

03 | 11 | 09

# resultados endesa09

RESULTADOS DE LOS PRIMEROS 9 MESES



## Buenos resultados por la gestión de la crisis y la excelente base de activos

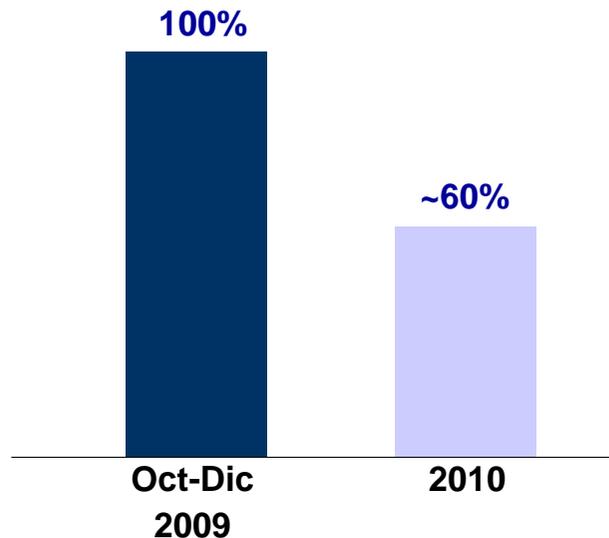
M€	9M 2009	9M 2008	Variación
<b>Ingresos</b>	18.486	17.460	<b>+6%</b>
<b>Margen de contribución</b>	8.332	7.834	<b>+6%</b>
<b>EBITDA</b>	5.804	5.436	<b>+7%</b>
<b>España&amp;Portugal</b>	3.383	3.268	<b>+4%</b>
<b>Endesa Latinoamérica</b>	2.379	2.160	<b>+10%</b>
<b>EBIT</b>	4.301	4.201	<b>+2%</b>
<b>Gastos financieros netos</b>	702	760	<b>-8%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	3.048	6.801	<b>-55%</b>
<b>Resultado actividades continuadas<sup>(1)</sup></b>	2.780	2.644	<b>+5%</b>

- **Sólido comportamiento del negocio en Latinoamérica**
- **Enfoque en la eficiencia y la obtención de sinergias**

(1) Descontando la plusvalía neta de los activos vendidos a Acciona en 2009

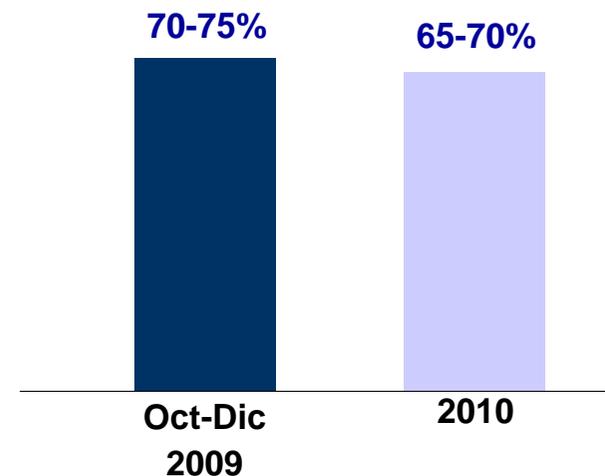
## Gestión de la crisis: crecimiento negocios liberalizados gracias a la consistente estrategia comercial

**España&Portugal (% producción estimada peninsular ya comprometida)**



- Márgenes estables ante la volatilidad de los precios eléctricos mayoristas
- El % cubierto para 2010 en España&Portugal alcanzará niveles del 75-85% a finales de año

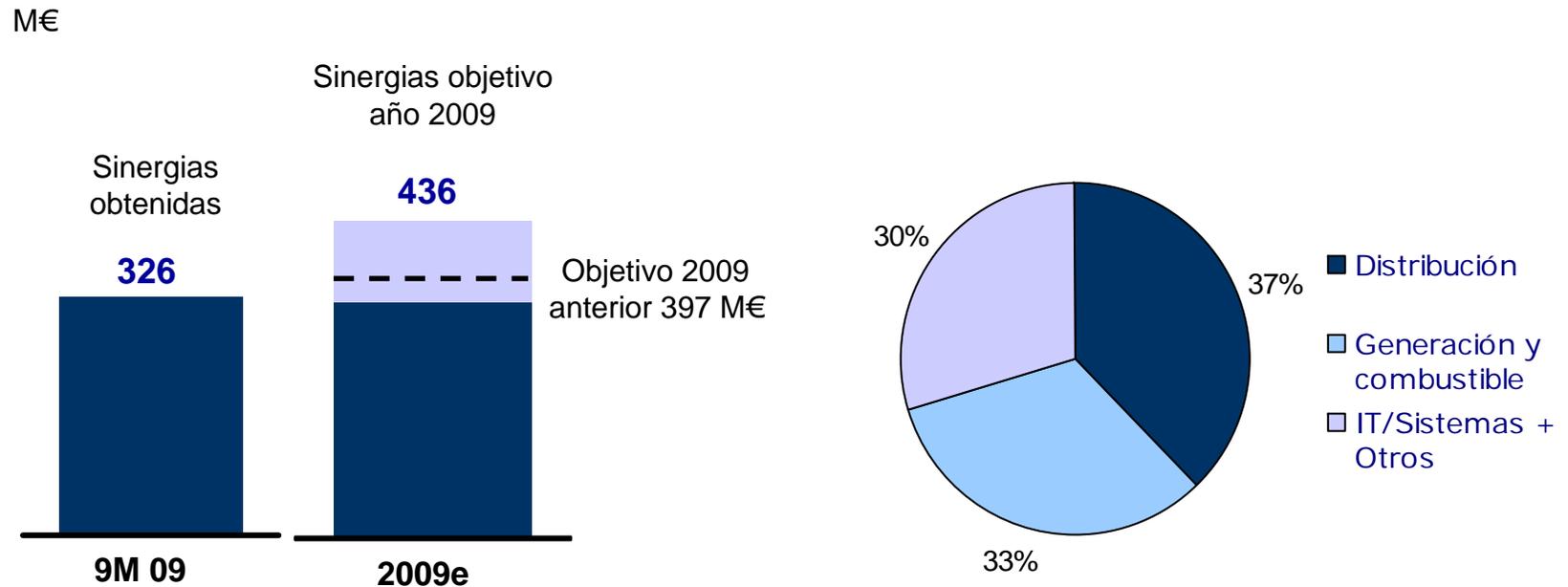
**Latinoamérica (% producción estimada ya comprometida)**



- 36% de la generación vendida en contratos > 5 años y 23% en contratos > 10 años
- Si excluimos Argentina, 44% vendida en contratos > 5 años y 29% en contratos > 10 años

## Gestión de la crisis: cumplimiento del plan de eficiencia

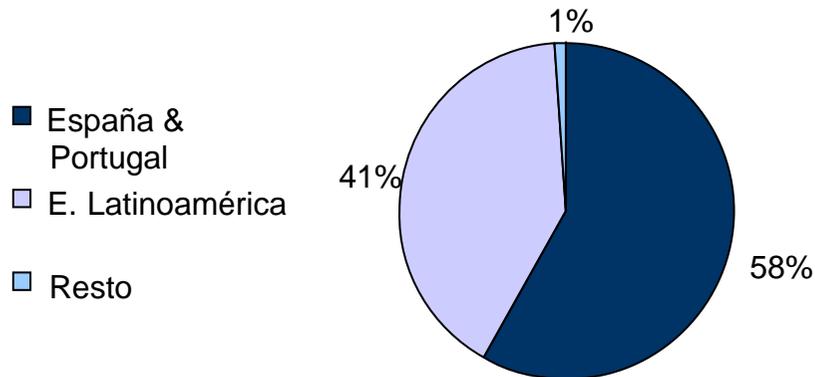
### Grado de cumplimiento sinergias 9M 09



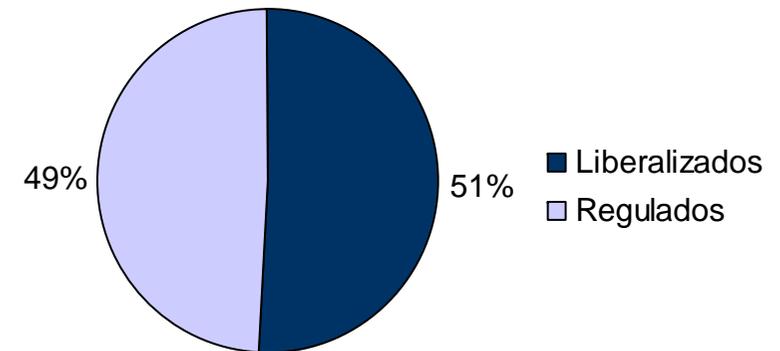
- Plan de sinergias reforzado ante el nuevo entorno económico
- Conseguido el 75% del nuevo objetivo de sinergias para el 2009
- Avance en el proyecto de Telegestión desarrollado conjuntamente con Enel

## Excelente diversificación de negocios

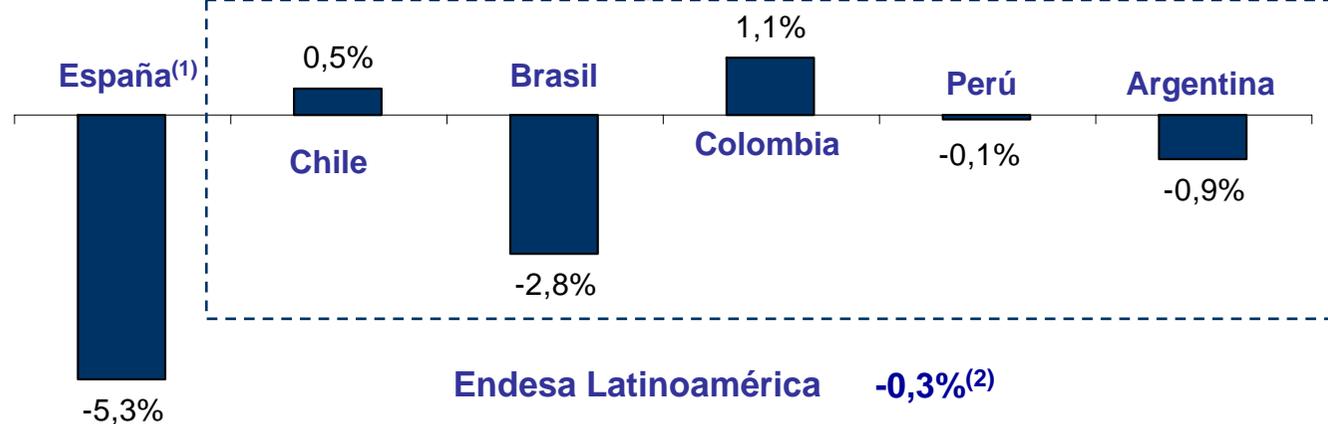
**Diversificación geográfica  
(EBITDA 9M 09)**



**Perfil de negocio  
(EBITDA 9M 09)**



**Evolución demanda país 9M 09 vs. 9M 08**



**Mix diversificado de generación con presencia de todas las tecnologías**

(1) Corregida por laboralidad y temperatura. Sin corregir la caída es del 4,8%. Fuente REE

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

## Novedades en España

### **Propuesta de RD sobre el mecanismo de despacho del carbón autóctono:**

- Mecanismo para el despacho de 27 TWh/año de carbón autóctono
- Producción retribuida a precio regulado
- Se seleccionan las centrales que han de bajar carga basándose en sus emisiones de CO<sub>2</sub>: el carbón autóctono entraría sustituyendo principalmente a carbón importado
- Las centrales desplazadas recibirán una compensación por lucro cesante calculada como la diferencia entre el precio del mercado y su coste estimado, a partir de índices internacionales de combustible

### **Déficit de tarifa:**

- Activos regulatorios pendientes de cobro a 30 de septiembre 2009: 6.172 M€
- Avances en el proceso de titulización

## Novedades en Latinoamérica

### Generación Chile

- **Precio Nudo Chile a partir de noviembre: 93,2 US\$/MWh**
- **Entrada GNL en Chile en septiembre 2009:** 33% de la capacidad de regasificación para Endesa

### Revisiones tarifarias

- **Colombia:** revisión tarifaria Oct 2009-Oct 2013 Codensa (VAD -4,2%)
- **Perú:** revisión tarifaria Nov 2009-Oct 2013 en Edelnor (VAD -1,1%) Fijación de la subtransmisión, incremento del 6,5%

### Avances reordenación societaria

- **Edegel:** venta del 29,4% a Endesa Chile por 256 M€
- **Edelnor:** venta del 24% a Enersis por 100 M€

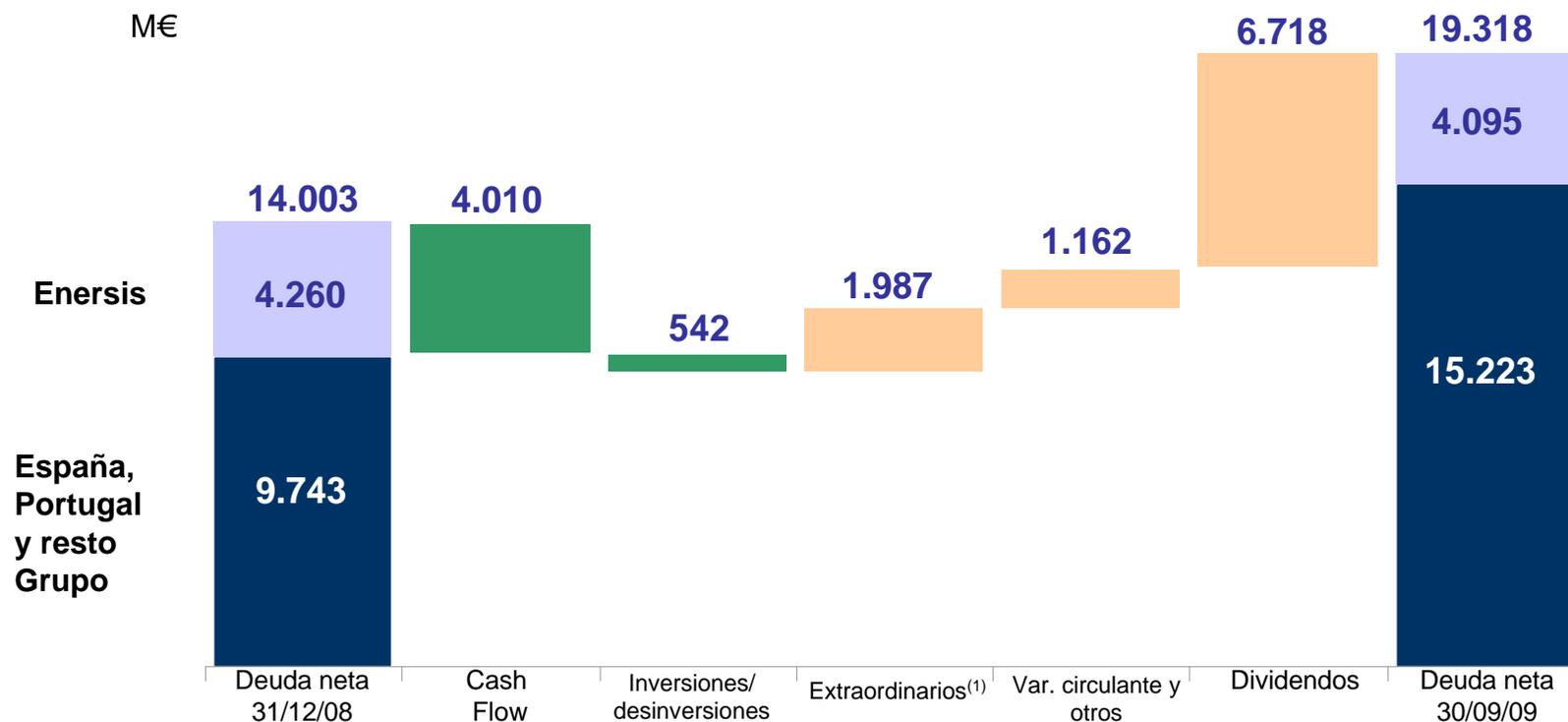
### Venta activos no estratégicos

- **EEB:** venta del 7,2% por 169 M€<sup>(1)</sup>
- **Acuerdo de venta de Codensa Hogar**

(1) Plusvalía bruta de 96 M€

## Sólida situación financiera

### Evolución deuda neta en 2009



	31/12/2008	30/09/2009
<b>Deuda Neta / EBITDA<sup>(2)</sup></b>	<b>2,0</b>	<b>2,7</b>
<b>Apalancamiento (Deuda neta/RR.PP.<sup>(3)</sup>)</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>

(1) Incluye déficit 9M 09, cambio de perímetro ECYR y diferencias de cambio. (2) EBITDA últimos 12m (3) RR.PP.: Recursos Propios

## Gran potencial de crecimiento en renovables gracias a una importante cartera de proyectos

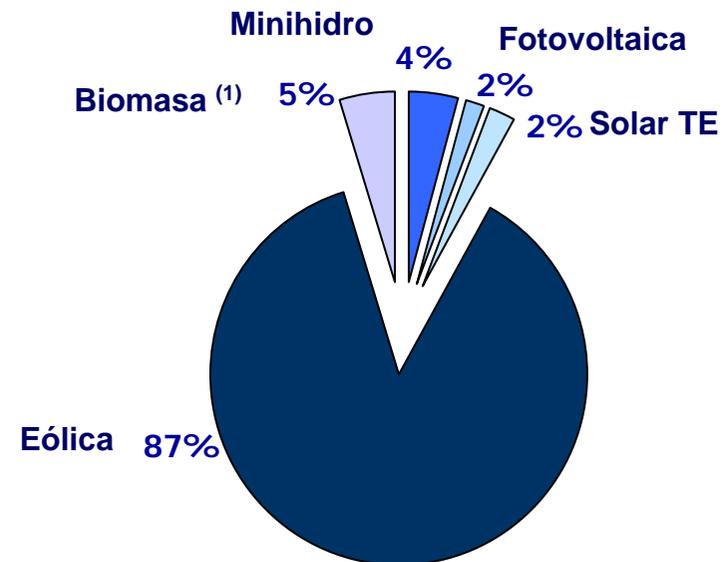
### España

- 7.000 MW eólicos con viabilidad técnica, económica y sin problemas medioambientales
- 3.700 MW con potencial eólico que supera las 2.400 horas de funcionamiento
- 1.174 MW eólicos presentados al registro de pre-asignación del RDL 6/2009, en fase de construcción o pendiente de inicio de obras.

### Portugal

- 1.200 MW procedentes del Concurso y en proceso de construcción en los que Endesa tiene una participación del 30%

### Detalle Cartera España&Portugal (Potencia Bruta)



Cartera con elevado grado de madurez

(1) Incluye cocombustión

## Latinoamérica: atractiva plataforma de crecimiento

### Capacidad puesta en funcionamiento 9M 09

- **Perú: ciclo abierto gas Santa Rosa (193 MW)**
- **Chile: ciclo abierto gas Quintero (257 MW)**
- **Chile: regasificadora Quintero: 20% de participación y 33% de acceso al gas** (a partir de mediados 2010 plena capacidad: 9,5 Millm<sup>3</sup>/día)

### Proyectos en construcción

- **Chile: central carbón Bocamina II (370 MW). Puesta en funcionamiento 2S 2010**
- **Chile: Parque eólico Canela II (60 MW). Puesta en funcionamiento 4T 09**

### Opciones de crecimiento orgánico

- **Fuerte crecimiento orgánico > 400.000 nuevos clientes al año**
- **Plataforma de crecimiento a futuro**

# españa&portugal09

RESULTADOS DE LOS PRIMEROS 9 MESES



## Claves del periodo

- **Caída significativa de la demanda (-5,3%<sup>(1)</sup>) y del hueco térmico conllevan fuerte caída del precio mayorista (-38%, 43,5 €/MWh)**
- **EBITDA liberalizado +16% por mayores ventas y precios a clientes finales y menores costes variables**
- **Impacto positivo eliminación de la minoración de ingresos por CO<sub>2</sub> desde el 1 de julio**
- **EBITDA de distribución +8%**
- **Endesa mantiene liderazgo en el mercado español con 30% de cuota en generación R.O., 44% en distribución y 43% en mercado liberalizado**

*(1) Corregida por laboralidad y temperatura. Sin corregir la caída es del 4,8%. Fuente REE*

## Crecimiento del resultado operativo en un entorno exigente

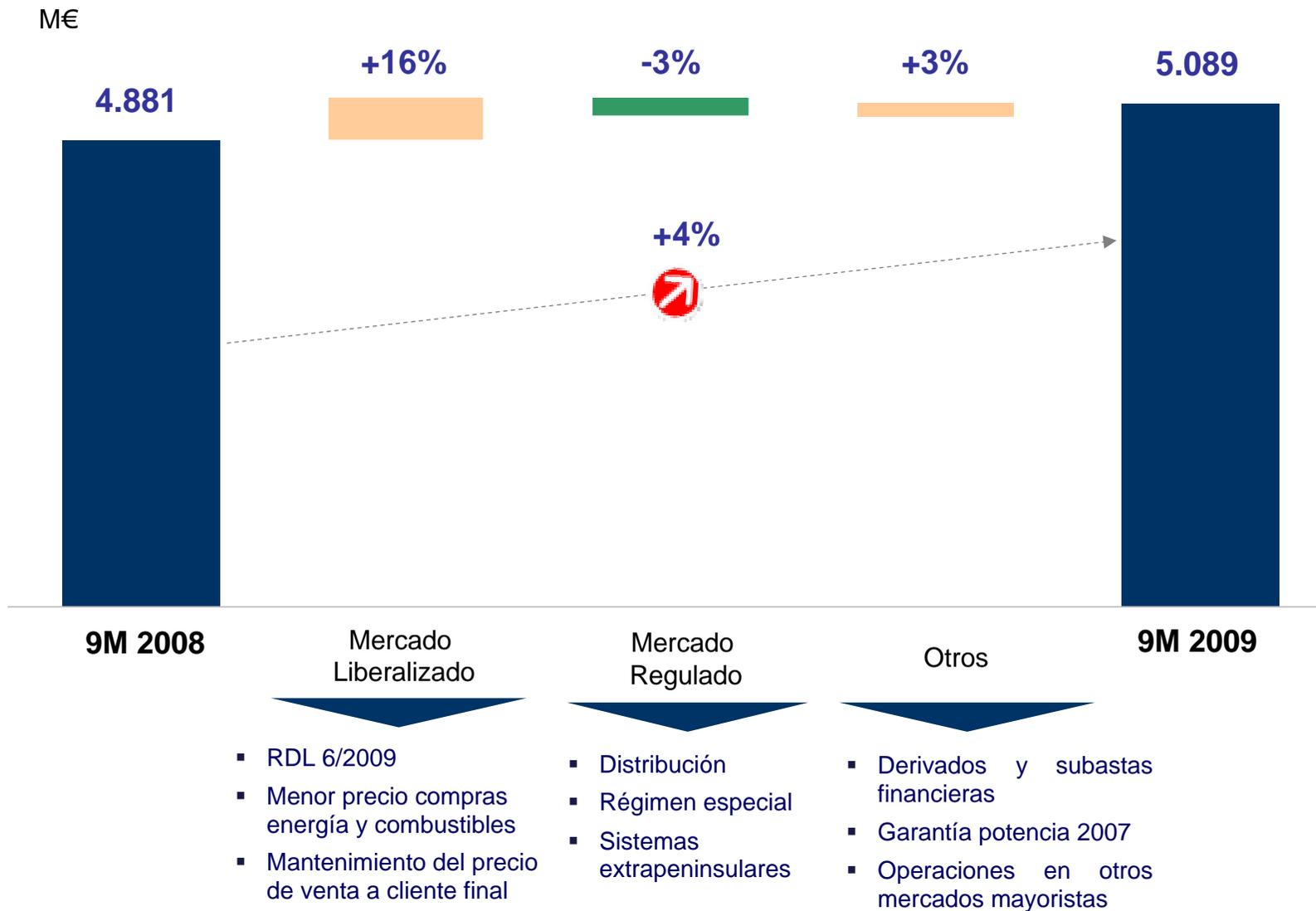
M€	9M 2009	9M 2008	Variación
<b>Ingresos</b>	11.050	10.214	<b>+8%</b>
<b>Margen de contribución</b>	5.089	4.881	<b>+4%</b>
<b>EBITDA</b>	3.383	3.268	<b>+4%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	2.330	2.466	<b>-6%</b>
<b>Gastos financieros netos<sup>(2)</sup></b>	395	340	<b>+16%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	2.599	2.019	<b>+29%</b>
<b>Resultado actividades continuadas<sup>(3)</sup></b>	1.611	1.688	<b>-5%</b>

(1) Fuerte incremento de las amortizaciones debido principalmente a la regularización de las amortizaciones de ECYR (43 M€), saneamiento fondo comercio activos renovables (82 M€) y al deterioro de la cartera de CO<sub>2</sub> (24 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 (efecto negativo de 157 M€ en 9M 09 vs. 14 M€ en 9M 08)

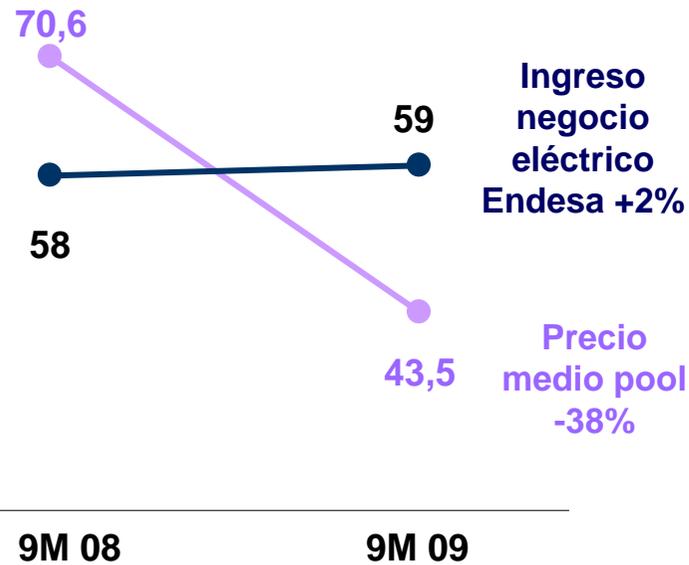
(3) Descontando la plusvalía neta de los activos vendidos a Acciona en 2009

## Mejora del 4% en el margen de contribución

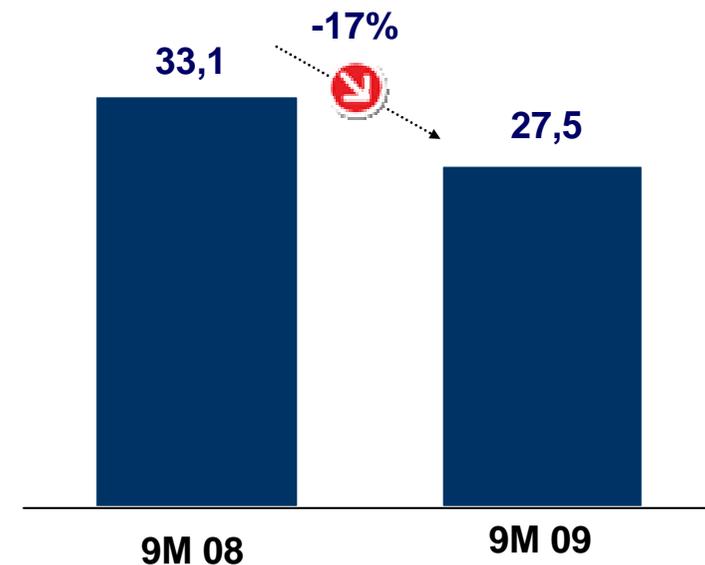


## Estrategia comercial impulsa el EBITDA liberalizado un 16%

Evolución precios (€/MWh)



Evolución costes variables<sup>(1)</sup> unitarios negocio eléctrico Endesa (€/MWh)

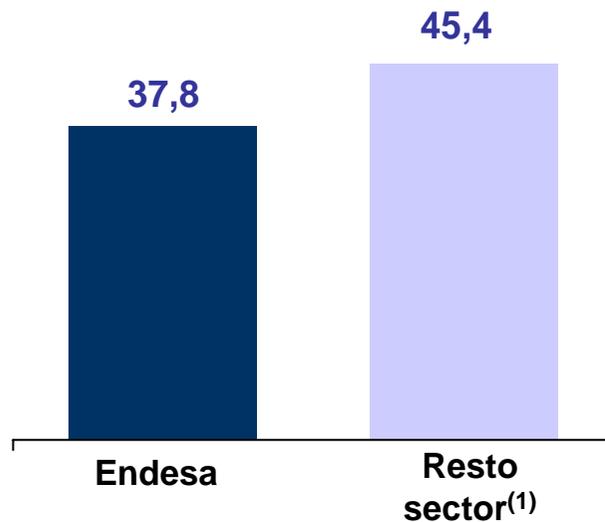


**El margen unitario del negocio eléctrico liberalizado se incrementa en un 27% hasta alcanzar los 31,5 €/MWh**

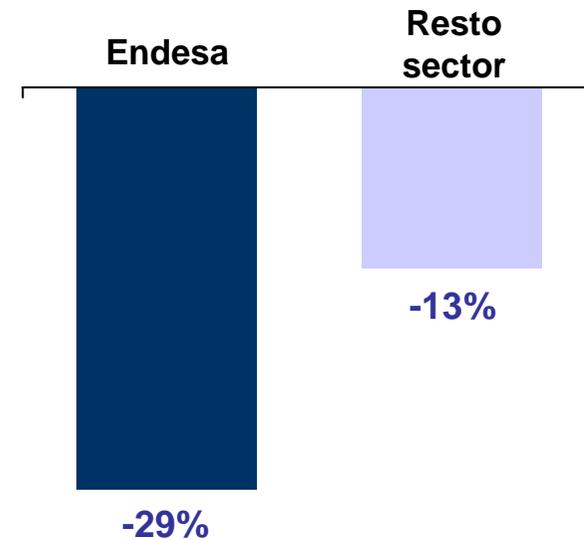
(1) Incluye coste de combustibles, compras de energía, subastas, CO<sub>2</sub> y otros

## Mayor competitividad y flexibilidad del parque térmico de Endesa

**Coste unitario de combustible térmico (€/MWh) 9M 09**



**Caída producción térmica peninsular R.O. 9M 09 vs. 9M 08**



- **Ventaja competitiva gracias a un mix de generación con mayor peso de nuclear e hidráulica (58% Endesa vs. 33% resto sector)**
- **62% 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) Estimación

## Buen posicionamiento en gas

### Contratos de gas

- Competitivos en precio
- Flexibles en uso y destino
- Gestión temporal de entregas

### Generación con gas (nueva demanda 2010)

- Gaseoducto de Mallorca: Cas Tresorer (318 MW) y Son Reus (458 MW)
- Besos 5 (800 MW)

### Comercialización de gas

- 2º comercializador en España (ventas 9M 09):
  - Mercado liberalizado: 33,6 TWh
  - Mercado regulado: 0,5 TWh

**Gas 2010: 5 bcm contratados que se corresponde con necesidades de generación y comercialización por lo que no se prevén excesos**

# endesa latinoamérica09

RESULTADOS DE LOS PRIMEROS 9 MESES



## Claves del periodo

- **Crecimiento de la producción eléctrica (+4,6%) y de las ventas de distribución (+0,6%)**
- **Mayor componente hidráulico en el mix de producción (59%, +1,7pp), menores costes de combustible y compras de energía, mejoran el margen en generación en Chile, Perú y Colombia**
- **Efecto negativo por tipo de cambio (152 M€ en EBITDA)**
- **94% del EBITDA de distribución con tarifa fijada para los próximos 3-4 años**

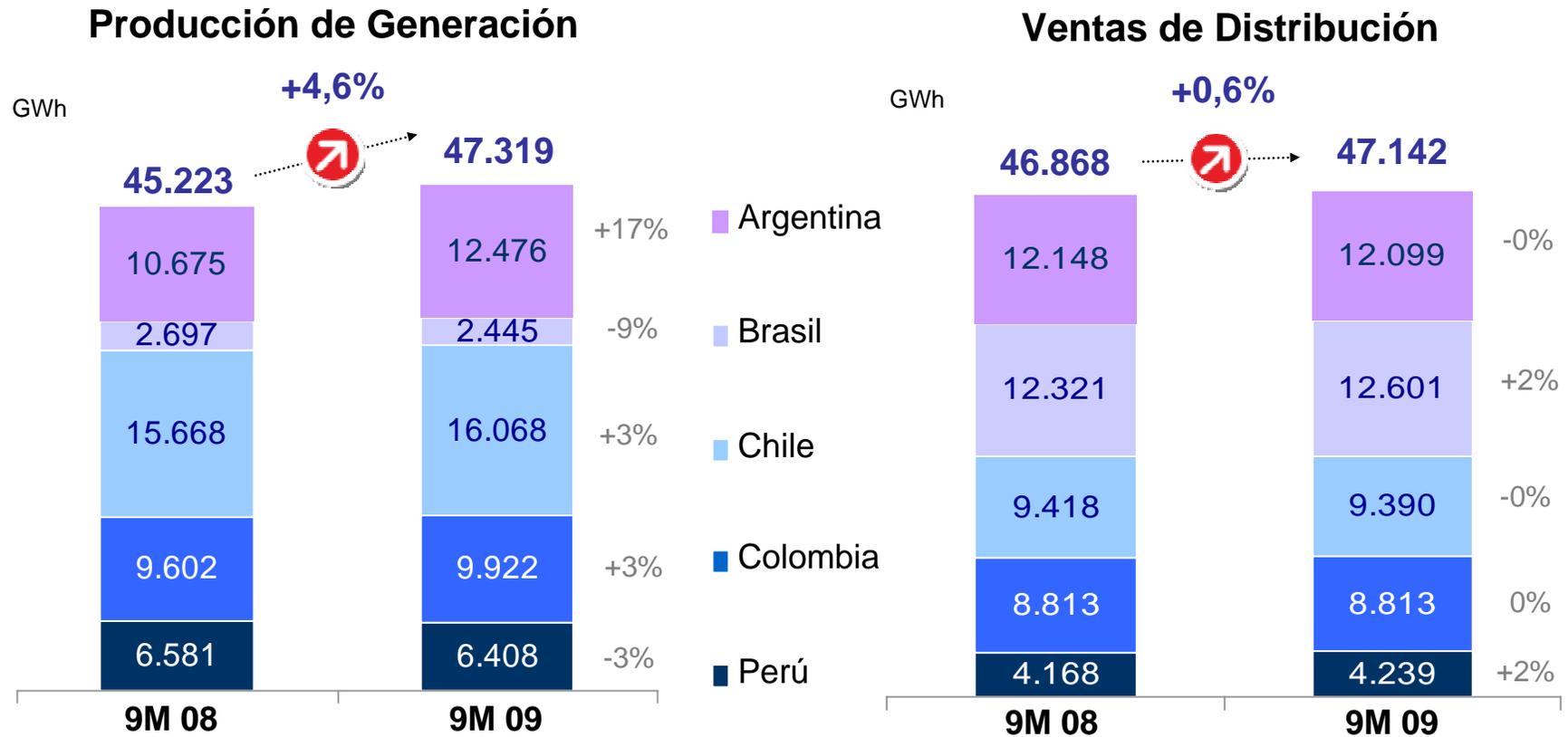
## Crecimiento a doble dígito tanto a nivel operativo como en resultado neto

M€	9M 2009	9M 2008	Variación
<b>Ingresos</b>	6.177	6.225	-1%
<b>Margen de contribución</b>	3.148	2.935	+7%
<b>EBITDA</b>	2.379	2.160	+10%
<b>EBIT</b>	1.952	1.731	+13%
<b>Gastos financieros netos<sup>(1)</sup></b>	294	416	-29%
<b>Resultado neto antes de minoritarios</b>	1.160	956	+21%
<b>Resultado neto atribuible</b>	438	339	+29%

- **El EBITDA crece un 17% en moneda local**
- **379 M€ del EBITDA atribuible provienen de las participaciones directas**

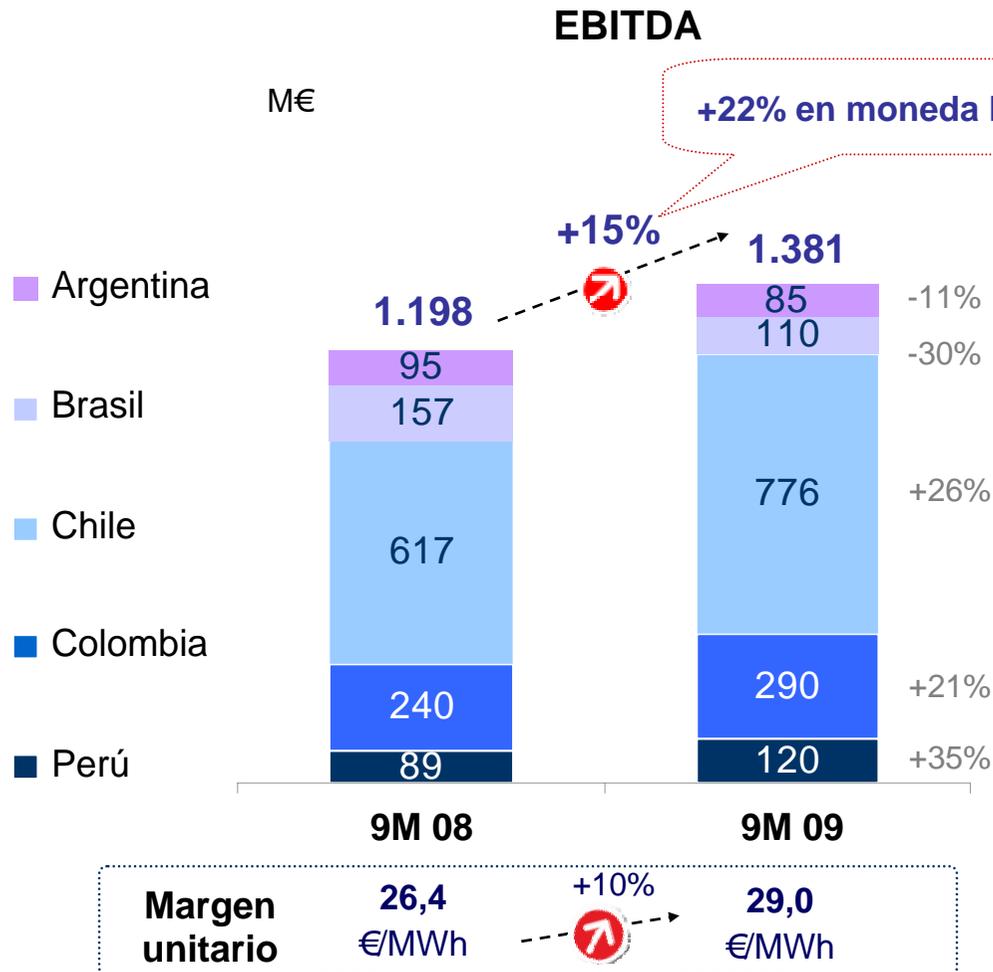
(1) Reducción de los gastos financieros netos debido a la fuerte disminución del coste medio de la deuda (275pb), a mayores ingresos financieros por mayores saldos de caja y menor valor de las unidades de fomento por deflación en Chile

## Crecimiento de la producción y de las ventas de distribución



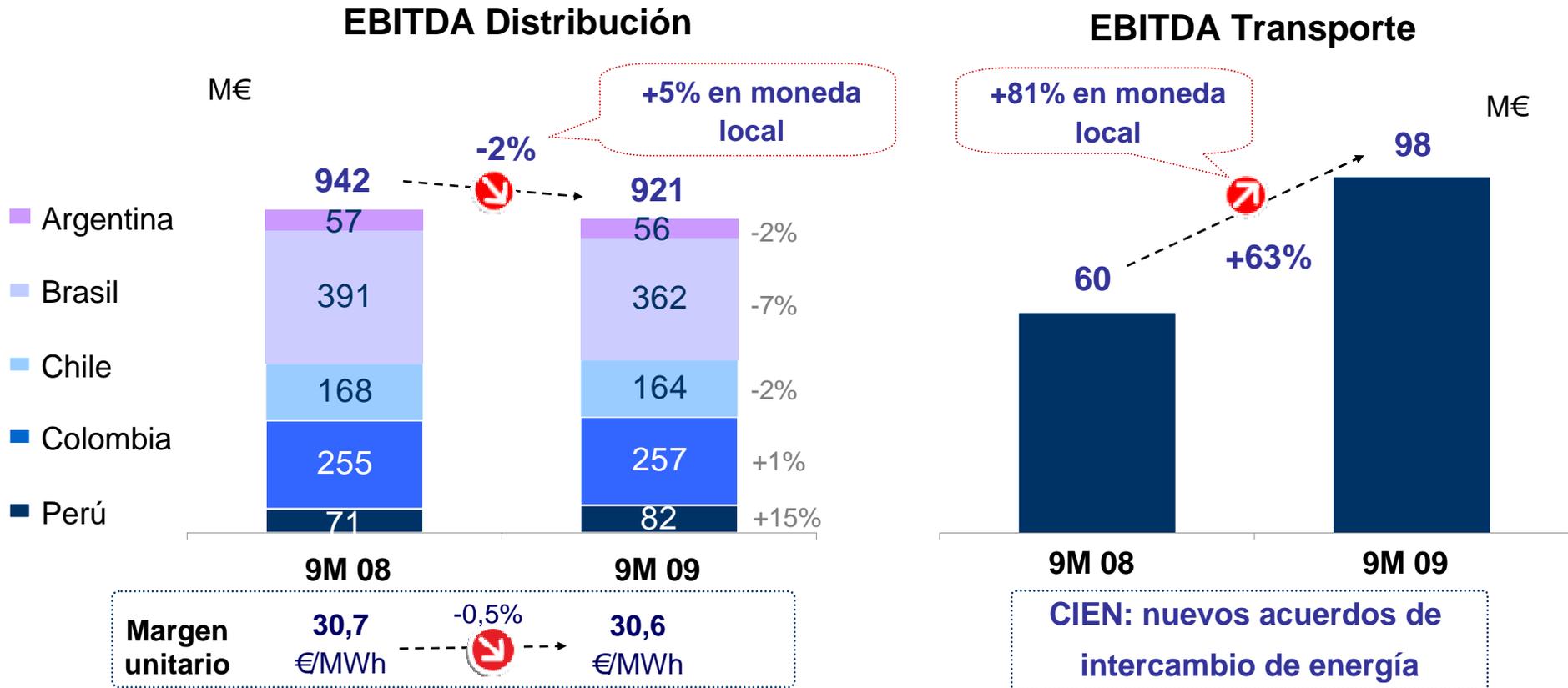
- Crecimientos de la producción en Colombia, Chile y Argentina debido a la mayor producción hidráulica
- Estabilidad en ventas de distribución
- Perfil equilibrado de negocios regulados/liberalizados

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



- Positiva evolución del margen unitario en Chile (+22%) por mayor producción hidráulica, mayor disponibilidad de gas y menores compras de energía
- Mayor producción hidráulica y mejores precios de venta mejoran el margen unitario en Perú (36%) y Colombia (15%)
- Mejora de la hidraulicidad ocasiona menores precios en Argentina y menores ventas y precios en Brasil

## Crecimiento del EBITDA de la actividad de transporte y de distribución en moneda local



- Chile: menores ventas y menor margen por revisión tarifaria 2008 y menores tarifas de subtransmisión
- Brasil: mejoras tarifarias en Ampla (VAD +2%) y Coelce ( VAD +6%)
- Distribución en áreas residenciales metropolitanas menos sensibles a la caída de la actividad industrial

# conclusiones09

RESULTADOS DE LOS PRIMEROS 9 MESES



## Excelentes resultados en los primeros nueve meses

- **Positivos resultados en un entorno de reducción de la demanda y precios**
- **Enfoque en la eficiencia, la reducción de costes y la obtención de sinergias**
- **Sólido comportamiento del negocio en Latinoamérica**
- **Consistente estrategia comercial de cobertura de márgenes en los negocios liberalizados**
- **Cartera de activos de gran calidad, equilibrada y diversificada entre negocios**
- **Fortaleza financiera y opcionalidades de crecimiento orgánico**
- **Optimización de la cartera en Latinoamérica**

## **Nota aclaratoria**

- **A efectos de analizar la evolución del Grupo durante el 9M 2009 y su comparación con 2008, hay que tener en cuenta:**
  - **En 9M 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”**
  - **El balance de situación a 30-sept-2009 incluye los activos a vender a Acciona, los activos de Endesa Hellas y la participación en EEB clasificados como “Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas”, estos activos no se amortizan. Los pasivos asociados a dichos activos se presentan en la línea “Pasivos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas”**

# anexos09

RESULTADOS DE LOS PRIMEROS 9 MESES



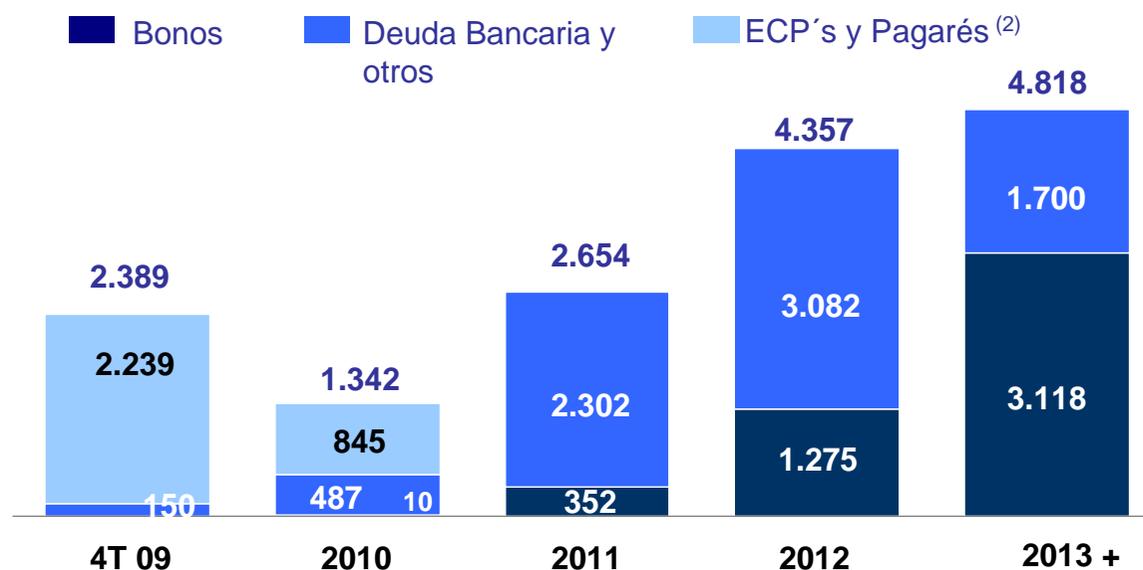
## Potencia instalada y producción<sup>(1)</sup>

MW a 30.09.09		España y Portugal		Latinoamérica		Endesa Desarrollo		Total	
<b>Potencia instalada</b>	<b>Total</b>	<b>22.492</b>		<b>15.734</b>		<b>1.212</b>		<b>39.438</b>	
	Hidráulica	4.739		8.641		-		13.380	
	Nuclear	3.642		-		-		3.642	
	Carbón	5.804		538		-		6.342	
	Gas Natural	2.074		3.920		123		6.117	
	Fuel-oil	5.426		2.609		1.068		9.102	
	Renovable y cogeneración	808		27		21		856	
TWh 9M 09 (var. s/9M 09)		España y Portugal		Latinoamérica		Endesa Desarrollo		Total	
<b>Producción</b>	<b>Total</b>	<b>56,8</b>	<b>-14,5%</b>	<b>47,3</b>	<b>+4,6%</b>	<b>1,3</b>	<b>+83%</b>	<b>105,4</b>	<b>-6,2%</b>
	Hidráulica	6,8	+15%	27,9	+8%	-	-	34,7	+9%
	Nuclear	17,6	-13%	-	-	-	-	17,6	-13%
	Carbón	16,0	-22%	1,8	-8%	-	-	17,8	-21%
	Gas Natural	5,0	-35%	12,0	+16%	0,6	0%	17,7	-6%
	Fuel-oil	8,8	-5%	5,6	-20%	0,7	n.a.	14,9	-8%
	Renovable y cogeneración	2,4	-5%	0,05	+132%	0,03	+34%	2,5	-3%

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

## Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de septiembre de 2009: 15.560 M€<sup>1</sup>



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 24 meses de vencimientos

▪ Liquidez 6.803 M€

486 M€ de caja

6.317 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

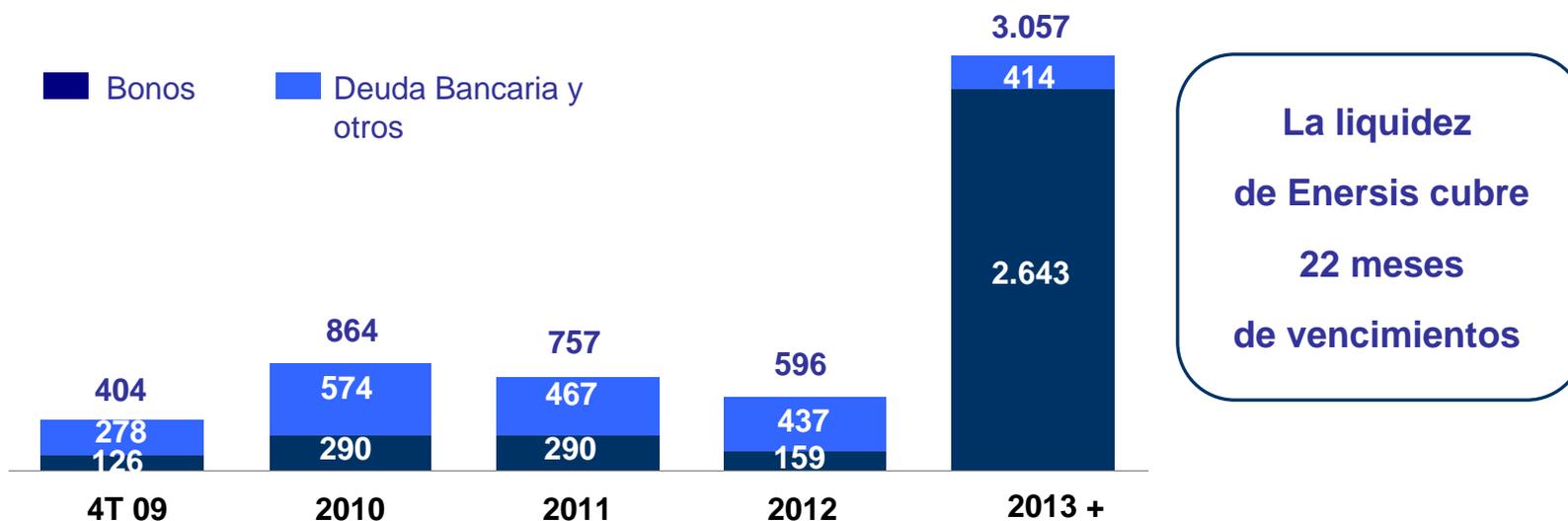
▪ Vida media de la deuda: 3,9 años

<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.

<sup>2</sup> 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 30 de septiembre de 2009: 5.678 M€



La liquidez de Enersis cubre 22 meses de vencimientos

▪ Liquidez 2.220 M€

1.643 M€ de caja

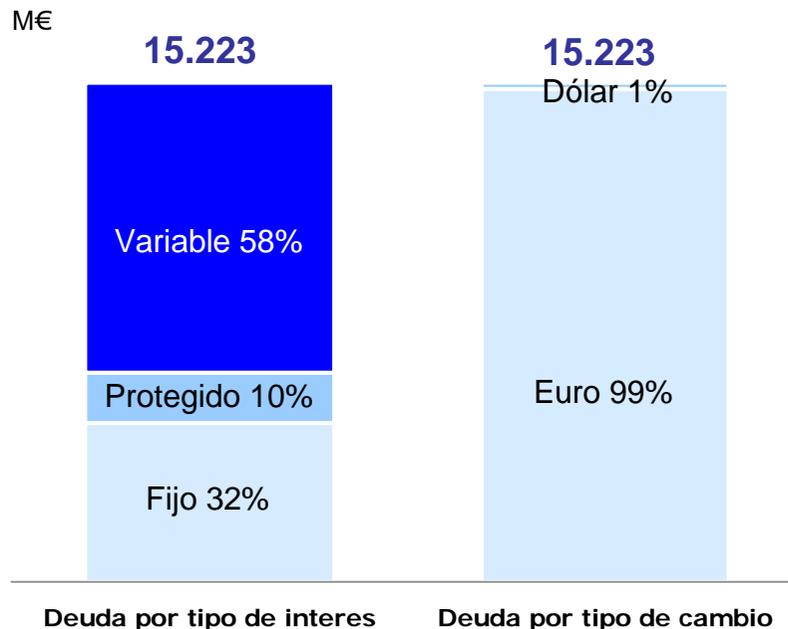
577 M€ de créditos sindicados disponibles

▪ Vida media de la deuda: 5,2 años

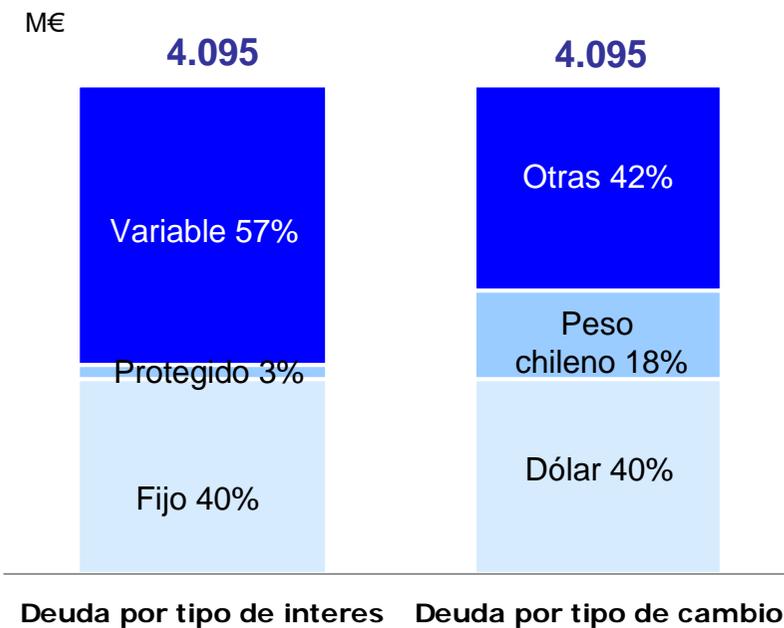
<sup>1</sup> Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

## Política financiera y estructura de la deuda

**Estructura de la deuda Endesa sin Enersis**



**Estructura de la deuda Enersis**



**Coste Deuda**

**3,5%**

**7,2%**

- **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

## Hechos relevantes por países

### EBITDA 9M 09 (vs 9M 08)



**Chile**

**Gx: 776 M€(+26%)**

**Dx: 164 M€(-2%)**

**EBITDA total:**

**940 M€(+20%)**

- Mayor producción hidráulica (+4,8%)
- Mayor margen unitario por mejor mix de producción y mayor disponibilidad de gas y menores compras de energía
- Durante 2009 el precio de nudo promedio fue de 102 US\$/MWh y el precio spot de 108 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
- Entrada en operación comercial de la regasificadora GNL Quintero el 12 de septiembre.
- Puesta en marcha de la turbina de gas de Quintero, 257 MW.
- Fijación precio Nudo para el periodo noviembre 2009 – abril 2010 en 93,2 US\$/MWh



**Brasil**

**Gx: 110 M€(-30%)**

**Dx: 362 M€(-7%)**

**Tx: 92 M€(+74%)**

**EBITDA total:**

**564 M€(-6%)**

- Menor producción hidráulica (-16%)
- Precios spot sensiblemente inferiores al año anterior (-73%), por mayor hidraulicidad en el país
- Efecto positivo de las revisiones tarifarias de este año y del anterior
- 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€)

## Hechos relevantes por países

### EBITDA 9M 09 (vs 9M 08)



**Gx: 290 M€ (+21%)**

**Dx: 257 M€ (+1%)**

**EBITDA total:**

**547 M€ (+11%)**

- Mayores precios de venta en generación por la menor hidrología en el país. Aún así, mayor producción hidráulica de las centrales de Endesa
- Mayores precios de venta en Codensa
- Venta del 7,2% de EEB por 169 M€ en octubre
- Acuerdo de Venta de Codensa Hogar en octubre



**Perú**

**Gx: 120 M€ (+35%)**

**Dx: 82 M€ (+15%)**

**EBITDA total:**

**202 M€ (+26%)**

- Mayores precios de venta en generación
- Mayor producción hidráulica (+6,9%)
- El precio de barra (aplicable desde mayo) ha quedado fijado en 41,69 US\$/MWh, +1,5% en US\$.
- Entrada en operación de la TG8 de Santa Rosa, 193 MW
- Edelnor mayor margen por mejor mix de clientes y menores pérdidas.
- Venta del 29,4% de Edegel a Endesa Chile por 256 M€ y del 24% de Edelnor a Enersis por 100 M€



**Argentina**

**Gx: 85 M€ (-11%)**

**Dx: 56 M€ (-2%)**

**Tx: 6 M€ (-14%)**

**EBITDA total:**

**147 M€ (-8%)**

- Menores precios de venta de las generadoras por normalización de la hidrología
- Mayores ingresos en distribución por los reajustes del año anterior y el reconocimiento del suministro en las villas
- 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	EBITDA proporcional 9M 09	Deuda Neta 30-09-09*
 Codensa:		26,7%	67	105
 Emgesa:		21,6%	63	87
EEB:		4,7%	n/d	n/d
 Endesa Brasil:		28,5%	160	177
 Edesur:		6,2%	3	2
 DockSud:		40%	10	42
Edelnor:		42%	34	86
 Edegel:		29,4%	33	88
Piura:		48%	5	4
 Pangue		5%	4	3
<b>Total proporcional</b>			<b>379</b>	<b>593</b>

\* 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 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 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.

03 | 11 | 09

# resultados endesa09

RESULTADOS DE LOS PRIMEROS 9 MESES

