

# Resultados cuarto trimestre 2011 (ejercicio 2011)

21 de febrero de 2012



# Advertencia legal



**Este documento puede contener hipótesis de los mercados, informaciones de distintas fuentes y previsiones sobre la situación financiera de Gas Natural SDG. S.A. (GAS NATURAL FENOSA) y sus filiales, el resultado de sus operaciones, y sus negocios, estrategias y planes.**

**Tales hipótesis, informaciones y previsiones no constituyen garantías de resultados futuros y están expuestas a riesgos e incertidumbres; los resultados reales pueden diferir significativamente de los reflejados en las hipótesis y previsiones, por diversas razones.**

**GAS NATURAL FENOSA ni afirma ni garantiza la precisión, integridad o equilibrio de la información contenida en este documento y no se debe tomar nada de lo contenido en este documento como una promesa o declaración en cuanto a la situación pasada, presente o futura de la sociedad o su grupo.**

**Se advierte a los analistas e inversores que no depositen su confianza en las previsiones, que se basan en hipótesis y juicios subjetivos, que pueden resultar acertados o no. GAS NATURAL FENOSA declina toda responsabilidad de actualizar la información contenida en este documento, de corregir errores que pudiera contener o de publicar revisiones de las previsiones como resultado de acontecimientos y circunstancias posteriores a la fecha de esta presentación, v.g. cambios en los negocios o la estrategia de adquisiciones de GAS NATURAL FENOSA, o para reflejar acontecimientos imprevistos o cambios en las valoraciones o hipótesis.**

# Agenda



- 1. Magnitudes principales**
- 2. Estructura de capital fortalecida**
- 3. Regulación eléctrica en España**
- 4. Resumen de resultados 2011**
- 5. Análisis de operaciones**
- 6. Conclusiones**



# Magnitudes principales

# Principales magnitudes financieras



**Beneficio neto 2011: €1.325 millones (+10,3%)**

**EBITDA 2011: €4.645 millones (+3,8%)**

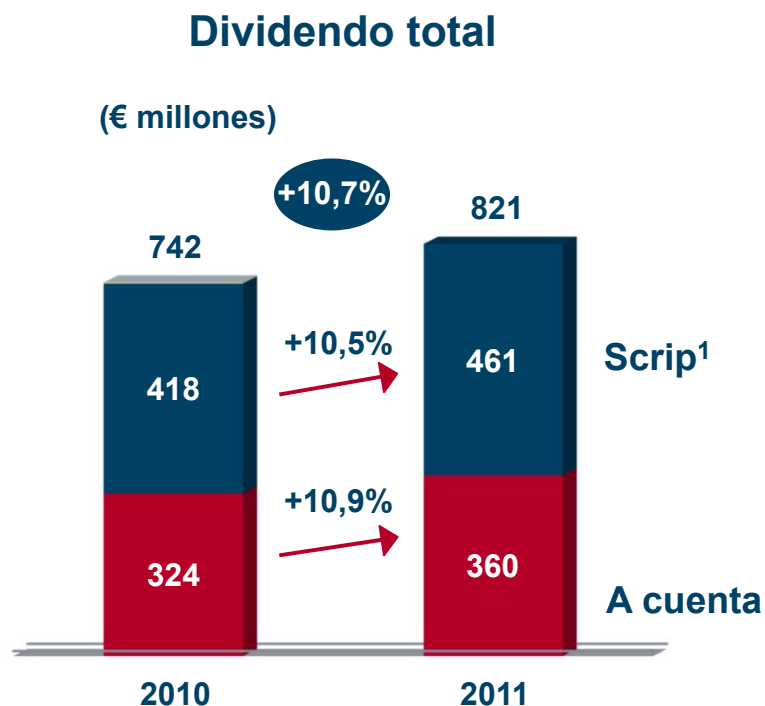
**Inversiones<sup>1</sup> 2011: €1.406 millones (-8,9%)**

**Deuda neta a 31/12/2011: €17.300 millones (-9,5%)**

Nota:

1 Inversiones materiales e inmateriales

# Propuesta de remuneración al accionista



- Política de remuneración al accionista atractiva y en línea con los objetivos del Plan Estratégico 2010-2014, con un *payout* en 2011 del 61,8% y una rentabilidad del 6,2%<sup>2</sup>
- Dividendo a cuenta pagado el 9/01/12
- Propuesta de *Scrip* para el dividendo complementario. Está política proporciona al accionista una remuneración flexible

**Política de remuneración al accionista orientada a la creación de valor, con la mejor evolución bursátil en 2011 entre las *utilities*<sup>3</sup> europeas (revalorización del 15,4%)**

Notas:

1 Corresponde al máximo valor de mercado de referencia de un aumento de capital sujeto a aprobación por la JGA

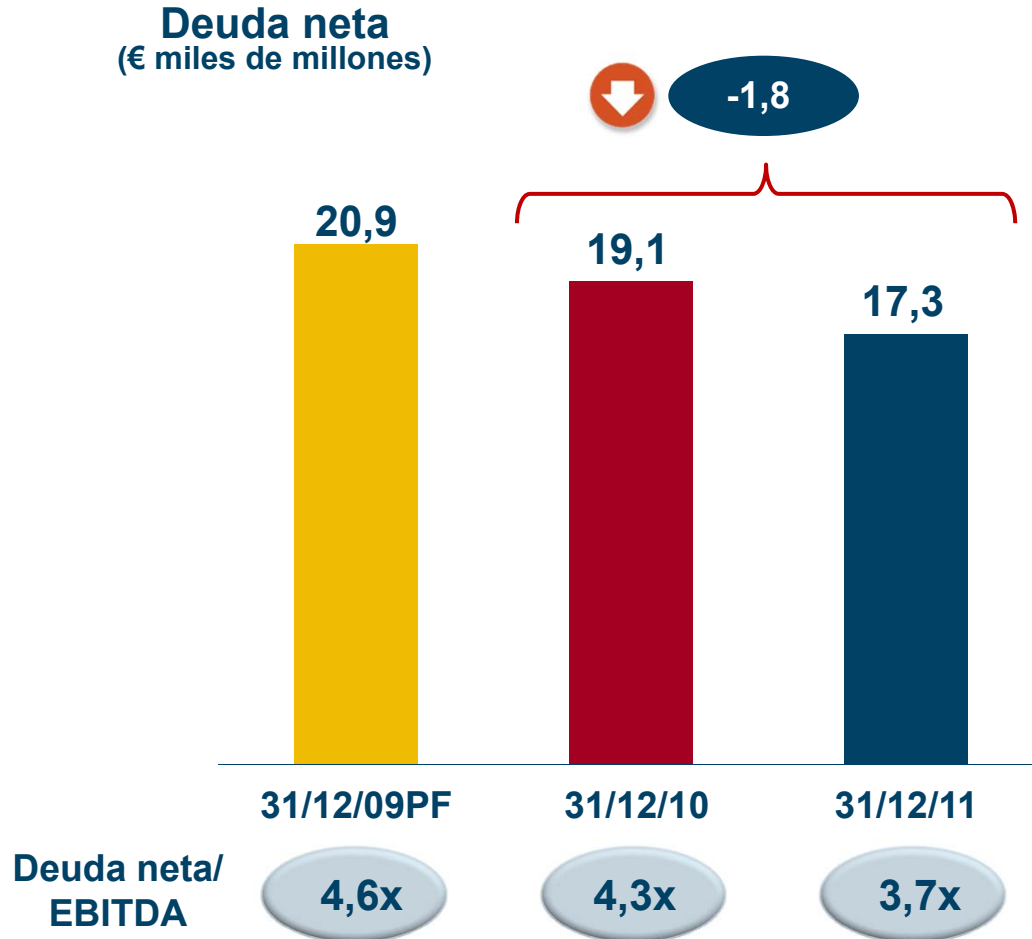
2 A cierre de mercados del 30/12/11 (13,265€/acción)

3 Comparado con la media de RWE, EDF, E.On, Suez Gaz de France, Endesa, Iberdrola, ENEL y EDP



## **Estructura de capital fortalecida**

# Reducción sustancial de la deuda



## Estricta disciplina financiera

- Gestión de activos proactiva
- Éxito en la titulización del déficit de tarifa
- Fortalecimiento de los fondos propios con dividendo *scrip* y aumento de capital
- Capacidad de reducción de deuda por generación estructural de flujo de caja libre

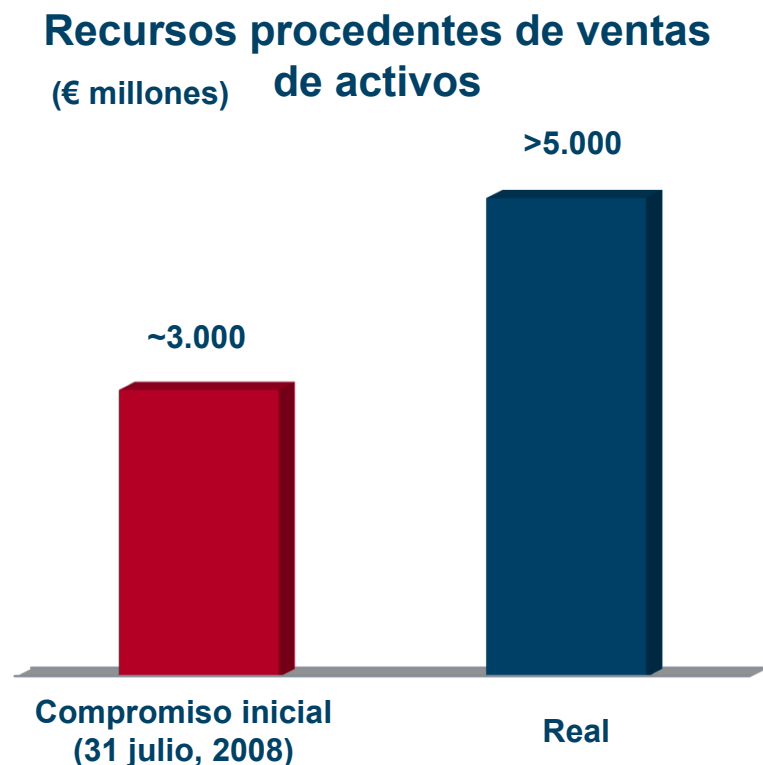
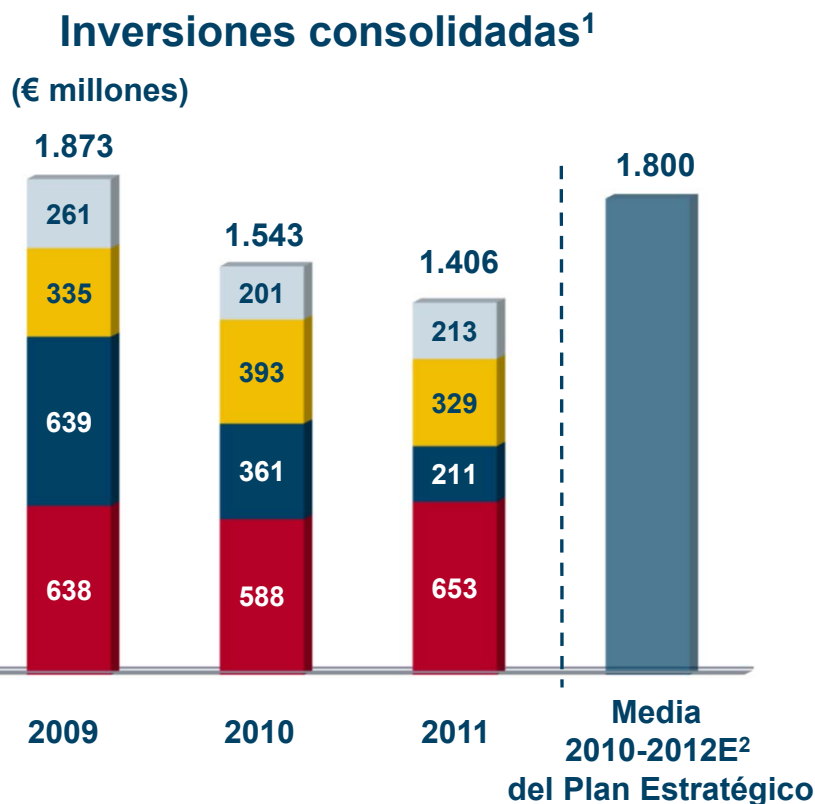
**Deduciendo el déficit de tarifa la deuda neta sería de €16.100 millones<sup>1</sup> con un ratio <sup>1</sup> de Deuda neta/EBITDA de 3,5x**

Nota:

<sup>1</sup> Tras deducir el déficit de tarifa pendiente de titularizar a 31/12/11



# La gestión proactiva de los activos contribuye a fortalecer la posición financiera



- Distribución Europa ■ Electricidad
- LatAm ■ Gas + Otros

**Disciplina en inversiones, centradas en actividades reguladas, y objetivos de venta de activos superados**

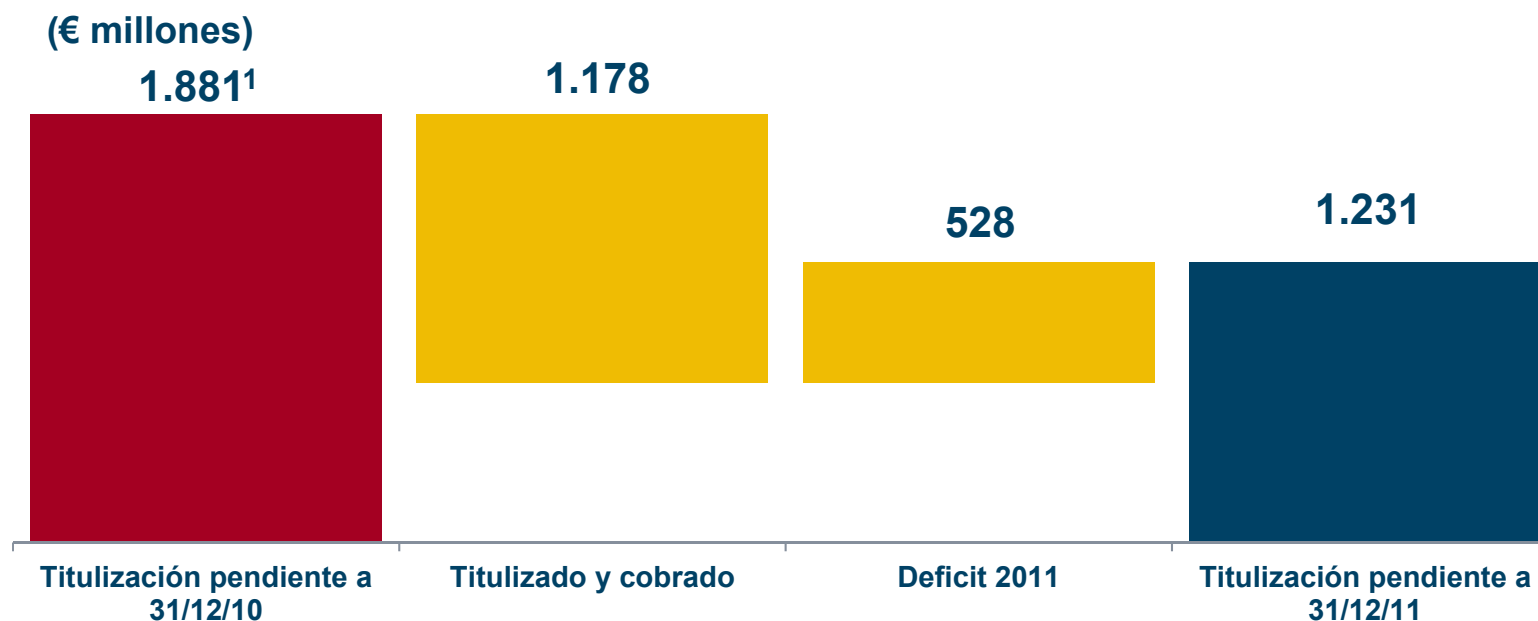
Notas:

1 Materiales e inmateriales

2 Inversiones medias anuales para el periodo 2010-2012, de acuerdo con el Plan Estratégico 2010-2014

# Titulización del déficit de tarifa

## Déficit de tarifa para GNF



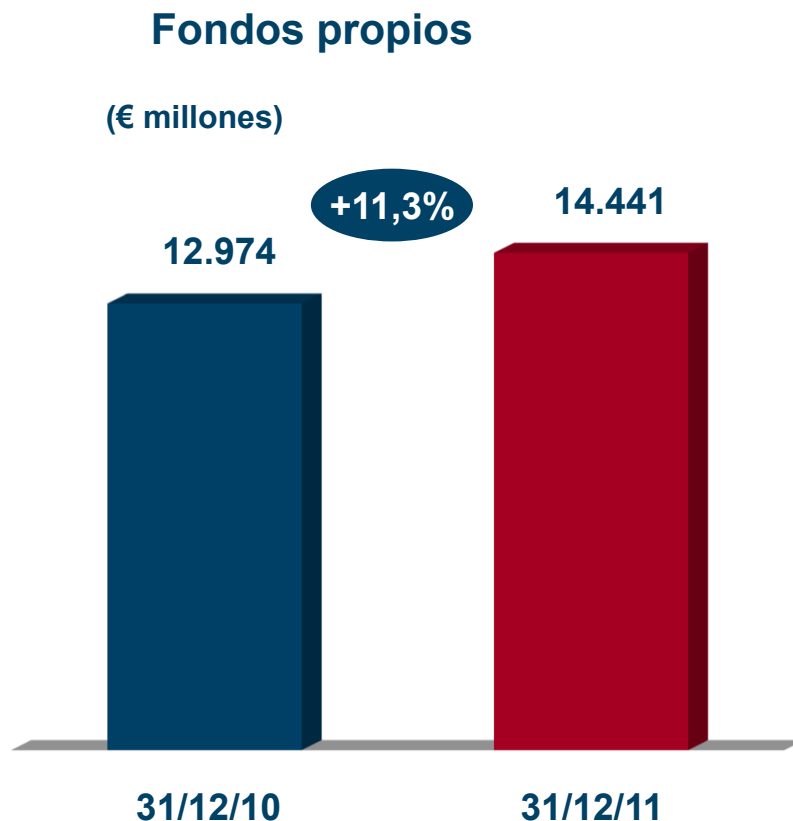
- **€1.178 millones cobrados por GNF hasta la fecha, fundamentalmente a través de cinco emisiones de bonos realizadas por el FADE**

**Continúan las titulaciones a pesar de las desafiantes condiciones del mercado, con varias colocaciones privadas adicionales ejecutadas hasta la fecha (€259 millones cobrados por GNF)**

Nota:

1 De acuerdo con la resolución del 20/01/11 de la DGPEyM (incluye el exceso de déficit de 2010 y excluye el déficit ex-ante del 2011)

# Fortalecimiento de los fondos propios



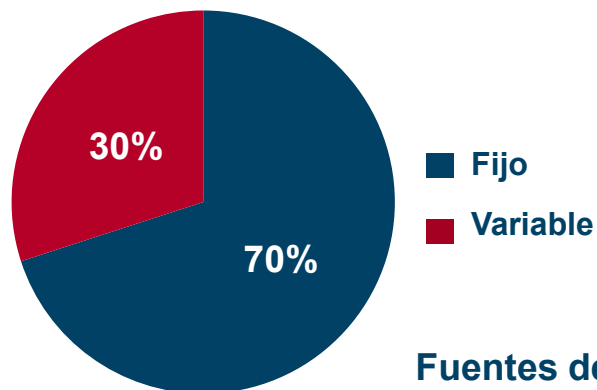
- Fondos propios muy fortalecidos en 2011 gracias a:
  - 10,3% mayor beneficio neto vs. 2010
  - Dividendo *scrip* completado en junio de 2011 con una aceptación del 96,4% resultando en una menor salida de caja por importe de ~€400 millones
  - Aumento de capital de €515 millones suscrito íntegramente por Sonatrach en agosto de 2011

~€1.000 millones adicionales de fondos propios procedentes del aumento de capital de Sonatrach y el dividendo *scrip*

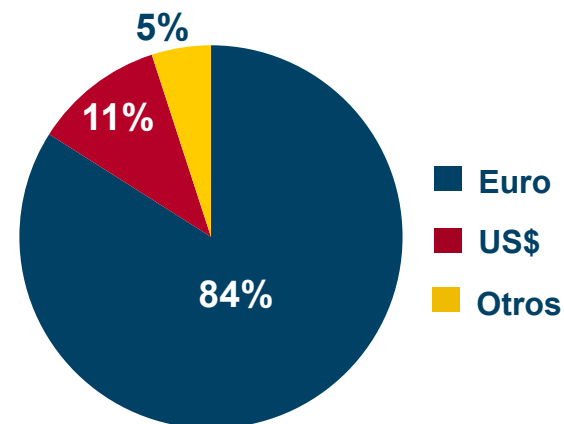
La continuación en 2012 de la política de dividendo *scrip* contribuirá a aumentar nuestra fortaleza financiera

# Cómoda estructura de la deuda neta

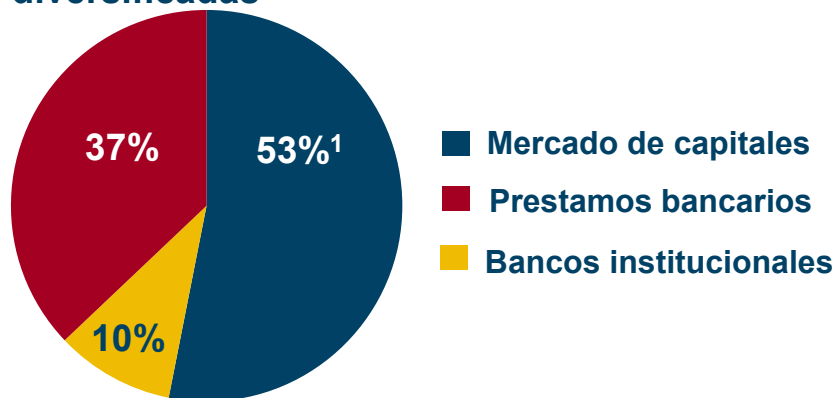
Nivel significativo de deuda a tipo fijo  
obtenida a niveles muy competitivos



Exposición al tipo de cambio  
consistente con el riesgo de negocio



Fuentes de financiación  
diversificadas



Los *mix* fijo/variable, fuente y moneda proporcionan un perfil de riesgo financiero bien equilibrado

Nota:

1 Ajustando la deuda neta con el déficit de tarifa pendiente de titulización el peso de los mercados de capitales aumentaría hasta el 57%

# Coste de financiación muy competitivo

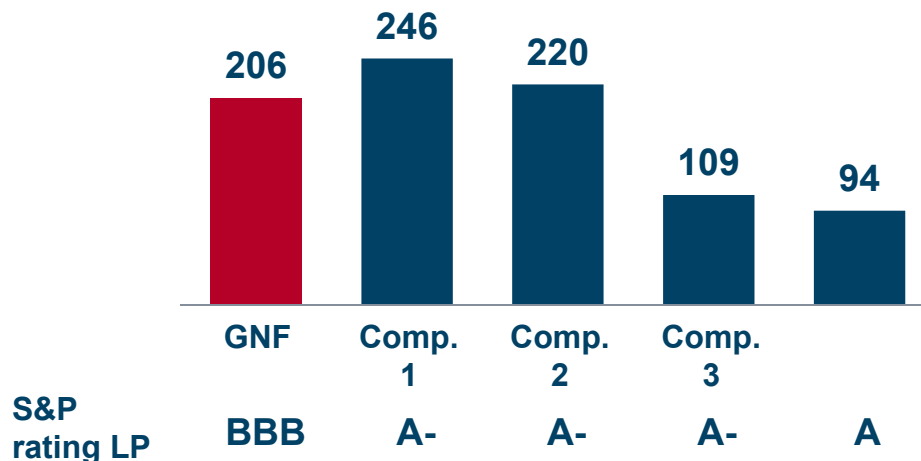


## Coste medio de la deuda



## CDS comparables

CDS 5 años (mid)<sup>1</sup>



- Coste de la deuda muy competitivo, menor que el de otros comparables con mejor *rating*
  - Incluye filiales de LatAm, financiadas en moneda local
  - Más de €9.000 millones emitidos en los mercados de capitales europeos desde junio 2009; cupón medio del 4,79% y vencimiento medio superior a los 7 años
- Sin impacto significativo en el coste de la deuda en 2011 a pesar de la elevada volatilidad y *spreads* en los mercados financieros en 2011
- CDS cotiza por debajo de otros comparables con mejor *rating*

**Eficiencia en la estructura de la deuda como pilar básico de la creación de valor a pesar del desafiante entorno financiero**

Nota:

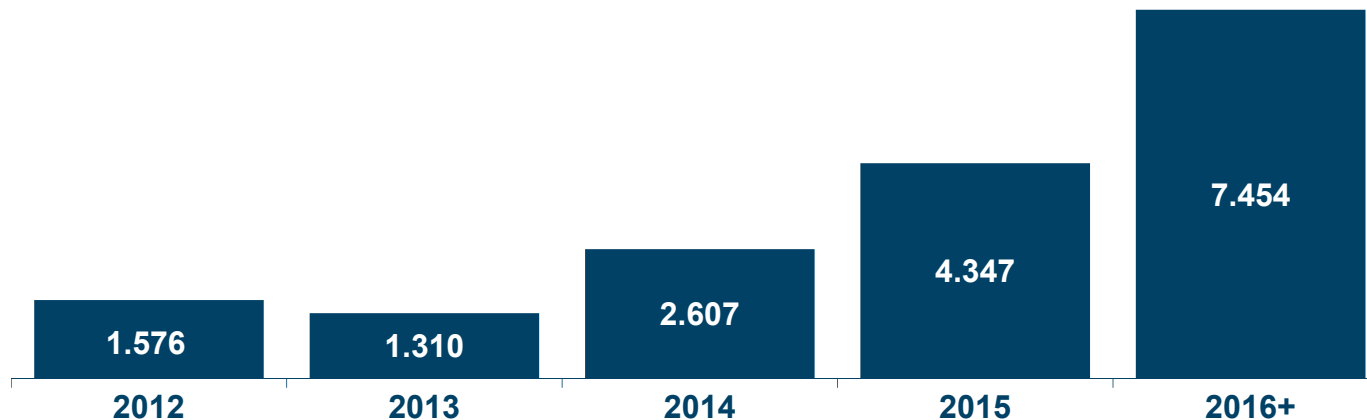
<sup>1</sup> Spread senior a 5 años - Bloomberg a 20 de febrero de 2012

# Cómodo perfil de vencimientos de la deuda



Deuda neta: €17.300 millones

(€ millones)



- Vida media de la deuda ~5 años
- 68% de la deuda neta vence a partir del 2015
- Bono de €750 millones, con vencimiento de 6 años, emitido el pasado 30 de enero de 2012<sup>1</sup>

**Todas las necesidades financieras para 2012 y 2013 ya cubiertas, actualmente enfocados en 2014 y 2015**

Nota:

1 No incluido en el gráfico superior

# Amplia liquidez disponible

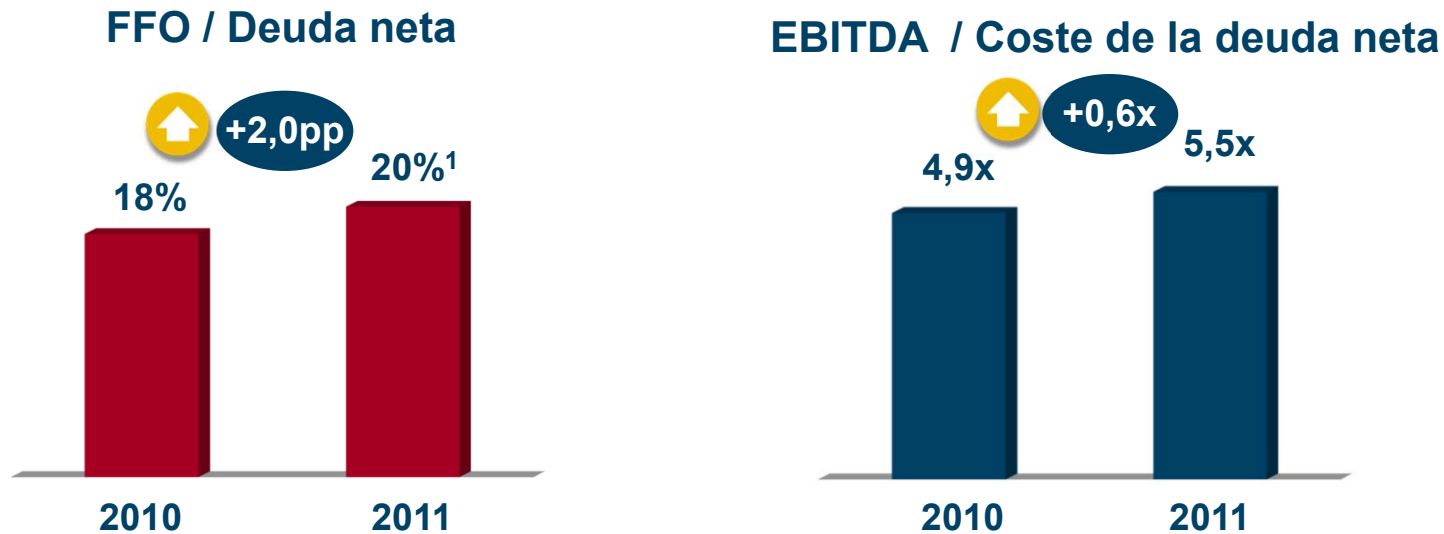


| (€ millones)                       | Límite       | Dispuesto  | Disponible   |
|------------------------------------|--------------|------------|--------------|
| Líneas de crédito comprometidas    | 4.777        | 708        | 4.069        |
| Líneas de crédito no comprometidas | 156          | 23         | 133          |
| Efectivo                           | -            | -          | 3.098        |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>4.933</b> | <b>731</b> | <b>7.300</b> |

- **Liquidez disponible superior a las necesidades de los próximos 24 meses**
- **Capacidad de emisión adicional en los mercados de capitales de €6.000 millones, tanto en programas Euro como LatAm (México, Argentina, Panamá)**
- **El 30 de diciembre de 2011 S&P afirmó:**
  - *“Nuestra evaluación de la fuerte posición de liquidez de Gas Natural está apoyada por su habilidad para desinvertir activos, sus sólidas relaciones bancarias, su prudente disciplina financiera y su probado acceso a los mercados de deuda (...)”*

**Manteniendo proactivamente una posición de liquidez saneada**

# Fuerte compromiso con la mejora del *rating*



- Sólido perfil de riesgo de negocio, con ~70% EBITDA regulado/quasi-regulado y una gestión integrada de los negocios liberalizados
- Fuerte liquidez y ausencia de riesgo de refinanciación
- Principales preocupaciones de crédito: arbitraje de Sonatrach, evolución mercados de gas y déficit de tarifa, satisfactoriamente resueltos en 2011

**Mejora continua en los indicadores de crédito  
con menor riesgo de negocio**

Nota:

1 El ratio aumentaría al 21% tras ajustar por el déficit de tarifa pendiente de titularizar





# **Regulación eléctrica en España**

# Regulación eléctrica en España



## Déficit de tarifa (I)

- Las tarifas de acceso aumentaron en 1T12 un +13% para residencial (2-6% para resto de clientes) tras la reducción del 13% en 4T11 (reducción invalidada provisionalmente por el Tribunal Supremo)
- La estimación del déficit de tarifa es de aproximadamente €3.900 millones en 2011 y €4.200 millones en 2012
- El RDL 1/2012 afecta sólo a las instalaciones con puesta en servicio a partir del 2014 y no resuelve el déficit de tarifa del período 2012-2013
- Son necesarias medidas urgentes para reducir el déficit de tarifa:
  - Aumento necesario de las tarifas de acceso en 2T12 y 1T13
  - Reducción adicional de las primas a renovables (especialmente a la solar)
  - Asignar los ingresos por CO<sub>2</sub> al pago del coste de las renovables
  - Extender al régimen especial la financiación de los déficits de tarifa
  - Mejorar la competencia en el mercado residencial eliminando los precios regulados finales a los consumidores que no necesiten esta protección
  - Transparencia en la factura eléctrica para reflejar el coste de las renovables
  - Reducir coste de interrumpibilidad del sistema

# Regulación eléctrica en España



## Déficit de tarifa (II) Evolución del déficit de tarifa

| (€ millones)                            | Avance 2011   | Previsión 2012 |
|---|---------------|----------------|
| <b>Ingresos por peajes</b>              | <b>12.962</b> | <b>13.871</b>  |
| <b>Costes propios</b>                   | <b>8.354</b>  | <b>7.951</b>   |
| Transporte                              | 1.534         | 1.722          |
| Distribución                            | 5.462         | 5.693          |
| Sistema extrapeninsular                 | 1.296         | 473            |
| Otros                                   | 62            | 63             |
| <b>Costes asociados</b>                 | <b>8.453</b>  | <b>10.095</b>  |
| Primas al Régimen Especial              | 6.744         | 7.602          |
| Servicio de la deuda (ppal.+ intereses) | 1.816         | 2.200          |
| Interrumpibilidad                       | 589           | 561            |
| Otros                                   | 37            | (1)            |
| Saldo de pagos por capacidad            | (733)         | (268)          |
| <b>Déficit de tarifa</b>                | <b>3.845</b>  | <b>4.175</b>   |
| Extra déficit de ejercicios anteriores  | 54            | 899            |
| <b>Total Déficit</b>                    | <b>3.899</b>  | <b>5.074</b>   |
| <b>Déficit Límite RDL 14/2010</b>       | <b>3.000</b>  | <b>1.500</b>   |

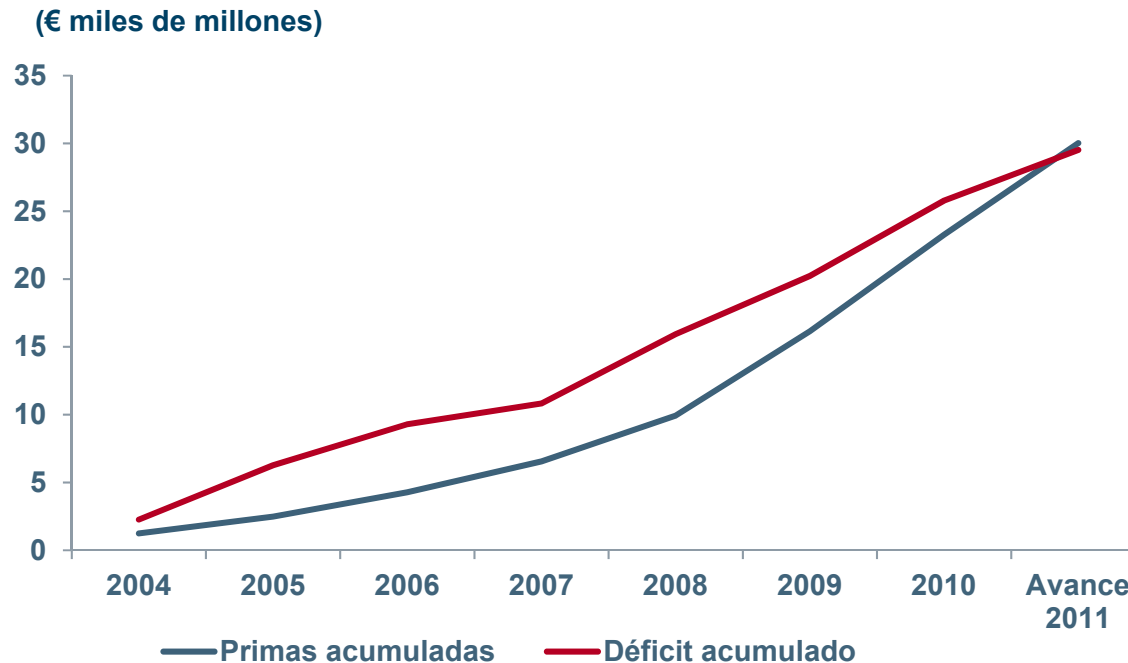
Fuente: O.M. de peajes de 31/12/2011 y Gas Natural Fenosa

# Regulación eléctrica en España

## Déficit de tarifa (III)



### Evolución del déficit de tarifa y las primas al Régimen Especial



Fuente: MITYC, CNE

- Los datos de 2011 muestran un aumento del 443% en las primas al Régimen Especial y del 700% en la cuota anual del déficit vs. 2004

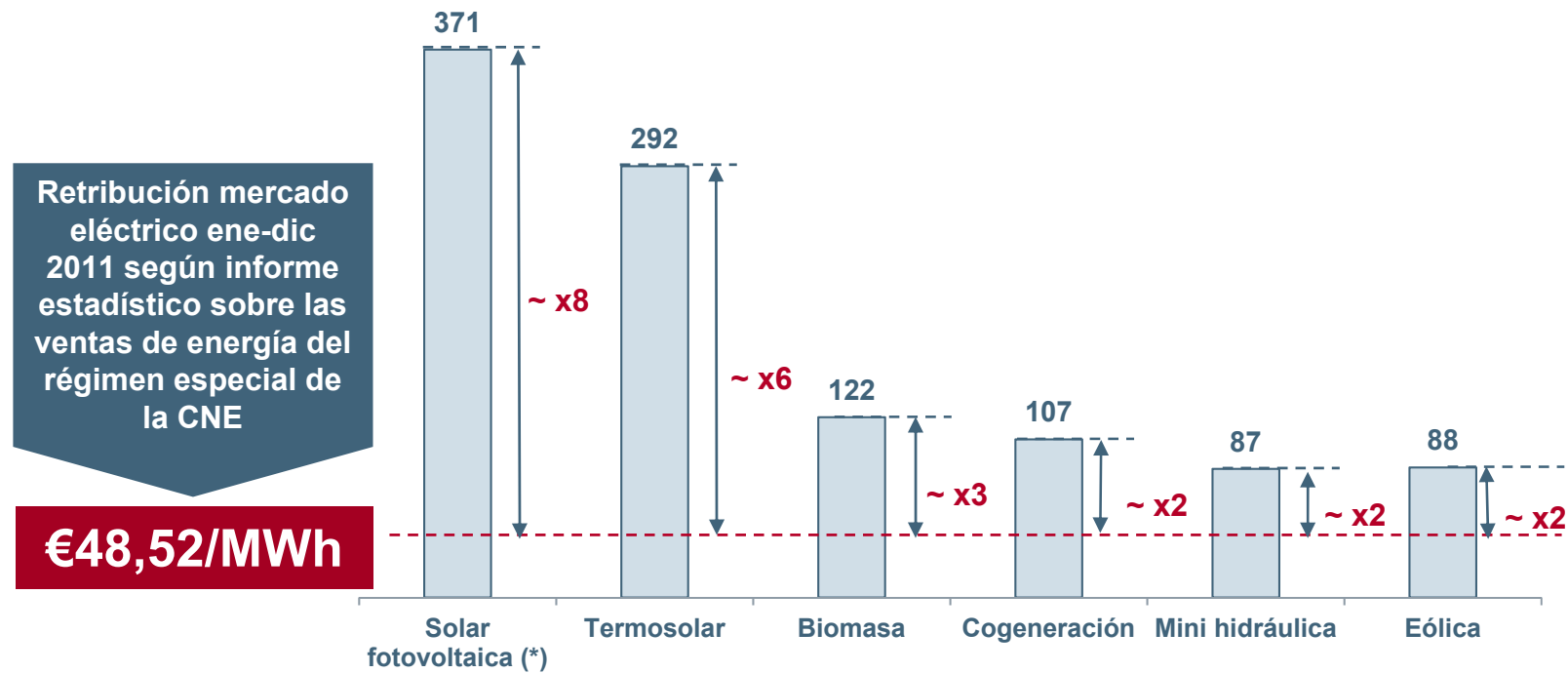
**El déficit de tarifa ha aumentado un 300% en el período 2005-2010 debido a las primas al Régimen Especial y la cuota anual del déficit**

# Regulación eléctrica en España

## Remuneración de tecnologías del Régimen Especial



Precio medio de retribución por tecnología Régimen Especial (enero-diciembre 2011)



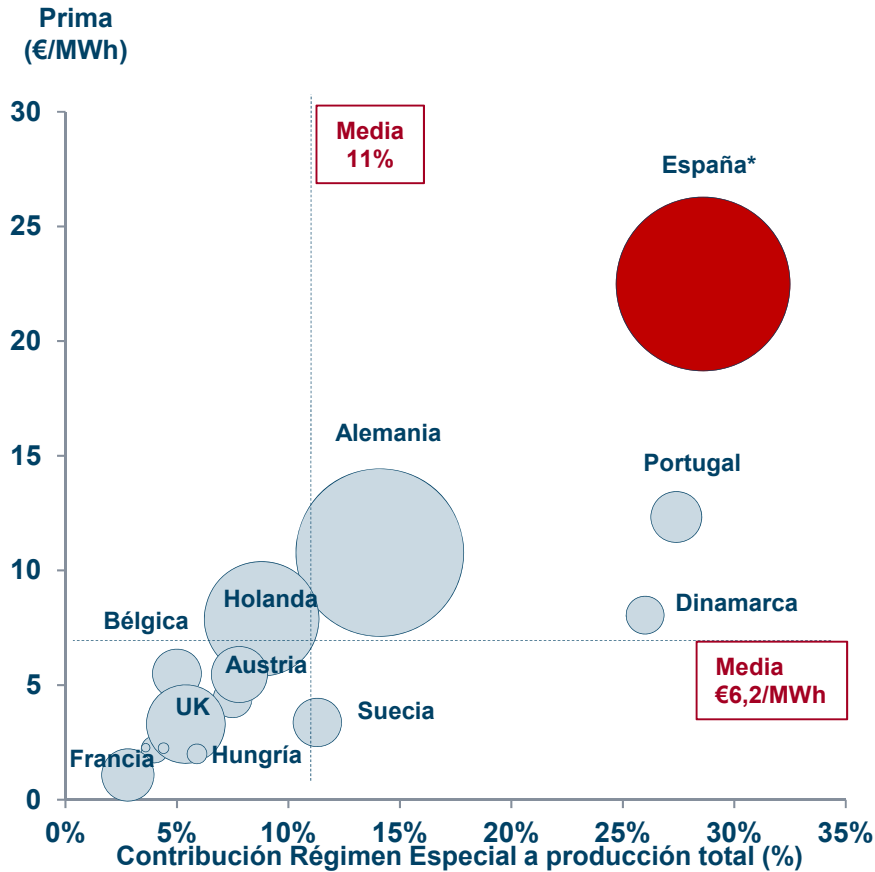
Fuentes: CNE, informe actualizado con la información de diciembre 2011

(\*) Incluye limitación horas FV, por aplicación del Real Decreto-Ley 14/2010

**Notable diferencia en primas entre las tecnologías solares y resto del Régimen Especial**

# Regulación eléctrica en España

## Apoyo a renovables: España vs. Europa (2009)



- Las primas totales a renovables en España en 2009 igualan a las de Alemania a pesar de que la demanda de electricidad es la mitad
- España tiene la mayor proporción de electricidad subvencionada
- Mayor impacto de Europa de las primas al Régimen Especial en el coste de la electricidad: 4 veces superior a la media (€22,5/MWh vs. €6,2/MWh)

Tamaño del círculo:  
Primas totales a renovables –  
España: ~€6.000 millones

Fuentes: Informe CEER sobre energía renovable en Europa (4 Mayo 2011)

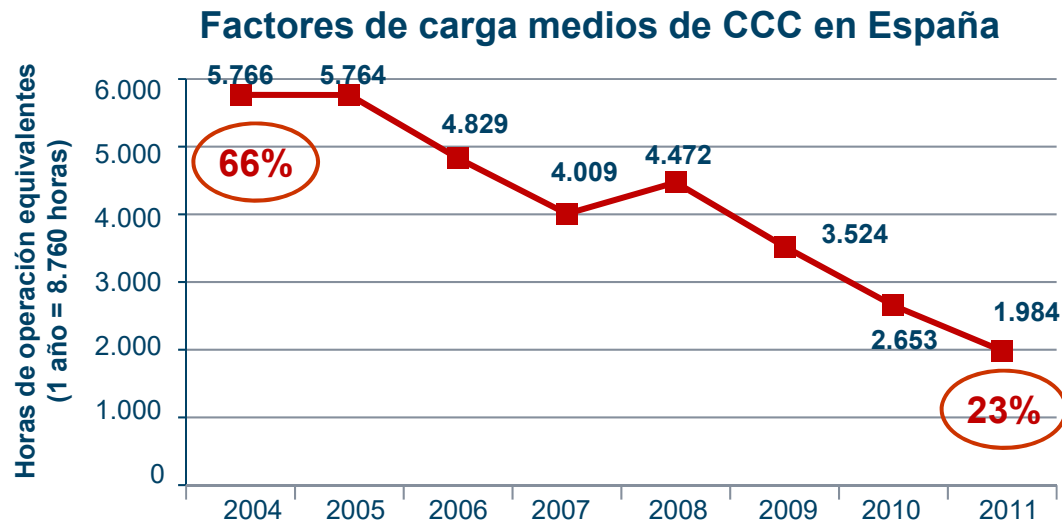
\*Incluye cogeneración en España

**España es el país europeo con las primas a renovables más altas**

# Regulación eléctrica en España

## Pagos por capacidad a los CCC (I)

- A consecuencia de la política de renovables, los CCC han sufrido una reducción del factor de carga desde el 66% hasta el 23%
- Aún así, el sistema necesita que los CCC estén disponibles para garantizar la estabilidad de sus operaciones, ya que esta tecnología contribuye con la muy necesitada capacidad firme y flexible



Fuente: Gas Natural Fenosa

**El sistema español necesita una capacidad que cubra en el corto plazo a las renovables, así como servicios de ajuste apropiados y una señal de precio estable para las inversiones a largo plazo**

# Regulación eléctrica en España

## Pagos por capacidad a los CCC (II)



- La necesidad probada de los pagos por capacidad es un aspecto que ha sido ya asumido en los mercados de la UE
- La disponibilidad física de CCC es necesaria para proporcionar al sistema una cobertura continua si las renovables van a integrarse en el sistema
- La Orden Ministerial de noviembre de 2011 aumenta los pagos por capacidad para los CCC de €20.000/MW por año a €26.000/MW por año y establece un nuevo pago de hasta €4.700/MW por año por disponibilidad a requerimiento del Operador del Sistema
  - La CNE ha sido facultada para elaborar una propuesta de desarrollo de un marco regulatorio para la remuneración de los pagos por capacidad

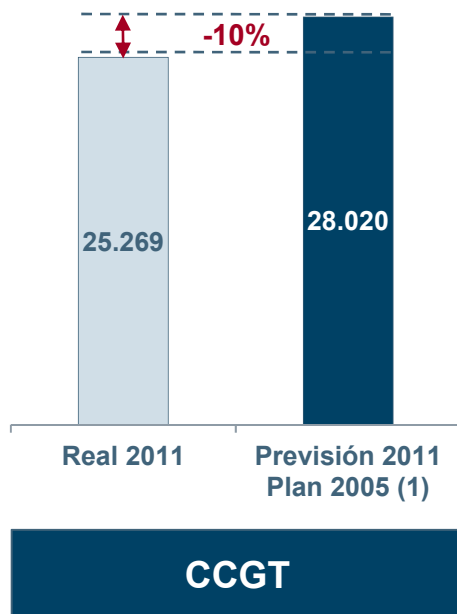
**Necesidad de estabilidad en la regulación eléctrica,  
así como un marco claro y predecible**



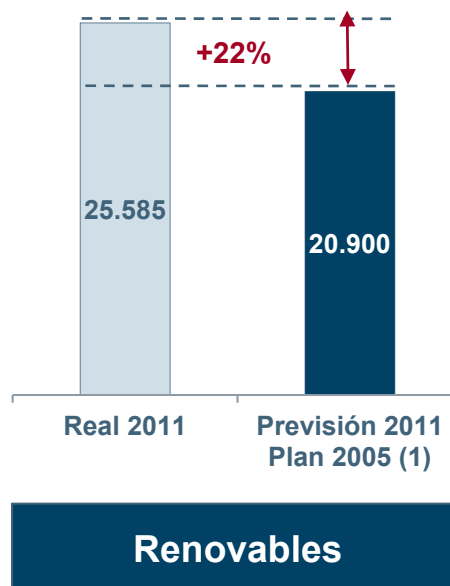
# Regulación eléctrica en España

## Planificación energética vs. capacidad instalada real

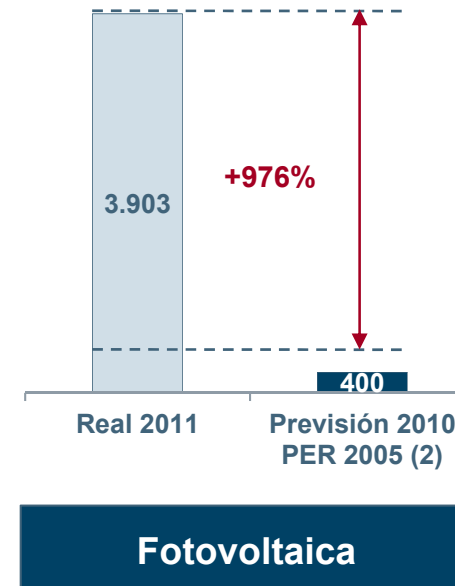
Capacidad instalada CCGT  
(real 2011 vs. prevista 2011 en  
Planificación 2005<sup>(1)</sup>)  
(MW)



Capacidad instalada renovables\*  
(real 2011 vs. prevista 2010 en Plan  
Energías Renovables 2005<sup>(2)</sup>)  
(MW)



Capacidad instalada fotovoltaica  
(real 2011 vs. prevista 2010 en Plan  
Energías Renovables 2005<sup>(2)</sup>)  
(MW)



(1) Planificación de sectores de gas y electricidad 05-11 aprobada en Consejo de Ministros el 31 de marzo de 2006

(2) Plan de Energías Renovables 2005-10 aprobado en Consejo de Ministros el 26 de agosto de 2005

\* Incluye eólica y solar

Nota: Capacidad instalada fotovoltaica a septiembre de 2010, de acuerdo con datos de la CNE

Fuente: REE; MITyC; CNE

# Regulación eléctrica en España



## Régimen Especial: nuevo Real Decreto-Ley en España

- RD-L 1/2012 establece una moratoria para nueva renovables e instalaciones de cogeneración en tanto en cuanto exista un déficit en el sistema
- No anticipamos impacto para GNF en la cartera de renovables en construcción o en proceso de aplicación en 2012
- GNF está analizando en detalle el desarrollo de su cartera de proyectos para el medio y largo plazo
  - Continuidad en el procedimiento de aplicación de la cartera de proyectos
    - Evitar vencimientos o pérdida de concesiones, permisos y garantías bancarias
    - Asegurar la posibilidad de beneficiarnos del nuevo marco una vez definido
  - Las inversiones en proyectos adjudicados recientemente se adaptarán a las nuevas condiciones

**GNF continuará cristalizando el valor de los proyectos eólicos internacionales actualmente en desarrollo**



## **Resumen de resultados 2011**

# Cuenta de resultados consolidada



| (€ millones)                             | 2011         | 2010         | Var. %      |
|--|--------------|--------------|-------------|
| Cifra de negocios                        | 21.076       | 19.630       | 7,4         |
| Aprovisionamientos                       | (14.074)     | (12.970)     | 8,5         |
| <b>Margen bruto</b>                      | <b>7.002</b> | <b>6.660</b> | <b>5,1</b>  |
| Gastos de personal, netos                | (858)        | (798)        | 7,5         |
| Otros gastos, netos                      | (1.499)      | (1.385)      | 8,2         |
| <b>EBITDA</b>                            | <b>4.645</b> | <b>4.477</b> | <b>3,8</b>  |
| Amortización/Depreciación                | (1.750)      | (1.716)      | 2,0         |
| Provisiones                              | (216)        | (238)        | (9,2)       |
| Otros resultados                         | 268          | 370          | (27,6)      |
| <b>Resultado operativo</b>               | <b>2.947</b> | <b>2.893</b> | <b>1,9</b>  |
| Resultado financiero neto                | (932)        | (1.015)      | (8,1)       |
| Participación en resultados de asociadas | 7            | 5            | 40,0        |
| <b>Beneficio antes de impuestos</b>      | <b>2.022</b> | <b>1.883</b> | <b>7,4</b>  |
| Impuestos                                | (496)        | (468)        | 6,1         |
| Minoritarios                             | (201)        | (214)        | (6,1)       |
| <b>Beneficio neto</b>                    | <b>1.325</b> | <b>1.201</b> | <b>10,3</b> |

# EBITDA por actividades

| (€ millones)                | 2011         | 2010                    | Variación   |              |
|-----------------------------|--------------|-------------------------|-------------|--------------|
|                             |              |                         | €m          | %            |
| <b>Distribución Europa:</b> | <b>1.676</b> | <b>1.657</b>            | <b>19</b>   | <b>1,1</b>   |
| Electricidad                | 710          | 672                     | 38          | 5,7          |
| Gas                         | 966          | 985                     | -19         | -1,9         |
| <b>Electricidad:</b>        | <b>823</b>   | <b>989</b>              | <b>-166</b> | <b>-16,8</b> |
| España                      | 669          | 841                     | -172        | -20,4        |
| Régimen Especial            | 140          | 133                     | 7           | 5,3          |
| Otros                       | 14           | 15                      | -1          | -6,7         |
| <b>Gas:</b>                 | <b>905</b>   | <b>777</b>              | <b>128</b>  | <b>16,5</b>  |
| Infraestructuras            | 256          | 258                     | -2          | -0,8         |
| Comercialización            | 649          | 519                     | 130         | 25,0         |
| <b>Latinoamérica:</b>       | <b>1.172</b> | <b>1.288</b>            | <b>-116</b> | <b>-9,0</b>  |
| Distribución electricidad   | 306          | 390                     | -84         | -21,5        |
| Distribución gas            | 621          | 635                     | -14         | -2,2         |
| Generación                  | 245          | 263                     | -18         | -6,8         |
| <b>Otros</b>                | <b>69</b>    | <b>-234<sup>1</sup></b> | <b>303</b>  | <b>-</b>     |
| <b>Total EBITDA</b>         | <b>4.645</b> | <b>4.477</b>            | <b>168</b>  | <b>3,8</b>   |

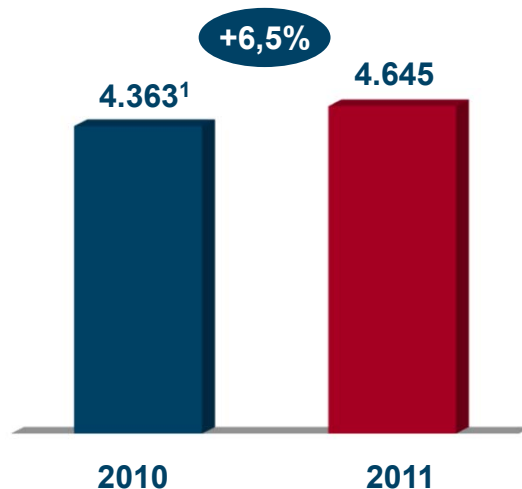
Nota:

<sup>1</sup> Incluye el efecto de los ajustes por no recurrentes que incluyen, entre otros, las provisiones adicionales registradas por los riesgos derivados del litigio con Sonatrach

# Evolución del EBITDA

## EBITDA comparable

(€ millones)



- El EBITDA comparable aumenta un 6,5% a pesar de las desfavorables condiciones:
  - Impacto adverso del clima suave
    - Menor demanda de energía
  - Mayores costes de combustible
  - Impacto contable del impuesto extraordinario en Colombia
  - Evolución desfavorable del tipo de cambio

**Un modelo de negocio sólido, con un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados de gas y electricidad, y una contribución incluso mayor y más diversificada de los negocios internacionales**

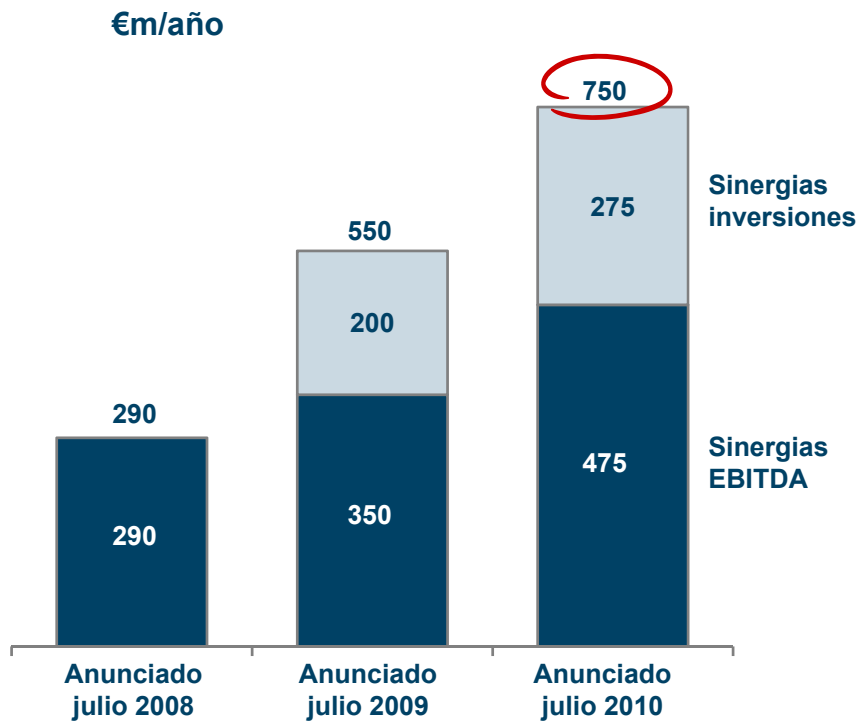
Nota:

1 Tras deducir €114 millones de desinversiones

# Sinergias

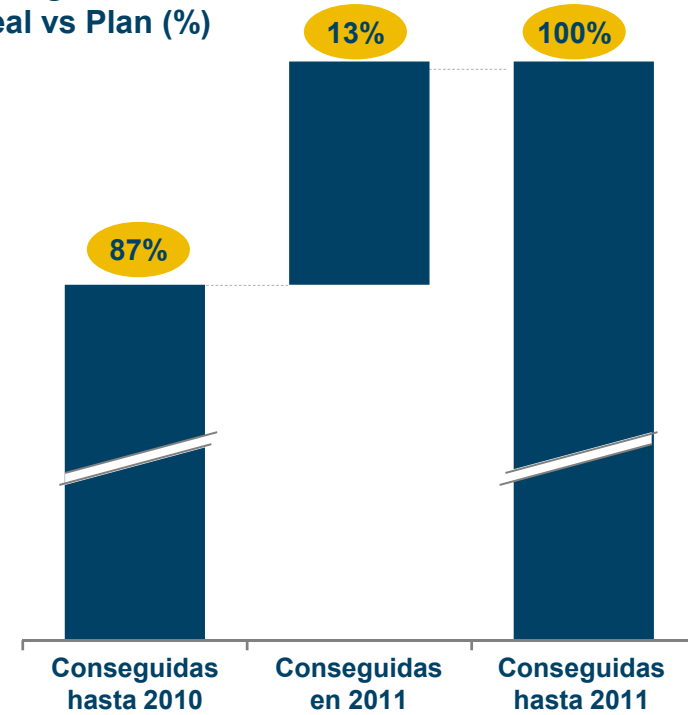


## Objetivos de sinergias para 2012



## Calendario de implantación

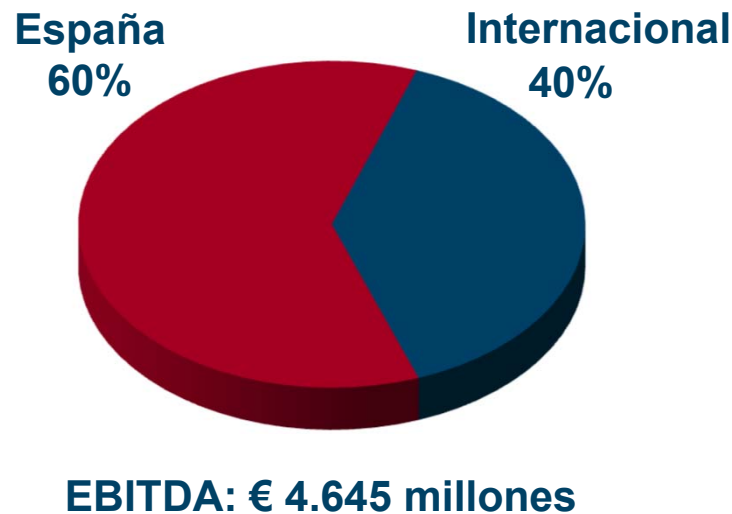
Sinergias anuales  
Real vs Plan (%)



**Objetivos alcanzados un año antes de lo previsto**

# Operaciones internacionales

## Reparto geográfico del EBITDA 2011



- Las operaciones internacionales contribuyen de manera significativa al crecimiento del EBITDA, aumentando un 10% en bases comparables<sup>1</sup>
- Aumento significativo de las operaciones internacionales de comercialización de gas
- Desarrollo continuo del negocio y aumento de la actividad en Latinoamérica

**Aumento continuo de la contribución de las actividades internacionales de acuerdo con el Plan Estratégico 2010-2014**

Nota:

<sup>1</sup> EBITDA, comparable tras deducir €114 millones de desinversiones y sin considerar el impacto fiscal no recurrente en Colombia



# Inversiones consolidadas

## Materiales e inmateriales



| (€ millones)                | 2011         | 2010         |
|-----------------------------|--------------|--------------|
| <b>Distribución Europa:</b> | <b>653</b>   | <b>588</b>   |
| Electricidad                | 357          | 329          |
| Gas                         | 296          | 259          |
| <b>Electricidad:</b>        | <b>211</b>   | <b>361</b>   |
| España                      | 181          | 286          |
| Régimen especial            | 30           | 75           |
| <b>Gas:</b>                 | <b>62</b>    | <b>67</b>    |
| Infraestructuras            | 42           | 47           |
| Comercialización            | 20           | 20           |
| <b>LatAm:</b>               | <b>329</b>   | <b>394</b>   |
| Generación                  | 47           | 149          |
| Distribución gas            | 149          | 108          |
| Distribución eléctrica      | 133          | 137          |
| <b>Otros</b>                | <b>151</b>   | <b>133</b>   |
| <b>Total</b>                | <b>1.406</b> | <b>1.543</b> |



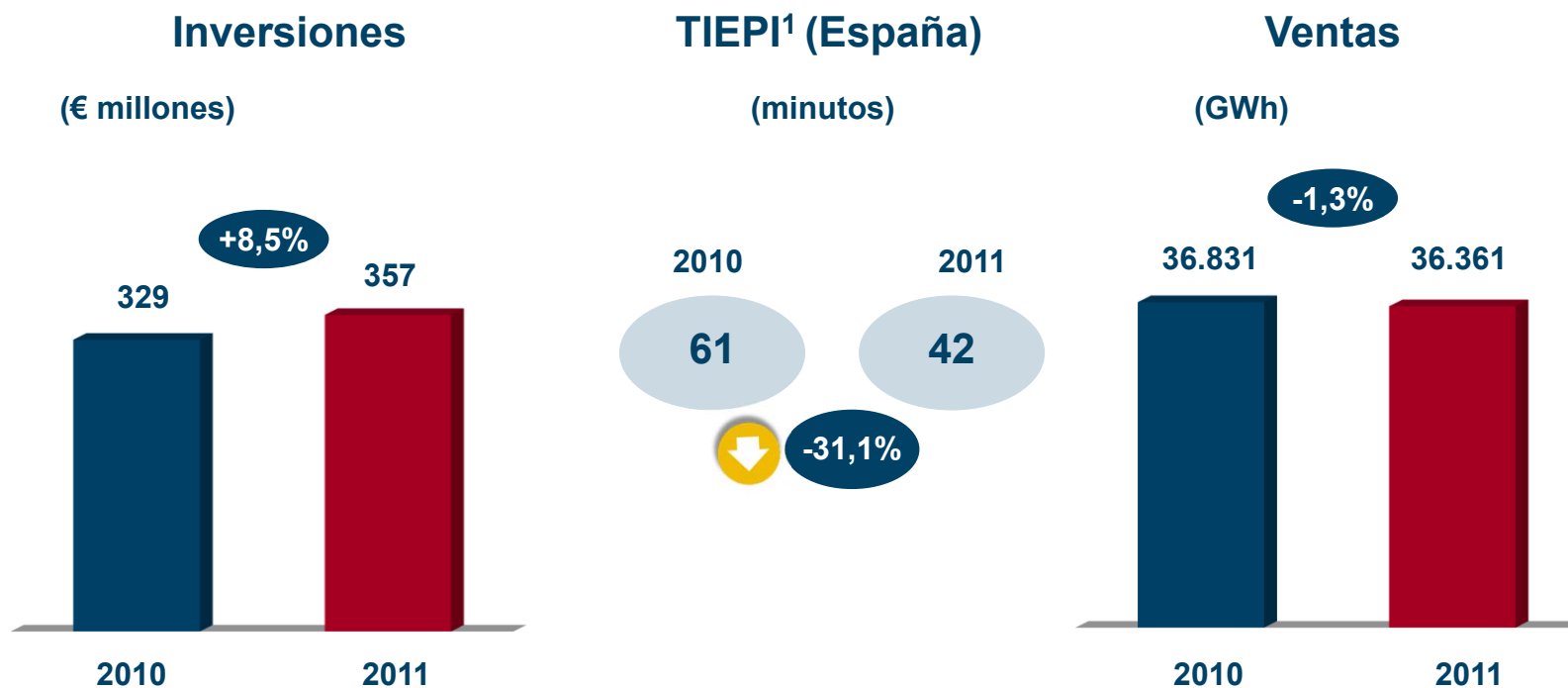
La disciplina financiera y la consecución de sinergias da lugar a un descenso del 8,9% en inversiones, enfocándonos en aquellas con mayor rentabilidad y períodos de retorno más cortos



## **Análisis de operaciones**

# Distribución Europa

## Electricidad



- Mejorando la calidad de servicio gracias a una política de inversiones adecuada y exitosa

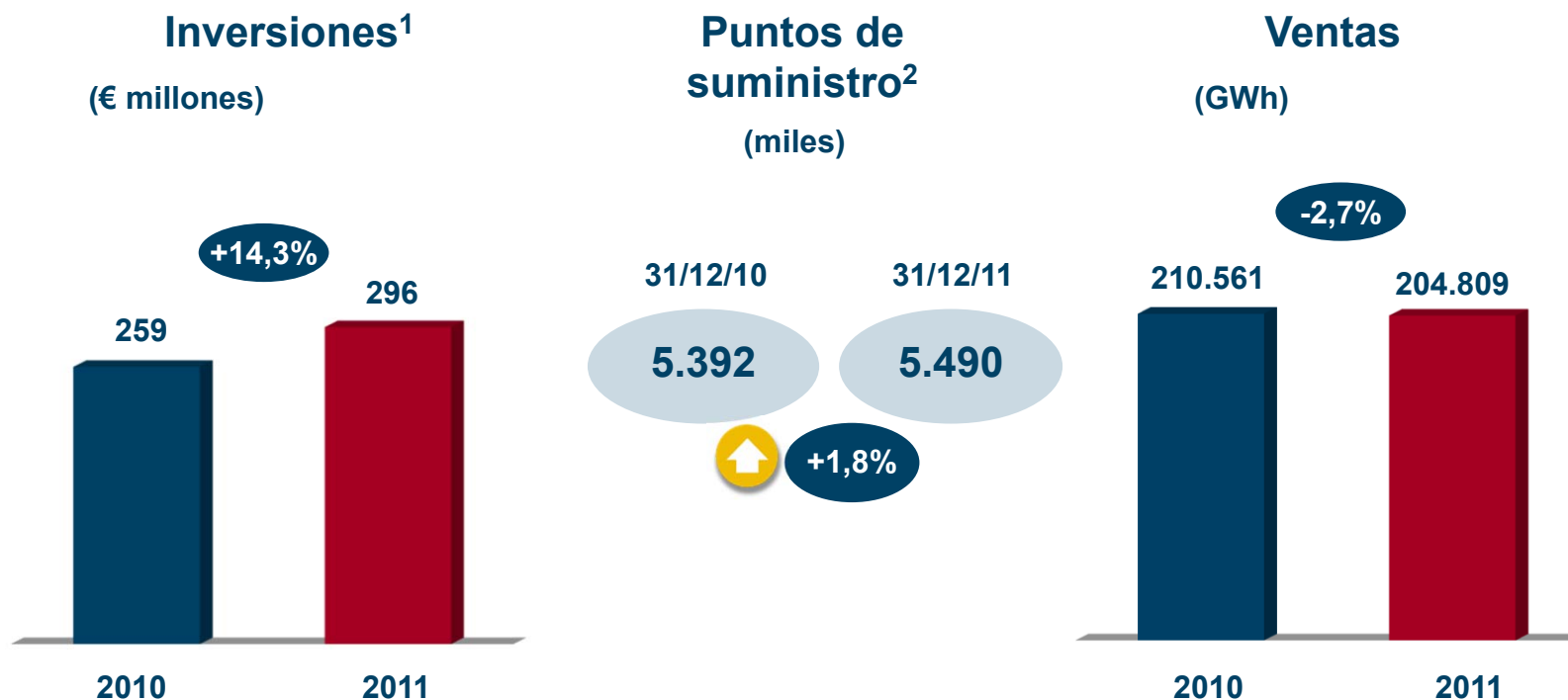
Remuneración en 2012 de €902 millones, en línea con lo previsto

Nota:

1 "Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada"

# Distribución Europea

## Gas



**Esfuerzo inversor centrado en la expansión de la red – principal impulsor del aumento de remuneración – gracias al bajo grado de penetración en España**

Notas:

1 Material e inmaterial

2 Datos comparables a 31/12/10 tras deducir las desinversiones de activos de Madrid realizadas en julio de 2011

# Déficit de tarifa de gas en España



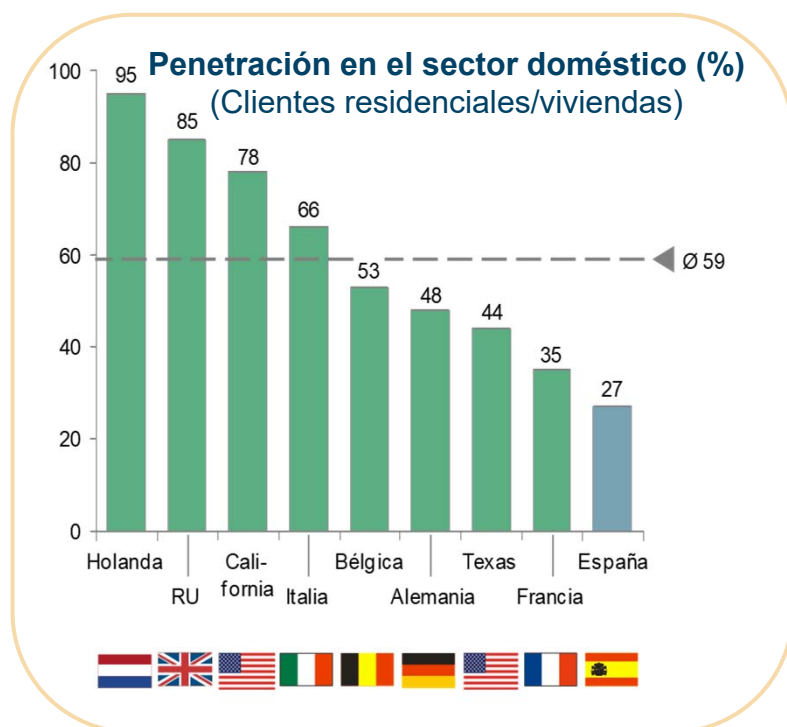
- En 2011 se han generado €210 millones de déficit entre los ingresos y costes del sistema, tras una menor demanda de gas derivada de la suave climatología y de la menor actividad industrial a consecuencia de la crisis
- Las tarifas de acceso se han incrementado un 4,35% en 1T12. Así mismo, las tarifas de acceso serán revisadas trimestralmente a partir de 2012, introduciendo por lo tanto la posibilidad de corregir con prontitud los desequilibrios que pudieran surgir
- Sin impacto esperado en distribución de gas
  - La actividad de distribución no genera déficit al sistema, siendo financieramente sostenible
    - Todos los nuevos clientes generan más ingresos que costes al sistema
    - Sustancial potencial de crecimiento en el negocio de distribución en España

**El déficit de tarifa gasista en España es coyuntural, no estructural, y puede ser fácilmente revertido**

# Actividad de distribución de gas

La actividad de distribución responde en su diseño retributivo a un criterio de eficiencia que ha permitido el crecimiento de una manera sostenible. Se debe potenciar, bajo su modelo actual, para seguir facilitando el crecimiento y generando nuevos ingresos

La penetración del gas natural en España se sitúa por debajo de la de la mayoría de los países Europeos. Hay camino que recorrer



El desarrollo de la actividad de distribución aporta ingresos netos al sistema gasista

Aportación al sistema de un cliente doméstico medio

+ Ingreso por peajes 180€

- Coste del sistema 110€  
(retribución distribuidor)

Contribución neta al sistema gasista 70 (€/cliente/año)

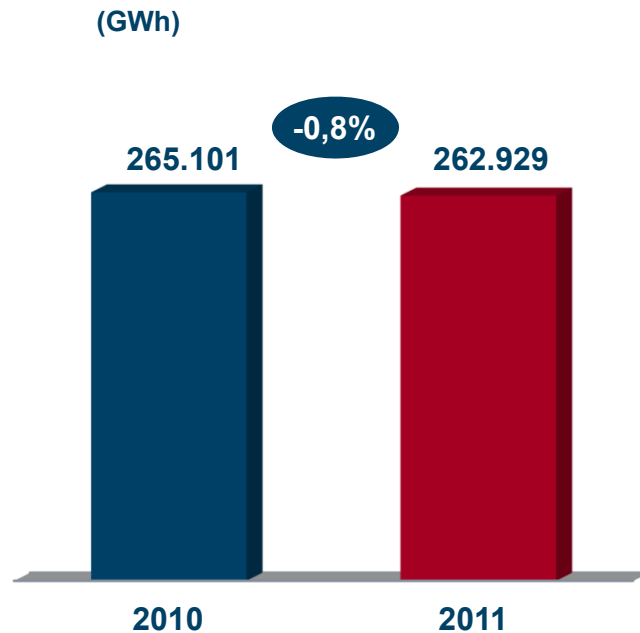
Hay que potenciar la distribución, pues genera ingresos netos al sistema y no requiere de más infraestructura básica relevante para seguir creciendo

# Energía

## Demanda de gas y electricidad

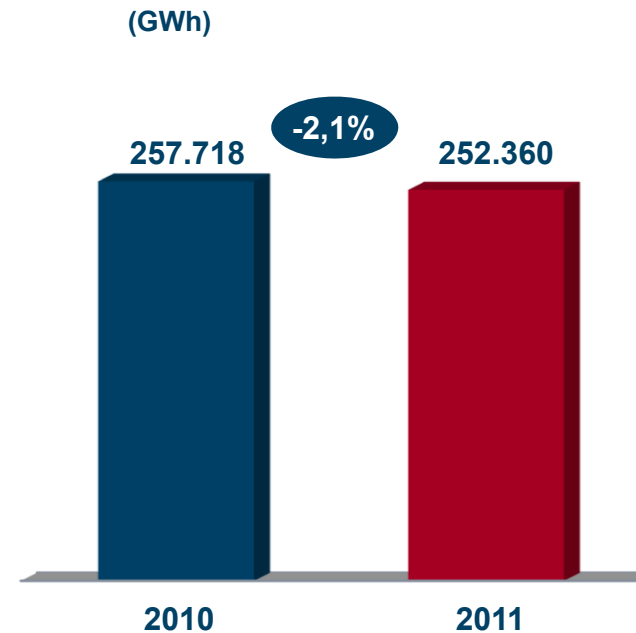


### Demanda de gas convencional en España



Fuente: Enagás

### Demanda eléctrica en España

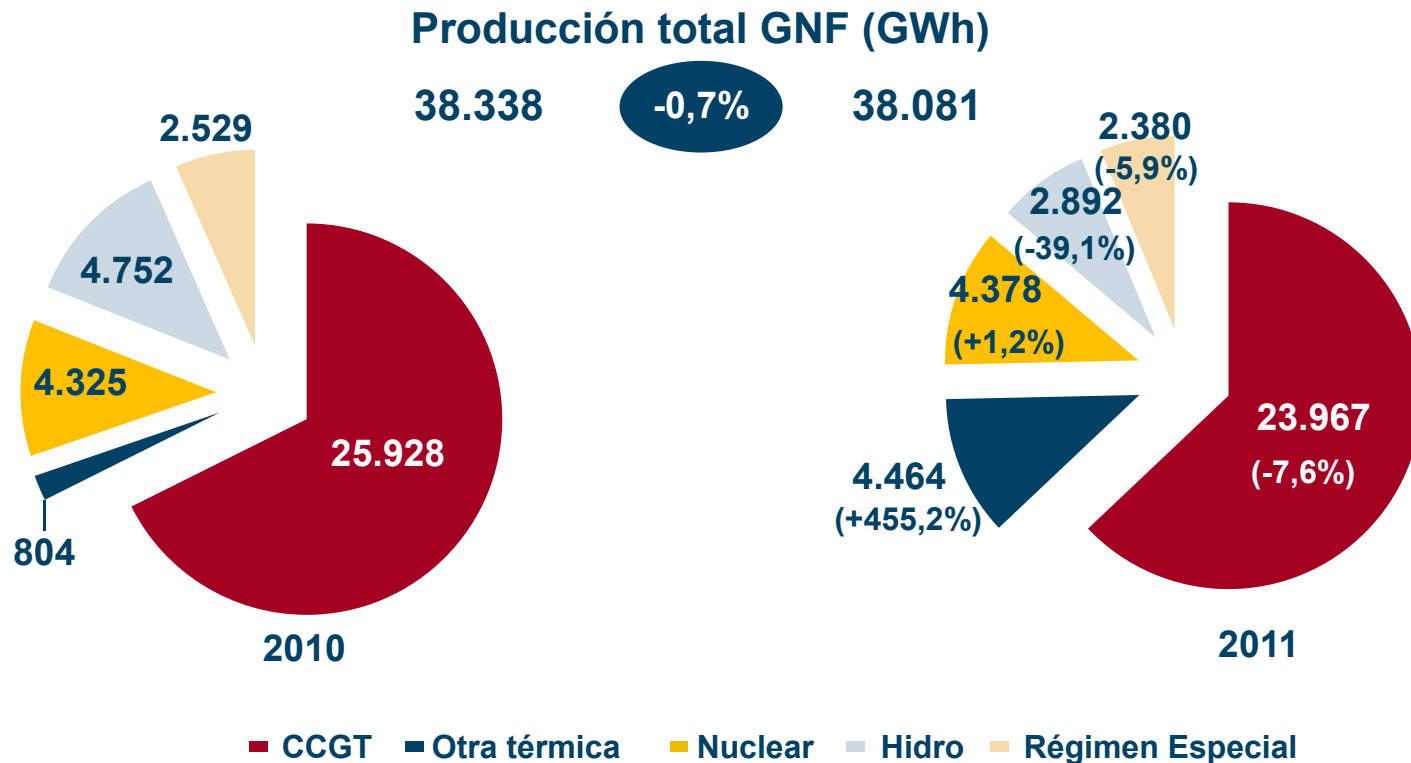


Fuente: REE

**Menor demanda energética en España fundamentalmente por la suave climatología en 1T y 4T 2011**

# Energía

## Electricidad en España



- La mayor producción con carbón compensa la menor producción del resto de tecnologías del Régimen Ordinario por la menor hidraulicidad y las desinversiones en CCC

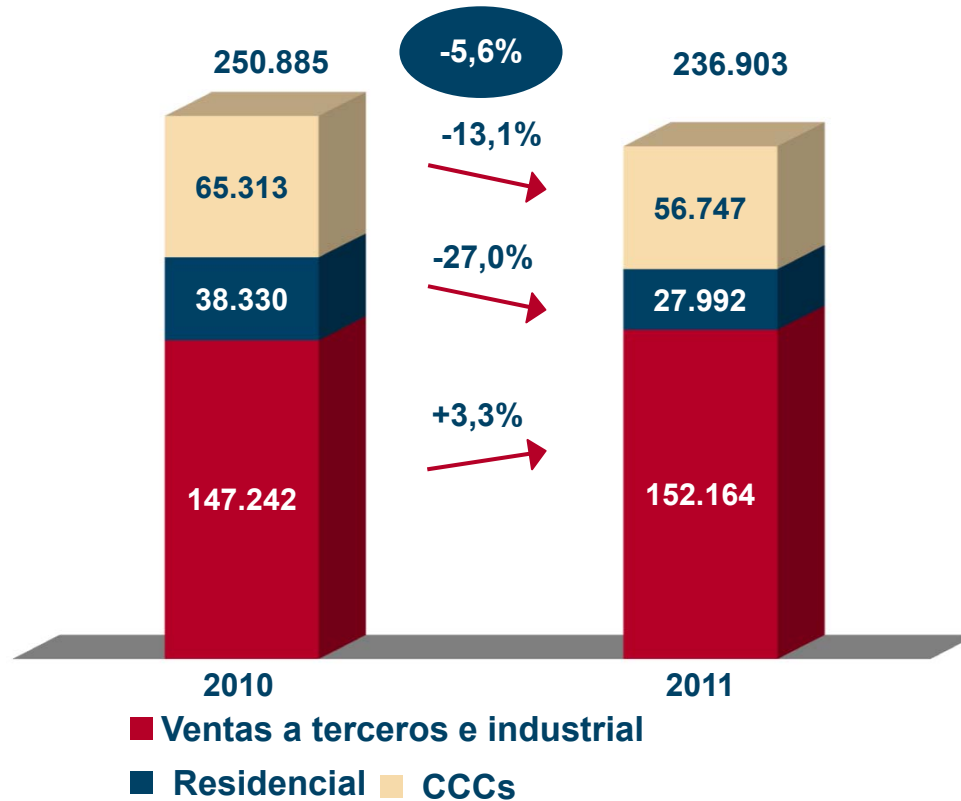
Menores ventas de comercialización consecuentes con la política de gestión del riesgo, buscando maximizar márgenes y optimizar tanto la cuota de mercado como la exposición al precio del *pool*



# Energía

## Comercialización de gas Iberia

### Comercialización de gas (GWh)



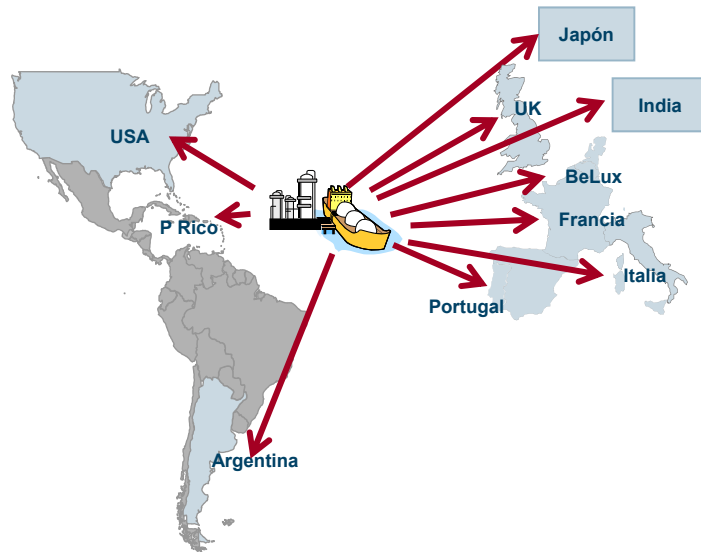
- Menores ventas residenciales por climatología más templada en 2011 y venta de clientes residenciales
- Caída de generación con CCC en 2011 supone menores ventas a este segmento
- Demanda soportada por las ventas a terceros e industrial

Beneficiándonos de una base de clientes equilibrada y bien diversificada

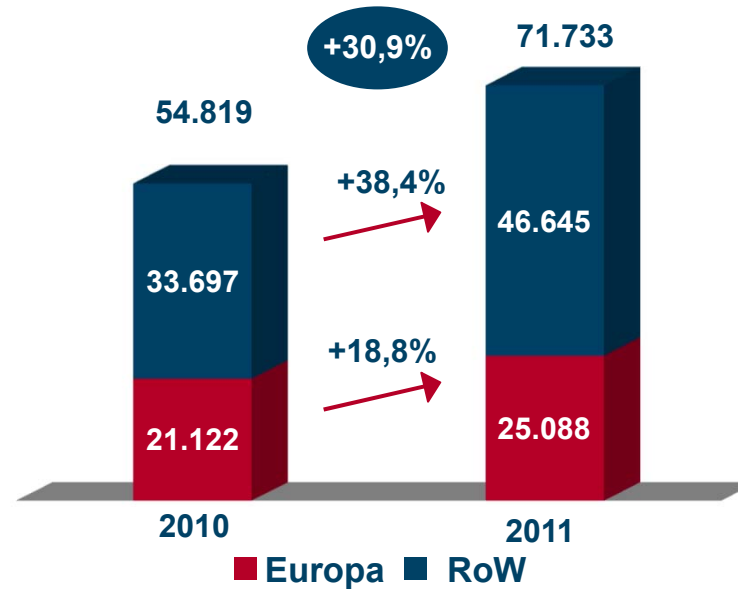
# Energía

## Comercialización de gas – Resto del mundo

### Mercados internacionales de GNL



### Ventas internacionales (GWh)



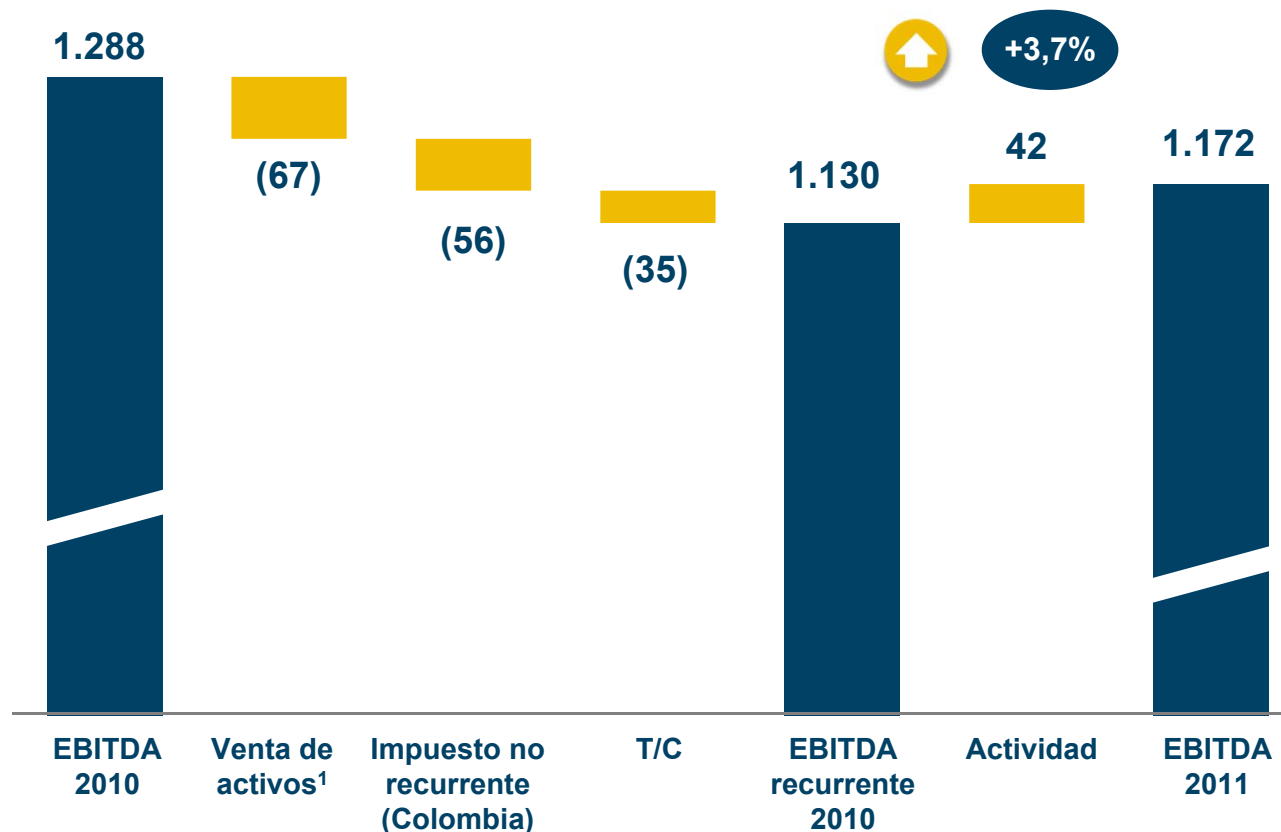
- Consolidando la posición en Europa con una cartera de clientes creciente en Francia, Italia, BeLux y Portugal
- Gestionar una flota de buques de GNL ha permitido una subida del 30% en las ventas a mercados no Europeos

Las ventas internacionales aumentan hasta el 23% del total (vs. 18% en 2010) reduciendo la dependencia del mercado español

# Latinoamérica

## Reconciliación del EBITDA

(€ millones)



**EBITDA recurrente crece un 3,7%**

Nota:

1 CCCs en Méjico y distribuidora de electricidad en Guatemala

# 6 Conclusiones

# Conclusiones (I)

**EBITDA crece +3,8% a pesar de las desinversiones**

**El beneficio neto crece +10,3%**

**La deuda neta se reduce -9,5% hasta €17.300 millones<sup>1</sup>**



**Mejor evolución de la cotización en 2011 entre las *utilities*<sup>2</sup> europeas (revalorización del 15,4%)**

**Continuidad de una política de remuneración al accionista atractiva: aumento del 10,7% en 2011 y opción de *scrip* en el dividendo complementario**

Notas:

1 €16.100 millones deduciendo el déficit de tarifa

2 Comparado con RWE, EDF, E.On, Suez Gaz de France, Endesa, Iberdrola, ENEL y EDP

## Conclusiones (II)

### En camino de la consecución de los objetivos 2012

|                         | 2012        |
|-------------------------|-------------|
| EBITDA                  | >€5.000m    |
| Beneficio neto          | ~€1.500m    |
| Deuda neta              | €15-16.000m |
| Deuda neta / EBITDA (x) | ~3x         |

- Atractiva remuneración al accionista, manteniendo la política de dividendos

Los resultados de 2011 refuerzan el compromiso de la compañía en la consecución de los objetivos del Plan Estratégico 2010-2014

---

# Gracias

RELACIÓN CON INVERSORES

telf. 34 934 025 897

fax 34 934 025 896

e-mail: [relinversor@gasnaturalfenosa.com](mailto:relinversor@gasnaturalfenosa.com)

Página web: [www.gasnaturalfenosa.com](http://www.gasnaturalfenosa.com)

