

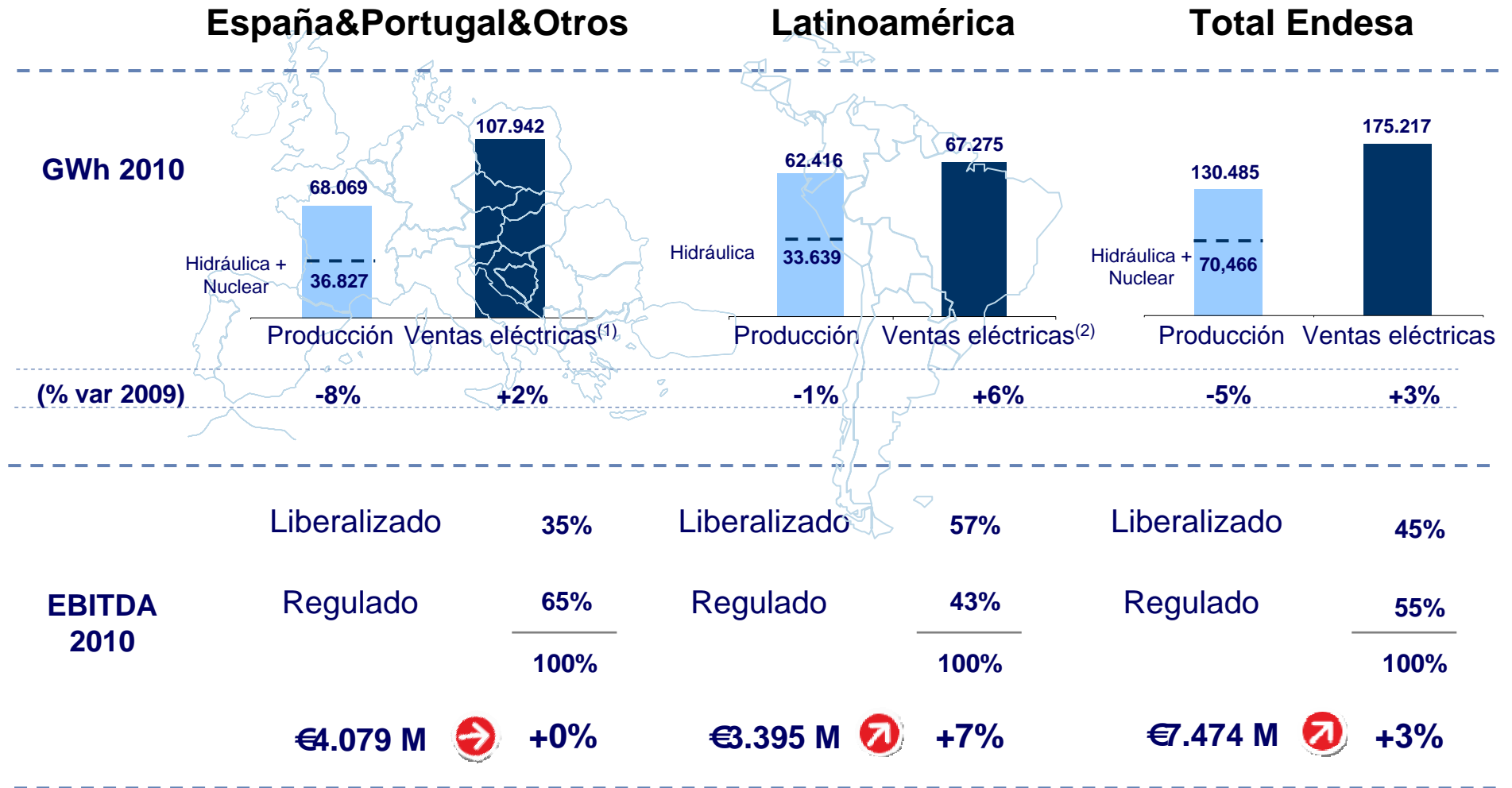
25 | 02 | 2011

endesa resultados 2010

RESULTADOS ANUALES



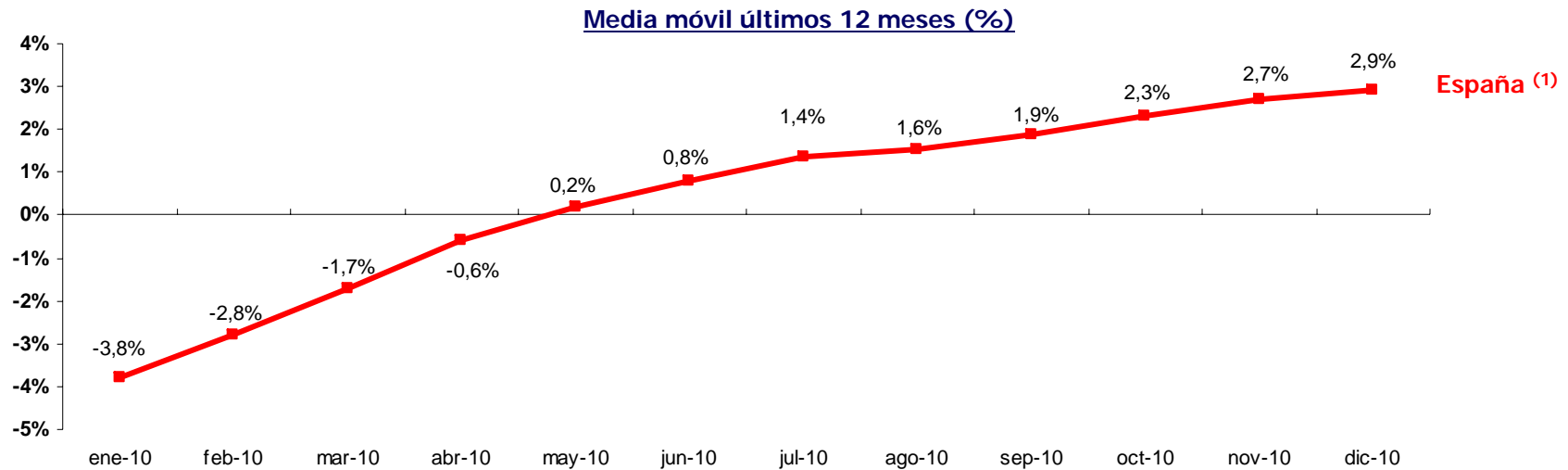
Mejora de resultados a pesar de las desinversiones



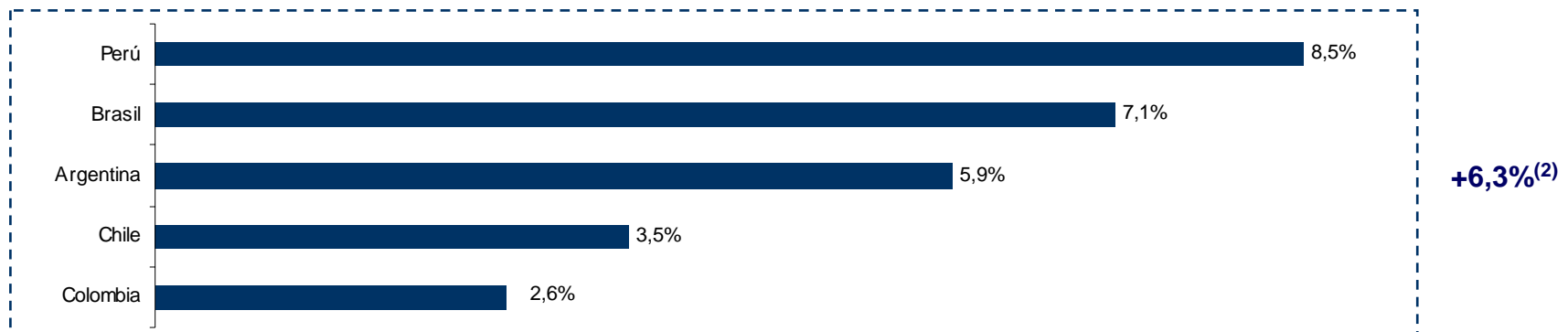
(1) Ventas a cliente final
(2) Ventas de distribución

Mejora de la demanda de electricidad

España: giro al alza de la demanda eléctrica peninsular



Latinoamérica: notable crecimiento de la demanda en 2010



(1) Peninsular. Corregida por laboralidad y temperatura. (3,3% sin ajustar). Fuente: REE

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

Crecimiento del resultado en todas las líneas de negocio

M€	2010	2009	Variación
Ingresos	31.177	25.925	+20%
Margen de contribución	11.409	11.215	+2%
EBITDA⁽¹⁾	7.474	7.228	+3%
España&Portugal&Otros	4.079	4.060	+0%
Endesa Latinoamérica	3.395	3.168	+7%
EBIT⁽²⁾	5.031	5.052	-0%
Gastos financieros netos	895	984	-9%
Resultado neto atribuible	4.129	3.430	+20%
Resultado neto atribuible actividades continuadas ⁽³⁾	2.154	2.176	-1%

EBITDA +6%⁽⁴⁾ ajustado por perímetro (venta de activos)

(1) Incluye provisiones no recurrentes por 298M€ en 2009 y 365M€ en 2010 (132M€ plan de salidas voluntarias y 233M€ por programas de eficiencia)

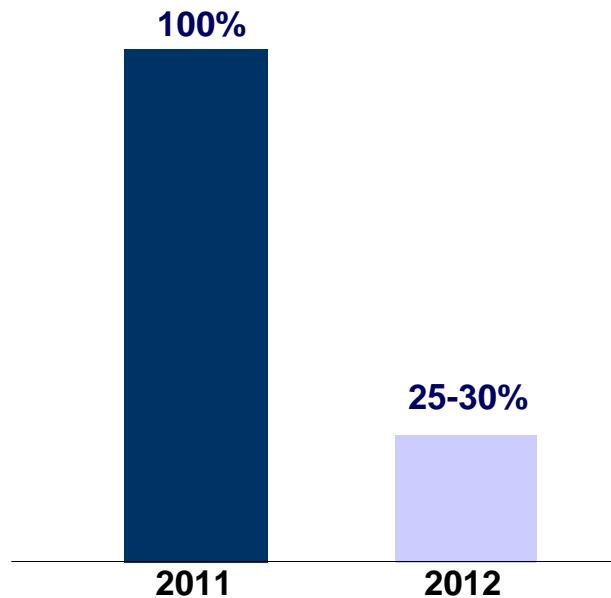
(2) Incluye 115M€ por los "impairment tests" de Endesa Irlanda

(3) Plusvalías netas (1.254 M€ en 2009 y 1.975 M€ en 2010)

(4) Ajustado por perímetro (renovables e hidráulica: 230 M€ en 2009 y 32 M€ en 2010)

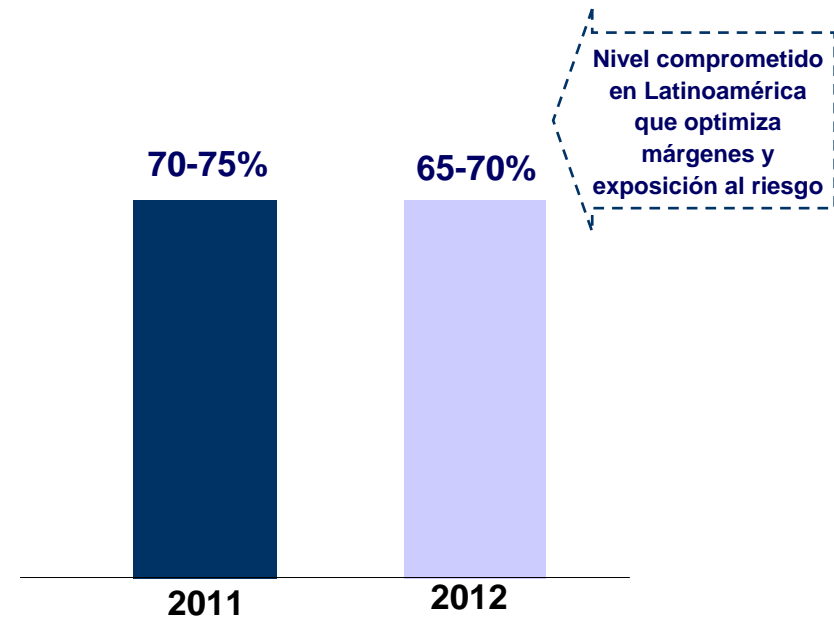
Optimización de márgenes liberalizados a través de la estrategia comercial

España y Portugal (% producción estimada peninsular ya comprometida)



- **Márgenes estables a pesar de la volatilidad de los precios eléctricos mayoristas**

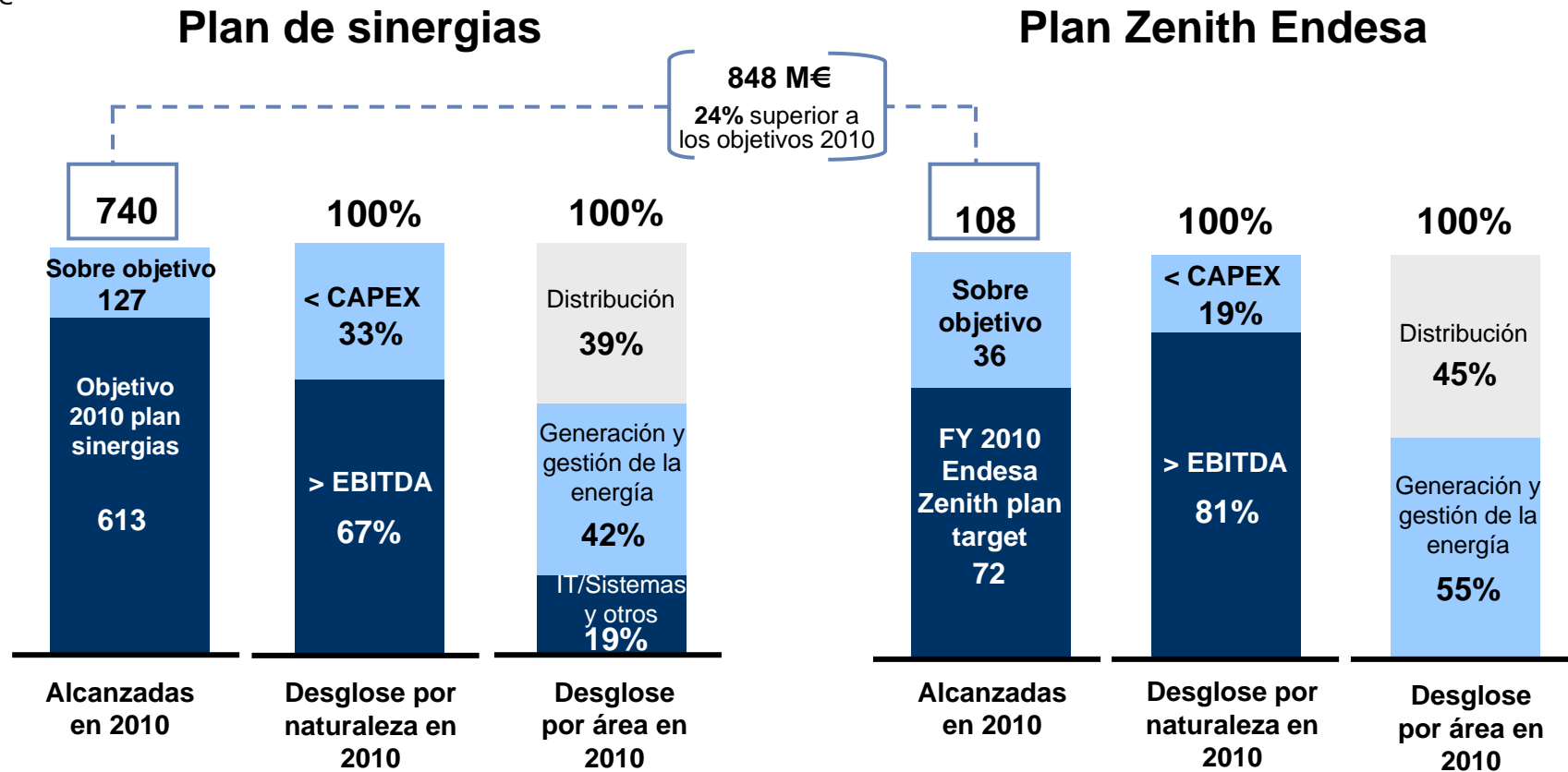
Latinoamérica (% producción estimada ya comprometida)



- **32% de la generación vendida con contratos > 5 años y 22% con contratos > 10 años**

Cumpliendo y superando nuestros objetivos de eficiencias

M€



**Bien posicionados para cumplir los objetivos de 2012
(813 M€ Plan de Sinergias y 239 M€ Plan Zenith)**

Plan de venta de activos finalizado con éxito

Operaciones completadas en 2010

- Acuerdo con EGP renovables en España
- Venta de activos de transporte de electricidad en España
- Venta de activos de distribución y transporte de gas en España
- Venta de Endesa Hellas
- Venta de participaciones en terminales de GNL Sagunto & Reganosa
- Venta del 1% de REE

- Plusvalía neta: 1.975 M€
- Reducción deuda: 3.177 M€
- Contribución al EBITDA 2010: 225 M€

Operaciones comprometidas a completar en 1T 2011

- CAM
- Synapsis

EBITDA 2010: 11 M€

Otros activos mantenidos para la venta

Endesa Irlanda

Activos mantenidos
para la venta
EBITDA 2010: 51 M€

Progresos hacia una regulación sostenible en España

- **RD 14/2010: “Medidas urgentes para la corrección del déficit de tarifa”**

Revisión de algunos costes del sistema

Nuevos límites del déficit de tarifa para 2010-2012

Aval del Estado por 22.000 M€ para la titulización del déficit de tarifa

- **Tarifas 1T 2011**

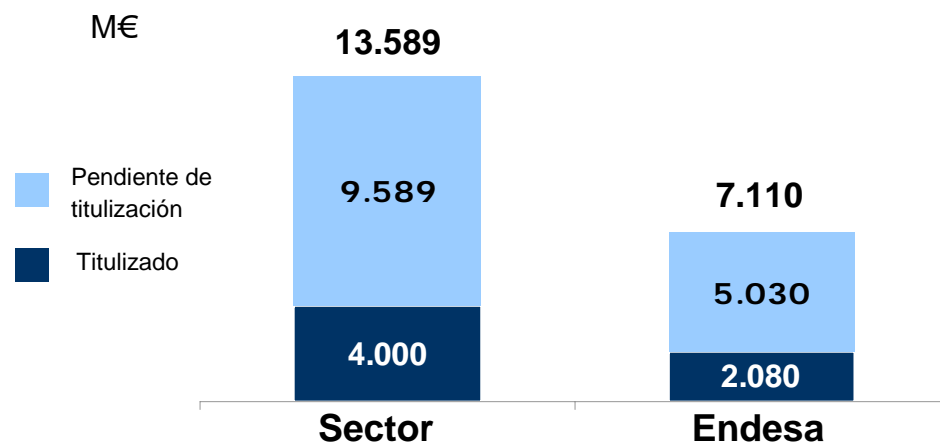
Tarifa de Último Recurso: incremento medio del 9,8%

Incremento de un 72% de los pagos por capacidad

Nuevo esquema de retribución de la Distribución basado en inversiones

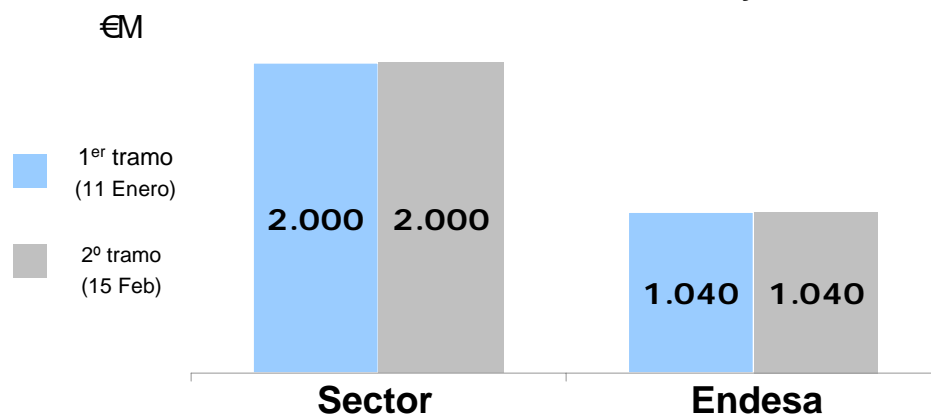
Inicio del proceso de titulización

Importe total⁽¹⁾ a transferir al fondo de titulización (FADE)



- **Garantía explícita del Reino de España**
- **Exceso sobre el límite del déficit en 2010 y déficit ex-ante 2011 pendientes de ser transferidos**

Tramos titulizados: 11 Enero ⁽²⁾ y 15 Febrero ⁽³⁾



- **Sobre-subscripción:**
 - 1er tramo: demanda de 2.500 M€ (+25%)
 - 2º tramo: demanda de 2.400 M€ (+20%)
- **Cupón:**
 - 1er tramo: 4,8% (Mid Swap +2,9%)
 - 2º tramo: 5% (Mid Swap +2.3%)
- **Vencimiento:**
 - 1er tramo: 3,1 años
 - 2º tramo: 4,3 años

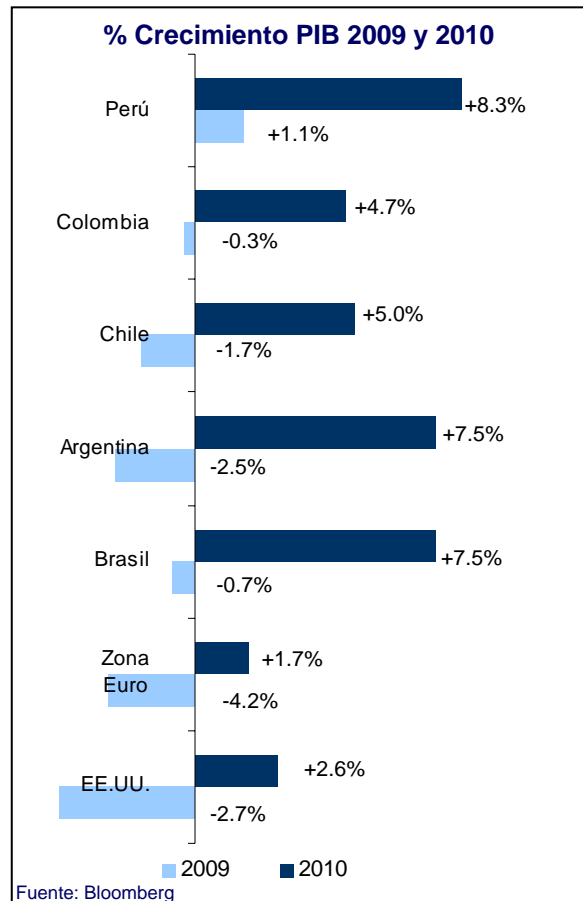
(1) A 23 de Noviembre 2010

(2) Fecha liquidación 25 de Enero 2011

(3) Fecha liquidación 24 de Febrero 2011

Latinoamérica: sólida plataforma de crecimiento

Destacado crecimiento económico



Inversiones de expansión en Gx

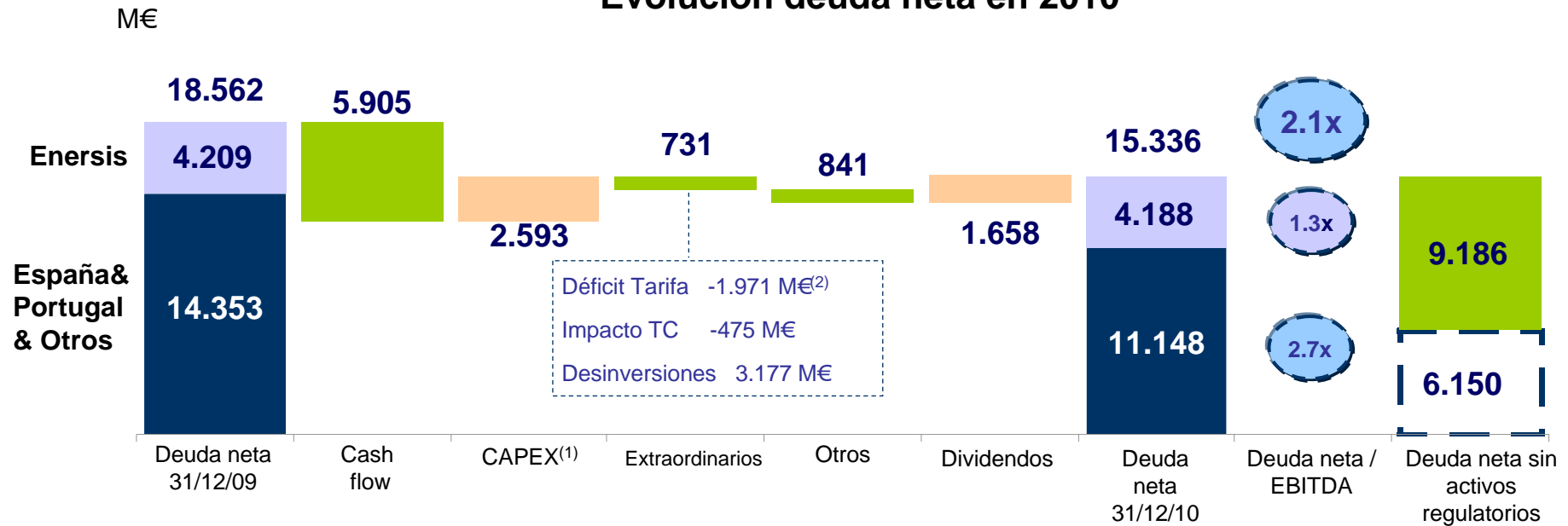
- En construcción:
 - Quintero: Terminal GNL en Chile (entrada en operación en 2011)
 - Bocamina II: carbón 370 MW en Chile (finales de 2011)
 - Talara: gas 200 MW en Perú (mediados de 2013)
 - El Quimbo: hidráulica 400 MW Colombia (finales de 2014)
- Otros proyectos en desarrollo (<3 años para la decisión de inversión):
 - HidroAysen: hidráulica 2.750 MW Chile
 - Los Cóndores: hidráulica 150 MW Chile
 - Curibamba: hidráulica 188 MW Perú
 - Neltume: hidráulica 490 MW Chile

Fuerte crecimiento orgánico en Distribución

- 382.000 nuevos clientes en nuestras áreas de Distribución en 2010

Sólida situación financiera

Evolución deuda neta en 2010



Sólido apalancamiento financiero

Apalancamiento (Deuda Neta/RR.PP)

31/12/09

1,0

31/12/10

0,7

- Liquidez Endesa sin Enersis cubre 15 meses de vencimientos de deuda
- Liquidez Enersis cubre 23 meses de vencimientos de deuda

(1) Capex Neto
 (2) 1.971 M€ peninsular

españa&portugal&otros 2010



Claves de 2010

- **Incremento de la demanda: +2.9%⁽¹⁾**
- **Bajos precios mayoristas pero con tendencia alcista desde marzo**
- **Mix de generación eficiente y libre de emisiones (71% de la producción peninsular con tecnología nuclear e hidráulica)**
- **Liderazgo en comercialización (40% cuota de mercado) y resistencia en precios a cliente final**
- **Implantación de un nuevo modelo de remuneración a la Distribución**

(1) Ajustado por laboralidad y temperatura. Sin ajuste, el incremento es del 3,3%. Fuente: REE..

Resultado positivo pese a desinversiones y provisiones

M€	2010	2009	Variación
Ingresos	21.191	17.473	+21%
Margen de contribución	6.811	6.981	-2%
EBITDA⁽¹⁾	4.079	4.060	+0%
EBIT⁽²⁾	2.483	2.555	-3%
Gasto financiero neto	465	535	-13%
Resultado neto atribuible	3.498	2.759	+27%
Resultado neto atribuible ajustado por perímetro⁽³⁾	1.530	1.681	-9%

EBITDA +6%⁽⁴⁾ ajustado por perímetro (venta de activos)

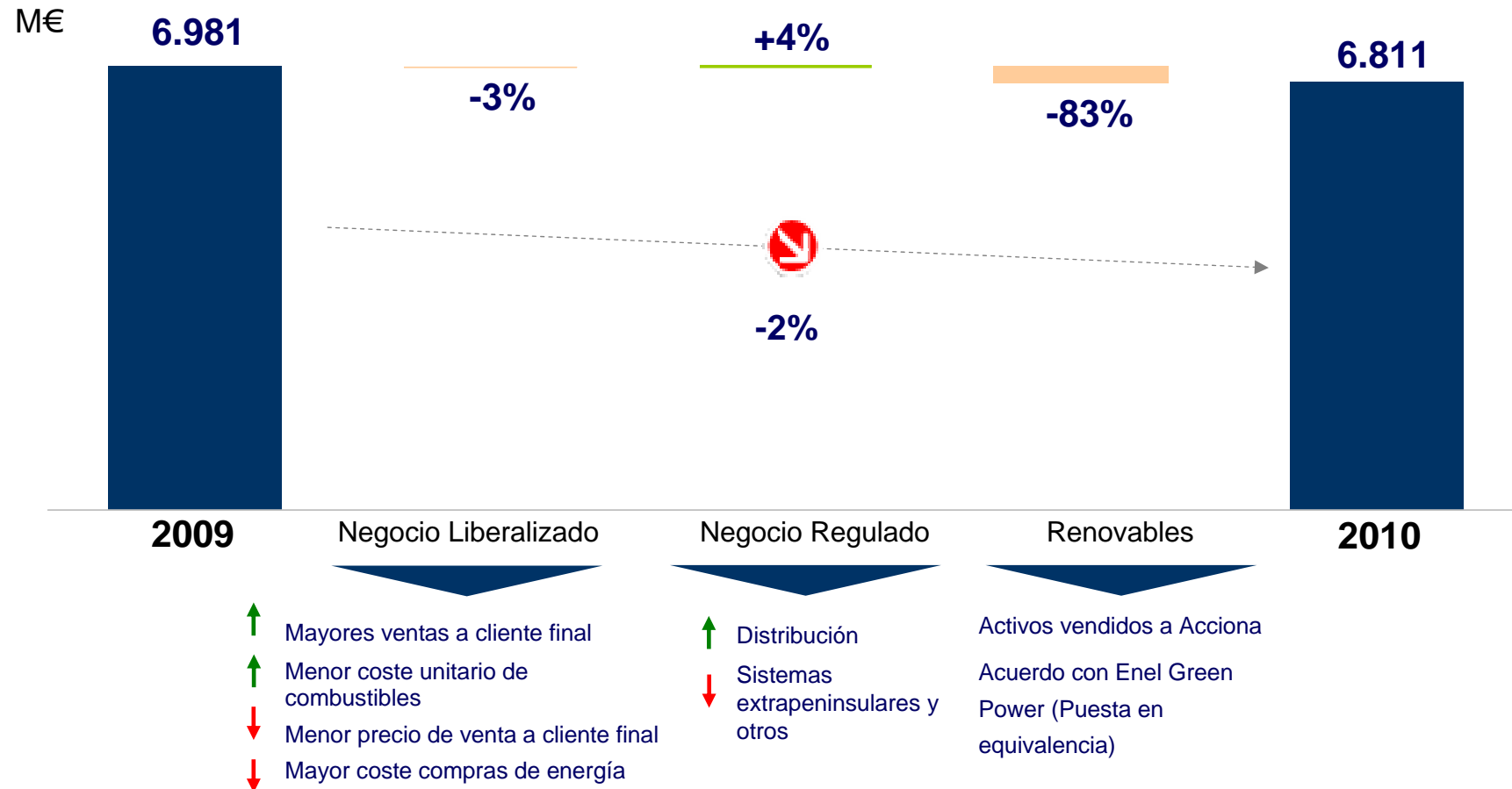
(1) Incluye provisiones no recurrentes: 298 M€ en 2009 y 365 M€ en 2010 (132 M€ plan de salidas voluntarias y 233 M€ programas de eficiencia energética)

(2) Incluye 115 M€ por los "impairment tests" de Endesa Irlanda

(3) Plusvalías netas (1.078 M€ en 2009 y 1.968 M€ en 2010)

(4) Ajustado por perímetro (renovables e hidráulica: 230 M€ en 2009 y 32 M€ en 2010)

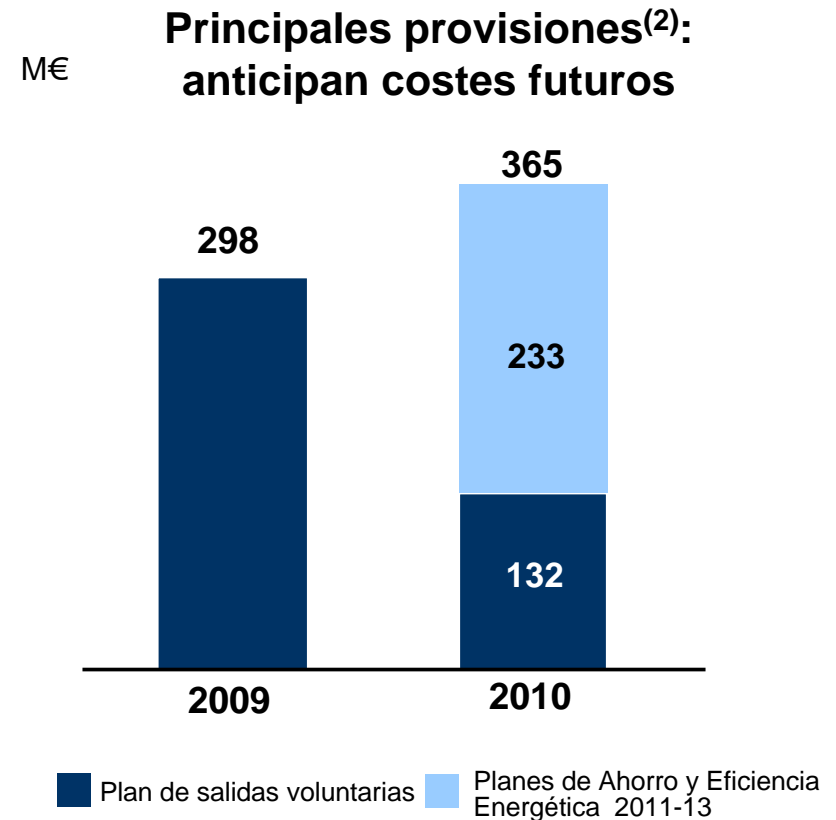
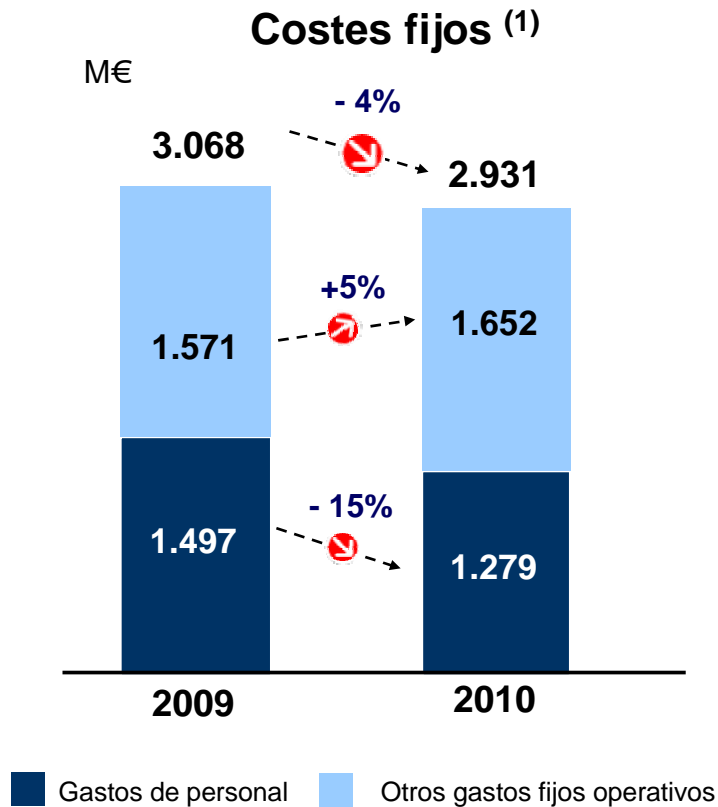
Margen de contribución afectado por las desinversiones



- El margen crece un 1% ajustado por perímetro⁽¹⁾
- El margen de Distribución refleja retroactivamente el nuevo esquema de remuneración

(1) Margen de contribución ajustado por perímetro (renovables e hidráulica): 299 M€ en 2009 y 44 M€ en 2010

Positiva evolución de los costes fijos

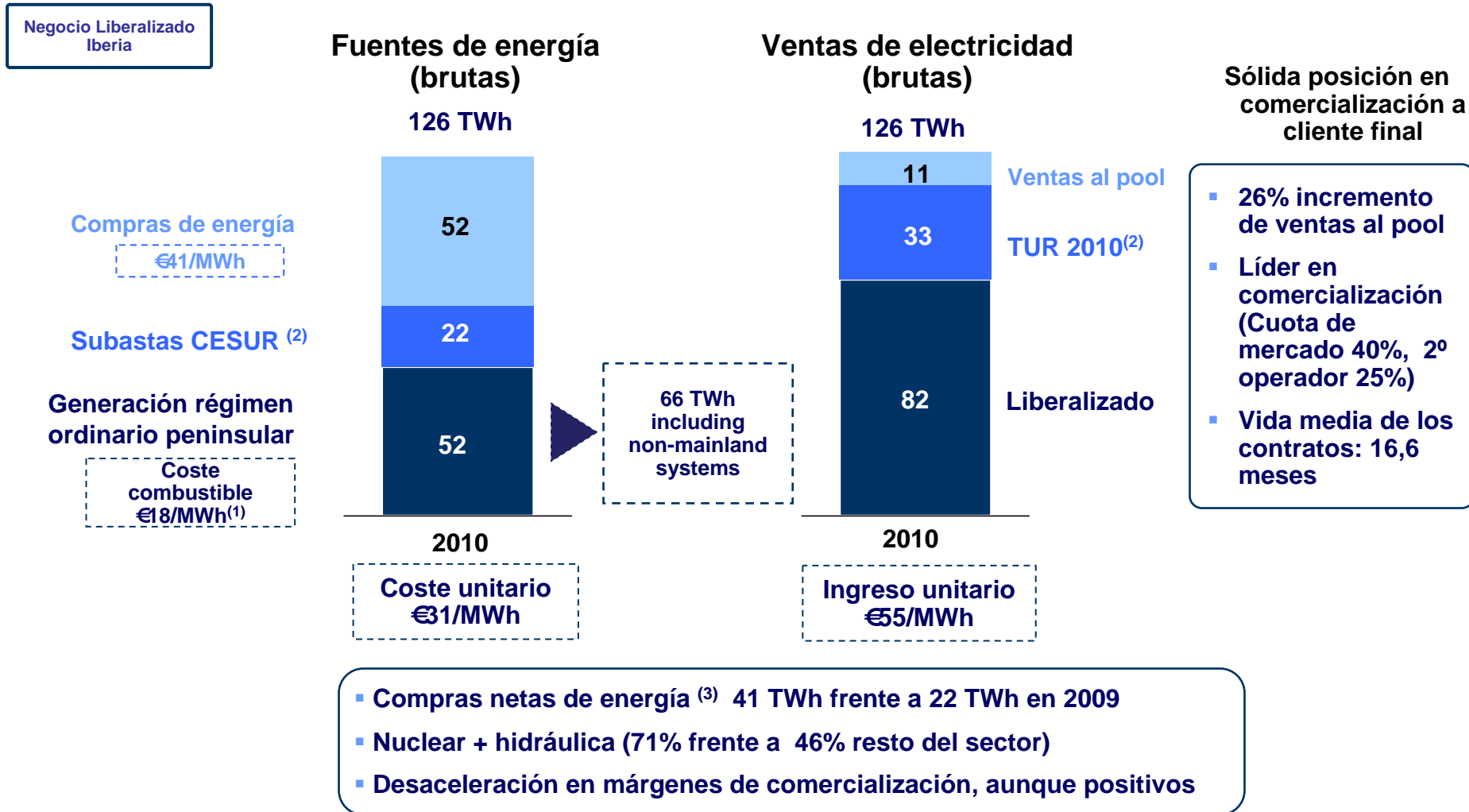


- Excluyendo las provisiones por el plan de salidas voluntarias, los gastos de personal habrían caído un 4%
- Excluyendo las provisiones por eficiencia energética y ahorro, la partida de otros gastos fijos operativos habría caído un 10%

(1) No incluye los trabajos realizados por la compañía y capitalizados

(2) A nivel de EBITDA

Eficiente estrategia comercial y de gestión de la energía

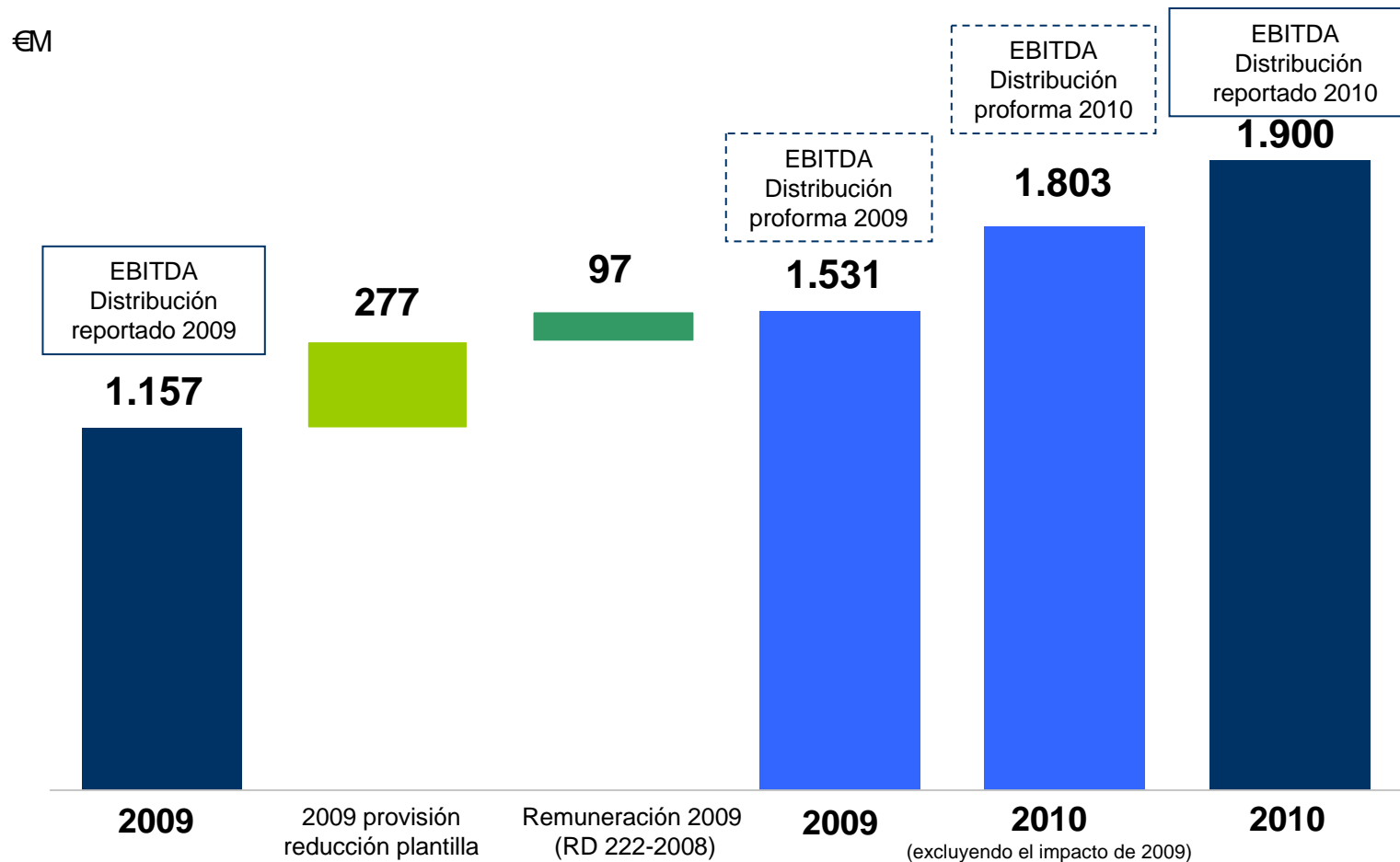


(1) Incluye coste de combustible y CO2

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

(3) Compras de energía – ventas al pool

Crecimiento del EBITDA de Distribución apoyado en la nueva remuneración



Esquema de remuneración basado en inversiones

Latinoamérica 2010



Claves de 2010

- **Sólido crecimiento de las ventas de distribución (+5,5%) con un comportamiento destacado en Brasil (+8,8%)**
- **382.000 nuevos clientes**
- **Volúmenes de generación estables a pesar del terremoto y la sequía en Chile y la menor hidráulicidad en Colombia**
- **Normalización de los márgenes de generación en Chile**
- **La fortaleza de las divisas refleja el sólido comportamiento económico de la región**

Buenos resultados confirman el potencial de crecimiento

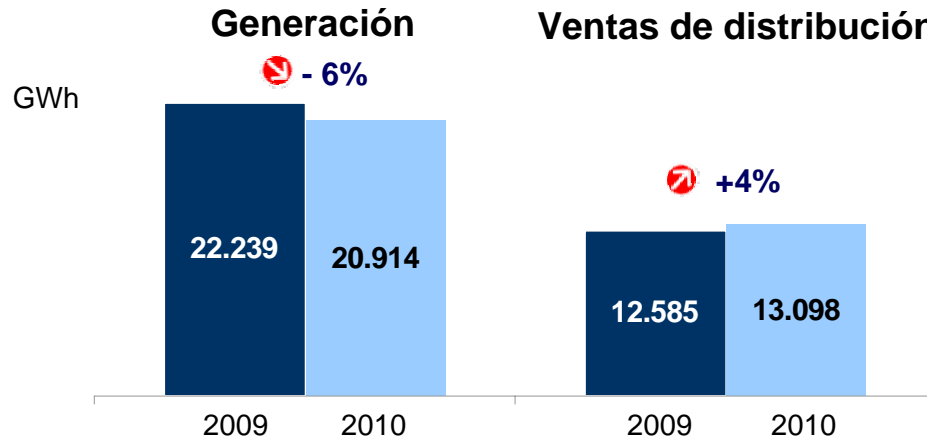
M€	2010	2009	Variación
Ingresos	9.986	8.452	+18%
Margen de contribución	4.598	4.234	+9%
EBITDA	3.395	3.168	+7%
EBIT	2.548	2.497	+2%
Gastos financieros netos	430	449	-4%
Resultado neto	1.613	1.592	+1%
Resultado neto atribuible	631	671	-6%
Resultado neto ordinario atribuible ⁽¹⁾	624	495	+26%

549 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas

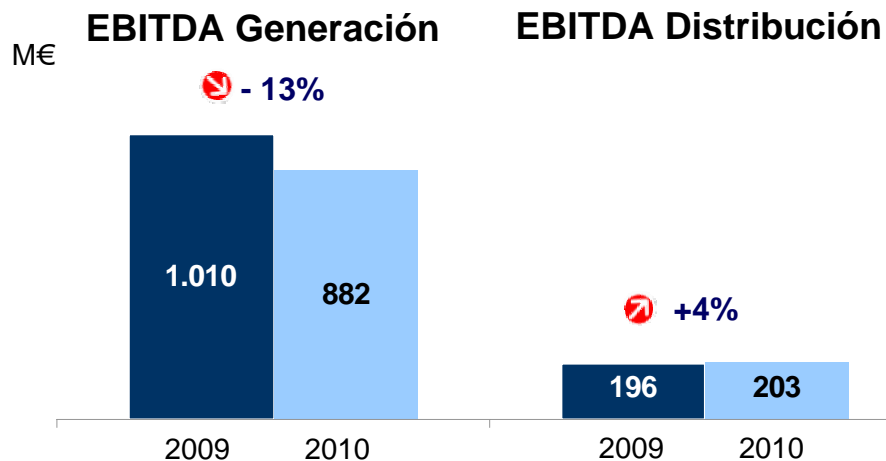
(1) No incluye las plusvalías netas por desinversiones: 176 M€ en 2009 y 7 M€ en 2010



Chile: normalización de márgenes de generación



- Menor generación por el terremoto y sequía severa en 2S 2010
- Crecimiento en ventas de distribución a pesar de un entorno complicado



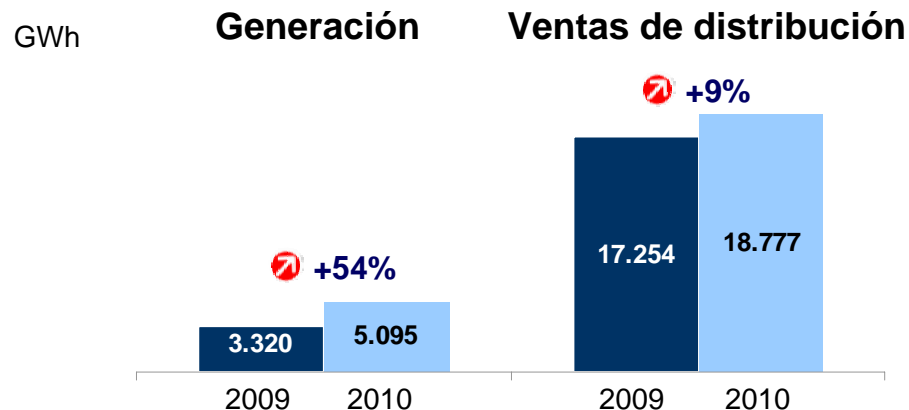
Margen unitario 46,3 €/MWh \downarrow -7% 25,9 €/MWh \uparrow +4%

- Generación: normalización tras precios excepcionales en 2009, menor producción hidráulica y mayores compras de energía
- Distribución: crecimiento ventas de distribución a pesar de ajustes tarifarios y mayores costes fijos (terremoto)

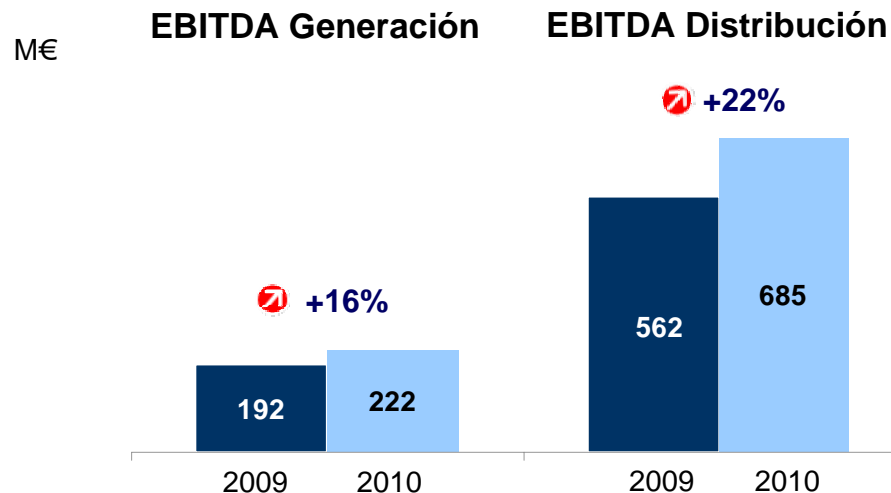
EBITDA total 1.085 M€ (-10%)



Brasil: fuertes resultados



- Mayor producción por disponibilidad de gas y mejores condiciones hidráulicas
- Ventas destacadas en Coelce (+13%) y Ampla (+6%)



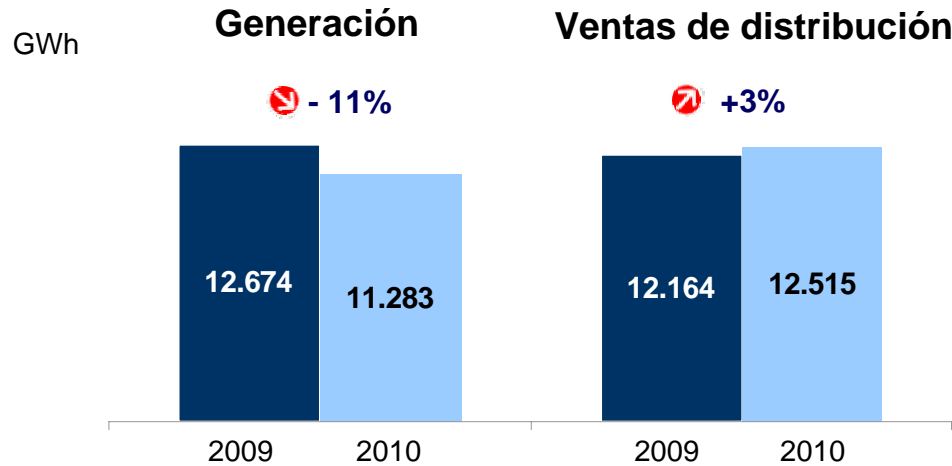
- Generación: mayor producción y precios y menores costes fijos
- Distribución: fuerte crecimiento en ventas de distribución, menores costes fijos y tipo de cambio positivo
- Transporte: EBITDA interconexión Brasil-Argentina 114 M€

Margen unitario 35,7 €/MWh (+15%) 53,5 €/MWh (+9%)

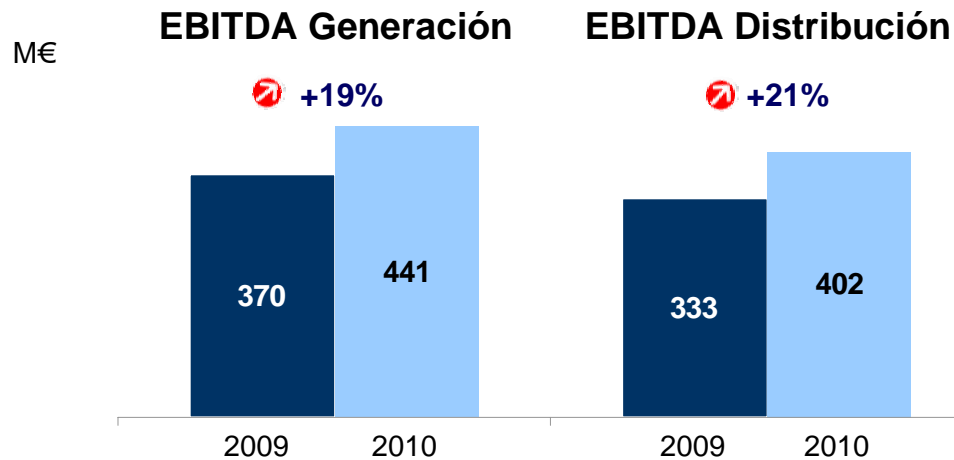
EBITDA total 1.021 M€ (+22%)



Colombia: mayores márgenes



- Menor generación por sequía en 1T 2010 ("El niño")
- Incremento de las ventas de distribución



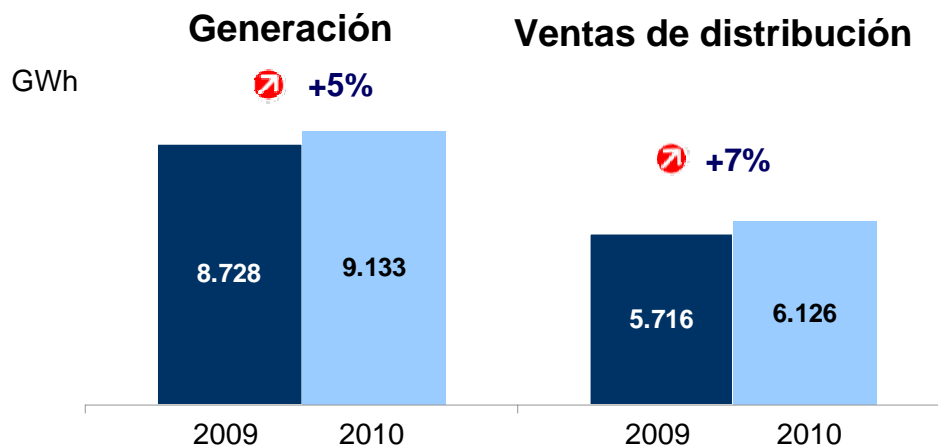
- Generación: efecto positivo del tipo de cambio y mayores precios compensan menor producción
- Distribución: crecimiento de volúmenes y efecto positivo del tipo de cambio

Margen Unitario 33,0 €/MWh  +36% 42,5 €/MWh  +16%

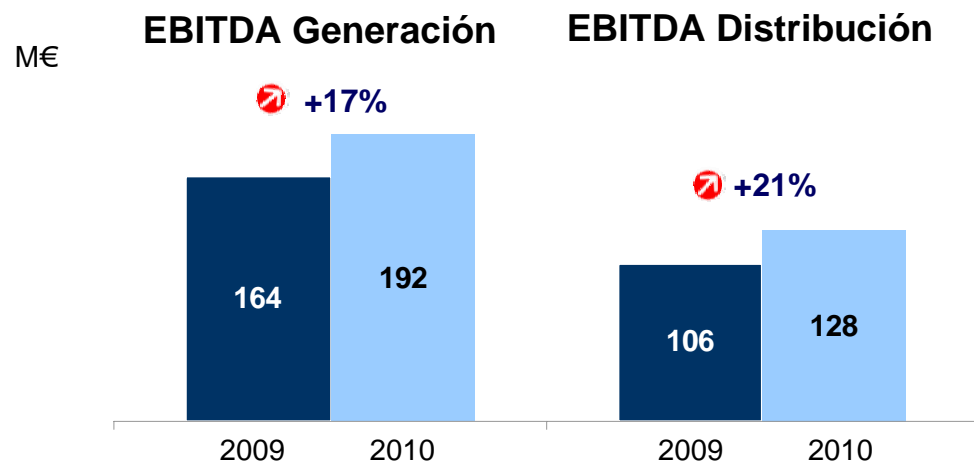
EBITDA total 843 M€ (+20%)



Perú: mayor actividad y menores costes fijos



- Mayor producción por restricciones de la red de transporte en el norte del país y exportaciones a Ecuador
- Fuerte incremento de demanda



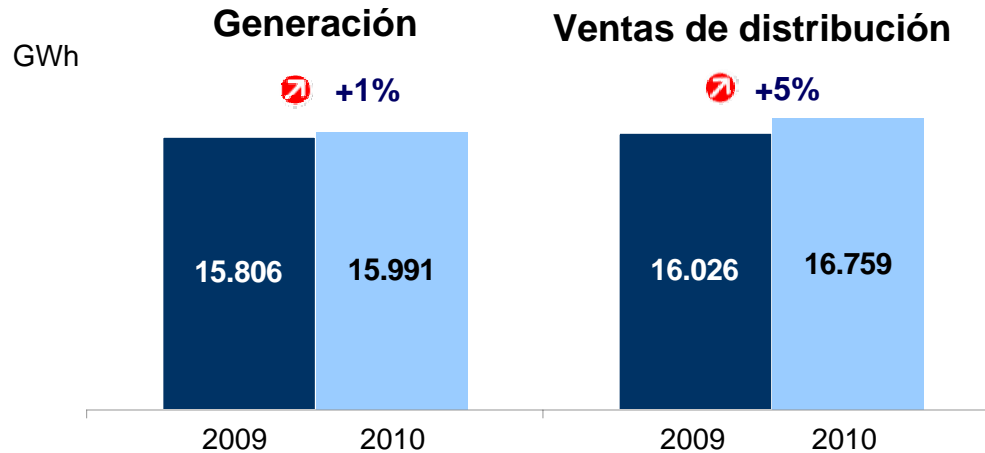
- Generación: menores costes fijos y mayores precios de venta
- Distribución: menores costes fijos

Margen unitario 24,9 €/MWh \uparrow +11% 27,4 €/MWh \uparrow +6%

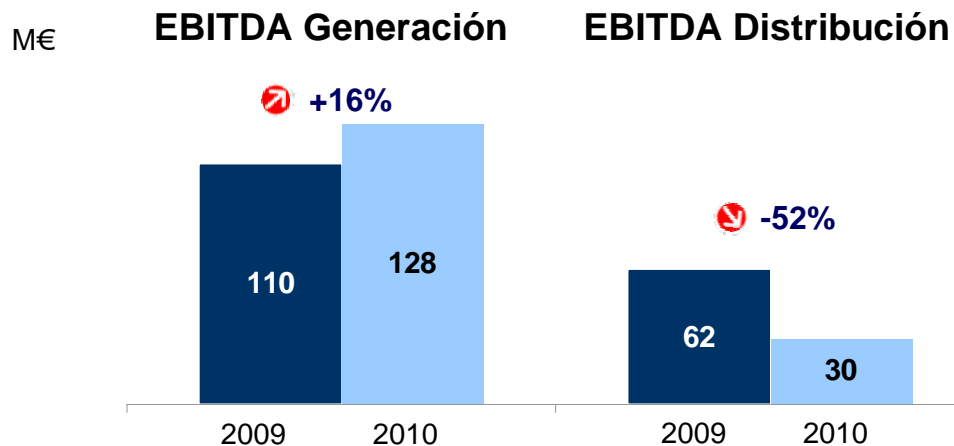
EBITDA total 320 M€ (+19%)



Argentina: crecimiento de demanda



- Producción estable (caída en Costanera y Chocon compensada por Dock Sud)
- Fuerte incremento de demanda por recuperación económica



- Generación: mayores precios de venta, incremento pagos de capacidad y retribución O&M y mayores costes fijos por inflación
- Distribución: mayores costes O&M, inflación elevada y provisiones por el apagón de Buenos Aires

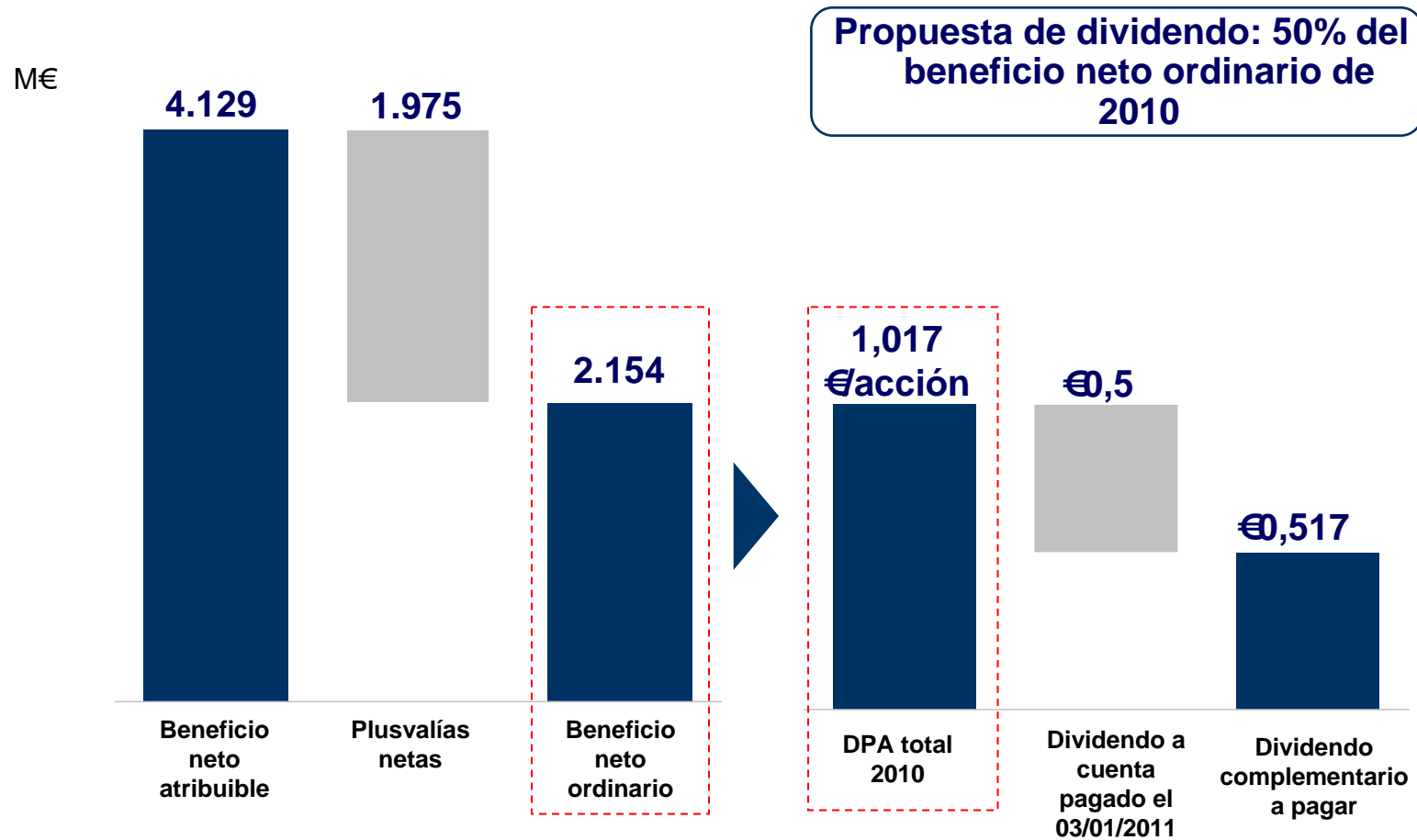
Margen unitario 10,2 €/MWh (+16%) 13,5 €/MWh (-1%)

EBITDA total 158 M€ (-8%)

conclusiones 2010



Retribución al accionista



Resultados positivos en 2010

- **Fuertes indicadores de demanda**
- **Mejora de resultados tras desinversión de activos y provisiones**
- **Hacia la estabilidad regulatoria en España**
- **Avance en la titulización y senda clara para acabar con el déficit de tarifa**
- **Plataforma sólida de crecimiento en Latinoamérica**
- **Finalizado con éxito el programa de desinversiones**

anexos 2010

RESULTADOS ANUALES



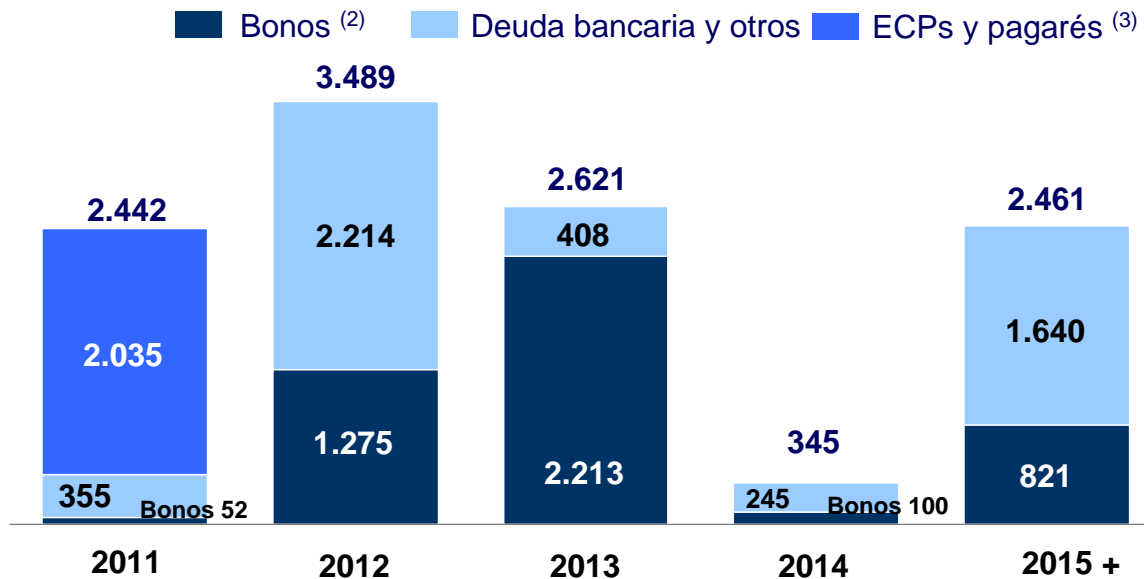
Capacidad instalada y producción⁽¹⁾

MW a 31/12/10		España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Capacidad instalada	Total	24.307		15.835		40.142	
	Hidráulica	4.731		8.666		13.397	
	Nuclear	3.665		-		3.665	
	Carbón	5.804		522		6.326	
	Gas natural	3.456		3.966		7.422	
	Fuel-gas	6.651		2.594		9.245	
	Cogeneración y Renovables	0		87		87	
TWh 2010 (variación vs. 2009)		España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
Producción	Total	68,1	-8,4%	62,4	-0,6%	130,5	-4,8%
	Hidráulica	9,2	+8%	33,6	-11%	42,8	-7%
	Nuclear	27,6	+22%	-	-	27,6	+22%
	Carbón	14,5	-30%	2,0	-23%	16,5	-29%
	Gas natural	4,6	-36%	20,3	+27%	24,9	+8%
	Fuel-gas	11,5	-5%	6,3	-2%	17,8	-4%
	Cogeneración y Renovables	0,6	-81%	0,19	+105%	0,8	-75%

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

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2010: 11.358 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 15 meses de vencimientos

- Liquidez 6.467 M€
 - 291 M€ de caja
 - 6.176 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 3,5 años

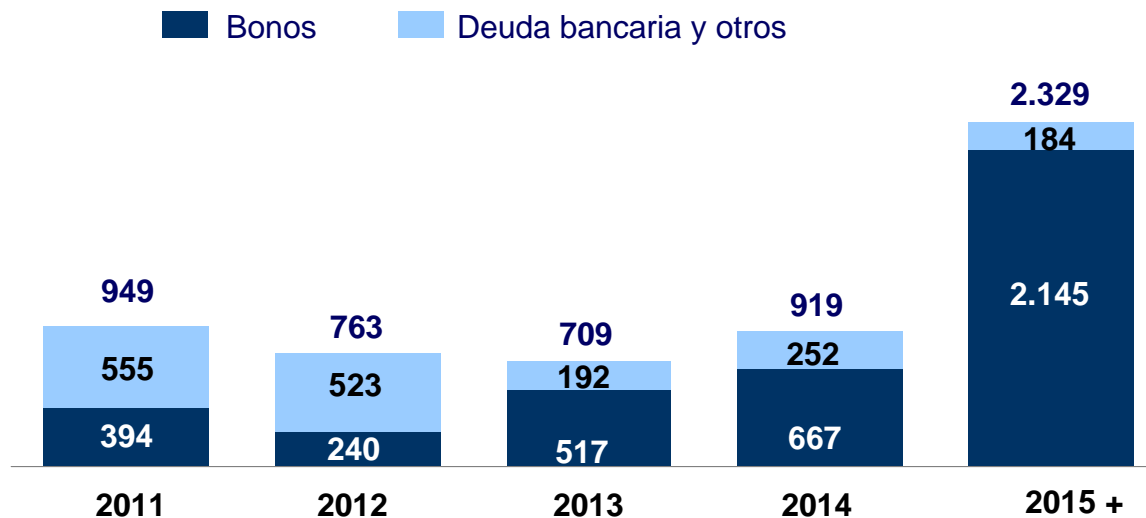
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de este mercado de los derivados que no suponen salida de caja

(2) Incluye participaciones preferentes

(3) Los pagarés se emiten respaldados por las líneas de crédito a largo plazo, y se van renovando regularmente

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Diciembre 2010: 5.669 M€⁽¹⁾



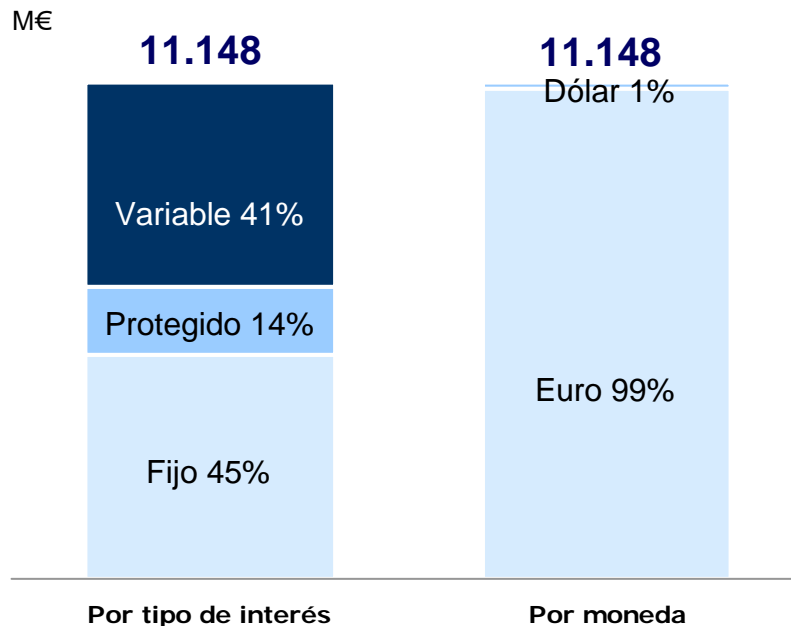
Enersis tiene liquidez suficiente para cubrir 23 meses de vencimientos

- **Liquidez 2.115 M€**
 - 1.537 M€ de caja
 - 578 M€ de créditos sindicados disponibles
- **Vida media de la deuda: 5,5 años**

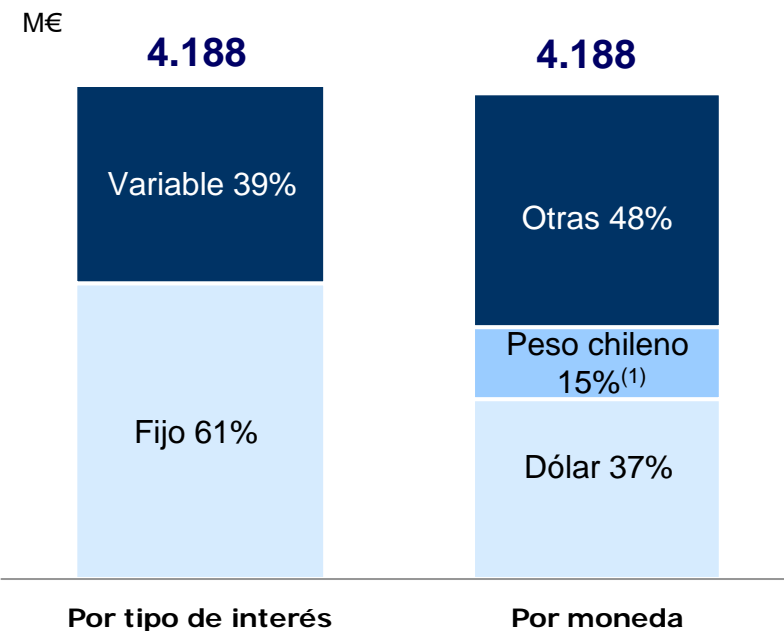
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que suponen salida de caja.

Política financiera y estructura de la deuda

Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



Estructura de la deuda Enersis



Coste medio
deuda

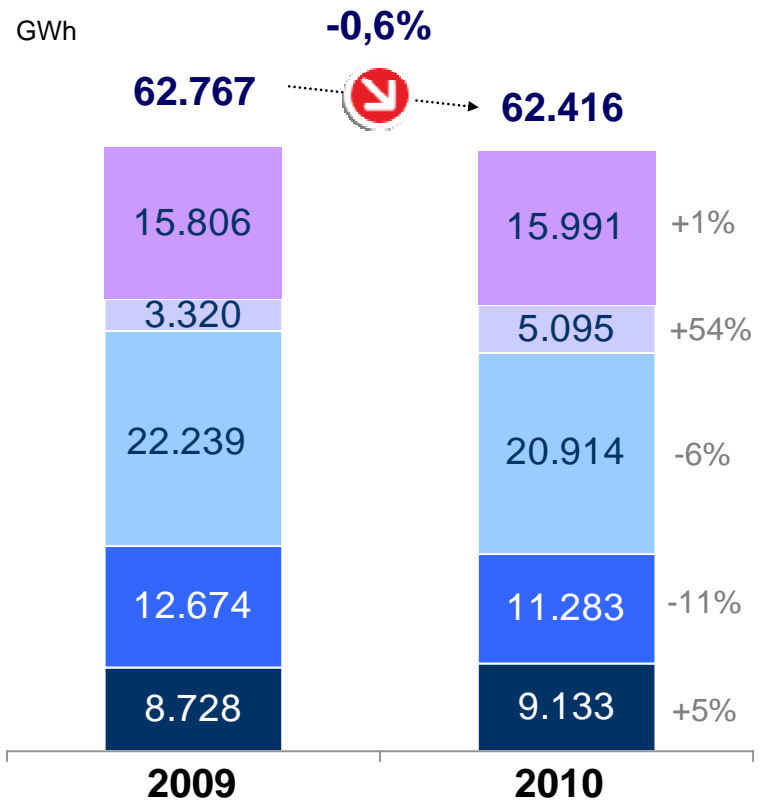
2,9%

8,3%

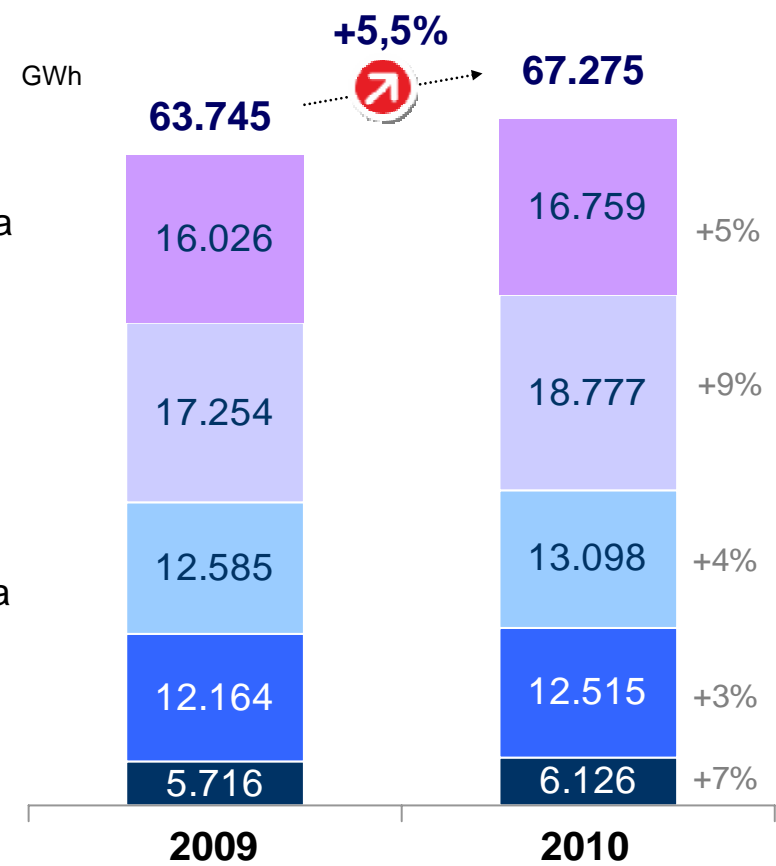
- Estructura de la deuda: Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- Política autofinanciación de negocios: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz

Menor producción e incremento de ventas de distribución

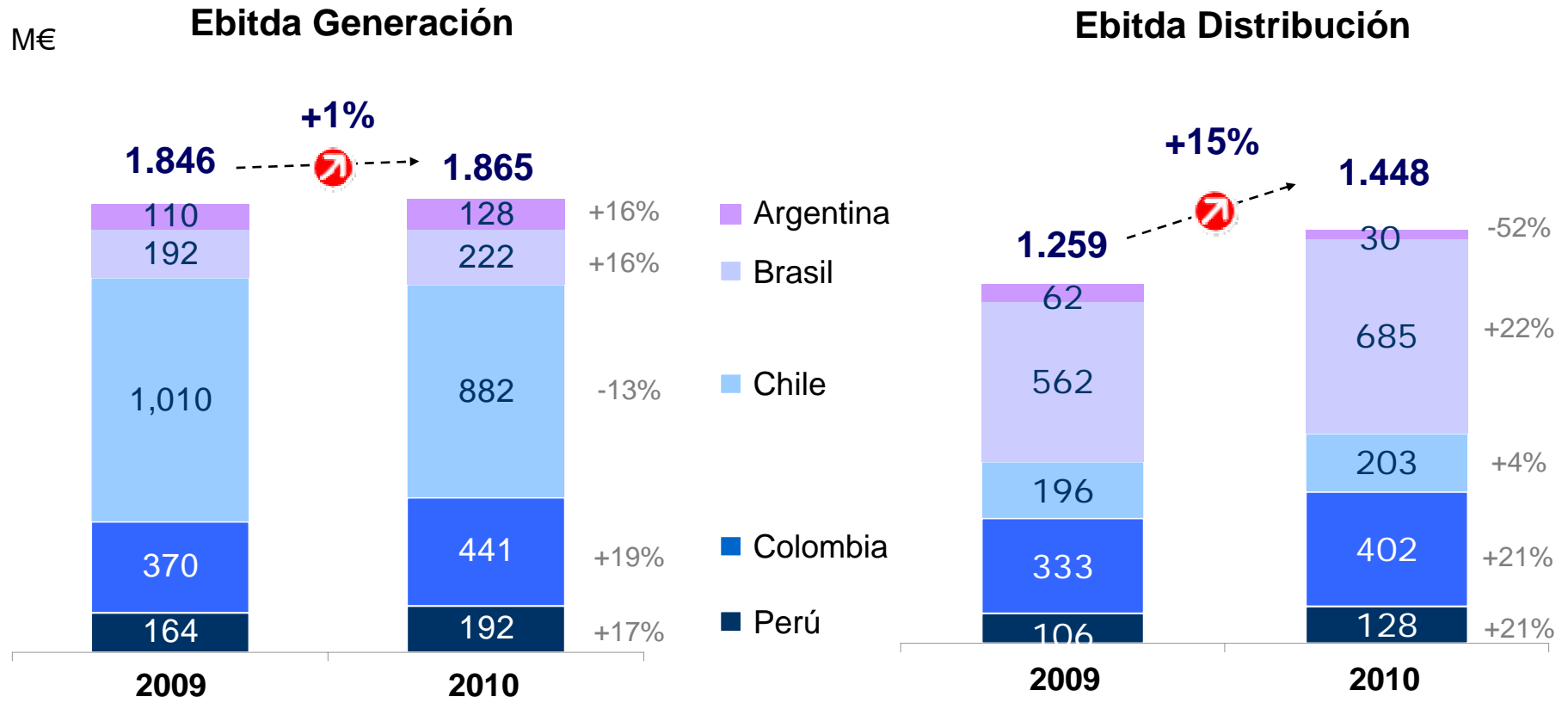
Generación



Ventas de distribución



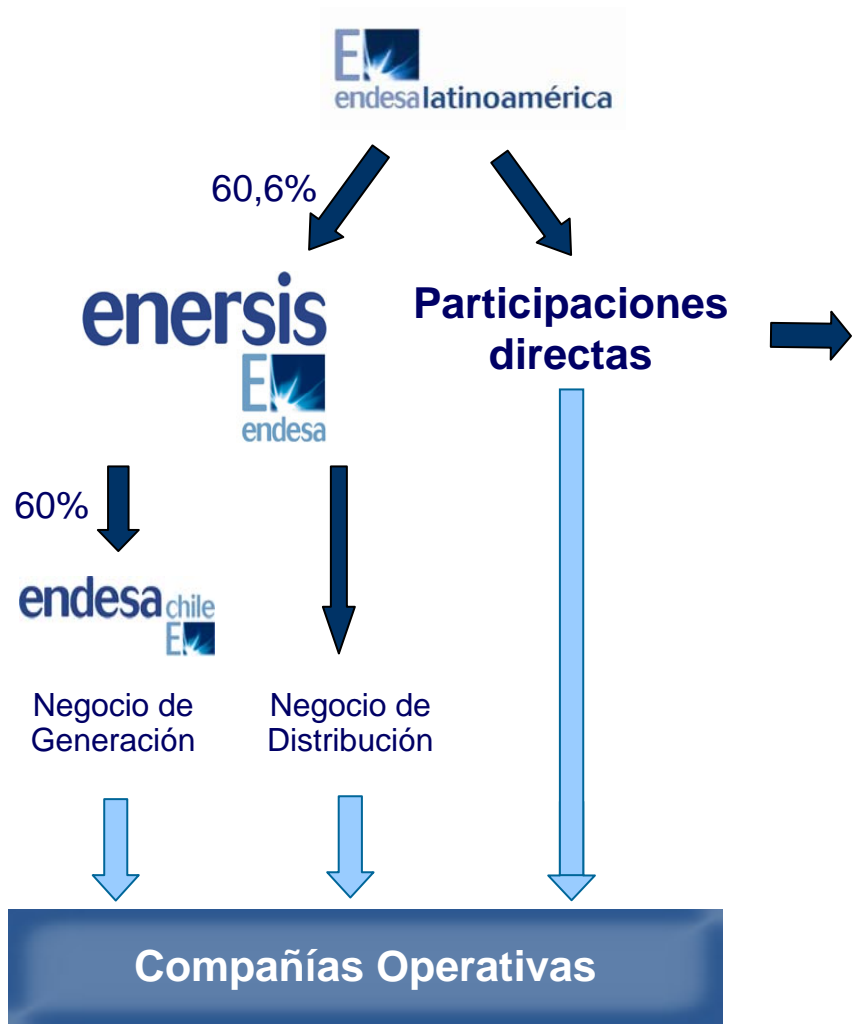
EBITDA de Distribución y Generación en Latinoamérica








Margen unitario 29,2 €/MWh $\xrightarrow{+6\%}$ 30,9 €/MWh

Margen unitario 30,9 €/MWh $\xrightarrow{+9\%}$ 33,7 €/MWh

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



	M€	Participación directa %	EBITDA proporcional 2010
 Codensa:		26,7%	104
Emgesa:		21,6%	95
 Endesa Brasil:		28,5%	289
 Edesur:		6,2%	2
DockSud:		40%	14
 Edelnor:		18%	23
Piura ⁽¹⁾ :		48%	15
 Pangué		5%	6
Total proporcional			549

(1) 84,5% desde 14 diciembre 2010

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 vigésimo 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.



resultados 2010



luz · gas · personas