

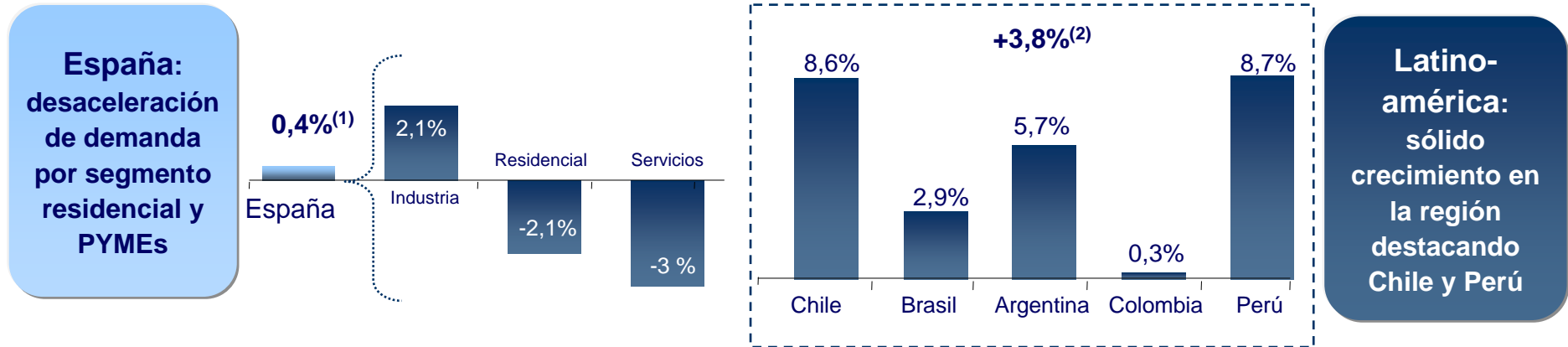
29 | 07 | 2011

# endesa resultados 1S 2011



## Contexto de mercado en 1S 2011

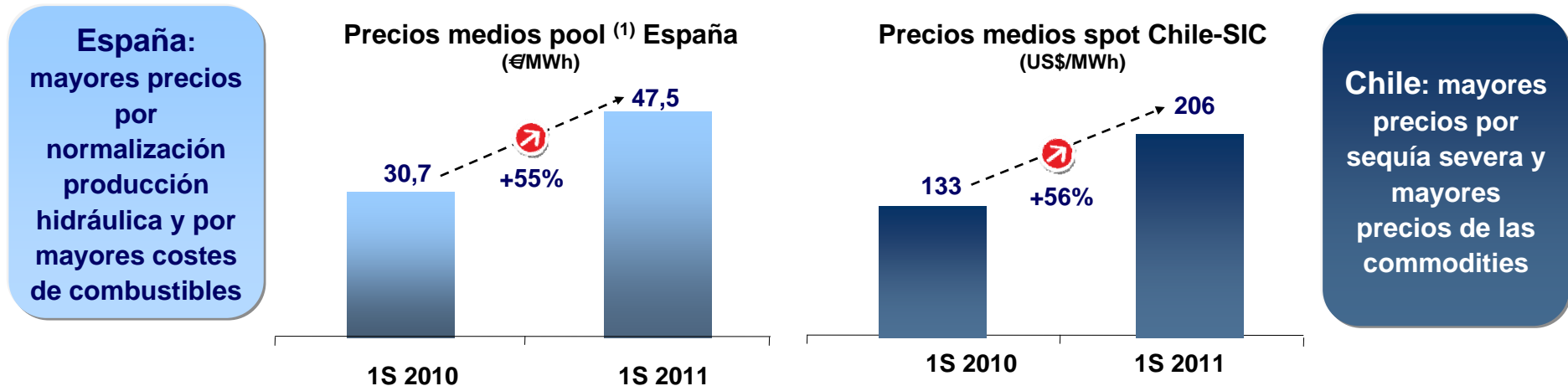
### Evolución de la demanda



(1) Peninsular. Corregida por laboralidad y temperatura. (-0,6% sin ajustar). Fuente: REE

(2) Sin corregir por laboralidad y temperatura. Países en los que opera Endesa ponderado por TWh (demanda por país)

### Precios de la electricidad



(1) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad

**Resultados operativo afectado por efectos no recurrentes**

M€	1S 2011	1S 2010	Variación	Homogéneo
<b>Ingresos</b>	16.194	15.113	+7%	
<b>Margen de contribución</b>	5.314	5.590	-5%	
<b>EBITDA</b>	3.493	3.850	-9%	-3%
<b>España&amp;Portugal&amp;Otros</b>	2.064	2.272	-9%	-4% <sup>(1)</sup>
<b>Endesa Latinoamérica</b>	1.429	1.578	-9%	-2% <sup>(2)</sup>
<b>EBIT</b>	2.468	2.811	-12%	
<b>Gasto financiero neto<sup>(3)</sup></b>	333	573	-42%	
<b>Resultado neto atribuible</b>	1.283	2.120	-40%	
<b>Resultado neto atribuible ajustado por desinversiones<sup>(4)</sup></b>	1.282	1.212	+6%	

**EBITDA consolidado -3% considerando el cambio de perímetro y el impuesto extraordinario en Colombia**

(1) Ajustado por perímetro (renovables, Endesa gas, transporte que contribuyeron en 130 M€ en 1S 2010)

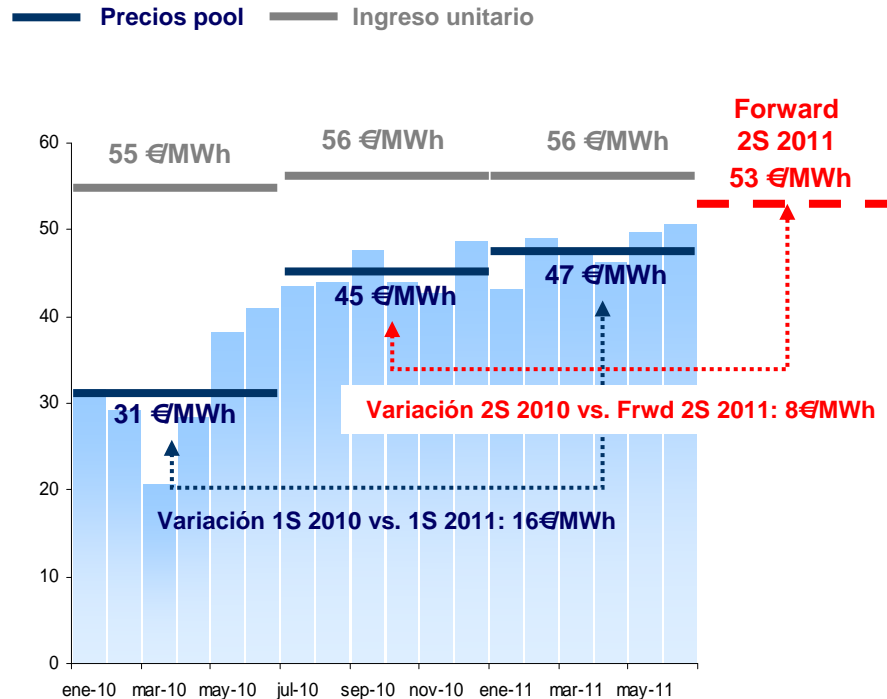
(2) Ajustado por impuesto sobre el patrimonio en Colombia (109 M€ en 1S 2011) y perímetro (CAM&Synapsis 6 M€ en 1S2010). Incluye -10 M€ por tipo de cambio

(3) Extraordinarios en 1S 2010 (-77 M€), sentencia sobre recurso del Impto. Sociedades años anteriores (+63 M€), provisiones para expedientes de regulación de empleo por evolución tipos de interés (+21 M€ en 1S 2011 vs. -67 M€ en 1S 2010)

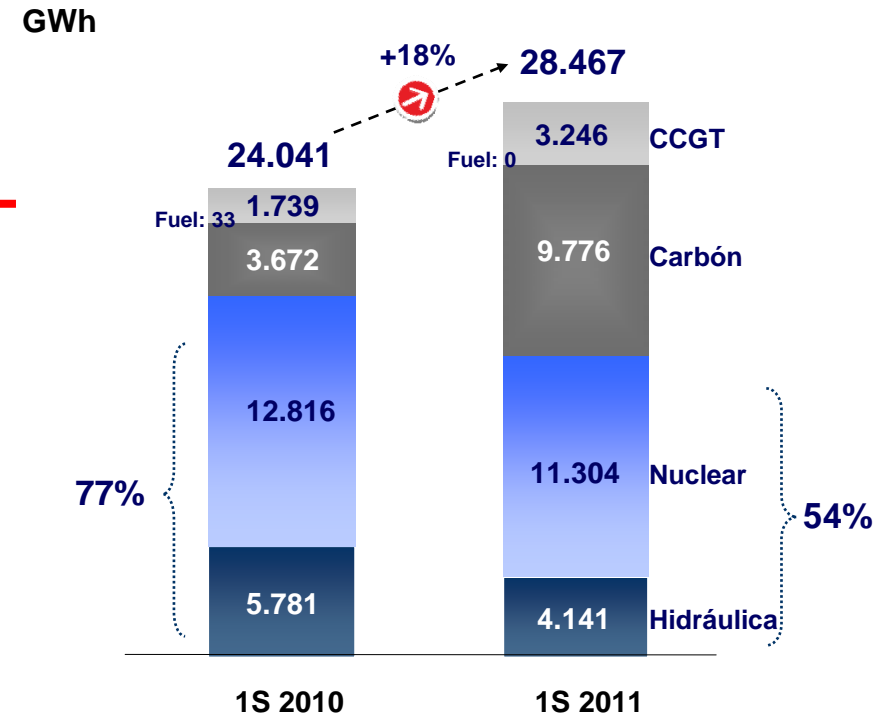
(4) Plusvalías netas (1 M€ en 1S 2011 y 908 M€ en 1S 2010 principalmente por desinversión de renovables)

## Iberia: resultados afectados por incremento coste de energía y cambio de perímetro

### Normalización márgenes en negocio liberalizado



### Producción Endesa peninsular



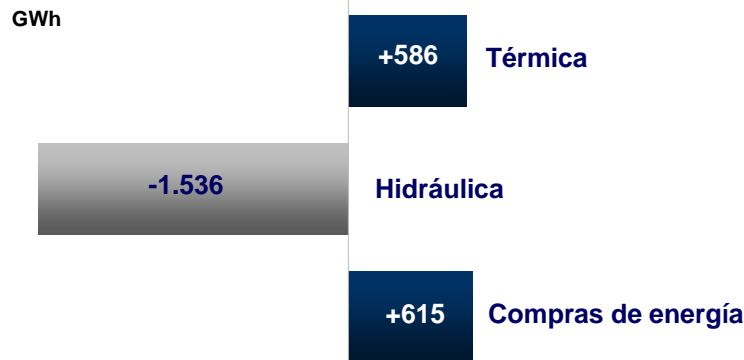
- Normalización de márgenes conforme incrementan precios del pool
- Se espera menor variación de precios del pool en 2S 2011 vs. 2S 2010
- Incremento coste combustible por menor producción hidráulica y nuclear (recarga combustible)
- Caída de 130 M€ en EBITDA por cambio de perímetro

Latinoamérica: resultados afectados por extraordinarios

Impacto sequía en Chile: 136 M€

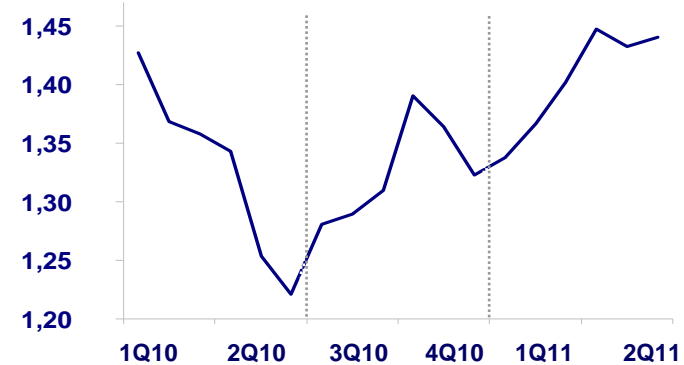
Producción y compras de energía

(1S 2011 vs. 1S 2010)



Una de las sequías más severas junto al retraso en Bocamina II por terremoto incrementó compras de energía a precios elevados

Debilidad del US\$ vs. €..



... impacta negocios en dólares

(Gx en Chile, Colombia y Perú)

Latinoamérica: impacto tipo de cambio en EBITDA

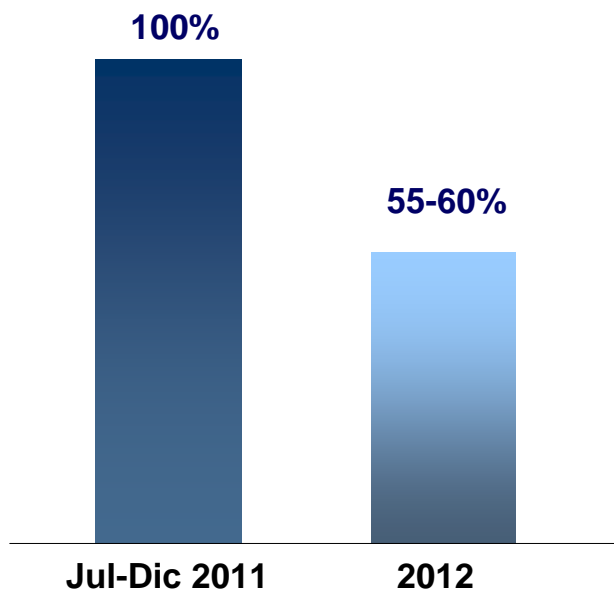


- Colombia: impacto significativo del impuesto extraordinario sobre el patrimonio neto (109 M€)

## Estrategia ventas forward

### España y Portugal

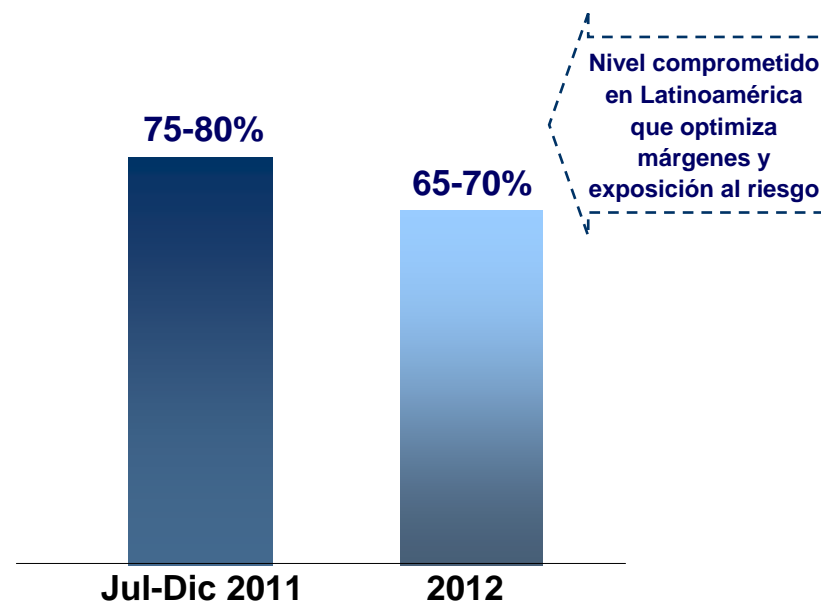
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

### Latinoamérica

(% producción estimada ya comprometida)



34% de la generación vendida con contratos > 5 años y 23% con contratos > 10 años

## Novedades en regulación

### España

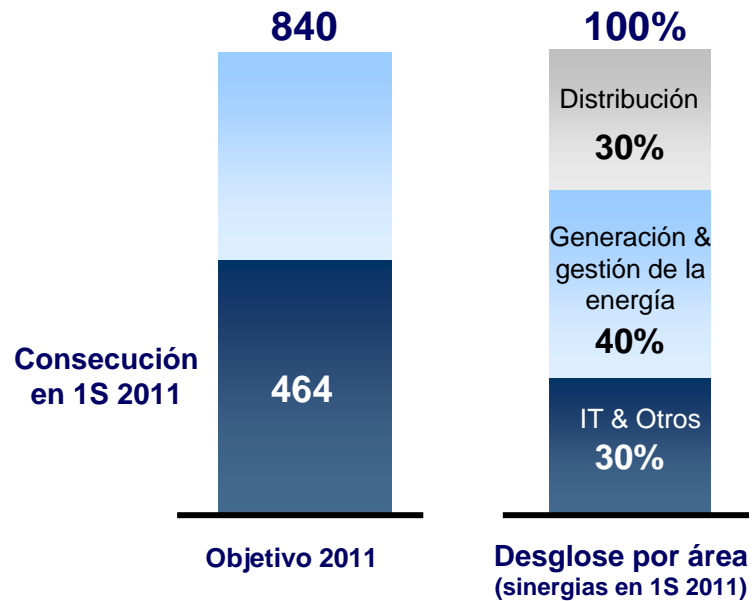
- TUR: 9,8% incremento medio desde 1 Enero y del 1,5% desde 1 Julio
- Tarifa acceso: 7,6% incremento medio desde 1 Abril
- Visión positiva sobre los pagos de capacidad y disponibilidad
- Avance en el proceso de titulización del déficit de tarifa
- Stress test sobre plantas nucleares

### Latino- américa

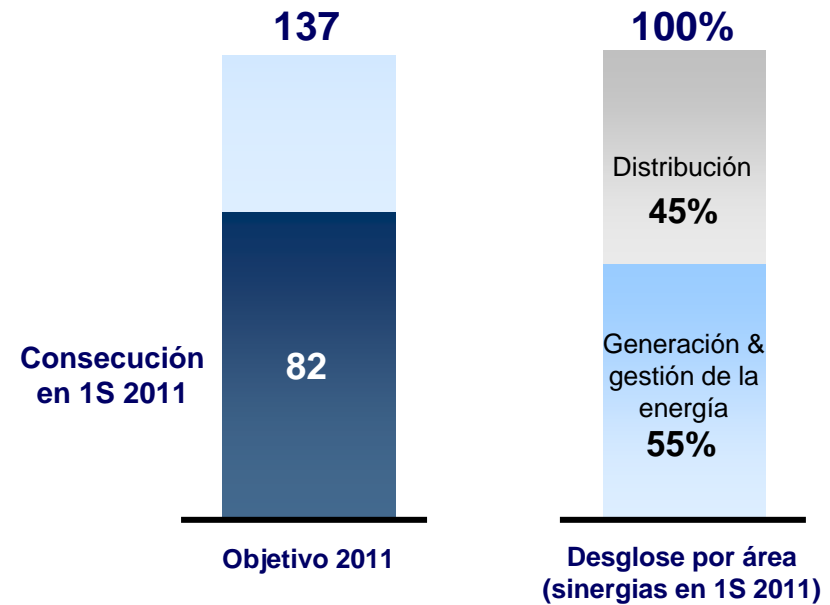
- Brasil: revisión tarifaria de Coelce postpuesta hasta 4T 2011 – 1T 2012
- Chile: nueva regulación sobre emisiones. Comité de expertos analizan la futura política energética
- Argentina: posible ajuste de ingresos en Edesur

M€

### Plan de sinergias Endesa



### Plan Zenith Endesa



**Bien posicionados para cumplir los objetivos del Plan de Sinergias (55% en 1S 2011) y del Plan Zenith (60% en 1S 2011)**



## Desarrollo de nueva capacidad y proyectos de inversión

### España

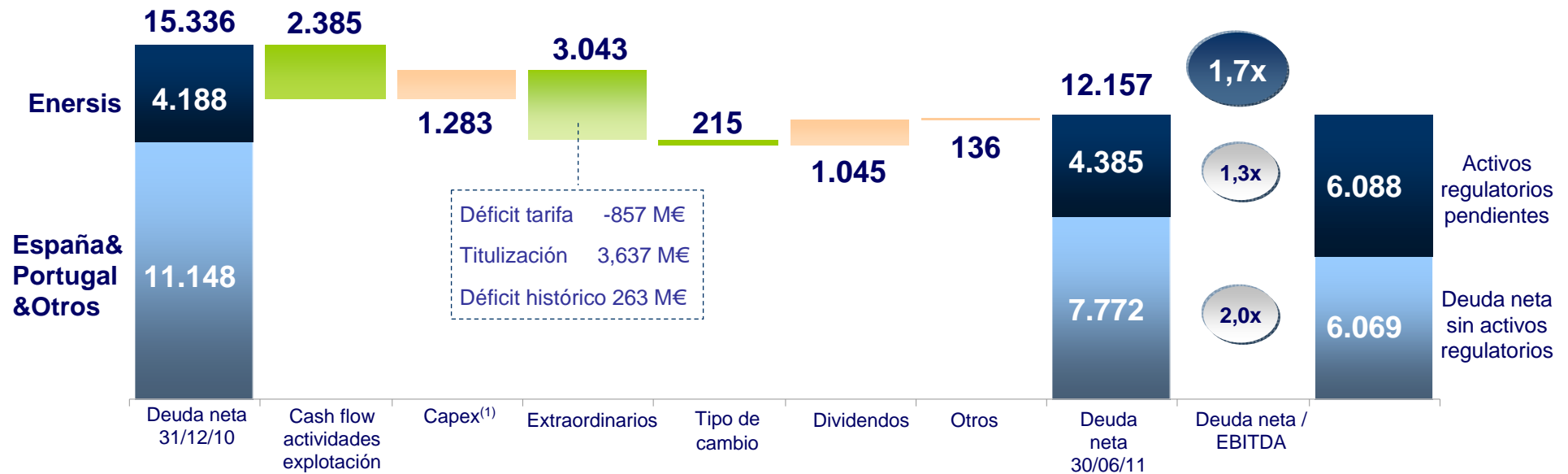
- Nuevos CCGT en operación:
  - Tejo II (851 MW): 50%Endesa
  - Besós 5 (873 MW)
- Repotenciación central nuclear Almaraz: incremento de 19 MW
- Repotenciación en las Islas Baleares e Islas Canarias
- Acuerdo para adquirir 245.000 clientes liberalizados de gas en Madrid
- Proyectos de bombeo:
  - Adjudicación proyecto 200 MW en Canarias: en operación en 2017
  - Presentado proyecto 364 MW en Portugal: en operación en 2017

### Latino- américa

- Situación de proyectos en desarrollo:
  - Bocamina II: puesta en marcha prevista para 1T 2012
  - El Quimbo: avance en la construcción
  - Talara: aprobación permisos medioambientales (*notice to proceed*). Puesta en marcha prevista en 2S 2013

## Sólida situación financiera

### Evolución deuda neta en 1S 2011 (M€)



**Sólido apalancamiento financiero**

	31/12/10	30/06/11
Apalancamiento (Deuda Neta/RR.PP)	0,7	0,5

- Optimización coste financiero con recompra de 1.319 M€ de preferentes

(1) Salida de efectivo

# españa&portugal&otros 1S 2011



## Claves de 1S 2011

**Ralentización del incremento de la demanda (+0,4% <sup>[1]</sup>)**

**Incremento del 18% en producción<sup>(2)</sup>: mayor producción térmica supone mayor coste de combustible**

**Normalización de márgenes del negocio liberalizado**

**Clara mejora del resultado financiero neto**

**Cambio de perímetro: -130 M€ en EBITDA**

(1) Peninsular. Corregida por laboralidad y temperatura. (-0,6% sin ajustar). Fuente: REE

(2) Endesa. Régimen Ordinario Peninsular

**Resultados sólidos afectados por desinversiones y normalización de márgenes**

M€	1S 2011	1S 2010	Variación	Homogéneo <sup>(3)</sup>
<b>Ingresos</b>	11.230	10.526	<b>+7%</b>	
<b>Margen de contribución</b>	3,197	3,426	<b>-7%</b>	<b>-2%</b>
<b>EBITDA</b>	2.064	2.272	<b>-9%</b>	<b>-4%</b>
<b>EBIT</b>	1.329	1.603	<b>-17%</b>	
<b>Gasto financiero neto<sup>(1)</sup></b>	164	342	<b>-52%</b>	
<b>Resultado neto atribuible</b>	963	1.808	<b>-47%</b>	
<b>Resultado neto atribuible ajustado por desinversiones<sup>(2)</sup></b>	969	902	<b>+7%</b>	

**La mejora del gasto financiero se traduce en +7% en Resultado neto atribuible ajustado por desinversiones**

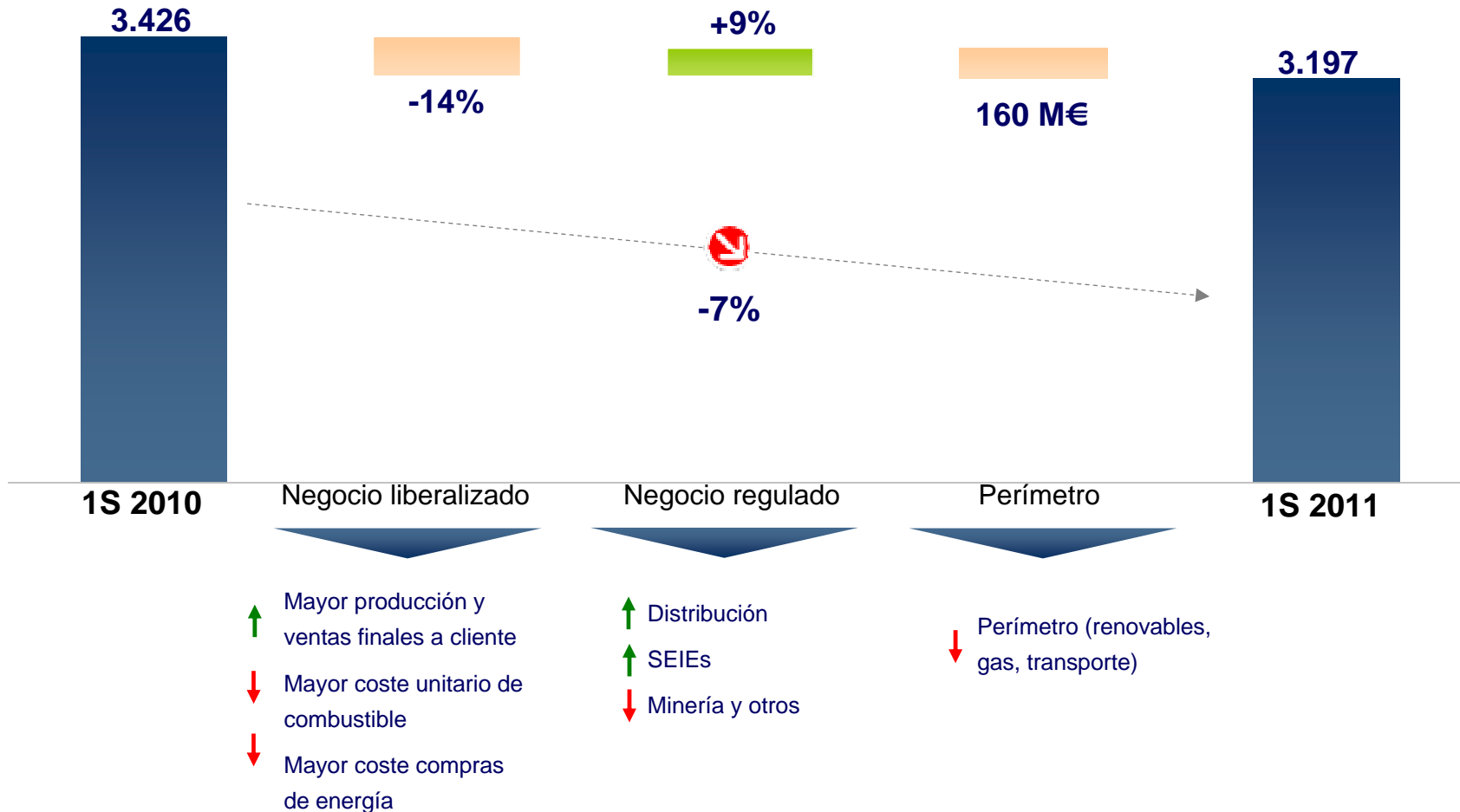
(1) Extraordinarios en 1S 2010 (-77 M€), sentencia sobre recurso del Impto. Sociedades años anteriores (+27 M€), provisiones para expedientes de regulación de empleo por evolución tipos de interés (+21 M€ en 1S 2011 vs. -67 M€ en 1S 2010)

(2) Plusvalías netas (-6 M€ en 1S 2011 y 906 M€ en 1S 2010 principalmente por desinversión de renovables)

(3) Ajustado por perímetro (renovables, transporte y Endesa gas: 160 M€ en margen de contribución y 130 M€ en EBITDA en 1S 2010)

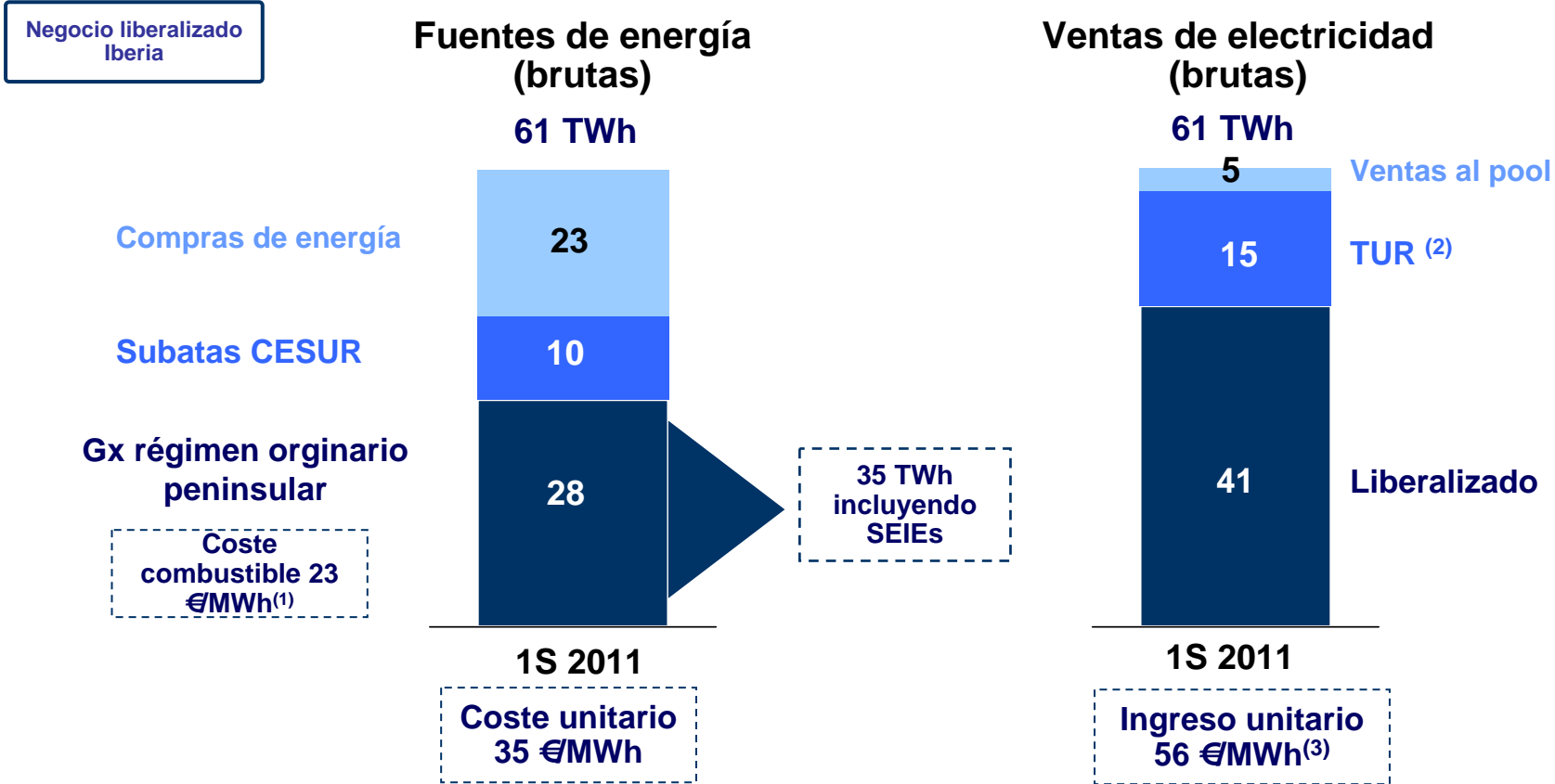
# Margen de contribución afectado por coste de energía y perímetro

M€



**Caída 2% margen de contribución ajustado por perímetro**

# Fuentes de energía competitivas en el actual contexto de mercado



**Ingreso unitario estable y mayor coste variable unitario por mix de producción y coste de compra de energía**

(1) Incluye coste de combustible y CO<sub>2</sub>  
 (2) TUR: Tarifa de Último Recurso no considerada en los cálculos de ingreso y coste unitario  
 (3) Incluyendo TUR, el ingreso unitario sería aproximadamente 60 €/MWh

# Latinoamérica 1S 2011





## Claves en 1S 2011

**Volumen de generación estable: sequía en Chile compensada por las favorables condiciones hidráulicas en Colombia**

**Ventas de distribución: +4,0%, destacando Perú (+7,9%) y Chile (+6,6%)**

**Chile: impacto de 136 M€ por sequía**

**Argentina: mayores costes por inflación sin incremento en tarifas**

**Colombia: extraordinario del impuesto sobre el patrimonio (109 M€)**

**Resultados operativos afectados por no recurrentes**

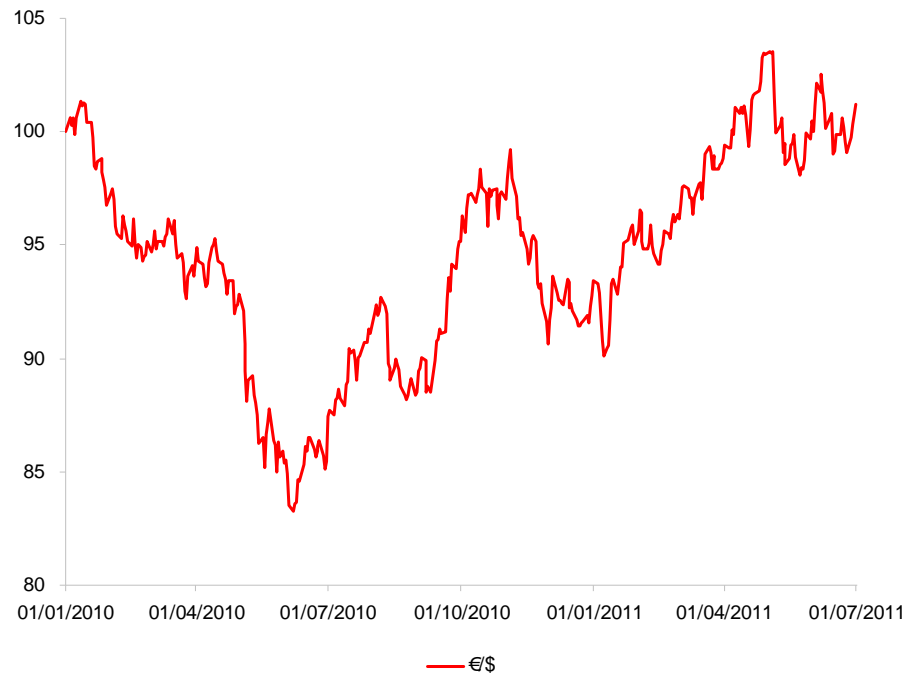
M€	1S 2011	1S 2010	Variación
<b>Ingresos</b>	4.964	4.587	<b>+8%</b>
<b>Margen de contribución</b>	2.117	2.164	<b>-2%</b>
<b>EBITDA</b>	1.429	1.578	<b>-9%</b>
<b>EBIT</b>	1.139	1.208	<b>-6%</b>
<b>Gasto financiero neto <sup>(1)</sup></b>	169	231	<b>-27%</b>
<b>Resultado neto</b>	695	742	<b>-6%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	320	312	<b>+3%</b>

- **Descontando impuesto sobre el patrimonio en Colombia, el EBITDA cayó 2,5%**
- **260 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas**

(1) Impacto positivo de 36 M€ por decisión de Audiencia Nacional sobre recurso del Impto. de Sociedades de Endesa

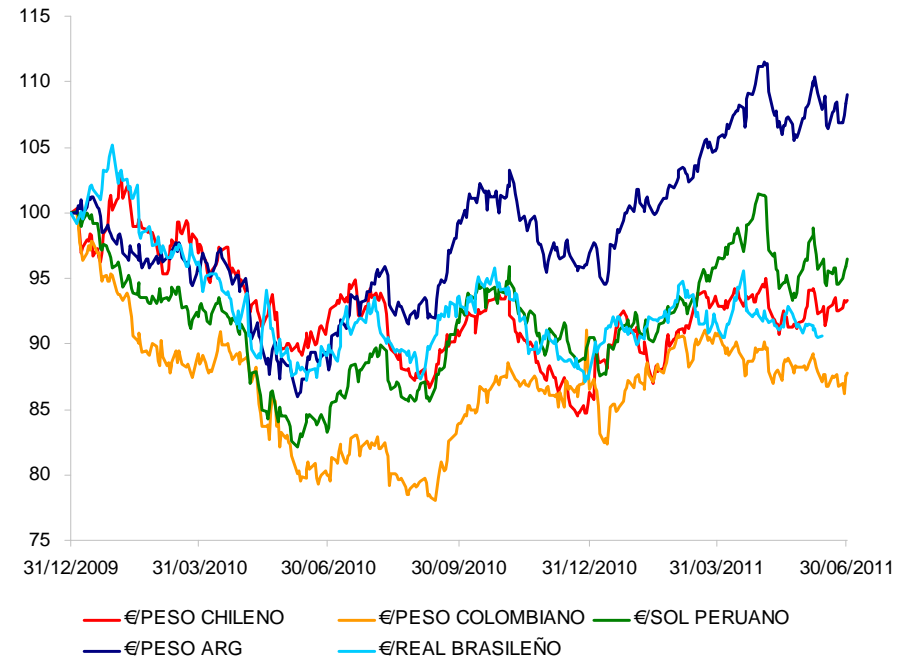
## Latinoamérica: impacto del tipo de cambio en EBITDA

### Negocio de Generación: -28 M€



- La debilidad del dólar impacta los negocios en dólares en Chile, Colombia y Perú

### Negocio de Distribución: +17 M€

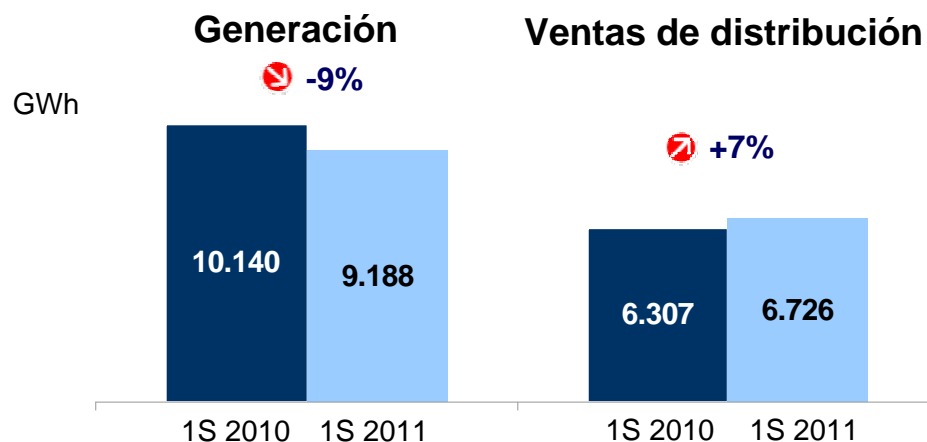


- Fortaleza divisas locales frente al euro (excepto Argentina)

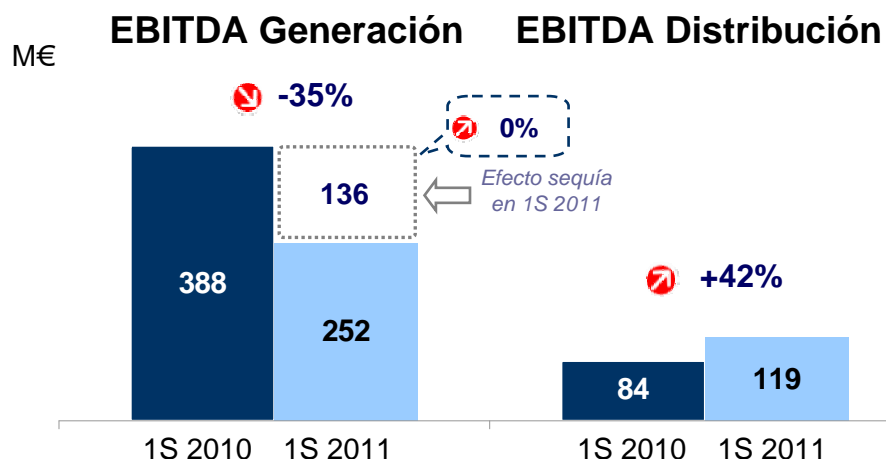
- Depreciación del US\$ contrarresta impacto positivo de la fortaleza de las divisas locales de Latam



## Chile: márgenes de Gx afectados por sequía severa



- Menor generación por sequía severa (-26% hidráulica), parcialmente compensado por mayor producción térmica
- Crecimiento de ventas de distribución tras terremoto de 2010



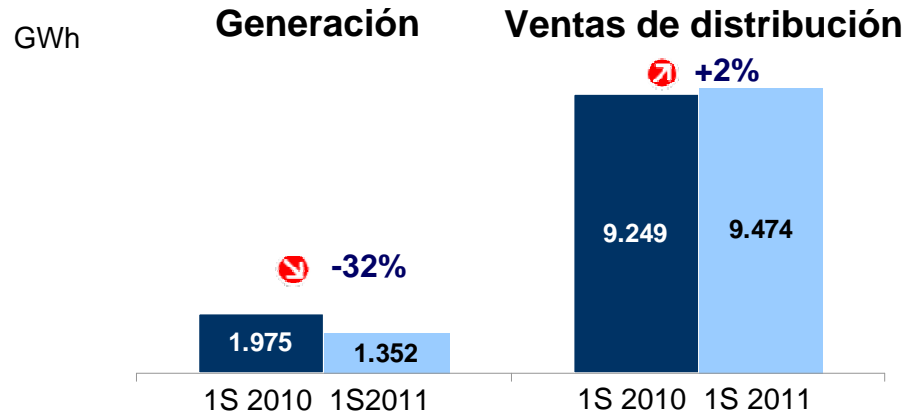
- Gx: sequía severa y retraso en Bocamina II (terremoto) deriva en mayor coste de energía
- Dx: mayores volúmenes y precios por mejora en factores de indexación

Margen unitario	1S 2010	1S 2011	% Change
Generación	31,4 €/MWh	25,2 €/MWh	-27%
Distribución	27,2 €/MWh	30,6 €/MWh	+12%

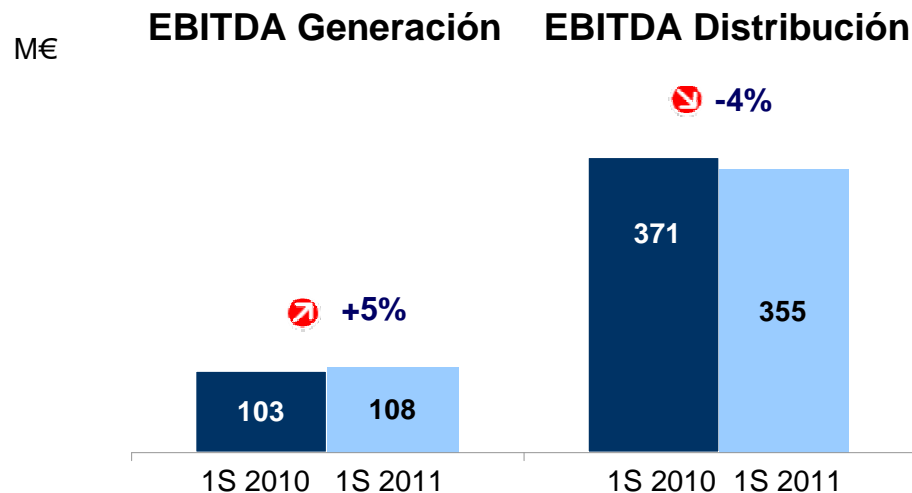
**EBITDA total 371 M€ (-21%)**



## Brasil: sólidos resultados a pesar condiciones desfavorables



- Menor generación (-32%) por decisiones de despacho en Cachoeira y menor térmica
- Buen comportamiento en Ampla (+5%) compensa caída en Coelce (-1%) por temperaturas inusualmente altas en 1S 2010



- Gx: mayor precio de venta compensa menores volúmenes
- Dx: RTE<sup>(1)</sup> (26 M€) cobrado íntegramente en 1S 2010 y peor mix de ventas. Menores pérdidas de distribución en Ampla
- Tx: interconexión Brasil-Argentina 17 M€ EBITDA (+54%)

Margen unitario

38,1 €/MWh ↗ +12%

55,4 €/MWh ↘ -4%

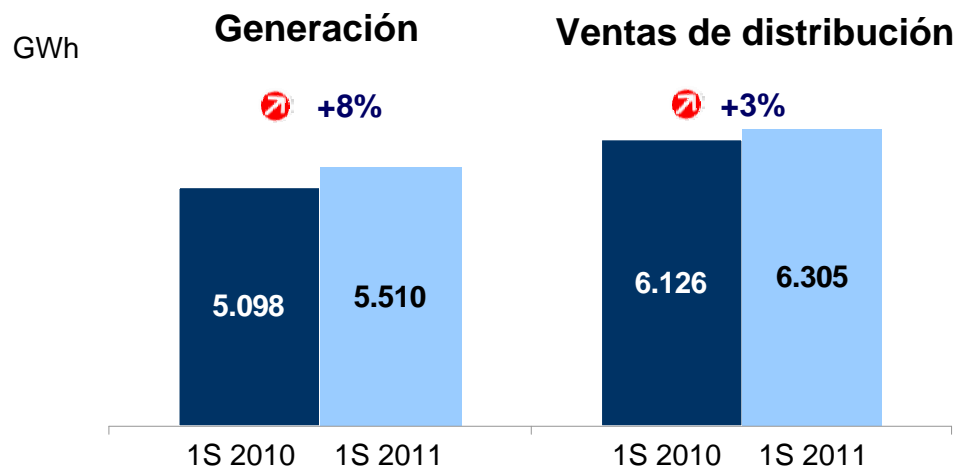
**EBITDA total 480 M€ (-1%)<sup>(2)</sup>**

(1) "Recomposición tarifaria extraordinaria": Ingresos pendientes que los distribuidores han venido cobrando hasta 2010 por la racionamiento de energía de 2001

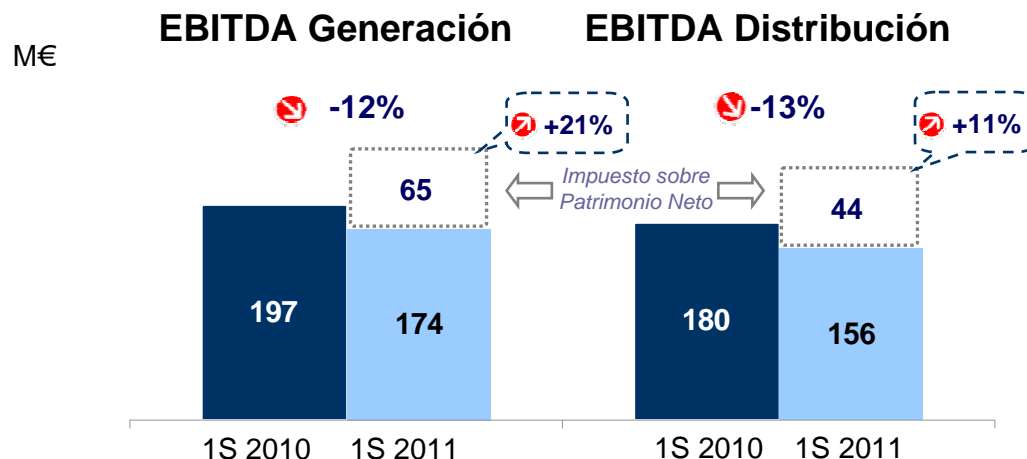
(2) Incluye interconexión Brasil-Argentina



## Colombia: mayores márgenes que sin embargo no compensan impacto por impuesto sobre patrimonio neto



- Incremento de generación por condiciones hidráulicas favorables
- Incremento en ventas de distribución



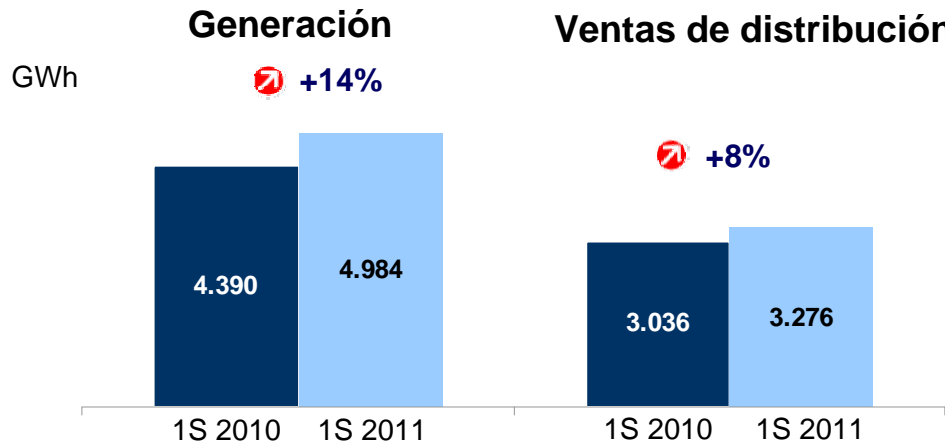
- Gx: mejor mix de producción y menores compras de energía. Impacto impuesto sobre el patrimonio neto (65M€)
- Dx: caída por impuesto sobre patrimonio neto (43 M€)

Margen unitario

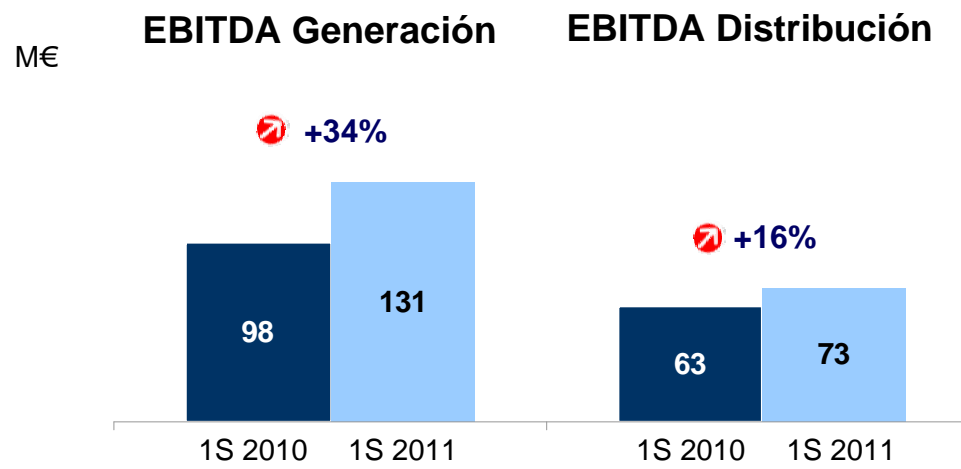
35,8 €/MWh	+16%	41,1 €/MWh	+2%
------------	------	------------	-----

**EBITDA total 330 M€ (-12%)**

**Perú: mayor actividad y menores costes fijos**



- Mayor generación por mejor hidraulicidad, restricciones en la red en el norte y mayor disponibilidad.
- Fuerte crecimiento económico deriva en un incremento de la demanda del 8%



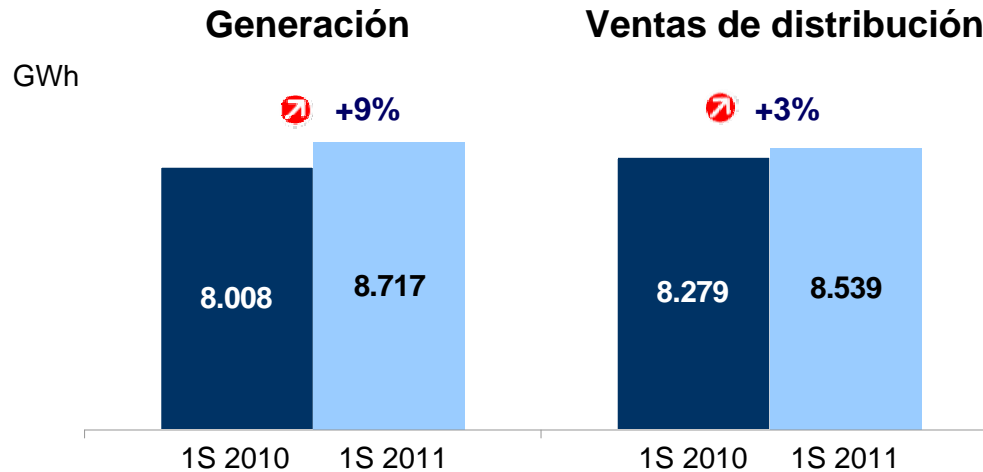
- Mayores volúmenes y precios de venta y menores costes fijos impulsan el EBITDA de Gx y Dx

Metric	1S 2010	1S 2011	% Change
Margen unitario (€/MWh)	26,1	26,7	-0%
Margen unitario (€/MWh)	-	-	-6%

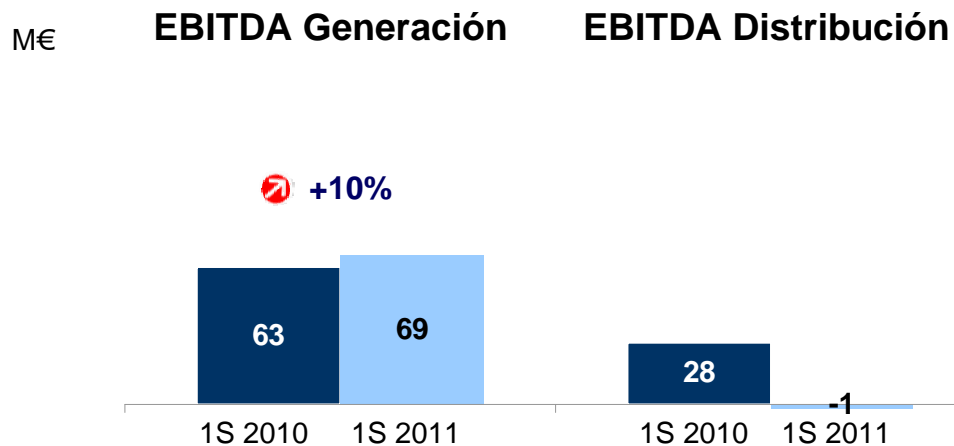
**EBITDA total 204 M€ (+27%)**



## Argentina: crecimiento de la demanda



- Fuerte crecimiento de la Gx (caída en hidráulica compensada por producción térmica)
- Ligero incremento de la demanda debido a las moderadas temperaturas



- Gx: acuerdos regulatorios para incrementar los pagos por capacidad y retribución de los costes de O&M
- Dx: incremento de los costes de personal (+49%), junto con mayores costes de O&M (+9%) por inflación, combinado con ausencia de incrementos de tarifa

Margen unitario

10,1 €/MWh  +2%

12,2 €/MWh  -10%

**EBITDA total 68 M€ (-25%)**



# conclusiones 1S 2011



## Conclusiones

**Sólidos resultados considerando el complejo entorno y los no recurrentes tanto en Iberia como en Latinoamérica**

**El incremento tarifario en España va en la dirección correcta pero todavía se requieren esfuerzos adicionales**

**La excepcional situación adversa de los mercados financieros ha ralentizado el proceso de titulización, pero el Gobierno demuestra un gran compromiso**

**Latinoamérica continúa dando pruebas de un sólido crecimiento orgánico**

**Avances en el desarrollo de proyectos**

**Avance en la consecución de los objetivos de eficiencia y del plan de sinergias**

# anexos 1S 2011



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

**Capacidad instalada**

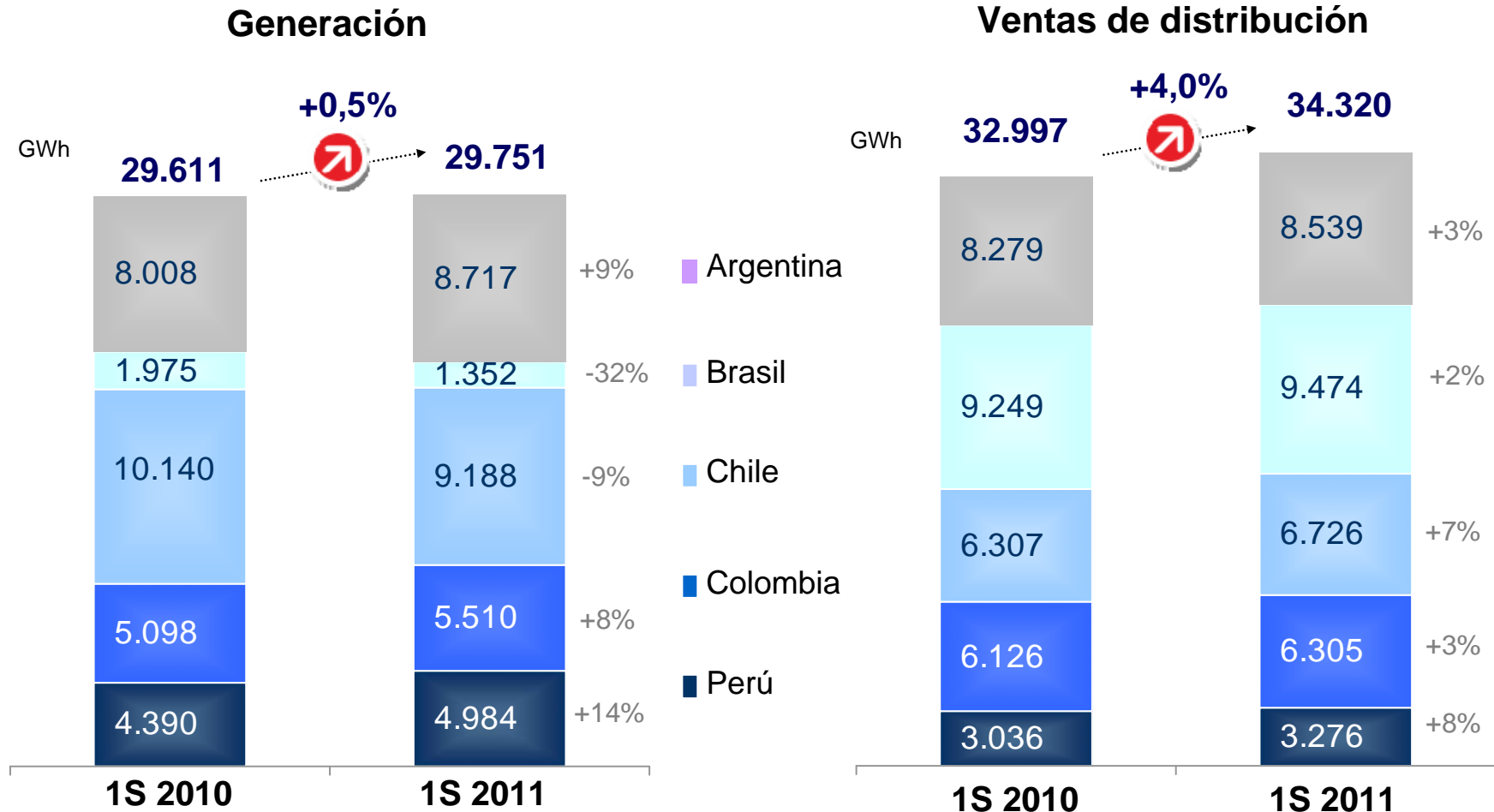
MW a 30/06/11	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>24.184</b>		<b>15.832</b>		<b>40.016</b>	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.681		-		3.681	
Carbón	5.804		522		6.326	
Gas Natural	4.632		3.966		8.598	
Fuel-gas	5.351		2.592		7.943	
Cogeneración/Renovables	na		87		87	

**Producción**

TWh 1S 2011 (var. vs. 1S 2010)	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>35,9</b>	<b>+11,8%</b>	<b>29,8</b>	<b>+0,5%</b>	<b>65,7</b>	<b>+6,4%</b>
Hidráulica	4,1	-28%	14,6	-8%	18,7	-14%
Nuclear	11,3	-12%	-	-	11,3	-12%
Carbón	11,3	+111%	1,1	-10%	12,4	+89%
Gas Natural	3,7	+72%	11,1	+10%	14,8	+21%
Fuel-gas	5,5	+1%	2,9	+25%	8,4	+8%
Cogeneración/Renovables	na	na	0,1	-7%	0,1	-7%

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

## Crecimiento operativo en generación y distribución



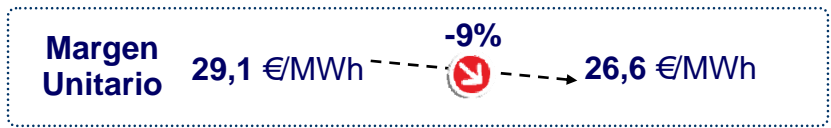
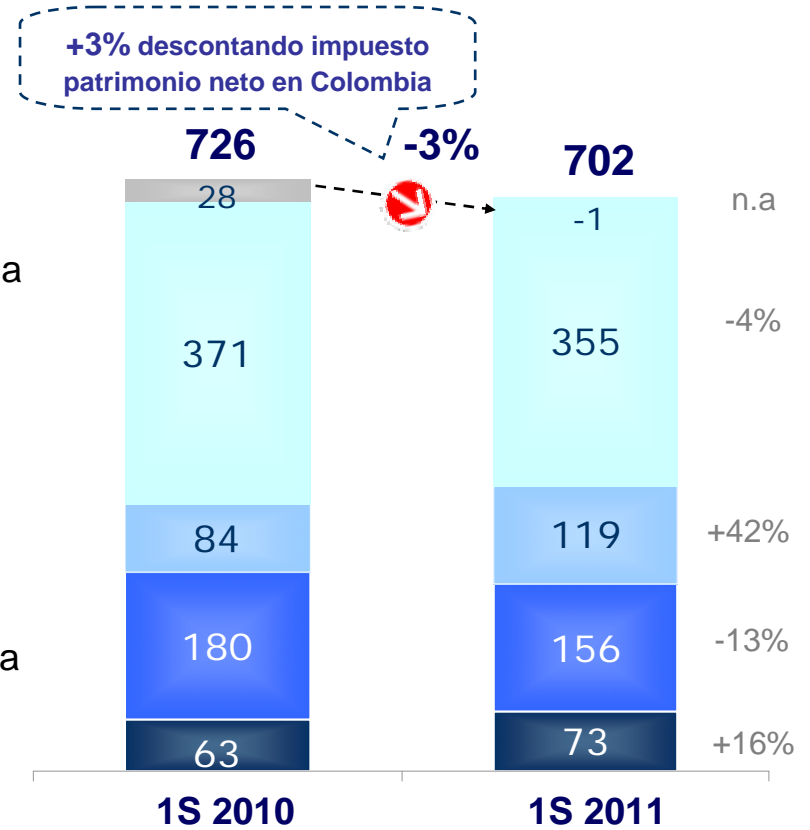
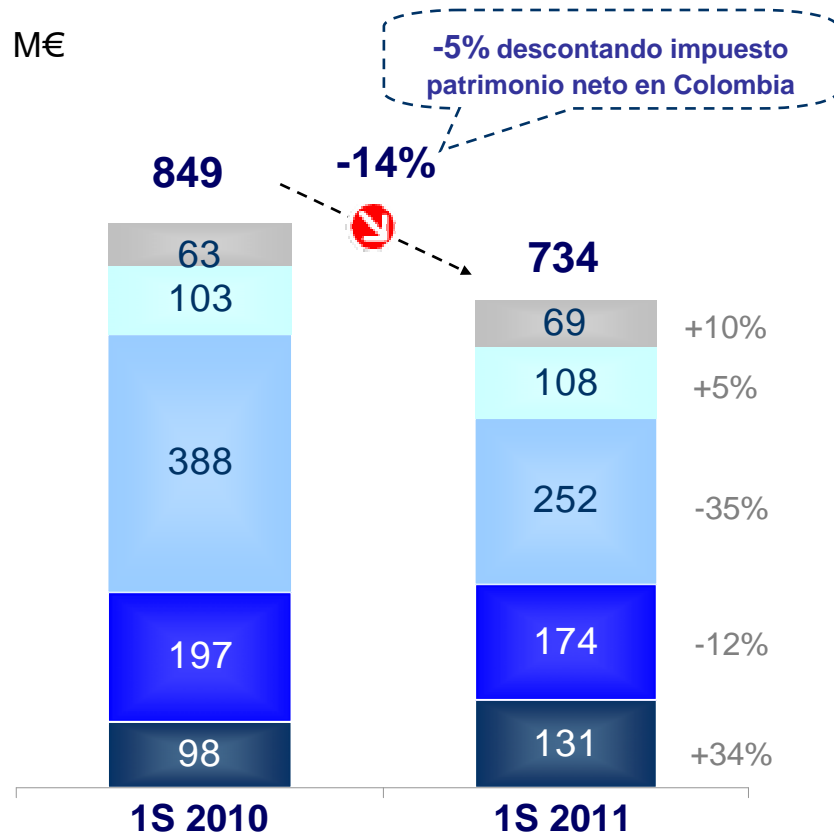
**Generación estable pese a la sequía en Chile e incremento de las ventas de distribución**

**EBITDA de Gx & Dx afectado por la sequía en Chile, impuesto patrimonial en Colombia y tipo de cambio**

**Ebitda Generación**

**Ebitda Distribución**

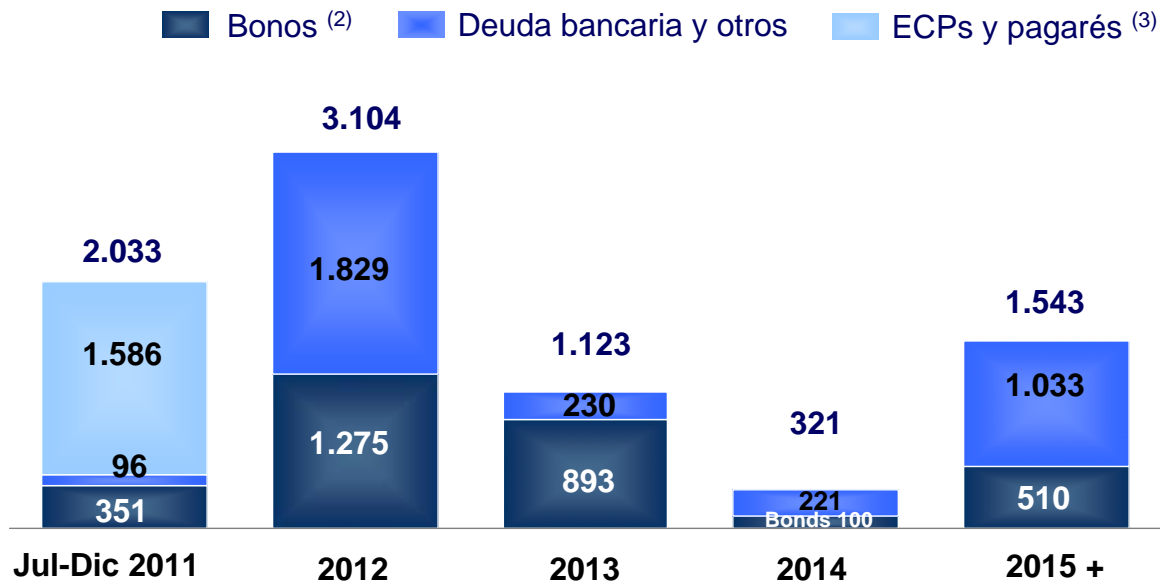
M€



**Descontando el impuesto sobre el patrimonio, el EBITDA en Colombia habría crecido un 21% en generación y un 11% en distribución**

## Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Junio de 2011: 8.124 M€<sup>(1)</sup>



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 9 meses de vencimientos

- Liquidez 5.806 M€
  - 417 M€ en caja
  - 5.389 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 3,8 años

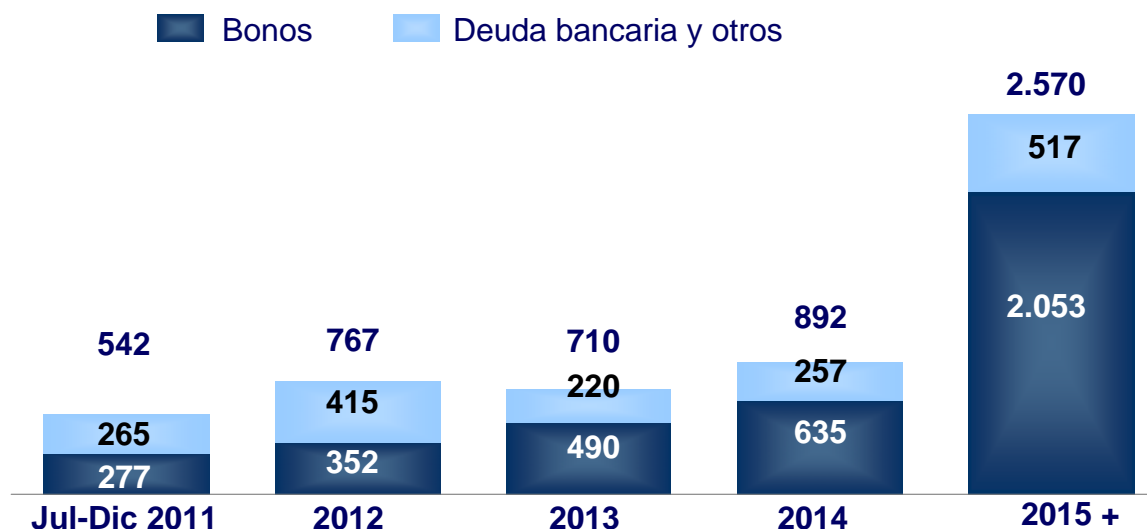
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja

(2) Incluye participaciones preferentes

(3) Los pagarés se emiten respaldados por 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 Junio de 2011: 5.481 M€<sup>(1)</sup>



**Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 22 meses de vencimientos**

▪ **Liquidez 1.825 M€**

1.131 M€ de caja

694 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 no suponen salida de caja



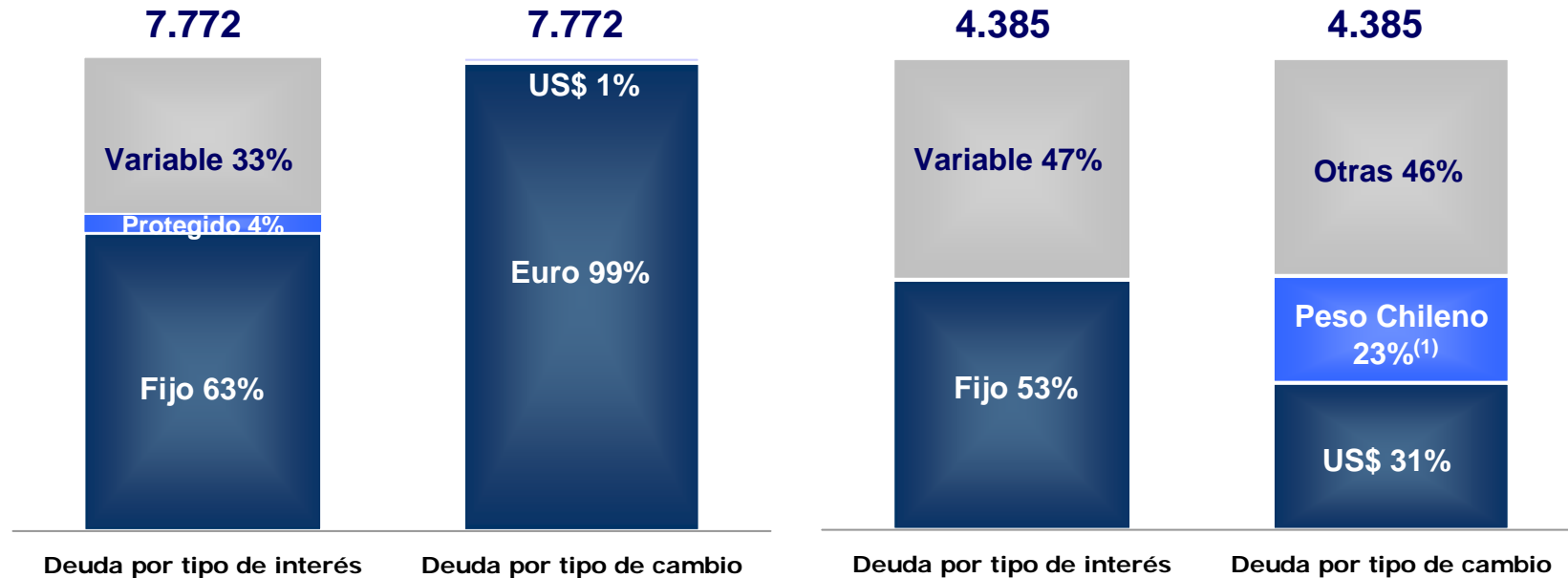
## Política financiera y estructura de la deuda

### Estructura de la deuda sin Enersis

### Estructura de la deuda Enersis

M€

M€



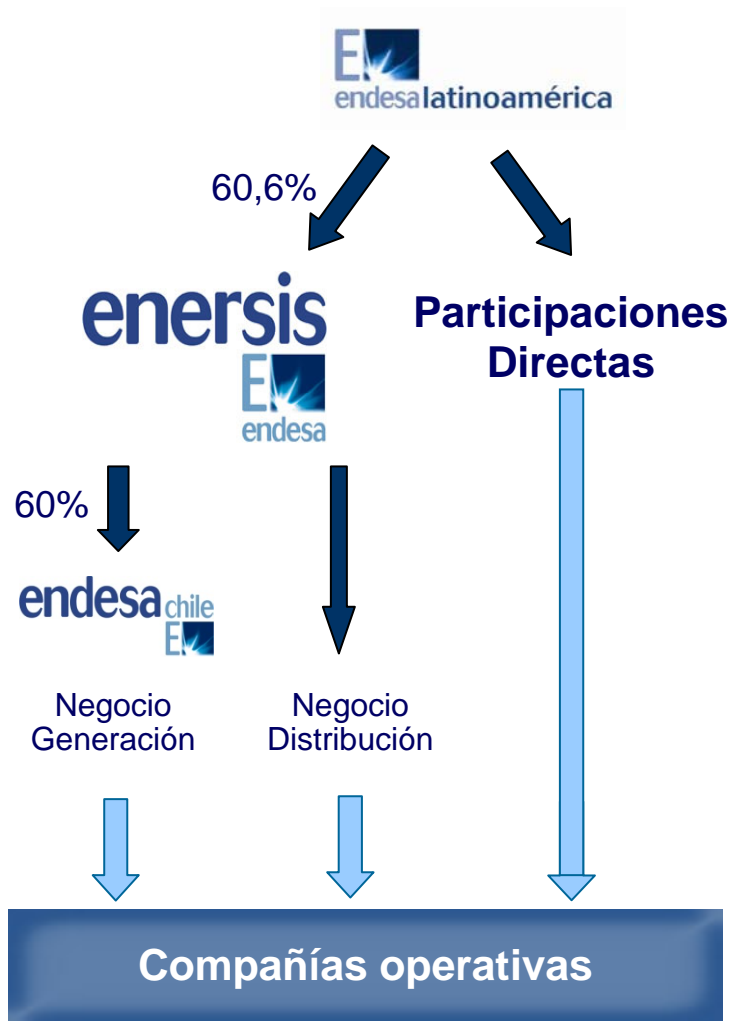
Coste medio de la deuda









4,6%

9,5%

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

## Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



M€	% participación directa	EBITDA proporcional 1S2011	Deuda Neta 30.06.2011
 Codensa	26,7%	47	102
 Emgesa	21,6%	43	161
 Endesa Brasil	28,5%	135	175
 Edesur	6,2%	2	-0,4
 DockSud	40%	6	16
 Edelnor	18%	11	40
 Piura	96,5%	14	-9
 Pangué	5%	2	0
<b>Total proporcional</b>		<b>260</b>	<b>485</b>

## 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.



*luz · gas · personas*