

aege

asociación de empresas con gran consumo de energía

COMO AFRONTAR LA DESAPARICIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES EN JULIO DE 2008

Operativa del sistema eléctrico y la gestión de demanda.
Interrumpibilidad en el mercado

Javier Penacho

Vicepresidente Ejecutivo de AEGE

Madrid, 6 de febrero de 2008



Lo que significa AEGE

CEMENTOS	QUÍMICA BÁSICA	METALES	SIDERURGIA	GASES INDUSTRIALES	OTROS
A.G. CEMENTOS BALBOA	ERCROS	ALCOA	A.G. SID.BALBOA	ABELLO LINDE, S.A.	SAINT GOBAIN CRIS.
CEMENTOS ALFA, S.A.	SOLVAY	ASTURIANA DE ZINC	ARCELOR ESPAÑA	AIR LIQUIDE	SGL CARBON, S.A.
CEMENTOS COSMOS, S.A.		ATLANTIC COPPER	ACERINOX	MESSER CARBUROS	
CEMENTOS MOLINS INDUSTRIAL		CARBUROS DEL CINCA	ACEROS INOX.OLARRA	PRAXAIR	
CEMENTOS PORTLAND		FERROATLANTICA	CELSA	S.E. DE CARBUROS	
CEMEX ESPAÑA, S.A.			GSB ACERO		
FINANCIERA Y MINERA			INFUN,S.A.		
HOLCIM ESPAÑA, S.A.			MEGASA		
LAFARGE ASLAND, S.A.			SIDENOR		
LEMONA INDUSTRIAL, S.A.			SID.SEVILLANA		
S.A.TUDELA VEGUIN			TUBACEX		
SDAD DE CEMENTOS Y MAT.DE CONSTRUCCIÓN			TUBOS REUNIDOS		
UNILAND CEMENTERA					

Toda la industria básica
15% de la demanda de energía eléctrica
10% de la demanda de gas natural no eléctrica

La industria básica y la competencia energética

La industria supone un 22% del PIB español,

Incluyendo la gran cantidad de empresas de servicios vinculadas al sector industrial, el número se eleva a más del 30%

La energía eléctrica es clave de competitividad. Como media para los productos relacionados en el recuadro azul significa lo indicado en el recuadro rojo.

La encuesta se hizo de forma específica para la energía eléctrica. Si incluimos el gas las cifras de ese recuadro se pueden multiplicar por 1,5 sin demasiado riesgo de error

Aluminio 99,5
Bobina caliente
Cemento Portland
Cloro
Cobre catódico 99,9
Ferrosilicio
Oxígeno
Palanquilla
Papel estucado
Silicio metal 99,99

3 veces la mano de obra directa
2 veces gastos
fijos+mantenimiento+administración
+ventas+generales
6 veces amortización+cargas financieras

Fuente: Encuesta AEGE 2005

- La energía eléctrica no se almacena, salvo en forma de energía primaria
- La demanda es muy rígida, entre otras cosas porque no es sustituible a corto y, además, nadie tiene su propio stock
- Su transporte requiere de “carreteras” especiales y exclusivas
- Son un servicio esencial para los ciudadanos, sea cual sea su nivel de renta
- Son, a la vez, materia prima básica para la industria y, por tanto, estratégicas para producir y competir para el industrial que opera a nivel mundial
- Las decisiones de inversión requieren de retornos largos, tanto para los proveedores y transportistas de energía como para la industria consumidora

Los dos “productos eléctricos” el servicio y la materia prima, son radicalmente distintos

	CIUDADANO	INDUSTRIA BÁSICA
La electricidad es	Servicio imprescindible	Materia prima
Lo que pide en precio	Asequible	Competitivo
Garantía de suministro	Innegociable	Negociable
Compromiso de consumo	No	Si, incluso hora a hora a 15 años
Predecibilidad del consumo	No como individuo	Si, en cada contador
Volumen relativo	3.000 kWh/año y familia	50.000 veces mayor
Preocupación del político	Máxima, porque es el votante	Relativa. Se les conoce poco

¿Se pueden atender desde una misma referencia de mercado dos productos que tienen que satisfacer a clientes radicalmente distintos en necesidades, prioridades y capacidad de compromiso?

A nuestro juicio, no

La visión desde el consumidor industrial sometido en primera línea a la competencia global

¿Es la energía eléctrica un fin último?	No, es a la vez un servicio y una materia prima que estamos liberalizando en beneficio del cliente
¿Hacia dónde va la liberalización UE?	Mercados regionales con “drivers” de precios no basados en la presión del cliente
¿Hacia dónde va nuestro sistema energético?	Sólo gas y renovables, caro, con visibilidad sólo hasta 2011 y, después, oscuro y politizado
¿Tiene la industria la “seguridad regulatoria eléctrica” necesaria para seguir invirtiendo?	Rotundamente, no
¿Tiene derecho el cliente a que se tenga en cuenta su opinión y necesidades como comprador?	Rotundamente, si

La liberalización eléctrica planteada por la UE tiene un flanco muy débil, cuya solución es tan necesaria como lenta



1) Las tecnologías ligeras en variables, o están agotadas , hidráulicas, o requieren de "autorización administrativa profunda", nucleares.

2) El síndrome del CO2 creó un mercado irreal sobre otro, el eléctrico, todavía no eficiente

3) Todo el sector eléctrico se lanzó por lo que quedaba, el gas, alto coste variable, y las renovables, potenciadas con primas ajenas al mercado

4) Fuerte subida de precios mayoristas y, a pesar de ella, los nuevos entrantes sólo con gas, comprueban que no pueden competir con las empresas ya asentadas con mix de generación amplio o basado en nuclear

5) El cliente no puede "importar" la electricidad producida en otros sistemas, o con otras tecnologías porque, para esta "materia prima", los sistemas de transporte son escasos a nivel europeo y no están inventados a nivel mundial

En resumen

Se consolidan mercados regionales cerrados a la competencia

Se inician las concentraciones supranacionales de las eléctricas, con excepcional aparato político y mediático

Bruselas propone "el III Paquete"

En el mejor de los casos, el consumidor seguirá siendo cliente cautivo hasta que el III Paquete sea eficaz,

El servicio y la materia prima bajo tarifas

	MEDIA INDUSTRIA BÁSICA			MEDIA GENERAL			DOMÉSTICA 3 kW		
	Anual	Acumulado desde		Anual	Acumulado desde		Anual	Acumulado desde	
		1990	1997		1990	1997		1990	1997
1990	5,70%			5,50%			6,70%		
1991	6,72%	6,72%		6,80%	6,80%		6,25%	6,25%	
1992	2,87%	9,78%		3,20%	10,22%		3,16%	9,61%	
1993	1,82%	11,78%		2,90%	13,41%		4,52%	14,56%	
1994	1,23%	13,15%		2,06%	15,75%		3,53%	18,61%	
1995	-2,52%	10,29%		1,48%	17,46%		3,02%	22,19%	
1996	0,00%	10,29%		0,00%	17,46%		0,00%	22,19%	
1997	-4,19%	5,67%		-3,00%	13,94%		-1,12%	20,82%	
1998	-1,28%	4,32%	-1,28%	-3,63%	9,80%	-3,63%	-3,10%	17,07%	-3,10%
1999	0,00%	4,32%	-1,28%	-2,50%	7,06%	-6,04%	-2,53%	14,11%	-5,55%
2000	1,39%	5,77%	0,09%	-1,00%	5,99%	-6,98%	-3,58%	10,03%	-8,93%
2001	1,50%	7,36%	1,60%	2,22%	8,34%	-4,91%	-4,01%	5,61%	-12,58%
2002	1,00%	8,44%	2,62%	0,41%	8,79%	-4,52%	0,00%	5,61%	-12,58%
2003	2,00%	10,61%	4,67%	1,69%	10,63%	-2,91%	1,05%	6,72%	-11,67%
2004	1,60%	12,38%	6,34%	1,54%	12,33%	-1,41%	1,50%	8,32%	-10,34%
2005	1,61%	14,19%	8,05%	1,71%	14,25%	0,27%	1,74%	10,21%	-8,78%
2006	5,06%	19,96%	13,52%	4,48%	19,37%	4,76%	4,48%	15,15%	-4,70%
2006	6,00%	27,16%	20,33%	1,38%	21,02%	6,21%	0,80%	16,07%	-3,93%
2007	9,35%	39,05%	31,59%	4,30%	26,22%	10,78%	2,80%	19,32%	-1,24%
2007	1,90%	41,69%	34,09%	3,00%	30,01%	14,10%	0,00%	19,32%	-1,24%
2007	2,30%	44,95%	37,17%	0,00%	30,01%	14,10%	0,00%	19,32%	-1,24%

los políticos tienden a “arbitrar” a favor de “sus” clientes

3.7. EU-15 Electricity Price Summary 1997-2006

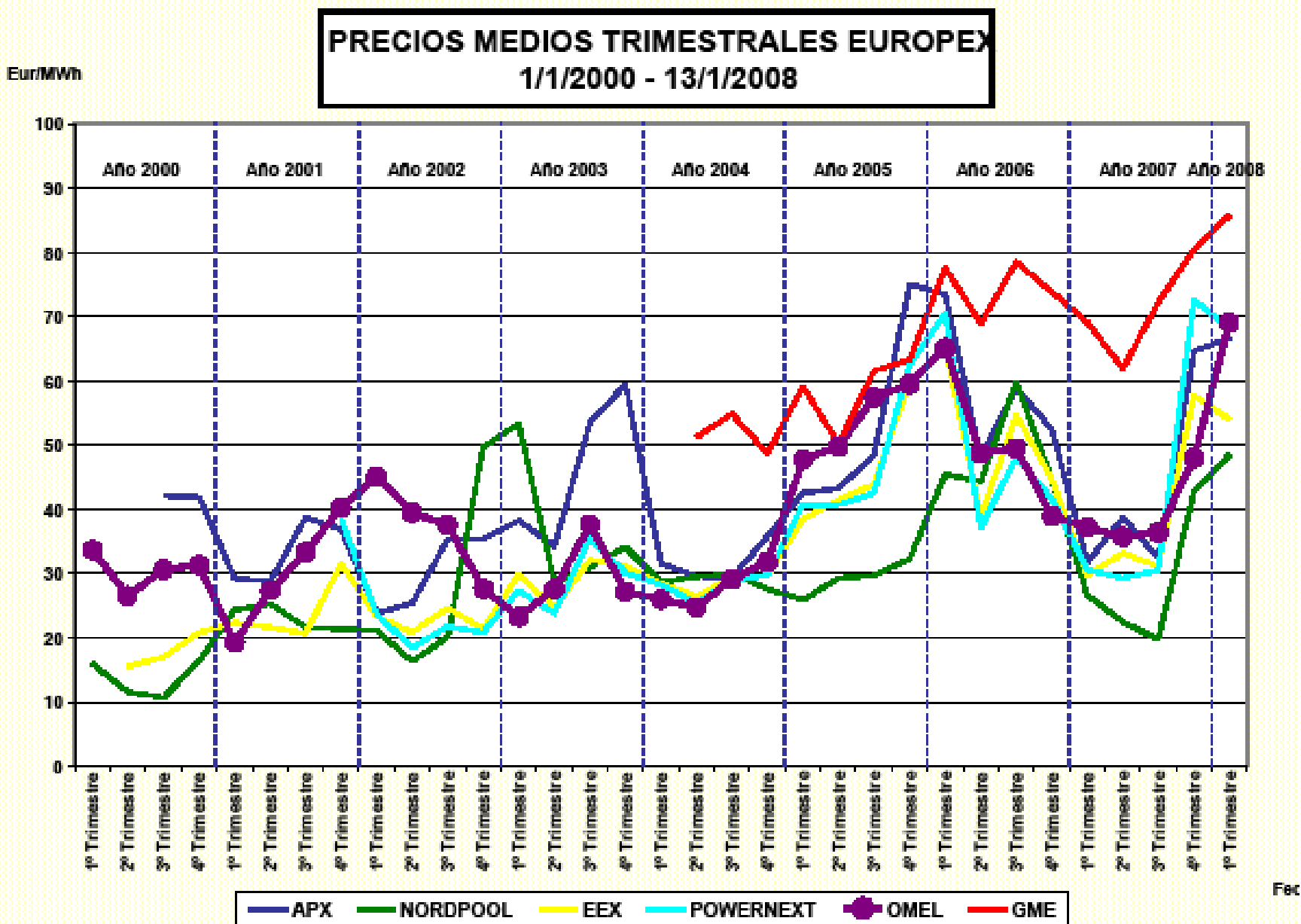
1997 = 100, constant prices	July 1997	July 2000	July 2005	July 2006
Average (all consumers)	100	86	89	98
Very large	100	83	96	121
Medium industrial	100	82	94	107
Small commercial and households	100	88	86	91

Source: Eurostat

**los políticos
tienden a “arbitrar”
a favor de “sus”
clientes...en todas
partes**

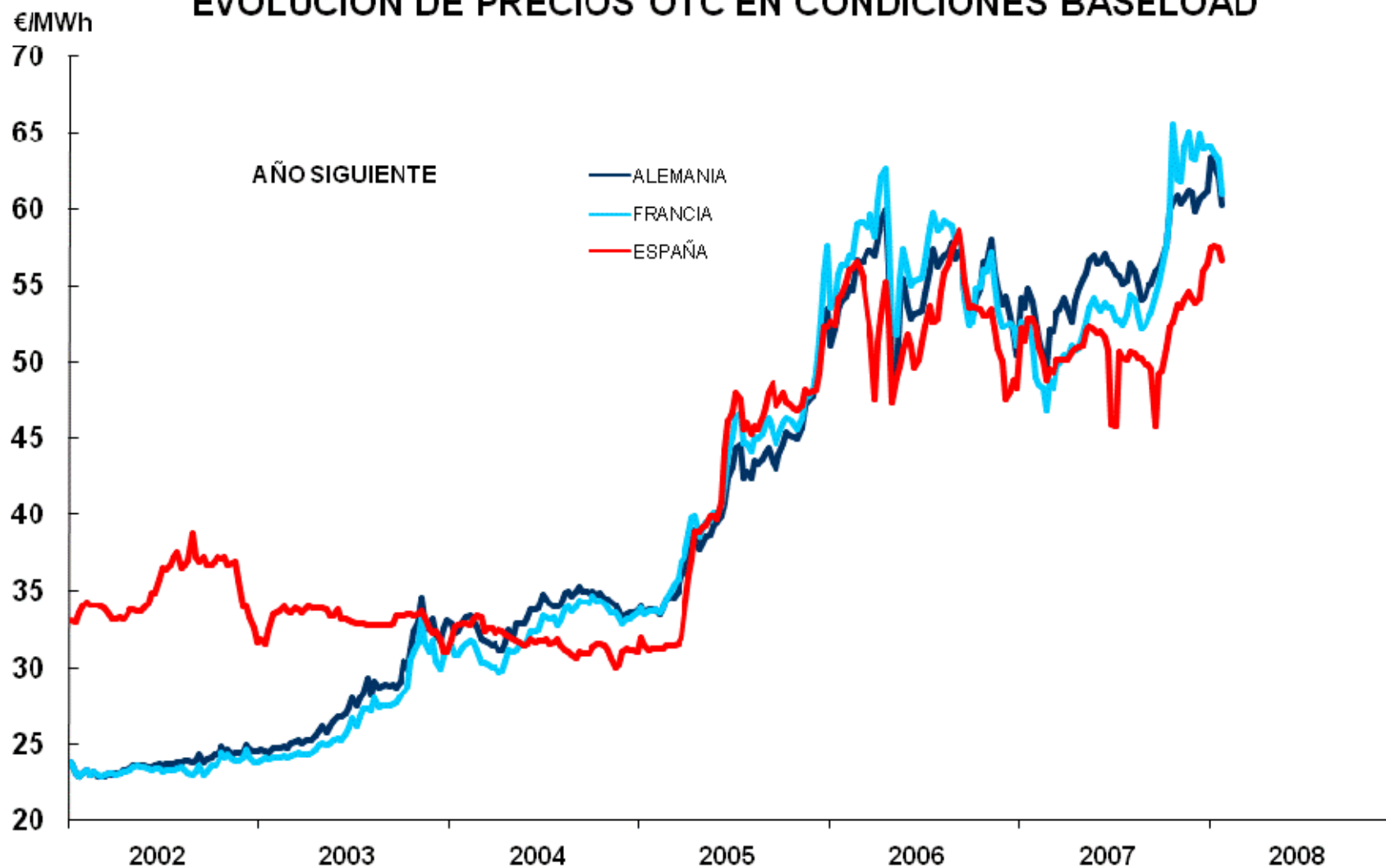


El servicio y la materia prima bajo mercados



Fuente:Omel

EVOLUCIÓN DE PRECIOS OTC EN CONDICIONES BASELOAD

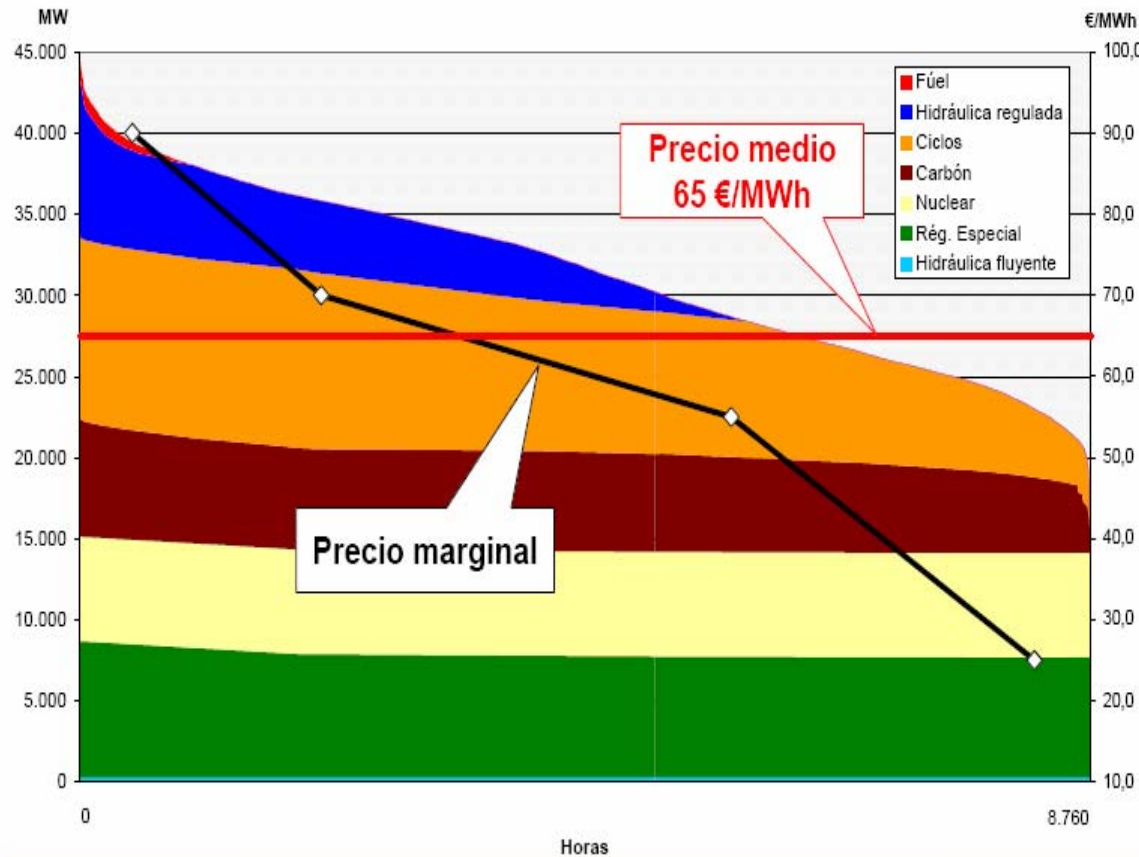


Fuente: Platts

Los proveedores lo justifican por la vía marginal, pero...



Cobertura y precios del mercado

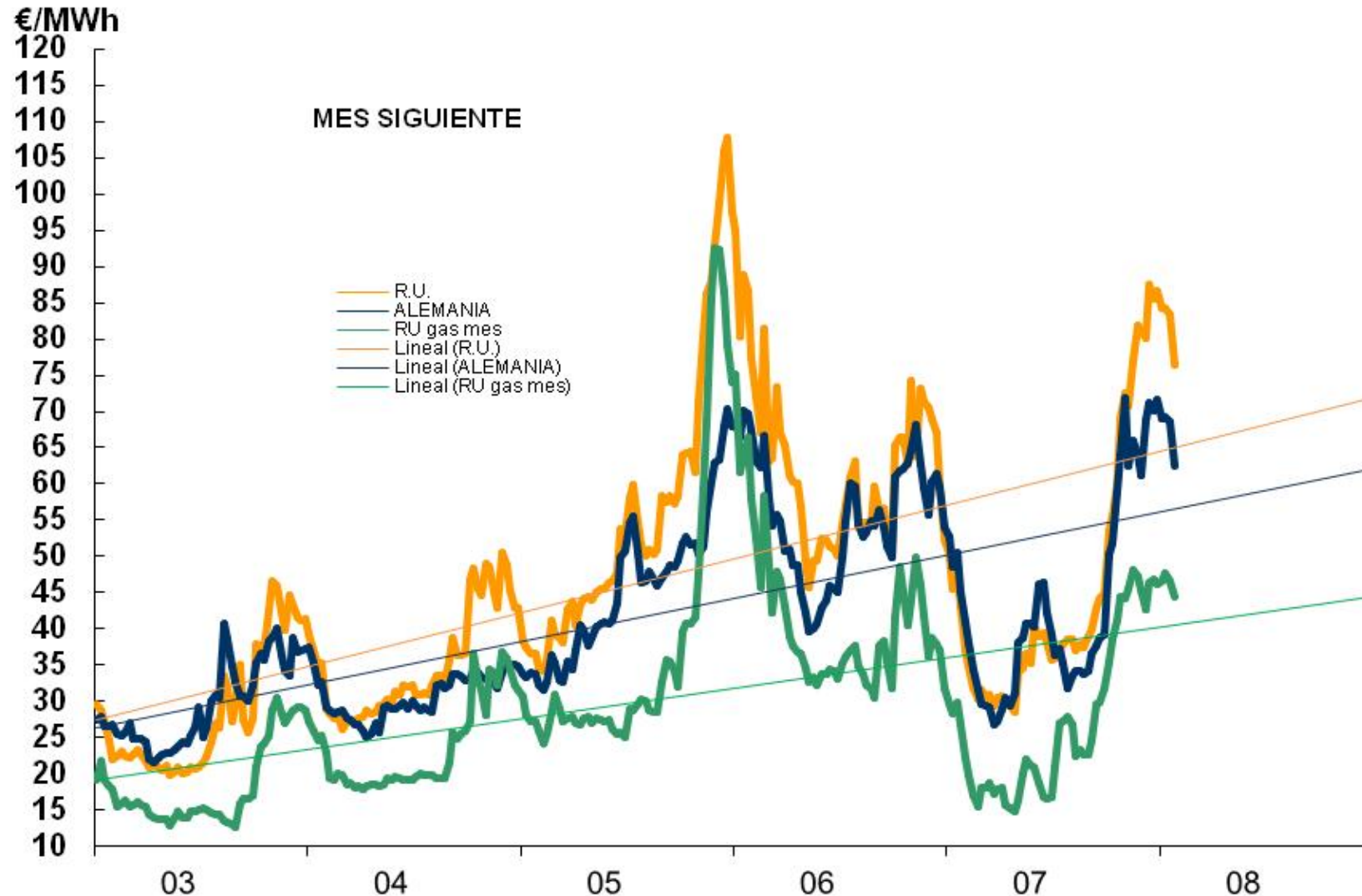


¿Cual sería el precio marginal si no hubiese limitaciones físicas al transporte de electricidad, y de verdad hubiese mercado global eléctrico, y cada uno pudiese importar de cualquier sitio?

¿Y si se duplicase el peso de carbón y nuclear?

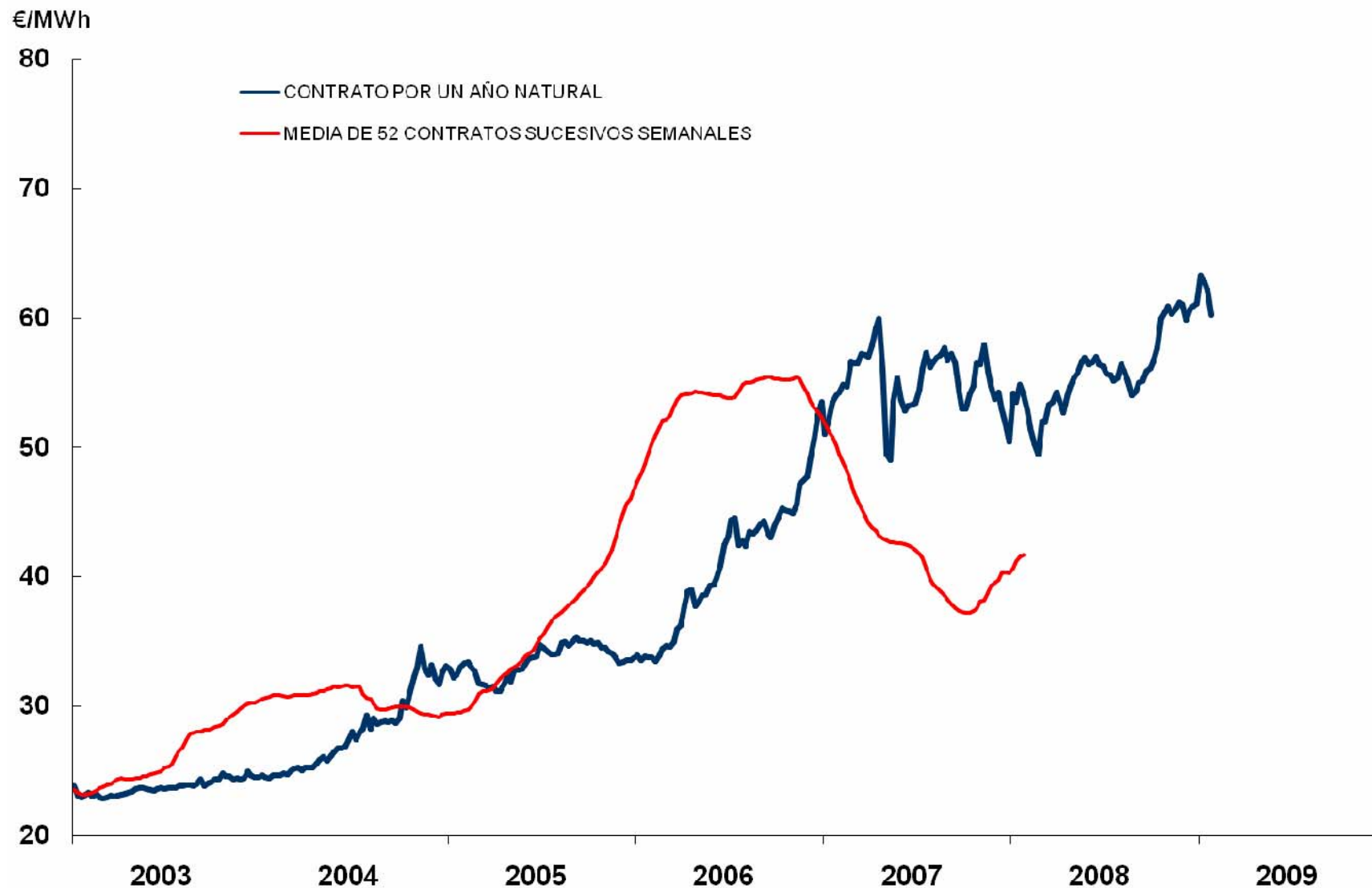
Evolución de precios OTC de energía eléctrica en relación con el precio del gas natural

PRECIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS



Fuente: Platts

Evolución de precios OTC de energía eléctrica en Alemania. Precio medio pagado el año natural anterior según la formula de compra



Fuente: Platts

La liberalización eléctrica europea está dejando fuera de juego a la industria básica

Mientras los mercados sigan aislados, es el político el que “fija” el precio de cada mercado porque:

- el “servicio eléctrico” es sagrado
- la política “condiciona” el mix de generación
- el precio marginal lo fija la tecnología entrante, que es política

En resumen:

- La política determina el coste eléctrico de cada mercado regional
- pero el precio de los productos industriales lo fija el mercado mundial
- **la que está “rechinando” es la industria básica intensiva que usa el kWh como MATERIA PRIMA, encerrada en mercados eléctricos aislados con precio y visibilidad distintos y sin capacidad de reacción**

Los eléctricos saben asumir esta situación, asegurando el servicio con kWh producidos con las tecnologías decididas por “la sociedad”

- **El retorno de sus costes es seguro. A veces algo tarde, pero seguro**

Para la industria consumidora la situación no es la misma:

- **su precio marginal lo decide la globalización, pero su coste eléctrico el mercado local, y ese mercado no se pueda romper vía importaciones**

La industria básica se “defiende”: Ya hay tres soluciones específicas potenciadas por la propia industria y apoyadas por los respectivos gobiernos



Finlandia: TVO-15 TWh

- Participación accionarial en la siguiente nuclear que se va a instalar en el país.
- Planta en construcción avanzada.
- Precio de referencia: 30 €/MWh

Francia: Exeltium-32 TWh

- Fórmulas contractuales garantizadas a 15 años años como media.
- Proveedor fundamental EDF.
- Precios: Algo más caros que los finlandeses, relacionados con el coste de desarrollo de la siguiente generación de plantas nucleares

Bélgica: Blue Sky-14 TWh

Coste - Competitividad - Estabilidad

Coste totales de las diferentes alternativas de generación de electricidad (actualización junio 2006)

	NUCLEAR	CARBÓN	GAS	TURBA	MADERA	EÓLICA
Inversión	14,9	9,3	5,1	10,2	12,0	35,5
O & M	8,0	7,5	4,0	7,0	8,5	10,0
Combustible	3,0	17,8	35,9	18,8	30,8	
Gestión de Residuos	3,0					
SUBTOTAL	28,9	34,4	45,0	36,0	51,3	45,5
Tratamiento emisiones		18,2	7,0	19,1		
TOTAL	28,9	50,6	52,0	55,1	51,3	45,5

Esta ha sido la referencia de negociación de la industria básica finlandesa, francesa y belga, mano a mano con Gobiernos y proveedores

Datos en €/ MWh - tipo de interés del 5% - Funcionamiento 8000 h/año (excepto eólica 2200 h/año)

Precio medio del petróleo mayo 2006 69,67 \$/bbl - Madera y eólica sin subsidios

Fuente: "Competitiveness Comparison of the electricity Production Alternatives" (actualización junio 2006)

R. Tarjanne y K. Lusostarién - Finlandia y elaboración propia

Nuestra apuesta por las renovables es necesaria, es el futuro, pero en el presente nos saca de competitividad



EVE - AEGE - UNESID

Coste - Competitividad - Estabilidad

Primas a la producción de energía eléctrica en régimen especial. Año 2006

		cent€/kWh	
PRIMAS	Cogeneración	2,4349	
	Solar fotovoltaica	≤ 5 kW	36,0607
		> 5 kW	18,0304
	Energía eólica	2,6548	
	Geotérmica y olas	2,6579	
	Hidroeléctrica	≤ 10 MW	2,6579
	Biomasa primaria	2,6579	
	Biomasa secundaria	2,5649	
	Solar térmica	12,0202	

Coste de Producción Nuclear
1,84 cent€/kWh en 2006

Fuente: R.D. 156/2005 de 23 de diciembre de 2005 (BOE de 26 de diciembre de 2005)

La opción renovables es necesaria, es el futuro, pero no puede ser excluyente

La nueva potencia instalada en España es la más cara de Europa

Para seguir garantizando, a la vez, servicio eficiente y materia prima competitiva, hay que hacer las cuentas

BALANCE DE ENERGIA ELÉCTRICA PENINSULAR

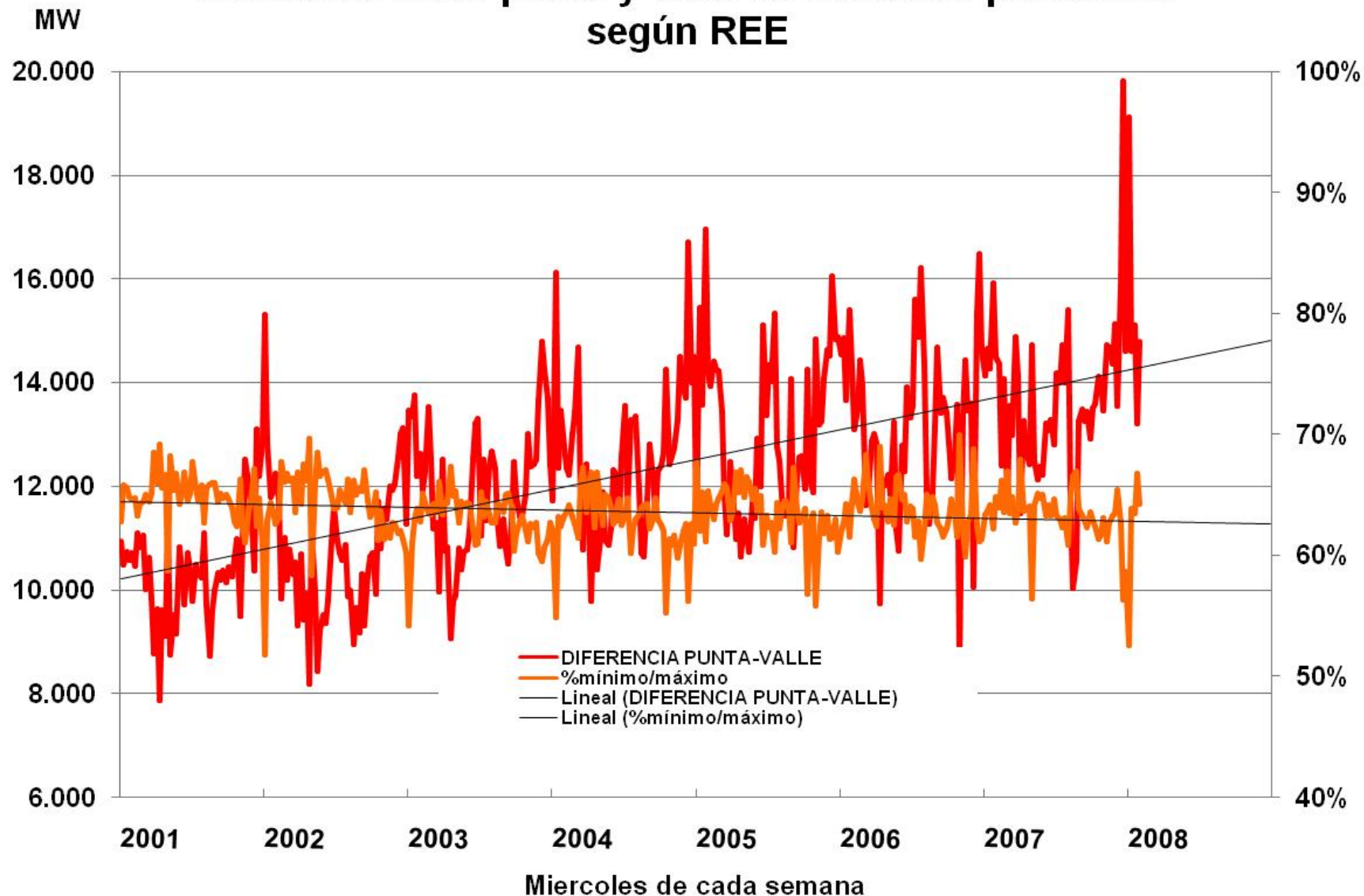
Año hidráulico: Potencia año seco, generación año medio

Fuente: Planificación 2005-2011

Fuente: Planificación 2008-2016

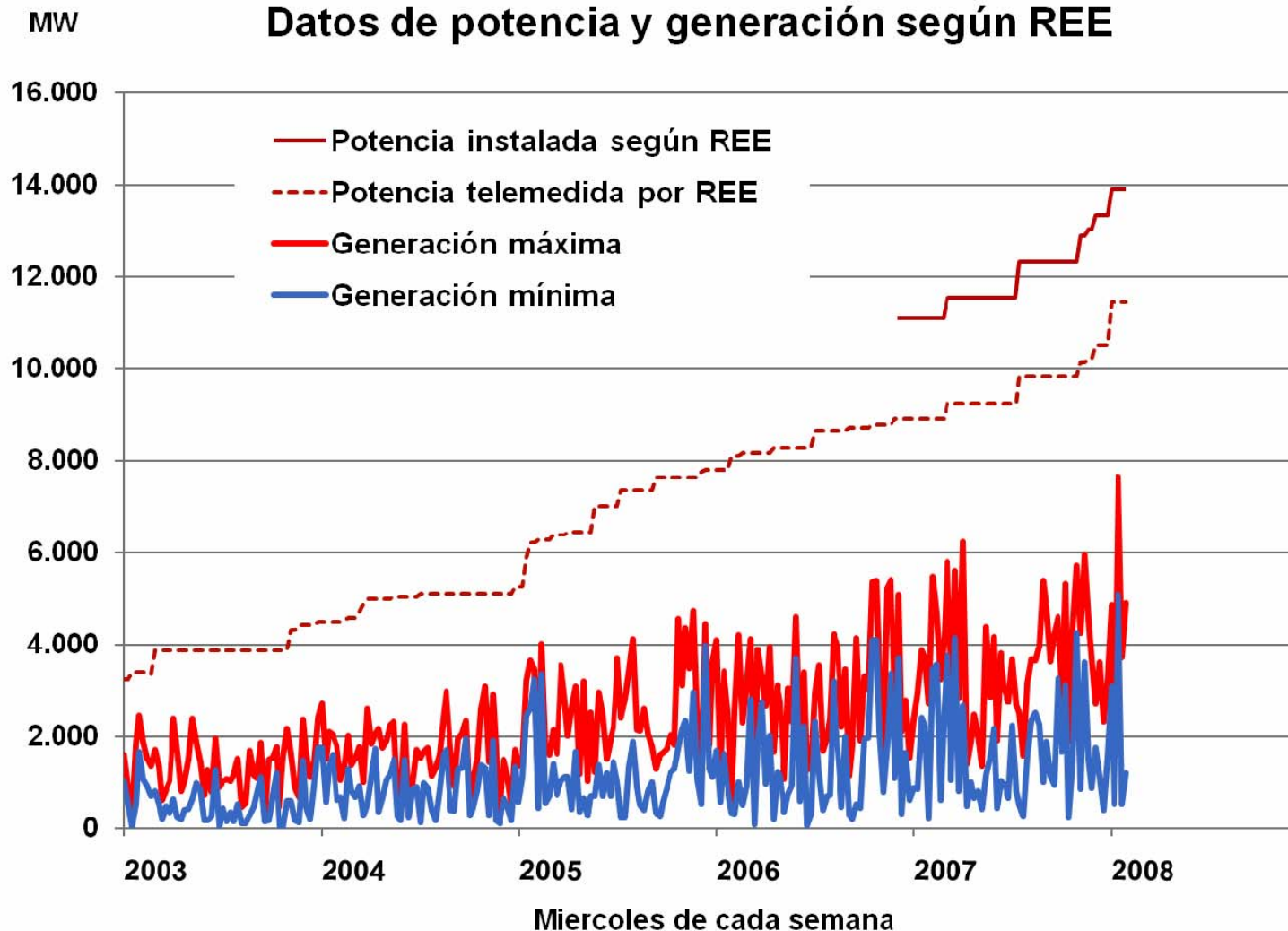
		2004	2005	2006	2007	2008	2011	2011	2016
Hidraulica+bombeos	GWh	29.678	16.200	25.330	30.177	31.000	32.124	31.320	32.750
	MW	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657	17.657	17.630	19.630
	h/año	1.782	973	1.521	1.812	1.861	1.819	1.777	1.668
Termica Nuclear	GWh	63.606	57.539	60.126	60.913	59.000	58.115	59.000	57.000
	MW	7.876	7.876	7.716	7.716	7.726	7.783	7.783	7.783
	h/año	8.076	7.306	7.792	7.894	7.637	7.467	7.581	7.324
Ciclos combinados	GWh	28.974	47.915	63.506	57.761	65.723	74.701	76.450	78.385
	MW	8.020	10.020	15.500	17.640	20.624	28.020	25.024	30.000
	h/año	3.613	4.782	4.097	3.274	3.187	2.666	3.055	2.613
Resto Termica Convencional	GWh	84.055	87.738	71.911	65.845	62.540	47.788	48.960	48.220
	MW	18.734	18.495	18.071	16.639	12.859	11.478	10.569	11.560
	h/año	4.487	4.744	3.979	3.957	4.864	4.163	4.632	4.171
Eólica	GWh	15.584	19.937	22.631	30.384	31.000	46.094	47.000	62.000
	MW	8.351	9.653	11.233	13.000	14.980	20.000	22.000	29.000
	h/año	1.866	2.065	2.015	2.337	2.069	2.305	2.136	2.138
Resto Régimen Especial	GWh	29.450	30.181	27.607	32.441	34.600	43.991	45.500	62.500
	MW	7.146	7.207	9.700	9.040	11.650	12.800	13.620	16.170
	h/año	4.121	4.188	2.846	3.589	2.970	3.437	3.341	3.865
Total Producción	GWh	251.347	259.510	271.111	277.521	283.863	302.813	308.230	340.855
	MW	66.784	69.908	78.877	80.692	84.496	97.738	96.626	114.143
	h/año	3.764	3.712	3.437	3.439	3.359	3.098	3.190	2.986
h/año sin hidraulica		4.422	4.569	3.950	3.863	3.727	3.380	3.505	3.260

Diferencia entre punta y valle de demanda peninsular según REE



Energía eólica

Datos de potencia y generación según REE



La energía eólica es excelente como energía aportada al sistema

Como potencia, necesita respaldo

Combustible gratis, tecnología española, sin CO₂

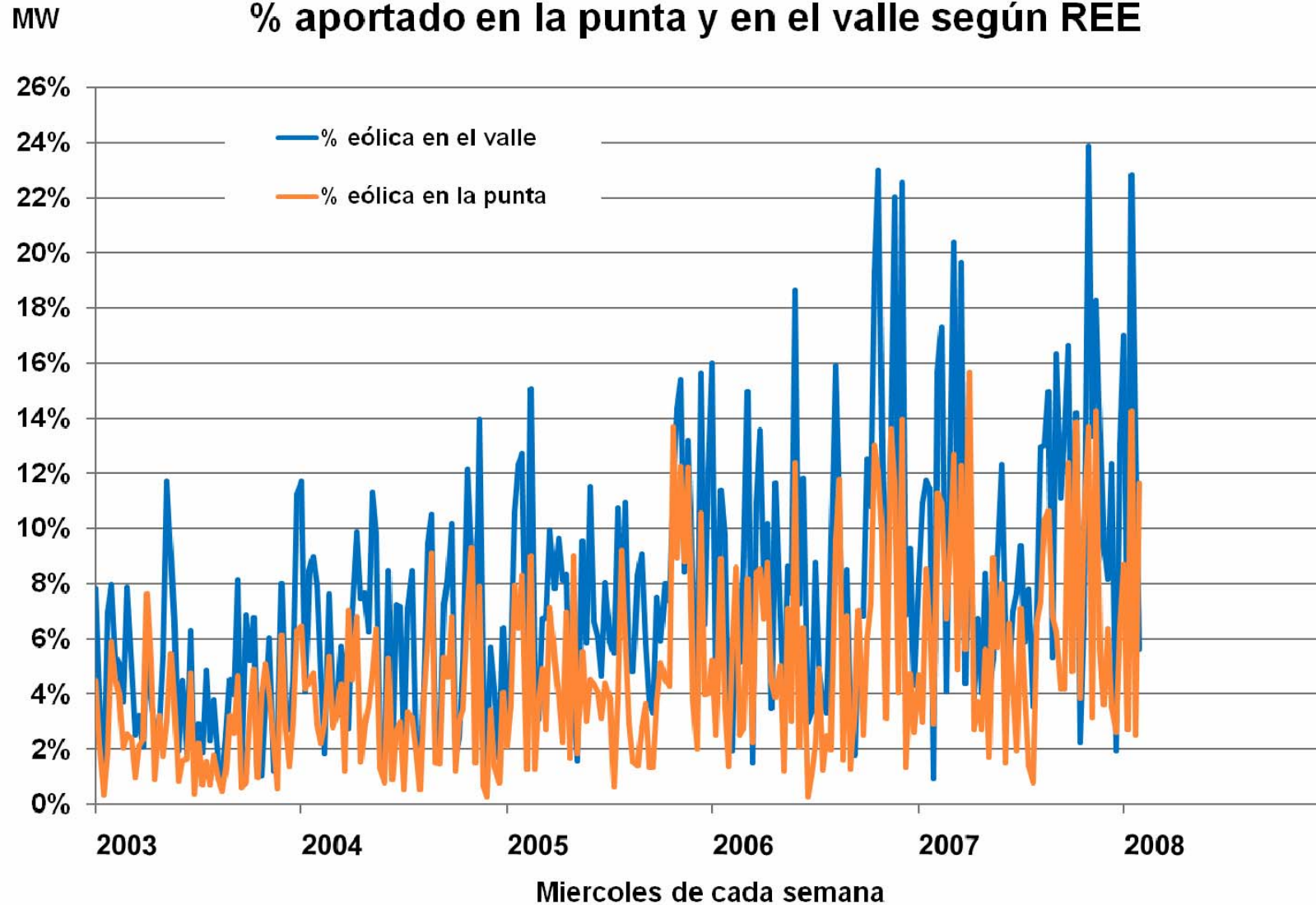
Todavía necesita primas para competir

Problemas de incorporación al sistema

La parte eólica va a ser cada vez más fundamental, pero no se deben ignorar sus limitaciones

Energía eólica

% aportado en la punta y en el valle según REE

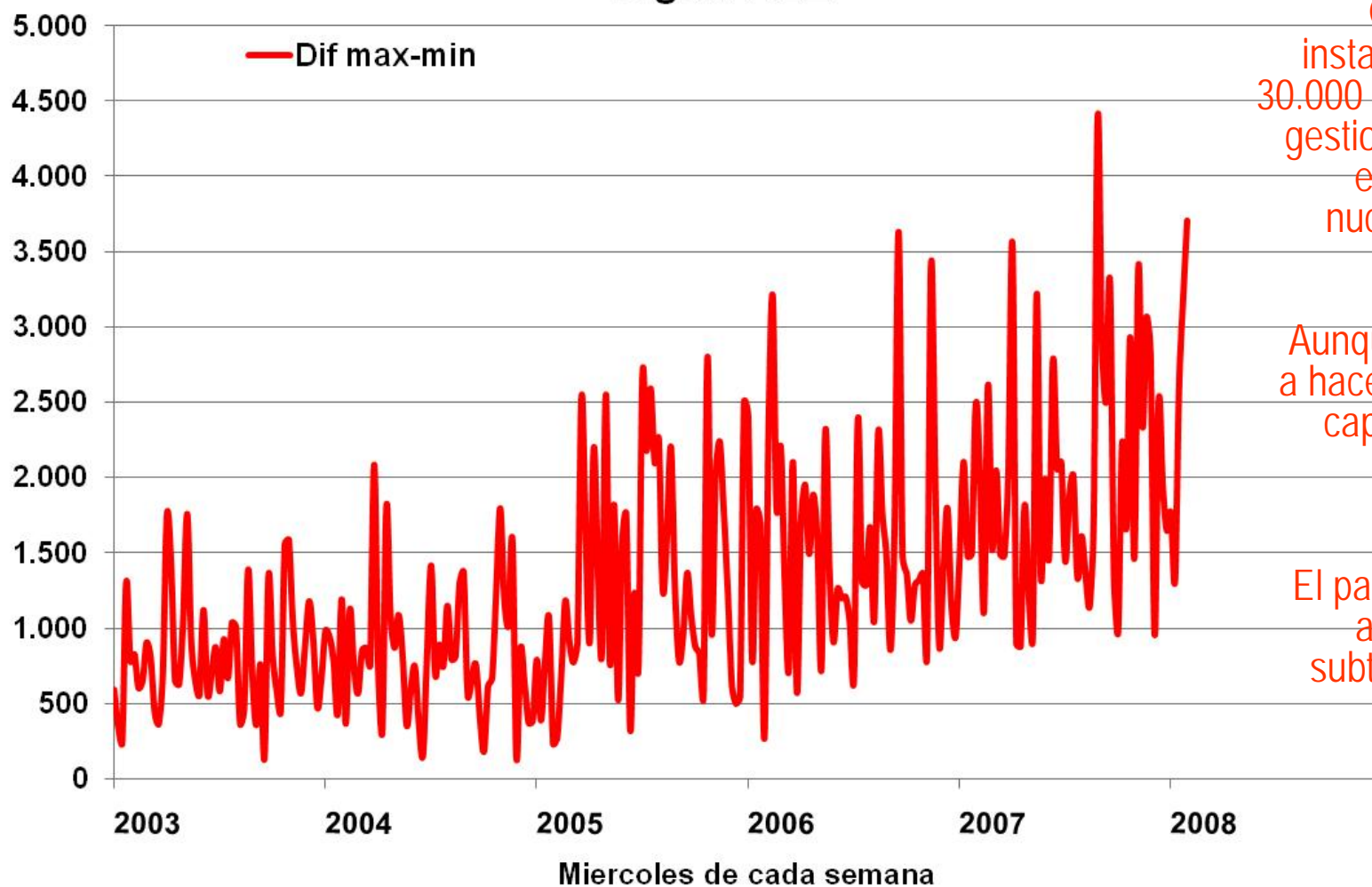


la de
exige
table
ir las
licas

der a
ergía
ólica

La parte eólica va a ser cada vez más fundamental, pero no se deben ignorar sus limitaciones

Energía eólica.
Diferencia diaria entre generación máxima y mínima según REE

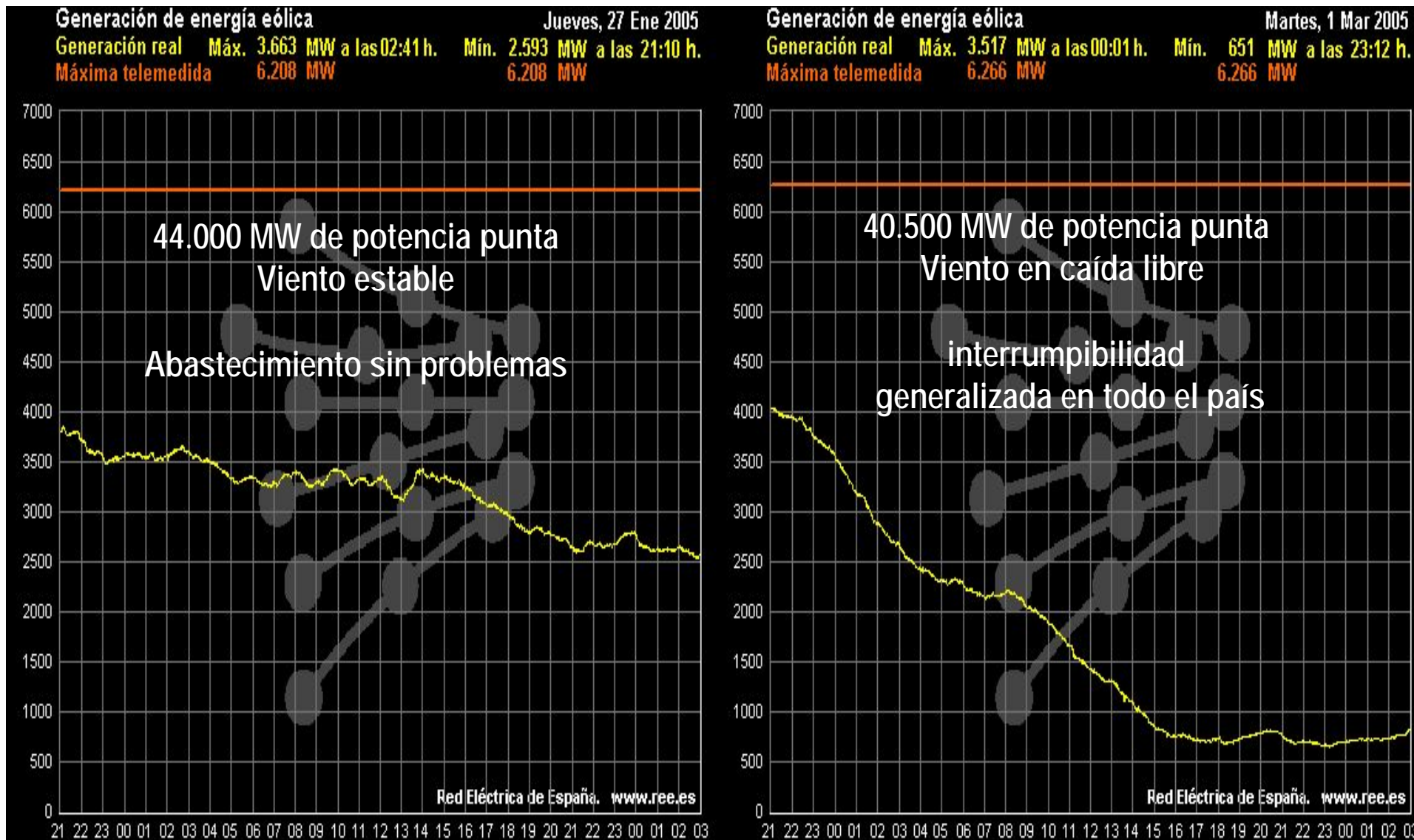


Quando la eólica instalada llegue a los 30.000 MW, ¿sabremos gestionar oscilaciones equivalentes a 10 nucleares en pocas horas?

Aunque REE aprenda a hacerlo, ¿tendremos capacidad de redes suficiente?

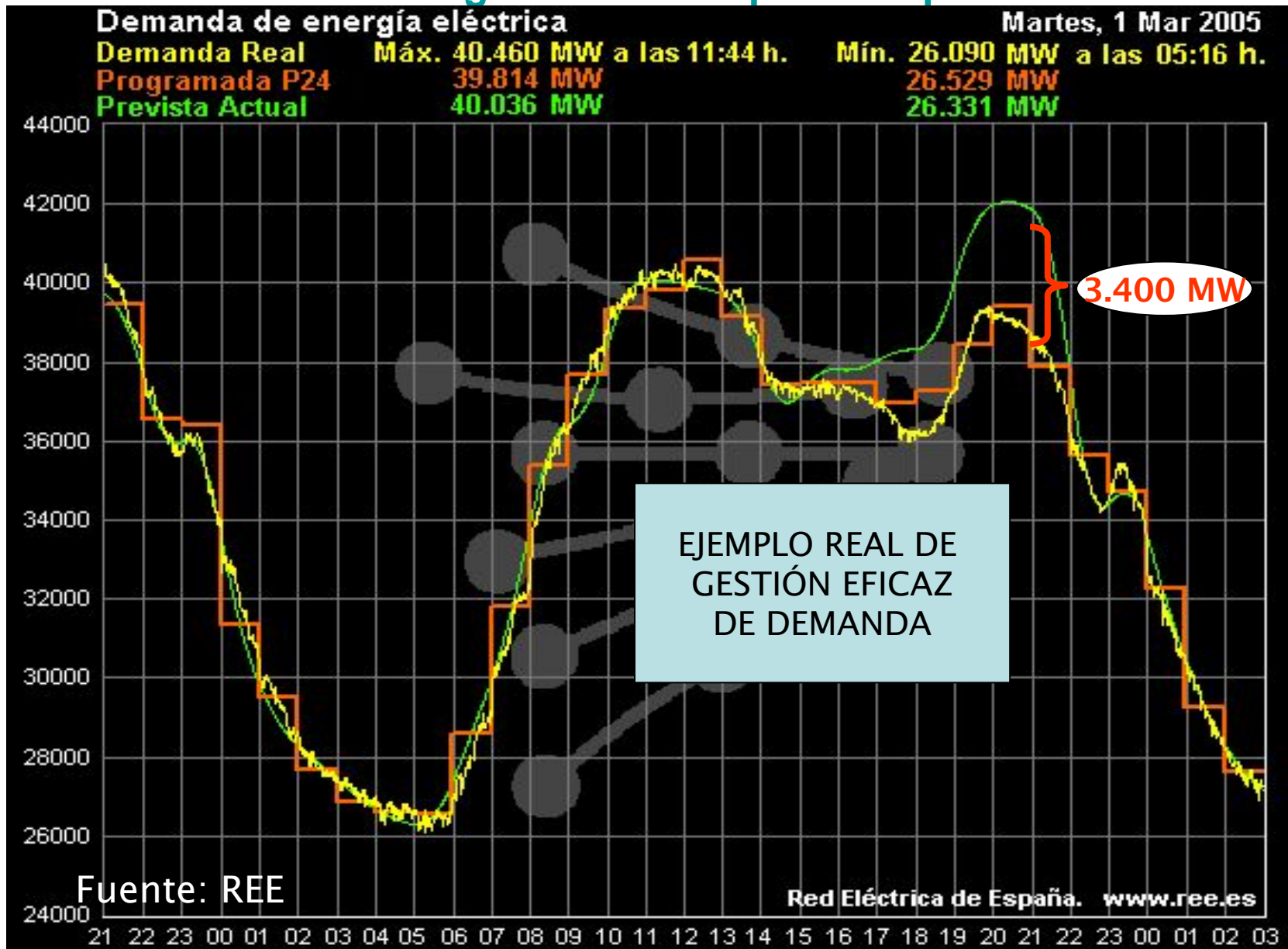
Otra dificultad: El país no cuenta con almacenamientos subterráneos de gas mínimamente suficientes,

Ese mix y esa demanda van a suponer gestión del sistema compleja



Fuente: REE

Una imagen vale más que 1000 palabras



Otra imagen vale más que 1000 palabras

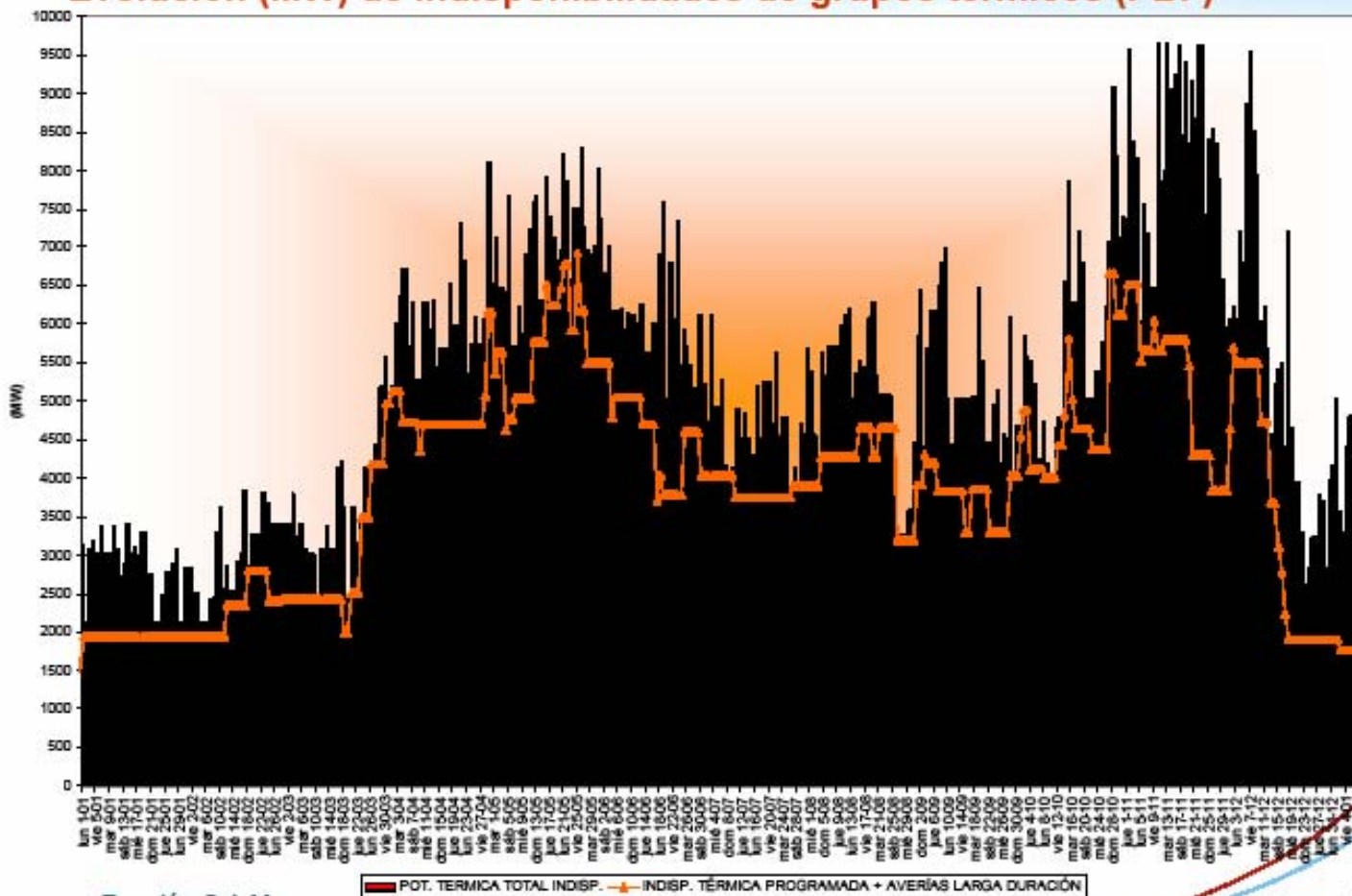


La variabilidad del viento no es el único problema, en un sistema tan aislado como el nuestro



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Evolución (MW) de indisponibilidades de grupos térmicos (PBF)



Reunión C.A.M.

12

Desde 2001 a 2007 REE ha apelado a los contratos de gestión de demanda en 38 ocasiones

2001				2003				2007				
FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	
26/10/2001	INT B	CATALUNA	28.340/20:00	12/06/2003	INT C	ANDALUCÍA	33.850/17:53	19/11/2007	INT C	TOTAL	40.000/18:40	
12/11/2001	INT C	CATALUNA	31.860/18:53			EXTREMADURA						
15/11/2001	INT C	CATALUNA	32.670/18:54			MADRID						
		ARAGON				LEVANTE						
		CENTRO				LEVANTE	33.850/13:25					
		ANDALUCÍA										
26/11/2001	THP		33.157/18:39			13/06/2003	INT C	ANDALUCÍA	34.240/12,52			
27/11/2001	THP		32.700/18:49					EXTREMADURA				
28/11/2001	THP		32.670/19:02			10/07/2003	INT C	ANDALUCÍA	34.410/13,16			
29/11/2001	THP		32.220/18:50					EXTREMADURA				
05/12/2001	INT C	CENTRO	31.590/18:54	11/07/2003	VOL	AND-EXTREM	34.550/13,23					
		LEVANTE		01/08/2003	VOL	AND-EXTREM	33.300/12,52					
		EXTREMADURA		11/08/2003	VOL	AND-EXTREM	31.480/13:26					
		ANDALUCÍA		12/08/2003	VOL	AND-EXTREM	31.670/13:25					
				13/08/2003	VOL	AND-EXTREM	31.460/13:43					
10/12/2001	THP		33.610/18:54	2004								
	INT C	LEVANTE MURCIA			FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora				
11/12/2001	THP		33.890/18:50	28/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.130/13,26					
12/12/2001	THP		34.810/18:46	29/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.690/13,23					
13/12/2001	THP		32.200/18:59	30/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.950/13,27					
	INT C	TOTAL			01/07/2004	VOL	AND-EXTREM	36.190/13,25				
17/12/2001	THP		35.490/18:53	02/07/2004	VOL	AND-EXTREM	34.690/13,23					
	INT C	TOTAL			23/07/2004	VOL	AND-EXTREM	36.700/13,24				
18/12/2001	THP		34.560/18:49	2005								
	INT C	TOTAL			FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora				
19/12/2001	THP		34.560/18:56	01/03/2005	INT B	TOTAL	40.460/11,44					
20/12/2001	THP		33.360/10:50	21/06/2005	INT C	MITAD NORTE(1)	37900/13:00					
	INT C	TOTAL			21/06/2005	INT C	MITAD NORTE(1)	37.870/17,53				
2002												
	FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	27/06/2005	INT D	CATALUNA(1)(2)	36.590/12,47				
10/01/2002	INT C	ANDALUCÍA	34.010/19:43				INT C CATALUNA(1)(2)					
							28/06/2005	INT C	CATALUNA(1)(2)	36.590/13,05		

(1) Aplicación a una mitad de empresas de la zona
 (2) Una por la mañana y otra por la tarde a empresas distintas

La experiencia acumulada: Lo que significa dentro de AEGE la gestión de demanda bajo condiciones tarifarias

- 4.500 MW de potencia demandada en horas valle
- Demanda en horas punta inferior en 1.000 MW de forma estructural
- 1000 MW interrumpibles de forma instantánea, aunque de corta duración
- 3.500 MW interrumpibles de larga duración, con preaviso
- Capacidad de gestión de energía reactiva bajo demanda
- Nuevas posibilidades en estudio y desarrollo

Las industria básica española lleva 20 años invirtiendo y gestionando en función de las señales de gestión de demanda incorporadas a nuestras tarifas hace 20 años, y proponen seguir haciéndolo,

POR LO MENOS MIENTRAS EL MERCADO SIGA AISLADO

Nuestro país va a seguir necesitando soluciones energéticas específicas

- El mercado eléctrico UE tardará en llegar
- Cada país está buscando soluciones específicas
- Los clientes más vulnerables son las empresas intensivas en energía fabricantes de productos sometidos a competencia global
- España es un país específico, a medio camino entre los desarrollados y no, entre los ricos y no, y sin ninguna facilidad energética
- Su aislamiento respecto del resto de la UE por los Pirineos hace difícil la gestión del sistema, e impide que el cliente compre fuera

Tras las reflexiones, las propuestas

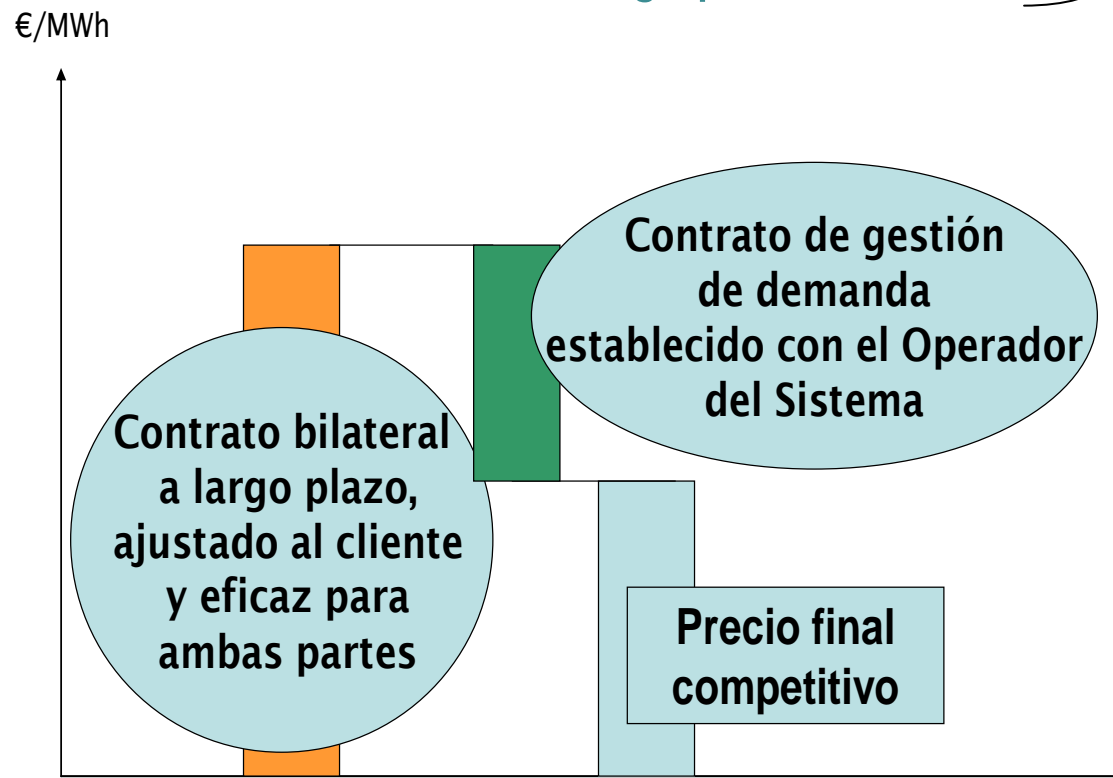
AEGE propuso y negoció un paso ordenado de tarifas a mercado, para que el kWh materia prima no pierda competitividad

Contratos bilaterales con los generadores eléctricos y con el Operador del Sistema, basados en el compromiso mutuo a largo plazo.

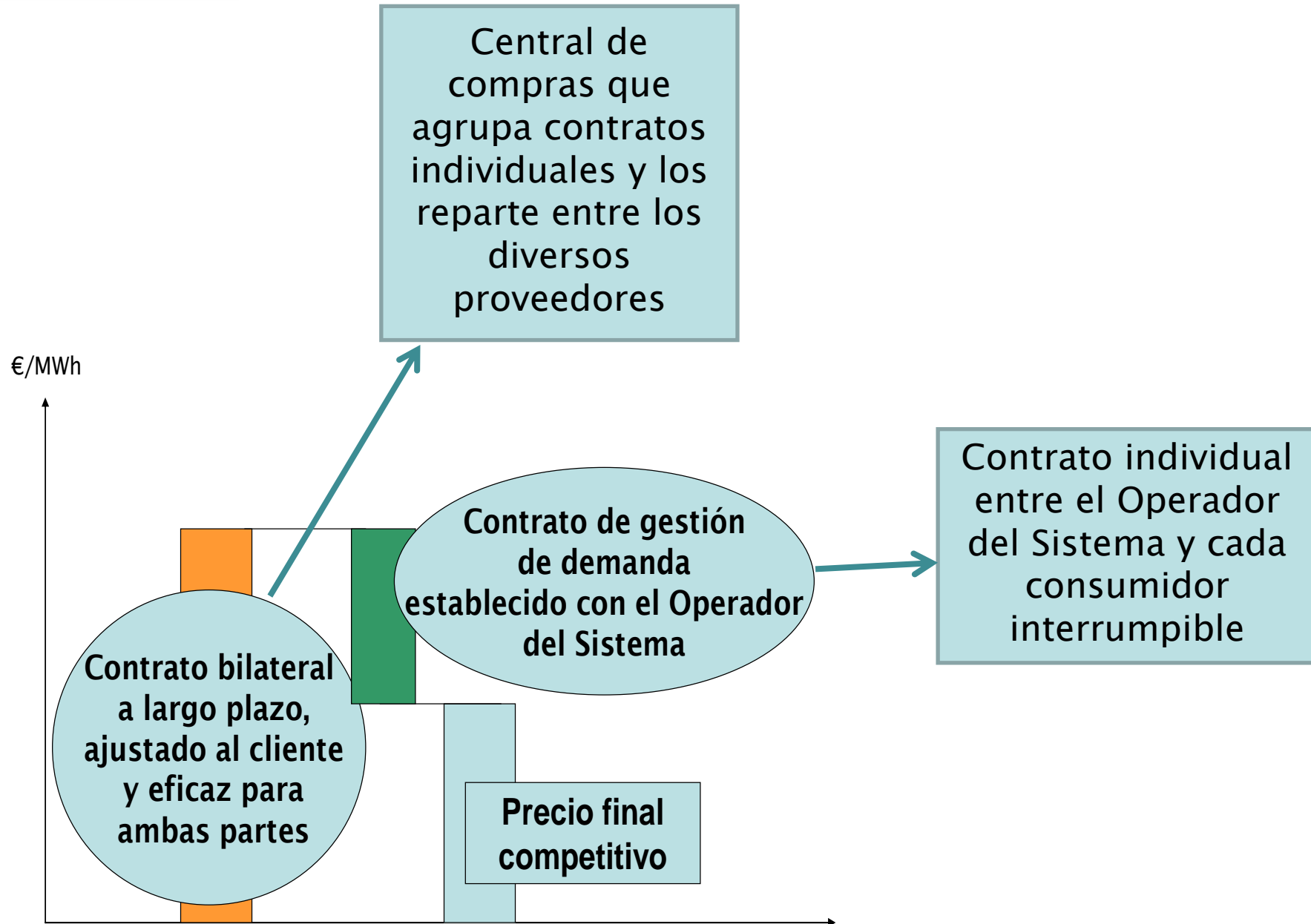
Duración en función del periodo de amortización de las inversiones de una y otra parte

Precios basados en los costes de las tecnologías óptimas para atender el perfil de consumo de la industria básica

Mantenimiento de la colaboración con REE para mejorar la seguridad de suministro a los ciudadanos, ya que el futuro no será fácil



Tras las reflexiones, las propuestas



Tras las propuestas, resultados

El conjunto es más duro que el anterior

Es el resultado de una negociación seria entre REE y AEGE

El Mº se situó en actitud de responsable final y supervisor prudente.

La valoración sigue el esquema histórico, y las condiciones se han endurecido

En pocos días el BOE publicará todos los documentos y POs necesarios para poder establecer el contrato entre REE y el proveedor del servicio

¿Tiene lógica la creación de una central de compras de energía eléctrica?

- La primera lógica induce a pensar que no, porque la experiencia es que no hay ningún ejemplo en el que un cementero, un químico, un siderúrgico, un metalero y un gasero estén comprando algo en común, y mucho menos con carácter sectorial.
- Sin embargo, las soluciones finlandesa, francesa y belga parten de la necesidad de una unión previa.
- El tercer paquete propuesto por Bruselas, diez años después del primero, reconoce que sigue habiendo problemas, pero no da fecha, ni mucho menos, para la solución.
- La perspectiva es que el consumidor seguirá siendo cliente cautivo, incluso a largo plazo y, por tanto, los eléctricos ganarán poder, luego va a seguir siendo necesario que los consumidores ganen fuerza como clientes hasta que se cree un auténtico mercado eléctrico UE27.

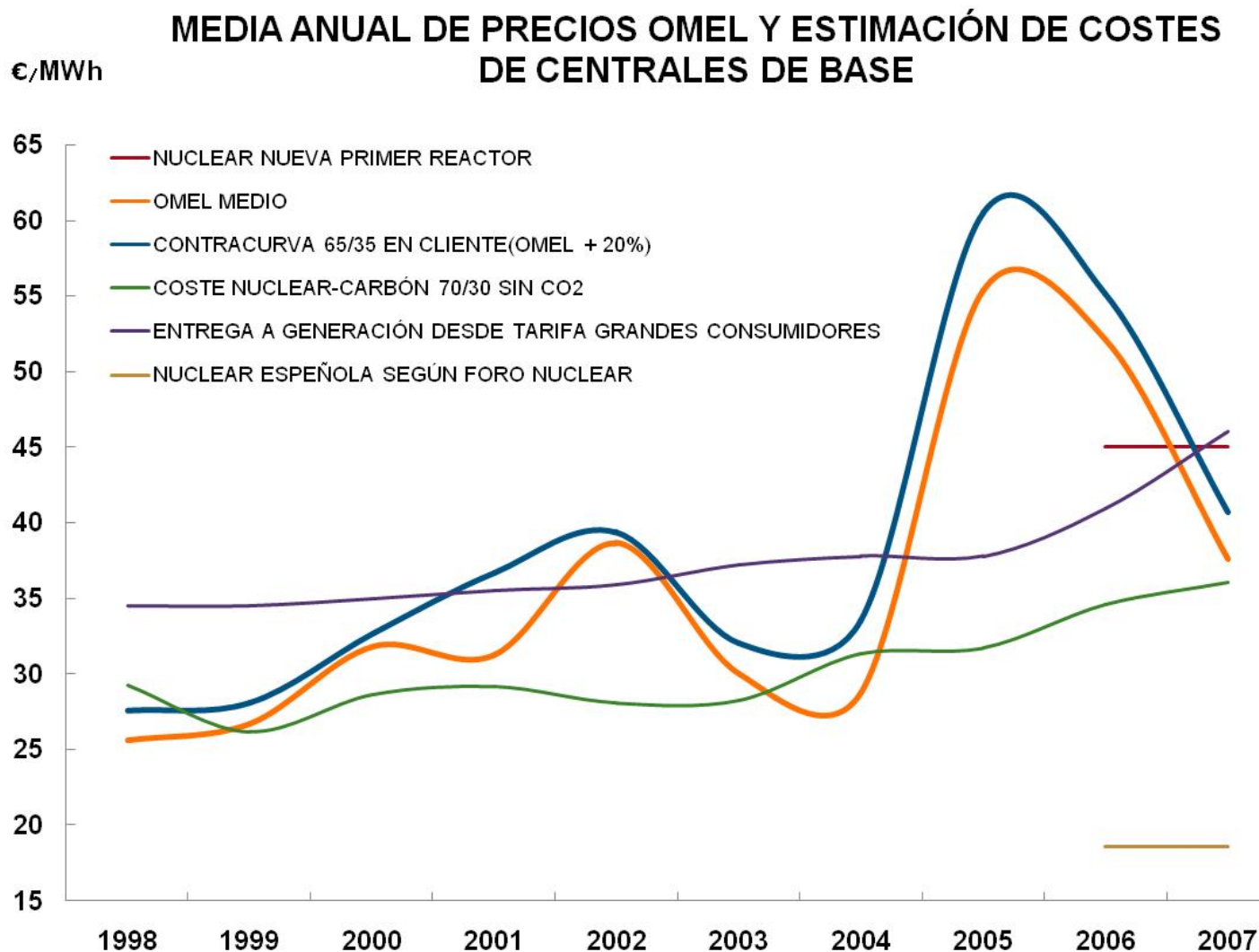
DISTRIBUCIÓN COMPARADA

	AEGE	CNE
	31.606 GWh	216.144 GWh
ENDESA	28,2%	38,3%
IBERDROLA	26,7%	39,6%
ENEL	5,4%	2,3%
HC	16,8%	4,2%
UFENOSA	23,0%	14,8%
RESTO		0,9%
TOTAL	100,0%	100,0%

El esquema proveedor-cliente en condiciones de marco estable, con caja de compensación común, no es lo mismo que un esquema en que la relación proveedor-cliente, y el peso de cada proveedor, solo dependerá de la competencia en generación...y del mix de cada uno

Aege: Total de sus asociados dato 2005

CNE: Total peninsular dato 2004



Contratando a muy largo plazo, los riesgos de la inversión de ambas partes están acotados

Los precios deben establecerse a partir de costes y capacidad de compromiso a largo plazo

Para que el mercado asuma esta realidad es necesario que los clientes ganen tamaño y masa crítica

La central de compras se crea con el objetivo de garantizar precios competitivos a largo plazo en el paso de tarifa a mercado, y de ser un agente positivo para la sostenibilidad del sistema

La nuclear casa mejor con contratos privados a largo plazo que con subastas a corto

- Es necesario garantizar explícitamente que las fluctuaciones del mercado diario no afectan a la inversión en seguridad, sin poner en duda la profesionalidad de los responsables
- La transparencia de datos con la que operan, precisamente por razones de control de riesgos y mejora de seguridad, es contraria a los criterios de competencia en el mercado
- El ritmo de funcionamiento, fijo y plano durante meses, no es lo más adecuado desde la filosofía de subastas hora a hora
- El mercado cortoplacista no les da la seguridad financiera suficiente para acometer inversiones con retorno a 60 años
- Los contratos bilaterales a largo plazo con la industria de base, y más gestionados desde una plataforma común, dan solución a todo lo anterior
- En el caso español, además, como los contratos se complementarían con los de gestión de demanda, toda la sociedad civil recibiría las ventajas de la prórroga de vida útil de las nucleares actuales

Soluciones locales pero no tanto como renunciar a lo nuclear

Habrá que seguir aplicando soluciones locales, al menos hasta que la industria española deje de ser consumidor cautivo

Sólo dejará de ser cautivo cuando se pueda comprar energía eléctrica en Francia, o Finlandia, o Noruega, o Ucrania, o en España, por qué no.

A ninguna empresa le gusta asumir el compromiso de interrumpir 240 horas anuales directas, y al menos el doble de inducidas, con la consiguiente reducción y desajustes en la producción

Pero es el coste para conseguir precio eléctrico competitivo con el que obtienen sus colegas situados en el mercado regional de al lado, Francia por ejemplo, pero allí sin esfuerzo de gestión.

Por eso, la "formula española" debe entenderse como un esfuerzo con horizonte largo, pero no definitivo

La única opción lógica es partir de la base de que habrá prórroga de vida útil de las nucleares actuales, siempre que se cumplan los criterios del Consejo de Seguridad Nuclear, simplemente porque el coste de generación es menor que el de cualquier otra opción

EN AEGE CONSIDERAMOS IMPRESCINDIBLE:

Reflexión y análisis común, proveedores, consumidores, reguladores y G^o, con la mirada puesta en los 20 años próximos

Hacer siempre las cuentas antes de optar por un mix de generación, sea el que sea, porque la energía eléctrica, como todo, hay que pagarla en la mejor relación precio-calidad, y hay varios productos eléctricos a tener en cuenta

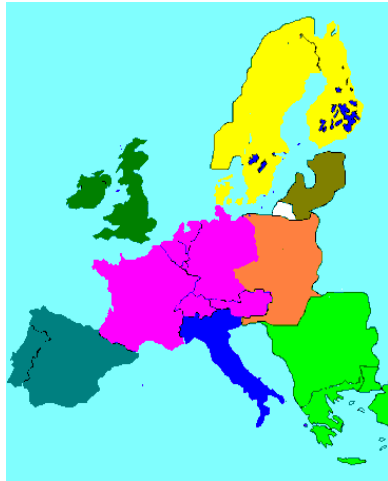
Evitar que los errores de diseño "a corto" debiliten la seguridad para el ciudadano o impidan a la industria consumidora seguir invirtiendo por pérdida de competitividad de la "materia prima electricidad"

Dada la tendencia actual de los modos de contratación, crear condiciones regulatorias y de relación que favorezcan la contratación de energía eléctrica y gestión de demanda a muy largo plazo

Dada la situación española, el peso de las renovables, su competitividad y sus condiciones de seguridad de suministro, es necesario partir de la prórroga de vida útil de las nucleares españolas, siempre contando con el CSN

A partir de ahí, compromiso de todas las partes, porque todos somos necesarios e importantes

Las cuatro soluciones europeas, con nombre y apellidos



Finlandia: TVO: 15 TWh.

Base nuclear

- Precio de referencia: 30 €/MWh

Francia: Exeltium: 32 TWh.

Base nuclear

- Precios: Algo más caros que los finlandeses, relacionados con el coste de desarrollo de la siguiente generación de plantas nucleares

• Bélgica: Blue Sky: 14 TWh.

Base nuclear

España: Fortia: 22 TWh.

Imposible, por ahora, una opción nuclear total.

- Por eso hemos propuesto al Gobierno una solución puente, el doble contrato a largo plazo, de energía con los proveedores y de servicios con el Operador del Sistema.
- Precio final de referencia: Competitivo con los anteriores

Estamos trabajando con el objetivo de conseguir contratos "win-win" con los proveedores

Dado el entorno, también aquí será necesario el pleno apoyo de las Instituciones

No hablamos de ayudas o subvenciones, sino de convencimiento y reconocimiento de la magnitud del desafío

aege

asociación de empresas con gran consumo de energía

Muchas gracias a todos
javier.penacho@aege.biz

