



DISEÑO DEL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO MEDIANTE UN ESQUEMA DE SUBASTAS

Pablo Villaplana Conde
Director de Mercados Derivados de Energía
Comisión Nacional de Energía (CNE)

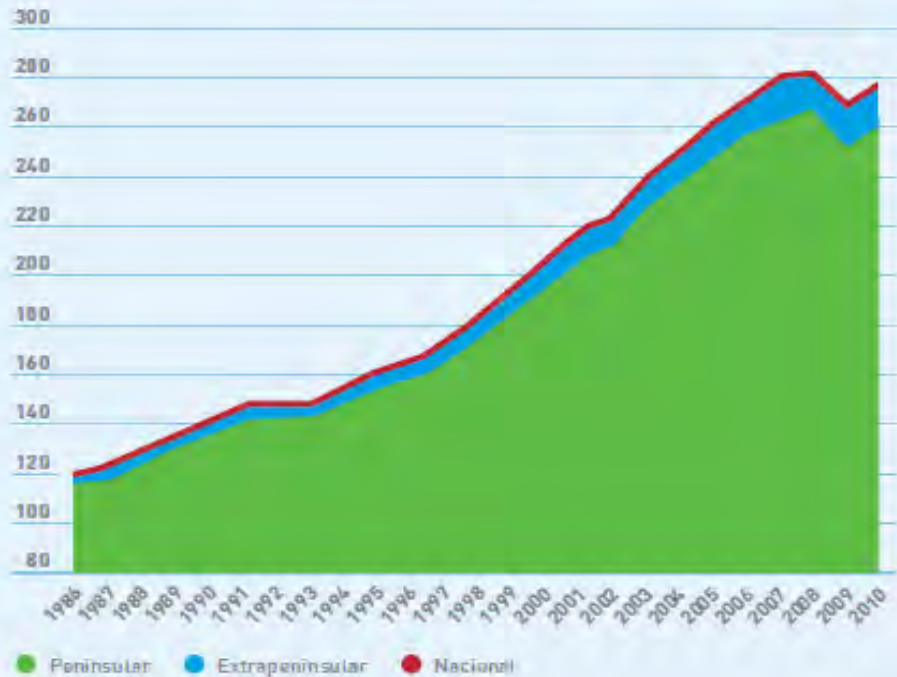
17º Congreso Mercado de Energía Mayorista
Cartagena de Indias, 3 de noviembre de 2011

1. Breve introducción al mercado de energía eléctrica en España:
 - principales magnitudes y diseño de mercado
 - evolución comercialización regulada y comercialización libre
 - Evolución contratación a plazo: mercado de futuros (organizado) y mercado OTC (no organizado)
2. Suministro de Último Recurso (SUR), Comercialización de Último Recurso (CUR) y Tarifa de Último Recurso (TUR)
3. Diseño de subastas CESUR: Mecanismo para la adquisición de energía de los CUR
4. Conclusiones

1. Breve introducción al mercado de energía eléctrica en España

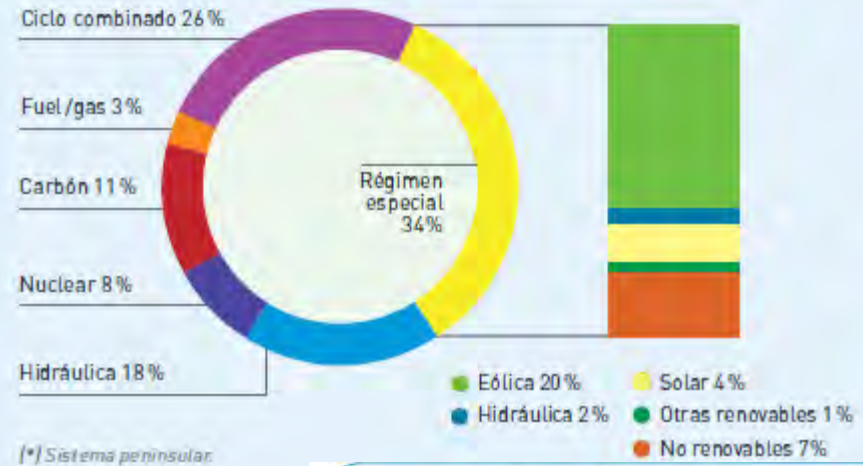
Principales magnitudes: producción y demanda

Evolución de la demanda de energía eléctrica en b.c. [TWh]

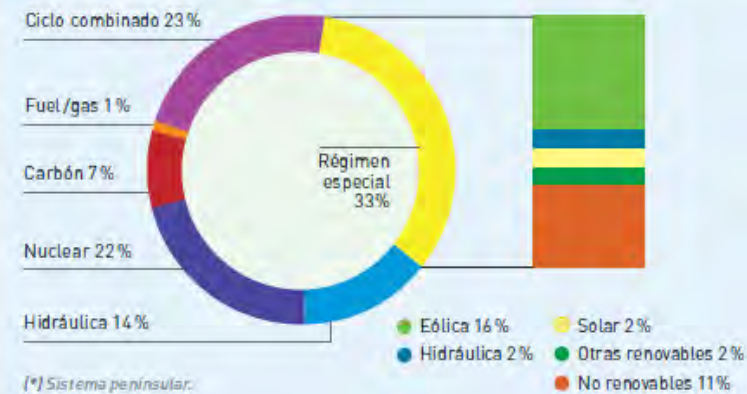


	Demanda (GWh)	Δ Demanda
2006	255.022	3,1
2007	262.436	2,9
2008	265.206	1,1
2009	252.201	-4,9
2010	260.609	3,3

Potencia instalada a 31.12.2010 (*)

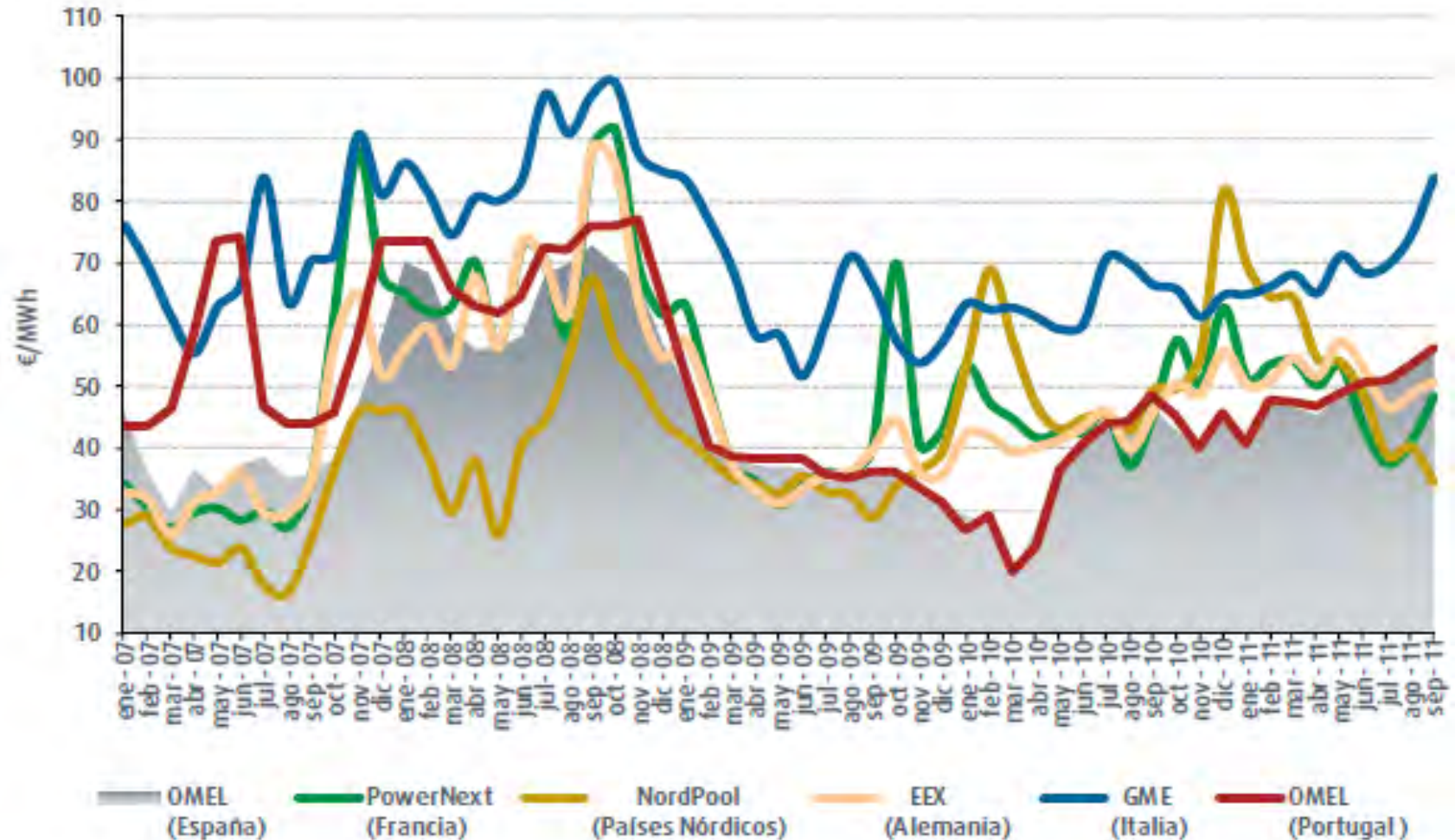


Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica (*)



Potencia instalada:
99.000 MW

Evolución precios spot (mercado diario) medios mensuales en Europa



Fuente: Informe Mercado Eléctrico (Septiembre 2011). InterMoney Energía

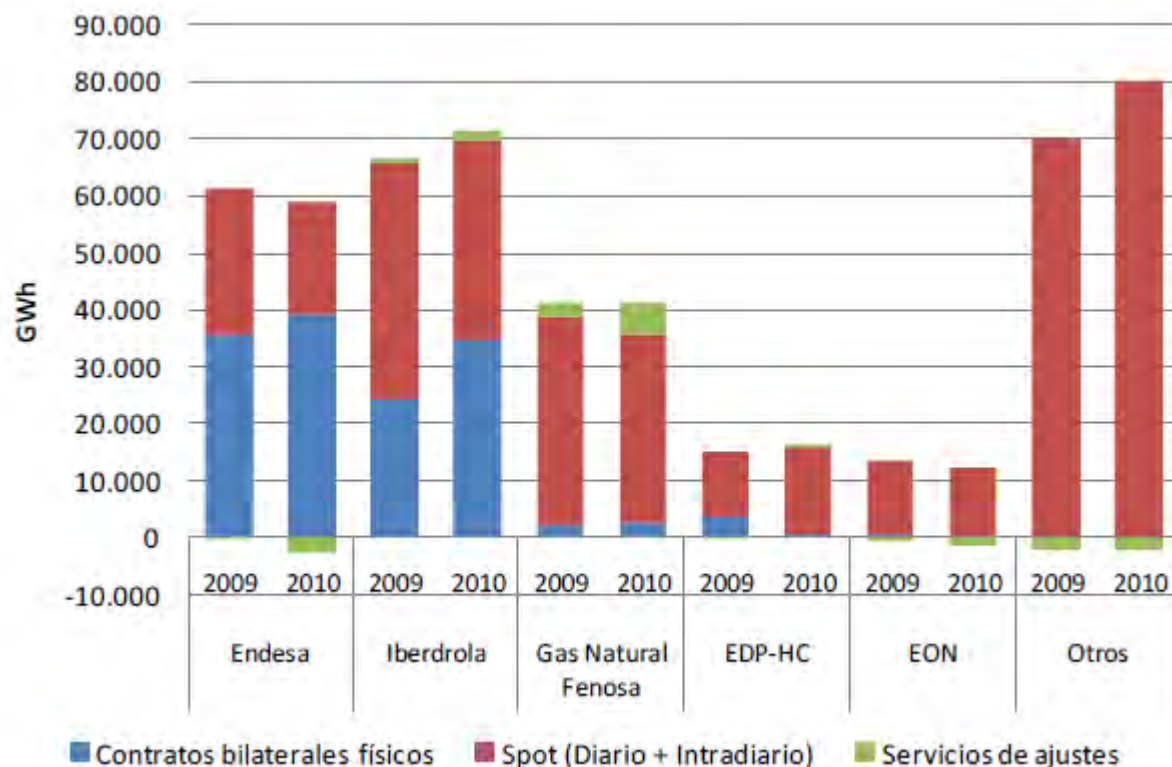
Esquema de mercados mayoristas

- Mercado diario (pool). Mercado para entrega de energía al día siguiente
 - Determinación de 24 precios horarios para el día siguiente (y obligaciones de producción y consumo). Pueden participar: generadores, comercializadores (libres y regulados), agentes externos (importación/exportación), consumidores directos y otros intermediarios
- Mercados posteriores al mercado diario
 - Mercados intradiarios (ajustes de posiciones)
 - Mercados de ajustes (compra de servicios por parte del Operador del Sistema)
- Contratos Bilaterales Físicos
 - Principalmente contratos intragrupo (gen.-comerc. de grupos integrados verticalmente)
- Mercados a plazo financieros
 - Mercado no organizado (OTC). Principalmente contratos estándar. M+1,... YR+1, YR+2
 - Mercado organizado de futuros OMIP. Contratos estándar (carga base), M+1 hasta YR+1, YR+2.
- Mecanismos de contratación a plazo basados en subastas (físicos/financieros)
 - Subastas CESUR (compra trimestral de la dda. regulada, el precio determina la tarifa)
 - Subastas de capacidad virtual. Opciones de compra de capacidad. (7 subastas entre 2007-09)

- Desde la apertura a la competencia del mercado de generación en enero de 1998 hasta 2005 la casi totalidad de las transacciones de energía se realizaba en el *pool eléctrico*
- Los mercados a plazo y la contratación bilateral han ido desarrollándose paulatinamente con la evolución de la regulación. Factores relevantes que han afectado a este desarrollo:
 - reconocimiento de la garantía de potencia (pago regulado) a la energía vendida mediante contratos bilaterales físicos (modificación en 2005); eliminación de los CTCs, que ponían un techo al precio de mercado y disminuían la necesidad de cobertura de riesgo (2006);
 - la **eliminación de las tarifas integrales** de alta tensión en julio de 2008
 - **Desaparición de tarifas integrales en julio de 2009 y desarrollo del Suministro de Último Recurso**: Tarifas de Último Recurso aditivas
 - **creación de un mercado organizado** de futuros (OMIP-OMIClear), e introducción de obligaciones de compra de los distribuidores en OMIP (fomento liquidez inicial)
 - **subastas CESUR**: nuevo mecanismo de contratación a plazo (desde junio 2007) y desde julio 2009 mecanismo de fijación de las Tarifas de Último Recurso
 - Subastas de Emisiones Primarias de Energía (**subastas de capacidad virtual**), entre 2007 y 2009. subastas para la venta obligatoria de capacidad virtual por parte de END e IBD

Distribución de las ventas físicas de los principales generadores.

Contratos Bilaterales Físicos vs. Mercado diario (perspectiva generación)



Contratos Bilaterales Físicos mayoritariamente intragrupo

Comercialización en mercado libre vs. comerc. regulada: Evolución de energía suministrada por comercializador libre

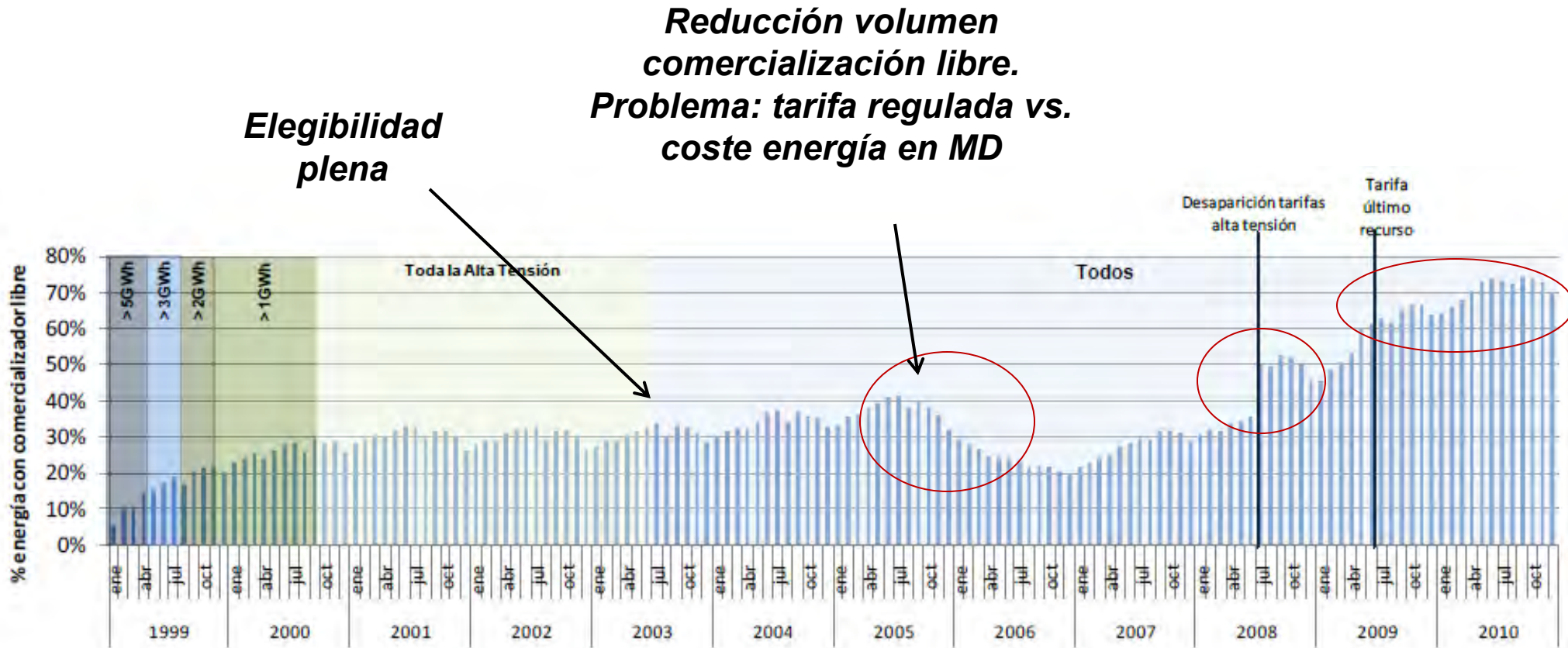
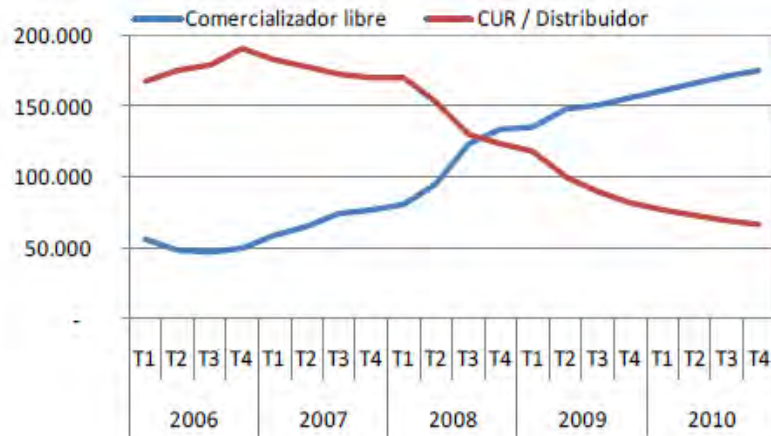


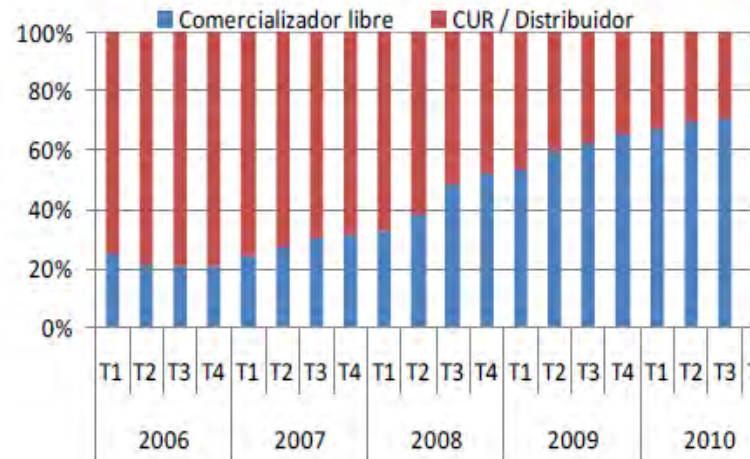
Gráfico 1. Porcentaje de energía suministrada a través de comercializador libre sobre el total del consumo⁶ (con calendario elegibilidad y desaparición de tarifas). Fuente: SINCRO

CUR/distribuidor vs. comercializador libre: energía y nº de suministros

Energía (GWh)

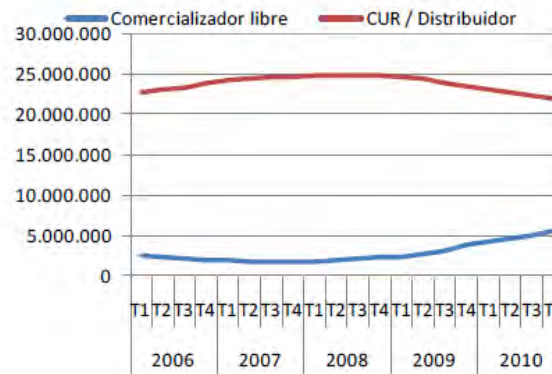


Porcentaje de energía

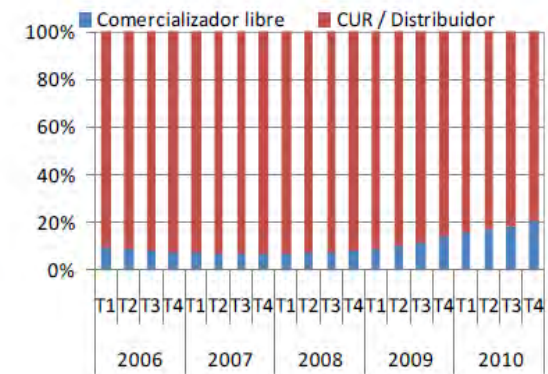


Año	Mes	Distrib.	CUR	Comercializ. libres
2007		70%	0%	30%
2008		59%	0%	40%
2009		24%	19%	56%
2010		0%	30%	70%
2011	ene	0%	31%	69%
	feb	0%	30%	70%
	mar	0%	27%	73%
	abr	0%	25%	75%
	may	0%	23%	77%
	jun	0%	23%	77%
	jul	0%	24%	76%
	ago	0%	24%	76%
	sep	0%	23%	77%
	oct*	0%	24%	76%

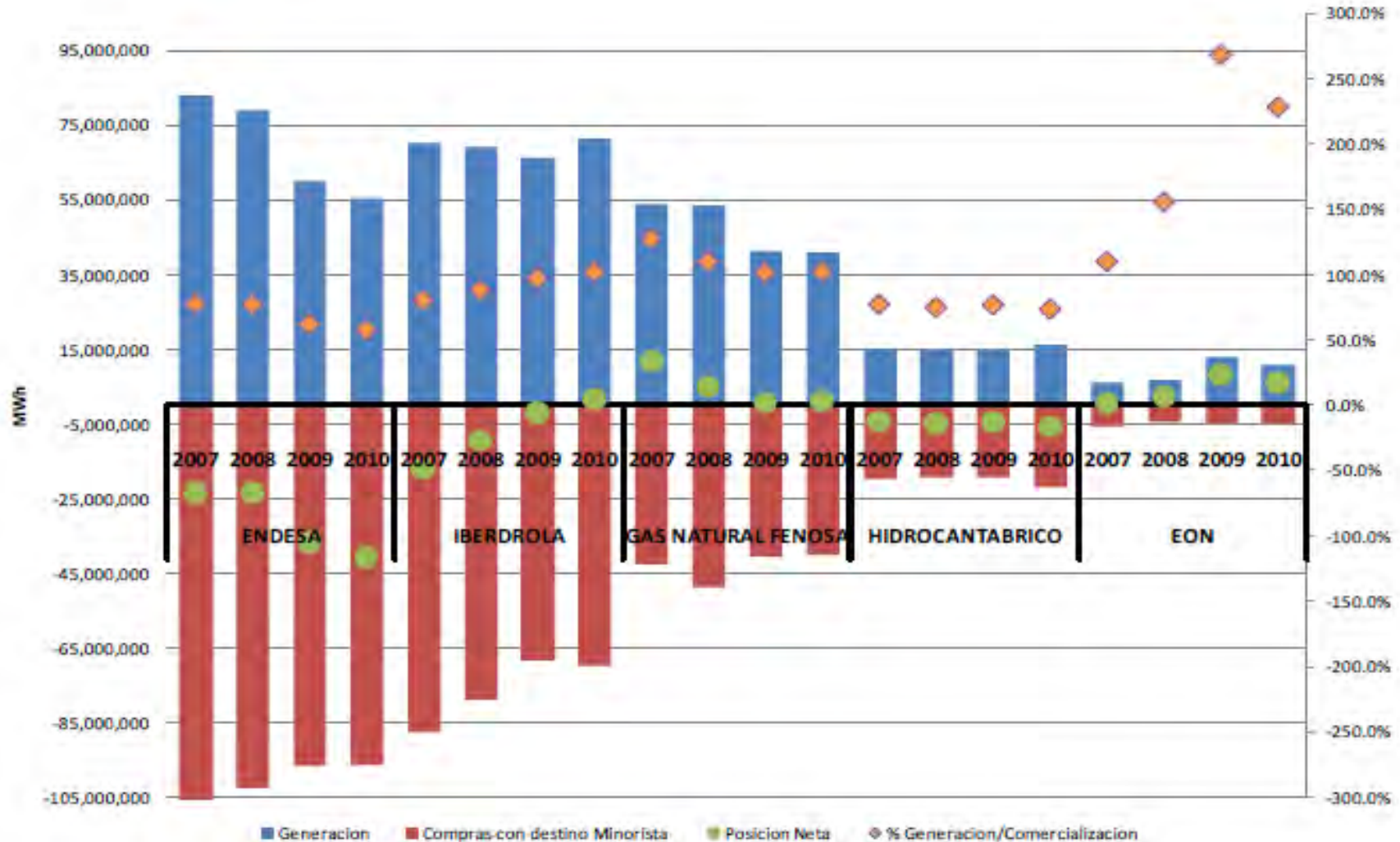
Nº de suministros



Porcentaje del nº de suministros

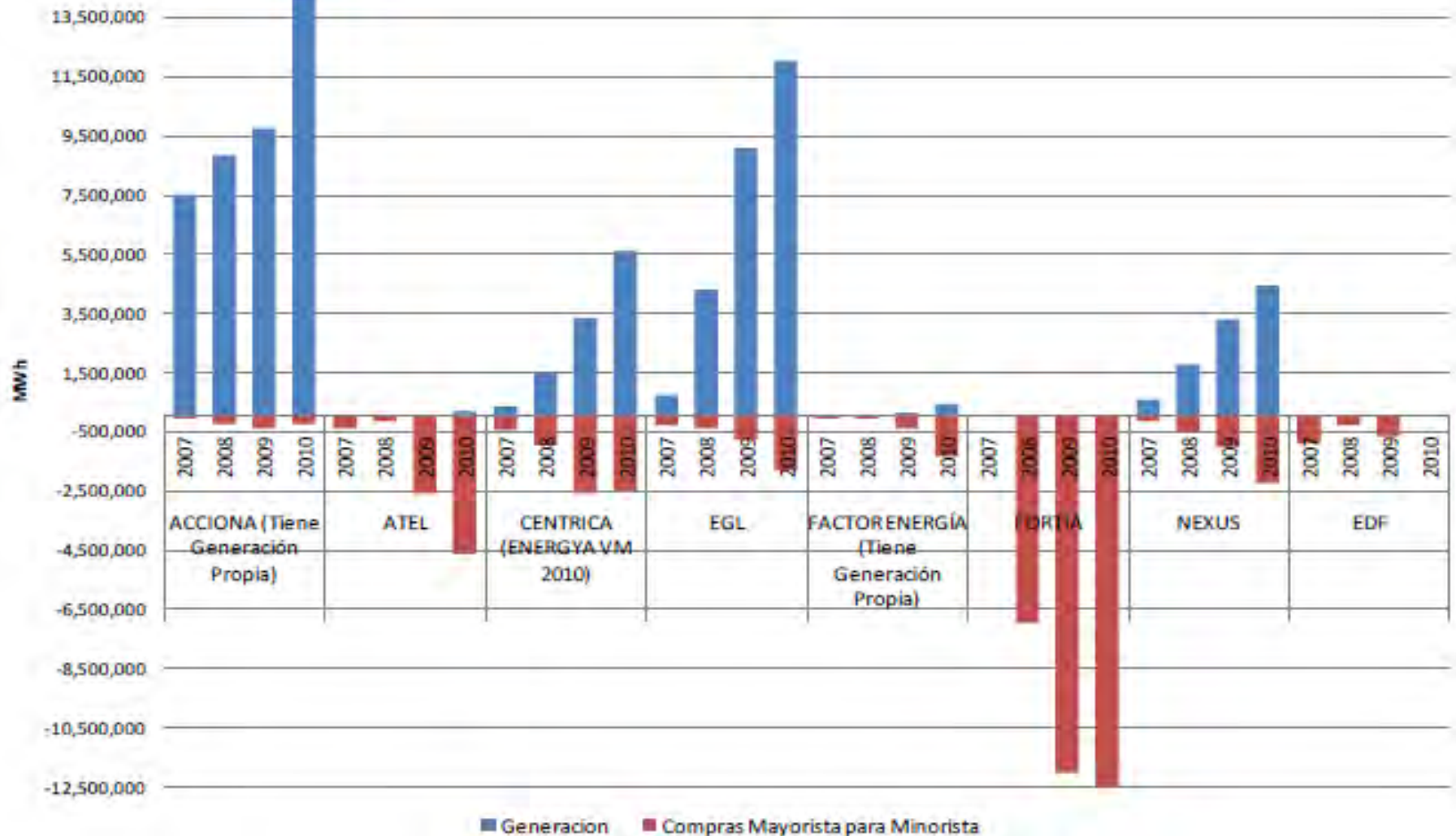


Grupos integrados: “coberturas naturales”



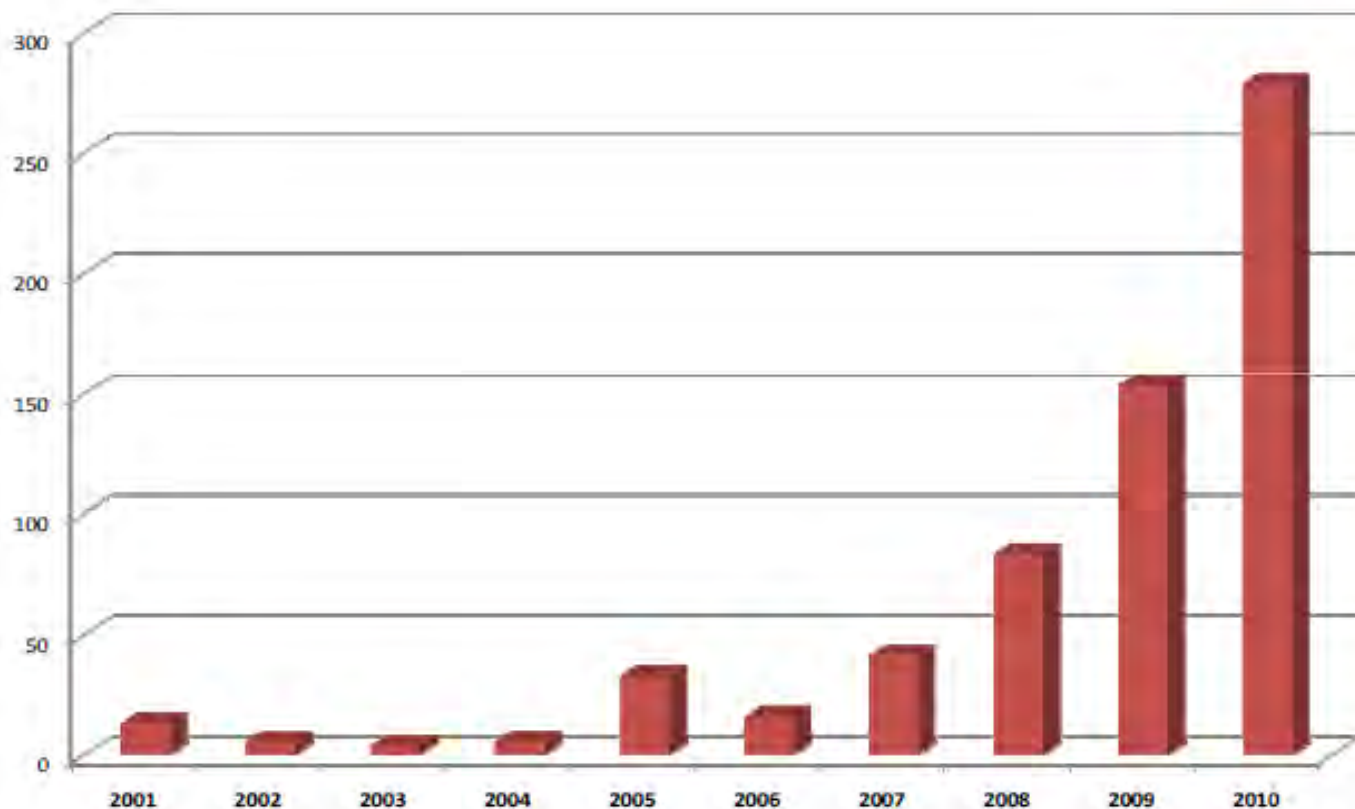
Fuente: Informe CNE sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad 2007-09.

Compras y ventas de los comercializadores independientes



Fuente: Informe CNE sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad 2007-09.

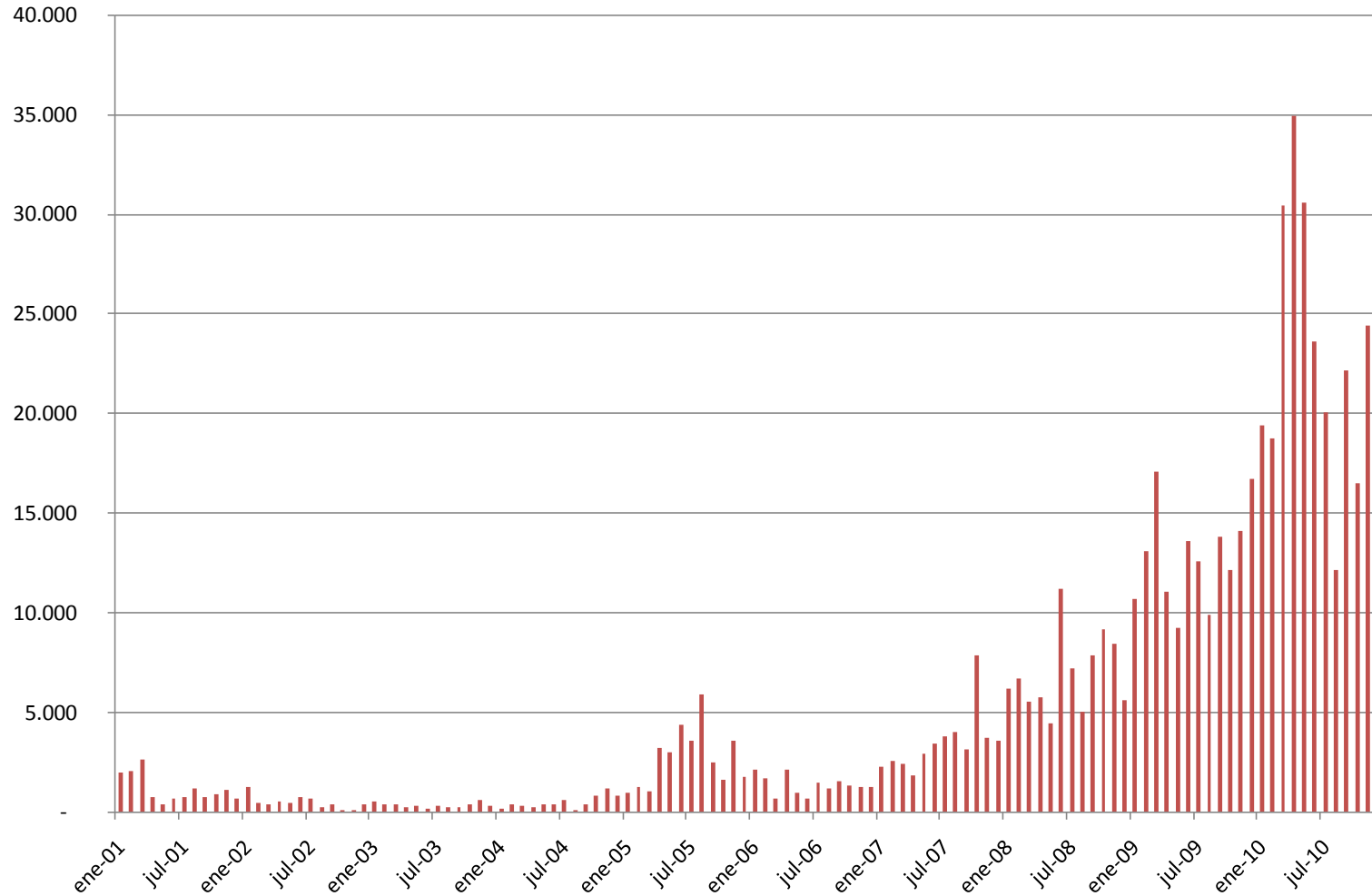
Evolución del volumen de negociación anual (en TWh) en el mercado OTC en el periodo 2001 – 2010.



2005: 32,7 TWh
2006: 16 TWh
2007: 41,6 TWh
2008: 83 TWh
2009: 150 TWh
2010: 275 TWh

Fuente: InterMoney Energía, en base a agencias de intermediación y agentes negociadores.

Volumen mensual de negociación en el mercado OTC (en GWh). Periodo enero 2001 - diciembre 2010.



Factores que inciden en el desarrollo de la contratación a plazo

- Crecimiento notable del volumen negociado de contratos a plazo eléctricos en España, especialmente desde 2007, acompañado por la aparición de nuevos mecanismos de contratación a plazo (subastas) y de un aumento del número de agentes que participan en los mismos.
- Factores que han contribuido: (i) la derogación/sustitución de determinadas reglas regulatorias que actuaban como factores mitigadores de la necesidad de cobertura del riesgo de precios (desincentivadoras de la contratación a plazo); (ii) la propia interacción entre los distintos mecanismos de contratación a plazo (necesidades de cobertura por las posiciones abiertas en otros mercados), y (iii) la eliminación de las tarifas integrales.
- Desde el 1 de julio de 2008 se eliminan las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las tarifas específicas de riegos (Real Decreto 871/2007) y a partir del 1 de julio de 2009 el resto de las tarifas integrales (tarifa integral para los consumidores en baja tensión, para los consumidores acogidos a la tarifa D - pequeños distribuidores- y a la tarifa G4 – grandes consumidores-), con la entrada en funcionamiento de la tarifa de último recurso, para los consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 10 kW (Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, y Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio)
 - ▶ *Tarifas integrales coexistían con el mercado libre actuando como mecanismo de protección frente al riesgo de precio. Con su desaparición se incentiva la liberalización de los consumidores y el desarrollo de la actividad comercial, lo que incide positivamente en la liquidez de los mercados a plazo, a los que acuden entre otros los agentes comercializadores para la cobertura de sus riesgos (efecto a su vez positivo s/ TUR).*

Evolución registrada en los últimos años: desarrollo de mecanismos de contratación a plazo. Aparición del SUR.



Año 2006

- Tarifas integrales: distribuidores satisfacen la demanda regulada.
- Precio de energía implícito en tarifas integrales fijado ex ante – posibilidades de déficits ex post (diferencias entre ingresos de los distribuidores y costes de adquisición de energía)
- Comercialización libre por debajo del 30% de la demanda
- No existencia de mercado de futuros
- Mercado OTC (a plazo, bilateral, no organizada) en torno a 16 TWh (en torno al 6% de la demanda; -50% año anterior)

Año 2011

- Esquema de **Suministro de Último Recurso** desde julio de 2009. Aparición de la figura de Comercializador de Último Recurso que suministra mercado regulado (distribuidores no adquieren energía)
- Precio de energía en **Tarifas de Último Recurso** obtenido como “**pass-through**” de precios obtenidos en subastas a plazo (**subasta CESUR** – productos estándar)
- Comercialización libre en torno al 75%
- Mercado de futuros (y 2 cámaras de compensación)
- Mercado OTC: 275 TWh en 2010 (en 2011 +10% s/2010)

2. Suministro de Último Recurso (SUR), Comercialización de Último Recurso (CUR) y Tarifa de Último Recurso (TUR)


El suministro de último recurso en la Directiva Europea

- *DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*
 - ▶ *“Los Estados miembros deben garantizar que los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas tengan derecho a un suministro de electricidad de una calidad determinada a unos precios claramente comparables, transparentes y razonables”*
 - ➔ Pequeñas empresas: empleen menos de 50 empleados, y cuyo volumen de negocio no exceda de 10 millones de euros
 - ▶ *Adopción de medidas de protección a consumidores vulnerables*
 - ➔ No se define las características de los consumidores vulnerables, por lo que a nivel europeo no hay un modelo homogéneo
 - ▶ *Los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso. Este suministrador podrá ser el departamento de ventas de una empresa integrada verticalmente, siempre que cumpla los requisitos de separación de la Directiva.*

Trasposición de la Directiva

● Tarifas de último recurso

- ▶ Precios que podrán cobrar los comercializadores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente para estas tarifas, se acojan a las mismas.
- ▶ A partir del 1 de julio de 2009 : consumidores conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW



94% de los consumidores en España
(25 Millones de consumidores)
29% de la energía

● Bono Social

- ▶ Se trata de una medida de carácter social diseñada para favorecer a los colectivos más vulnerables y se concreta en la congelación de la tarifa vigente en el momento de la puesta en marcha de la TUR hasta 2012. Se calcula que beneficiará a unos 5 millones de consumidores.
 - ➔ Consumidores con potencia contratada inferior a 3 kW en su vivienda habitual
 - ➔ Pensionistas
 - ➔ Familias con todos sus miembros desempleados
 - ➔ Familias numerosas
- Nota: Actualmente no está desarrollado un criterio de renta

El suministro de último recurso - Comercializadores de Último Recurso

- **Suministro de Último Recurso se inicia en España en julio de 2.009**
 - ▶ *Se crean los Comercializadores de Último Recurso (CUR) como responsables del Suministro de Último Recurso*
 - ▶ *Los distribuidores dejan de realizar funciones de comercialización (no adquieren energía y se centran en la gestión de las redes de distribución)*
- **Designación de los Comercializadores de Último Recurso (CUR)**
 - ▶ *ENDESA ENERGÍA XXI, S. L.*
 - ▶ *IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S. A. U.*
 - ▶ *GAS NATURAL S.U.R. SDG*
 - ▶ *HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA ÚLTIMO RECURSO, S. A. U.*
 - ▶ *E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S. L.*
 - ➔ *La designación de los comercializadores de último recurso será revisada al menos cada cuatro años.*
- Los CUR pertenecen a grupos integrados verticalmente
 - ▶ *Generación – Comercialización libre – Comercialización regulada*

Opciones para un consumidor doméstico

-Baja tensión y potencia contratada menor de 10 kW-

Suministro a Tarifa de Ultimo Recurso

Suministro a mercado liberalizado

El servicio comercial lo presta el CUR.
El servicio técnico el DISTRIBUIDOR

El servicio comercial lo presta el COMERCIALIZADOR. El servicio técnico el DISTRIBUIDOR

Estructura de precios regulados de la electricidad según tarifas de ultimo recurso aprobadas por el Gobierno

Mayor flexibilidad en la oferta de estructuras de precios.

El comercializador asume el riesgo del mercado y puede ofrecer otros servicios

Una única tarifa

Diferentes ofertas

La zona y la red de distribución condicionan una determinada calidad del suministro.

La zona y la red de distribución condicionan una determinada calidad del suministro.

El responsable es el distribuidor

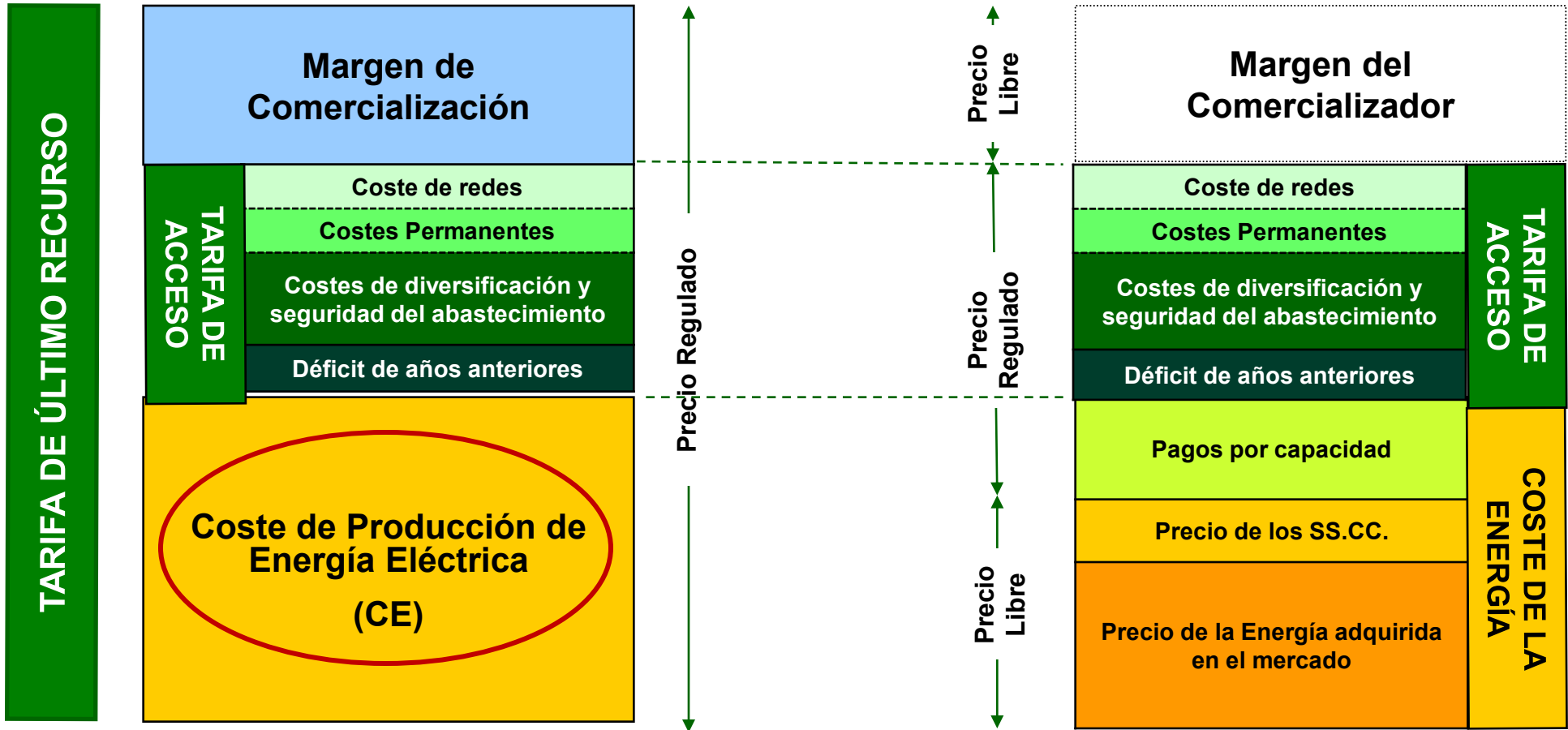
El responsable es el distribuidor

Históricamente suministrado por el distribuidor, algunos en mercado libre

Tarifa de último recurso: Mecanismo para determinar la TUR

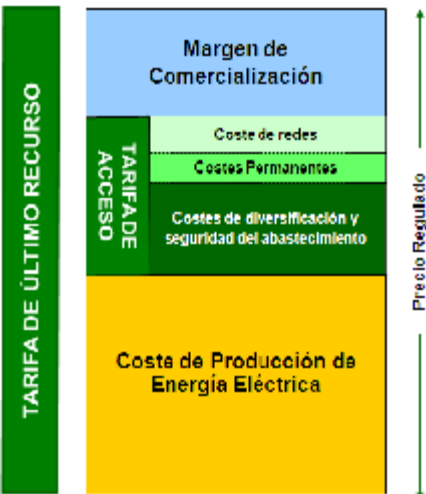
Comercializador de Último Recurso

Comercialización



Tarifa de último recurso: Mecanismo para determinar la TUR

- ▶ *La TUR es el resultado de añadir al coste estimado de la energía, los peajes de acceso y el margen de comercialización.*
- ▶ *El coste de la energía se construye a partir de la estimación de los distintos componentes que la integran para un periodo futuro*



- ▶ CEMD: coste estimado del mercado diario
 - Precio subasta
 - “factores de apuntamiento” (histórico)
- ▶ CE Coste Energía
 - **CEMD**
 - Coste de los servicios de ajuste (SS.CC.).(datos históricos)
 - Prima de riesgo
 - Pagos por Capacidad (regulado)
 - Pérdidas estándares

$$CE_p = [(CEMD_p) * (1 + PR_p) + + SA_p + CAP_p] * (1 + PERD_p)$$

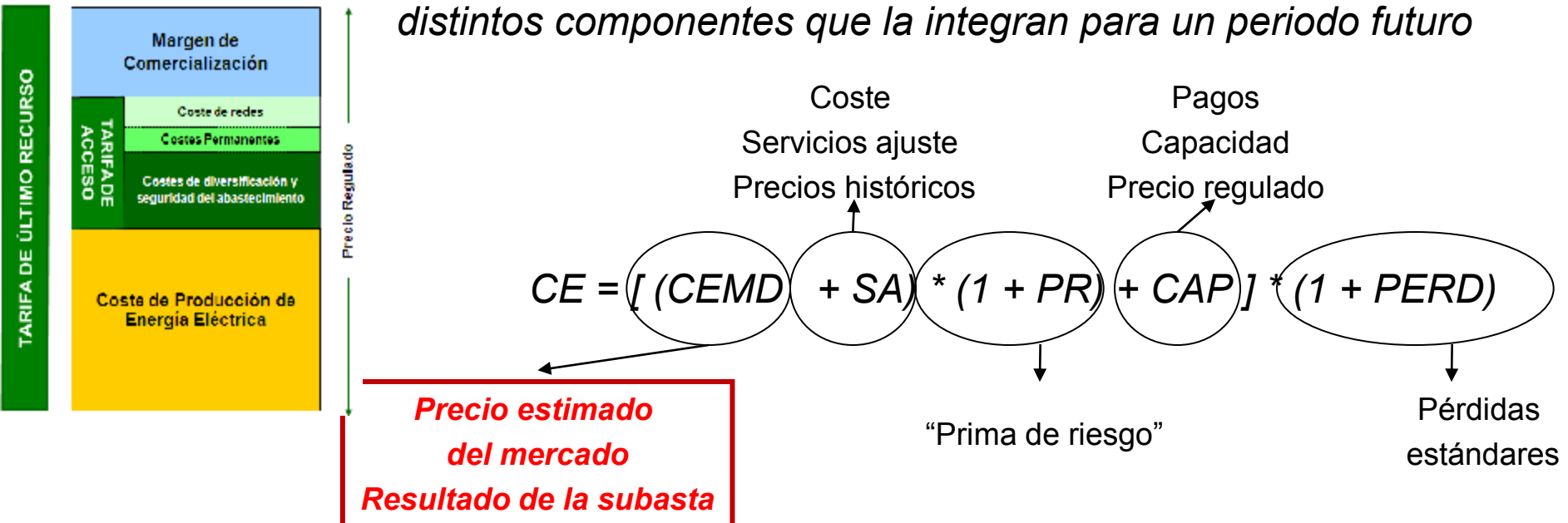
Orden ITC/1659/2009 mecanismo de traspaso de clientes al suministro de último recurso

- **Objetivo final:** establecer un mecanismo de adquisición de energía a plazo para el Suministro de Último Recurso (SUR)
- **Definición y estructura de las tarifas de último recurso**
 - ▶ *Un único tipo de tarifas de último recurso aplicable a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.*
 - ▶ *Opcionalmente, los consumidores pueden acogerse a la modalidad con discriminación horaria que diferencia dos periodos tarifarios al día.*
 - ▶ *Procedimiento cálculo TUR*



Tarifa de último recurso: Mecanismo para determinar la TUR

- ▶ *La TUR es el resultado de añadir al coste estimado de la energía, los peajes de acceso, el margen de comercialización.*
- ▶ *El coste de la energía se construye a partir de la estimación de los distintos componentes que la integran para un periodo futuro*



- ▶ *Margen comercialización, se configura como un pago fijo en función de la potencia contratada, en concreto 4 €/kW de potencia contratada*

3. Diseño de subastas CESUR: mecanismo para la adquisición de energía de los CUR

Cálculo del término CEMD: Subastas para la Contratación de Energía para Suministro de Último Recurso (CESUR) I

- España: desde 1998, el coste de adquisición de la energía para el suministro a tarifa integral reconocido ha sido el precio del mercado spot, a pesar de que las tarifas finales se fijaban con horizonte anual, lo que ha dado lugar a la aparición reiterada de “déficits imprevistos” (diferencia entre el precio spot esperado y el precio real del mercado). Para evitar esta situación se plantea que el suministro de último recurso esté cubierto con contratos a plazo.
- Objetivo subastas CESUR: establecer un mecanismo competitivo de adquisición de energía a plazo para el Suministro de Último Recurso (SUR). Nueva señal de precio a plazo que puede incorporarse en la tarifa (TUR).
 - ▶ *Desarrollo de precios minoristas basados regulados en precio de la subastas que son resultado de un proceso competitivo.*
 - ▶ *Precio de mercado bajo un esquema supervisado determinado antes del inicio del suministro - frente a un precio regulado sin metodología explícita que compensa ex post por las diferencias entre precio regulado y precio de compra en el mercado diario (proceso de liquidación y déficits de tarifa (por coste de energía)).*
- Tendencia internacional al fomento de los mercados secuenciales (mercados spot y de futuros) con el objetivo de fomentar la competencia en el mercado. Los consumidores se benefician por el incremento de la competencia y la estabilización de los precios.
 - ▶ *Experiencias internacionales: costa este de EE.UU, Italia.*

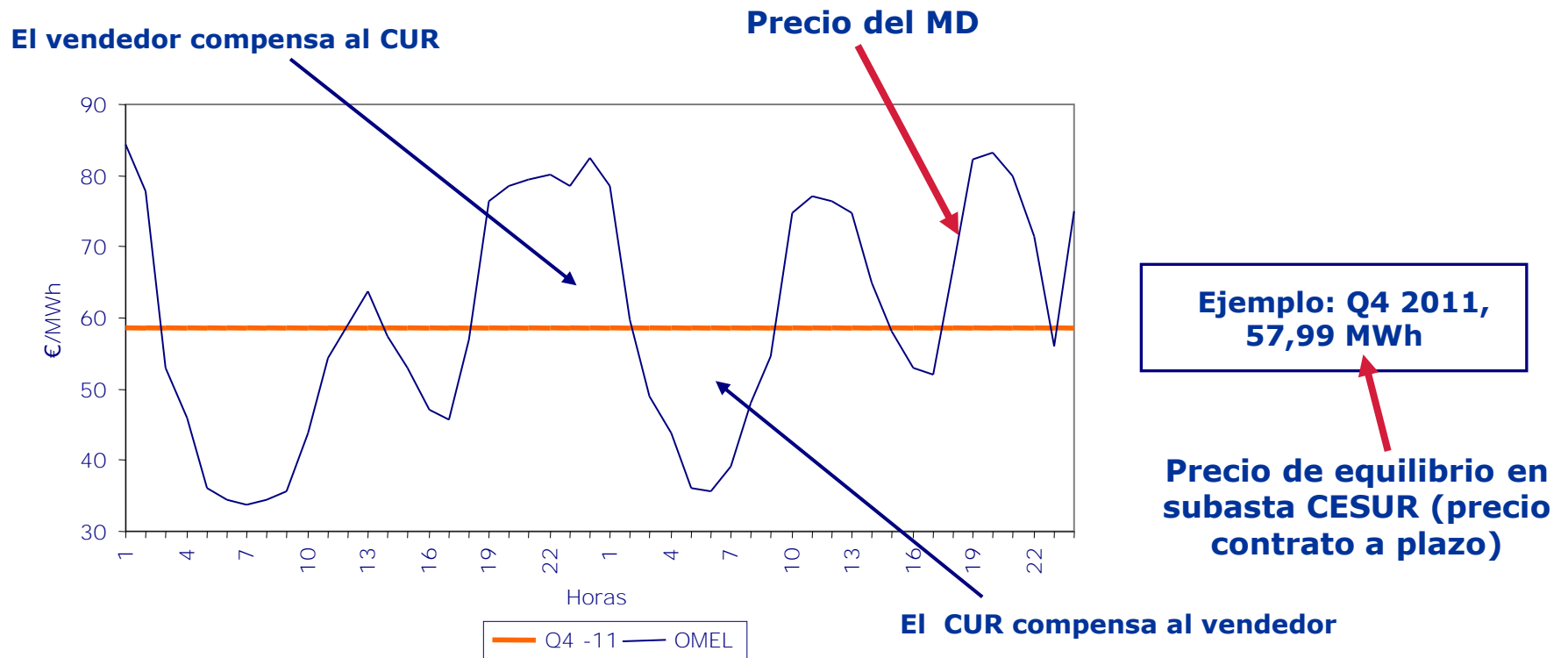
Cálculo del término del CEMD: Subastas para la Contratación de Energía para Suministro de Último Recurso (CESUR) II

- Subastas CESUR
 - ▶ *Fase inicial: subastas CESUR-1 a CESUR-8. Precio NO se traspasa a la tarifa (tarifas integrales)*
 - ▶ Fase SUR: a partir de julio 2009 , mecanismo SUR → resultado de las subastas se transfiere a las TUR. Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, para la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso (coste de la energía en las TUR).
 - ▶ *Agentes: CUR como compradores (pasivos) y vendedores todo agentes los que cumplan los requisitos para calificarse (no necesario poseer activos físicos – contratos con liquidación financiera)*
 - ▶ *Subastas CESUR 1 a 8: liquidación física*
 - ▶ *Subasta CESUR 9 en adelante: productos con liquidación financiera*
- Tendencia internacional al fomento de los mercados secuenciales (mercados spot y de futuros) con el objetivo de fomentar la competencia en el mercado. Los consumidores se benefician por el incremento de la competencia y la estabilización de los precios.

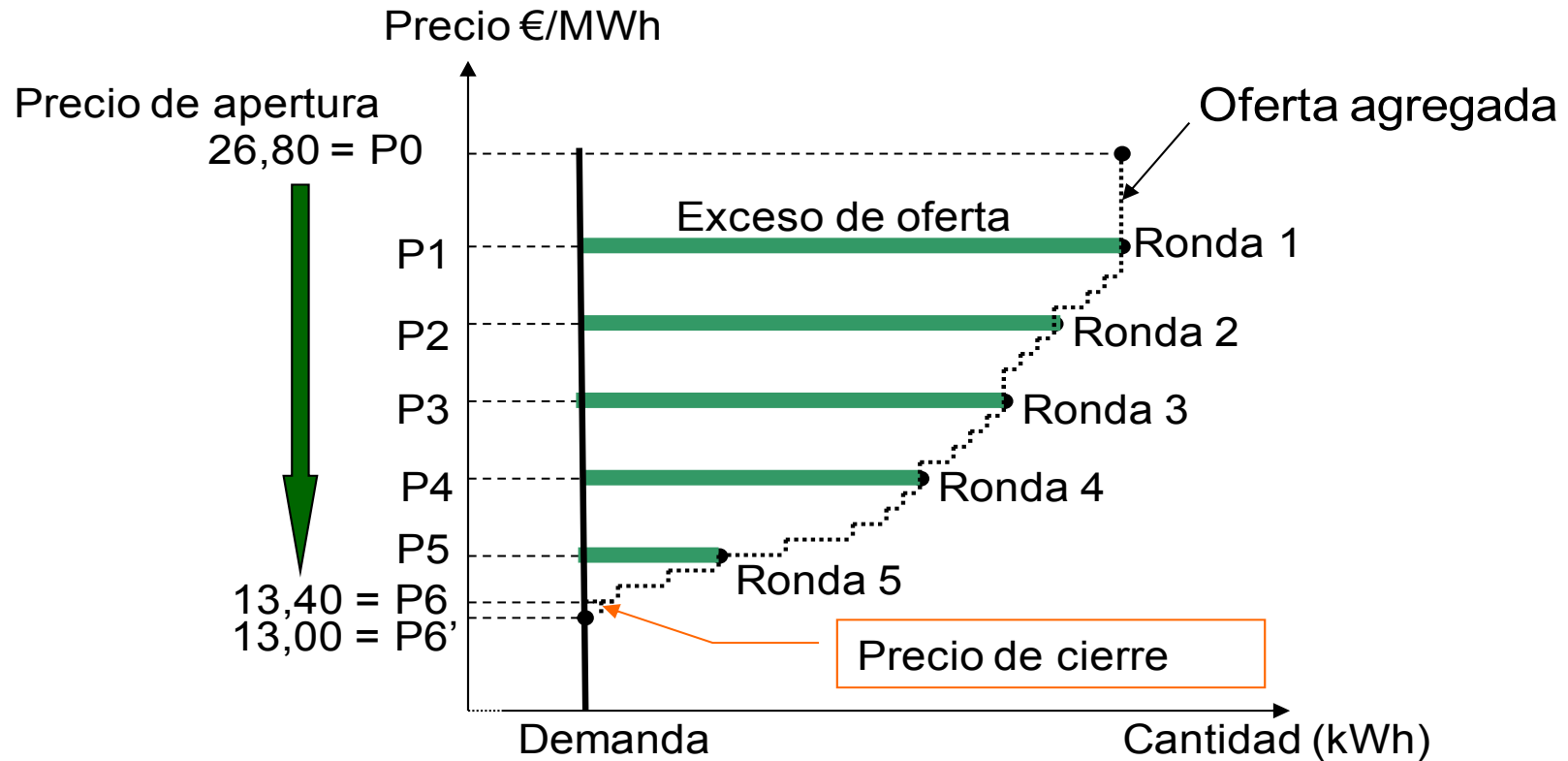
Subasta CESUR - Productos a plazo con liquidación financiera

- Contrato a plazo con liquidación financiera, un **contrato financiero que se liquida por diferencias**. En cada periodo de entrega (cada hora), mediante compensaciones entre las partes por la diferencia entre el precio del contrato y el precio de OMEL.

CONTRATO A PLAZO CON LIQUIDACIÓN FÍSICA = CONTRATO CON LIQUIDACIÓN FINANCIERA + PARTICIPACIÓN EN EL POOL



Mecanismo de subasta: subasta de reloj descendente



Regla de actividad: los oferentes solo pueden mantener o disminuir la cantidad ofertada entre rondas (para cada disminución del precio). El precio de cierre se calcula cuando la oferta es inferior a la demanda.

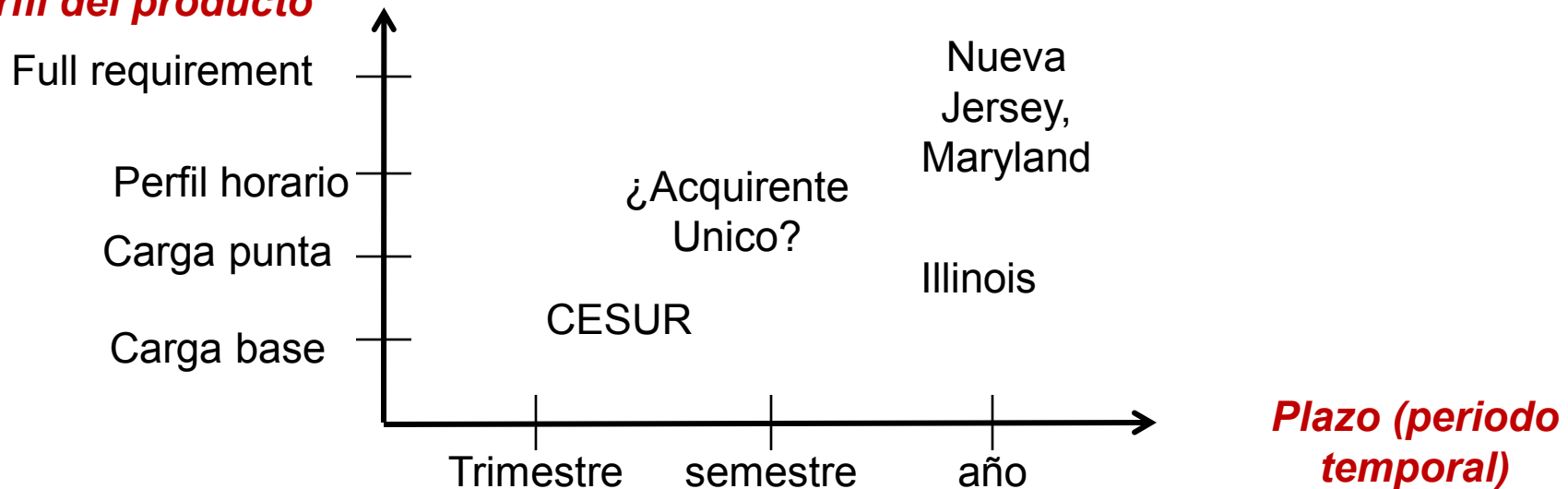
Procedimiento general de la subasta: Determinación del Volumen Objeto de Subasta

- Subastas CESUR
 - *Los CUR remiten a la CNE su Solicitud de Compra (y sus previsiones de demanda).*
 - *La solicitud podría ser inferior a su demanda esperada*
- Con las solicitudes se determina por el Ministerio el Volumen Máximo de Compra
 - *Se inicia el proceso de convocatoria de subasta: inicio de proceso de calificación de potenciales vendedores, y ofertas indicativas (no vinculantes) al precio de apertura máximo (precio elevado)*
- El Ministerio con la información de las ofertas de venta (volumen total y ofertas individuales de los agentes) determina el Volumen Objeto de subasta (hasta ahora inferior a la solicitud de los CUR).
 - Establece contrato (características estándares: ejemplo EFET), reglas de la subasta y mecanismos de protección de la subasta.
- Celebración de la subasta, determinación de precio de equilibrio, validación de la subasta (CNE) y determinación automática del término de energía de la TUR (“pass-through”).

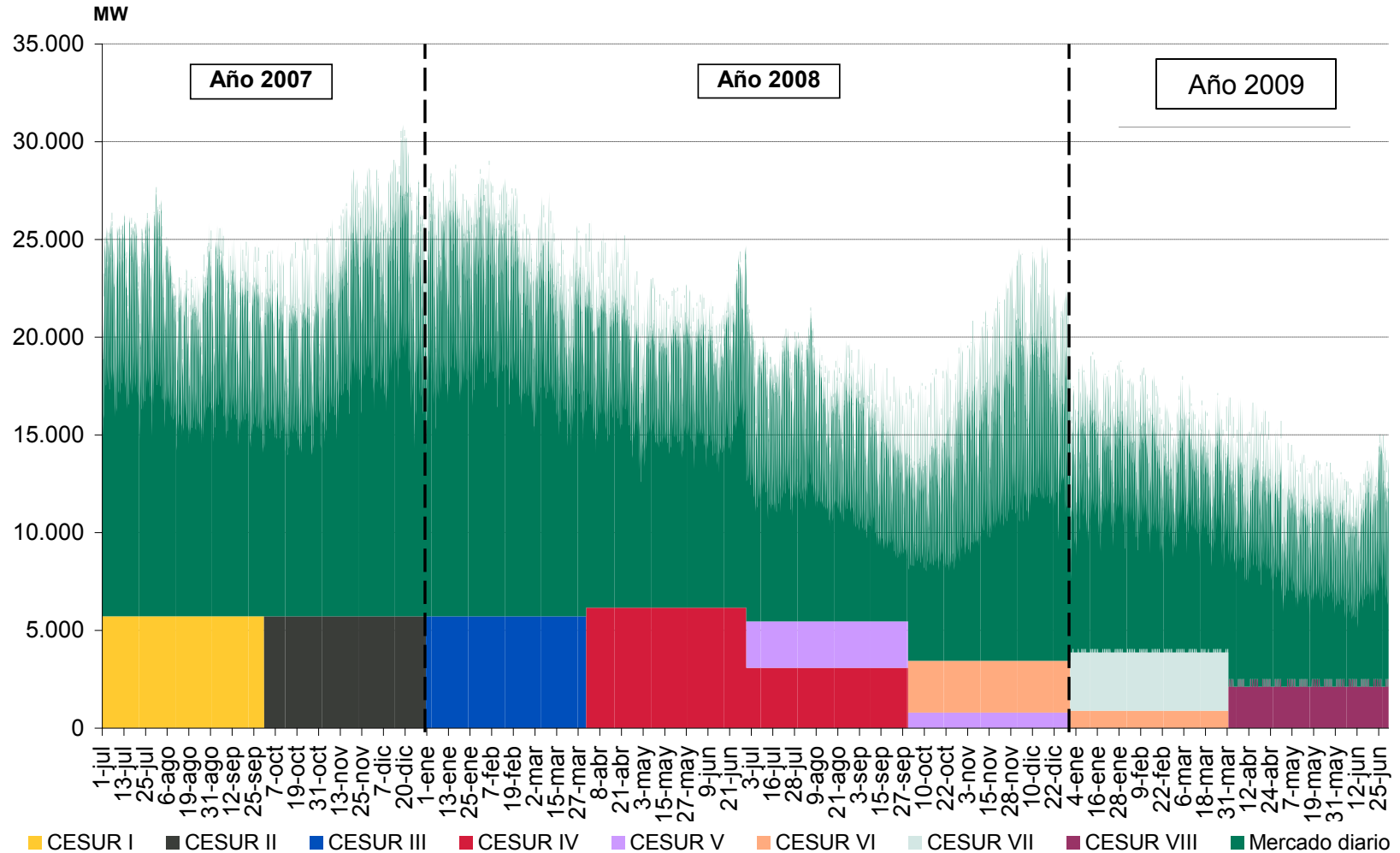
Subastas CESUR – principales características de los productos subastados

- Subastas CESUR – carácter trimestral
- Productos subastados:
 - ▶ *Productos carga base y punta*
 - ▶ *Trimestrales y semestrales*
- **En el mecanismo de subasta CESUR se ha optado por productos a plazo estándares (no full requirement)**
 - ▶ *Se ha primado la presión competitiva en la subasta frente a una mayor relación entre producto subastado y curva de carga de la demanda regulada*

Perfil del producto



Cobertura de la curva de carga de los distribuidores a partir de las subastas CESUR (previo a TUR)



Fuente: CNE a partir de curvas de carga previstas de los distribuidores y datos del Administrador de la subasta

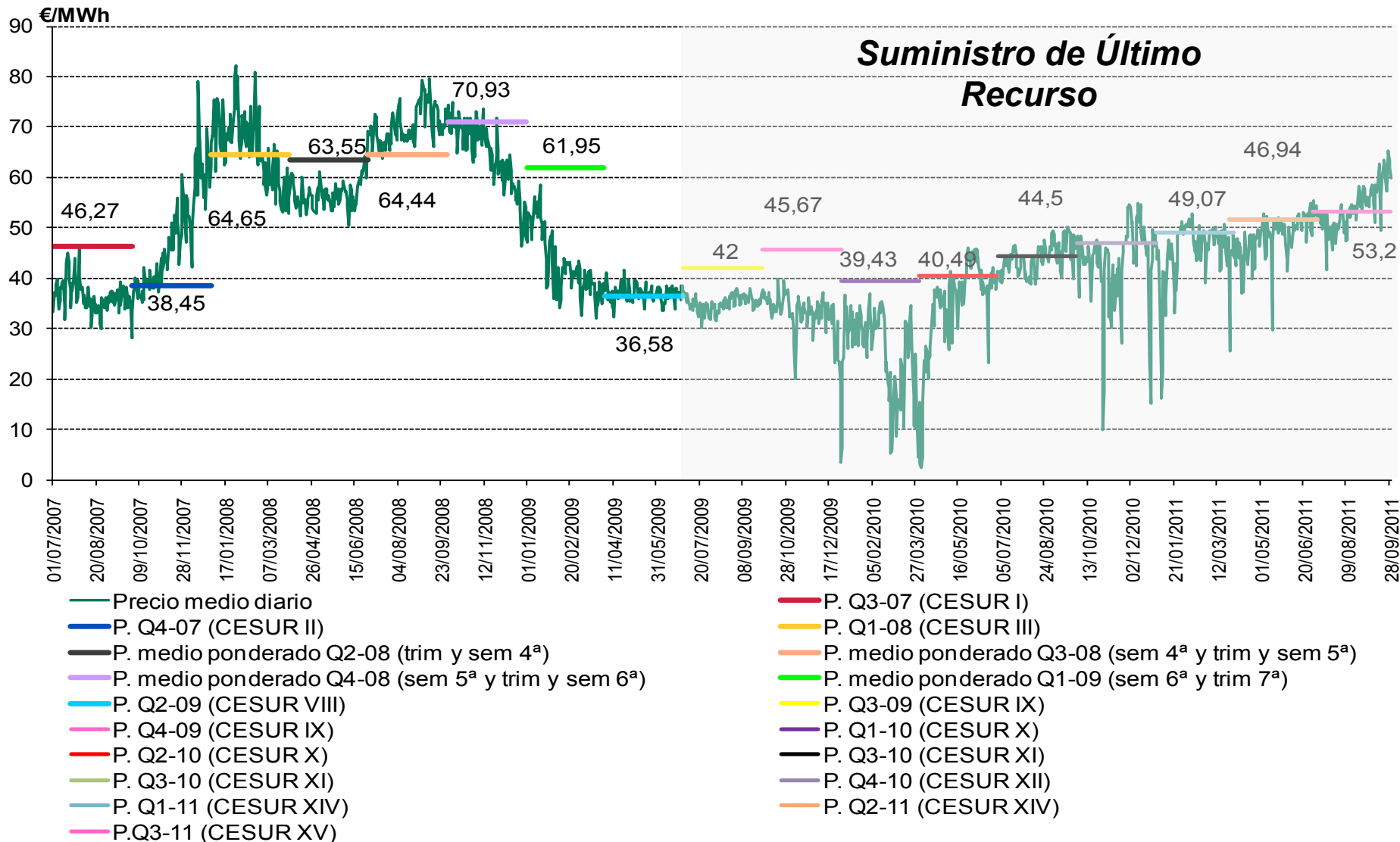
RESULTADOS SUBASTAS CESUR

	1ª subasta	2ª subasta	3ª subasta	4ª subasta		5ª subasta		6ª subasta		7ª subasta		8ª subasta	
Producto subastado	Q3-07	Q4-07	Q1-08	Q2-08	Q2-08 +Q3-08	Q3-08	Q3-08 +Q4-08	Q4-08	Q4-08 +Q1-09	Q1-09	Q1-09	Q2-09	Q2-09
	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Punta	Base	Punta
Nº de participantes	25	26	24	26		25		25		26		24	
Nº de ganadores	21	18	23	26		21		23		24		21	
Nº de rondas	25	15	14	16		12		17		16		17	
Demanda Agregada (MW)	6.500	6.500	6.500	3.500	3.500	1.800	900	2.000	1.000	3.400	200	2.400	450
Precio de salida (€/MWh)	70	60	85	85	85	85	85	90	90	82	92	57	63
Precio final (€/MWh)	46,27	38,45	64,65	63,36	63,73	65,15	65,79	72,49	72,45	58,86	66,84	36,58	38,22
Precio medio spot durante periodo de entrega (€/MWh)	36,45	47,94	65,86	56,92	63,70	70,41	67,43	64,45	53,87	43,06	46,49	37,00	39,84

	9ª subasta				10ª subasta				11ª subasta		12ª subasta		13ª subasta		14ª subasta		15ª subasta		16ª subasta	
Producto subastado	Q3-09	Q3-09	Q4-09	Q4-09	Q1-10	Q1-10	Q2-10	Q2-10	Q3-10	Q3-10	Q4-10	Q4-10	Q1-11	Q1-11	Q2-11	Q2-11	Q3-11	Q3-11	Q4-11	Q4-11
	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta
Nº de participantes	27		26		26		24		28		26		25		23		26		26	
Nº de ganadores	24		25		20		22		25		25		22		21		23		25	
Nº de rondas	13		11		17		17		14		14		12		14		17		12	
Demanda Agregada (MW)	4.800	670	5.000	670	4.800	540	4.800	600	4.000	536	4.000	392	4.000	306	4.000	406	3.600	688	3.800	458
Precio de salida (€/MWh)	55	67	58	70	54	62	54	62	59	68	59	68	59	68	59	68	67	71	68	72
Precio final (€/MWh)	42,00	47,60	45,67	51,31	39,43	43,70	40,49	44,52	44,50	50,48	46,94	53,00	49,07	53,99	51,79	55,13	53,20	56,63	57,99	63,00
Precio medio spot durante periodo de entrega (€/MWh)	35,05	38,55	32,87	36,72	25,38	29,99	34,97	39,20	44,07	49,01	43,33	48,22	45,22	48,66	48,12	51,25	54,23	58,62	n.d.	n.d.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Administrador de la Subasta

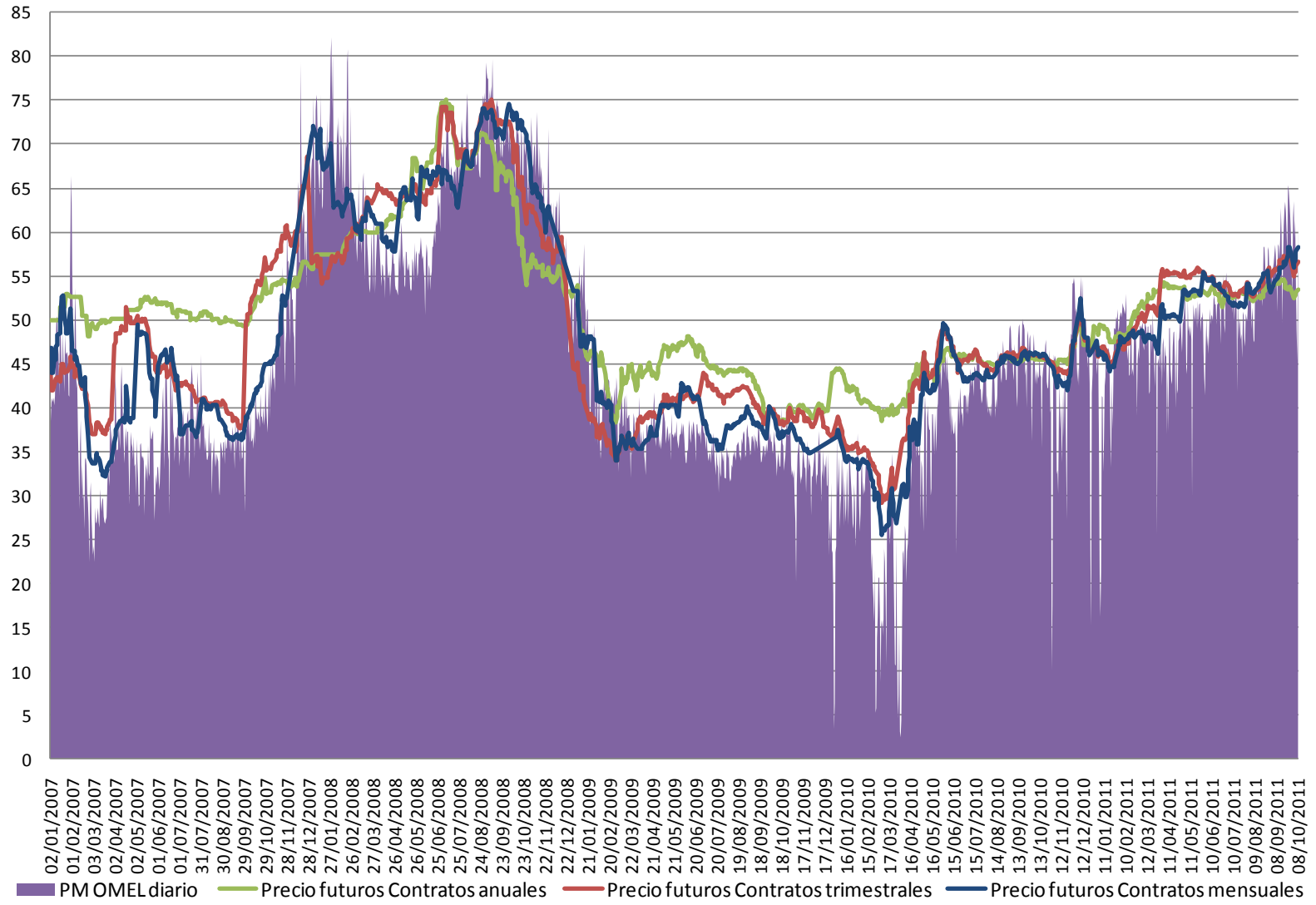
Evolución del precio en el mercado diario y precios resultantes en subastas CESUR



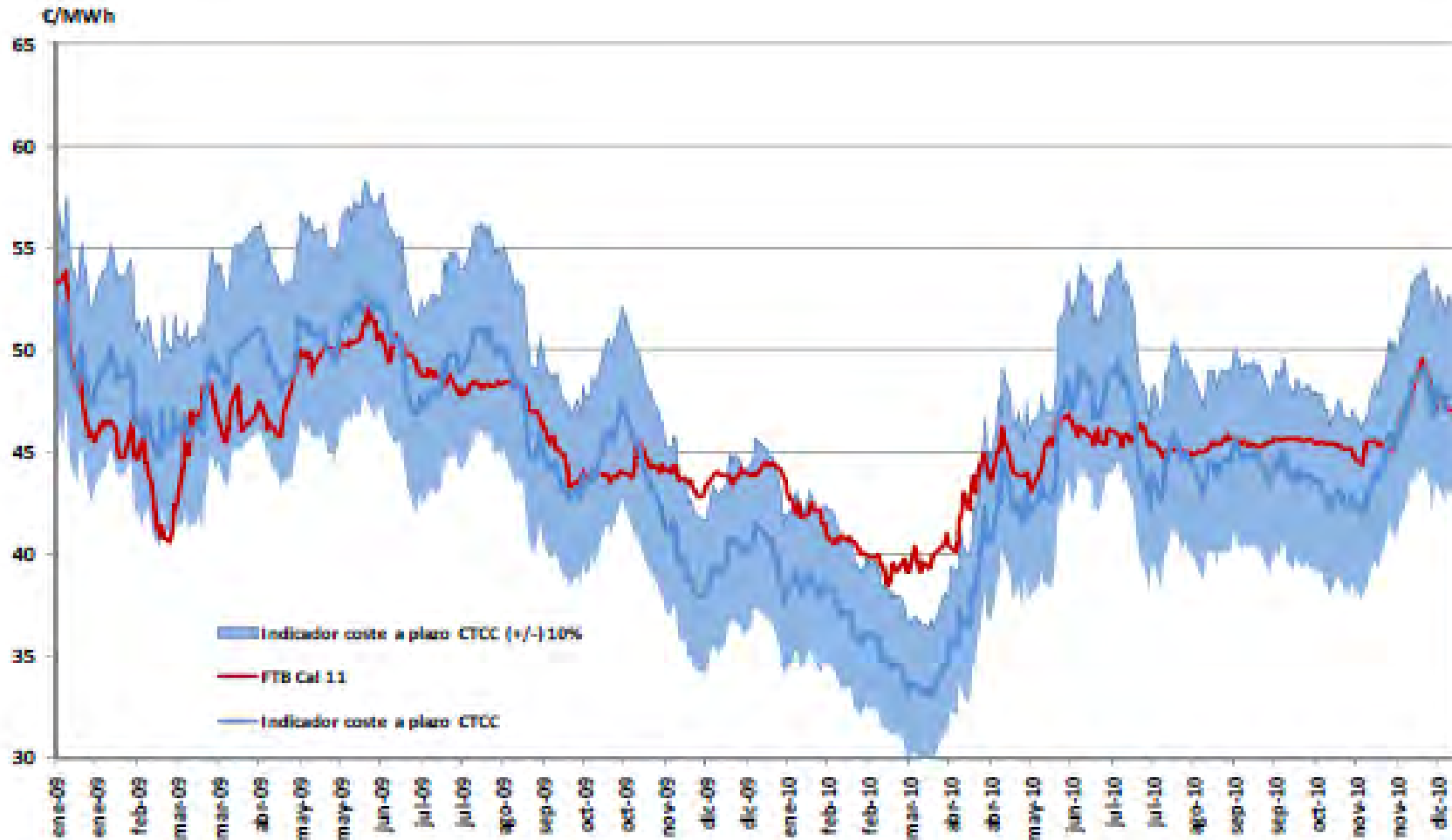
Diferenciales precio spot (ex post) y CESUR

Subasta	Periodo de entrega del producto	Precio resultante en la subasta CESUR (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)	Precio medio spot	Diferencial medio	Diferencial en %
1ª subasta	Q3-07 base	46,27	36,45	9,82			
2ª subasta	Q4-07 base	38,45	47,93	-9,48			
3ª subasta	Q1-08 base	64,65	65,86	-1,21			
4ª subasta	Q2-08 base	63,36	56,92	6,44			
5ª subasta	Q3-08 base	65,15	70,41	-5,26			
6ª subasta	Q4-08 base	72,49	64,45	8,04			
7ª subasta	Q1-09 base	58,86	43,06	15,80			
8ª subasta	Q2-09 base	36,58	37,00	-0,42	52,76	2,96	5,62%
9ª subasta	Q3-09 base	42,00	35,05	6,95			
	Q4-09 base	45,67	32,87	12,80			
10ª subasta	Q1-10 base	39,43	25,38	14,05			
	Q2-10 base	40,49	34,97	5,52	32,07	9,83	30,65%
11ª subasta	Q3-10 base	44,50	44,07	0,43			
12ª subasta	Q4-10 base	46,94	43,33	3,61			
13ª subasta	Q1-11 base	49,07	45,22	3,85			
14ª subasta	Q2-11 base	51,79	48,12	3,67			
15ª subasta	Q3-11 base	53,20	54,23	-1,03			
16ª subasta*	Q4-11 base	57,99	57,46	0,53	48,74	1,84	3,78%

Evolución del precio spot y precios a plazo (M+1, Q+1, YR+1)

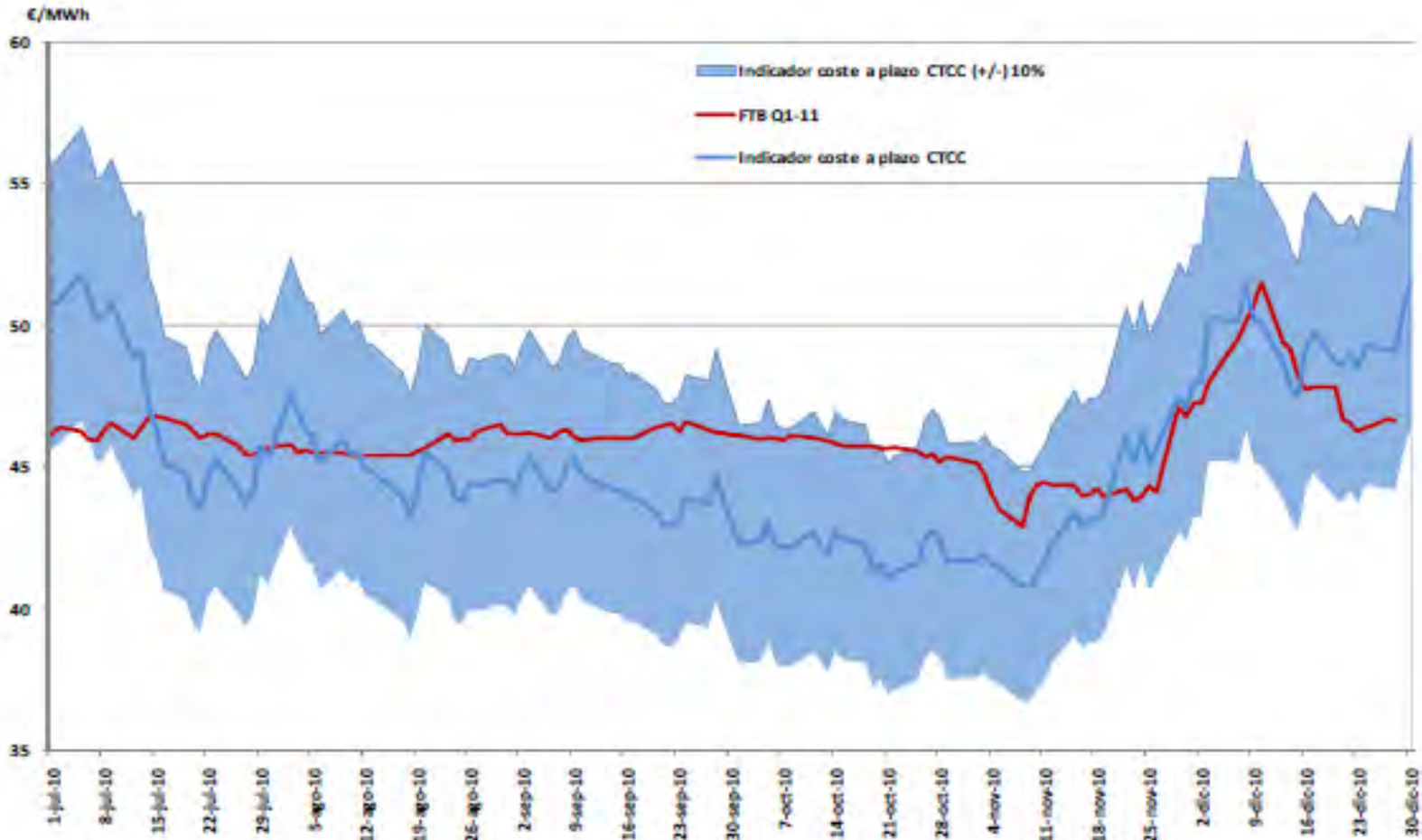


Evolución de la cotización del futuro anual con vencimiento en 2011 (FTB Cal-11) y del indicador del coste variable a plazo de un ciclo combinado (CTCC).



Fuente: EEX y OMIP. Elaboración propia (Cartea y Villaplana, 2011).

Evolución de la cotización a plazo de energía eléctrica del contrato Q1-11e indicador del coste variable a plazo de un ciclo combinado (CTCC).



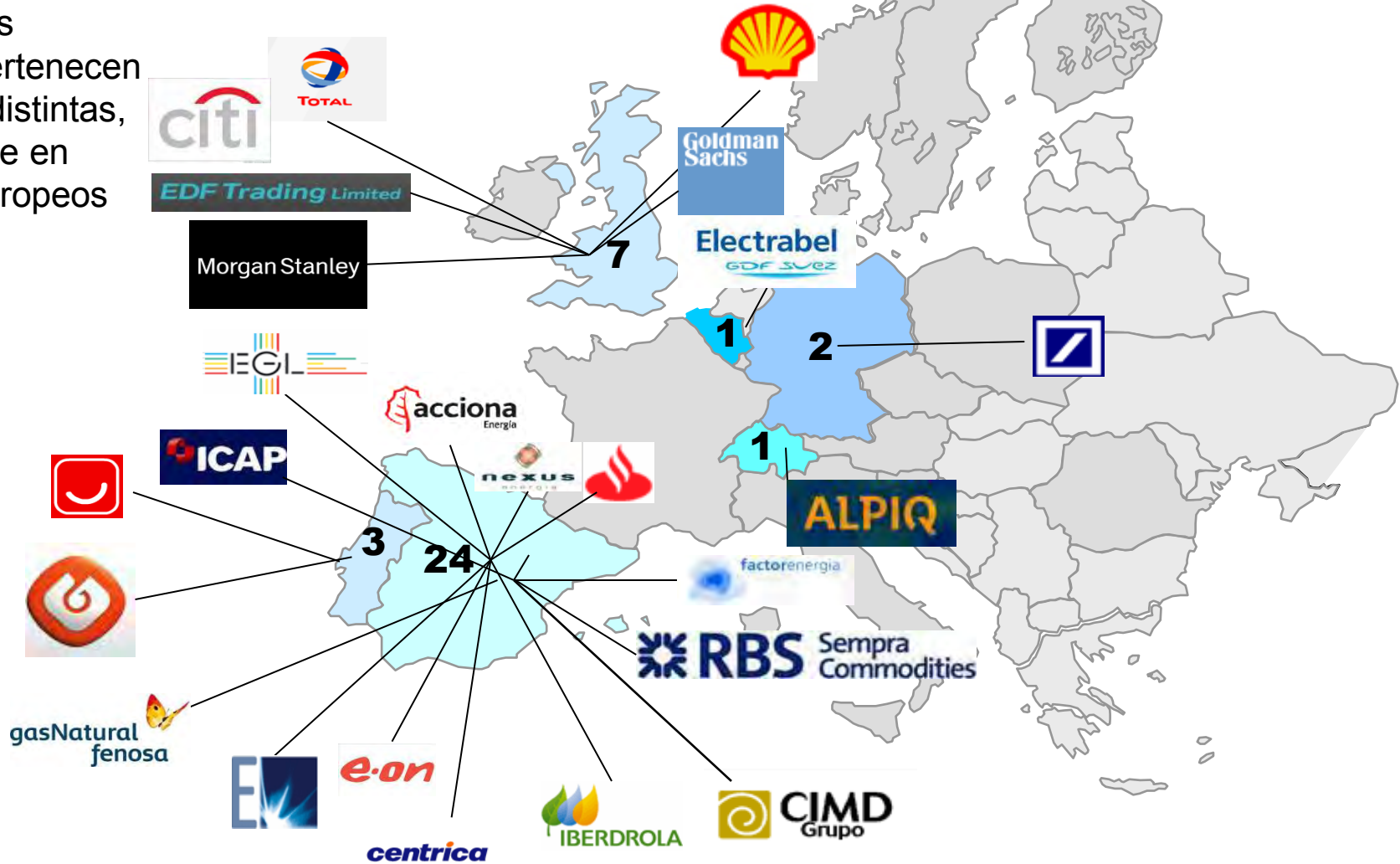
Fuente: EEX y OMIP. Elaboración propia (Cartea y Villaplana, 2011).

Tipología de participantes/adjudicatarios en subastas CESUR

Producto subastado	12ª subasta		13ª subasta		14ª subasta		15ª subasta		16ª subasta	
	Q4-10	Q4-10	Q1-11	Q1-11	Q1-11	Q1-11	Q1-11	Q1-11	Q1-11	Q1-11
	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta	Base	Punta
Nº de participantes	26		25		23		26		26	
Nº de ganadores	25		22		21		23		25	
Demanda Agregada (MW)	4.000	392	4.000	306	4.000	406	3.600	688	3.800	458
Adjudicatarios con activos de generación en España (%)	42,8%	40,3%	36,6%	40,8%	35,3%	25,9%	30,1%	35,6%	51,0%	52,4%
Resto de adjudicatarios (%)	57,2%	59,7%	63,4%	59,2%	64,7%	74,1%	69,9%	64,4%	49,0%	47,6%
Adjudicatarios con domicilio social en España (%)	63,4%	52,8%	50,1%	40,8%	46,8%	50,5%	46,3%	65,0%	70,8%	38,0%
Adjudicatarios con domicilio social fuera de España (%)	36,6%	47,2%	50,0%	59,2%	53,2%	49,5%	53,7%	35,0%	29,2%	62,0%
Adjudicatarios pertenecientes a grupos verticalmente integrados (%)	15,6%	39,5%	7,7%	40,8%	10,8%	25,9%	8,1%	27,8%	22,3%	38,0%
Resto de adjudicatarios (%)	84,5%	60,5%	92,4%	59,2%	89,2%	74,1%	91,9%	72,2%	77,7%	62,0%

Miembros participantes (negociadores y liquidadores) en el mercado OMIP

Los 38 miembros negociadores pertenecen a 24 empresas distintas, algunas con sede en varios países europeos



Cámara de Compensación de MEFF Power (miembros)

Entidad	Derivados Financieros		Derivados Energía		MEFFClear	
	Código	Tipo	Código	Tipo	Código	Tipo
ACCIONA GREEN ENERGY DEVELOPMENTS, S.L.U.			A272	MNCP		
AUDAX ENERGÍA, S.L.			A295	MNCP		
BANCO SANTANDER, S.A.	A911	MLGR	A911	MLG	A911	ML
BHF BANK AG			A259	MLG		
BNP PARIBAS COMMODITY FUTURES LIMITED			A260	MLG		
CEPSA INTERNATIONAL BV			A273	MNCP		
DEUTSCHE BANK AG AG LONDON			A298	MN		
E.ON ENERGY TRADING SE			A275	MNCP		
EDF TRADING LIMITED			A265	MNCP		
EGL ENERGÍA IBERIA, S.L.			A258	MNCP		
ENDESA GENERACIÓN, S.A.			A261	MNCP		
ENÉRGYA VM GESTIÓN DE ENERGÍA S.L.U.			A264	MNCP		
FACTOR ENERGÍA IBERIA, S.A.			A269	MNCP		
GALP POWER, S.A.			A276	MNCP		
GAS NATURAL, SDG, S.A.			A233	MNCP		
GEOATLANTER, S.L.			A232	MNCP		
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U.			A262	MNCP		
La Unión Electro Industrial (ENERCOOP)			A400	MNCP		
MERCURIA ENERGY TRADING, S.A.			A268	MNCP		
MORGAN STANLEY & Co. Int. Plc.	A159	MNR	A263	MN		
NEXUS ENERGÍA, S.A.			A278	MNCP		
RWE SUPPLY & TRADING GMBH			A267	MNCP		

Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo.

- Los CUR tienen reconocidos los precios de las subastas CESUR por el 100% de su consumo a TUR. En todas las subastas CESUR para la fijación de la TUR, la cantidad subastada (VOS) ha sido inferior a la solicitud de compra de los CUR al objeto de no incorporar excesiva presión al precio por el lado de la demanda. Por tanto, los CUR estaban expuesto al riesgo de coste de aprovisionamiento de la energía por la parte no cubierta en CESUR.
- El Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, tiene por objeto reducir el riesgo de los CUR, ya que permite que estos adquieran toda la energía solicitada al mismo coste de la subasta CESUR.
- El CUR obtiene mediante el RD 302/2011 una cobertura adicional, igual a la diferencia entre el volumen solicitado y el volumen adjudicado en CESUR, de forma que se asegura que el CUR obtenga una cobertura completa de su solicitud de compra.
- A partir de la aplicación del RD 302/2011 (en particular, a partir de la 14ª subasta CESUR), los CUR tienen completamente cubierta su solicitud de compra al precio CESUR. ¿Incentivos a la participación de los agentes integrados en la subasta?

	Q1-11 (GWh)	Q2-11 (GWh)	Q3-11 (GWh)	Q4-11 (GWh)
Solicitud de compra CUR	17.950	13.511	14.290	15.650
Cobertura subastas CESUR	8.871	9.053	8.494	8.751
Cobertura RE	-	4.458	5.796	6.899
Cobertura Total	8.871	13.511	14.290	15.650

Fuente: CNE a partir de la solicitud de compra de los CUR y Resoluciones de 3 de diciembre de 2010, de 14 de marzo, 13 de junio y 20 de septiembre de 2011

4. Conclusiones

Conclusiones I

- La desaparición de tarifas de energía (precios regulados sobre el coste de la energía), supone un aumento de la exposición a las fluctuaciones de precios a los comercializadores y consumidores
 - ▶ *Precios regulados a su vez pueden suponer un freno al desarrollo de la comercialización libre (especialmente si tarifa es inferior al “coste de la energía” para la comercialización libre)*
- Esquema de Suministro de Último Recurso supone al menos:
 - ▶ *Definición del conjunto de consumidores que pueden acogerse al SUR*
 - ➔ En España: consumidores en BT con potencia contratada inferior a 10 kw
 - ¿Aumentar, mantener, Disminuir?. Criterios de evaluación y consecuencias
 - ▶ *Mecanismo de determinación del coste de energía regulado*
 - ➔ En España: precio de mercado, supervisado y determinado con anterioridad
 - Actualmente subastas trimestrales de productos trimestrales con liquidación en el trimestre siguiente. ¿Excesiva volatilidad para el consumidor?
 - Productos subastados. Estándares con liquidación financiera. Maximizar número de participantes y presión competitiva en subasta. Grupo grande y heterogéneo de participantes.
 - Proceso de formación en subasta vs. Proceso de formación en “mercado sombra” previo a la subasta

- Eliminación de tarifas reguladas y desarrollo mercados a plazo
 - ▶ *Retroalimentación: desaparición de tarifas – aumento de exposición al riesgo – mayores necesidades de cobertura – desarrollo de mercados a plazo.*
 - ▶ *Problema típico: ¿huevo o gallina?*

- Determinación de tarifas reguladas (tipo TUR) aditivas basadas en precios de mercado supone que el “regulador” asume cierto rol de comercializador
 - ▶ *Momento de la “compra de energía para la demanda regulada” tiene paralelismos con el problema de definición de estrategia de cobertura*
 - ¿Momento de la compra?. Subasta: única, secuencial, solapada
 - Tipo de producto, volumen,....
 - ¿Ofertas? --- Presión competitiva del mecanismo; Mecanismos de protección de la subasta. Capacidad de supervisión

Muchas gracias por su atención!

Pablo Villaplana

Director de Mercados Derivados de Energía, CNE

pvc@cne.es