

Resultados 1S 2008
Fuerte crecimiento en todos los negocios



Resultados 1T 2008



12 de mayo de 2008

Nota aclaratoria

- A efectos de analizar la evolución del Grupo en el primer trimestre de 2008 y su comparación con 2007, el análisis se ha realizado sobre las operaciones que tienen la consideración de continuadas. El resultado de las actividades interrumpidas sólo está recogido en el resultado neto
- Bajo el criterio marcado por la NIIF 5, se clasifican como operaciones interrumpidas los activos de Endesa Europa y las centrales de generación en España que Endesa ha incluido en el contrato de venta de activos a E.On AG en cumplimiento del acuerdo firmado entre los principales accionistas, Enel y Acciona, el pasado 26 de marzo de 2007
- El criterio contable de registro de las participaciones sobre las que Endesa mantiene control conjunto con otros accionistas ha cambiado de puesta en equivalencia a integración proporcional. Los datos del 2007 han sido modificados con dicho criterio para realizar una comparación homogénea

Claves del periodo 1T 2008

▪ Resultados estables:

- EBITDA de 1.631 M€ (-3,2%)
- Resultado neto de 662 M€ (+4,6%)

▪ Retos relevantes de negocio:

- En España, aspectos regulatorios clave (vg. CO2) pendientes, demanda moderada y recuperación de precios del pool
- En Latinoamérica, niveles de actividad estables, con mayores márgenes en generación y menores en distribución

▪ Aspectos corporativos clave:

- Venta de activos a E.On a un precio atractivo
- Plan de sinergias avanza favorablemente
- Proceso iniciado para la creación de la compañía de renovables con Acciona

Resultados estables

M€	1T 2007	1T 2008	Variación
Ventas	4.144	5.147	+24%
Margen de contribución	2.431	2.394	-2%
EBITDA	1.685	1.631	-3%
EBIT	1.213	1.228	+1%
Gastos financieros netos⁽¹⁾	-226	-271	+20%
Resultado neto	633	662	+5%
	31.12.07	31.03.08	Variación
Apalancamiento	1,22x	1,19x	-0,03x

(1) El aumento de los gastos financieros netos se debe a un efecto positivo de 50M€ en las provisiones de EREs en 1T07 y a un efecto negativo de 10M€ por el mismo concepto en las cuentas de 2008.

Nota: El EBITDA habría crecido un 3% sin efecto RDL 11/2007 y un 0,1% si no se descontara a la energía vendida a clientes liberalizados

Venta de activos a E.On a un precio atractivo

M€

	Valor Empresa Total	Valor Empresa ajustado ⁽¹⁾	EBITDA 2007 ajustado ⁽¹⁾	
ENDESA EUROPA	10.750	8.730	864	<div style="border: 2px solid red; padding: 10px; text-align: center;"> EV/EBITDA= 10x </div> <div style="border: 2px solid red; padding: 10px; text-align: center; margin-top: 10px;"> Plusvalía bruta estimada: 4.500 M€ </div>
ACTIVOS ESPAÑA⁽²⁾	750	750	84	
TOTAL	11.500	9.480	948	

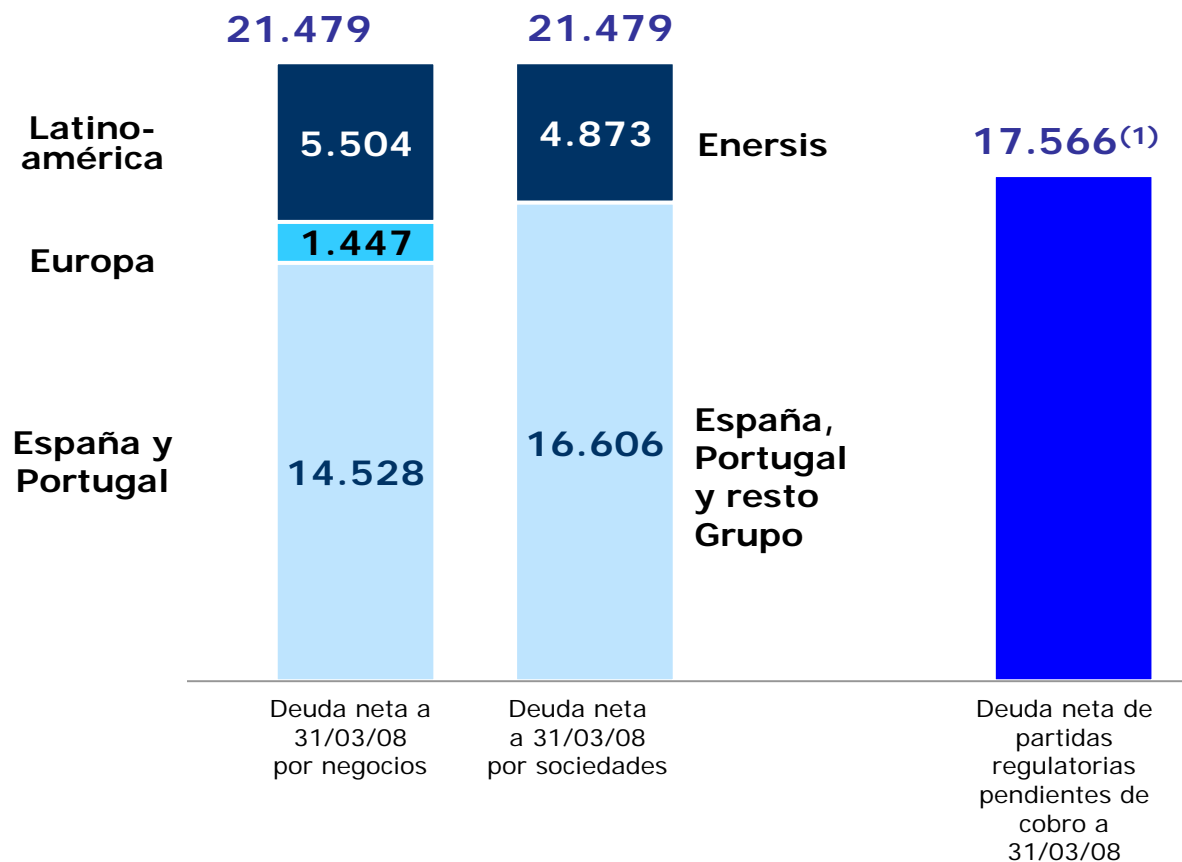
(1) Corregido por minoritarios.

(2) No incluye capacidad nuclear

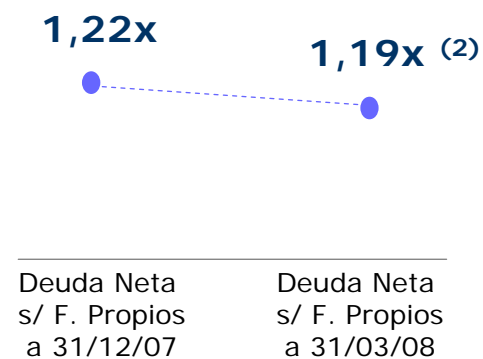
Fortaleza financiera

Deuda neta

M€



Apalancamiento



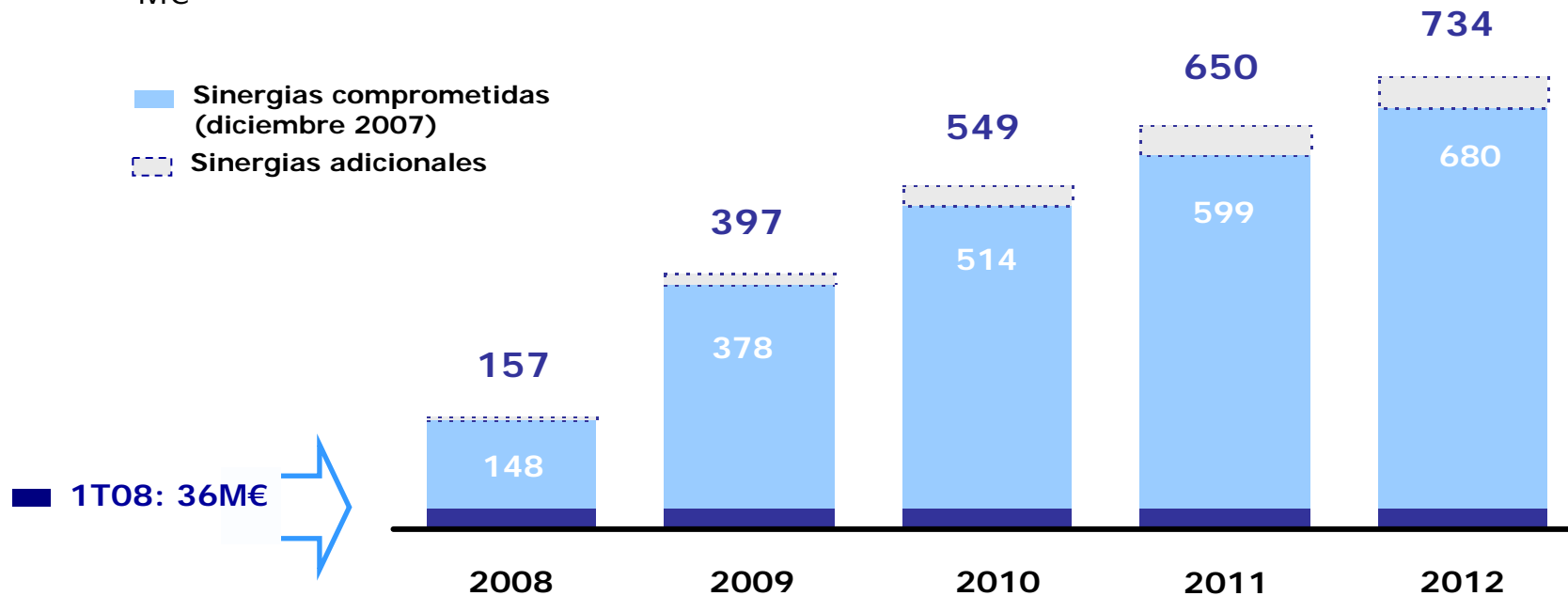
(1) El desglose de las partidas regulatorias pendientes de cobro figura en el Anexo (pg. 22)

(2) El apalancamiento se sitúa en 0,98 teniendo en cuenta las partidas regulatorias pendientes de cobro.

Plan de Sinergias y Eficiencias en línea con los objetivos

Sinergias y Eficiencias anuales⁽¹⁾

M€



- Se continúa trabajando en la identificación de sinergias adicionales a las ya comprometidas
- Alcanzado un 23% del objetivo previsto para 2008

(1) Recurrentes sobre la base de 2007
 Nota: Sinergias calculadas sobre margen, opex y capex

Resultados 1T 2008

Fuerte crecimiento en todos los



España y Portugal



Claves del periodo

- Crecimiento de la producción de Endesa (+4,5% *) en un entorno de crecimiento moderado de la demanda (+2,1%)
- Recuperación de los precios del Pool (+62%, 71,5€/Mwh vs. 44,1€/MWh)
- Condiciones hidráulicas adversas
- Fuerte incremento de los precios de los combustibles y del CO2 en los mercados internacionales
- Prudencia en la contabilización del RDL 11/2007. Impacto económico: 106 M€. Endesa no comparte esta medida de deducción de ingresos
- Nuevo récord en calidad de suministro (TIEPI -26% vs. 1T07, mejor calidad de servicio que la media del sector)

(*) Incluye 533GWh de pruebas del CCGT de Puentes y activos a desinvertir

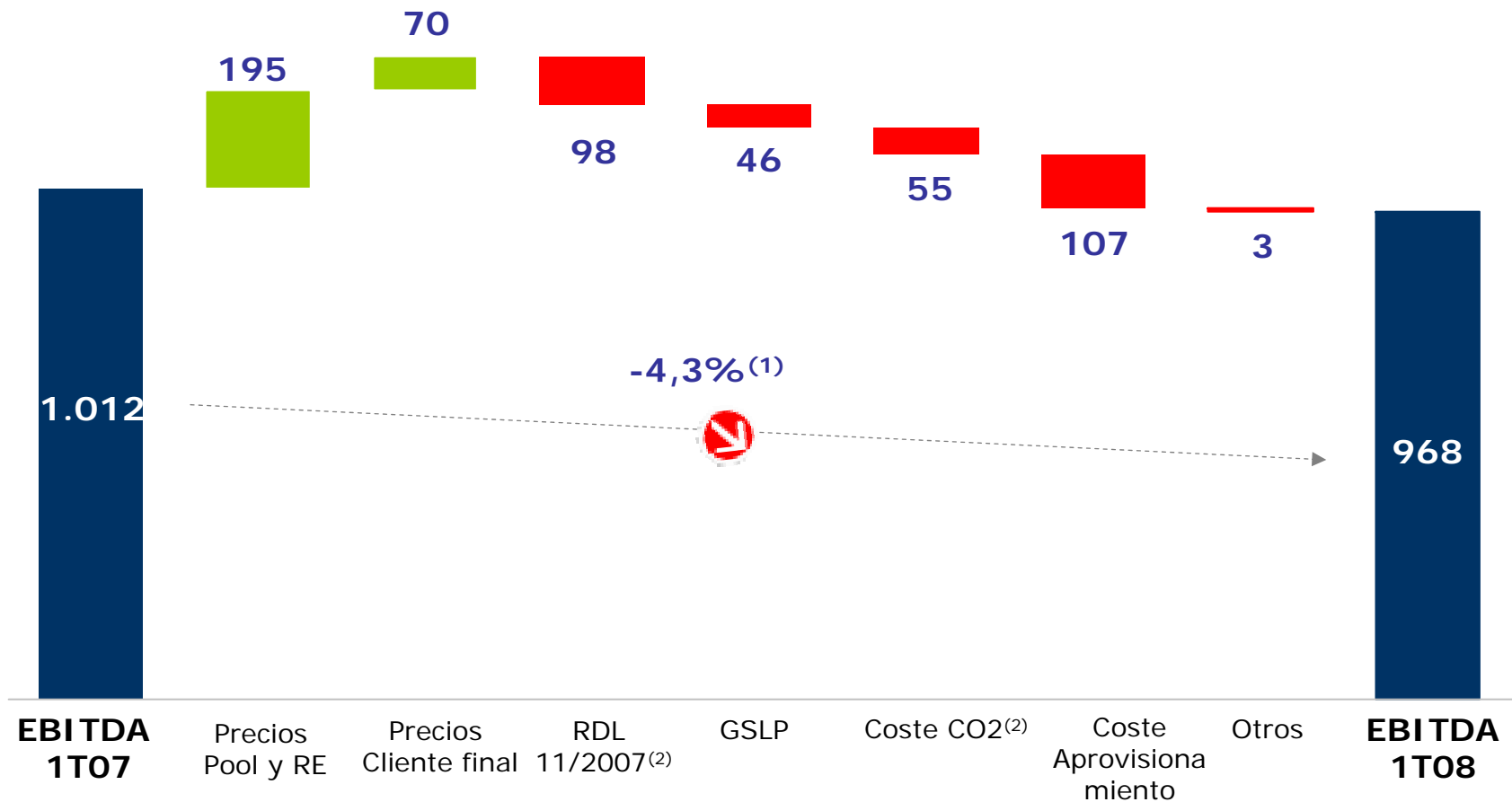
Cuenta de resultados España y Portugal 1T 2008

M€	1T 07	1T 08	Variación
Ventas	2.373	2.882	+21%
Margen de contribución	1.509	1.492	-1%
EBITDA	1.012	968	-4%
EBIT	671	708	+6%
Gastos financieros netos⁽¹⁾	-77	-156	+103%
Resultado neto	437	437	+0%

(1) El aumento de los gastos financieros netos se debe a un efecto positivo de 50M€ en las provisiones de EREs en 1T07 y a un efecto negativo de 10M€ por el mismo concepto en las cuentas de 2008.

Nota: El EBITDA habría crecido un 6% sin efecto RDL 11/2007 y un 1% si no se descontara a la energía vendida a clientes liberalizados

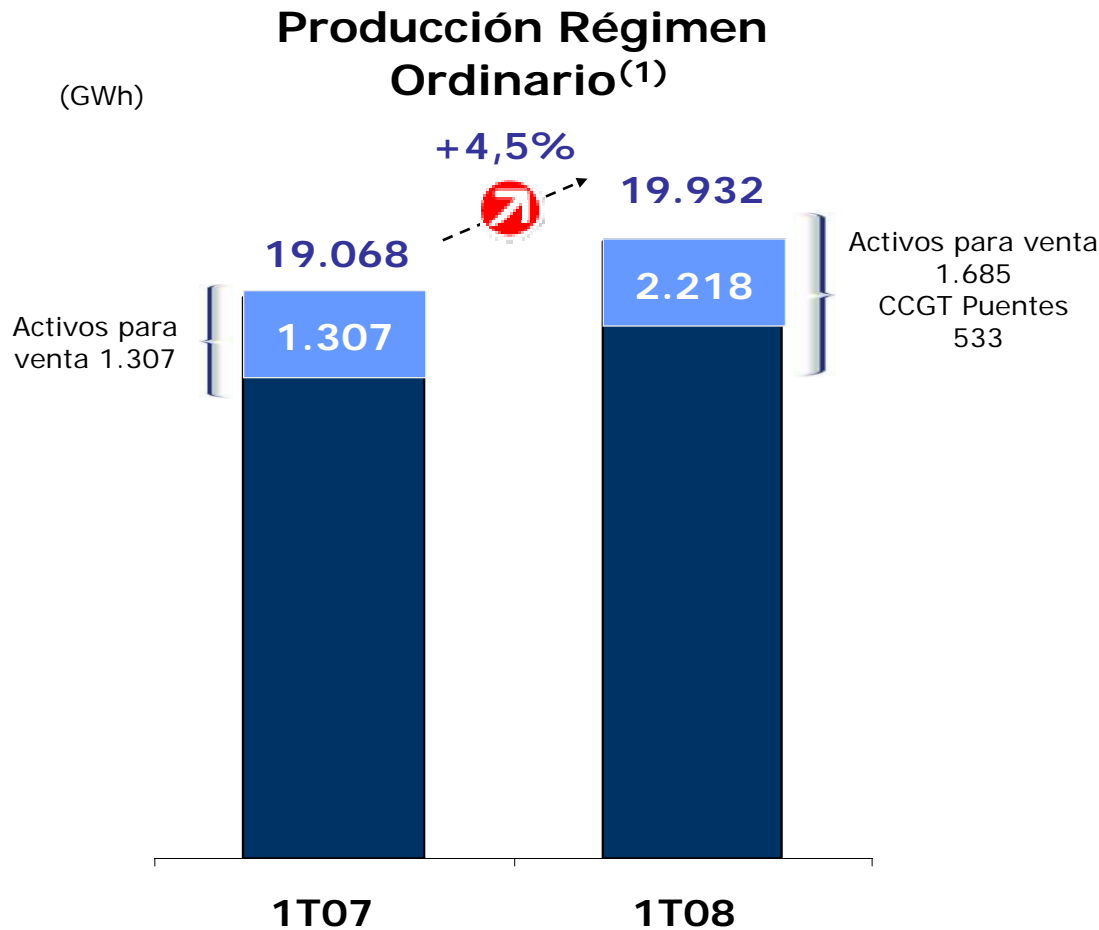
Mayores precios del pool neutralizados por mayor coste de CO2, de combustibles y la provisión del RDL 11/2007



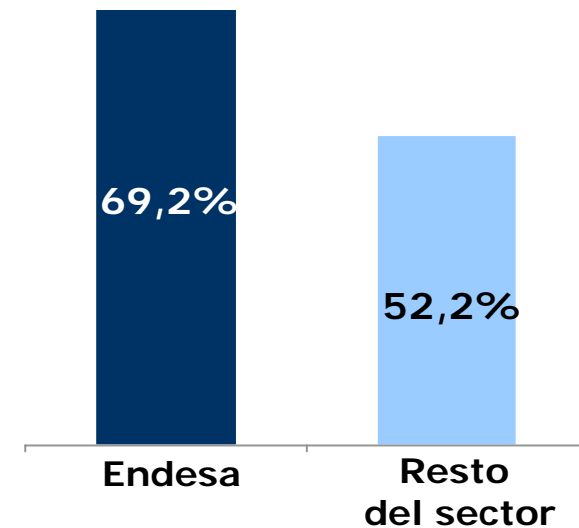
(1) La comparativa incorpora las sociedades de control conjunto, que consolidan por integración proporcional en lugar de puesta en equivalencia, pero no incluye las plantas a desinvertir

(2) Coste de CO2 peninsular (56M€ en 1T08 vs. 1M€ 1T07) y descuento de derechos (106M€ en 1T08 vs. 8M€ en 1T07)

Incremento de la producción en régimen ordinario superior al de la demanda



Un parque térmico con mayor factor de utilización ⁽²⁾

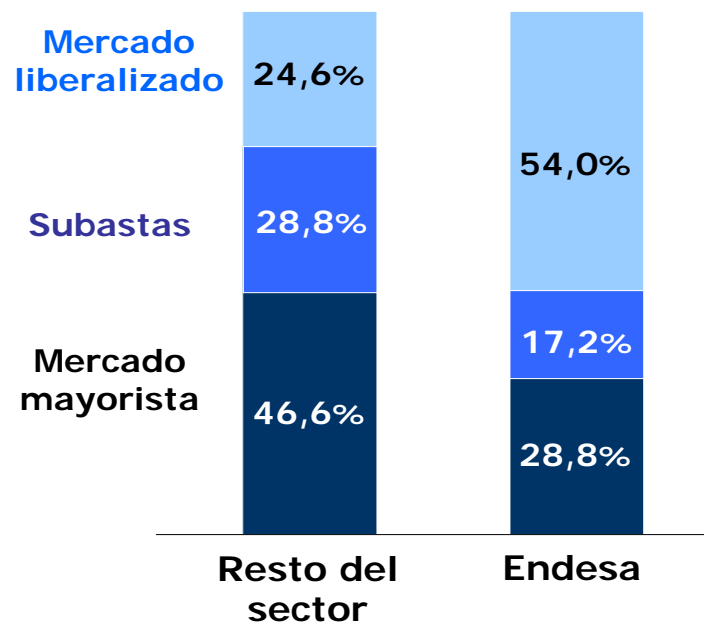


Y un parque hidráulico con menor volatilidad (-45% vs. -66% del sector)

(1) Incluye los activos a desinvertir, el CCGT de Puentes y las sociedades de control conjunto por integración proporcional
 (2) Térmica convencional sin incluir fuel-oil

Comercialización: cobertura entre generación y ventas

Ventas de Generación

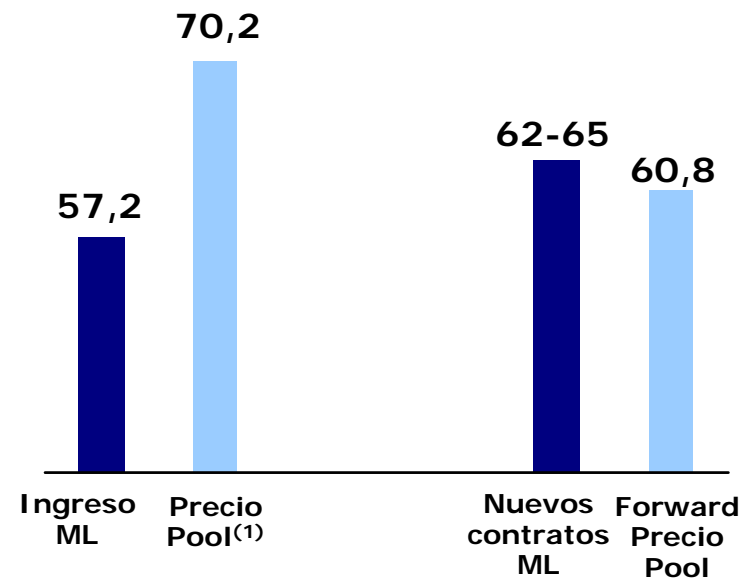


Ingreso ML y precio del pool

€/MWh

 1T08⁽²⁾

2008 E



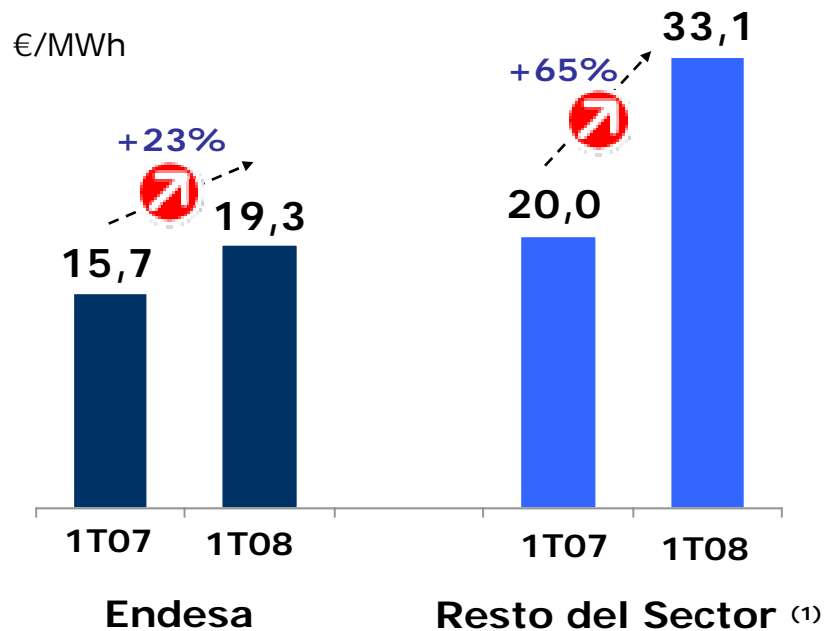
- Situación de precios de pool elevados. Renovaciones y firmas de nuevos contratos en 2008 a un precio equivalente entre 62 y 65 €/MWh, en función de los distintos segmentos de mercado, por encima de la media anual de los forward del mercado mayorista**

(1) No incluye GSLP (71,5€/MWh incluyéndolo)

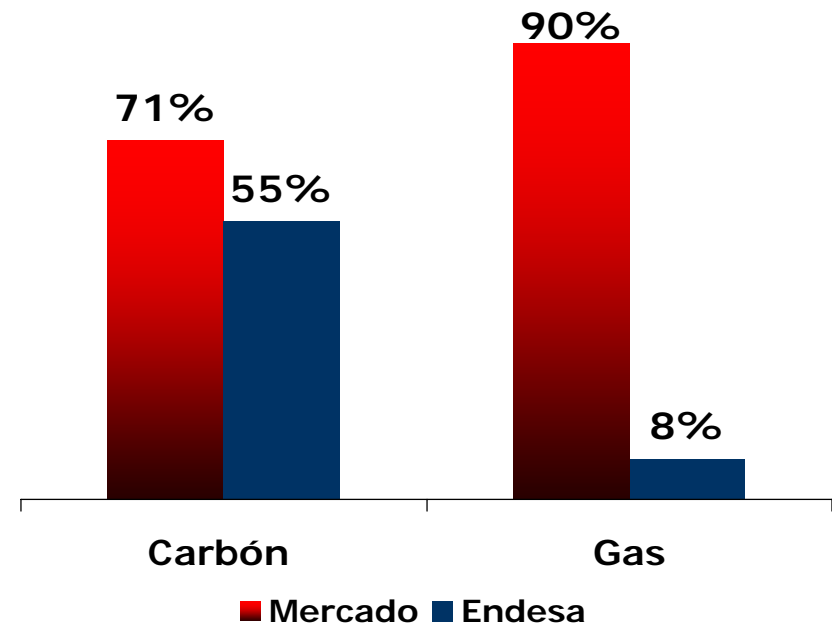
(2) La comparativa de un sólo trimestre no es relevante, dado el carácter a largo plazo de la relación con los clientes

Gestión del coste de combustibles mejor a la de nuestros competidores y batiendo al mercado

Competitividad del coste de combustible peninsular en RO frente el Sector





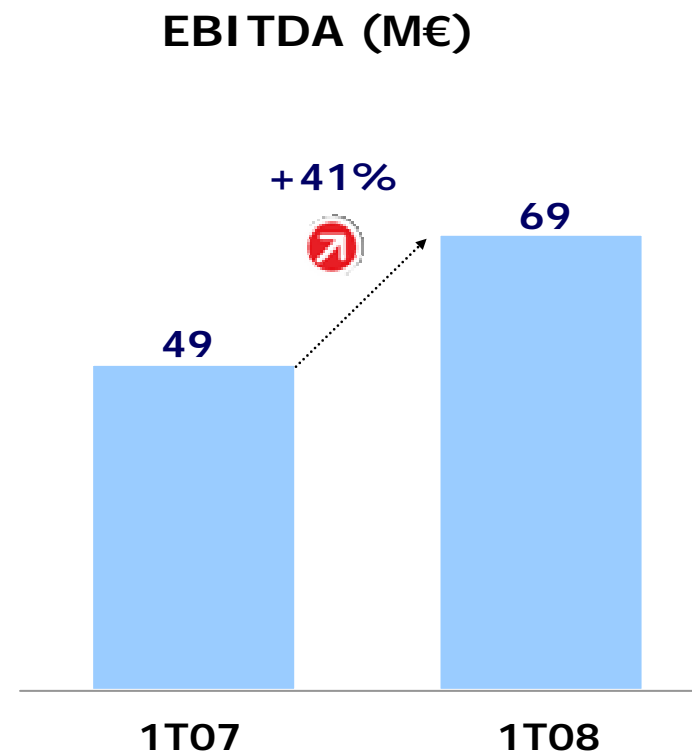
Competitividad frente al mercado de materias primas (evolución últimos 12 meses)



(1) Estimado

Régimen especial: fuerte crecimiento del EBITDA gracias a mejora de volúmenes y precios

	1T07		1T08
Producción⁽¹⁾	823	+5,5%	868
	GWh		GWh
Precio de venta régimen especial	81,7	+22,3%	99,9
	€/MWh		€/MWh



- 504 MW en construcción de nueva capacidad eólica

(1) Producción contable (es la que se corresponde con las ventas contabilizadas)

Resultados 1T 2008

Fuerte crecimiento en todos los



Latinoamérica

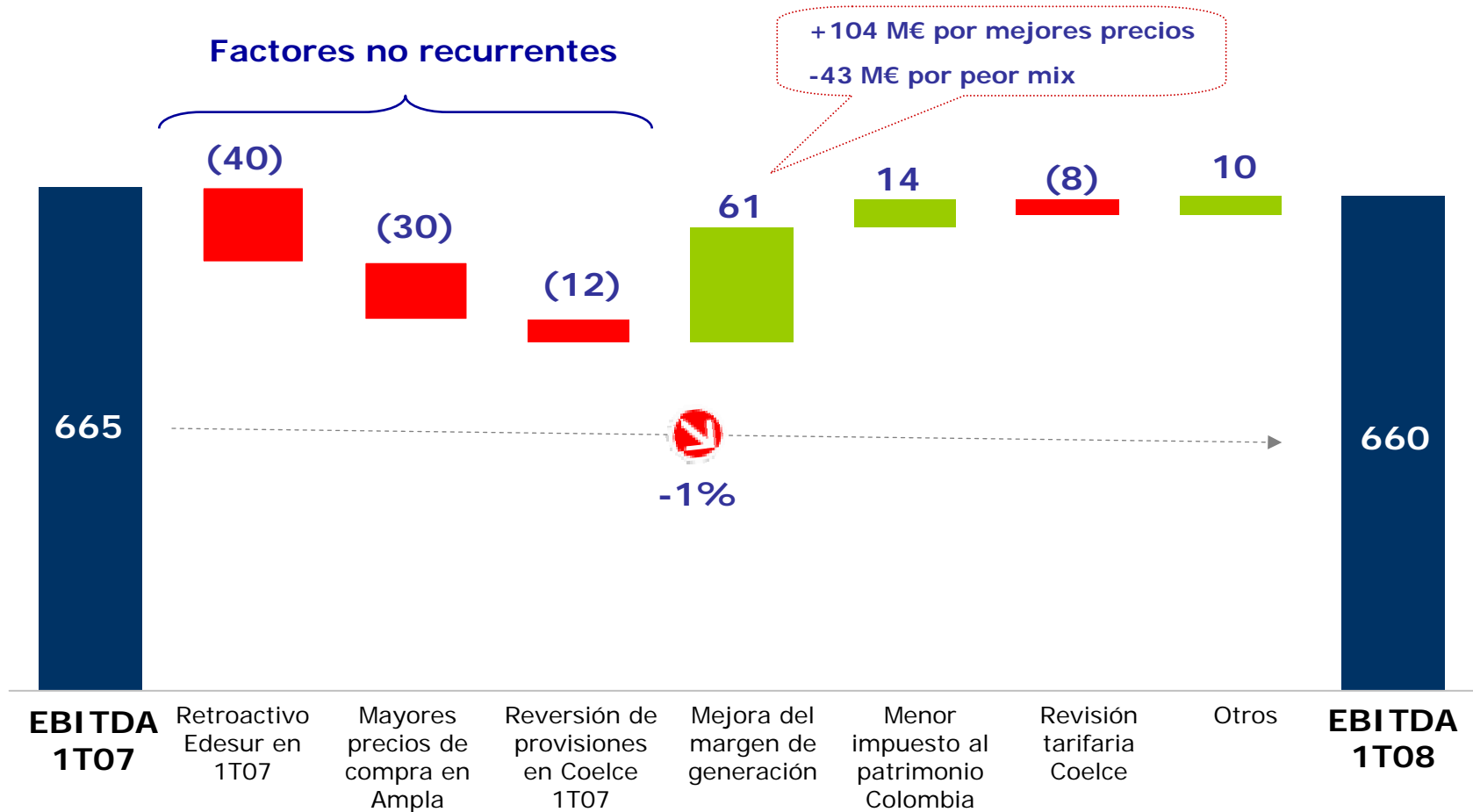


Cuenta de resultados Latinoamérica 1T 2008

M€	1T 2007	1T 2008	Variación	
Ventas	1.665	1.943	+17%	+20% ⁽¹⁾
Margen de contribución	912	895	-2%	+3% ⁽¹⁾
EBITDA	665	660	-1%	+6% ⁽¹⁾
EBIT	535	518	-3%	+5% ⁽¹⁾
Gastos financieros netos	-147	-116	-21%	
Resultado neto	96	128	+33%	

(1) Descontando el efecto retroactivo de Edesur en 1T07

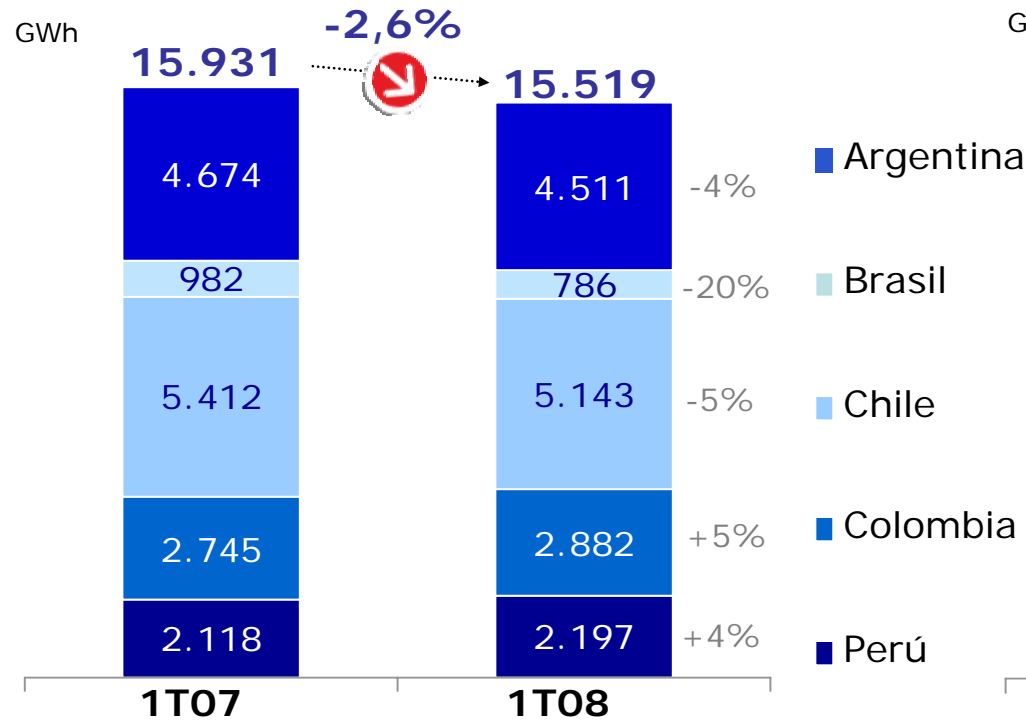
Mayores precios de venta de la Gx neutralizado por caída de márgenes y atípicos en la Dx



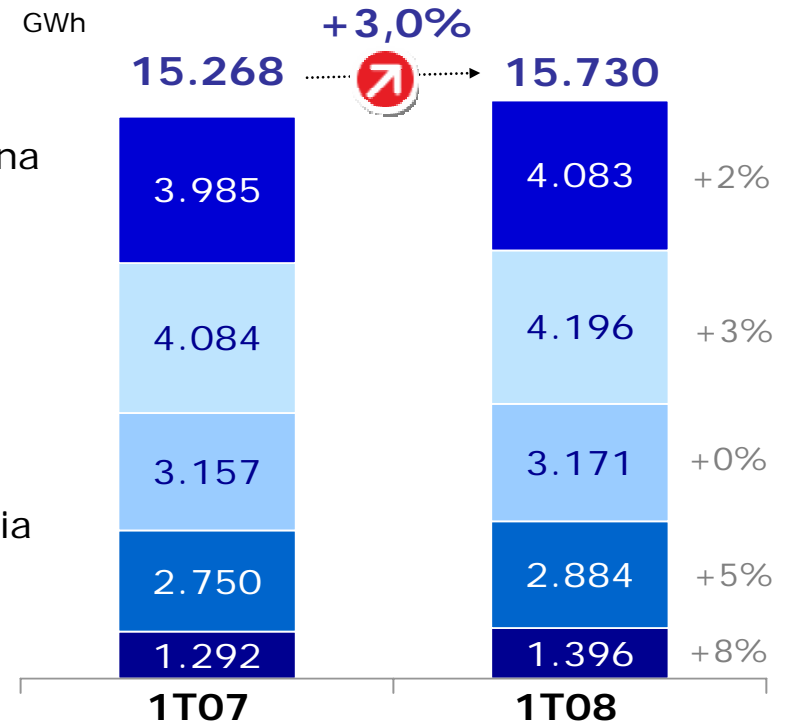
Nota: efecto de tipo de cambio prácticamente nulo entre 1T07 y 1T08

Menores niveles de actividad en generación y mayores en distribución

Producción de Generación

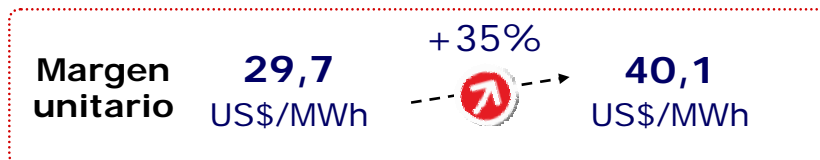
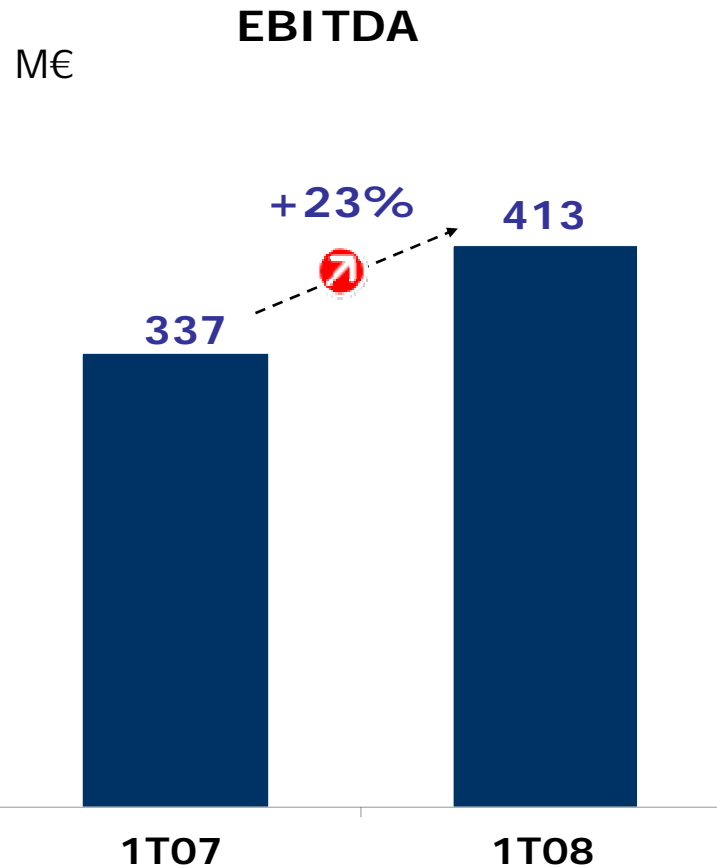


Ventas de Distribución



- Continúan las adversas condiciones hidráulicas
- Déficit de suministro de gas en Chile

Fuerte crecimiento en los resultados de Generación por la mejora de márgenes



Claves del período

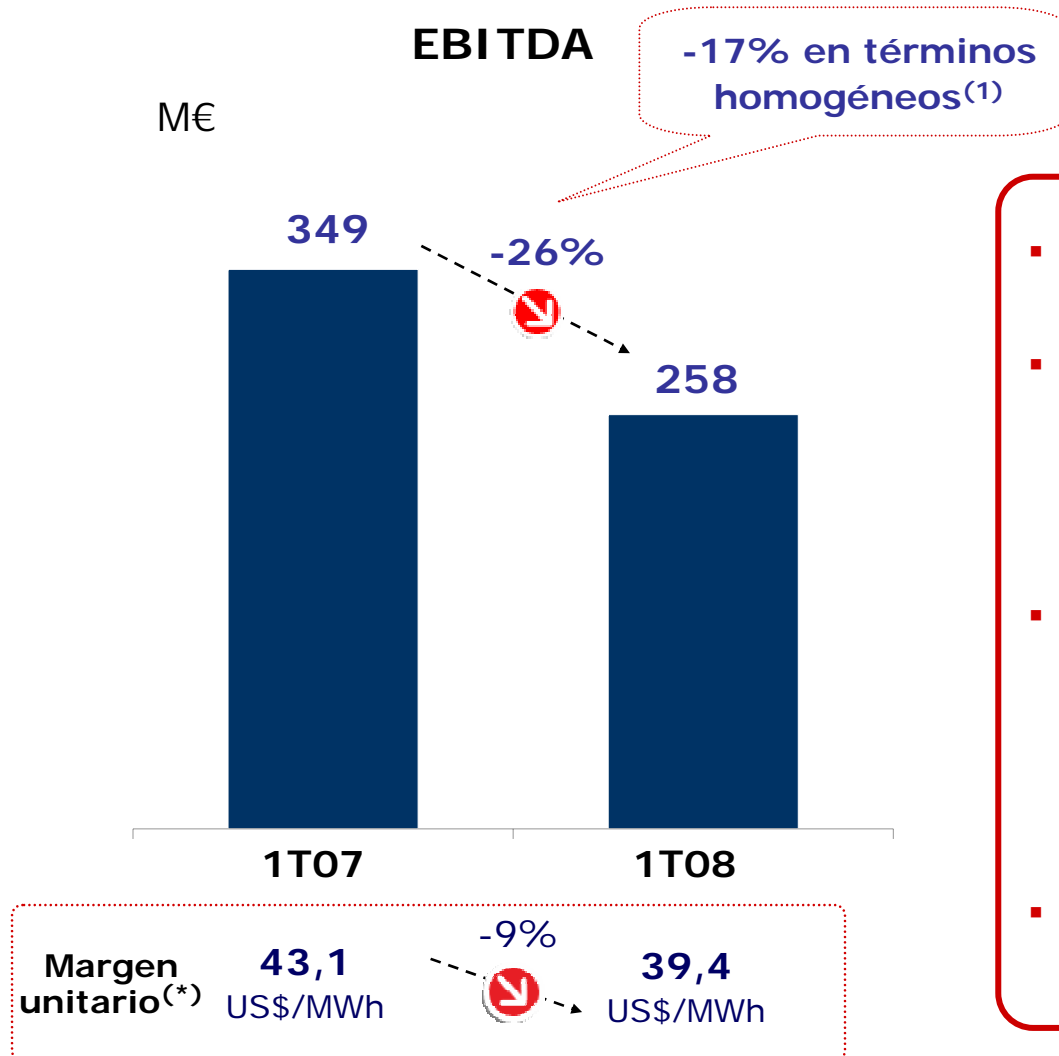
- Aumento de precios de venta en Argentina, Brasil y Chile

	Precios Spot (€/MWh)			Precio medio de venta de la generación de Endesa (€/MWh)		
	1T 07	1T 08	% Var	1T 07	1T 08	% Var
Argentina	17,5	20,7	18,1%	21,9	25,4	16,1%
Brasil	6,7	106,2	-	36,1	70,3	95,0%
Chile	82,5	188,3	128,3%	57,5	105,3	83,2%
Colombia	33,7	33,4	-0,8%	32,6	32,5	-0,1%
Perú	23,0	11,7	-49,3%	33,2	28,4	-14,3%
Media Endesa Latam				39,1	58,8	50,4%

- 447 MW nuevos en operación⁽¹⁾
- Mix de producción competitivo

(1) Desde marzo 07 entran en explotación: SIS II 353MW, Palmucho 32MW, Canela II 18MW, Ventanilla 26MW, Revisiones de Potencia 18MW

Caída en los resultados de Distribución



Claves del período

- Revisión 2007 del VAD en Coelce (-7%). Impacto de -8 M€
- Mayor coste de compra de energía en 1T08: Impacto negativo en Ampla (30 M€). Ya ha sido reconocida su recuperación vía tarifa en los 12 próximos meses.
- Elementos no recurrentes en el EBITDA del 1T07: 40 M€ en Edesur por retroactividad de la revisión tarifaria y 12 M€ en Coelce por reversión de provisiones de Baja renta.
- Mejora de eficiencia (pérdidas de energía 10,4% vs. 11,1% en 1T07)

(1) Descontando el efecto retroactivo de Edesur (40M€ en EBITDA). Los márgenes unitarios homogéneos son 39,4US\$/MWh en 1T08 vs. 39,3US\$/MWh en 1T07 = +0,5%

Resultados 1T 2008

Resultados 1S 2007

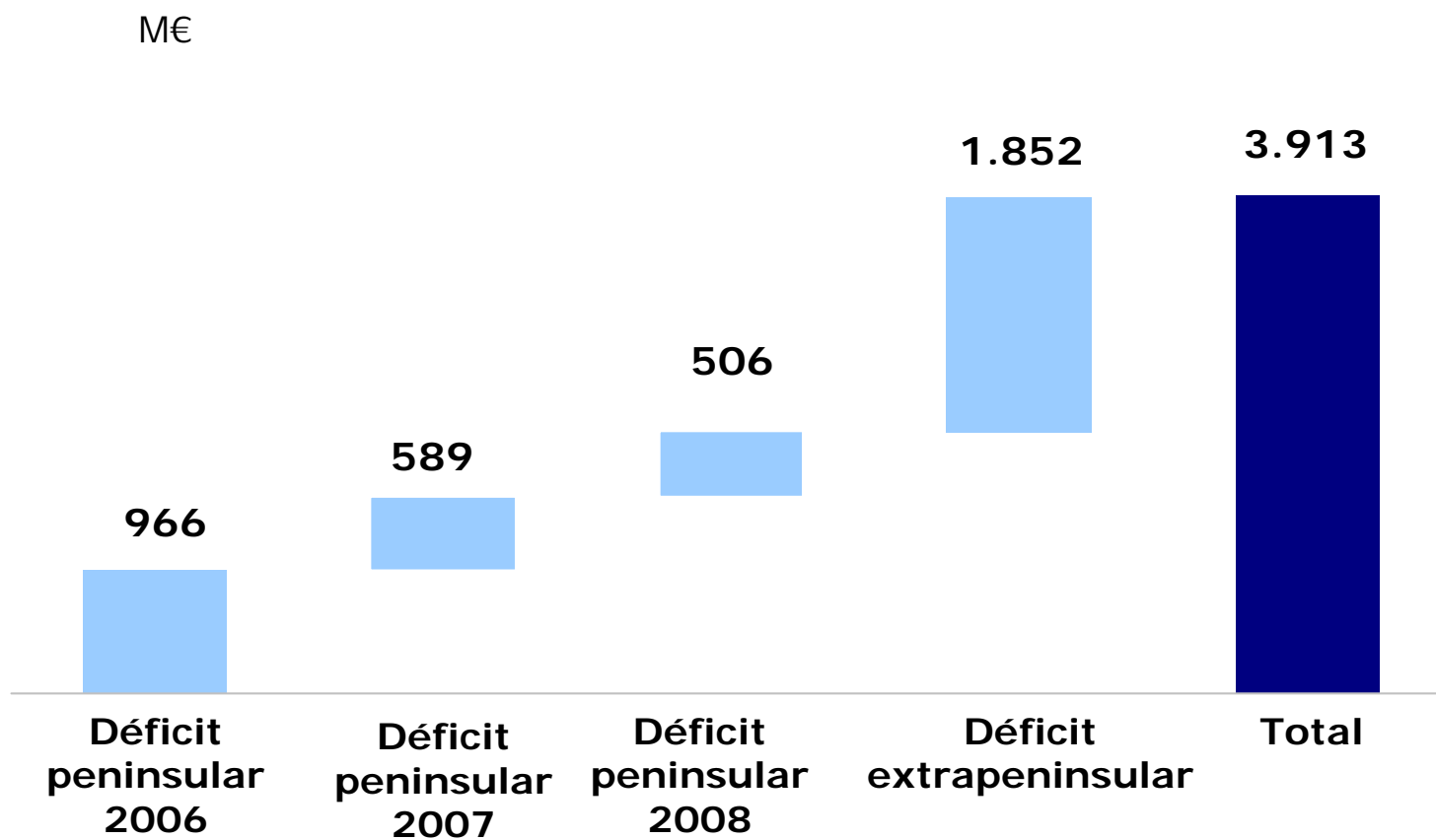
Fuerte crecimiento en todos los negocios



Back Up



Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro

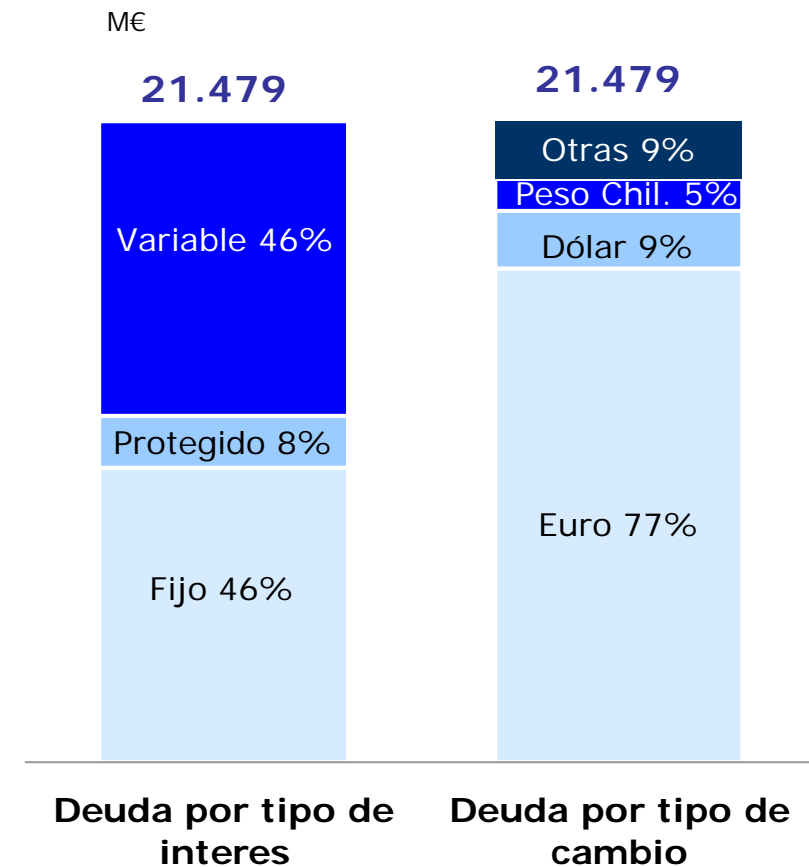


Estructura de la deuda y liquidez

Principales características de la deuda

- **Estructura de la deuda:**
 - Deuda a tipo fijo o protegido: 54% ⁽¹⁾
 - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 6,16%**
 - Endesa sin Enersis: 4,96%
 - Enersis: 9,59%
- **Apalancamiento ⁽¹⁾:**
 - Deuda neta s/ Patrimonio Neto: 1,19x
- **Vida media de la deuda: 4,6 años**
- **Liquidez de Endesa:**
 - Endesa sin Enersis: 4.583 M€
 - Enersis: 1.161 M€

Estructura de la deuda



(1) Excluyendo partidas regulatorias la deuda a tipo fijo o protegido representaría el 67% del total y el apalancamiento sería del 0,98x.

Potencia instalada y producción⁽¹⁾ 1T 2008

MW a 31.03.08		España y Portugal ⁽²⁾	Latinoamérica	Desarrollo Internacional ⁽³⁾	Total
Potencia instalada	Total	24.003	15.184	140	39.327
	Hidráulica	5.368	8.633	-	14.001
	Nuclear	3.642	-	-	3.642
	Carbón	5.804	562	-	6.366
	Gas Natural	2.025	3.903	123	6.051
	Fuel-oil	5.534	2.068	-	7.602
	Renovable y cogeneración	1.630	18	17	1.665
TWh 1T 2008 (var. s/1T 2007)		España y Portugal ⁽²⁾	Latinoamérica	Desarrollo Internacional ⁽³⁾	Total
Producción	Total	22,7 +3%	15,5 -3%	0,2 -14%	38,4 +1%
	Hidráulica	1,0 -45%	7,9 -19%	- -	8,9 -23%
	Nuclear	7,6 +10%	- -	- -	7,6 +10%
	Carbón	8,3 +0%	0,6 +11%	- -	8,9 +1%
	Gas Natural	2,1 +65%	4,8 +10%	0,2 -18%	7,1 +21%
	Fuel-oil	2,8 -2%	2,2 +80%	- -	5,0 +22%
	Renovable y cogeneración	0,9 +5%	0,006 n.a.	0,01 n.a.	0,9 +7%

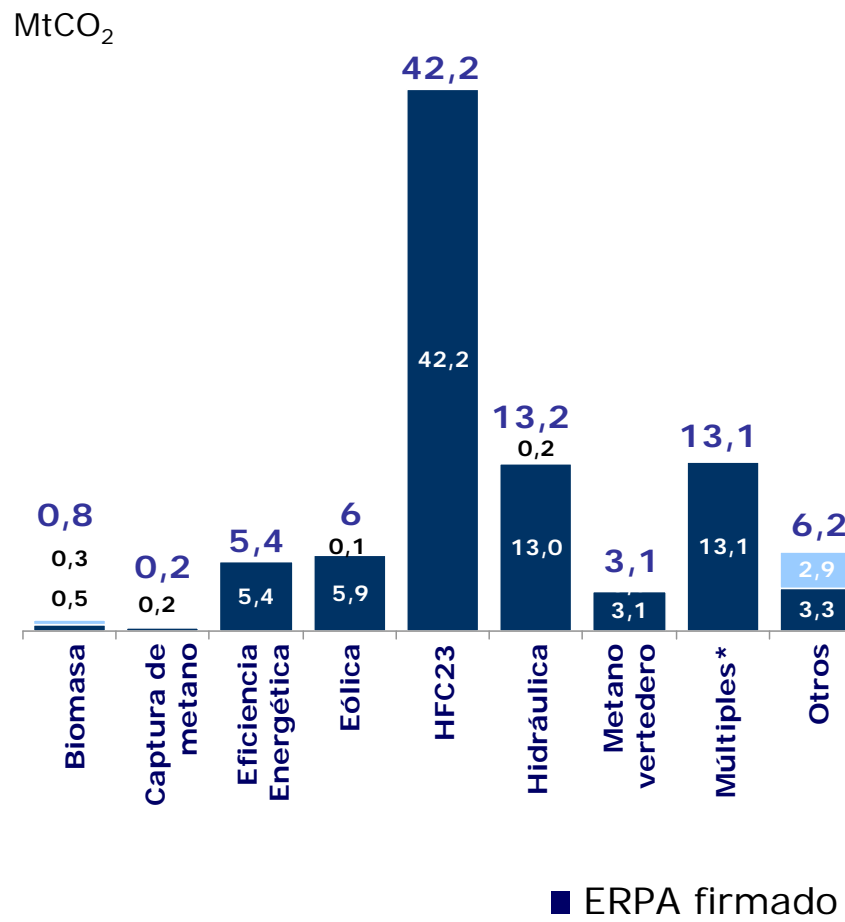
(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

(2) No Incluye las plantas a desinvertir. Incluye 533GWh de pruebas del CCGT de Puentes.

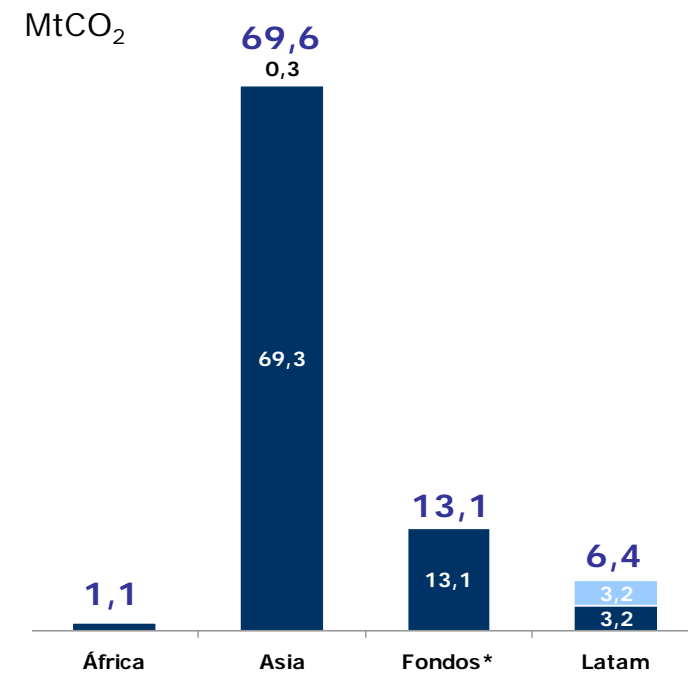
(3) Incluye Endesa Hellas y empresas que consolidan por integración proporcional

Proyectos MDL de Endesa: 90,2 MtCO₂

Distribución por tecnología (41 proyectos)



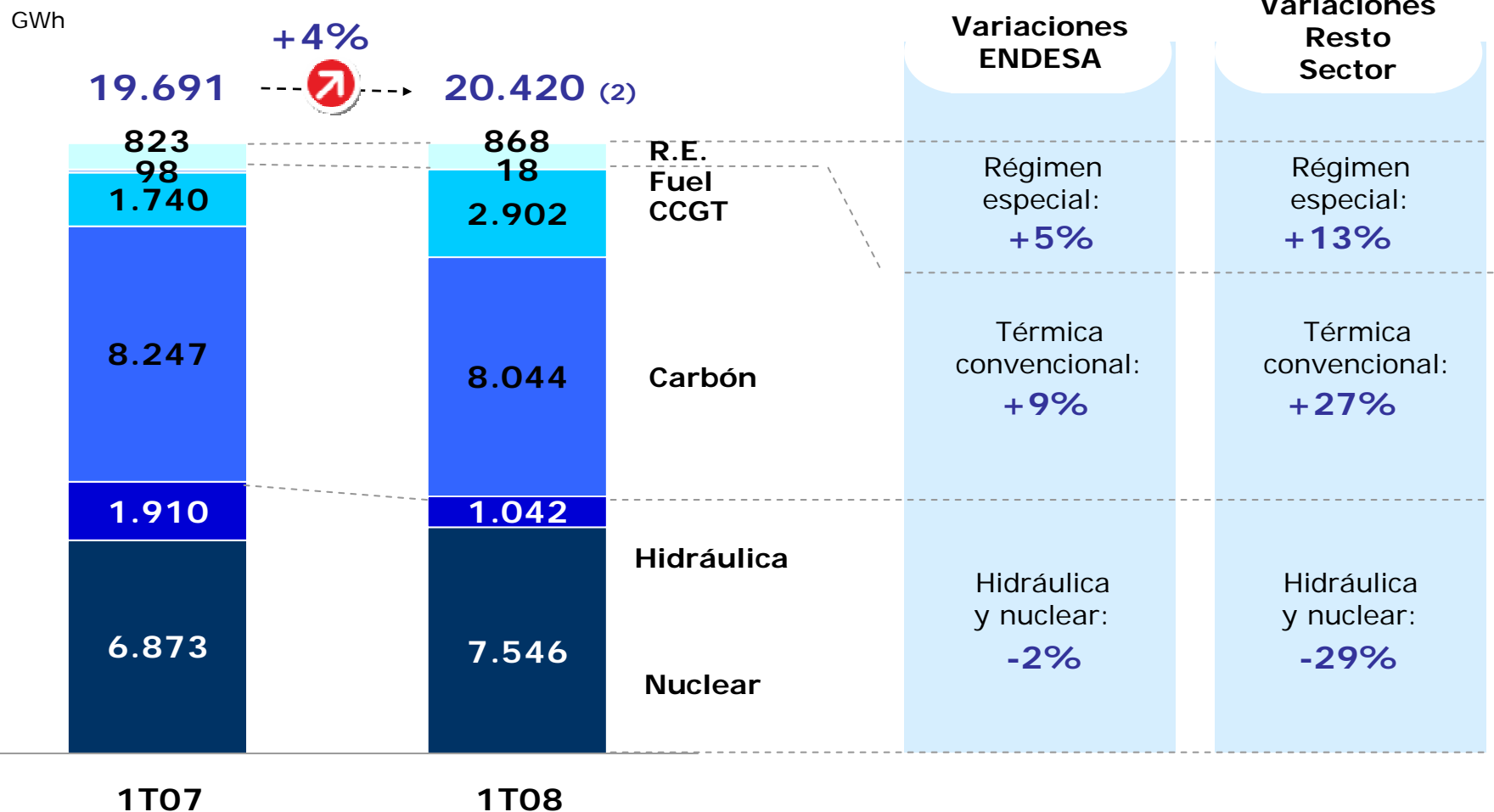
Distribución geográfica (41 proyectos)



*Cada fondo se contabiliza como un único proyecto

Evolución de la generación en España

Generación peninsular Endesa⁽¹⁾



(1) Incluye los activos a la venta

(2) Incluye 533 GWh de energía en pruebas del CCGT Puentes.

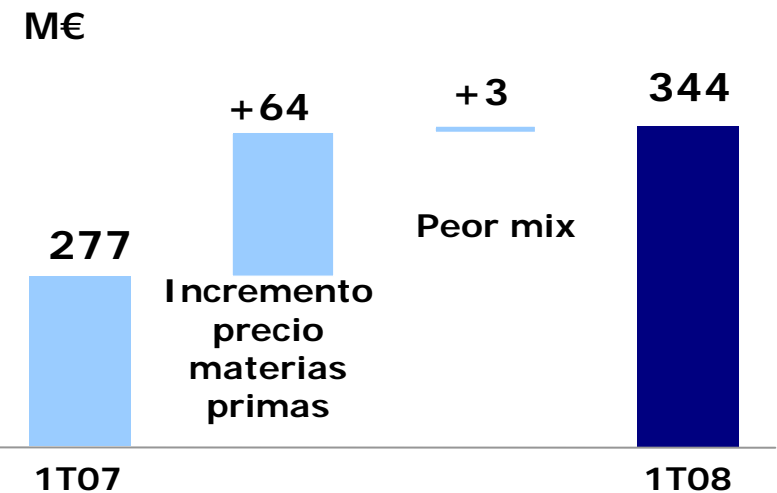
Coste de combustible peninsular por tecnologías

Desglose de coste unitario del combustible peninsular⁽¹⁾

€/MWh

	1T07	1T08	Variación
CCGT ⁽²⁾	37,5	38,5	2,9%
Carbón nacional ⁽³⁾	25,1	29,4	17,4%
Carbón importado	18,6	28,7	54,5%
Fuel	154,7	128,7	-16,8%
Media térmica convencional	17,7	20,5	15,7%
Media total	16,2	20,3	25,3%

Desglose de los efectos en el coste de combustible



(1) Sin incluir coste de derechos de emisión y comparativa con 2007 proforma. Incluye coste de bombeo.

(2) 34,9 €/MWh en 2008 y 32,6 en 2007 sin incluir ATR.

(3) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 29,4 €/MWh en 1T08 y 25,1 €/MWh en 1T07. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

Régimen especial: magnitudes operativas

MW		1T07			1T08		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Total		1.589	1.286	2.381	1.886	1.630	2.857
Potencia instalada ⁽¹⁾	Cogeneración	211	39	452	200	39	423
	Eólica	1.136	1.038	1.548	1.444	1.382	2.054
	Minihidráulica	196	187	240	196	187	240
	Otras	46	22	140	46	22	140






GWh		1T07			1T08		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Total		1.057	823	1.676	1.094	868	1.720
Pro- ducción	Cogeneración	159	34	393	189	34	419
	Eólica	723	639	996	783	735	1.077
	Minihidráulica	121	117	130	75	72	79
	Otras	54	33	157	47	27	145

(1) Actualmente hay 504 MW eólicos en construcción

EBITDA de Endesa en Latinoamérica por negocios y países






EBITDA Generación y Transporte

M€

	1T07	1T08	Variación
 Chile	171	172	0,6%
 Colombia	48	72	50,0%
 Brasil	38	76	100%
 Perú	42	35	(16,7%)
 Argentina	38	58	52,6%
TOTAL GENERACIÓN	337	413	22,6%
Interconexión Brasil-Argentina		(2)	n.a..
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	337	411	22%

EBITDA Distribución

M€

	1T07	1T08	Variación
 Chile	51	48	(5,9%)
 Colombia	58	67	15,5%
 Brasil	154	94	(39%)
 Perú	25	25	-
 Argentina	61	24	(60,7%)
TOTAL DISTRIBUCIÓN	349	258	(26,1%)

Hechos relevantes por países

EBITDA 1T08 (vs 1T07)



Chile

Gx: 172 M€ (+2%)

Dx: 48 M€ (-6%)

EBITDA total:

220 (-1%)

- Continúan bajos niveles de hidraulicidad y cortes de gas argentino
- Precio spot medio trimestre: 282,3 USD/MWh (AA 108,1 USD/MWh)
- Precio de nudo del trimestre de 104,1 USD/MWh (AA 67,3 USD/MWh)
- Nuevo incremento del precio del nudo a partir del 1 de abril a 118 US\$/MWh.
- Puesta en marcha 100 MW (San Isidro II) en el período.
- Licitación de Chilectra
- Acuerdo GasAtacama
- Publicado Decreto Racionamiento
- Publicada 1 de abril la Ley de Energías Renovables no Convencionales.



Brasil

Gx: 76 M€ (+100%)

Dx: 94 M€ (-39%)

Tx: -2 M€

EBITDA total:

168 (-13%)

- Precios spot muy altos enero-febrero en todos los sistemas (baja hidraulicidad).
- Cachoeira beneficiada por los altos precios del mercado spot
- Reajuste tarifario Ampla: incremento VAD 6,5%. Adicionalmente reconoce mayores costes de compra de energía.
- Reajuste tarifario Coelce: IRT del 8,43%
- Cien pendiente acuerdo definitivo sobre peajes.

Hechos relevantes por países

EBITDA 1T08 (vs 1T07)



Colombia

Gx: 72 M€ (+50%)

Dx: 67 M€ (+16%)

EBITDA total:

139 (+31%)

- Mayor hidraulicidad del sistema
- Reconocimiento de un menor Impuesto al Patrimonio frente al año anterior (efecto positivo de 14 M€ en EBITDA)



Argentina

Gx: 58 M€ (+53%)

Dx: 24 M€ (-61%)

EBITDA total:

82 (-17%)

- Continúa baja hidraulicidad del sistema
- Mayor disponibilidad de gas (por condiciones climatológicas)
- Modificación cierre contable 2007 Docksud (+11 M€ en EBITDA).
- Retraso RTI en Edesur
- EBITDA 1T07 incluye 40M€ de retroactivo en Edesur



Perú

Gx: 35 M€ (-17%)

Dx: 25 M€ (0%)










EBITDA total:

60 (-10%)

- Incremento del 3,6% del precio monómico barra mayo 08-abril 09 (40,55 US\$/MWh).
- Licitaciones energía distribuidoras.
- Firmada financiación Santa Rosa (189 MW).

Endesa Internacional posee importantes participaciones directas además de Enerjis



	M€	% Directo	Total EBITDA 1T08	Deuda Neta 31-03-08*
 Codensa:		27%	67	368
 Emgesa:		21,6%	72	516
EEB:		4,7%	n/d	n/d
 Endesa Brasil:		28,5%	163	1.033
 Edesur:		6,2%	24	16
 DockSud:		40%	29	104
 Edelnor:		18%	25	188
 Edegel:		5,6%	31	310
 Piura:		48%	4	-7
 Pangué		5%	1	2
Total proporcional			101	595

* Incluye deuda intercompañías

Información legal

Este documento contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuros. 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 eólica y de CCGT 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. [Por ejemplo, los objetivos de EBITDA (resultado bruto de explotación en la cuenta de resultados consolidada de ENDESA) para el período 2007-2009 incluidos en este documento son perspectivas que se fundamentan en ciertas asunciones que pueden o no producirse.] 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 o de otra clase para las adquisiciones 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 Acciones 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.

Resultados 1S 2008
Fuerte crecimiento en todos los negocios



Resultados 1T 2008



12 de mayo de 2008