

CNE



España, “Integración energética. Mercados regionales e infraestructuras de interconexión en el marco de las iniciativas regionales”

**Joan Batalla Bejerano
Comisión Nacional de Energía (CNE)**

**XIII REUNION ANUAL IBEROAMERICANA DE REGULADORES
DE LA ENERGIA**

Cuzco, 19 al 21 de Mayo de 2009

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

Los objetivos de la política energética



(*) Satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas, y para ello es necesaria una gestión de todos los niveles de la sociedad y de sus economías, que preserve la riqueza presente y mantenga el entorno natural para las generaciones futuras“ (Término acuñado en la Comisión Mundial sobre Desarrollo y Medio Ambiente de 1987)

Situación actual de la Unión Europea

Seguridad de suministro

- ❑ La dependencia energética de la UE pasará del 50% actual hasta el 65% en 2030
- ❑ La dependencia del gas pasará del 57% al 84%
- ❑ La dependencia del petróleo aumentará del 82% al 93% en 2030

Sostenibilidad

- ❑ Con las políticas actuales en energía y transporte las emisiones de CO2 aumentarán un 5% para 2030 en la UE
- ❑ Las emisiones globales aumentarán un 55%

Competitividad

- ❑ Energía como factor de riqueza
- ❑ Los recursos existentes tienen costes altos
- ❑ Elevada correlación entre Producto Interior Bruto (PIB) y demanda energética

Plan de acción definido por la CE: líneas estratégicas



Mayor desarrollo mercado interior

Solidaridad y seguridad de suministro

Evolución del mercado de emisiones

Plan de eficiencia energética

Incremento uso de renovables

Estrategia tecnológica

Tecnologías para reducir CO2

Energía nuclear

Política exterior común

Seguimiento: Observatorio Energético UE

- ❑ Alcanzar un verdadero mercado interior de la energía es un **objetivo prioritario** de la Unión Europea (UE).
- ❑ La existencia de un mercado interior de la energía competitivo es un **instrumento estratégico** tanto para ofrecer a los consumidores europeos la elección entre distintos proveedores de gas y electricidad a precios equitativos como para permitir el acceso al mercado a todas las empresas, en particular a las más pequeñas y a las que invierten en energías renovables.
- ❑ Se trata, por otra parte, de garantizar un marco que facilite el funcionamiento del mecanismo de intercambio de derechos de emisión de CO2.
- ❑ La realidad del mercado interior de la energía se basa, sobre todo, en la **existencia de una red de energía europea segura y coherente y, por lo tanto, en las inversiones realizadas en las infraestructuras.**
- ❑ **Un mercado verdaderamente interconectado participa en la diversificación y, por lo tanto, en la seguridad del abastecimiento.**

Mercado Interior de la Energía: datos básicos

Proyecto de creación del mercado único de la energía.

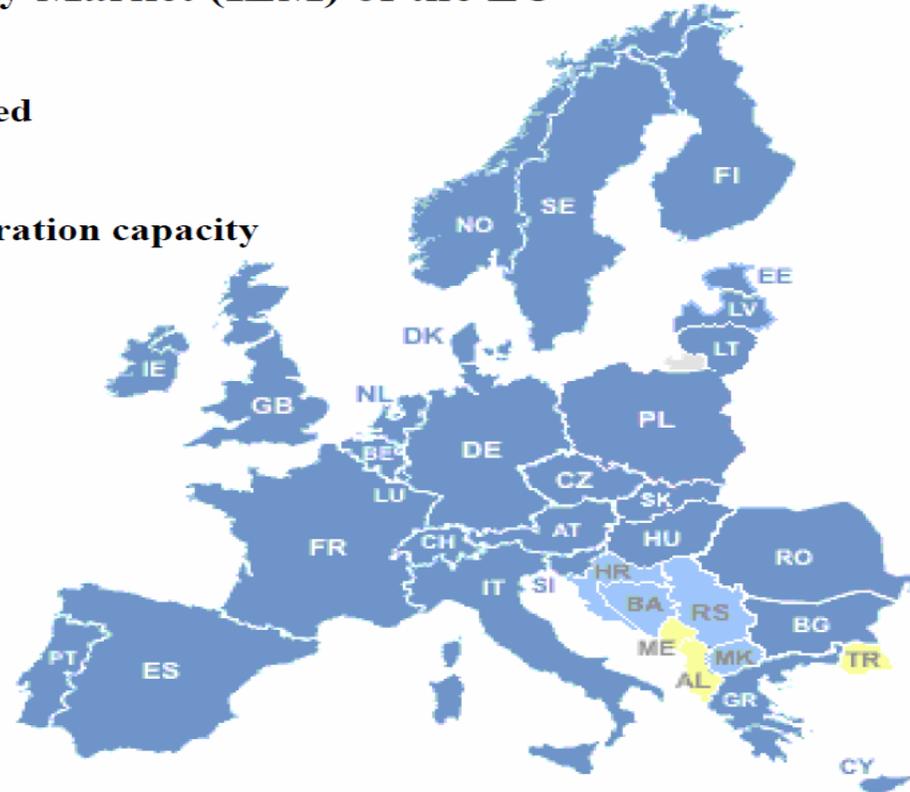
The Internal Electricity Market (IEM) of the EU

ETSO statistics:

490 million people supplied

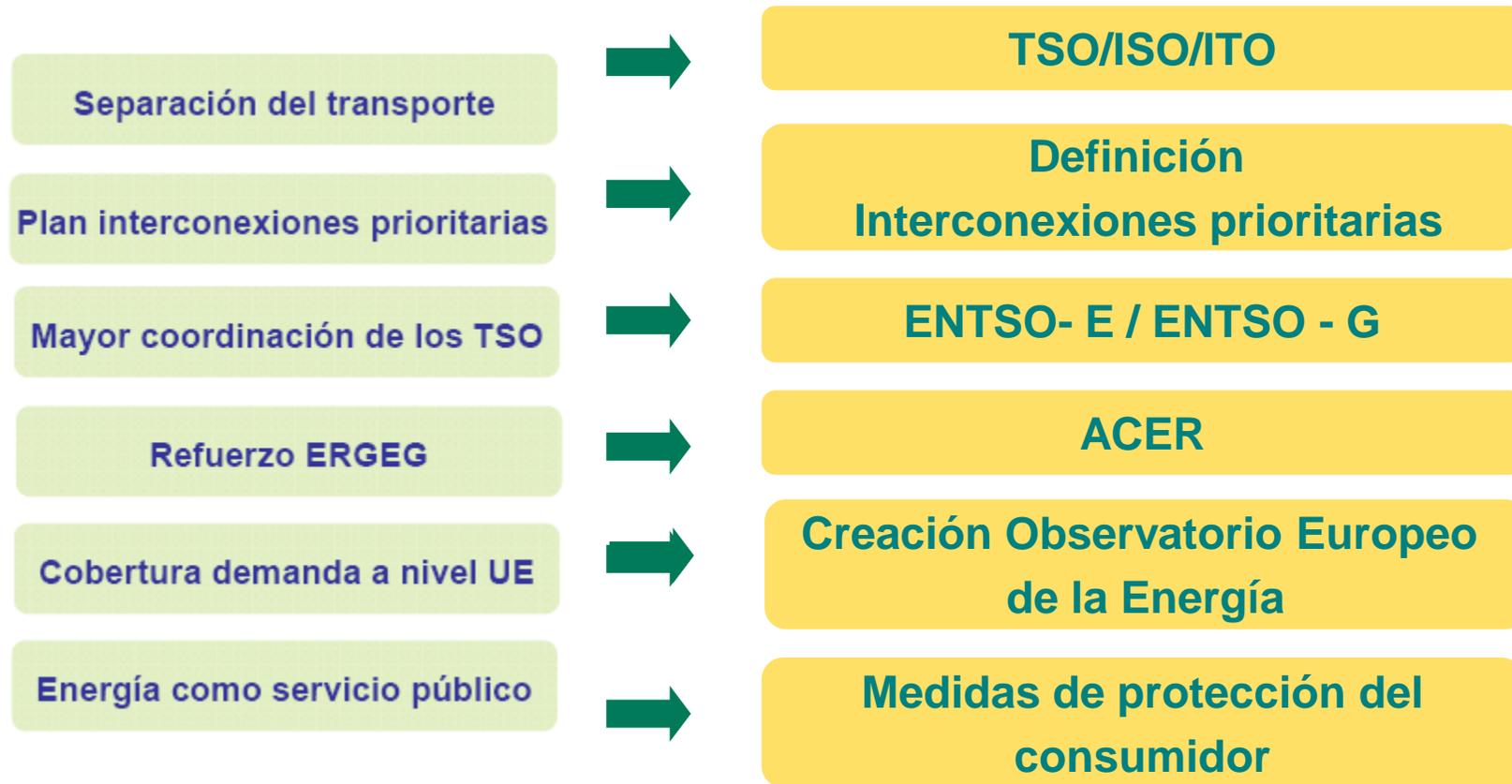
3200 TWh/year

741 GW of installed generation capacity



Fuente: ETSO

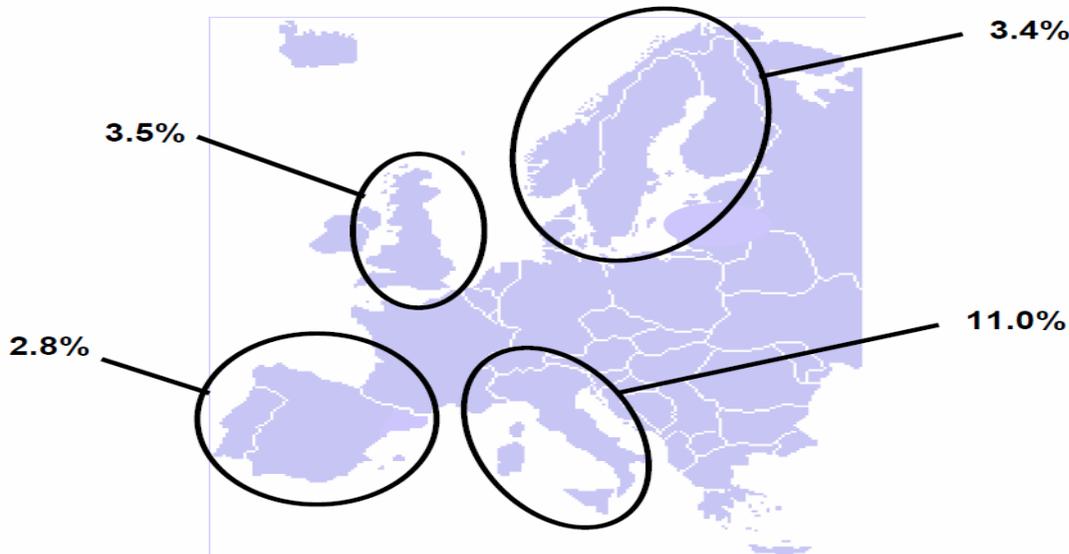
Mercado Interior de la Energía: aspectos más relevantes



Con independencia del modelo de sector eléctrico, la seguridad del suministro es fundamental en la prestación del servicio eléctrico

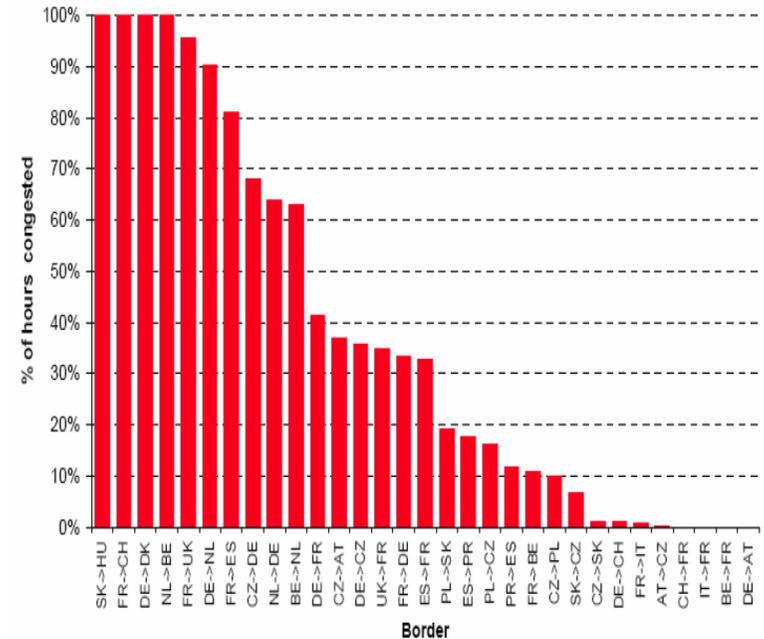
Mercado Interior de la Energía: situación y problemática (II)

... que se traduce en la existencia de zonas geográficas con un **reducido nivel de interconexión** y en **congestiones permanentes en determinadas fronteras...**



Ratios between interconnection capacity and peak load

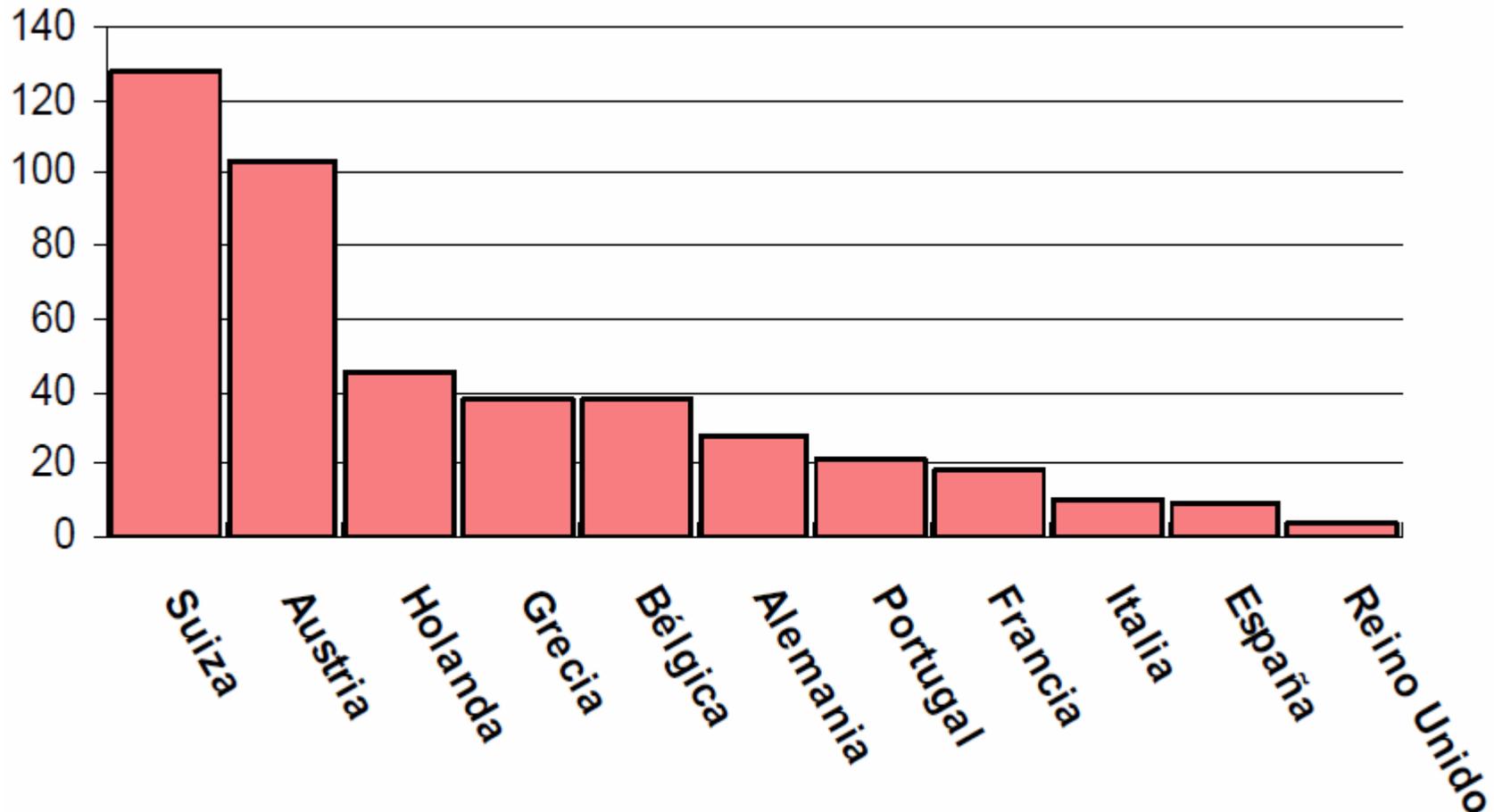
Fuentes: DGTREN, ESTO, Nordel y REE.



Fuente: EC sector Inquiry

Mercado Interior de la Energía: situación y problemática (III)

... con **reducido peso de la capacidad máxima de intercambio a la hora de cubrir la demanda punta** en determinados países



Mercado Interior de la Energía: situación y problemática (IV)



Capacidad de interconexión (invierno 2008-2009)

From \ To	ICNI	GB	MA	PT	ES	FR	BE	NL	LU	DE	DKw	DKe	NO	SE	FI	CH	IT	AT	SI	PL	CZ	SK	HU	GR	RO	HR	BA	RS	ME	MK	AL	BG	UA	LV	LT	EE	BY	RU	Maximum Export in MW					
ICNI																																												
GB	80	450																																										
MA					650																																							
PT					1300																																							
ES			900	1200		1400																																						
FR		2000			500		2200			2750						2300	995																											
BE						3200		2400																																		4700		
NL							2400			3850		700																														4700		
LU										500																																		
DE						2900		3900		500	1500	550	600	600	3200		1800		1700	4200																								
DKw										550			950	600																														
DKe										550				1300																														
NO											950			2300																														
SE											600	740	1700	2200	1850					100																								
FI															2050																													
CH						3200				1500							1810	470																										
IT						2650										4240		220	430																									
AT										2000						1200	85	650																										
SI															180	850																												
PL									1200				600																															
CZ									800																																			
SK																																												
HU																																												
GR																																												
RO																																												
HR																																												
BA																																												
RS																																												
ME																																												
MK																																												
AL																																												
BG																																												
UA																																												
LV																																												
LT																																												
EE																																												
BY																																												
RU																																												
Maximum Export in MW											1000	850				8000			600					500	1900																			

(1) Denmark West
 (2) Denmark East
 (3) European interconnector links from GB to NL, FR and LU
 (4) Depending on current situation in Germany
 (5) If the line is considered as a potential load response in case of a set of circumstances which are not foreseen in the market clearing (leading to high interconnector flows), the ITC flow has been reported by the market clearing
 (6) Conditions are listed in the north from the West to the East of Europe
 (7) This refers to the maximal value from GB to NL, BE and LU
 (8) ITC values should be considered separately, as not necessarily real-time
 (9) Separation of GB to E.U. links: France TGV, West Interconnector, Ireland, the I-EL, Ireland-Spain Transmission, (Ireland-France I-EL), (Ireland-Spain II)
 (10) Reported separately
 (11) Provided by South-France Italy-Moravia Interconnector
 (12) Separation of the market system in the region, if only provides values in the interconnector ITC links
 (13) This refers to the maximal value through DE, LU and SK
 (14) This refers to the maximal value through PL, UK, AT
 (15) This refers to the maximal value through FR, UK, AT

Fuente: ETSO

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

En el ámbito de las interconexiones todavía no está clara la hoja de ruta para la consecución del mercado único de la energía. El éxito en la consecución del mercado único de la energía dependerá de factores tales como:

- ❑ **Fomento de las inversiones en nueva capacidad de interconexión**
- ❑ **Uso óptimo de la capacidad de interconexión:**
 - Incremento en la capacidad de acceso y en el uso eficiente desde un punto de vista económico de la misma.
 - Seguridad en la gestión de la red.

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

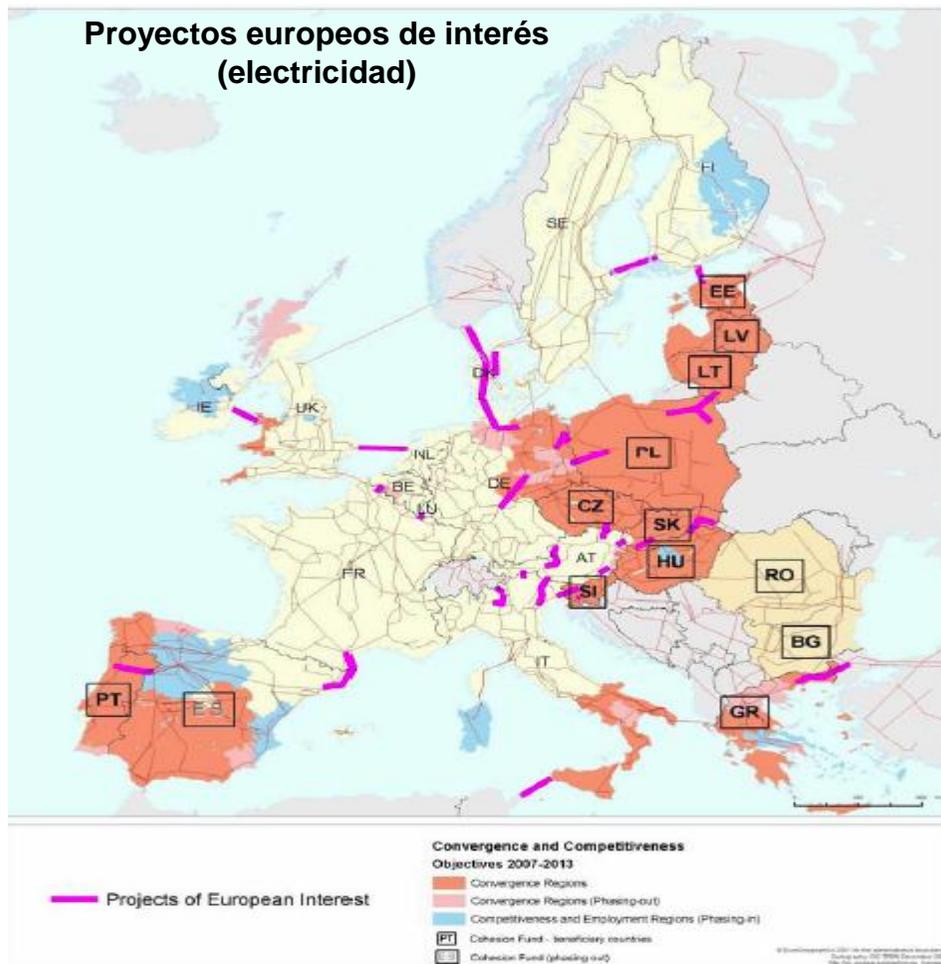
2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

Fomento de las inversiones: Plan prioritario de interconexión



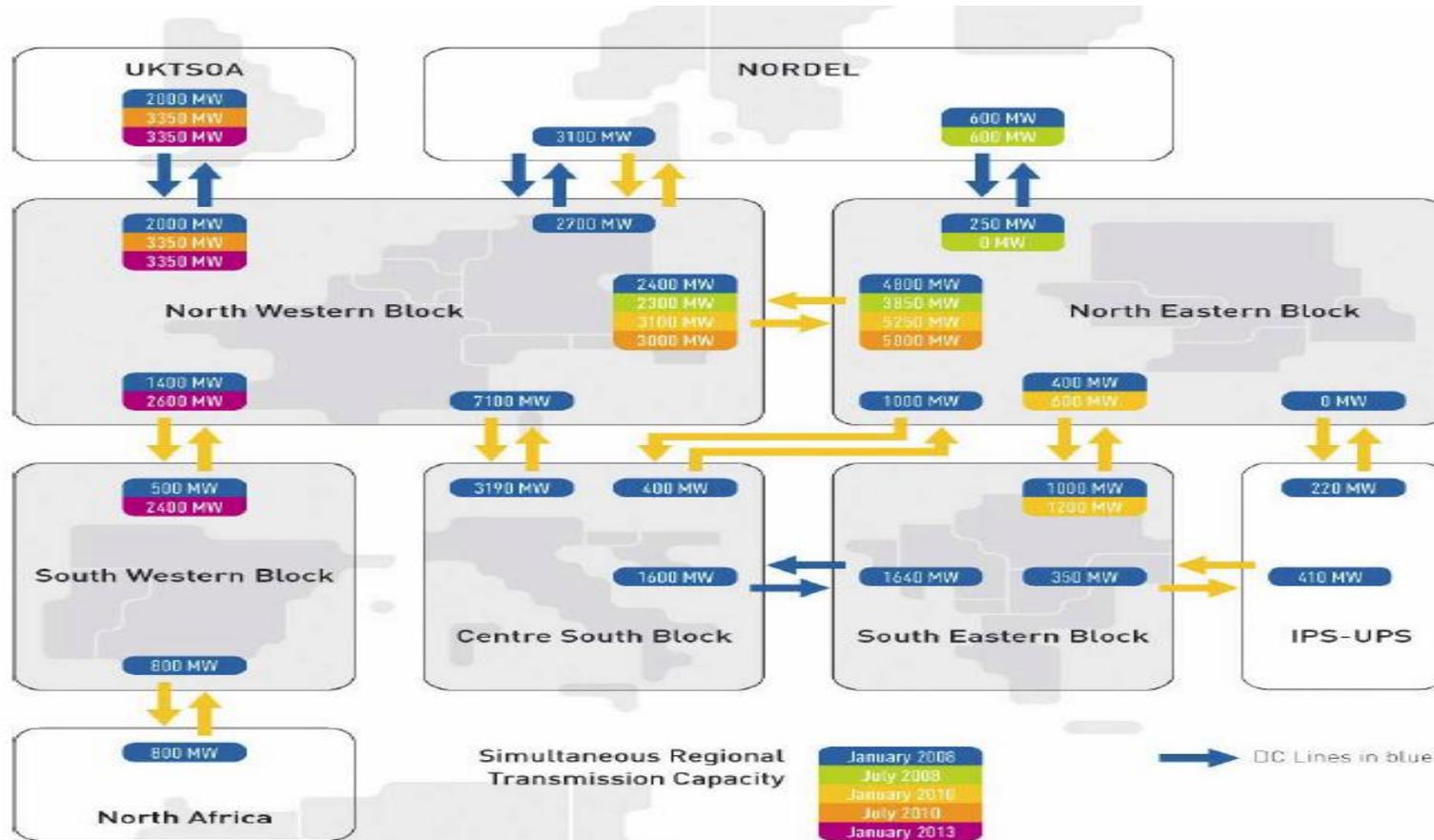
FUENTE: Comisión Europea. Plan prioritario de inversiones.

Plan prioritario de interconexión (PPI) (2007)

- Cantidades invertidas son muy bajas (200 M€* euros/año).
- Para alcanzar los objetivos de políticas energética europea habría que invertir, antes de 2013, un **mínimo de 30.000 M€*** en infraestructuras (6.000 en transmisión de electricidad).
- **Objetivos del PPI:**
 - ▶ Describe 42 proyectos de interés europeo en el ámbito de gas y electricidad.
 - ▶ Propone medidas específicas para la realización de los proyectos clave que sufren retrasos importantes, entre otras, designar coordinadores europeos y acelerar los procedimientos de autorización.
 - ▶ Propone medidas para facilitar un marco estable de inversión.
 - ▶ Financiación principalmente a cargo de los agentes económicos interesados. Fundamental garantizar un marco estable para la inversión que permita predecir el éxito de la inversión y que garantice unos rendimientos estables.
 - ▶ Complementariamente, financiación pública. Estudiar si el nivel actual es suficiente (20 M€/año).

Fomento de las inversiones: resultados esperados

- Previsión de capacidades de interconexión.



Fuente: ETSO

Fig. 4.1.1 Inter Regional Transmission Capacity Forecast

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática
2. Cuestiones a solventar:
 - 2.1. Fomento de las inversiones
 - 2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones**
 - 2.3. Otras cuestiones
3. Conclusiones

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

a) Modelos de gestión de las congestiones

b) Situación actual a nivel comunitario

c) Enfoque y estrategias comunitarias

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

Participantes del comercio y derechos de uso de las interconexiones

- ❑ Para la realización del comercio internacional es necesario determinar quienes tienen derecho a realizar transacciones a través la interconexión internacional de capacidad generalmente limitada.
- ❑ Capacidad de intercambio entre sistemas eléctricos interconectados tiene valor de mercado para Europa por ser un **recurso escaso**.
- ❑ En la UE se aplican una serie de mecanismos de asignación de capacidad de interconexión y resolución de congestiones

Congestión: “situación en la que la interconexión que enlaza redes de transmisión Nacionales no puede acoger todas las transacciones resultantes del comercio internacional entre los operadores del mercado, debido a la falta de capacidad”.

Cuestiones previas a resolver

Antes de abordar las posibles soluciones al problema de la gestión de las conexiones es necesario dar respuesta a dos cuestiones básicas:

a) **DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD:** *¿Qué volumen de capacidad de interconexión debe ser asignada mediante mecanismos de mercado?*

b) **ASIGNACIÓN DE LA CAPACIDAD:** *¿Mediante qué mecanismos debe ser asignada la capacidad transfronteriza?.*

Este aspecto debe ser analizado en tres horizontes temporales:

- DAY-AHEAD (DA) o CORTO PLAZO
- LARGO PLAZO
- INTRADIARIO (ID)

Determinación de la capacidad de transmisión disponible

- Flow-based methods
- NTC-based models
- (.../...)

Asignación la capacidad disponible

- Mecanismos no de mercado
- Mecanismos de mercado

Previsión de las congestiones

- Gestión técnica del sistema (OS)
- Mecanismos de redespacho

Mecanismos de asignación de capacidad y resolución de congestiones en la UE

Los diferentes mecanismos se pueden clasificar en:

- ❖ **No basados en el mercado:** la asignación de capacidad es fijada por un procedimiento administrativo.
- ❖ **Basados en el mercado:** asignación de capacidad a los usuarios que más estén dispuestos a pagar por ella (los que más la valoran). El precio de la capacidad de transmisión fijado, por ejemplo, como el coste de oportunidad del usuario marginal, el cual en un “mercado perfecto” debe igualarse al diferencial de precios entre los mercados de energía que participan de la interconexión

Principales metodologías de resolución de congestiones (I)

- ▶ ***Metodologías no de mercado***
 - ➔ Pro rata.
 - ➔ “First come, First serve”.
 - ➔ Por tipo de contrato (en general, priorización de contratos a largo plazo).
- ▶ ***Redespacho / “Counter trading”***
 - ➔ Fundamento: se determina un único precio para los dos mercados que se integran, lo que genera ofertas y demandas en ambos mercados que pueden no respetar la restricción de capacidad de interconexión entre ambos.
 - ➔ el OS contrarresta la congestión compensando económicamente a los agentes que obtienen un menor beneficio.
- ▶ ***Subastas explícitas***
- ▶ ***Subastas implícitas***
 - ➔ “Market coupling”
 - ➔ “Market splitting”.
 - Fundamento: existe un único mercado que, sólo en caso de congestión, se divide en áreas a cada lado de la congestión y se calcula un precio para cada área que hace que se resuelva dicha congestión (precio más bajo en la zona excedentaria de energía) .

Gestión de las congestiones: subastas explícitas (I)

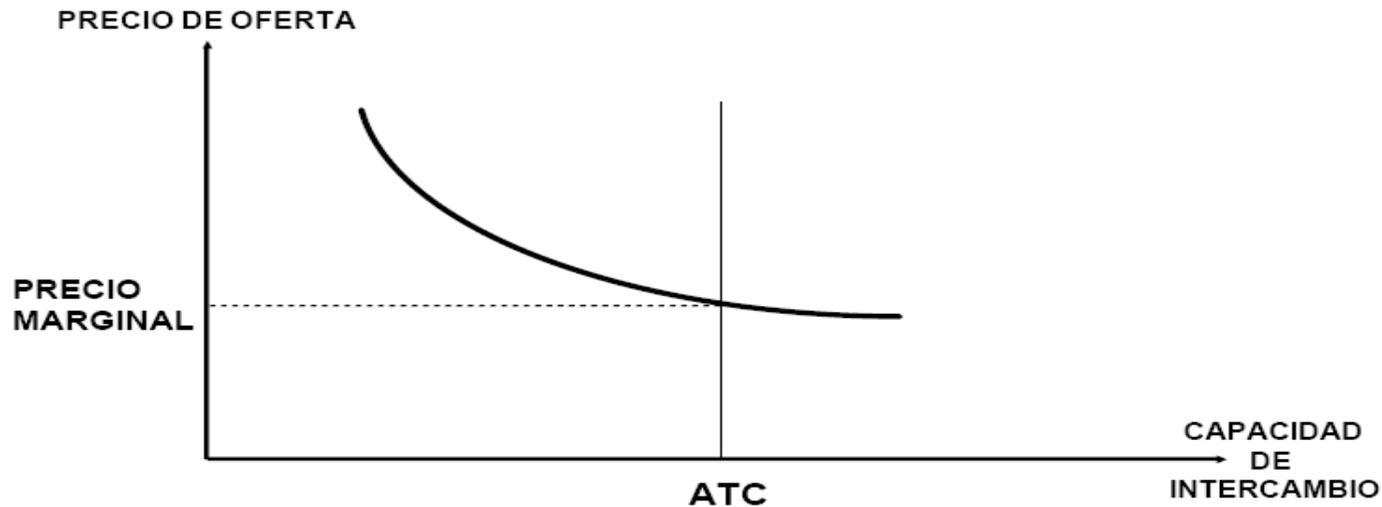
➤ Subastas Explícitas

- Derechos a utilizar la capacidad son asignados a los usuarios según el **valor de sus preferencias que se declara en la subasta**, en primer lugar se otorga capacidad a aquellos que más estén dispuestos a pagar por ella.
- El operador u operadores de los sistemas **en conjunto estiman la cantidad de capacidad de transmisión disponible (ATC)** en un determinado momento (año, mes, día, horas del día) y la ofertan a la subasta.
- Participantes de la subasta, una vez que conocen la capacidad disponible, deben declarar **cuánta necesitan y el monto que están dispuestos a pagar por la misma**.
- Estas ofertas (bids), son ordenadas de mayor a menor precio y **la capacidad se asigna empezando por la mejor oferta hasta que la misma se agote**.

Gestión de las congestiones: subastas explícitas (II)

➤ Subastas explícitas

- El precio que pagan los agentes por la capacidad obtenida es el de la oferta más baja asignada. Obligación de pago firme se use o no la capacidad.
- La asignación de capacidad se separa de la transacción en el mercado spot de energía.



➤ Subastas Implícitas

- Compraventa de energía en el mercado spot y subasta de capacidad se realizan en la misma operación: **“one-stop shopping”** o **mercados integrados de energía y capacidad.**
- Asignación de capacidad de interconexión se determina implícitamente en el mercado spot de energía de los países interconectados.
- Inicialmente se realiza un cierre o vaciado (casación) del mercado spot sin tener en cuenta las congestiones obteniéndose un precio global del sistema. Si no se detectan restricciones en la capacidad de interconexión: despacho sin restricciones con precio único para la región que comercia.

Gestión de las congestiones: subastas implícitas (II)

➤ Subastas Implícitas

- Si existe congestión se soluciona mediante **mecanismos de mercado**: se crean dos mercados spot a uno y otro lado de la congestión, y se realiza una casación (cierre entre oferta y demanda) en cada una de ellos ajustando los flujos de energía para que no excedan la capacidad máxima de intercambio entre ambas zonas.
- Los **operadores del mercado** resuelven de manera directa o iterativa, cuáles ofertas de energía desde un país al otro serán aceptadas, de forma tal de poder realizar la máxima cantidad de transacciones beneficiosas entre ambos países, sin exceder el valor de la capacidad disponible (ATC) existente en ese momento.
- **Los mercados** a cada lado de la congestión, **se vacían conjuntamente**, surgiendo diferentes precios para cada uno: **precios zonales en las diferentes áreas**.
- **Cargo por el uso de la interconexión o renta de congestión**: diferencia de precios zonales del área exportadora e importadora por el flujo total de energía entre las áreas.

Gestión de las congestiones: análisis comparado

● SUBASTAS EXPLÍCITAS

Descripción: Mecanismo de asignación a cualquier plazo en el que el TSO determina ex ante la capacidad, acepta las ofertas de potenciales compradores y la asigna a los que más la valoran.

Por este método se asigna exclusivamente capacidad.

▶ *Ventajas:*

- ➔ Basado en criterios de mercado.
- ➔ Proporciona predictibilidad al OS al producirse nominación con mayor antelación.
- ➔ Incentiva los bilaterales.
- ➔ No discriminatorio

▶ *Inconvenientes:*

- ➔ La energía puede fluir en sentido antieconómico.
- ➔ No optimiza la interconexión pudiendo quedar capacidad ociosa.

● SUBASTAS IMPLÍCITAS (market splitting (un único mercado); market coupling (varios mercados)).

Descripción: Mecanismo de asignación a corto plazo que consiste en hacer la casación del mercado sin tener en cuenta la capacidad. Si no hay congestión el resultado será el de la primera casación. Por el contrario, si hay congestión, se divide el mercado en las áreas de precios predeterminadas que son casadas separadamente resultando precios distintos.

Por este método se asigna capacidad y energía.

▶ *Ventajas:*

- ➔ Basado en criterios de mercado.
- ➔ Optimiza la interconexión.
- ➔ Mitiga los problemas de la posición dominante
- ➔ La energía fluye en sentido económico.
- ➔ Señales claras a largo plazo
- ➔ No discriminatorio.

▶ *Inconvenientes:*

- ➔ Exige buena definición de las zonas
 - Tanto precio como zonas.
 - Identificación de congestiones claras, estructurales y estables.
- ➔ Puede entorpecer los bilaterales.

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

a) Modelos de gestión de las congestiones

b) Situación actual a nivel comunitario

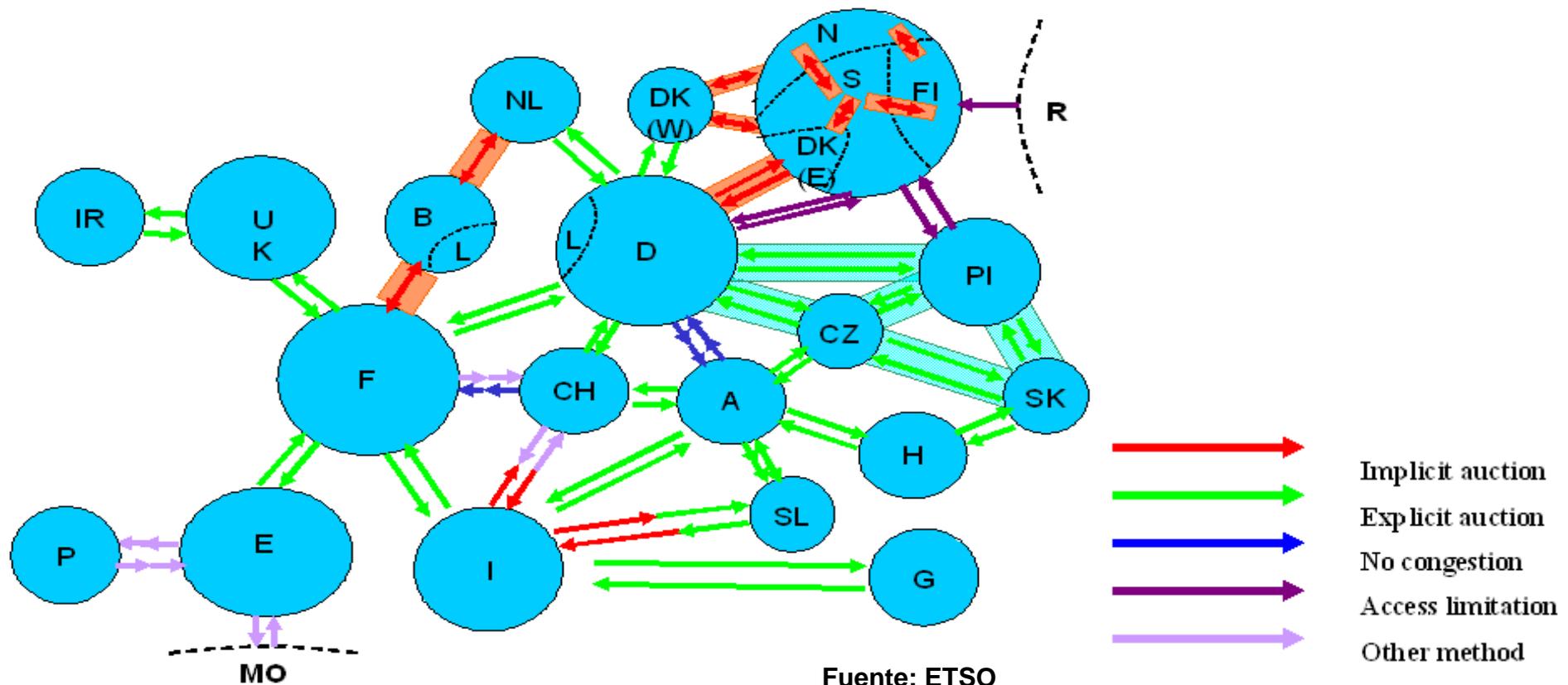
c) Enfoque y estrategias comunitarias

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

Gestión de las congestiones: mecanismos existentes a nivel comunitario

Mecanismos de resolución de congestiones en la UE en 2007 con un fuerte predominio de subastas explícitas por razones históricas



Gestión de las congestiones: experiencias existentes

Diferentes modelos de gestión de las congestiones a nivel europeo

Figure 8 Market Regions where implicit auctions are established.

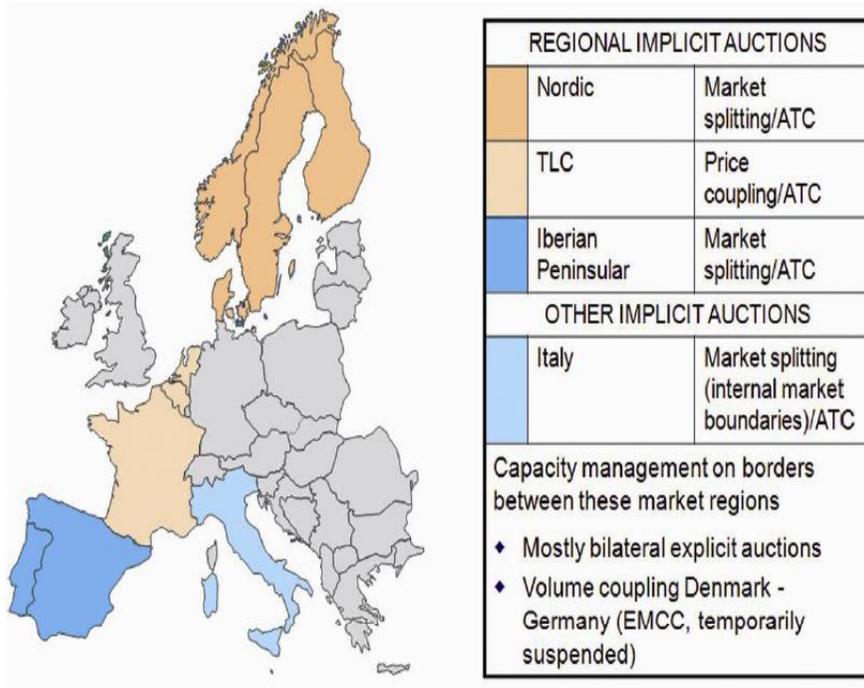
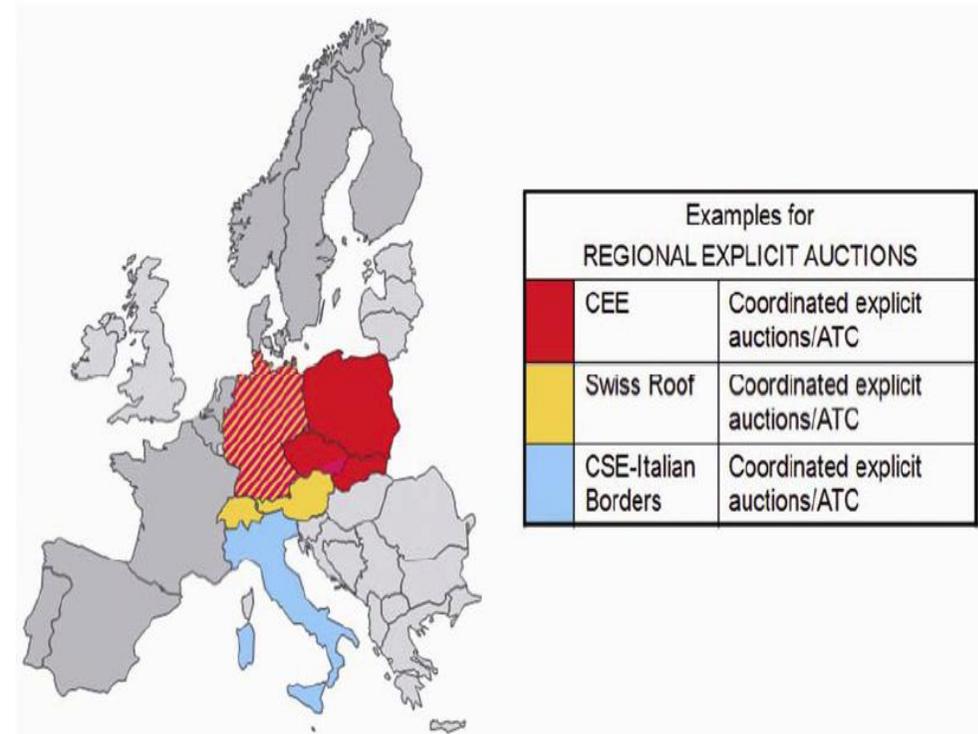


Figure 9 Borders with coordinated regional explicit auctions.



INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

a) Modelos de gestión de las congestiones

b) Situación actual a nivel comunitario

c) Enfoque y estrategias comunitarias

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

Gestión de las congestiones: posibles aproximaciones

Need for centrally driven EU-initiative	High-level strategy	Implementation Approaches
HIGH	'TOP DOWN'	Imposed by new EU legislation
HIGH to MED		A more formal and coordinated (European) approach to the above, via the establishment of market codes and rules (potentially binding) supporting market integration such as envisaged in the EC's 3 rd package proposals;
MED to LOW	'BOTTOM UP'	Developments facilitated by TSOs and PXs at regional and inter-regional level, but with a clear mandate provided regulatory authorities and the EC.
LOW		Developments initiated by TSOs and PXs at regional level with the appropriate cooperation and support from regulators and market parties;



**Reglamento
CE 1228/2003**



**3r Paquete de
Directivas**



**Iniciativas
Regionales**

Introducción a la gestión de congestiones

Algunas experiencias

REGLAMENTO (CE) Nº 1228/2003 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

de 26 de junio de 2003

relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad

(Texto pertinente a efectos del EEE)

- ***“Los problemas de congestión ... se abordarán mediante soluciones no discriminatorias y conformes a ... mercado que sirvan de indicadores económicos (...)”***
- ***“Sólo se utilizarán procedimientos de restricción de las transacciones en situaciones de emergencia ...”***
- ***“Los gestores de las redes ... Teniendo plenamente en cuenta la seguridad de la red, nunca (se) denegarán transacciones que alivien la congestión.”***

Principios básicos de los mecanismos de asignación de capacidad y resolución de congestiones

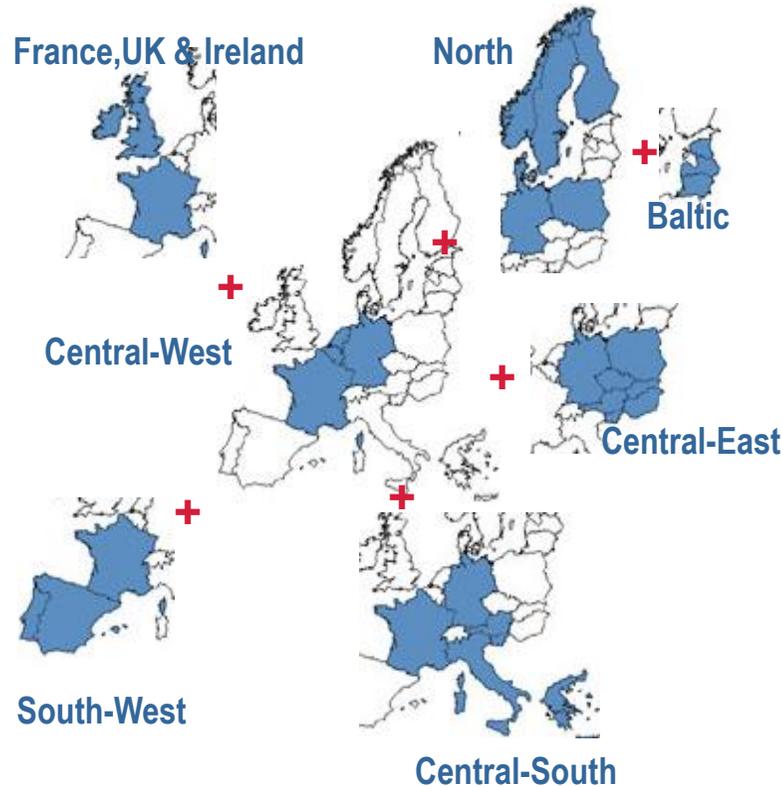
- **Regulación de La Unión Europea para los intercambios eléctricos internacionales (regulación EC No 1228/2003, junio de 2003)** propone determinados principios básicos que deben cumplir los mecanismos de asignación de capacidad y resolución de congestiones:
 - ▶ **No discriminación** ni entre agentes ni entre tipos de transacciones.
 - ▶ **Mecanismos de mercado:** deben ser competitivos y eficientes asignando la capacidad con prioridad a los que la valoran más y asegurando la utilización máxima de la misma.
 - ▶ **Principio de usado o perdido “use it or lose it”.**
 - ▶ **Rentas de congestión** utilizadas para: garantizar la disponibilidad de la capacidad, realizar inversiones para mantener o aumentar capacidad y reducir costes de tarifas de redes.
 - ▶ **Transparencia de información:** los Operadores de los sistemas eléctricos (TSOs) deben crear mecanismos de coordinación e intercambio de información, publicar la capacidad disponible para cada día (horizontes: semana, mes, etc.) -

3r paquete de directivas comunitarias

- La Comisión Europea propone que **los operadores de redes de la UE refuercen su cooperación** en áreas tales como el desarrollo de códigos comerciales y técnicos comunes, iniciativas de investigación, operación de la red europea de transporte y planes de inversión, cooperación que será supervisada por la agencia de cooperación de los reguladores nacionales de energía.
- Se recogen medidas cuyo fin último es el **fomento de las inversiones en interconexiones y la mejor coordinación de los operadores de red a nivel europeo**, de forma que se faciliten no sólo las condiciones de acceso e interoperabilidad de redes, sino también la planificación conjunta de las inversiones en infraestructuras relevantes dentro del ámbito del mercado europeo.
- Se promueve la creación de una **red europea de operadores de red** de electricidad llamada ENTSO-E que fue creada en diciembre de 2008 y una de gas llamada ENTSO-G que se creará próximamente. Sus objetivos básicos serán el **desarrollo de códigos de red comunes y la propuesta de la planificación a 10 años del desarrollo de la red** que tendrá carácter no vinculante

Iniciativas regionales

IR en el ámbito eléctrico



- ❑ Las **iniciativas regionales** son impulsadas en el año 2006 por la Asociación de Reguladores Europeos del Gas y de la Electricidad (ERGEG) con el apoyo de la Comisión Europea.
- ❑ Su **objetivo** es la creación de 7 mercados eléctricos y 3 mercados gasistas de naturaleza regional como paso intermedio para alcanzar el objetivo último: la creación de un mercado único energético.
- ❑ El **papel de los reguladores**, como organismos independientes y expertos, es de gran relevancia para la coordinación e impulso del trabajo.
- ❑ Las **principales responsabilidades** de los reguladores son:
 - Identificar temas prioritarios que deban ser tratadas en cada región.
 - Supervisar el trabajo de implementación, los plazos e informar de los progresos.
 - Establecer y publicar una agenda de trabajo.
 - Asegurar la involucración de los distintos agentes implicados.

Iniciativas regionales: prioridades en el ámbito eléctrico (I)

❑ En el ámbito de las Iniciativas Regionales (IR) eléctricas, se han identificado como aspectos prioritarios:

➤ **Determinación de la capacidad de interconexión disponible (ATC)** mediante acciones tales como:

- Creación de centros de coordinación entre TSOs
- Intercambio de información actualizada entre TSOs relativa a características técnicas de la red de transporte, previsiones de capacidad disponible en diferentes horizontes temporales, gestión de los mecanismos de balance,...
- (.../...)

➤ **Homogenización de los mecanismos de asignación de capacidad en los diferentes horizontes temporales**

- Racionalización de los procedimientos técnicos de adjudicación de la capacidad teniendo en cuenta que a nivel europeo de forma generalizada se aplican mecanismos explícitos basados en el principio UIOSI.
- Mejoras en el funcionamiento de los mercados secundarios de capacidad
- (.../...)

Iniciativas regionales: prioridades en el ámbito eléctrico (II)

❑ En el ámbito de las Iniciativas Regionales (IR), se han identificado como aspectos prioritarios:

➤ **Determinación de requisitos de transparencia**

- Visión común de los reguladores europeos relativa a los requisitos de transparencia
- Supervisión del grado de cumplimiento de los citados requisitos
- (.../...)

➤ **Mejora en los mecanismos de balance**

- Necesidad de avances en la integración de los respectivos mercados de balance
- (.../...)

Iniciativas regionales: prioridades en el ámbito gasista

❑ En el ámbito de las Iniciativas Regionales (IR) del gas natural, se han identificado como aspectos prioritarios:

➤ Capacidad de Interconexión

- Inversiones en infraestructuras de interconexión
- Procedimientos para la gestión de las congestiones
- (.../...)

➤ Interoperabilidad

- Mecanismos de asignación de capacidades
- Reglas de Balance (Acuerdos de operación de balances)
- Coordinación de la operación de los sistemas de transporte
- (.../...)

➤ Transparencia

- Información necesaria para la operación eficiente del mercado
- Acuerdos para la monitorización eficiente del sistema

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

Pagos entre TSOs

- Para el pago del uso de las redes se ha optado por un sistema de pagos entre TSOs en vez de por un sistema de tarifas trasfronterizas, lo que evita el pancaking.
- Los pasos para la determinación del importe del pago son los siguientes:
 - ▶ *Paso 1. Determinar la compensación correspondiente a cada país/TSO sobre la base de el uso externo de su red y sus costes estándar de red y de energía.*
 - ▶ *Paso 2. Determinar los cargos a aplicar a cada país/TSO por su responsabilidad en el extracoste de otros países.*
 - ▶ *Paso 3. Aplicar el balance neto de las compensaciones y cargos del país/TSO a sus usuarios de red internos.*
- Para realizar este cálculo existen dos aproximaciones:
 - ▶ *Calcular la diferencia de costes de red con y sin tránsito (varios algoritmos posibles).*
 - ▶ *Asignación del uso (costes estándar) de cada línea a nodos individuales. Se calcula cuanto debe pagar cada país (TSO) de cada línea y el pago final (balance neto de compensaciones y cargos) será la agregación de todas las líneas (varios algoritmos posibles).*

INDICE

1. Mercado Interior de la Energía: situación y problemática

2. Cuestiones a solventar:

2.1. Fomento de las inversiones

2.2. Mecanismos de gestión de las congestiones

2.3. Otras cuestiones

3. Conclusiones

- Hemos visto cómo la liberalización otorga una nueva dimensión al transporte:
 - ▶ *OS pasa de “optimizador social” a ser árbitro de un mercado*
 - ▶ *La red crece siguiendo señales económicas bien definidas*
 - ▶ *Los agentes demandan mayor transparencia y participación*

 - Los “cuellos de botella” amenazan la evolución de un sistema competitivo:
 - ▶ *Generan incertidumbre y retraimiento en los intercambios*
 - ▶ *Acrecientan el poder de mercado de los agentes dominantes*
- Las congestiones pueden ser un incentivo para el desarrollo del mercado o la mayor de las barreras a una liberalización efectiva
 - ▶ *Convertir la resolución de congestiones en un efectivo acicate de la competencia es una de las primeras responsabilidades de reguladores y operadores*

Conclusiones (II)

- “Market splitting” y “Counter trading” son hoy herramientas clave en Europa:
 - ▶ *Sencillas, robustas y largamente probadas*
 - ▶ *El “counter trading” es común en la resolución de restricciones intra-sistema, en tanto el “market coupling” lo es en conexiones inter-TSOs*
 - En Europa, se reconoce la gestión de congestiones como aspecto clave en la consecución del mercado interior de la energía
 - ▶ *La armonización, regional al menos es imprescindible*
 - ▶ *Sin un verdadero mercado interior en un sector estratégico como el energético, no puede haber un auténtico espacio económico único*
- **Toda metodología tiene *pros y contras*, pero se ha desarrollado ya un espectro suficientemente variado y probado para muy distintas necesidades y objetivos: cada sistema debe combinarlas y adaptarlas a su perfil**