

**Diez propuestas para
alcanzar un mercado más y
mejor liberalizado**



**Santiago de
Compostela,
8 julio 2005**

Visión de Endesa para desarrollar el mercado mayorista español

Características del mercado más y mejor liberalizado propuesto por Endesa:

- Sin **posiciones de dominio ni ineficiencias**: restricciones, reserva, exceso de subvenciones al Régimen Especial
- **Mecanismos de formación de precios** sin distorsiones, con reglas claras y predecibles (legítima recuperación de CTC al margen del mercado)
- **Competencia** como “bandera”...
 - Mínimo número de horas en que algún agente sea imprescindible para cubrir la demanda
 - MIBEL, con 25 millones de consumidores, más de 80.000 MW de potencia instalada (en 2006) e índices HHI inferiores a 2.000
 - “Herramientas de mercado” al servicio de los agentes (i.e., mercado a plazo, transparencia de la información de mercado).
- **Esquema tarifario aditivo y suficiente**, basado en una señal de precios creíble y transparente y soportado por unos niveles de competencia y liquidez elevados

Principios inspiradores de la visión de Endesa sobre el mercado mayorista

- **Principio 1: “Eliminar posiciones de dominio en mercados estructuralmente no competitivos”** (restricciones y reserva)
- **Principio 2: “Eliminar ayudas injustificadas e ineficiencias en actividades reguladas relacionadas con la generación”** (garantía de potencia y Régimen Especial)
- **Principio 3: “Asegurar la inexistencia de distorsiones en la señal de precios mayoristas”** (medidas de monitorización y control, modificaciones en el mecanismo de liquidación de CTC y, como resultado, traslado de la señal de precios a la tarifa)
- **Principio 4: “Garantizar una estructura competitiva del mercado”** (integración en el MIBEL y creación de un mercado a plazo líquido)

Principio 1: “Eliminar posiciones de dominio en mercados estructuralmente no competitivos”

Medidas relacionadas con el principio 1:

- 1. Eliminar las distorsiones que se están produciendo en restricciones**, a través de:
 - Bien una aplicación extensiva de las posibilidades que ofrece el nuevo Real Decreto 2352/2004 de Restricciones Técnicas
 - O bien, si no fuera suficiente, del establecimiento de precios o “caps” regulados para una actividad manifiestamente no competitiva
- 2. Eliminar la posición de dominio actual en servicios complementarios (secundaria) de las centrales hidráulicas “embalsables”** –imprescindibles para cubrir la demanda–, a través de:
 - La optimización del nivel de la “banda de regulación secundaria” (aumento de la oferta térmica o reducción de la demanda) y
 - El establecimiento de contratos de venta de banda de regulación a largo plazo que permitan una gestión más transparente de la actividad

Descripción de la situación actual de la actividad de restricciones técnicas

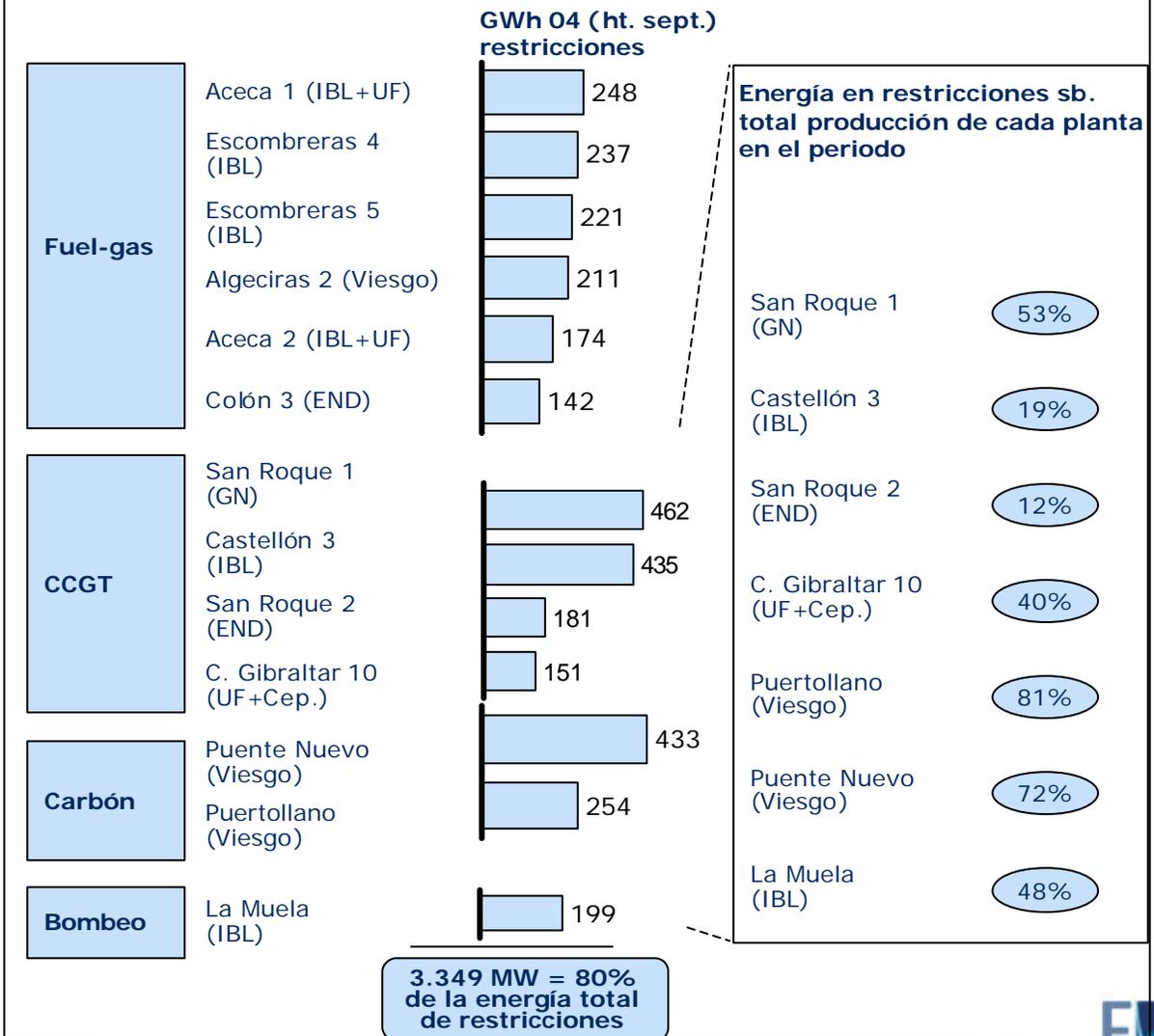
Cuadro 1

Plantas con más de 140 GWh en restricciones en enero-septiembre 2004

1 El 80% de la energía de restricciones técnicas está concentrada en 13 plantas

2 Se identifican CCGTs –e incluso carbón– en restricciones durante bastantes horas

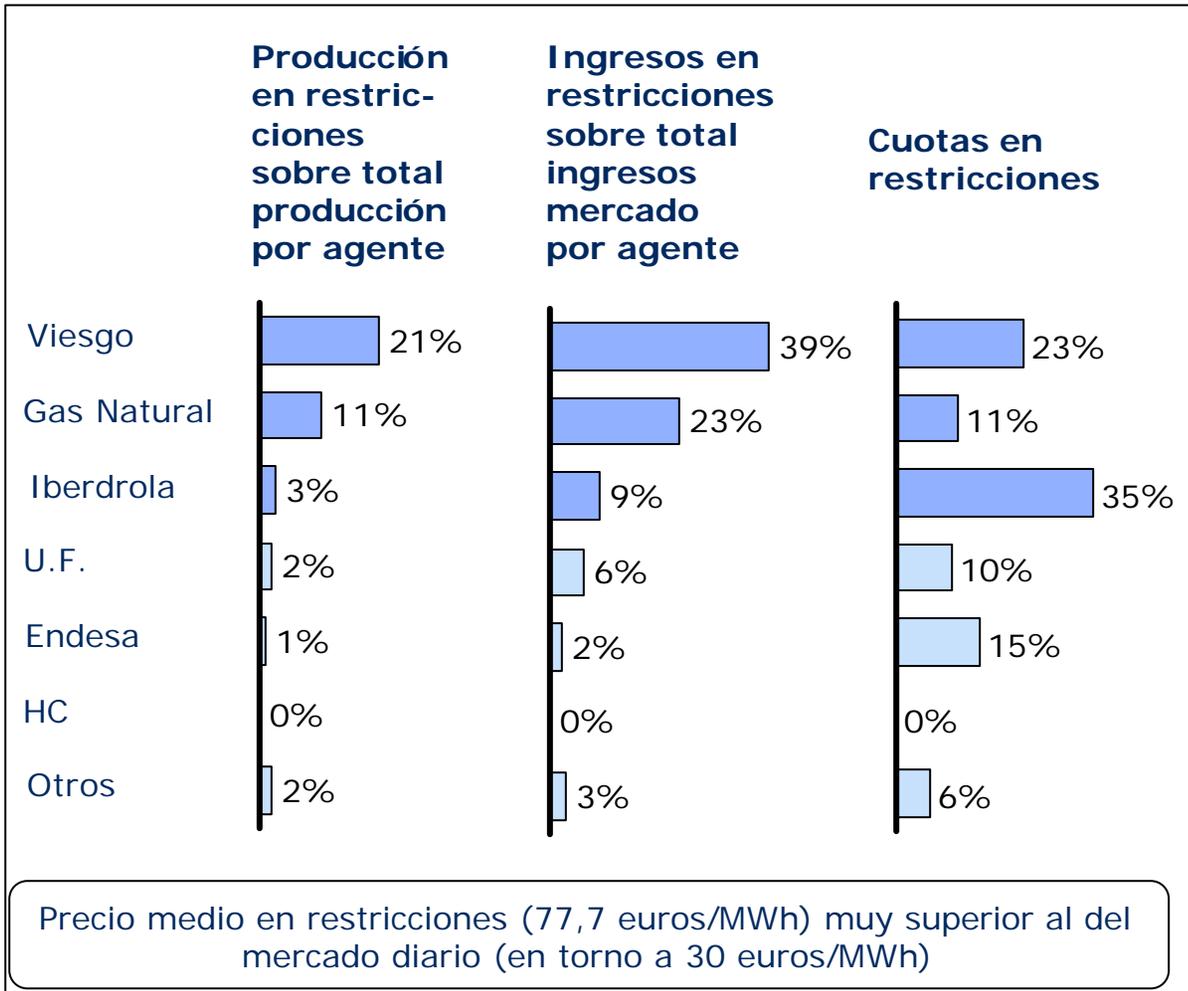
3 Hay plantas “gemelas” en manos de diferentes agentes con “estrategias” diferentes



Cuantificación de las distorsiones observadas en restricciones

enero-septiembre 2004

Cuadro 2



**Sobrecoste de estas distorsiones:
~242 millones de euros**

Alternativas para optimizar la oferta de reserva secundaria

Cuadro 4

Incremento necesario de la oferta de energía térmica para eliminar la "imprescindibilidad" de la energía hidráulica

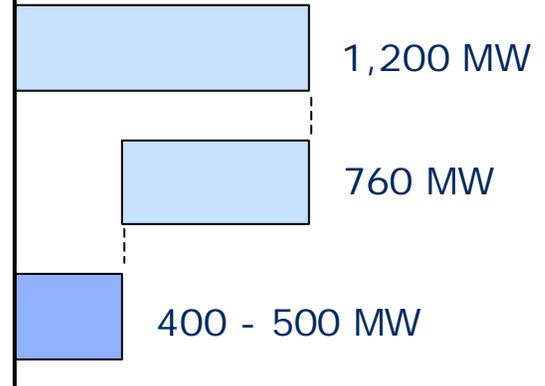
Demanda media de "banda de reserva"

-

Aportación de las tecnologías térmicas

=

Incremento necesario



Principales alternativas para lograr dicho incremento

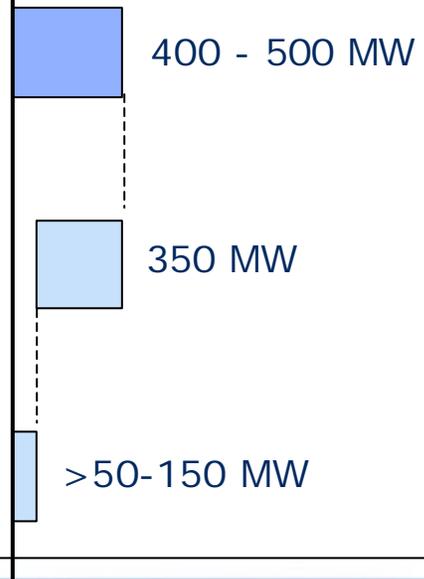
Incremento necesario

=

Incremento de la constante de tiempo (pasando de 100 a 150 segundos)

+

Nuevos CCGTs habilitados técnicamente para participar en "banda" (50-70 MW por CCGT)



Principio 2: “Eliminar ayudas injustificadas e ineficiencias en actividades reguladas relacionadas con la generación”

Medidas relacionadas con el principio 2:

3. **Establecer criterios de reparto de la garantía de potencia** que no subvencionen injustificadamente a las tecnologías que apenas aportan potencia firme cuando ésta es necesaria (i.e., capacidad disponible en punta por tecnología, “producible”...)
4. **Regular adecuadamente el Régimen Especial**, que ha dejado de ser una energía marginal y cuya regulación actual deja espacio para ineficiencias económicas muy relevantes:
 - Plan de desarrollo ordenado del parque
 - Eliminación de ineficiencias económicas del actual esquema retributivo (300-500 millones de euros/año)
 - Reglas claras para la cogeneración y el “todo-todo” (150 millones de euros/año)
 - Solución de la problemática operativa del Régimen Especial (asignación de responsabilidades de gestión, contribución a costes operativos de SS.CC., sobrecoste para los distribuidores, etc.)

Garantía de potencia –criterios de reparto alternativos adecuados

Cuadro 5

Reparto actual

Posibles criterios de reparto más alineados con la contribución real de las plantas al sistema

Criterio utilizado

Potencia neta instalada ajustada

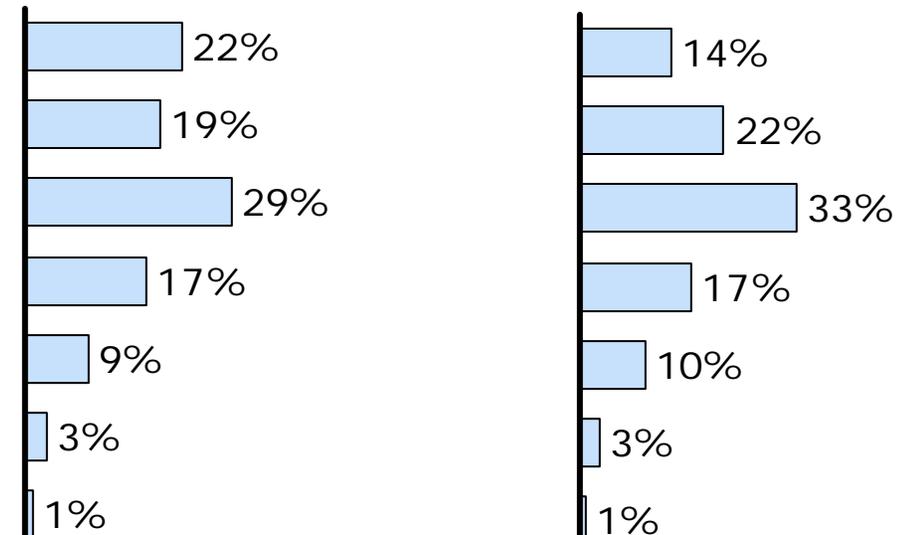
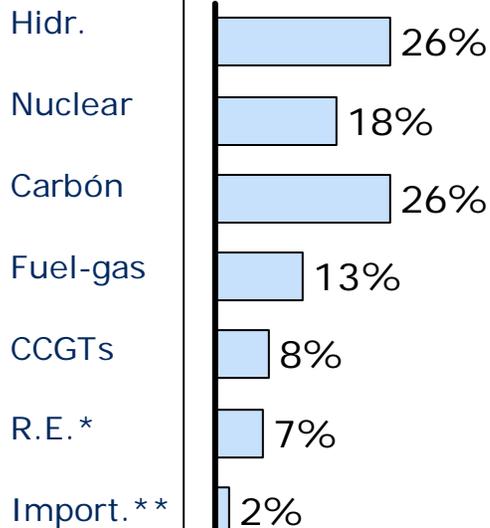
Capacidad disponible en punta (hora punta 2003)

Producción máxima al año ("producible" 2003)

Percentage

Percentage

Percentage



Resultado

El reparto actual no retribuye la capacidad real de cada central para aportar garantía de suministro

Existen otros criterios que sí retribuyen la capacidad real de cada central para aportar garantía de suministro –i.e., la capacidad disponible en punta o el "producible"

Principio 3: “Asegurar la inexistencia de distorsiones en la señal de precios mayoristas”

Medidas relacionadas con el principio 3:

5. **Desarrollar mecanismos adecuados de monitorización y control de precios** objetivos y conocidos “a priori” por todos los agentes
6. **“Desacoplar” totalmente el mecanismo de liquidación de CTCs del funcionamiento del mercado**
 - Concepto específico en tarifa destinado al pago del 80% de los CTCs iniciales, corrigiendo actuales desequilibrios en la recuperación
 - Esquema transitorio de contratos bilaterales financieros entre la generación con CTC y la distribución regulada a un precio prefijado que permita la recuperación del resto de CTC y, además, aumente la previsibilidad del coste de generación de cara a la determinación de la tarifa y mejore la situación actual de “imprescindibilidad” de algunos agentes en el mercado

Principio 3: “Asegurar la inexistencia de distorsiones en la señal de precios mayoristas” –cont.

Medidas relacionadas con el principio 3:

7. **Avanzar hacia un sistema de tarifa aditivo y suficiente**, sin “caps” de facto en precios mayoristas, que realmente represente los costes competitivos del sistema
 - Objetivo: evitar déficit sectoriales y aumentar la eficiencia energética
 - Necesidad de revisiones tarifarias frecuentes (e.g., cada 3 meses)
 - Tarifa integral vs. tarifa de acceso: no “competencia desleal”
 - No subvenciones cruzadas entre segmentos de clientes
 - Mínimo primer paso para garantizar la suficiencia: explicitar el sobrecoste del Régimen Especial en la tarifa

Ejemplos de mecanismos de monitorización y control del funcionamiento del mercado Italia y Estados Unidos

Cuadro 7

Indicador de cobertura italiano

Mide la cantidad de **energía no casada de cada agente sobre la energía total no casada del sistema** ponderado por el nivel de precios

$$\left(\frac{\text{Precio medio}}{500^*} + 0,6 \right) \times \left(\frac{A - B}{C - D} \right)$$

Indicador sobre las 1.000 horas de mayor precio de la FERC

Mide la **cuota de cada agente en la energía no casada** para tratar de determinar qué agentes están marcando precios

$$\left(\frac{A - B}{C - D} \right)$$

“Supply Margin Assessment” de la FERC

Mide la **“imprescindibilidad”** de cada agente para cubrir la demanda; es decir, si la **capacidad ofertada por un agente es mayor que la energía no casada** del sistema

$$\left(\frac{A}{C - D} \right)$$

- A = Cantidad ofertada por un operador en cada hora
- B = Cantidad vendida por un operador en cada hora
- C = Cantidad ofertada por el total sistema
- D = Cantidad demandada en el total sistema

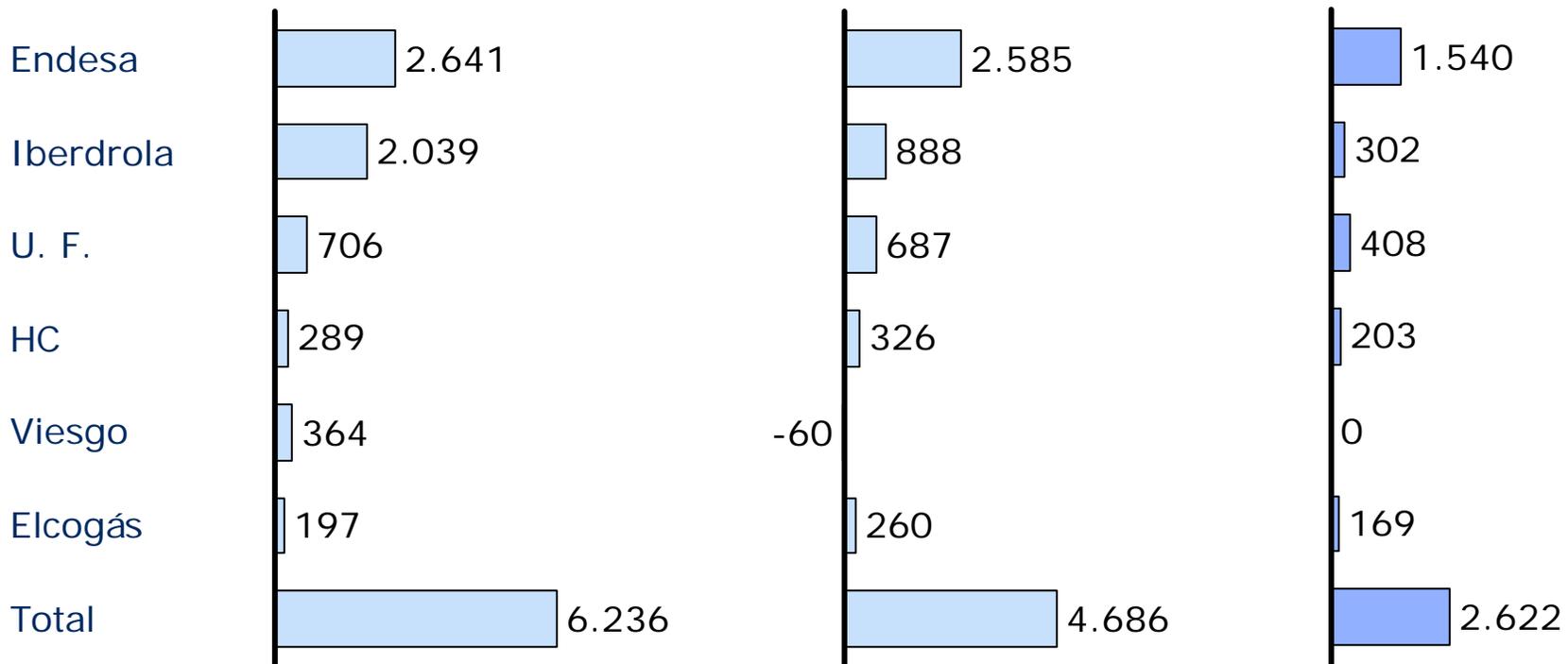
Equilibrio de los porcentajes de recuperación de CTC entre agentes al 80%

Cuadro 8

Cantidades recuperadas a 31/12/2004
Millones de euros de 2004

Cantidades pendientes a 31/12/2004
Millones de euros de 2004

Cantidades necesarias para igualar al 80%
Millones de euros de 2004



Según las previsiones de Endesa, existe espacio en la tarifa para realizar el pago de los 2.622 millones de euros, necesarios para equilibrar las posiciones de los agentes, entre 2006 y 2010-2011 (según cómo evolucionen otras variables)

Descripción del esquema de contratos bilaterales financieros propuesto por endesa –volumen de energía

Cuadro 9

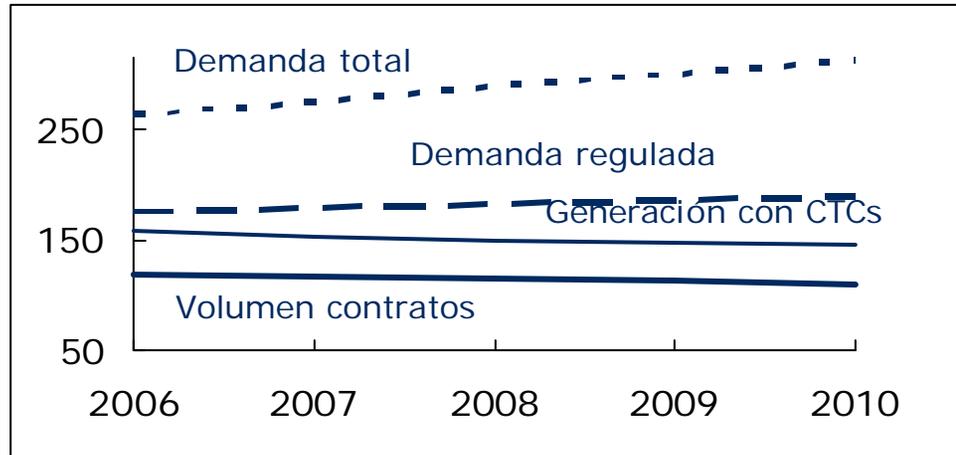
Descripción de los contratos

Concepto

Volumen

Creación de un **esquema transitorio de contratos bilaterales** entre generación con CTCs y distribución regulada a un precio prefijado que permita a todos los agentes la recuperación del 20% de CTCs restante con independencia del precio del "pool"...

Contratos bilaterales financieros –liquidación por diferencias



TWh	2006	2007	2008	2009	2010
• Generación con CTCs	158	153	151	148	145
• Demanda regulada	176	179	183	186	190
• Demanda liberalizada	86	95	104	113	122
• Volumen contratos	120	118	115	113	110

El volumen propuesto de contratos deja margen suficiente para no superar nunca a la demanda regulada incluso en escenarios de mayor liberalización

Impacto en tarifa de explicitar el sobrecoste del régimen especial

Cuadro 12

El sobrecoste asociado al Régimen Especial responde a intereses sociales y de protección del medio ambiente muy deseables pero que no deberían perjudicar al resto de actividades eléctricas

Propuesta

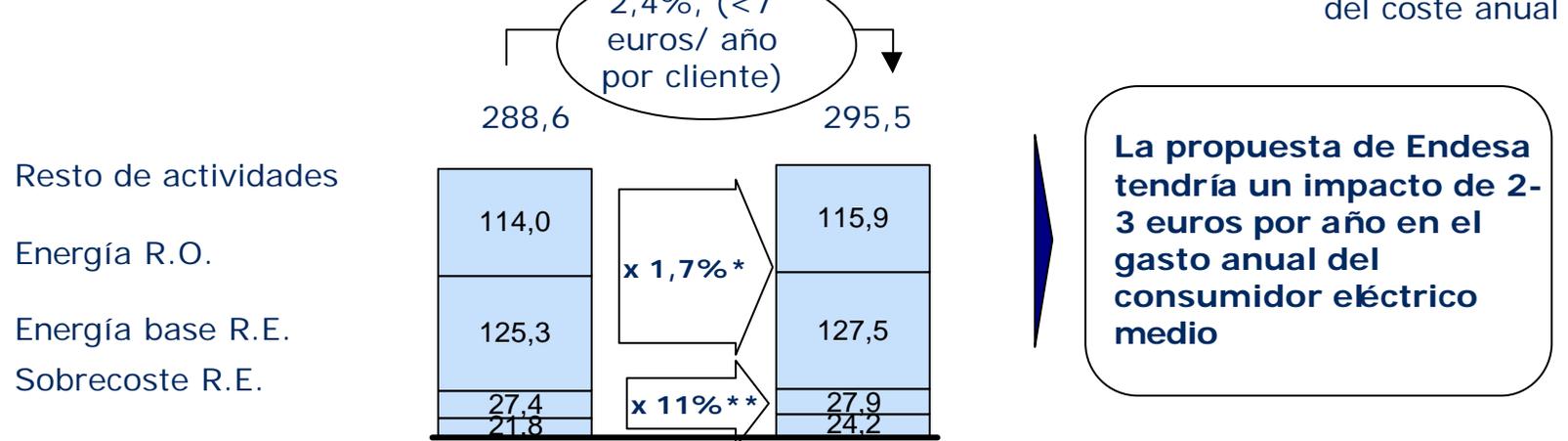
- Explicitar el sobrecoste del Régimen Especial como un concepto en tarifa
- Tratar dicho sobrecoste de forma separada a la hora de determinar incrementos tarifarios

Ventajas

- Evitar que el crecimiento del Régimen Especial tenga un impacto negativo sobre el resto de actividades eléctricas
- Aumentar la transparencia sobre lo que paga el consumidor final

Coste anual de la electricidad para el cliente doméstico regulado – simulación con sobrecoste del Régimen Especial explícito

Euros anuales



* Crecimiento de la tarifa media de referencia establecido en el Real Decreto de tarifas

** Evolución del sobrecoste del Régimen Especial estimado entre 2004 y 2005 –de 1.250 a 1.385 millones de euros

Nota: Cálculos realizados para el cliente doméstico regulado medio, con un consumo de 2,9 MWh anuales y una tarifa media de 99,5 euros/MWh

Principio 4: “Garantizar una estructura competitiva del mercado”

Medidas relacionadas con el principio 4:

8. **Mejorar la actual situación de “imprescindibilidad” de algunos agentes en el mercado** a través del esquema de contratos bilaterales financieros propuesto en la medida 6: con los contratos, el agente más imprescindible hoy pasaría a prácticamente no serlo

9. **Aumentar la liquidez del mercado maximizando la integración del mercado español con los mercados circundantes**
 - Entrada en el MIBEL
 - Mejora del uso de la capacidad de interconexión con otros países (mecanismos de mercado para asignar la interconexión con Francia, revisión del contrato REE-EDF, reforzamiento de capacidad con Portugal, Marruecos y, especialmente, Francia)

Principio 4: “Garantizar una estructura competitiva del mercado” –cont.

Medidas relacionadas con el principio 4:

10. **Crear un mercado a plazo** que permita la gestión de riesgos de los agentes, aumente la competencia (facilitando la entrada de nuevos comercializadores sin actividad de generación) y, en el futuro, sea una referencia de precios “incorporable” a la tarifa
 - Mecanismos de contratación homogéneos con los del resto de Europa, con el objeto de lograr liquidez
 - Alternativa para asegurar liquidez, actuar por el lado de la demanda reconociendo a la distribución el precio del mercado a plazo como un “pass-through”

Alternativas de creación de un mercado a plazo –formas de garantizar la liquidez suficiente

Cuadro 14

1.

Homogeneización, MIBEL interconexión

- Estandarización de procedimientos de operación y productos/servicios disponibles
- Otros (entrada en el MIBEL, introducción de mecanismos de mercado para asignar la capacidad de interconexión con Francia entre agentes...)



2.

Por el lado de la demanda (distribución)

- Reconocimiento del precio del mercado a plazo a la distribución como un "pass-through":
 - Para menos del 100% de la energía no sujeta a contratos bilaterales (e.g., 70-80%)
 - Precio a reconocer: media aritmética (no ponderada) de los precios del mercado organizado a plazo durante un período de tiempo relativamente largo, evitando así que la distribución regulada esté expuesta a riesgos de precios* y a comportamientos oportunistas de los distribuidores**



3.

Por el lado de la oferta (generación)

- ¿Obligación a la generación de vender parte de su capacidad/energía en el mercado a plazo (i.e., subastas de capacidad)?
- No es aceptable más que bajo las condiciones en que han tenido lugar en mercados como el francés o el belga, que a día de hoy no se dan en España (i.e., existencia de una curva "forward" anterior a las subastas, etc.)

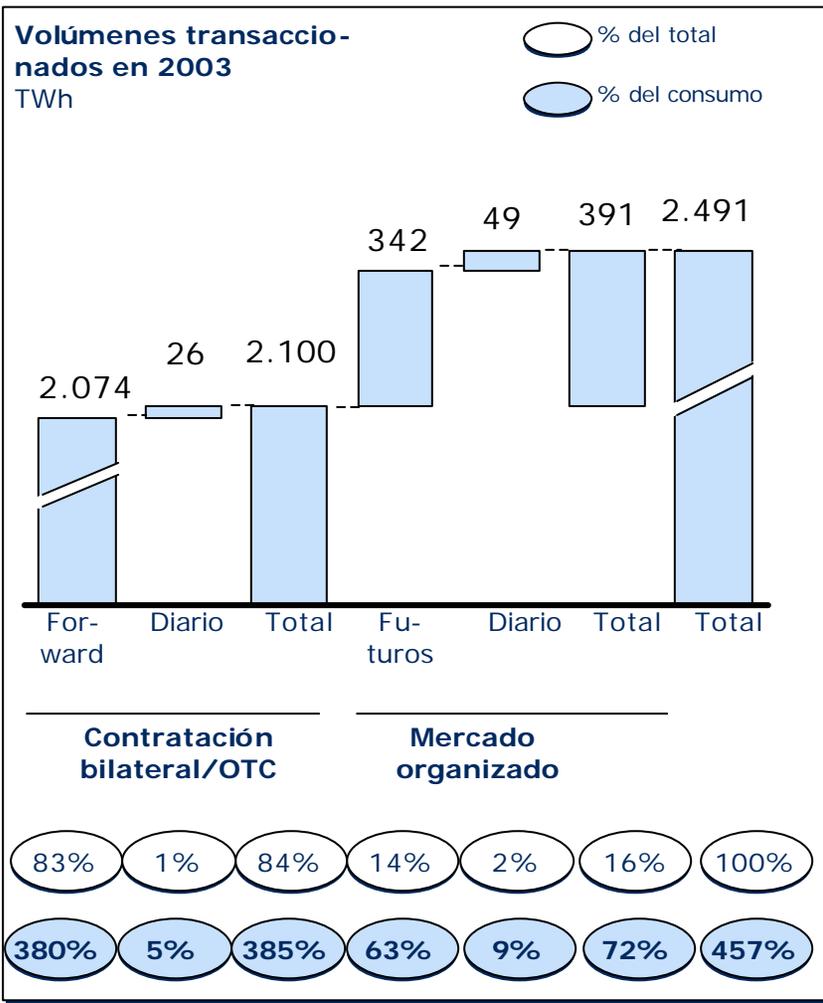


* Basta con que el distribuidor reparta uniformemente su compra total del período entre el número de días del mismo

** Los distribuidores podrían tratar de comprar energía a sus propios generadores a precios artificialmente elevados

Estándares centro europeos de contratación de la energía –ejemplo alemán

Cuadro 15



Características

Contratación bilateral/OTC muy desarrollada

Mercados organizados posteriores a la contratación bilateral/OTC

"Spot" (para equilibrar posiciones)

A plazo

Descripción

- Fuerte crecimiento desde la liberalización del mercado
- Índices de referencia (Platt's o GPI – Down Jones)
- Gestión del riesgo de crédito: contratos estándar (EFET), cámaras de compensación (i.e., la propia de EEX, etc.)
- EEX (European Energy Exchange) y LPX (Leipzig Power Exchange) nacen en 2000 y se fusionan en 2002
- En 2001, EEX lanza un mercado organizando futuros a plazo, que comienza a ganar volumen en 2002 al lanzar un nuevo producto basado en un índice conjunto EEX/LPX

Nota: el reparto de volúmenes negociados en la contratación bilateral/OTC entre diario y forward se realiza en función de los datos de 2002

"Este documento está basado en datos históricos, información estadística y estimaciones sobre hechos y circunstancias que pueden verse alterados por múltiples factores. Las apreciaciones contenidas en este documento pueden, legítimamente, no ser compartidas por terceros, incluyendo las autoridades regulatorias y de competencia, las cuales, además, podrían estar revisando o podrían hacerlo en el futuro los hechos y circunstancias reflejadas en el mismo u otros hechos y circunstancias que pudieran afectarles. Nada de lo referido en este documento pretende enjuiciar o calificar el comportamiento de terceros ni debe ser tenido en cuenta para adoptar ninguna decisión, de negocio, de inversión o de otro tipo, por lo que no asumimos ninguna responsabilidad por las apreciaciones o actuaciones de terceros basadas o motivadas en su contenido."

**Diez propuestas para
alcanzar un mercado más y
mejor liberalizado**



**Santiago de
Compostela,
8 julio 2005**