



## *Resultados 2007*



**21 de febrero de 2008**

## Nota aclaratoria

- A efectos de analizar la evolución del Grupo durante el ejercicio 2007 y su comparación con 2006, el análisis que se presenta a continuación se realiza sobre la totalidad de las operaciones realizadas durante el ejercicio, tanto de las que al 31 de diciembre de 2007 tienen la consideración de operaciones continuadas como las que se consideran interrumpidas
- Bajo el criterio marcado por la NIIF 5, se clasifican como operaciones interrumpidas los activos de Endesa Europa y las centrales de generación en España que Endesa tiene previsto vender próximamente a E.On AG en cumplimiento del acuerdo firmado entre los principales accionistas, Enel y Acciona, el pasado 26 de marzo de 2007
- La información relativa a las operaciones interrumpidas se ha incluido en los anexos del presente documento

## Resultados 2007

- **Objetivos superados:**
  - EBITDA de 7.485M€
  - Resultado neto de 2.675M€
  
- **Entorno exigente en todos los mercados:**
  - Demanda moderada, precios coyunturalmente bajos y regulación incierta en España
  - Demanda y precios a la baja en Italia y Francia
  - Baja hidraulicidad y escasez de gas en Latinoamérica

## Resultados positivos a pesar del entorno exigente

M€	2006	2007	Variación	Variación homogénea <sup>(1)</sup>
<b>Ventas</b>	19.637	21.222	+8%	+9%
<b>Margen de contribución</b>	10.434	10.993	+5%	+8%
<b>EBITDA</b>	7.139	7.485	+5%	+8%
<b>EBIT</b>	5.239	5.596	+7%	+12%
<b>Gastos financieros netos</b>	-969	-947	-2%	-5%
<b>Resultado neto</b>	2.969	2.675	-10%	+14%
	<b>31.12.06</b>	<b>31.12.07</b>	<b>Variación</b>	
<b>Apalancamiento</b>	1,245x	1,250x	+0,005x	

(1) Eliminando los siguientes atípicos:

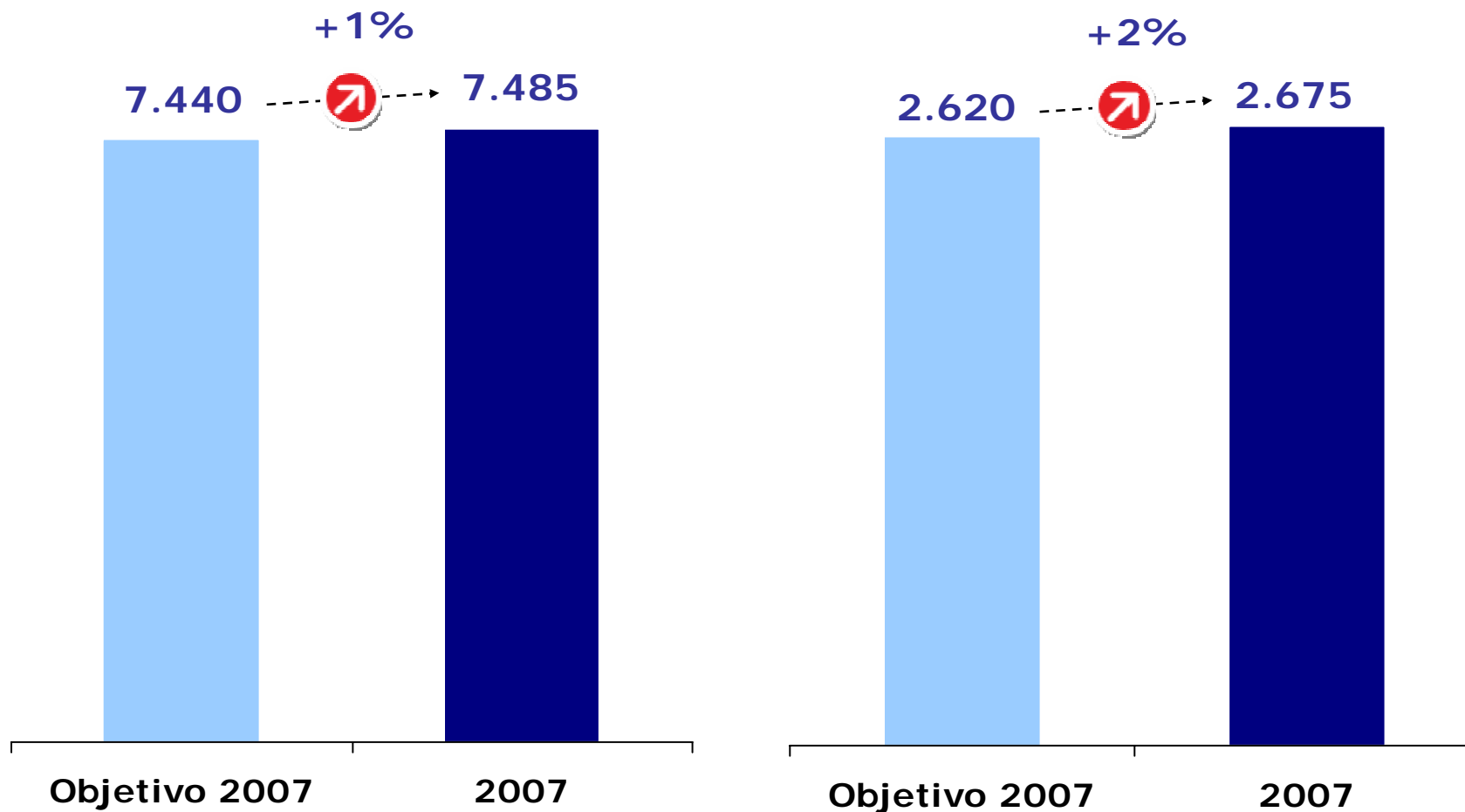
- Reconocimiento en 2006 de ingresos por los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2005 con un impacto en EBITDA de 227 M€, en Gasto Financiero Neto de 31 M€ y en Resultado Neto de 197 M€ en 2006.
- Efecto fiscal por impuestos diferidos (-137M€) y cancelación de provisiones de carácter fiscal (+75M€) con un impacto negativo de 62 M€ en el Resultado Neto de 2006.
- Realineamiento del valor fiscal del inmovilizado por 148 M€ de acuerdo a ley financiera italiana con un impacto en el beneficio neto de 118 M€ en 2006.
- El efecto fiscal de la fusión de Elesur con Chilectra con un impacto en Resultado Neto de 101 M€ en 2006
- Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de 365 M€ en 2006 y 106 M€ en 2007

Objetivos superados

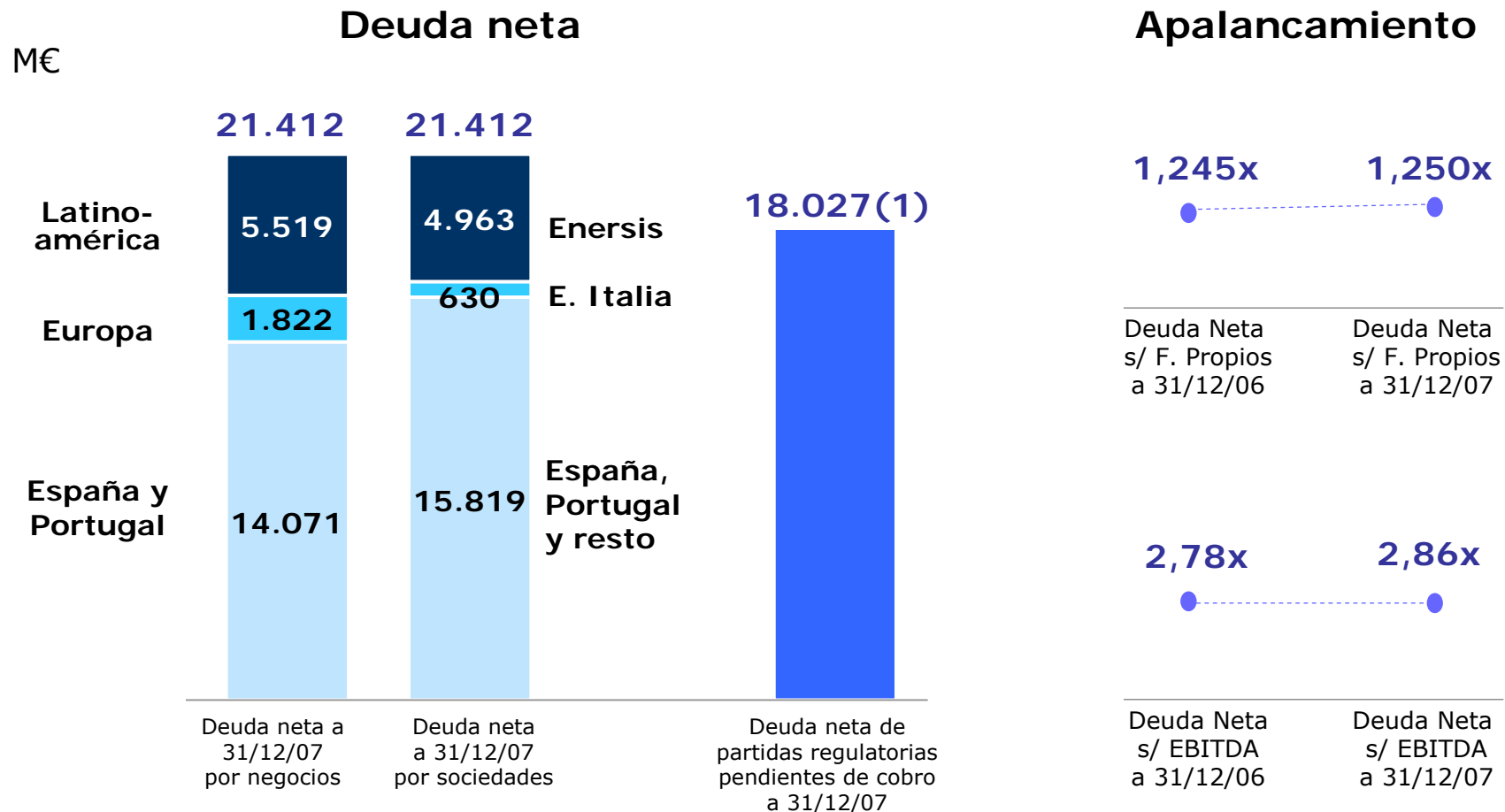
M€

EBITDA

Resultado Neto



## Apalancamiento financiero estable



**Deuda neta de partidas regulatorias: 18.027 M€**

( 1 ) El desglose de las partidas regulatorias pendientes de cobro figura en el Anexo (pg. 28)

Resultados 2007

Fuerte crecimiento en todos los

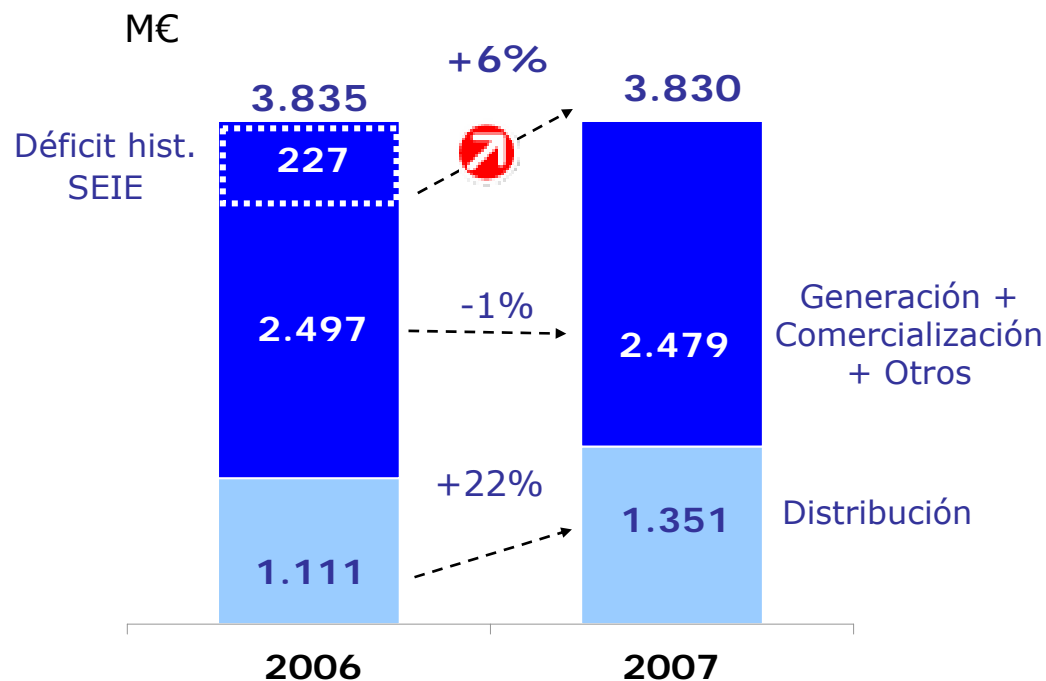


# España y Portugal



## Crecimiento en términos homogéneos en un entorno desfavorable

### EBITDA



**Resultado Neto 2007:**

**1.785 M€ (+14% homogéneo<sup>(1)</sup>)**

### Claves del período

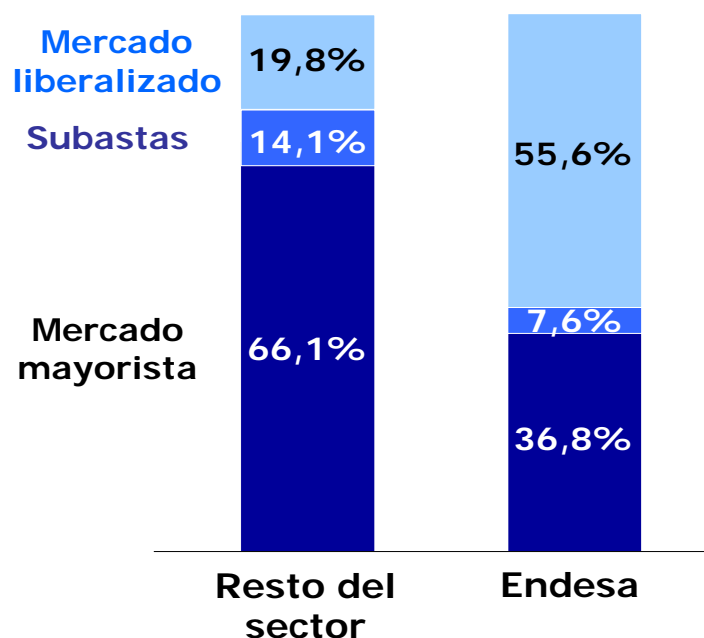
- Crecimiento moderado de la demanda (+2,8%) y bajos precios del pool
- Liderazgo y optimización de márgenes en negocio liberalizado
- Incremento significativo del resultado en Distribución y Gas
- Incertidumbre regulatoria
- Impacto negativo RD 3/2006
- Condiciones hidráulicas adversas

( 1 ) Eliminando los efectos no recurrentes de: (a) el déficit SEIE en 2006: 227 M€ en EBITDA, 31 M€ en Gasto Financiero Neto y 197 M€ en Resultado Neto.; (b) Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de 200 M€ en 2006 y 70 M€ en 2007 y (c) Efecto fiscal por impuestos diferidos (-137M€) y cancelación de provisiones de carácter fiscal (+75M€) con un impacto negativo de 62 M€ en el Resultado Neto de 2006.

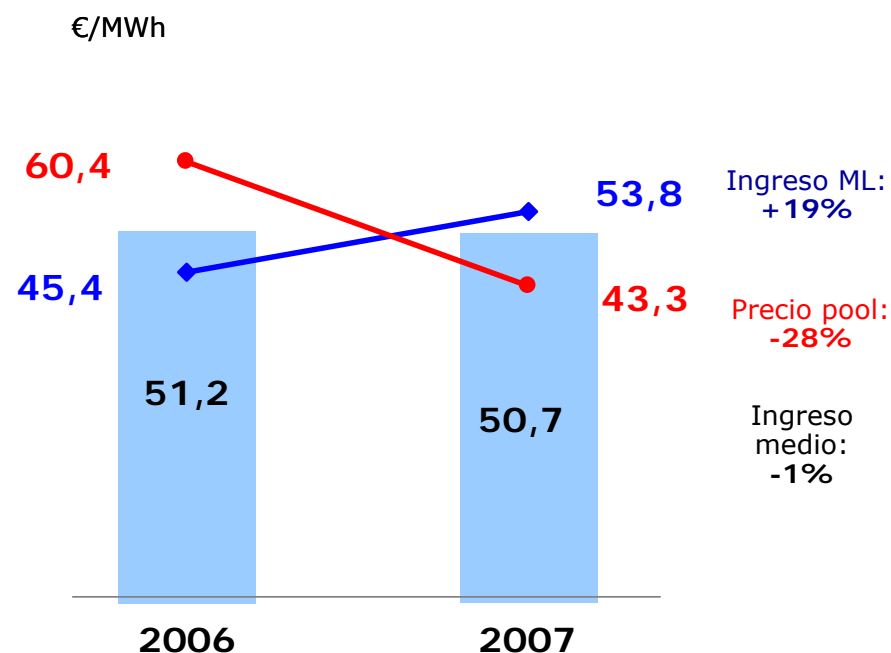


## Liderazgo y optimización de ingresos en el negocio liberalizado

### Ventas de Generación



### Ingreso medio de generación peninsular<sup>(1)</sup> y precio del pool

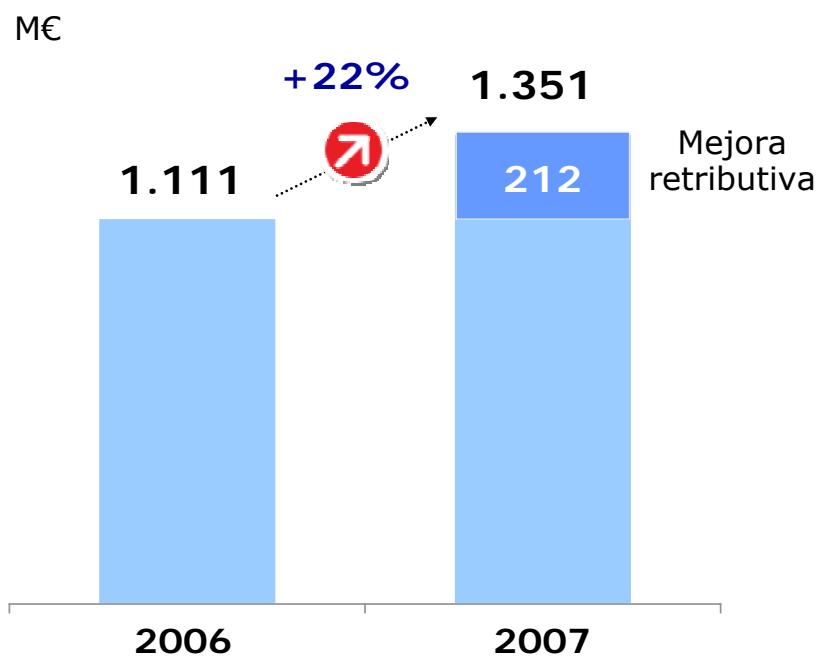


- Renovaciones y firmas de nuevos contratos en 2007 a un precio equivalente de 57 €/MWh (14 €/MWh superior al del mercado mayorista)

(1) Incluye pago de capacidad así como la aplicación del artículo 2 del RDL 3/2006: -121 M€ en 2006 y -17 M€ en 2007. No incluye el efecto de liquidación definitiva del RDL 3/2006 del año 2006, -151 M€ adicionales, que han sido contabilizados en 2007

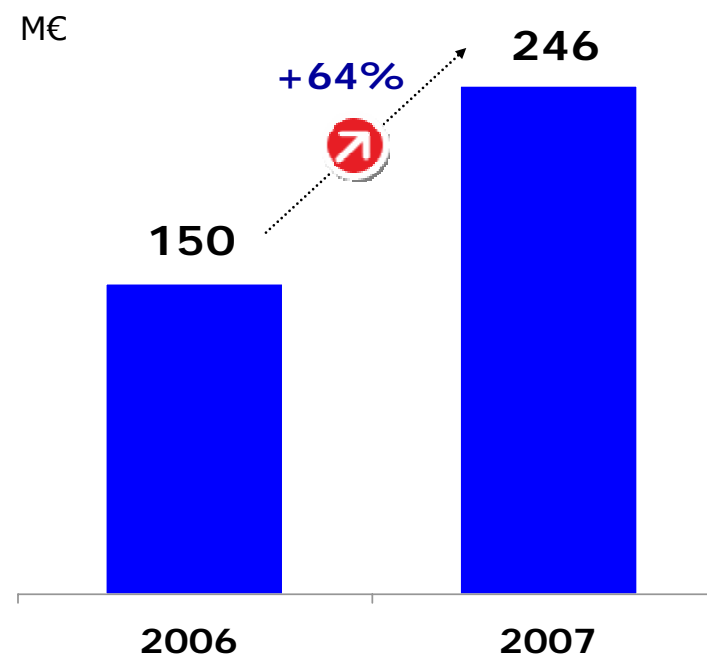
## Fuertes crecimientos en Distribución y Gas

### EBITDA negocio Distribución



- Continua mejora de la calidad: reducción del TIEPI del 8% en los últimos 12 meses, record histórico en calidad de suministro

### Margen contribución negocio Gas



- Ventas totales de gas: +17%
- Cuota mercado gas: 13%

## Regulación: RDL 11/2007 para descuento del efecto de la internalización del CO<sub>2</sub>

### Situación y actuaciones

- Extraña situación legal: validado por el Parlamento pero pendiente de tramitación como Ley en la próxima legislatura
- No se puede recurrir por ser una Ley. Podrá recurrirse su desarrollo y aplicación
- En preparación acciones legales ante la Unión Europea, por vulnerar diversos principios de competencia, mercado interior y medio ambiente

### Próxima tramitación parlamentaria

- No podría aplicar a contratos firmados antes de su aprobación
- No debería aplicar a los contratos bilaterales, que no contribuyen al déficit ni internalizan el precio del CO<sub>2</sub>, al competir con la tarifa
- Debería ser compatible con la filosofía de Kyoto y no bloquear la señal económica del CO<sub>2</sub> a los consumidores
- No podrá ser discriminatorio con países vecinos: igualdad de trato a generadores extranjeros que vendan en España

## Regulación: Distribución, tarifa, equipos de medida

### Tarifa

- Incremento del 3,3%
- Avance hacia el modelo de tarifa aditiva con una reducción de la tarifa de acceso en las tarifas domésticas: se abre mayor hueco a la comercialización
- Consolidación del modelo de déficit ex-ante: reducción de incertidumbre regulatoria
- Próxima subasta de titulización posiblemente antes del verano: la convocatoria anterior quedó desierta

### Distribución

- Hasta ahora la retribución se actualizaba con un factor de eficiencia del 30% de la demanda. Ahora se introduce un valor individualizado por empresa, 61% para Endesa
- La retribución de Endesa aumenta en 88 M€
- Continúa en desarrollo el modelo retributivo definitivo
- Se establece un ambicioso plan de introducción de contadores inteligentes ("smart meters"). Endesa disfruta de una condición privilegiada para acometer este plan

# Resultados 2007

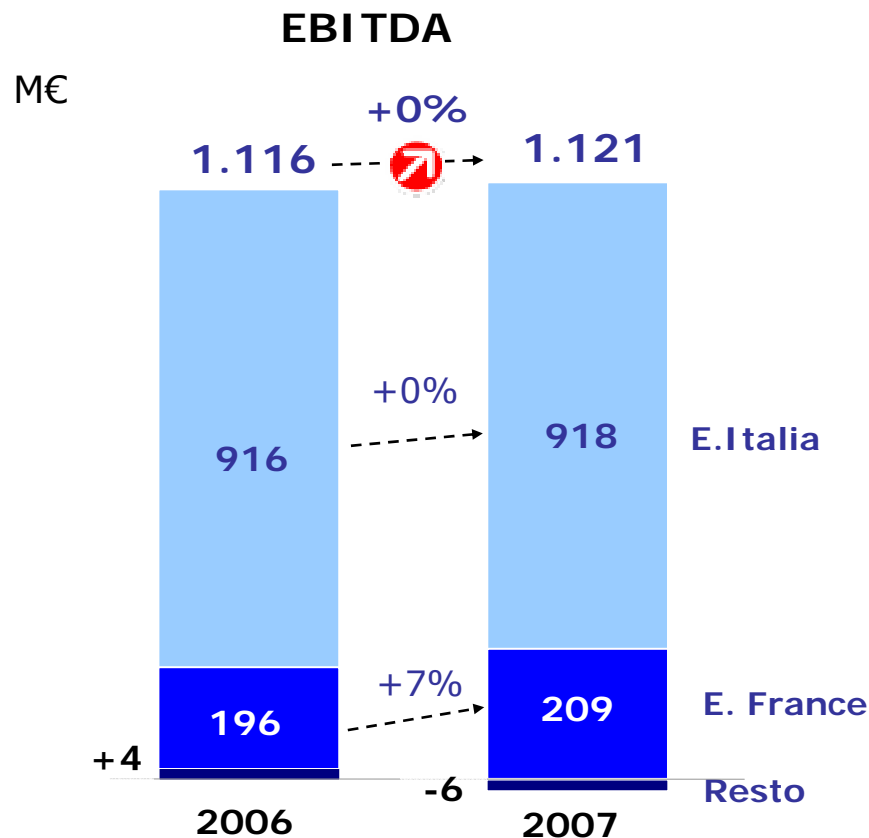
Fuerte crecimiento en todos los mercados



## Europa



## Estabilidad del negocio en un entorno desfavorable



### Claves del período

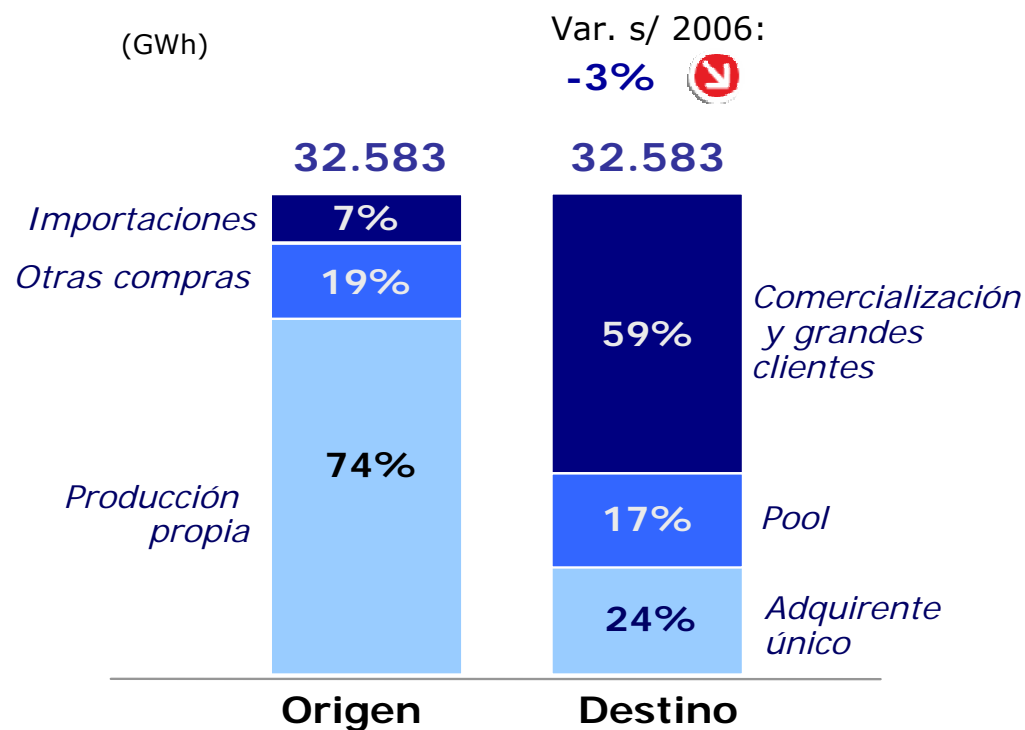
- Márgenes estables a pesar de la caída de los precios y el estancamiento de la demanda
- Avance en los planes de capacidad
- Avance en el plan de negocio de Endesa Hellas


**Resultado Neto 2007:**  
**419 M€ (+13% homogéneo<sup>(1)</sup>)**

(1) Eliminando los siguientes atípicos: (a) Reajuste del valor fiscal del inmovilizado de acuerdo a ley financiera italiana que originó un beneficio fiscal de 118 M€ en 2006. (b) Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de -4 M€ en 2007

## Italia: incremento de márgenes

### Ventas 2007<sup>(1)</sup>: origen y destino



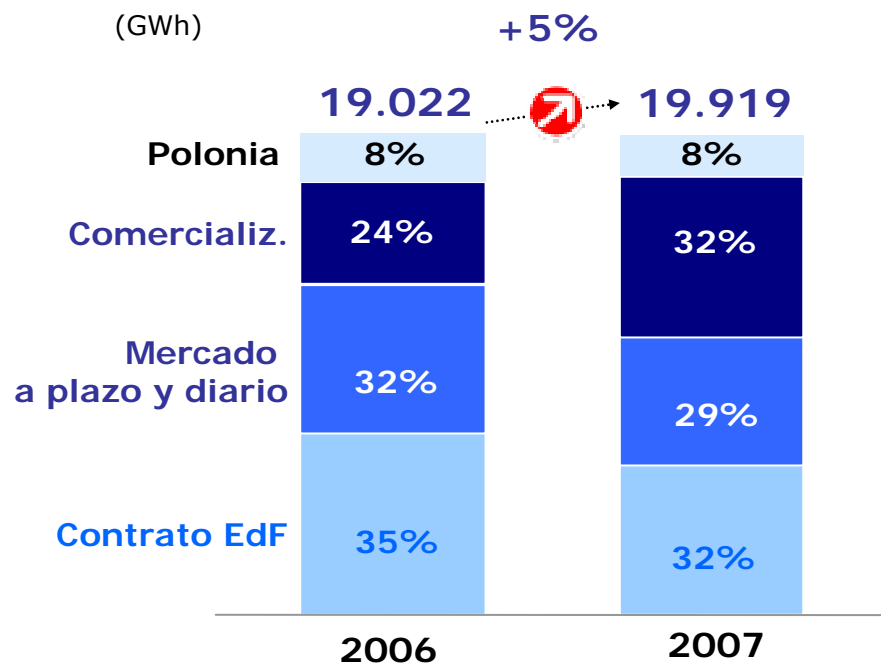
Margen unitario Italia	2006	Var.	2007
	30,1 €/MWh	+4% 	31,3 €/MWh

- **Bajo nivel de actividad:** estancamiento de la demanda, aumento de las importaciones y baja hidraulicidad
- **Incremento del margen unitario:**
  - Cobertura por contratos bilaterales y con el Adquirente Único
  - Descenso de los precios del CO2
  - Mayor autoabastecimiento de Certificados Verdes (50% vs. 20%)
- **Avance en el plan de Renovables**

(1) Incluye producción y compras de energía

## Endesa France: crecimiento del EBITDA a pesar de la caída de la demanda y de precios

### Ventas



- Crecimiento de la actividad a pesar de la caída de la demanda
- Creciente aportación de las ventas no ligadas a EDF
- Reducción de costes fijos (-7%)
- Avance en el Plan Industrial (CCGTs y Renovables)

Margen unitario E.France	16,4	-4%	15,7
	€/MWh		€/MWh



Resultados 2007

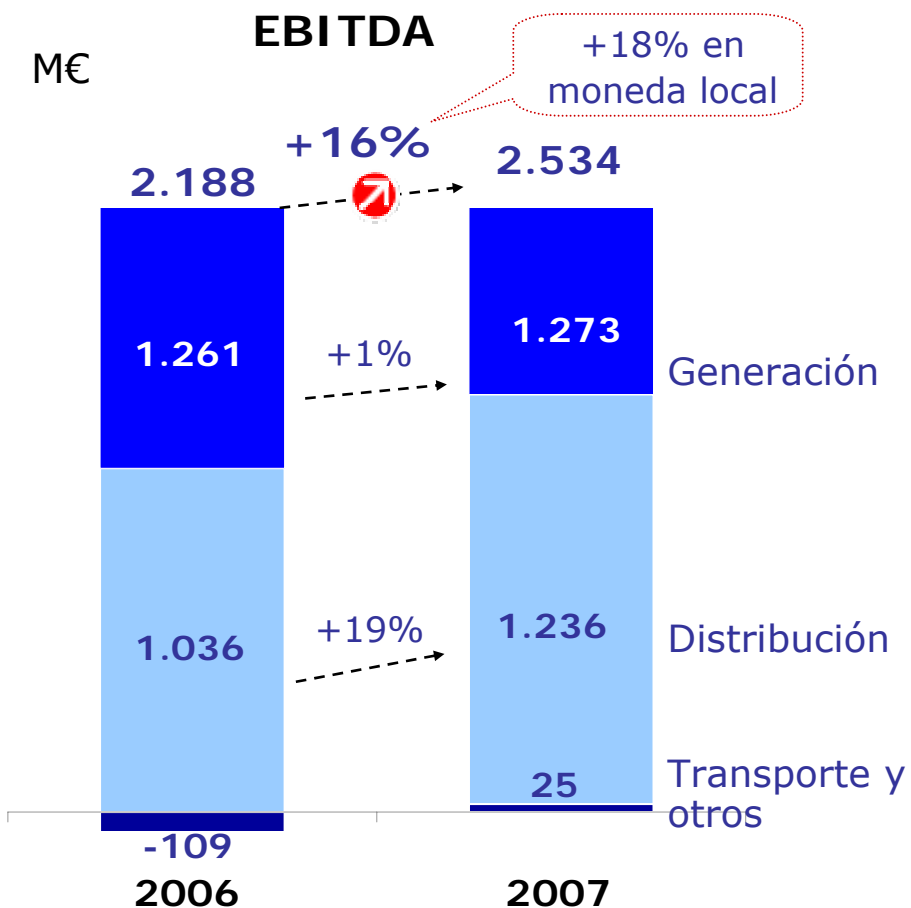
Fuerte crecimiento en todos los



# Latinoamérica



## Fuerte crecimiento en Distribución que neutraliza el difícil entorno de Generación



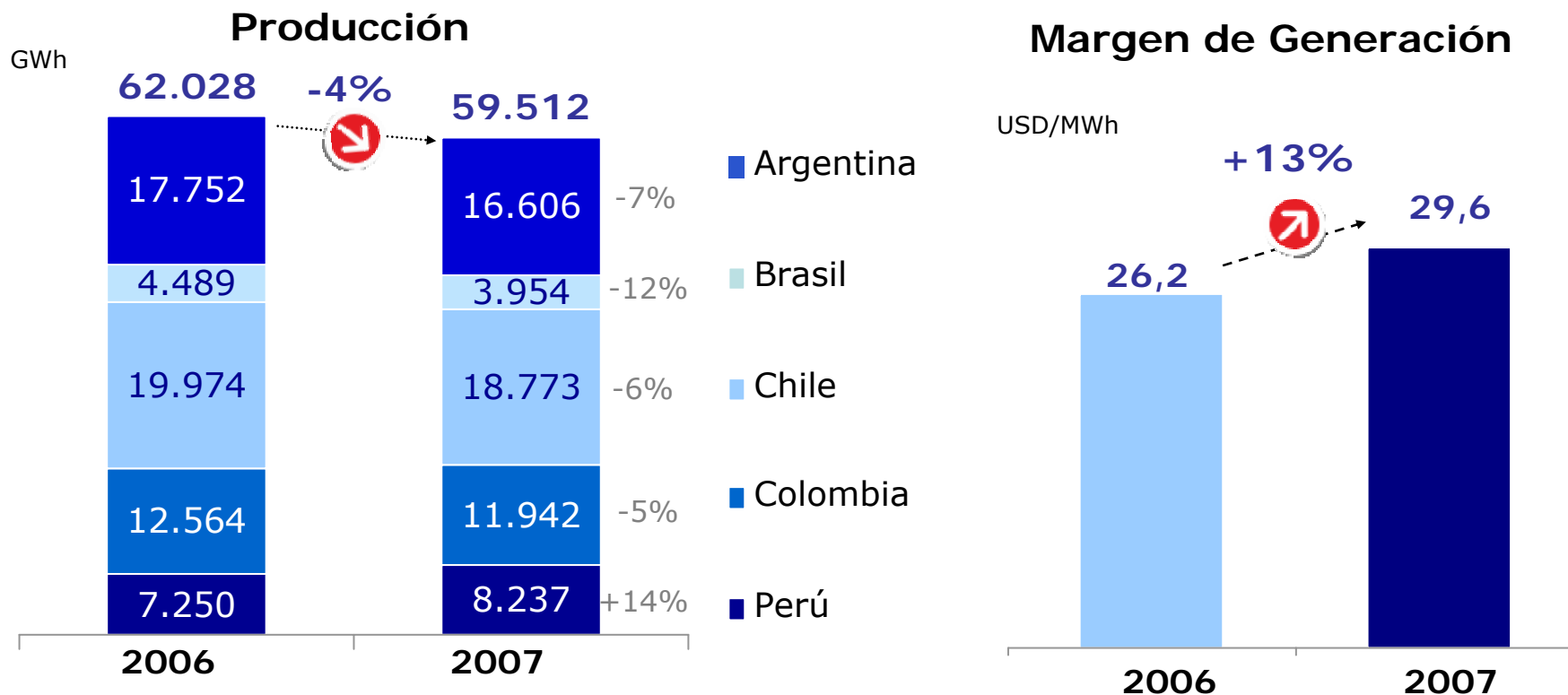
### Claves del período

- La mejora en márgenes unitarios compensa la menor producción en Generación
- Elevado crecimiento de la demanda en todos los países
- Fuerte crecimiento de actividad y mejora de márgenes en Distribución

**Resultado Neto 2007:**  
**471 M€ (+17% homogéneo<sup>(1)</sup>)**

(1) Eliminando los siguientes atípicos: (a) El efecto fiscal de la fusión de Elesur con Chilectra con un impacto en Resultado Neto de 101 M€ en 2006. (b) Venta de activos que tuvieron un impacto en el Rdo. Neto de -7 M€ en 2006 y 39 M€ en 2007

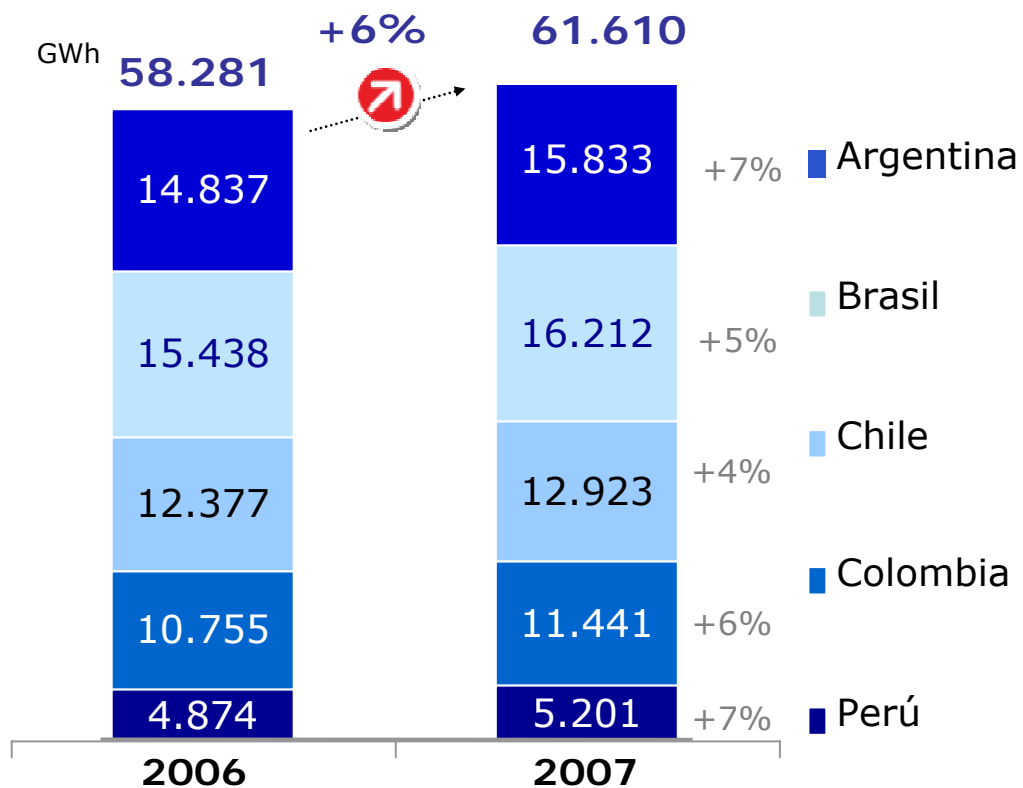
## Menor producción hidráulica con mayores márgenes unitarios



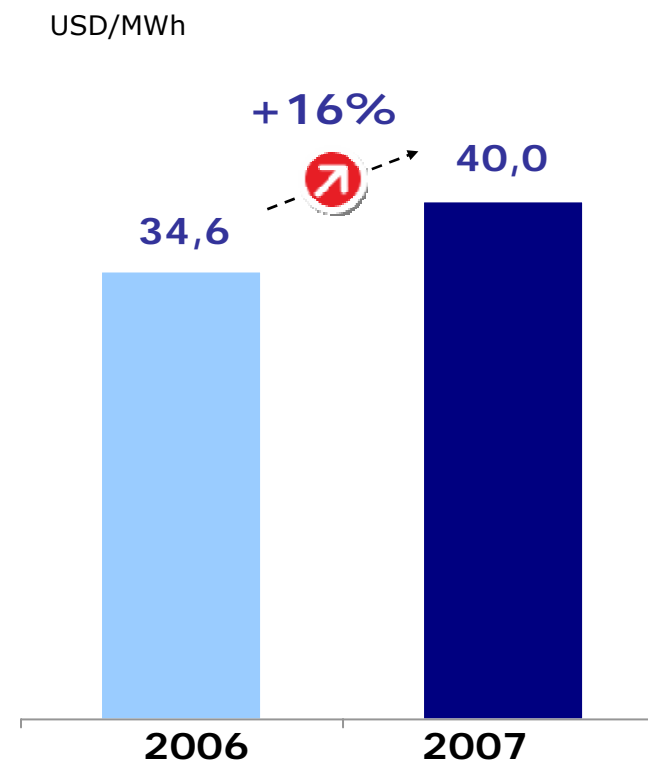
- Caída de la producción hidráulica (-15%) y mayor uso de combustibles líquidos por las restricciones de gas
- Subida del precio nudo del 55% en Chile hasta 104 US\$/MWh (cuarta subida en 2007)

## Fuerte crecimiento en Distribución en todos los mercados

### Ventas Distribución



### Margen de Distribución <sup>(1)</sup>



(1) No incluye efecto retroactivo del aumento de tarifas de Edesur (nov-05 a ene-07).

- **2007: Resultados superan los objetivos marcados en un entorno exigente**
- **2008: Próximos hitos relevantes**
  - Líneas estratégicas de futuro
  - Ventas de activos a E.ON
  - Creación de la compañía de renovables Acciona-Endesa

# Resultados 2007

Resultados 15 2005

Fuerte crecimiento en todos los negocios



## Back Up



## Cuenta de resultados consolidada con desglose de operaciones interrumpidas

M€	2006	Actividades interrumpidas 2006	2007	Actividades interrumpidas 2007
<b>Ventas</b>	15.476	4.161	17.153	4.069
<b>Margen de contribución</b>	8.852	1.582	9.437	1.556
<b>EBITDA</b>	5.945	1.194	6.314	1.171
<b>EBIT</b>	4.364	875	4.676	920
<b>Gastos financieros netos</b>	-907	-62	-860	-87
<b>Rdo. Actividades Continuas</b>	3.145		2.910	
<b>Rdo. Actividades Interrumpidas</b>	653	653	573	573
<b>Resultado Neto</b>	2.969		2.675	

## Cuenta de resultados España y Portugal

M€	2006	2007	Variación	Variación homogénea <sup>(1)</sup>
<b>Ventas</b>	9.520	10.044	+6%	+8%
<b>Margen de contribución</b>	5.859	6.070	+4%	+8%
<b>EBITDA</b>	3.835	3.830	-0%	+6%
<b>EBIT</b>	2.705	2.718	+0%	+10%
<b>Gastos financieros netos</b>	-398	-413	+4%	-4%
<b>Resultado neto</b>	1.843	1.785	-3%	+14%

( 1 ) Eliminando los efectos no recurrentes de: (a) el déficit SEIE en 2006: 227 M€ en EBITDA, 31 M€ en Gasto Financiero Neto y 197 M€ en Resultado Neto.; (b) Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de 200 M€ en 2006 y 70 M€ en 2007 y (c) Efecto fiscal por impuestos diferidos (-137M€) y cancelación de provisiones de carácter fiscal (+75M€) con un impacto negativo de 62 M€ en el Resultado Neto de 2006.



## Cuenta de resultados España y Portugal con desglose de operaciones interrumpidas

M€	2006	Actividades interrumpidas 2006	2007	Actividades interrumpidas 2007
<b>Ventas</b>	9.143	377	9.722	322
<b>Margen de contribución</b>	5.699	160	5.944	126
<b>EBITDA</b>	3.715	120	3.743	87
<b>EBIT</b>	2.634	71	2.648	70
<b>Gastos financieros netos</b>	-394	-4	-407	-6
<b>Rdo. Actividades Continuas</b>	1.808		1.750	
<b>Rdo. Actividades Interrumpidas</b>	47	47	47	47
<b>Resultado Neto</b>	1.843		1.785	

## Cuenta de resultados Europa

M€	2006	2007	Variación	Variación homogénea <sup>(1)</sup>
<b>Ventas</b>	4.190	4.239	+1%	+1%
<b>Margen de contribución</b>	1.466	1.472	+0%	+0%
<b>EBITDA</b>	1.116	1.121	+0%	+0%
<b>EBIT</b>	846	887	+5%	+5%
<b>Gastos financieros netos</b>	-58	-79	+36%	+36%
<b>Resultado neto</b>	493	419	-15%	+13%

(1) Eliminando los siguientes atípicos: (a) Realineamiento del valor fiscal del inmovilizado de acuerdo a ley financiera italiana que originó un beneficio fiscal de 118 M€ en 2006. (b) Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de -4 M€ en 2007

## Cuenta de resultados Europa con desglose de operaciones interrumpidas

M€	2006	Actividades interrumpidas 2006	2007	Actividades interrumpidas 2007
<b>Ventas</b>	406	3.784	492	3.747
<b>Margen de contribución</b>	44	1.422	42	1.430
<b>EBITDA</b>	42	1.074	37	1.084
<b>EBIT</b>	42	804	37	850
<b>Gastos financieros netos</b>		-58	2	-81
<b>Rdo. Actividades Continuas</b>	29		32	
<b>Rdo. Actividades Interrumpidas</b>	606	606	526	526
<b>Resultado Neto</b>	493		419	

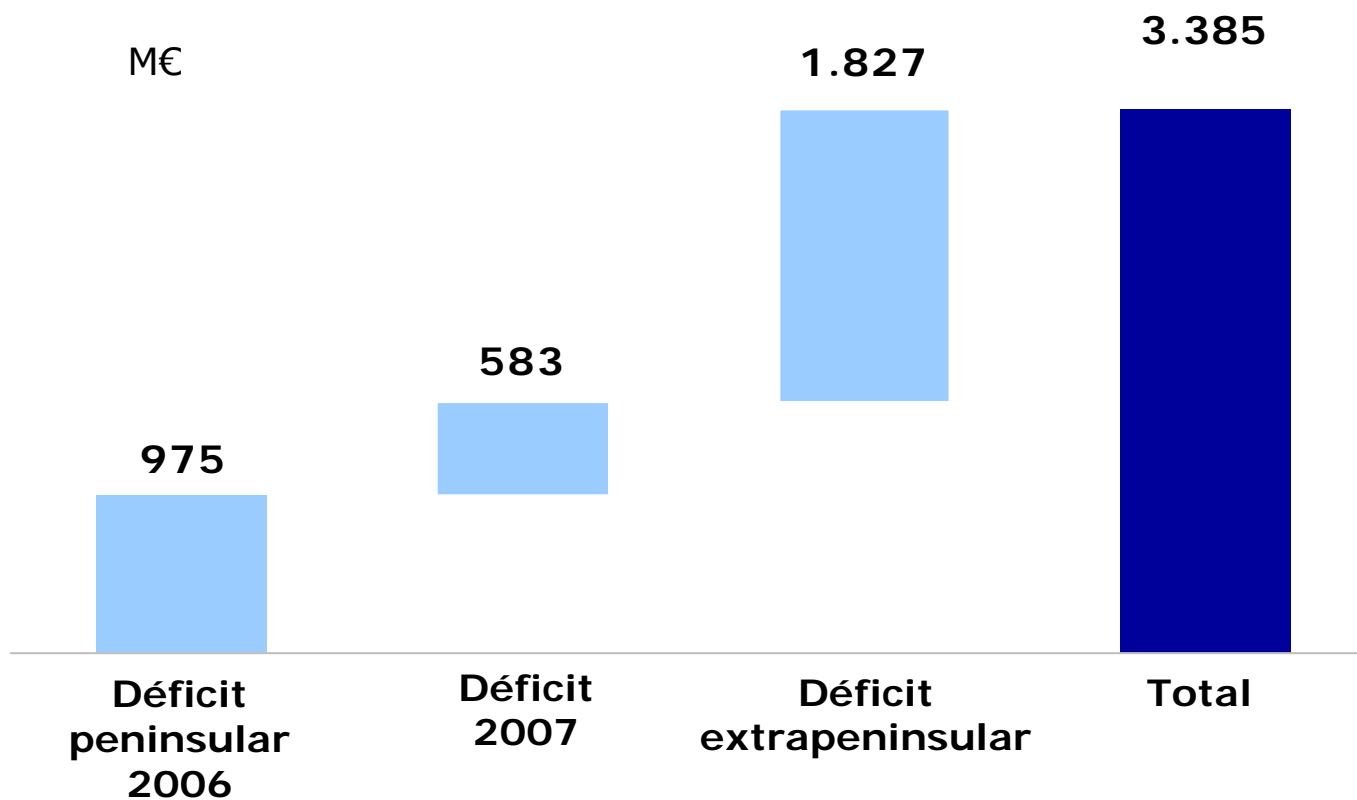
## Cuenta de resultados Latinoamérica 2007

M€	2006	2007	Variación	Variación homogénea <sup>(1)</sup>
<b>Ventas</b>	5.927	6.939	+17%	+17%
<b>Margen de contribución</b>	3.109	3.451	+11%	+11%
<b>EBITDA</b>	2.188	2.534	+16%	+16%
<b>EBIT</b>	1.688	1.991	+18%	+18%
<b>Gastos financieros netos</b>	-513	-455	-11%	-11%
<b>Resultado neto</b>	462	471	+2%	+17%

(1) Eliminando los efectos extraordinarios: (a) el efecto fiscal no recurrente por la fusión de Elesur con Chilectra con un impacto en Resultado Neto de 101 M€ en 2006 y (b) por venta de activos con un impacto en Resultado Neto de -7 M€ en 2006 y 39 M€ en 2007

Nota: el crecimiento del EBITDA en moneda local ha sido del 18%

## Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro



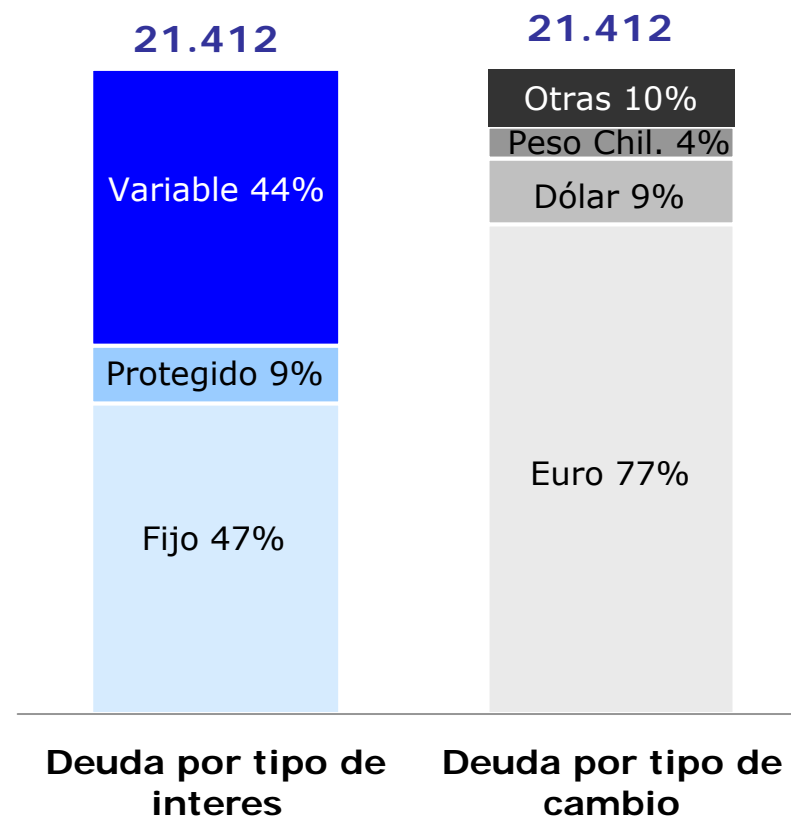
## Favorable estructura de la deuda en un entorno de tipos crecientes

### Principales características de la deuda

- **Estructura de la deuda:**
  - Deuda a tipo fijo o protegido: 56% <sup>(1)</sup>
  - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 5,86%**
  - Endesa sin Enersis: 4,50%
  - Enersis: 9,71%
- **Apalancamiento <sup>(1)</sup>:**
  - Deuda neta s/ Patrimonio Neto: 1,25x
- **Vida media de la deuda: 5,0 años**
- **Liquidez de Endesa:**
  - Endesa sin Enersis: 5.552 M€
  - Enersis: 784 M€

### Estructura de la deuda

M€



*(1) Excluyendo partidas regulatorias la deuda a tipo fijo o protegido representaría el 66% del total y el apalancamiento sería del 1,05x.*

## Potencia instalada y producción<sup>(1)</sup> 2007

MW a 31.12.07		España y Portugal		Europa		Latino-américa		Total	
<b>Potencia instalada</b>	<b>Total</b>	<b>24.472</b>		<b>9.990</b>		<b>14.707</b>		<b>49.169</b>	
	Hidráulica	5.362		1.014		8.633		15.009	
	Nuclear	3.398		-		-		3.398	
	Carbón	6.128		3.783		562		10.473	
	Gas Natural	2.420		2.740		3.425		8.585	
	Fuel-oil	5.534		2.180		2.069		9.783	
	Renovable y cogeneración	1.630		273		18		1.921	
TWh 2007 (var. s/2006)		España y Portugal		Europa		Latino-américa		Total	
<b>Producción</b>	<b>Total</b>	<b>91,1</b>	<b>+3%</b>	<b>33,4</b>	<b>-6%</b>	<b>59,5</b>	<b>-4%</b>	<b>184,0</b>	<b>-1%</b>
	Hidráulica	7,1	-6%	1,3	-39%	36,6	-14%	45,0	-14%
	Nuclear	22,9	-6%	-	-	-	-	22,9	-6%
	Carbón	37,7	+6%	15,2	-6%	2,3	+35%	55,2	+3%
	Gas Natural	8,1	+26%	13,7	+8%	12,8	+12%	34,6	+3%
	Fuel-oil	12,3	0%	3,0	-35%	7,8	+16%	23,1	+16%
	Renovable y cogeneración	2,9	+16%	0,2	+571%	0,003	n.a.	3,1	+23%

(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global

## Avance en los planes de capacidad

### Nueva capacidad en 2007

#### España y Portugal

CCGTs: +816 MW  
 SEIE: +143 MW  
 Renovables: +358 MW

- Repowering tercer grupo de carbón de As Pontes finalizado
- Puesta en marcha CCGT As Pontes (816 MW) en agosto

#### Europa

Renov. Italia: +188 MW  
 Renov. Francia: +10 MW  
 Renov. Grecia: +17 MW

- Puesta en marcha de 188 MW renovables en Italia
- 1er parque eólico en Francia (10 MW)
- CCGT Emile Huchet (860 MW) en construcción. Autorizado y en proceso de adjudicación CCGT Hornaing (430 MW). Autorizados CCGTs Lucy (430 MW) y Lacq (860 MW).
- 91 MW de eólicos autorizados en Francia

#### Latinoamérica

Hidráulica: +98 MW  
 Térmica: +275 MW  
 Renovables: +18 MW

- Entrada en operación de CT San Isidro II (248MW), CH Palmucho (32MW), y Eólica Canela (18MW).
- Incr. potencia centrales existentes: CT Costanera (+5MW), CH Pehuenche (+4MW), CH Guavio (+50MW), CH Callahuanca (+5MW), CT Ventanilla (+36MW) y CT Sta.Rosa (1MW). Baja de potencia CT Malacas (-15MW)
- Inicio construcción GNL Quintero y firma contrato aprovisionamiento
- Adjudicación Bocamina II (345MW) y TG Quintero (250MW)



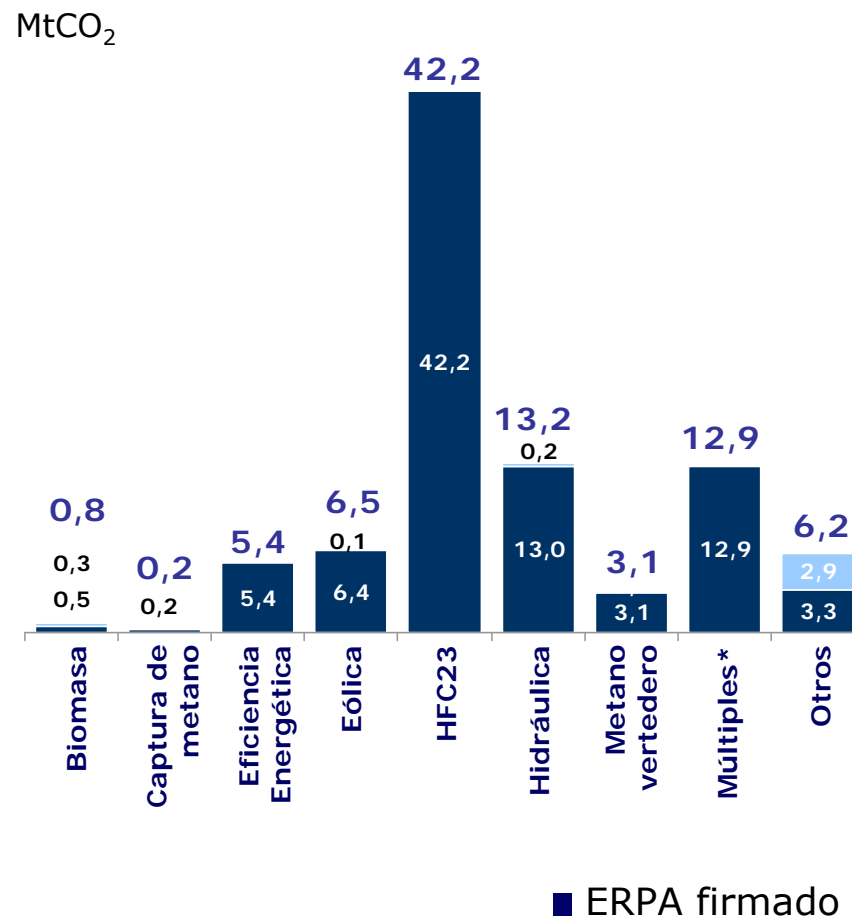
## Emisiones de CO2 de Endesa en la Unión Europea

	<b>Asig. 2007 (MTonCO2)</b>	<b>Emisiones 2007 (MTonCO2)</b>	<b>Déficit 2007 (MTonCO2)</b>
<b>Total</b>	<b>52,3</b>	<b>65,6</b>	<b>13,3</b>
España <sup>(1)</sup>	35,8	48,5	12,7
Italia	10,0	12,4	2,4
Francia	2,2	0,7	-1,5
Polonia	1,0	0,7	-0,3

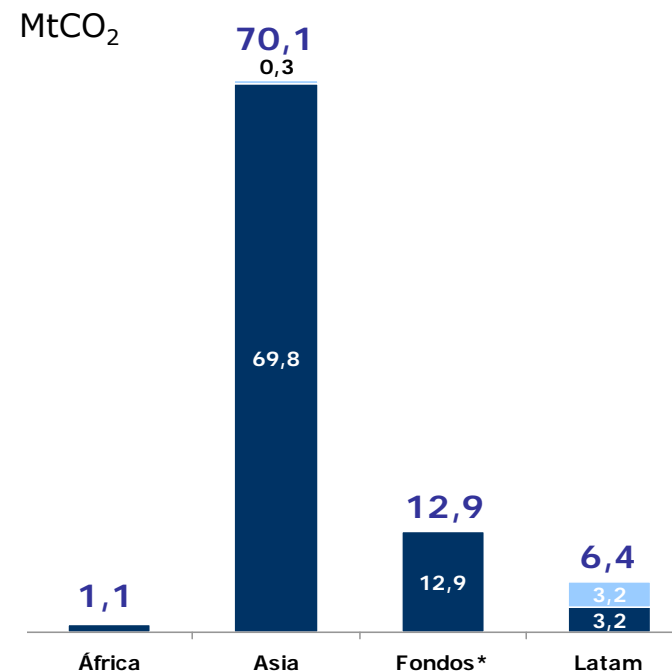
*(1) Península + Sistemas Insulares y Extrapeninsulares. El déficit de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares es reconocido en los ingresos*

## Proyectos MDL de Endesa: 90,5 MtCO<sub>2</sub>

Distribución por tecnología  
(42 proyectos)



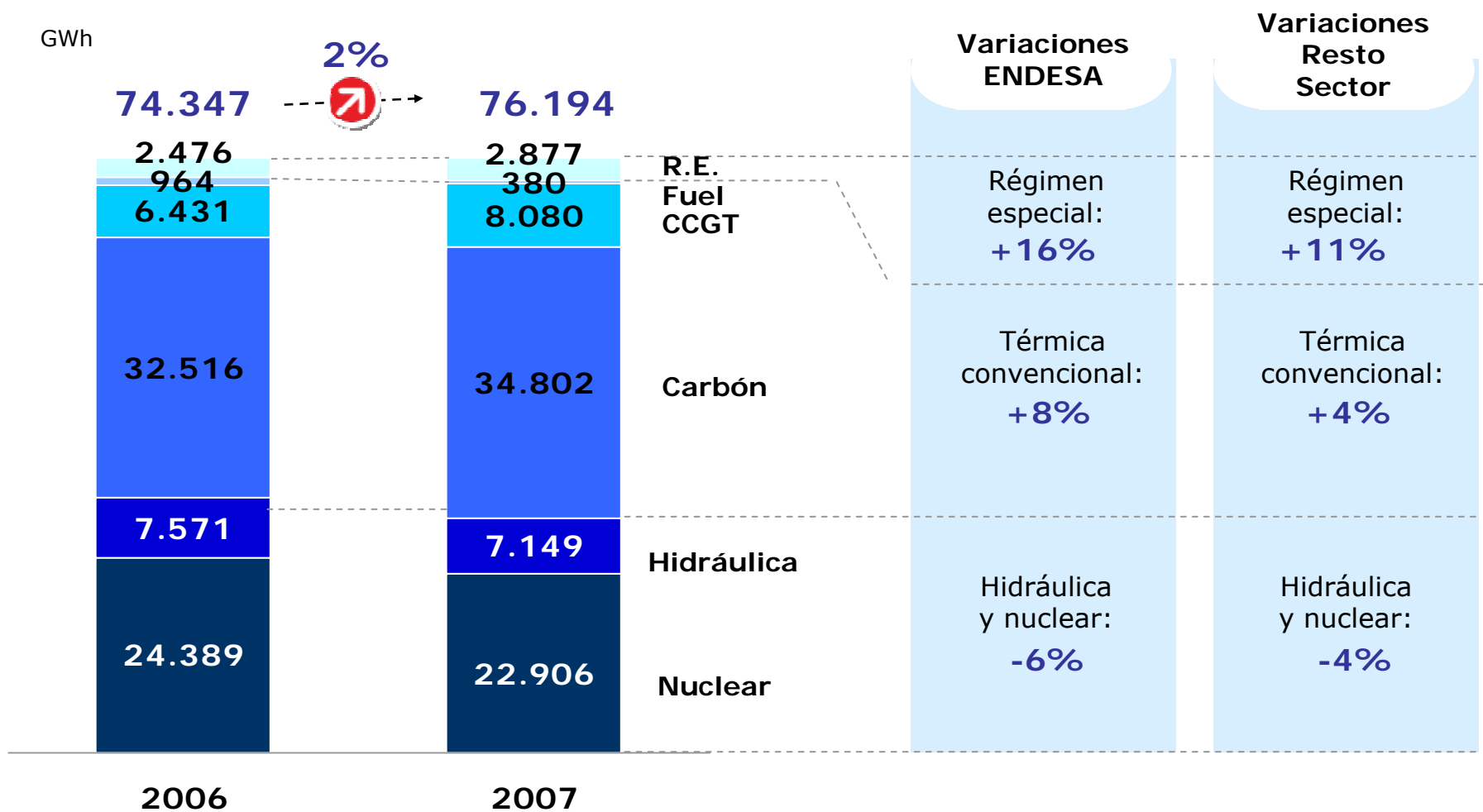
Distribución geográfica  
(42 proyectos)



\*Cada fondo se contabiliza como un único proyecto

## Evolución de la generación en España

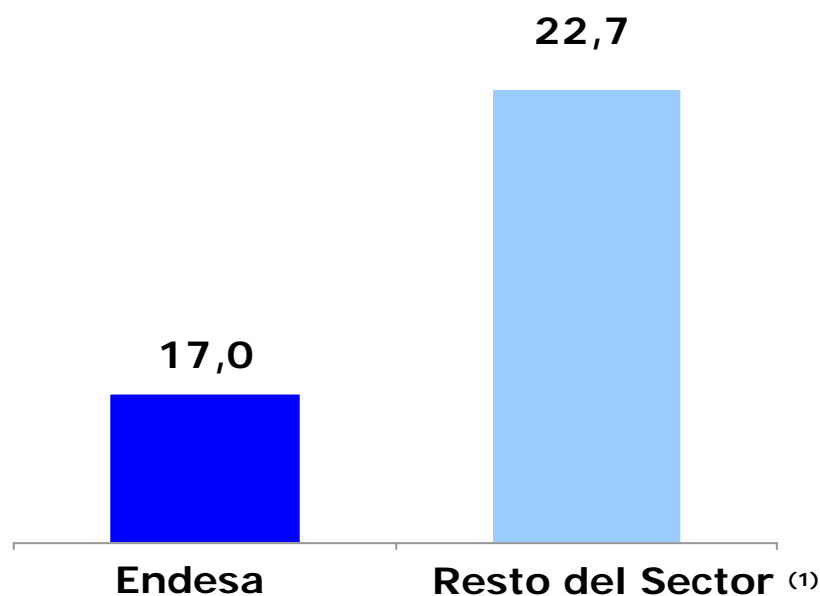
### Generación peninsular Endesa



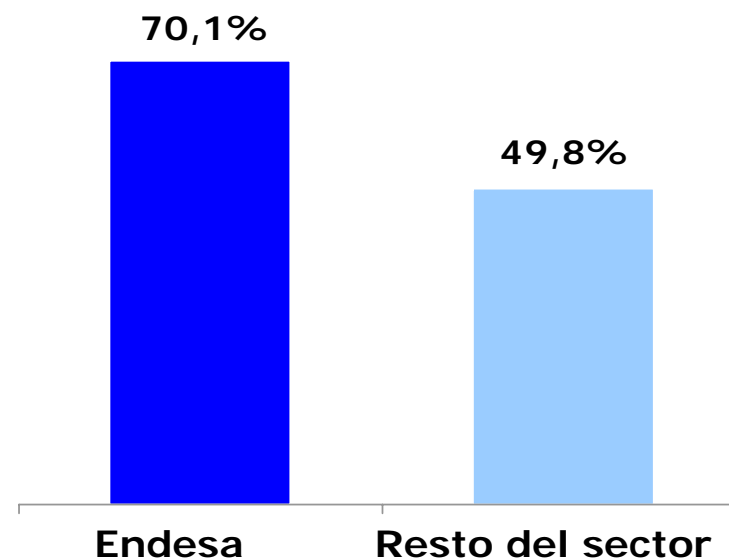
## Coste de combustible peninsular competitivo con una cartera de generación equilibrada

**Coste de combustible peninsular en RO**

€/MWh



**Grado de utilización parque térmico<sup>(2)</sup> vs. resto del sector**



**Endesa sigue teniendo el parque de generación más eficiente y competitivo del sector**

(1) *Estimado*

(2) *Térmica convencional sin incluir fuel-oil*

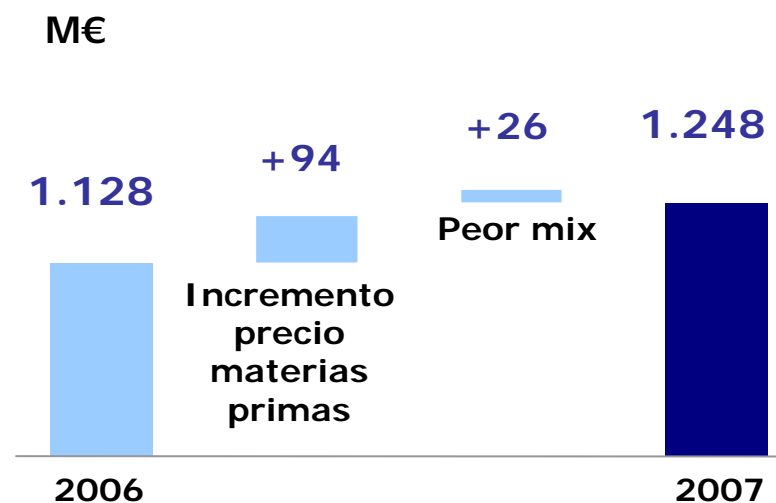
## Coste de combustible peninsular competitivo

### Desglose de coste unitario del combustible peninsular

€/MWh

	2006	2007	Incr.
CCGT <sup>(1)</sup>	34,5	35,9	4,6%
Carbón nacional <sup>(2)</sup>	22,6	23,6	4,4%
Carbón importado	19,7	20,0	1,5%
Fuel	86	171,2	99,1%
<b>Media térmica convencional</b>	<b>26,1</b>	<b>27,0</b>	<b>3,4%</b>
<b>Media total</b>	<b>15,7</b>	<b>17,0</b>	<b>8,3%</b>



### Desglose de los efectos en el coste de combustible

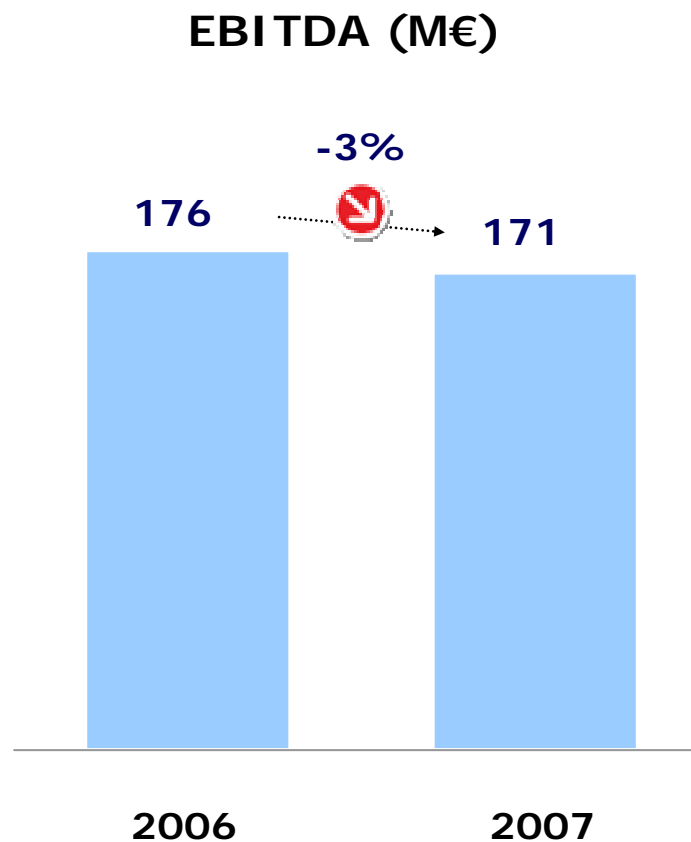


(1) 31,9 €/MWh en 2007 y 30,3 en 2006 sin incluir ATR.

(2) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 25,1 €/MWh en 2007 y 24,2 €/MWh en 2006. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

## Régimen especial: caída de los precios del pool compensada con mayor producción

<b>Producción<sup>(1)</sup></b>	<b>2.476</b> GWh	<b>+16%</b> 	<b>2.877</b> GWh
<b>Precio de venta régimen especial</b>	<b>93,5</b> €/MWh	<b>-7%</b> 	<b>87,1</b> €/MWh

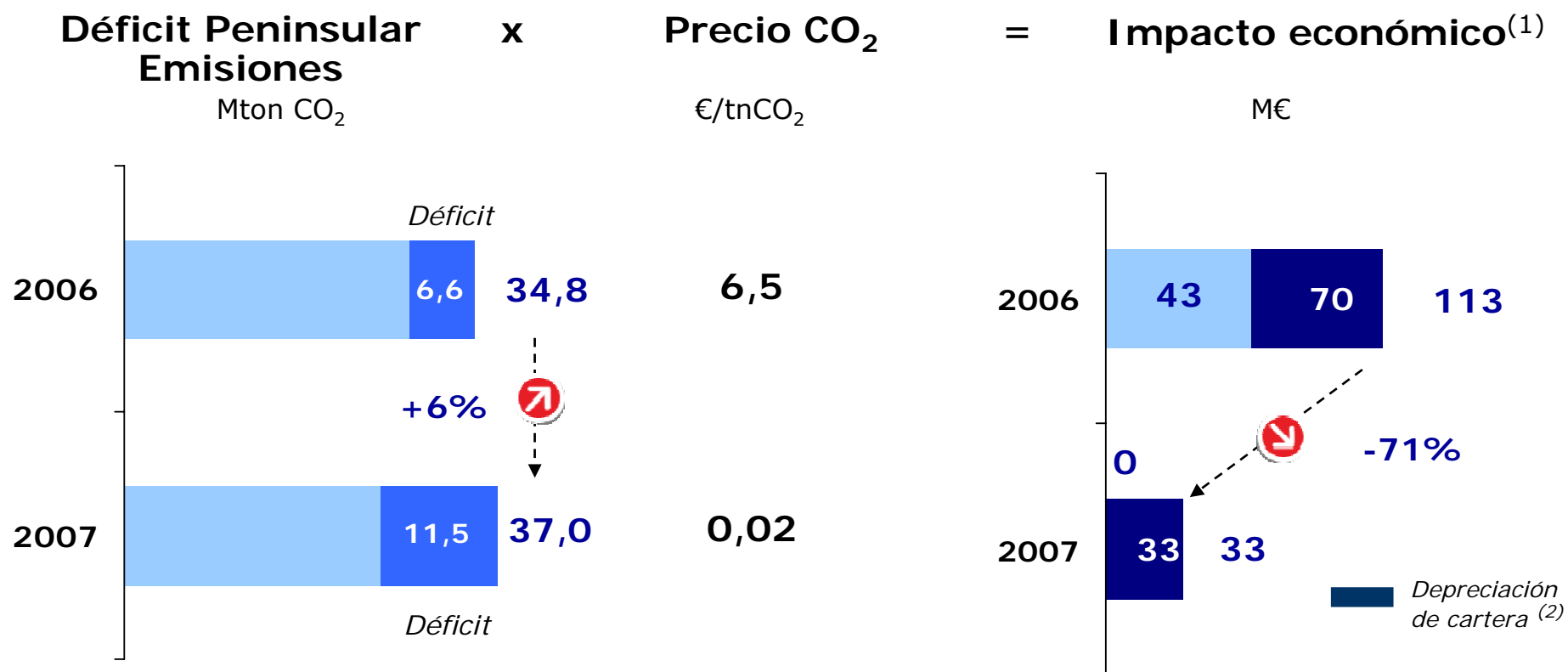


(1) Producción contable (es la que se corresponde con las ventas contabilizadas)

## Régimen especial: magnitudes operativas

		2006			2007		
MW		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
<b>Total</b>		<b>1.584</b>	<b>1.272</b>	<b>2.373</b>	<b>1.886</b>	<b>1.630</b>	<b>2.857</b>
Potencia instalada	Cogeneración	213	39	459	200	39	423
	Eólica	1.129	1.024	1.534	1.444	1.382	2.054
	Minihidráulica	196	187	240	196	187	240
	Otras	46	22	140	46	22	140
		2006			2007		
GWh		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
<b>Total</b>		<b>3.740</b>	<b>2.476</b>	<b>6.218</b>	<b>3.777</b>	<b>2.877</b>	<b>6.132</b>
Pro- ducción	Cogeneración	993	118	2.243	655	130	1.639
	Eólica	2.053	1.789	2.863	2.381	2.116	3.297
	Minihidráulica	498	481	531	519	503	557
	Otras	196	88	582	223	127	638

## Menor coste del CO<sub>2</sub>



(1) Adicionalmente, la actualización por la caída de precios del valor de los derechos de CO<sub>2</sub> por las emisiones del 2006, que se encontraban en el balance hasta el mes de abril, ha tenido un impacto positivo en el EBITDA de 40M€ negativo en amortizaciones por el mismo importe.

(2) Por ajuste a valor de mercado de los derechos consumidos en 2007, según normas NIIF, contabilizados en la línea de amortizaciones. Se ha realizado un ajuste adicional de 3M€ en la línea de amortizaciones como consecuencia del menor valor de mercado de la cartera de derechos de CO<sub>2</sub> comprados y que todavía no han sido utilizados. En 2006 esta cifra ascendió a 13M€.

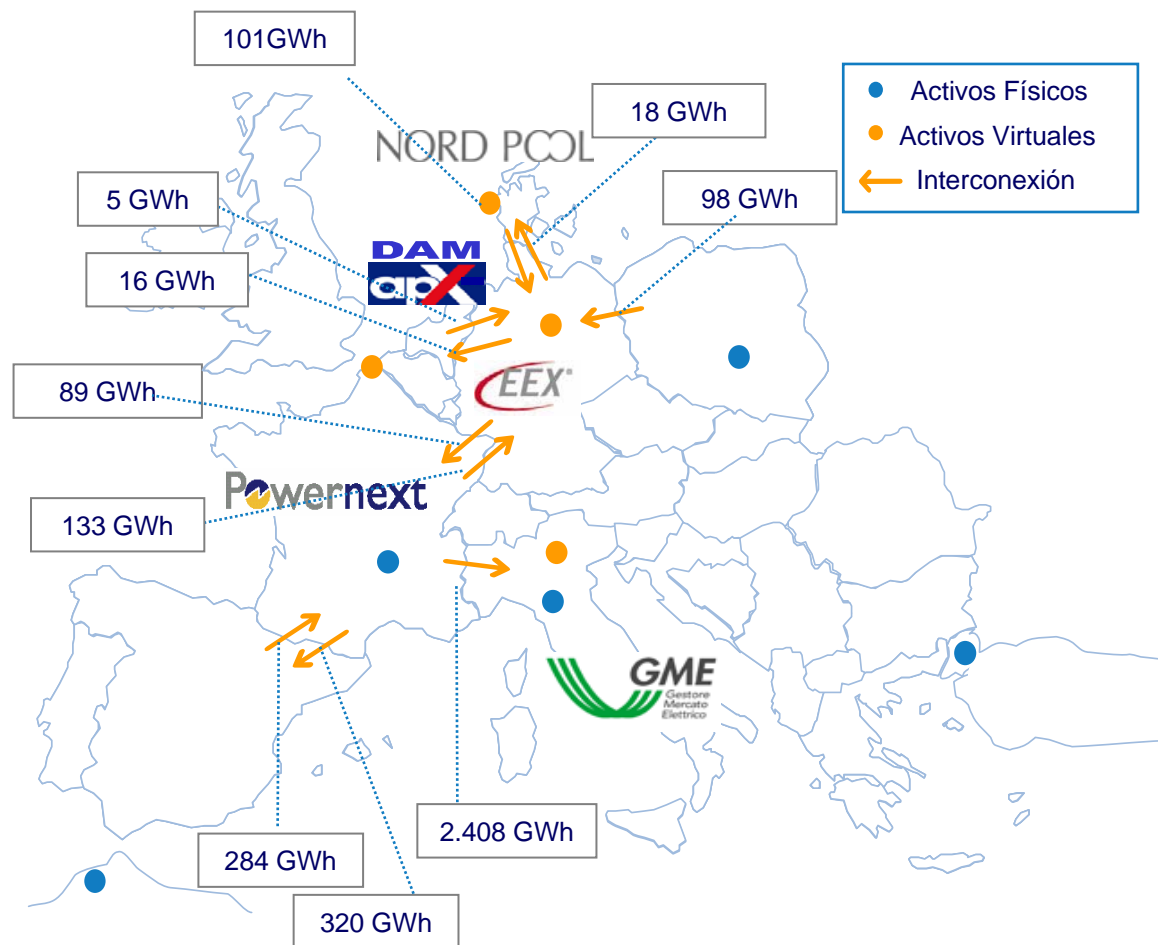


## Gestión integrada de la cartera de activos

**EBITDA Trading: 38 M€**

**Aportaciones adicionales:**

- Endesa Italia: 25 M€
- Endesa France: 14 M€



## Plan de capacidad eléctrica convencional en Italia

### Tavazzano 9:

- CCGT de 400 MW
- EPC adjudicado
- Operación 2010

### Monfalcone 3 y 4:

- Repowering 800 MW
- Proceso de autorización en desarrollo
- Operación 2011

### Fiume Santo 5:

- Central de carbón de 410 MW
- Dentro del marco del acuerdo con la Región de Cerdeña
- Operación en 2012

### Scandale<sup>(1)</sup>:

- CCGT de 800 MW
- En construcción
- Operación 2009



(1) 50% Endesa- 50% ASM Brescia

## Plan de capacidad de regasificación en Italia

### Livorno:

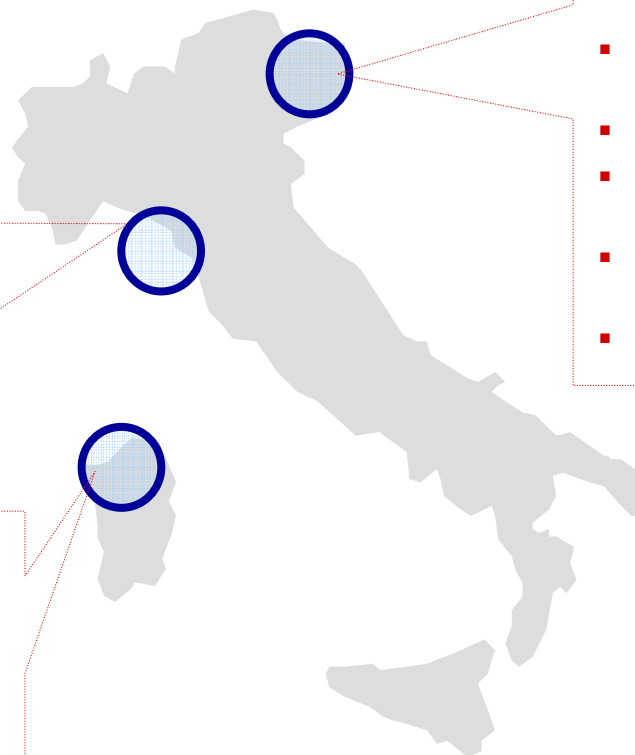
- Aprox. 4 bcm de capacidad (50% asignada a Endesa)
- Terminal off-shore flotante
- Inversión aprox. de 600 M€
- Proyecto completamente autorizado
- Trabajos iniciados en 1T07 y entrada prevista en 2010

### Porto Torres:

- Acuerdo con la región de Cerdeña para la realización de un Terminal
- Desarrollo de capacidad de CCGT futura en el emplazamiento de Fiumesanto, asociado a construcción del Terminal.
- Acceso a cierto volumen de gas del proyecto Galci

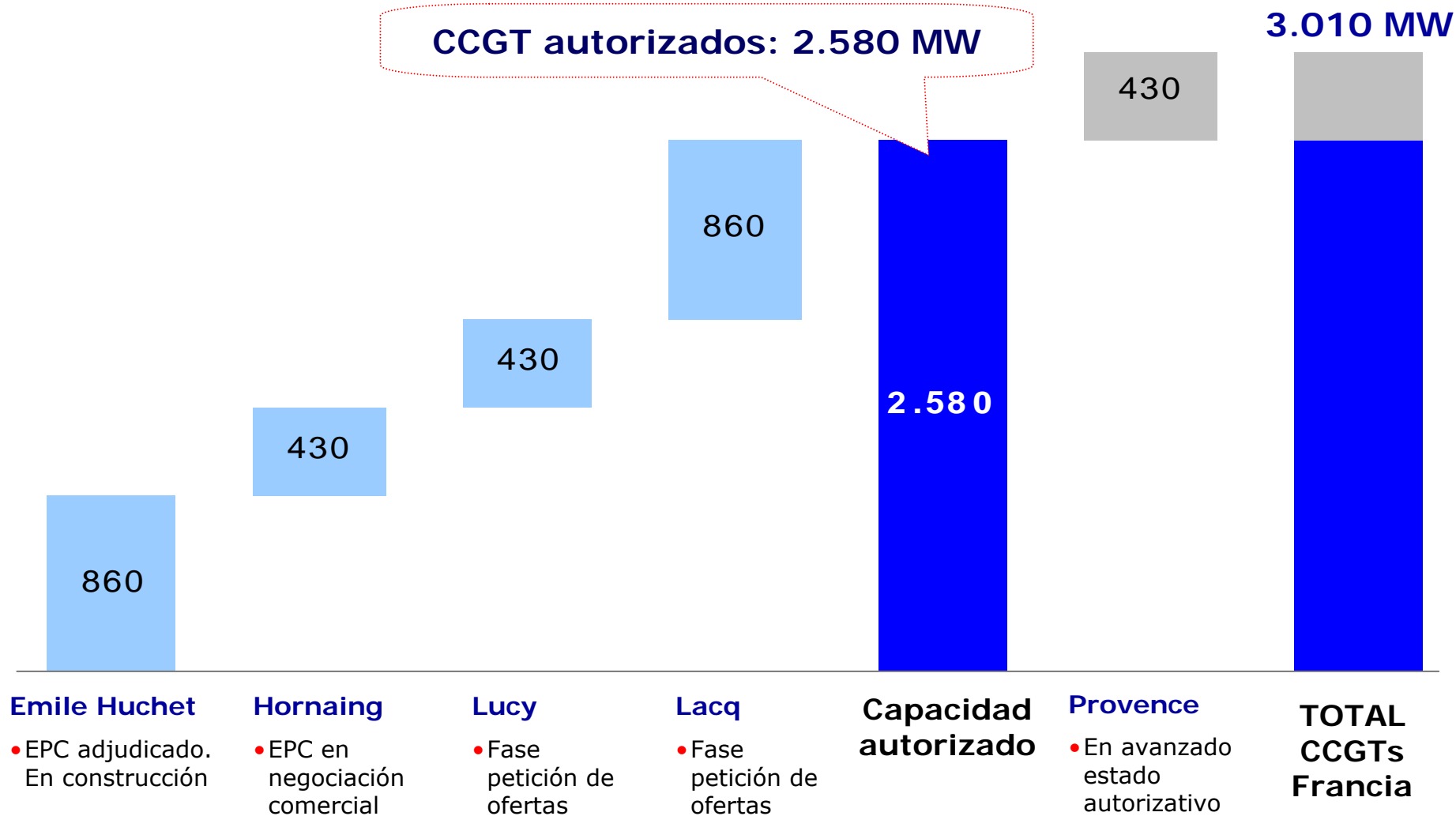
### Monfalcone:

- Aprox 8 bcm de capacidad (100% asignada a Endesa)
- Terminal off-shore
- Proyecto en fase avanzada de autorización
- Proyectos estratégico según la Comisión Gubernamental italiana
- Entrada prevista en 2012



**Avanza el desarrollo en Italia de infraestructuras de gas como mecanismo de acceso a gas competitivo para el parque de generación**

## Plan de capacidad de CCGTs en Francia



## Potencia eólica operativa en Europa

MW	Puesta en marcha	Potencia bruta
<b>Total Italia</b>		<b>246</b>
Florinas	1T04	20
Iardino	3T05	14
Vizzini	3T06	24
Montecute	1T07	44
Poggi Alti	1T07	20
Trapani	2T07	32
Severino	4T07	44
Serra Pelata	4T07	42
Piano di Corda	4T07	6
<b>Total Francia</b>		<b>10</b>
Lehaucourt	1T07	10
<b>Total Grecia</b>		<b>17</b>
Sidirokastro		17

## Claves del período por países

### EBITDA 2007

### Claves del periodo



Gx: 120 M€ (-19%)

Dx: 131 M€ (+167%)

EBITDA total:  
251 (+33,5%)

- Fuerte crecimiento de las ventas (+7%)
- Aplicación de nuevas tarifas de distribución en mar (+38% en VAD) y reconocimiento retroactivo desde Nov-05. En diciembre se publicó una nueva resolución estableciendo un nuevo ajuste de las tarifas del 9,75%, retroactivo al 1 de mayo de 2007.
- Restricciones de suministro de gas y electricidad.
- Caída de la producción eléctrica (menor hidraulicidad en el periodo y baja disponibilidad de gas)
- Endesa Chile compra el 5,5% de Costanera y el 17,2% (d+i) de Chocón



Gx: 163 M€ (+3%)

Dx: 531 M€ (+26%)

Tx: 79 M€ (N/D)

EBITDA total:  
773 (+36%)

- Fuerte caída de la producción (-12%) por menor producción hidráulica (hidraulicidad) y térmica (falta gas en CT Fortaleza).
- Mejoras de márgenes en Dx por menores recargos del sector en la tarifa. Revisión de tarifas de Coelce (VAD provisional -7%) y actualización anual tarifas Ampla (VAD +10%)
- Ingresos por peajes para Cien de 131 MR\$ por 4 meses de exportación a Argentina en 2007.
- Fuerte apreciación del real brasileño (+20,7% vs US\$)



Gx: 145 M€ (-3%)

Dx: 88 M€ (+1%)

EBITDA total:  
233 (-2%)

- Fuerte crecimiento de la demanda (+7%) en Edelnor
- Mayor producción (14%) básicamente por la operación del CC Ventanilla de 457 MW todo el año y con +36MW desde oct07.
- Ley 29179 para asegurar el suministro de electricidad en 2008 al no haber quedado cubiertas las demandas de energía y potencia mediante los mecanismos de licitación establecidos por la ley
- Saturación en la interconexión de los sistemas norte y central afectando a los contratos de generación

## Claves del periodo por países

### EBITDA 2007

### Claves del periodo



Colombia

Gx: **260 M€ (+15%)**

Dx: **295 M€ (+6%)**

**EBITDA total:**

**555 (+10%)**

- Fuerte crecimiento de la demanda (+6%)
- Fusión Emgesa-Betania. Venta del 3,7% a EEB.
- Caída de la producción (5%) ante el desarrollo del fenómeno NIÑO y el mayor mantenimiento llevado a cabo en El Guavio
- Incremento de potencia de C.H. Guavio (+50 MW) por mejoras central (desde feb 07)
- Fuerte apreciación del peso colombiano (+11% vs USD)
- Duff&Phelps ratificó la calificación AAA a la deuda corporativa de Codensa, así como a las emisiones de bonos efectuadas por Codensa y Emgesa



Chile

Gx: **585 M€ (+2%)**

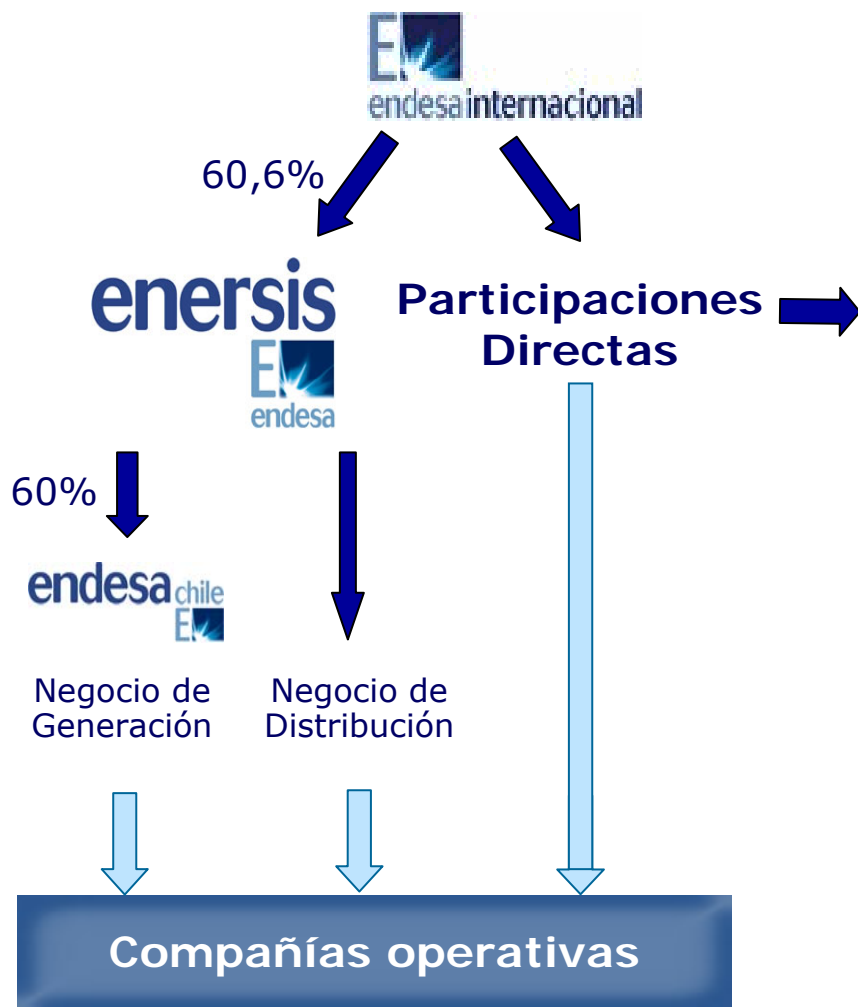
Dx: **191 M€ (-5%)**










**EBITDA total:**

**776 (-0,2%)**

- Baja hidraulicidad y restricciones de gas desde Argentina. Alta utilización de combustibles líquidos.
- Sucesivos aumentos del precio nudo desde 67,31 US\$/MWh hasta 104 US\$/MWh. Precio spot medio del SIC: 215 US\$/MWh.
- Incorporación de nueva potencia: hidráulica palmucho (32MW) parque eólico Canela (18MW) y nueva turbina de gas de San Isidro II (249 MW en mar07, ampliada a 349MW en ene 2008).
- Inicio construcción de GNL Quintero y adjudicación contratos de construcción de Bocamina II (345 MW) y TG Quintero (250MW)
- Situación crítica de caja en Gasatacama (50% Endesa Chile). Resolución desfavorable arbitraje con EMEL. En negociaciones con mineras.
- Menor tarifa de subtransmisión en Chilectra (-49M€ EBITDA) compensada en parte por mayor demanda.
- Aprobación Ley Tokman (casos de quiebra de un generador o término anticipado de contratos de suministro eléctrico)

## Endesa Internacional posee importantes participaciones directas además de Enersis



	M€	% Directo	Total EBITDA 07	Deuda Neta 07*
 Codensa:		27%	295	378
 Emgesa:		21,6%	260	486
EEB:		4,7%	n/d	n/d
 Endesa Brasil:		28,5%	766	1000
 Edesur:		6,2%	131	32
 DockSud:		40%	33	118
 Edelnor:		18%	88	170
 Edegel:		5,6%	115	306
 Piura:		48%	30	-10
 Pangue		5%	68	108
<b>Total proporcional</b>			<b>416</b>	<b>590</b>

\* Incluye deuda intercompañías



## 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. [Por ejemplo, los objetivos de EBITDA (resultado bruto de explotación en la cuenta de resultados consolidada de ENDESA) para el período 2007-2009 incluidos en este documento son perspectivas que se fundamentan en ciertas asunciones que pueden o no producirse.] 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 Acciones 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 15 2005  
Fuerte crecimiento en todos los negocios



## ***Resultados 2007***



**21 de febrero de 2008**