



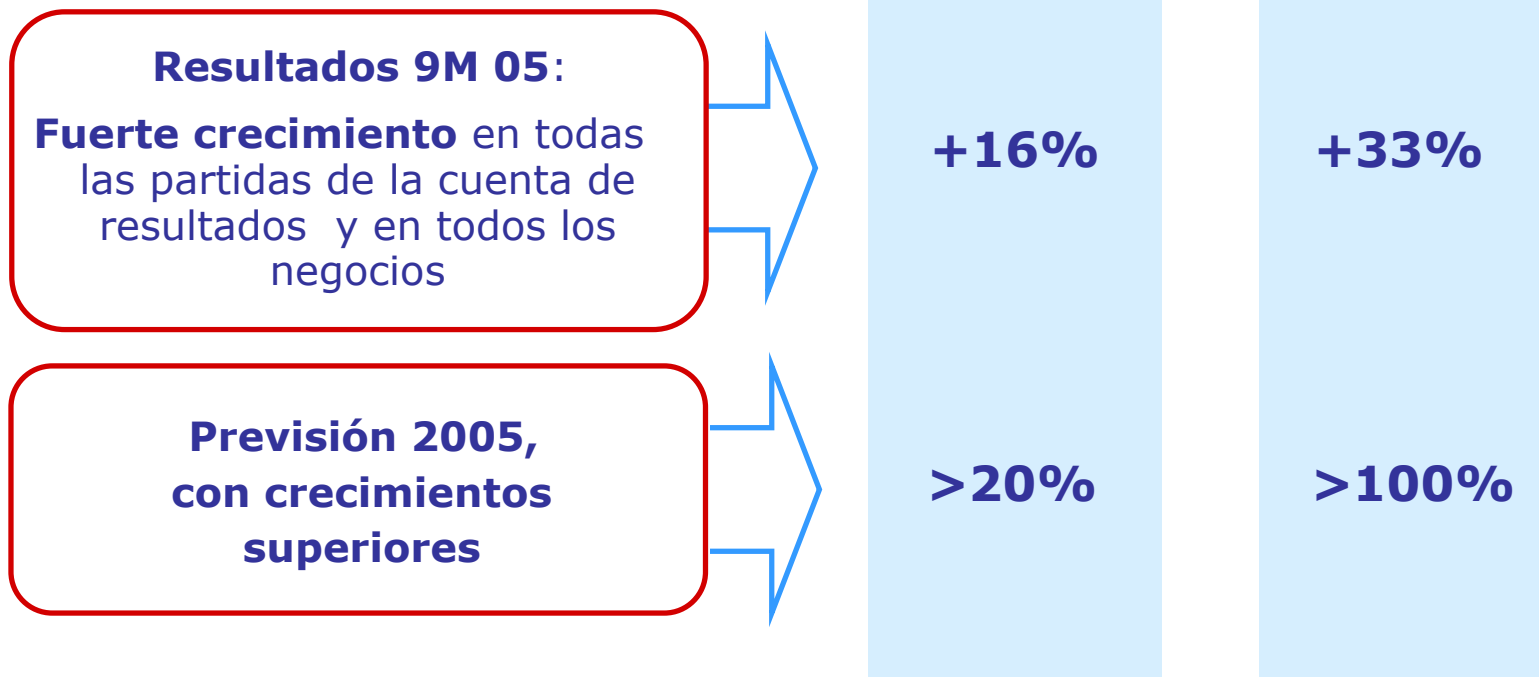
Endesa: mejor proyecto, más valor

***Resultados 9 Meses 2005:
Cumpliendo compromisos***











16 de noviembre de 2005

Endesa: mejor proyecto, más valor



Crecimiento claramente por encima de la senda comprometida

Elevado crecimiento en toda la cuenta de resultados

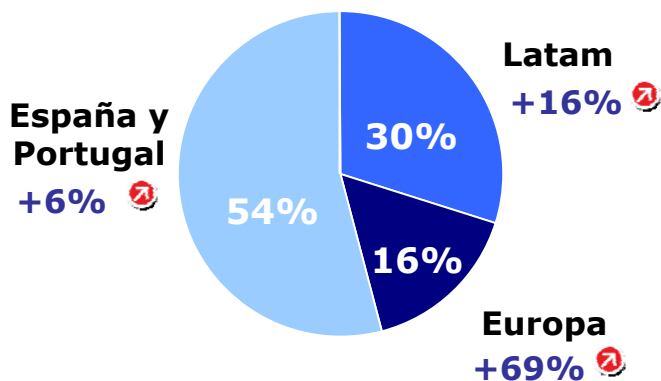
Mill €	9M 04	9M 05*	Variación
Ventas	9.970	12.643	+27% 
Margen de contribución	5.593	6.498	+16% 
EBITDA	3.796	4.399	+16% 
EBIT	2.601	3.106	+19% 
Gastos financieros netos	-836	-814	-3% 
Rdos. en ventas de activos	157	207	+32% 
Beneficio neto	1.172	1.556	+33% 
	01.01.05	9M 05	Variación
Apalancamiento	1,50x	1,35x	-0,15x 

* Incluye reconocimiento del déficit

Fuerte crecimiento en todos los negocios

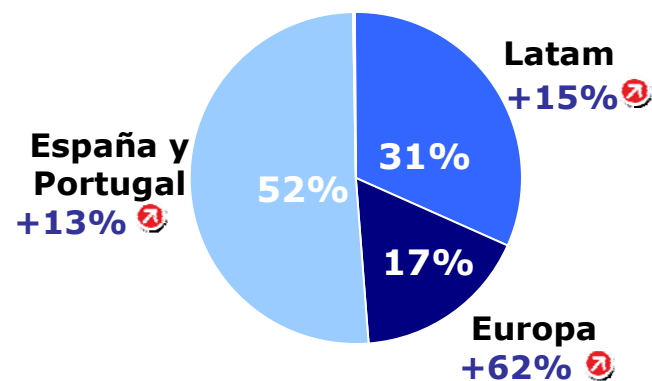
EBITDA: 4.399 M€

+16% ↗



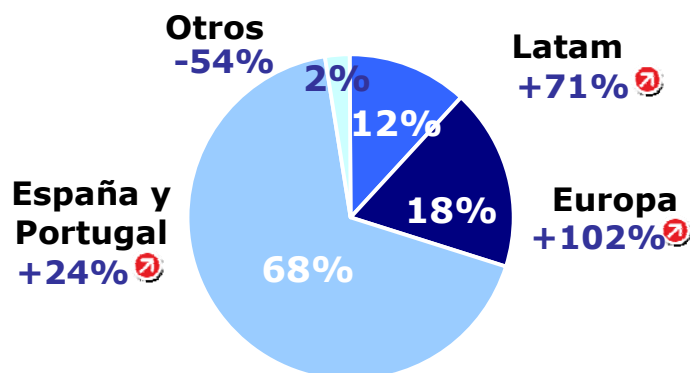
EBIT: 3.106 M€

+19% ↗

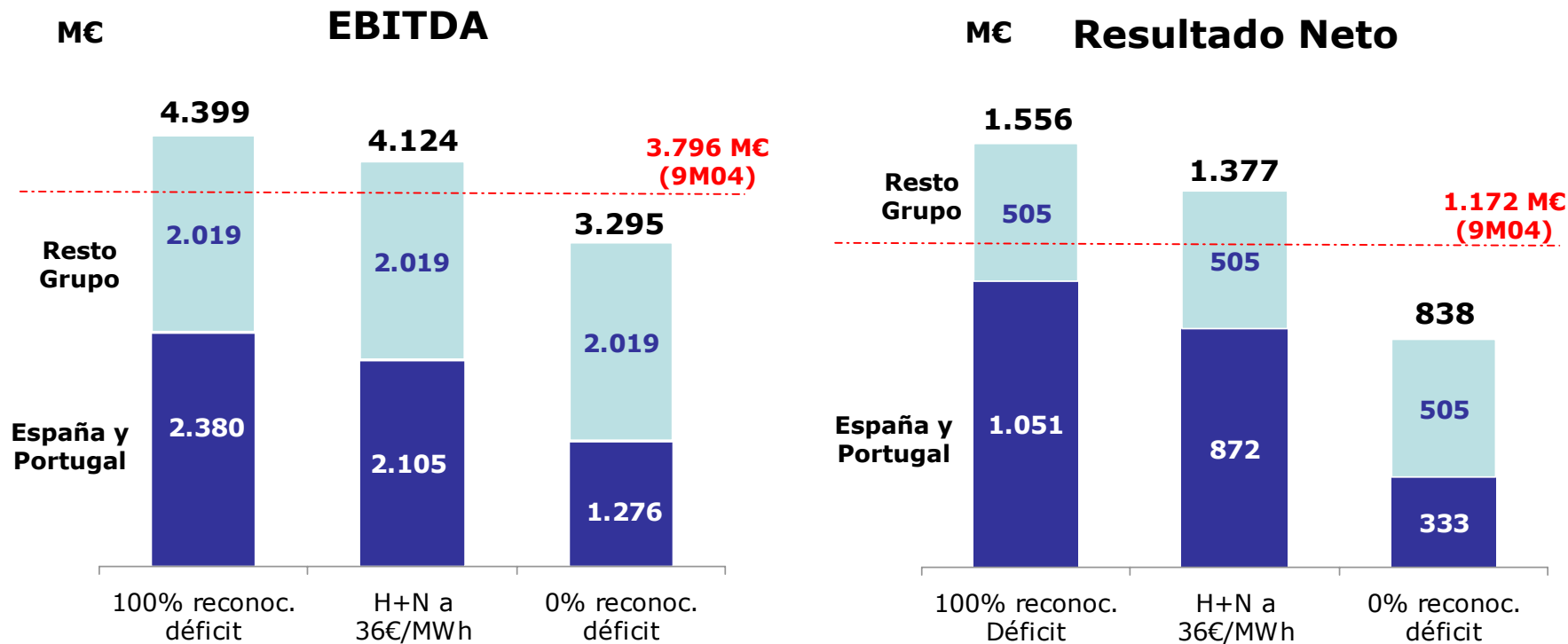


Beneficio Neto: 1.556 M€

+33% ↗



Sensibilidad de los resultados al déficit de tarifa



+16%

+9%

-13%

Crecimiento vs 9M 04

+33%

+17%







-28%



España y Portugal



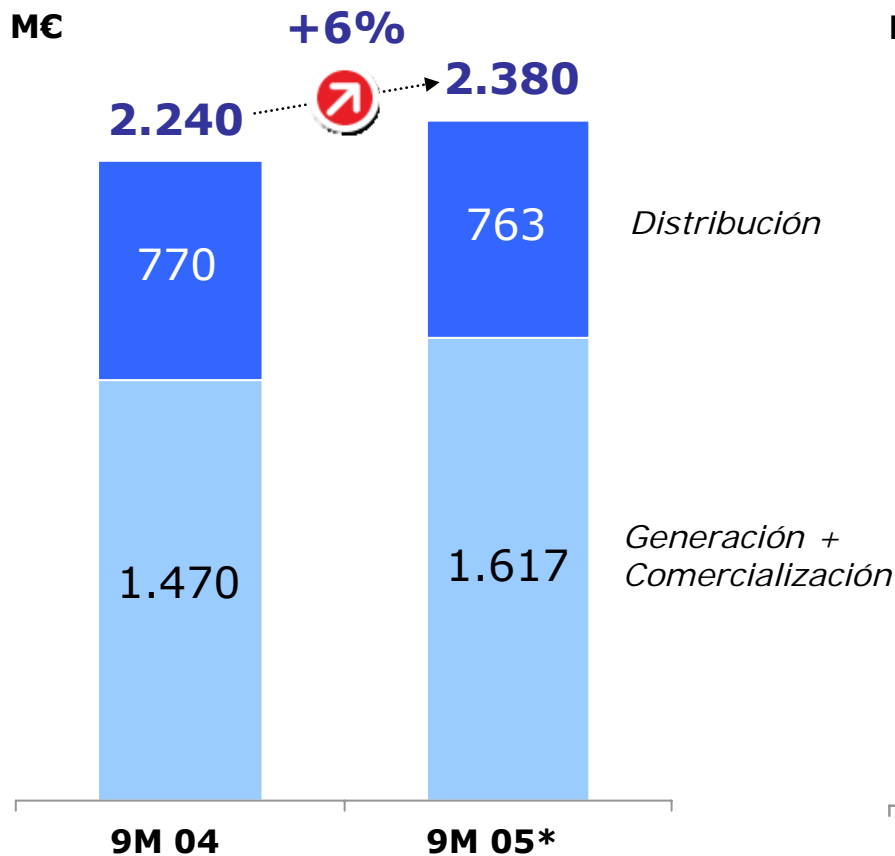
Resultados positivos en toda la cuenta de resultados

Mill €	9M 04	9M 05*	Variación
Ventas	4.996	6.175	+24% 
Margen de contribución	3.432	3.659	+7% 
EBITDA	2.240	2.380	+6% 
EBIT	1.448	1.634	+13% 
Gastos financieros netos	-397	-356	-10% 
Beneficio neto	845	1.051	+24% 

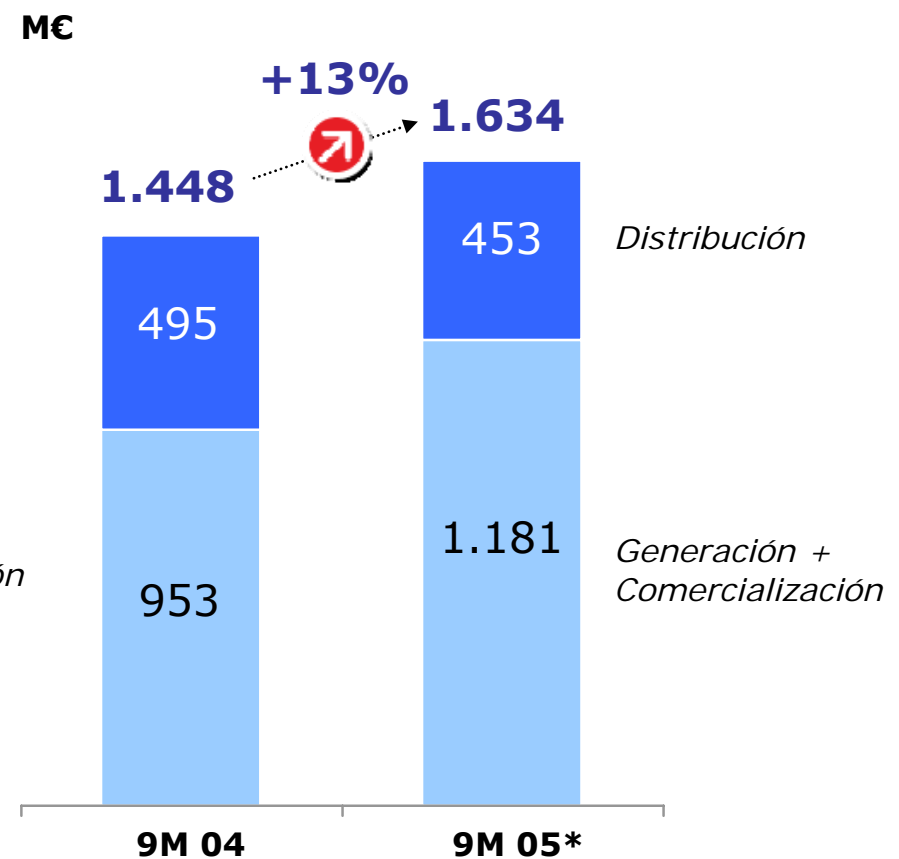
* Incluye reconocimiento del déficit

Mejora de márgenes operativos incluso con un elevado esfuerzo de mejora de la calidad

EBITDA



EBIT



* Incluye reconocimiento del déficit

Claves del período

Claves del sector:

- Fuerte crecimiento de la demanda (+6%)
- Altos precios del pool (59€/MWh)
 - Baja producción hidráulica (-40%)
 - Indisponibilidad de centrales
 - Elevados costes de combustibles y de CO2
- Déficit de tarifa de 2.500 M€ hasta septiembre 2005

Fortaleza de Endesa:

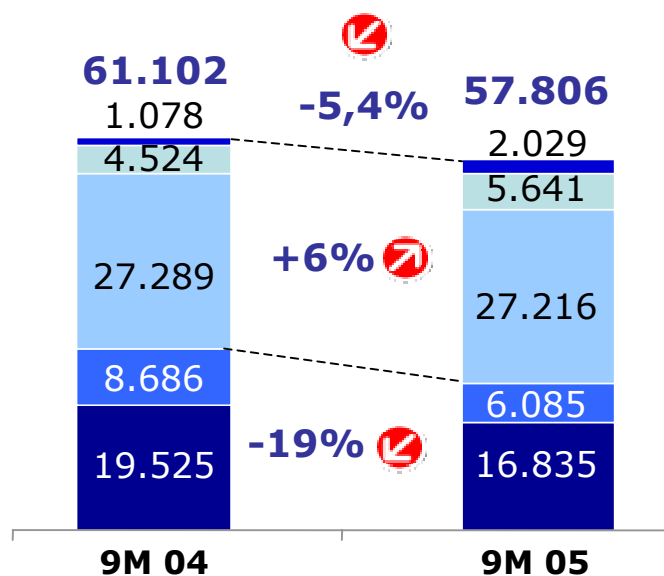
- Menor variabilidad hidráulica (-30% de producción hidráulica de Endesa vs -46% resto sector)
- Coste del combustible más competitivo que competidores (-27% coste en CCGTs vs. Iberdrola*)
- Avances en mejoras de eficiencia: -3% en costes fijos vs. 3T 04

Avance en el Plan de Capacidad:

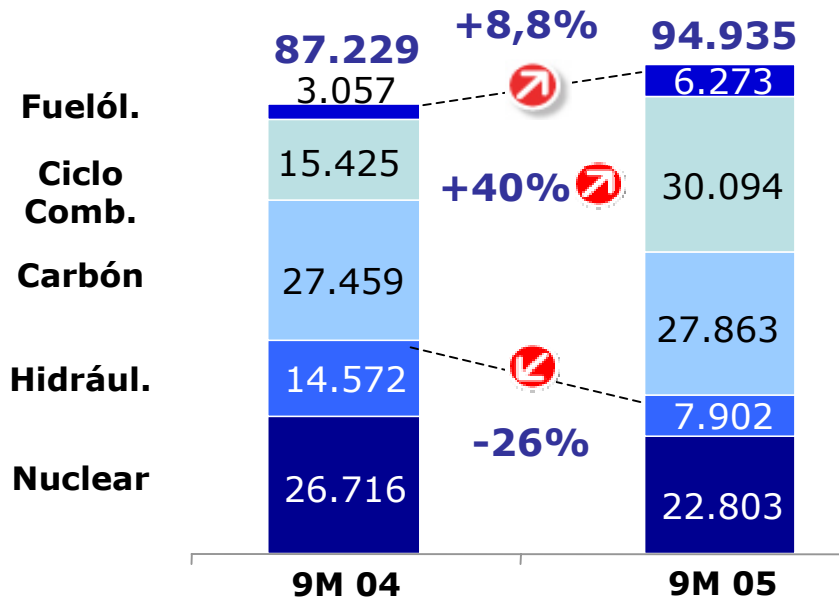
- CCGT: Colón (400 MW), entrada inminente en explotación; As Pontes (800 MW), obras iniciadas; Besós (800 MW), incluida en Plan Energético Catalán
- Renovables: +53% potencia eólica instalada en últimos 12 meses

El impacto de la bajada de la producción hidráulica queda mitigado por la producción térmica

Generación Endesa Península en régimen ordinario (GWh)



Generación resto del sector en régimen ordinario (GWh)



Coste unitario de combustible €/MWh
(*)

12,4

16,2

14,3 (e)

21,5 (e)

- Período atípico por baja hidraulicidad, transformación de As Pontes y parada de Vandellós. Vandellós y grupo IV de As Pontes ya en funcionamiento.
- Importancia del carbón para asegurar la cobertura de la demanda

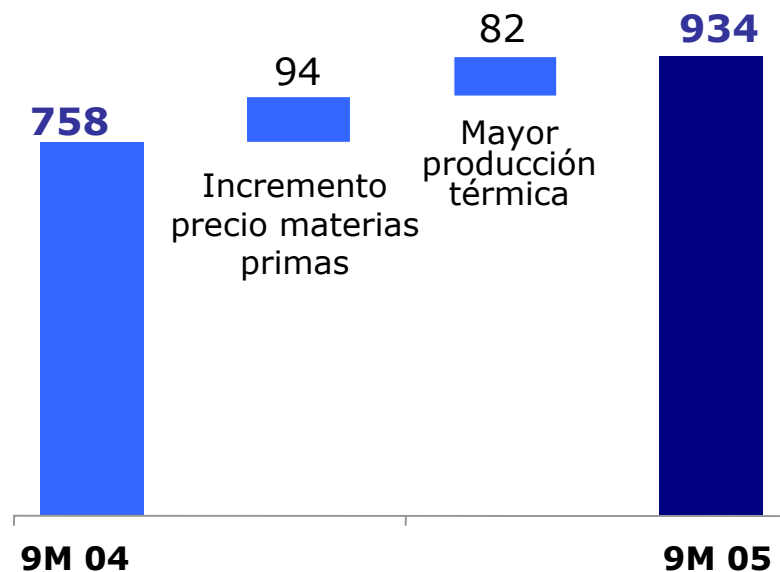
(*) No incluye bombeo

Coste de combustible peninsular muy competitivo

Desglose de coste unitario del combustible PENINSULAR

€/MWh	9M 04	9M 05	Increment.
Nuclear	3,5	3,5	1,6%
CCGT	26,4	28,0 ⁽²⁾	6,2%
Carbón nacional (1)	17,7	23,1	30,4%
Carbón importado	14,8	19,3	30,7%
Fuel	47,9	51,2	6,8%
Medio Térmico	14,5	18,1	24,8%
Medio Total	12,4	16,2	30,2%

Desglose de los efectos en el coste de combustible (M €)



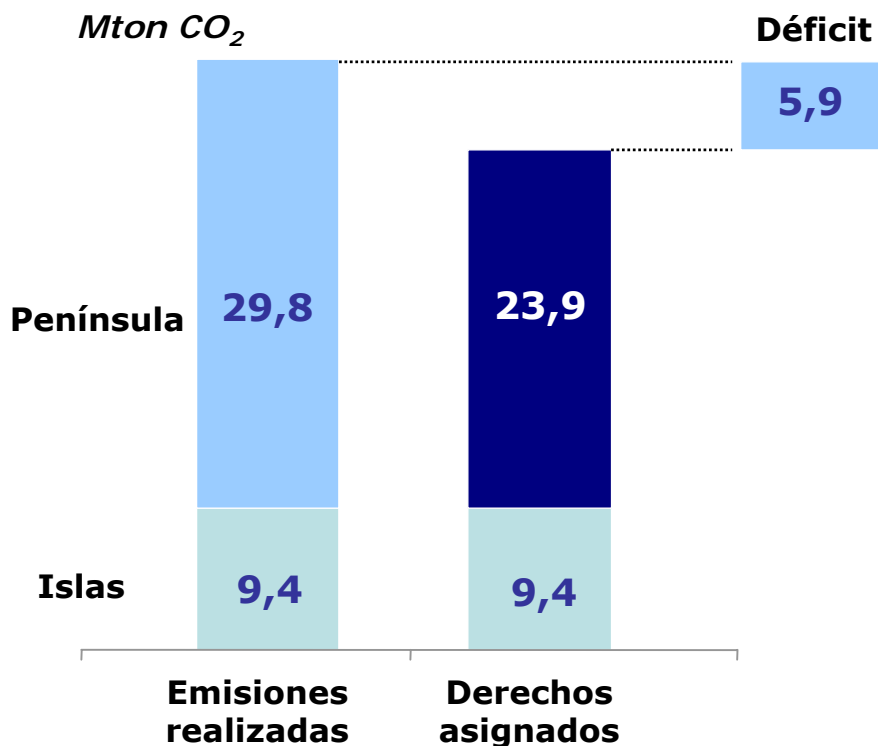
La mitad del incremento se debe a la mayor producción térmica motivada por la baja hidraulicidad

Neto de primas de carbón. Incremento bruto de 20,9 €/MWh a 24,1€/MWh. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional

24,2€/MWh sin incluir ATR, comparable con el dato de Iberdrola según presentación de 9M05 de 20 octubre 2005, pág 35

Déficit de derechos de emisión excepcionalmente elevado debido a la baja hidraulicidad

Balance de los derechos de emisión en 9M 05



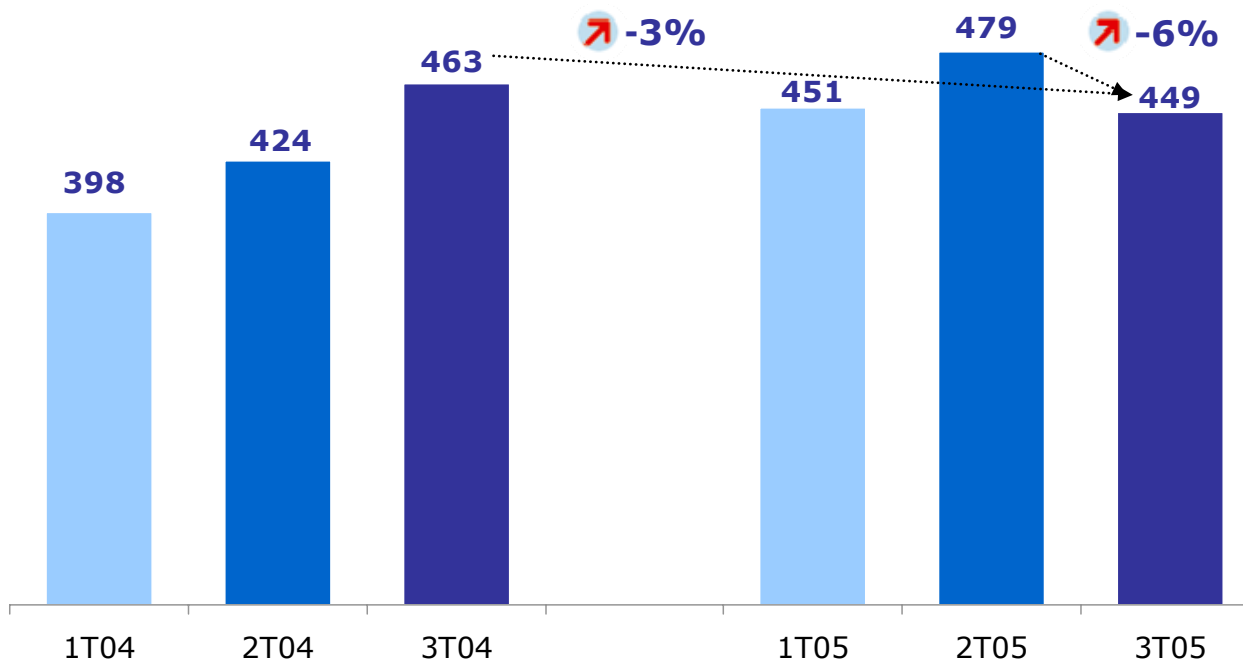
Impacto económico en 9M 05

- Impacto agravado por la baja hidraulicidad
- Los CCGT han consumido el 77,3% de los derechos asignados anuales, las centrales de carbón un 91,3%
- Coste del déficit de derechos: 131 M€¹ (coste medio de 22,2 €/t)²
- Impacto limitado en el coste variable de generación: 2,3€/MWh.

1 Antes de impuestos

2 Precio de cierre: 22,85 €/ton

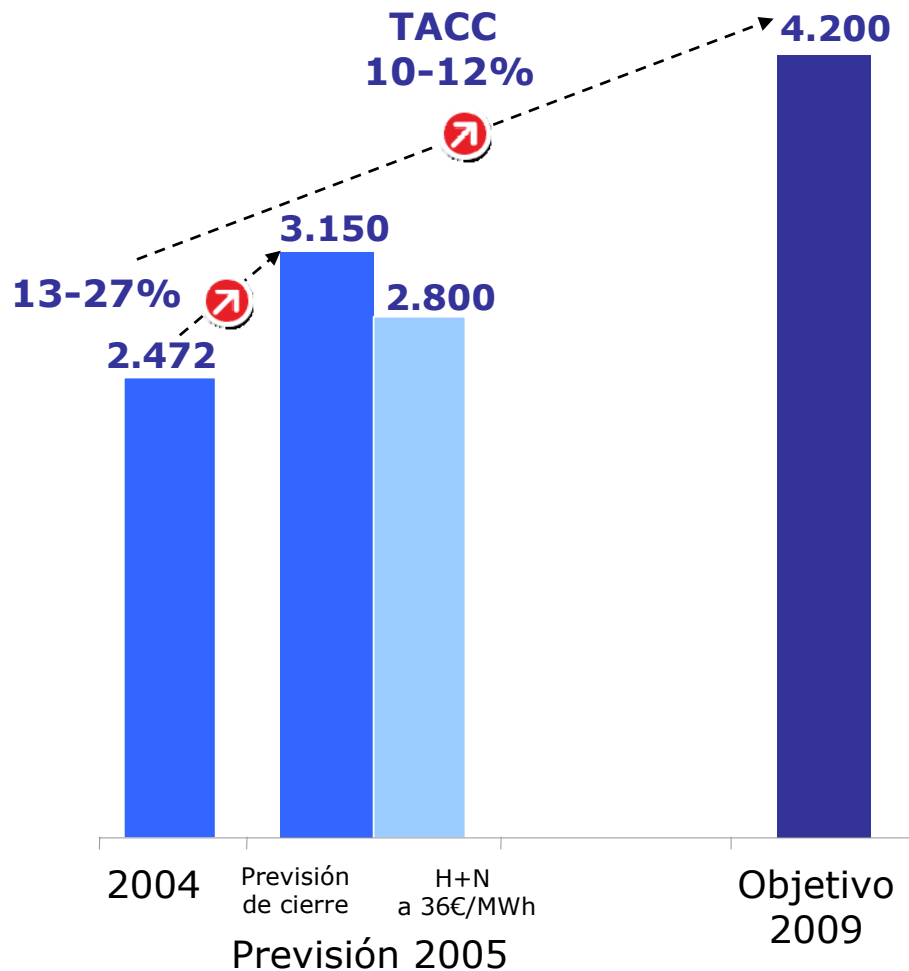
Reducción en costes fijos en línea con el Plan de Mejoras de Eficiencia anunciado



- Acumulado 9M 05 +7% (vs. +13% en 1S05)
- Costes trimestrales afectados por periodificación de pensiones que en 2004 se registraron por entero en el 4T
- Moderación de la evolución de costes a cierre de año
- Evolución del Plan 60x5 a 9M05:
 - Mejora de Márgenes 29 M €
 - Mejora en Costes 34 M€

Importante avance en el cumplimiento del Plan Estratégico 2004-2009

Evolución prevista del EBITDA (M€)









- Buenas perspectivas 4T 2005 sustentadas por:
 - Plan de eficiencia
 - Evolución del mercado de generación
 - 4T 2004 afectado negativamente por falta de periodificación de gastos y absorción CTCs trimestres anteriores



Endesa Europa

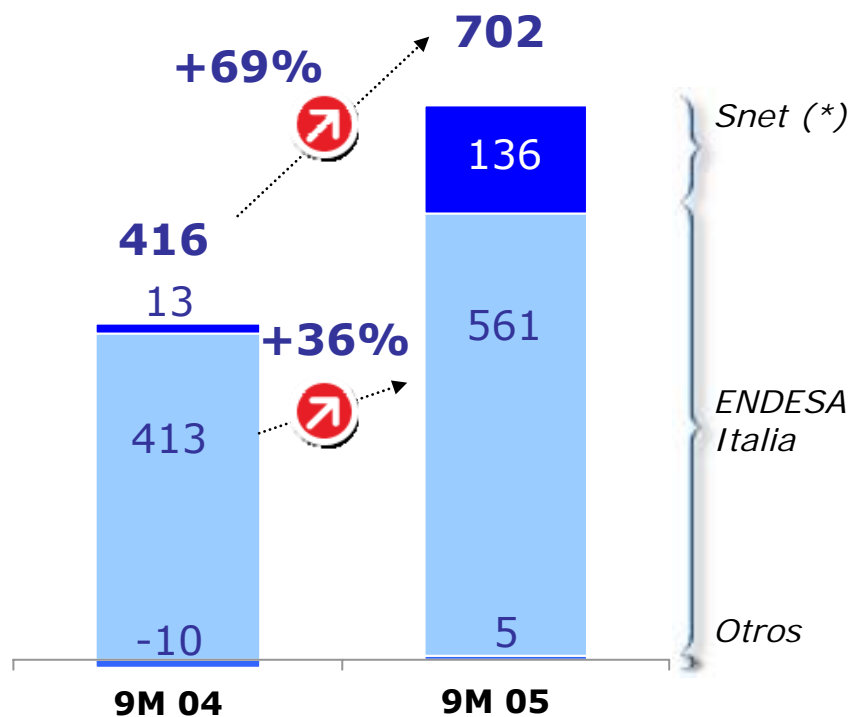


Resultados excelentes que demuestran la fortaleza del negocio europeo

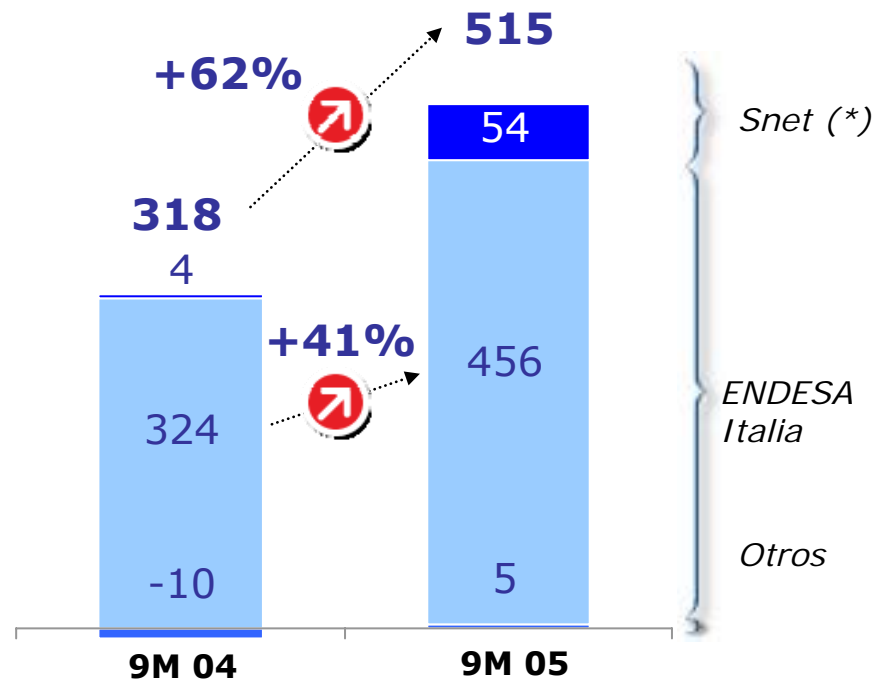
Mill €	9M 04	9M 05	Variación
Ventas	1.789	2.798	+56% 
Margen de contribución	554	944	+70% 
EBITDA	416	702	+69% 
EBIT	318	515	+62% 
Gastos financieros netos	-45	-44	- 2% 
Beneficio neto	140	283	+102% 

Excelente crecimiento del resultado en el negocio europeo

EBITDA (M€)



EBIT (M€)



(*) Inicio consolidación Snet septiembre 2004. Crecimiento SNET: EBITDA + 18%, EBIT + 53%

Claves del periodo

Italia

- Incremento de la producción +9%, ventas +18% y avance plan de renovables.
- Mantenimiento del margen unitario de producción (+3%) en un entorno más exigente
- Finalizado el repowering de Ostiglia y Tavazzano (2.400 MW CCGT ya operativos)
- Reconocimiento de 169 M€ de "stranded costs" +20 M€ de gas nigeriano (+45 M€* en resultados en 9M05)

Francia

- Implantación del plan de eficiencias (ahorro de costes fijos de 18 M€)
- Gestión del riesgo de mercado (contratos con EDF) incrementa margen unitario +13%
- Venta de Sidec: 104 M€; plusvalía neta 26 M€

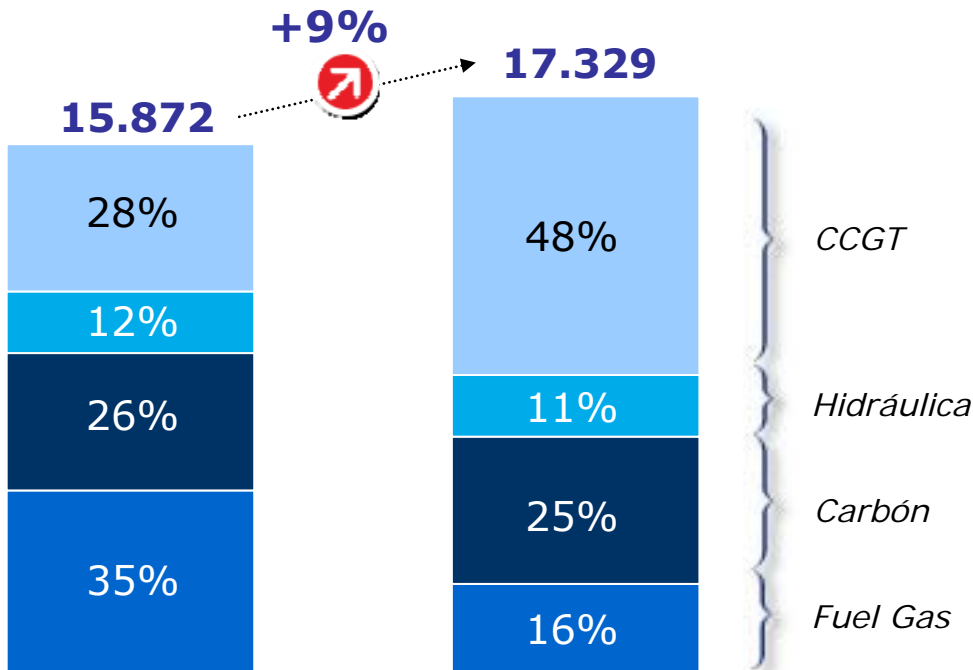
Gestión de la energía

- Gestión de las interconexiones (Italia-Francia-Eslovenia)
- Comercialización de energía
- Arbitraje

(*) 20 M€ correspondientes al gas nigeriano y 25 M€ de las plantas

Italia: Incremento de actividad y mantenimiento de márgenes unitarios

Producción (GWh)

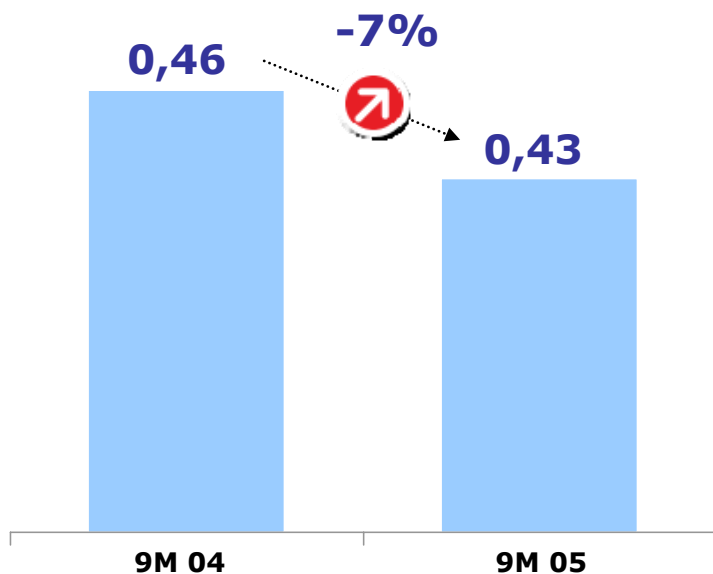


Potencia (MW)	+11%
Ventas energía (GWh)	+18%
Margen de Ventas (€/MWh)	+3%
Costes O&M (€/MWh)	-10%

- Cartera de proyectos eólicos de 700 MW: 20 MW operativos, 316 MW comprometidos (GAMESA, IDAS y MERLONI, de los que 136 MW estarán operativos a mediados 2006), resto en desarrollo.
- Firmado acuerdo de opción para la terminal de GNL de Livorno (4bcm): 25% de participación y derecho a 2 bcm. En desarrollo la terminal de Monfalcone (8 bcm)

Francia: Mejoras de eficiencia y gestión del riesgo de mercado

Eficiencia (Empleados/MW)



Ventas energía (GWh)

-13% 

Margen Producción (€/MWh)

+13% 

EBITDA (M€)

+18% 

Costes O&M (€/MWh)

-19% 

- Contratos con EDF: optimización ventas de energía por mejora de los márgenes
- Avances en el Plan Industrial

Gestión de la energía

Gestión de las interconexiones

- RTE (Francia-Italia, 1.050 GWh)
- GRTN (Francia-Italia, 50 GWh)
- HSE (Eslovenia-Italia, 168 GWh)

Comercialización a Clientes:
Cartera de 10TWh en el 2005.

Operaciones de Trading en mercados europeos, que dan cobertura al resto de las actividades de GEE: EEX(Alemania), Powernext (Francia) y APX (Holanda)

Operaciones de cobertura y gestión de riesgos en combustibles y CO2

Beneficio E. Trading: 20 M€

Beneficio E. Italia: 24 M€

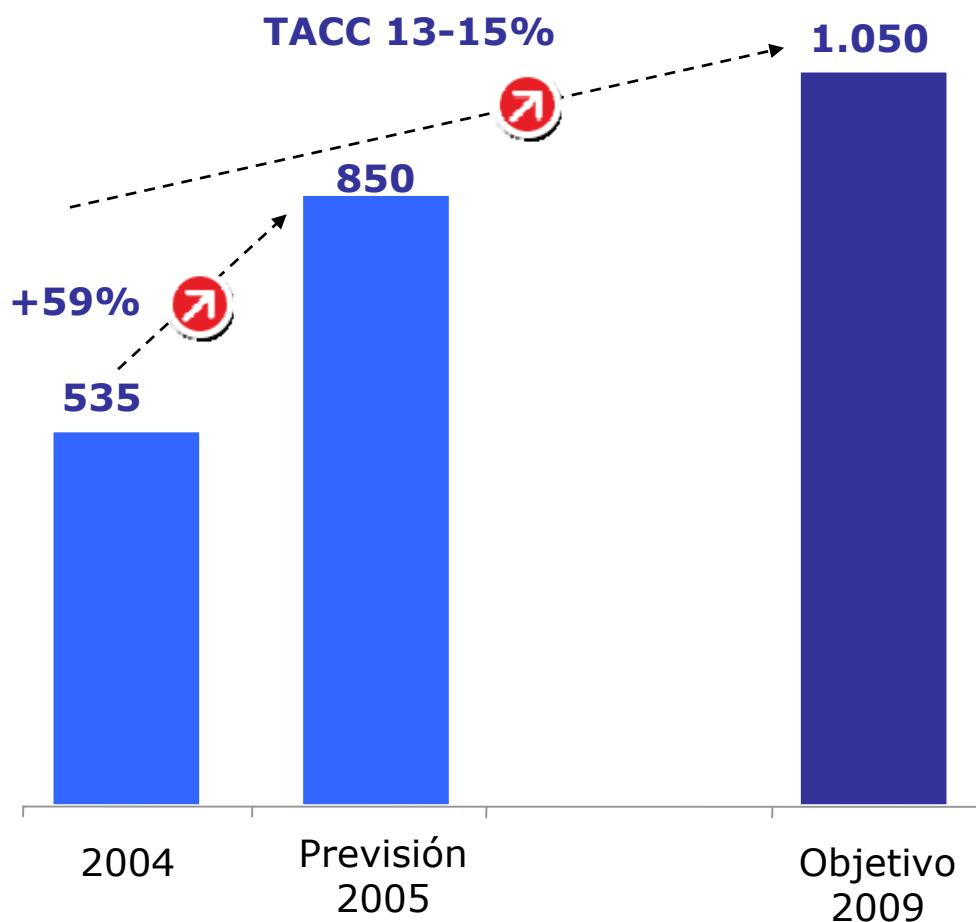
- Ahorro CO₂
- Incremento Margen

Beneficio Snet: 5 M€

- Mejora desvíos

Importante avance en el cumplimiento del Plan Estratégico 2004-2009

Evolución prevista del EBITDA (M€)



- EBITDA 2005 incluye 58 M€ por atípicos
- Buenas perspectivas 4T 2005

Polonia: DOLNA ODRA es una oportunidad de entrada en un mercado muy atractivo

Interés Estratégico:

- Mercado emergente de gran dimensión y riesgo limitado
- Capacidad de obtener notables mejoras de eficiencia

Descripción:

- Capacidad eléctrica: 1.960 MW
- Producción 2004: 5,1 TWh
- 100% carbón de Silesia

Proceso:

- Negociación en exclusiva de 4 semanas
- Posibilidad de socios locales y financieros

Objetivos

- Rentabilidad > 12 %
- Duplicar EBITDA en 2009
- Aditivo desde el principio







EBITDA	2002	2005	Increment.
E. ITALIA	276	680	2,5 x
SNET	95	170	1,8 x
D. ODRA (2004)	63		2 x



Endesa Latinoamérica



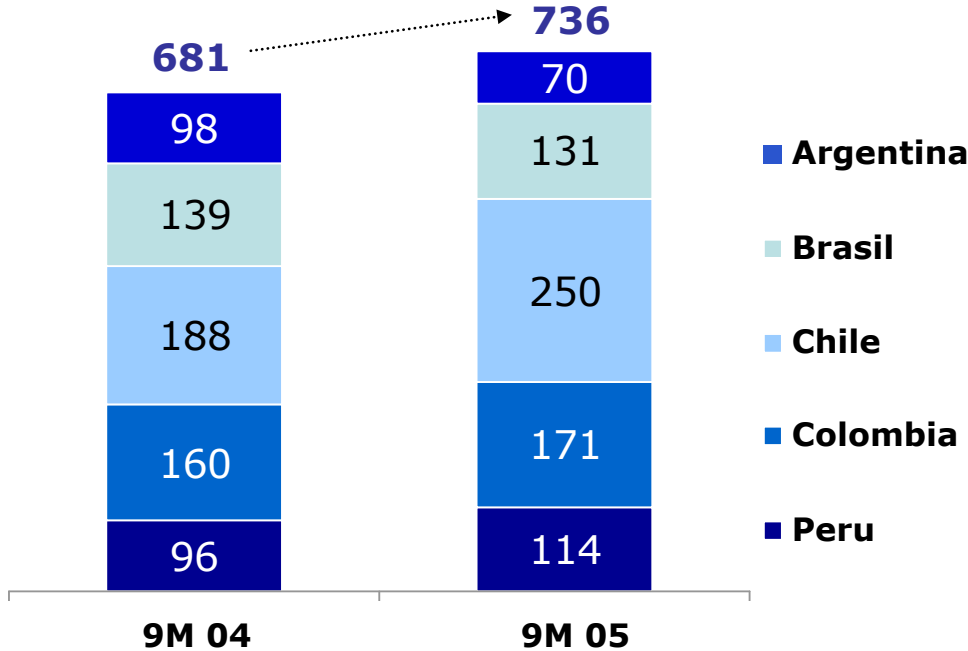
Resultados en claro crecimiento

Mill €	9M 04	9M 05	Variación
Ventas	3.183	3.670	+15% 
Margen de contribución	1.602	1.893	+18% 
EBITDA	1.145	1.323	+16% 
EBIT	840	964	+15% 
Gastos financieros netos	-347	-362	+4% 
Beneficio neto	109	186	+71% 

Subidas generalizadas del EBITDA en negocios y países

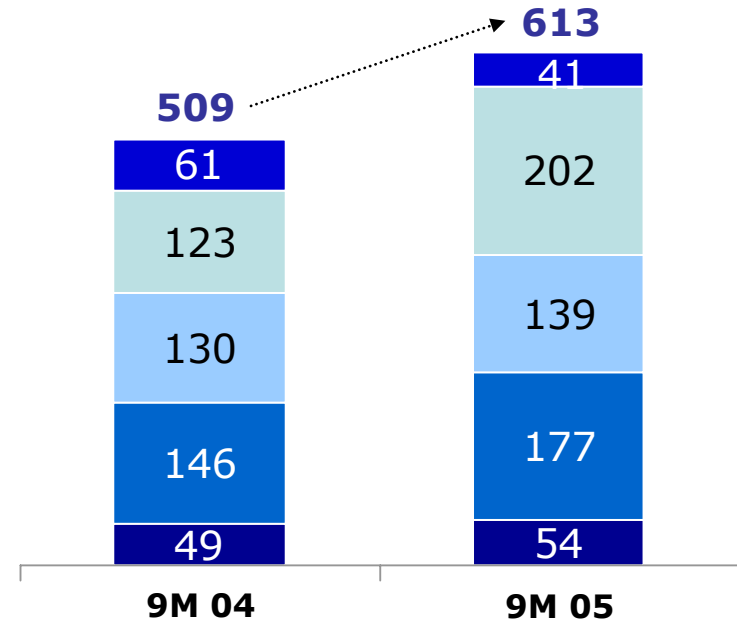
Generación y Transporte (M€)

+8,1%



Distribución (M€)

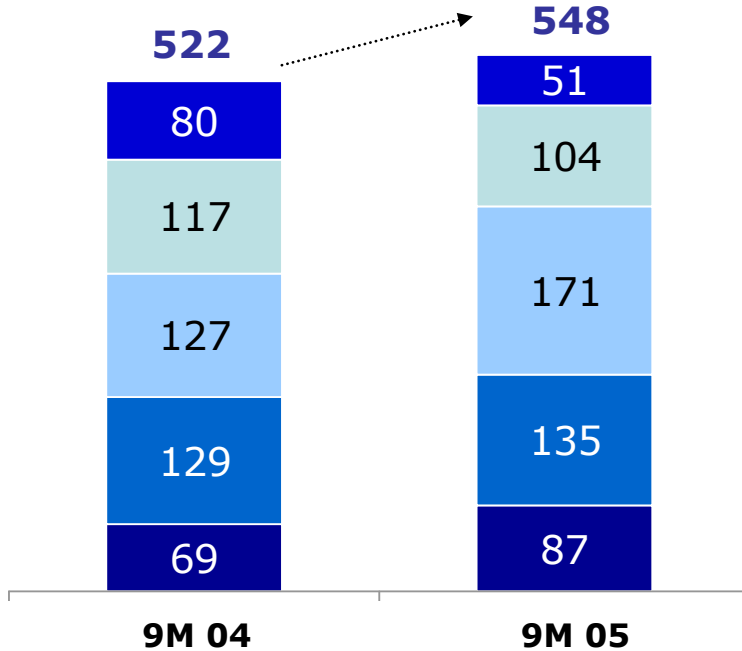
+20,4%



Subidas generalizadas del EBIT en negocios y países

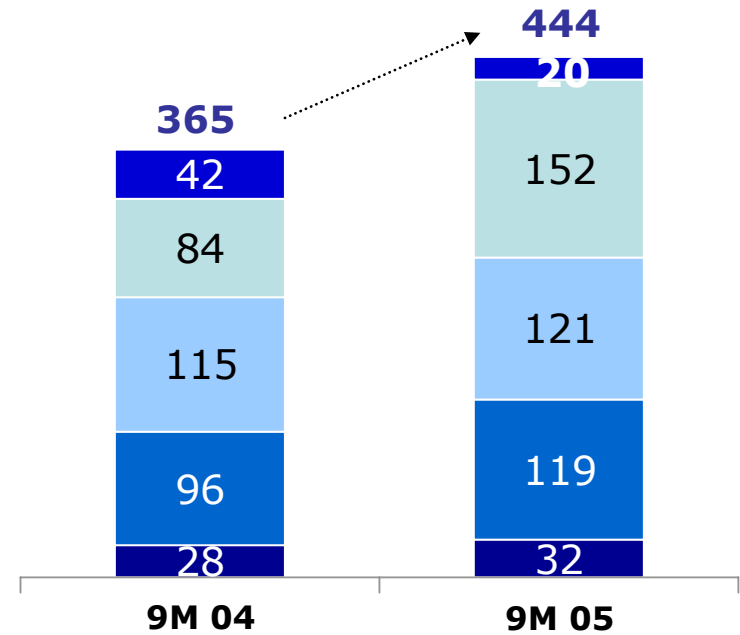
Generación y Transporte (M€)

+5,0%



Distribución (M€)

+21,6%



Claves del periodo

Entorno favorable

- Crecimiento generalizado de la producción (+5,4%) y de las ventas (+5,5%)
- Mejoras de los márgenes
 - Incremento del precio nudo en Chile
 - Mejora de la hidraulicidad a partir de Agosto
 - Revisiones tarifarias de Coelce y Edelnor
- Recuperación general de las monedas

Gestión societaria y regulatoria

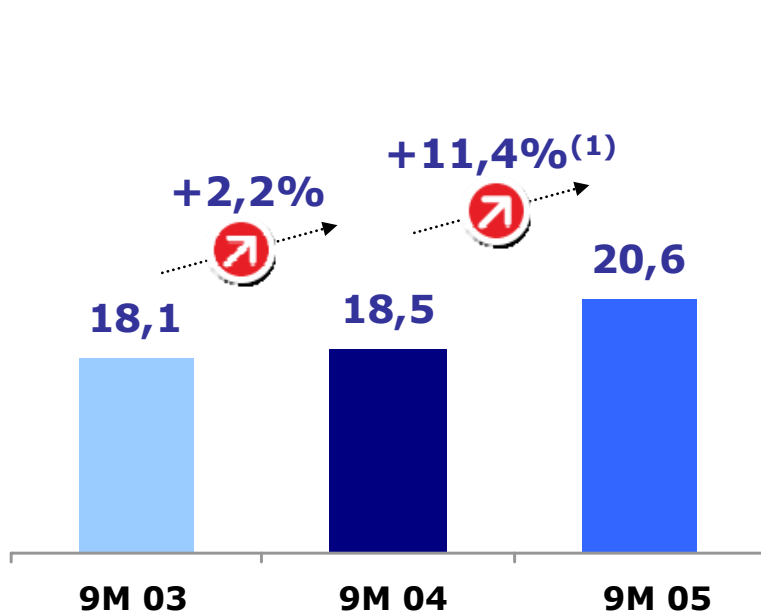
- Avance en las reestructuraciones societarias clave
 - Endesa Brasil constituido, filiales operativas aportadas
 - Fusión Chilectra-Elesur avanzando según previsiones
- Perspectivas más positivas en Argentina, aún con incertidumbres
 - Acuerdo Edesur-Uniren
 - Acuerdo para la Operación y Gestión de Proyectos de Generación (Foninvemem)
 - Negociación entre Argentina y Brasil para restablecer un marco de intercambios de energía

Optimización financiera

- Retornos de caja a España, en línea con objetivos
- Mejora del rating y de la cotización de ENI y EOC

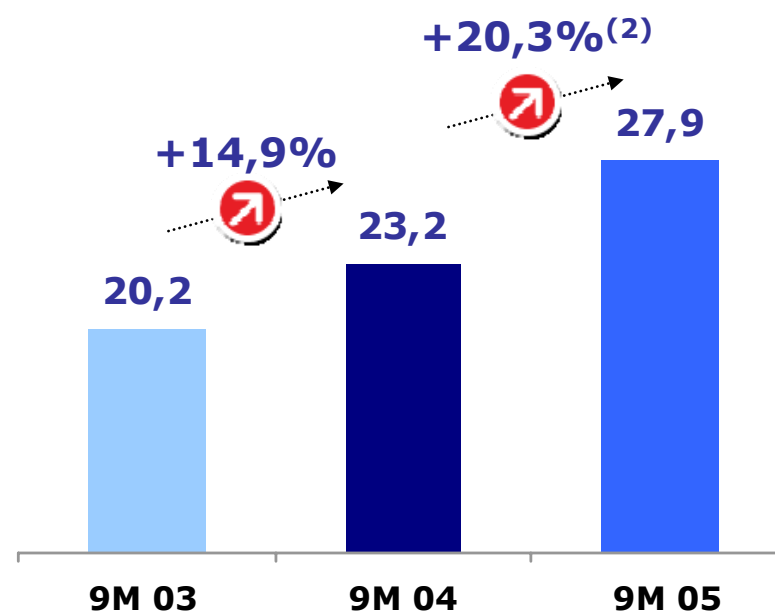
Mejora de márgenes unitarios por encima de los objetivos anunciados

Margen de generación USD/MWh



(1) En Euros +8,0%

VAD de distribución USD/MWh



(2) En Euros, + 16,7%

Crecimiento Plan Estratégico

+4,5%⁽³⁾ TACC



(3) En Euros +4,3%

+2,6%⁽⁴⁾ TACC



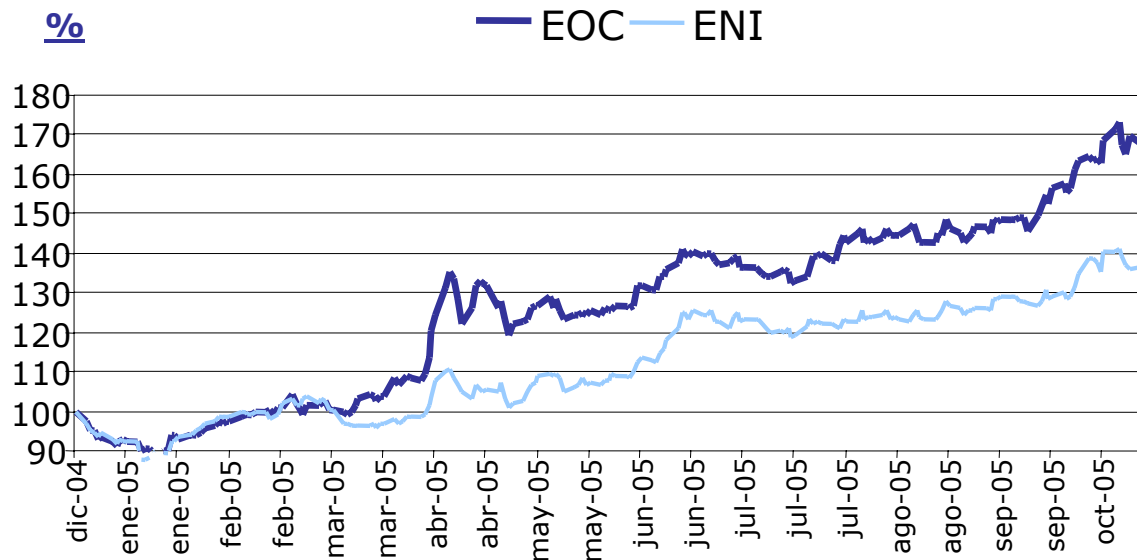
(4) En Euros +2,3%

Retornos de caja en línea con Plan Estratégico

	Mill USD	Mill USD	Plan Estratégico 2005-2009
	9M04	9M05	
Dividendos percibidos	15,9	53,2	750
Reducciones de Capital	213,2	156,5	250
Total	229,1	209,7	1.000

Comportamiento en mercado de capitales

Evolución Cotización ADR's (%)



Revalorizaciones		
ADR's	ENI	EOC
2004	15,6%	55,9%
Acum. Junio 05	22,7%	36,5%
Acum. Sept. 05	34,4%	63,4%

Capitalización bursatil		
M\$US	ENI	EOC
2003	4.737	3.224
2004	5.489	4.929
Junio 05	6.886	6.856
Septiembre 05	7.444	8.077

Calificación
Credicia

ENERSIS

Moody's Ba1, Perspectiva estable
S&P BBB- Perspectiva positiva

Ba1, Perspectiva positiva
BBB- Perspectiva positiva

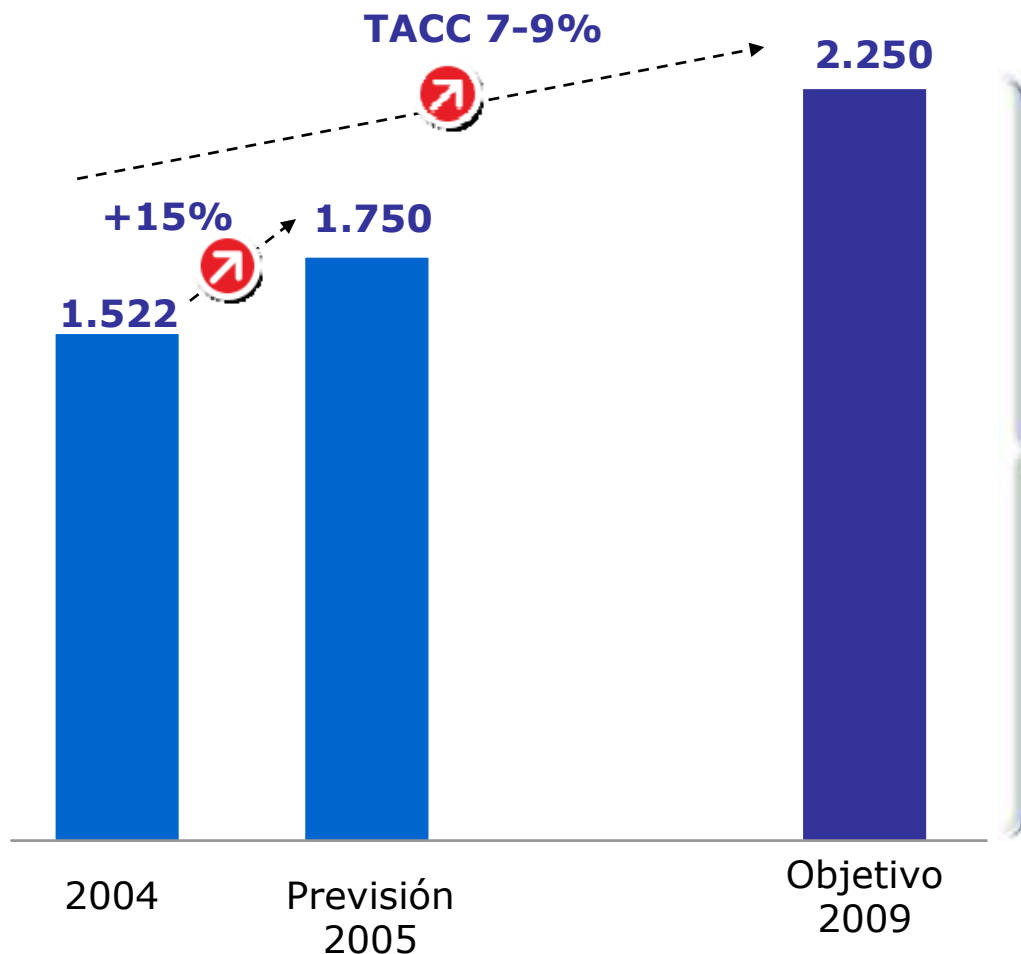
ENDESA CHILE

Moody's Ba1, Perspectiva estable
S&P BBB- Perspectiva estable

Ba1, Perspectiva positiva
BBB- Perspectiva positiva

Importante avance en el cumplimiento del Plan Estratégico 2004-2009

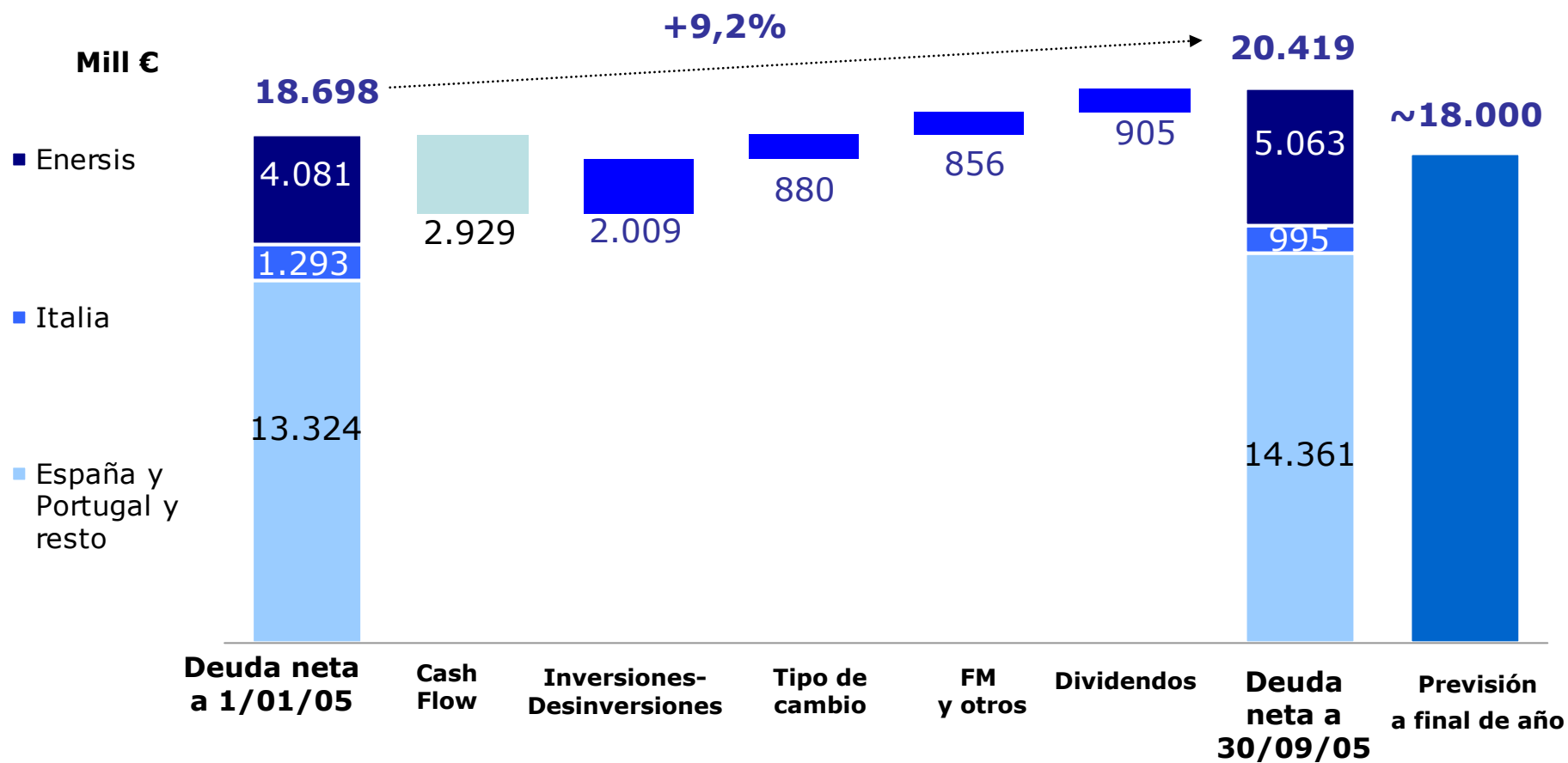
Evolución prevista del EBITDA (M€)



- Entorno macroeconómico favorable:
 - Crecimiento de la demanda
 - Tipos de cambio estables
- Gestión regulatoria:
 - Márgenes crecientes

Análisis financiero

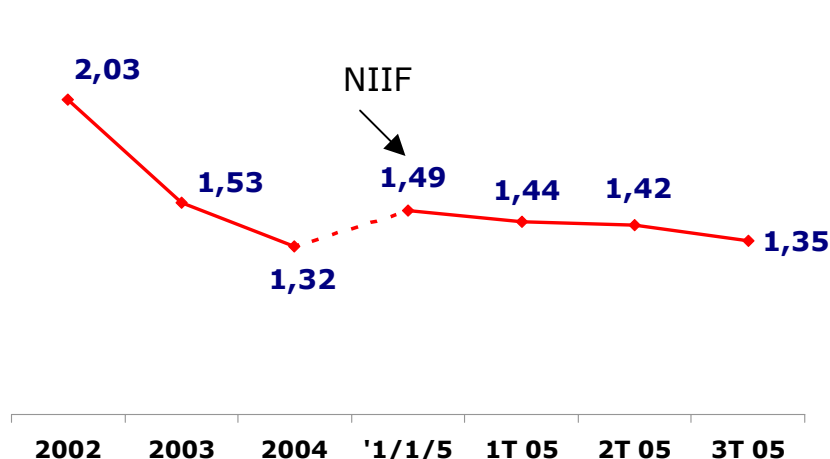
Crecimiento moderado de la deuda consolidada a pesar de la financiación del déficit de tarifa



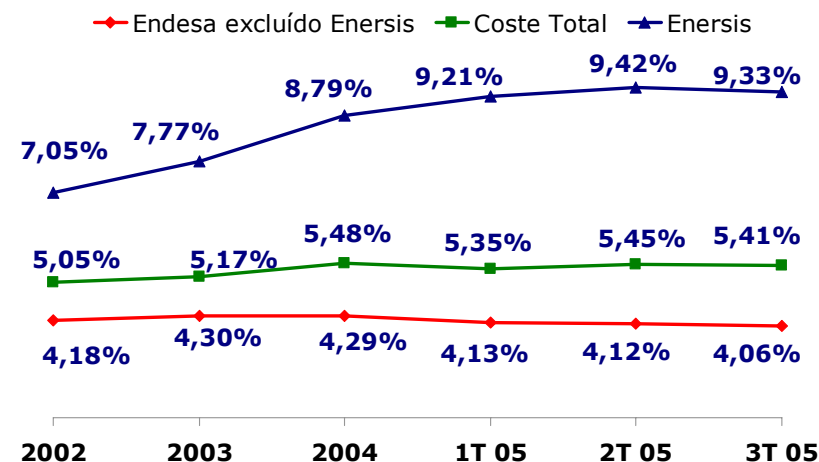
- En 4T 05, +2.221 M€ de caja por la venta de Auna
- Financiación Déficit: 744 M€

Mejora del apalancamiento y estabilización del coste de la deuda

Evolución del apalancamiento



Coste de la deuda

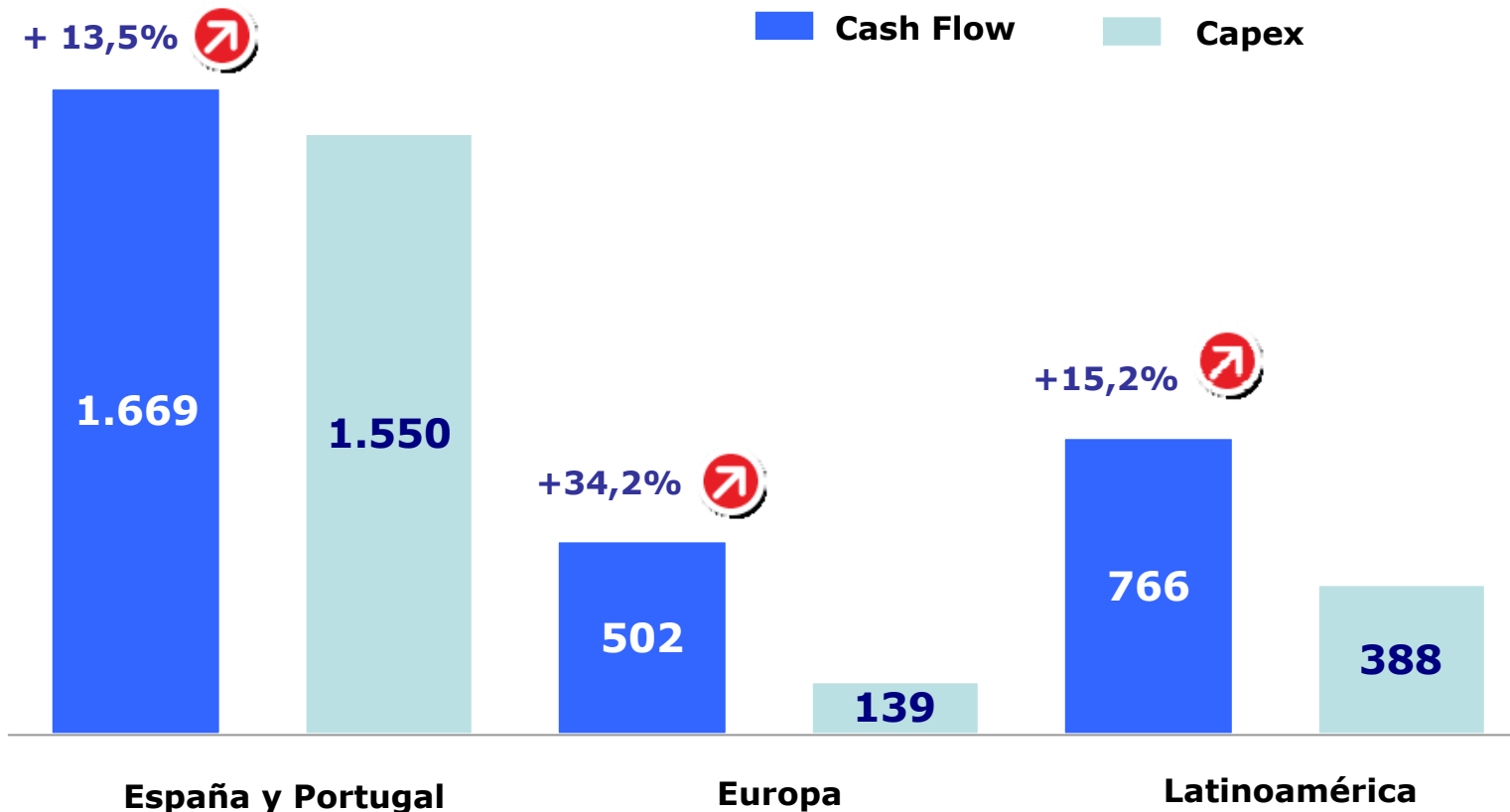


Aspectos relevantes de la deuda

- Vida media: 5,4 años
- Mejora de la cobertura EBITDA/intereses de 5,3x a 5,9x
- Menor coste de la deuda del Grupo debido fundamentalmente al menor coste medio en España
- Deuda neta/EBITDA: 3,6x

9M 05: Cash Flow positivo en todos los negocios superando las necesidades de inversión

Mill €



- Cash Flow Libre antes de dividendos: 570 M€
- Las inversiones financieras totales ascienden a 342 M€

Completada la desinversión en el negocio de telecomunicaciones

Mill €	Desinversión parcial de Auna	Desinversión Smartcom
Valor 100% del Equity	8.017	408
Participación vendida	27,7%	100%
Precio de venta	2.221	408
Plusvalía neta	1.060	51

Endesa mantiene el 5,01% de Auna con una plusvalía bruta mínima de 179 M€

Plan de dividendos en línea con el compromiso del Plan Estratégico 2004-2009

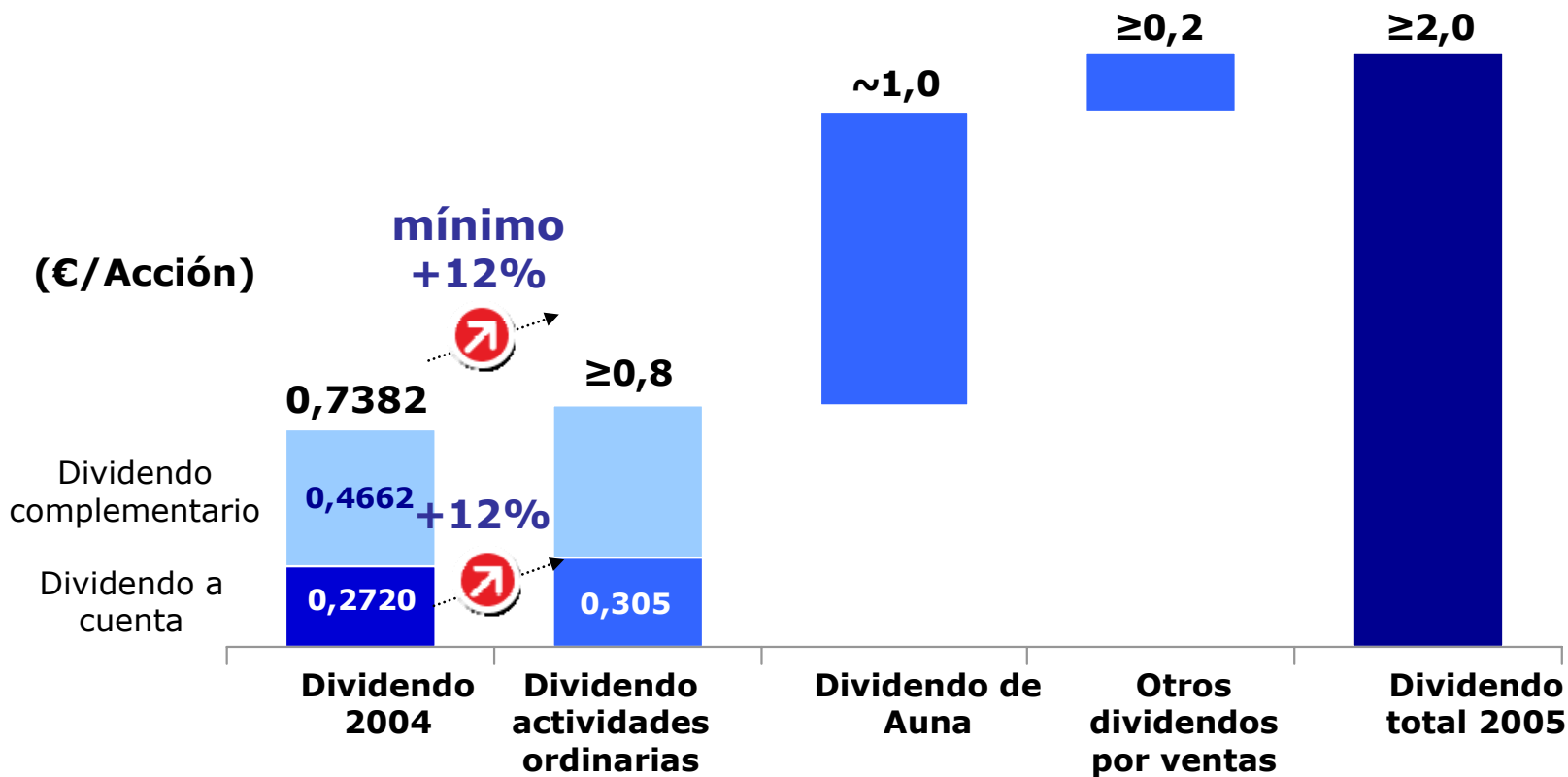
Dividendo por actividades ordinarias
Crecimiento anual superior al 12%



Dividendos por desinversiones
Reparto del 100% de las plusvalías

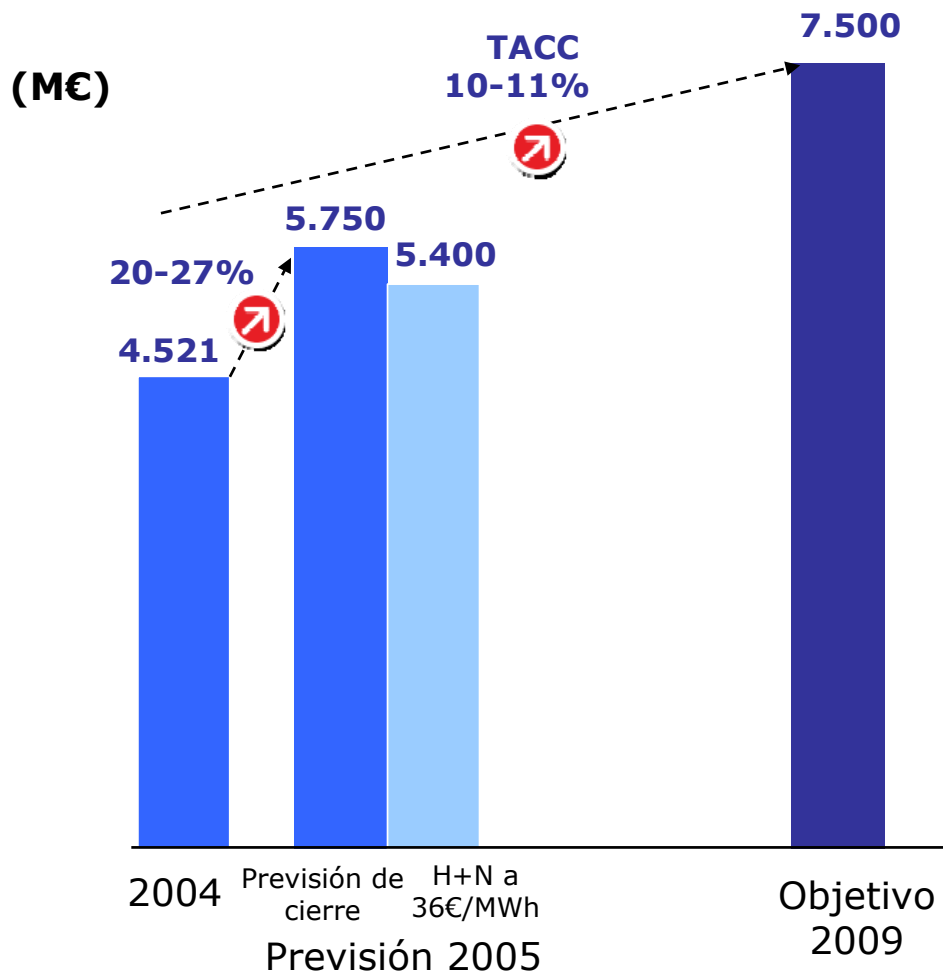


Mínimo 2 €/acción



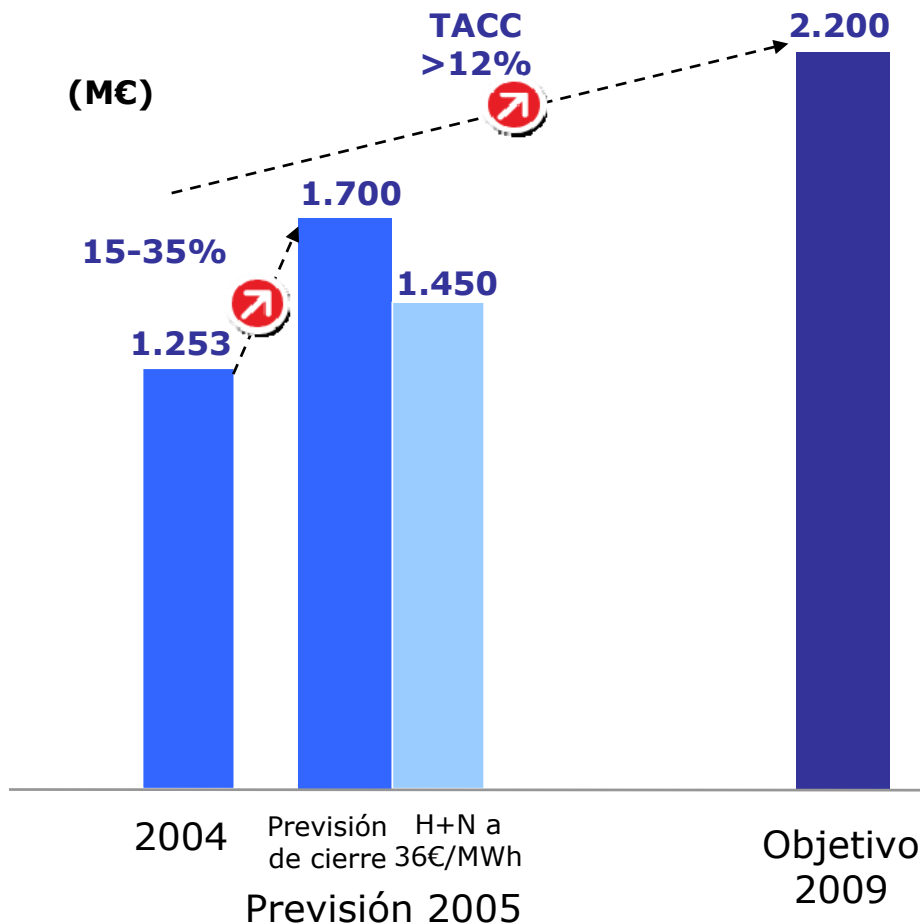
Conclusiones

Crecimiento del EBITDA por encima de la senda comprometida



- Crecimiento por encima de la senda comprometida:
 - Objetivo 2004-2009 10-11%
 - Previsión 2005 20-27%

Crecimiento del Resultado Neto por encima de la senda comprometida



- Crecimiento por encima de la senda comprometida:
 - Objetivo 2004-2009: >12%
 - Previsión 2005:
 - sin Auna 15-35%
 - con Auna >100%
 - 2.760 – 2.510 M€*

Cumplimiento de los compromisos adquiridos con nuestros accionistas

	Previsión 05	Compromiso anual hasta 2009	Cumplimiento
Crecimiento EBITDA:	>20%	+10-11%	✓
Crecimiento RNDIM:	15-35%^(*)	+12%	✓
Dividendo actividades ordinarias:	≥12%	≥12%	✓
Dividendo por desinversiones:	100% plusvalías	100% plusvalías	✓
Apalancamiento:	1,2	<1,4	✓

Fuerte avance en cumplimiento de compromiso dividendos: > 7.000 M€ en 5 años

(*) Crecimiento >100% con venta de Auna

Endesa: Mejor proyecto, más valor

La oferta de Gas Natural es inaceptable

- **Precio claramente insuficiente**
- **Pago con acciones sobrevaloradas**
- **Proyecto destruye valor**

Endesa ofrece mejor proyecto y más valor

- **Retorno al accionista: prioridad total**
- **Fuerte crecimiento orgánico**
- **Compromiso del equipo gestor**

Anexo

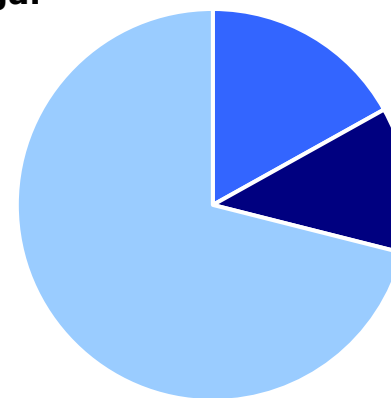


Plan de inversión 2005-09

Miles de mill. €	2005	2005-09
España y Portugal	2,5	10,3
Nueva capacidad	0,9	4,6
Capex de mantenimiento	1,6	5,7
N. en Europa	0,4	1,8
Nueva capacidad	0,4	1,4
Capex de mantenimiento	0,0	0,4
N. en Latinoamérica	0,5	2,5
Nueva capacidad	0,2	0,5
Capex de mantenimiento	0,3	2,0
Telecomunicaciones	0,0	0,0
TOTAL	3,4	14,6

**Plan de Inversión Total:
14.600 Mill € (1)**

**España y
Portugal
71%**



**Negocio
latinoamericano
17%**

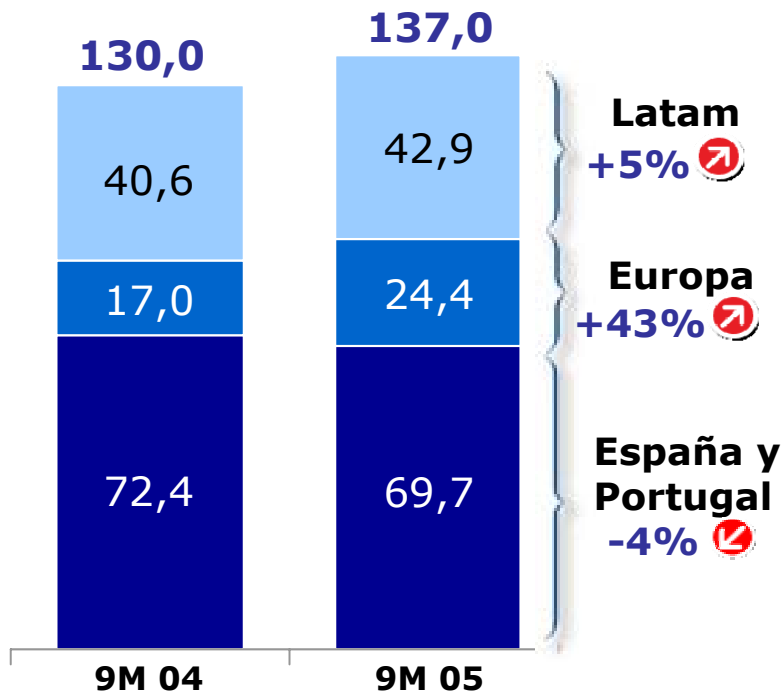
**Negocio
europeo
12%**

(1) Inversiones netas de subvenciones y cesiones en el negocio de distribución

Cartera diversificada que aporta crecimiento estable en magnitudes operativas

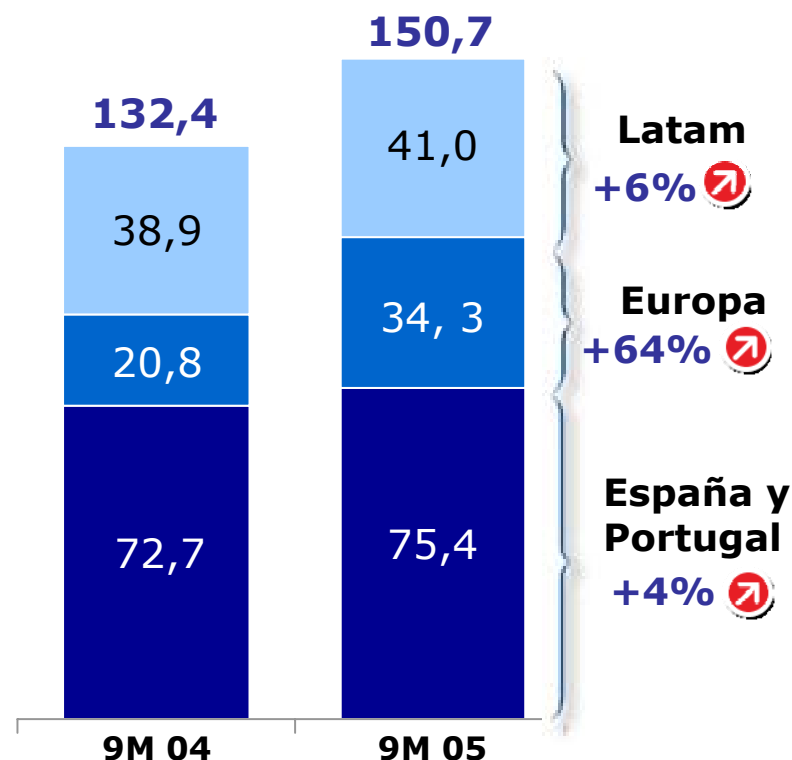
Generación (TWh)

+5%



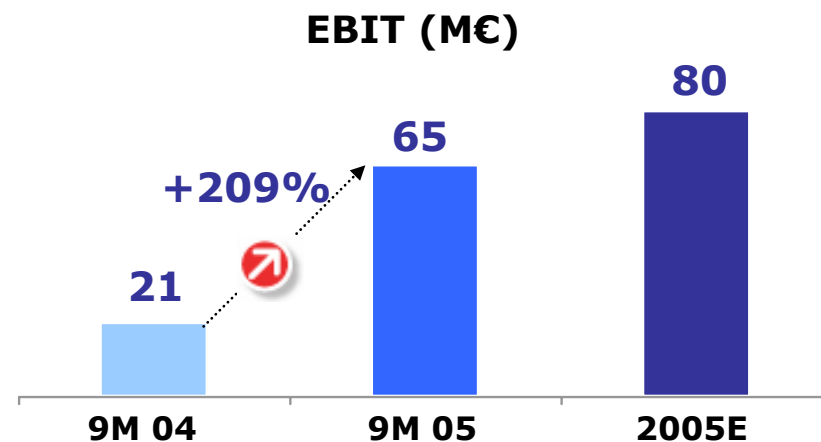
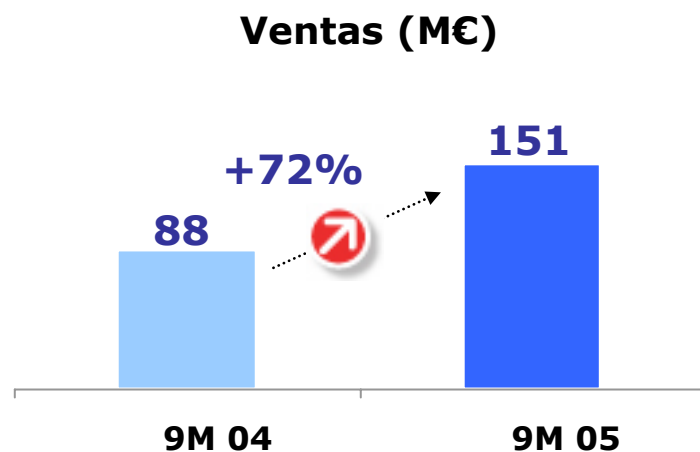
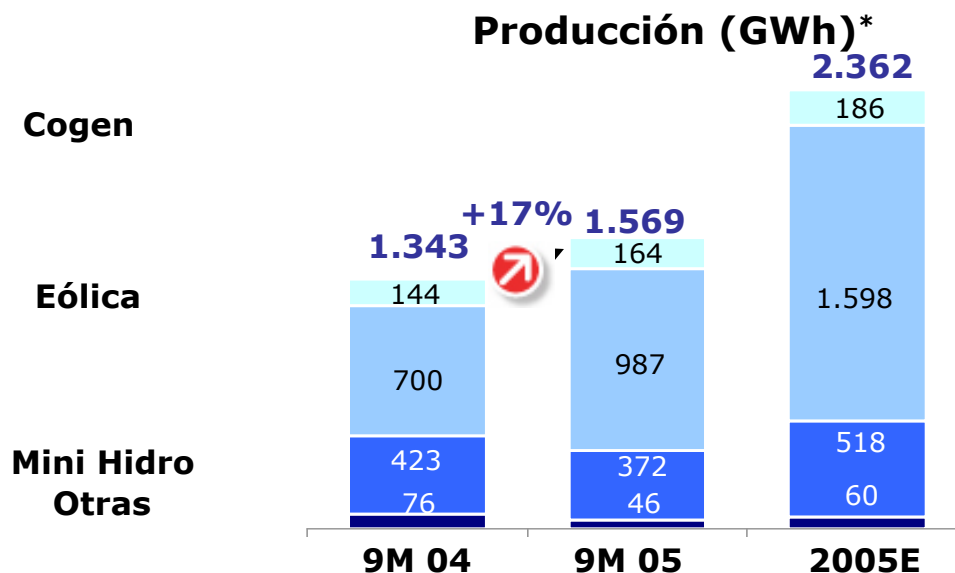
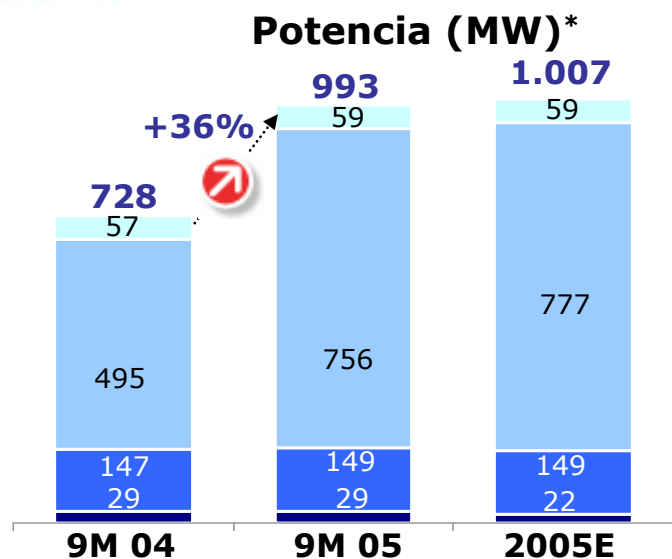
Ventas (TWh)

+14%



(*) Incluyen ventas fuera de España: 3.059 GWh frente a 2.711 GWh el año anterior

Crecimiento en Régimen Especial

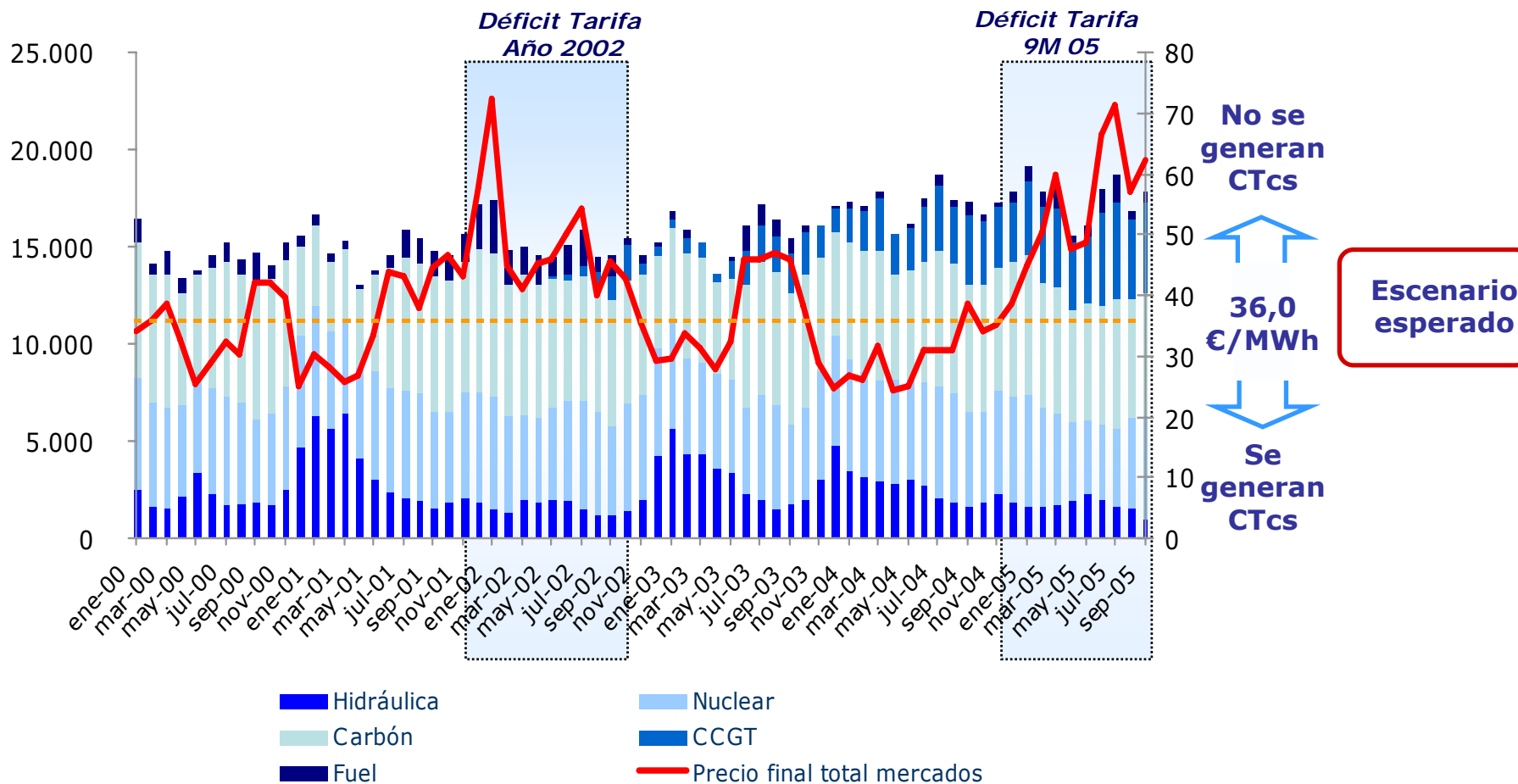


* 100% de los proyectos que Endesa consolida por integración global

El nuevo contexto de precios hace que no se generen CTCs

GWh/mes

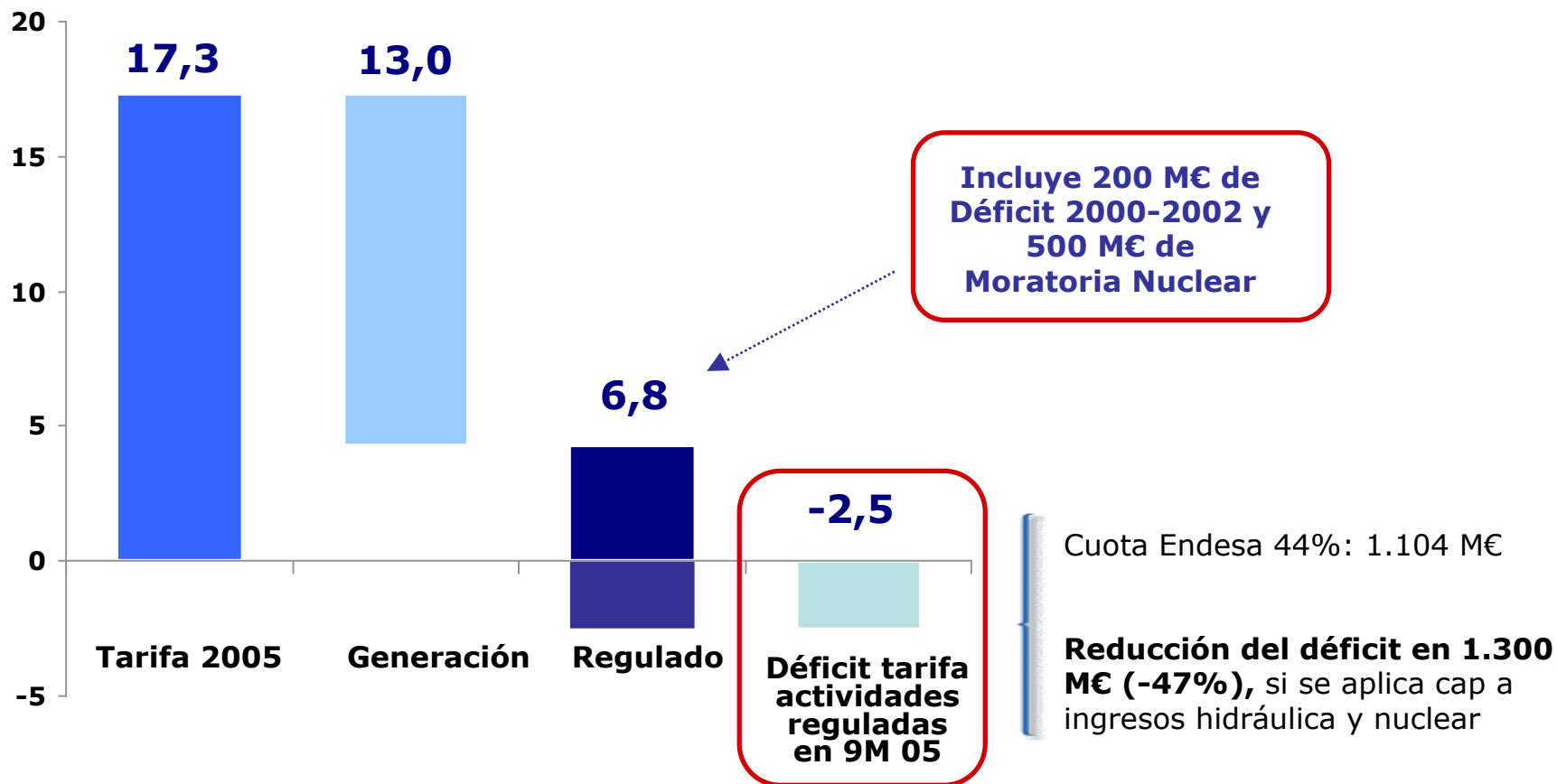
€/MWh



Insuficiencia tarifaria para contener el déficit que está alcanzando un nivel insostenible

Tarifa 2005: Principales componentes

Miles de Mill €



Perspectiva positiva ante los problemas regulatorios del sector

Diagnóstico de la situación regulatoria (consenso)

- Ausencia de liberalización efectiva por el "cap" tarifario
- Ineficiencias percibidas en el mercado mayorista (p.ej. CTC y restricciones)
- Regulador con sospechas sobre la credibilidad del precio de mercado
- Actividades reguladas no rentables

Tarifa no traslada automáticamente precio de mercado al cliente final

Posible período transitorio (hasta 2010 ?)

- Mercado competitivo sin distorsiones
- Mecanismo de recuperación de CTC no necesario
- "Cap" de ingresos en hidráulica y nuclear:
 - ✓ Ayuda a limitar el incremento de tarifa
 - ✓ Mitiga los efectos en precio de la concentración de mercado
- Tarifa aditiva
- Incremento de retribución en actividades reguladas

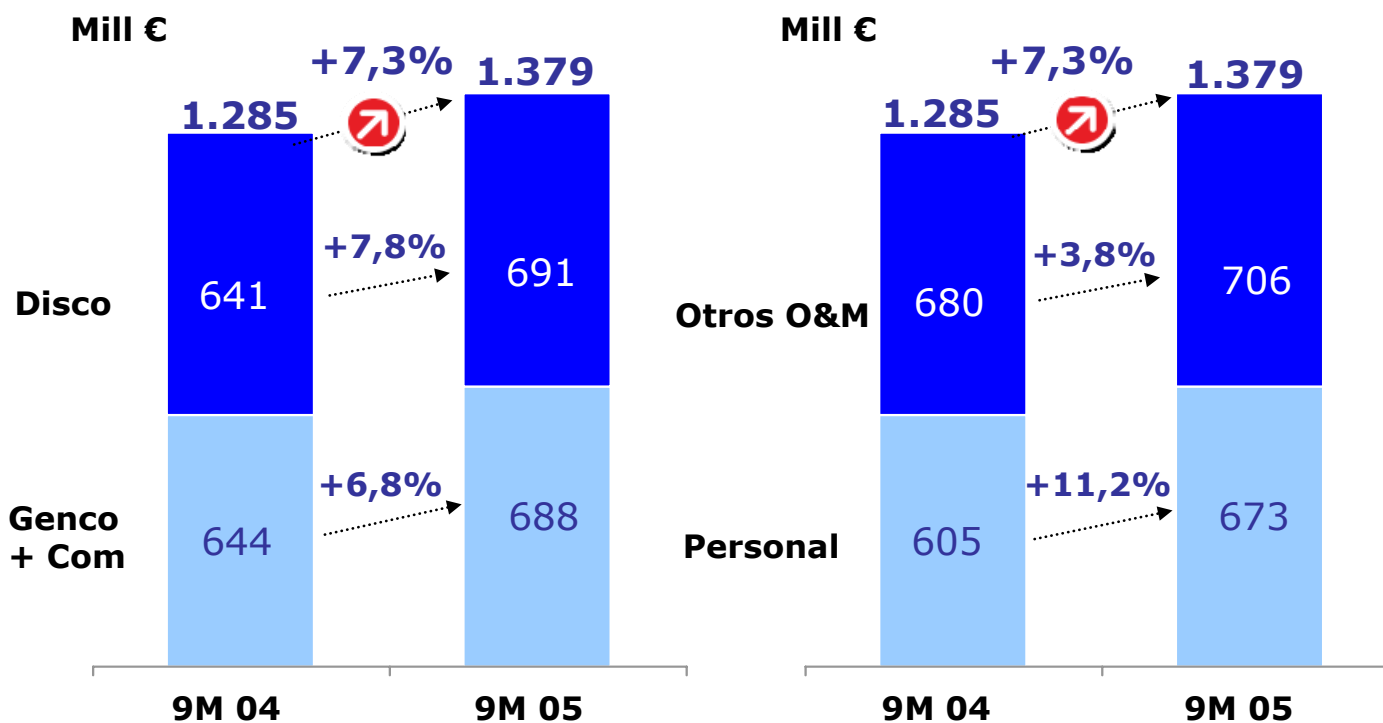
Mejora en los fundamentos económicos del sector

Propuesta regulatoria de ENDESA

- Liberalización completa y efectiva del sector y de los precios
- Mercado competitivo
- Desaparición de la tarifa
- Actividades reguladas con rentabilidad razonable

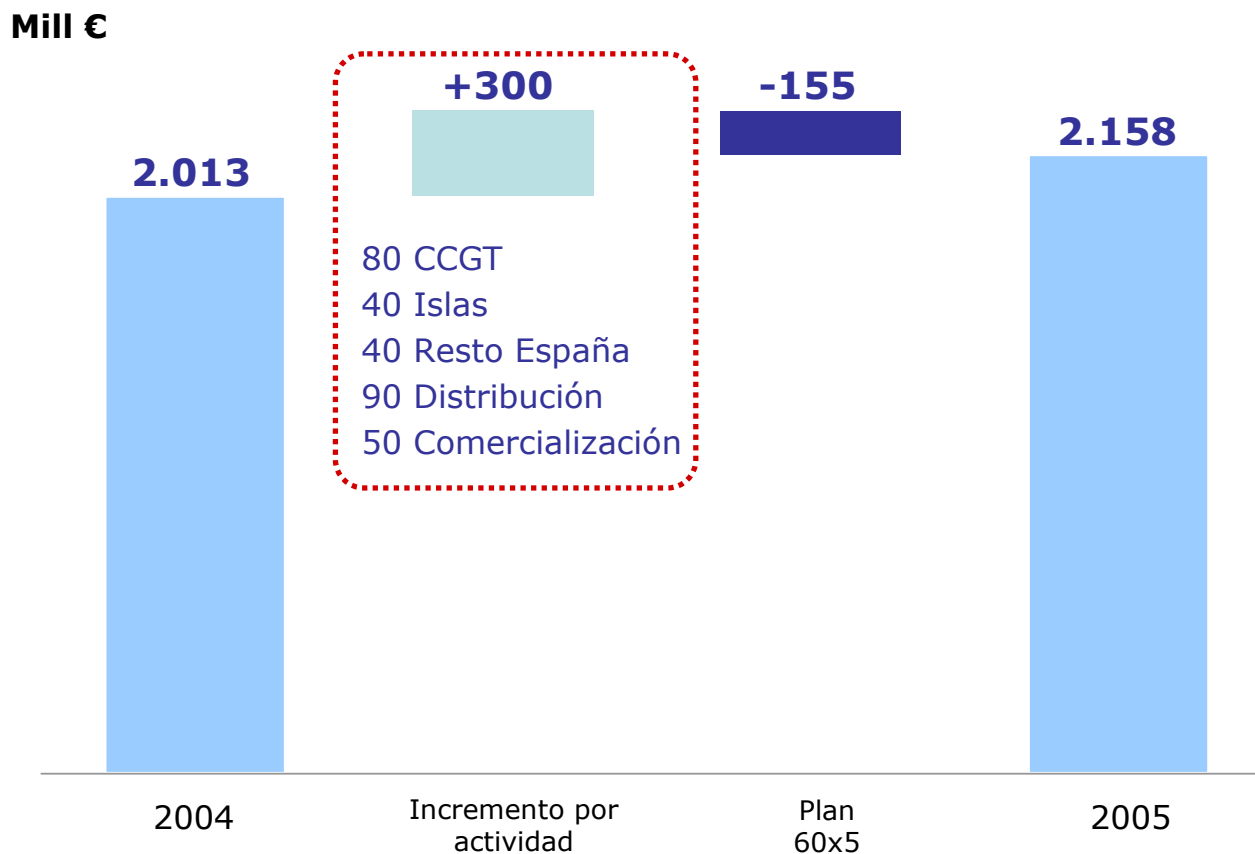
Completa liberalización del sector

Evolución Costes Fijos

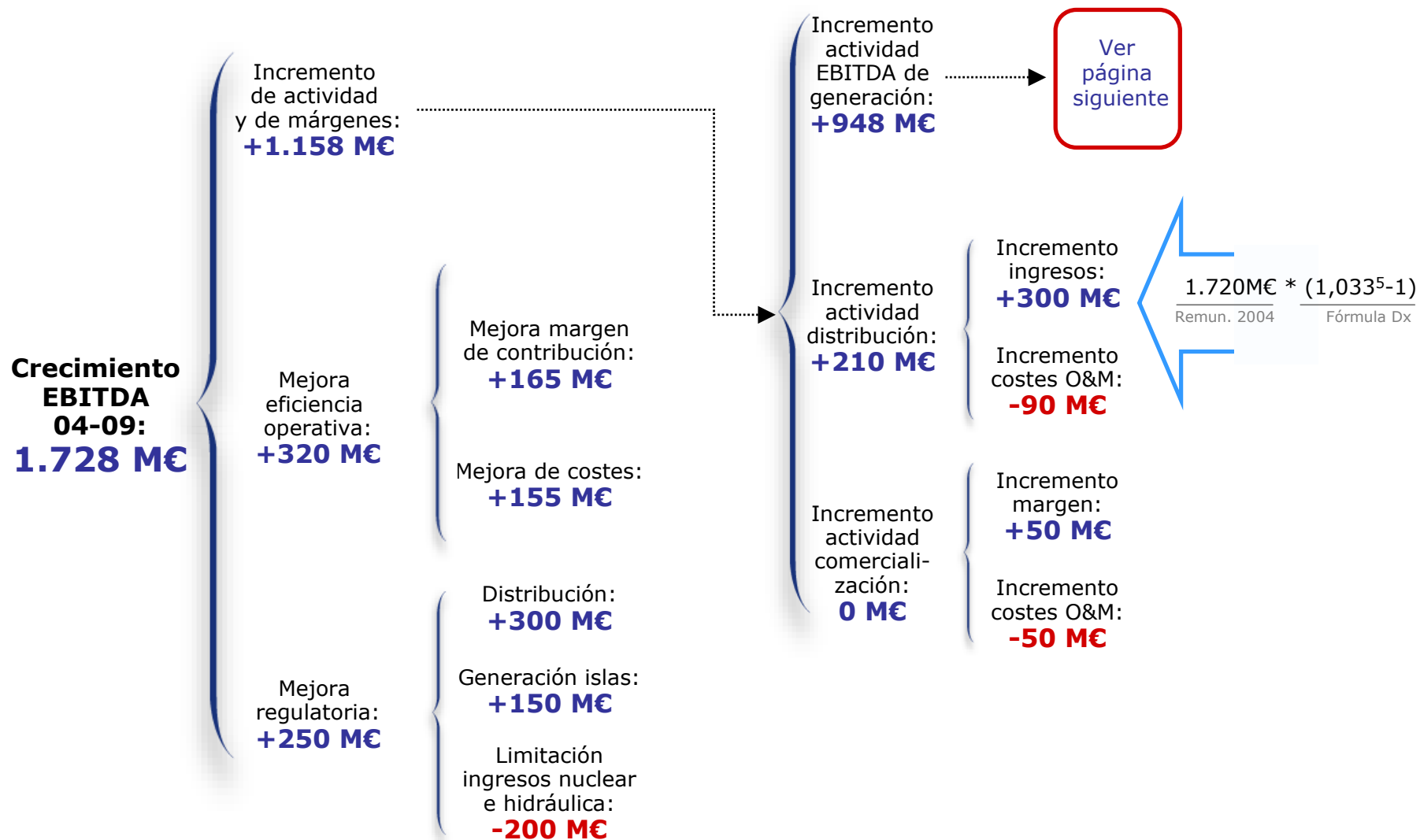


- Mayores gastos por nueva capacidad extrapeninsulares 19 M€
- Nulo crecimiento de costes de O&M en Distribución
- Absorción de incremento de actividad RE sin incremento de costes
- Pensiones y EREs +37 M€ por periodificación.

El plan de eficiencia 60x5 compensa parcialmente el incremento de costes asociado al crecimiento



España: Crecimiento EBITDA 2004-2009



España: Crecimiento EBITDA 2004-2009

Incremento actividad y margen de generación:
+948 M€

Régimen ordinario peninsular:
+518 M€

Régimen ordinario insular:
+120 M€

Régimen Especial:
+310 M€

Mayores márgenes de contribución en la producción R.O. peninsular
+598 M€

Mayores costes de O&M:
-80 M€

Incr. Producción:
+160 M€

Mayores costes de O&M:
-40 M€

Incremento ingresos:
+350 M€

Incremento costes O&M:
-40 M€

		2004	2009	Dif.
Producción	GWh	80.756	82.756	2.000
Margen bruto unitario	€/MWh	21,3	28,0	6,7
- Ingreso de mercado		34,8	47,2	12,4
- Coste variables (incl. CO2)		13,5	19,2	5,7
Margen bruto	M€	1.720	2.318	598

$$\underbrace{+8 \text{ CCGTS}}_{\text{Inc. potencia.}} * \underbrace{10 \text{ Mill. €/CCGT}}_{\text{Cte. Fijo}}$$

$$\underbrace{+4 \text{ TWh}}_{\text{Inc. produc.}} * \underbrace{40 \text{ €/MWh}}_{\text{Margen prod.}}$$

$$\underbrace{+4 \text{ TWh}}_{\text{Inc. produc.}} * \underbrace{10 \text{ €/MWh}}_{\text{Cte. Fijo €/MWh}}$$

$$\underbrace{+4 \text{ TWh}}_{\text{Inc. actividad}} * \left(\underbrace{47 \text{ €/MWh}}_{\text{Precio pool}} + \underbrace{40 \text{ €/MWh}}_{50\% \text{ tarifa}} \right)$$

$$\underbrace{+4 \text{ TWh}}_{\text{Inc. produc.}} * \underbrace{10 \text{ €/MWh}}_{\text{Cte. Fijo €/MWh}}$$

Nota: la presentación del 3-October-2005 recogía un desglose del incremento en Régimen Ordinario, en tres efectos (480+440-282=638), que se corresponde con la suma de los incrementos en R.O. peninsular (518) y R.O. insular (120) aquí presentados

Las hipótesis básicas utilizadas para calcular el incremento de EBITDA son "conservadoras"

Hipótesis respecto al incremento de actividad

- Incremento de la producción en régimen ordinario peninsular de **sólo 2.000 GWh** habiendo instalado 3.200 MW de nueva capacidad:
 - ✓ 16.000 GWh* de incremento en CCGT
 - ✓ 14.000 GWh* de reducción en carbón y fuel-gas
- Incremento de producción en las islas basada en el incremento de demanda (6% anual)
- Utilización de las nuevas instalaciones en régimen especial de 2.200 horas (producción de 4.000 GWh para 1.800 MW instalados)
- Incremento de demanda 2004-2009 : 4% TACC
- Incremento de costes de O&M ligado al incremento de actividad: **300 M€**

Hipótesis de mercado de las distintas "commodities" en 2009

- Precio de mercado eléctrico 47 €/MWh
 - ✓ En línea con curvas "forward" en toda Europa
 - ✓ Coste de nuevo entrante o "long term marginal cost"
 - ✓ "Spark spread": 16 €/MWh
 - ✓ "Clean spark spread": 10 €/MWh
- Coste de combustible de las tecnologías térmicas (sin incluir CO2)

✓ CCGT	31 €/MWh
✓ Carbón	21 €/MWh
- PNA que asigna a Endesa un 50% de sus necesidades. Coste de compra de los derechos de emisión: 18 €/ton

(*) Producciones basadas en igual utilización de carbón y CCGT en 2009 (5.000 horas), a pesar de la mayor competitividad esperada del carbón (escenario conservador)

Incremento del margen bruto en la generación en régimen ordinario peninsular

Evolución de producción y costes de combustible y CO2

Evolución del margen bruto

Año 2004

	Producción (GWh)	Coste combustible (€/MWh)
Hidráulica	10.310	3,6
Nuclear	25.567	3,5
Térmica	44.879	21,4
TOTAL	80.756	13,5

- **Margen bruto unitario: 21,3 €/MWh**
 - Ingreso de mercado: 34,8 €/MWh
 - Coste variable: -13,5 €/MWh
- **Producción: 80.756 GWh**
- **Margen bruto: 1.720 M€**

Año 2009

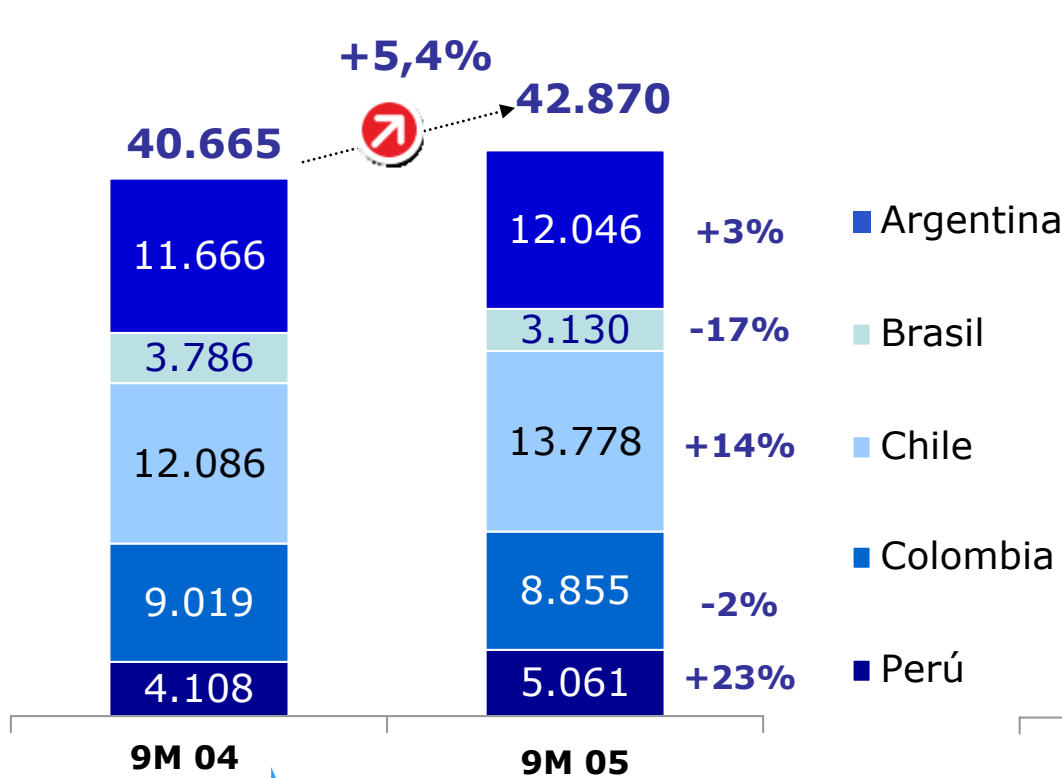
	Producción (GWh)	Coste combustible (€/MWh)	Coste CO2 (€/MWh)
Hidráulica	10.310	3,2	0,0
Nuclear	25.567	3,6	0,0
Térmica	46.879	25,5	5,6
TOTAL	82.756	16,0	3,2

- **Margen bruto unitario: 28,0 €/MWh**
 - Ingreso de mercado: 47,2 €/MWh
 - Coste variable: -19,2 €/MWh
- **Producción: 82.756 GWh**
- **Margen bruto: 2.318 M€**

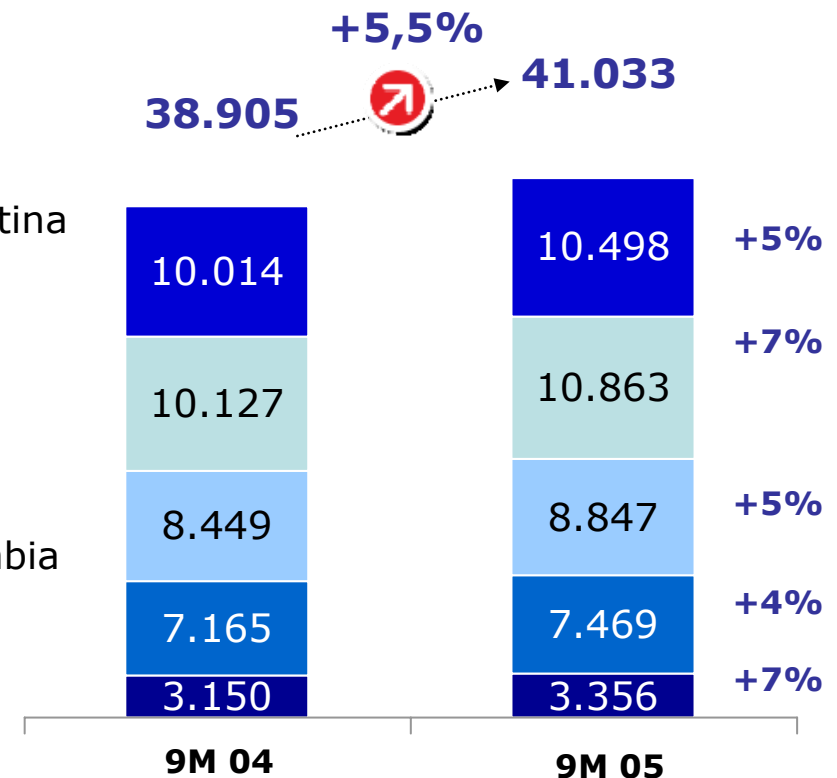
Diferencia margen bruto 2004 – 2009: +598 M€

Altos crecimientos de producción y ventas

Generación (GWh)



Distribución (GWh)



Crecimiento Plan Estratégico

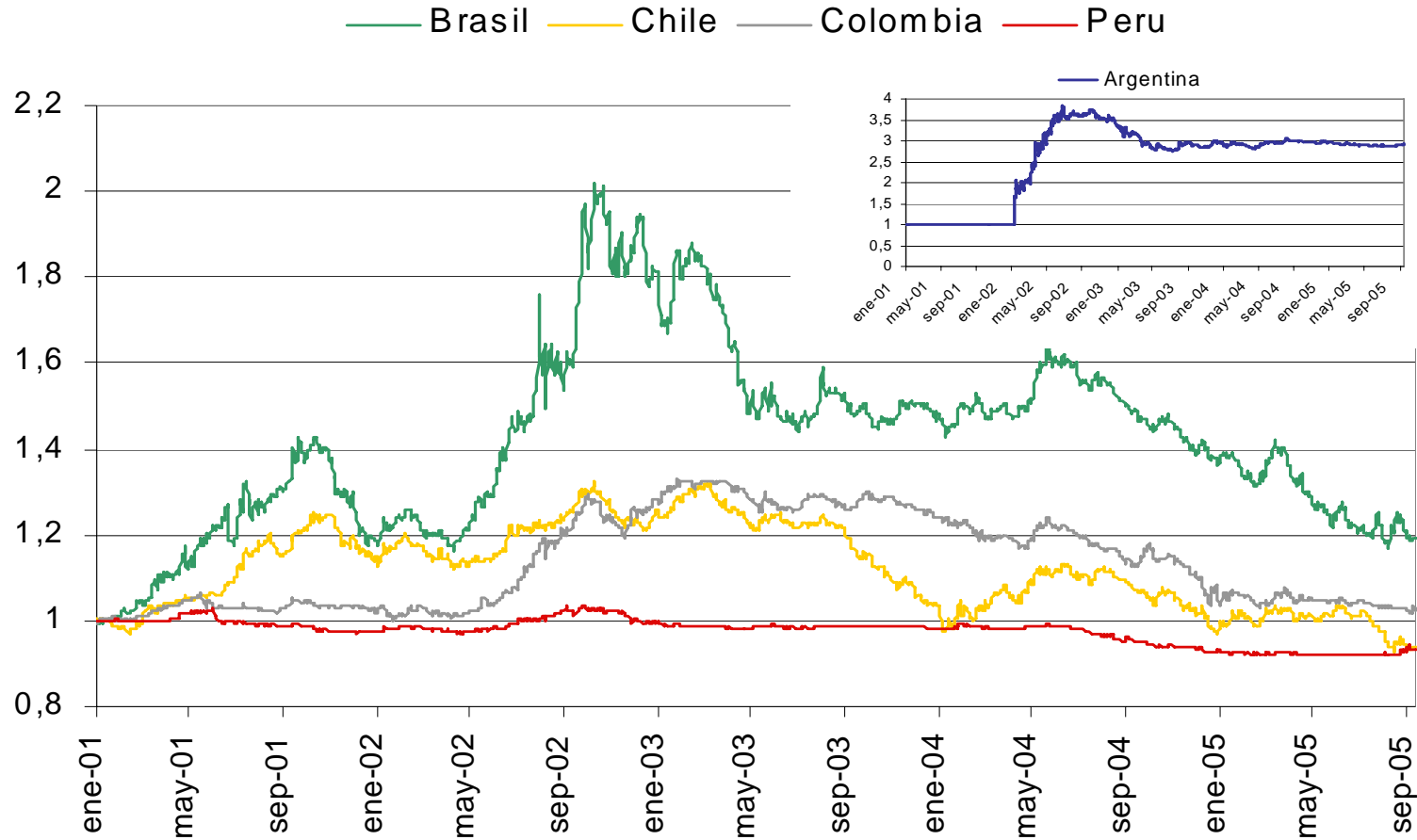
+3,5% TACC



+5,0 % TACC

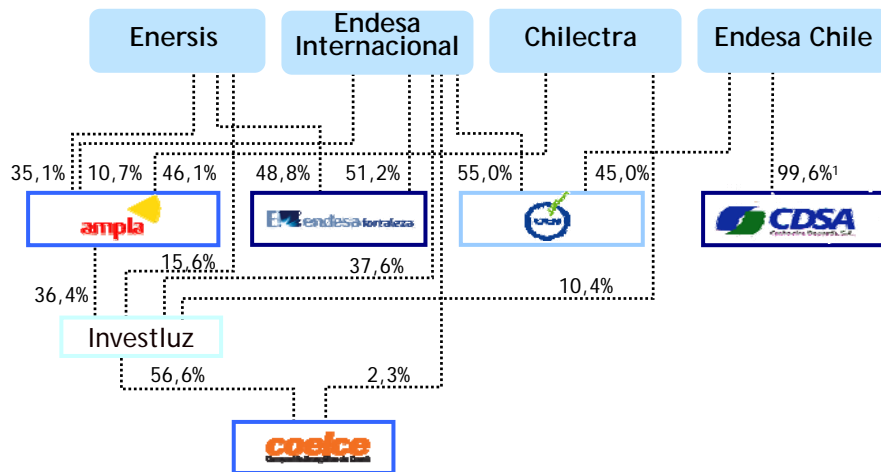


Recuperación y estabilidad de las monedas frente al USD

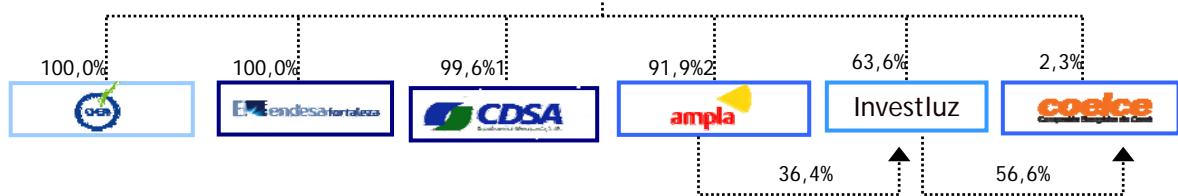


Avance en las reestructuraciones societarias anunciadas

1) Brasil (creación de un holding)



Holding Endesa Brasil



▪_Holding constituido y aportación de filiales ya realizada

2) Fusión Chilectra-Elesur

▪_Objetivos_: la simplificación de la estructura societaria actual de la compañía, así como una optimización de costes y tributaria.

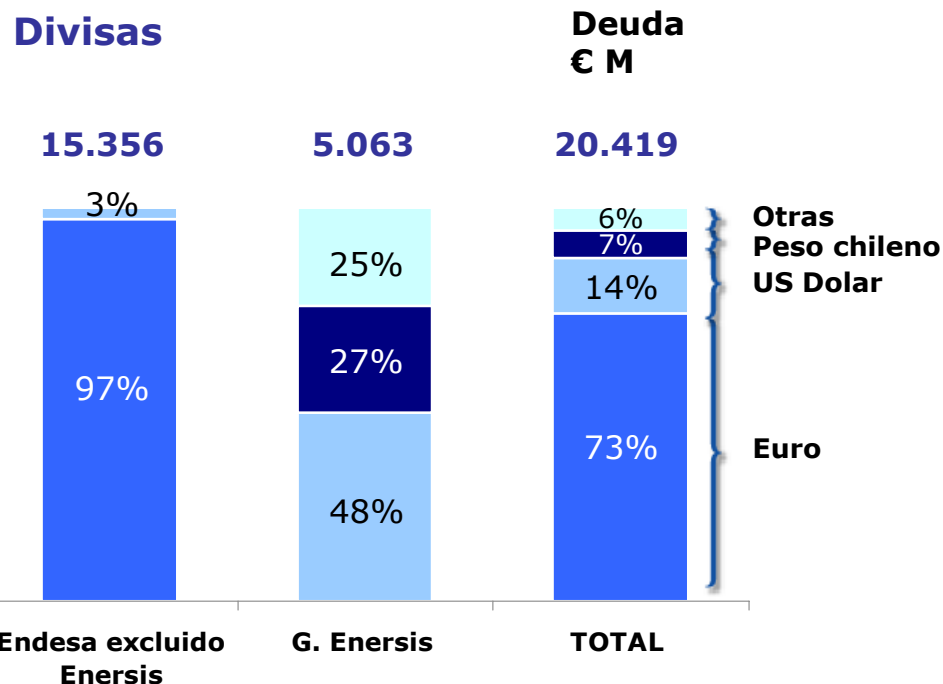
▪ La operación se llevará a cabo mediante la absorción de Chilectra por parte de Elesur.

▪ Producto de la fusión, se estima un beneficio en resultados para los próximos años por aproximadamente 155 MM€, principalmente por ahorro en el pago de impuestos de sociedades.

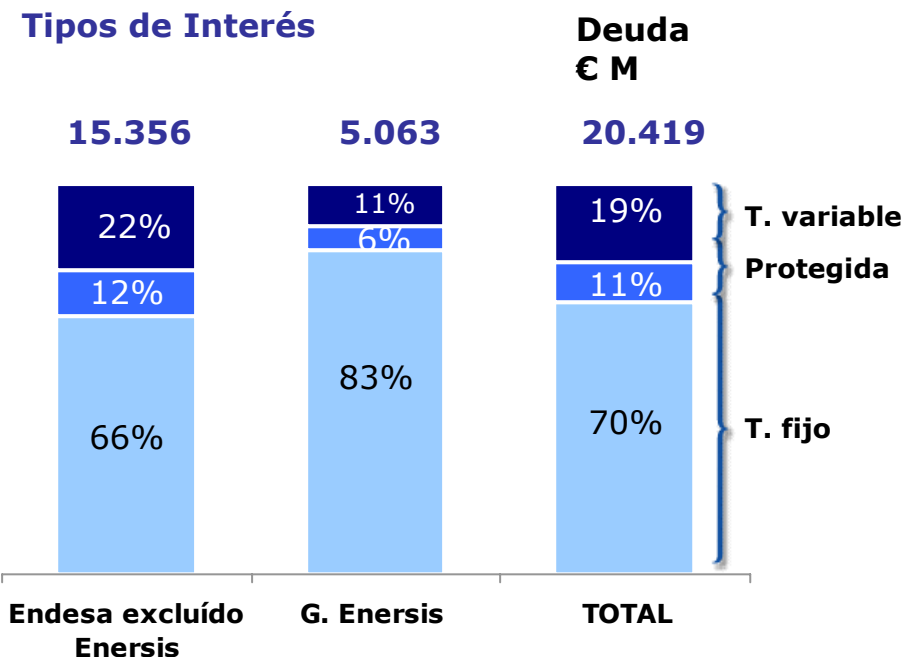
3) Reestructuración de las operaciones peruanas de generación. Avanza según calendario previsto.

Estructura de la deuda acorde a las necesidades y el riesgo del negocio

Cobertura del riesgo de divisas



Cobertura del riesgo por tipos de interés



- El riesgo por tipo de cambio está limitado por la estrategia de denominar la deuda en la divisa en que se generan los flujos de caja
- El alto porcentaje de cobertura de los tipos de interés reduce la volatilidad del gasto financiero

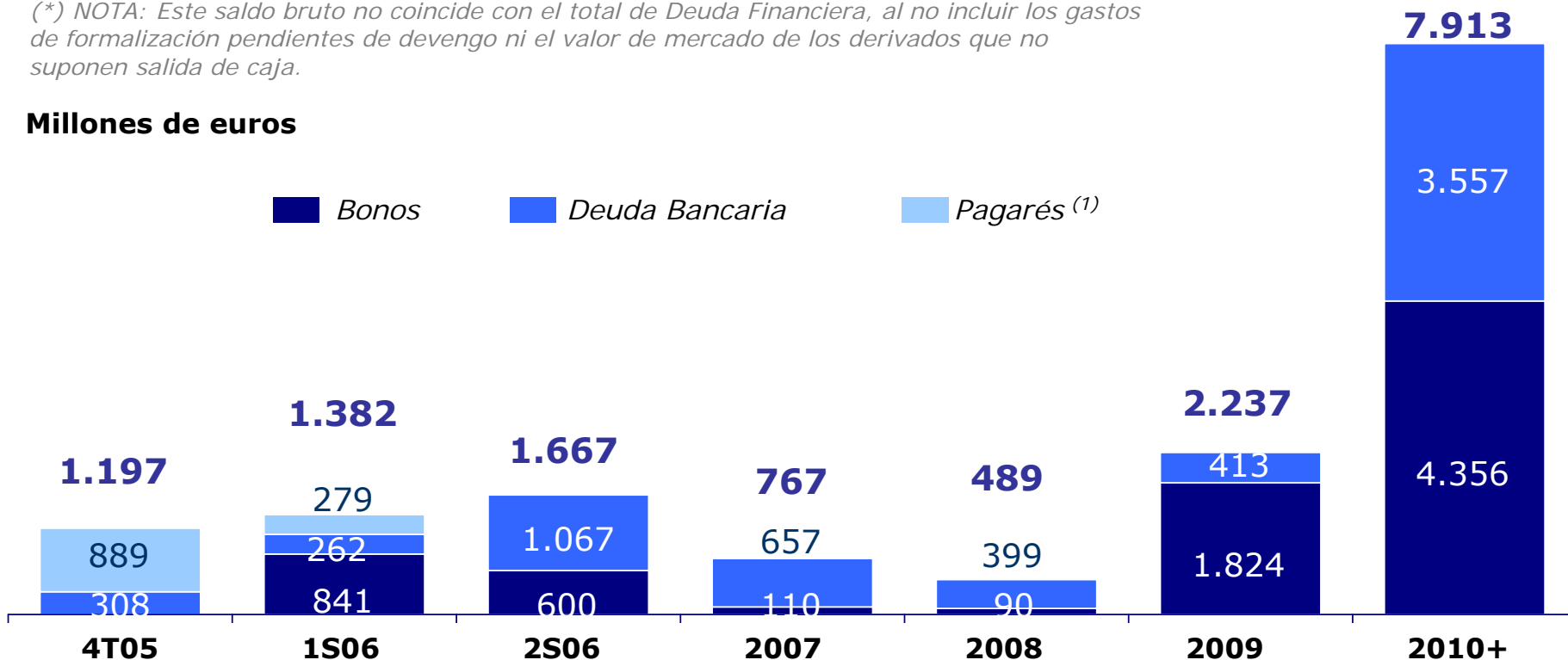
Vencimiento de la deuda de Endesa España

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de septiembre de 2005: 15.652 Mill € (*)

(*) NOTA: 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.

Millones de euros

■ Bonos ■ Deuda Bancaria ■ Pagarés ⁽¹⁾



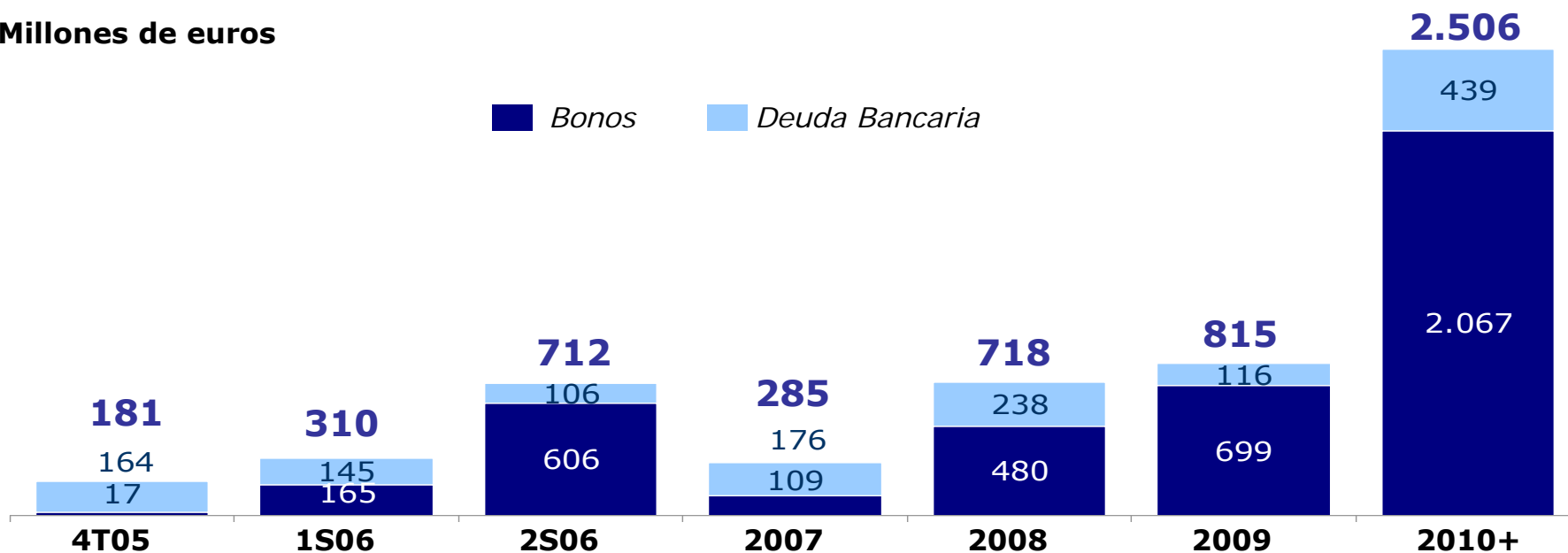
- La liquidez de ENDESA en España: 4.267 M€ (539 Mill € de caja, 2.228 M€ en líneas de crédito disponibles, 1.500 Mill € del nuevo crédito sindicado) cubre los vencimientos de los próximos 15 meses y aumentará en el 4T por la venta de AUNA.

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

Vencimiento de la deuda de Enersis

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de septiembre de 2005: 5.527 Mill €(*)

Millones de euros



■ La liquidez de Enersis de 476 M€ cubre los vencimientos de deuda de los próximos 8 meses

(*) NOTA: 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.

Nota informativa

Declaración bajo la protección otorgada por la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Esta presentación contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados de financieros y operativos y otros futuribles. Estas declaraciones no constituyen garantías de que resultados futuros se concretarán 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. Por ejemplo, las previsiones sobre el EBITDA, los ingresos netos y dividendos para el ejercicio 2005 y los objetivos de EBITDA y dividendos para el periodo 2004-2009 incluidos en esta presentación son perspectivas que se fundamentan en ciertas asunciones que pueden o no producirse. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan estas previsiones y objetivos 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 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 esta presentación, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de los 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 efectos de la 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 regulatorias, incluidas las medioambientales, para la construcción de nuevas instalaciones, “repowering” o mejora de instalaciones existentes; escasez o cambios en el 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 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 la presentación, en el capítulo de Factores de Riesgo del documento 20-F del ejercicio 2004 registrado en el SEC y del vigente Documento Registro de Acciones de Endesa registrado en la CNMV.

Endesa no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco Endesa ni ninguna de sus filiales tiene la intención de actualizar tales previsiones y objetivos.



Endesa: mejor proyecto, más valor

***Resultados 9 Meses 2005:
Cumpliendo compromisos***



16 de noviembre de 2005