



Resultados 9M 2008



5 de Noviembre de 2008

Nota aclaratoria

- **A efectos de analizar la evolución del Grupo en el durante los primeros nueve meses del 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 vendido a E.On AG**
- **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**

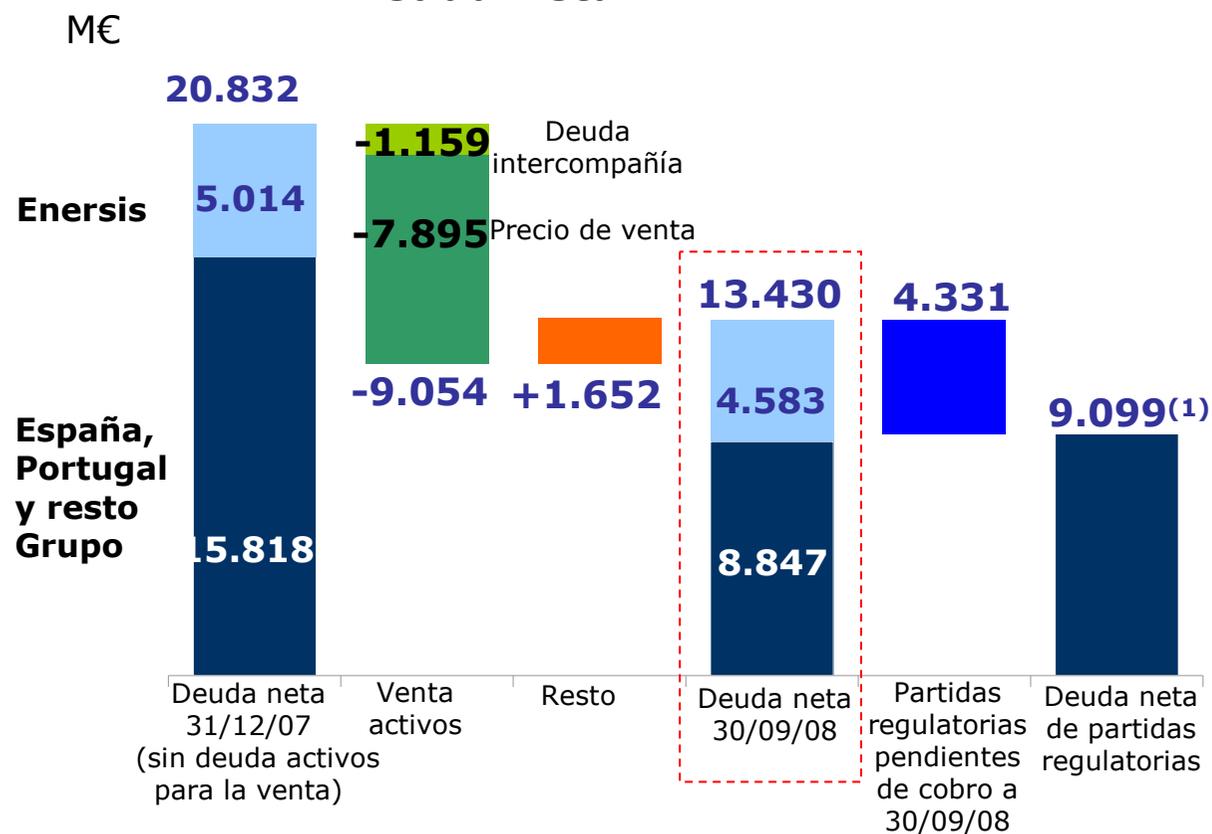
Sólidos resultados operativos en todas las líneas de negocio

M€	9M 2007	9M 2008	Variación
Ventas	12.875	16.514	+28%
Margen de contribución	7.105	7.834	+10%
EBITDA⁽¹⁾	4.770	5.436	+14%
EBIT	3.475	4.201	+21%
Gastos financieros netos	-644	-760	+18%
Resultado neto atribuible	1.978	6.801	+244%
Resultado neto actividades continuadas después de minoritarios	1.671	2.014	+21%

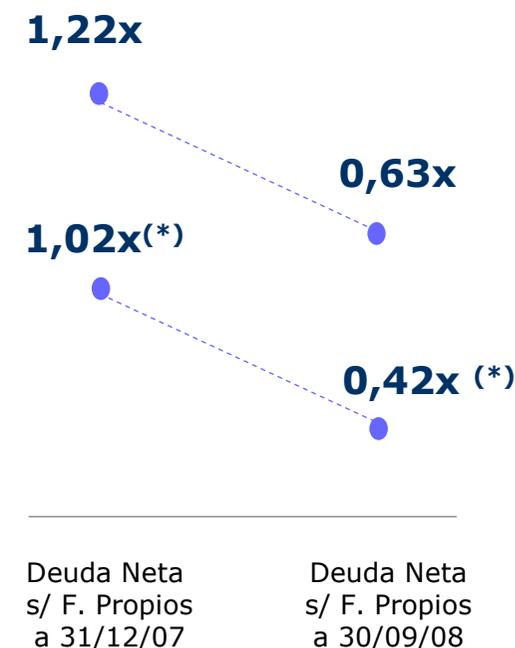
(1) El EBITDA (+14%) crece por encima del margen de contribución (+10%) gracias al buen comportamiento de los costes fijos que han crecido tan sólo un 2,7%.

Flexibilidad y fortaleza financiera

Deuda neta



Apalancamiento



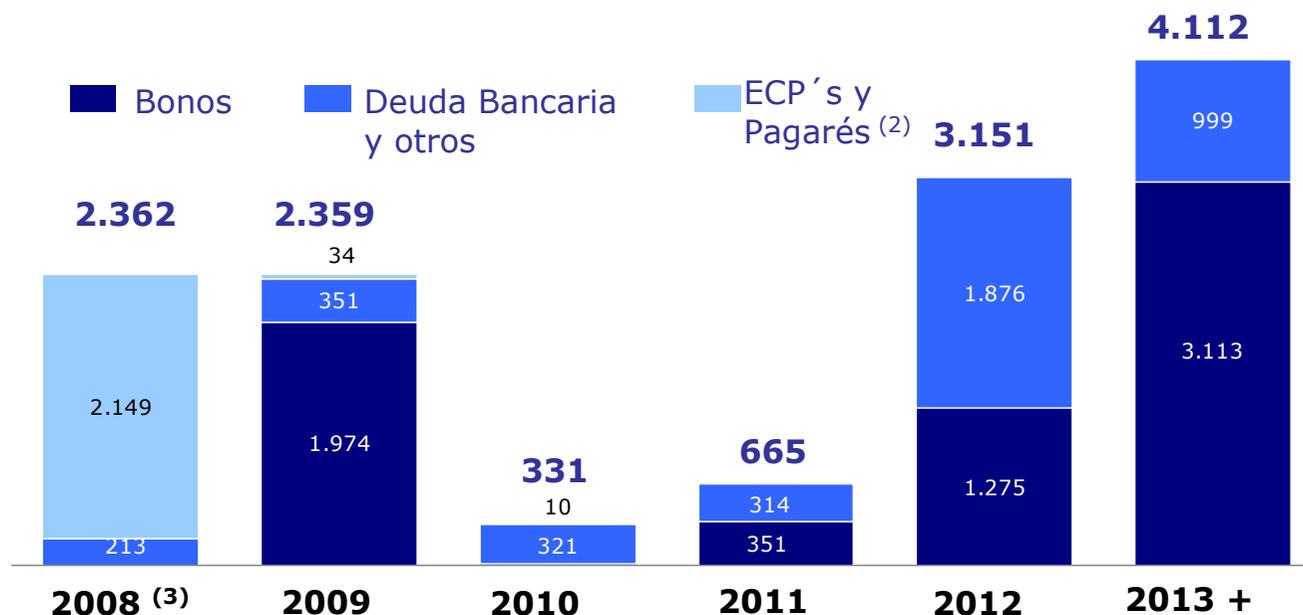
(*) Considerando la deuda neta de partidas regulatorias pendientes de cobro en cada periodo

▪ **Calificación crediticia a largo plazo: A- (S&P), A3 (Moody's) y A (Fitch)**

(1) El desglose de las partidas regulatorias pendientes de cobro figura en el Anexo (pg. 29)

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de septiembre de 2008:
12.980 M€¹



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 43 meses de vencimientos

- Liquidez: 11.349 M€: } 3.992 M€ de caja
7.357 M€ disponibles en líneas de crédito a largo plazo.
- Vida media de la deuda: 4,4 años

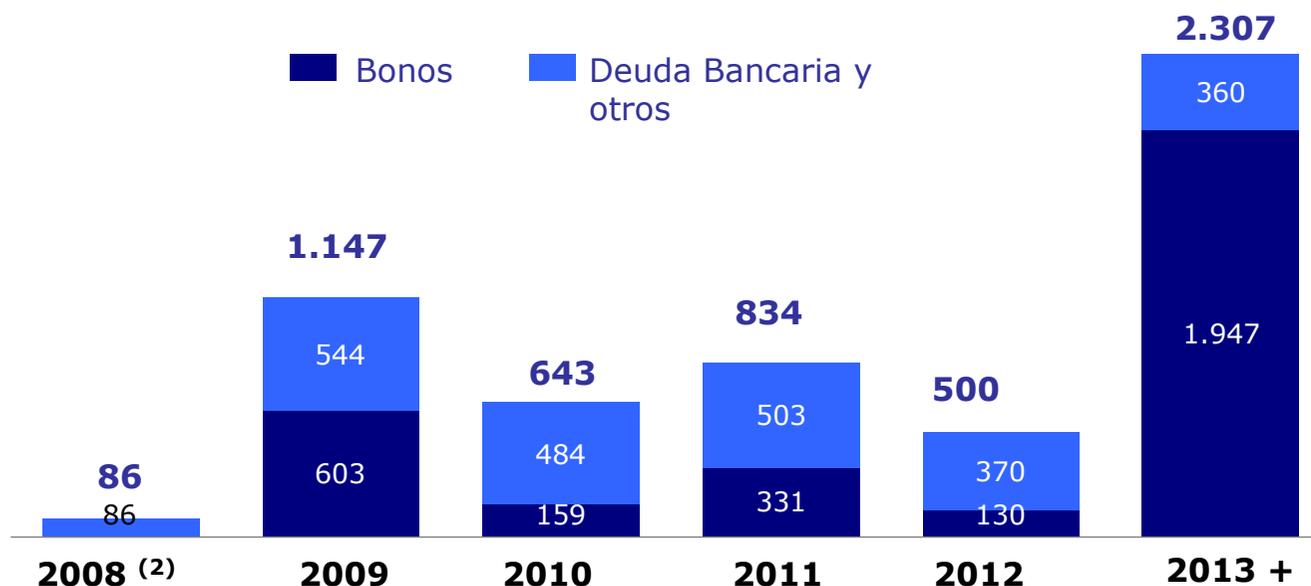
1 Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

2 Los pagarés se emiten respaldados por las líneas de crédito a largo plazo, y se van renovando regularmente

3. 4T08

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de septiembre de 2008:
5.517 M€¹



La liquidez de Enersis cubre 14 meses de vencimientos

- Liquidez: 1.555 M€:
 - 996 M€ de caja
 - 559 M€ disponibles en líneas de crédito
- Vida media de la deuda: 4,8 años

¹ Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.
² 4T08

Avance en los desarrollos corporativos acorde con las líneas estratégicas anunciadas

ESB (Irlanda)

- 26 junio, adjudicación 20% activos generación ESB por 450 M€
- Oportunidad única de entrada en el atractivo mercado irlandés: 1.068 MW operativos (4 plantas) + 2 emplazamientos
- Plan Industrial basado en mejora de eficiencia, tecnologías más limpias y plataforma de crecimiento futuro

Creación de Endesa Carbono

- Creación Endesa Carbono (82,5% Endesa, 17,5% AHL), tras la adquisición de AHL Carbono (EE.UU.) dedicada a la detección de proyectos MDL para obtención de CERs
- Gestionará conjuntamente los activos de Endesa y de AHL

Proyecto hidráulico Girabolhos (Portugal)

- 350 MW de potencia total a desarrollar en Portugal antes de 2015, en función de la obtención de los permisos definitivos

Endesa Hellas (Grecia)

Próximos hitos:

- Cierre proceso capitalización con aportación de 310 M€
- Primer activo térmico en operación (334 MW)

Vehículo de renovables con Acciona

en proceso de valoración

Avance en los planes de crecimiento orgánico

Capacidad puesta en funcionamiento en los últimos 12 meses

<u>ESPAÑA Y PORTUGAL</u>	<u>LATAM</u>	<u>ENDESA DESARROLLO</u>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ CCGT Puentes, 849,1 MW ▪ CCGT B. Tirajana II, 76 MW ▪ TGs Baleares, 75 MW ▪ Ceuta, 12MW ▪ Melilla, 12MW ▪ R.E. 659,3 MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mini hidro Ojos de Agua 9MW (Chile) ▪ CCGT San Isidro II, 105 MW (Chile) ▪ Termocartagena, 66MW (Colombia) ▪ P. Eólico Canela I, 18 MW (Chile) ▪ Revisiones de potencia 24MW ▪ Mini hidro Palmucho, 32 MW (Chile) ▪ CCGT Ventanilla, 26 MW (Perú) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mini hidro 3,6 MW (Grecia) ▪ Mini hidro 3,7 MW (Grecia, puesta en equivalencia)
TOTAL: 1.682 MW	TOTAL: 280 MW	TOTAL: 7,3 MW

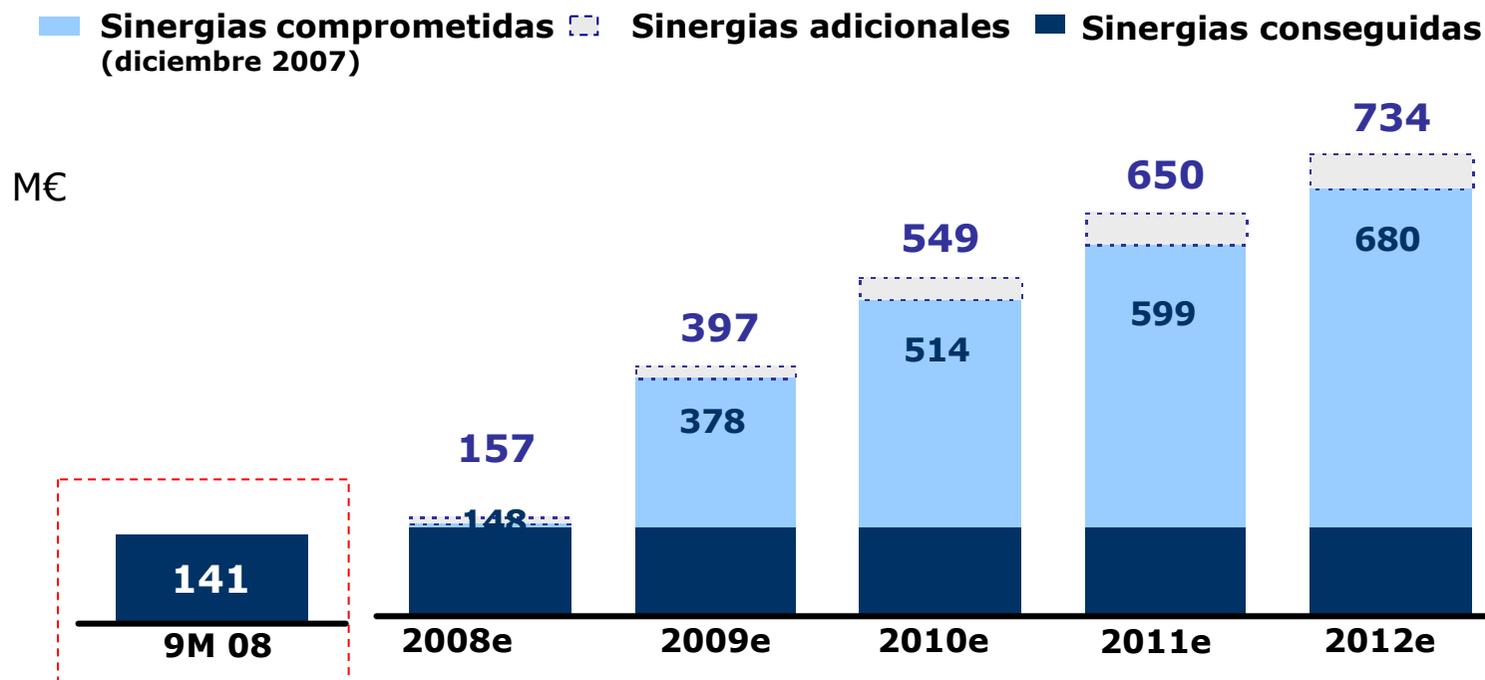
Capacidad en construcción

<u>ESPAÑA Y PORTUGAL</u>	<u>LATAM</u>	<u>ENDESA DESARROLLO</u>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ CCGT Besós 844 MW ▪ CCGT Compostilla 852MW ▪ CCGT Tejo 844MW⁽¹⁾ ▪ CCGT Granadilla II, 232 MW ▪ CCGT Ca's Tresorer II, 230MW ▪ Eólica 519MW ▪ Resto SEIE 131MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CCGT San Isidro II +26 MW (Chile) ▪ Bocamina II 370MW, carbón (Chile) ▪ TG Quintero, 250MW (Chile) ▪ Los Cóndores, 150MW (Chile) ▪ P. Eólico Canela II, 60 MW (Chile) ▪ CCGT Santa Rosa, 187 MW (Perú) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CHP 334 MW (Grecia) ▪ CCGT Viotia 440 MW (Grecia) ▪ Mini Hidro 8 MW (Grecia)
TOTAL: 3.652 MW	TOTAL: 1.043 MW	TOTAL: 782 MW

⁽¹⁾ 50% con IP

Plan de Sinergias y Eficiencias supera claramente los objetivos

Sinergias y Eficiencias anuales⁽¹⁾



- Conseguidas eficiencias recurrentes por 141 M€ (90% del objetivo previsto para 2008)
- Potenciales sinergias adicionales a las ya comprometidas

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

Resultados 9M 2008

Fuerte crecimiento en todos los mercados



España y Portugal



Claves del periodo

- **Crecimiento moderado de la demanda en España (+2%)**
- **Menor hidraulicidad, alza de los precios de los combustibles y CO2 incrementan el precio medio del Pool (+71,9%, 68,51€/MWh)**
- **Prudencia en la contabilización del RDL 11/2007.**
- **Ventaja competitiva en generación: mejor mix, menor coste de combustible y mayor factor de utilización**
- **Optimización del coste de CO₂ mediante la utilización de CERs**
- **Continúa la mejora en calidad de suministro (TIEPI -25% vs. 9M 07)**

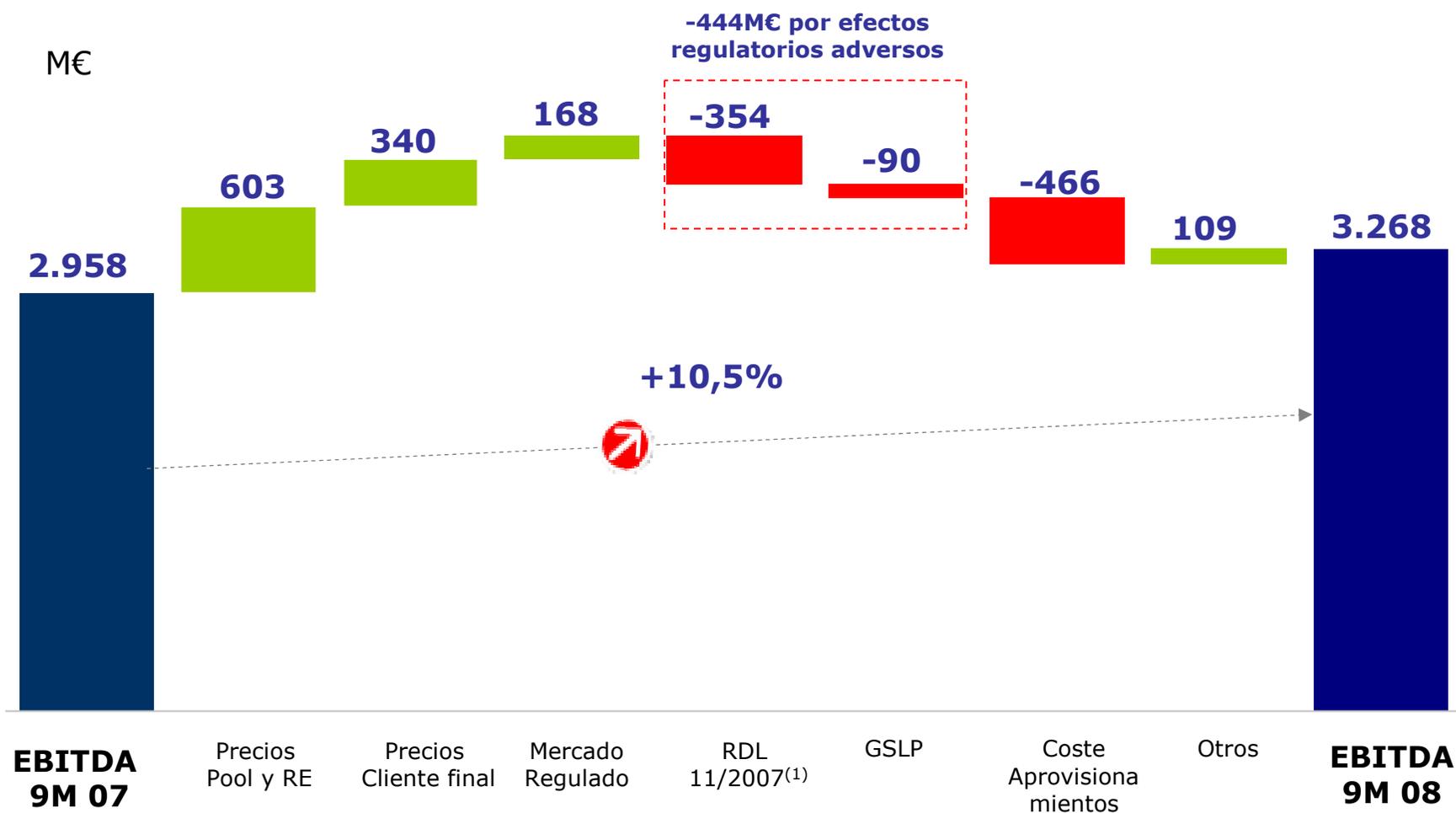
Sólidos resultados a pesar de la desaceleración de la demanda y los mayores costes de generación

M€	9M 2007	9M 2008	Variación
Ventas	7.288	9.427	+29%
Margen de contribución	4.576	4.881	+7%
EBITDA	2.958	3.268	+10%
EBIT⁽¹⁾	2.073	2.466	+19%
Gastos financieros netos⁽²⁾	-302	-340	+13%
Resultado neto atribuible	1.389	2.019	+45%
Resultado neto actividades continuadas después de minoritarios	1.369	1.675	+22%

(1) Las amortizaciones se reducen en 83 M€ respecto al mismo periodo del anterior debido a que durante 9M 07 se amortizaron 81 M€ por corrección de valor de los derechos de emisión de CO₂ y por la no amortización de los activos de energías renovables (50 M€ en 9M 07)

(2) El aumento de los gastos financieros netos se debe a un efecto positivo de 83 M€ por la reducción del valor actual de las provisiones (fundamentalmente EREs) en 9M 07 y a un efecto positivo de 14 M€ por el mismo concepto en las cuentas de 2008. Descontando este efecto el gasto financiero neto ha disminuido un 8%

Positiva evolución del EBITDA en un entorno exigente

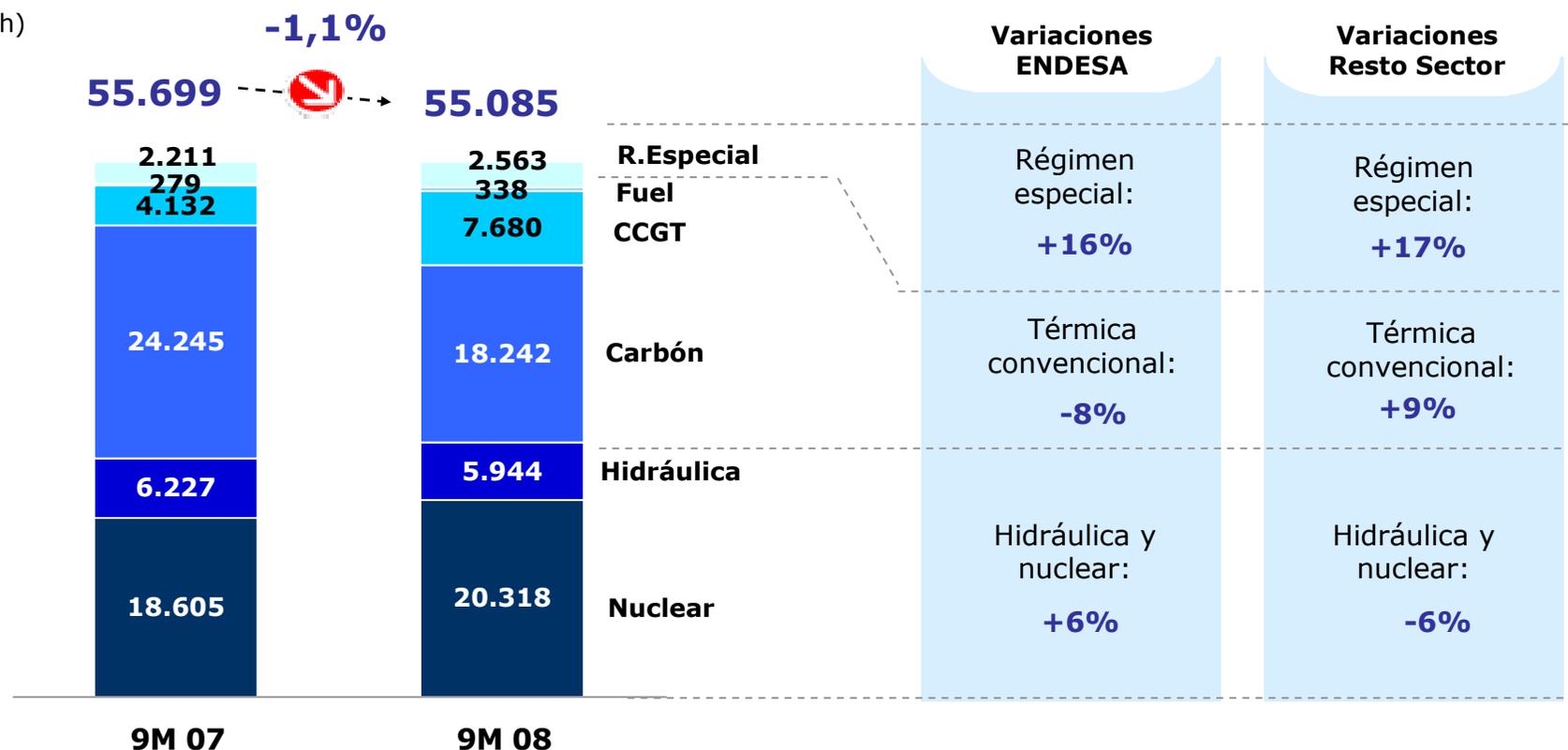


(1) Descuento de derechos (363,0M€ en 9M08 vs. 9,1M€ en 9M07)

Parque de generación diversificado, estable y sostenible

Generación peninsular Endesa⁽¹⁾

(GWh)

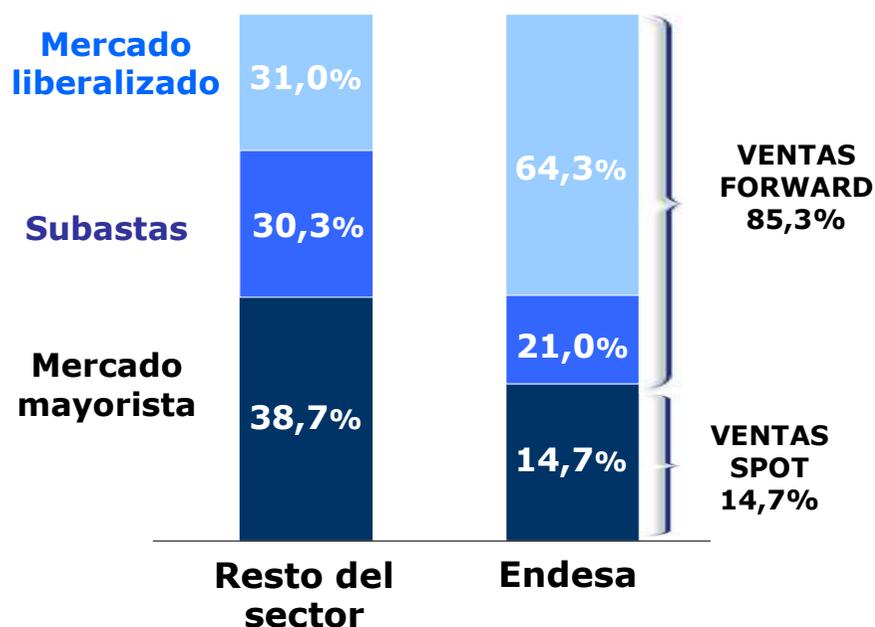


- **Ventaja competitiva gracias a un mix de generación con mayor peso de nuclear e hidráulica (50,9% Endesa vs. 30,2% resto sector)**
- **Menor volatilidad del parque hidráulico (-5%) frente al resto del sector (-34%)**
- **53% de la producción libre de emisiones de CO₂**
- **Disminución de la producción con carbón por instalación de las plantas de desulfuración**

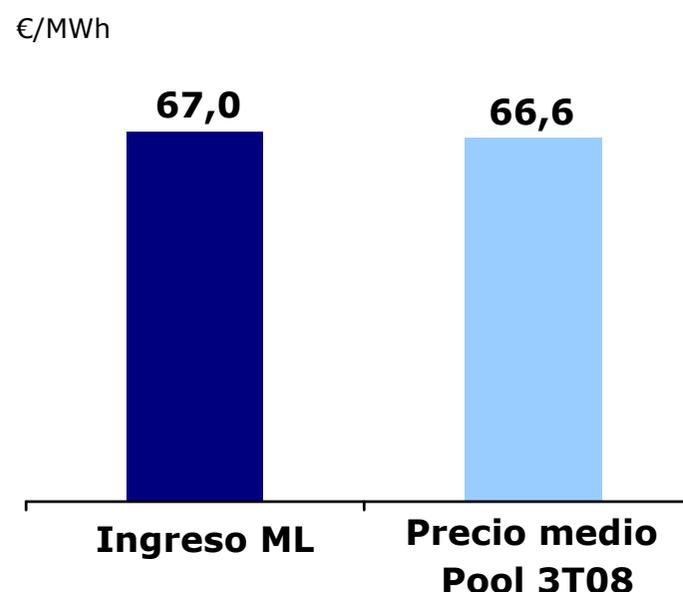
(1) No incluye activos para la venta (2.591 GWh en 9M08 Vs. 4.619 GWh en 9M07) ni energía de pruebas del CCGT de Puentes (941 GWh. Incluye Tejo.

Comercialización: márgenes estables por cobertura entre generación y ventas

Mix ventas de Generación 9M 08



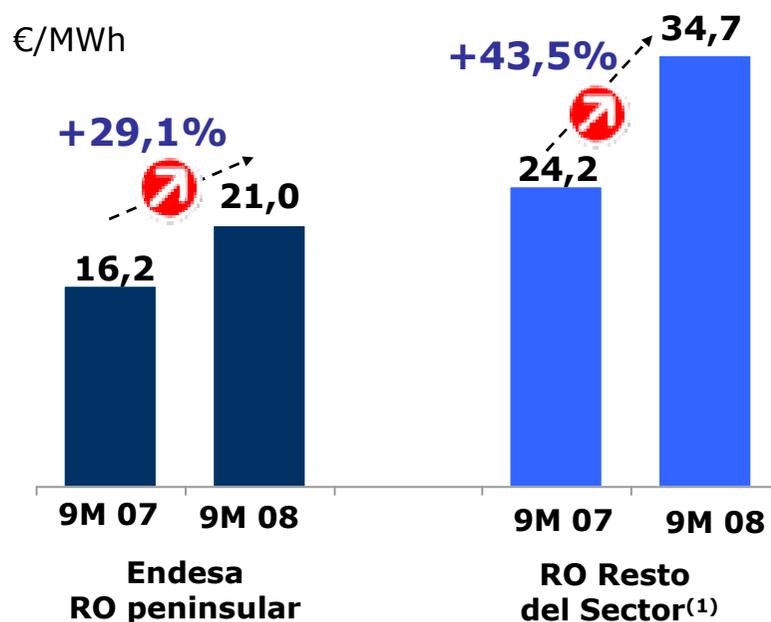
Ingreso medio Renovaciones y precio del Pool 3T 08



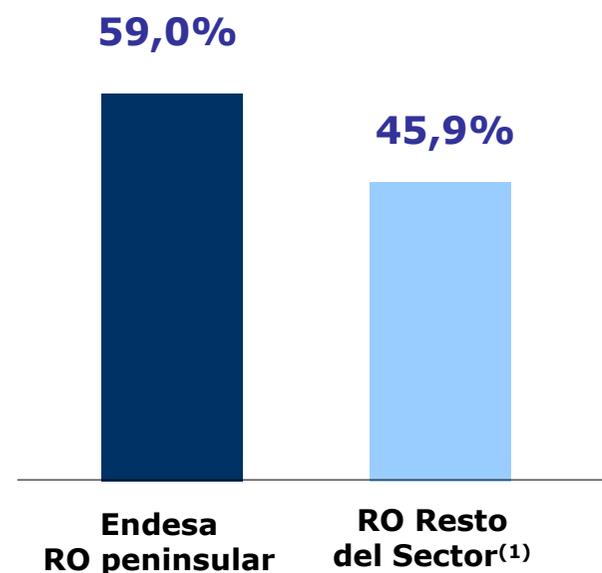
- **Vendida 53% producción peninsular de 2009 a precio medio en base de 62 €/MWh, por encima de los niveles actuales de mercado (forward)**
- **Cuota de Endesa en mercado libre (44% vs 53% en 9M07) se aproxima a su nivel natural ante la mayor actividad de los competidores**

Parque térmico competitivo por el menor coste de combustible

Coste de combustible unitario frente al sector



Factor de utilización Parque térmico⁽²⁾

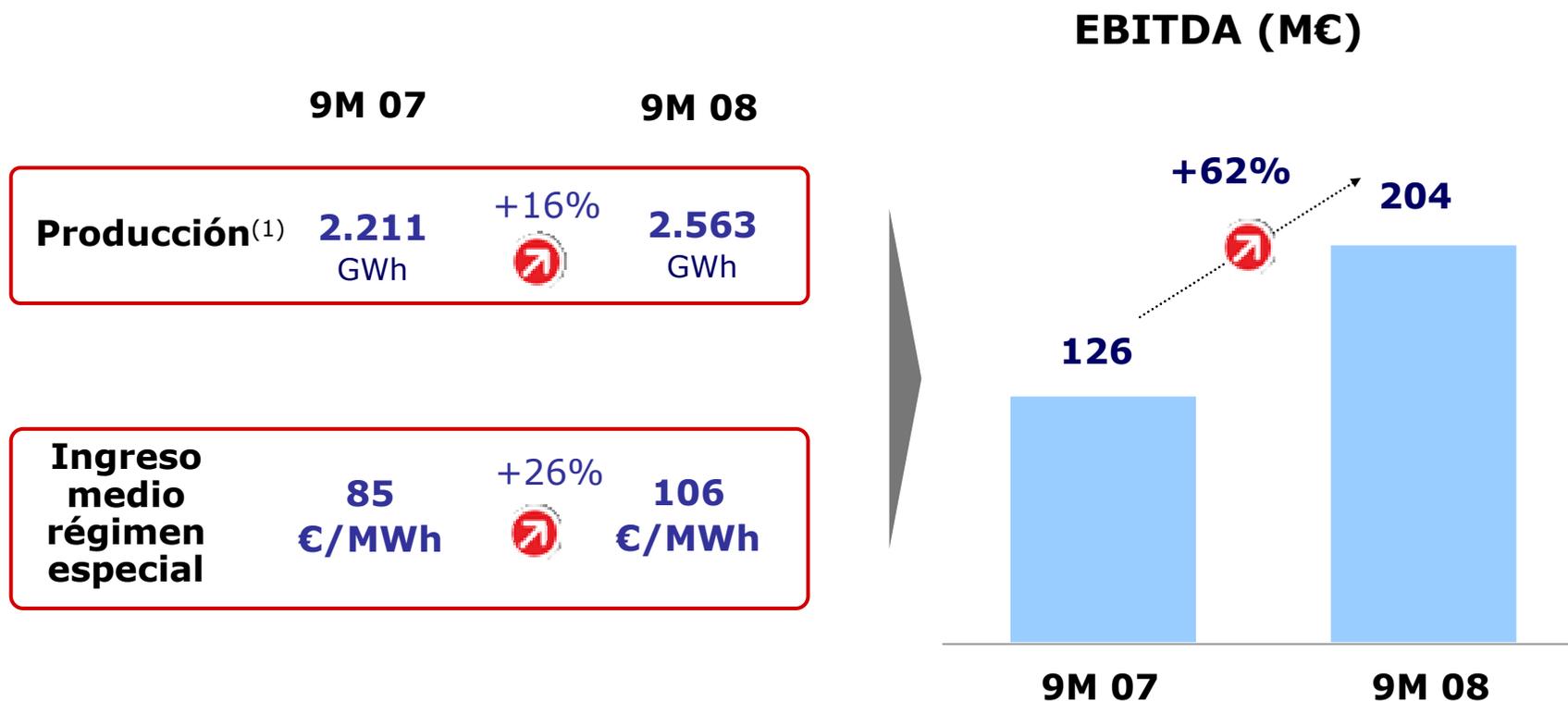


- **Contratos competitivos de suministro a largo plazo en carbón y gas**
- **CCGT: 1.696 MW en construcción en España y 844 MW en Portugal (50% de Endesa)**

(1) Estimado

(2) Térmica convencional sin incluir fuel-oil. No incluye sistemas extra peninsulares

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



- **443 MW⁽¹⁾ de capacidad eólica puesta en marcha en los últimos 12 meses**
- **519 MW en construcción de nueva capacidad eólica**

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

Temas regulatorios pendientes

- **Déficit de tarifa**
 - Déficit tarifa estimado para el sector en 2008: 5.000 M€ (acumulado de 15.000 M€)
 - Subasta 30 de septiembre (3.825 M€) declarada desierta
 - Búsqueda de soluciones por parte del Gobierno, el sector y los consumidores.

- **Metodología descuento de CO2**
 - Pendiente desarrollo RDL 11/2007

- **Desaparición tarifas integrales**
 - Próximo hito: desaparición de la tarifa integral e inicio del Servicio de Último Recurso

Resultados 9M 2008

Resultados 9M 2008
Fuerte crecimiento en todos los negocios



Latinoamérica



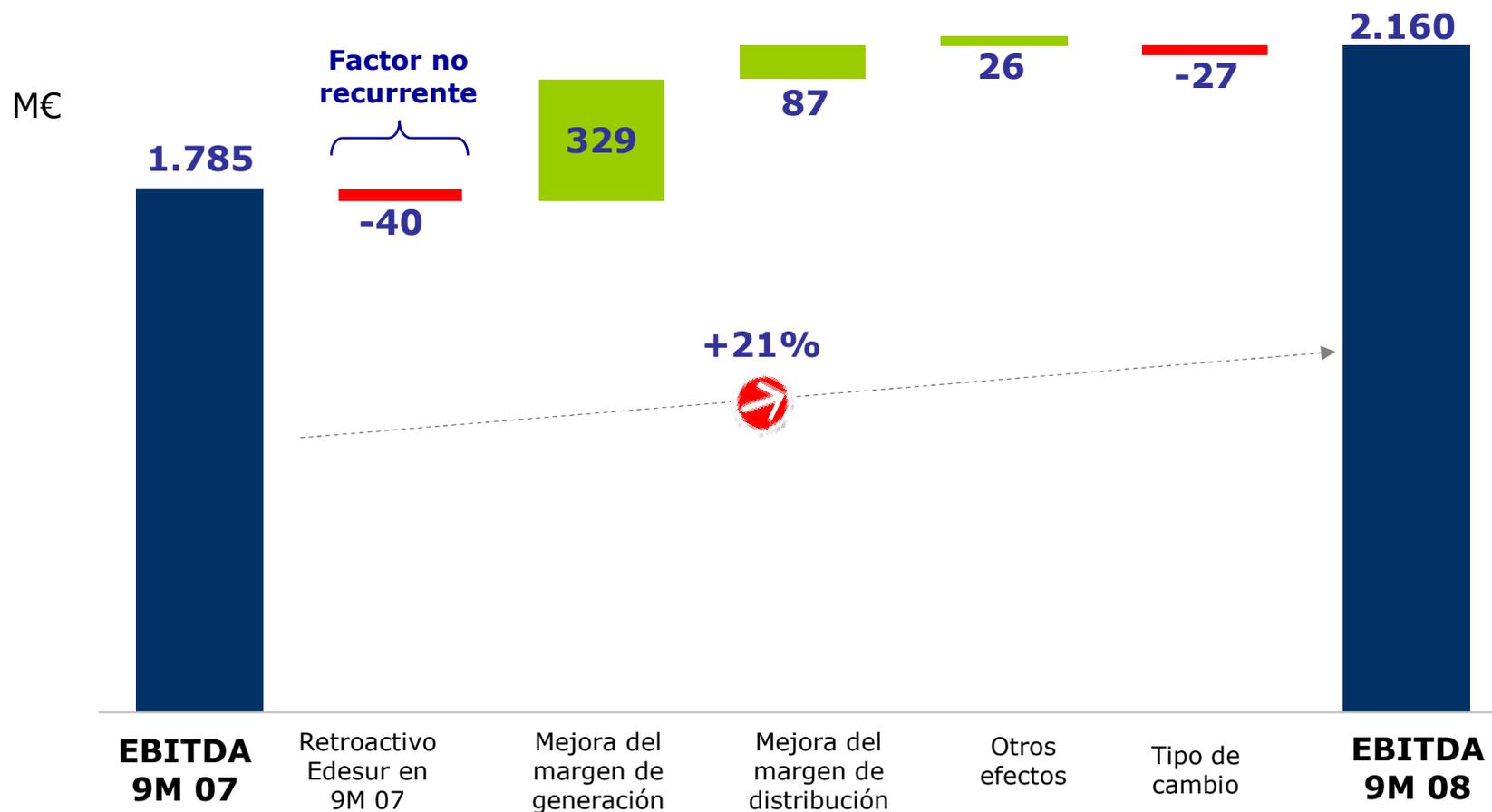
Sólidos resultados

M€	9M 2007	9M 2008	Variación	
Ventas	5.242	6.061	+16%	+17%⁽¹⁾
Margen de contribución	2.499	2.935	+17%	+20%⁽¹⁾
EBITDA	1.785	2.160	+21%	+24%⁽¹⁾
EBIT	1.375	1.731	+26%	+30%⁽¹⁾
Gastos financieros netos	-343	-416	+21%	
Resultado neto antes de minoritarios	780	956	+23%	
Resultado neto atribuible	302	339	+12%	

71% del EBITDA de países con calificación crediticia "Investment Grade" (Chile, Brasil y Perú)

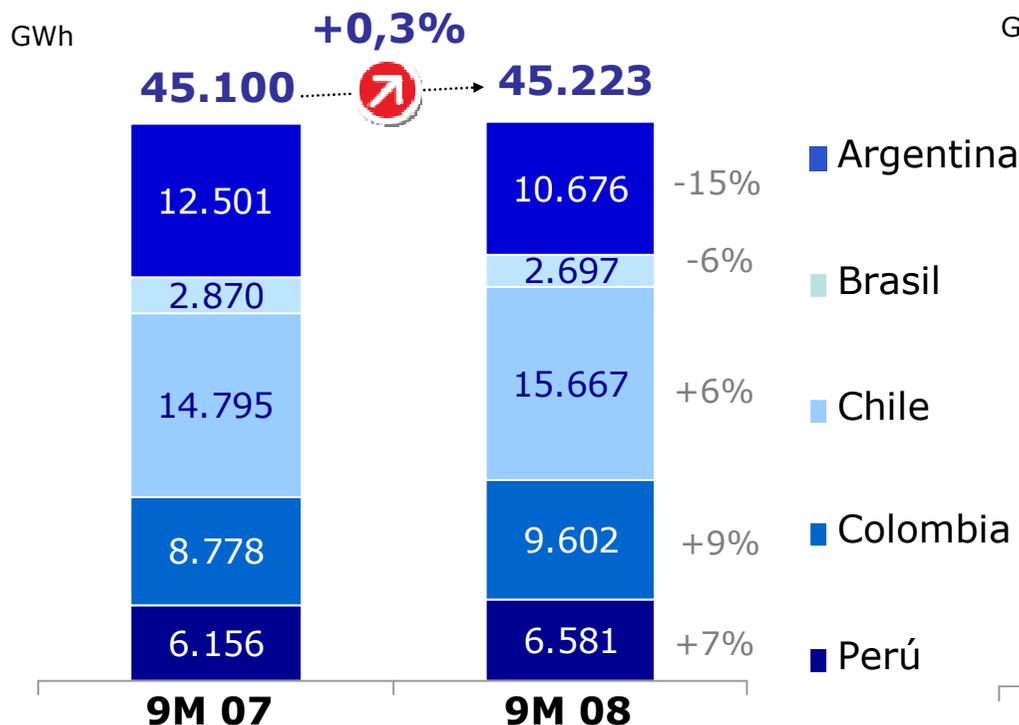
(1) Descontando el efecto retroactivo de Edesur en 9M 07 por importe de 40 M€

Mejora del EBITDA por factores operativos en un entorno de moderado crecimiento de demanda

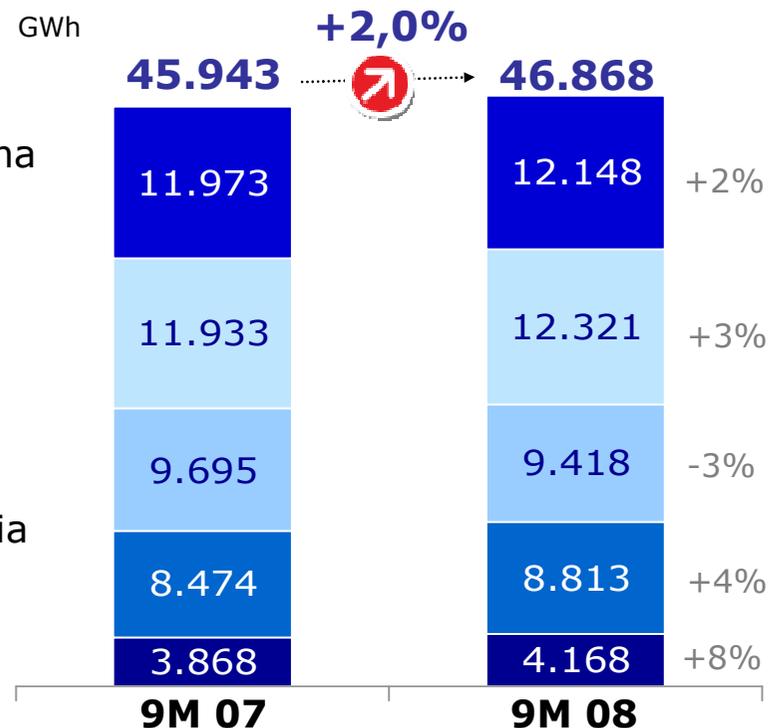


Recuperando niveles de actividad gracias a la mejora de las condiciones hidráulicas

Producción de Generación

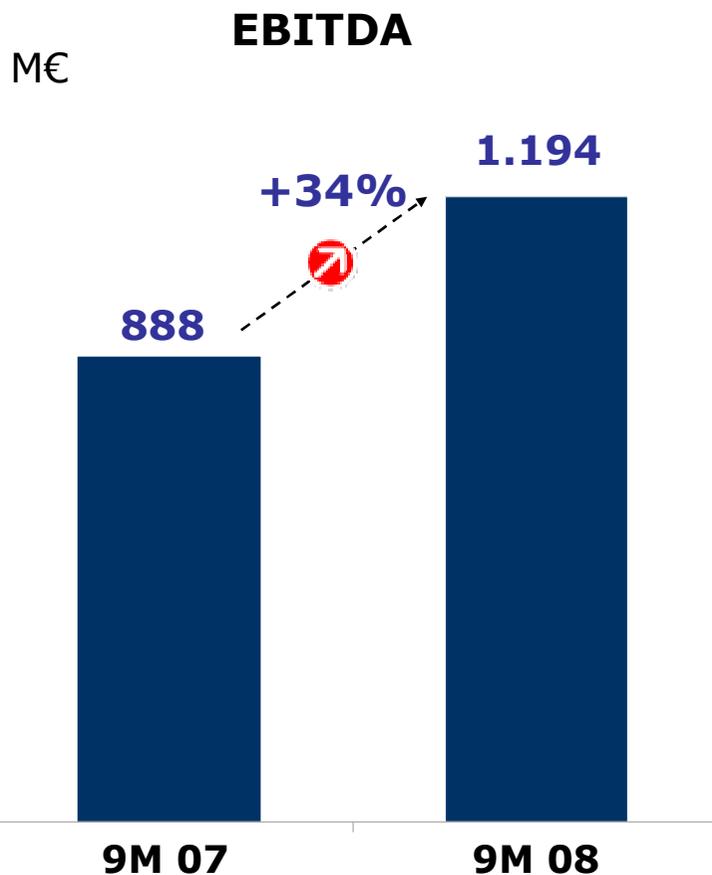


Ventas de Distribución



- Mayor producción en Colombia y Perú. Recuperación de producción hidráulica en Chile durante 2T y 3T
- Menor producción en Argentina y Brasil por baja hidráulica
- Fuerte crecimiento de la demanda en Perú y menor demanda en Chile por el decreto de racionamiento

Fuerte crecimiento del EBITDA de Generación por la mejora de márgenes



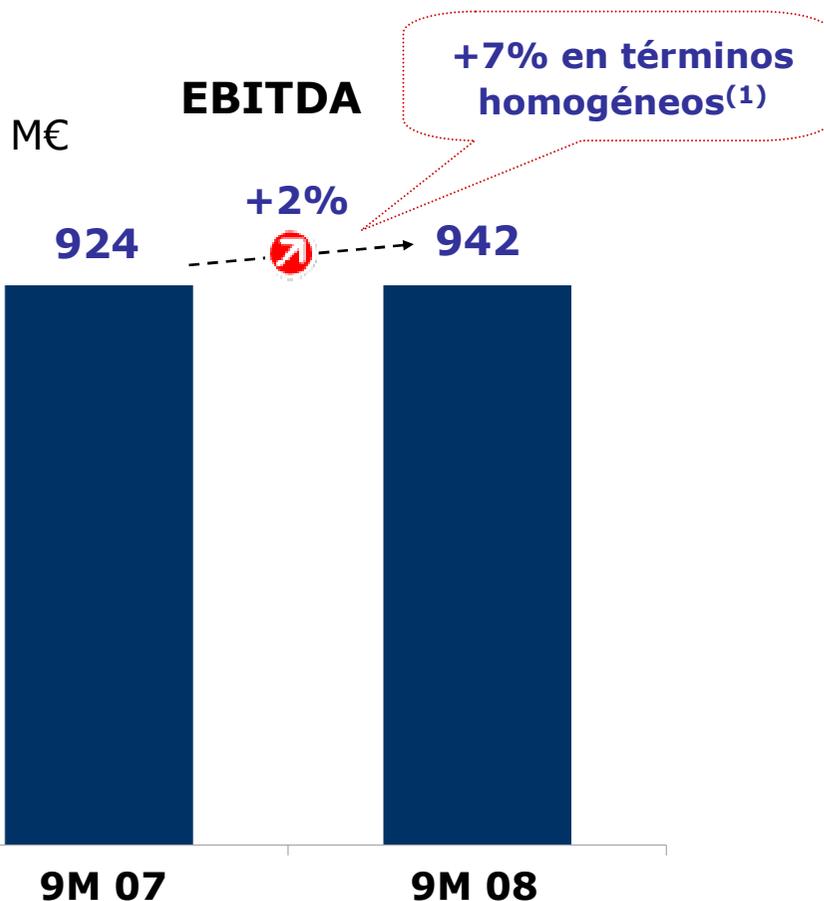
Claves del período

- Menor hidraulicidad y problemas de abastecimiento de gas elevan los costes de generación y precios de venta en Argentina, Brasil y Chile
- Mejora del mix en Chile por mayor producción hidráulica en 2T y 3T
- 280 MW nuevos en operación⁽¹⁾

Margen unitario **27,6** +45% **40,1**
 US\$/MWh US\$/MWh

(1) Desde octubre 07 entran en explotación: 2ª Fase SIS II 105MW, Palmucho 32MW, Canela I 18MW, Ventanilla 26MW Revisiones de Potencia 24MW, Termocartagena 66MW y Ojos de Agua 9MW

Crecimiento del EBITDA de Distribución



Claves del período

- Mejora de los VAD de distribución:
 - Ampla +6,5% (marzo)
 - Coelce +7,4% (abril)
 - Edesur +18% (julio)
- Reconocido mayor coste de compra de energía para Ampla en 1T 08 (-30 M€) a recuperar en 12 próximos meses. Recuperados 18 M€
- Reducción pérdidas de energía 10,8% vs. 11,3% en 9M 07



(1) Descontando el efecto retroactivo de Edesur

(2) Los márgenes unitarios sin efecto retroactivo de Edesur son 46,7 US\$/MWh en 9M08 vs. 38,5US\$/MWh en 9M07 = +21%

Solidez del negocio latinoamericano

- **Cartera de activos diversificada geográficamente, con predominio de capacidad hidráulica (56%) e integrada verticalmente**
- **Sostenido crecimiento de demanda eléctrica incluso en un contexto de desaceleración económica**
- **Regulación estable con revisiones previsibles de tarifa y traslado de costes de generación**
- **Limitada exposición a Argentina**
 - Exposición máxima Argentina 9M 08: 300 M€
 - Resultado neto atribuible 9M 08: 22 M€, 1% Resultado Grupo
- **Deuda sin recurso a Endesa España, flexibilidad financiera y gestión del riesgo divisa**
- **OPAS sobrevenidas Perú**

Conclusiones

Sólidos resultados operativos en todas las líneas de negocio

Flexibilidad y fortaleza financiera

Sostenibilidad de la cartera de generación (56% del mix libre de emisiones + activa gestión con CERs)

Robusta y diversificada cartera de activos

Bien posicionados para afrontar los retos futuros

Resultados 9M 2008

Resultados 9M 2008
Fuerte crecimiento en todos los negocios



Back Up



Evolución trimestral principales variables financieras y operativas

España y Portugal

	1T08			2T08			3T08		
Cuenta Resultados	1T 08	1T 07	% var	2T 08	2T 07	% var	3T 08	3T 07	% var
Margen Bruto (M€)	1.492	1.509	-1,1%	1.704	1.528	11,5%	1.685	1.539	9,5%
EBITDA (M€)	968	1.012	-4,3%	1.168	971	20,3%	1.132	975	16,1%
RNDI atribuible (M€)	437	437	0,0%	888	436	103,7%	694	516	34,5%
Datos Operativos	1T08	1T07	% var	2T 08	2T 07	% var	3T 08	3T 07	% var
Producción (GWh)	22.232	22.099	0,6%	21.112	22.646	-6,8%	23.098	22.080	4,6%
Ventas electricidad (GWh)	28.217	28.419	-0,7%	26.947	27.813	-3,1%	28.053	28.945	-3,1%
Ventas ML (GWh)	10.265	9.634	6,6%	10.687	10.198	4,8%	13.714	10.658	28,7%
Ventas MR (GWh)	17.952	18.785	-4,4%	16.260	17.616	-7,7%	14.339	18.286	-21,6%

Latinoamérica

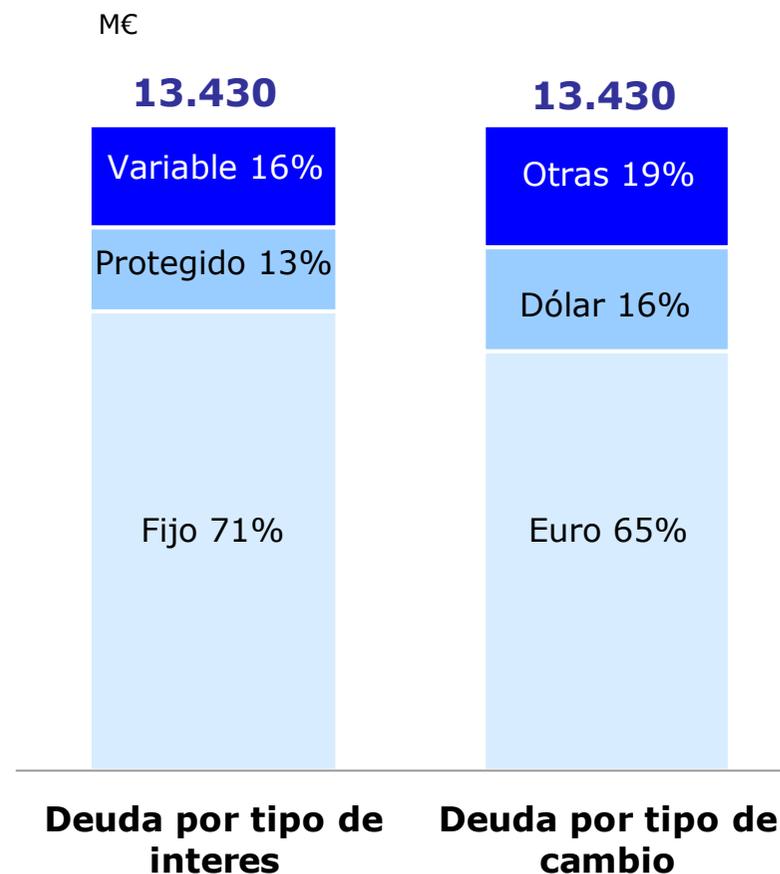
	1T08			2T08			3T08		
Cuenta Resultados	1T 08	1T 07	% var	2T 08	2T 07	% var	3T 08	3T 07	% var
Margen Bruto (M€)	895	912	-1,9%	944	809	16,7%	1096	778	40,9%
EBITDA (M€)	660	665	-0,8%	685	562	21,9%	815	558	46,1%
RNDI atribuible (M€)	128	96	33,3%	105	80	31,3%	106	126	-15,9%
Datos Operativos	1T 08	1T 07	% var	2T 08	2T 07	% var	3T 08	3T 07	% var
Producción (GWh)	15.519	15.931	-2,6%	14.119	14.283	-1,1%	15.585	14.886	4,7%
Ventas electricidad (GWh)	15.730	15.268	3,0%	15.353	15.172	1,2%	15.785	15.503	1,8%

Política financiera y estructura de la deuda

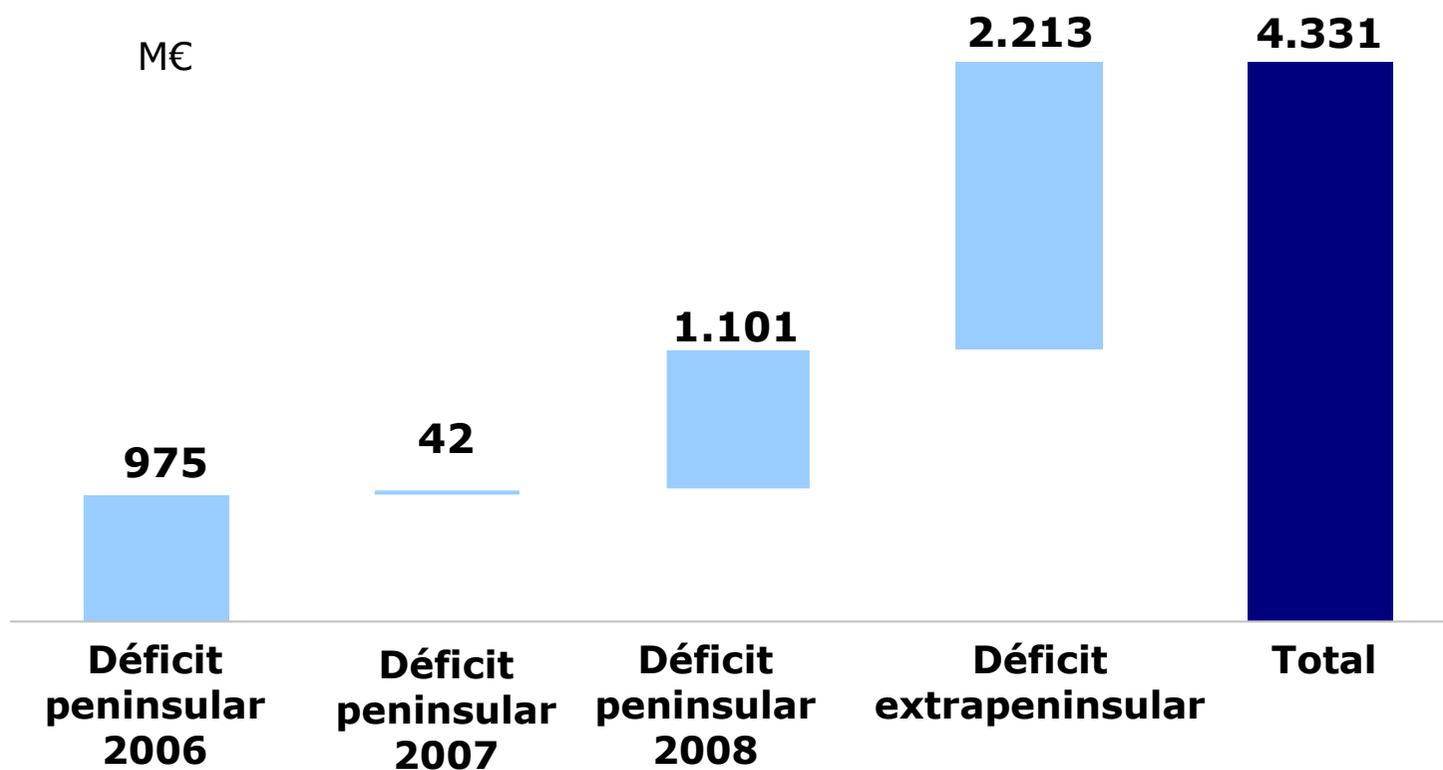
Principales características de la deuda

- **Estructura de la deuda:**
 - Deuda a tipo fijo o protegido: 84%
 - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda Endesa sin Enersis: 4,90%**
- **Coste medio de la deuda Endesa con Enersis: 6,33%**
- **Política de autofinanciación de negocios:**
 - Deuda Enersis sin recurso a la matriz

Estructura de la deuda



Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro



Potencia instalada y producción⁽¹⁾

MW a 30.09.08		España y Portugal⁽²⁾	Latinoamérica	Endesa Desarrollo⁽³⁾	Total
Potencia instalada →	Total	24.011	15.278	144	39.433
	Hidráulica	5.363	8.633	-	13.996
	Nuclear	3.642	-	-	3.642
	Carbón	5.805	538	-	6.343
	Gas Natural	2.075	3.921	123	6.119
	Fuel-oil	5.378	2.158	-	7.536
	Renovable y cogeneración	1.748	27	21	1.796
	TWh 9M 2008 (var. s/9M 2007)		España y Portugal⁽²⁾	Latinoamérica	Endesa Desarrollo⁽³⁾
Producción →	Total	66,4 -1%	45,2 +2%	0,7 +2%	112,4 +0,5%
	Hidráulica	5,9 -5%	25,9 -5%	- -	31,8 -5%
	Nuclear	20,3 +9%	- -	- -	20,3 +9%
	Carbón	20,7 -22%	2,0 +9%	- -	22,7 -20%
	Gas Natural	7,7 +86%	10,3 +7%	0,7 -1%	18,7 +29%
	Fuel-oil	9,3 +1%	7,0 +30%	- -	16,3 +12%
	Renovable y cogeneración	2,6 +16%	0,0 n.a.	0,02 n.a.	2,6 +17%

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

(2) No incluye las plantas vendidas, ni 941GWh de pruebas del CCGT de Puentes.

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

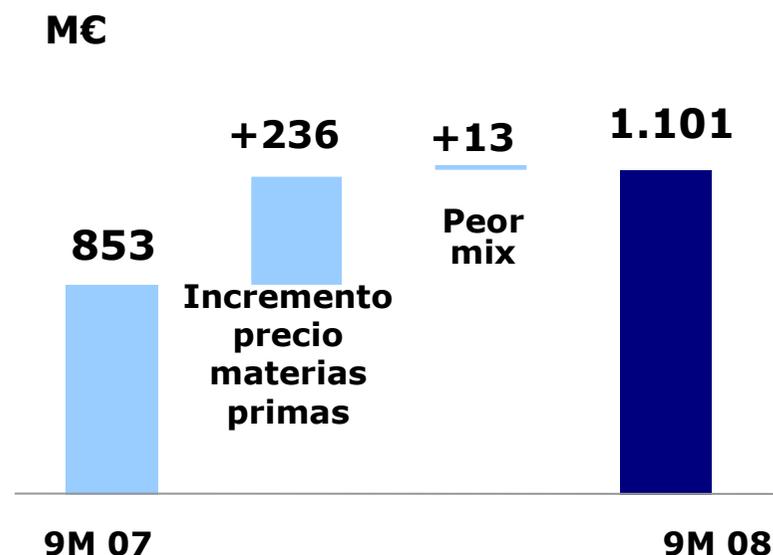
Coste de combustible peninsular por tecnologías

Desglose de coste unitario del combustible peninsular ⁽¹⁾

€/MWh

	9M 07	9M 08	Variación
CCGT ⁽³⁾	36,4	41,2	13,3%
Carbón nacional ⁽⁴⁾	22,9	29,5	28,7%
Carbón importado	18,6	30,2	62,6%
Fuel	160,9	204,1	26,9%
Media térmica convencional	26,8	36,5	36,4%
Media total	16,2	21,0	29,1%

Desglose de los efectos en el coste de combustible ⁽²⁾



(1) Sin incluir coste de derechos de emisión y comparativa con 2007 proforma. Datos sin Tarragona y Los Barrios.

(2) El coste de Endesa incluye Nuclenor y 2ª parte de combustible nuclear tanto para el 9M07 como 9M08

(3) 36,6 €/MWh en 2008 y 31,8 en 2007 sin incluir ATR.

(4) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 31,7 €/MWh en 9M08 y 25,2 €/MWh en 9M07. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

Régimen especial: magnitudes operativas

		9M 07			9M 08		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
MW							
Total		1.592	1.292	2.387	2.074	1.748	2.989
Potencia instalada ⁽¹⁾	Cogeneración	211	39	452	200	39	423
	Eólica	1.139	1.044	1.554	1.620	1.487	2.174
	Minihidráulica	196	187	240	196	187	240
	Otras	46	22	140	58	35	152
GWh							
Total		2.863	2.214	4.605	3.256	2.563	4.981
Pro-ducción	Cogeneración	476	97	1.187	551	95	1.219
	Eólica	1.807	1.607	2.495	2.104	1.935	2.852
	Minihidráulica	426	413	460	456	445	471
	Otras	154	97	463	145	88	439

(1) Actualmente hay 519 MW eólicos en construcción

EBITDA de Endesa en Latinoamérica por negocios y países

EBITDA Generación y Transporte

M€

	9M 07	9M 08	Variación
 Chile	370	613	65,7%
 Colombia	191	240	25,7%
 Brasil	125	157	25,6%
 Perú	113	89	(21,2%)
 Argentina	89	95	6,7%
TOTAL GENERACIÓN	888	1.194	34,5%
Interconexión Brasil-Argentina	36	60	66,7%
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	924	1.254	35,7%

EBITDA Distribución

M€

	9M 07	9M 08	Variación
 Chile	144	168	16,7%
 Colombia	218	255	17,0%
 Brasil	389	391	0,5%
 Perú	67	71	6,0%
 Argentina	106	57	(46,2%)
TOTAL DISTRIBUCIÓN	924	942	1,9%

Hechos relevantes por países

EBITDA 9M 08 (vs 9M 07)



Chile

Gx: 613 M€ (+65,7%)

Dx: 168 M€ (+17%)

EBITDA total:

781 M€ (+51,9%)

- Siguen mejorando los niveles de hidraulicidad a la vez que continúa el déficit de suministro de gas
- Revisión extraordinaria del precio del nudo en agosto por variación tipo de cambio. Precio de nudo queda en 114,72 USD/MWh
- Nuevo incremento del precio del nudo a aplicar desde nov 08 hasta abril 09. Nuevo precio 118,28 USD/MWh
- Derogado el Decreto de Racionamiento, pero la demanda continúa baja (-2,7% respecto a 9M07) por los altos precios de la energía
- Presentado Informe de Impacto Ambiental del proyecto Aysén



Colombia

Gx: 240 M€ (+25,7%)

Dx: 255 M€ (+17,0%)

EBITDA total:

495 M€ (+21%)

- Reconocimiento de un menor Impuesto al Patrimonio frente al año anterior (efecto positivo de 14 M€ en EBITDA)
- Adjudicación mediante subasta de una remuneración por cargo de confiabilidad de 13,998 USD/MWh para el proyecto hidráulico Quimbo (400MW), previsto para finales de 2013
- 66 MW de potencia adicional en Termocartagena por recuperación turbina
- Aprobada resolución de la CREG que establece WACC para la próxima revisión de Codensa en 13,9%



Brasil

Gx: 157 M€ (+25,6%)

Dx: 391 M€ (+0,5%)

Tx: 53 M€ (+89,3%)

EBITDA total:

601 M€ (+10,8%)

- Precios spot muy altos enero-febrero en todos los sistemas (baja hidraulicidad) reduciéndose desde entonces
- Altos márgenes en Cachoeira beneficiada por los altos precios del mercado spot los dos primeros meses de 2008
- Reajuste tarifario Ampla: incremento VAD 6,5% (IRT 10,95%) Adicionalmente reconoce mayores costes de compra de energía
- Reajuste tarifario Coelce: incremento VAD 7,4% (IRT 8,43%)
- Cien, firmado acuerdo para cobro de peajes en 2008 (85M€). Ingresos por peajes acumulados a septiembre suman 64 M€
- En abril Standard & Poor's elevó el rating de Brasil a BBB- (investment grade)

Hechos relevantes por países

EBITDA 9M 08 (vs 9M 07)

Gx: 95 M€ (+6,7%)

Dx: 57 M€ (-46,2%)

Tx: 7 M€ (-12,5%)

EBITDA total:

159 M€ (-21,7%)



Argentina

- Menores restricciones de gas por invierno suave
- Primer incremento de tarifas a clientes residenciales desde 2002. Desde el 1 de julio se aplica un incremento medio del 10% que afecta al 24% de los clientes residenciales. Incremento equivalente del VAD del 18%
- Resolución 1071/08 incrementa precio de gas boca de pozo para diferentes segmentos con carácter retroactivo desde septiembre. Para la industria supone un aumento del 18%
- Modificación cierre contable 2007 Docksud (+11 M€ en EBITDA)
- Mayores costes fijos en Edesur por actualización de inflación
- EBITDA 1T07 incluye 40M€ de retroactivo en Edesur
- Puesta en operación comercial de los primeros 829MW del FONIMVEMEM (1600MW previstos)
- S&P baja rating de la deuda de Argentina en agosto de "B+" a "B"

Gx: 89 M€ (-21,2%)

Dx: 71 M€ (+6%)

EBITDA total:

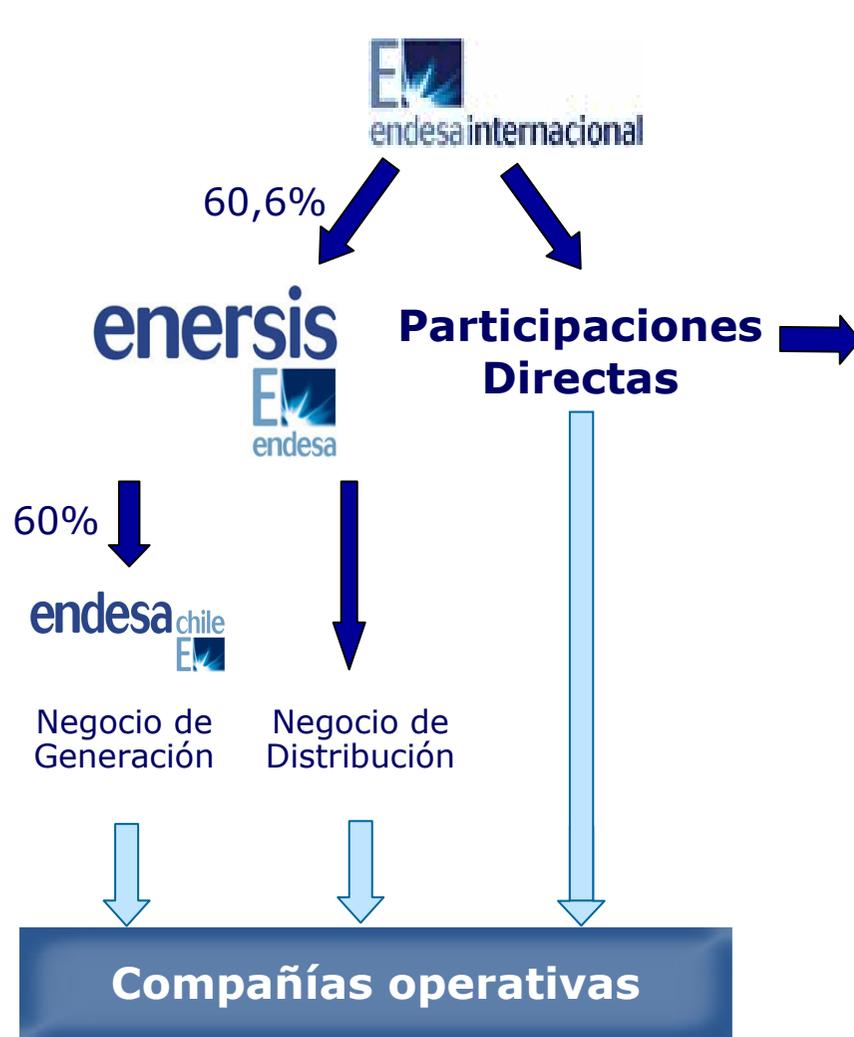
160 M€ (-11,1%)



Perú

- Menor disposición de gas por congestión en el gasoducto de Camisea da lugar a regulación para el reparto de los mayores costes de combustibles (DL 1041)
- Resultado OPAs sobrevenidas en Perú: Endesa adquiere el 23,8% de Edegel y el 24% de Edelnor con un desembolso total de 325 M€. OPA sobre Piura pendiente de resolver
- La agencia Moody's elevó en agosto la calificación de la deuda de Perú en moneda extranjera de "Ba2" a "Ba1", aún un escalón por debajo del grado de inversión. Standard & Poor's elevó la calificación de Perú al grado de inversión el 14 de julio, mientras que Fitch Ratings también la subió al grado de inversión a "BBB-" el 2 de abril
- Incremento del 3,6% del precio monómico barra mayo 08-abril 09 (40,55 US\$/MWh)
- Licitaciones energía distribuidoras. Edelnor ha cubierto el 100% de su demanda de energía entre 2008-2011
- Decreto ley para el uso de "Recursos Energéticos Renovables"

Endesa Internacional posee importantes participaciones directas además de Enerjis



	M€	% Directo	Total EBITDA 9M 08	Deuda Neta 30-09-08*
 Codensa:		26,7%	255	354
 Emgesa:		21,6%	240	437
EEB:		4,7%	n/d	n/d
 Endesa Brasil:		28,5%	601	935
 Edesur:		6,2%	57	34
 DockSud:		40%	40	108
Edelnor:		18%	71	185
 Edegel:		5,6%	74	337
Piura:		48%	15	-6
 Pangué		5%	65	106
Total proporcional			339	556

* 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 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.



Resultados 9M 2008



5 de noviembre de 2008