, el regulador ambiental dejó sin efecto la clausura temporal de ese proyecto de 125 MW así como las medidas de corrección, seguridad y control, que decretó en la Resolución del pasado 28 de enero de 2014.

El 13 de febrero de 2014 el Panel de Expertos publicó el Dictamen N° 1 de 2014 relacionado con el proceso de revisión de tarifas en subtransmisión. Chilectra, S.A. presentó discrepancias que se refieren a las vidas útiles de las instalaciones y a la valoración de los derechos relacionados con el uso del suelo. El Dictamen publicado acogió las modificaciones de las vidas útiles propuesta por Chilectra, S.A. en algunos equipamientos. Con respecto al uso del suelo, el Panel de Expertos no acogió la pretensión de Chilectra, S.A. siendo válidas las establecidas por la Comisión Nacional de la Energía (valor histórico de terrenos y servidumbres, indexado por el índice de precios de consumo). El Dictamen reduce en un 30% el impacto negativo de las bases para la determinación de la remuneración.

El 14 de marzo de 2014 fue publicado el Decreto que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, siendo los principales servicios el apoyo en poste, alquiler de medidor, conexión y desconexión del servicio por deuda, coste por pago de factura fuera de plazo y ejecución de empalmes. El Decreto no tiene efecto retroactivo y, por tanto, las nuevas tarifas rigen a partir de la fecha de su aprobación.

Operaciones Corporativas

Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA) sobre Companhia Energética do Ceará, S.A.

Con fecha 14 de enero de 2014 Enersis, S.A. presentó una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA) a un precio por acción de 49 reales brasileños, dirigida a los accionistas minoritarios de Companhia Energética do Ceará, S.A., sociedad distribuidora brasileña de electricidad ya controlada a través de ENDESA Brasil, S.A., que posee un 58,87% de las acciones emitidas por ésta.

Transcurrido el período de aceptación, que culminó el pasado 17 de febrero de 2014 con la preceptiva subasta, Enersis, S.A. ha adquirido 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes Clase A y 424 acciones preferentes



Clase B de la referida compañía por un importe total de 242 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 175 millones de euros), que fueron pagados el 20 de febrero de 2014.

En consecuencia, como resultado de la Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA), Enersis, S.A. ha incrementado su participación en Companhia Energética do Ceará, S.A. en un 15,13%, de manera que su participación directa e indirecta en dicha sociedad a la fecha de formulación de este Informe de Gestión Consolidado es del 74,00%.

Adicionalmente, en virtud de los resultados de la subasta mencionada y atendiendo a la legislación y normativa brasileña, Enersis, S.A. ha prorrogado la vigencia de su Oferta para las acciones ordinarias de Companhia Energética do Ceará, S.A., por tres meses adicionales y en las mismas condiciones de precio.

Adquisición de un 50% adicional de GasAtacama

Con fecha 22 de abril de 2014, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y Southern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P. han suscrito los documentos y contratos requeridos para la adquisición directa por parte de la primera de todos los derechos sociales que la segunda tenía, por sí o a través de empresas relacionadas, en Inversiones GasAtacama Holding Limitada, equivalentes al 50% de los derechos sociales de dicha entidad, y para la cesión del crédito que mantenía la sociedad Pacific Energy Sub Co. en dicho Grupo. El precio total de la operación ha ascendido a 309 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 224 millones de euros) y fue íntegramente pagado en esa fecha. Igualmente, ambas partes han puesto término al pacto de accionistas suscrito el 1 de agosto de 2007.

Con esta transacción Empresa Nacional de Electricidad, S.A. ha alcanzado el 100% de la participación en Inversiones GasAtacama Holding Limitada pasando a tener el control de esta sociedad, frente a la situación de control conjunto que mantenía hasta ese momento.

GasAtacama posee la Central Termoeléctrica a gas natural de 781 MW de capacidad instalada en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Gasoducto Mejillones-Taltal y el Gasoducto Atacama entre Chile y Argentina.

El objetivo de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. es convertir al Grupo GasAtacama en un proveedor de energía base en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), desarrollando una oferta de energía confiable, competitiva y de bajo impacto ambiental a partir de gas natural licuado (GNL).

De esta manera, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. podrá satisfacer la mayor demanda residencial, industrial y minera, permitiendo el desarrollo de importantes proyectos para el crecimiento del país y consolidando una serie de sinergias en la operación y gestión.



En la fecha de emisión de este Informe de Gestión Consolidado se están realizando los estudios necesarios para determinar el impacto que esta transacción tendrá sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

Adquisición de un 39% adicional de Generandes Perú

El 30 de abril de 2014 Enersis, S.A. ha acordado con Inkia Americas Holding Limited la adquisición de la participación indirecta del 39,001% que Inkia Americas Holding Limited posee en Generandes Perú, S.A. por 413 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 300 millones de euros). La transferencia de las acciones y, por tanto, el pago por la compra, se producirá cuando se verifiquen ciertas condiciones suspensivas contempladas en el contrato suscrito.

Con esta adquisición Enersis, S.A. pasará a poseer el 100% de Generandes Perú, S.A., sociedad que posee una participación del 54,2% de Edegel, S.A.A., adicional a la participación del 17,6% que Enersis, S.A. posee indirectamente en Edegel, S.A.A.

Esta operación supondrá el aumento de la participación efectiva de ENDESA en Edegel, S.A.A. que determina el interés económico que ENDESA posee en Edegel, S.A.A., que pasará del 22,7% actual al 35,5%.

Asimismo, como consecuencia de dicha compraventa y una vez que se verifiquen las condiciones suspensivas de la operación, se adquirirán e integrarán en las Cuentas Consolidadas de ENDESA las siguientes sociedades a través de las cuales Inkia Americas Holding Limited posee su participación en Generandes Perú, S.A.: Inkia Holdings (Acter) Limited; Southern Cone Power Ltd.; Latin America Holding I Ltd.; Latin America Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

Considerando que ENDESA ya controla y, por tanto, integra en sus Cuentas Consolidadas tanto Generandes Perú S.A. como Edegel S.A.A., esta operación no generará efectos en el Estado del Resultado Global Consolidado al tratarse de una transacción entre accionistas y no modifica los valores de los activos y pasivos de dichas filiales registrados en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

Resultado bruto de explotación: 546 millones de euros

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del Negocio en Latinoamérica ascendió a 546 millones de euros en el primer trimestre de 2014, con una disminución del 22,0% respecto del mismo período de 2013. El resultado bruto de explotación (EBITDA) presenta un impacto negativo de 79 millones de euros en comparación con el del mismo período 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 ENDESA opera.

A su vez, el resultado de explotación (EBIT) fue de 388 millones, un 25,7% inferior al obtenido en el primer trimestre de 2013.

La distribución de estos resultados entre los Negocios en los que ENDESA desarrolla sus actividades en Latinoamérica es la siguiente:

Millones de Euros

Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y Resultado de Explotación (EBIT) del Negocio en Latinoamérica						
	Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)			Resultado de Explotación (EBIT)		
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Generación y Transporte	340	384	(11,5)	266	293	(9,2)
Distribución	214	325	(34,2)	132	238	(44,5)
Otros	(8)	(9)	Na	(10)	(9)	Na
TOTAL	546	700	(22,0)	388	522	(25,7)

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

Millones de Euros

Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y Resultado de Explotación (EBIT) del Negocio en Latinoamérica - Generación y Transporte						
	Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)			Resultado de Explotación (EBIT)		
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Argentina	19	13	46,2	10	2	400,0
Brasil	72	50	44,0	69	45	53,3
Chile	41	88	(53,4)	12	51	(76,5)
Colombia	130	150	(13,3)	117	134	(12,7)
Perú	63	63	-	47	47	-
TOTAL GENERACIÓN	325	364	(10,7)	255	279	(8,6)
Interconexión Brasil-Argentina	15	20	(25,0)	11	14	(21,4)
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	340	384	(11,5)	266	293	(9,2)

Millones de Euros

Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y Resultado de Explotación (EBIT) del Negocio en Latinoamérica - Distribución						
	Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)			Resultado de Explotación (EBIT)		
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Argentina	(78)	(30)	(160,0)	(82)	(35)	(134,3)
Brasil	101	142	(28,9)	64	107	(40,2)
Chile	49	67	(26,9)	39	55	(29,1)
Colombia	105	110	(4,5)	83	85	(2,4)
Perú	37	36	2,8	28	26	7,7
TOTAL DISTRIBUCIÓN	214	325	(34,2)	132	238	(44,5)

Generación y transporte

Argentina

La reducción de la producción (-14,4%) durante el período enero-marzo 2014 ha sido compensada con el aumento del margen unitario (+32,7%), debido a que en el primer trimestre de 2013 todavía no era de aplicación el nuevo marco regulatorio establecido por la Resolución 95/2013, lo que ha producido un aumento en el resultado bruto de explotación (EBITDA) del 46,2% respecto del primer trimestre de 2013 hasta 19 millones de euros, que incluye la absorción de un impacto negativo de 11 millones de euros debido a la evolución del tipo de cambio del euro en relación con la moneda local.

El resultado de explotación (EBIT) del período ascendió a 10 millones de euros, con un aumento de 8 millones de euros (+400,0%) respecto del mismo período del ejercicio anterior.

Brasil

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Brasil se situó en 1.383 GWh en el primer trimestre de 2014, con un aumento del 11,0% respecto del mismo período de 2013.

La mayor actividad de generación realizada durante el período, el mayor componente hidráulico del "mix" de generación y fundamentalmente los mayores precios del mercado, han provocado un aumento en el resultado bruto de explotación (EBITDA) del período, que se ha situado en 72 millones de euros (+44,0%) absorbiendo el impacto negativo de 16 millones de euros de la evolución del tipo de cambio del euro en relación con la moneda local.

El resultado de explotación (EBIT) del primer trimestre de 2014 ha ascendido a 69 millones de euros (+53,3%).

Chile

En el primer trimestre de 2014 el resultado bruto de explotación (EBITDA) de la actividad de generación en Chile ha disminuido en 47 millones de euros (-53,4%), de los que 9 millones de euros corresponden al impacto de la evolución del tipo de cambio de euro en relación con la moneda local.

Como consecuencia de las condiciones hidrológicas en Chile junto con la parada de la central Bocamina II, la generación eléctrica de las compañías participadas en dicho país ha disminuido un 15,7% hasta 4.062 GWh, en comparación con el mismo período del año anterior. Esta circunstancia, junto con la evolución negativa en el margen unitario (-38,8%) ha situado el resultado bruto de explotación (EBITDA) de la generación en tan sólo 41 millones de euros en el primer trimestre de 2014.



El resultado de explotación (EBIT) del período ascendió a 12 millones de euros, con una reducción de 39 millones de euros (-76,5%) respecto del mismo período del ejercicio anterior.

Colombia

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Colombia se situó en 2.974 GWh en el primer trimestre de 2014, con una reducción del 1,5% respecto del mismo período de 2013.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del primer trimestre de 2014 ha disminuido en 20 millones de euros como consecuencia del impacto negativo del tipo de cambio de 21 millones de euros situándose en 130 millones de euros.

El resultado de explotación (EBIT) del período enero-marzo de 2014 se ha reducido en 17 millones de euros situándose en 117 millones de euros.

Perú

La generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Perú se situó en 2.159 GWh en el primer trimestre de 2014, con una reducción del 2,7% respecto del mismo período de 2013.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) del primer trimestre de 2014 se han mantenido sin cambios respecto del mismo período del año anterior, situándose en 63 millones de euros y 47 millones de euros, respectivamente, a pesar de la menor producción del período y del impacto negativo del tipo de cambio (8 millones de euros) debido a la mejora del margen.

Interconexión entre Brasil y Argentina

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) obtenido por la Compañía de Interconexión Energética, S.A. durante el primer trimestre de 2014 ha sido de 15 y 11 millones de euros, respectivamente, inferior en 5 y 3 millones de euros con respecto al mismo período del 2013.

Ambas magnitudes presentan un impacto negativo de 3 millones de euros en comparación con el mismo período el ejercicio anterior debido a la evolución del tipo de cambio del euro en relación con la moneda local.

Distribución

Argentina

Durante el primer trimestre de 2014, el aumento de las ventas físicas (+2,5%) no ha compensado los mayores costes de operación y mantenimiento incurridos para conseguir el correcto funcionamiento de la red tras los incidentes en el suministro como

consecuencia de las averías en la red de distribución de Empresa Distribuidora Sur, S.A. tras la tormenta del pasado 20 de enero de 2014, y los mayores costes fijos que ha tenido que soportar por la elevada inflación del país que no han podido ser repercutidos en la tarifa aplicada a los clientes, lo que ha situado el resultado bruto de explotación (EBITDA) en 78 millones de euros negativos frente a 30 millones de euros, también negativos, en el primer trimestre de 2013. Esta evolución negativa se ha producido a pesar del impacto positivo de 45 millones de euros debido a la evolución del tipo de cambio del euro en relación con la moneda local.

Por su parte, el resultado de explotación (EBIT) ha sido de 82 millones de euros negativos frente a 35 millones de euros, también negativos, del mismo período del ejercicio anterior.

Brasil

Durante el período, las compañías distribuidoras han soportado unos sobrecostes por importe de 188 millones de euros derivados de la exposición contractual del precio de la energía en el mercado "spot", que ha alcanzado máximos históricos durante el primer trimestre de 2014, de los que 13 millones de euros correspondientes al mes de enero han quedado pendientes de compensar durante el período y se recuperarán en sucesivas revisiones tarifarias.

Igualmente, el impacto de la evolución del tipo de cambio del euro en relación con la moneda local ha sido negativo por importe de 23 millones de euros.

En este contexto, el resultado bruto de explotación (EBITDA) en el primer trimestre de 2014 se situó en 101 millones de euros y el resultado de explotación (EBIT) en 64 millones de euros, con una disminución de 41 millones de euros y 43 millones de euros, respectivamente, sobre el mismo período del ejercicio 2013.

Chile

El aumento de las ventas físicas (+3,5%) derivado de la evolución positiva de la demanda ha sido absorbido por la reducción en el margen unitario y el impacto negativo del tipo de cambio (10 millones de euros), de modo que el resultado bruto de explotación (EBITDA) de la distribución en Chile ha disminuido en un 26,9% hasta situarse en 49 millones de euros.

El resultado de explotación (EBIT) del primer trimestre de 2014 se ha reducido un 29,1% situándose en 39 millones de euros.

Colombia

El impacto negativo del tipo de cambio (17 millones de euros) en el primer trimestre de 2014 no ha sido compensado con el aumento de las ventas físicas (+2,8%).

El resultado bruto de explotación (EBITDA) y el resultado de explotación (EBIT) de la distribución en Colombia han experimentado disminuciones del 4,5% y del 2,4%, situándose en 105 y 83 millones de euros, respectivamente.

Perú

Las magnitudes económicas de la distribución en Perú han evolucionado favorablemente durante el período enero-marzo de 2014 debido al aumento del 4,3% en las ventas físicas, que ha compensado la disminución de los márgenes unitarios y el impacto negativo del tipo de cambio (5 millones de euros) .

Ello ha situado el resultado bruto de explotación (EBITDA) en 37 millones de euros, un 2,8% superior al del mismo período de 2013, y el resultado de explotación (EBIT) en 28 millones de euros, un 7,7% más respecto al obtenido en el primer trimestre de 2013.

Resultado financiero neto: 69 millones de euros

Los resultados financieros netos del Negocio en Latinoamérica de ENDESA supusieron un coste de 69 millones de euros en el primer trimestre de 2014, un 31,7% menos en comparación con el mismo período de 2013.

Los gastos financieros netos ascendieron a 42 millones de euros en el primer trimestre de 2014, lo que representa una disminución de 55 millones de euros, es decir, del 56,7% debido a la disminución del volumen de deuda respecto del primer trimestre de 2013.

Las diferencias de cambio netas han pasado de 4 millones de euros negativos en el primer trimestre de 2013 a 27 millones de euros, también negativos, en el primer trimestre de 2014.

A 31 de marzo de 2014 la deuda financiera neta del Negocio en Latinoamérica era de 2.623 millones de euros a 31 de marzo de 2014, cifra inferior en 279 millones de euros a la existente al cierre del ejercicio 2013.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 108 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en Latinoamérica ascendieron a 108 millones de euros en el primer trimestre de 2014 en comparación con 106 millones de euros del mismo período de 2013.

Inversiones brutas: 242 millones de euros

Las inversiones brutas de este Negocio fueron de 242 millones de euros en el primer trimestre de 2014.

De este importe, 27 millones de euros corresponden a inversiones financieras y 215 millones de euros a inversiones materiales e inmateriales conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

Inversiones Brutas Totales del Negocio en Latinoamérica			
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Materiales	170	150	13,3
Inmateriales	45	52	(13,5)
Inmobiliarias	-	-	-
Financieras	27	19	42,1
TOTAL	242	221	9,5

Millones de Euros

Inversiones Brutas Materiales e Inmateriales del Negocio en Latinoamérica			
	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Variación
Generación	106	82	29,3
Distribución y Transporte	64	68	(5,9)
Otros	-	-	-
TOTAL MATERIAL	170	150	13,3
Inmaterial ⁽¹⁾	45	52	(13,5)
TOTAL MATERIAL E INMATERIAL	215	202	6,4

(1) 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.



Anexo I: **Estadístico**

Datos Industriales

GWh

Generación de Electricidad	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Negocio en España y Portugal	15.234	16.374	(7,0)
Peninsular	12.354	13.385	(7,7)
Nuclear	6.883	6.763	1,8
Carbón	2.362	3.467	(31,9)
Hidroeléctrica	2.830	2.706	4,6
Ciclos Combinados (CCGT)	279	449	(37,9)
Extrapeeninsular	2.880	2.989	(3,6)
Negocio en Latinoamérica	13.957	15.253	(8,5)
Argentina	3.379	3.949	(14,4)
Brasil	1.383	1.246	11,0
Chile	4.062	4.820	(15,7)
Colombia	2.974	3.018	(1,5)
Perú	2.159	2.220	(2,7)
TOTAL	29.191	31.627	(7,7)

GWh

Ventas de Electricidad	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Negocio en España y Portugal	24.351	24.552	(0,8)
Comercialización Último Recurso (CUR)	5.251	6.493	(19,1)
Mercado Liberalizado	19.100	18.059	5,8
Negocio en Latinoamérica	15.795	15.093	4,6
Argentina	3.692	3.603	2,5
Brasil	5.150	4.774	7,9
Chile	3.272	3.160	3,5
Colombia	1.986	1.931	2,8
Perú	1.695	1.625	4,3
TOTAL	40.146	39.645	1,3

GWh

Energía Distribuida ⁽¹⁾	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Negocio en España y Portugal	28.050	28.607	(1,9)
Negocio en Latinoamérica	21.688	20.734	4,6
Argentina	4.926	4.846	1,7
Brasil	7.132	6.636	7,5
Chile	4.006	3.867	3,6
Colombia	3.612	3.463	4,3
Perú	2.012	1.922	4,7
TOTAL	49.738	49.341	0,8

(1) En barras de central.

GWh

Ventas de Gas Negocio en España y Portugal	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Mercado Liberalizado	13.863	13.838	0,2
Mercado TUR	485	536	(9,5)
Mercado Internacional	3.151	3.327	(5,3)
Ventas Mayoristas	2.684	2.567	4,6
TOTAL (*)	20.183	20.268	(0,4)

(*) Sin consumos propios de generación.

Número de Empleados

Plantilla Final	31 de Marzo de 2014	31 de Diciembre de 2013	% Var.
Negocio en España y Portugal	10.877	10.933	(0,5)
Negocio en Latinoamérica	11.572	11.608	(0,3)
TOTAL	22.449	22.541	(0,4)

Número de Empleados

Plantilla Media	31 de Marzo de 2014	31 de Marzo de 2013	% Var.
Negocio en España y Portugal	10.906	11.234	(2,9)
Negocio en Latinoamérica	11.566	11.140	3,8
TOTAL	22.472	22.374	0,4

Datos Económico-Financieros

Euros

Parámetros de Valoración	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Beneficio Neto por Acción ⁽¹⁾	0,42	0,45	(5,9)
Cash Flow por Acción ⁽²⁾	1,37	0,55	147,2
Valor Contable por Acción ⁽³⁾	19,58	19,38 ⁽⁴⁾	1,0

(1) Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / N° Acciones.

(2) Flujos Neto de Efectivo de las Actividades de Explotación / N° Acciones.

(3) Patrimonio Neto Sociedad Dominante / N° Acciones.

(4) A 31 de diciembre de 2013.

Indicadores de Rentabilidad	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013
Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto ⁽¹⁾ (%)	6,72	6,84
Retorno de los Activos ⁽²⁾ (%)	3,28	3,31
Rentabilidad Económica ⁽³⁾ (%)	12,10	12,53

(1) Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / Patrimonio Neto Medio.

(2) Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante / Activo Total Medio.

(3) Resultado de Explotación / Inmovilizado Material Medio.

Millones de Euros

Deuda Financiera Neta	Apalancamiento	
	31 de Marzo de 2014	31 de Diciembre de 2013
Deuda Financiera Neta:	4.395	4.337
Deuda Financiera no Corriente	6.556	7.472
Deuda Financiera Corriente	656	1.092
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(2.751)	(4.145)
Derivados Financieros registrados en Activos Financieros	(66)	(82)
Patrimonio Neto:	26.556	26.762
De la Sociedad Dominante	20.733	20.521
De los Intereses Minoritarios	5.823	6.241
Apalancamiento (%) ^(*)	16,55	16,21

(*) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Indicadores Financieros	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013
Ratio de Liquidez ⁽¹⁾	1,15	1,20
Ratio de Solvencia ⁽²⁾	1,03	1,05
Ratio de Endeudamiento (%) ⁽³⁾	14,20	13,95
Ratio de Cobertura de la Deuda ⁽⁴⁾	0,73	0,65

(1) Activo Corriente / Pasivo Corriente.

(2) (Patrimonio Neto + Pasivo no Corriente) / Activo no Corriente.

(3) Deuda Financiera Neta / (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta).

(4) Deuda Financiera Neta / Resultado Bruto de Explotación (EBITDA).

Rating	31 de Marzo de 2014^(*)			31 de Diciembre de 2013^(*)		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Estable	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Negativa	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Revisión Negativa

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

Euros / Acción

Dividendos	Con Cargo al Resultado de 2013
A Cuenta ^(2 de Enero de 2014)	1,500
Complementario ⁽²⁾	-
Dividendo por Acción Total ⁽¹⁾	1,500
Pay-out (%) ⁽²⁾	84,5
Rentabilidad por Dividendo (%) ⁽³⁾	6,4

(1) Pendiente de aprobación por la Junta General Ordinaria de Accionistas que se celebrará el 19 de mayo de 2014.

(2) Dividendo Bruto Total / Resultado Neto de la Sociedad Dominante.

(3) Dividendo Bruto por Acción / Cotización a 31 de diciembre de 2013.

Datos Bursátiles	31 de Marzo de 2014	31 de Marzo de 2013	% Var.
Capitalización Bursátil ^(Millones de Euros)	27.665	17.459	58,5
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)	970.488.834	675.380.981	43,7
Mercado Continuo ^(Acciones)			
Volumen de Contratación	42.069.521	38.777.500	8,5
Volumen Medio Diario de Contratación	667.770	625.444	6,8
P.E.R. ⁽¹⁾	15,44	9,17	-

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

Euros

Cotización ENDESA	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013	% Var.
Máximo	26,30	18,87	39,4
Mínimo	21,17	16,38	29,3
Media del Período	23,29	17,41	33,7
Cierre del Período	26,13	16,49	58,5



Porcentaje (%)

Evolución de la cotización respecto al período anterior	Enero-Marzo 2014	Enero-Marzo 2013
ENDESA, S.A.	12,1	(2,3)
Ibex-35	4,3	(3,0)
Eurostoxx 50	1,7	(0,5)
Eurostoxx Utilities	13,4	(4,4)



Anexo II **Efecto de la Reexpresión de los** **Estados Financieros de 2013 por la** **aplicación de la NIIF 11 “Acuerdos** **Conjuntos”**

Estado de Situación Financiera

Millones de Euros

	Consolidado		Diferencia
	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2013 Re-expresado	
Activo No Corriente	42.851	42.695	(156)
Activo Corriente	13.606	13.262	(344)
TOTAL ACTIVO	56.457	55.957	(500)
Patrimonio Neto	26.769	26.762	(7)
De la Sociedad Dominante	20.521	20.521	-
De los Intereses Minoritarios	6.248	6.241	(7)
Pasivo No Corriente	18.474	18.188	(286)
Pasivo Corriente	11.214	11.007	(207)
TOTAL PASIVO	56.457	55.957	(500)

Millones de Euros

	Negocio en España y Portugal		Diferencia
	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2013 Re-expresado	
Activo No Corriente	26.401	26.243	(158)
Activo Corriente	8.069	7.851	(218)
TOTAL ACTIVO	34.470	34.094	(376)
Patrimonio Neto	15.669	15.669	-
De la Sociedad Dominante	15.669	15.669	-
De los Intereses Minoritarios	-	-	-
Pasivo No Corriente	12.569	12.341	(228)
Pasivo Corriente	6.232	6.084	(148)
TOTAL PASIVO	34.470	34.094	(376)



Millones de Euros

	Negocio en Latinoamérica		
	31 de Diciembre de 2013	31 de Diciembre de 2013 Re-expresado	Diferencia
Activo No Corriente	16.450	16.452	2
Activo Corriente	5.537	5.411	(126)
TOTAL ACTIVO	21.987	21.863	(124)
Patrimonio Neto	11.100	11.093	(7)
De la Sociedad Dominante	4.852	4.852	-
De los Intereses Minoritarios	6.248	6.241	(7)
Pasivo No Corriente	5.905	5.847	(58)
Pasivo Corriente	4.982	4.923	(59)
TOTAL PASIVO	21.987	21.863	(124)

Estado del Resultado

Millones de Euros

	Consolidado		
	Enero Marzo 2013	Enero Marzo 2013 Re-expresado	Diferencia
Ingresos	8.166	8.109	(57)
Aprovisionamientos y Servicios	(5.614)	(5.591)	23
Margen de Contribución	2.552	2.518	(34)
Resultado Bruto de Explotación	1.682	1.658	(24)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(648)	(638)	10
Resultado de Explotación	1.034	1.020	(14)
Resultado Financiero	(146)	(148)	(2)
Resultado Antes de Impuestos	901	898	(3)
Impuesto sobre Sociedades	(264)	(261)	3
Resultado del Ejercicio	637	637	-
Sociedad Dominante	476	476	-
Intereses Minoritarios	161	161	-



Millones de Euros

	Negocio en España y Portugal		
	Enero Marzo 2013	Enero Marzo 2013 Re-expresado	Diferencia
Ingresos	5.758	5.732	(26)
Aprovisionamientos y Servicios	(4.282)	(4.272)	10
Margen de Contribución	1.476	1.460	(16)
Resultado Bruto de Explotación	971	958	(13)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(466)	(460)	6
Resultado de Explotación	505	498	(7)
Resultado Financiero	(46)	(47)	(1)
Resultado Antes de Impuestos	463	461	(2)
Impuesto sobre Sociedades	(125)	(123)	2
Resultado del Ejercicio	338	338	-
Sociedad Dominante	338	338	-
Intereses Minoritarios	-	-	-

Millones de Euros

	Negocio en Latinoamérica		
	Enero Marzo 2013	Enero Marzo 2013 Re-expresado	Diferencia
Ingresos	2.408	2.377	(31)
Aprovisionamientos y Servicios	(1.332)	(1.319)	13
Margen de Contribución	1.076	1.058	(18)
Resultado Bruto de Explotación	711	700	(11)
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(182)	(178)	4
Resultado de Explotación	529	522	(7)
Resultado Financiero	(100)	(101)	(1)
Resultado Antes de Impuestos	438	437	(1)
Impuesto sobre Sociedades	(139)	(138)	1
Resultado del Ejercicio	299	299	-
Sociedad Dominante	138	138	-
Intereses Minoritarios	161	161	-

Estado de Otro Resultado Global Consolidado

Millones de Euros

	Enero Marzo 2013	Enero Marzo 2013 Re- expresado	Diferencia
Resultado Consolidado del Ejercicio	637	637	-
Otro Resultado Global:			
Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	419	419	-
Transferencias al Estado del Resultado y/o Inversiones	75	75	-
Resultado Global Total	1.131	1.131	-

Estado de Flujos de Efectivo

Millones de Euros

	Enero Marzo 2013	Consolidado Enero Marzo 2013 Re-expresado	Diferencia
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Explotación	603	585	(18)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(265)	(269)	(4)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	319	340	21
Flujos Netos Totales	657	656	(1)
Variación del Tipo de Cambio en Efectivo y otros Medios Líquidos	68	67	(1)
Variación de Efectivo y otros Medios Líquidos	725	723	(2)
Efectivo y otros Medios Líquidos Iniciales	1.986	1.819	(167)
Efectivo y otros Medios Líquidos Finales	2.711	2.542	(169)

Millones de Euros

	Negocio en España y Portugal		
	Enero Marzo 2013	Enero Marzo 2013 Re-expresado	Diferencia
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Explotación	483	479	(4)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	385	377	(8)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.193)	(1.176)	17
Flujos Netos Totales	(325)	(320)	5
Variación del Tipo de Cambio en Efectivo y otros Medios Líquidos	(1)	-	1
Variación de Efectivo y otros Medios Líquidos	(326)	(320)	6
Efectivo y otros Medios Líquidos Iniciales	574	473	(101)
Efectivo y otros Medios Líquidos Finales	248	153	(95)

Millones de Euros

	Negocio en Latinoamérica		
	Enero Marzo 2013	Enero Marzo 2013 Re-expresado	Diferencia
Flujos Netos de Efectivo procedentes de las Actividades de Explotación	120	106	(14)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(650)	(646)	4
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	1.512	1.516	4
Flujos Netos Totales	982	976	(6)
Variación del Tipo de Cambio en Efectivo y otros Medios Líquidos	69	67	(2)
Variación de Efectivo y otros Medios Líquidos	1.051	1.043	(8)
Efectivo y otros Medios Líquidos Iniciales	1.412	1.346	(66)
Efectivo y otros Medios Líquidos Finales	2.463	2.389	(74)

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.

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.



Endesa is an Enel Group Company