

ENDESA, S.A.
y Sociedades Dependientes

**Informe de Gestión Consolidado
del período enero-septiembre de
2012**

Madrid, 8 de noviembre de 2012

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
INFORME DE GESTION CORRESPONDIENTE
AL PERIODO ENERO-SEPTIEMBRE
DE 2012

Índice

1. Análisis del Período	3
Resultados Consolidados.....	4
Resultados por Negocios.....	10
Negocio en España y Portugal y Resto	11
Negocio en Latinoamérica	23
2. Anexo Estadístico	32

Análisis del Período

Resultados Consolidados

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 1.662 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 1.662 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012, lo que supone una reducción del 16,0% respecto al obtenido en el mismo período del año anterior, debido fundamentalmente al efecto de la reducción de la remuneración de determinadas actividades reguladas en España y al registro en los nueve primeros meses de 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 ambos Negocios y su variación respecto del mismo período del ejercicio anterior:

Beneficio Neto de ENDESA en Enero-Septiembre de 2012			
	Millones Euros	% Var. 3t2011	% Aportación a Beneficio Neto Total
España y Portugal y Resto	1.269	(13,4)	76,4
Latinoamérica	393	(23,4)	23,6
TOTAL	1.662	(16,0)	100,0

Generación y ventas de electricidad

La generación de electricidad de ENDESA en el período enero-septiembre de 2012 ascendió a 108.593 GWh, un 5,8% superior al mismo período de 2011. Las ventas de electricidad se situaron en 133.147 GWh, con un aumento del 0,5%.

Producción y Ventas de Electricidad en Enero-Septiembre de 2012				
	Producción		Ventas⁽¹⁾	
	GWh	% Var. 3t2011	GWh	% Var. 3t2011
España y Portugal y Resto	60.808	6,2	78.831	(2,1)
Latinoamérica	47.785	5,4	54.316	4,6
TOTAL	108.593	5,8	133.147	0,5

(1) En España y Portugal y Resto, se incluyen ventas de generación por 846 GWh. En Latinoamérica, incluye peajes y consumos no facturados por 9.919 GWh en el período enero-septiembre de 2012. Sin peajes ni consumos no facturados las ventas del Negocio en Latinoamérica serían 44.397 GWh (+4,3%).

Resultado bruto de explotación: 5.457 millones de euros

El resultado bruto de explotación (en adelante, "EBITDA") y el resultado de explotación (en adelante, "EBIT") del período enero-septiembre de 2012 han experimentado un aumento del 0,1% y una reducción del 5,1%, respectivamente, situándose en 5.457 millones de euros y 3.648 millones de euros.

La evolución del EBITDA se ha visto marcada por la caída que se ha producido en España como consecuencia del impacto de las medidas de reducción de las retribuciones reguladas aplicables desde el inicio del ejercicio 2012, compensada con el crecimiento experimentado en el Negocio en Latinoamérica.

En el período enero-septiembre de 2012 los ingresos han aumentado un 3,5% habiendo alcanzado el importe de 25.463 millones de euros debido fundamentalmente a los mayores precios de venta. Por lo que respecta a los costes variables, éstos han aumentado un 5,1% 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 2.870 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012, manteniéndose en niveles similares respecto al mismo período del ejercicio 2011 (2.850 millones de euros).

Todo ello ha dado lugar a un aumento del 0,1% en el EBITDA, que ha ascendido a 5.457 millones de euros tal y como se ha mencionado anteriormente.

A pesar de este aumento en el EBITDA, el resultado de explotación ha experimentado una reducción del 5,1% situándose en 3.648 millones de euros debido, por una parte, al saneamiento realizado para adaptar el valor contable de los activos en Irlanda para ajustarlo al precio de venta acordado, y, por otra, al hecho de que en el período de enero-septiembre de 2011 se produjo la reversión de provisiones en el Negocio de Latinoamérica correspondientes al cobro de cuentas a cobrar que habían sido provisionadas previamente.

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. 3t2011	Millones Euros	% Var. 3t2011	Millones Euros	% Var. 3t2011
España y Portugal y Resto	17.442	2,2	3.073	(1,6)	1.836	(7,9)
Latinoamérica	8.021	6,5	2.384	2,5	1.812	(2,1)
TOTAL	25.463	3,5	5.457	0,1	3.648	(5,1)

El resultado financiero neto asciende a 634 millones de euros

Los resultados financieros netos del período enero-septiembre de 2012 fueron negativos por importe de 634 millones de euros, lo que representa un aumento en 66 millones de euros respecto del mismo período del ejercicio 2011.

Los gastos financieros netos ascendieron a 596 millones de euros, 20 millones de euros superiores a los del período enero-septiembre de 2011, mientras que las diferencias de cambio netas han sido negativas por importe de 38 millones de euros frente a los 8 millones de euros, positivos, en el tercer trimestre de 2011.

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

- Los gastos financieros netos del tercer trimestre de 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.
- La evolución de los tipos de interés a largo plazo producida, tanto en el tercer trimestre de 2012 como en el tercer trimestre de 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 72 millones de euros negativos en el tercer trimestre de 2012 y 60 millones de euros, también negativos, en el mismo período de 2011.
- El resultado financiero neto del tercer trimestre de 2012 incluye un impacto positivo de 23 millones de euros por la regularización de los intereses por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas generado en el ejercicio 2006, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de manera que el importe acumulado por este concepto asciende a 33 millones de euros.

Si aislamos el impacto de los aspectos señalados en los párrafos anteriores, los gastos financieros netos habrían disminuido en 32 millones de euros, un 5,5%, 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. el pasado mes de octubre de 2012 por un importe de 286 millones de euros.

En el primer semestre de 2012 ENDESA registró 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.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 3.101 millones de euros

Los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación en el período enero-septiembre de 2012 ascendieron a 3.101 millones de euros frente a los 3.005 millones de euros generados en el mismo período de 2011, lo que representa un aumento del 3,2%.

Inversiones: 1.659 millones de euros

Las inversiones de ENDESA se situaron en 1.659 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012. De esta cifra, 1.514 millones de euros corresponden a inversiones materiales e inmateriales, y los 145 millones de euros restantes a inversiones financieras, conforme al detalle que figura a continuación:

	Millones de Euros			% Var. 3t2011
	Materiales e Inmateriales	Financieras	TOTAL	
España y Portugal y Resto	729	49	778	(7,0)
Latinoamérica	785	96	881	(0,9)
TOTAL (*)	1.514	145	1.659	(3,9)

(*) 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 11.107 millones de euros a 30 de septiembre de 2012, con un incremento de 105 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:

	Millones de Euros			% Var.
	30 de Septiembre de 2012	31 de Diciembre de 2011	Diferencia	
Negocio en España y Portugal y Resto	6.451	6.841	(390)	(5,7)
Negocio en Latinoamérica:	4.656	4.161	495	11,9
Enersis	4.239	3.883	356	9,2
Resto	417	278	139	50,0
TOTAL	11.107	11.002	105	1,0

(*) 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 5,8% en el período enero-septiembre de 2012. El coste medio de la deuda correspondiente a Enersis fue un 8,5%. Si se excluye la deuda de Enersis, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 3,8% en el período citado.

A la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA hay que tener en cuenta que, a 30 de septiembre de 2012, ENDESA tenía acumulado un derecho de cobro de 5.852 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica española: 4.208 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas, y 1.644 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular. Si se descuentan los importes reconocidos de estas partidas, el endeudamiento neto de ENDESA a 30 de septiembre de 2012 se sitúa en 5.255 millones de euros, 367 millones de euros inferior al de 31 de diciembre de 2011.

A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado, ENDESA ha comunicado 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" cuyo importe a 30 de septiembre de 2012 asciende a 2.962 millones de euros. En este sentido, la Comisión Nacional de Energía ha emitido el certificado de conformidad de dichas comunicaciones.

A este respecto, el pasado 4 de octubre de 2012 se registró en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, "CNMV") el pertinente Suplemento al Folleto de Emisión, registrado por el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (en adelante, "FADE") el 24 de noviembre de 2011, incluyendo, en dicho Suplemento, estos nuevos compromisos irrevocables de cesión, lo que supone un avance en la posibilidad de titulización de estos nuevos importes comunicados.

FADE ha realizado dos emisiones con posterioridad al 30 de septiembre de 2012, una cerrada el 24 de octubre de 2012, con fecha valor 12 de noviembre de 2012, por importe efectivo de 76 millones de euros, y otra cerrada el 7 de noviembre de 2012, con fecha valor el 16 de noviembre de 2012, por importe efectivo de 112 millones de euros, por lo que está previsto que Endesa realice nuevas cesiones de derechos de crédito del déficit de tarifa por un importe total de de 83 millones de euros.

A continuación se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera neta de ENDESA a 30 de septiembre de 2012:

Estructura de la Deuda Financiera Neta de ENDESA a 30 de Septiembre de 2012 (Millones de Euros)						
	ENDESA y filiales directas		Enersis		Total ENDESA	
	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total	Millones Euros	% S/total
Euro	6.792	99	-	-	6.792	61
Dólar	66	1	1.725	41	1.791	16
Peso Chileno / UF	-	-	621	15	621	6
Real Brasileño	-	-	395	9	395	4
Otras monedas	10	-	1.498	35	1.508	13
TOTAL	6.868	100	4.239	100	11.107	100
Fijo	2.659	39	2.309	54	4.968	45
Variable	4.209	61	1.930	46	6.139	55
TOTAL	6.868	100	4.239	100	11.107	100
Vida media (nº años)	4,5		5,3		4,8	

A 30 de septiembre de 2012, la liquidez de ENDESA en España ascendía a 3.994 millones de euros y cubre los vencimientos de deuda de los próximos 41 meses de este conjunto de empresas. De esta cantidad, 3.470 millones de euros correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito, de los que 2.600 millones de euros corresponden a una línea de crédito formalizada en noviembre de 2011 con ENEL Finance International, N.V.

A su vez, Enersis tenía en esta misma fecha una posición de tesorería disponible de 1.282 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito por 695 millones de euros, lo que cubre los vencimientos de su deuda de los próximos 15 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, con perspectiva negativa, "Baa2" en Moody's, con perspectiva negativa, y "BBB+" en Fitch, en revisión negativa.

Ratio de apalancamiento

El patrimonio neto consolidado de ENDESA a 30 de septiembre de 2012 ascendía a 26.222 millones de euros, cantidad superior en 1.543 millones de euros a la de 31 de diciembre de 2011.

De este patrimonio neto, 20.513 millones de euros corresponden a los accionistas de ENDESA, S.A. y 5.709 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 42,4% a 30 de septiembre de 2012, frente al 44,6% que se registraba a 31 de diciembre de 2011.

Resultados por Negocios

Negocio en España y Portugal y Resto

Beneficio neto del Negocio en España y Portugal y Resto: 1.269 millones de euros

El beneficio neto del Negocio de España y Portugal y Resto fue de 1.269 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012, 196 millones de euros inferior al obtenido en el mismo período de 2011.

El EBITDA ascendió a 3.073 millones de euros, y el EBIT a 1.836 millones de euros, con una reducción del 1,6% y del 7,9% respectivamente.

La reducción del EBITDA se debe, fundamentalmente, al efecto sobre los ingresos de la actividad de distribución y de la generación extrapeninsular 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, es consecuencia de la provisión dotada sobre los activos de ENDESA en Irlanda para adecuar su valor contable al precio de venta acordado.

Durante el período enero-septiembre de 2012 la demanda eléctrica ha disminuido un 0,7% respecto del mismo período del año anterior (-1,6% corregido el efecto de laboralidad y temperatura).

Por otra parte, durante este período ha continuado la tendencia al alza en los precios en los mercados mayoristas de electricidad, habiendo sido superiores en un 7,0% a los del mismo período del ejercicio anterior.

Durante este período ENDESA alcanzó una cuota de mercado del 38,0% en generación total en régimen ordinario, del 43,4% 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 corresponderían 278 millones de euros en base anual.

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 ha publicado 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:

- El diferencial sobre el Bono del Estado a efectos de retribución financiera de la inversión se establece en el 2%.
- Se reducen un 10% las anualidades de costes de operación y mantenimiento de naturaleza fija.
- 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.

Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Con fecha 14 de septiembre de 2012, el Consejo de Ministros ha aprobado la remisión al Congreso para su tramitación parlamentaria de un Proyecto de Ley que contempla diversas medidas que, en caso de producirse su aprobación final en los términos incluidos en el Proyecto de Ley, tendrán incidencia en el sector eléctrico:

- Impuesto general a la producción en régimen ordinario y especial, equivalente al 6% 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 biomasa.
- El Proyecto de Ley contempla que los ingresos que resulten de lo establecido en el mismo podrán ser utilizados, entre otros, para financiar determinados costes del sistema eléctrico vinculados a fines de fomento de las energías renovables y de ahorro y eficiencia energética. Las partidas concretas deberán ser establecidas en la Ley de Presupuestos Generales del Estado.

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 contempla 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 mantiene 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 ha dictado diversos autos en el mes de marzo en los que ha acordado 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, ha fijado 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 incrementa

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 ha aprobado un incremento medio de la Tarifa de Último Recurso del 7% respecto de la vigente previamente.

Asimismo, en cumplimiento de los autos del Tribunal Supremo mencionados anteriormente, la citada Resolución ha modificado 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 ha aprobado 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 ha revisado 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 en los nueve primeros meses de 2012 para hacer frente a los costes del Sistema Eléctrico durante ese mismo período ha generado un déficit de ingresos de las actividades reguladas que se estima aproximadamente en 3.494 millones de euros para la totalidad del sector. De este importe, a ENDESA le corresponde financiar el 44,16% (1.544 millones de euros). Adicionalmente durante este período se ha generado un déficit extrapeninsular de 1.083 millones de euros.

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, ENDESA está determinando la posibilidad de iniciar los procedimientos legales precisos para recuperar los importes abonados

en cumplimiento de las liquidaciones provisionales emitidas por la Comisión Nacional de Energía con anterioridad a la eficacia de la sentencia del Tribunal Supremo (aproximadamente 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.

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: 17.442 millones de euros (+2,2%)

Los ingresos del Negocio de España y Portugal y Resto se situaron en 17.442 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012, con un aumento del 2,2% respecto del mismo periodo del año anterior.

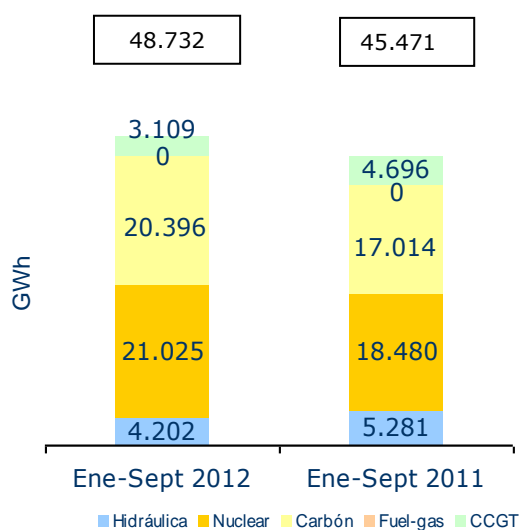
De esta cantidad, 16.500 millones de euros corresponden a la cifra de ventas, importe un 4,0% mayor que la del mismo período de 2011, conforme al detalle que figura a continuación:

Ventas del Negocio de España y Portugal y Resto				
	Millones de Euros			% Var.
	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	Diferencia	
Ventas de Electricidad	12.794	12.622	172	1,4
Ventas Mercado Liberalizado	5.907	5.389	518	9,6
Ventas CUR	3.611	3.819	(208)	(5,4)
Ventas Mercado Mayorista	959	1.015	(56)	(5,5)
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	612	482	130	27,0
Compensaciones Extrapeninsulares	1.506	1.309	197	15,0
Trading de Electricidad	61	483	(422)	(87,4)
Resto de Ventas	138	125	13	10,4
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	1.516	1.666	(150)	(9,0)
Comercialización de Gas	1.390	1.056	334	31,6
Otras Ventas y Prestación de Servicios	800	522	278	53,3
TOTAL	16.500	15.866	634	4,0

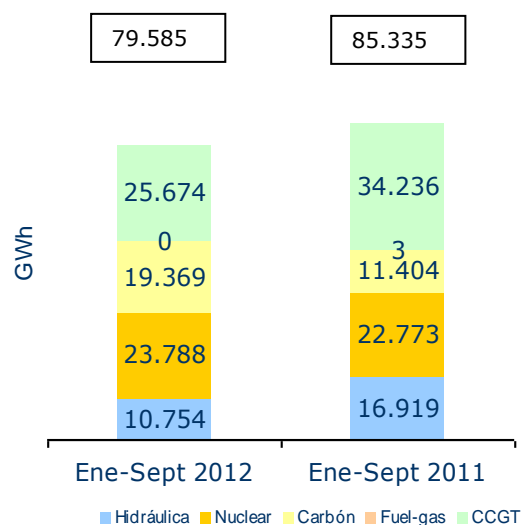
Ventas de electricidad

La producción eléctrica de ENDESA en España y Portugal y Resto fue de 60.808 GWh en el período enero-septiembre de 2012 lo que supone un aumento del 6,2% respecto del mismo período de 2011. De esta cifra, 59.021 GWh corresponden a España (+5,2%), 1.077 GWh a Portugal (+88,3%) y 710 GWh al resto del segmento (+15,1%).

Generación peninsular en régimen ordinario de Endesa: Total: 48.732 GWh (+7,2%)



Generación peninsular en régimen ordinario del resto del sector Total: 79.585 GWh (-6,7%)



La producción eléctrica peninsular en el período enero-septiembre de 2012 fue de 48.732 GWh, un 7,2% mayor que la del mismo período de 2011 debido al fuerte incremento de la producción térmica (+8,3%) por la mayor participación de las centrales de carbón (+19,9%) y por el incremento de la nuclear (+13,8%), que han compensado la reducción del 20,4% en la producción hidráulica debido a la menor hidraulicidad del período y la reducción de los ciclos combinados (-33,8%).

Las tecnologías nuclear e hidroeléctrica representaron el 51,8% del "mix" de generación peninsular de ENDESA en régimen ordinario (52,3% en el período enero-septiembre de 2011), frente al 43,4% del resto del sector (46,5% en el período enero-septiembre de 2011).

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 10.289 GWh, con un descenso del 3,0% respecto del período enero-septiembre de 2011.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado

El número total de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 2.704.136 al término del período enero-septiembre de 2012: 2.599.722 en el mercado peninsular español y 104.414 en mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes ascendieron a un total de 58.492 GWh en el período enero-septiembre de 2012, con un aumento del 1,2%.

Las ventas en el mercado liberalizado español fueron de 5.907 millones de euros, un 9,6% superiores a las del período enero-septiembre de 2011.

A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 612 millones de euros, un 27,0% superiores al período enero-septiembre de 2011.

Ventas Comercializadora de Último Recurso

Durante el tercer trimestre de 2012 ENDESA ha vendido 19.493 GWh a través de su sociedad Comercializadora de Último Recurso, un 11,6% menos que durante el mismo período de 2011 como consecuencia del paso de clientes acogidos a la Tarifa de Último Recurso al mercado liberalizado.

Estas ventas han supuesto un ingreso de 3.611 millones de euros en enero-septiembre de 2012, un 5,4% inferior al período enero-septiembre de 2011.

Distribución de electricidad

ENDESA distribuyó 87.800 GWh en el mercado español durante el período enero-septiembre de 2012, un 0,4% más que en el mismo período del año anterior.

El ingreso regulado de la actividad de distribución se situó en 1.516 millones de euros, un 9,0% inferior al registrado en el mismo período de 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 39.222 GWh a clientes en el mercado liberalizado de gas natural en el período enero-septiembre de 2012, lo que supone un aumento del 10,9% respecto del total de ventas de gas del mismo período de 2011.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado fueron de 1.390 millones de euros, con un aumento del 31,6%.

Costes de explotación

La distribución de los costes de explotación del Negocio de España y Portugal y Resto del período enero-septiembre de 2012 fue la siguiente:

Costes de Explotación del Negocio de España y Portugal y Resto				
Millones de Euros				
	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	Diferencia	% Var.
Aprovisionamientos y Servicios	12.659	12.247	412	3,4
Compras de Energía	4.261	4.487	(226)	(5,0)
Consumo de Combustibles	2.401	2.018	383	19,0
Gastos de Transporte de Energía	4.756	4.339	417	9,6
Otros Aprovisionamientos y Servicios	1.241	1.403	(162)	(11,5)
Personal	773	787	(14)	(1,8)
Otros Gastos de Explotación	1.024	1.005	19	1,9
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	1.237	1.131	106	9,4
TOTAL	15.693	15.170	523	3,4

Aprovisionamientos y servicios (costes variables)

Las compras de energía se situaron en 4.261 millones de euros en enero-septiembre de 2012, con una disminución de 226 millones de euros (-5,0%) en relación con el mismo período de 2011 debido fundamentalmente al menor volumen de electricidad adquirida en el mercado para su comercialización dado el fuerte incremento producido en la generación propia de electricidad.

Por el contrario, el coste por el consumo de combustibles ha aumentado un 19% hasta situarse en 2.401 millones de euros debido a la mayor producción térmica del período.

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

Los costes fijos ascendieron a 1.797 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012, manteniéndose en niveles similares respecto al mismo período del ejercicio 2011 (1.792 millones de euros).

Esta variación corresponde a una reducción de 14 millones de euros (-1,8%) en los "Gastos de personal", que se situaron en 773 millones de euros, y a un aumento de 19 millones de euros (+1,9%) en los "Otros gastos de explotación", que se situaron en 1.024 millones de euros.

Amortizaciones y pérdidas por deterioro

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 1.237 millones de euros en enero-septiembre de 2012, con un aumento de 106 millones de euros (+9,4%) respecto al mismo período de 2011 debido fundamentalmente al saneamiento por importe de 67 millones de euros realizado sobre los activos en Irlanda.

Resultado financiero neto: 229 millones de euros

Los resultados financieros netos del período enero-septiembre de 2012 supusieron un coste de 229 millones de euros, 74 millones de euros menos que en el mismo período de 2011.

Esta disminución se compone, por una parte, de una reducción de 94 millones de euros en los gastos financieros netos, y, por otra parte, de una variación de 20 millones de euros en las diferencias de cambio netas, que han pasado de un ingreso de 15 millones de euros en el período enero-septiembre de 2011 a un gasto de 5 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012.

La disminución de los gastos financieros netos en este Negocio se debe tanto a la reducción del volumen de deuda financiera neta entre ambos periodos como del coste medio de dicha deuda.

La deuda financiera neta del Negocio de España y Portugal y Resto se situó en 6.451 millones de euros a 30 de septiembre de 2012, frente a los 6.841 millones que registraba al final del ejercicio 2011. De este importe, 5.852 millones de euros están financiando activos regulatorios: 4.208 millones de euros correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas y 1.644 millones de euros a las compensaciones de la generación extrapeninsular.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.928 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en España y Portugal y Resto ascendieron a 1.928 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012 frente a los 1.523 millones de euros del mismo período de 2011, lo que supone un aumento del 26,6%, el cual se ha debido fundamentalmente a los menores pagos de impuesto sobre sociedades realizados en el período enero-septiembre de 2012 en comparación con el mismo período del año anterior y a la mejor evolución del capital circulante.

Inversiones: 778 millones de euros

Las inversiones del Negocio de España y Portugal y Resto fueron de 778 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012 según el siguiente detalle:

	Millones de Euros		% Var.
	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	
Inversiones Totales del Negocio en España y Portugal y Resto			
Materiales	672	703	(4,4)
Inmateriales	57	70	(18,6)
Financieras	49	64	(23,4)
TOTAL (*)	778	837	(7,0)

(*) No incluye inversiones en activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas por importe de 80 millones de euros en 2011 y 73 millones de euros en 2012 ni la adquisición en el período enero-septiembre de 2012 de la cartera de clientes de gas en la Comunidad de Madrid por importe de 34 millones de euros.

	Millones de Euros		% Var.
	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	
Inversiones Materiales del Negocio en España y Portugal y Resto			
Generación	199	259	(23,2)
Distribución	473	442	7,0
Otros	-	2	Na
TOTAL	672	703	(4,4)

Negocio en Latinoamérica

Beneficio neto del Negocio de Latinoamérica: 393 millones de euros

El beneficio neto del Negocio latinoamericano de ENDESA del período enero-septiembre de 2012 se situó en 393 millones de euros, lo que supone una disminución del 23,4% con respecto al mismo período de 2011. Por su parte, el resultado bruto de explotación ha sido de 2.384 millones de euros lo que supone un aumento del 2,5% respecto del período enero-septiembre de 2011. El resultado de explotación se ha situado en 1.812 millones de euros, un 2,1% inferior al del período enero-septiembre de 2011.

La reducción del resultado neto a pesar del aumento del EBITDA se debe a los peores resultados financieros, como consecuencia principalmente del aumento del endeudamiento neto de este Negocio que se encuentra en fase de acometer importantes inversiones.

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 período enero-septiembre de 2012 ha sido favorable para el conjunto de los países con aumentos en Perú (+5,9%), Chile (+6,4% en el SIC y +4,2% en el SING), Brasil (+4,6%), Argentina (+3,5%) y Colombia (+3,9%).

En ese entorno, las ventas de distribución de las compañías de ENDESA, incluyendo peajes y consumos no facturados, se situaron en 54.316 GWh, con un incremento del 4,6% respecto del período enero-septiembre de 2011, habiéndose registrado aumentos en todos los países: Brasil (+7,2%), Chile (+5,4%), Perú (+5,0%), Colombia (+3,3%) y Argentina (+1,9%).

	Generación (GWh)		Distribución (GWh) ⁽¹⁾	
	Enero-Septiembre 2012	% Var. Enero-Septiembre 2011	Enero-Septiembre 2012	% Var. Enero-Septiembre 2011
Chile	15.296	5,5	10.775	5,4
Argentina	11.715	(6,4)	13.308	1,9
Perú	6.981	(4,5)	5.142	5,0
Colombia	10.249	19,0	9.882	3,3
Brasil	3.544	48,0	15.209	7,2
TOTAL	47.785	5,4	54.316	4,6

(1) Incluye peajes y consumos no facturados por 9.919 GWh. Sin peajes ni consumos no facturados las ventas del Negocio en Latinoamérica serían 44.397 GWh (+4,3%).

Por lo que respecta al negocio de generación de las compañías de ENDESA, la producción de electricidad ha aumentado en un 5,4%, alcanzando los 47.785 GWh. Por países, destacar que los aumentos de la producción en Brasil (+48,0%), Colombia (+19,0%) y Chile (+5,5%) han compensado la reducción en Argentina (-6,4%) y Perú (-4,5%).

Márgenes unitarios

En enero-septiembre de 2012, el margen unitario de la actividad de generación ha descendido un 6,4%, situándose en 27,1 €/MWh. Durante el período se han producido mejoras en Perú (+11,8%) y Colombia (+11,6%), que han compensado parcialmente las reducciones en el margen unitario de generación de Chile (-26,6%), Argentina (-30,9%) y Brasil (-0,7%).

Por lo que se refiere al margen unitario de la actividad de distribución del período enero-septiembre de 2012, se situó en 34,7 €/MWh, con un aumento del 4,4% respecto del mismo período de 2011 compensando la caída del margen de generación. Esta variación es consecuencia de la mejora alcanzada en el margen unitario de Colombia (+17,0%), Perú (+13,3%), Argentina (+10,5%) y Chile (+4,8%), habiéndose reducido únicamente en Brasil (-6,6%).

Desarrollo de nueva capacidad

El desarrollo de los trabajos de la Central de Bocamina II en Chile (350 MW) ha avanzado con problemas con el contratista, el Consorcio liderado por Tecnimont, que ha determinado la necesidad de la filial Empresa Nacional de Electricidad, S.A. de presentar una demanda arbitral contra dicho contratista el pasado 17 de octubre de 2012 ante la Cámara Internacional de Arbitraje de París, así como ejecutar las garantías bancarias prestadas por dicho Consorcio. Sin perjuicio de ello, y pese a no haberse completado los trabajos por el contratista de acuerdo con los términos contractuales previstos, el pasado 29 de octubre Empresa Nacional de Electricidad, S.A. declaró a los Centros de Despacho Económico de Carga de Chile (en adelante, "CDEC") (Operador del Sistema) que la central entró en operación comercial.

En relación a la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), se han efectuado las principales licitaciones para reponer la infraestructura y se ha avanzado en los planes de relocalización de la población afectada. Por lo que respecta al equipamiento principal, se recibieron los primeros equipos el pasado mes de septiembre y, en relación a las obras civiles, durante el pasado mes de agosto se efectuó una reprogramación general que permitirá asegurar los plazos de puesta en servicio.

Finalmente, y por lo que se refiere al proyecto térmico de Talara en Perú (183 MW), en agosto se recibieron en terreno la turbina y el transformador. La puesta en marcha de esta planta de ciclo abierto dual (diesel/gas natural) se prevé en el primer semestre de 2013.

Novedades Regulatorias

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.

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, aprobado en noviembre de 2011. Debido a esta demora en la aplicación de la nueva metodología, las tarifas vigentes en 2011 fueron prorrogadas provisionalmente un año más de manera que los efectos de la revisión tarifaria para los consumidores de Companhia Energética do Ceará, S.A. se han aplicado en la misma fecha que el reajuste anual subsiguiente, esto es, la nueva tarifa aplicable el 22 de abril de 2012 ha sido el resultado de los dos cálculos, la revisión ordinaria cuatrienal y el reajuste anual. El 17 de abril, ANEEL aprobó el cálculo del Índice de Reposicionamiento Tarifario (IRT). Considerando el efecto de estas dos medidas, la variación del Valor Agregado de Distribución (Parcela B) ha sido de -12%.

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. Dicha Medida Provisoria, que no afecta a ninguna de las concesiones de las filiales de ENDESA en Brasil, debe ser tramitada como Proyecto de Ley en el Parlamento.

Colombia

El 9 de mayo de 2012 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante, "CREG") publicó la Resolución Nº 043 de 2012, que modifica las Resoluciones CREG 156, 157, 158 y 159 de 2011, las cuales establecen el nuevo Reglamento de Comercialización y que entró en vigencia el pasado 1 de julio 2012.

El 25 de agosto, la CREG expidió la Resolución CREG 060 de 2012 que aprobó el índice de pérdidas de nivel de tensión 1 para Codensa, S.A.E.S.P. en 9,60%. El porcentaje aprobado podrá facilitar ganancias de eficiencia entre las pérdidas reales y las reguladas, durante los cinco años de aplicación de la norma.

Argentina

El pasado mes de julio 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 dos periodos 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 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.

Procesos de reordenación societaria

Con fecha 27 de febrero de 2012 el Consejo de Administración de ENDESA ha autorizado 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.

A la fecha de presentación de este Informe de Gestión Consolidado se ha materializado ya 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 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 Latinoamérica, S.A.U. de una sociedad propietaria de todas sus participaciones directas en la región, a excepción de la participación en la propia Enersis, S.A., y mediante la aportación de efectivo por parte de los accionistas minoritarios de Enersis, S.A.

Resultado bruto de explotación: 2.384 millones de euros

El EBITDA del Negocio latinoamericano de ENDESA ascendió a 2.384 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012, con un aumento del 2,5% respecto del mismo período de 2011. El EBITDA presenta un impacto positivo de 104 millones de euros en relación 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 opera.

A su vez, el EBIT fue de 1.812 millones, un 2,1% inferior al obtenido en el período enero-septiembre de 2011. La reducción del EBIT a pesar del aumento en el EBITDA se debe al efecto positivo que se registró en el EBIT de los primeros nueve meses de 2011 por la recuperación de cuentas a cobrar con Argentina previamente provisionadas.

	EBITDA			EBIT		
	(Millones de Euros)			(Millones de Euros)		
	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.
Generación y Transporte	1.234	1.309	(5,7)	971	1.104	(12,0)
Distribución	1.169	1.048	11,5	863	779	10,8
Otros	(19)	(32)	Na	(22)	(33)	Na
TOTAL	2.384	2.325	2,5	1.812	1.850	(2,1)

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

	EBITDA			EBIT		
	(Millones de Euros)			(Millones de Euros)		
	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.
Chile	307	472	(35,0)	207	369	(43,9)
Colombia	457	301	51,8	410	261	57,1
Brasil	183	168	8,9	167	151	10,6
Perú	187	186	0,5	137	145	(5,5)
Argentina	40	99	(59,6)	7	75	(90,7)
TOTAL GENERACIÓN	1.174	1.226	(4,2)	928	1.001	(7,3)
Interconexión Brasil- Argentina	60	83	27,7	43	103	(58,3)
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	1.234	1.309	(5,7)	971	1.104	(12,0)

EBITDA y EBIT del Negocio en Latinoamérica – Distribución						
	EBITDA (Millones de Euros)			EBIT (Millones de Euros)		
	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.
Chile	209	184	13,6	171	149	14,8
Colombia	377	261	44,4	294	189	55,6
Brasil	507	511	(0,8)	370	389	(4,9)
Perú	114	106	7,5	85	82	3,7
Argentina	(38)	(14)	Na	(57)	(30)	Na
TOTAL DISTRIBUCIÓN	1.169	1.048	11,5	863	779	10,8

Generación y transporte

Chile

En Chile, la generación eléctrica de las compañías participadas se ha situado en 15.296 GWh, un 5,5% más que en el mismo período del año anterior, pero los menores ingresos de explotación asociados a una reducción del 11,5% en los precios medios de venta de energía por reducción de los contratos con indexación a coste marginal, las mayores compras de energía y gastos de transporte, y la menor recuperación de la RM88 (-95 millones de euros), han provocado una reducción del 35,0% en el EBITDA de la generación, que ascendió a 307 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012.

El EBIT del período ascendió a 207 millones de euros, con una disminución del 43,9% respecto del mismo período del ejercicio anterior.

Colombia

En Colombia, el EBITDA y el EBIT de la generación han aumentado 156 y 149 millones de euros, respectivamente, en el período de enero-septiembre de 2012 respecto del mismo período del año anterior como consecuencia del efecto no recurrente del Impuesto al Patrimonio registrado en 2011 y que supuso el registro de un gasto de 65 millones de euros.

Sin tener en cuenta este efecto extraordinario en 2011, el EBITDA y el EBIT de la generación en Colombia habrían aumentado un 24,9% y un 25,8% respectivamente, como consecuencia principalmente de la mayor producción del período por mejor hidrología (+19,0%) 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 3.544 GWh en el período enero-septiembre de 2012, con un aumento del 48,0% respecto del mismo período de 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 (+8,9%) como en el EBIT (+10,6%) situándose en 183 millones de euros y 167 millones de euros, respectivamente.

Perú

En el período enero-septiembre de 2012, y a pesar de la reducción del 4,5% en la generación eléctrica total de las compañías participadas por ENDESA en Perú por menor producción de Ventanilla, el EBITDA ha aumentado un 0,5% situándose en 187 millones de euros.

El EBIT se ha reducido en un 5,5% hasta los 137 millones de euros.

Argentina

Durante el período enero-septiembre de 2012, la reducción del 6,4% de la generación eléctrica así como los menores márgenes en ventas como consecuencia de la no renovación de las mejoras pactadas por la compañías generadoras el ejercicio anterior y los mayores gastos fijos, han producido una reducción en el EBITDA del 59,6% respecto del período enero-septiembre de 2011 situándose en 40 millones de euros.

El EBIT del período ascendió a 7 millones de euros, con una disminución del 90,7% respecto del mismo período del ejercicio anterior.

Interconexión entre Brasil y Argentina

A partir del mes de abril de 2011 las dos líneas de la interconexión entre Brasil y Argentina comenzaron a percibir una remuneración regulada, lo que ha permitido a Compañía de Interconexión Energética, S.A. obtener un EBITDA de 60 millones de euros, en el período enero-septiembre de 2012, en comparación con 83 millones de euros obtenidos en el mismo período de 2011.

El EBIT del período ha ascendido a 43 millones de euros como consecuencia de lo comentado en el párrafo anterior, si bien, y dado que en el período enero-septiembre de 2011 se produjo la reversión de provisiones correspondientes al cobro de cuentas a cobrar con Argentina que habían sido provisionadas previamente, el resultado de explotación del período enero-septiembre de 2012 se reduce en 60 millones de euros en comparación con el mismo período de 2011.

Distribución

Chile

El aumento de las ventas físicas (+5,4%) 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 13,6% y 14,8%, respectivamente, situándose en 209 millones de euros y 171 millones de euros, respectivamente.

Colombia

El EBITDA y el EBIT de la distribución en Colombia han experimentado aumentos de 116 y 105 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 23,6% y un 26,2%, respectivamente, por el incremento tanto de la electricidad vendida (+3,3%) como del margen unitario (+17,0%).

Brasil

El EBITDA en el período enero-septiembre de 2012 se situó en 507 millones de euros, manteniéndose similar respecto al mismo período del ejercicio 2011 (-0,8%) y el EBIT en 370 millones de euros, con una reducción del 4,9%, sobre el mismo período del 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 período enero-septiembre de 2012 debido al aumento del 5,0% en las ventas físicas. Ello ha situado el EBITDA en 114 millones de euros, un 7,5% superior al del período enero-septiembre de 2011. El EBIT se ha situado en 85 millones de euros, un 3,7% superior al obtenido en el mismo período de 2011.

Argentina

A pesar del aumento de las ventas físicas (+1,9%) como consecuencia de la mayor demanda (+3,5%), el EBITDA de la distribución de Argentina ha sido de 38 millones de euros negativos frente a 14 millones de euros, también negativos, en el período enero-septiembre de 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 57 millones de euros, negativos, 27 millones de euros peor que el del mismo período del ejercicio anterior.

Resultado financiero neto: 405 millones de euros

Los resultados financieros netos del Negocio en Latinoamérica de ENDESA supusieron un coste de 405 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012, lo que supone un aumento del 52,8% respecto del mismo período de 2011. Esta variación se compone de un aumento de 114 millones de euros en los gastos financieros netos y de 26 millones de euros en las diferencias de cambio netas, que han pasado de 7 millones de euros negativos en el período de enero-septiembre de 2011 a 33 millones de euros, también negativos, en el período enero-septiembre de 2012.

El aumento de los gastos financieros netos se debe al aumento de la cifra de deuda como consecuencia de las inversiones que se están acometiendo en este Negocio, así como por el hecho de que los gastos financieros netos del período enero-septiembre de 2011 incluían un ingreso de 36 millones de euros correspondientes 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.

El endeudamiento neto del Negocio en Latinoamérica era de 4.656 millones de euros a 30 de septiembre de 2012, cifra superior en 495 millones de euros a la existente al cierre del ejercicio 2011.

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación: 1.173 millones de euros

Los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación en el Negocio en Latinoamérica ascendieron a 1.173 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012 en comparación con 1.482 millones de euros del mismo período de 2011. Esta reducción se debe fundamentalmente al mayor pago de impuesto sobre sociedades realizado durante el período.

Inversiones: 881 millones de euros

Las inversiones de este Negocio fueron de 881 millones de euros en el período enero-septiembre de 2012. De este importe, 96 millones de euros corresponden a inversiones financieras y 785 millones de euros a inversiones materiales e inmateriales conforme al siguiente detalle:

Inversiones Materiales e Inmateriales del Negocio en Latinoamérica	Millones de Euros		% Var.
	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	
Generación	364	337	8,0
Distribución y Transporte	235	220	6,8
Otros	2	6	(66,7)
TOTAL MATERIAL	601	563	6,7
Inmaterial (*)	184	200	(8,0)
TOTAL MATERIAL E INMATERIAL	785	763	2,9

(*) 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 Estadístico

Datos Industriales

Generación de Electricidad (GWh)	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	60.808	57.268	6,2
Negocio en Latinoamérica	47.785	45.335	5,4
TOTAL	108.593	102.603	5,8

Generación de Electricidad en España y Portugal y Resto (GWh)	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	% Var.
Peninsular	48.732	45.471	7,2
Nuclear	21.025	18.480	13,8
Carbón	20.396	17.014	19,9
Hidroeléctrica	4.202	5.281	(20,4)
Ciclos Combinados (CCGT)	3.109	4.696	(33,8)
Extrapesinular	10.289	10.608	(3,0)
Portugal	1.077	572	88,3
Resto	710	617	15,1
TOTAL	60.808	57.268	6,2

Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	% Var.
Chile	15.296	14.499	5,5
Argentina	11.715	12.518	(6,4)
Perú	6.981	7.307	(4,5)
Colombia	10.249	8.616	19,0
Brasil	3.544	2.395	48,0
TOTAL	47.785	45.335	5,4

Ventas de Electricidad (GWh)	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	78.831	80.525	(2,1)
CUR	19.493	22.045	(11,6)
Mercado Liberalizado	58.492	57.773	1,2
Resto ⁽¹⁾	846	707	19,7
Negocio en Latinoamérica ⁽²⁾	54.316	51.942	4,6
Chile	10.775	10.223	5,4
Argentina	13.308	13.064	1,9
Perú	5.142	4.895	5,0
Colombia	9.882	9.568	3,3
Brasil	15.209	14.192	7,2
TOTAL	133.147	132.467	0,5

(1) Ventas de generación.

(2) Incluye peajes y consumos no facturados por 9.919 GWh en el período enero-septiembre de 2012. Sin peajes ni consumos no facturados las ventas del Negocio en Latinoamérica serían 44.397 GWh (+4,3%).

Ventas de Gas (GWh)	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.
Mercado Liberalizado (*)	39.222	35.380	10,9
TOTAL	39.222	35.380	10,9

(*) Sin consumos propios de generación.

Plantilla Final (Nº de Empleados)	30 de Septiembre de 2012	30 de Septiembre de 2011	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	11.781	11.988	(1,7)
Negocio en Latinoamérica	11.306	11.016	2,6
TOTAL	23.087	23.004	0,4

Datos Económico-Financieros

Parámetros de Valoración (Euros)	Enero- Septiembre 2012	Enero- Septiembre 2011	% Var.
Beneficio Neto por Acción ⁽¹⁾	1,57	1,87	(16,0)
Valor Contable por Acción ^{(2) (3)}	19,37	17,68	9,61

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

(2) Patrimonio Neto Sociedad Dominante / Nº Acciones.

(3) A 30 de septiembre.

Deuda Financiera Neta (Millones de Euros)	30 de Septiembre de 2012	31 de Diciembre de 2011	% Var.
Negocio en España y Portugal y Resto	6.451	6.841	(5,7)
Negocio en Latinoamérica	4.656	4.161	11,9
TOTAL	11.107	11.002	1,0
Apalancamiento (%)	42,4	44,6	-

Rating (8 de noviembre de 2012)	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB+	A-2	Negativa
Moody's	Baa2	P-2	Negativa
Fitch	BBB+	F2	Revisión Negativa

Referencias de Emisiones de Renta Fija de ENDESA	Margen sobre IRS (p.b.)	
	30 de Septiembre de 2012	31 de Diciembre de 2011
0,3 A 700 MEUR 5,375% Vencimiento Febrero 2013	50	157

Datos Bursátiles	30 de Septiembre de 2012	31 de Diciembre de 2011	% Var.
Capitalización Bursátil (Millones de Euros)	15.828	16.781	(5,7)
Nº de Acciones en Circulación	1.058.752.117	1.058.752.117	-
Nominal de la Acción (Euros)	1,2	1,2	-

Datos Bursátiles (Acciones)	Enero-Septiembre 2012	Enero-Septiembre 2011	% Var.
Volumen de Contratación			
Mercado Continuo	132.802.673	131.092.468	1,3
Volumen Medio Diario de Contratación			
Mercado Continuo	691.681	679.236	1,8

Cotización (Euros)	Máximo Enero-Septiembre 2012	Mínimo Enero-Septiembre 2012	30 de Septiembre de 2012	31 de Diciembre de 2011
Mercado Continuo	16,32	11,63	14,95	15,85

Dividendos (Euro / Acción)	Con Cargo al Resultado de 2011
Dividendo por Acción Total	0,606
Pay-out (%)	29,0
Rentabilidad por Dividendo (%)	3,8

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.