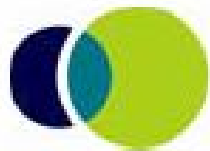




Resultados 1S 2009



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

28 de julio de 2009

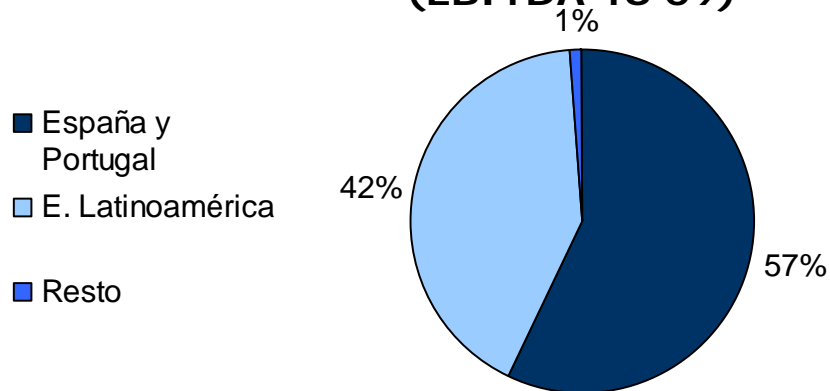
Positivo comportamiento operativo en el semestre en todos los negocios

| M€ | 1S 2009 | 1S 2008 | Variación |
|---|---------|---------|-----------|
| Ingresos | 11.164 | 11.369 | -2% |
| Margen de contribución | 5.423 | 5.048 | +7% |
| EBITDA | 3.736 | 3.487 | +7% |
| EBIT | 2.708 | 2.680 | +1% |
| Gastos financieros netos | 539 | 539 | 0% |
| Resultado neto atribuible | 2.263 | 6.002 | -62% |
| Resultado actividades continuadas ⁽¹⁾ | 1.728 | 1.612 | +7% |

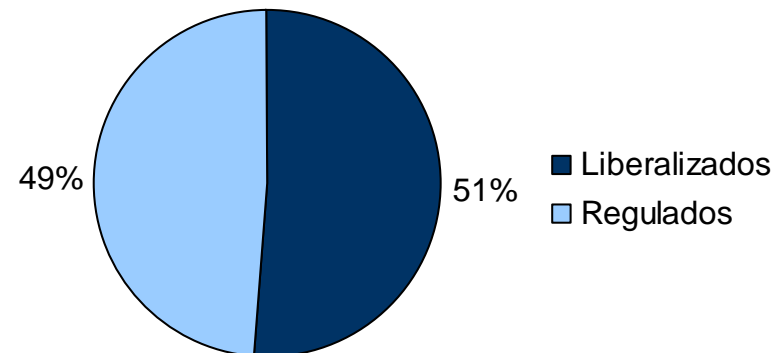
(1) Descontando la plusvalía neta de los activos vendidos a Acciona en 2009

La diversificación mitiga el impacto de un entorno complicado

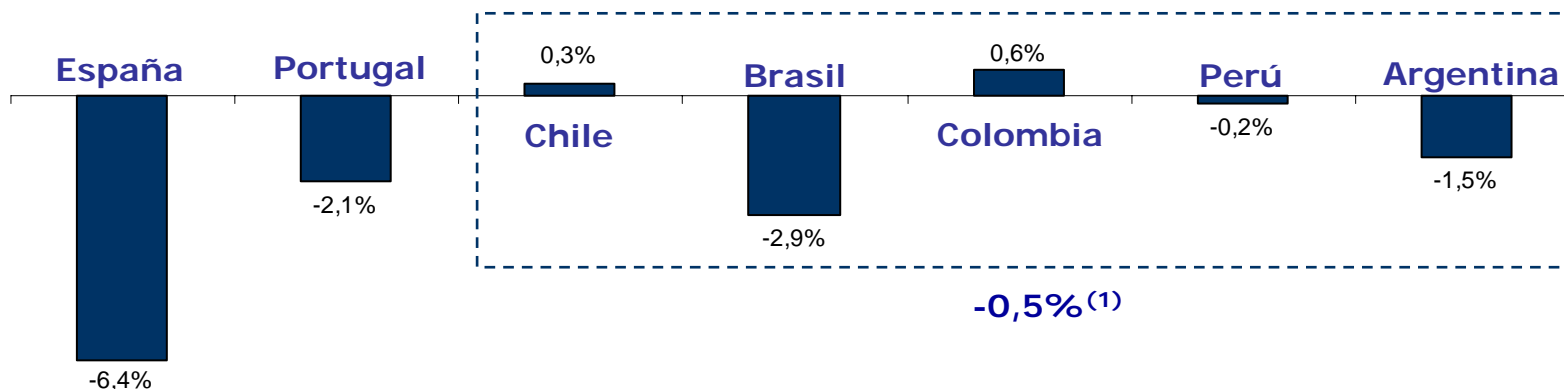
Diversificación geográfica
(EBITDA 1S 09)



Perfil de negocio
(EBITDA 1S 09)



Evolución demanda país 1S 09 vs. 1S 08

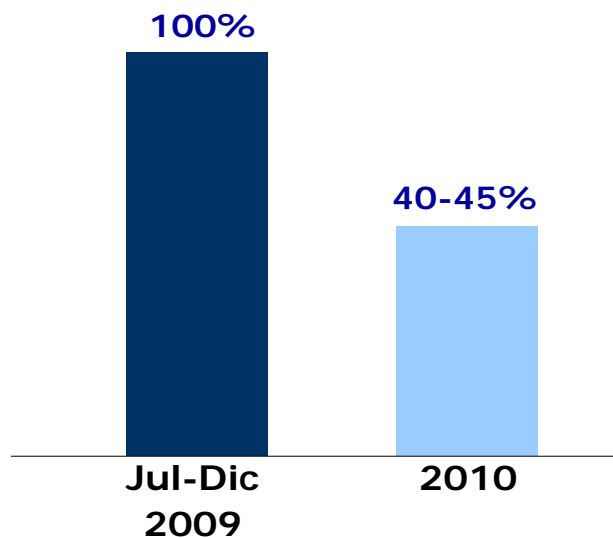


▪ Mix de generación equilibrado por tecnologías

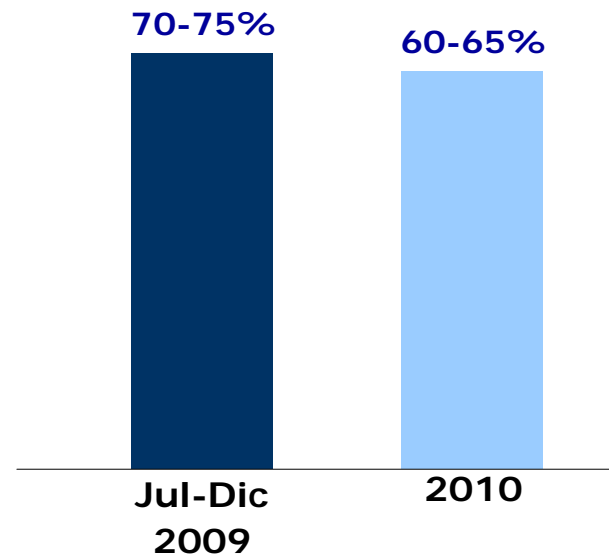
(1) Países en los que opera Endesa. Ponderación por EBITDA

Efectiva cobertura con clientes

España y Portugal
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Latinoamérica (% producción estimada ya comprometida)

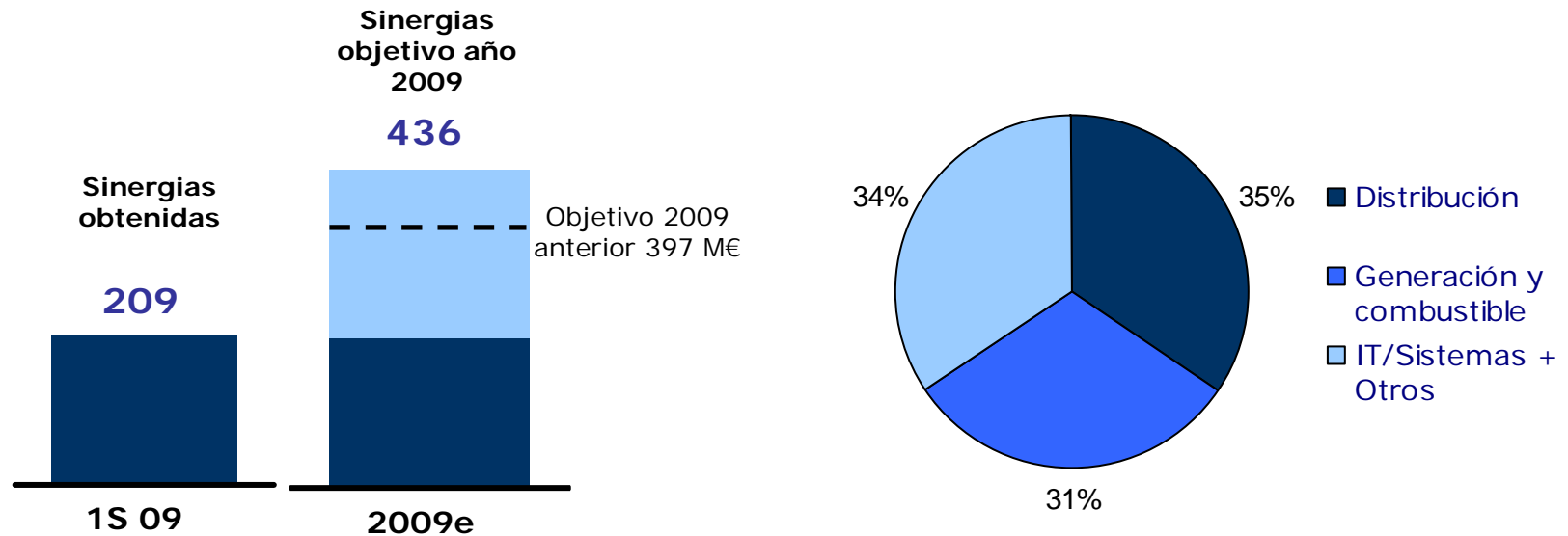


- Márgenes estables ante la volatilidad de los precios eléctricos
- Excluyendo Argentina el % de producción estimada comprometida es 90-95% para 2009 y 80-85% para 2010

Avance en la mejora de eficiencia

Grado de cumplimiento sinergias 1S 09

M€



- Plan de sinergias reforzado ante el nuevo entorno económico
- Conseguido el 48% del nuevo objetivo de sinergias para el 2009
- Optimización del proyecto de Telegestión gracias al acuerdo entre Endesa y Enel

Novedades regulatorias en España

- **Positivo impacto del RDL 6/2009 desde el 2º semestre**
- **Suficiencia tarifaria**
- **Déficit de tarifa**
- **Liberalización del mercado**
- **Central de Garoña**

Novedades regulatorias en Latinoamérica

▪ Chile:

- Enero: vigencia a partir del 13 de enero de nuevas tarifas de subtransmisión para Chilectra
- Abril: fijación del precio nudo en 100,4 US\$/MWh para el periodo mayo-octubre 2009
- Abril: publicación del Decreto que establece las nuevas tarifas para Chilectra para el periodo nov.2008-nov. 2012. Aplica retroactivamente desde el pasado mes de noviembre (-16% VAD)

▪ Brasil:

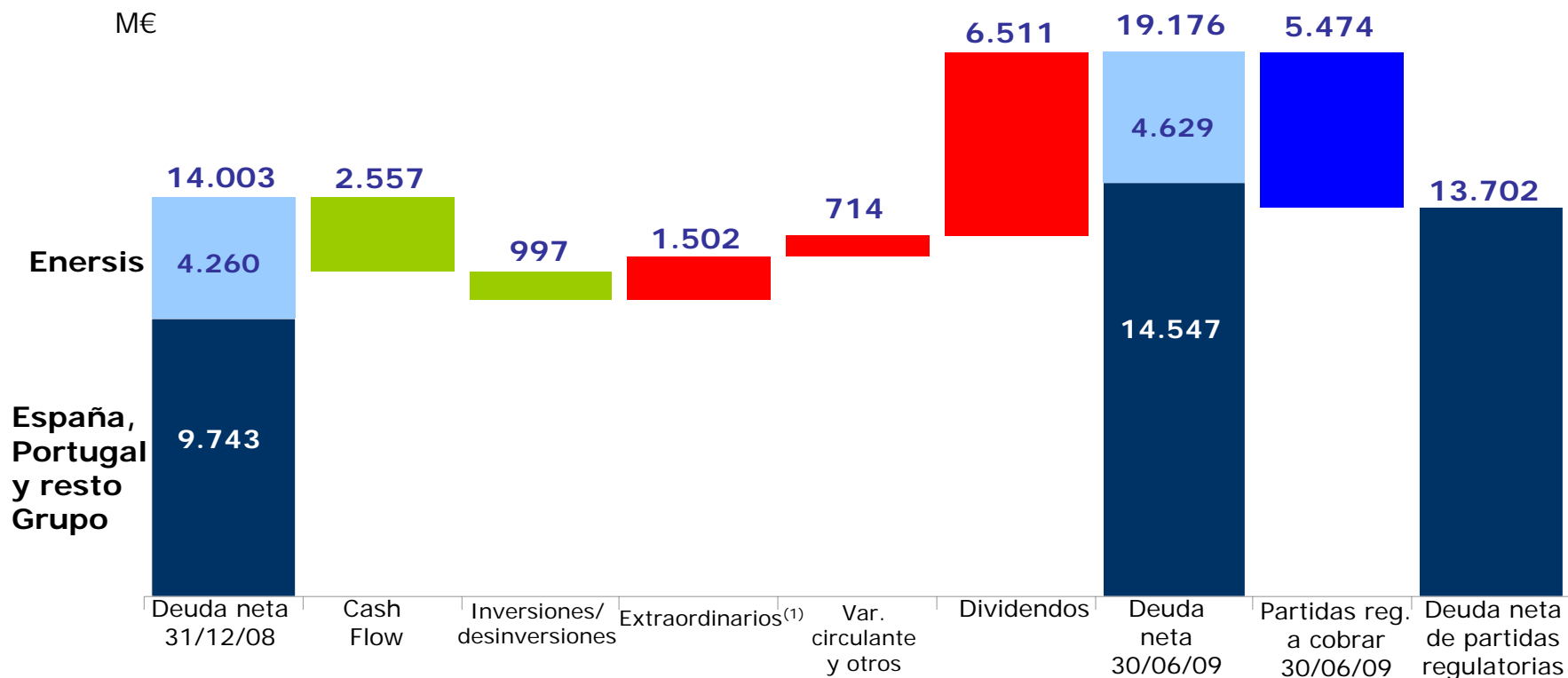
- Marzo: revisión tarifaria Ampla para el periodo 2009-14 (+2% VAD) y reconocimiento íntegro de las inversiones realizadas en el periodo anterior (2003-2008)
- Abril: ajuste tarifario anual Coelce (+6% VAD)
- Coelce distinguida como mejor distribuidora de Brasil por Abradee

▪ Perú:

- Abril: fijación precio barra para los próximos 12 meses en 41,7 US\$/MWh (+1,5% en US\$ frente al anterior)

Sólida situación financiera

Evolución deuda neta en 1S 09



| | 31/12/2008 | 30/06/2009 | 30/06/2009 (sin partidas regulatorias) |
|---|------------|------------|---|
| Deuda Neta / EBITDA | 2,0 | 2,6 | 1,8 |
| Apalancamiento (Deuda neta/RR.PP.⁽²⁾) | 0,7 | 1,1 | 0,8 |

(1) Incluye déficit 1S09, cambio de perímetro ECYR y diferencias de cambio

(2) RR.PP. : Recursos Propios

Resultados 1S 2009

España y Portugal

Claves del periodo

- **Caída significativa de la demanda (-6,4%) y del hueco térmico conllevan fuerte caída del precio mayorista (-33%, 45,5 €/MWh)**
- **A pesar de ello, incremento del margen (+3%) por mayores ventas y precios a clientes liberalizados, menores costes variables por mejora del mix (60% hidráulica y nuclear) y disminución del coste de combustibles y de CO₂**
- **Déficit de tarifa alcanza los 1.469 M€ en 1S 09 (649 M€ a financiar por Endesa)**
- **Endesa mantiene liderazgo en el mercado español con 31% de cuota en generación R.O., 43% en distribución y 42% en mercado liberalizado**

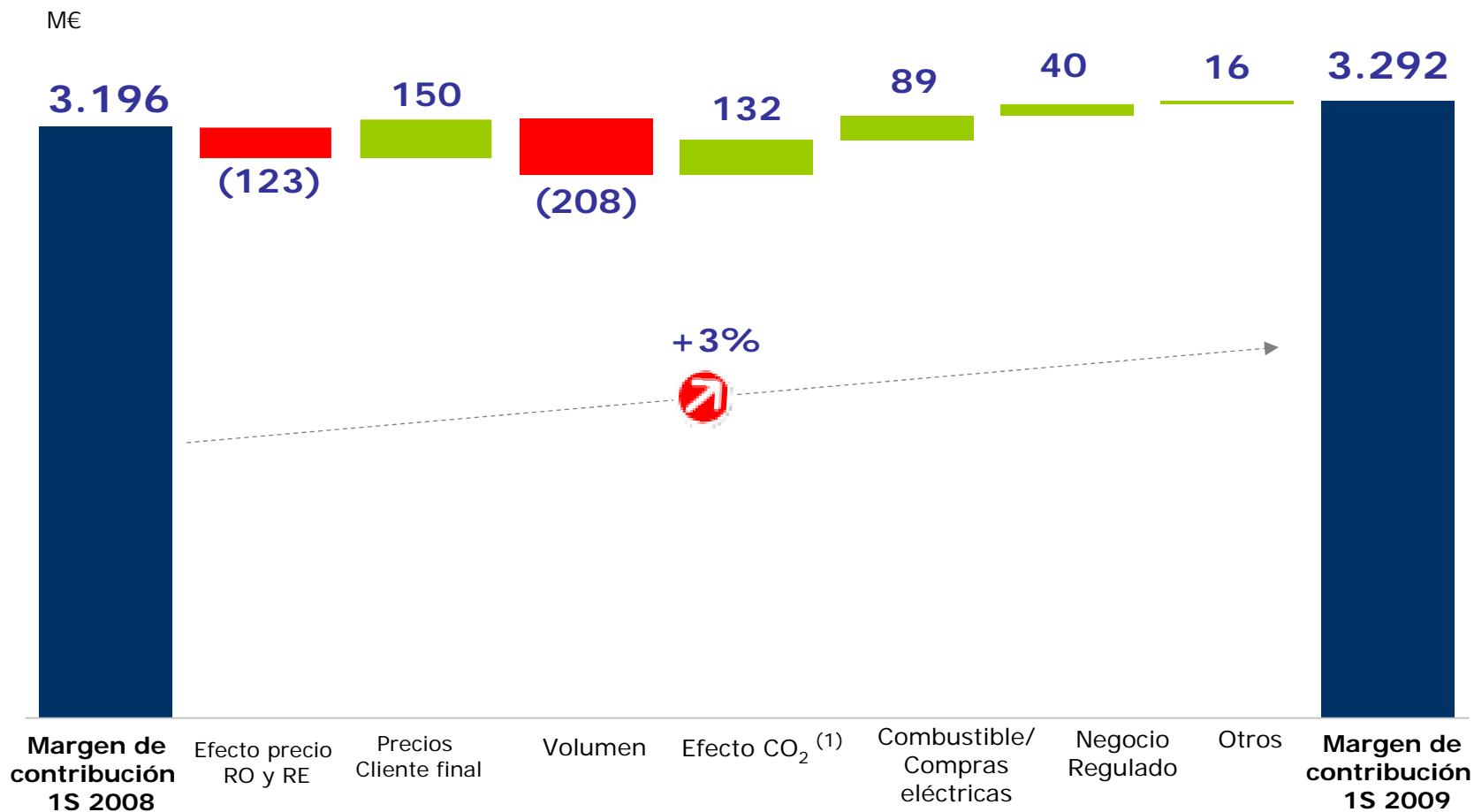
Resultados estables en un entorno muy exigente

| M€ | 1S 2009 | 1S 2008 | Variación |
|--|---------|---------|-----------|
| Ingresos | 6.118 | 6.423 | -5% |
| Margen de contribución | 3.292 | 3.196 | +3% |
| EBITDA | 2.151 | 2.136 | +1% |
| EBIT | 1.425 | 1.617 | -12% |
| Gastos financieros netos⁽¹⁾ | 321 | 294 | +9% |
| Resultado neto atribuible | 1.976 | 1.325 | +49% |
| Resultado actividades continuadas⁽²⁾ | 984 | 993 | -1% |

(1) Los gastos financieros netos suben debido al efecto de la evolución de los tipos de interés sobre las provisiones para riesgos que se registran por su valor actualizado, principalmente EREs (efecto negativo de 88 M€ en 1S 09 vs. positivo de 11 M€ en 1S 08)

(2) Descontando la plusvalía neta de los activos vendidos a Acciona en 2009

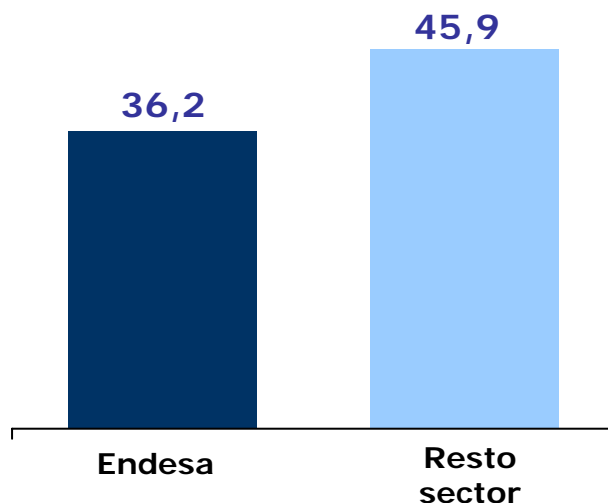
Mejora del margen de contribución en un 3%



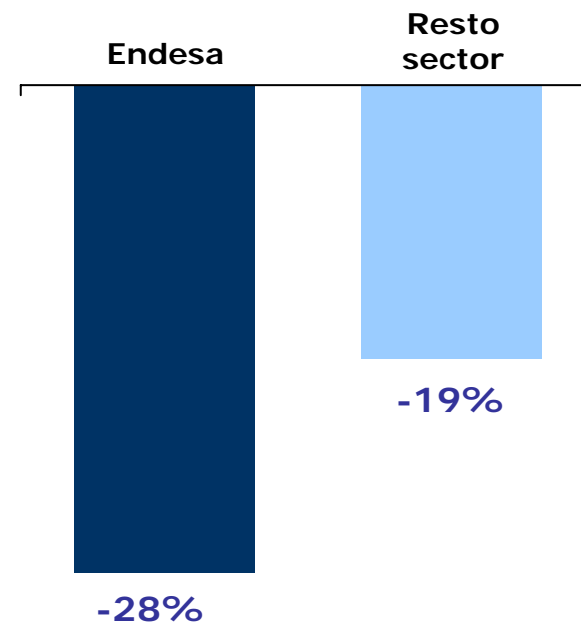
(1) Detracción de ingresos por RDL 11/2007 (125 M€ en 1S 2009 vs. 239 M€ en 1S 2008). Coste déficit CO₂ (21,7 M€ en 1S 09 vs. 40,8 M€ en 1S 08)

Mayor competitividad y flexibilidad del parque térmico de Endesa

Coste unitario de combustible térmico (€/MWh) 1S 09



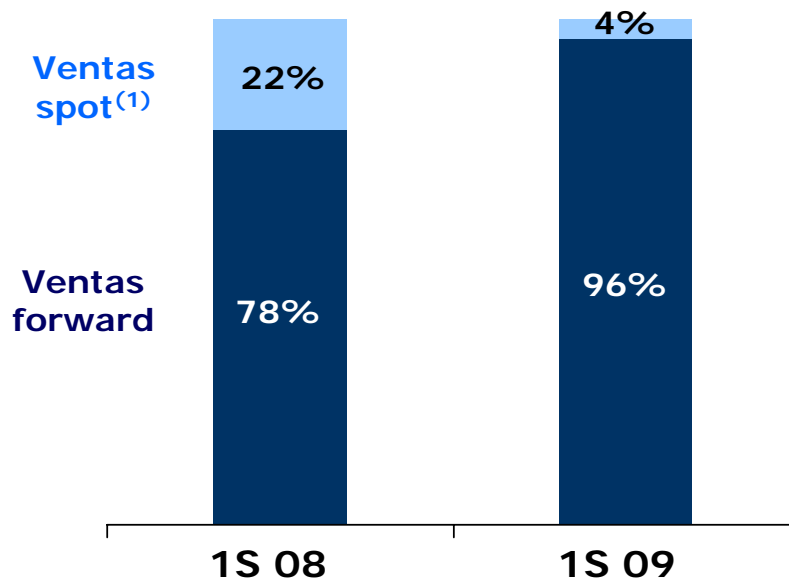
Caída producción térmica peninsular R.O. 1S 09 vs. 1S 08



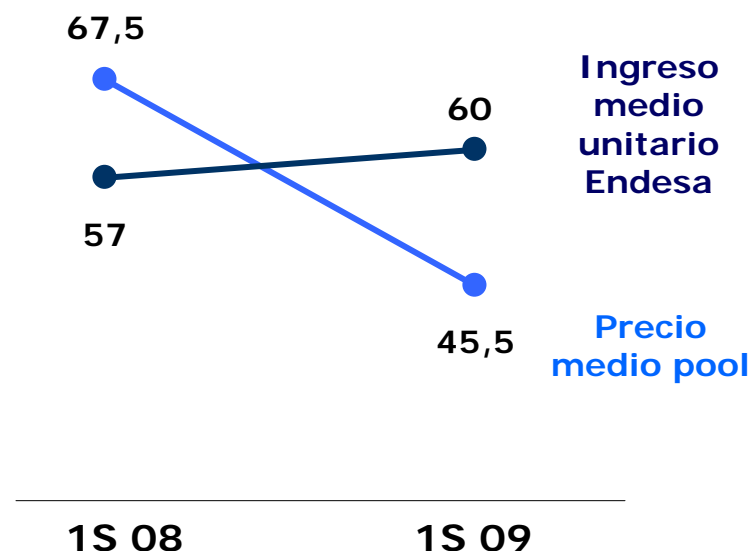
- Ventaja competitiva gracias a un mix de generación con mayor peso de nuclear e hidráulica (60% Endesa vs. 34% resto sector)
- 62% de la producción en la península libre de emisiones de CO₂
- Utilización del parque térmico con estrictos criterios de rentabilidad y en base a la flexibilidad en contratos de combustibles

Estrategia de cobertura con clientes neutraliza el impacto de la caída de los precios mayoristas

Evolución mix ventas de Generación peninsular



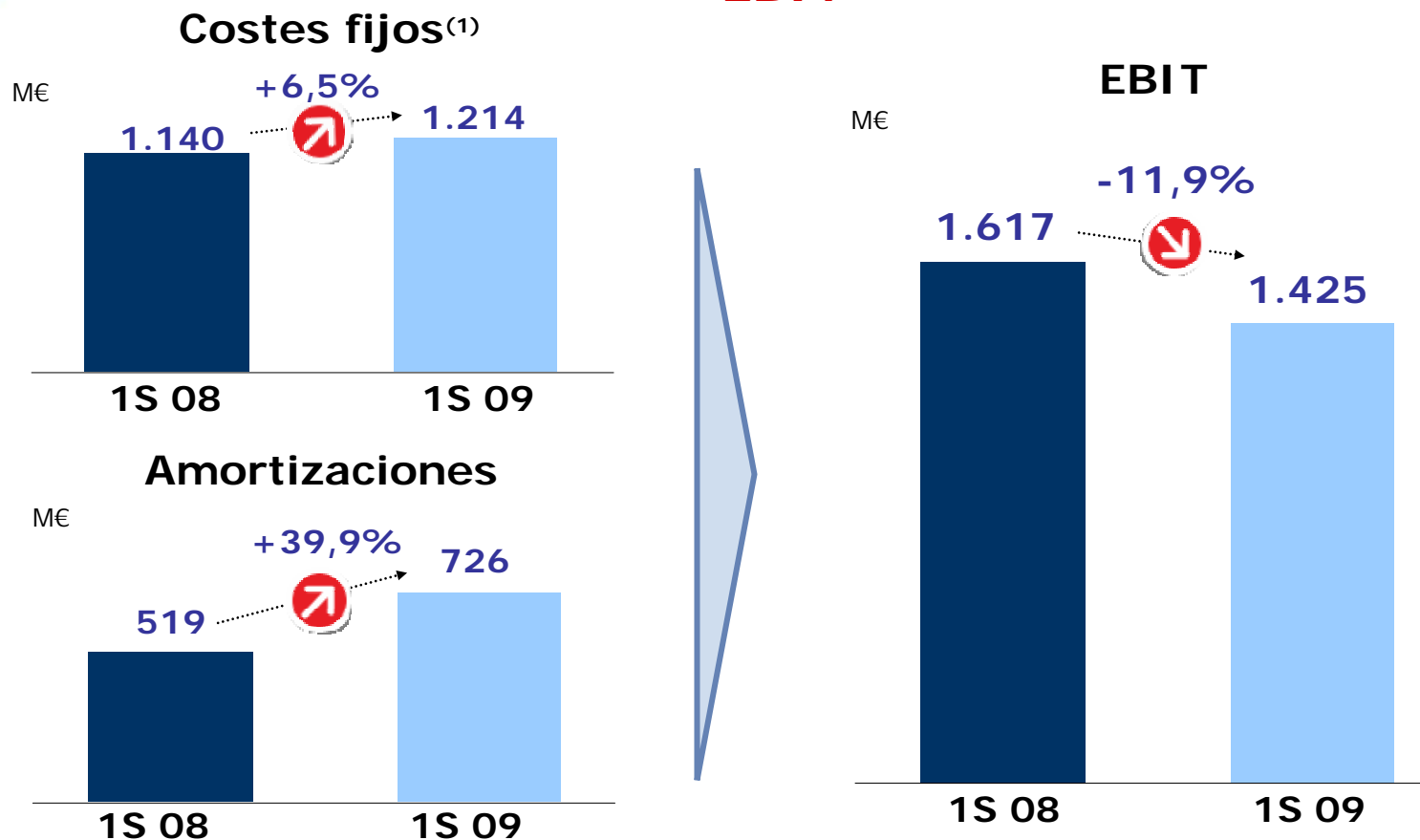
Evolución precios (€/MWh)



- El precio medio a clientes liberalizados en 1S 09 se incrementa un 10,8%
- El precio en los mercados mayoristas cae un 33%

(1) Ventas de RO+RE netas de compras

Mayores costes fijos y amortizaciones reducen el EBIT



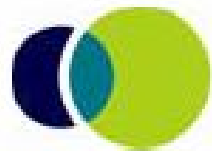
- Los costes fijos se incrementan por factores no recurrentes
- Los gastos de personal se reducen un 7%
- Incremento de amortizaciones por: regularización de ECYR (43 M€), saneamiento fondo de comercio activos renovables (55 M€), deterioro de la cartera de CO2 (26 M€) y nuevas inversiones

(1) No incluye "Trabajos realizados para el inmovilizado"



Resultados 1S 2009

Latinoamérica



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

Claves del periodo

- **Ralentización en el crecimiento de la demanda (moderado impacto de la crisis)**
- **Fuerte crecimiento de la producción eléctrica (+8,1%) y estabilidad en las ventas de distribución (+0,2%)**
- **Mayor componente hidráulico en el mix de producción (55%, +2,5pp) y menores costes de combustible y compras de energía mejoran el margen unitario en generación (+14,1%)**
- **Sólida situación financiera y mejora del Resultado Financiero**
- **Efecto negativo por la depreciación de las divisas respecto al primer semestre del año anterior**

Crecimiento a doble dígito tanto a nivel operativo como en resultado neto

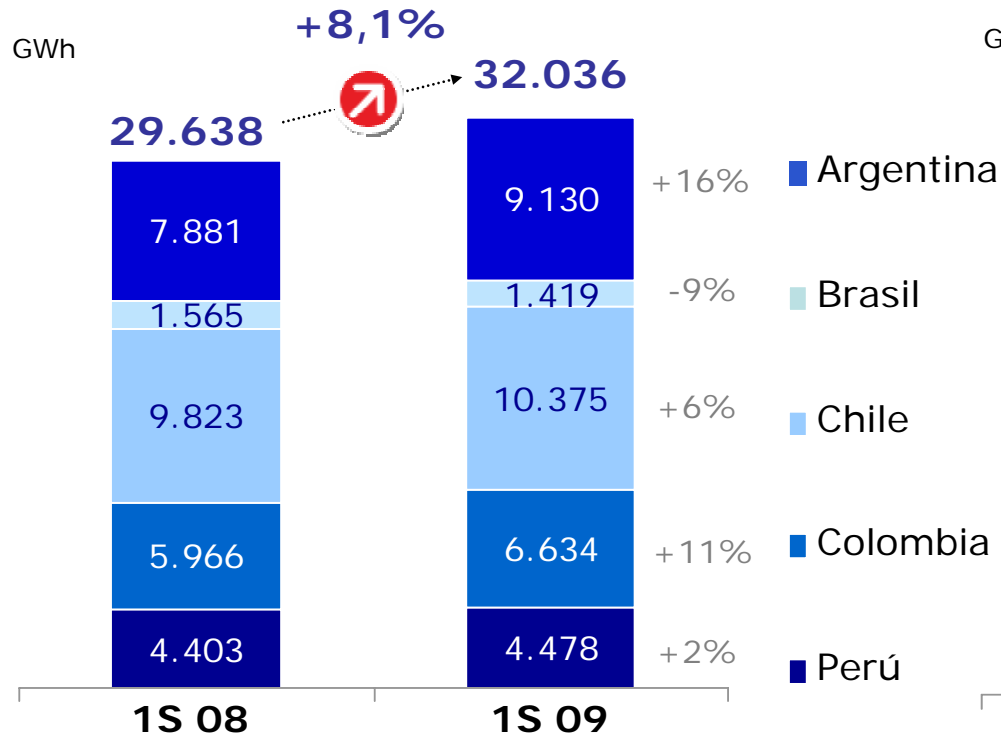
| M€ | 1S 2009 | 1S 2008 | Variación |
|---|---------|---------|-----------|
| Ingresos | 4.105 | 4.259 | -4% |
| Margen de contribución | 2.064 | 1.839 | +12% |
| EBITDA | 1.553 | 1.345 | +15% |
| EBIT | 1.267 | 1.060 | +20% |
| Gastos financieros netos⁽¹⁾ | 208 | 244 | -15% |
| Resultado neto antes de minoritarios | 738 | 617 | +20% |
| Resultado neto atribuible | 280 | 233 | +20% |

- **El EBITDA crece un 26% en moneda local**
- **247 M€ de EBITDA atribuible provienen de las participaciones directas**

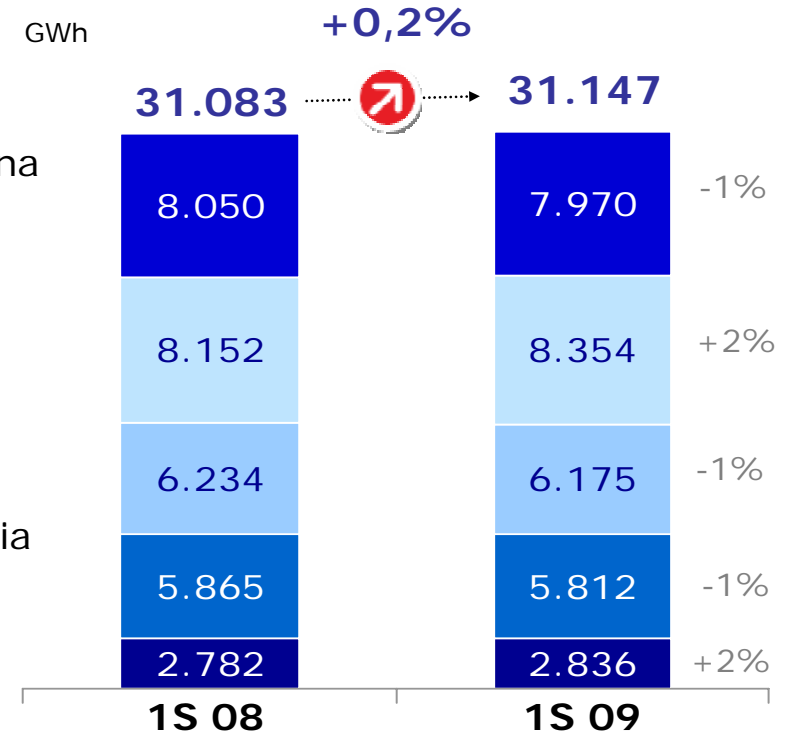
(1) Reducción de los gastos financieros netos debido a la fuerte disminución del coste medio de la deuda (240pb), a mayores ingresos financieros por mayores saldos de caja y menor valor de las unidades de fomento por deflación en Chile

Fuerte crecimiento de la producción y estabilidad en las ventas de distribución

Producción de Generación



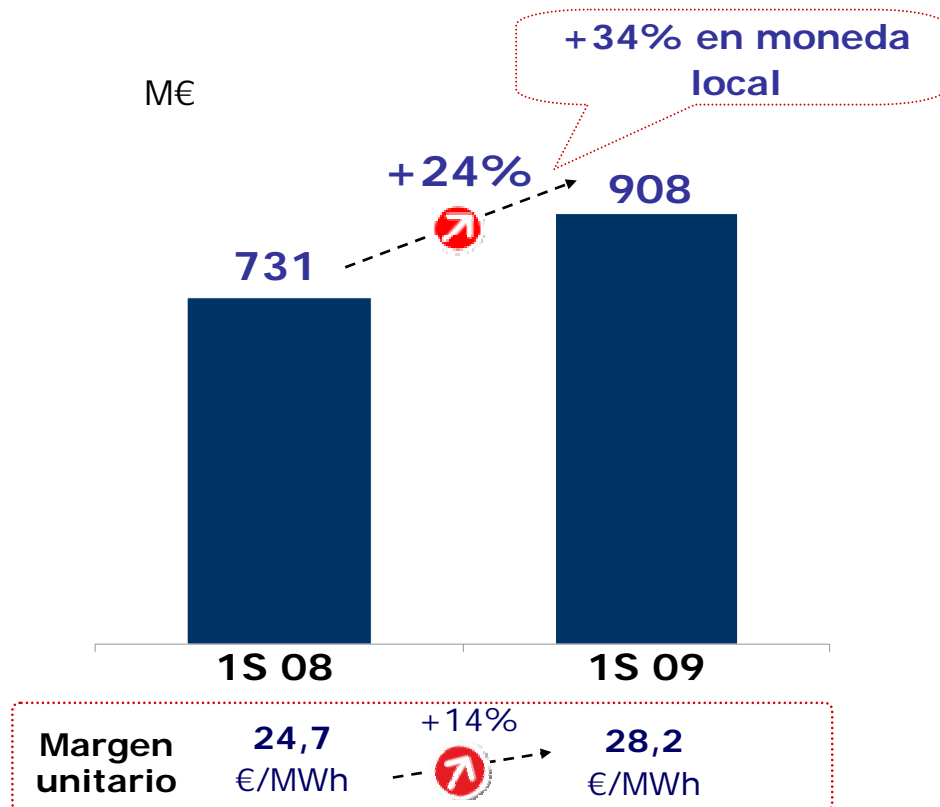
Ventas de Distribución



- Fuertes crecimientos de la producción en Colombia, Chile y Argentina debido a la mayor producción hidráulica
- Crecimiento de las ventas de distribución en Brasil y Perú. Estancamiento en Chile, Colombia y Argentina

Fuerte crecimiento del EBITDA de Generación por mayor actividad y menores costes variables

EBITDA

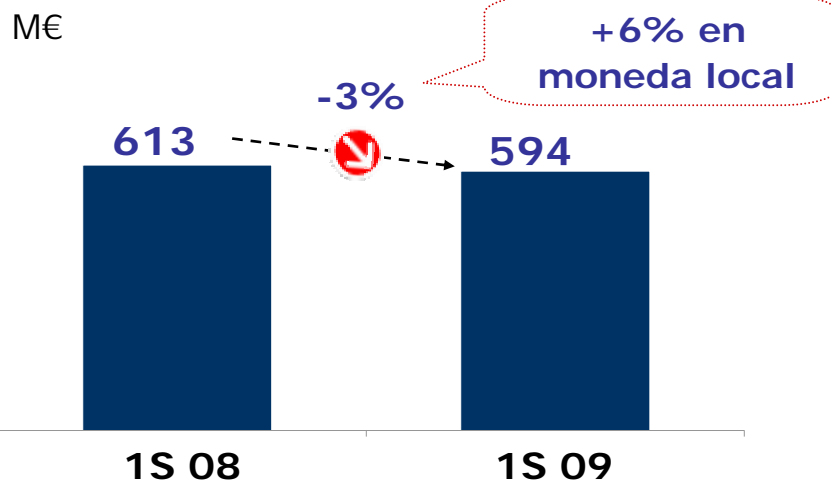


- Positiva evolución del margen unitario en Chile (+40,5%) por mayor producción hidráulica, mayor disponibilidad de gas y menores compras
- Mayor hidraulicidad y mejores precios de venta mejoran el margen unitario en Perú (41,4%)
- Mayores precios de venta en Colombia
- Mejora de la hidraulicidad ocasiona menores precios de venta en Argentina y menores ventas y precio en Brasil

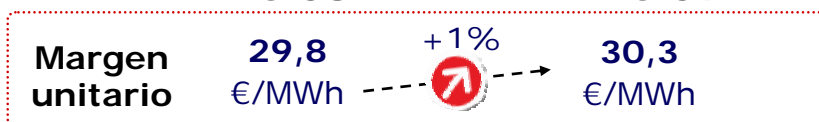
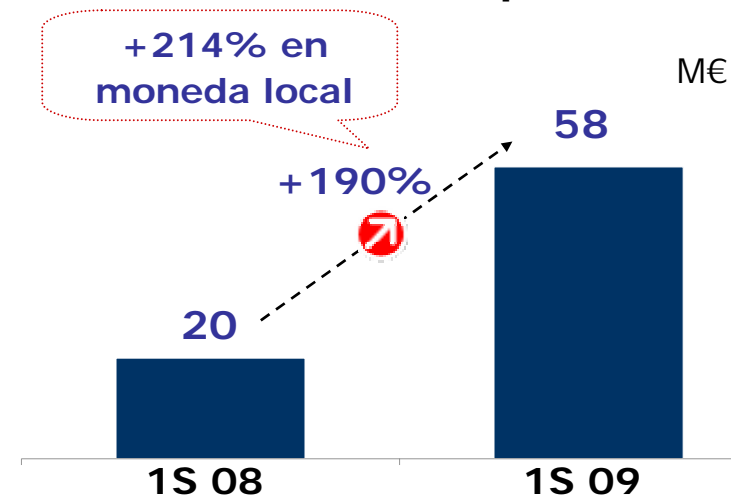
- 36% de la generación vendida en contratos > 5 años y 23% en contratos > 10 años
- Si excluimos Argentina, 48% vendida en contratos > 5 años y 32% en contratos > 10 años

Crecimiento del EBITDA de la actividad de transporte y de distribución en moneda local

EBITDA Distribución



EBITDA Transporte

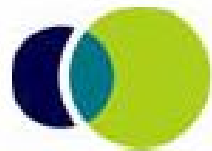


CIEN: nuevos acuerdos de intercambio de energía

- Chile: menores ventas y menor margen por revisión tarifaria 2008 y menores tarifas de subtransmisión
- Brasil: mejoras tarifarias en Ampla (VAD +2%) y Coelce (VAD +6%)
- 80% EBITDA distribución con tarifa fijada para los próximos 3-4 años e indexación anual garantizada
- Distribución en áreas residenciales metropolitanas menos sensibles a la caída de la actividad industrial

Resultados 1S 2009

Conclusiones



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

Sólidos resultados en el primer semestre

- Crecimiento del resultado operativo en un entorno complicado
- Cartera de activos diversificada y mix de generación equilibrado
- Estabilidad de márgenes por negocios regulados y estrategia comercial en negocios liberalizados
- Enfoque continuo en mejora de la eficiencia
- Mayor visibilidad regulatoria
- Fortaleza financiera

Prioridades estratégicas para potenciar creación de valor para todos los accionistas

Mayor visibilidad estratégica y potencial creación de valor una vez estabilizada la situación accionarial de Endesa...

Renovables: reflexión sobre Estrategia futura

Proyectos adicionales de eficiencias a incluir en la planificación y objetivos de la compañía

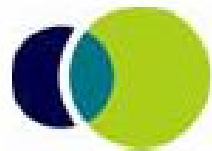
Continuidad política competitiva de dividendos

Nota aclaratoria

- A efectos de analizar la evolución del Grupo durante el 1S 2009 y su comparación con 2008, hay que tener en cuenta:
 - En 1S 2008 se consideraban actividades interrumpidas los activos que posteriormente se vendieron a E.On
 - El balance de situación a 31-dic-2008 incluía los activos y pasivos que iban a ser objeto de una aportación a una sociedad conjunta con Acciona como “activos o pasivos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas”
 - El balance de situación a 30-jun-2009 incluye los activos a vender a Acciona y los activos de Endesa Hellas clasificados como “Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas”, estos activos no se amortizan. Los pasivos asociados a dichos activos se presentan en la línea “Pasivos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas”

Resultados 1S 2009

Anexos



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

Potencia instalada y producción⁽¹⁾

| MW a 30.06.09 | España y Portugal | Latinoamérica | Endesa Desarrollo | Total |
|--------------------------|-------------------|---------------|-------------------|---------------|
| Total | 22.343 | 15.284 | 1.212 | 38.839 |
| Hidráulica | 4.739 | 8.641 | - | 13.380 |
| Nuclear | 3.642 | - | - | 3.642 |
| Carbón | 5.804 | 538 | - | 6.342 |
| Gas Natural | 2.074 | 3.920 | 123 | 6.117 |
| Fuel-oil | 5.255 | 2.158 | 1.068 | 8.482 |
| Renovable y cogeneración | 828 | 27 | 21 | 876 |

| TWh 1S 09 (var. s/1S 08) | España y Portugal | Latinoamérica | Endesa Desarrollo | Total |
|-----------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Total | 37,5 -13,4% | 32,0 +8,1% | 0,8 +85% | 70,4 -4,1% |
| Hidráulica | 5,5 +29% | 17,7 +13% | - - | 23,1 +17% |
| Nuclear | 11,5 -19% | - - | - - | 11,5 -19% |
| Carbón | 10,7 -20% | 1,1 -16% | - - | 11,8 -19% |
| Gas Natural | 2,3 -43% | 8,9 +16% | 0,4 0% | 11,7 -9% |
| Fuel-oil | 5,6 -3% | 4,3 -14% | 0,4 n.a. | 10,2 +1% |
| Renovable y cogeneración | 2,0 +12% | 0,03 +116% | 0,02 +55% | 2,1 +13% |

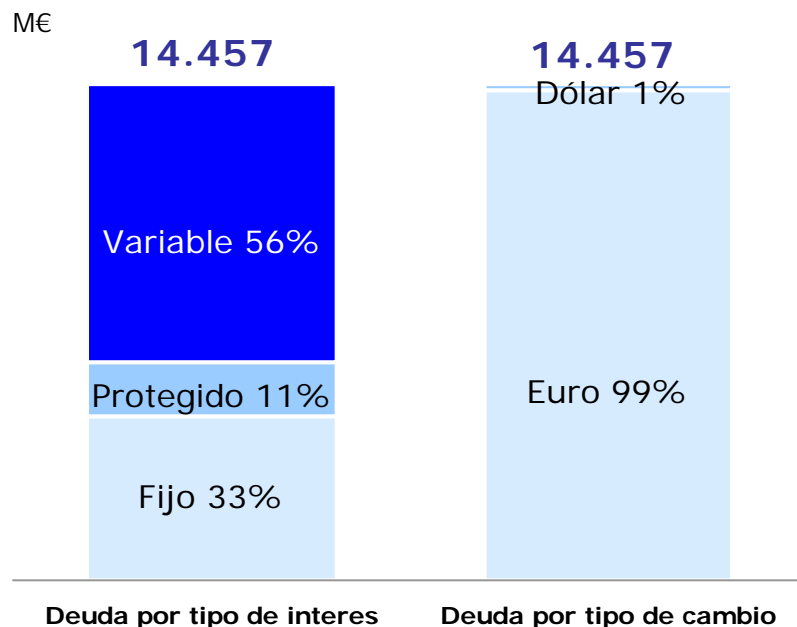
Potencia instalada

Producción

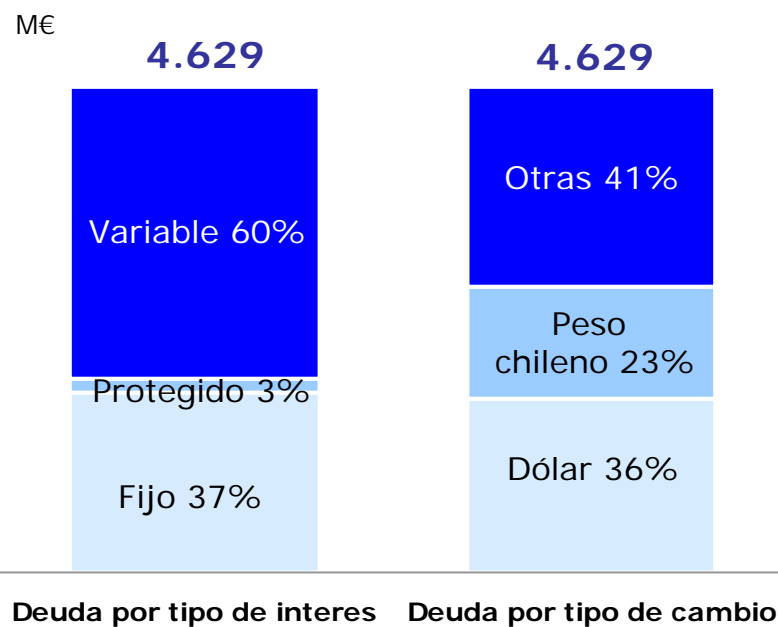
(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

Política financiera y estructura de la deuda

Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



Estructura de la deuda Enersis



Coste
Deuda

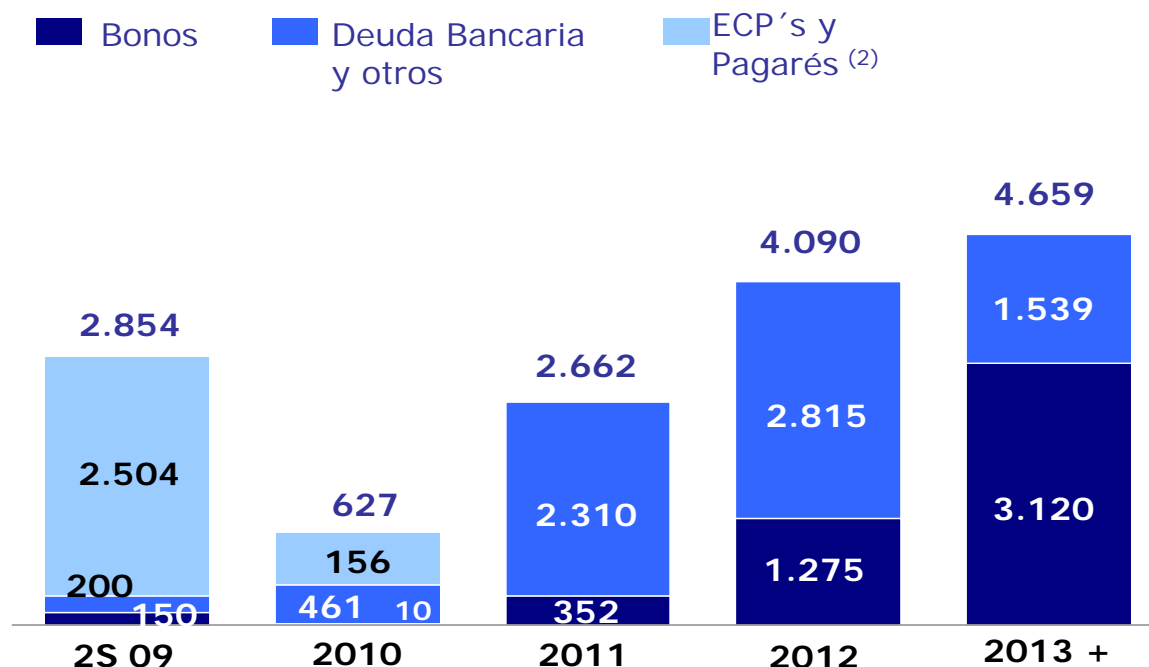
3,60%

7,20%

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

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de junio de 2009: 14.893 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 28 meses de vencimientos

▪ Liquidez 7.037 M€:

462 M€ de caja

6.575 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

▪ Vida media de la deuda: 4,1 años

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

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

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 de junio de 2009: 5.810 M€¹



La liquidez de Enersis cubre 16 meses de vencimientos

- Liquidez 1.847 M€:
 - 1.237 M€ de caja
 - 610 M€ de créditos sindicados disponibles
- Vida media de la deuda: 5,2 años

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






Cerrado el acuerdo de venta de activos entre Acciona y Endesa

| | Activos traspasados 25 junio 09 | Activos pendientes | Total |
|------------------------|---------------------------------------|-----------------------|-----------------|
| Eólicos España | 1.059 MW | 74 MW | 1.133 MW |
| Eólicos Portugal | 36 MW | 58 MW | 94 MW |
| Minihidráulica | 172 MW | 1 MW | 173 MW |
| Hidráulica | 679 MW | 1 MW | 680 MW |
| Total capacidad | 1.946 MW | 134 MW | 2.080 MW |
| Valoración | 2.634 M€ | 183 M€ | 2.817 M€ |






▪ Plusvalía neta de 1.003 M€

EBITDA sube un 15% hasta 1.553 M€ (+26% en moneda local)

M€

| | | EBITDA Generación y Transporte | | |
|---|-----------|--------------------------------|------------|------------|
| | | 1S 09 | 1S 08 | Variación |
|  | Chile | 496 | 320 | 55% |
|  | Colombia | 186 | 155 | 20% |
|  | Brasil | 65 | 117 | (44%) |
|  | Perú | 89 | 61 | 46% |
|  | Argentina | 72 | 78 | (8%) |
| TOTAL GENERACIÓN | | 908 | 731 | 24% |
| Interconexión Brasil-Argentina | | 58 | 20 | 190% |
| TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE | | 966 | 751 | 29% |

M€

| | | EBITDA Distribución | | |
|---|-----------|---------------------|------------|-------------|
| | | 1S 09 | 1S 08 | Variación |
|  | Chile | 103 | 114 | (10%) |
|  | Colombia | 160 | 160 | 0% |
|  | Brasil | 233 | 249 | (6%) |
|  | Perú | 54 | 48 | 13% |
|  | Argentina | 44 | 42 | 5% |
| TOTAL DISTRIBUCIÓN | | 594 | 613 | (3%) |

El EBITDA de Otros (ajustes y estructura) es de -7M€ en 1S 09 vs. -19M€ en 1S 08

Hechos relevantes por países

EBITDA 1S 09 (vs 1S 08)



Chile

Gx: 496 M€ (+55%)

Dx: 103 M€ (-10%)

EBITDA total:

599 M€ (+38%)

- Mayor producción hidráulica
- Mayor margen unitario por mejor mix de producción y mayor disponibilidad de gas y menores compras de energía
- Durante 2009 el precio de nudo promedio fue de 102,2 US\$/MWh y el precio spot de 118,5 US\$/MWh
- En enero Endesa se adjudicó licitaciones de largo plazo por volumen de 2,66 TWh/año a un precio medio de 102,1 US\$/MWh
- Llegada del primer barco de GNL a Quintero el 12 de julio. Regasificadora comenzará operación en agosto



Brasil

Gx: 65 M€ (-44%)

Dx: 233 M€ (-6%)

Tx: 54 M€ (+260%)

EBITDA total:

352 M€ (-8%)

- Menor producción hidráulica (-11%)
- Precios spot sensiblemente inferiores al año anterior (-49%), por mayor hidraulicidad en el país
- Efecto positivo de las revisiones tarifarias de este año y del anterior
- Importante reducción de pérdidas en Coelce (-0,6pp)
- Reajuste tarifario Ampla: incremento VAD 2% (aplica a partir del 22 de abril)
- Reajuste tarifario Coelce: incremento VAD 6% (aplica a partir del 15 de marzo)
- Cien: firmado acuerdo de peajes para 2009 (108 M€ febrero-octubre)

Hechos relevantes por países

EBITDA 1S 09 (vs 1S 08)



Colombia

Gx: 186 M€ (+20%)

Dx: 160 M€ (0%)

EBITDA total:

346 M€ (+10%)

- Crecimiento de la producción (11,2%)
- Mayores precios de venta en generación por la menor hidrología en el país. Aún así, mayor producción hidráulica de las centrales de Endesa
- Adquisición en febrero de una participación minoritaria en la Electrificadora de Cundinamarca (221.000 clientes), junto con la EEB
- Mayores precios de venta en Codensa



Perú

Gx: 89 M€ (+46%)

Dx: 54 M€ (+13%)

EBITDA total:

143 M€ (+31%)

- Mayores precios de venta en generación
- Mayor producción hidráulica
- El precio de barra (aplicable desde mayo) ha quedado fijado en 41,69 US\$/MWh, +1,5% en US\$.
- Edelnor mayor margen por mejor mix de clientes y menores pérdidas.



Argentina

Gx: 72 M€ (-8%)

Dx: 44 M€ (+5%)

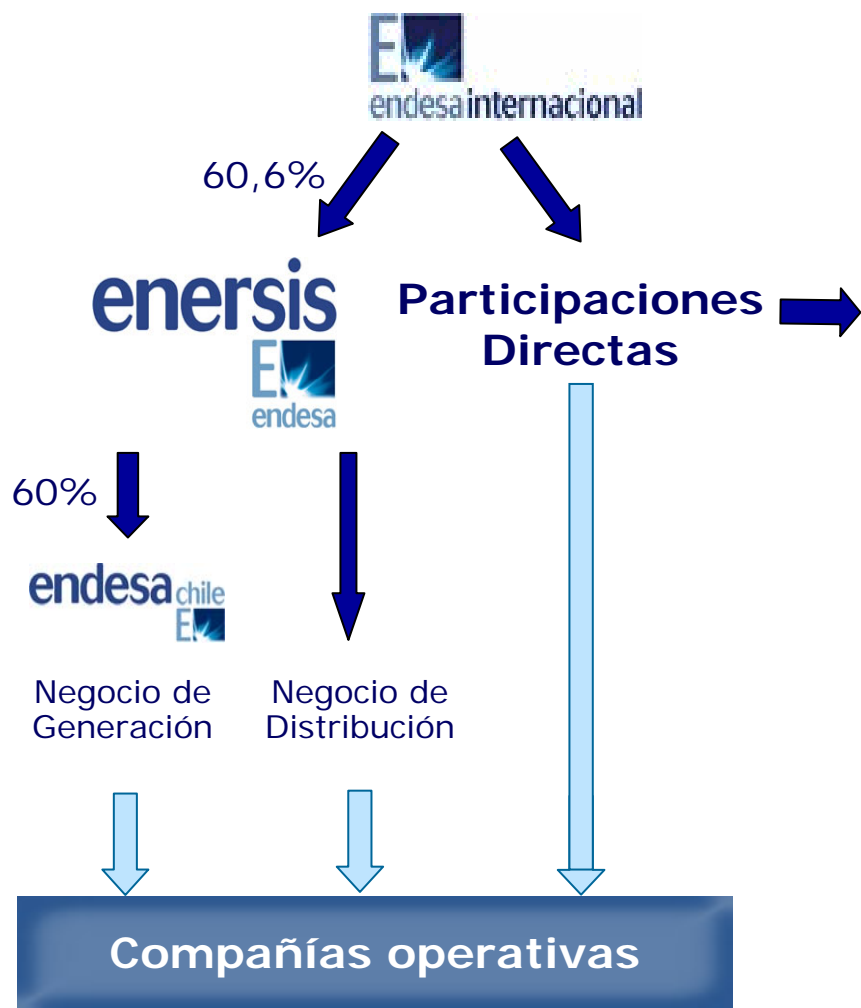
Tx: 4 M€ (-20%)







EBITDA total:

120 M€ (-4%)

- Menores precios de venta de las generadoras por normalización de la hidrología
- Mayores ingresos en distribución por los reajustes del año anterior y el reconocimiento del suministro en las villas
- Mayores costes fijos por mayor inflación
- EBITDA 1T 08 incluye extraordinario 11 M€ indemnización avería TG10 en Dock-Sud

Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enerjis



| | M€ | % Directo | Total EBITDA 1S 09 | Deuda Neta 30-06-09* |
|---|----|-----------|-----------------------|-------------------------|
|  Codensa: | | 26,7% | 160 | 404 |
|  Emgesa: | | 21,6% | 186 | 429 |
| EEB: | | 4,7% | n/d | n/d |
|  Endesa Brasil: | | 28,5% | 351 | 747 |
|  Edesur: | | 6,2% | 44 | 33 |
|  DockSud: | | 40% | 24 | 114 |
|  Edelnor: | | 42% | 54 | 210 |
|  Edegel: | | 29,4% | 85 | 300 |
|  Piura: | | 48% | 4 | 11 |
|  Pangué | | 5% | 37 | 63 |
| Total proporcional | | | 247 | 645 |

* 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. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan las previsiones y objetivos incluidos en este documento están relacionadas con el entorno regulatorio, tipos de cambio, desinversiones, incrementos en la producción y en capacidad instalada en mercados donde ENDESA opera, incrementos en la demanda en tales mercados, asignación de producción entre las distintas tecnologías, con incrementos de costes asociados con una mayor actividad que no superen ciertos límites, con un precio de la electricidad no menor de ciertos niveles, con el coste de las centrales de ciclo combinado y con la disponibilidad y coste del gas, del carbón, del fuel-oil y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro negocio en los niveles deseados.

Para estas afirmaciones, nos amparamos en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los “forward-looking statements”.

Las siguientes circunstancias y factores, además de los mencionados en este documento, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de lo indicado en las estimaciones:

Condiciones Económicas e Industriales: cambios adversos significativos en las condiciones de la industria o la economía en general o en nuestros mercados; el efecto de las regulaciones en vigor o cambios en las mismas; reducciones tarifarias; el impacto de fluctuaciones de tipos de interés; el impacto de fluctuaciones de tipos de cambio; desastres naturales; el impacto de normativa medioambiental más restrictiva y los riesgos medioambientales inherentes a nuestra actividad; las potenciales responsabilidades en relación con nuestras instalaciones nucleares.

Factores Comerciales o Transaccionales: demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, de competencia o de otra clase para las adquisiciones o enajenaciones previstas, o en el cumplimiento de alguna condición impuesta en relación con tales autorizaciones; nuestra capacidad para integrar con éxito los negocios adquiridos; los desafíos inherentes a la posibilidad de distraer recursos y gestión sobre oportunidades estratégicas y asuntos operacionales durante el proceso de integración de los negocios adquiridos; el resultado de las negociaciones con socios y gobiernos. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones y recalificaciones precisas para los activos inmobiliarios. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, incluidas las medioambientales, para la construcción de nuevas instalaciones, “repowering” o mejora de instalaciones existentes; escasez o cambios en los precios de equipos, materiales o mano de obra; oposición por grupos políticos o étnicos; cambios adversos de carácter político o regulatorio en los países donde nosotros o nuestras compañías operamos; condiciones climatológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos; y la imposibilidad de obtener financiación a tipos de interés que nos sean satisfactorios.

Factores Gubernamentales y Políticos: condiciones políticas en Latinoamérica; cambios en la regulación, en la fiscalidad y en las leyes españolas, europeas y extranjeras

Factores Operacionales: dificultades técnicas; cambios en las condiciones y costes operativos; capacidad de ejecutar planes de reducción de costes; capacidad de mantenimiento de un suministro estable de carbón, fuel y gas y el impacto de las fluctuaciones de los precios de carbón, fuel y gas; adquisiciones o reestructuraciones; la capacidad de ejecutar con éxito una estrategia de internacionalización y de diversificación.

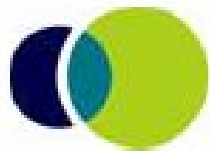
Factores Competitivos: las acciones de competidores; cambios en los entornos de precio y competencia; la entrada de nuevos competidores en nuestros mercados.

Se puede encontrar información adicional sobre las razones por las que los resultados reales y otros desarrollos pueden diferir significativamente de las expectativas implícita o explícitamente contenidas en este documento, en el capítulo de Factores de Riesgo del vigésimo Documento Registro de Valores de ENDESA registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”).

ENDESA no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco ENDESA ni ninguna de sus filiales tienen la intención de actualizar tales estimaciones, previsiones y objetivos excepto que otra cosa sea requerida por ley.



Resultados 1S 2009



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

28 de julio de 2009