



Resultados 9M 2007



15 de noviembre de 2007

Resultados 9M 2007

- **Resultados sólidos...**
 - Crecimiento del 13% del Resultado neto en términos homogéneos

- **... en un entorno exigente**
 - Demanda y precios mayoristas moderados tanto en España como en el resto de los países europeos donde opera Endesa
 - Baja hidráulicidad y escasez de gas en Latinoamérica

- **Crecimiento en línea con lo comprometido**

Resultados positivos a pesar del entorno exigente

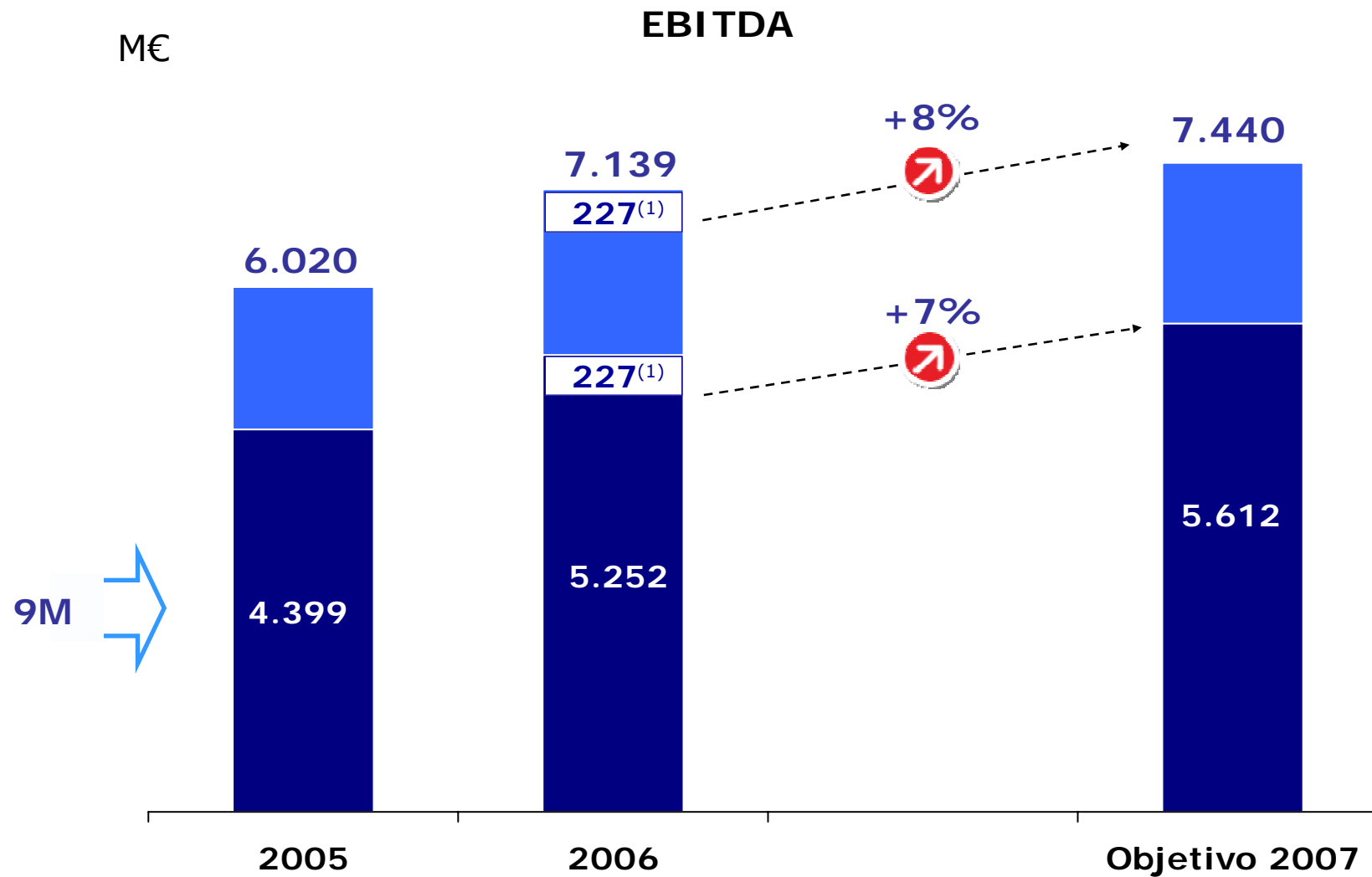
M€	9M 2006	9M 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	14.847	15.549	+5%	+6%
Margen de contribución	7.819	8.189	+5%	+8%
EBITDA	5.479	5.612	+2%	+7%
EBIT	4.109	4.100	0%	+6%
Gastos financieros netos	-736	-706	-4%	-8%
Resultado neto	2.508	1.979	-21%	+13%

	31.12.06	30.09.07	Variación
Apalancamiento	1,24x	1,24x	-

(1) Eliminando los siguientes atípicos:

- Reconocimiento en 9M06 de ingresos por los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2005 con un impacto en EBITDA de 227 M€ y en Gasto Financiero Neto de 31 M€ y en Resultado Neto de 197 M€.
- Realineamiento del valor fiscal del inmovilizado de acuerdo a ley financiera italiana originó un beneficio fiscal de 118 M€ en 9M06.
- El efecto fiscal de la fusión de Elesur con Chilectra con un impacto en Resultado Neto de 101 M€ en 9M06
- Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de 378 M€ en 9M06 y 42M€ en 9M07

Crecimiento operativo en línea con el objetivo

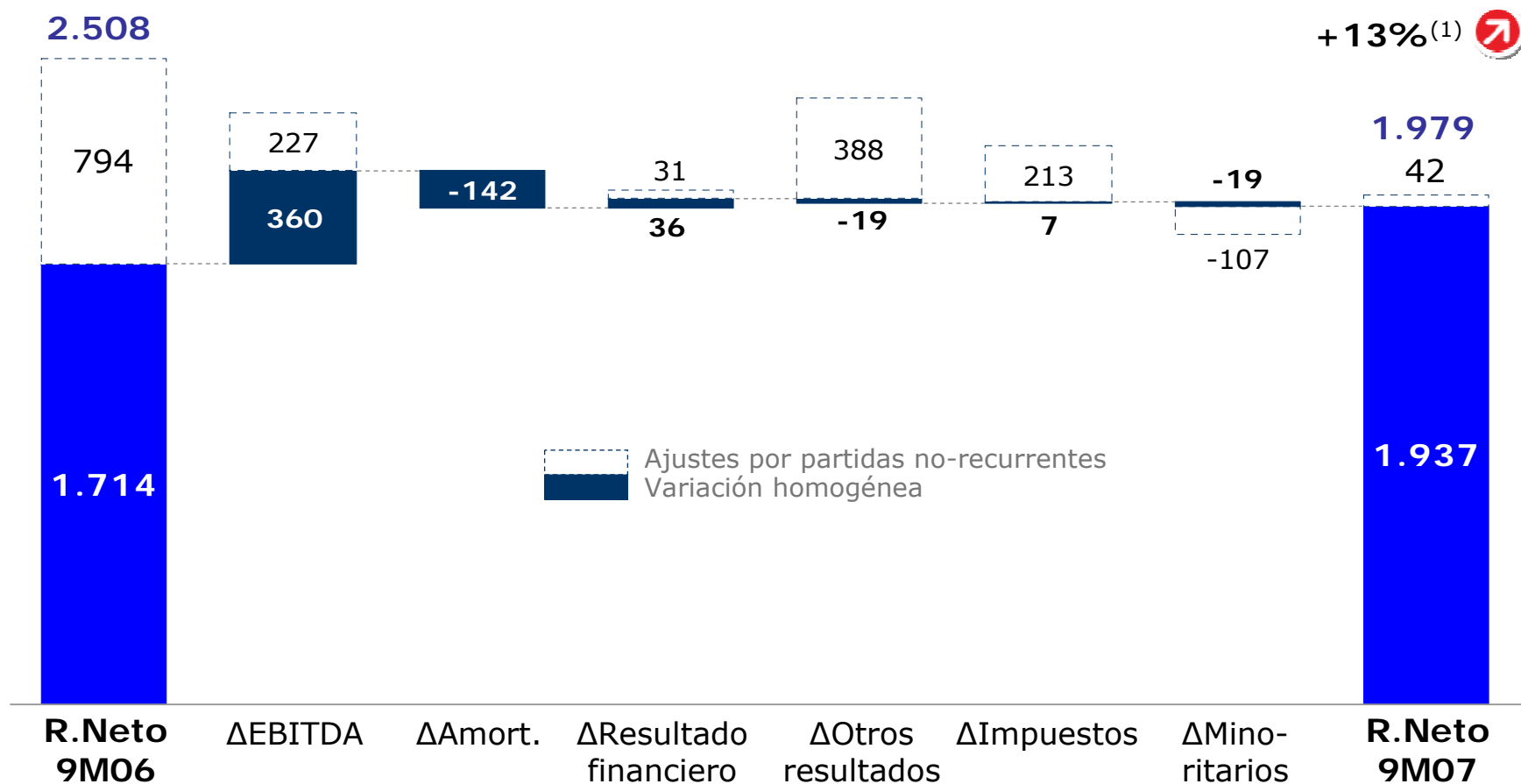


(1) Reconocimiento de ingresos por los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2005

Crecimiento del resultado neto del 13% en términos homogéneos

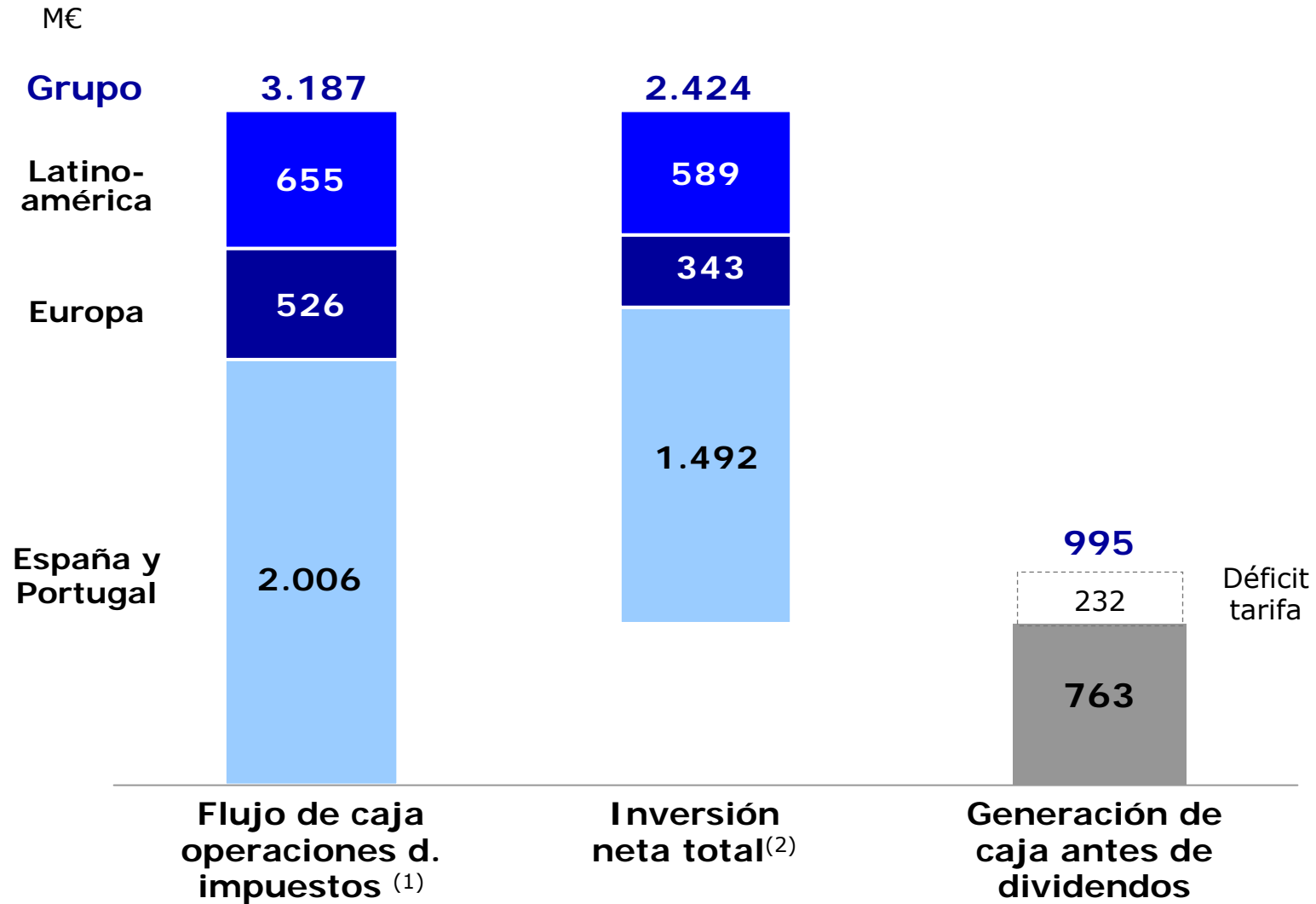
Variación del Resultado Neto

M€



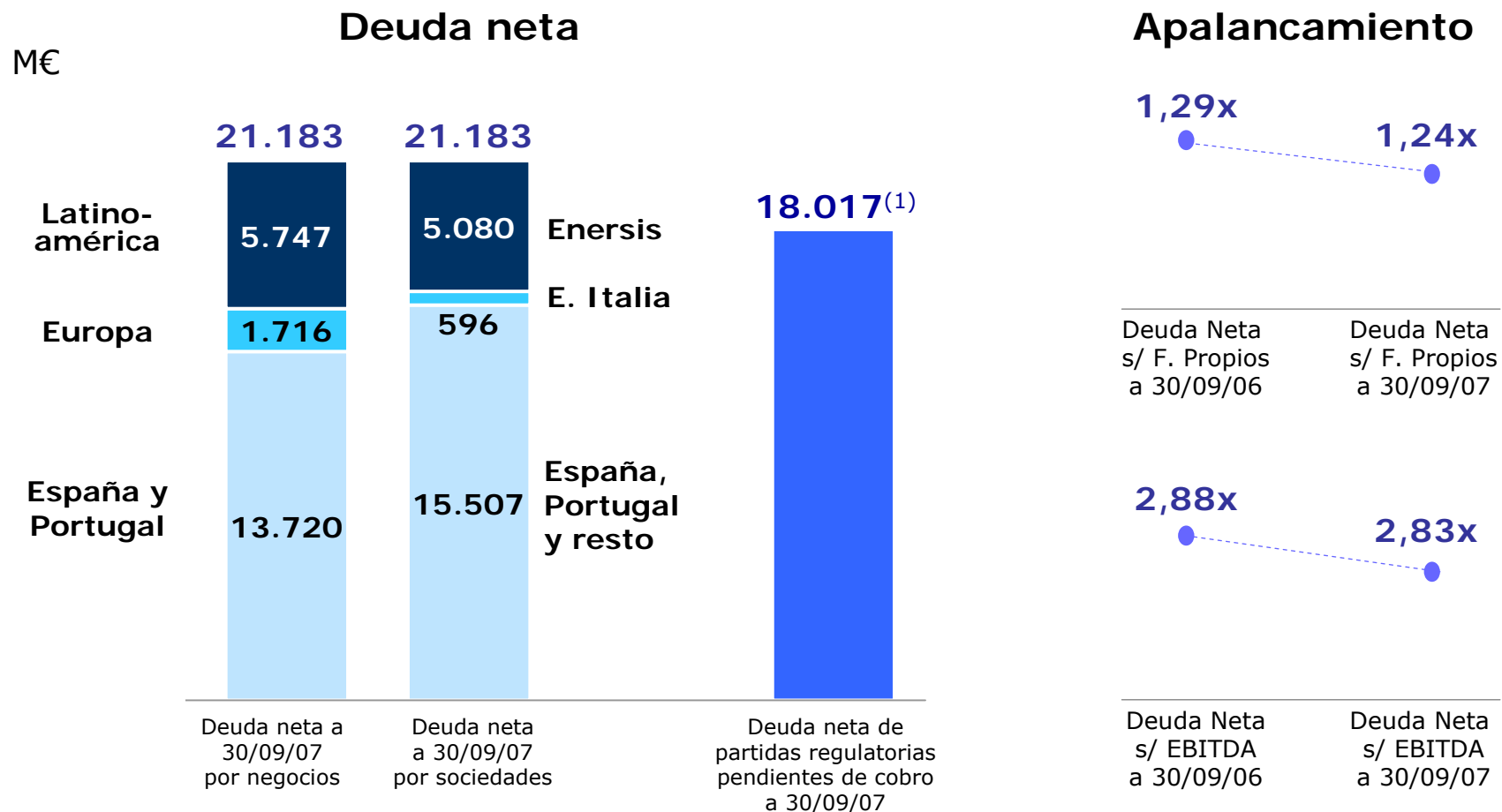
(1) Variación homogénea

Generación de caja positiva



(1) Equivalente a "Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación"; (2) Equivalente a "Flujos netos de efectivo empleados en las actividades de inversión" (incluye inversión financiera, material e inmaterial)

Mejora del apalancamiento financiero



Deuda neta de partidas regulatorias: 18.017 M€

(1) El desglose de las partidas regulatorias pendientes de cobro figura en el Anexo (pg. 25)

Resultados 9M 2007

Fuerte crecimiento en todos los

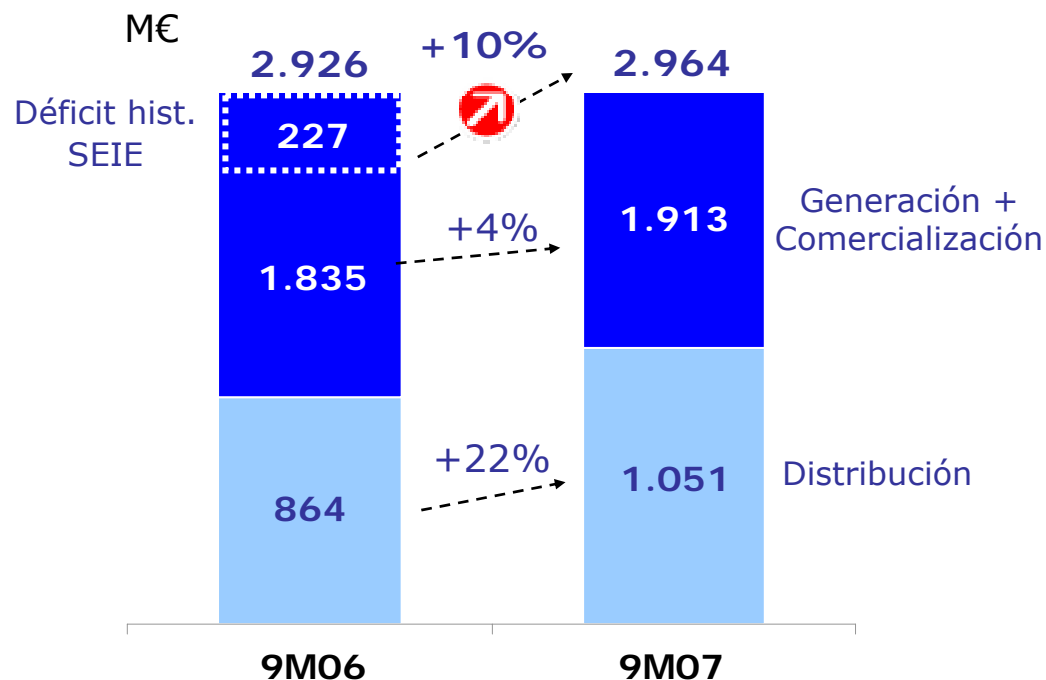


España y Portugal



Evolución positiva del negocio

EBITDA



Resultado Neto 9M07:

1.390 M€ (+21% homogéneo⁽¹⁾)

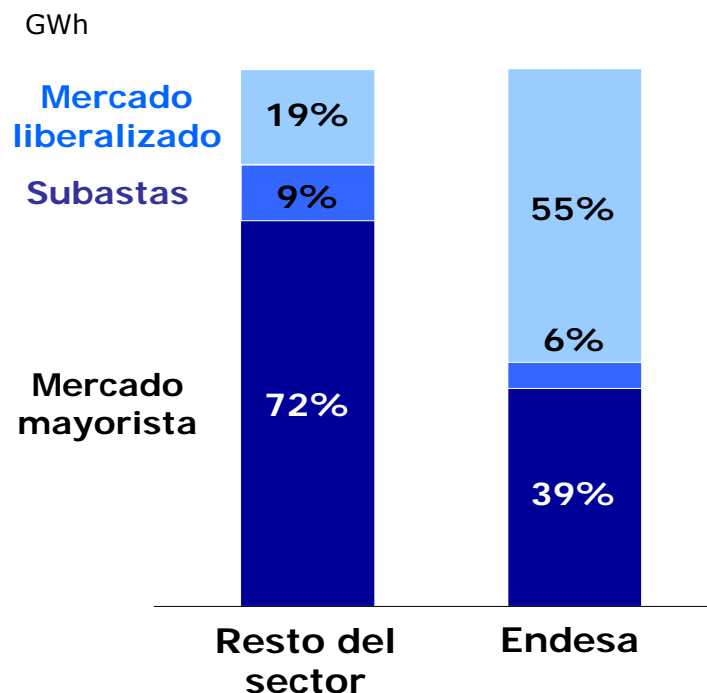
Claves del período

- Crecimiento moderado de la demanda y menores precios del pool
- Menor coste de CO₂
- Liderazgo y optimización de márgenes en negocio liberalizado
- Incremento significativo del resultado en Distribución y Gas
- Novedades regulatorias

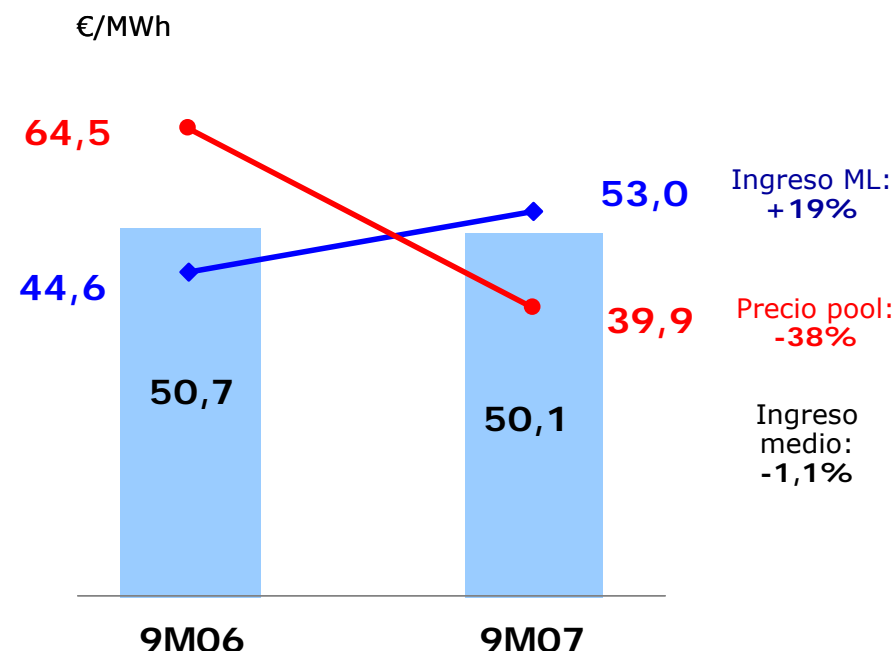
(1) Eliminando los efectos no recurrentes de: (a) el déficit SEIE en 9M06: 227 M€ en EBITDA, 31 M€ en Gasto Financiero Neto y 197 M€ en Resultado Neto.; y (b) Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de 190 M€ en 9M06 y 36 M€ en 9M07

Liderazgo y optimización de ingresos en el negocio liberalizado

Ventas de Generación



Ingreso medio de generación peninsular⁽¹⁾ y precio del pool



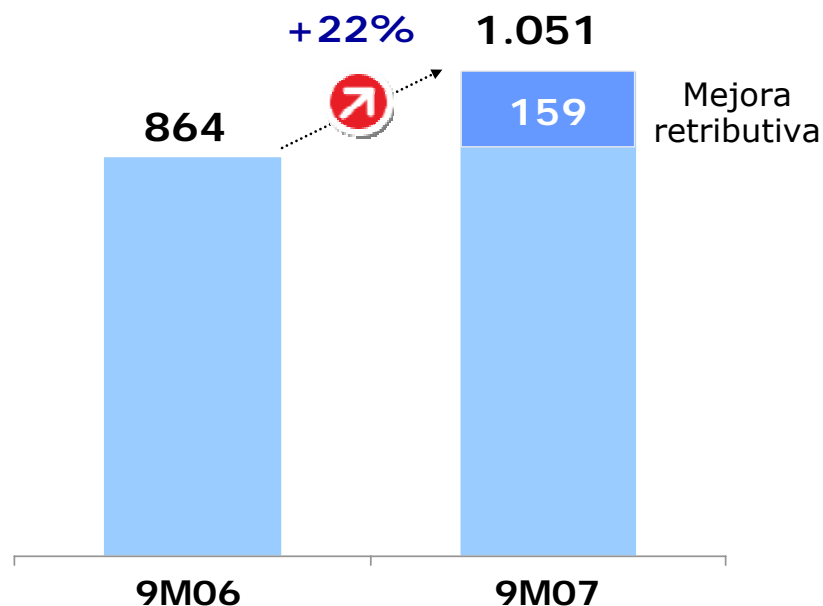
- Las subastas también han servido de cobertura ante la caída de los precios del pool (+6,3 €/MWh de margen adicional frente al pool)
- Renovaciones y firmas de nuevos contratos en 9M07 a un precio equivalente de 57 €/MWh (17 €/MWh superior al del mercado mayorista)

(1) Incluye pago de capacidad así como la aplicación del artículo 2 del RDL 3/2006: -121 M€ en 9M06 y -9 M€ en 9M07

Incremento significativo del resultado en Distribución y Gas

EBITDA negocio Distribución

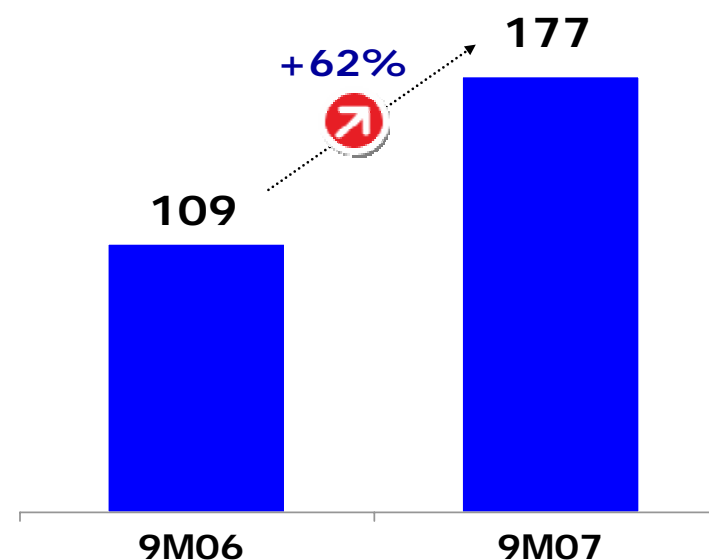
M€



- Continua mejora de la calidad: reducción del TIEPI del 32% en los últimos 12 meses

Margen contribución negocio Gas

M€



- Ventas totales de gas: +24%
- Cuota mercado gas: 13%

Novedades regulatorias

Tarifas

- Revisión tarifaria octubre: no hay variación
- Déficit tarifario acumulado a septiembre: 694 M€ (307 M€ le corresponden a Endesa⁽¹⁾)
- Se pone en marcha las subastas de derechos de cobro del déficit ex-ante de 2007

Garantía de potencia

- Sustitución del sistema existente por dos incentivos:
 - Incentivo a la inversión: importe similar a la antigua garantía de potencia que se pagará durante 10 años a la generación posterior a 1997 (nueva y con modificaciones relevantes)
 - Incentivo a la disponibilidad: pendiente de definir, orientado inicialmente a hidráulica y fuel

Grandes clientes

- Aprobación de la normativa de interrumpibilidad para grandes clientes en el mercado libre. Posibilita la salida a mercado de estos clientes

Renovables

- La potencia solar se acerca al objetivo
- Propuesta de RD para revisar la retribución de la solar fotovoltaica y adecuarla a la potencia ya existente

Distribución

- Reglamento de puntos de medida: funcionalidades de los nuevos equipos de medida con discriminación horaria y telegestión ("smart meters")

(1) La cifra neta financiada por Endesa asciende a 298 M€ una vez aplicado el artículo 2 del RDL 3/2006

Resultados 9M 2007

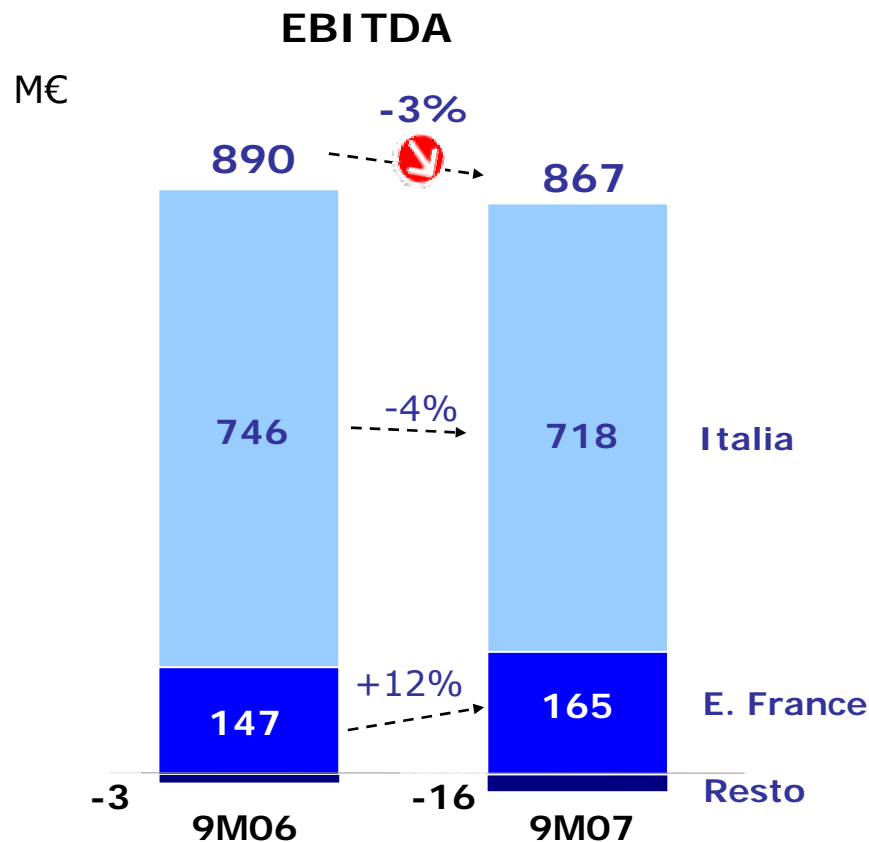
Fuerte crecimiento en todos los mercados



Europa



Estabilidad del negocio en un entorno desfavorable



Resultado Neto 9M07:
287 M€ (-6% homogéneo⁽¹⁾)

Claves del período

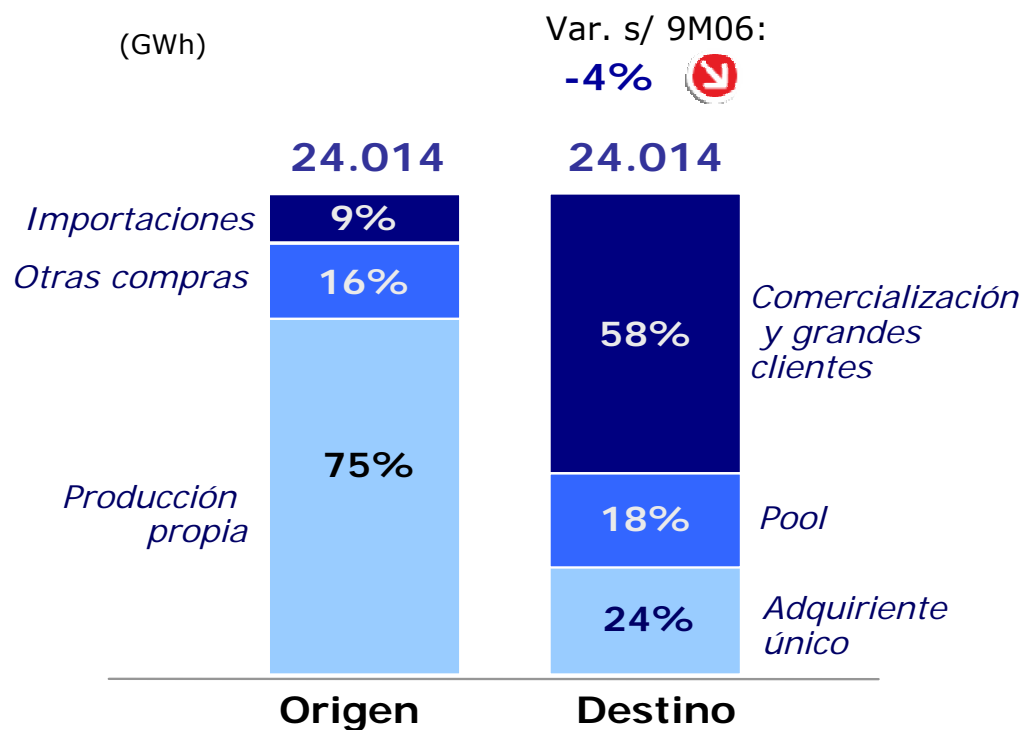
- Incremento en márgenes a pesar de la caída del precio y de la demanda
- Avance en los planes de capacidad
- Gestión de la Energía: extracción de valor adicional de la cartera de activos europeos
- Avance en el plan de negocio de Endesa Hellas

(1) Eliminando los siguientes atípicos:

- Realineamiento del valor fiscal del inmovilizado de acuerdo a ley financiera italiana que originó un beneficio fiscal de 118 M€ en 9M06
- Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de -3 M€ en 9M07

Italia: incremento de márgenes

Ventas 9M07⁽¹⁾: origen y destino



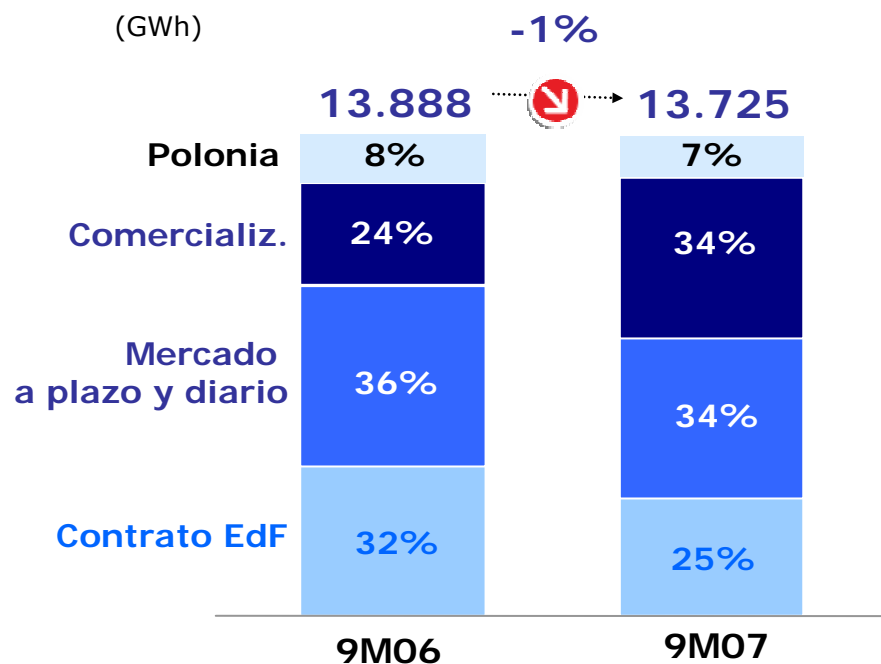
Margen unitario Italia	9M06	Var.	9M07
	31,0 €/MWh	+4%	32,2 €/MWh

- **Bajo nivel de actividad:** estancamiento de la demanda, aumento de las importaciones y baja hidráulica
- **Incremento del margen unitario:**
 - Cobertura por contratos bilaterales y con el Adquirente Único
 - Descenso de los precios del CO₂
 - Mayor autoabastecimiento de Certificados Verdes (60% vs. 25%) por Renovables y Biomasa
- **Avance en el plan de Renovables**

(1) Incluye producción y compras de energía

Endesa France: crecimiento de EBITDA en un entorno de precios bajos

Ventas



Margen unitario Francia	16,9 €/MWh	+4%	17,6 €/MWh
-------------------------	------------	-----	------------

- **Mantenimiento de la actividad a pesar de la menor demanda (-4%)**
- **Incremento del margen unitario a pesar de la caída de precios: cobertura de la producción con ventas a plazo y contrato EDF**
- **Creciente aportación de las ventas no ligadas a EDF**
- **Reducción de costes fijos (-9%)**
- **Avance en el Plan Industrial**
 - Primeros 10 MW eólicos operativos
 - Autorizados y adjudicados los CCGTs Emile Huchet (860 MW) y Hornaing (430 MW)
 - Autorizados el CCGT Lucy (430 MW) y Lacq (860MW)

Resultados 9M 2007

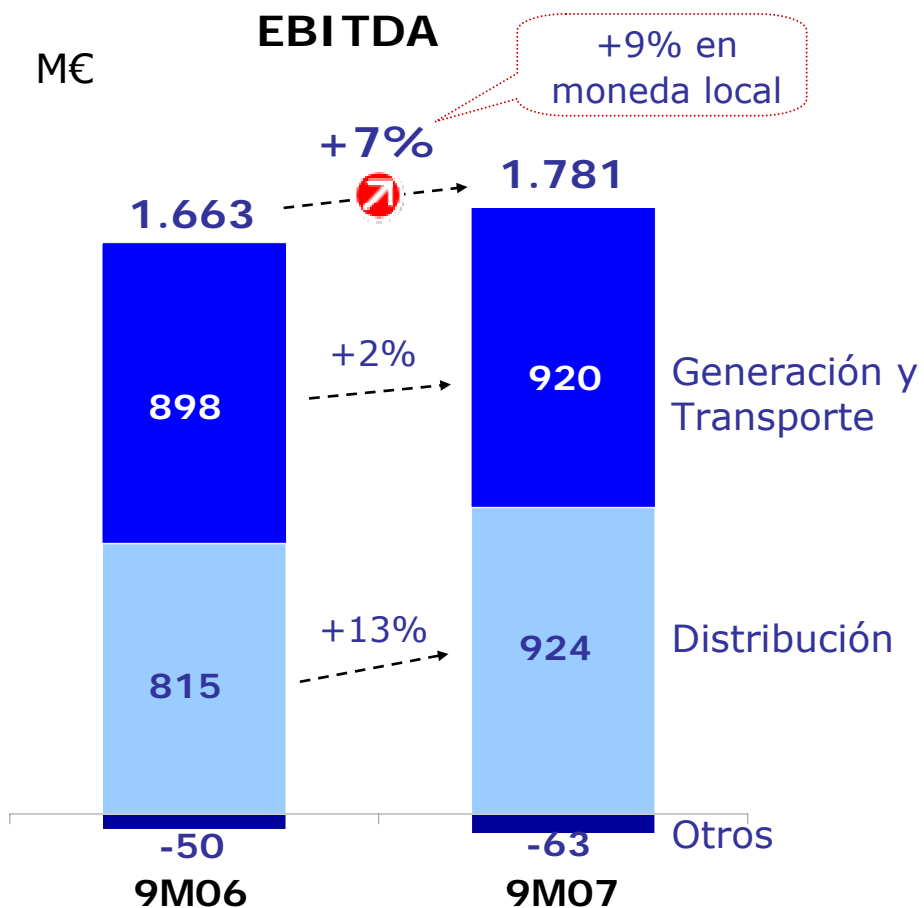
Fuerte crecimiento en todos los



Latinoamérica



Fuerte crecimiento en Distribución que neutraliza el difícil entorno de Generación



Resultado Neto 9M07:
302 M€ (+1% homogéneo⁽¹⁾)

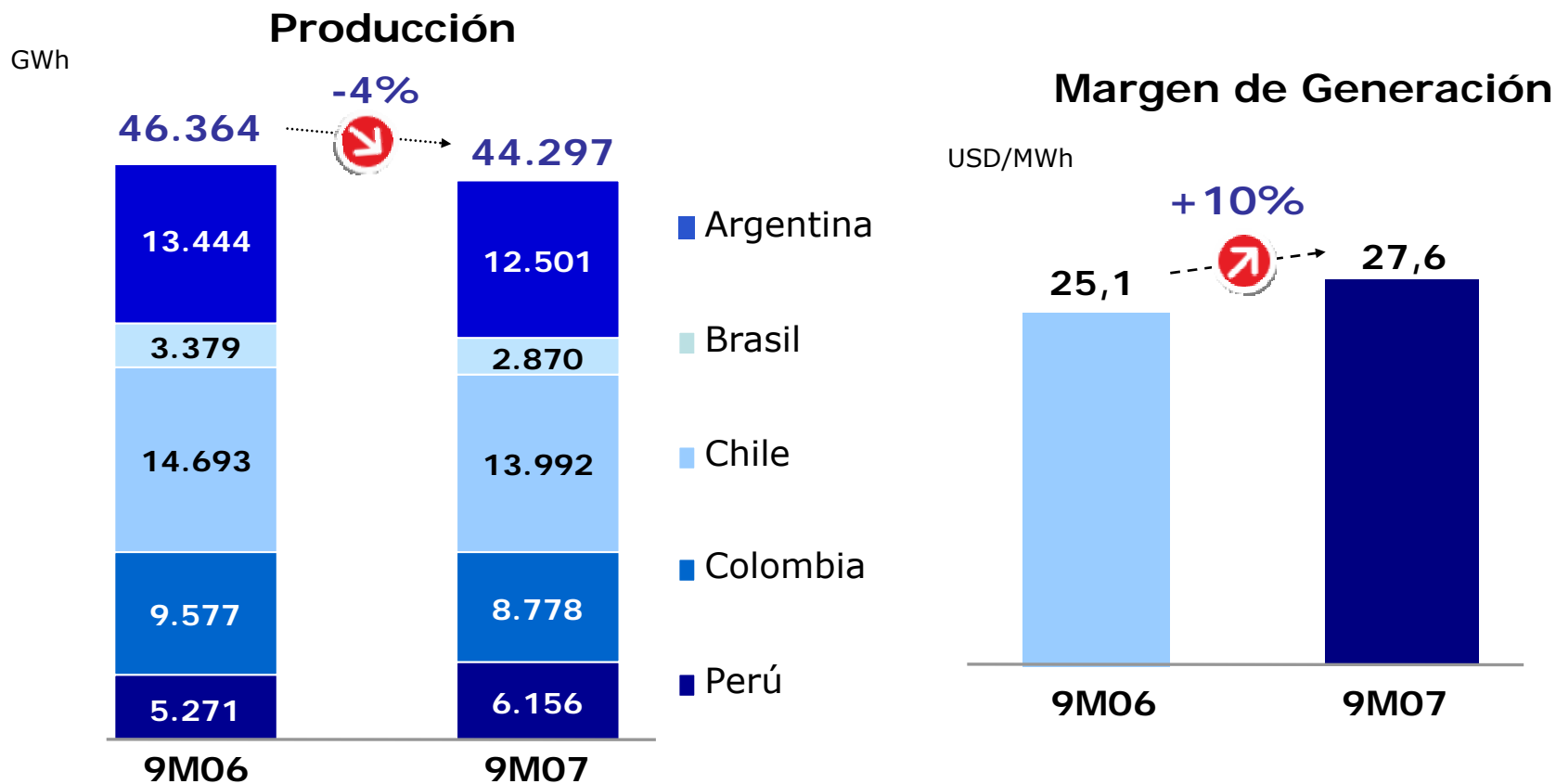
Claves del período

- Elevado crecimiento de la demanda en todos los países
- En Generación, el aumento de los márgenes unitarios compensa la menor producción
- Importante crecimiento de actividad y márgenes en Distribución
- Fusión Emgesa-Betania efectiva desde 1 de septiembre
- Retornos de caja de 375 MUS\$ en 9M07

(1) Eliminando los siguientes atípicos:

- El efecto fiscal de la fusión de Elesur con Chilectra con un impacto en Resultado Neto de 101 M€ en 9M06
- Venta de activos que tuvieron un impacto en el Rdo. Neto de 17 M€ en 9M06 y 8 M€ en 9M07

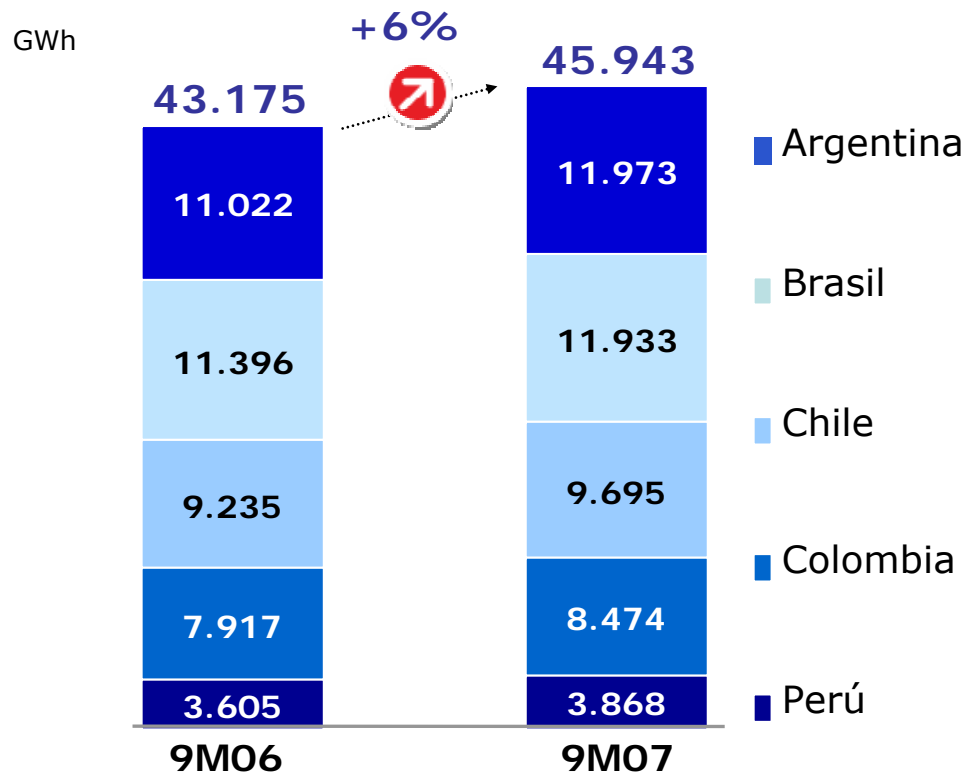
Menor producción hidráulica con mayores márgenes unitarios



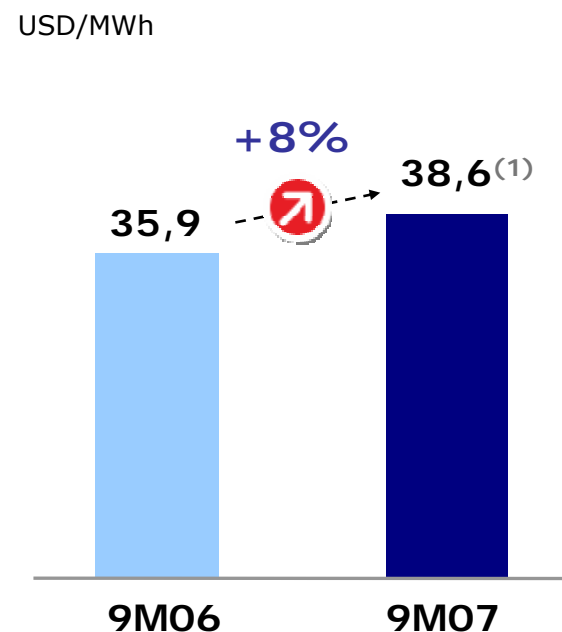
- Caída de la producción hidráulica (-15%) y mayor uso de combustibles líquidos por las restricciones de gas
- Subida del precio nudo en Chile del 55% (cuatro subidas en 2007)
- Altos precios de la energía que incrementan el margen unitario

Fuerte crecimiento en Distribución

Ventas Distribución



Margen de Distribución



- Aplicación de nuevas tarifas en Argentina
- Mejores márgenes en Brasil por menores recargos del sector

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

Conclusiones

- **Resultados sólidos en un entorno exigente**
- **Posición óptima para afrontar nuevos retos**
 - Cartera de activos única
 - Fortaleza financiera
 - Contribución nuevos accionistas
 - Equipo humano experimentado y comprometido

Resultados 9M 2007

Resultados 15 2005

Fuerte crecimiento en todos los negocios



Back Up



Cuenta de resultados España y Portugal

M€	9M 2006	9M 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	7.235	7.400	+2%	+6%
Margen de contribución	4.339	4.573	+5%	+11%
EBITDA	2.926	2.964	+1%	+10%
EBIT	2.112	2.086	-1%	+11%
Gastos financieros netos	-324	-313	-3%	-12%
Resultado neto	1.503	1.390	-7%	+21%

(1) Eliminando los efectos no recurrentes de: (a) el déficit SEIE en 9M06: 227 M€ en EBITDA, 31 M€ en Gasto Financiero Neto y 197 M€ en Resultado Neto.; y (b) Venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de 190 M€ en 9M06 y 36 M€ en 9M07

Cuenta de resultados Europa

M€	9M 2006	9M 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	3.113	3.027	-3%	-3%
Margen de contribución	1.137	1.129	-1%	-1%
EBITDA	890	867	-3%	-3%
EBIT	693	638	-8%	-8%
Gastos financieros netos	-38	-58	+53%	+53%
Resultado neto	426	287	-33%	-6%

(1) Eliminando los efectos extraordinarios: (a) el realineamiento del valor fiscal del inmovilizado de acuerdo a ley financiera italiana que originó un beneficio fiscal de 118 M€ en 9M06 y (b) venta de activos que tuvieron un impacto en el Resultado Neto de -3 M€ en 9M07

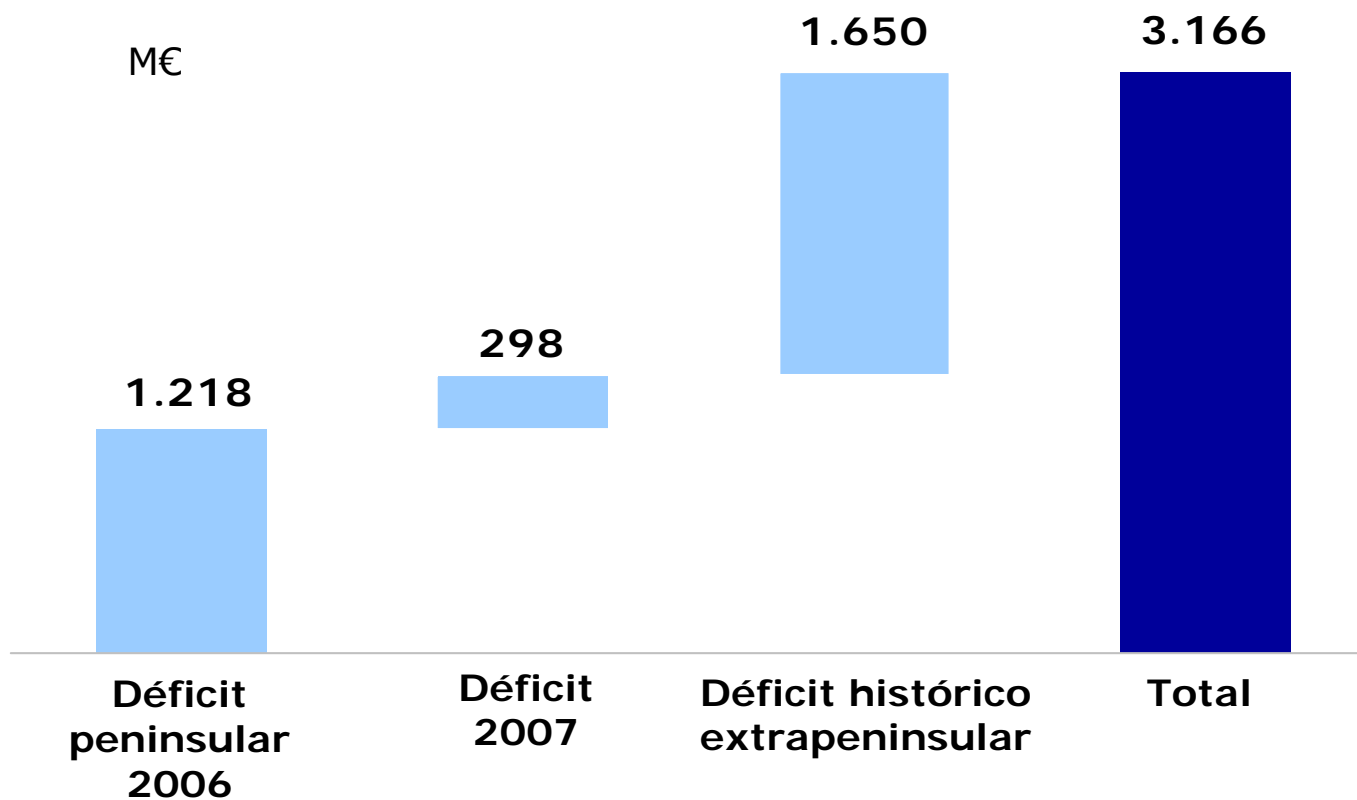
Cuenta de resultados Latinoamérica

M€	9M 2006	9M 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	4.499	5.122	+14%	+14%
Margen de contribución	2.343	2.487	+6%	+6%
EBITDA	1.663	1.781	+7%	+7%
EBIT	1.304	1.376	+6%	+6%
Gastos financieros netos	-374	-335	-10%	-10%
Resultado neto	408	302	-26%	+1%

(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 9M06 y (b) por venta de activos con un impacto en Resultado Neto de 17 M€ en 9M06 y 8 M€ en 9M07

Nota: el crecimiento del EBITDA en moneda local ha sido del 9%

Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro

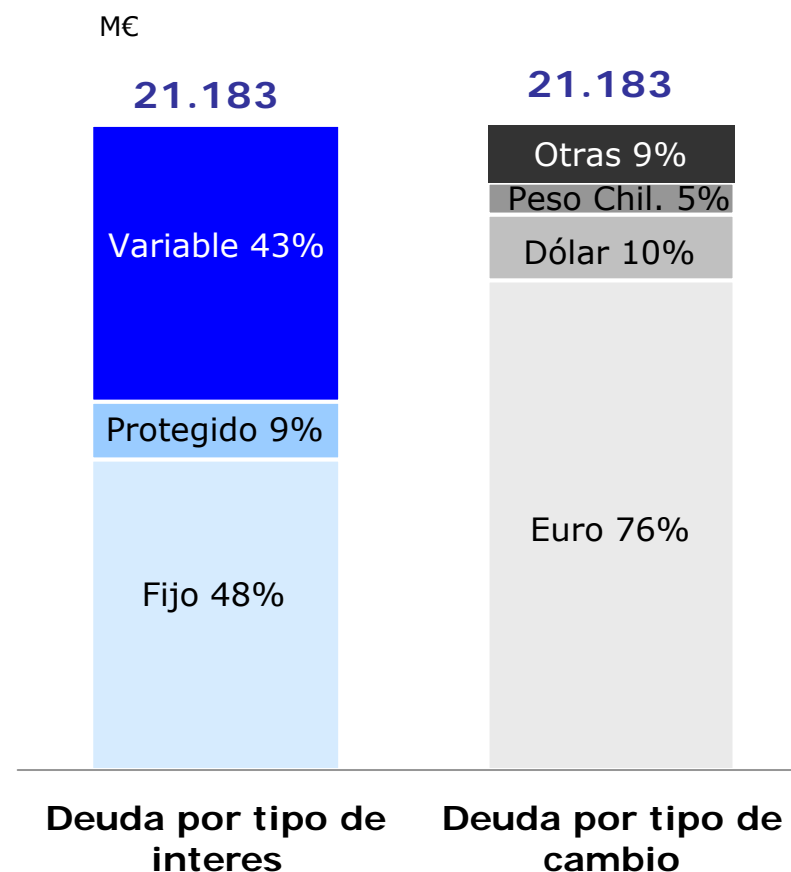


Favorable estructura de la deuda en un entorno de tipos crecientes

Principales características de la deuda

- **Estructura de la deuda:**
 - Deuda a tipo fijo o protegido: 57% ⁽¹⁾
 - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 5,79%**
 - Endesa sin Enersis: 4,43%
 - Enersis: 9,74%
- **Apalancamiento ⁽¹⁾:**
 - Deuda neta s/ Patrimonio Neto: 1,24x
- **Vida media de la deuda: 5,1 años**
- **Liquidez de Endesa:**
 - Endesa sin Enersis: 5.705 M€
 - Enersis: 994 M€

Estructura de la deuda



(1) Excluyendo partidas regulatorias la deuda a tipo fijo o protegido representaría el 67% del total y el apalancamiento sería del 1,06x.

Potencia instalada y producción⁽¹⁾

MW a 30.09.07		España y Portugal		Europa		Latino-américa		Total	
Potencia instalada	Total	24.435		9.896		14.607		48.938	
	Hidráulica	5.362		1.014		8.583		14.959	
	Nuclear	3.397		-		-		3.397	
	Carbón	6.372		3.783		562		10.717	
	Gas Natural	2.440		2.740		3.138		8.318	
	Fuel-oil	5.512		2.180		2.324		10.016	
	Renovable y cogeneración	1.352		179		-		1.531	
	Total	69,2	+2%	23,8	-10%	44,3	-5%	137,3	-3%
Producción	Hidráulica	6,2	+12%	1,1	-40%	27,4	-15%	34,7	-12%
	Nuclear	17,4	-2%	-	-	-	-	17,4	-2%
	Carbón	28,6	+2%	10,4	-12%	1,8	+50%	40,8	-1%
	Gas Natural	5,7	+2%	10,1	+11%	9,7	+23%	25,5	+13%
	Fuel-oil	9,1	-2%	2,1	-43%	5,4	+9%	16,6	-7%
	Renovable y cogeneración	2,2	+25%	0,1	+586%	-	-	2,3	+30%
	Total	69,2	+2%	23,8	-10%	44,3	-5%	137,3	-3%

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

Avance en los planes de capacidad

Nueva capacidad prevista para 2007

España y Portugal

CCGTs:	+800 MW
SEIE:	+154 MW
Renovables:	+327 MW

- Repowering tercer grupo de carbón de As Pontes finalizado
- Puesta en marcha CCGT As Pontes (800 MW) en agosto
- Puesta en marcha de 70MW de renovables en 9M07, >250MW a inaugurar en 4T07

Europa

CCGTs Italia:	
Renov. Italia:	+138 MW
CCGTs Francia:	
Renov.Francia:	+10 MW

- Puesta en marcha de 94 MW renovables en Italia en 9M07 y del parque M.A.Severino (44 MW) en 4T07
- 1er parque eólico en Francia (10 MW)
- Autorizados y adjudicados CCGTs Emile Huchet (860 MW) y Hornaing (430 MW). Autorizado CCGT Lucy (430 MW) y CCGT Lacq (860 MW)

Latinoamérica

Hidráulica:	+82 MW
Térmica:	+347 MW
Renovables:	+18 MW

- Entrada TG San Isidro II (249MW)
- Inicio construcción GNL Quintero y firma contrato aprovisionamiento
- Adjudicación Bocamina II (345MW) y TG Quintero (250MW)
- Incr. potencia centrales existentes: CH Guavio (+50MW), Termocartagena (unid.2, +61MW), Ventanilla (+37MW)
- Nuevas Centrales: Palmucho (32MW), y Canela (18MW) en 4T07

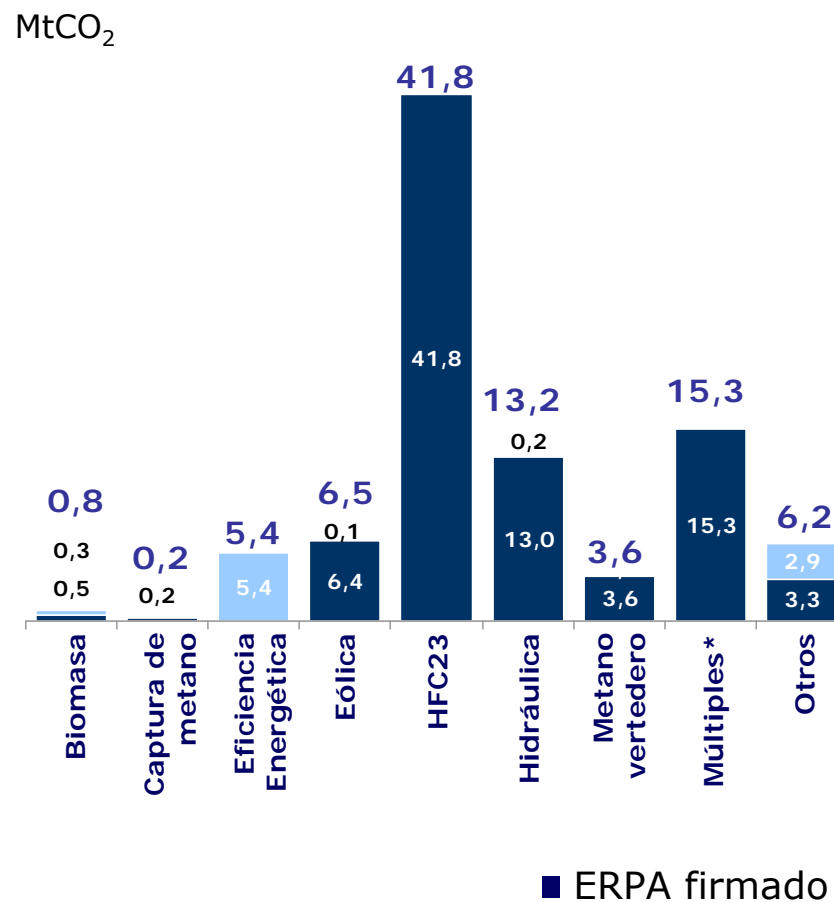
Emisiones de CO2 de Endesa en la Unión Europea

	Asig. 9M07 (MTonCO2)	Emisiones 9M07 (MTonCO2)	Déficit 9M07 (MTonCO2)
Total	40,3	49,1	8,8
España ⁽¹⁾	28,4	36,4	8,0
Portugal	2,2	2,2	0,0
Italia	7,4	9,2	1,8
Francia	1,6	0,8	-0,8
Polonia	0,7	0,5	-0,2

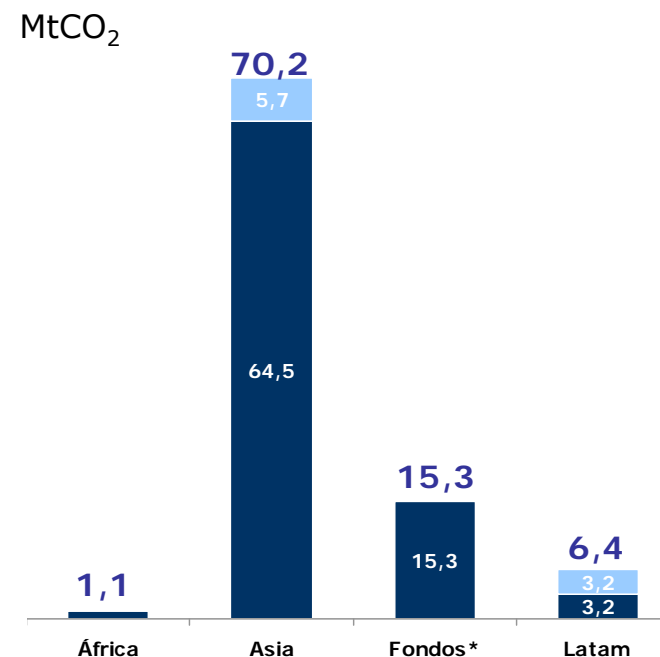
(1) Península + Sistemas Insulares y Extrapeninsulares. El déficit de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares es reconocido en los ingresos

Proyectos MDL de Endesa: 93 MtCO₂

Distribución por tecnología
(42 proyectos)



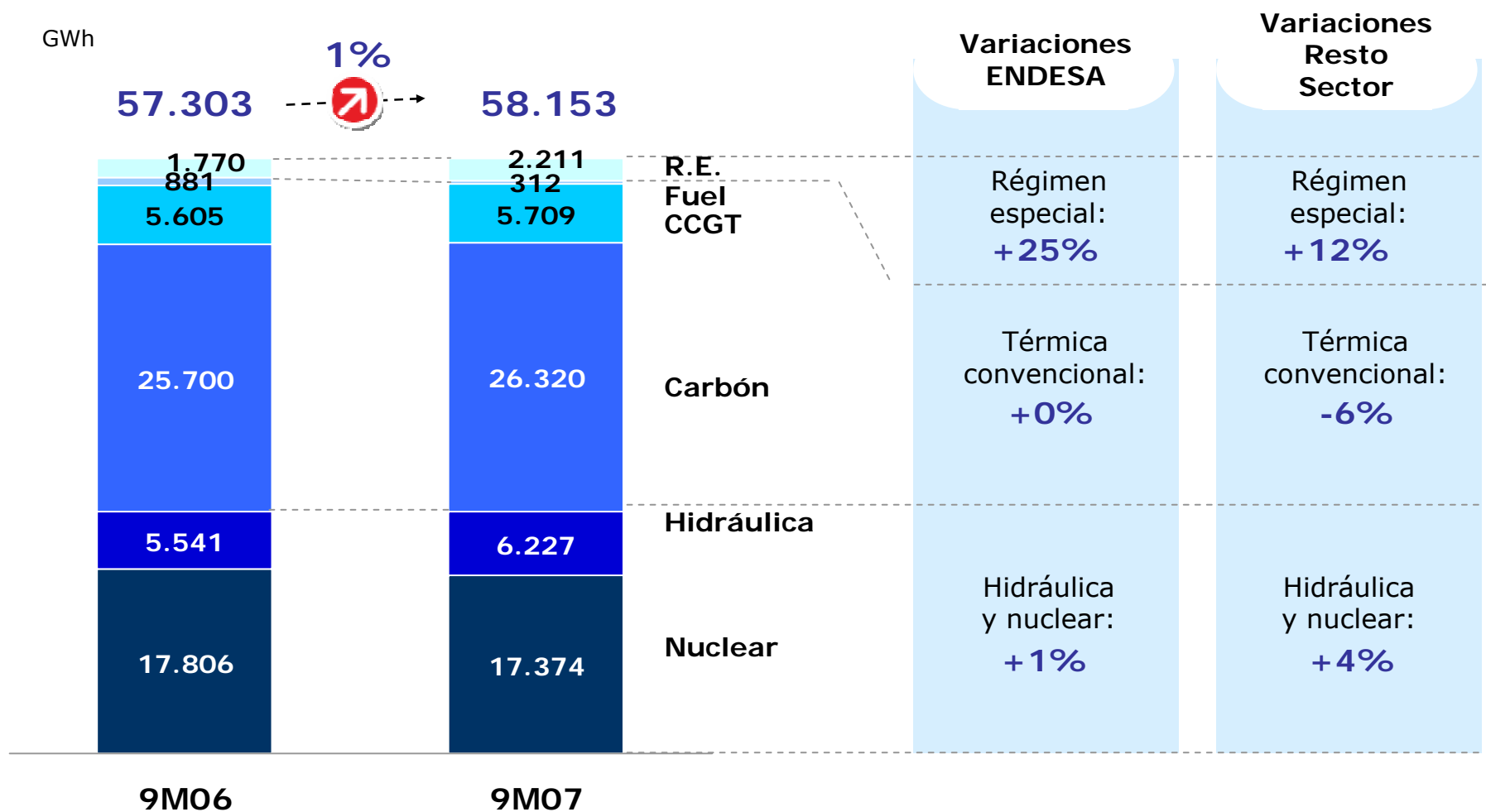
Distribución geográfica
(42 proyectos)



*Cada fondo se contabiliza como un único proyecto

Evolución de la generación en España

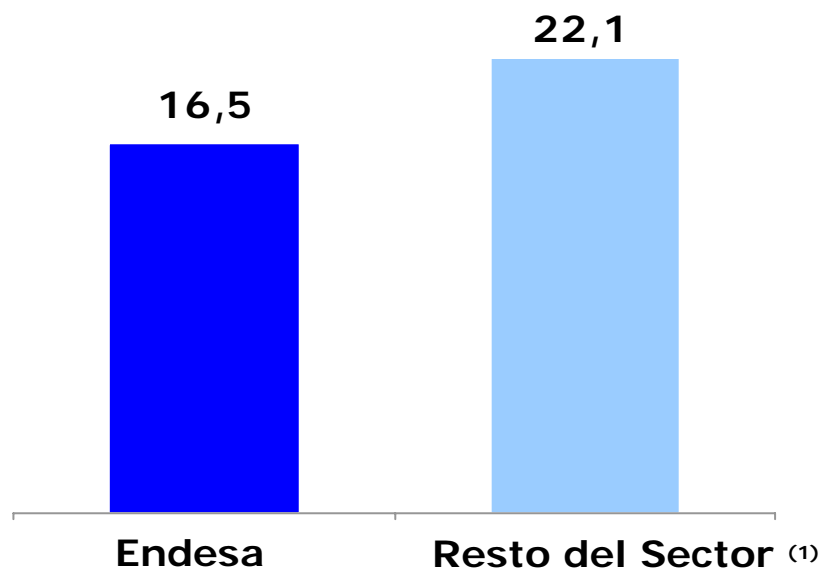
Generación peninsular Endesa



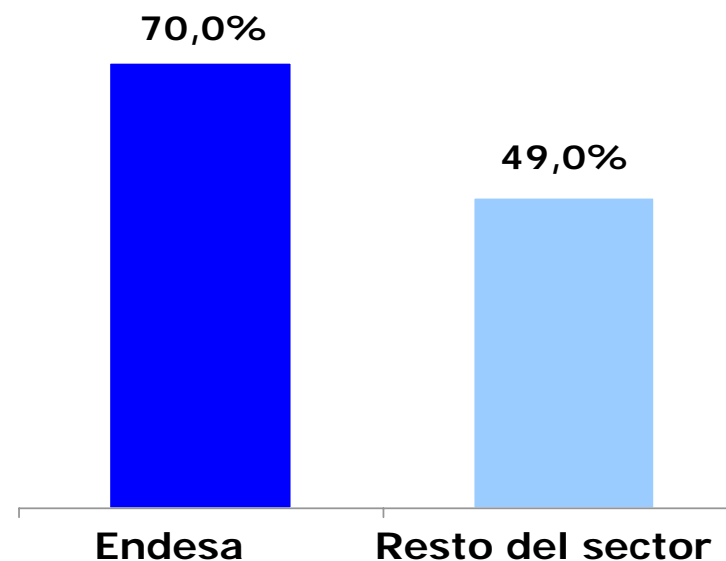
Coste de combustible peninsular competitivo con una cartera de generación equilibrada

Coste de combustible peninsular en RO

€/MWh



Grado de utilización parque térmico⁽²⁾ vs. resto del sector



- Incluso en un escenario de mayor hidraulicidad, Endesa sigue teniendo el parque de generación más eficiente y competitivo del sector

(1) Estimado

(2) Térmica convencional sin incluir fuel-oil

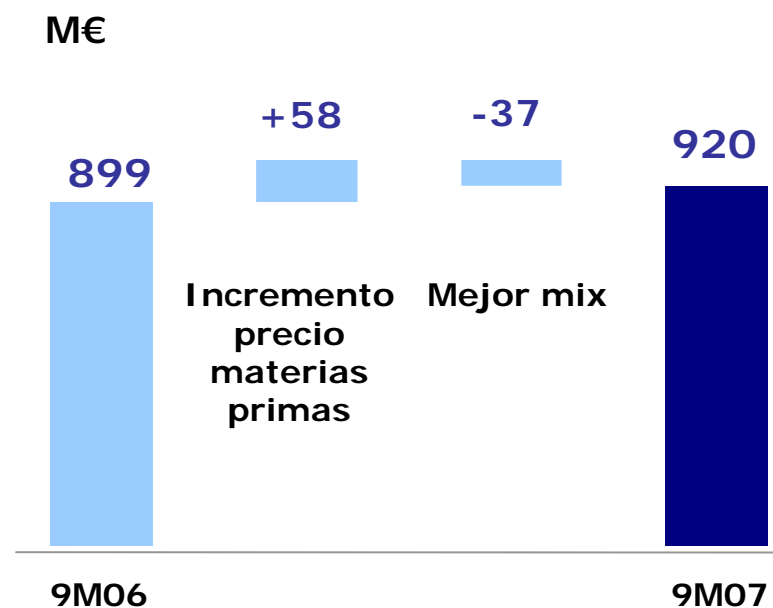
Coste de combustible peninsular competitivo

Desglose de coste unitario del combustible peninsular

€/MWh

	9M06	9M07	Incr.
CCGT ⁽¹⁾	33,2	36,2	8,9%
Carbón nacional ⁽²⁾	22,3	22,9	2,6%
Carbón importado	19,5	19,0	-2,5%
Fuel	81,0	160,9	98,6%
Media térmica convencional	26,0	26,6	2,4%
Media total	16,2	16,5	1,7%



Desglose de los efectos en el coste de combustible

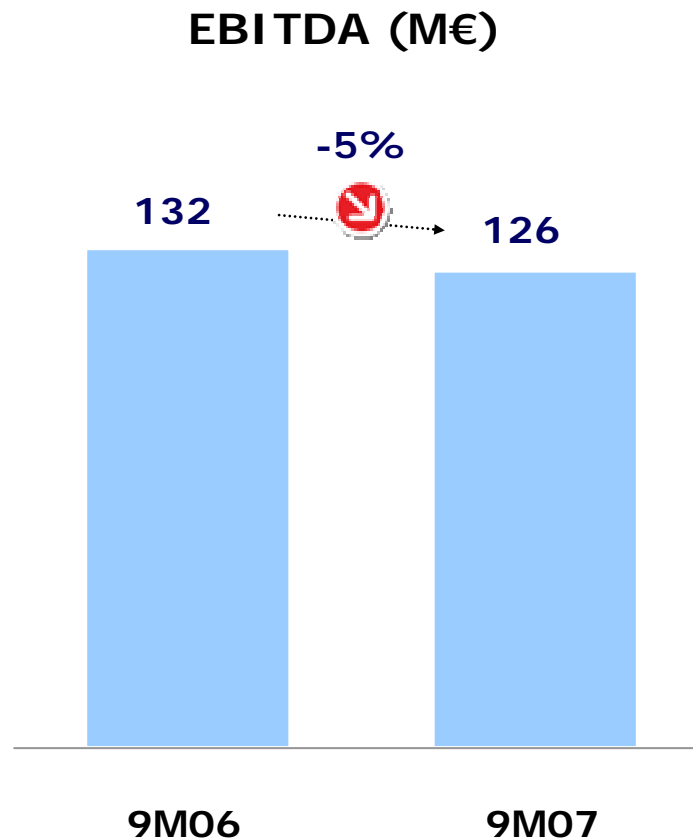


(1) 32,0 €/MWh en 9M07 y 29,4 en 9M06 sin incluir ATR.

(2) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 25,2 €/MWh en 2007 y 23,8 €/MWh en 2006. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

El régimen especial se ha visto fuertemente afectado por la caída de los precios del pool

Producción⁽¹⁾	1.770 GWh	+25% 	2.211 GWh
Precio de venta régimen especial	95,4 €/MWh	-13% 	83,3 €/MWh

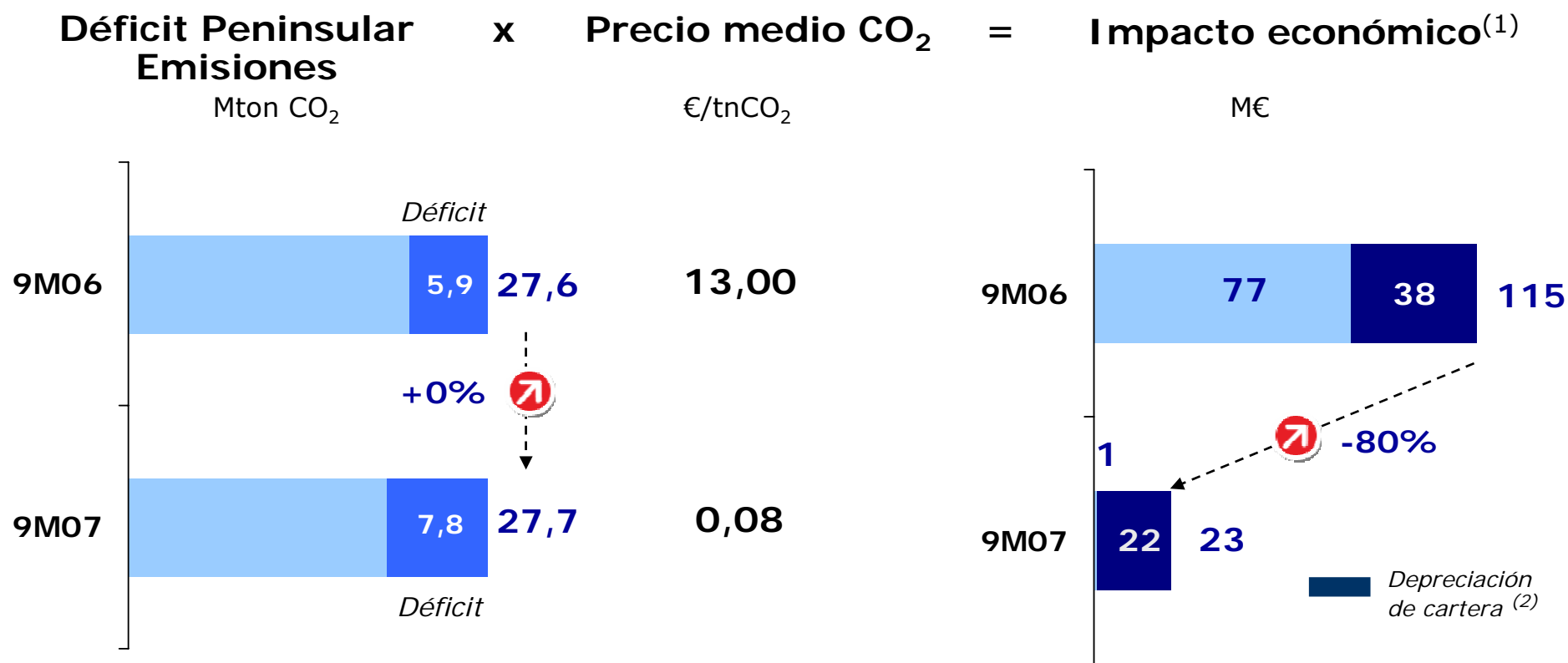


(1) Producción contable (es la que se corresponde con las ventas contabilizadas)

Régimen especial: magnitudes operativas

		9M 2006			9M 2007		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
MW							
Total		1.454	1.106	2.253	1.652	1.352	2.447
Potencia instalada	Cogeneración	245	34	519	211	39	452
	Eólica	969	865	1.356	1.199	1.104	1.614
	Minihidráulica	194	185	238	196	187	240
	Otras	46	22	140	46	22	140
GWh							
Total		2.701	1.763	4.664	2.863	2.211	4.605
Pro- ducción	Cogeneración	760	87	1.816	476	97	1.187
	Eólica	1.418	1.241	2.005	1.807	1.607	2.495
	Minihidráulica	377	365	404	426	413	460
	Otras	147	70	438	154	94	463

Menor coste del CO₂



(1) Adicionalmente, la actualización por la caída de precios del valor de los derechos de CO₂ 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 41 M€ negativo en amortizaciones por el mismo importe.

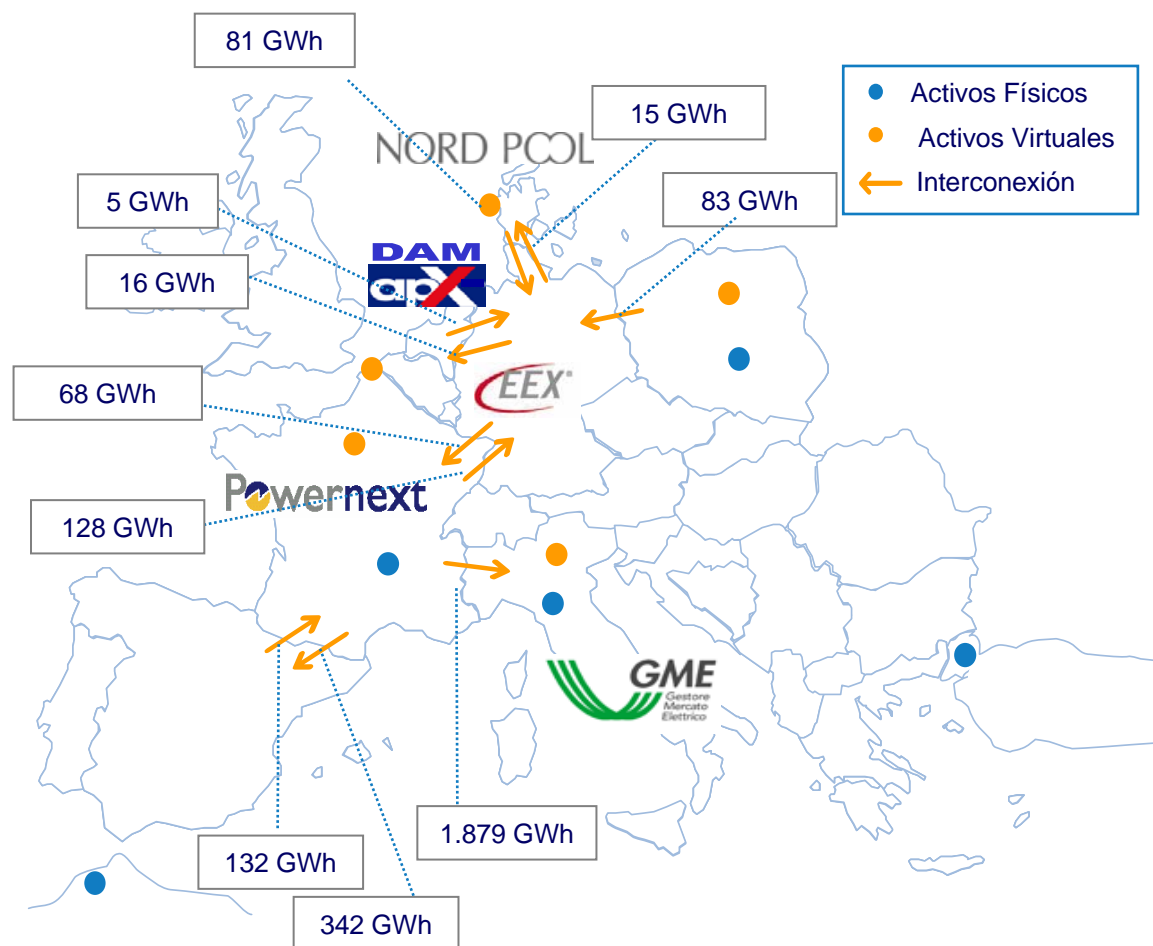
(2) Por ajuste a valor de mercado de los derechos consumidos en 9M07, según normas NIIF, contabilizados en la línea de amortizaciones. Se ha realizado un ajuste adicional de 12 M€ en la línea de amortizaciones como consecuencia del menor valor de mercado de la cartera de derechos de CO₂ comprados y que todavía no han sido utilizados. En 9M06 esta cifra ascendió a 6M€.

Gestión integrada de la cartera de activos

EBITDA Trading: 27 M€

Aportaciones adicionales:

- Endesa Italia: 18 M€
- Endesa France: 10 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 2010

Fiume Santo 5:

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

Scandale⁽¹⁾:

- CCGT de 800 MW
- En construcción
- Operación 2008



(1) 50% Endesa- 50% ASM Brescia

Plan de capacidad de regasificación en Italia

Livorno:

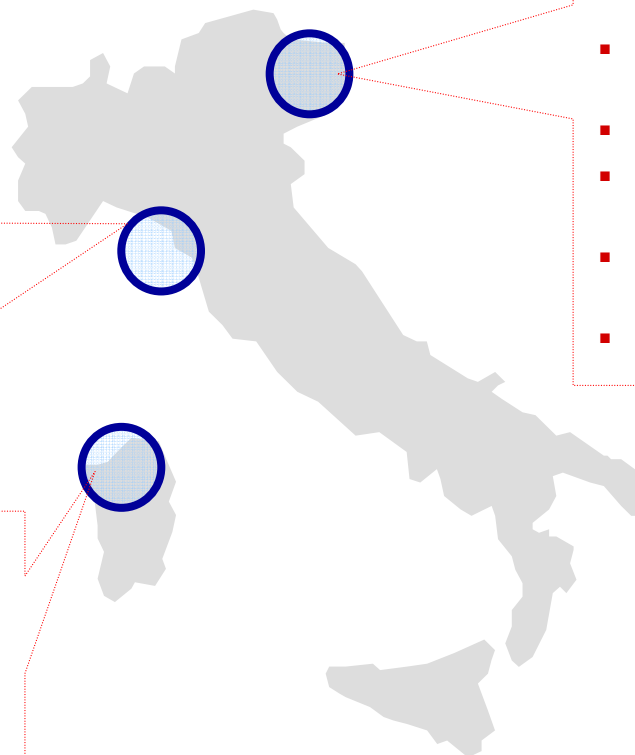
- Aprox. 4 bcm de capacidad (50% asignada a Endesa)
- Terminal off-shore flotante
- Inversión aprox. de 450 M€
- Proyecto completamente autorizado
- Trabajos iniciados en 1T07 y entrada prevista en 2S09

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

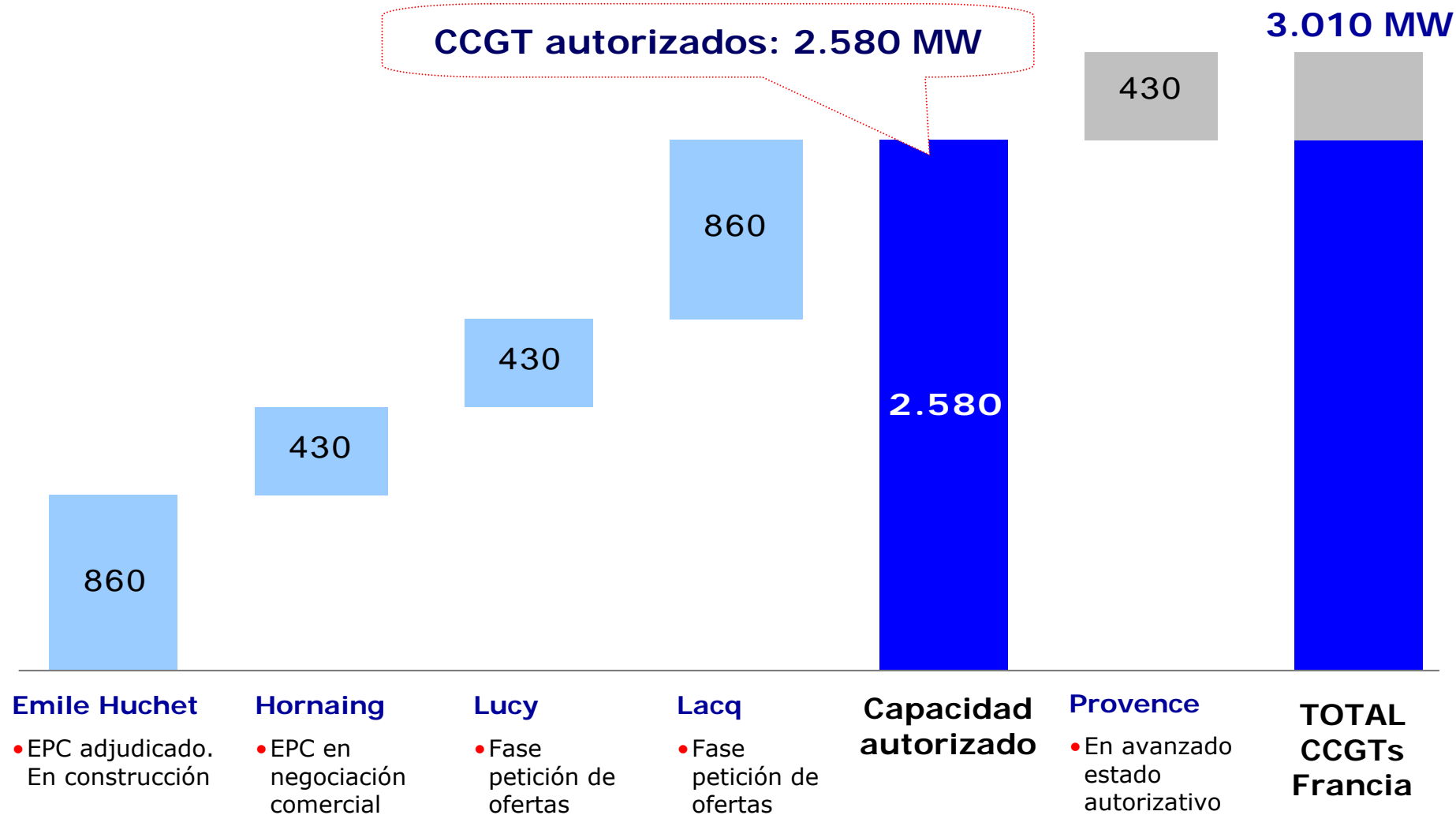
Monfalcone:

- 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
Total Italia		179
Florinas	1T04	20
Iardino	3T05	14
Vizzini	3T06	24
Montecute	1T07	42
Poggi Alti	1T07	20
Trapani	2T07	32
Total Francia		10
Lehaucourt	1T07	10
Total Grecia		17
Sidirokastro		17

Retornos de caja de Latinoamérica

(MUSD)

	2005-06	9M07	Total
Dividendos e intereses	207	362	569
Reducciones de capital y otros	327	13	340
Desinversiones	27		27
Total	561	375	936

- Alcanzado el 59% de 1.600 MUSD comprometidos para el periodo 05-09
- 184 MUSD por dividendo de Enersis con cargo al ejercicio 2006
- S&P mejora el rating crediticio de Enersis y Endesa Chile a BBB estable

Claves del período por países

EBITDA 9M07 (M€)

Claves del periodo



Gx: **89 M€** (-7%)

Dx: **106 M€** (+203%)

- Fuerte crecimiento de las ventas (+9%)
- Aplicación de nuevas tarifas de distribución (+38% en VAD) y reconocimiento retroactivo desde Nov-05
- Restricciones de suministro de gas y electricidad durante el invierno. Situación mejora desde mediados de septiembre
- Caída de la producción eléctrica (menor hidráulica en el periodo y baja disponibilidad de gas)
- Compra de 5,5% de Costanera y 17,2% (d+i) de Chocón



Gx: **161 M€** (+36%)

Dx: **389 M€** (+13%)

Tx: **36 M€** (N/D)

- Mejoras de márgenes en Dx por menores recargos
- Revisión tarifaria de Coelce (VAD provisional -7%) y actualización anual tarifaria Ampla (VAD +10%)
- Mayor ingreso unitario en Gx. Menor producción hidráulica (hidráulica) y menor térmica (falta gas en CT Fortaleza)
- Cien: Avance en renegociación del nuevo modelo retributivo Acuerdo de exportación con CAMMESA (junio a septiembre)
- Fuerte apreciación del real brasileño (+16% vs USD)



Gx: **113 M€** (+2%)

Dx: **67 M€** (+6%)

- Fuerte crecimiento de la demanda (+7%) en Edelnor
- Fuerte subida de la producción (17%) por la entrada de CC Ventanilla aunque menores precios por mayor hidráulica
- Saturación en la interconexión de los sistemas norte y central afectando a los contratos de generación
- Reconocimiento capacidad adicional en Ventanilla (37 MW)

Claves del periodo por países

EBITDA 9M07 (M€)

Claves del periodo



Colombia

Gx: 191 M€ (+14%)

Dx: 218 M€ (+2%)

- Fuerte crecimiento de la demanda (+7%)
- Fusión Emgesa-Betania efectiva desde 1 de septiembre
- Caída de la producción (8%) por menor hidraulicidad y trabajos de mantenimiento mayor (C.H. Guavio)
- Incremento de potencia de C.H. Guavio (+50 MW) por mejoras central (desde feb 07)
- Fuerte apreciación del peso colombiano (+11% vs USD)
- Instauración del Impuesto al Patrimonio (-29 M€ EBITDA)



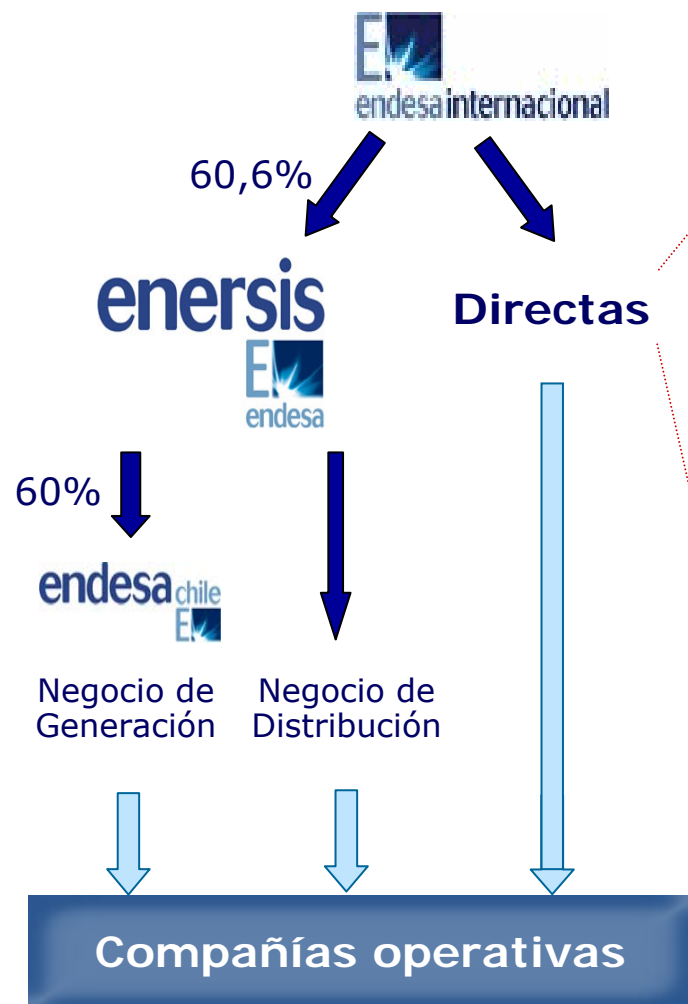
Chile







Gx: 366 M€ (-16%)

Dx: 144 M€ (-10%)

- Baja hidraulicidad y restricciones de gas desde Argentina. Alta utilización de combustibles líquidos.
- Sucesivos aumentos del precio nudo hasta 104 USD/MWh desde 1 nov (+55% vs. dic06)
- Entrada en operación de la turbina de gas de San Isidro II (249 MW). Cierre del ciclo previsto para 2008.
- Inicio construcción de GNL Quintero
- Adjudicación contrato construcción de Bocamina II (345 MW) y TG Quintero (250MW)
- Compra del 50% de GasAtacama y venta posterior a Southern Cross. Nuevo acuerdo con compañías mineras
- Menor tarifa de subtransmisión en Chilectra (-36M€ EBITDA)
- Aprobación Ley Tokman (casos de quiebra de un generador o término anticipado de contratos de suministro eléctrico)

Participaciones directas de Endesa Internacional

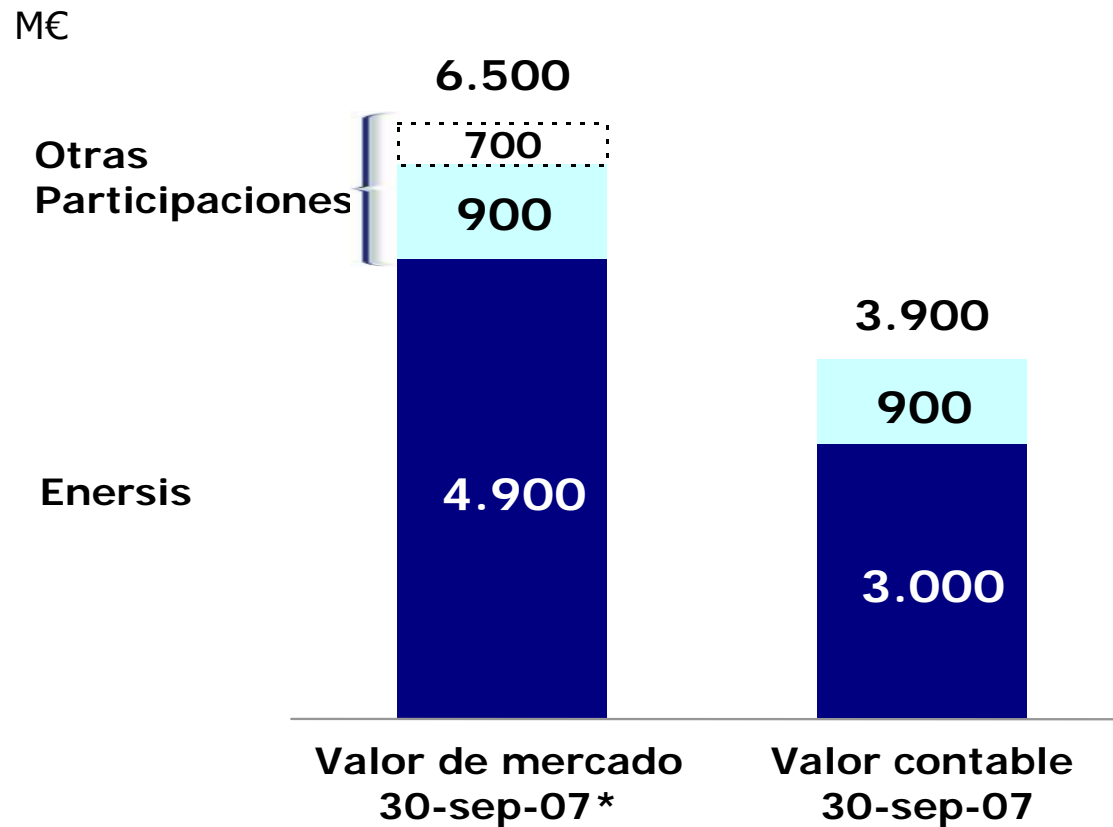


M€		% Directo	EBITDA 9M06	EBITDA 9M07	Deuda SEPT07 ^(*)
	Codensa:	27%	213	218	386
	Emgesa:	23%	143	191	402
	EEB:	5%	n/d	n/d	n/d
	E. Brasil:	28%	428	544	1.127
	Edesur:	6%	35	106	35
	DockSud:	40%	19	22	128
	Edelnor:	18%	63	67	145
	Edegel:	6%	95	89	316
	Piura:	48%	16	24	-
	Pangue	5%	53	24	107
EBITDA proporcional			237	290	

(*) Deuda neta total. Incluye deudas intragrupo de 52 M€ en DockSud, 17 M€ en Endesa Brasil y 103 M€ en Pangue

Importantes plusvalías latentes en Latinoamérica

Valor de los activos de Endesa en Latinoamérica



* Valor de mercado de la participación en Enersis + valor contable resto cartera (más 700 M€ estimados de valor adicional de mercado)

Esta presentación contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas ("forward-looking statements") sobre estadísticas y resultados 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, los objetivos de EBITDA (resultado bruto de explotación en la cuenta de resultados consolidada de ENDESA) para el período 2007-2009 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 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 esta presentación, 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 la presentación, en el capítulo de Factores de Riesgo del documento 20-F registrado en la SEC y 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 9M 2007



15 de noviembre de 2007