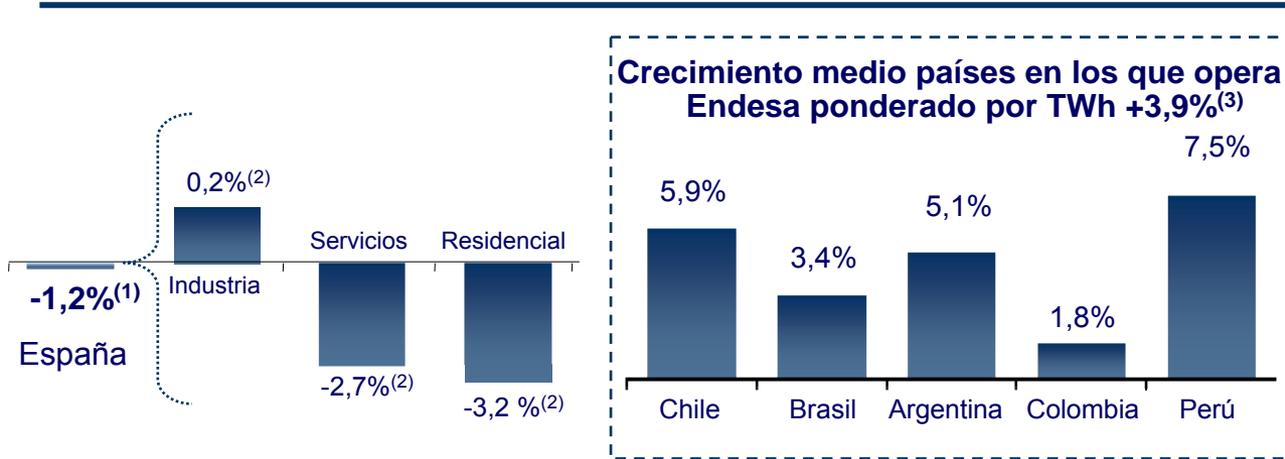


endesa resultados 2011

Contexto de mercado en 2011

Demanda

España:
desaceleración de la demanda por PYMEs y clientes residenciales

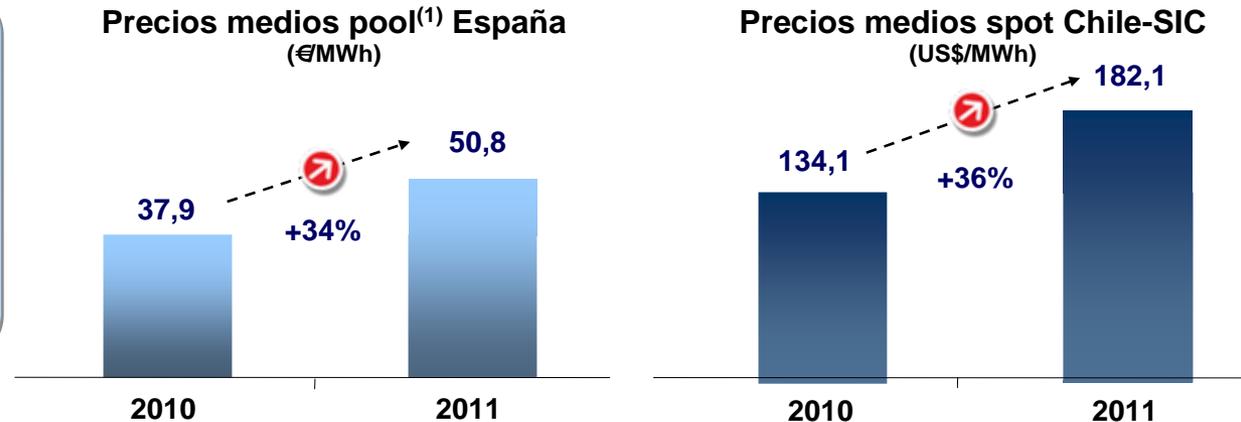


Latinoamérica:
sólido crecimiento en la región destacando Chile, Perú y Argentina

(1) Peninsular. Corregida por laboralidad y temperatura. (-2,1% sin corregir). Fuente: REE
 (2) Fuente interna para las áreas de concesión de Endesa. Datos sin corregir por laboralidad y temperatura.
 (3) Sin corregir por laboralidad y temperatura

Precios de la electricidad

España:
mayores precios por menor producción hidráulica y mayores costes de combustibles



Chile: mayores precios por sequía y costes de combustible

(1) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad

Sólidos resultados gracias a una cartera de activos diversificada

España&Portugal&Otros

Latinoamérica

Total Endesa

GWh 2011



(% var 2010)

+12%

-2%

+1%

+3%

+6%

+0%

Liberalizado

34%

Liberalizado

53%

Liberalizado

43%

EBITDA
2011

Regulado

66%

100%

Regulado

47%

100%

Regulado

57%

100%

Mix eficiente y perfil equilibrado de negocios

(1) Ventas a cliente final (incluye ventas de Endesa Irlanda y Tahaddart)

(2) Ventas de distribución

Resultados 2011 afectados por extraordinarios

Entorno exigente	España & Portugal	Demanda: caída del 2,1% en electricidad y del 7% en gas Menor producción nuclear e hidráulica ~ 5,5 TWh			
	Latinoamérica	La inflación argentina supuso mayores costes mientras que no se incrementaron las tarifas Impacto negativo de FX en EBITDA de 89 M€			
Efecto perímetro (1)	España & Portugal	Gas, transporte, renovables, IT & Endesa Hellas	➔	Impacto en EBITDA (M€)	
	Latinoamérica	CAM & Synapsis		248	
Efectos negativos no recurrentes	Latinoamérica	Impuesto sobre patrimonio en Colombia	➔	Impacto en EBITDA (M€)	
		Sequía en Chile		109	
Provisiones deterioro de activos	España & Portugal	Endesa Irlanda	➔	Impacto en D&A (M€)	Impacto en B° Neto (M€)
	Latinoamérica	Argentina		95	67
				166	100

(1) Desinversiones 2010: renovables, Endesa Hellas, transporte y Endesa gas. Desinversiones 2011: CAM, Synapsis & IT

Buenos resultados operativos en términos homogéneos

M€	2011	2010	Variación	Homogéneo
Ingresos	32.686	31.177	+5%	
Margen bruto	11.004	11.409	-4%	
EBITDA	7.265	7.474	-3%	+2%
España&Portugal&Otros	4.024	4.079	-1%	+5% ⁽¹⁾
Endesa Latinoamérica	3.241	3.395	-5%	-1% ⁽²⁾
EBIT	4.653	5.031	-8%	
Gasto financiero neto⁽³⁾	640	895	-28%	
Resultado neto atribuible	2.212	4.129	-46%	
Resultado neto atribuible ajustado por desinversiones⁽⁴⁾	2.139	2.154	-1%	

EBITDA consolidado +2% considerando el cambio de perímetro y el impuesto extraordinario en Colombia

(1) Ajustado por perímetro (renovables, Endesa gas, transporte, Endesa Hellas & IT con 234 M€ en 2010 vs. -3 M€ en 2011)

(2) Ajustado por impuesto sobre el patrimonio en Colombia (109 M€ en 2011) y perímetro (CAM&Synapsis 11 M€ en 2010 vs. -1 M€ en 2011).

(3) Extraordinarios en 2010 (-77 M€) y sentencia sobre recurso del Impto. Sociedades años anteriores en 2011 (+63 M€)

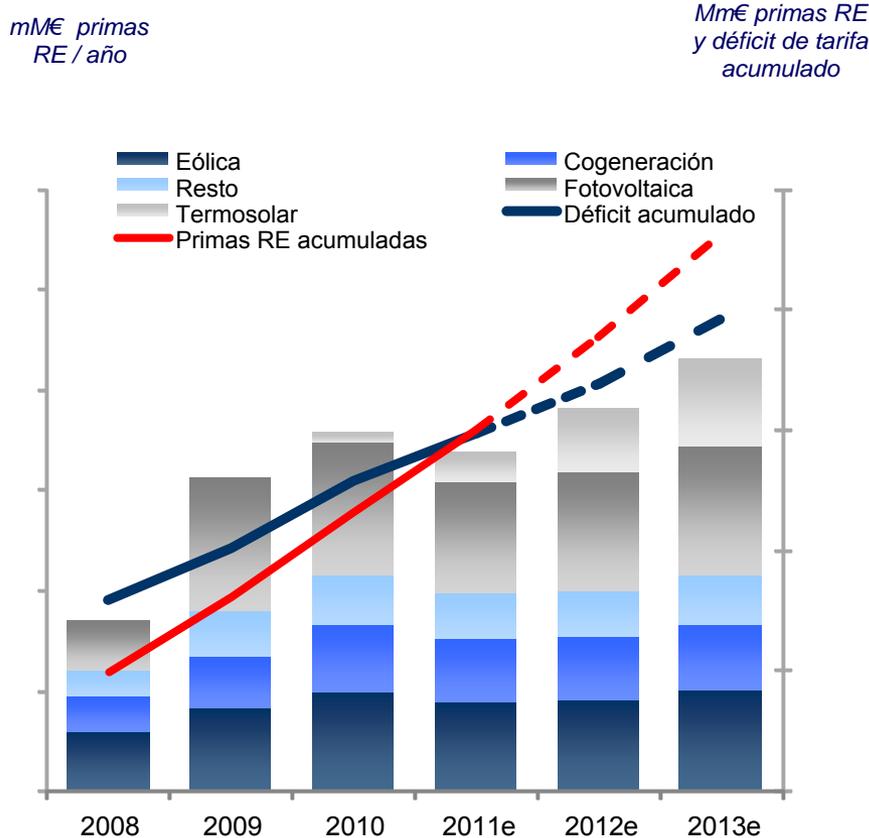
(4) Plusvalías netas (73 M€ en 2011 y 1.975 M€ en 2010)

Situación regulatoria en España

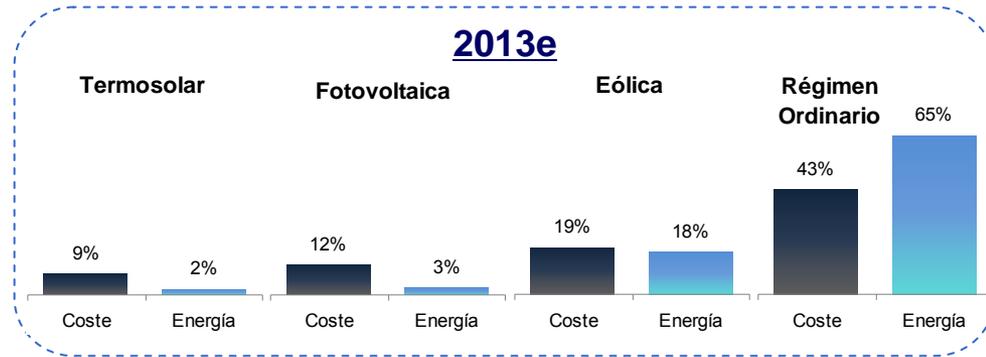
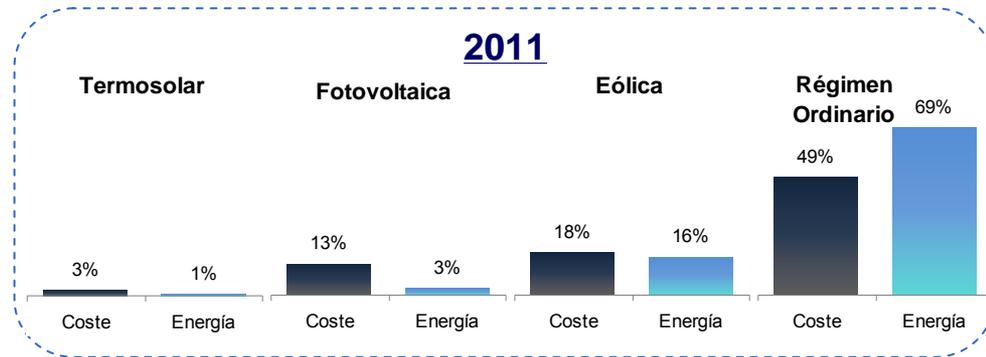
- Entorno regulatorio muy complejo heredado de gobiernos anteriores
- Prioridad principal para el gobierno actual
- El análisis gubernamental y el debate abierto llegan en el momento oportuno
- La primera decisión del gobierno señala un creciente entendimiento del problema y su intención de solucionarlo
- Necesaria la coordinación de todos los agentes implicados
- Endesa está dispuesta a colaborar para encontrar la solución más adecuada

Situación regulatoria en España – Energías renovables (1/2)

Evolución del déficit de tarifa vs. evolución de las primas al Régimen Especial



Costes de suministro vs. energía aportada



- Estricta correlación entre la evolución del déficit de tarifa y las primas a las energías renovables
- Fuerte desequilibrio entre los costes y la energía aportada por las distintas tecnologías

Propuestas a futuro:

- Confirmar el compromiso con las energías renovables y el liderazgo tecnológico español
- Aprovechar la ventaja alcanzada sobre el calendario oficial marcado en los objetivos de la UE
- Adoptar un sólido razonamiento económico que promueva las tecnologías más competitivas
- Acelerar y aprovechar las curvas de aprendizaje tecnológico en renovables
- Incrementar las inversiones en I&D para las tecnologías menos maduras
- Mitigar el impacto económico del desarrollo de las tecnologías solares al tiempo que se respeta estrictamente el marco legal vigente

Situación regulatoria en España – Actividades reguladas

Existen importantes asimetrías en la remuneración de las actividades reguladas

	<i>Distribución</i>	<i>Islas</i>	<i>Transporte</i>	<i>Termosolar</i>
Inversiones reconocidas	80%	99,9%	>100%	Primas por MWh, independiente de inversión real
Tasa de retribución (antes de impuestos)	6,88%	8,0% ⁽¹⁾	~11,25% ⁽²⁾	~16% ⁽³⁾
Información regulatoria	Anual (costes, inversiones, instalaciones, clientes, etc)	Anual (costes, inversiones, activos, etc)	Anual (sólo inversiones)	NO
Competencia referencial	SI	SI, Libre acceso	NO	NO

Propuestas a futuro:

- **Equidad:** garantizar que todos los agentes del sistema reciben un tratamiento equilibrado, justo y equitativo
- **Establecer una remuneración coherente para las actividades con un perfil de riesgo similar**
- **La rentabilidad de las actividades liberalizadas no puede ser estructuralmente inferior a la de las actividades reguladas, al conllevar un mayor riesgo**

(1) Bono español 10 años + 300 p.b., suponiendo 5%. (2) Bono español 10 años+ 375 p.b. (valores brutos y netos actualizados anualmente al 2,5%)= 5% + 3,75% + 2,5%
 (3) Estimación para instalaciones con capacidad de almacenaje – tasa de rentabilidad desapalancada

Situación regulatoria en España – Posición económica del sector ^(1/2)

- ROA después de impuestos en 2010 (4,6%) por debajo del WACC (5,8%)⁽¹⁾
- Los ingresos reportados no reflejan los flujos de caja reales debido al déficit de tarifa

El déficit de tarifa distorsiona la posición económico-financiera de las empresas eléctricas

año 2010 (mM€)



- Tan solo unas pocas empresas generadoras están obligadas a financiar el déficit de tarifa (3 compañías > 90%. 5 compañías 100%)
- Una parte considerable de la deuda de las compañías eléctricas no está relacionada con su actividad, sino con objetivos sociales globales (ejemplo 20-20-20)
- La obligación de financiar el déficit de tarifa:
 - incrementa los costes financieros (superiores que a los intereses reconocidos)
 - impacta negativamente en los rating y en la capitalización de las compañías,
 - limita la disponibilidad de recursos para financiar inversiones, especialmente en momentos de escasez de liquidez
- Las compañías pagan impuestos por el déficit devengado
- El beneficio neto después de impuestos, ajustado por el déficit, es inferior al déficit generado

(1) Datos de todas las empresas asociadas a UNESA

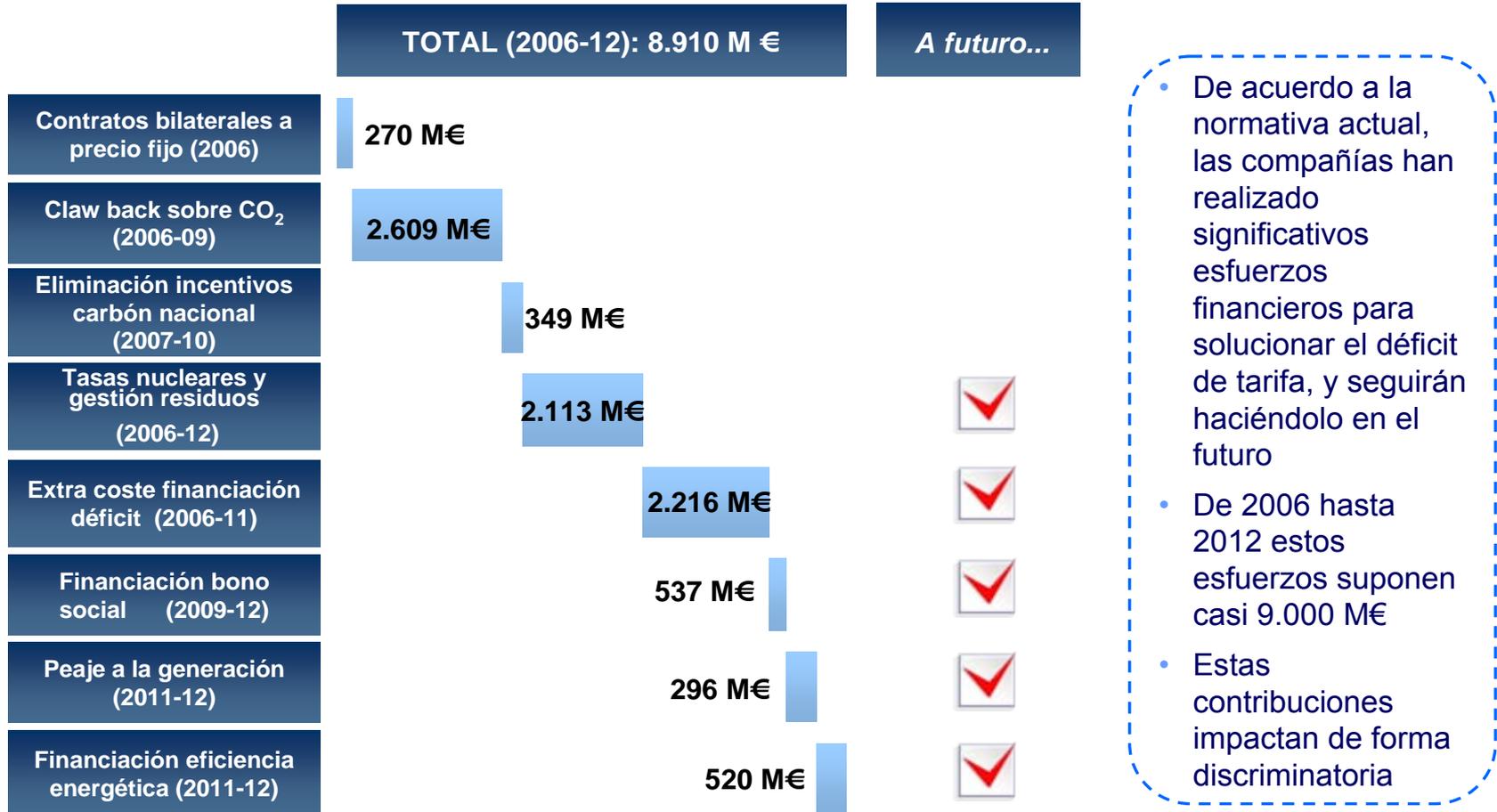
(2) Empresas obligadas a financiar el déficit de tarifa (excluyendo a generadores renovables)

Propuestas a futuro:

- Evitar las distorsiones, garantizando que todos los agentes reciben un tratamiento equilibrado, justo y equitativo
- El ROA de las actividades liberalizadas no puede ser estructuralmente inferior al WACC y a los niveles de rentabilidad de las actividades reguladas
- Todos los agentes del sistema deben ser incluidos en la financiación del déficit de tarifa
- El déficit de tarifa, mientras siga existiendo, debe ser titulado poco después de su generación
- Necesidad de alcanzar un “acuerdo de inversiones”, basado en unos niveles retributivos razonables creadores de valor, que permitan modernizar el sistema eléctrico nacional, mejorar sus niveles de calidad de servicio, incorporar nuevas tecnologías y generar crecimiento económico y empleo
- Reconocer el papel del sector eléctrico como uno de los motores principales de la economía nacional

Situación regulatoria en España – Esfuerzos realizados

Contribuciones realizadas por el sector eléctrico para mitigar el déficit de tarifa



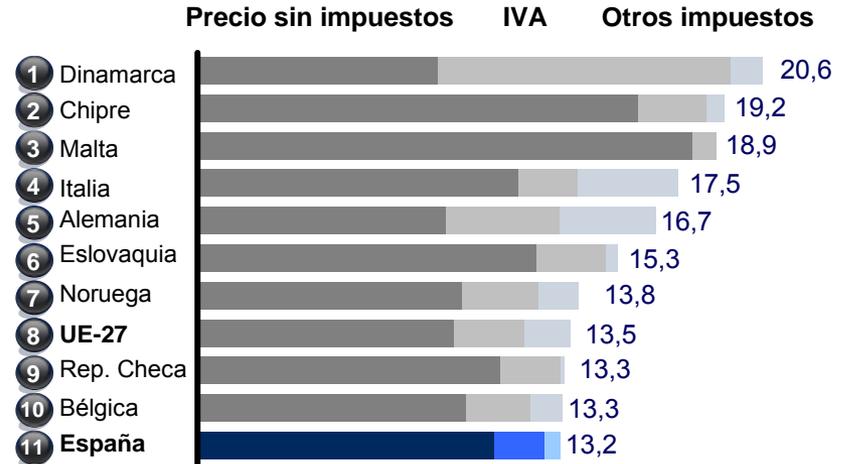
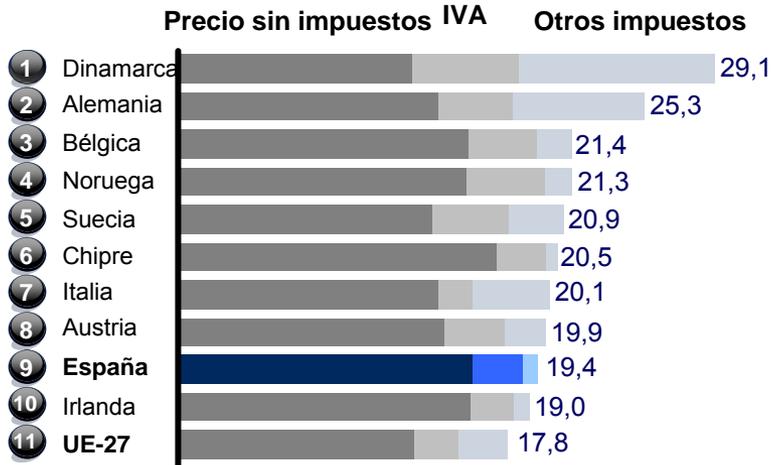
Propuestas a futuro:

- Garantizar que todos los agentes reciben un trato justo, evitando las asimetrías en la rentabilidad
- Promover inversiones para reactivar la economía
- Ajustar todas las medidas al marco legal

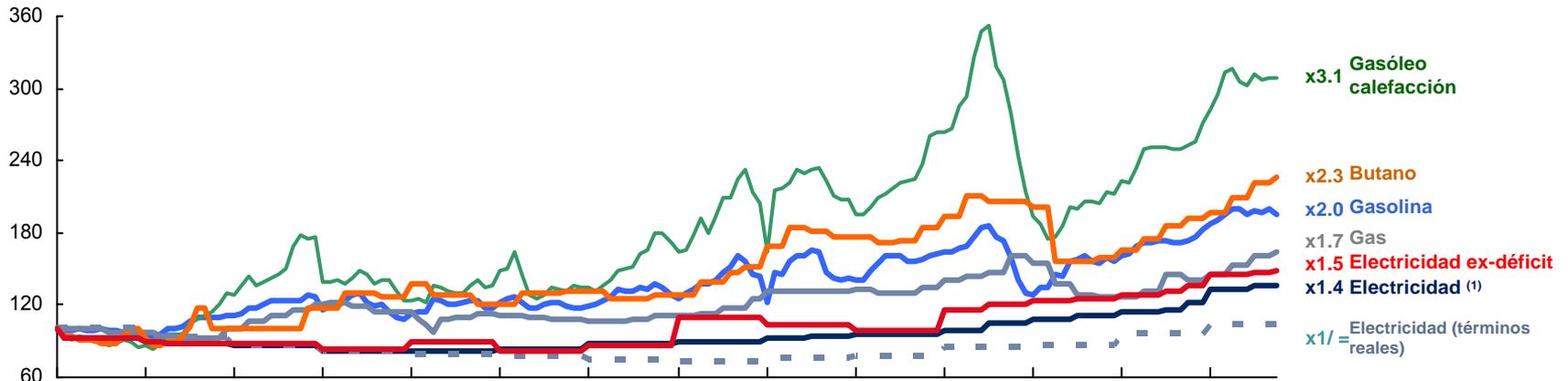
Situación regulatoria en España – precios eléctricos (1/2)

Electricidad representa 2,5% del presupuesto medio familiar (1S 2011 c€/ kWh)

Electricidad representa 1,3% coste total medio consumidor industrial (1S 2011 c€/ kWh)



Evolución precios energéticos Enero 1998 – Octubre 2011



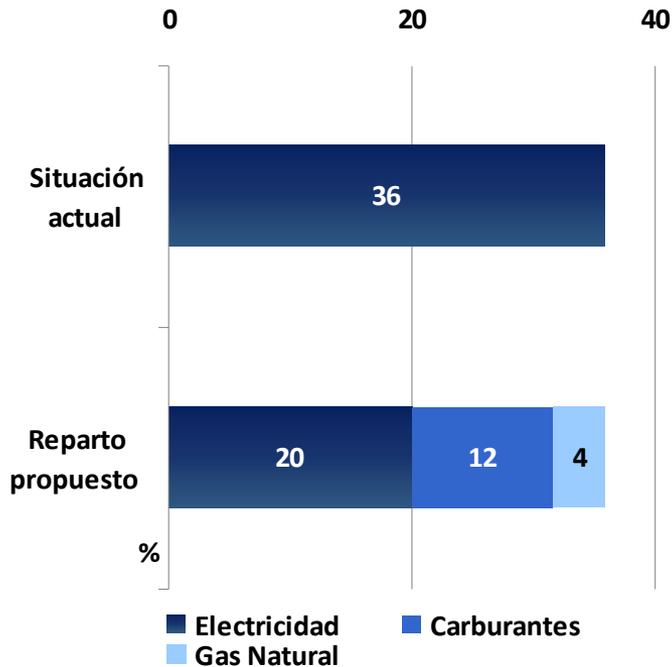
Situación regulatoria en España – precios eléctricos (2/2)

Propuestas a futuro:

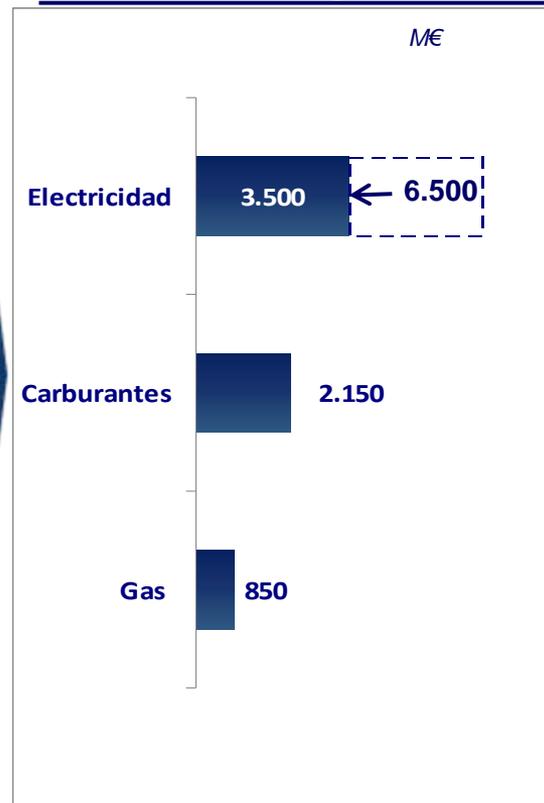
- Incrementos graduales en la tarifa de acceso
- Trasladar costes no relacionados con la electricidad fuera de la estructura tarifaria
- Incrementos tarifarios junto a creación de tarifa especial para estratos socialmente vulnerables
- Eliminación de la TUR para la completa liberalización del mercado minorista
- Incrementos tarifarios acompañados de medidas de mitigación del impacto para clientes industriales gran consumo al amparo de la legislación europea actual

Situación regulatoria en España – Céntimo verde

Primas renovables no deberían recaer exclusivamente en clientes eléctricos



% primas RE anual como % consumo energético 2012



Impacto en consumidor final

- 10,8 € / MWh ahorro en tarifa de acceso (-20%)

Incremento de precios:

- Gasolina: 3,4 c€/l
- Diesel: 4,1 c€/l
- Butano: 58 c€/bombona

- Incremento TUR 0.34 c€/kWh

Propuestas a futuro:

- Otros sectores energéticos deben participar en la financiación del extra-coste de las renovables
- Un incremento del 1% en el precio de los carburantes y el gas contribuiría con cerca de 500 M€ al año

Situación regulatoria en España – Suficiencia tarifaria (1/2)

Principales opciones disponibles

Costes regulados

- Reparto financiación renovables (céntimo verde)
- Financiación déficit tarifa con préstamos del BCE a través del ICO
- Moratoria renovable (más allá del RDL1/2012) para termosolar dentro del actual marco legal
- Homogeneización rentabilidad actividades reguladas
- Homogeneización del servicio de interrumpibilidad y pagos de capacidad
- Cumplimiento sentencia Tribunal Supremo sobre la financiación de los programas de eficiencia energética

Ingresos

- Incremento de tarifa de acceso de hasta 10% en 2T12 y 1T 13
- Utilización del 100% de los recursos procedentes de las subastas de derechos de CO2 para reducir el déficit de tarifa
- Recuperación de la progresividad en las tarifas de baja tensión
- Utilización de los beneficios acumulados de la CNE y del IDEA así como los beneficios provenientes de la venta de las participaciones del IDAE en proyectos renovables

Límites déficit

- Incremento de los límites actuales de déficit

Situación regulatoria en España – Suficiencia tarifaria (2/2)

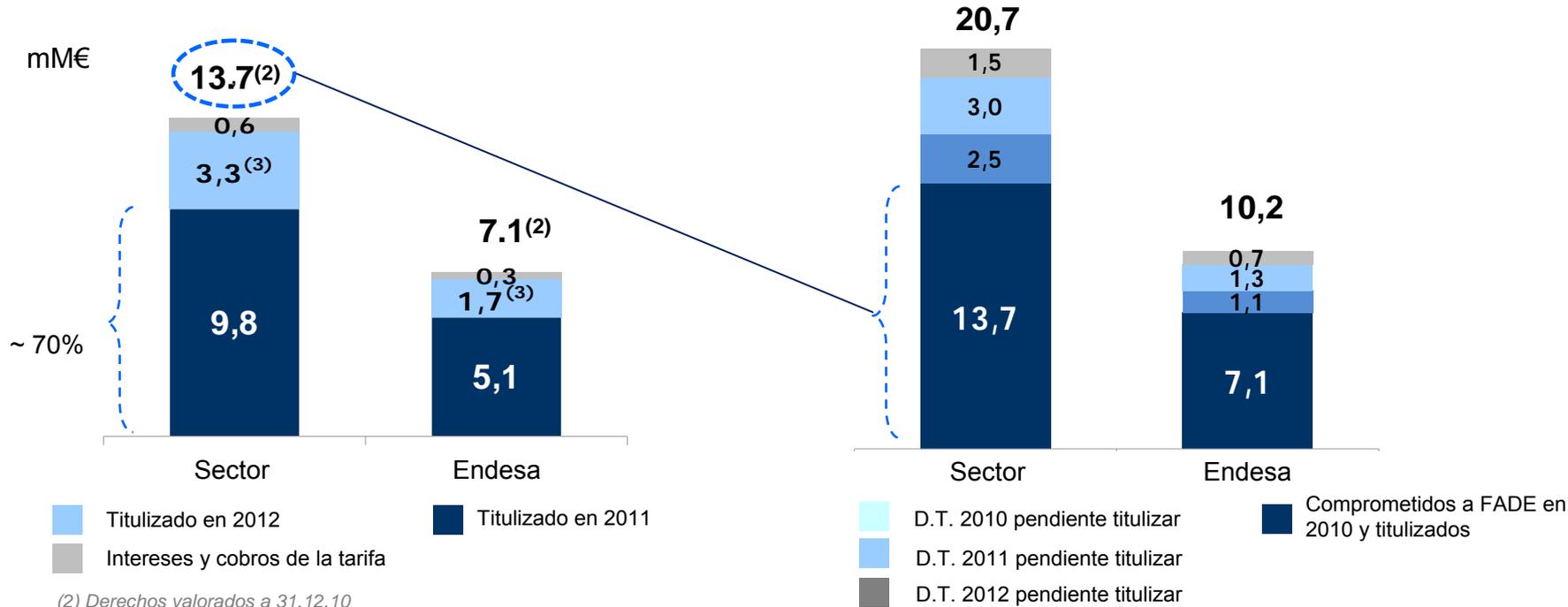
Propuestas a futuro:

- Confirmación del compromiso con las renovables
- Adopción de un sólido razonamiento económico
- Reparto equitativo entre la sociedad de los costes derivados de las energías renovables
- Trato justo, equilibrado y equitativo para todos los agentes
- Salvaguardar la sostenibilidad financiera de los agentes del mercado
- Necesidad de alcanzar un “acuerdo de inversiones”, basado en unos niveles retributivos razonables creadores de valor, que permitan modernizar el sistema eléctrico nacional, mejorar sus niveles de calidad de servicio, incorporar nuevas tecnologías y generar crecimiento económico y empleo

España: avance de la titulación del déficit de tarifa

Balance derechos comprometidos al fondo de titulación en 2010 (1er tramo)

Total derechos comprometidos al fondo de titulación⁽¹⁾



(2) Derechos valorados a 31.12.10

(3) Derechos pendientes de titulación valorados a 31.12.2011 (diferencia vs 31.12.2010 se debe al cobro por tarifa)

Titulizado el primer tramo transferido a FADE (13,7 mM€)

(1) Incluye 2,5 mM€ de 2010, 3 mM€ de 2011 y 1,5 mM€ deficit ex-ante 2012. Suponiendo todos los agentes han comunicado a FADE la cesión de derechos como ha hecho Endesa

Latinoamérica: novedades en regulación

Brasil: revisión tarifaria 3er Ciclo de distribución (Coelce):

- Revisión tarifaria postpuesta a Abril 2012 con efectos retroactivos a Abril 2011
- Evolución positiva de cuestiones pendientes del 3er Ciclo:
 - ✓ WACC: 11,4% (real antes impuestos) y 7,5% (real d.i.)
 - ✓ RAB bruto: 1,8 mMUS\$ (neto: 1,1 mMUS\$)
 - ✓ O&M: 250 MUS\$/año
 - ✓ Factor X: 1,6% anual

Chile: Comité Expertos (CADE) finalizó el estudio del sector. Desarrollo de nueva política energética basada en 8 pilares para los próximos 20 años incluyendo:

- ✓ Apoyo al desarrollo hidráulico en Chile
- ✓ El Gobierno promoverá la “Carretera eléctrica” para transporte
- ✓ Desarrollo de política de renovables

Argentina: Necesidad de medidas regulatorias para conseguir una situación financiera sostenible para nuestras empresas

- ✓ Generación: implantación y extensión de los acuerdos de 2010
- ✓ Distribución: incremento de tarifas para devolver el equilibrio financiero

Consolidando el liderazgo

Inversiones de expansión en generación

- En construcción:
 - ✓ Bocamina II: 370 MW carbón en Chile (2012)
 - ✓ Talara: 183 MW gas en Perú (mediados 2013)
 - ✓ El Quimbo: 400 MW hidráulicos en Colombia (finales 2014)
- } **Latinoamérica**
- ✓ Moralets: 400 MW bombeo
 - ✓ Islas: 334 MW
- } **Iberia**

Crecimiento orgánico sostenido en distribución en Latinoamérica

- 384.000 nuevos clientes incorporados a nuestras operaciones orgánicas en 2011

Optimización del perímetro en 2011

Desinversiones

- CAM (Latinoamérica)
- Synapsis (Latinoamérica)
- ICT (España)

Compra de minoritarios

- Ampla (Brasil)
- Endesa Brasil (Brasil)
- EEP SA (Perú)

Superados los objetivos 2011 de sinergias y eficiencias

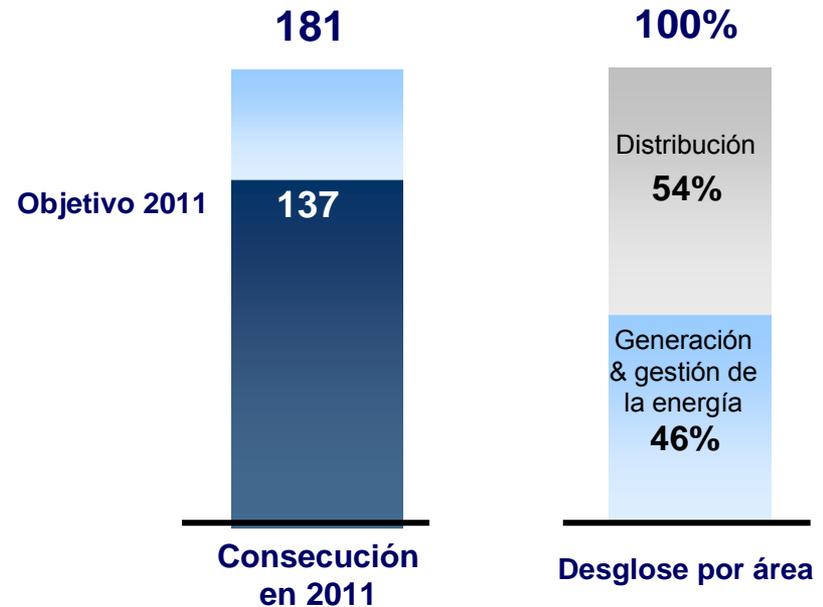
Plan de sinergias

(M€)



Plan Zenith

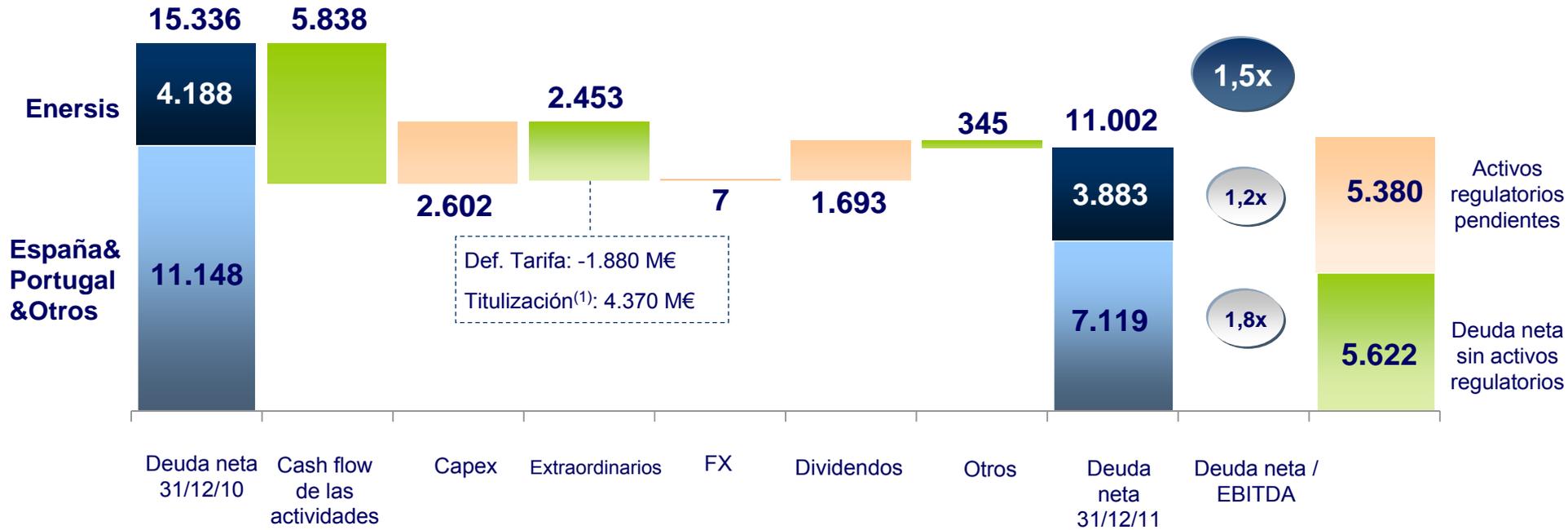
(M€)



- Objetivo 2011 Plan de sinergias superado en un 22%
- Objetivo 2011 Plan Zenith superado en un 33%

Fortaleciendo nuestra posición financiera

Evolución deuda neta en 2011 (M€)



Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

Apalancamiento (Deuda Neta/RRPP)

31/12/10
0,7

31/12/11
0,4

Liquidez Endesa sin Enersis cubre 50 meses de vencimientos de deuda

Liquidez Enersis cubre 29 meses de vencimientos de deuda

(1) Titulización déficit peninsular. 746 M€ titulizados en 2011 corresponde a SEIEs y se incluyen como cash flow de las actividades

españa&portugal&otros 2011



Claves de 2011

Débil demanda de electricidad en baja tensión⁽¹⁾ debido al actual entorno económico

Incremento de la producción (+17%)⁽²⁾ con menor producción hidráulica y nuclear

Reducción costes fijos en O&M y gastos de personal: -13%

Mayor coste de combustible (mayor producción térmica +96%)

Incrementa la contribución de las actividades reguladas

Liderazgo en comercialización y generación régimen ordinario

(1) Peninsular: -1,2% corregida por laboralidad y temperatura. (-2,1% sin corregir). Fuente: REE

(2) Endesa. Régimen ordinario peninsular

Sólidos resultados a pesar de las desinversiones y la normalización de márgenes

M€	2011	2010	Variación	Homogéneo ⁽³⁾
Ingresos	22.650	21.191	+7%	
Margen de contribución	6.458	6.811	-5%	
EBITDA	4.024	4.079	-1%	+5%
EBIT	2.244	2.483	-10%	
Gasto financiero neto⁽¹⁾	287	465	-38%	
Resultado neto atribuible	1.593	3.498	-54%	
Resultado neto atribuible ajustado por perímetro ⁽²⁾	1.533	1.530	0%	

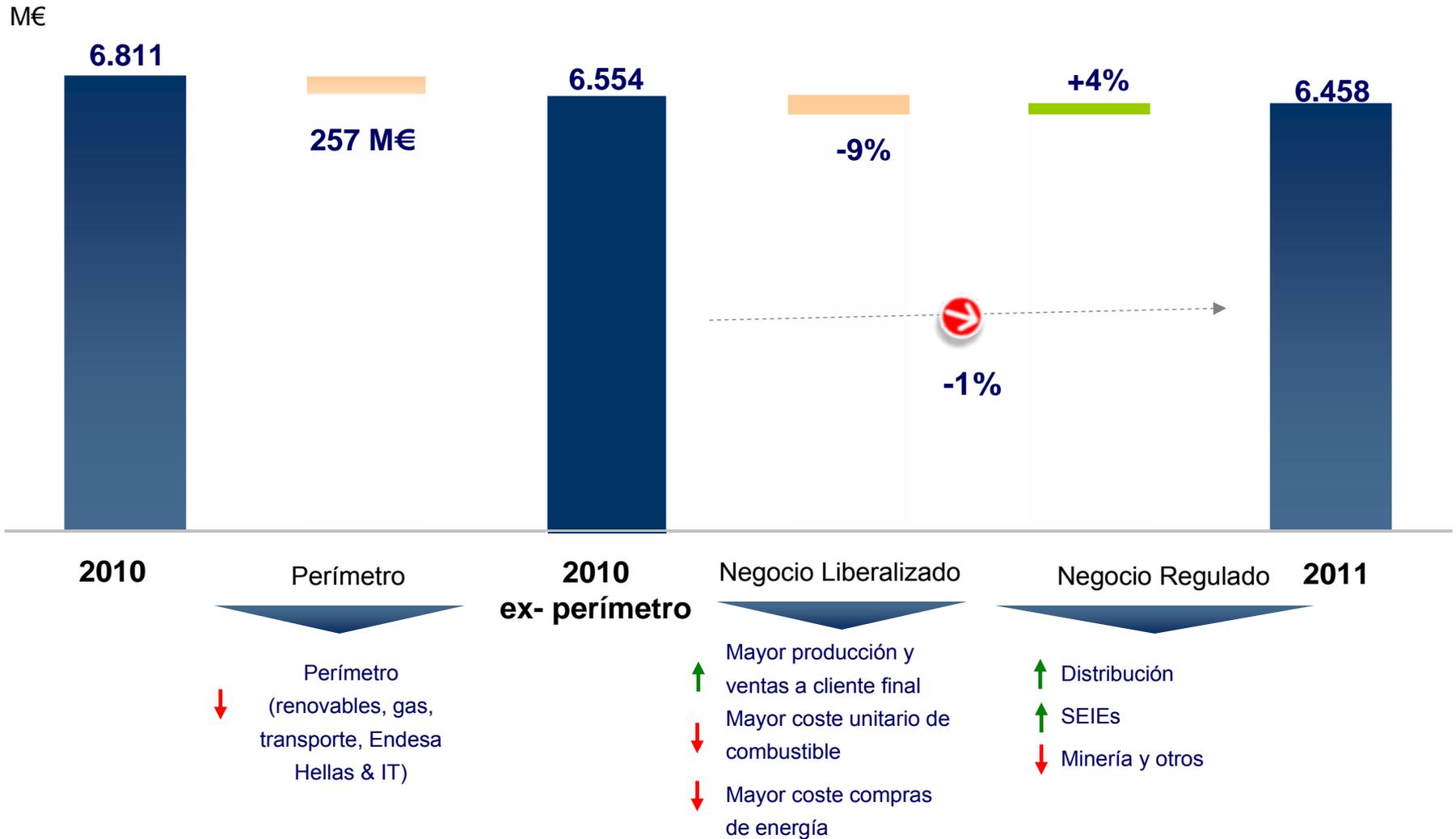
EBITDA +5% ajustado por perímetro

(1) Extraordinarios en 2010 (-77 M€) y sentencia sobre recurso Impto. Sociedades años anteriores (+27 M€)

(2) Pusevalías netas (60 M€ en 2011 y 1.968 M€ en 2010 principalmente por desinversión de renovables)

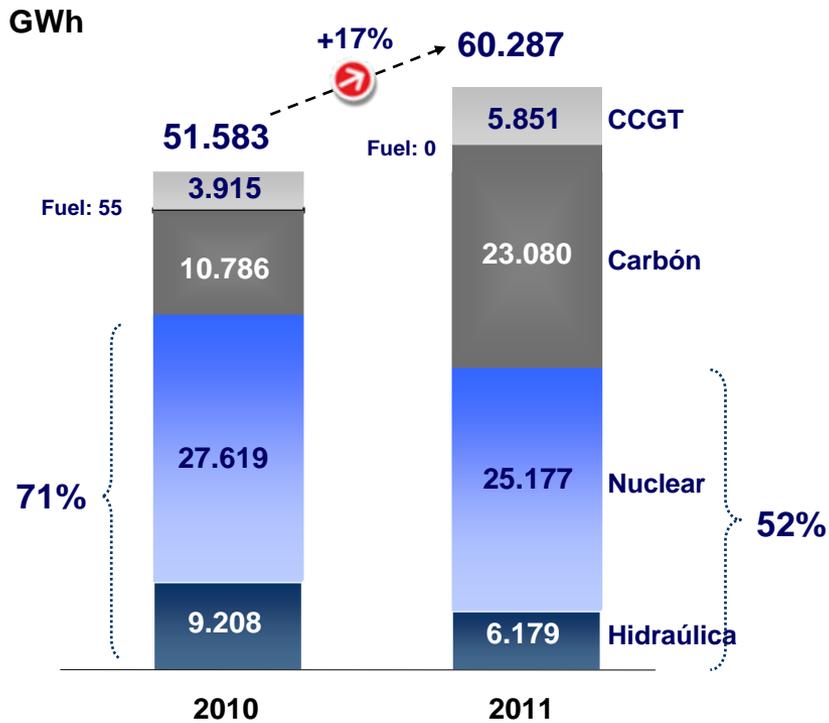
(3) Ajustado por perímetro (renovables, Endesa gas, transporte, Endesa Hellas & IT con EBITDA: 234 M€ en 2010 vs. -3 M€ en 2011)

Margen de contribución afectado por coste de energía y perímetro

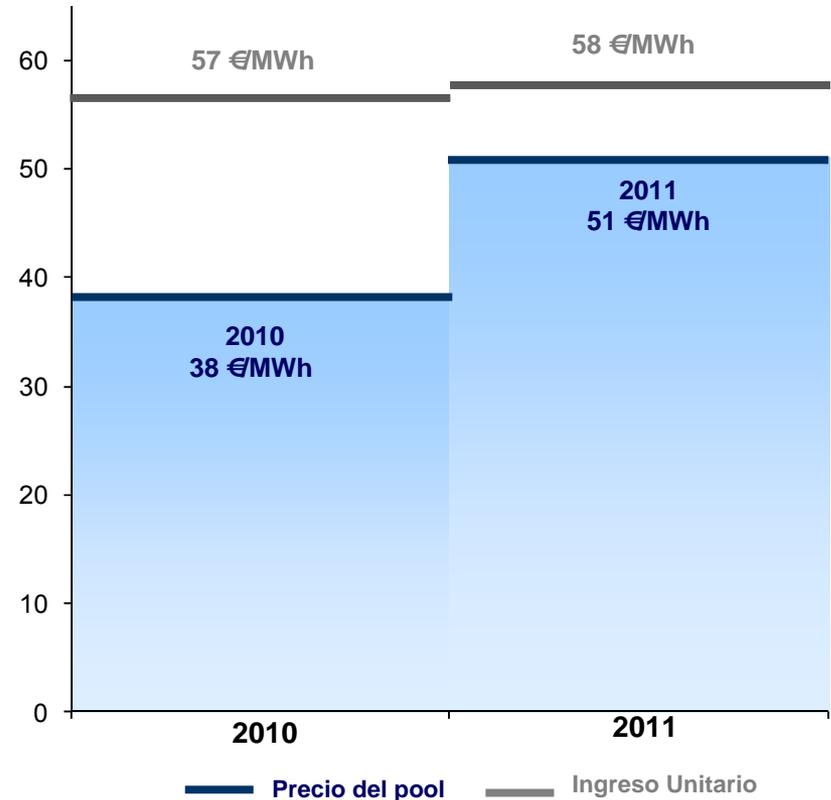


Menor margen del negocio liberalizado a pesar de mayor volumen de generación

Producción peninsular Endesa (1)



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



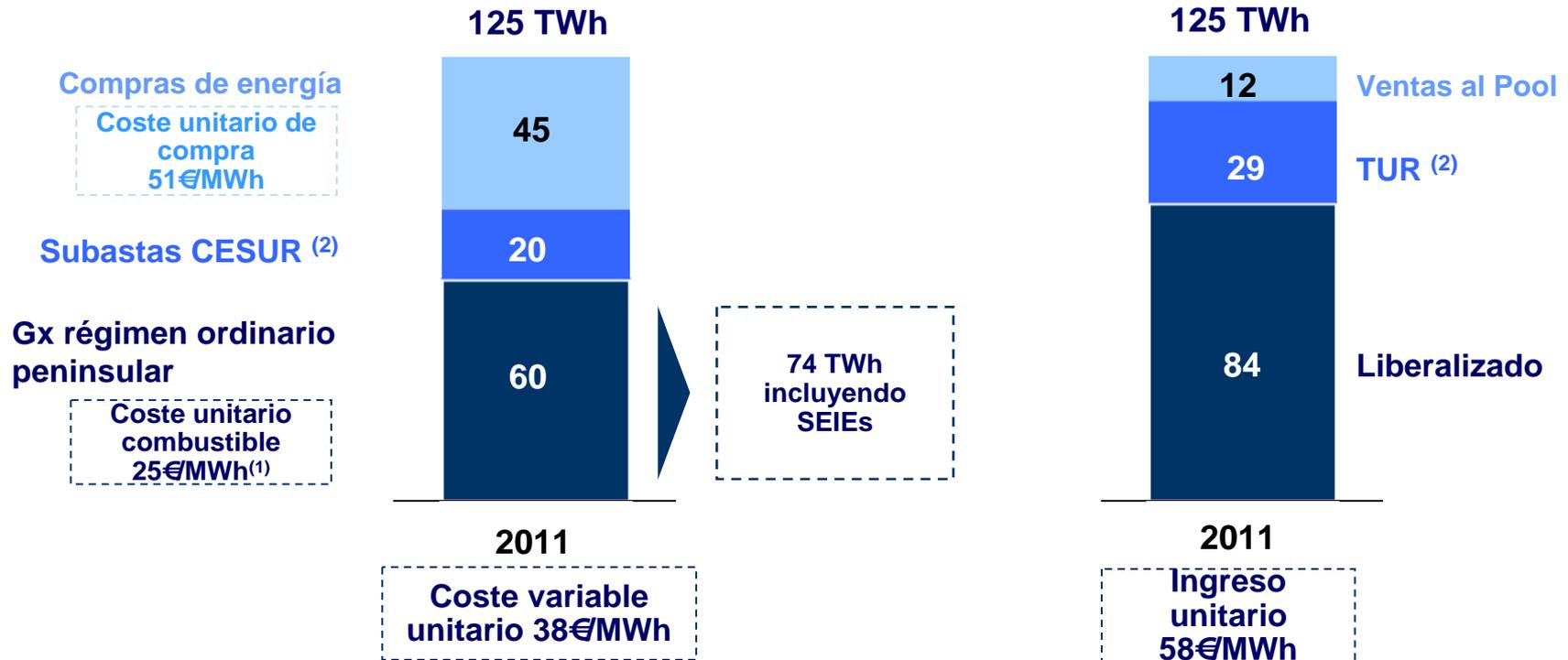
- Mayor coste de combustible por menor producción hidráulica y nuclear (recargas de combustible)
- Normalización de márgenes

(1) No incluye Portugal
 (2) Monitorización continua del valor en riesgo de la cartera

Optimización de márgenes gracias a un mix de generación competitivo y al liderazgo en comercialización

Fuentes de energía (brutas)

Ventas de electricidad (brutas)



Margen unitario estable durante el año

(1) Incluye coste de combustible y CO₂

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

latinoamérica 2011



Claves en 2011

Chile: afectado por la sequía

Ventas de distribución: +3,4% destacando la evolución en Perú (+7,3%) y Chile (+4,6%)

Argentina: ajuste del valor en libros

Colombia: impuesto extraordinario sobre el patrimonio

Impacto tipo de cambio en EBITDA

Resultados operativos afectados por no recurrentes y la sequía

M€	2011	2010	Variación	Homogéneo
Ingresos	10.036	9.986	+0%	
Margen de contribución	4.546	4.598	-1%	
EBITDA	3.241	3.395	-5%	-1% ⁽¹⁾
EBIT	2.409	2.548	-6%	
Gasto financiero neto⁽²⁾	353	430	-18%	
Resultado Neto	1.428	1.613	-11%	
Resultado Neto atribuible	619	631	-2%	

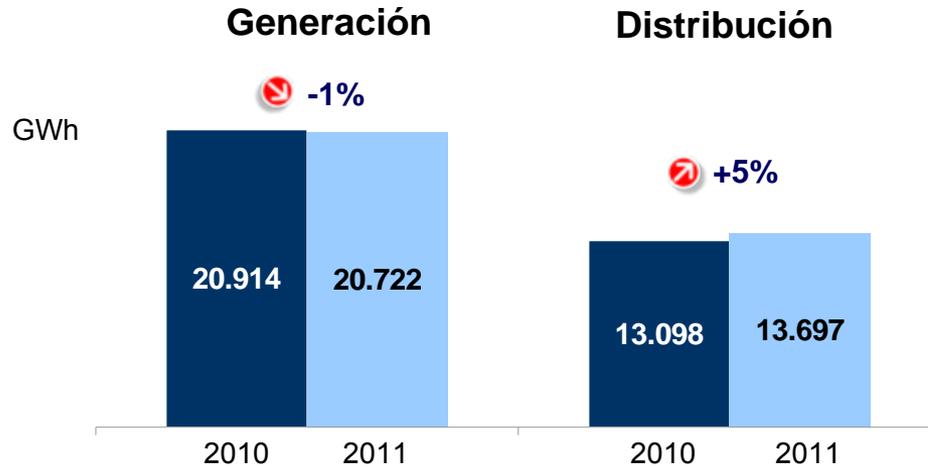
- Descontando impuesto sobre el patrimonio en Colombia y perímetro, EBITDA -1%
- Impacto tipo de cambio -89 M€ en EBITDA (incluye efecto dólar/euro)
- 573 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas

(1) Ajustado por impuesto sobre patrimonio en Colombia (109 M€ en 2011) y perímetro (CAM & Synapsis 11 M€ en 2010 vs. -1 M€ en 2011)

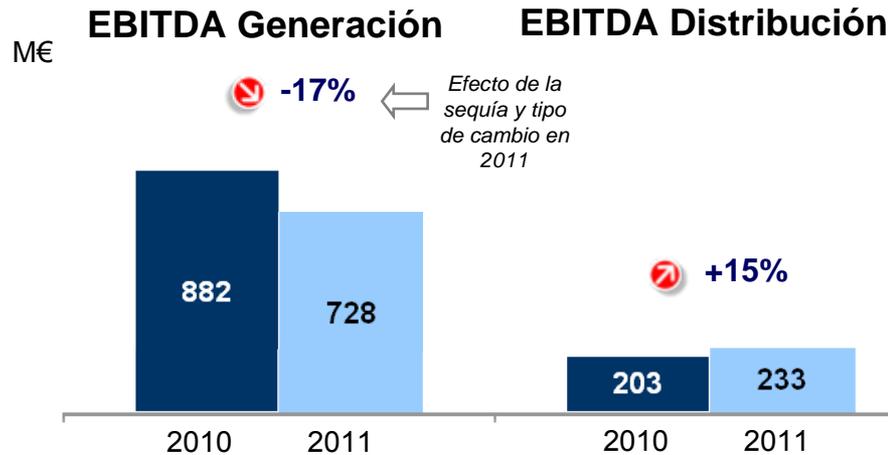
(2) Impacto positivo de 36 M€ por decisión de Audiencia Nacional sobre recurso del Impto. de Sociedades de Endesa



Chile: márgenes afectados por la sequía y mayores ventas de distribución



- Menor generación por sequía (-6% hidráulica), parcialmente compensada con mayor generación térmica
- Crecimiento en distribución tras terremoto de 2010



- **Gx:**
 - La sequía y el retraso de Bocamina II (terremoto) incrementan coste de la energía
 - Resultados 2010 (RM 88 y ventas de gas)
 - Impacto tipo de cambio: -39 M€
- **Dx:** mayores volúmenes y precios por mejora en factores de indexación

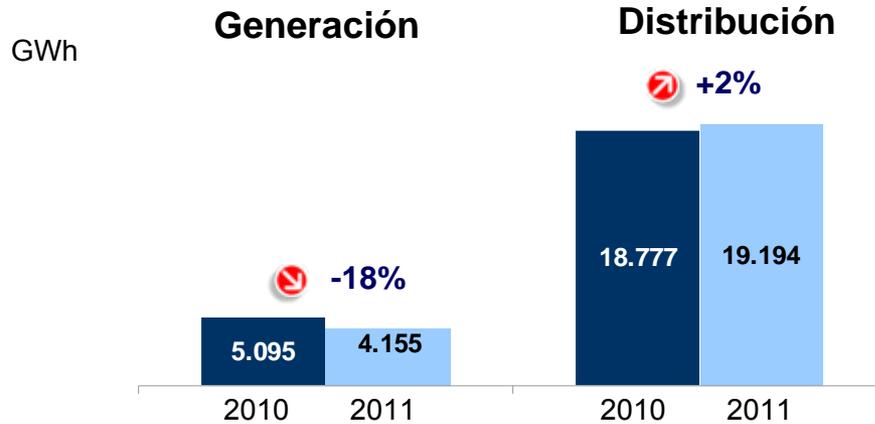
Margen unitario	2010	2011	Cambio (%)
	39,4€/MWh	26,3€/MWh	-15%
			+1%

EBITDA total 961 M€(-11%) (1)

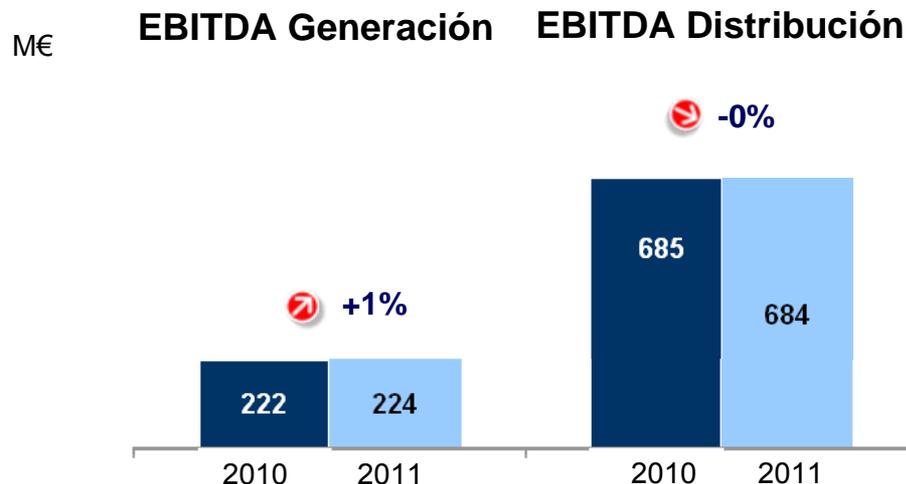
(1) No incluye Holding y servicios



Brasil: resultados estables tras un extraordinario 2010



- Menor generación (-18%) por menor hidraulicidad en Cachoeira y menor despacho en Fortaleza
- Buen comportamiento en Ampla (+3%) y Coelce (+1%, a pesar de temperaturas inusualmente altas en 2010)



- Gx: menor precio de compra compensa menores volúmenes
- Dx:
 - Coelce: mayores volúmenes han compensado un peor mix de ventas
 - Ampla: +10% ajuste tarifario anual y menores pérdidas en Ampla compensa RTE (32 M€) cobrado íntegramente en 2010⁽¹⁾

Margen unitario	2010	2011	Cambio
Generación	35,6€/MWh	35,6€/MWh	-0%
Distribución	52,9€/MWh	52,9€/MWh	-1%

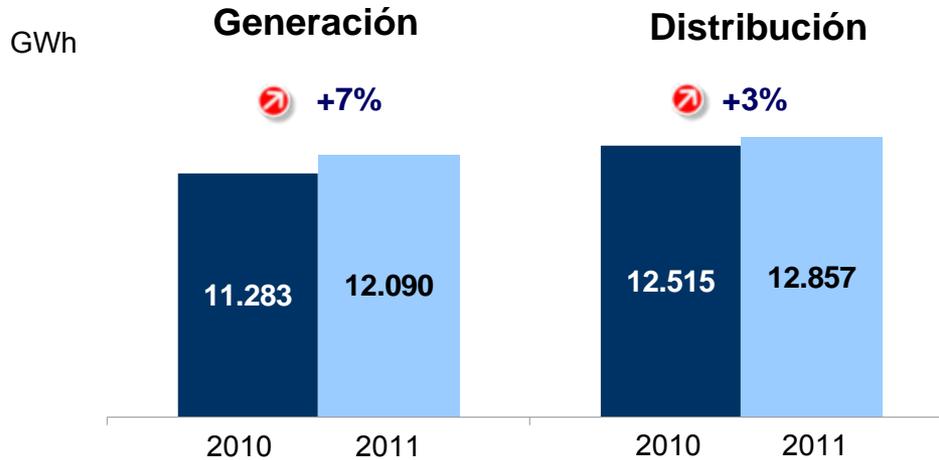
EBITDA total 1.035 M€ (+1%) ⁽²⁾

(1) "Recomposición tarifaria extraordinaria": Ingresos pendientes que los distribuidores han venido cobrando hasta 1S2010 por el racionamiento de energía de 2001

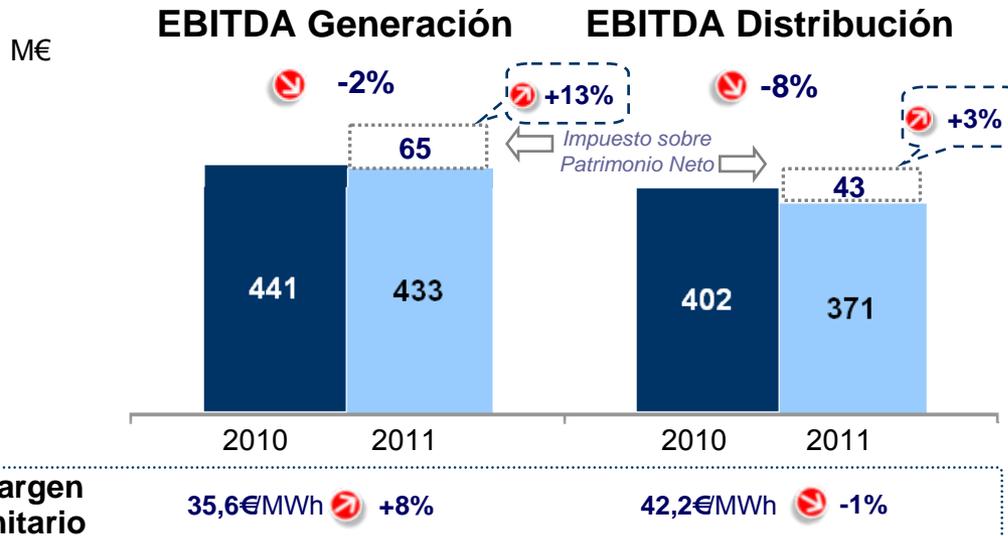
(2) Incluye interconexión Brasil-Argentina. No incluye Holding.



Colombia: el impuesto sobre el patrimonio anula el incremento de márgenes y volúmenes



- Incremento en generación por mejora de las condiciones hidráulicas
- Mayores ventas de distribución

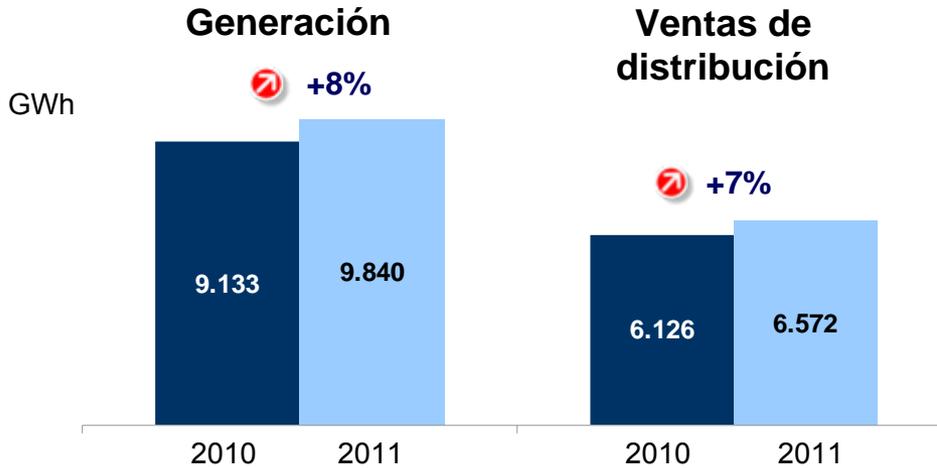


- **Gx:**
 - Mejor mix de producción y menores compras de energía.
 - Impacto impuesto sobre el patrimonio neto (-65 M€)
 - Impacto tipo de cambio: -13 M€
- **Dx:** caída por impuesto sobre el patrimonio neto (-43 M€) y tipo de cambio (-9 M€)

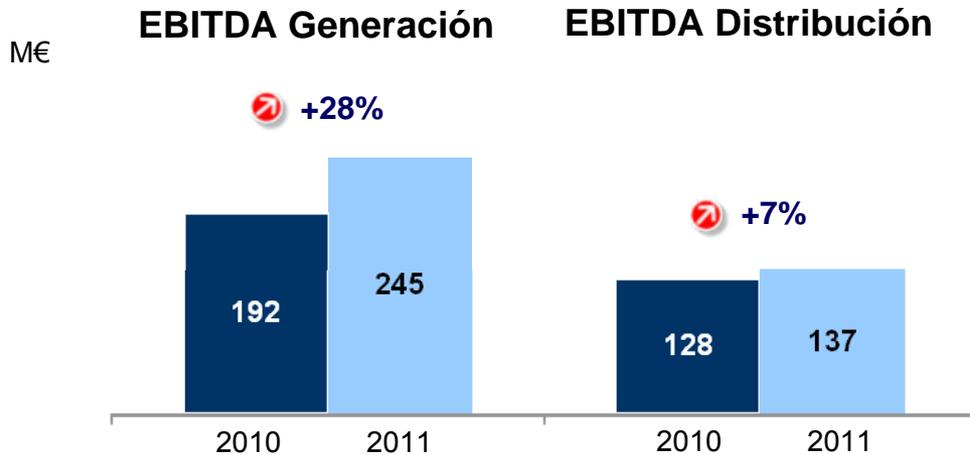
EBITDA total 804 M€ (-5%)



Perú: mayor actividad y menores costes fijos



- Mayor generación gracias a mejores condiciones hidráulicas, condiciones de mercado y mayor disponibilidad
- Sólido crecimiento económico deriva en un incremento de la demanda del 7%



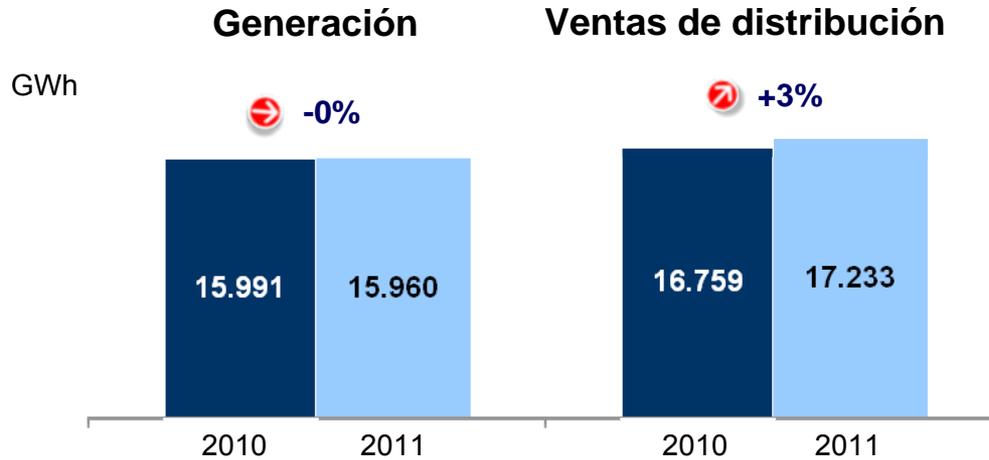
- Mayores precios de venta y volúmenes (hidráulica +5%) y menores costes fijos impulsan el EBITDA en generación y distribución a pesar impacto negativo tipo de cambio (-11M€)

Metric	2010	2011	% Change
Margen unitario	26,8€/MWh	27,0€/MWh	+8%
Margen unitario	27,0€/MWh	26,8€/MWh	-1%

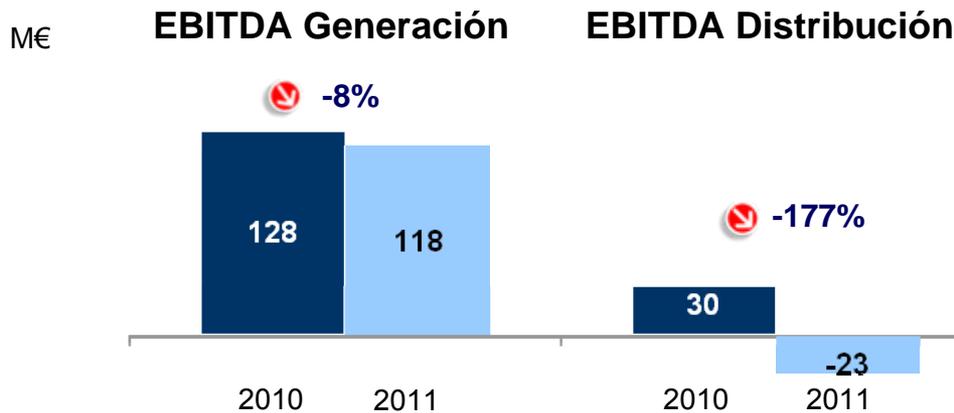
EBITDA total 382 M€ (+19%)



Argentina: condiciones regulatorias insostenibles



- Producción en línea con 2010
- Incremento en ventas de distribución



- Gx: mayores costes fijos (-12 M€) e impacto de tipo de cambio (-12 M€) anulan el incremento de pagos de capacidad y retribución de O&M
- Dx: incremento de costes de personal (+37%) por inflación sin incrementos de tarifa

Margen unitario

10,3€MWh ↗ +1%

11,9€MWh ↘ -12%

EBITDA total ⁽¹⁾ 95 M€ (-40%)

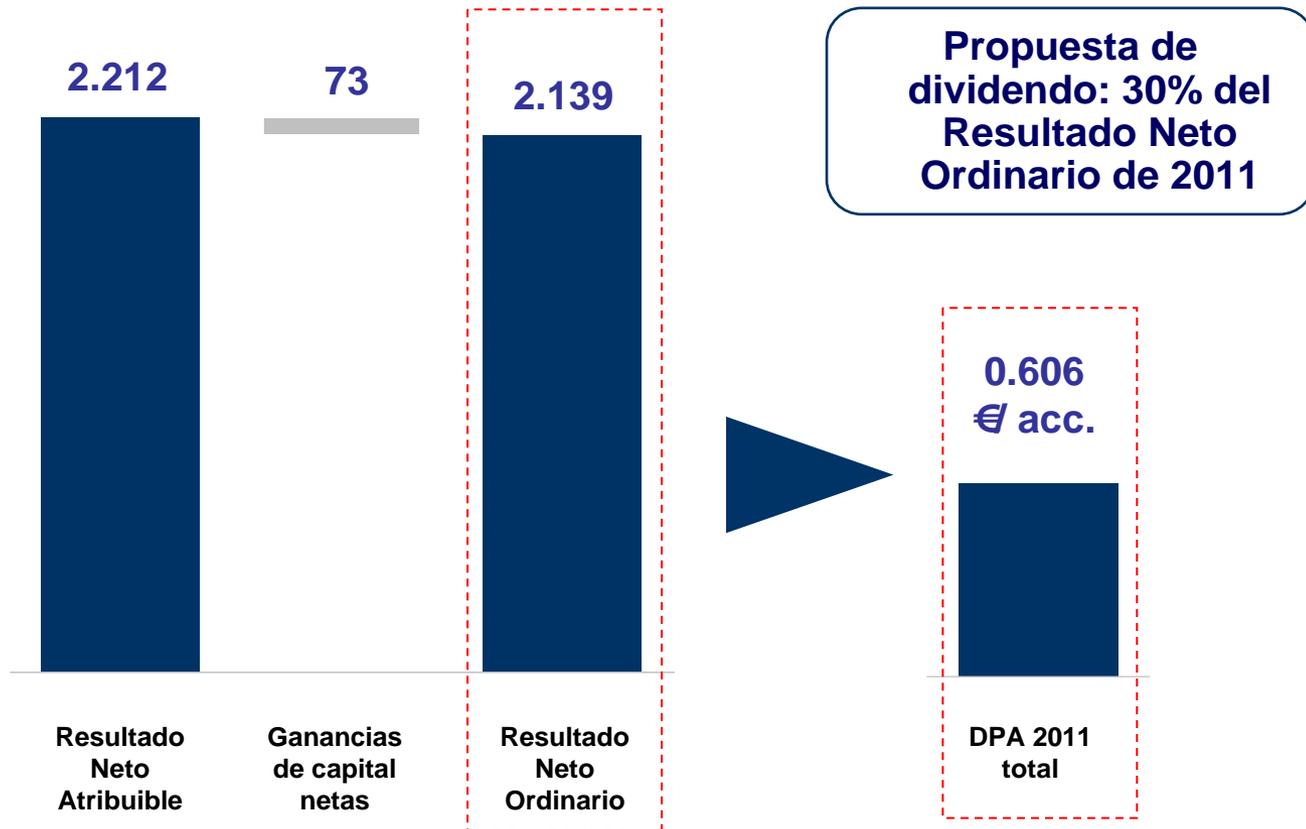
(1) No incluye interconexión Brasil-Argentina

conclusiones 2011



Retribución al accionista

M€



Prudente Pay-out que optimiza la liquidez en el escenario actual

Conclusiones

Proactividad en regulación sigue siendo una prioridad

Sólidos y continuos compromisos del gobierno con la titulación del déficit

Consecución de los objetivos de eficiencia y del plan de sinergias

Sólidos resultados en Iberia a pesar de la reducción de perímetro y la normalización de los márgenes del negocio liberalizado

Notable comportamiento de Latinoamérica pese al impacto de extraordinarios

Prudente pay-out

anexos 2011



Capacidad instalada y producción (1)

Capacidad
Instalada



MW a 31/12/11	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Total	24.263		15.832		40.095	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.681		-		3.681	
Carbón	5.805		522		6.326	
Gas Natural	4.857		3.966		8.823	
Fuel-gas	5.204		2.592		7.796	
Cogeneración/Renovables	na		87		87	

Producción

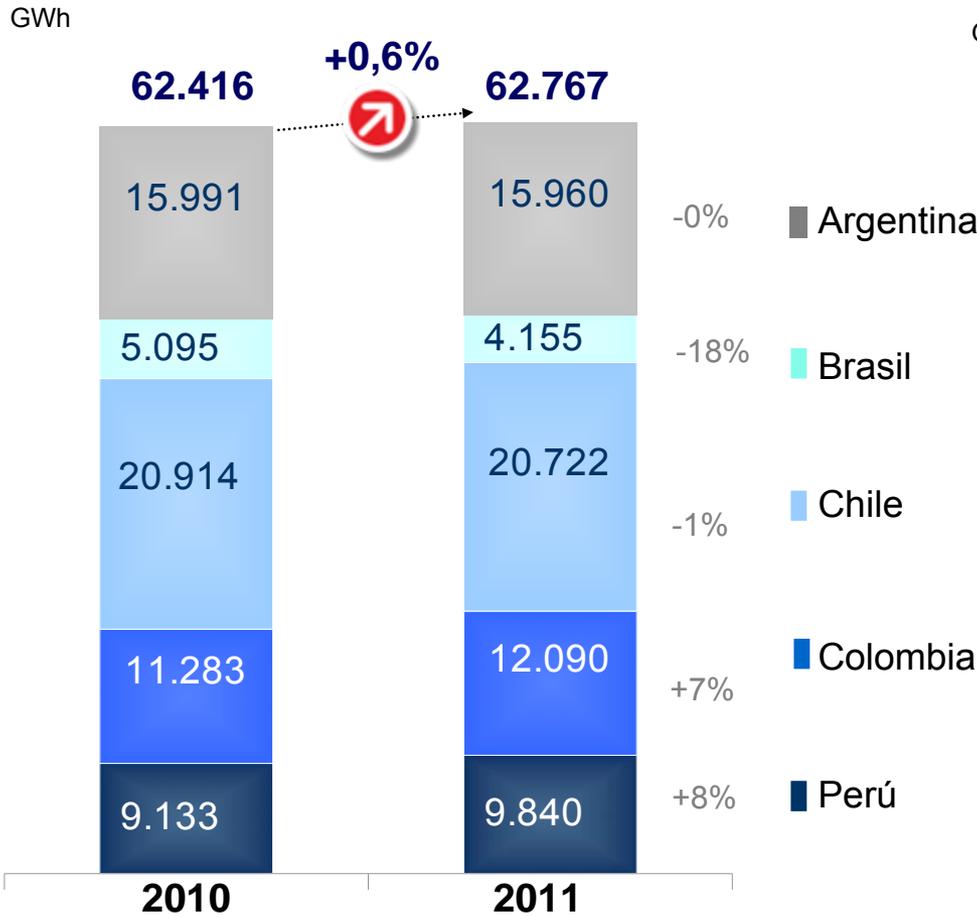


TWh 2011 (var. vs. 2010)	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Total	75,9	+11,6%	62,8	+0,6%	138,7	+6,3%
Hidráulica	6,2	-33%	33,6	-0%	39,8	-7%
Nuclear	25,2	-9%	-	-	25,2	-9%
Carbón	26,7	+84%	2,1	+5%	28,8	+74%
Gas Natural	7,9	+72%	21,2	-2%	29,1	+11%
Fuel-gas	9,9	-14%	5,6	+16%	15,6	-5%
Cogeneración/Renovables	na	na	0,2	-10%	0,2	-78%

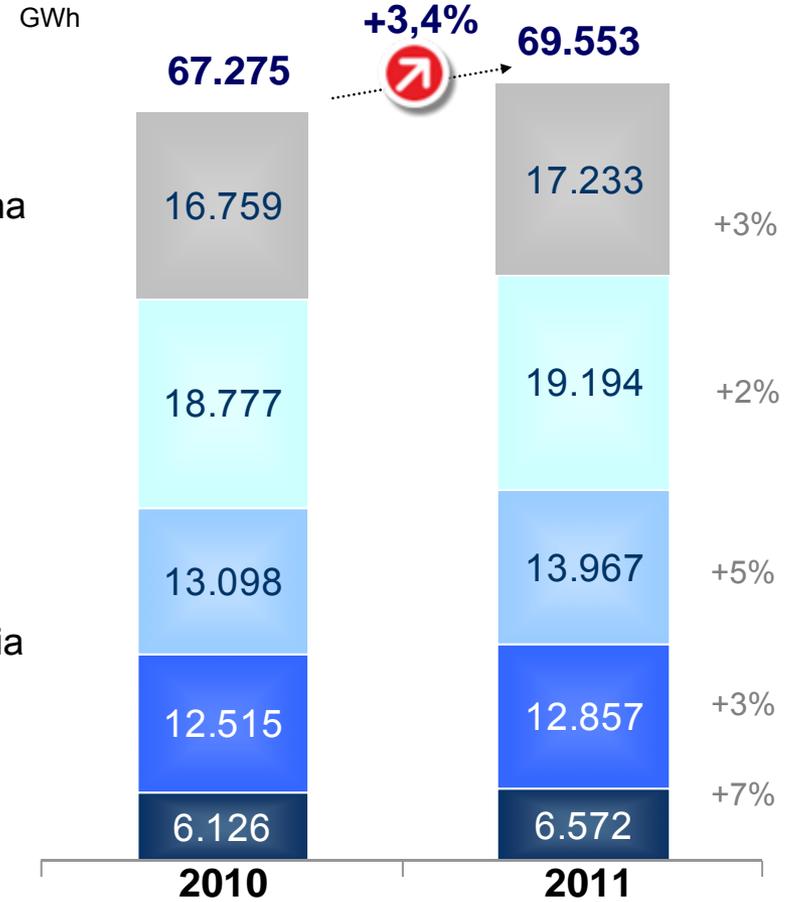
(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

Latinoamérica: desglose de generación y distribución

Generación



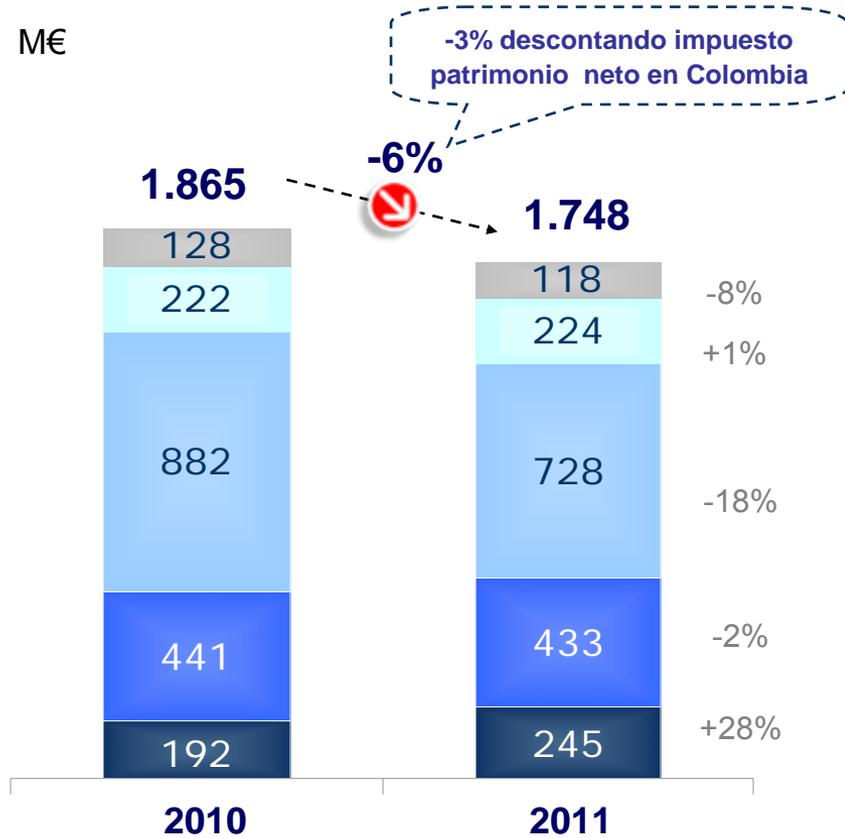
Ventas de distribución



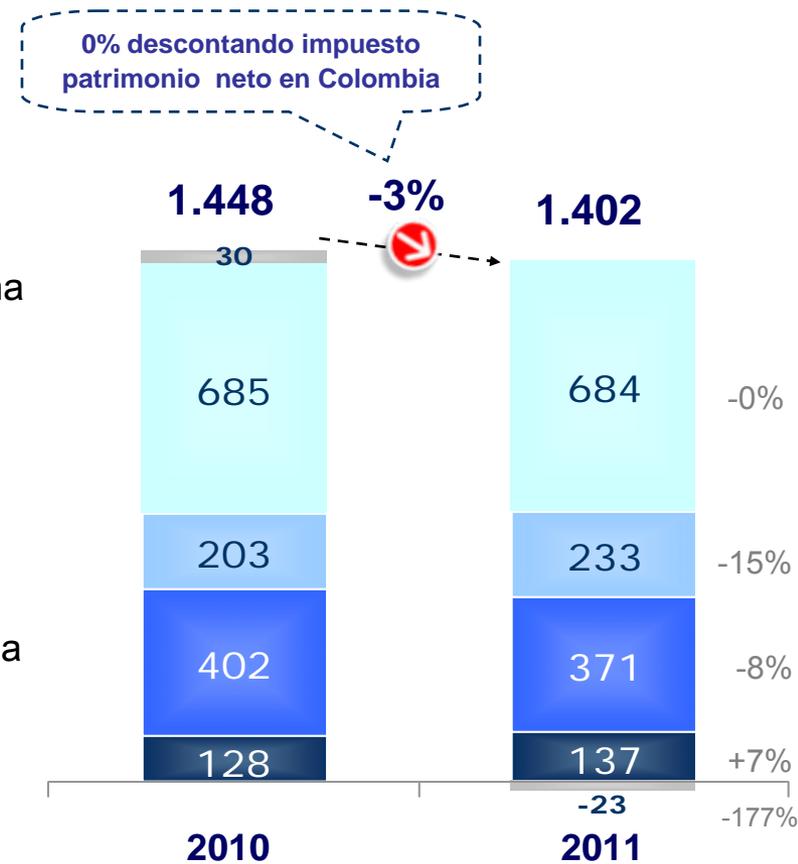
EBITDA Gx & Dx afectado por la sequía en Chile, impuesto patrimonio neto en Colombia y tipo de cambio

Ebitda Generación

M€

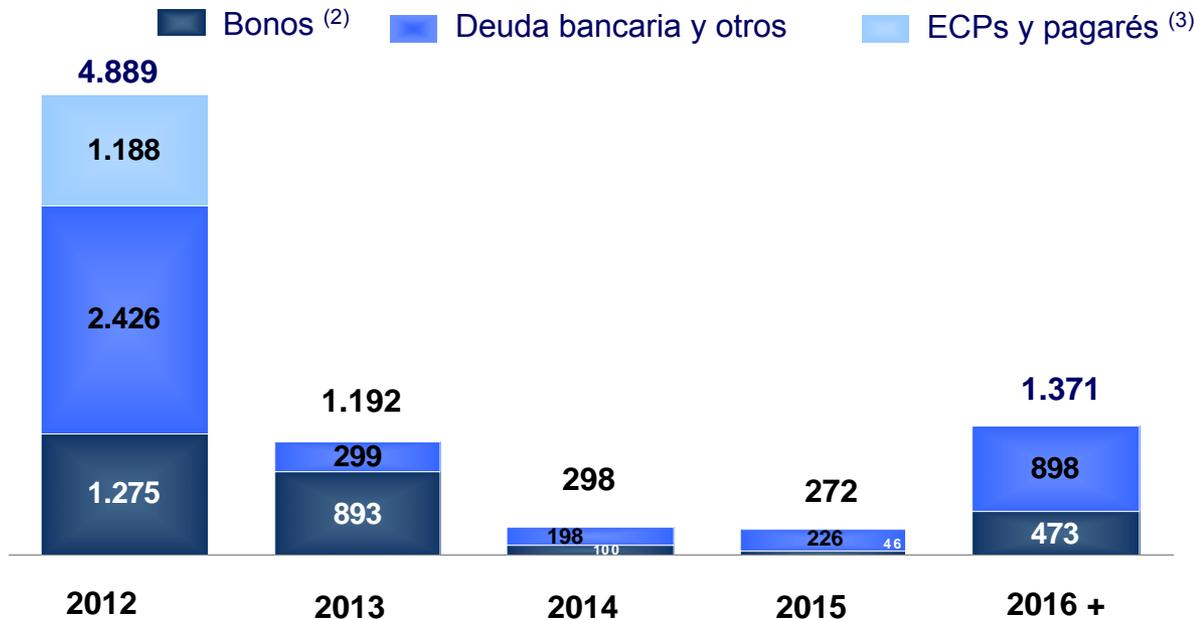


Ebitda Distribución



Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2011: 8.022 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 50 meses de vencimientos

- }
 - Liquidez 9.246 M€
 - 973 M€ en caja
 - 8.273 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 3,4 años

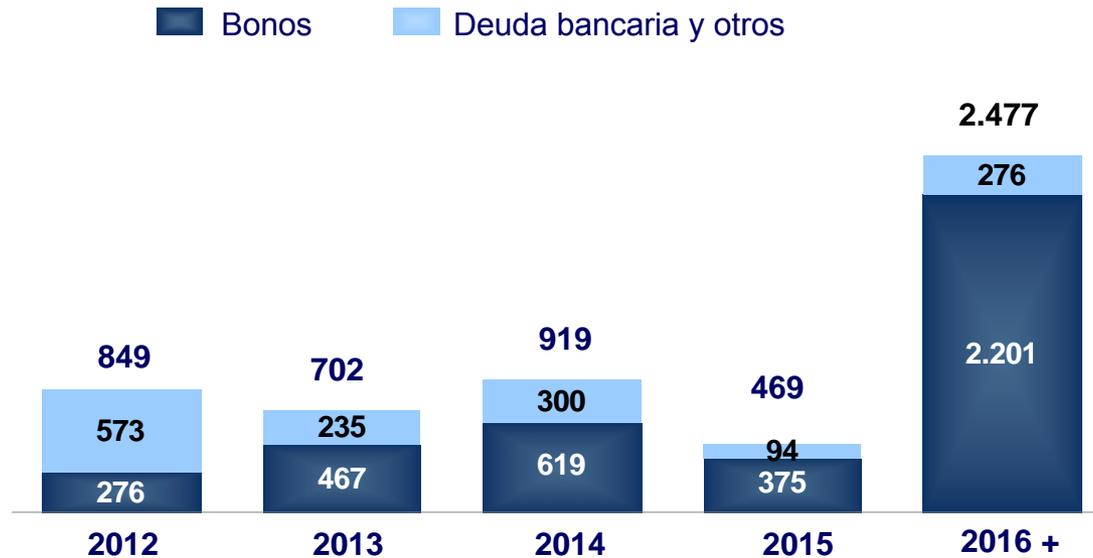
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja .

(2) Incluye participaciones preferentes

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

Energis: calendario de vencimientos de la deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2011: 5.416 M€⁽¹⁾



Energis tiene liquidez suficiente para cubrir 29 meses de vencimientos

- **Liquidez 2.447 M€**

1.815 M€ en caja

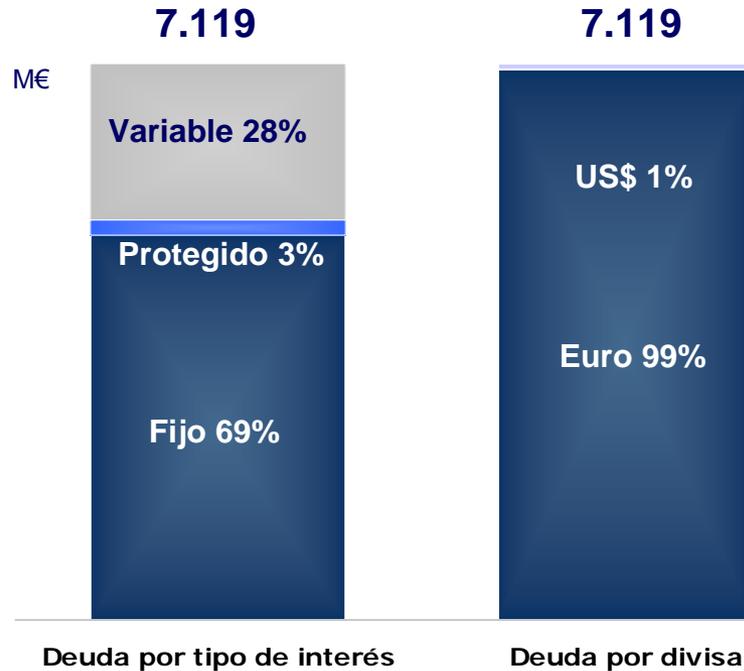
632 M€ de créditos sindicados disponibles

- **Vida media de la deuda: 5,5 años**

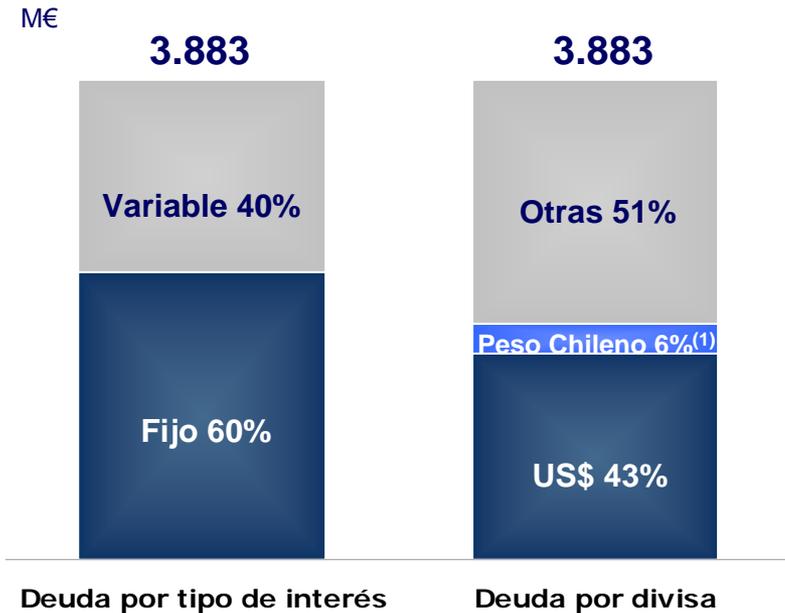
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja

Política financiera y estructura de la deuda neta

Estructura de Endesa sin Enersis



Estructura de Enersis



Coste medio de la deuda

4,0%

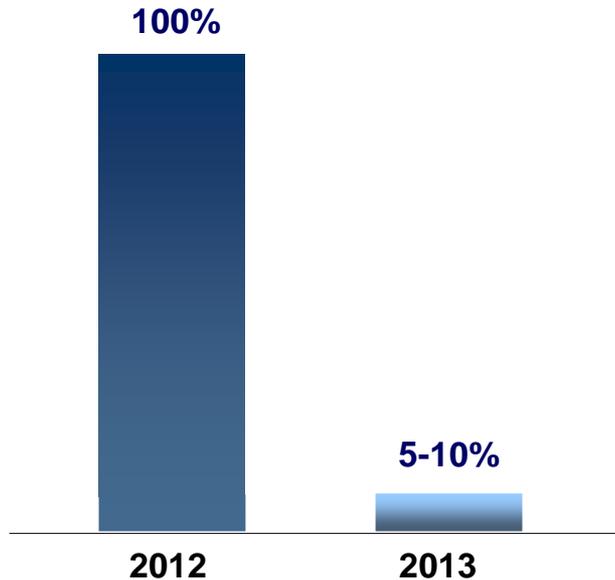
9,5%

- 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

Buena marcha de la estrategia de ventas forward

España & Portugal

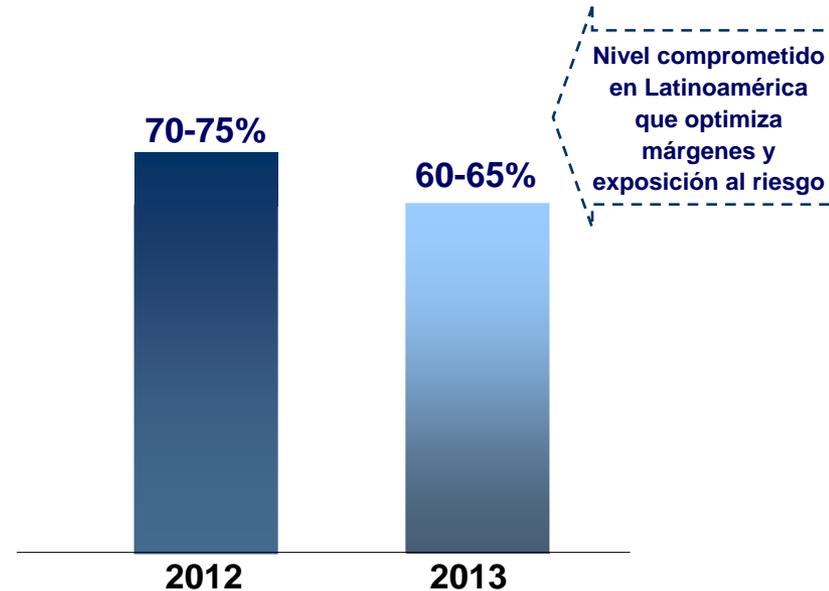
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

Latinoamérica

(% producción estimada ya comprometida)



31% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 21% vía contratos > 10 años



Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



M€	% Particip. directa	EBITDA proporcional 2011	Deuda Neta Proporcional 31.12.2011
 Codensa	26,7%	96	69
 Emgesa	21,6%	93	139
 Endesa Brasil	28,5%	292	217
 Ampla ⁽¹⁾	7,7%	6	42
 Edesur	6,2%	-1	2
 DockSud	40%	20	18
 Edelnor	18%	25	45
 Piura	96,5%	34	20
 Pangue	5%	8	0
Total Proporcional		573	552

(1) Incluye Ampla & Ampla Inversiones (ambas adquiridas en Octubre 2011)

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