

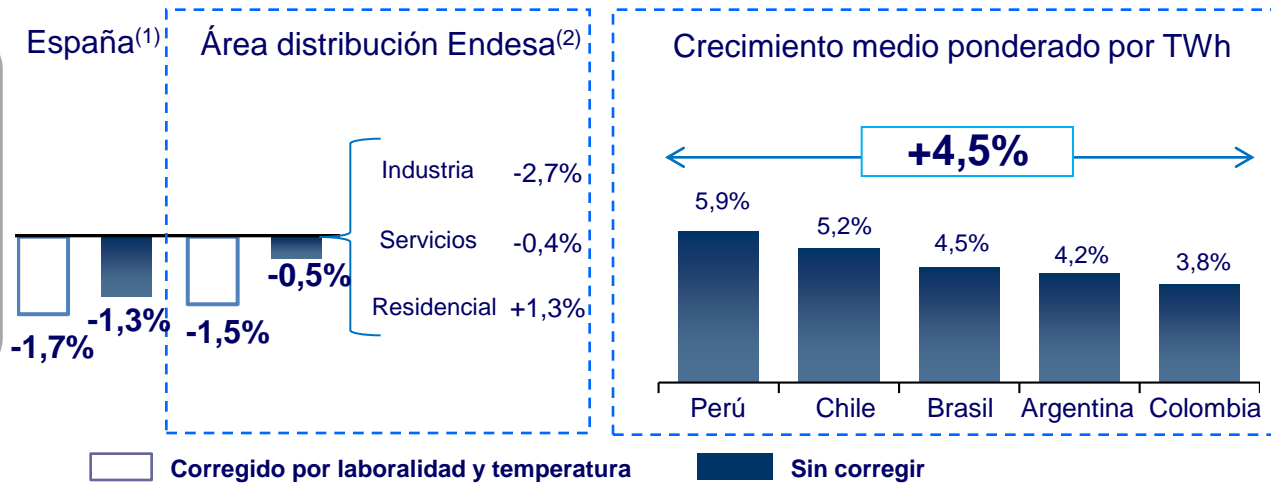
# endesa resultados 2012



## Contexto de mercado en 2012

### Demanda

**España:**  
caída de demanda por menor actividad industrial

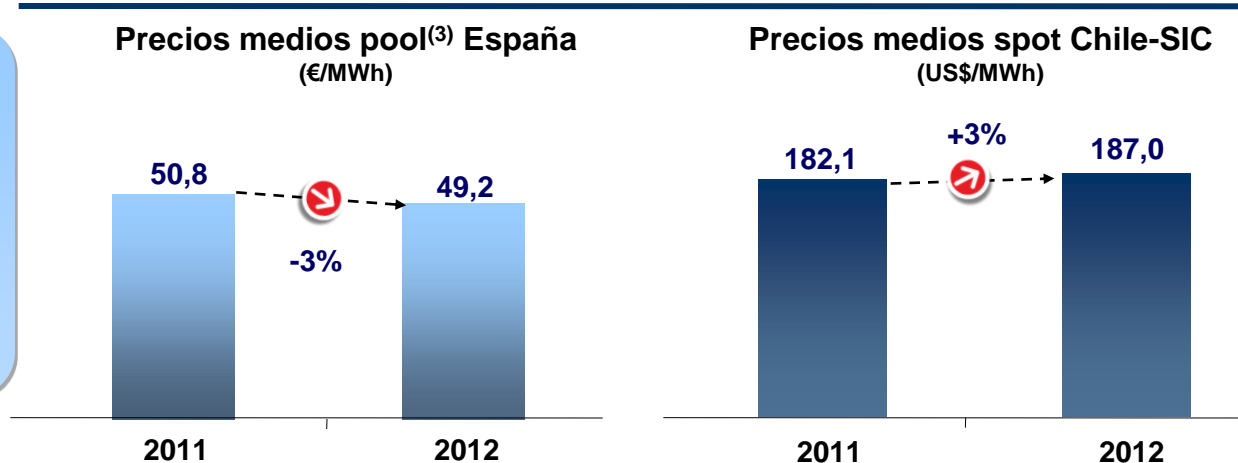


**Latino-América:**  
crecimiento en todos los países destacando Chile y Perú

(1) Peninsular. Fuente: REE  
(2) Peninsular. Fuente: estimaciones de Endesa

### Precios de la electricidad

**España:**  
precios estables por debilidad de demanda a pesar de menor hidraulicidad



**Chile:** precios estables con mayor contribución térmica

(3) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad. Media de 47,2 €/MWh (sin apuntamiento).

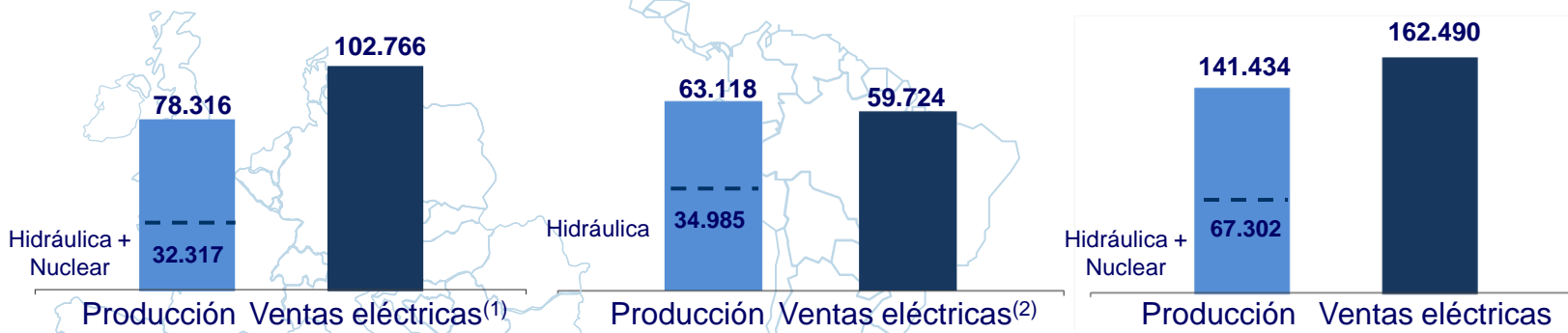
# Resultados sustentados en una base de activos diversificada

## España&Portugal&Otros

## Latinoamérica

## Total Endesa

GWh 2012



(% var 2011)

+3%    -2%    +1%    +5%    +2%    +0%

EBITDA 2012

Región	Liberalizado	Regulado	Total
España&Portugal&Otros	35%	65%	100%
Latinoamérica	49%	51%	100%
Total Endesa	42%	58%	100%

**Mix eficiente y perfil equilibrado de negocios**

(1) Ventas a cliente final

(2) No incluye peajes y consumos no facturados

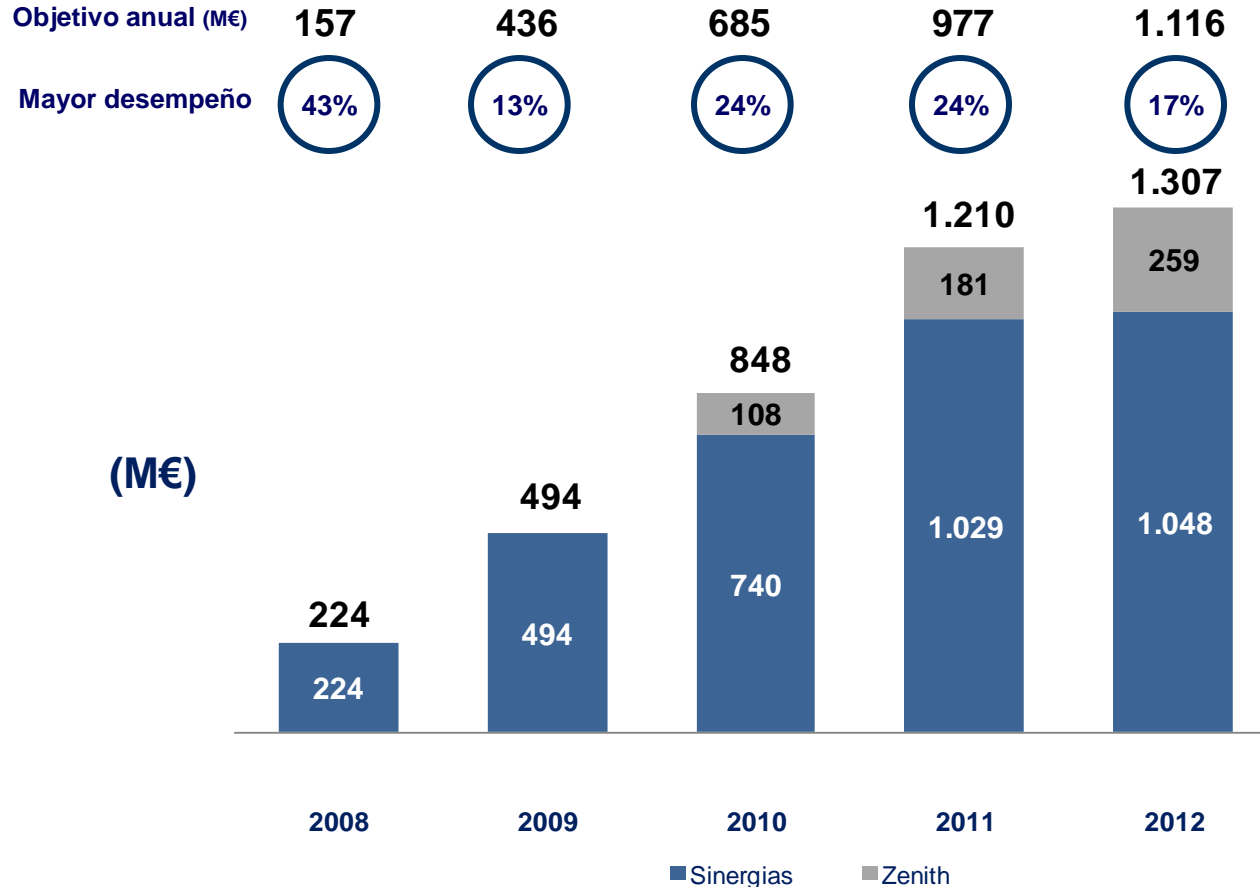
## Resultados operativos afectados negativamente por condiciones regulatorias, económicas y climáticas

M€	2012	2011	Variación
<b>Ingresos</b>	33.933	32.686	<b>+4%</b>
<b>Margen de contribución</b>	10.828	11.004	<b>-2%</b>
<b>EBITDA</b>	7.005	7.265	<b>-4%</b>
<b>España&amp;Portugal&amp;Otros</b>	3.796	4.024	<b>-6%</b>
<b>Endesa Latinoamérica</b>	3.209	3.241	<b>-1%</b>
<b>EBIT</b>	4.418	4.653	<b>-5%</b>
<b>Gasto financiero neto</b>	599	640	<b>-6%</b>
<b>Resultado neto atribuible<sup>(1)</sup></b>	2.034	2.212	<b>-8%</b>

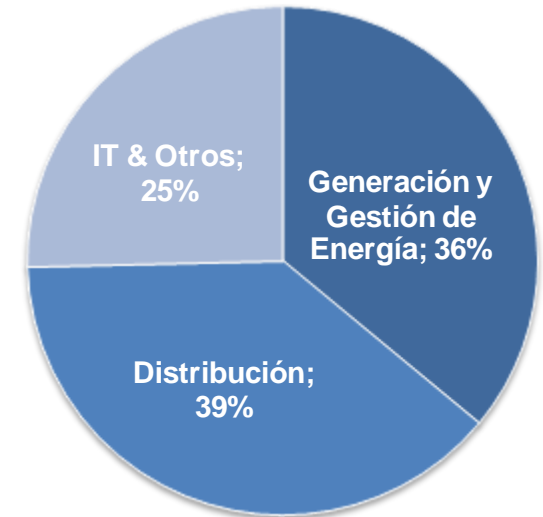
- Iberia: 313 M€ de impacto negativo por medidas regulatorias (RDL 13/2012 & 20/2012) parcialmente contrarrestado por mejor resultado en negocio liberalizado
- LatAm: En un entorno económico positivo, los resultados fueron afectados por la sequía en Chile y las operaciones en Argentina

(1) 2011: 123 M€ de ganancia de capital por venta de Endesa Servicios

## Superados los objetivos de eficiencia y sinergias con Enel en 2012



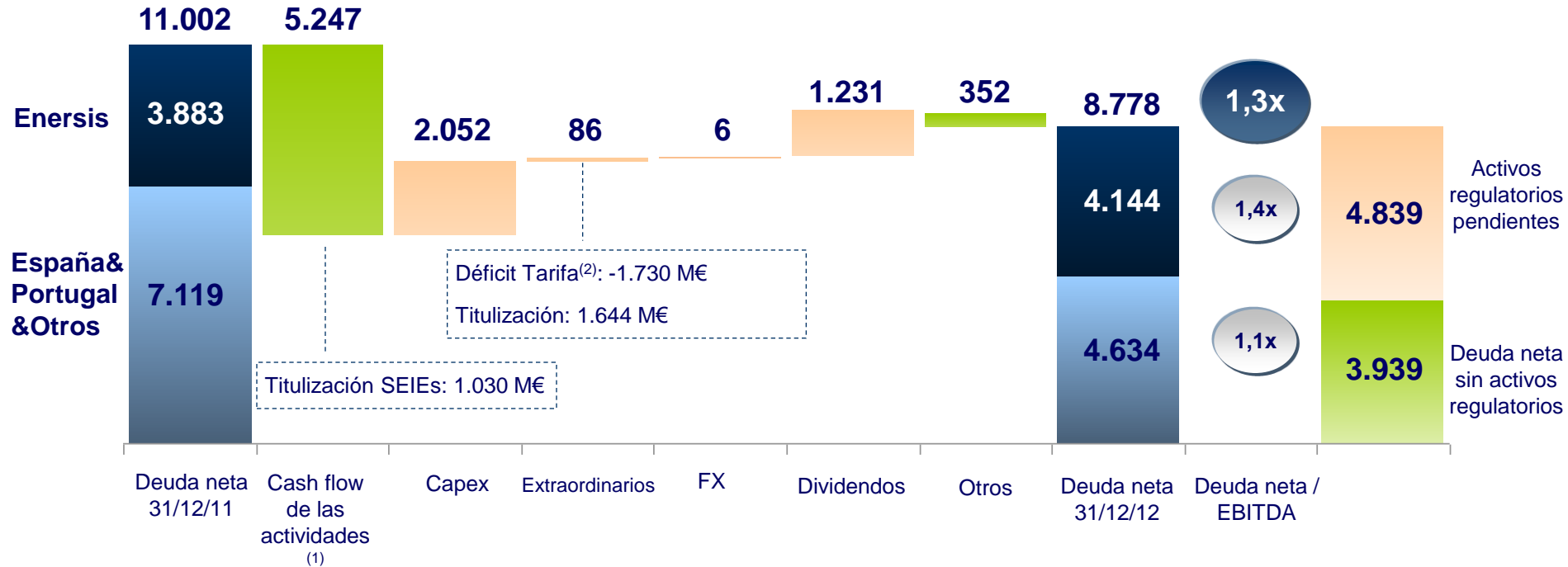
### Sinergias alcanzadas en 2012



- Programas originales de eficiencia con Enel completados de manera exitosa
- Superación de objetivos todos los años
- Iniciativas en estudio, para enfrentar un panorama desafiante

## Fuerte posición financiera

### Evolución deuda neta en 2012 (M€)



**Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez**

	31/12/11	31/12/12
<b>Apalancamiento (deuda neta/RRPP) <sup>(3)</sup></b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>
<b>Liquidez Endesa sin Enersis cubre 46 meses de vencimientos de deuda</b>		
<b>Liquidez Enersis cubre 18 meses de vencimientos de deuda</b>		

(1) Incluye titulización déficit de tarifa de Extrapeninsulares

(2) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones de la CNE en 2012

(3) Deuda neta incluye activos regulatorios pendientes

## España: novedades regulatorias (I)

### Legislación publicada en 2012

### Impacto en Endesa

#### Principales iniciativas regulatorias

- RDL 1/2012: suspende los proyectos de renovables que no han sido aprobados para inclusión en el pre-registro
  
- RDL 13/2012:
  - Disminución en la remuneración en Distribución y Transporte
  - Otras medidas: pagos por capacidad, carbón nacional, etc.≈ - 0,3 bn €
  
- RDL 20/2012: Disminución en la retribución de la generación en islas y transporte ≈ - 0,1 bn €
  
- Ley 15/2012:
  - Fija 4 tipos de impuestos que gravan la generación
  - Ingresos de los impuestos antes mencionados y subastas de CO<sub>2</sub> se transfieren al sector eléctrico≈ - 0,9 bn €<sup>(1)</sup>
  
- RDL 29/2012:
  - Eliminación del límite del déficit de tarifa de 1,5 bn€ en 2012
  - Supresión del objetivo de suficiencia tarifaria en 2013

(1) Desde 1 enero 2013

## España: novedades regulatorias (II)

### Legislación publicada en 2013

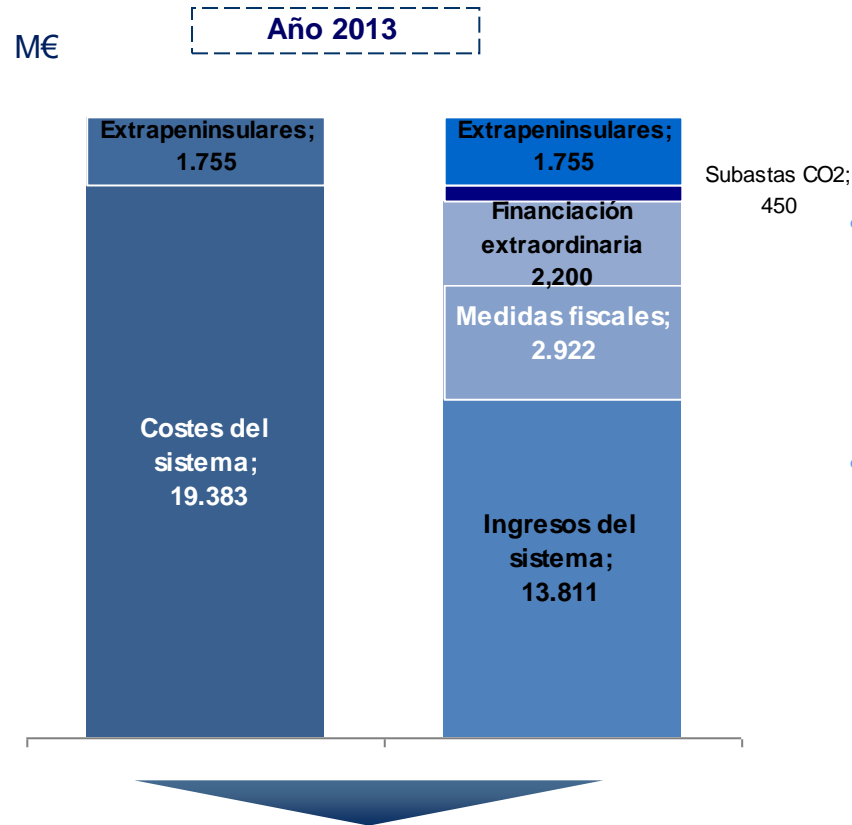
#### Principales iniciativas regulatorias

- RDL 2/2013: 0,6 – 0,8 bn€ de menores ingresos en actividades reguladas y renovables
  - Cambio en el parámetro de inflación para actualizar ingresos de actividades reguladas
  - Renovables: supresión posibilidad de cambio en el esquema retributivo
  
- Orden de tarifa eléctrica 2013:
  - Tarifas de acceso sin cambios
  - No se consolida la refacturación (abril 2012) en tarifas de acceso
  - Tarifa de Último Recurso: +3,1% tras subasta CESUR 21 diciembre 2012
  - Reconocimiento de 74,2 M€ de los incentivos de calidad en distribución
  - Déficit de tarifa ex post 2012 reconocido en liquidación 14 CNE podrá ser transferido a FADE
  
- Resolución 1736 sobre carbón nacional:
  - 20 TWh de producción esperada en 2013
  - No hay *pass-through* de impuestos de la Ley 15/2012



## España: no se espera déficit de tarifa en 2013

**Suficiencia  
tarifaria en  
2013**



- Contribución del Estado a través de 2,2 bn€ de crédito extraordinario
- Presupuestos Generales asumen 100% de las compensaciones extrapeninsulares

- Presupuestos Generales financian 2,2 bn€ (crédito extraordinario) y 1,8 bn€ de compensaciones a la generación extrapeninsular
- Las utilities no deberían financiar ningún déficit de tarifa estructural en 2013

## Comentarios generales a las medidas regulatorias

- Impacto financiero importante y discriminatorio sobre las utilities tradicionales.
- Se ha vuelto a penalizar a la generación convencional en lugar de aliviar su actual situación crítica.
- Las plantas de carbón nacional, en tanto en cuanto cumplen una función de servicio público, se ven obligadas a producir en pérdidas.
- Ciclos combinados recibirán menores pagos de capacidad aún ofreciendo un servicio de *back up* esencial a las renovables.
- La retribución de las inversiones en generación en los SEIEs ha disminuido retroactivamente muy por debajo de un nivel de rentabilidad razonable.
- Del mismo modo, la retribución de la actividad de distribución ha disminuido retroactivamente por debajo de un nivel de rentabilidad razonable.
- La retribución actual de la distribución y de los SEIEs es discriminatoria respecto a la de otras actividades reguladas; en particular transporte, solar y almacenamiento de gas.

## Actualización proceso titulación déficit de tarifa

**Derechos de cobro transferidos a FADE en julio 2010**

- 1<sup>er</sup> tramo totalmente titulado (13,6 bn€ a noviembre 2010) <sup>(1)</sup>:
  - 9,8 bn€ titulados en 2011 (5,1 bn€ para Endesa; 52%)
  - 3,3 bn€ titulados en 2012 (1,7 bn€ para Endesa; 52%)

**Derechos de cobro comunicados a FADE en octubre <sup>(2)</sup> 2012**

- 2<sup>o</sup> tramo transferido (7 bn€ a octubre 2012):
    - 2,5 bn€ de déficit ex-post 2010
    - 3 bn€ de déficit ex-ante 2011
    - 1,5 bn€ de déficit ex-ante 2012
- 3,1 bn€ para Endesa
- Situación de la titulación:
    - 2,2 bn€ titulados en 2012 (1,0 bn€ para Endesa; 44%)
    - 1,3 bn€ titulados en 2013 (0,6 bn€ para Endesa; 44%)

**Avance en el proceso de titulación**

(1) Folleto FADE 23 noviembre 2010

(2) Folleto FADE 4 octubre 2012

## España: conclusiones en el ámbito regulatorio

**Objetivo alcanzable de suficiencia tarifaria en 2013**

**Se necesita la contribución del Estado para el equilibrio del sistema**

**Últimas medidas regulatorias (RDL 2/2013) van en la dirección correcta**

**El avance de la titulización del déficit de tarifa resulta clave para la sostenibilidad del sistema**

## Latinoamérica: actualización regulatoria

### Chile

- Carretera Eléctrica: En debate en el Congreso, prioritario para el Gobierno
- Renovables: Objetivo actual de 10/2024 en revisión
- Revisión tarifaria Chilectra
  - Proceso terminado (pendiente de publicación del decreto). Nuevas tarifas a ser aplicadas desde el 4 de noviembre de 2012. Reducción esperada del VAD: 4,5%

### Brasil

- Cambios regulatorios en concesiones y en cargos sectoriales para reducir tarifas un 20% en promedio (Ley 12.783). Impacto positivo de 180 M€
- Concesiones:
  - No hay impacto negativo para las filiales de ENDESA: renovaciones después de 2020.
  - Reducción en cargos sectoriales aplican a electricidad (*pass-through* para concesionarias en Dx)

### Argentina

- Distribución: Resolución incrementa VAD en 40% y tarifas en 20%
  - Edesur cobrará cargos para inversiones y mantenimiento. Administrado por Fideicomiso Ingresos adicionales esperados: ~90 M USD /año. Desde Nov. 2012
- Endesa Costanera (ENCOS) – Contratos para OPEX y CAPEX
  - 19 Dic: ENCOS firmó contrato con Cammesa por 140 M USD (35 M USD/año por 4 años) para mejora de CCGTs. Financiará LTSA
  - 18 Ene: ENCOS firmó contrato con Cammesa por ~164 M USD para mejorar disponibilidad de las TVs de Costanera

### Perú

- Revisión Tarifaria Edelnor:
  - En progreso. Nuevas tarifas a ser publicadas en noviembre 2013

## Novedades ampliación de capital de Enersis: JGE apoya firmemente la transacción

**JGE**  
satisfactoria  
(20 Diciembre  
2012)

- ✓ 82% del capital social aprobó la ampliación de capital
- ✓ Equivale a una ampliación de capital de 5.995<sup>(1)</sup> MUSD:
  - Conosur valorada en 3.634 MUSD
  - La diferencia (2.361 MUSD como máximo) como contribución de caja
- ✓ Precio de suscripción: 173 CLP/acción

(1) Tipo de cambio 20 Diciembre 2012: 474,42 CLP/ 1 USD.

### Calendario

19-Feb	Record Date acciones locales (Chile)
25-Feb	Record Date ADS (U.S.A.)
25 Feb – 26 Mar	Inicio / fin cotización derechos (Chile)
26 Feb – 21 Mar	Inicio / fin cotización derechos ADS <sup>(1)</sup> (USA)
27– 28 Mar	Periodo colocación remanente (Chile/USA)

Febrero 2013						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28			

Marzo 2013						
L	M	M	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

El periodo de suscripción preferente para los tenedores de acciones concluirá a las 23:59 H (hora de Santiago de Chile) del 26 de Marzo de 2013. El periodo de suscripción preferente para los tenedores de ADS concluirá a las 14:15 H p.m. (hora de Nueva York) del 21 de marzo de 2013.

# españa&portugal&otros 2012



## Claves de 2012

**Negocios regulados: impacto negativo de últimas medidas regulatorias**

**Generación (+4%)<sup>(1)</sup> destacando el incremento de carbón importado (+35%) y nuclear (+7%)**

**Mejor margen liberalizado apoyado en mayores precios de venta y mejor mix producción / compras**

**Evolución favorable de costes fijos y gasto financiero**

**Liderazgo en comercialización (39% cuota de mercado) y régimen ordinario (37%) y 2º operador en comercialización de gas (16%)**

(1) Peninsular. No incluye Portugal



# Resultados afectados por difícil contexto de mercado y medidas regulatorias

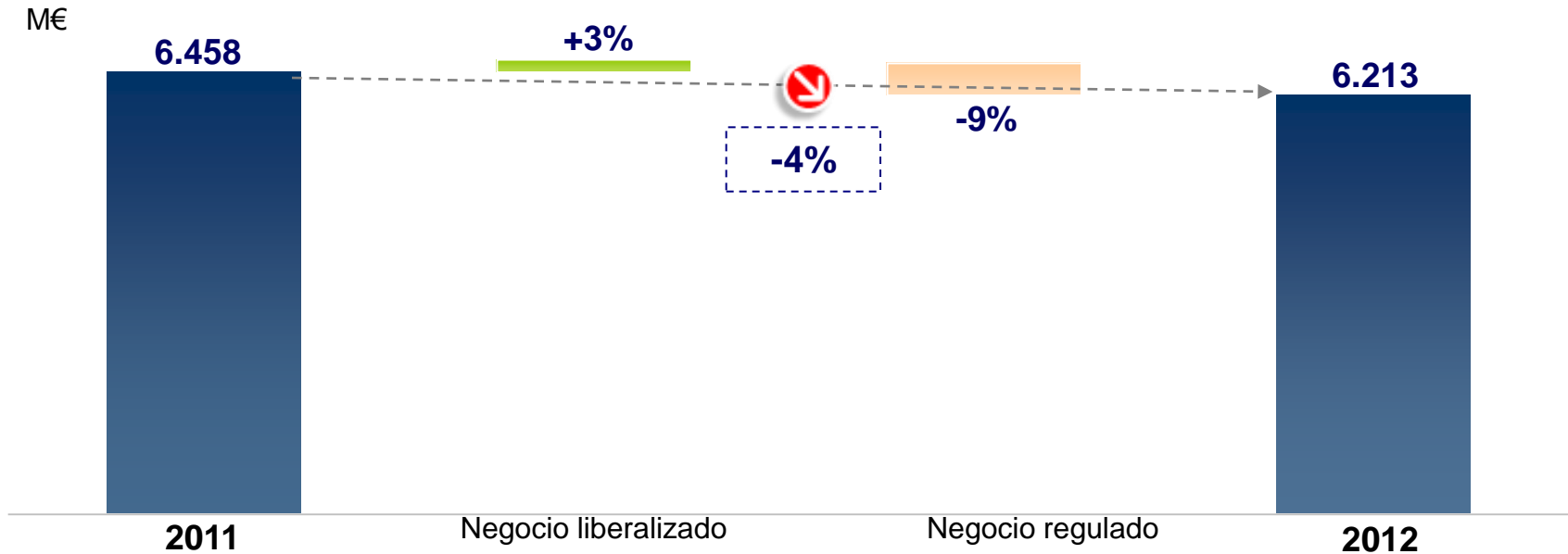
M€	2012	2011	Variación
<b>Ingresos</b>	23.146	22.650	<b>+2%</b>
<b>Margen de contribución</b>	6.213	6.458	<b>-4%</b>
<b>EBITDA</b>	3.796	4.024	<b>-6%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	1.998	2.244	<b>-11%</b>
<b>Gasto financiero neto</b>	256	287	<b>-11%</b>
<b>Resultado neto atribuible<sup>(2)</sup></b>	1.410	1.593	<b>-11%</b>

## Impacto de medidas regulatorias de 2012 y menor deuda

(1) Amortizaciones 2012 incluye ajuste por deterioro de Endesa Irlanda (- 67 M€), MDLs (- 28 M€), Encasur (- 66 M€), Garoña (- 60 M€) y CO<sub>2</sub> (- 67 M€)  
Amortizaciones 2011 incluye ajuste por deterioro de Endesa Irlanda (- 96 M€) y CO<sub>2</sub> (- 227 M€)

(2) 2011: plusvalía 123 M€ de la venta de Endesa Servicios

# Evolución positiva de márgenes del negocio liberalizado

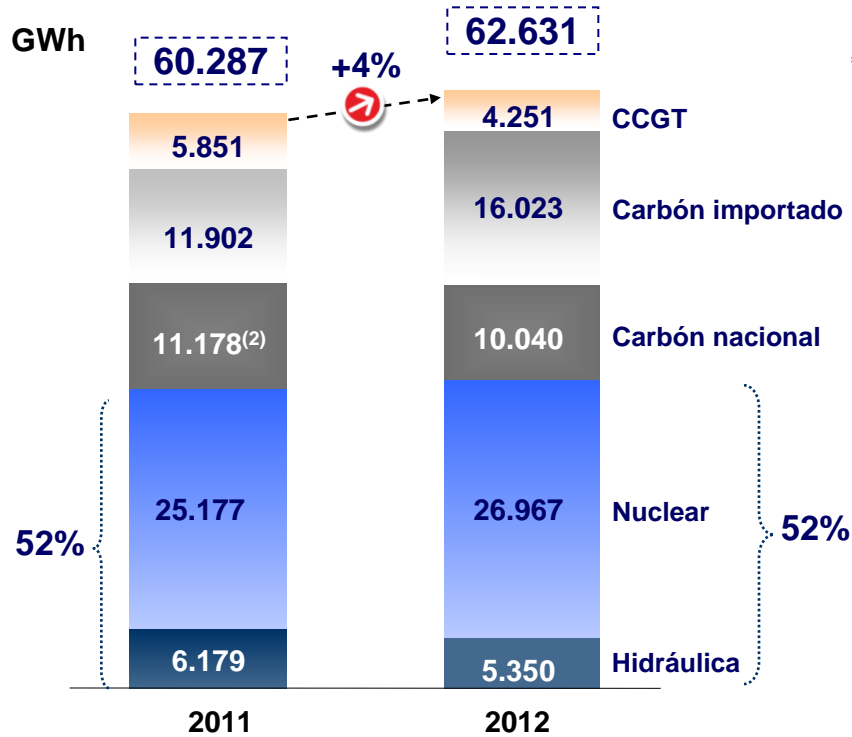


- ↑ Mayor precio de venta a cliente final
- ↑ Bono Social (Sentencia Trib. Supremo)
- ↑ Mix de generación (producción/compras de energía)
- ↓ Margen TUR
- ↓ Impacto del RDL 13/2012 y RDL 20/2012 sobre Dx y generación extrapeninsular

**Impacto 313 M€ de las medidas regulatorias de 2012**

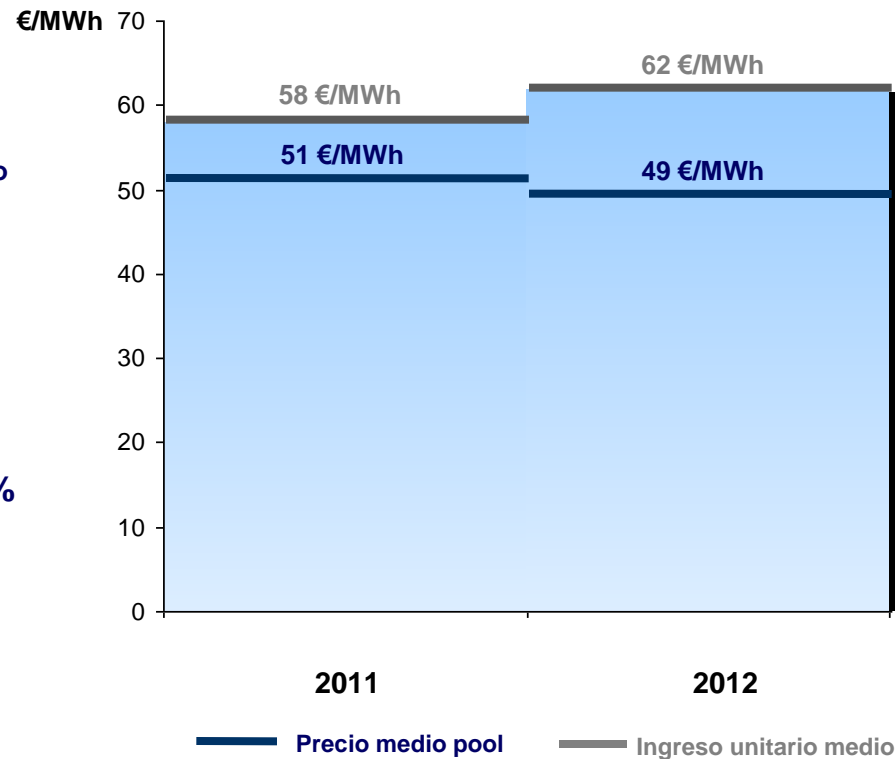
# Negocio liberalizado apoyado en mayor generación y precios de venta

## Incremento producción peninsular (1)



- RD carbón nacional en vigor desde finales febrero 2011
- Bajo precio CO<sub>2</sub> hace al carbón más competitivo

## Evolución márgenes de mercado: precio mayorista vs. precio a cliente final

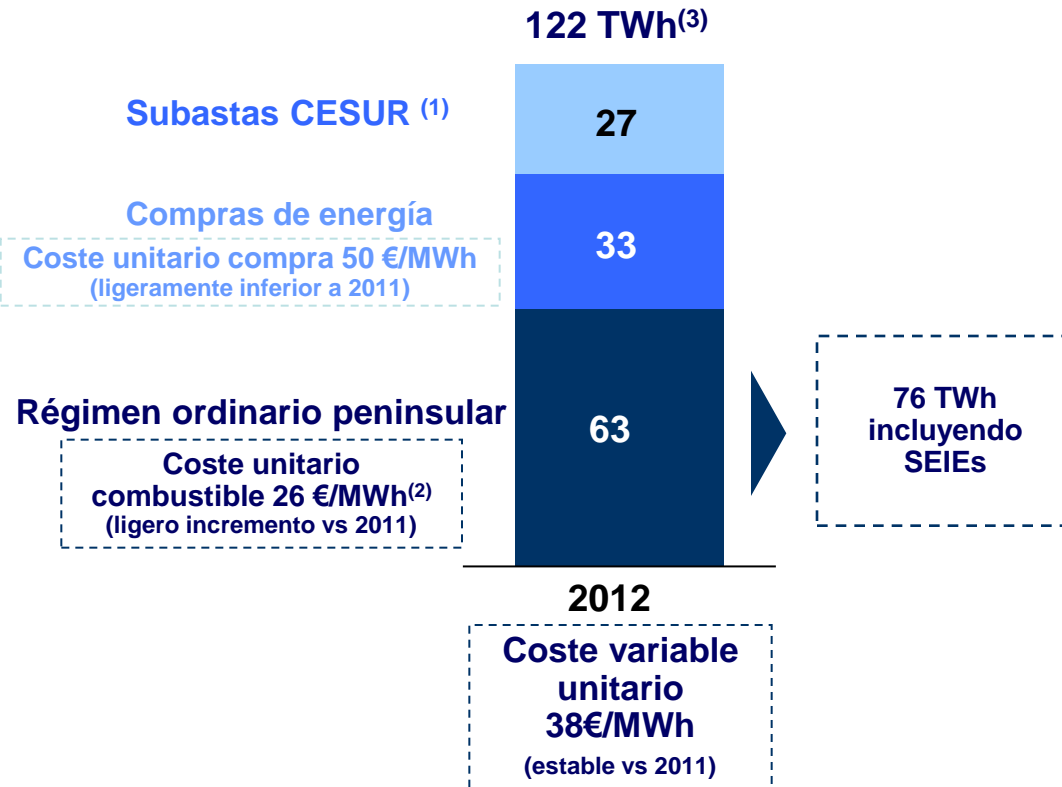


- Expansión del margen por mayores precios de venta y mejor mix de generación (producción/compras de energía)

(1) No incluye Portugal  
 (2) 7.382 GWh son del RD de carbón nacional

# Optimización márgenes de energía

## Fuentes de energía



## Ventas de electricidad



- Incremento margen eléctrico unitario (+19%) apoyado en mayor producción y mayor precio de venta subyacente

(1) TUR: Tarifa último recurso no considerada en los cálculos de ingreso y coste unitario

(2) Incluye coste de combustible y CO<sub>2</sub>

(3) Las diferencias entre los datos individuales y el total es por redondeo

# latinoamérica 2012



## Claves de 2012

**Sólido comportamiento económico: ventas en distribución  
(+4,6%)<sup>(1)</sup>**

**Caída del 37% en EBITDA en Generación Chile por peor mix  
relacionado con intensificación de sequía junto con finalización  
de contratos con cláusulas de transferencia de riesgos**

**Fuerte contribución de las operaciones en Colombia**

**Publicación de ley 12.783/13 en Brasil: impacto positivo de 180  
M€ como consecuencia de mayores valores residuales en las  
concesiones de distribución**

**Argentina: resultados negativos... pero señales positivas  
relacionadas con recientes mejoras regulatorias en Dx y Gx**

## Resultados estables pese al difícil contexto de negocio

M€	2012	2011	Variación
<b>Ingresos</b>	10.787	10.036	<b>+7%</b>
<b>Margen de contribución</b>	4.615	4.546	<b>+2%</b>
<b>EBITDA</b>	3.209	3.241	<b>-1%</b>
<b>EBIT<sup>(1)</sup></b>	2.420	2.409	<b>0%</b>
<b>Gasto financiero neto<sup>(2)</sup></b>	343	353	<b>-3%</b>
<b>Resultado neto</b>	1.376	1.428	<b>-4%</b>
<b>Resultado neto atribuible</b>	624	619	<b>+1%</b>

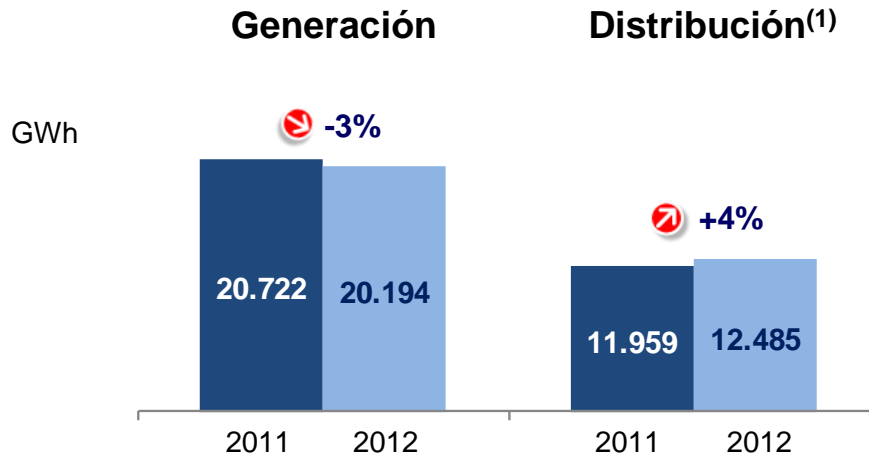
- **+ 180 M€ de mayores ingresos financieros por Ley 12.783/13 en Brasil**
- **Impacto tipo de cambio: + 132 M€ en EBITDA**

(1) Depreciación y amortización en 2011 incluía 38M€ de una reversión de provisión en CIEN

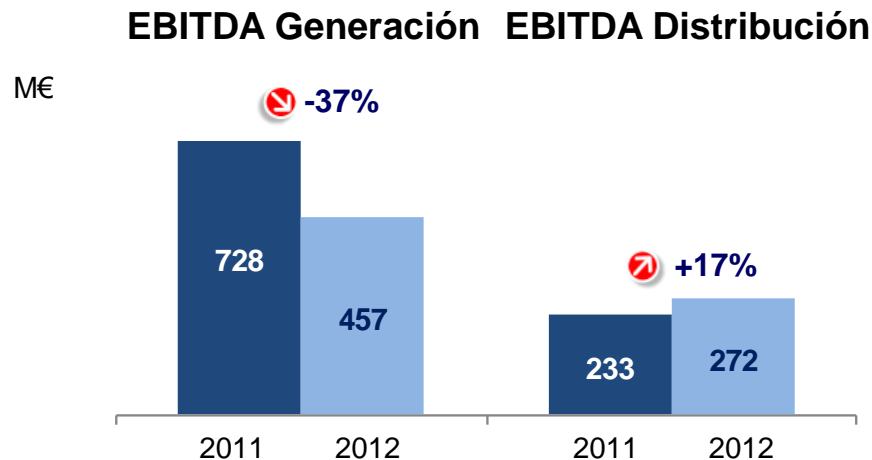
(2) 2011 incluye + 36 M€ de la sentencia sobre recurso al Impto. Sociedades años anteriores y +51 M€ de mayor ingreso financiero del acuerdo alcanzado con CELG (Brasil) por cuentas por cobrar. 2012 incluye +180 M€ relacionado a la actualización del valor residual de los activos asociados a las concesiones en distribución en Brasil, posterior a la publicación de la Ley 12.783/13



# Chile: resultados de Generación afectados por sequía



- Peores condiciones hidráulicas
- Comienzo operación comercial de Bocamina II en 4T
- Fuente crecimiento de ventas de distribución



- Gx:**
  - Empeoramiento mix por intensificación de sequía
  - Menores precios de venta (cláusulas de transferencia de riesgos)
  - 2011 incluía 109 M€ de RM 88
  - Compensado en parte por atípicos (indemnización seguros y CMPC)
- Dx: mayor volumen**
- Impacto tipo cambio: + 52 M€**

**Margen unitario**

30,3 €/MWh -26%

28,4 €/MWh +8%

**EBITDA total 729 M€ (-24%)<sup>(2)</sup>**

(1) No incluye peajes y consumos no facturados

(2) No incluye Holding y Servicios



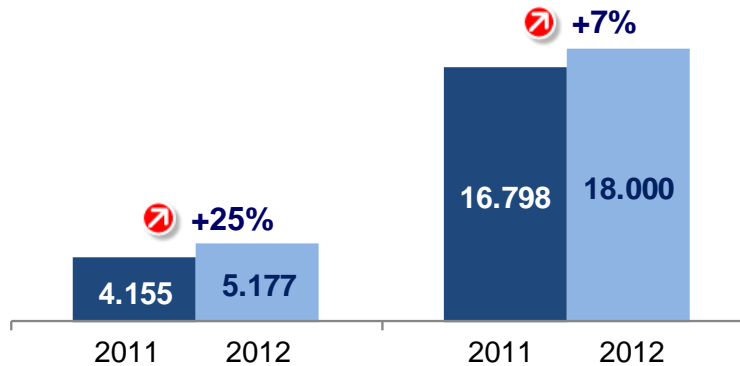


## Brasil: resultados estables a pesar de los atípicos

### Generación

### Distribución<sup>(1)</sup>

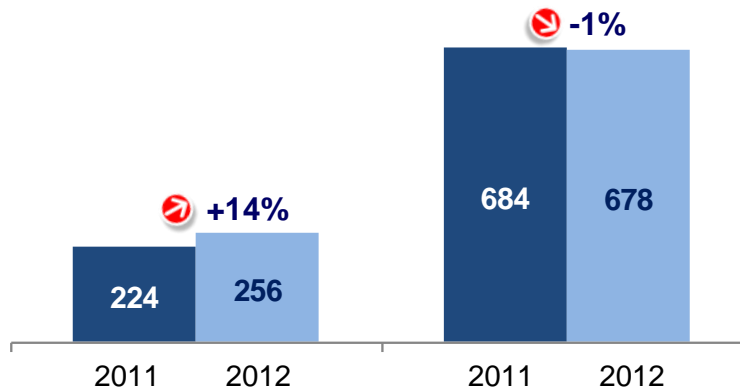
GWh



- Mayor generación por mayor producción hidráulica y despacho térmico
- Condiciones meteorológicas y mayor base de clientes apoyaron mayores ventas en distribución

### EBITDA Generación EBITDA Distribución

M€



- Gx: mayor volumen y precios
- Dx: pese a revisión tarifaria en Coelce, mayor volumen y mejor mix de clientes contribuyen a los resultados
- Impacto tipo cambio: - 79 M€

**Margen unitario**

38,1 €/MWh ↗ +7%

49,3 €/MWh ↘ -7%

- CIEN: menor EBITDA por reversión de provisión en 2011 (- 38 M€)

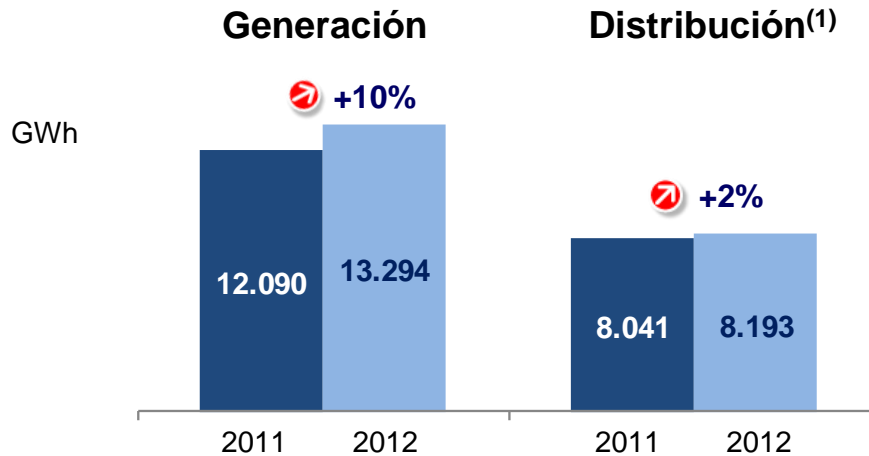
**EBITDA total 1.016 M€ (-2%)<sup>(2)</sup>**

(1) No incluye peajes y consumos no facturados

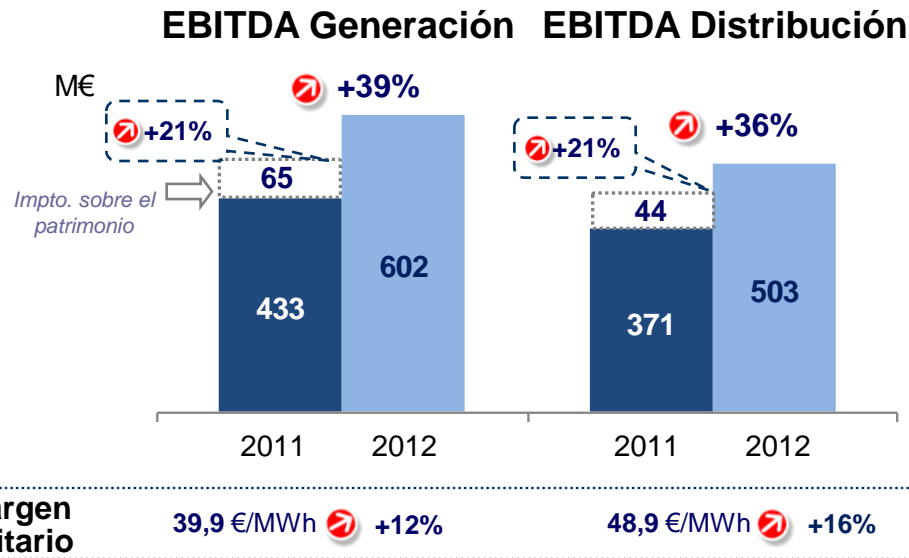
(2) Incluye interconexión de CIEN (82 M€ en 2012) y no incluye Holding y Servicios



## Colombia: buenos resultados incluso sin considerar efecto impuesto sobre patrimonio año anterior



- Destacado incremento en producción por mejores condiciones hidráulicas y despacho térmico
- Mayores ventas por incremento de demanda y de clientes



- **Gx:**
  - Mayor producción y precio de venta parcialmente compensado por compras de energía
  - Impto. Patrimonio 2011: - 65 M€
- **Dx:**
  - Mayor volumen y cambios positivos en la tarifa
  - Impto. Patrimonio 2011: - 44 M€
- **Impacto tipo cambio: + 112 M€**

**EBITDA total 1.105 M€ (+37%)<sup>(2)</sup>**

(1) No incluye peajes y consumos no facturados

(2) +21% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio

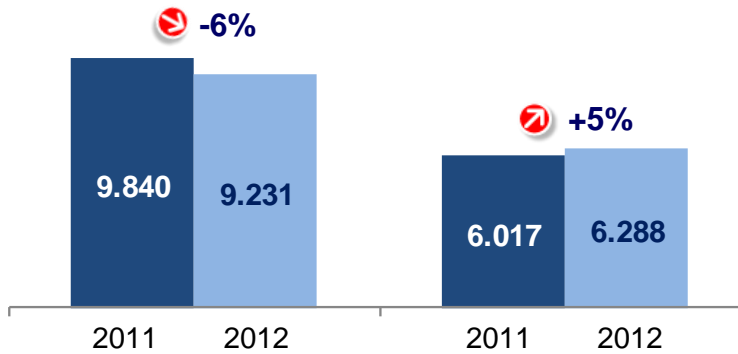


## Perú: resultados positivos

### Generación

### Distribución<sup>(1)</sup>

GWh

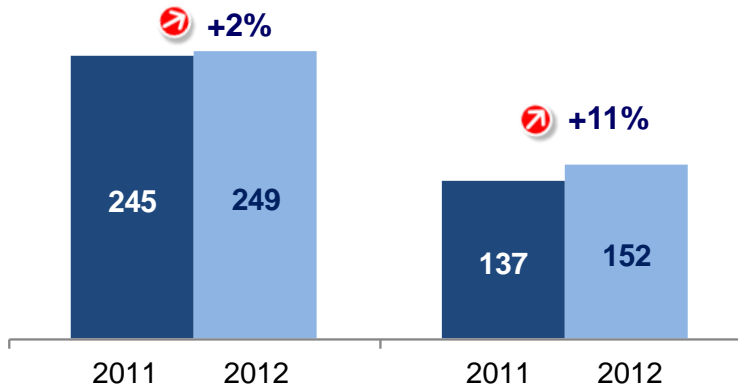


- Menor producción por paradas programadas en térmica (mantenimiento)
- Mayores ventas apoyadas en el crecimiento económico

### EBITDA Generación

### EBITDA Distribución

M€



- Gx: mayores precios de venta compensado por menores ingresos de gas
- Dx: mayor volumen
- Efecto tipo cambio: + 47 M€
- No recurrente positivo en 2011

**Margen unitario**

29,9 €/MWh ↗ +12%

30,8 €/MWh ↗ +14%

**EBITDA total 401 M€ (+5%)**

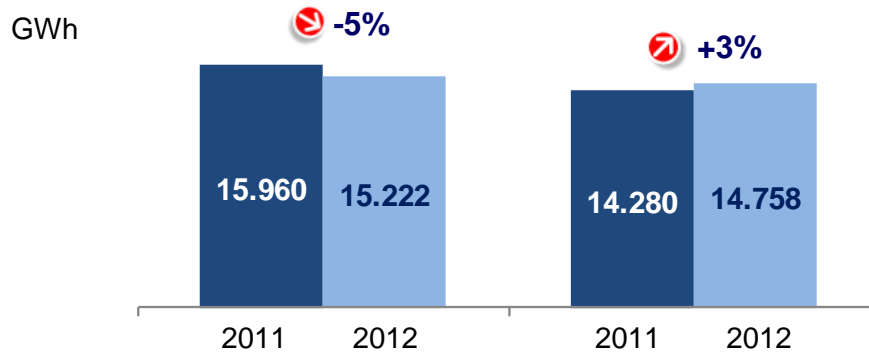
(1) No incluye peajes y consumos no facturados



## Argentina: malos resultados ... ... pero buenas señales de las autoridades

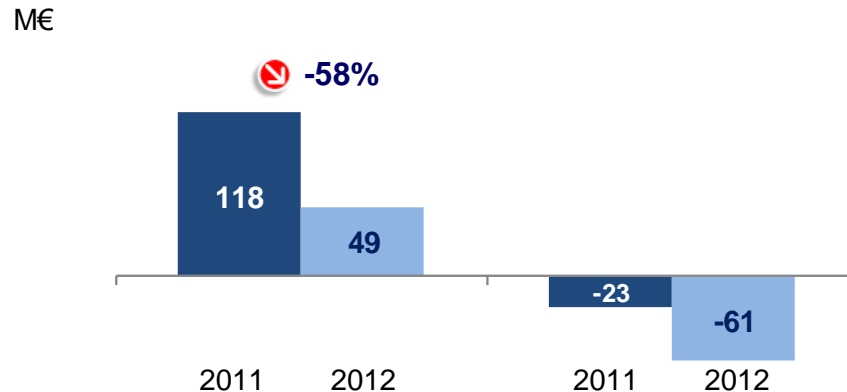
### Generación

### Distribución<sup>(1)</sup>



- Menor producción térmica por paradas programadas. Compensa el mayor despacho hidráulico
- Mayores ventas de distribución

### EBITDA Generación EBITDA Distribución



- Gx: menor producción y mayores costes fijos (inflación) junto a no renovación en 2012 del acuerdo de generadores
- Dx: mayores costes de personal y mantenimiento. Efecto positivo del “Acuerdo Marco” desde Noviembre 2012
- Sin impacto del tipo de cambio

### Margen unitario

7,6 €/MWh -26%

13,1 €/MWh +10%

**EBITDA total - 12 M€ (-113%)<sup>(2)</sup>**

(1) No incluye peajes y consumos no facturados

(2) No incluye la interconexión de CIEN

# conclusiones 2012



## Conclusiones

### España

**Política de dividendos: adaptándose a un difícil entorno**

**Resultados operativos estables en España y Portugal a pesar del impacto negativo de medidas regulatorias y condiciones débiles de mercado**

**Perspectivas difíciles para 2013**

### Latino- américa

**Resultados operativos estables en Latinoamérica a pesar de las condiciones hidráulicas en Chile**

**Avance en la ampliación de capital de Enersis**

# anexos 2012



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

Capacidad  
instalada

MW a 31/12/12	España& Portugal&Otros		Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>23.245</b>		<b>16.158</b>		<b>39.403</b>	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.686		-		3,686	
Carbón	5.804		872		6.676	
Gas Natural	4.878		3.958		8.836	
Fuel-gas	4.161		2.575		6.736	
Cogeneración/renovables	na		87		87	

Producción

TWh 2012 (var. vs. 2011)	España& Portugal&Otros		Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>78,3</b>	<b>+3%</b>	<b>63,1</b>	<b>+1%</b>	<b>141,4</b>	<b>+2%</b>
Hidráulica	5,4	-13%	35,0	+4%	40,3	+1%
Nuclear	27,0	+7%	-	-	27,0	+7%
Carbón	30,1	+13%	2,7	+31%	32,8	+14%
Gas Natural	6,1	-24%	19,9	-7%	25,9	-11%
Fuel-gas	9,8	-1%	5,3	-5%	15,2	-3%
Cogeneración/renovables	na	na	0,2	+18%	0,2	+18%

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

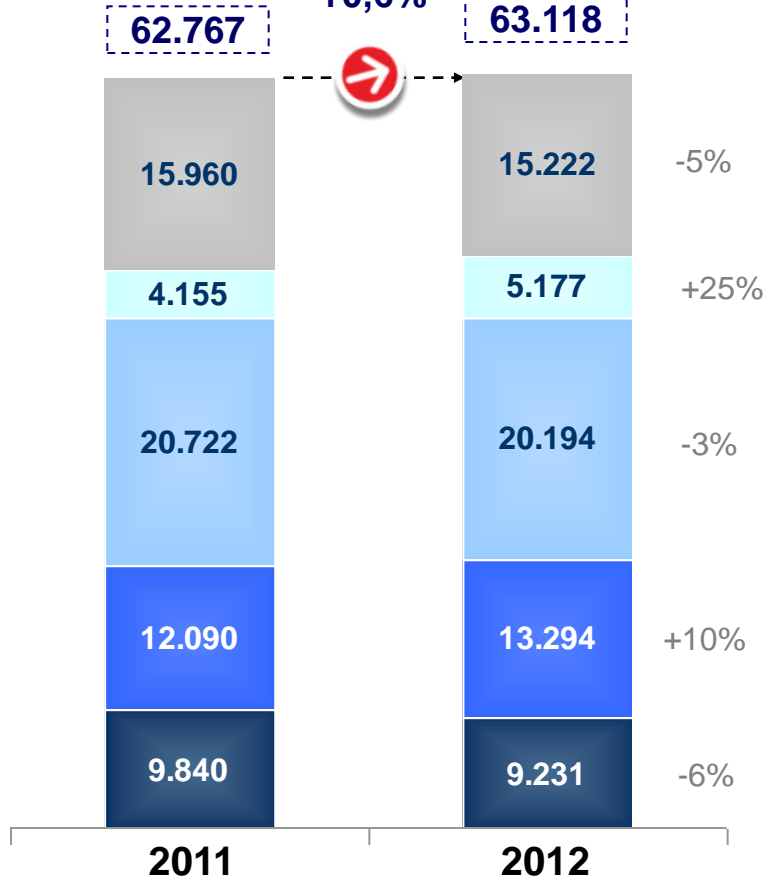


# Latinoamérica: desglose de generación y distribución

## Generación

GWh

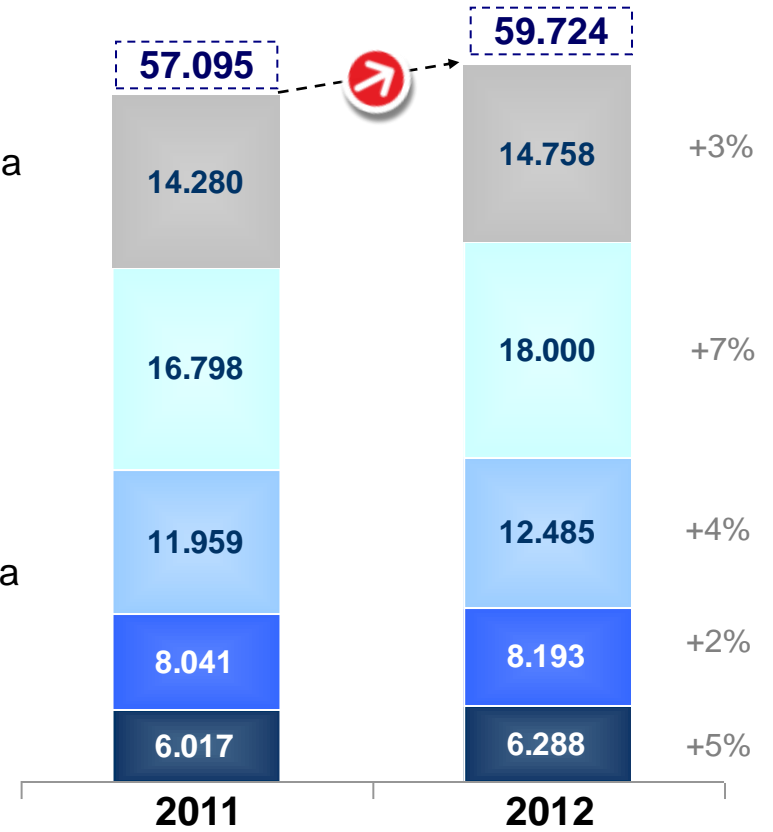
+0,6%



## Ventas de distribución<sup>(1)</sup>

GWh

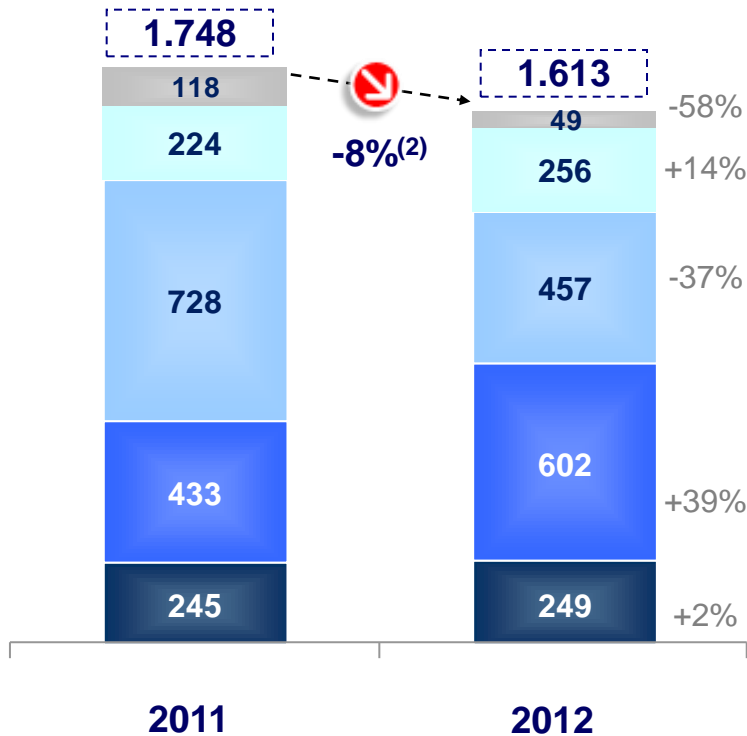
+4,6%



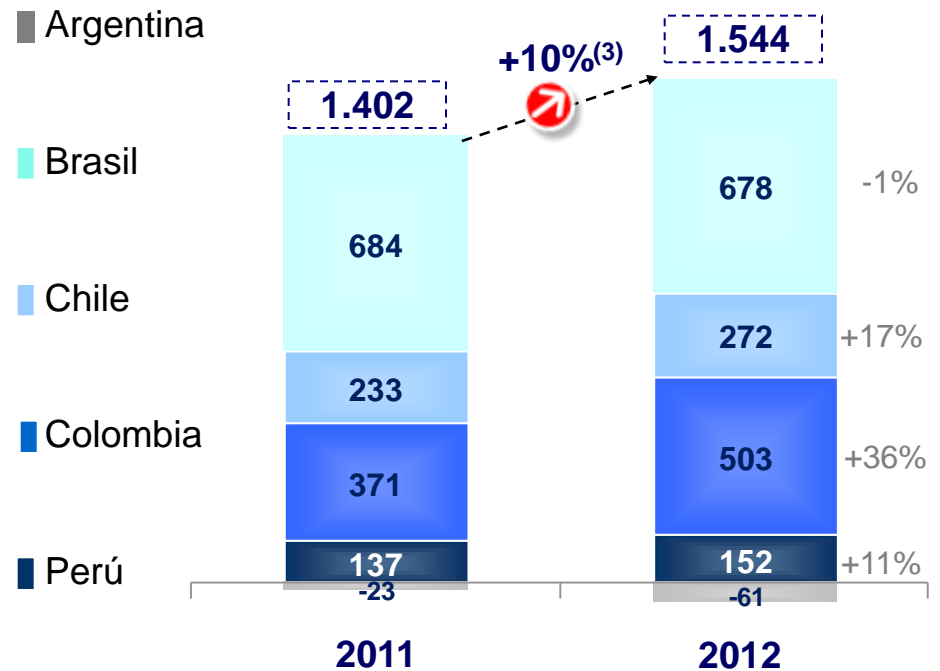
(1) No incluye peajes y consumos no facturados

# Latinonamérica: desglose de Ebitda por país y negocio

### Ebitda Generación<sup>(1)</sup> M€



### Ebitda Distribución M€



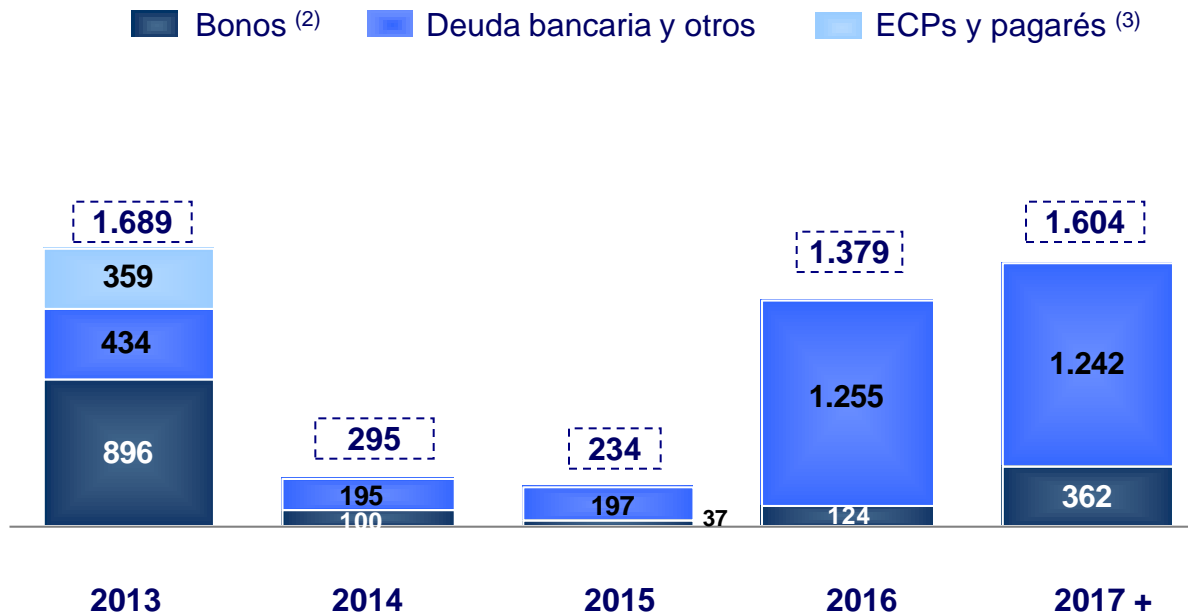
**Margen unitario** 30,0 €/MWh  $\rightarrow$  28,1 €/MWh   
 -6%

**Margen unitario** 33,1 €/MWh  $\rightarrow$  34,6 €/MWh   
 +5%

(1) No incluye la interconexión de CIEN: 82 M€  
 (2) -11% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior  
 (3) +7% sin considerar el efecto del Impto. sobre el patrimonio del año anterior

# Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

**Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2012: 5.201 M€<sup>(1)</sup>**



**La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 46 meses de vencimientos**

- Liquidez 6.418 M€**
  - 628 M€ en caja
  - 5.790 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 4,7 años**

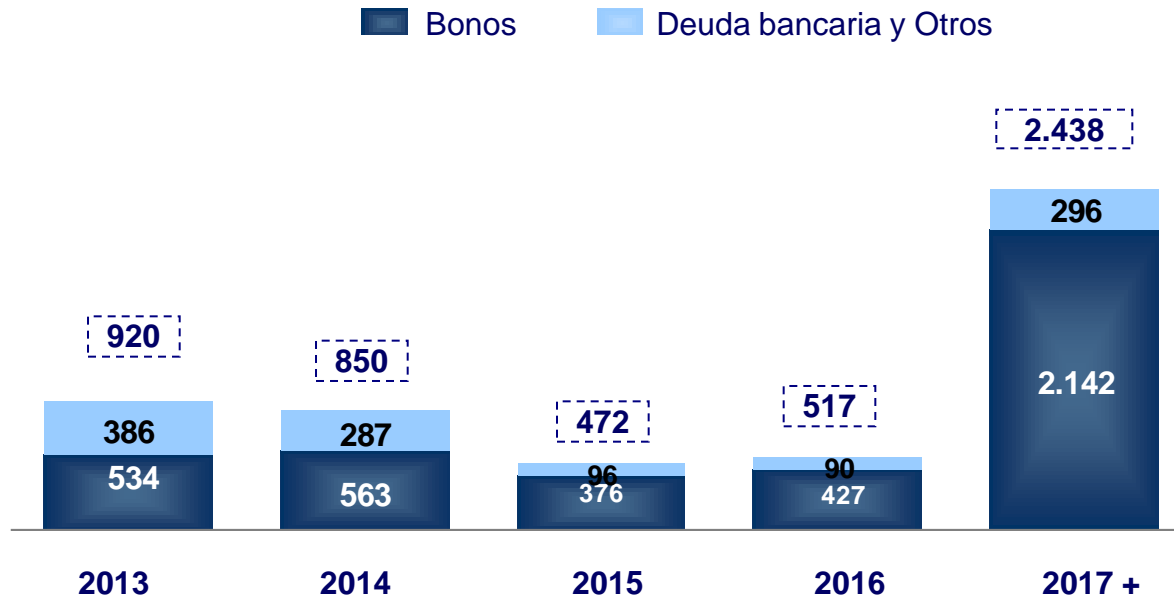
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

(2) Incluye participaciones preferentes

(3) Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito y se van renovando regularmente.

## Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2012: 5.197 M€<sup>(1)</sup>



**Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 18 meses de vencimientos**

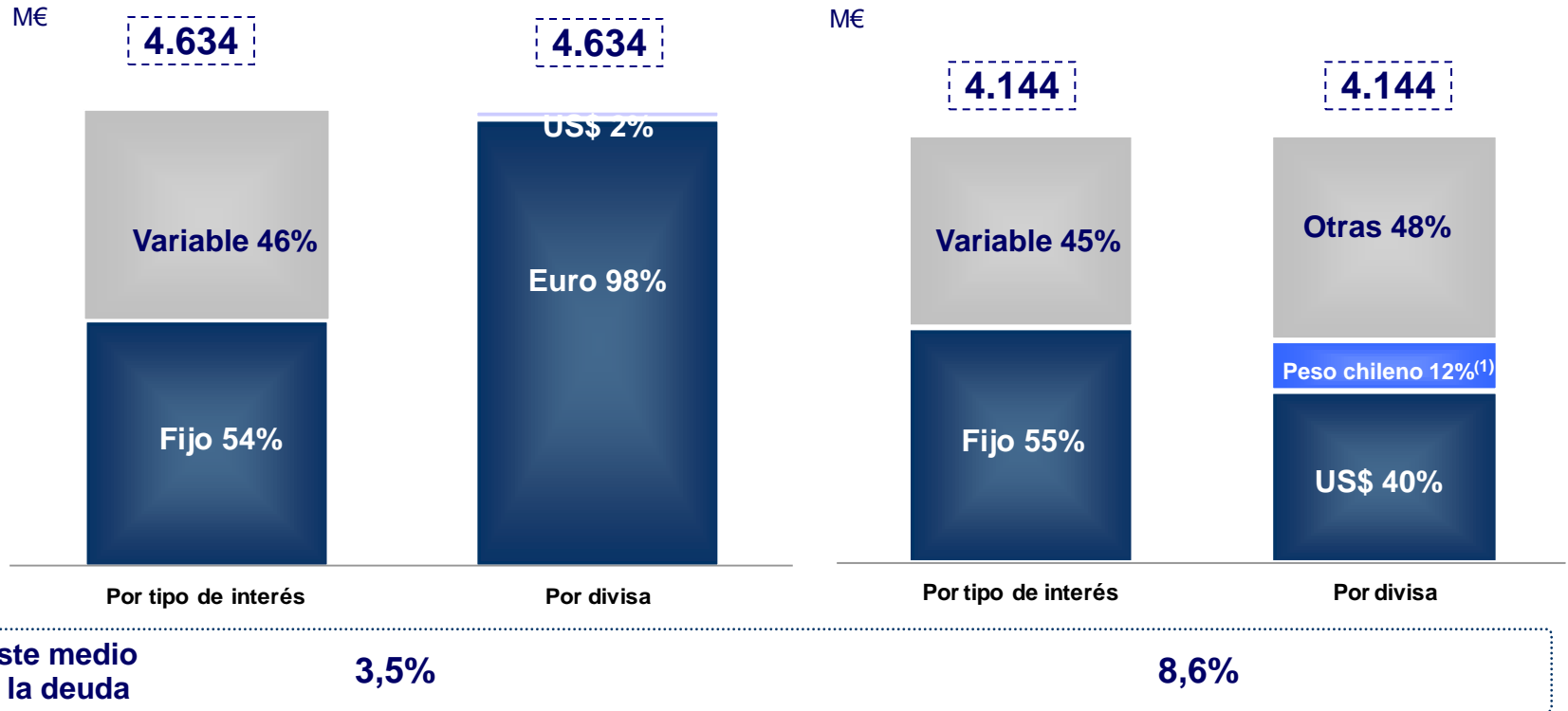
- Liquidez 1.793 M€:**
  - 1.358 M€ en caja
  - 435 M€ de créditos sindicados disponibles
- Vida media de la deuda: 5,5 años**

(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 neta

## Estructura deuda neta Endesa sin Enersis

## Estructura deuda neta Enersis



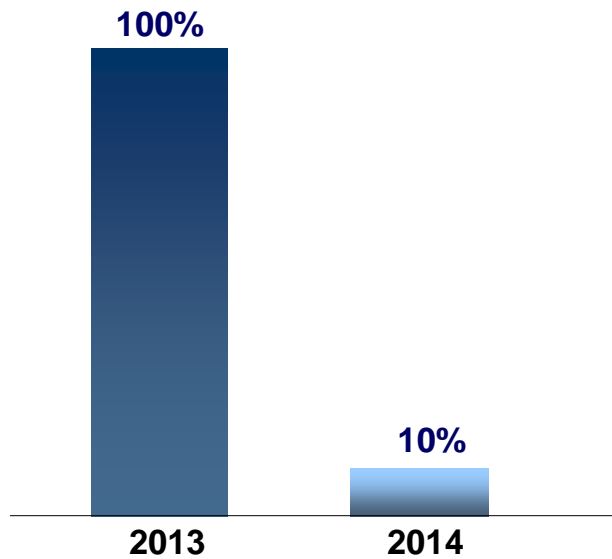
- Estructura de la deuda: deuda denominada en la moneda de generación del flujo de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz

Datos a 31 Diciembre 2012  
 (1) Incluye "Unidades de Fomento"

# Buen posicionamiento en la estrategia de ventas forward

## España & Portugal

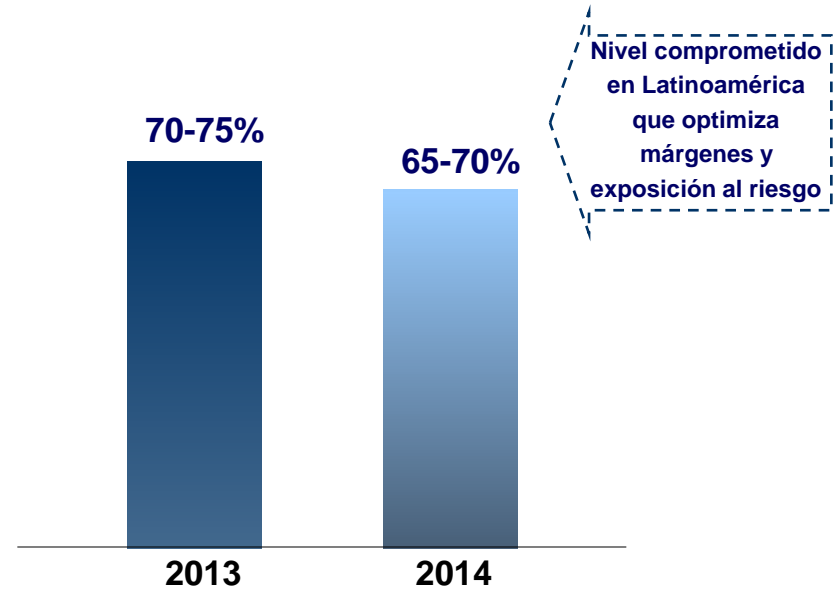
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



**Política comercial consistente**

## Latinoamérica

(% producción estimada ya comprometida)



**33% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 22% con contratos > 10 años**

## 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*