



## ***Resultados 1T 2009***



**Dow Jones  
Sustainability Indexes**  
Member 2008/09

**8 de mayo de 2009**

## Nota aclaratoria

- **A efectos de analizar la evolución del Grupo durante el 1T 2009 y su comparación con 2008, hay que tener en cuenta:**
  - **En 1T 2008 se consideraban actividades interrumpidas los activos que posteriormente se vendieron a E.On**
  - **El balance de situación a 31-dic-2008 incluía los activos y pasivos que iban a ser objeto de una aportación a una sociedad conjunta con Acciona como "activos o pasivos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas"**
  - **Según el criterio marcado por la NIIF 5, en los EE.FF. del 1T 2009, los activos que se acordaron vender a Acciona el pasado 20 de febrero se clasifican en el balance de situación como "Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas" y no se amortizan**

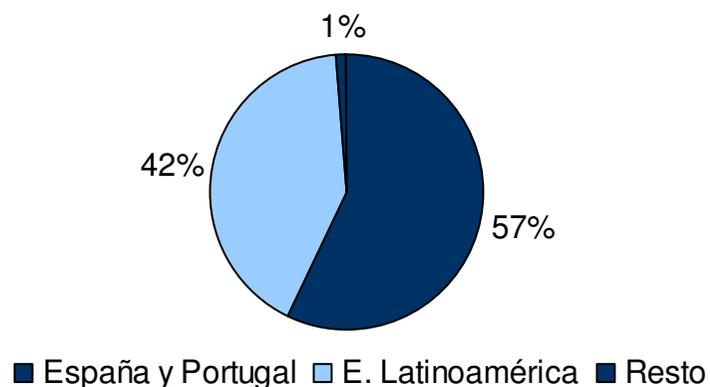
**Positivo comportamiento operativo en el trimestre  
en todos los negocios**

M€	<b>1T 2009</b>	<b>1T 2008</b>	<b>Variación</b>
<b>Ingresos</b>	5.976	5.450	<b>+10%</b>
<b>Margen de contribución</b>	2.596	2.394	<b>+8%</b>
<b>EBITDA</b>	1.729	1.631	<b>+6%</b>
<b>EBIT</b>	1.223	1.228	<b>-0%</b>
<b>Gastos financieros netos</b>	-249	-271	<b>-8%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	509	662	<b>-23%</b>
<b>Resultado neto actividades continuadas antes de minoritarios<sup>(1)</sup></b>	733	729	<b>+1%</b>

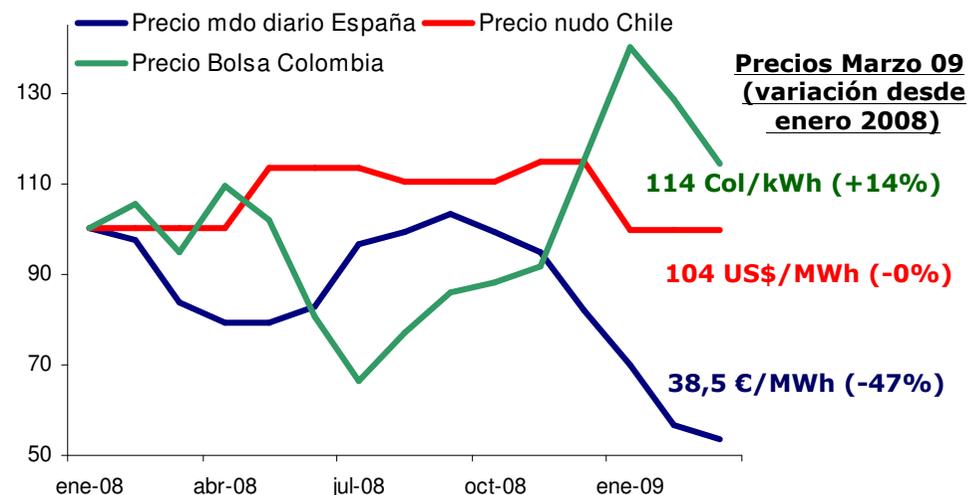
(1) No incluye los activos vendidos a E.On en 2008

## La diversificación geográfica mitiga el impacto de un entorno complicado

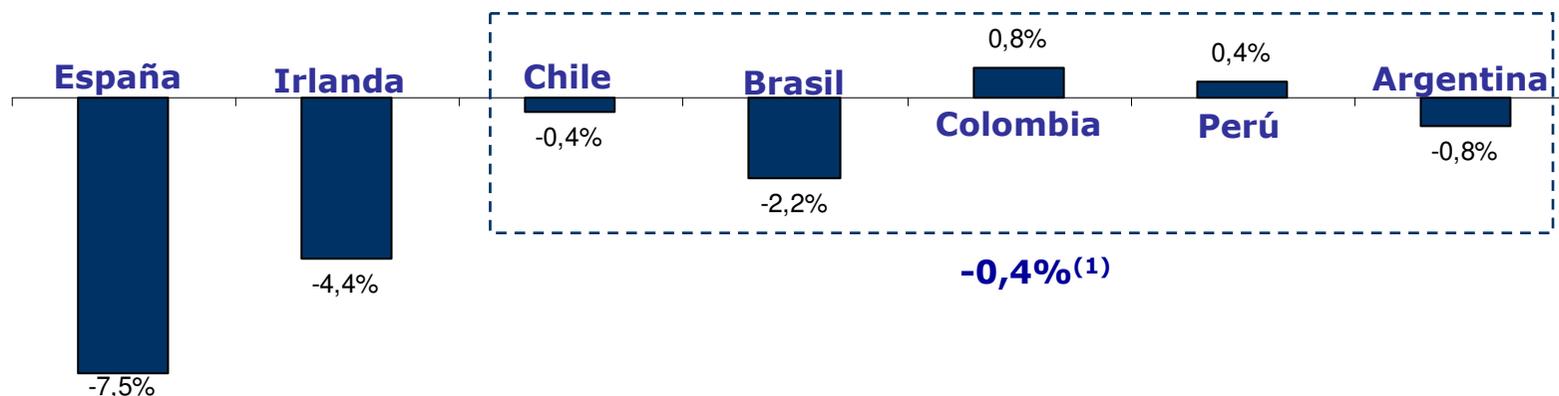
**Diversificación geográfica (EBITDA 1T 09)**



**Evolución precios eléctricos España, Chile y Colombia (media mensual, base 100)**



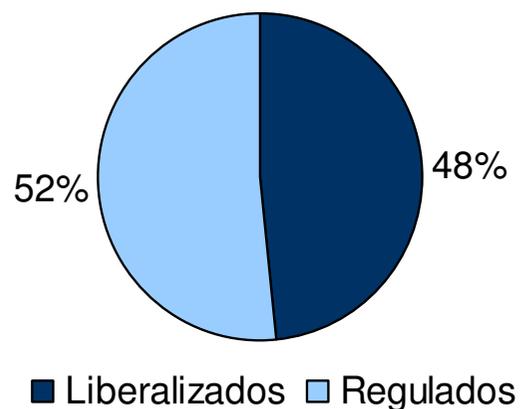
**Evolución demanda país 1T 09 vs. 1T 08**



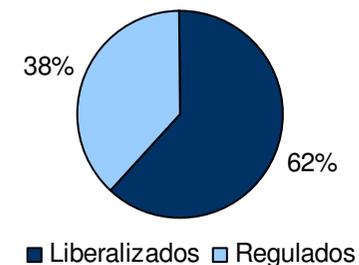
(1) Países en los que opera Endesa. Ponderación por EBITDA

## Perfil de negocio defensivo y mayor visibilidad regulatoria

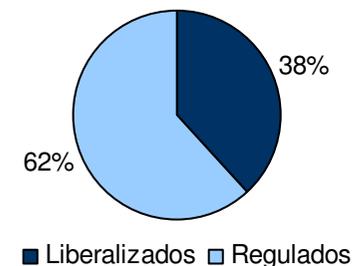
**Perfil de negocio  
(EBITDA 1T 09)**



**Endesa Latinoamérica  
(EBITDA 1T 09)**



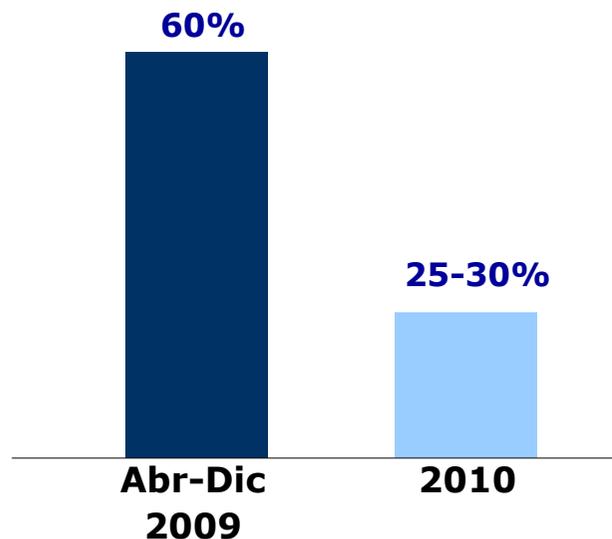
**España y Portugal  
(EBITDA 1T 09)**



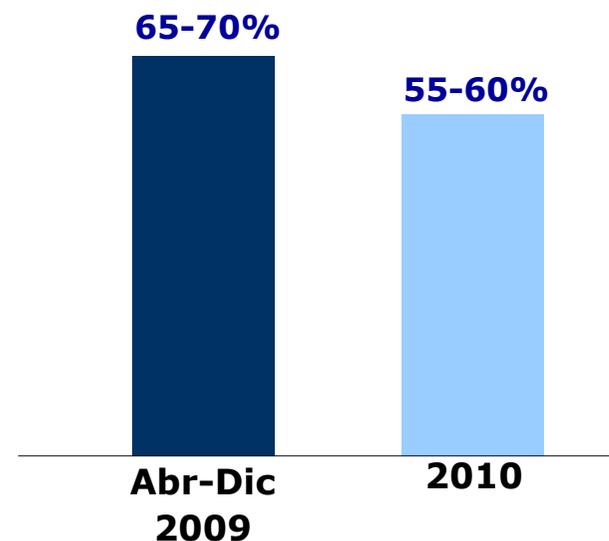
- **Mayor visibilidad regulatoria tras la aprobación del RDL 6/2009 del 30 de abril**
- **Latinoamérica: revisiones tarifarias fijadas para los próximos años**

## Refuerzo de la estabilidad de márgenes a través de la estrategia de cobertura con clientes

**España y Portugal**  
(% producción estimada RO peninsular ya comprometida)



**Latinoamérica** (% producción estimada ya comprometida)

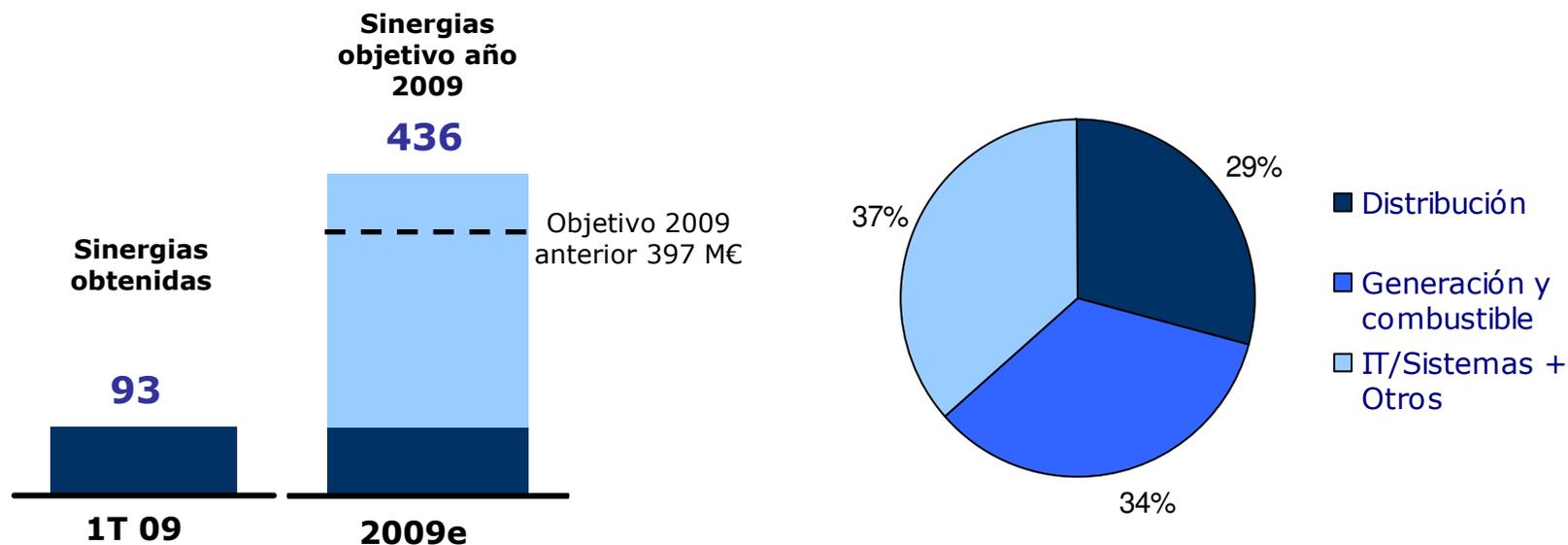


**Efectiva cobertura de márgenes gracias a la política comercial**

## Avance en la mejora de eficiencia

### Grado de cumplimiento sinergias 1T 09

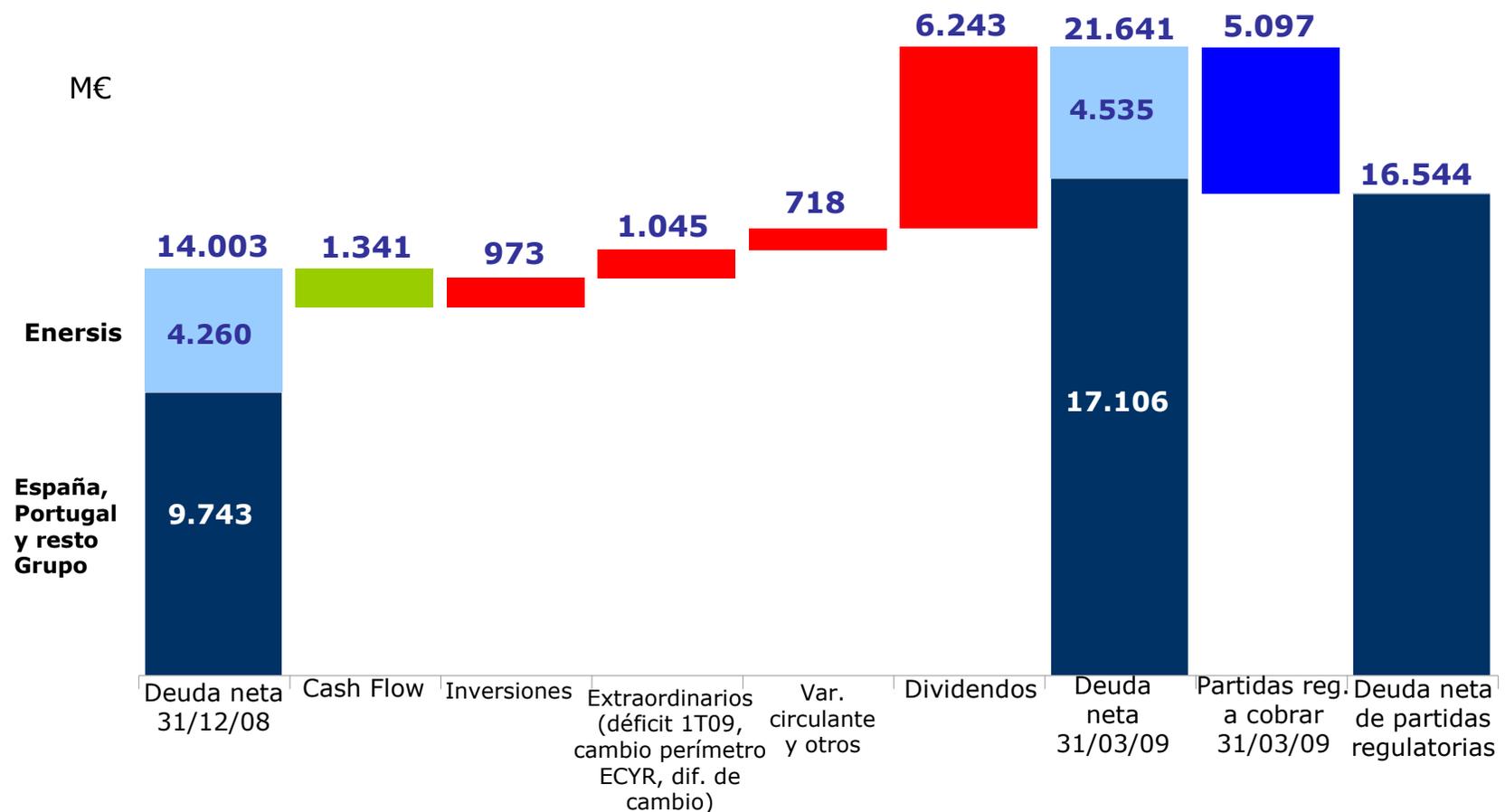
M€



- Plan de sinergias reforzado ante el nuevo entorno económico y ante la perspectiva de la nueva estructura accionarial
- Conseguido el 21% del nuevo objetivo de sinergias para el 2009
- Puestas en marcha nuevas iniciativas de mejora de eficiencia

## Flexibilidad financiera tras el pago de un dividendo histórico

### Evolución deuda neta en 1T 09



	31/12/2008	31/03/2009	31/03/2009 (sin partidas regulatorias)
<b>Deuda Neta / EBITDA</b>	<b>2,0</b>	<b>3,1</b>	<b>2,4</b>
<b>Apalancamiento (Deuda neta / RR.PP.)</b>	<b>0,7</b>	<b>1,4</b>	<b>1,1</b>

## Nuevas operaciones financieras refuerzan la posición de liquidez

Extensión 2012  
Crédito Sindicado  
€ 1.280M

- Extensión en abril del vencimiento desde junio 2010 hasta enero 2012
- Extendidos €1.280M por 10 entidades

Nuevo Préstamo  
Sindicado  
€2.000M

- Formalizado en mayo nuevo préstamo bancario por €2.000M que vence en mayo 2011
- Participan 21 entidades tanto nacionales como internacionales

### Liquidez resultante tras nuevas operaciones de financiación

	Liquidez (caja)	Cobertura de vencimientos	Vida media de la deuda
<b>Endesa sin Enersis</b>	5.443 M€ (378 M€)	25 meses	4,3
<b>Enersis</b>	2.255 M€ (1.611 M€)	20 meses	5,2



**Resultados 1T 2009**

# **España y Portugal**



## Claves del periodo

- **Caída significativa de la demanda (-7,5%) y del hueco térmico conllevan fuerte caída del precio mayorista (-31%, 50 €/MWh)**
- **A pesar de ello, incremento del margen (+6%) por estrategia de cobertura comercial, menores costes variables por mejora del mix (60% hidráulica y nuclear) y menor coste de CO<sub>2</sub>**
- **A pesar del incremento de tarifa (+3,1%) y tarifas de acceso (+25%), continua la generación de déficit (519 M€ en 1T 09)**
- **Endesa mantiene liderazgo en el mercado español con 32% de cuota en generación R.O., 43% en distribución y 42% en mercado liberalizado**

## Resultados estables en un entorno muy exigente

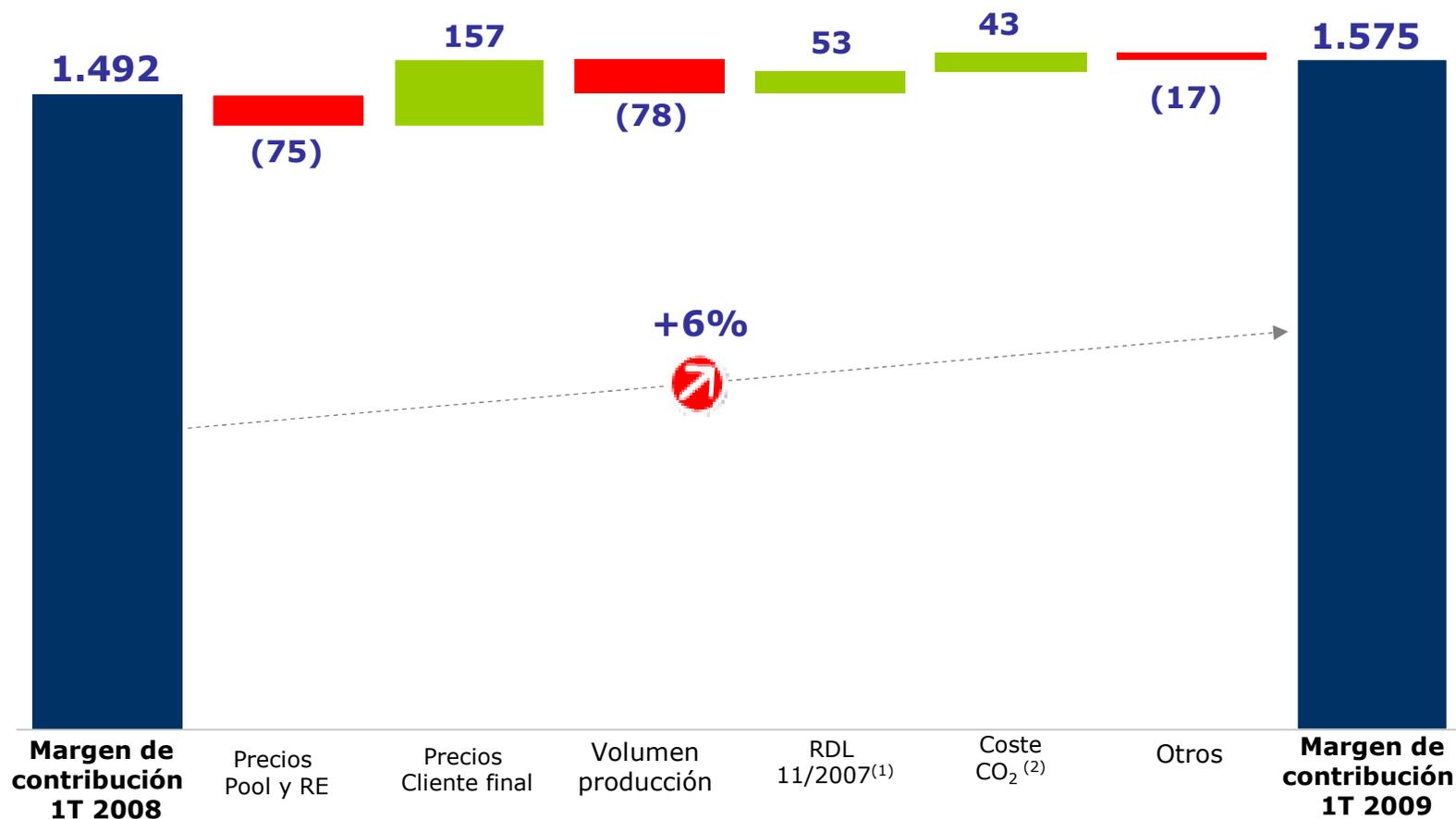
M€	1T 2009	1T 2008	Variación
<b>Ingresos</b>	3.238	3.109	<b>+4%</b>
<b>Margen de contribución</b>	1.575	1.492	<b>+6%</b>
<b>EBITDA</b>	987	968	<b>+2%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	625	708	<b>-12%</b>
<b>Gastos financieros netos<sup>(2)</sup></b>	-171	-156	<b>+10%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	378	437	<b>-14%</b>
<b>Resultado de actividades continuadas antes de minoritarios</b>	386	419	<b>-8%</b>

(1) Fuerte incremento de las amortizaciones debido principalmente a la regularización de las amortizaciones de ECYR (43 M€), al deterioro de la cartera de CO<sub>2</sub> (25 M€) y las nuevas inversiones en distribución (22 M€)

(2) Los gastos financieros netos suben debido al efecto de la evolución de los tipos de interés sobre las provisiones para riesgos que se registran por su valor actualizado, principalmente EREs (117 M€ en 1T 09 vs. 27 M€ en 1T 08)

## Mejora del margen de contribución en un 6% en un contexto de menores precios mayoristas y producción

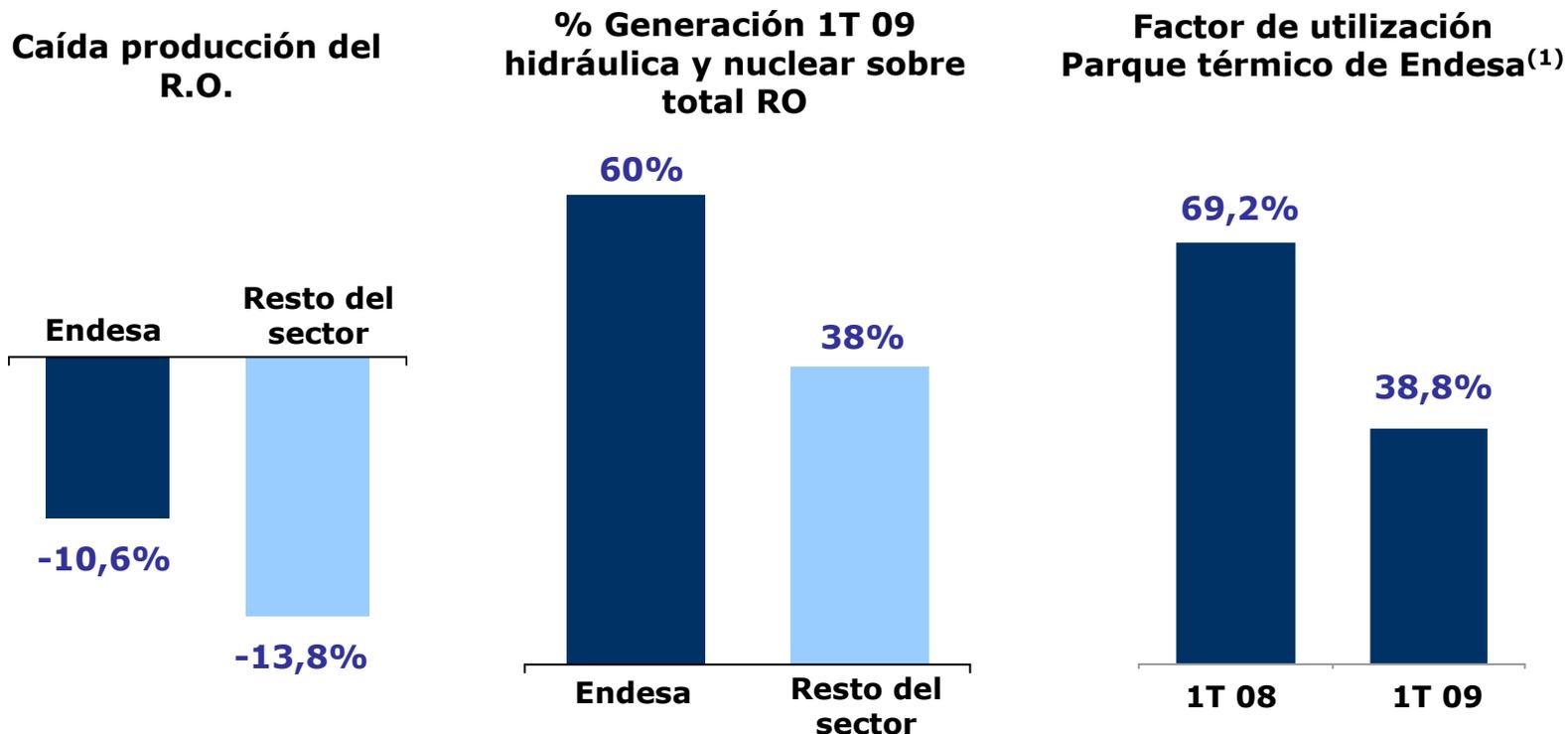
M€



(1) Descuento de derechos (53 M€ en 1T 2009 vs. 106 M€ en 1T 2008).

(2) Coste déficit CO<sub>2</sub> (11,6 M€ en 1T09 vs. 54,9 M€ en 1T 08)

## Competitividad del parque de generación de Endesa ante la reducción del hueco térmico

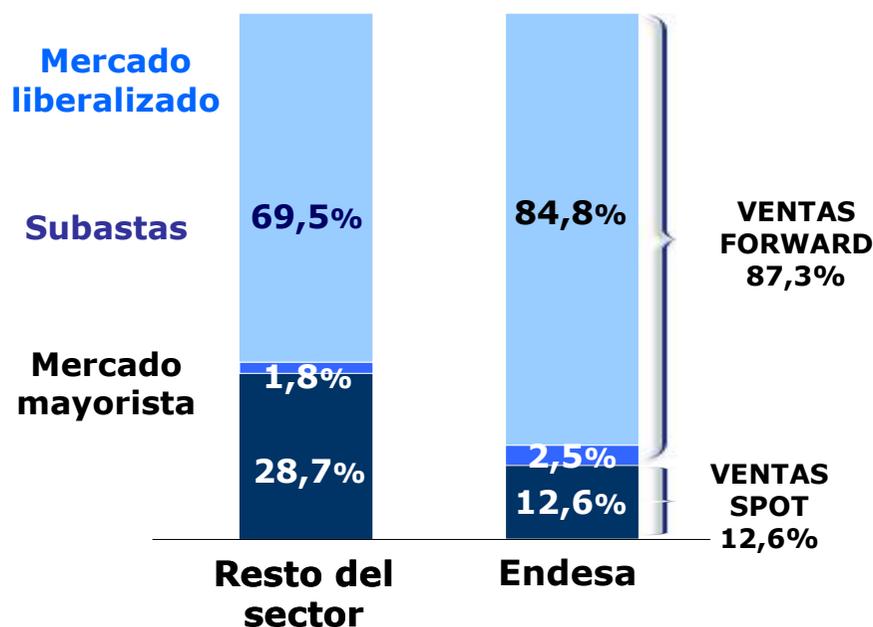


- **Ventaja competitiva gracias a un mix de generación con mayor peso de nuclear e hidráulica (60% Endesa vs. 38% resto sector)**
- **63% de la producción en la península libre de emisiones de CO<sub>2</sub>**
- **Utilización del parque térmico con estrictos criterios de rentabilidad y en base a la flexibilidad en contratos de combustibles**

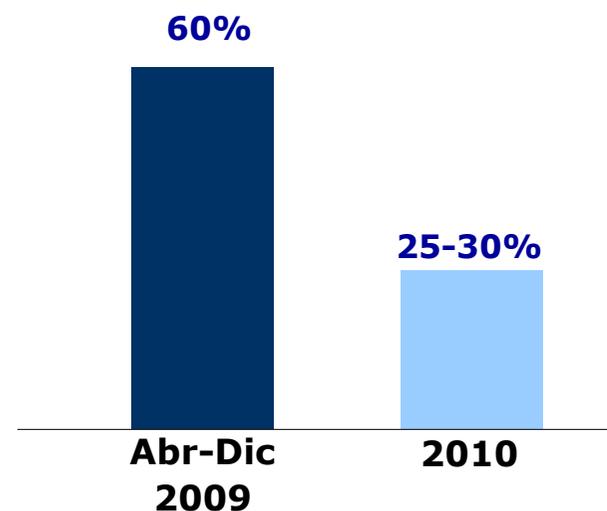
(1) *Térmica convencional sin incluir fuel-oil. No incluye sistemas extrapeninsulares*

## Estrategia de cobertura con clientes neutraliza el impacto de la caída de los precios mayoristas

Mix ventas de Generación 1T 09



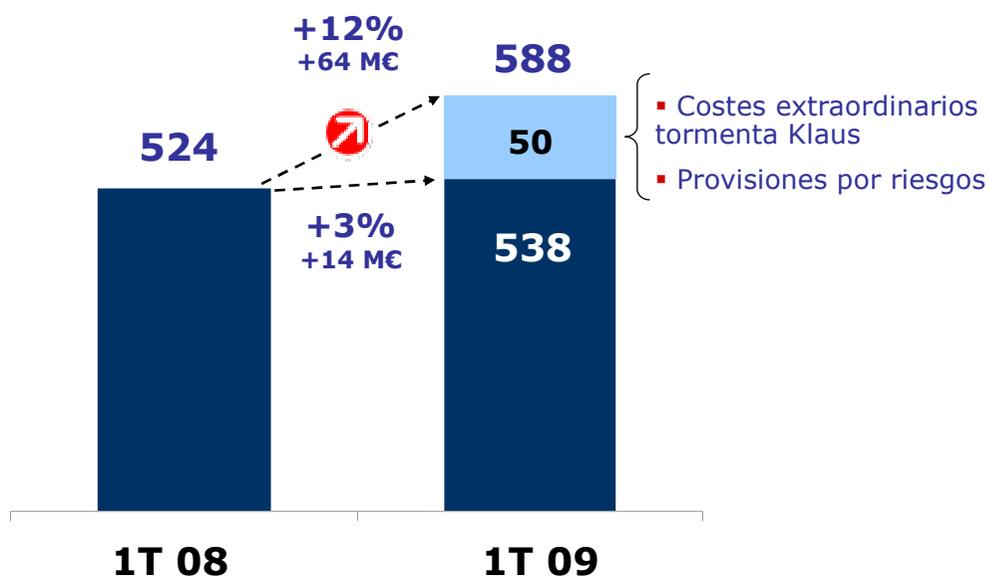
% producción estimada RO peninsular ya comprometida



- El precio medio a clientes liberalizados en 1T 09 se incrementa un 12,6%
- Precio de los contratos por encima de forwards

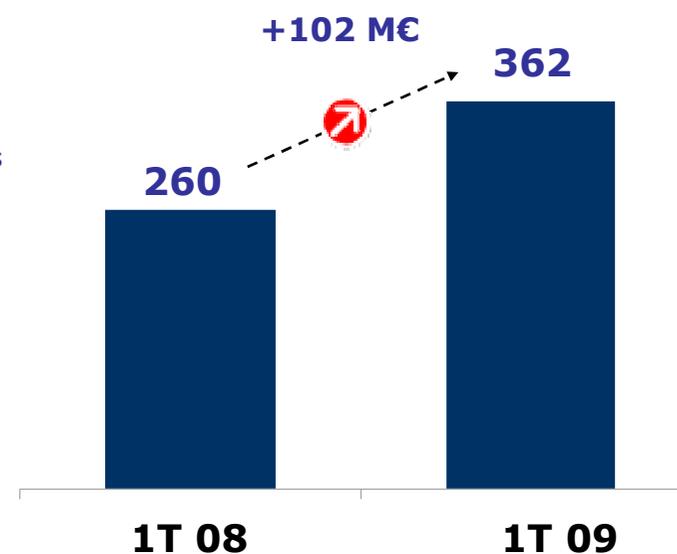
## Factores no recurrentes reducen el EBIT

### Costes fijos (M€)



- Los costes fijos de España y Portugal habrían subido un 2,7% si se descuentan los factores no recurrentes
- Los costes recurrentes de O&M se incrementan en centrales nucleares
- Mayor linealidad en la contabilización de costes fijos en 1T 09

### Amortizaciones (M€)



- Regularización ECYR: 43 M€
- Depreciación cartera CO<sub>2</sub>: 25 M€

## Novedades regulatorias I: (RDL 6/2009)

### Solución déficit de tarifa

#### Eliminación del déficit futuro:

- A partir del 01/01/2013 los peajes serán suficientes para cubrir costes regulados sin déficit ex ante
- Acotación del déficit máximo generado en el periodo 2009-2012

#### Financiación déficit:

- Constitución del "Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico"
- Garantía del Estado para los valores que emita el fondo de titulización

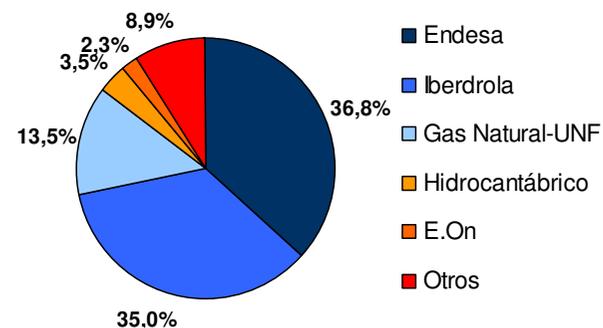
### Bono Social

- Aprox. 5 M beneficiarios (vivienda habitual con potencia contratada < 3KW + colectivos que cumplan las características establecidas)
- Cubrirá la diferencia entre TUR y una tarifa de referencia hasta el 2012

### TUR

- Clientes < 10kW, desde 1/7/09,
- Tarifa aditiva basada en precio de energía de mercado y tarifa de acceso

#### Financiación Inicial Bono Social



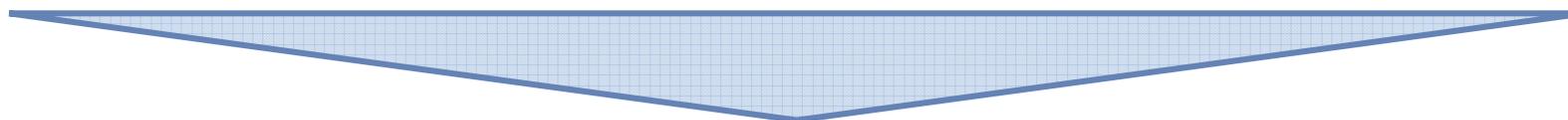
## Novedades regulatorias II: (RDL 6/2009)

**Segunda parte del ciclo de combustible nuclear:** las empresas asumen este coste que actualmente paga la tarifa, a través de una tasa a aplicar sobre la producción nuclear

**Derogación RDL 11/2007:** a partir del 01/07/2009

**Extracostes de generación SEIE:** financiados con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de forma gradual (100% en 2013). La liquidación del sistema eléctrico actúa como mecanismo de financiación subsidiario

**Control evolución régimen especial:** registro de preasignación de retribución para seguir la evolución de la potencia instalada y ajustar la retribución a las necesidades



**Mejora de la  
situación  
financiera de las  
empresas**

**Consolidación del  
modelo de  
mercado**

**Nuevo periodo de  
estabilidad  
regulatoria y  
certidumbre**



**Resultados 1T 2009**

# **Latinoamérica**



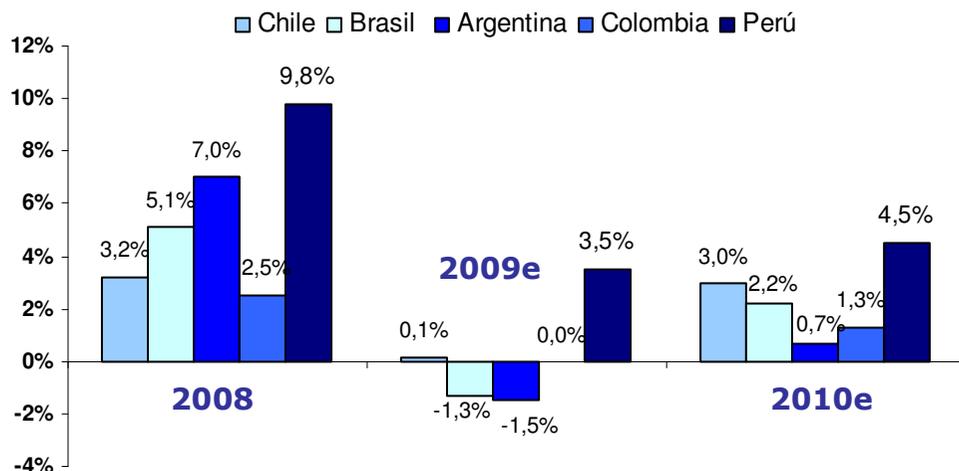
**Dow Jones  
Sustainability Indexes**  
Member 2008/09

## Claves del periodo

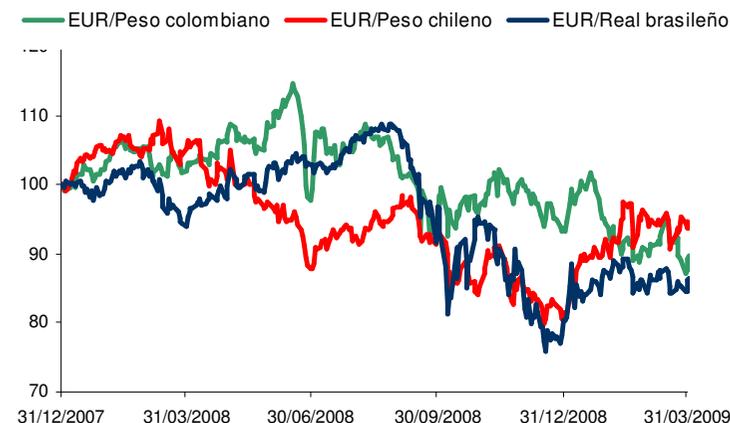
- **Moderado impacto de la crisis. Crecimiento de la producción eléctrica (+3,7%) y de las ventas de distribución (+0,6%) a pesar de la caída de la demanda eléctrica (-0,4%)**
- **Mayor componente hidráulico en el mix de producción**
- **Mejora del margen unitario de generación en Chile por mayor hidraulicidad y disponibilidad de gas, y mantenimiento del precio de nudo**
- **CIEN: acuerdos de intercambio de energía Brasil-Uruguay y Argentina**
- **Sólida situación financiera y mejora del Resultado Financiero**
- **Efecto negativo por la depreciación de las divisas respecto al primer trimestre del año anterior**

## La región sigue mostrando una mayor resistencia ante la crisis

### Crecimiento del PIB y perspectivas<sup>(1)</sup>



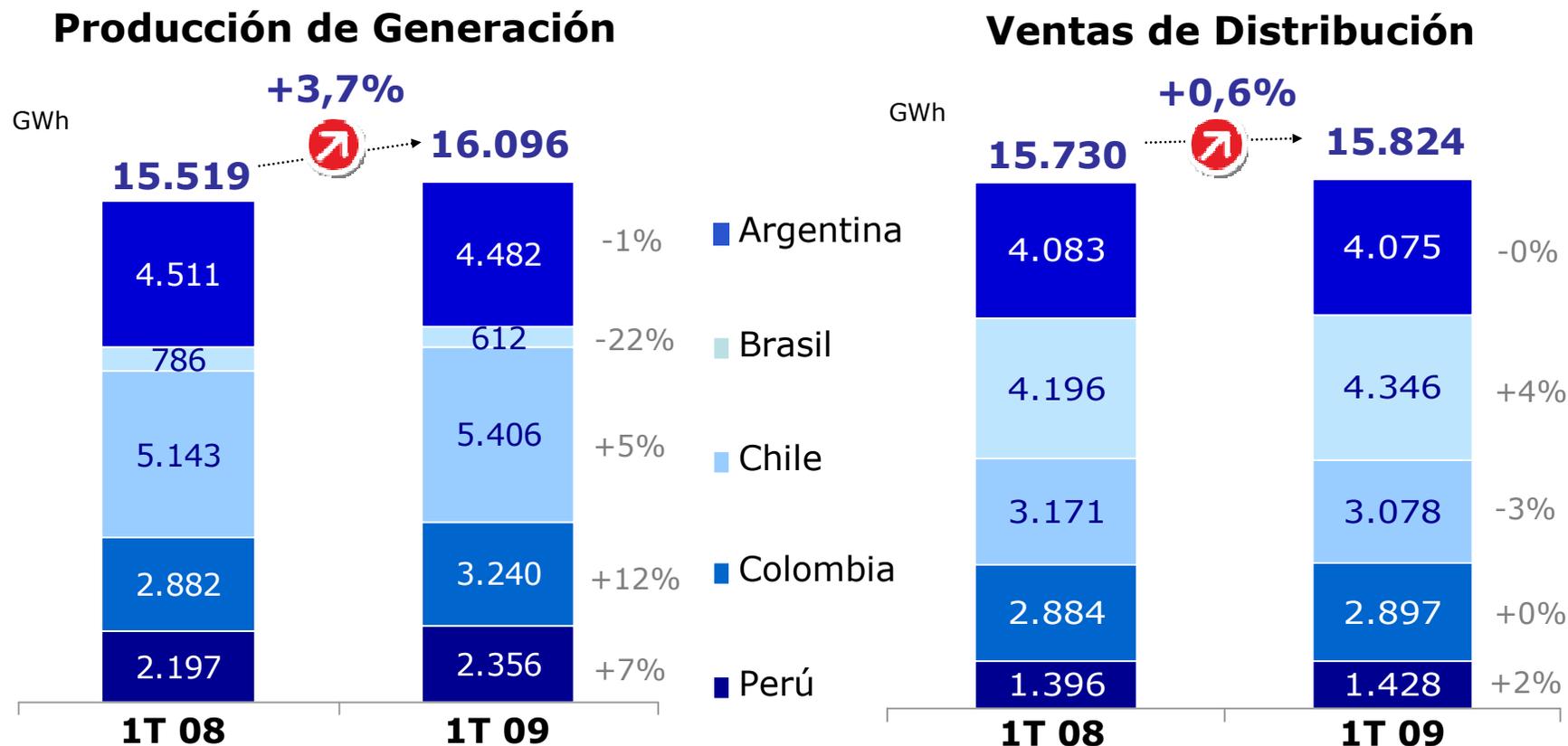
### Evolución tipos de cambio



- Endesa Latinoamerica bien posicionado ante un posible empeoramiento de la crisis actual:
  - 36% de la generación vendida en contratos > 5 años y 22% en contratos > 10 años
  - 80% EBITDA distribución con tarifa fijada para próximos 3-4 años e indexación anual garantizada
  - Distribución en áreas residenciales metropolitanas menos sensibles a la caída de la actividad industrial

(1) Fuente: FMI, Informe perspectivas económicas Las Américas Mayo 2009

## Crecimiento de la actividad eléctrica a pesar del entorno económico y sectorial



- Fuertes crecimientos de la producción en Colombia, Perú y Chile debido a la mayor producción hidráulica
- Crecimiento de las ventas de distribución en Brasil, Perú y Colombia

## Buenos resultados trimestrales

M€	1T 2009	1T 2008	Variación
<b>Ingresos</b>	2.038	2.019	<b>+1%</b>
<b>Margen de contribución</b>	990	895	<b>+11%</b>
<b>EBITDA</b>	728	660	<b>+10%</b>
<b>EBIT</b>	592	518	<b>+14%</b>
<b>Gastos financieros netos<sup>(1)</sup></b>	-74	-116	<b>-36%</b>
<b>Resultado neto antes de minoritarios</b>	345	308	<b>+12%</b>
<b>Resultado neto atribuible<sup>(2)</sup></b>	129	128	<b>+1%</b>

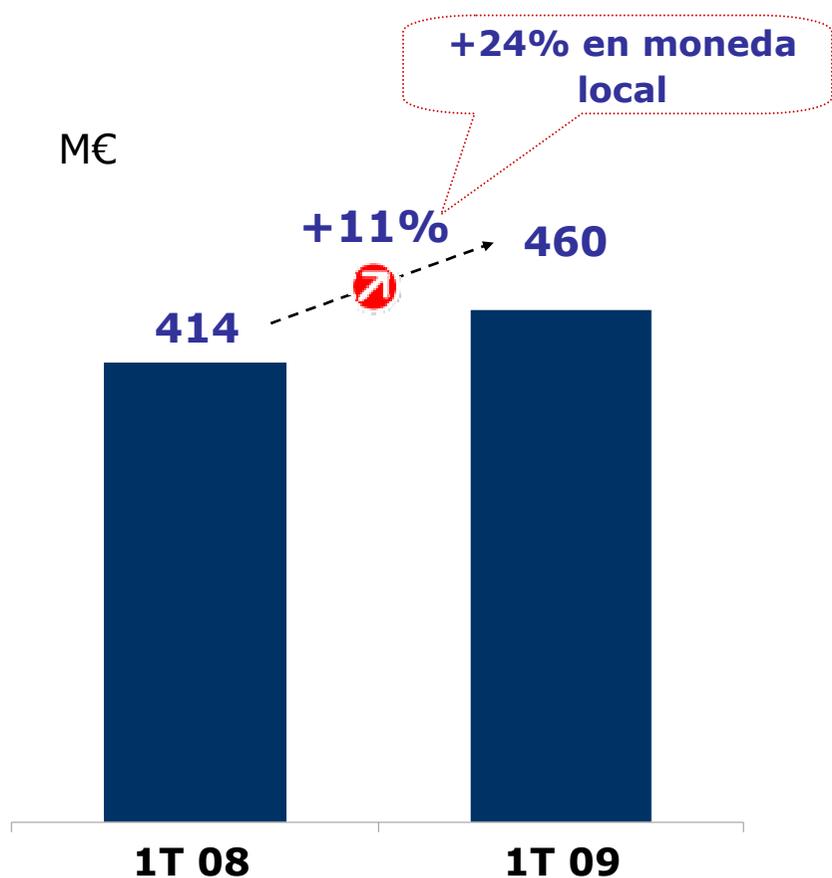
- **El EBITDA crece un 21% en moneda local**
- **115 M€ de EBITDA atribuible provienen de las participaciones directas**

(1) Reducción de los gastos financieros netos debido a la fuerte disminución del coste medio de la deuda (274pb), a mayores ingresos financieros por mayores saldos de caja y menor valor de las unidades de fomento por deflación en Chile

(2) El resultado neto atribuible se ve afectado por el incremento de la tasa fiscal media que en 1T 08 fue excepcionalmente baja junto con el efecto de provisiones fiscales en 1T 09

## Fuerte crecimiento del EBITDA de Generación por mayor actividad y menores costes variables

### EBITDA

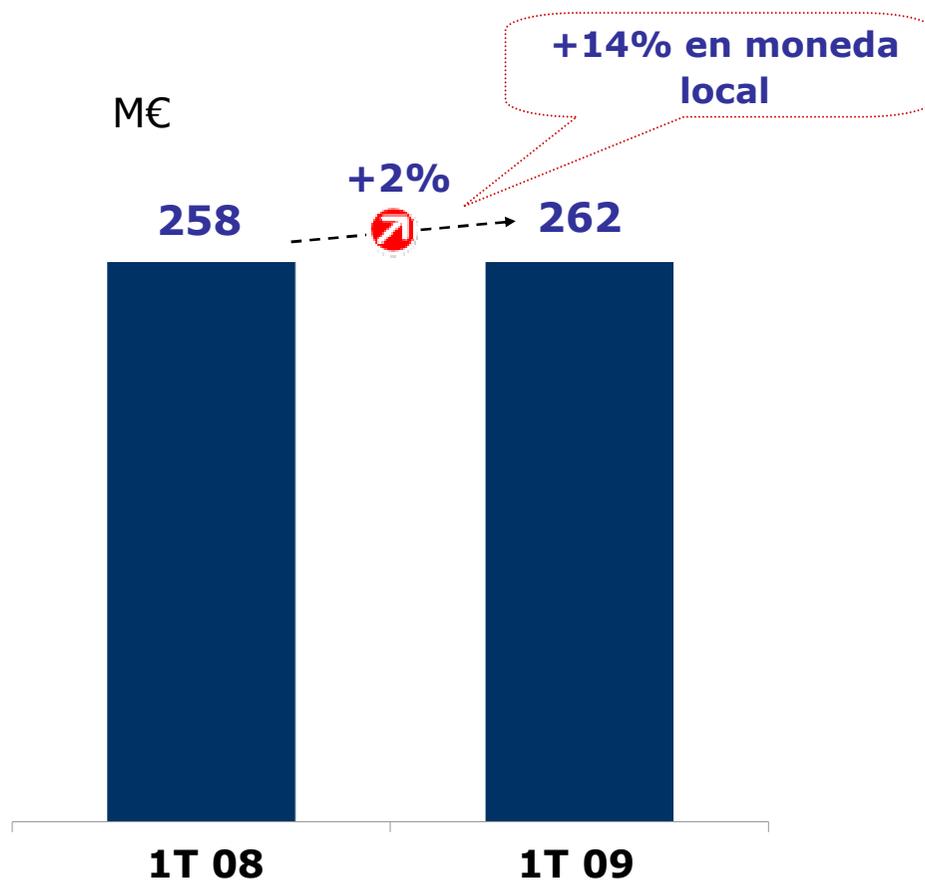


### Claves del período

- Crecimiento de la producción (3,7%), con un elevado componente de energía hidráulica (53%)
- Positiva evolución del margen unitario en Chile por mayor producción hidráulica y mayor disponibilidad de gas
- Mayores precios de venta en Colombia
- Perú: mix de producción más hidráulico y mejores precios de venta
- Mejora de la hidraulicidad ocasiona menores precios de venta en Brasil

## Crecimiento del EBITDA de Distribución

### EBITDA



### Claves del período

- Chile: mejor mix de ventas y menores costes fijos
- Brasil: mayores ingresos por las revisiones tarifarias del año anterior y mejora de costes operativos
- Adquisición junto a EEB de una participación en Electrificadora de Cundinamarca (Colombia)
- Reducción pérdidas de energía hasta el 10,5%



**Resultados 1T 2009**

# **Conclusiones**



**Dow Jones  
Sustainability Indexes**  
Member 2008/09

## Sólidos resultados en el primer trimestre

- **Liderazgo en los mercados que operamos**
- **Base de activos única y bien diversificada**
- **Estabilidad de márgenes por elevado peso de negocios regulados y estrategia comercial**
- **Enfoque continuo en mejora de la eficiencia**
- **Fortaleza financiera**
- **Mayor visibilidad regulatoria**



**Bien  
posicionados  
para crear valor  
incluso en el  
entorno actual**



**Resultados 1T 2009**

# **Anexos**



## Potencia instalada y producción<sup>(1)</sup>

MW a 31.03.09		España y Portugal	Latinoamérica	Endesa Desarrollo	Total
<b>Potencia instalada</b>	<b>Total</b>	<b>24.226</b>	<b>15.284</b>	<b>1.212</b>	<b>40.721</b>
	Hidráulica	5.415	8.641	-	14.056
	Nuclear	3.642	-	-	3.642
	Carbón	5.804	538	-	6.342
	Gas Natural	2.074	3.920	123	6.117
	Fuel-oil	5.256	2.158	1.068	8.482
	Renovable y cogeneración	2.034	27	21	2.082
	TWh 1T 09 (var. s/1T 08)		España y Portugal	Latinoamérica	Endesa Desarrollo
<b>Producción</b>	<b>Total</b>	<b>20,5 -7,9%</b>	<b>16,1 +3,7%</b>	<b>0,6 +190%</b>	<b>37,1 -2,1%</b>
	Hidráulica	2,5 +138%	8,6 +8%	- -	11,0 +23%
	Nuclear	6,8 -10%	- -	- -	6,8 -10%
	Carbón	6,5 -22%	0,5 -18%	- -	7,0 -22%
	Gas Natural	0,7 -56%	4,8 -0%	0,2 +7%	5,7 -14%
	Fuel-oil	2,9 +3%	2,2 +2%	0,3 n.a.	5,5 +10%
	Renovable y cogeneración	1,1 +22%	0,02 +163%	0,02 +61%	1,1 +24%

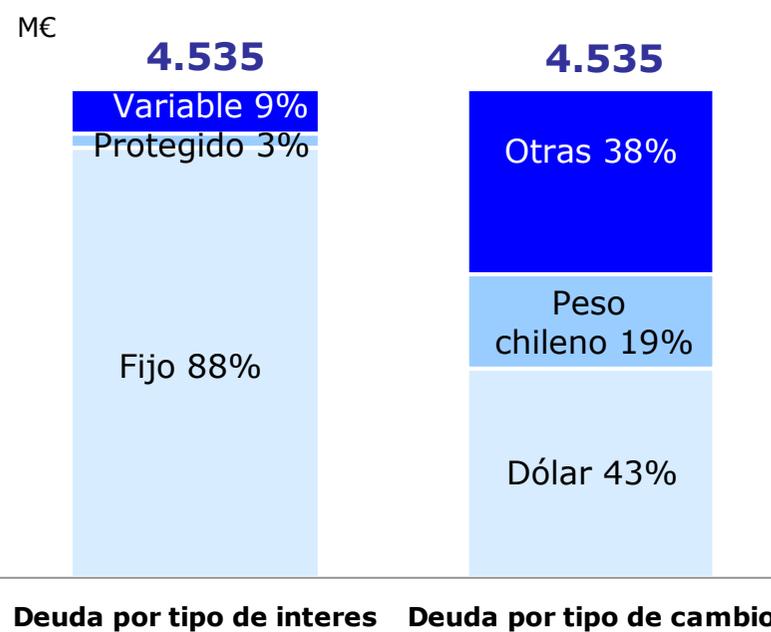
(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

## Política financiera y estructura de la deuda

### Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



### Estructura de la deuda Enersis



**Coste  
Deuda**

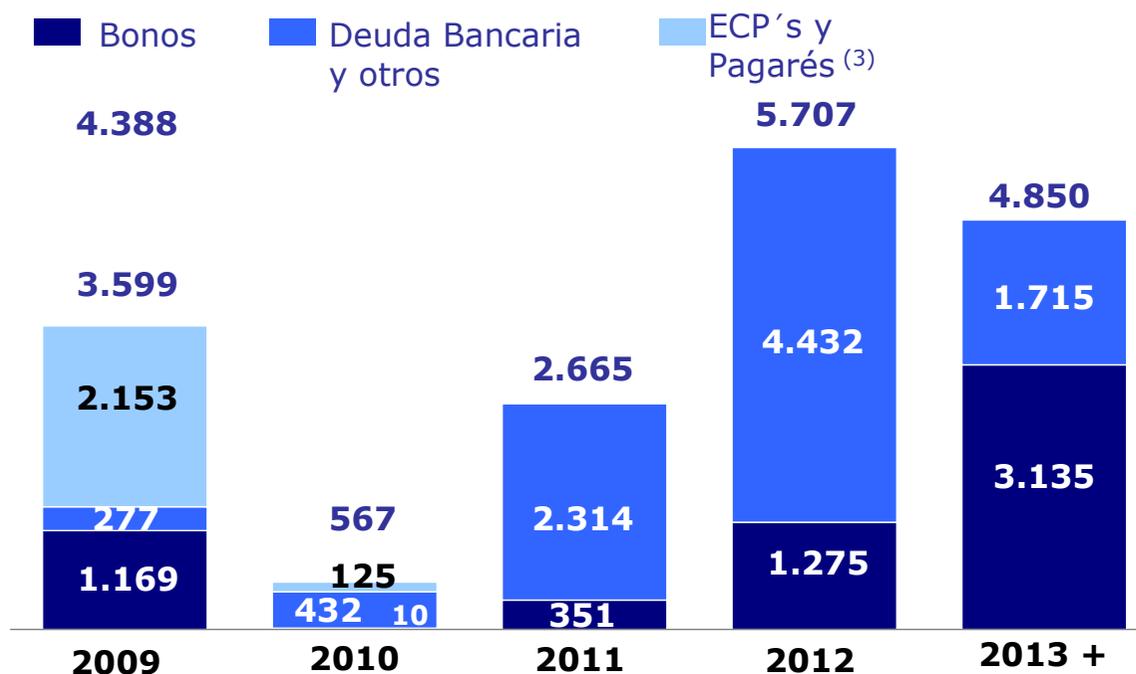
**3,85%**

**6,60%**

- **Estructura de la deuda:** Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Política de autofinanciación de negocios:** Deuda Enersis sin recurso a la matriz

## Endesa sin Enersis<sup>(1)</sup>: calendario de vencimientos de deuda

**Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de marzo de 2009: 17.387 M€<sup>(2)</sup>**



**La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 25 meses de vencimientos**

- **Liquidez 5.443 M€:**
  - 378 M€ de caja
  - 5.065 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- **Vida media de la deuda: 4,3 años**

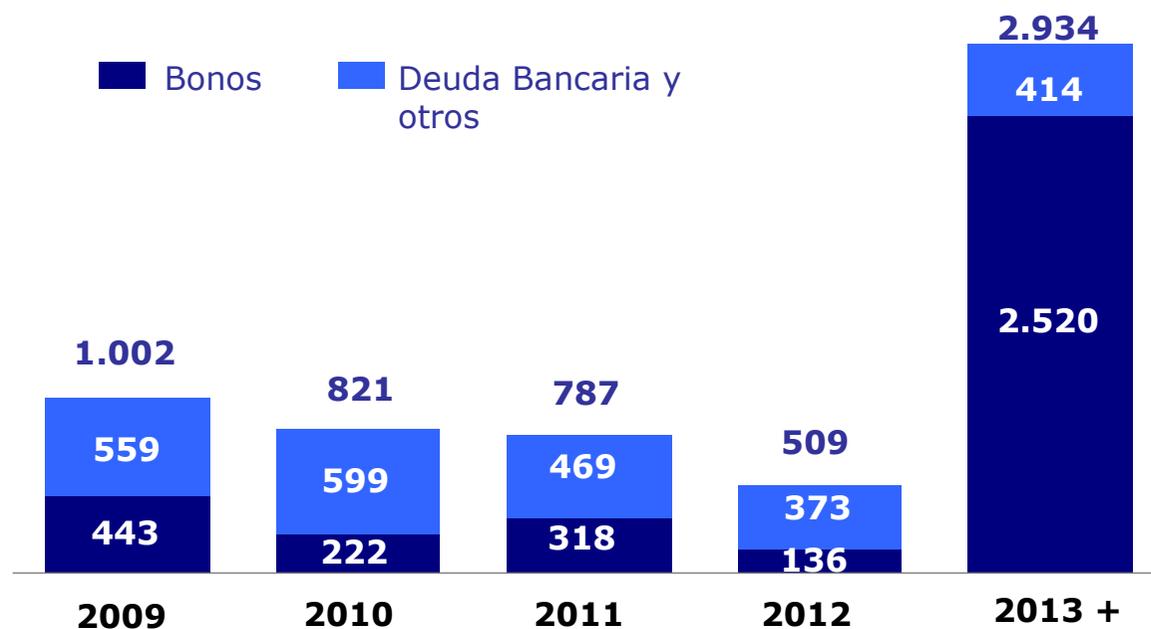
(1) Los datos incluyen las 2 nuevas operaciones financieras (extensión del Club Deal y nuevo préstamo por 2.000 M€)

(2) 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.

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

## Enersis: calendario de vencimientos de deuda

**Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de marzo de 2009: 6.053 M€<sup>1</sup>**



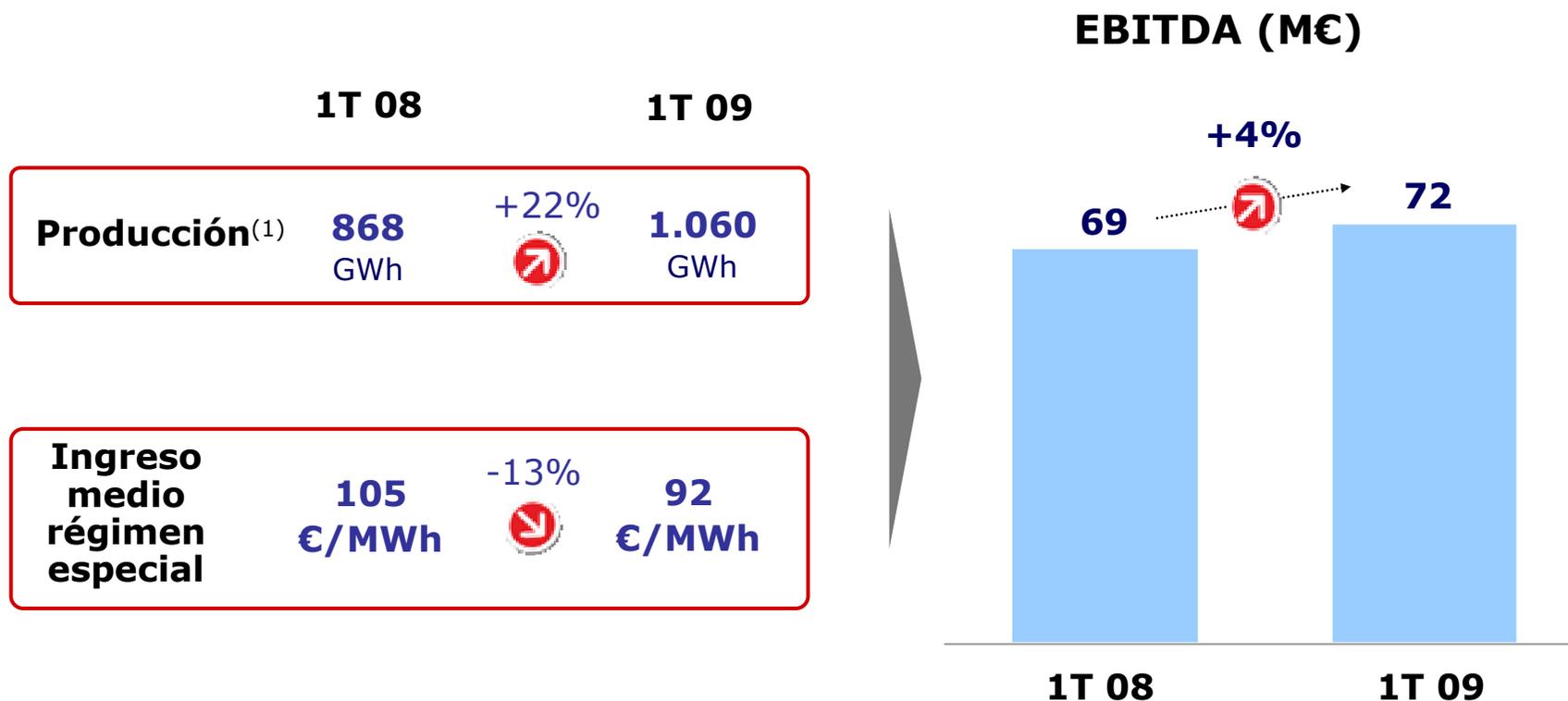
**La liquidez de Enersis cubre 20 meses de vencimientos**

- **Liquidez 2.255 M€:**

1.611 M€ de caja
644 M€ de créditos sindicados disponibles
- **Vida media de la deuda: 5,2 años**

<sup>1</sup> 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.

## Régimen especial: crecimiento del EBITDA a pesar de la caída de precios



- **158 MW<sup>(3)</sup> en construcción de nueva capacidad eólica**

(1) Producción contable

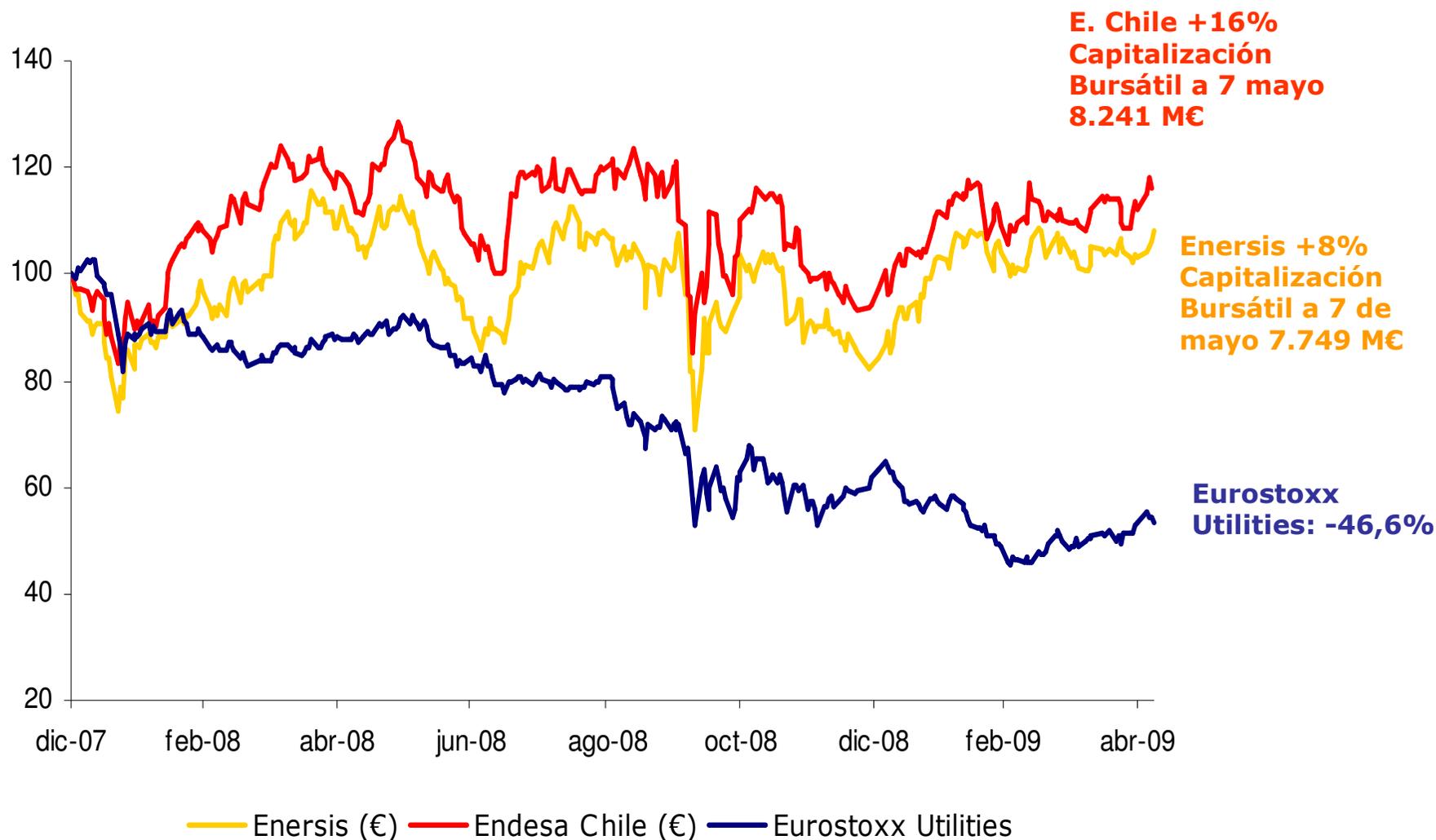
(2) Potencia neta

(3) Una vez descontado los activos incluidos en el acuerdo con Acciona

## Régimen especial: magnitudes operativas

		1T 08			1T 09		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Potencia instalada	MW						
	<b>Total</b>	<b>1.886</b>	<b>1.630</b>	<b>2.857</b>	<b>2.379</b>	<b>2.034</b>	<b>3.333</b>
	Cogeneración	200	39	423	190	32	411
	Eólica	1.444	1.382	2.054	1.925	1.768	2.527
	Minihidráulica	196	186	240	205	199	252
Otras	46	22	140	57	36	143	
		1T 08			1T 09		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Pro- ducción	GWh						
	<b>Total</b>	<b>1.094</b>	<b>868</b>	<b>1.720</b>	<b>1.317</b>	<b>1.060</b>	<b>1.952</b>
	Cogeneración	189	34	419	183	31	396
	Eólica	783	735	1.077	948	871	1.260
	Minihidráulica	75	72	79	135	130	147
Otras	47	27	145	51	28	149	

## Sólidos fundamentales del negocio latinoamericano reflejados en la estabilidad del valor de mercado de nuestras filiales a pesar de la crisis



## EBITDA sube un 10% hasta 728 M€ (+21% en moneda local)

M€

### EBITDA Generación y Transporte

	1T 09	1T 08	Variación
 <b>Chile</b>	250	172	45%
 <b>Colombia</b>	95	72	32%
 <b>Brasil</b>	27	76	(64%)
 <b>Perú</b>	49	35	40%
 <b>Argentina</b>	39	59	(34%)
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>460</b>	<b>414</b>	<b>11%</b>
Interconexión Brasil-Argentina	24	(3)	n.a.
<b>TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE</b>	<b>484</b>	<b>411</b>	<b>18%</b>

M€

### EBITDA Distribución

	1T 09	1T 08	Variación
 <b>Chile</b>	52	48	8%
 <b>Colombia</b>	66	67	-2%
 <b>Brasil</b>	98	94	4%
 <b>Perú</b>	26	25	4%
 <b>Argentina</b>	20	24	(17%)
<b>TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>	<b>262</b>	<b>258</b>	<b>2%</b>

*El EBITDA de Otros (ajustes y estructura) es de -18M€ en 1T 09 vs. -9M€ en 1T 08*

## Hechos relevantes por países

### EBITDA 1T 09 (vs 1T 08)



Chile

**Gx: 250 M€ (+45%)**

**Dx: 52 M€ (+8%)**

**EBITDA total:**

**302 M€ (+37%)**

- Mayor producción hidráulica
- Mayor margen unitario por mejor mix de producción y mayor disponibilidad de gas
- Durante 2009 el precio de nudo promedio fue de 104 US\$/MWh y el precio spot de 130,5 US\$/MWh
- En enero Endesa se adjudicó licitaciones de largo plazo por volumen de 2,66 TWh/año a un precio medio de 102,1 US\$/MWh
- Endesa Eco se registró en la ONU para la obtención de créditos de carbono por el parque eólico Canela (18 MW)



Brasil

**Gx: 27 M€ (-64%)**

**Dx: 98 M€ (+4%)**

**Tx: 22 M€ (n.a)**

**EBITDA total:**

**147 M€ (-11%)**

- Menor producción hidráulica (-17%) por retenciones de agua por bajo nivel de lluvias
- Precios spot sensiblemente inferiores al año anterior, por mayor hidraulicidad en el país
- Efecto positivo de las revisiones tarifarias del año anterior.
- Importante reducción de pérdidas en Coelce (-1,2pp)
- Reajuste tarifario Ampla: incremento VAD 2% (aplica a partir del 22 de abril)
- Reajuste tarifario Coelce: incremento VAD 6% (aplica a partir del 15 de marzo)
- Cien: firmado acuerdo de peajes para 2009 (108 M€ febrero-octubre)

## Hechos relevantes por países

### EBITDA 1T 09 (vs 1T 08)



**Gx: 95 M€ (+32%)**

**Dx: 66 M€ (-2%)**

**EBITDA total:**

**161 M€ (+16%)**

- Mayores precios de venta en generación por la menor hidrología en el país. Aún así, mayor producción hidráulica de las centrales de Endesa
- Adquisición en febrero de una participación minoritaria en la Electrificadora de Cundinamarca (221.000 clientes), junto con la EEB



Perú

**Gx: 49 M€ (+40%)**

**Dx: 26 M€ (+4%)**

**EBITDA total:**

**75 M€ (+25%)**

- Mayores precios de venta en generación
- Mayor producción, en parte térmica
- El precio de barra (aplicable desde mayo) ha quedado fijado en 41,69 US\$/MWh, un 1,5% por encima del precio anterior
- El Ministerio de Energía y Minas ha iniciado el proceso de contratación de 500 MW hidráulicos con fecha estimada de entrada en explotación para 2013



**Gx: 39 M€ (-34%)**

**Dx: 20 M€ (-17%)**

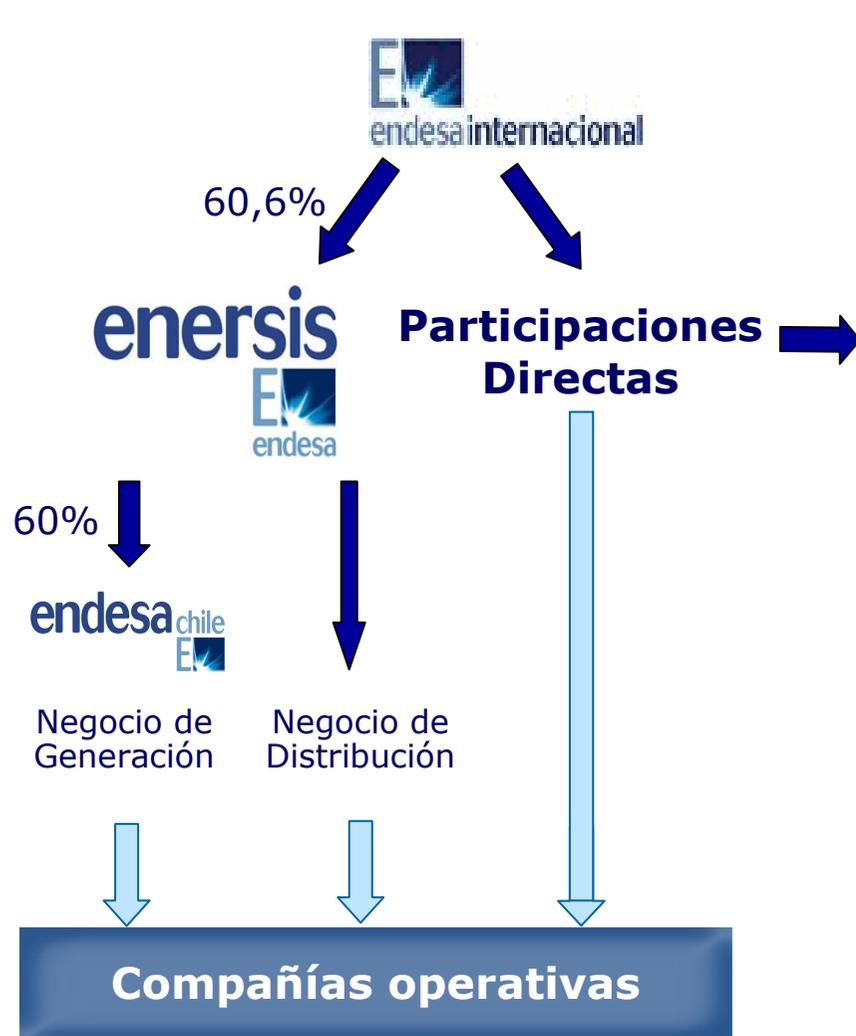
**Tx: 2 M€ (+100%)**

**EBITDA total:**

**61 M€ (-27%)**

- Menores precios de venta de las generadoras por normalización de la hidrología
- Mayores ingresos en distribución por los reajustes del año anterior.
- Mayores costes fijos por mayor inflación
- EBITDA 1T 08 incluye extraordinario 11 M€ indemnización avería TG10 en Dock-Sud

## Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enerjis



	M€	% Directo	Total EBITDA 1T 09	Deuda Neta 31-03-09*
 Codensa:		26,7%	66	358
 Emgesa:		21,6%	95	356
EEB:		4,7%	n/d	n/d
 Endesa Brasil:		28,5%	154	736
 Edesur:		6,2%	20	28
 DockSud:		40%	14	125
Edelnor:		42%	26	200
 Edegel:		29,4%	48	328
Piura:		48%	1	6
 Pangué		5%	11	64
<b>Total proporcional</b>			<b>115</b>	<b>620</b>

\* Incluye deuda intercompañías

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. 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 1T 2009***



**8 de mayo de 2009**