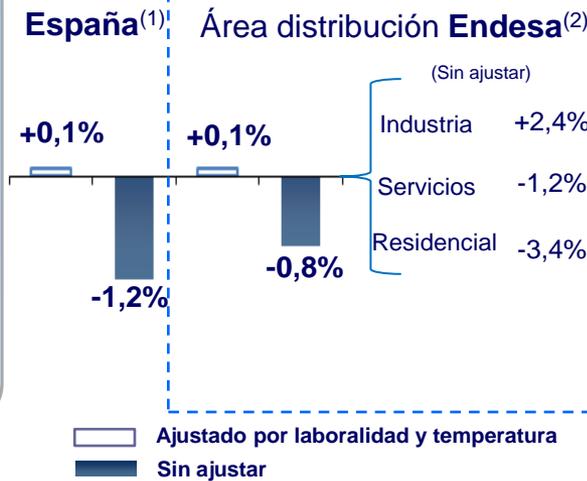


endesa resultados 1S 2014

Contexto de mercado en 1S 2014

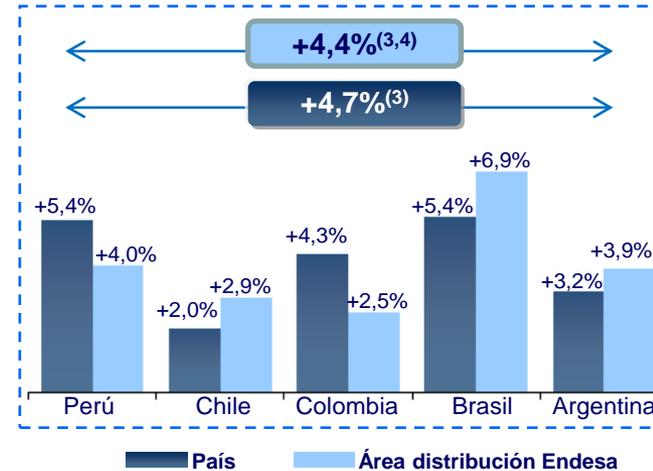
Demanda

España: cambio de tendencia en la demanda respaldado por el segmento industrial



(1) Peninsular. Fuente: REE
(2) Peninsular. Fuente: Estimaciones de Endesa

Latinoamérica: crecimiento robusto en áreas de distribución de Endesa y en los respectivos países



(1) Crecimiento medio ponderado por TWh (demanda sin ajustar)
(2) Peajes y consumos no facturados no incluidos (neto de pérdidas)

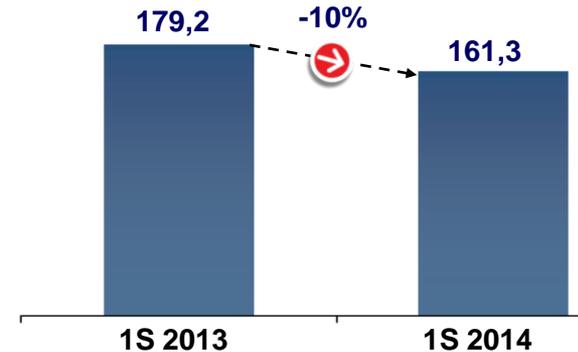
España: caída de precios tras elevada producción hidráulica y menores precios de commodities en 1S 2014. Recuperación de precios desde Junio 2014

Precios medios del pool España⁽¹⁾ (€/MWh)



(1) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad. 33,1 €/MWh sin apuntamiento en 1S 2014.
(2) Precio en nudo Alto Jahuel

Precios medios spot Chile-SIC⁽²⁾ (US\$/MWh)



Chile: caída de precios spot por mejora de las condiciones hidrológicas

Resultados en España afectados negativamente por nuevas medidas regulatorias retroactivas en SEIE's, menor impacto vs. 1S'13 por reconocimiento MMC en Argentina y otras circunstancias externas adversas en Latam

M€	1S 2014	1S 2013 ⁽¹⁾	Variación	Homogéneo ⁽²⁾
Ingresos	14.711	15.770	-7%	
Margen de contribución	4.507	5.307	-15%	
EBITDA	2.911	3.539	-18%	-9%
España&Portugal	1.694	1.810	-6%	+3%
Latinoamérica	1.217	1.729	-30%	-21%
EBIT⁽³⁾	1.857	2.318	-20%	
Gasto financiero neto⁽⁴⁾	277	168	-65%	
Beneficio neto atribuible	765	1.114	-31%	
España&Portugal	579	723	-20%	
Latinoamérica	186	391	-52%	

Iberia⁽⁵⁾:

- Impacto regulatorio adicional en 1S 2014 (vs, 1S 2013): -415M€ (RDL 9/2013) de los cuales -162 M€ corresponden a las medidas retroactivas del 2º borrador de RD de generación extrapeninsular
- Impacto regulatorio acumulado 1S 2014: ~ -950 M€ (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012, RDL 2/2013 & RDL 9/2013)
- Impacto tipo de cambio: -153 M€⁽⁶⁾

LatAm⁽⁵⁾:

- Resultados afectados por mayor reconocimiento MMC en Argentina el año pasado (63 M€ en 1S 2014 vs. 301 M€ en 1S 2013), impacto sequía en negocio Dx Brasil (106 M€ por exposición involuntaria a elevados precios spot) y one-offs negativos por cierre temporal de Bocamina II

(1) PyG 1S 2013 reformulado por aplicación de la NIIF 11

(2) Excluidas las nuevas medidas regulatorias retroactivas en generación SEIE's y FX

(3) Amortización. Deterioro EUAs : +23 M€ de reversión de provisión en 1S 2014 vs. -105M€ en 1S 2013

4) 110 M€ por ajuste del RAB en Ampla al término de la revisión del 3er Ciclo Tarifario

5) A nivel de EBITDA

6) Incluye efecto indexación

España: novedades regulatorias (I)

Principales novedades y capítulos pendientes de la reforma del sector eléctrico

Resolución para el cálculo del PVPC en el 1T y 2T

- Endesa ya está devolviendo a los clientes PVPC las cantidades extraordinarias recaudadas durante el 1T y 2T por encima del precio del pool

Nuevo mecanismo de facturación del PVPC

- Desde finales de junio, Endesa está facturando a los clientes PVPC de acuerdo con unos precios eléctricos calculados por REE basados en un perfil de consumo
- En caso de que se confirmara la fecha límite del 1 de enero 2015 para la facturación basada en el consumo horario medido con telecontadores, existiría una serie de riesgos al no tener suficiente tiempo para implantar y probar correctamente las modificaciones de los sistemas

RD y OM de renovables y cogeneración

(RD 413/2014 y IET /1045/2014)

- 1^{er} periodo regulatorio comienza con carácter retroactivo en julio de 2013
- Rentabilidad de las inversiones fijada en el Bono Soberano a 10 años⁽¹⁾ + 300 p.b.
- Reducción esperada de las primas a las renovables: 1,7 bn€/año
- Ajuste de las primas del régimen especial comenzará en la liquidación 7/2014 de la CNMC

Resto de principales capítulos de la reforma del sector eléctrico

- RD de Hibernación y pagos de capacidad
- RD de Comercialización
- RD Generación extra peninsular
- RD Generación distribuida

(1) - Primer periodo regulatorio (Julio 2013 – Julio 2019):

- Media cotizaciones bono 10 Años de los 10 años anteriores a mayo del año anterior del inicio del periodo regulatorio para instalaciones existentes
- Media cotizaciones bono 10 Años de abril a mayo 2013 para nuevas instalaciones

- Media cotizaciones bono 10 Años de los 24 meses anteriores a mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio para instalaciones con puesta en marcha en el 2º periodo regulatorio

España: novedades regulatorias (II)

Nuevo borrador del RD de generación extrapeninsular

Impacto económico de las medidas retroactivas desde 1.1.12
(a nivel de margen de contribución y EBITDA)

Efectos extraordinarios retroactivos

▪ 1 ^{er} borrador RD	-97 M€ contabilizados en 2013
▪ 2 ^o borrador RD	-259 M€
▪ Impacto adicional en 1S14	-162 M€ contabilizados en 2014

Valoración de la retribución a la generación extrapeninsular

- Nuevo borrador RD incluye medidas retroactivas adicionales
- Impacto negativo recurrente adicional en 1S 2014 (-98 M€)
- Compensación por combustible inferior al coste del mismo
- Céntimo verde y 7% de impuesto sobre la generación no son costes recuperables
- Tasa de rentabilidad es menor que para el resto de las actividades reguladas

Impuestos de la Ley 15/2012 deben ser reconocidos como costes recuperables

España: novedades regulatorias (III)

Otros hechos relevantes durante el periodo

Planta nuclear de Garoña

- Consejo de Administración de Nuclenor decidió presentar la solicitud para renovar la licencia de funcionamiento de Garoña
- Solicitud realizada para prolongar la vida de operación hasta el 2 de marzo 2031 (60 años de vida útil)

Fondo Nacional de Eficiencia Energética

- RDL 8/2014 publicado en el marco de la transposición de la Directiva UE 2012/27
- El Fondo será gestionado por el IDAE, con un presupuesto anual financiado con fondos europeos, así como por todos los comercializadores de energía
- Las obligaciones de financiación aplican desde mediados 2014

Liquidación 14 de la CNMC del año 2013

- Déficit de tarifa provisional por importe de 3,2 bn€
- Avances en el mecanismo para titularizar el déficit de tarifa de 2013

Liquidación 5 de la CNMC del año 2014

- Déficit de tarifa provisional por importe de 3,3bn€
- Coeficiente de cobertura: 58,1%
- Endesa ha financiado el 15,91% del déficit de tarifa (nivel normalizado de financiación para Endesa: aprox. 20% vs. 44,2% del esquema anterior)

LatAm: novedades regulatorias

Chile

- El gobierno ha publicado las directrices de la Agenda Energética
- HidroAysén : El Comité de Ministros revocó el Estudio de Impacto Ambiental aprobado anteriormente
- Bocamina II: a la espera de decisión definitiva de la Corte Suprema

Brasil

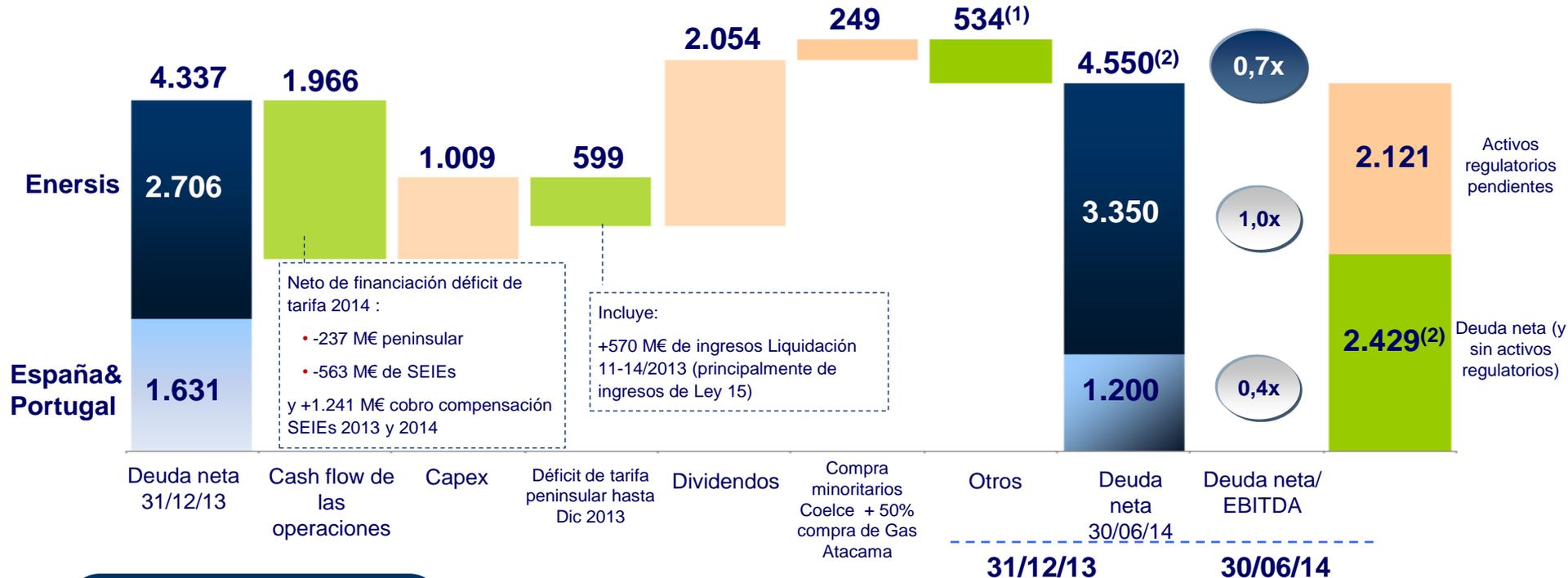
- Dx:
 - ✓ WACC propuesto inicialmente para el 4º ciclo de revisión tarifaria: 10,85% real antes de impuestos, desde el 11,36% en el 3er Ciclo
 - WACC final se publicará en el 4T 2014
 - Coelce será la primera compañía valorada bajo la metodología del 4º ciclo tarifario
 - ✓ Impacto negativo en Ampla y Coelce debido a la exposición involuntaria a los altos precios spot de la energía:
 - Importes 2014 recuperados en 1S: 246 M€ a través de CDE y CCEE
 - Resto de sobrecostos 1S2014, por importe de 106 M€, deben ser recuperados a través de una compensación adicional CCEE

Argentina

- Gx:
 - ✓ Resolución 529/2014 incrementa los parámetros de remuneración previstos en la Resolución 95/2013 y aplica retroactivamente desde Febrero de 2014
- Dx:
 - ✓ Nuevo reconocimiento de la compensación MMC con PUREE (Oct '13 a marzo'14): impacto positivo en EBITDA de 63 M€
 - ✓ Avances en el denominado “Acuerdo Instrumental” para sentar las bases de un marco regulatorio estable y sostenible.

Sólida posición financiera

Evolución deuda neta en 1S 2014 (M€)



Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

Apalancamiento (deuda neta/RR.PP)⁽³⁾ 0,2

Liquidez Endesa sin Enersis cubre 28 meses de vencimiento de deuda

Liquidez de Enersis cubre 35 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye principalmente inversiones financieras con vencimiento a más de 3 meses que se hicieron en los trimestres anteriores y han vencido durante 1S 2014
 (2) Esta cifra no incluye activos financieros > 3 meses por importe de 397 M€
 (3) La cifra de deuda neta no descuenta activos regulatorios pendientes

españa&portugal 1S 2014



Claves del 1S 2014

El nuevo borrador de RD de sistemas extrapeninsulares ha supuesto reevaluar el impacto regulatorio retroactivo hasta -259M€, de los que -97M€ ya se registraron en 4T 2013

Margen afectado negativamente por el RDL 9/2013 compensado parcialmente por el negocio liberalizado y gestión de energía

Producción (+1%)⁽¹⁾: incremento de la térmica más que compensa la caída de la hidráulica. Nuclear e hidráulica representan 69% de la producción (72% en 1S 13)

Reducción significativa de costes fijos: 8%

No se espera déficit de tarifa en 2014 tras la aprobación del RD y de la O.M⁽²⁾ de Renovables

(1) Peninsular
(2) Orden Ministerial

Resultados en España afectados muy negativamente por medidas regulatorias compensadas parcialmente por actuaciones de gestión

M€	1S 2014	1S 2013 ⁽¹⁾	Variación	Homogéneo ⁽²⁾
Ingresos	10.253	10.708	-4%	
Margen de contribución	2.645	2.870	-8%	
EBITDA	1.694	1.810	-6%	+3%
EBIT⁽³⁾	965	945	+2%	
Gasto financiero neto	66	67	-1%	
Beneficio neto atribuible	579	723	-20%	

Impactos regulatorios

- Impacto regulatorio en 1S 2014 (vs. 1S 2013): -415 M€ (RDL 9/2013) de los que -162 M€ corresponden a nuevas medidas retroactivas del 2º borrador de RD de generación extrapeninsular
- Impacto regulatorio acumulado en 1S 2014: ~ -950 M€ (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012, RDL 2/2013 y RDL 9/2013)

- D&A: caída significativa en 1S'14 vs 1S'13

Parcialmente compensado

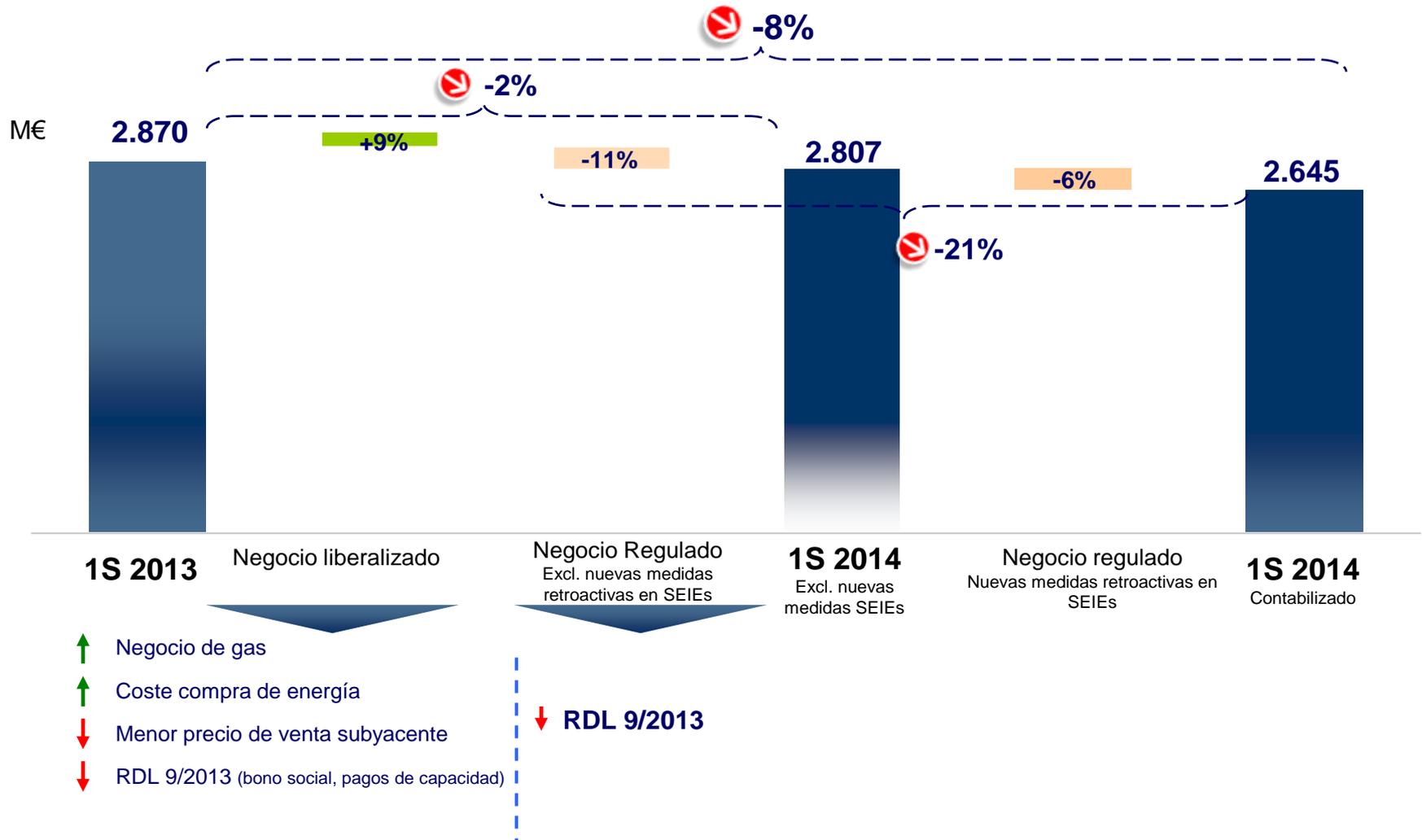
- Actuaciones de gestión: reducción 8% costes fijos
- Contribución positiva del negocio liberalizado

(1) PyG 1S 2013 reformulada por aplicación de la NIIF 11

(2) Sin considerar las nuevas medidas retroactivas en generación extrapeninsular

(3) Amortización. Deterioro EUAs : +23 M€ de reversión de provisión en 1S 2014 vs. -105M€ en 1S 2013

Medidas regulatorias impactan márgenes del negocio liberalizado y regulado

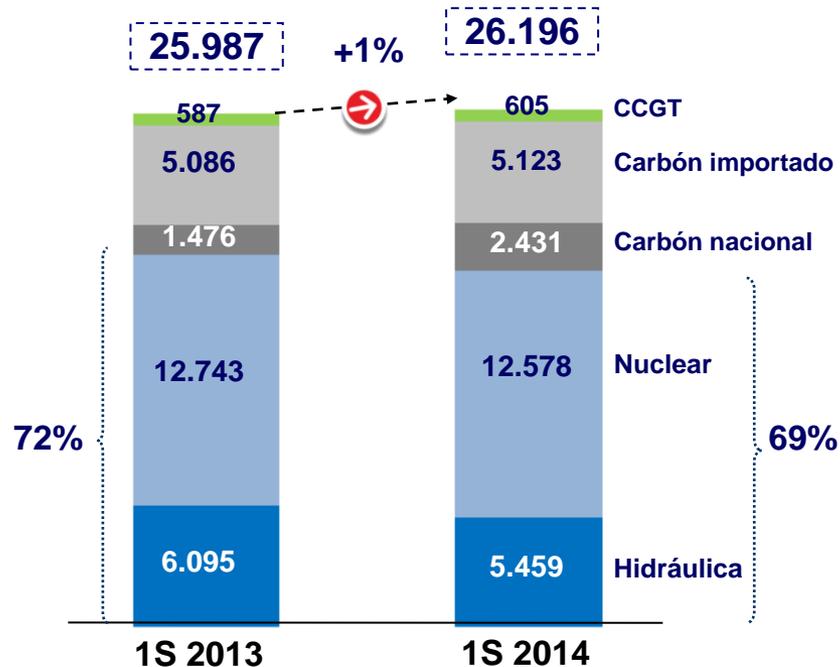


Negocio liberalizado no pudo compensar las medidas regulatorias

Producción peninsular y gestión de la energía

Incremento de la producción peninsular

GWh

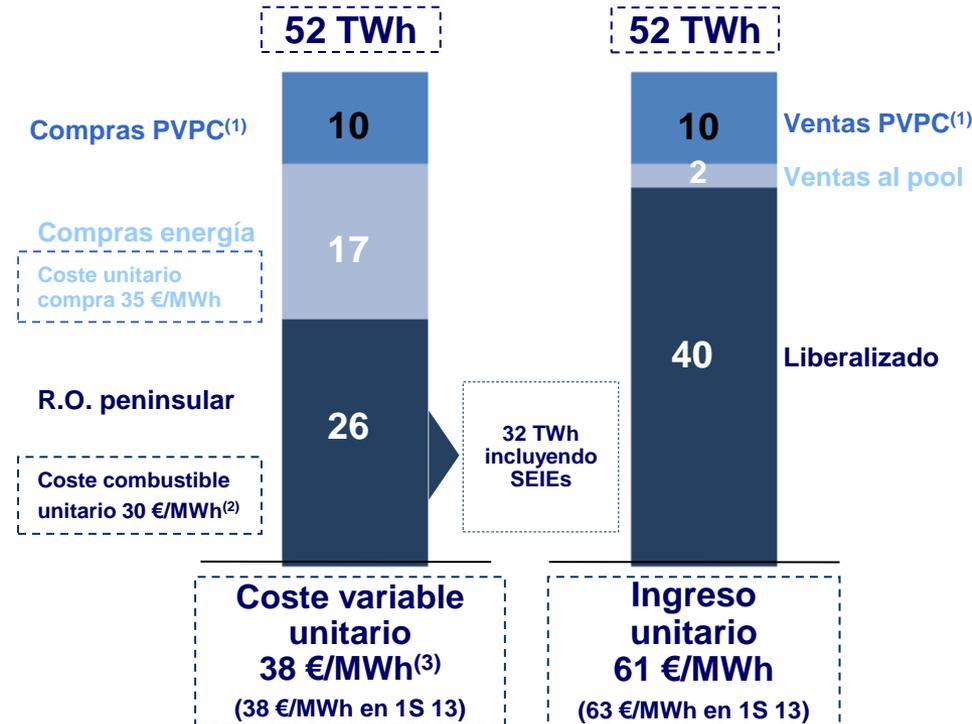


- La evolución de la demanda y del hueco térmico están mejorando

Gestión de la energía en 1S 2014

Fuentes de energía

Ventas de electricidad



- Margen unitario eléctrico cayó un 11%⁽⁴⁾
- Cubierta el 34% de la producción 2015e

(1) No se considera energía PVPC en el cálculo del coste unitario y del ingreso unitario
 (2) Incluye coste de combustible, CO₂ e impuestos de la Ley 15/2012
 (3) Incluye financiación bono social en 1S 2014 (sin impacto en 1S 2013)
 (4) Margen unitario excl. energía PVPC. Incluye financiación bono social en 1S 2014

latinoamérica 1S 2014



Claves de 1S 2014

Crecimiento de la demanda de distribución en Latam 4,4%⁽¹⁾: destacan Brasil y Perú

-1,0% caída en producción: paradas programadas y no programadas en el parque térmico (principalmente Argentina y Chile) a pesar de una mejora en la hidráulicidad

Sólida evolución subyacente⁽²⁾ del negocio de generación debido a mayores precios de venta, principalmente en Colombia y Brasil

EBITDA Distribución Argentina. 63 M€ reconocimiento MMC en 1S'14 vs. 301 M€ en 1S'13: principal determinante de la caída del -41%⁽²⁾

Efecto de tipo de cambio: -153 M€⁽³⁾

Impactos negativos no recurrentes (-110 M€) en la línea de gastos financieros por aplicación de la NIIF 12 como consecuencia del ajuste del RAB en Ampla

(1) Peajes y consumos no facturados no incluidos (área Endesa Distribución)

(2) Excluido efecto de tipo de cambio

(3) Incluye efecto indexación

EBITDA afectado negativamente por mayor reconocimiento MMC en Argentina el año pasado, tipo de cambio, cierre temporal de Bocamina II y extraordinarios en Dx

M€	1S 2014	1S 2013 ⁽¹⁾	Variación	Homogéneo ⁽²⁾
Ingresos	4.458	5.062	-12%	
Margen de contribución	1.862	2.437	-24%	
EBITDA	1.217	1.729	-30%	-21%
EBIT	892	1.373	-35%	
Gasto Financiero Neto ⁽³⁾	211	101	+109%	
Beneficio neto	508	941	-46%	
Beneficio neto atribuible	186	391	-52%	

- **EBITDA afectado por diferente reconocimiento de MMC en Argentina vs. año anterior, impacto ola de calor en Dx Argentina y efectos de la sequía en Dx Brasil**
- **Impacto negativo de tipo de cambio en EBITDA: -153 M€ (principalmente por el negocio en Colombia, Brasil y Chile)**

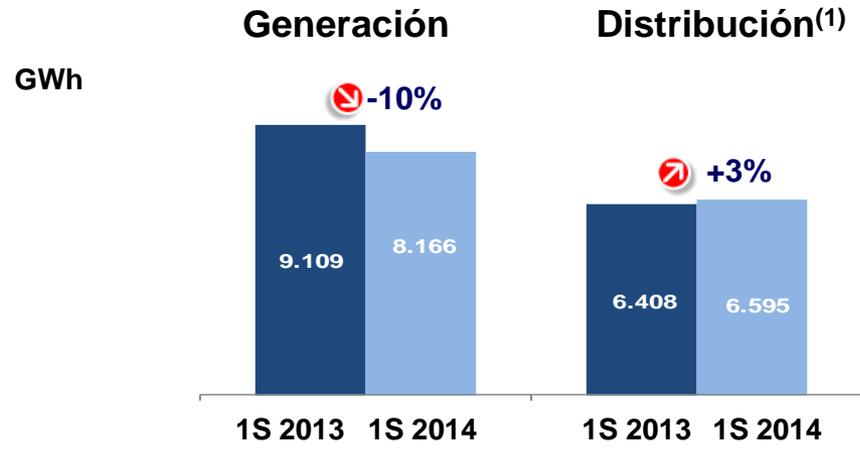
(1) PyG 1S2013 reformulado por aplicación de la NIIF 11

(2) Excluido efecto de tipo de cambio

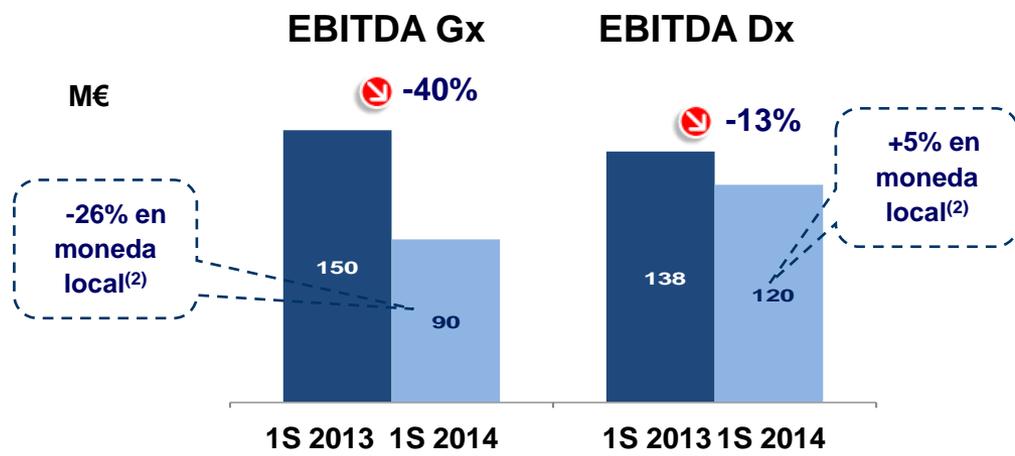
(3) 110 M€ por ajuste del RAB en Ampla al término de la revisión del 3er Ciclo Tarifario



Chile: resultados afectados por interrupciones planificadas y no planificadas en Gx y el tipo de cambio



- Menor producción térmica por la parada de Bocamina II y las interrupciones planificadas y no planificadas de CCGTs que no pudieron ser compensados por mejores condiciones hidráulicas
- Mejor evolución del área de concesiones de Chilectra vs. demanda del país afectada por una menor actividad económica



- Gx:**
 - Menor producción, peor mix energético
- Dx:**
 - Principalmente afectada por el tipo de cambio
- Impacto total tipo de cambio: -46 M€⁽²⁾**

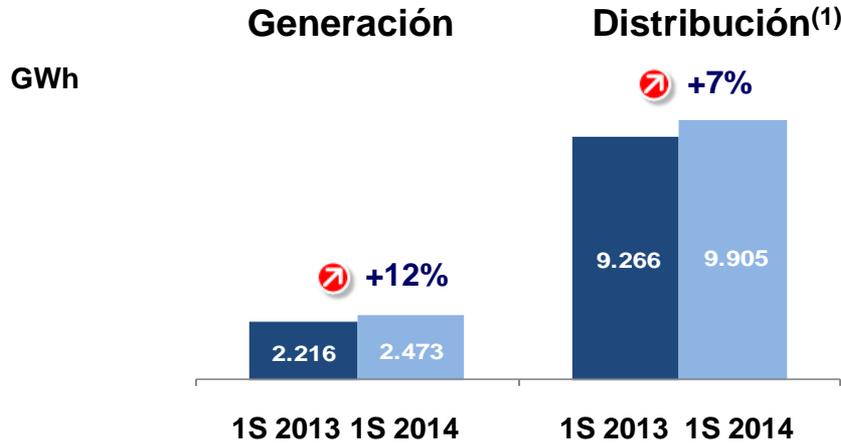
Margen unitario 16,8 €/MWh ⬇️ -30% 23,1 €/MWh ⬇️ -16%

EBITDA total 210 M€ (-27%)⁽²⁾

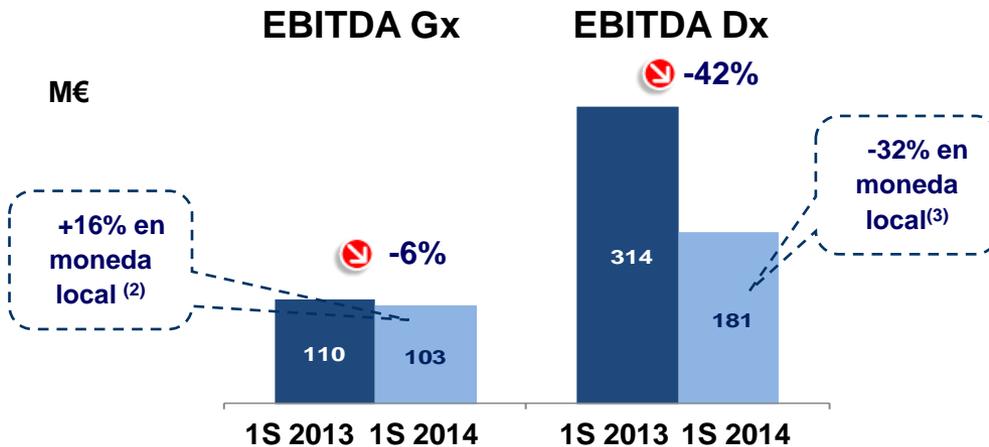
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos (2) No incluye holding y servicios



Brasil: EBITDA afectado por los efectos de la sequía en Dx, peor mix energético en Gx y el impacto del tipo de cambio



- Mayor producción hidráulica en Cachoeira
- Mayores volúmenes en Dx en Ampla por condiciones climáticas



- **Gx:**
 - (-) Mix de energía, paradas programadas
 - (+) Mayores precios de venta, volúmenes
- **Dx:**
 - (-) Mayor exposición involuntaria a elevados precios spot (-106 M€),
 - (+) Mayores volúmenes
- **CIEN: EBITDA 34 M€**
- **Impacto total tipo de cambio: -58 M€⁽²⁾**

Margen unitario 31,1 €/MWh ⬇️ -10% 29,6 €/MWh ⬇️ -34%

EBITDA total 318 M€ (-29%)⁽⁴⁾

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

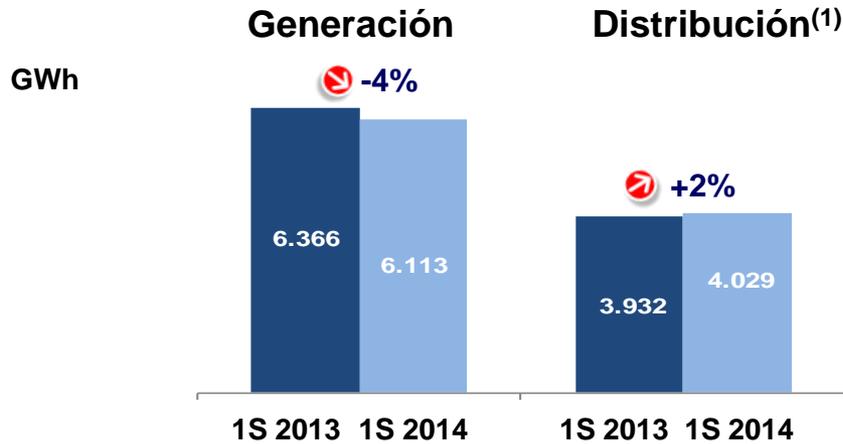
(2) No incluye holding y servicios pero incluye interconexión de CIEN

(3) No incluye holding y servicios

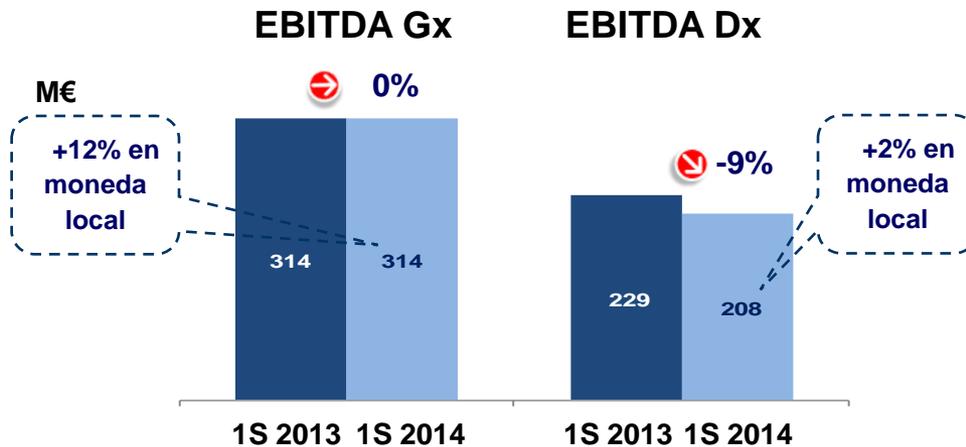
(4) Incluye interconexión de CIEN: 34 M€ en 1S 2014 y no incluye holding y servicios,



Colombia: buena evolución a nivel operativo en moneda local



- Caída de la producción debido a peores condiciones hidráulicas
- Menor incremento de la demanda en áreas urbanas que en el país



- **Gx:**
 - Mayores precios de venta y menor producción
- **Dx:**
 - Mayor coste de la energía pendiente de reconocer en la tarifa.
- **Impacto total tipo de cambio: -62 M€**

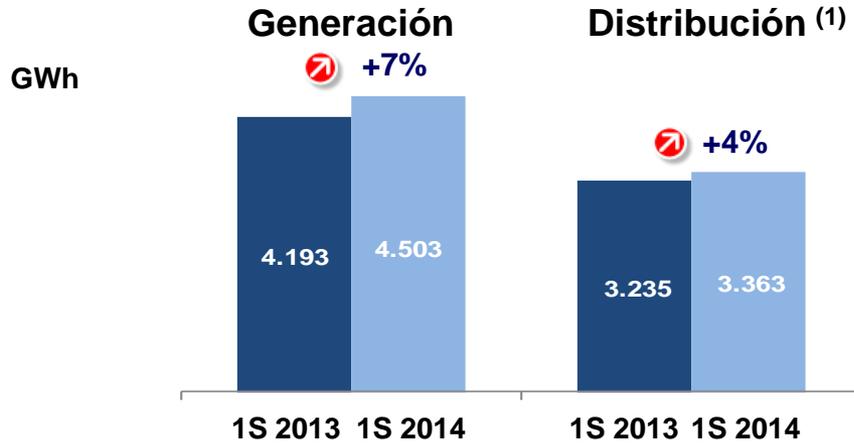
Margen unitario 45,2 €/MWh ↗ +7% 39,8 €/MWh ↘ -11%

EBITDA total 522 M€ (-4%)

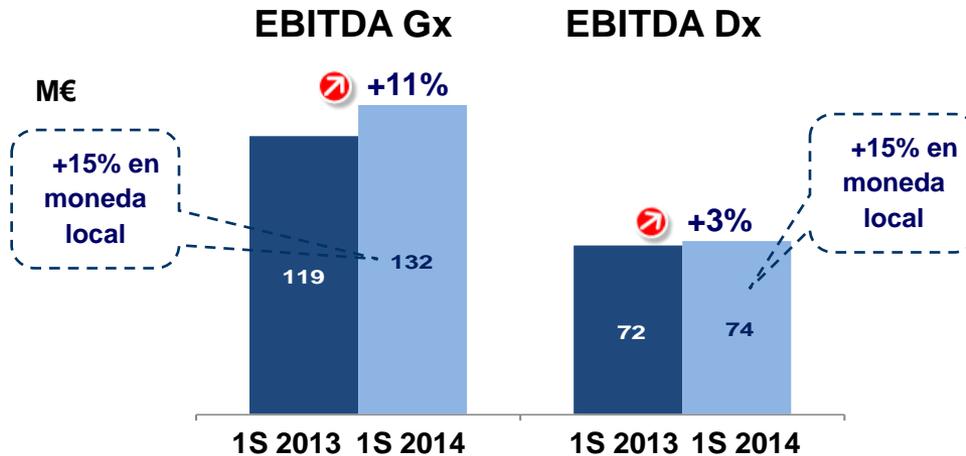
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Perú: destacados resultados operativos



- Mayor despacho térmico más que compensa la menor producción hidráulica
- Incremento de la demanda en nuestra área de concesión menor que en el resto del país.



- **Gx:**
 - (+) Mayores precios de venta y volúmenes
 - (-) Peor mix de energía
- **Dx:**
 - (+) Mayores volúmenes, mayores ingresos (de la revisión del VAD de Edelnor VAD en Nov, 2013 y sub-Transmisión)
- **Impacto total tipo de cambio: -14 M€**

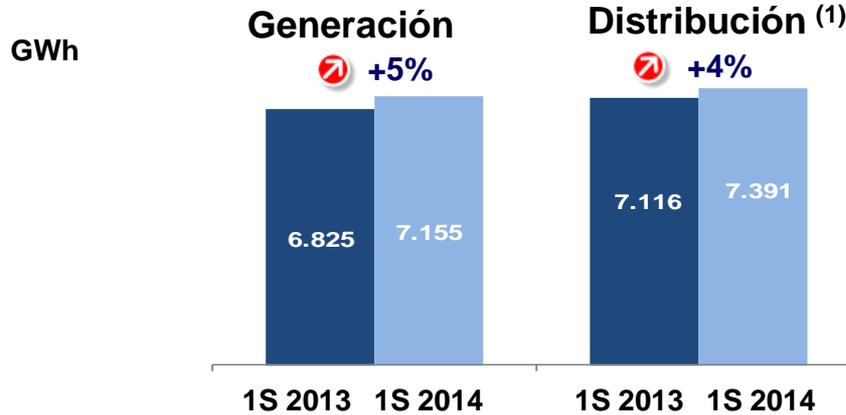
Margen unitario 32,3 €/MWh ↗ +7% 28,3 €/MWh ↘ -2%

EBITDA total 206 M€ (+8%)

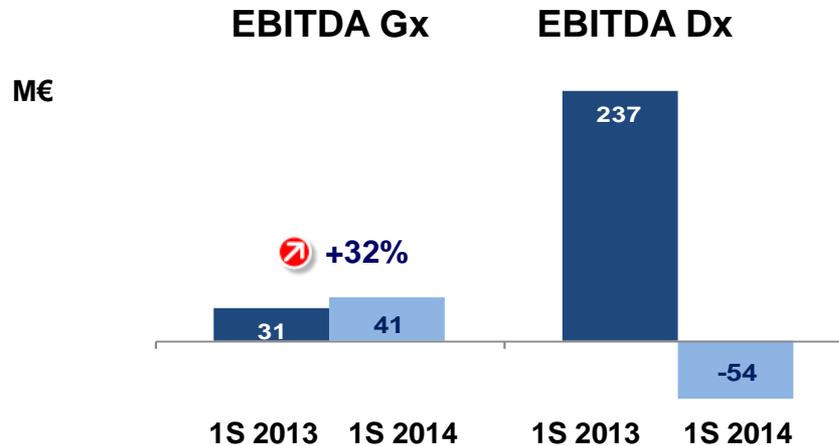
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Argentina: EBITDA afectado negativamente por un mayor reconocimiento de MMC en 2013 y los efectos de la ola de calor en Dx. Gx favorecida por el nuevo marco



- Aumento de la producción hidroeléctrica debido a mayores niveles en los embalses
- Demanda en Edesur por encima de la demanda del país



- **Gx:**
 - Mayores ingresos por la Resolución 95/2013 y 529/2014
- **Dx:**
 - Menor reconocimiento de MMC vs. 1S13, mayores costes debido a la ola de calor y el efecto de la inflación
- **Impacto total tipo de cambio: +23 M€(2)**

Margen Unitario 9,1 €/MWh +9% 10,9 €/MWh -77%

EBITDA total -13 M€(2)

(1) Peajes y consumos facturados, no incluidos

(2) No incluye interconexión de CIEN

conclusiones 1S 2014



Conclusiones

España & Portugal

- **Resultados afectados en gran medida por medidas regulatorias**
- **La efectiva reducción de costes y la gestión de la energía mitigaron los efectos regulatorios**
- **Mejora de perspectivas en cuanto a demanda y precios además de estabilidad regulatoria**

Latino- américa

- **Márgenes operativos muy afectados por el efecto tipo de cambio, la sequía y otros acontecimientos no recurrentes.**
- **Crecimiento saludable de la demanda en todos los países y perspectivas de mejora de hidraulicidad en Chile**
- **Avances con relación a la paralización de Bocamina II y hacia una regulación sostenible en Argentina**

anexos 1S 2014



Potencia neta instalada y producción neta⁽¹⁾

**Potencia
neta
instalada**


MW a 30/06/14	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	21.653		16.469		38.122	
Hidráulica	4.679		8.762		13.441	
Nuclear	3.318		-		3.318	
Carbón	5.306		836		6.142	
Gas natural	5.445		4.254		9.699	
Fuel-gas	2.905		2.530		5.435	
Cogeneración/renovables	na		87		87	

**Producción
neta**

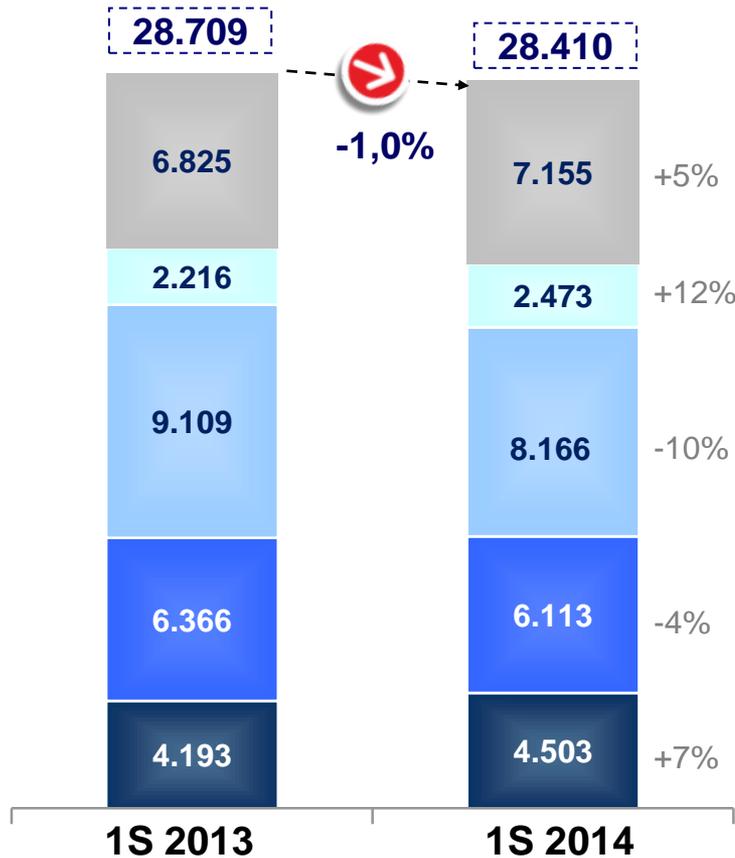

TWh 1S 2014 (var. vs. 1S 2013)	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	32,0	0%	28,4	-1%	60,4	0%
Hidráulica	5,5	-10%	14,8	+8%	20,3	+2%
Nuclear	12,6	-1%	-	-	12,6	-1%
Carbón	8,6	+12%	1,3	-50%	9,9	-3%
Gas natural	2,4	+3%	10,0	-1%	12,4	-1%
Fuel-gas	2,9	-4%	2,2	+10%	5,1	+2%
Cogeneración/renovables	na	na	0,1	-50%	0,1	-50%

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

Latinoamérica: desglose de generación y distribución

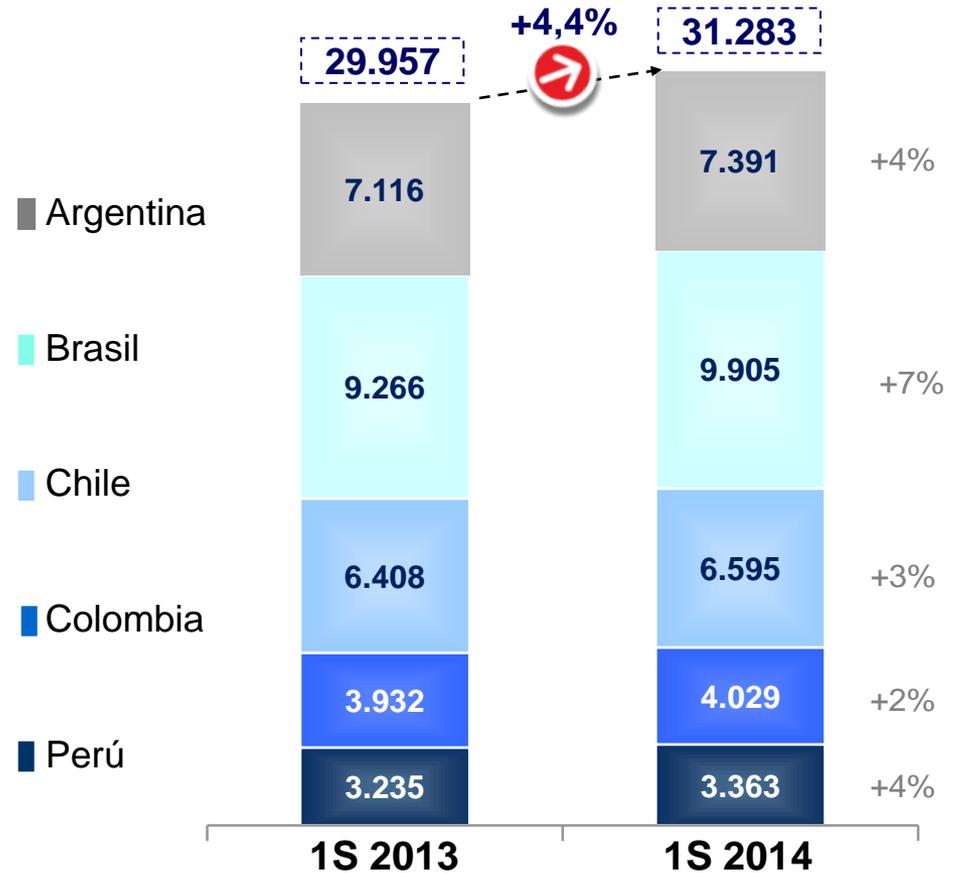
Generación

GWh



Distribución⁽¹⁾

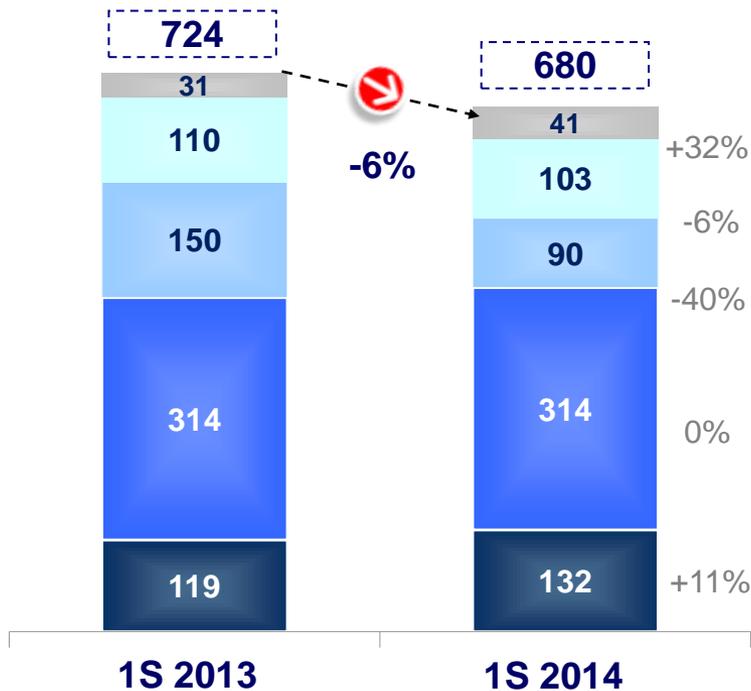
GWh



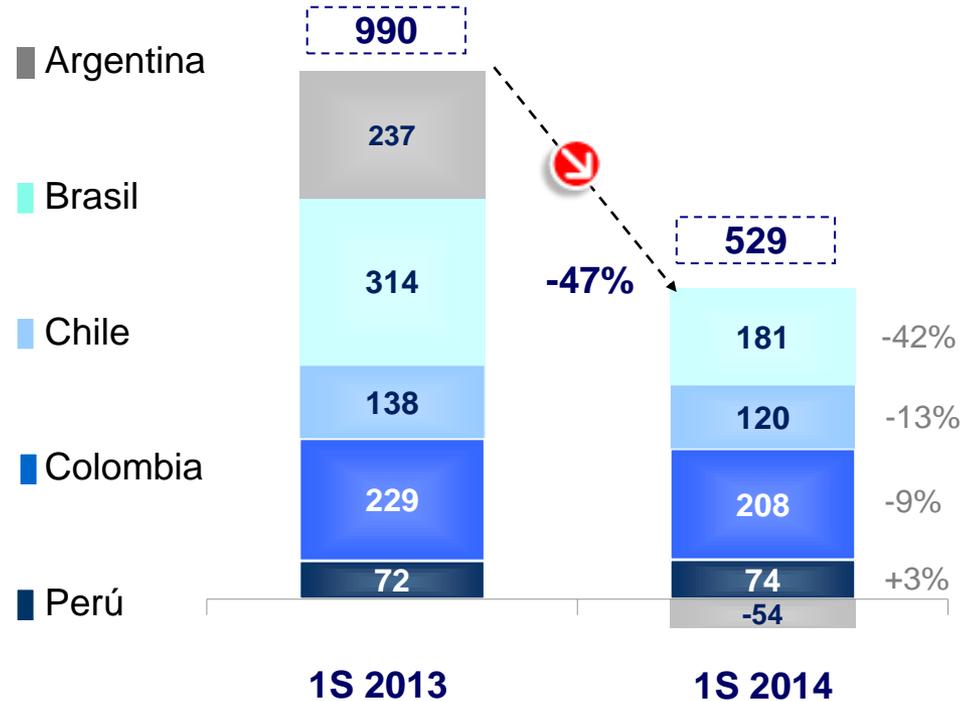
(1) No incluye peajes y consumos no facturados

Latinoamérica: desglose de Ebitda por país y negocio

EBITDA Generación⁽¹⁾
M€



EBITDA Distribución
M€



Margen unitario 26,6 €/MWh 25,2 €/MWh
-5%

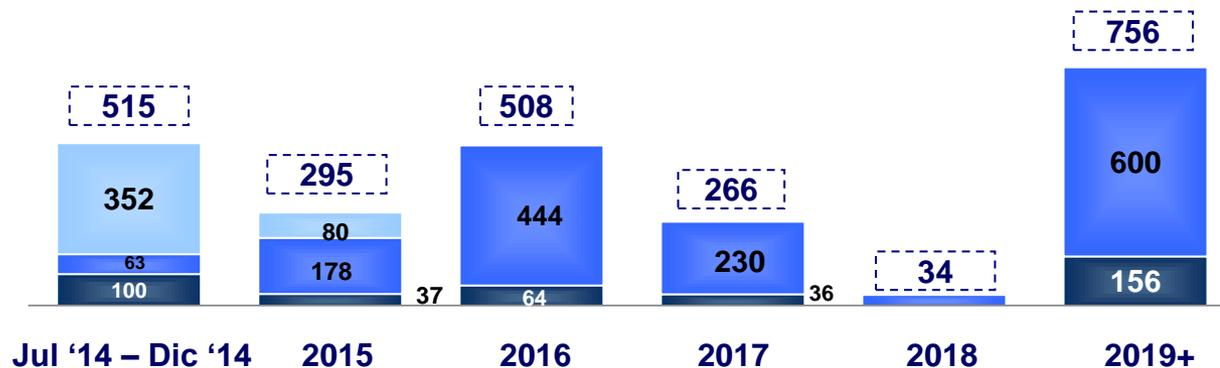
Margen unitario 40,9 €/MWh 25,6 €/MWh
-37%

(1) No incluye la interconexión de CIEN: 34 M€

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Junio 2014: 2.374 M€⁽¹⁾

■ Bonos ■ Deuda bancaria y otros ■ ECPs y pagarés⁽²⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 28 meses de vencimientos

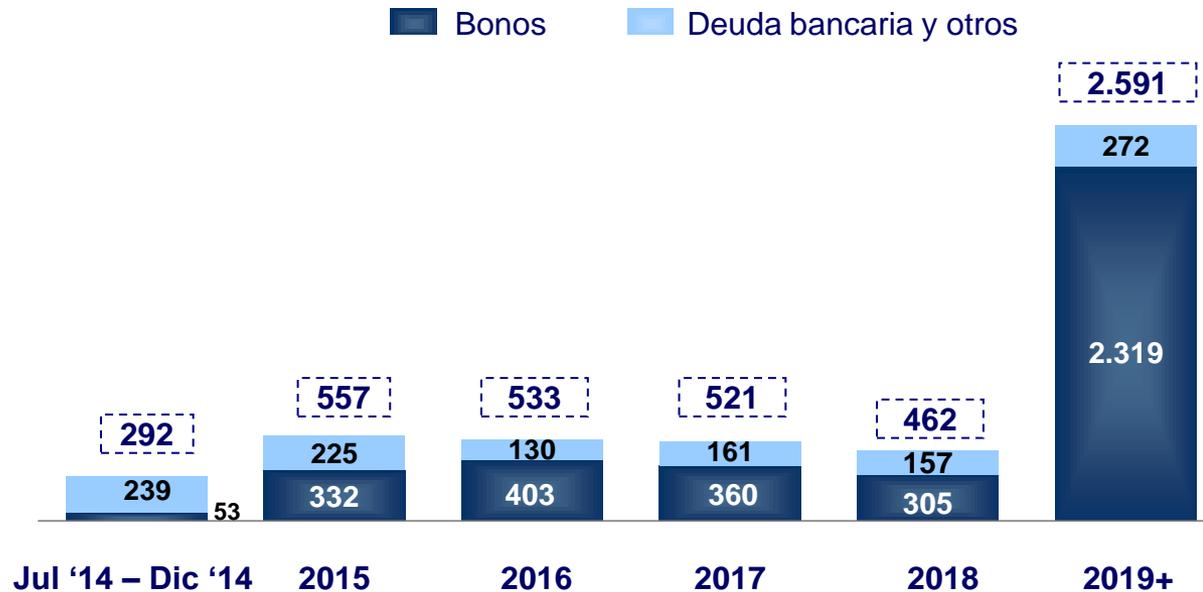
- Liquidez 5.363 M€
 - 1.168 M€ en caja
 - 4.195 M€ en líneas de crédito disponibles
- Vida media de la deuda: 4,8 años

(1) Este saldo bruto difiere 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 líneas de crédito a largo plazo y se van renovando regularmente.

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Junio 2014: 4.956 M€⁽¹⁾



Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 35 meses de vencimientos

▪ **Liquidez 2.185 M€:**

1.623 M€ en caja

562 M€ disponible en líneas de crédito

▪ **Vida media de la deuda: 6,4 años**

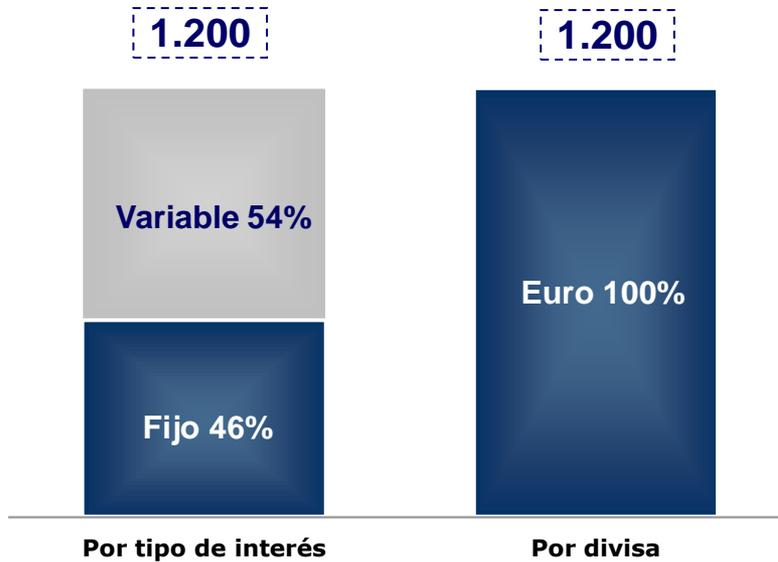
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercados de los derivados que no suponen salida de caja.

Política financiera y estructura de la deuda neta

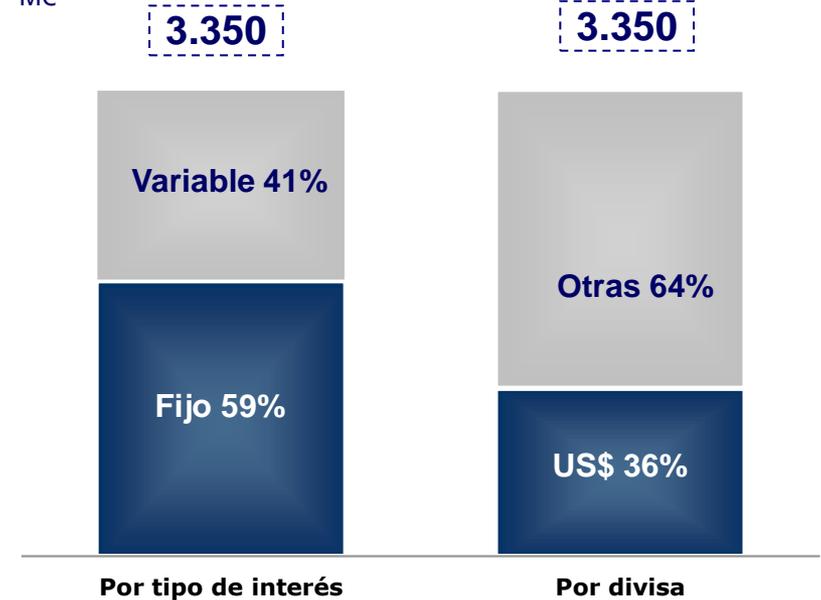
Estructura deuda neta Endesa sin Enersis

Estructura deuda neta Enersis

M€



M€



Coste medio de la deuda

3,0%

8,6%

- Estructura de la deuda neta: deuda denominada en la moneda de generación de flujos de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz

Información legal

Este documento 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 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 vigente 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.



luz · gas · personas

Endesa Mobile

Ahora, toda la información de la compañía en [Endesa Mobile](#), la aplicación de Endesa para iPhone, iPad y dispositivos Android.



Descargar desde
el App Store



Descargar desde
Google Play

