

26 | 02 | 2010

resultados endesa 2009

RESULTADOS ANUALES



Crecimiento del resultado operativo en todas las líneas de negocio

M€	2009	2008	Variación
Ingresos	25.692	22.836	+13%
Margen de contribución	11.215	10.320	+9%
EBITDA	7.228	6.895	+5%
España&Portugal&Otros⁽¹⁾	4.060	3.927	+3%
Endesa Latinoamérica	3.168	2.968	+7%
EBIT	5.052	5.234	-3%
Gastos financieros netos	984	1.,016	-3%
Resultado neto atribuible	3.430	7.169	-52%
Resultado atribuible actividades continuadas⁽²⁾	2.395	2.371	+1%

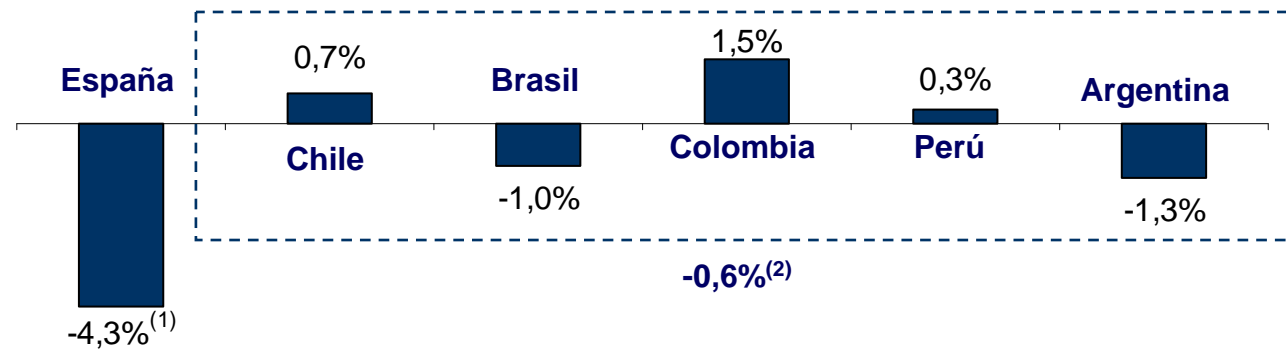
(1) Incluye Otros Negocios (fundamentalmente Endesa Ireland, Endesa Hellas y actividades de trading en Europa)

(2) Descontando la plusvalía neta de los activos vendidos a Acciona en 2009 (1.035 M€). Los activos vendidos a E.ON no estaban incluidos como actividades continuadas de 2008

Resultados obtenidos en un entorno exigente

Crecimiento negativo de la demanda en España y desaceleración en Latinoamérica

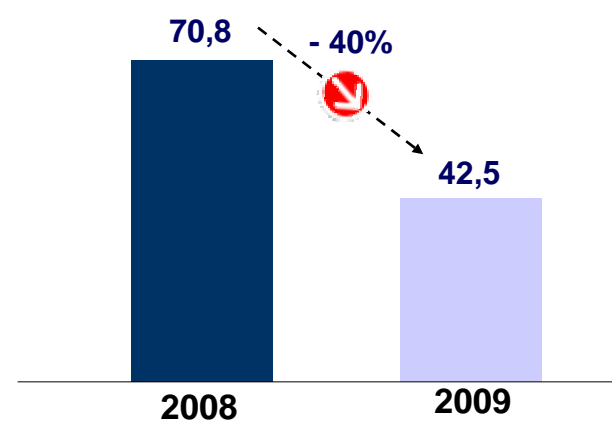
Demanda país: 2009 vs. 2008



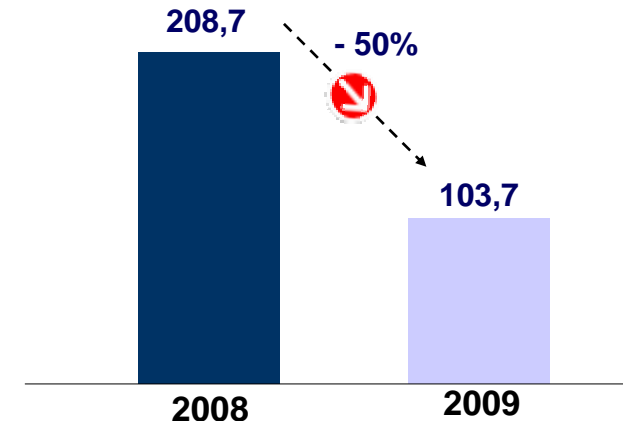
Principales precios spot de la electricidad

Caída significativa de los precios mayoristas de electricidad

Precio medio pool España (€/MWh)⁽³⁾



Precio medio spot Chile (US\$/MWh)

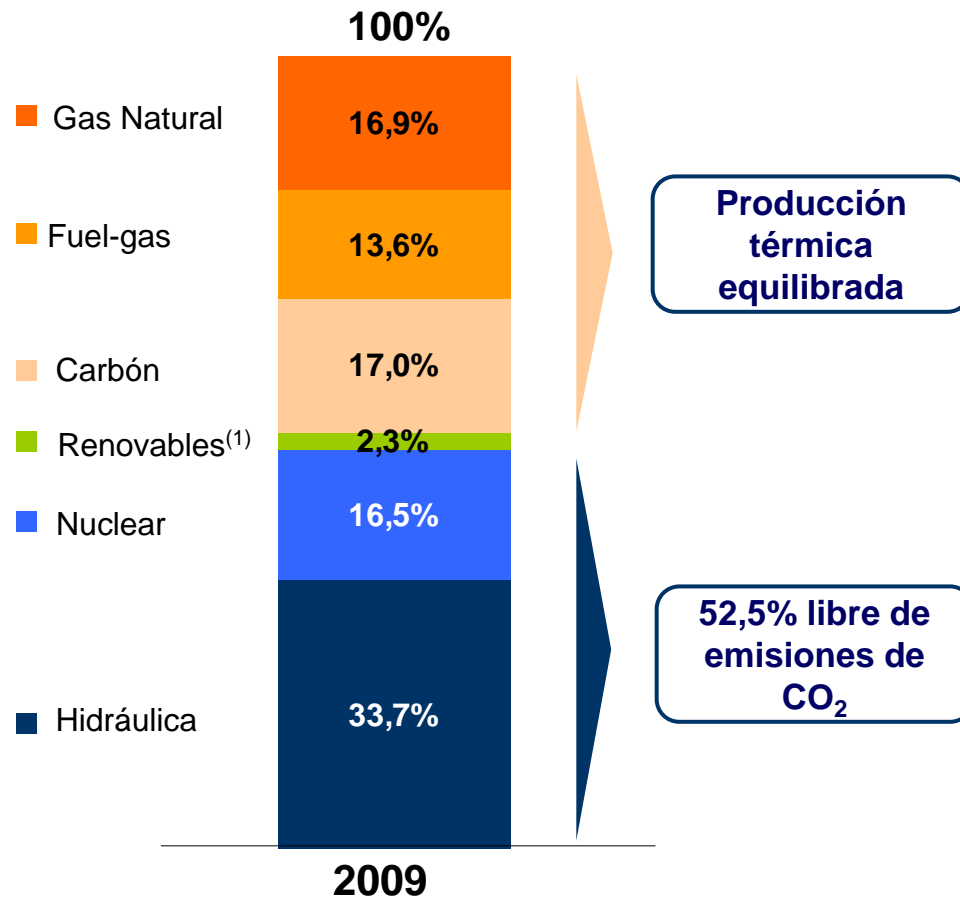


(1) Corregida por laboralidad y temperatura. Sin considerar estos efectos, la caída sería del 4,6% Fuente REE

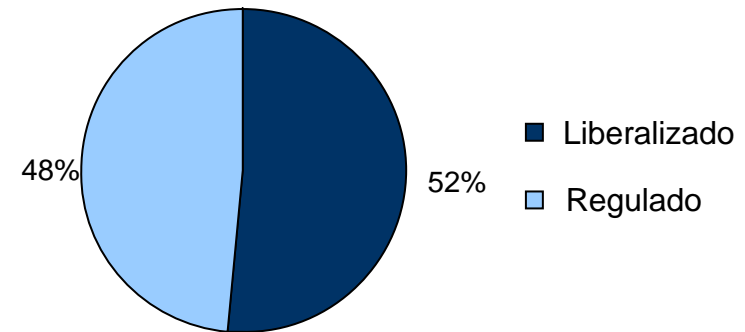
(2) Países en los que opera Endesa ponderados por TWh (3) Incluye pagos por capacidad y servicios complementarios

Drivers de resultados: sólida plataforma de negocio

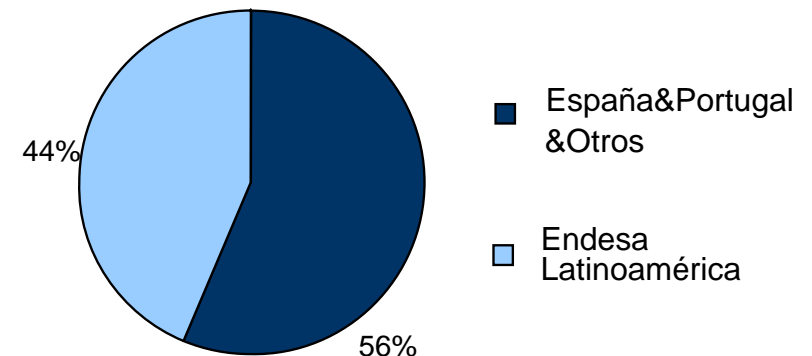
Mix de generación equilibrado (producción total 137 TWh)



Perfil de negocio (EBITDA 2009: €7.228 M)



Diversificación geográfica (EBITDA 2009: €7.228 M)



(1) Incluye régimen especial en España y renovables en Latinoamérica

Drivers de resultados: posición de liderazgo en comercialización y consistente estrategia de gestión de la energía

España&Portugal 2009

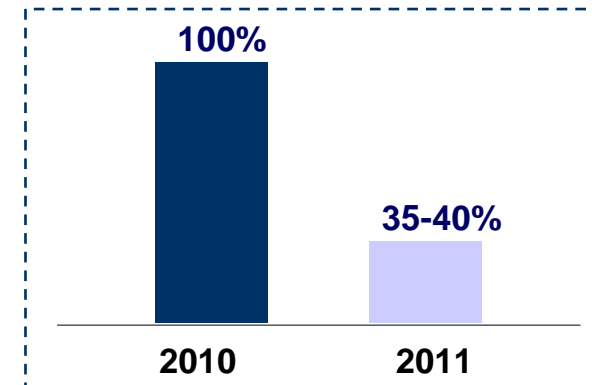
- Excelente posición en comercialización
- Incremento de las compras en mercados mayoristas a precios más reducidos
- Mejora del mix de generación reduce el coste de combustible

Latinoamérica 2009

- Contratos a medio plazo entre generadores y distribuidores
- Revisiones tarifarias: >90% del EBITDA de distribución con tarifas fijadas para los próximos 3-4 años
- Mix de generación más competitivo

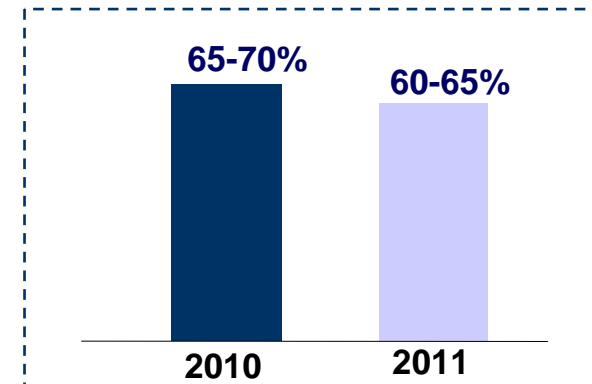
España&Portugal 2010-2011

(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Latinoamérica 2010-2011

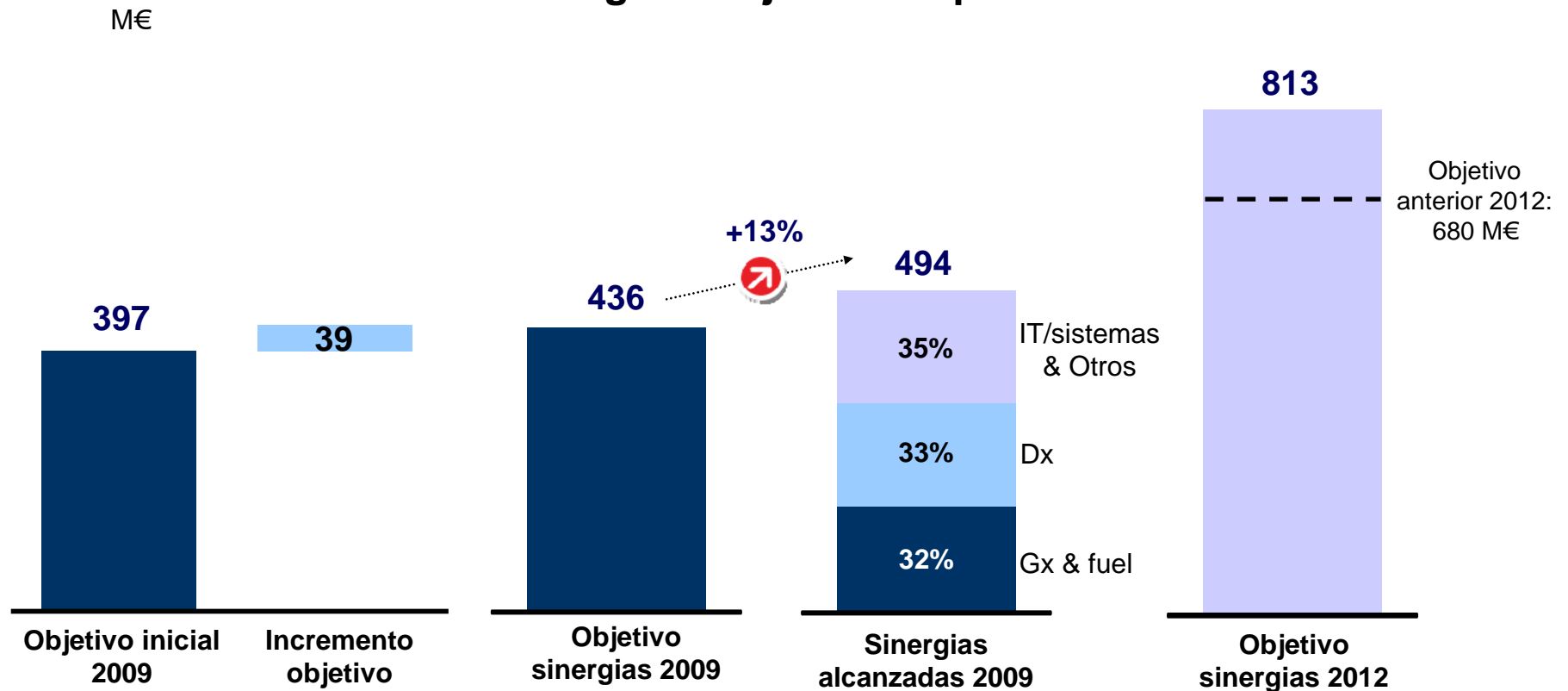
(% producción estimada ya comprometida)



Consistente estrategia para 2010: se espera que las condiciones de mercado de 2009 continúen

Drivers de resultados: mejoras continuas de eficiencia

Plan de sinergias: objetivos superados en 2009



- Consecución 113% del nuevo objetivo de sinergias para 2009
- Consecución 61% del objetivo 2012

Drivers de resultados: mejoras continuas de eficiencia

Optimización distribución en España

Reducción O&M y optimización CAPEX

- Proyecto contadores digitales con Enel
- Compartir mejores prácticas con Enel
- Optimización aprovisionamientos con Enel

Eficiencia en costes

- Estandarización procesos y equipos
- Economías de escala

Optimización de la estructura

- Simplificación organización actual
- Implantación plan de salidas voluntarias basadas en acuerdos firmados en el año 2000

Provisión optimización estructura por 298 M€ incluida en los Resultados 4T 2009

Entorno regulatorio en España

Últimos hitos regulatorios:

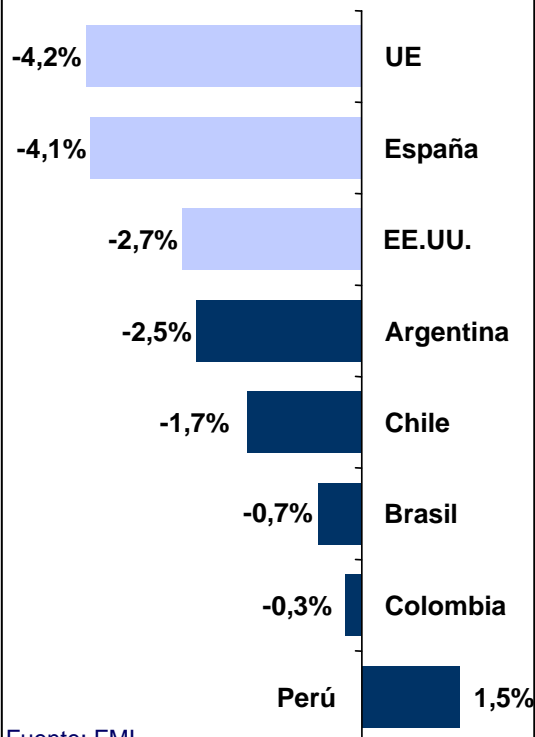
- RDL 6/2009:
 - Sienta las bases para terminar con la generación del déficit de tarifa a partir de 2013 y permite la titulización de los déficits históricos
 - Bono social
 - Eliminación del RDL 11/2007 (minoración de ingresos por CO₂)
- Completa liberalización desde 1 Julio - Tarifa último recurso
- Incremento tarifario 2010: +14,5% en tarifas de acceso
- Carbón doméstico

Latinoamérica: buen comportamiento en 2009

Región resistente a la actual crisis económica, y...

... regulación estable, mejor entorno de negocio junto a crecimiento orgánico...

Estimación PIB 2009 vs. 2008

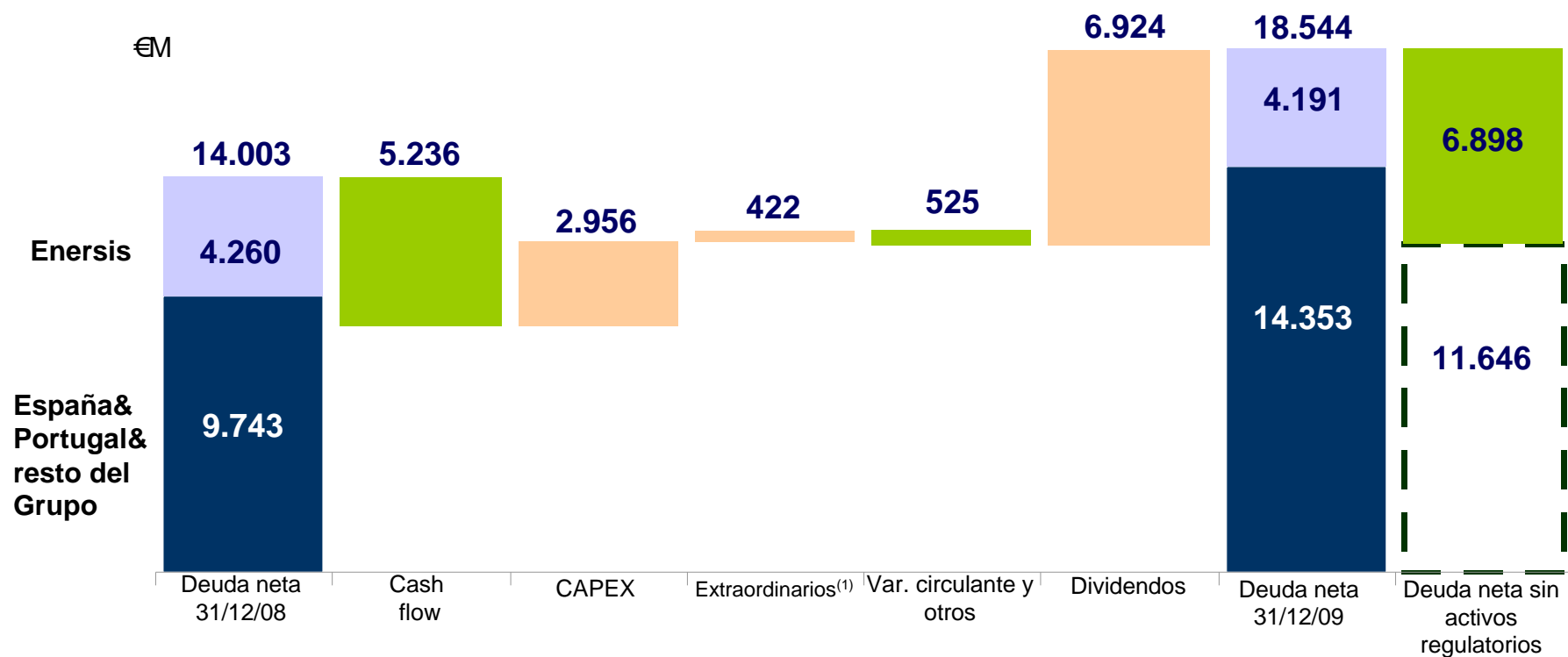


- Entorno regulatorio estable
- Completadas las revisiones tarifarias en 5 de nuestras 6 compañías distribuidoras (>90% EBITDA)
- Mejora del margen de Gx debido a mayor producción hidráulica (60% del mix) y mayor disponibilidad de gas
- Crecimiento orgánico en nuestras áreas con 400.000 nuevos clientes al año
- 569 MW de nueva potencia en 2009

...llevan a un comportamiento destacado del negocio de Latinoamérica (+7% EBITDA 2009) a pesar del impacto negativo del tipo de cambio

Sólida situación financiera

Evolución deuda neta en 2009



	31/12/08	31/12/09
Deuda neta/EBITDA	2,0	2,6
Apalancamiento (Deuda neta/RR.PP.)	0,7	1,0

(1) Incluye déficit 2009 (1.905 M€), cambio de perímetro: ECYR (474 M€), Portugal (167 M€), Latinoamérica (-42 M€), Endesa Hellas (-5 M€), diferencias de cambio (302 M€), capex financiero (687 M€) y desinversiones (3.066 M€).

españa&portugal&otros2009

RESULTADOS ANUALES



Claves del periodo

- **Caída histórica de la demanda (-4,3%⁽¹⁾) y de los precios mayoristas (-40%, €42,5/MWh)**
- **Liderazgo en el mercado español de comercialización (42% cuota de mercado)**
- **Margen bruto negocios liberalizados (+20%) gracias a una efectiva gestión de la energía. Impacto positivo por la eliminación de la minoración de ingresos por CO₂ ("claw-back") desde 1 Julio**
- **EBITDA 4T 09 incluye provisión de 298 M€ para planes de eficiencia**

(1) Corregida por laboralidad y temperatura. Sin considerar estos efectos, la caída sería del 4,6% Fuente REE

Crecimiento resultado operativo⁽¹⁾ a pesar del complicado entorno

M€	2009	2008	Variación
Ingresos	17.473	14.482	+21%
Margen bruto	6.981	6.324	+10%
EBITDA⁽²⁾	4.060	3.927	+3%
EBIT⁽³⁾	2.555	2.826	-10%
Gastos financieros netos⁽⁴⁾	535	498	+7%
Resultado neto atribuible	2.759	2.209	+25%
Resultado atribuible actividades continuadas⁽⁵⁾	1.724	1.865	-8%

(1) PyG incluye Otros Negocios (fundamentalmente Endesa Ireland, Endesa Hellas y actividades de trading en Europa)

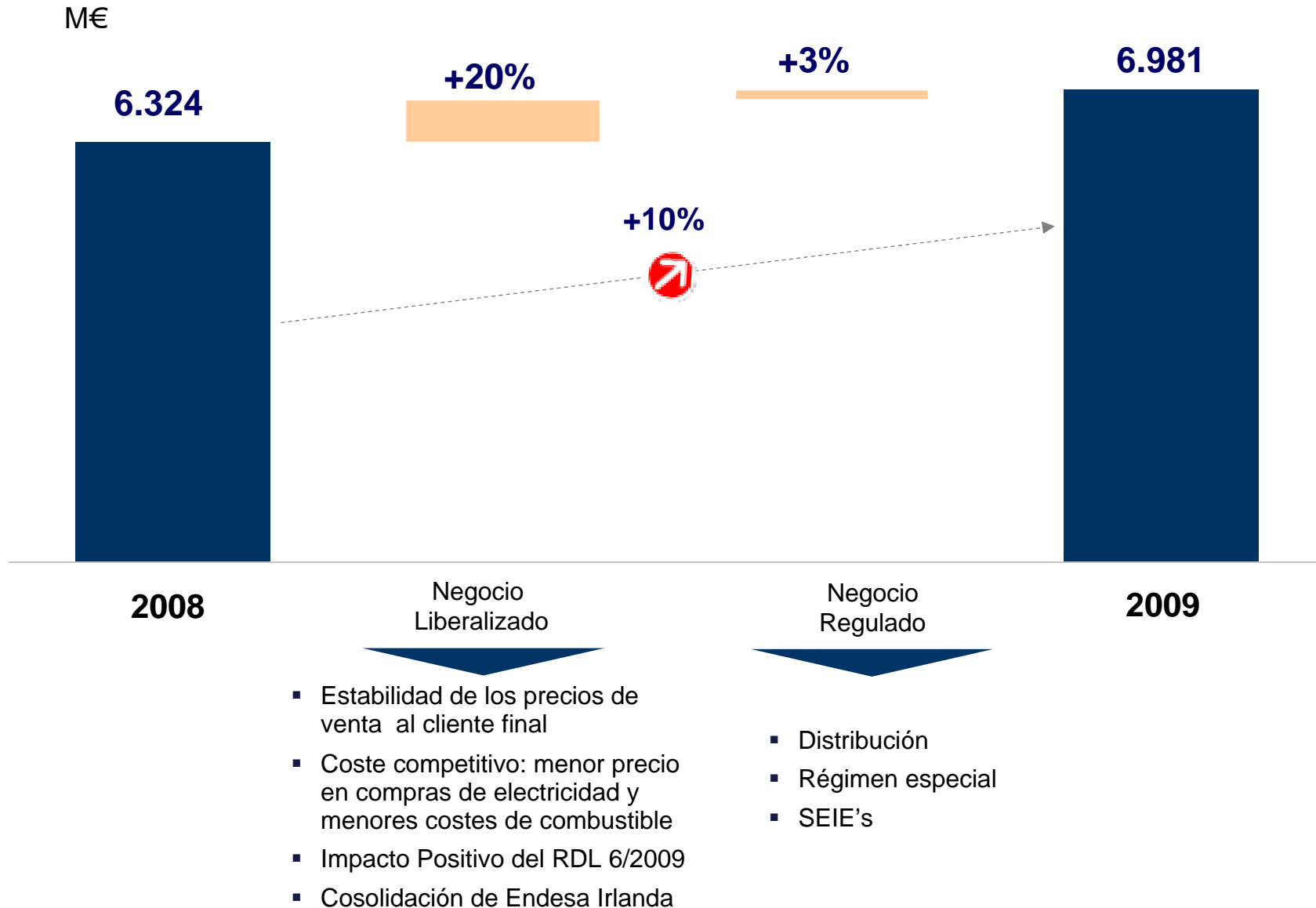
(2) Incluye provisiones de 298 M€ para planes de eficiencia y otros costes no homogéneos (ver diapositiva 17)

(3) La dotación a la amortización fue mayor por: reformulación de ECYR (43 M€), corrección fondo de comercio activos renovables (82 M€) y deterioro de la cartera de CO₂ (37 M€)

(4) 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 (- 197 M€ en 2009 vs. - 28 M€ en 2008). Homogéneo: -28%

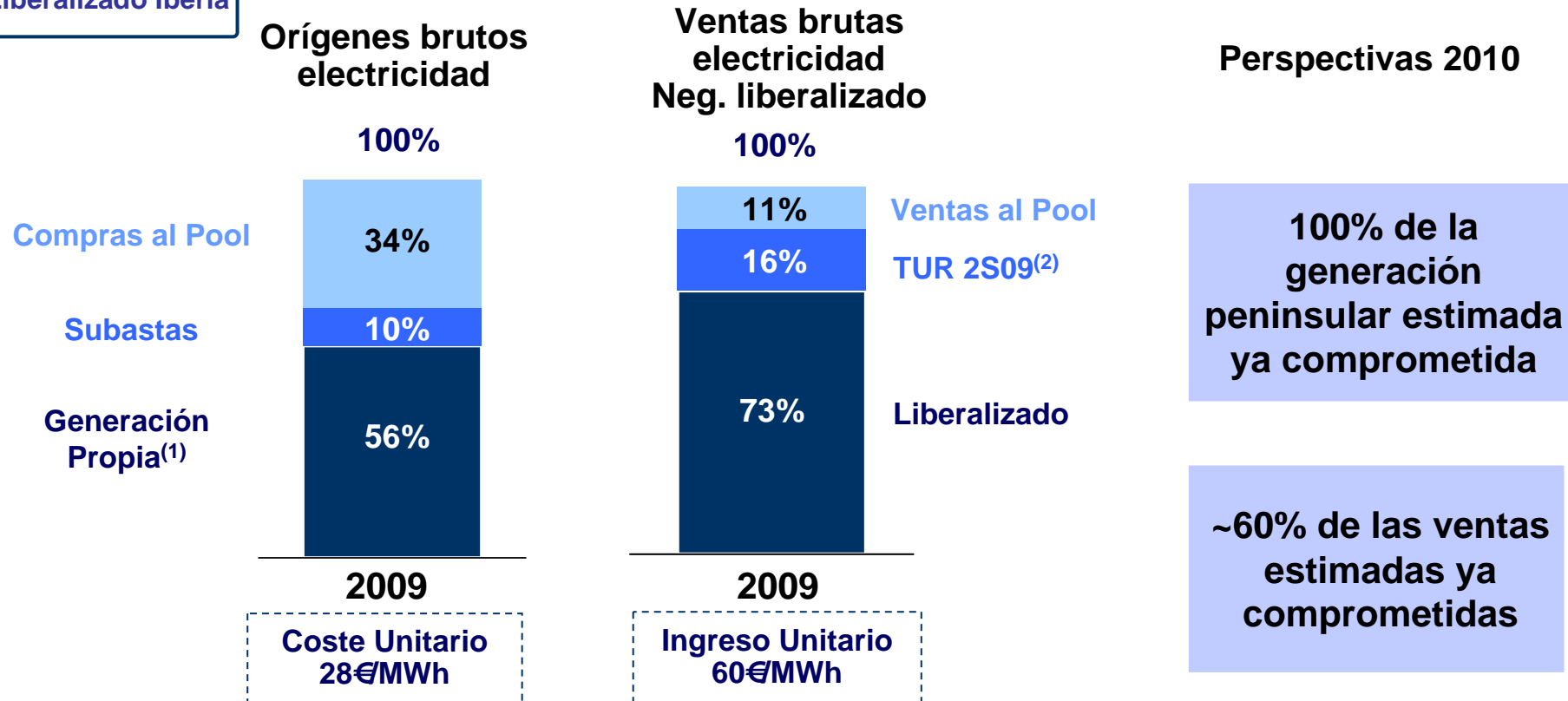
(5) Descontando la plusvalía neta de los activos vendidos a Acciona en 2009 (1.035 M€). Los activos vendidos a E.ON no estaban incluidos como actividades continuadas de 2008

Mejora del margen de contribución en los negocios liberalizados y en los regulados



Incremento del 25% en el margen unitario del negocio eléctrico liberalizado

Negocio Liberalizado Iberia



- Estabilidad en los precios de venta
- Coste de energía competitivo



- Incremento del 25% en el margen unitario eléctrico: 31€/MWh

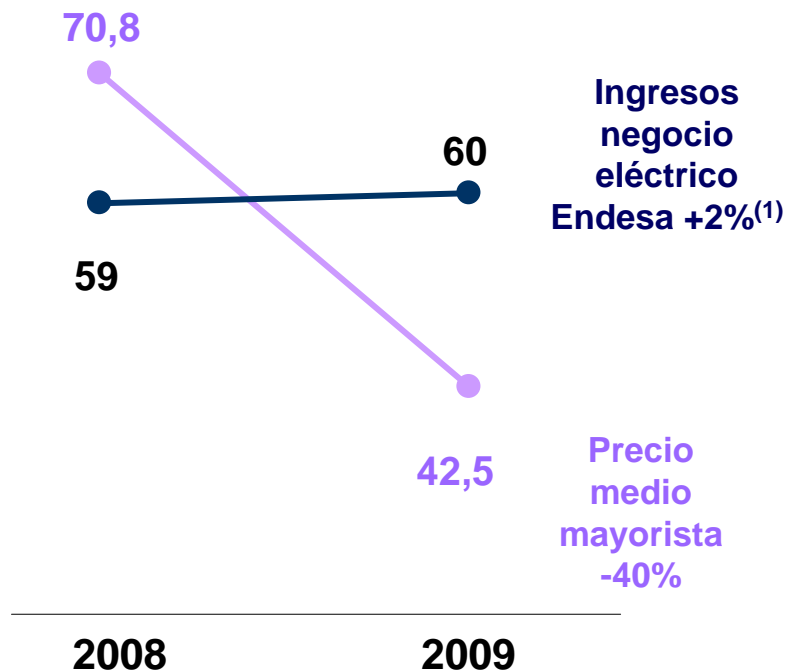
(1) Producción en Régimen Ordinario.

(2) TUR: Tarifa Último Recurso no considerada en los calculos para el ingreso unitario, coste unitario y margen.

Negocio
Liberalizado Iberia

Estabilidad de los precios de venta a pesar de la caída en los precios mayoristas

Evolución precio unitario (€/MWh)



Sólida posición en comercialización a clientes finales

- Las ventas a clientes finales liberalizados se incrementaron un 39% hasta 63,5 TWh⁽²⁾
- Disminución del 54% en las ventas mayoristas
- Líder en comercialización (42% cuota de mercado, 2º operador 26%)
- Vida media de los contratos: 16,6 meses (Alta y Media tensión)
- Menor efecto del "claw-back" en los ingresos

El negocio de comercialización aporta una buena cobertura frente a caídas de precios

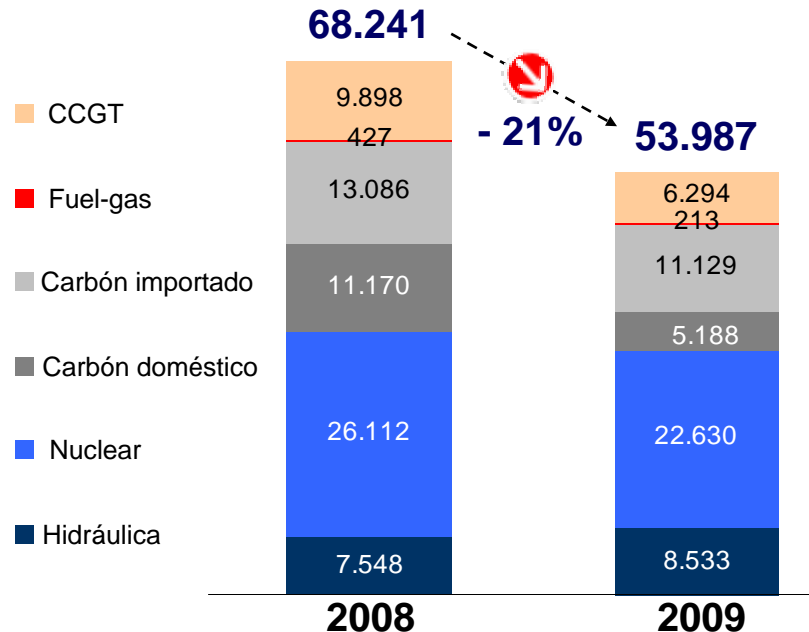
(1) Incluye pagos por capacidad y servicios complementarios

(2) Incluye clientes liberalizados con una potencia contratada > 10 KW suministrada por la comercializadora de último recurso (~ 6,5 TWh)

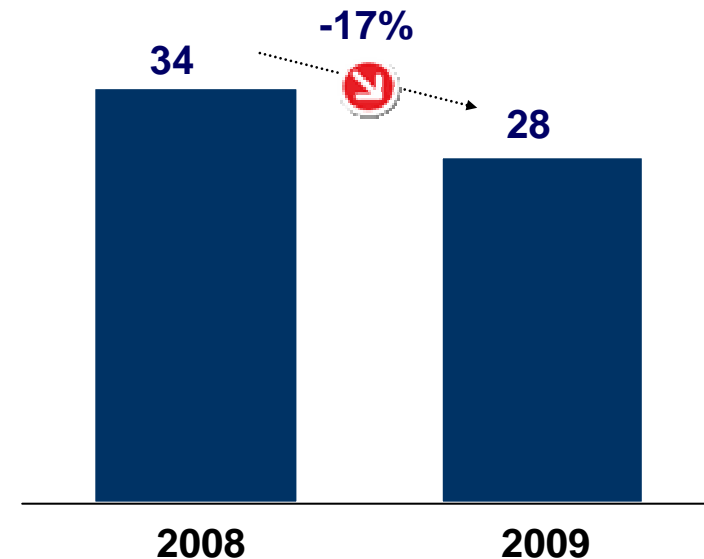
Negocio
Liberalizado Iberia

Coste de energía competitivo

Producción Régimen Ordinario GWh⁽¹⁾



Evolución costes variables unitarios⁽²⁾ negocio eléctrico Endesa (€/MWh)



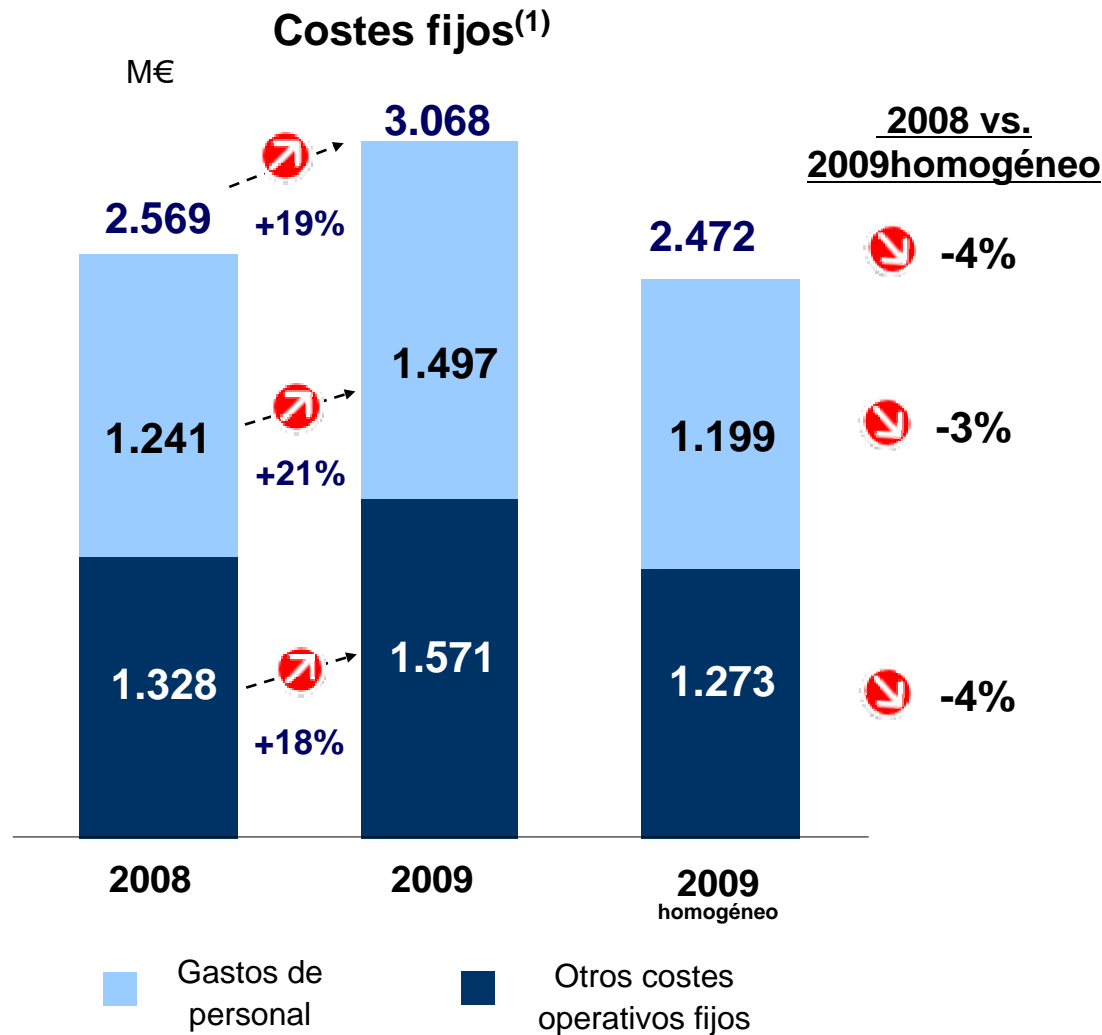
- **Menores costes de combustible:**
 - Hidráulica + nuclear 58% (vs. 33% resto del sector)
 - Menores costes de materias primas: coste unitario de combustible en R.O se reduce un 13% hasta 19,4€/MWh
- **Menor coste en las compras de energía: coste unitario cae un 47% hasta 34€/MWh**

- **Reducción del 17% en el coste variable unitario eléctrico hasta 28€/MWh**

(1) No incluye Tejo en Portugal

(2) Incluye coste del combustible, compras de energía, subastas, CO₂ y otros

Costes fijos: se incrementan debido a partidas extraordinarias



Principales partidas no homogéneas 2009 vs. 2008:

- Provisión reducción voluntaria de plantilla 298 M€
- Revisiones Nucleares 72 M€
- Asignación de costes corporativos 60 M€
- Liberalización mercado 42 M€
- O&M consolidación Irlanda 34 M€
- Reclamaciones Dx y otros 32 M€
- Cierre de San Adria 13M€
- Otros 45 M€

(1) No incluye "Trabajos relizados por la compañía y capitalizados"

Plan de eficiencia operativa sienta las bases para el crecimiento futuro

	Provisión 4T 09	Ahorro anual estimado (2014e)
Distribución España	240 M€	~ 95 M€
Servicios comerciales España	37 M€	~ 15 M€
Otros (España e Irlanda)	21 M€	~ 14 M€
	298 M€	~ 124 M€

Implantación plan de salidas voluntarias basado en acuerdos firmados en el año 2000

endesa latinoamérica09

RESULTADOS ANUALES



Claves del periodo

- **Crecimiento de la producción eléctrica (+3,4%) y de las ventas de distribución (+1,5%)**
- **Mayor margen de generación debido a la mayor hidraulicidad (60% del mix) y a la mayor disponibilidad de gas, lo se que ha traducido en menores costes de combustible y de compra de energía**
- **Impacto negativo por tipo de cambio (91 M€ en EBITDA)**
- **>90% del EBITDA de distribución con tarifa fijada para los próximos 3-4 años**
- **Reorganización societaria y la venta de activos no estratégicos**

Sólido crecimiento a nivel operativo y resultado neto en moneda local

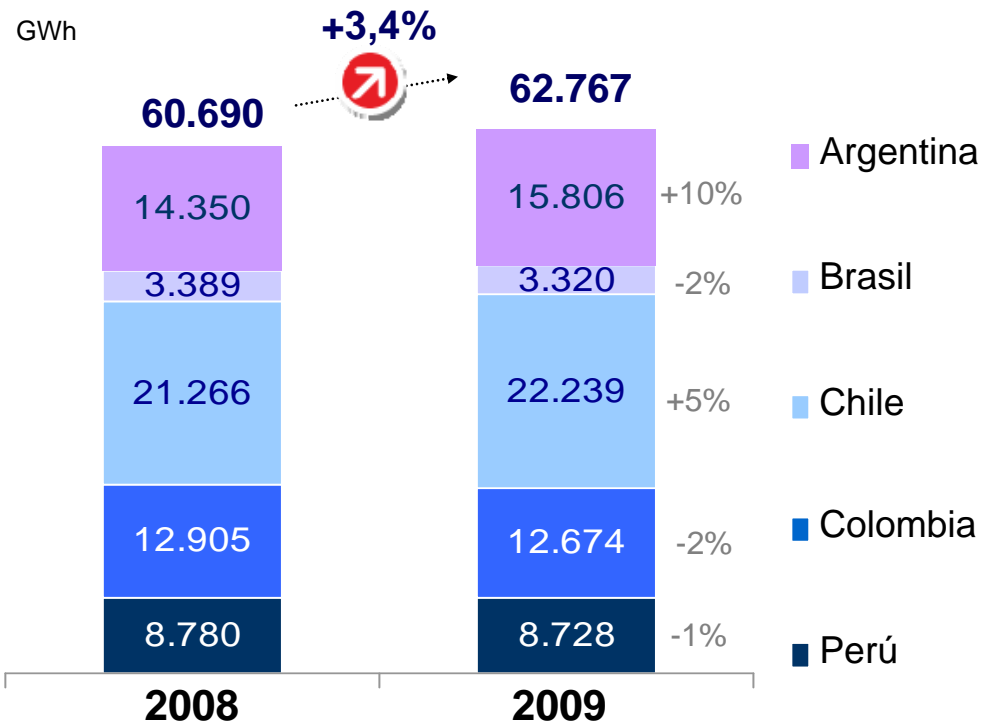
M€	2009	2008	Variación
Ingresos	8.219	8.354	-2%
Margen de contribución	4.234	3.996	+6%
EBITDA	3.168	2.968	+7%
EBIT	2.497	2.408	+4%
Gastos financieros netos⁽¹⁾	449	518	-13%
Resultado neto	1.592	1.343	+19%
Resultado neto atribuible	671	506	+33%

- **El EBITDA creció un 10% en moneda local**
- **504 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas**
- **El resultado neto atribuible incluye plusvalías de 83 M€ por venta de activos no estratégicos y un efecto extraordinario de 86 M€**

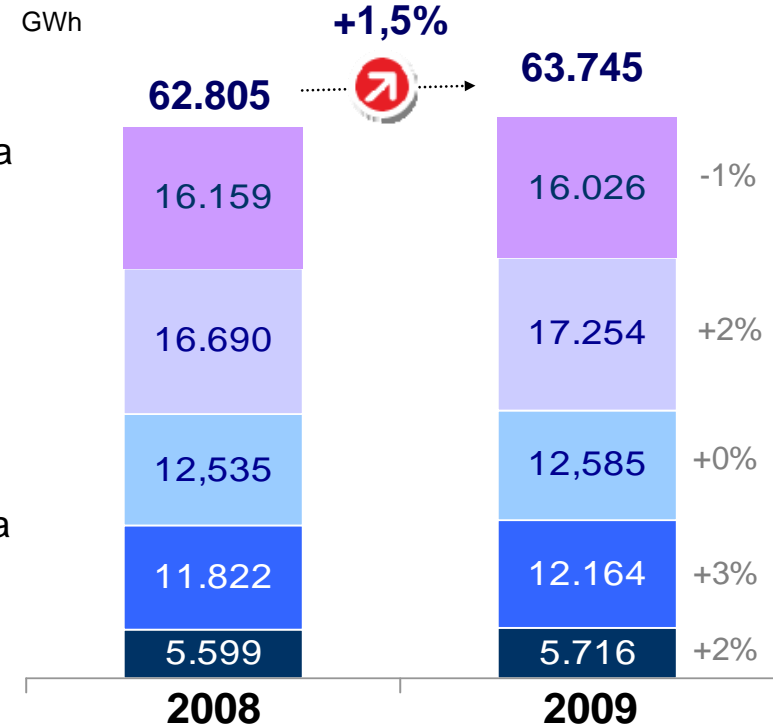
(1) Caída en gastos financieros netos debida a una sustancial reducción en el coste medio de la deuda (263pb), incremento de los ingresos financieros por un incremento del cash flow y un menor valor de "Unidades de Fomento" en Chile debido a la deflación

Crecimiento de la producción y de las ventas de distribución

Producción de generación

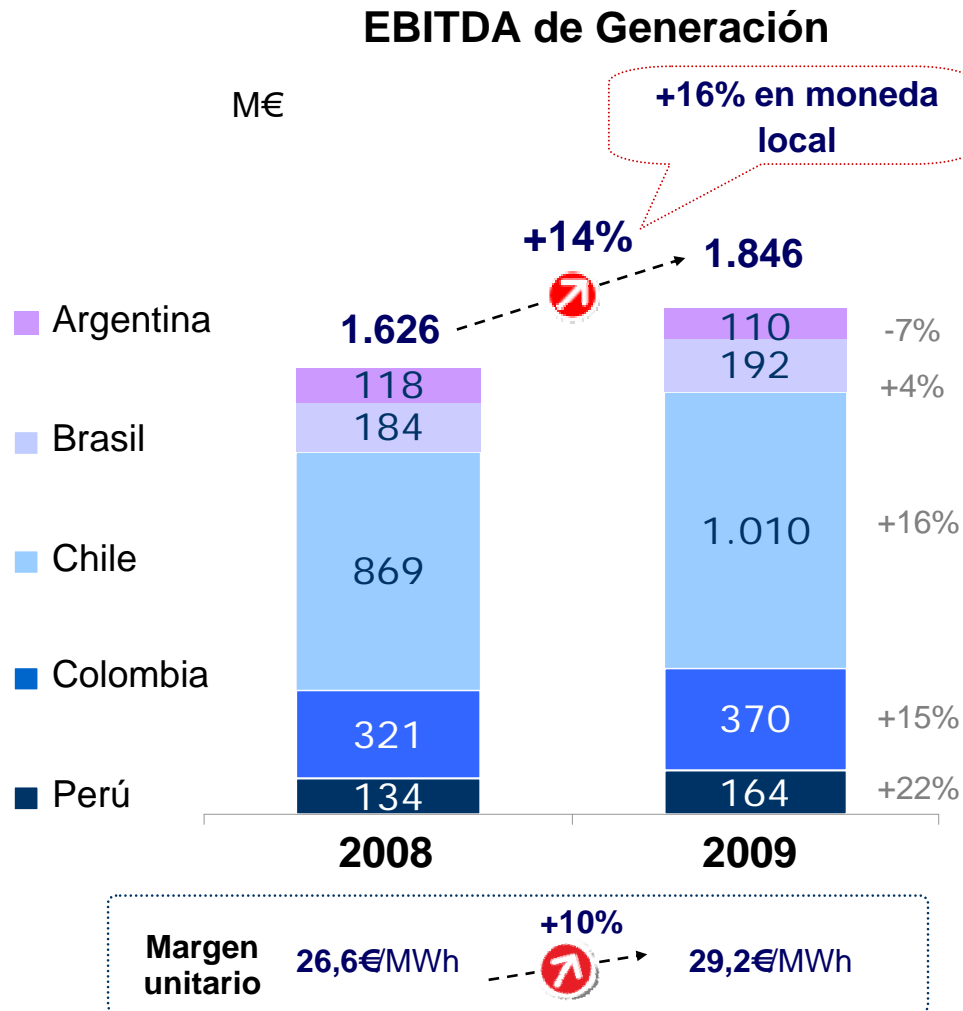


Ventas de distribución



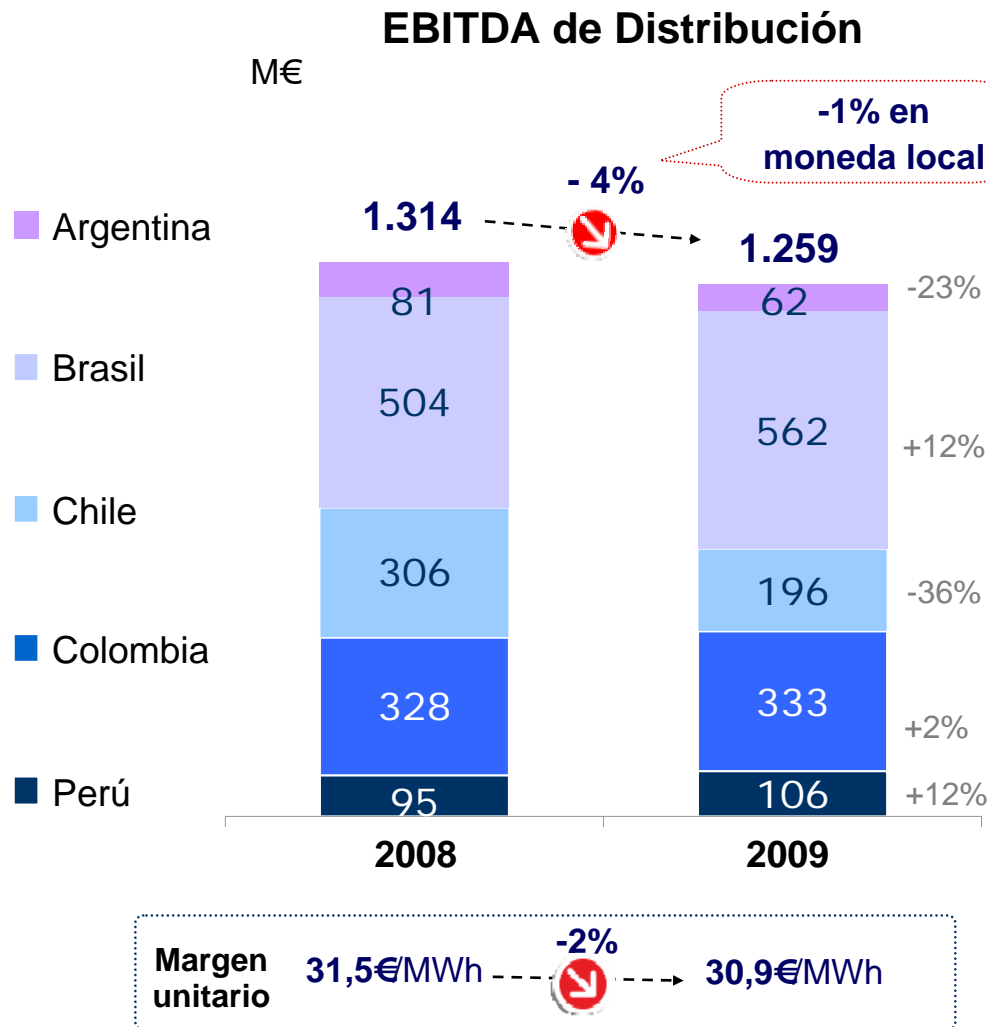
- Crecimiento de la producción en Chile y Argentina debido a la mayor producción hidráulica
- Crecimiento de las ventas de Dx en todos los países, salvo en Argentina
- Perfil equilibrado de negocios regulados/liberalizados

Fuerte crecimiento del EBITDA de generación por mayor producción y menores costes variables



- Positiva evolución del margen unitario (+22%) por mayor producción hidráulica, mayor disponibilidad de gas y menores costes de combustible y de compras de energía
- Mayores precios de venta en Colombia debido a la baja hidraulicidad (+11% margen unitario)
- Mayor producción hidráulica, menores costes de combustible y de compras de energía han impulsado el margen unitario en Perú (22%)

Estabilidad del EBITDA de la actividad de transporte y de distribución



- El menor margen en Chile se debe a: menores tarifas de transporte (-53 M€), revisión de tarifas de distribución (-21 M€) y la reversión de la provisión de transporte en el 4T 08 (55 M€)
- Brasil: mejoras tarifarias en Ampla (VAD +2%) y Coelce (VAD +6%)
- Revisión de tarifas en Codensa (VAD -4%, Octubre 09) y Edelnor (VAD -0,1%, Octubre 09)
- El EBITDA de transporte sumó 86 M€ (+1% vs. 2008 debido a una provisión impositiva extraordinaria, -28 M€ a nivel de EBITDA)

Crecimiento orgánico combinado con una gestión dinámica de la cartera

Nueva capacidad 2009 (569 MW)

- **Chile (367 MW)**
 - Quintero TG 257 MW
 - Canela II -parque eólico- 60 MW
 - San Isidro II CCGT 46 MW
 - Hidráulica: Palmucho (2 MW) e Isla (2 MW)
- **Perú (202 MW)**
 - Santa rosa TG 200 MW
 - Incremento de capacidad fuel-gas (2 MW)

Principales proyectos de generación

- **Bocamina II (carbón, 370 MW)**
- **Quimbo (hidráulica, 400 MW)**
- **Aysen (hidráulica, 2.750 MW)**

~400.000 nuevos clientes en 2009

Reorganización de la cartera

- **Edegel: 29,4% vendido a Endesa Chile**
- **Edelnor: 24% vendido a Enersis**

Ventas activos no estratégicos

- **EEB: venta del 7,2% por 170 M€⁽¹⁾**
- **Codensa Hogar: cartera de préstamos por 180 M€⁽²⁾**

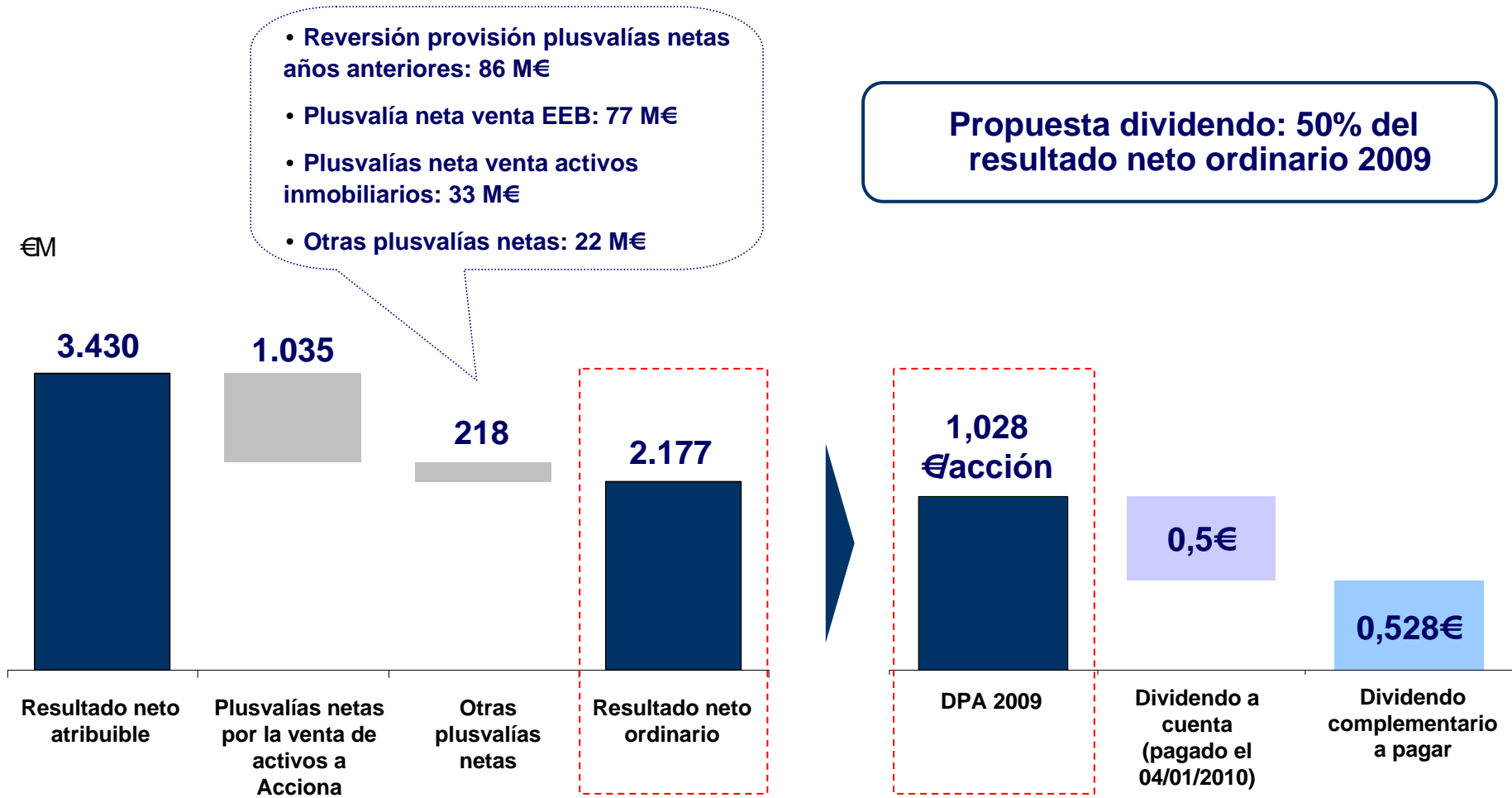
(1) 98 M€ plusvalías brutas (2) 17 M€ plusvalías brutas

Conclusiones 2009

RESULTADOS ANUALES



Remuneración al accionista



Excelentes resultados a pesar de un entorno muy complicado

- **Crecimiento a nivel operativo en todos los negocios**
- **Plataforma de negocio sólida y diversificada**
- **Consistente estrategia de cobertura de márgenes de los negocios liberalizados gracias a la posición de liderazgo en comercialización**
- **Centrados en planes de eficiencia operativa para sentar las bases para un futuro crecimiento**
- **Crecimiento orgánico en Latinoamérica unido a la gestión de la cartera: optimización y alta visibilidad**
- **Buen posicionamiento para 2010**

Nota explicativa

- Las cuentas de 2009 incluyen dos líneas de negocio: Endesa Latinoamérica y España&Portugal&Otros ("Otros" incluye otros negocios, principalmente Endesa Irlanda, Endesa Hellas y actividades de trading en Europa)
- A efectos de analizar la evolución del Grupo en 2009 y su comparación con 2008, hay que tener en cuenta algunos factores:
 - En 2008 se consideraban actividades interrumpidas los activos posteriormente se vendieron a E.On.
 - El balance de situación a 31 de Diciembre de 2008 incluía los activos y pasivos que iban a ser objeto de una aportación a una sociedad conjunta con Acciona como "activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuas".
 - El balance de situación a 31 de Diciembre de 2009 incluye los activos de CAM ("Compañía Americana de Multiservicios"), los activos de Endesa Hellas y la participación en REE clasificados como "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuas". Estos activos no se amortizan. Los pasivos asociados a esos activos se agrupan bajo la línea de "pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuas".

Anexos 2009

RESULTADOS ANUALES



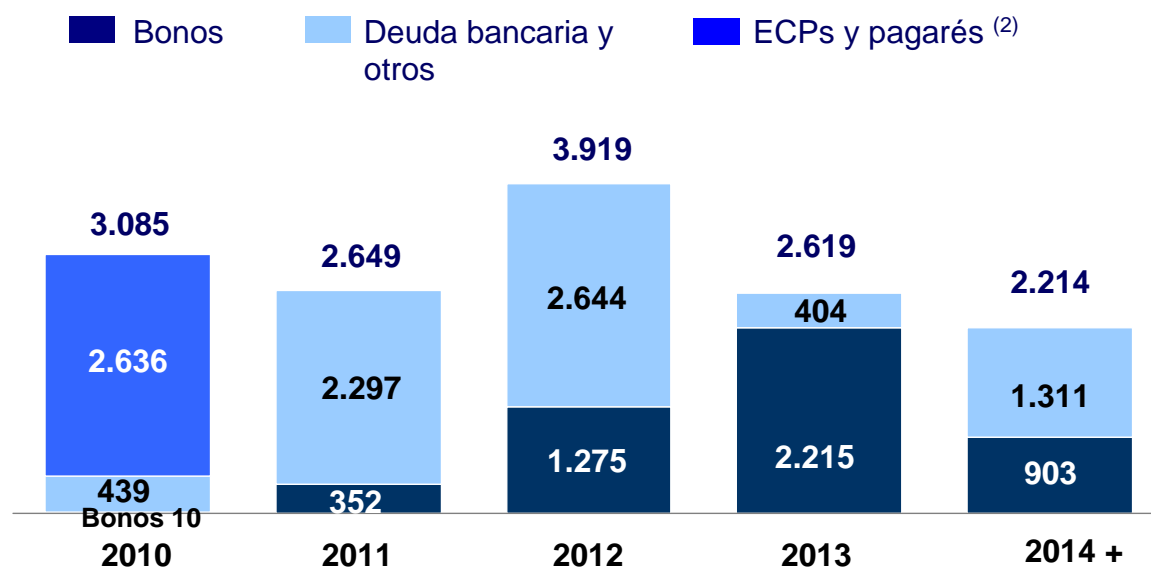
Capacidad instalada y Producción⁽¹⁾

MW a 31/12/09		España&Portugal &Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Capacidad instalada	Total	23.789		15.853		39.643	
	Hidráulica	4,729		8.645		13.374	
	Nuclear	3.670		-		3.670	
	Carbón	5.804		538		6.342	
	Gas natural	2.197		3.966		6.163	
	Fuel-gas	6.564		2.618		9.182	
	Cogeneración y Renovables	824		87		911	
	<hr/>						
TWh 2009 (variación vs. 2008)		España&Portugal &Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Producción	Total	74,3	-16,7%	62,8	+3,4%	137,1	-8.5%
	Hidráulica	8,5	+13%	37,7	+6%	46,2	+7%
	Nuclear	22,6	-13%	-	-	22,6	-13%
	Carbón	20,7	-28%	2,6	+14%	23,3	-25%
	Gas natural	7,2	-33%	15,9	+4%	23,1	-11%
	Fuel-gas	12,2	-1%	6,5	-14%	18,6	-6%
	Cogeneración y Renovables	3,1	-15%	0,1	+92%	3,2	-13%

(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 31 de diciembre de 2009: 14.486M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 24 meses de vencimientos

▪ Liquidez 7.119 M€

293 M€ de caja

6,826 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

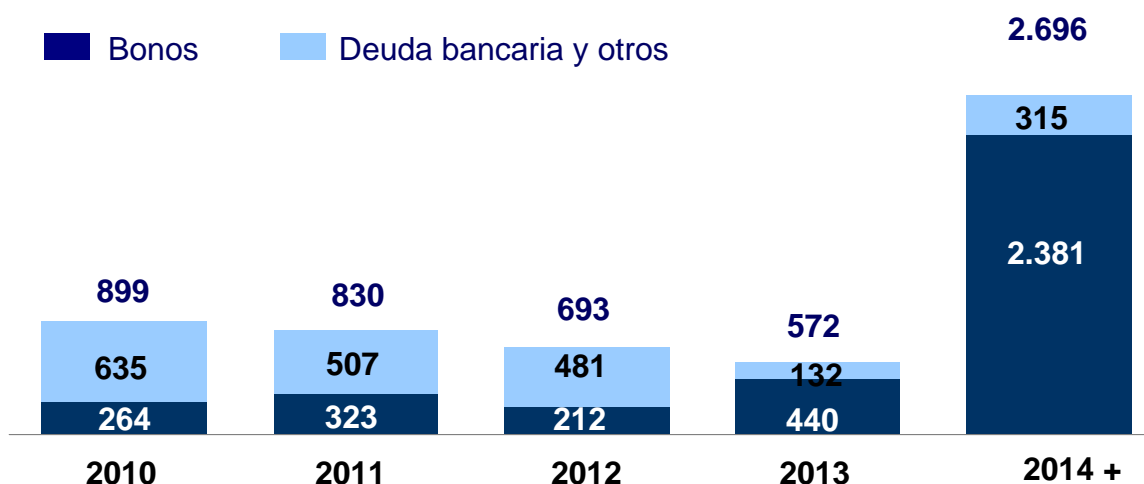
▪ Vida media de la deuda: 3,8 años

(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 este 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.

Enerjis: calendario de vencimiento de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de diciembre de 2009: 5.690M€⁽¹⁾



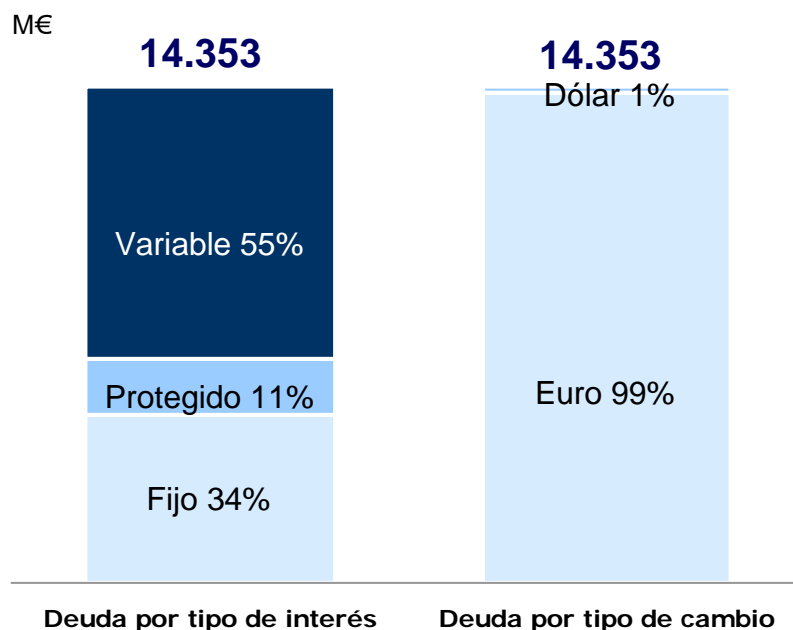
Enerjis tiene suficiente liquidez para cubrir 35 meses de vencimientos

- **Liquidez 1.965 M€**
 - 1.545 M€ de caja
 - 420 M€ de créditos sindicados disponibles
- **Vida media de la deuda: 5,3 años**

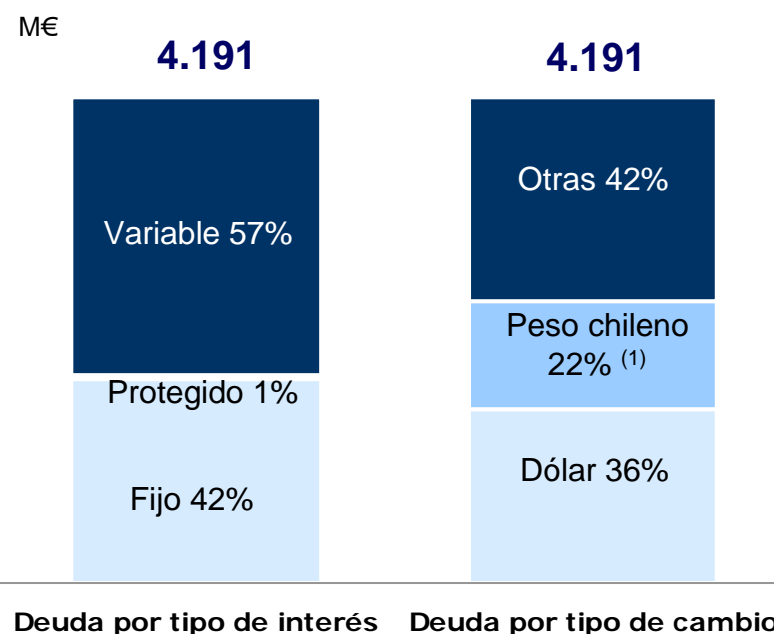
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que suponen salida de caja.

Política financiera y estructura de la deuda

Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



Estructura de la deuda Enersis



Coste medio de la deuda

3,3%

7,3%

- **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 2009 (vs. 2008)



Chile

Gx: 1.010 M€ (+16%)

Dx: 196 M€ (-36%)

EBITDA total:

1.206 M€ (+3%)

- Mayor producción hidráulica (+7,7%)
- Mayor margen unitario por mejor mix de producción, mayor disponibilidad de gas y menores compras de energía
- Revisión tarifaria Chilectra: descenso del VAD 16% (aplica a partir del 4 de noviembre de 2008)
- Revisión tarifaria transporte (aplica desde el 13 de enero)
- Durante 2009 el precio nudo promedio fue de 100 US\$/MWh y el precio spot medio de 104 US\$/MWh
- Durante 2009, Endesa se adjudicó licitaciones a largo plazo por volumen de 3,06 TWh/año a un precio medio de 116,4 US\$/MWh
- Entrada en operación comercial de la regasificadora GNL Quintero el 12 de septiembre
- Puesta en marcha de la turbina de gas Quintero (257 MW) y del parque eólico Canela II (60 MW).
- Fijación del precio Nudo para el periodo noviembre 2009-abril 2010 en 93,2 US\$/MWh
- El peso chileno cerró en 2009 a 730,53 CLP/€ (+17% vs.2008)



Brasil

Gx: 192 M€ (+4%)

Dx: 562 M€ (+12%)

Tx: 78 M€ (+5%)

EBITDA total:

832 M€ (+9%)

- Menor producción hidráulica (-15%)
- Mayor producción con gas (Fortaleza) gracias a la disponibilidad de éste.
- Precios spot sensiblemente inferiores al año anterior (-75%), por mayor hidraulicidad en el país
- Efecto positivo por las revisiones tarifarias implantadas este año y el 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 (ingresos 108 M€)

Hechos relevantes por países

EBITDA 2009 (vs. 2008)



Gx: 370 M€ (+15%)

Dx: 333 M€ (+2%)

EBITDA total:

703 M€ (+8%)

- Mayores precios de venta en generación por la menor hidrología en el país
- Mayores márgenes en Codensa
- Venta del 7,2% de EEB por 170M€
- Venta de Codensa Hogar (cartera de préstamos de 180 M€, 17 M€ de plusvalías brutas)
- Reajuste tarifario para Codensa: descenso VAD 4% (aplica a partir del 5 de octubre de 2009)



Perú

Gx: 164 M€ (+22%)

Dx: 106 M€ (+12%)

EBITDA total:

270 M€ (+17%)

- Mayores precios de venta en generación
- Mayor producción hidráulica (+9%)
- El precio de barra (aplicable desde mayo) ha quedado fijado en 41,69US\$/MWh, un 1,5% por encima del precio anterior
- Entrada en operación de la TG8 de la planta de Santa Rosa (200 MW)
- Edelnor mayor margen por mejor mix de clientes y menores pérdidas
- Venta del 29,4% de Edegel a Endesa Chile y del 24% de Edelnor a Enersis
- Reajuste tarifario para Edelnor: descenso VAD 0,1% (aplica a partir de noviembre de 2009)



Argentina

Gx: 110 M€ (-7%)

Dx: 62 M€ (-23%)

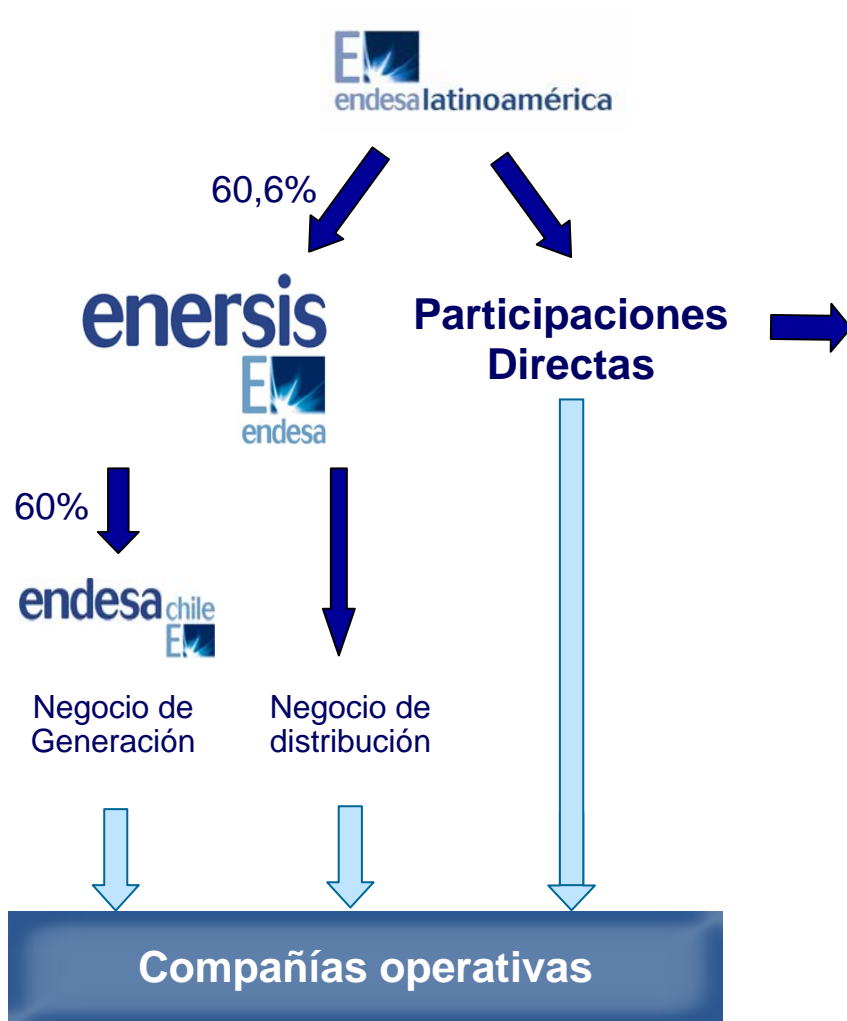
Tx: 8 M€ (-27%)








EBITDA total:

180 M€ (-14%)

- 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 1T08 incluye extraordinario 11M€ indemnización avería TG10 en Dock-Sud
- Edesur pagó 9,5M€ en dividendos durante 2009 (primera vez desde 2001)

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



	M€	% participación directa	EBITDA proporcional 2009
 Codensa:		26,7%	88
 Emgesa:		21,6%	80
 Endesa Brasil:		28,5%	237
 Edesur:		6,2%	4
 DockSud:		40%	10
Edelnor ⁽¹⁾ :		42%	34
 Edelnor ⁽²⁾ :		18%	4
Edegel ⁽³⁾ :		29,4%	33
Piura:		48%	8
 Pangué		5%	6
Total proporcional			504

(1) 42% hasta el 15 de octubre de 2009

(2) 18% desde el 15 de octubre a final de año

(3) 29.4% hasta el 9 de octubre de 2009.

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. 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.

26 | 02 | 2010

resultados endesa 2009

RESULTADOS ANUALES

