

NERA

Economic Consulting

Aspectos técnicos y económicos de la integración de las energías renovables



Panel: Consecuencias de los objetivos energéticos y medioambientales en 2020

Juan Carlos Ortigas

How Markets WorkSM

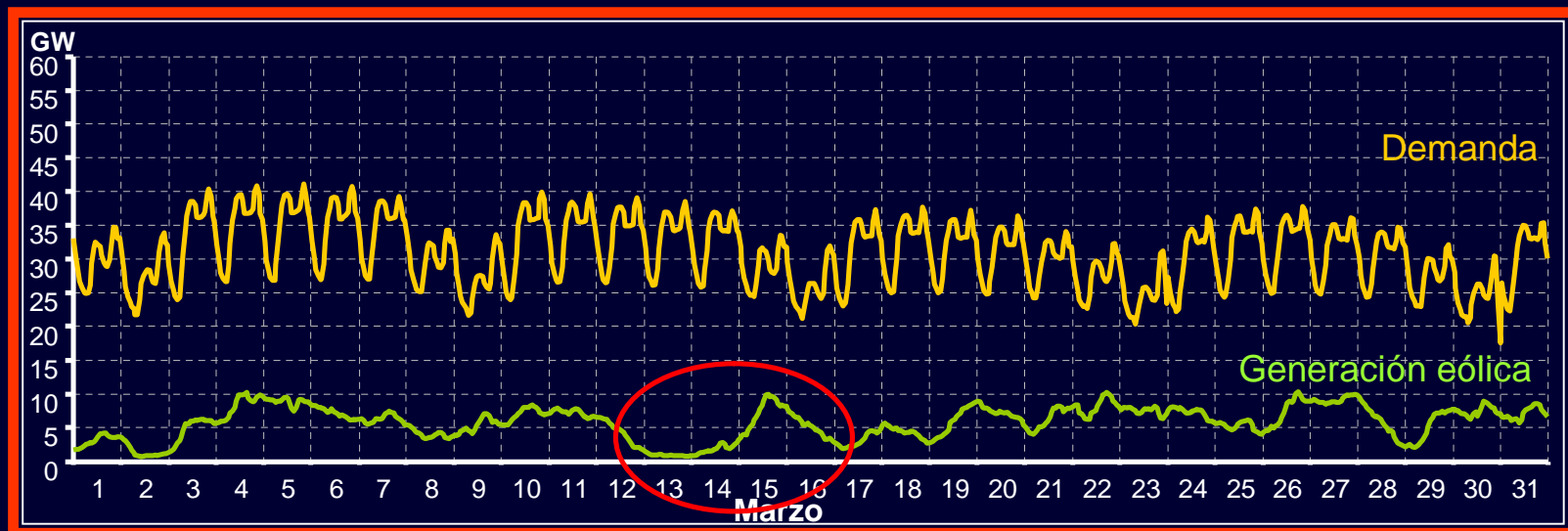
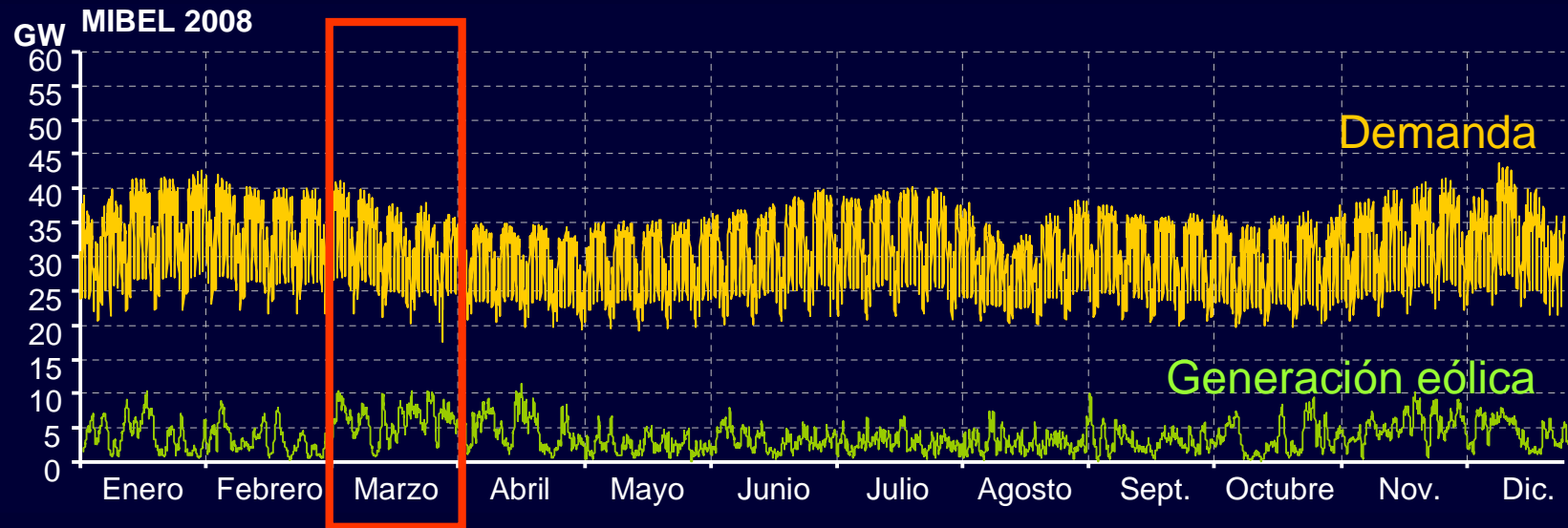
Un (posible) escenario de producción renovable 2020



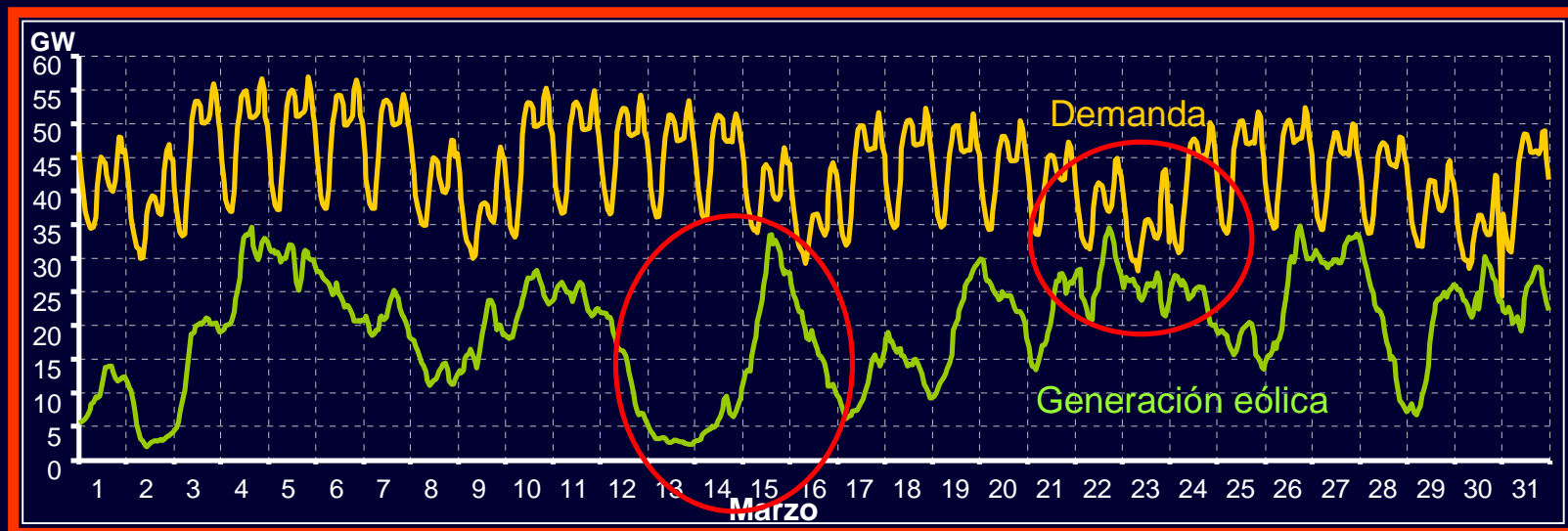
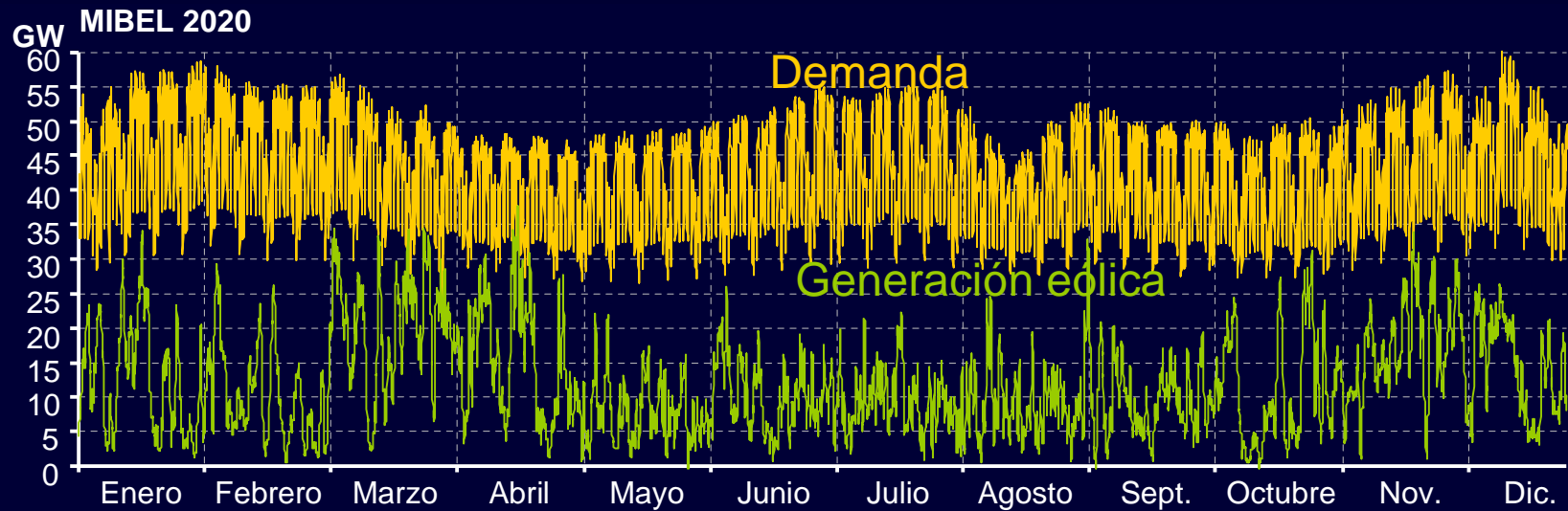
	Capacidad (GW)			Producción (TWh)		
	España	Portugal	MIBEL	España	Portugal	MIBEL
2008						
Eólica terrestre	16	3	19	32	6	38
Eólica marina	-	-	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	3	-	3	3	-	3
Termosolar	-	-	-	-	-	-
Total	19	3	22	34	6	40
2020						
Eólica terrestre	40	8	48	84	17	101
Eólica marina	5	1	6	11	2	13
Solar fotovoltaica	8	2	10	12	3	15
Termosolar	8	2	10	30	7	37
Total	61	13	74	136	29	165

- § En 2020 la demanda MIBEL podrá situarse en torno a 370 TWh
 - Crecimiento acumulado de 18% (-3% en 2009, 0% en 2010 y 2% 2011-2020)
 - Demanda adicional de unos 60 TWh y punta adicional de unos 10 GW
- § La producción renovable cubre el incremento de demanda y reduce el hueco de las tecnologías gestionables
 - Aunque la capacidad eólica sea 54 GW sólo asegura 3 GW de punta de invierno

Contribución de la eólica a la cobertura de la demanda en 2008



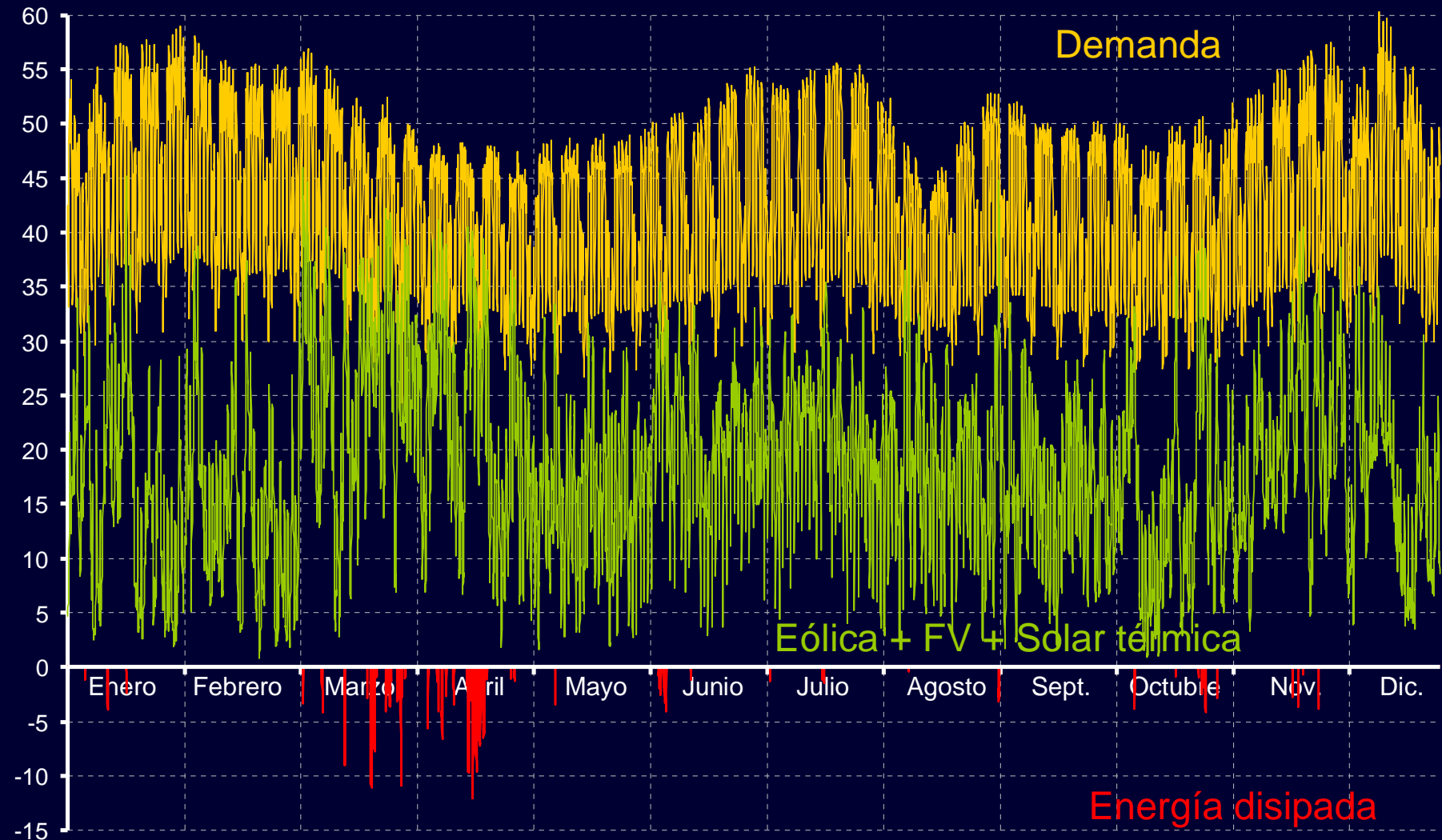
Contribución de las renovables a la cobertura de la demanda



Contribución de las renovables a la cobertura de la demanda



GW MIBEL 2020



Consecuencias sobre la operación del sistema en 2020



§ Para la operación del sistema la integración de la producción renovable significa:

- Necesitar mayor capacidad de regulación
- Utilizar más las energías de regulación
- Resolver más restricciones
- Interrumpir producción renovable (energía disipada)

Y, por tanto, un incremento del coste de operación del sistema

¿Qué reformas será necesario acometer?



§ Permitir que los precios reflejen el valor real de la energía

- ¿Límite de 180 €/MWh?
- ¿Ofertas negativas?

§ Acercar el mercado al tiempo real

- ¿24 mercados intradiarios H-1?
- ¿Precios 5 minutos?
- ¿Banda de 3ª?

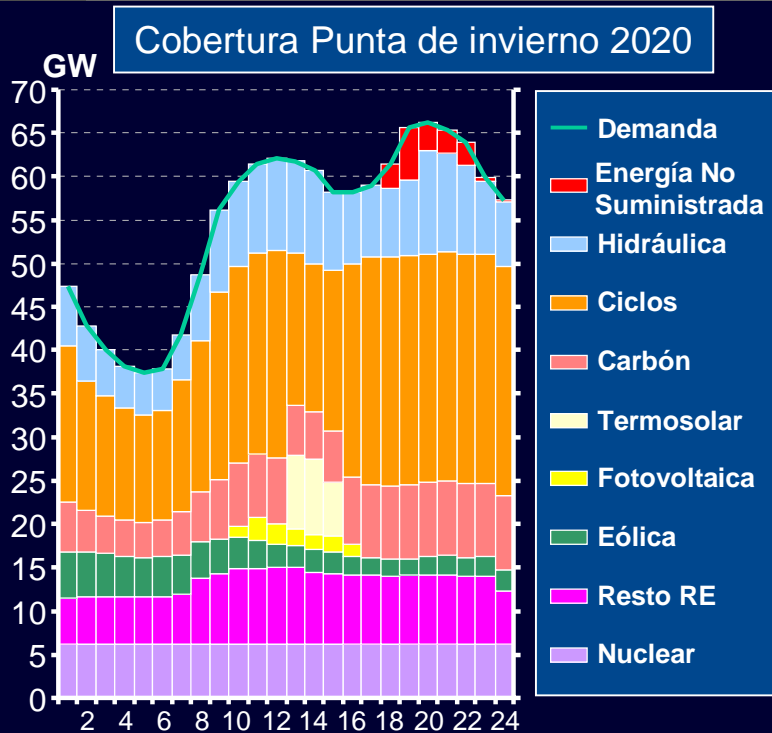
Permitir que los precios reflejen el valor real de la energía



- § En el horizonte 2020, el desarrollo de la producción renovable propiciará que el sistema eléctrico se encuentre en situaciones de
- exceso de energía y,
 - de escasez de energía si los precios no permiten rentabilizar las inversiones necesarias en capacidad de punta y/o almacenamiento de energía

Y, en todo momento, el sistema eléctrico necesitará contar con generación y demanda flexibles

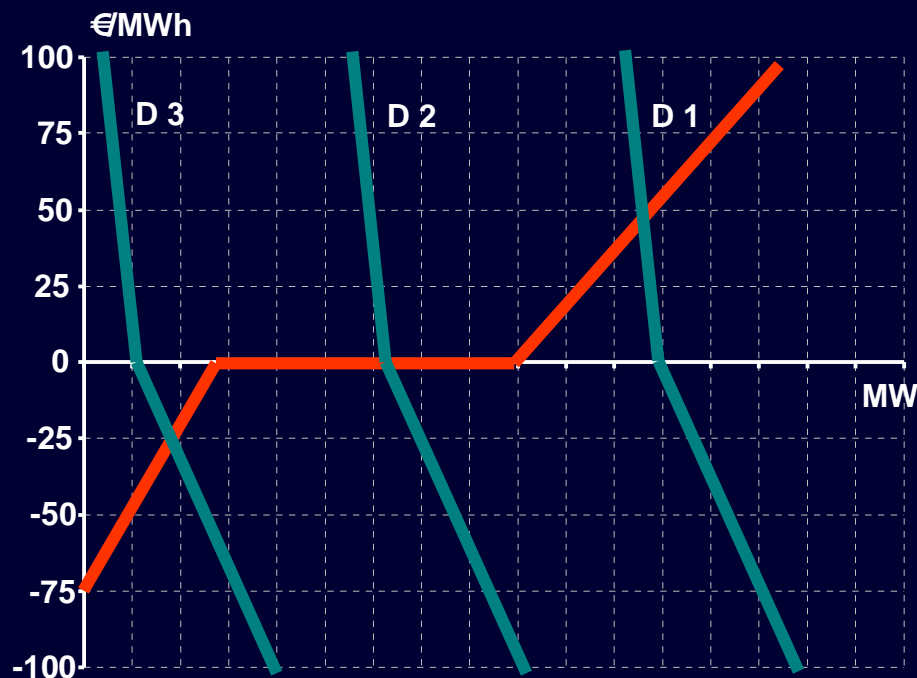
Permitir *precios reales* : Situaciones de escasez de energía



GW	Capacidad instalada	Punta invierno	Comentarios
Nuclear	7,3	6,2	Sin Garoña
Resto RE	14,0	7,9	Incl. Cogen.
Fotovoltaica	10,0	0,0	
Termosolar	10,0	0,0	
Eólica	54,0	2,2	
Carbón	10,0	8,5	Año 2020
Ciclos	31,0	26,4	Año 2011
Hidráulica	21,2	11,9	
Demanda		66,3	Δ frío = +10%
Energía No Suministrada		3,4	

- § En 2020, en días de invierno fríos y con poco viento, la capacidad hidráulica y térmica podrá no ser suficiente para cubrir la demanda
 - La producción eólica es <5% de su capacidad en 400 horas/año, de las que 80 se producen en invierno entre las horas 12 y 24
- § La producción renovable reducirá el hueco térmico por lo que la incorporación de
 - capacidad térmica será escasa y/o
 - exclusivamente de punta y/o
 - de almacenamiento
- § El precio del mercado debe reflejar el valor del *no-consumo*, e.d. de gestionar la energía
 - En España, el valor medio de la Energía No Suministrada es 10.000 €/MWh

Permitir *precios reales* : Ofertas con precios negativos



§ Ofertas de generación con precios negativos

- Reflejan los costes de parada y arranque de la térmica
- Son necesarias para tener una programación eficiente desde el mercado diario y no esperar a la regulación 3^a o al tiempo real para que afloren los costes de parada o de arranque
- Exige modificar el actual esquema de primas a las renovables (sin reducir su importe)

En 2020, en el mercado diario, las situaciones

§ D2 serán *relativamente* frecuentes (5-15% de las horas) y

§ D3 se producirán sólo si las ofertas de mínimo técnico del parque térmico con precio negativo superan la demanda (No sucede en el escenario 2020 considerado)

Asignar los costes a quien los ocasiona

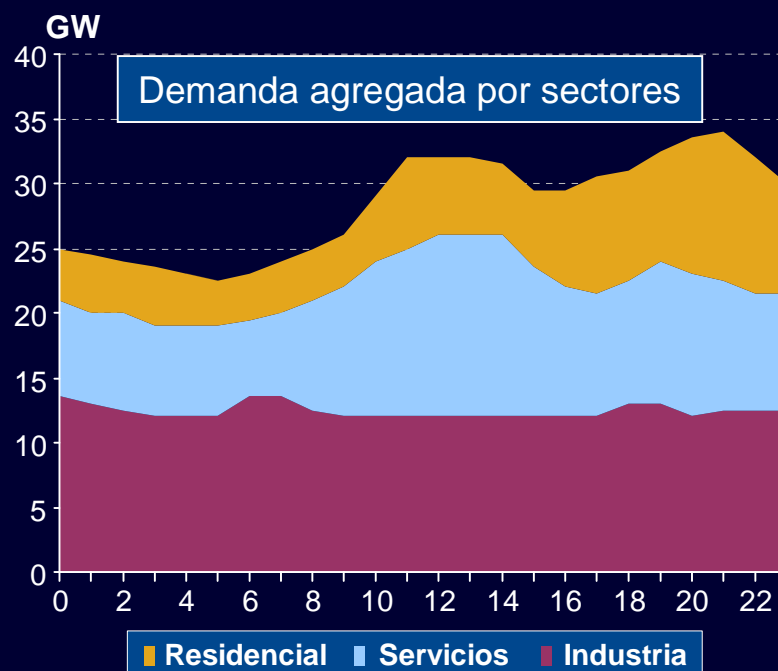


- § El desarrollo eficiente de la generación y de la demanda exige que cada agente asuma los costes que ocasiona (ni más, ni menos)
 - Actualmente los costes de restricciones y banda 2ª sólo se asignan a la demanda
- § A medida que aumente el peso relativo de la eólica en la cobertura de la demanda, también aumentará su responsabilidad en determinados costes de la OS por lo que deberá asumirlos
 - Las primas de la eólica deberán incorporar el coste medio derivado de estas obligaciones de modo a incentivar que reduzca su desvío pero sin afectar a su rentabilidad media

Fomentar una demanda más flexible



- § Permitir que el precio del mercado refleje el valor real de la energía inducirá una mayor flexibilidad de la demanda en los mercados de energía
- § El sistema ganará en flexibilidad y robustez si la demanda participa en:
 - Restricciones técnicas
 - Regulación terciaria y Gestión de desvíos

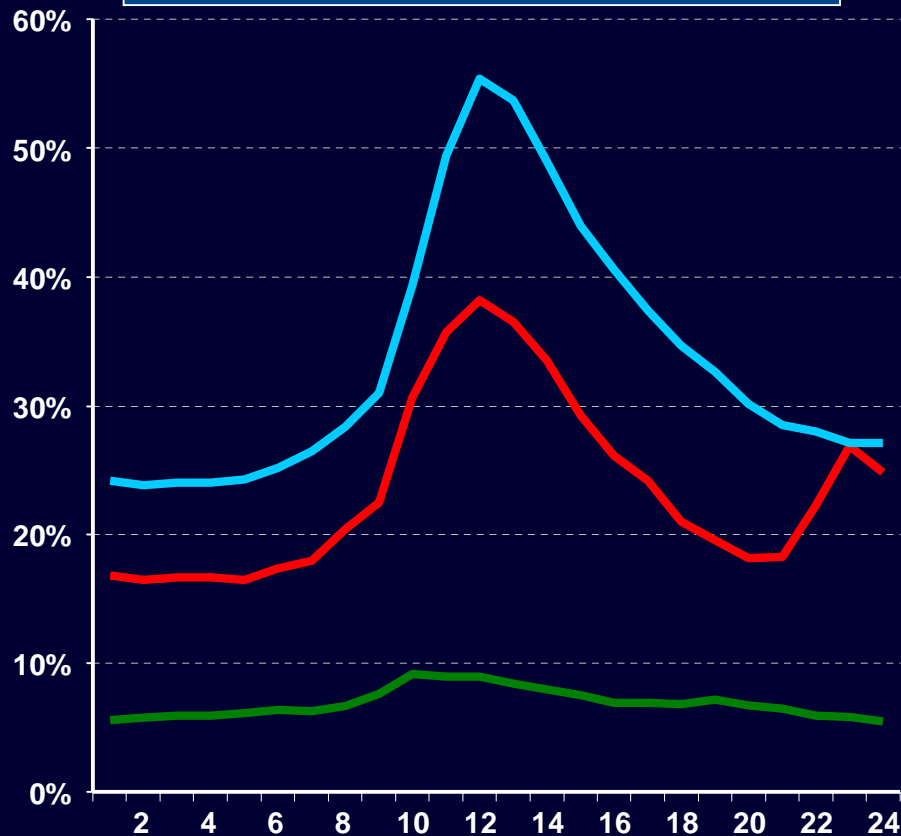


- § La participación en todos estos mercados y servicios será cada vez más factible, incluso en baja tensión, gracias a:
 - Telemedida: permite a los comercializadores ajustar progresivamente su programa de consumo y reducir desvíos
 - Telecontrol: permite a los comercializadores (¿distribuidores?) gestionar la demanda en tiempo real

Acercar el mercado al tiempo real



Error absoluto medio (2007-2008)



— Previsión D-1
— Previsión H-5
— Previsión H-1

§ No es necesario retrasar el mercado diario

- La previsión eólica mejora poco
- Se reduce el tiempo para el análisis de restricciones y reservas

§ Los actuales mercados intradiarios implican horizontes de H-3 a H-7

- No sirven para que los eólicos ajusten sus programas, surgiendo un desvío que debe gestionar el OS

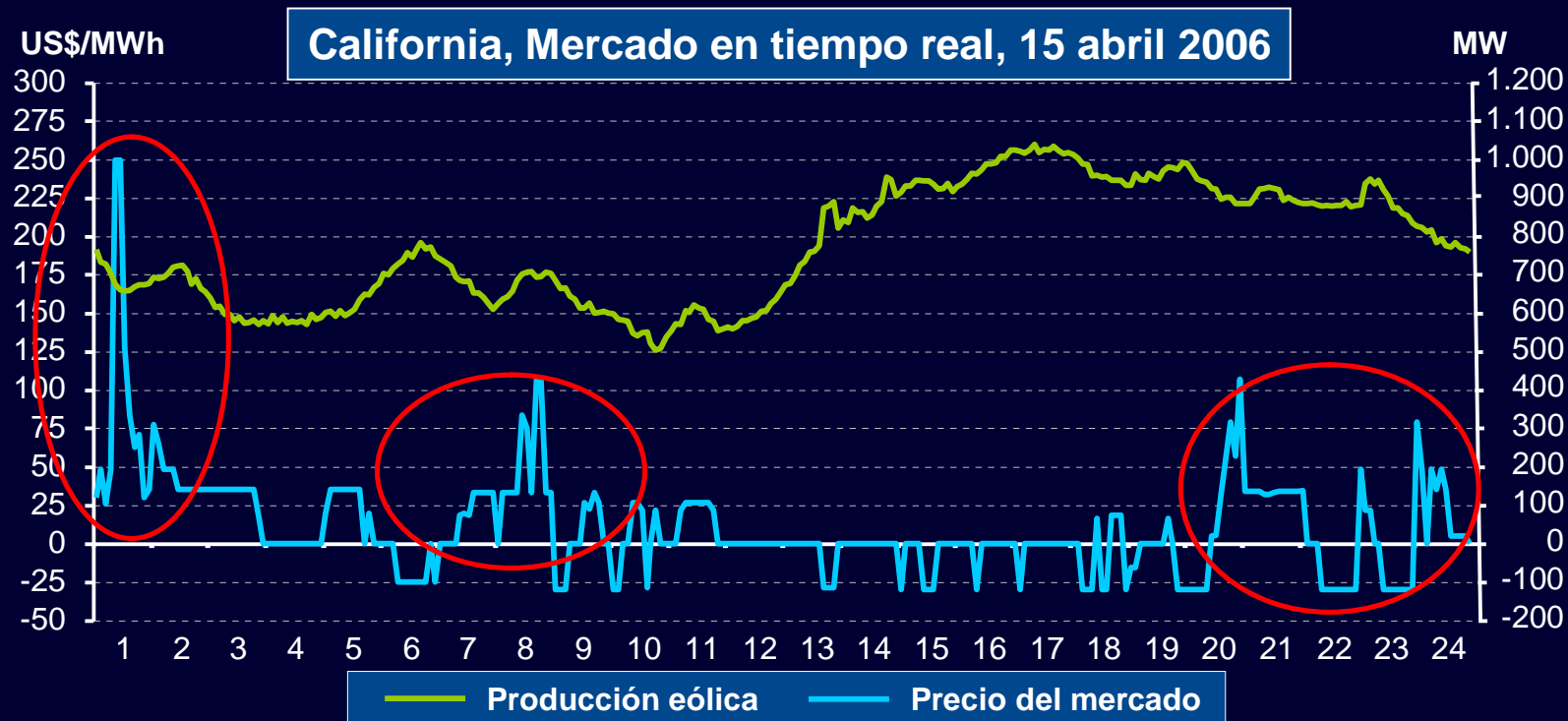
§ Sesiones más frecuentes del mercado intradiario (p.e., H-1)

- Permitirían a eólicos y comercializadores ajustar su programa y evitar desvíos
- Fijarían precios más próximos al tiempo real y reducirían la necesidad de intervención del OS

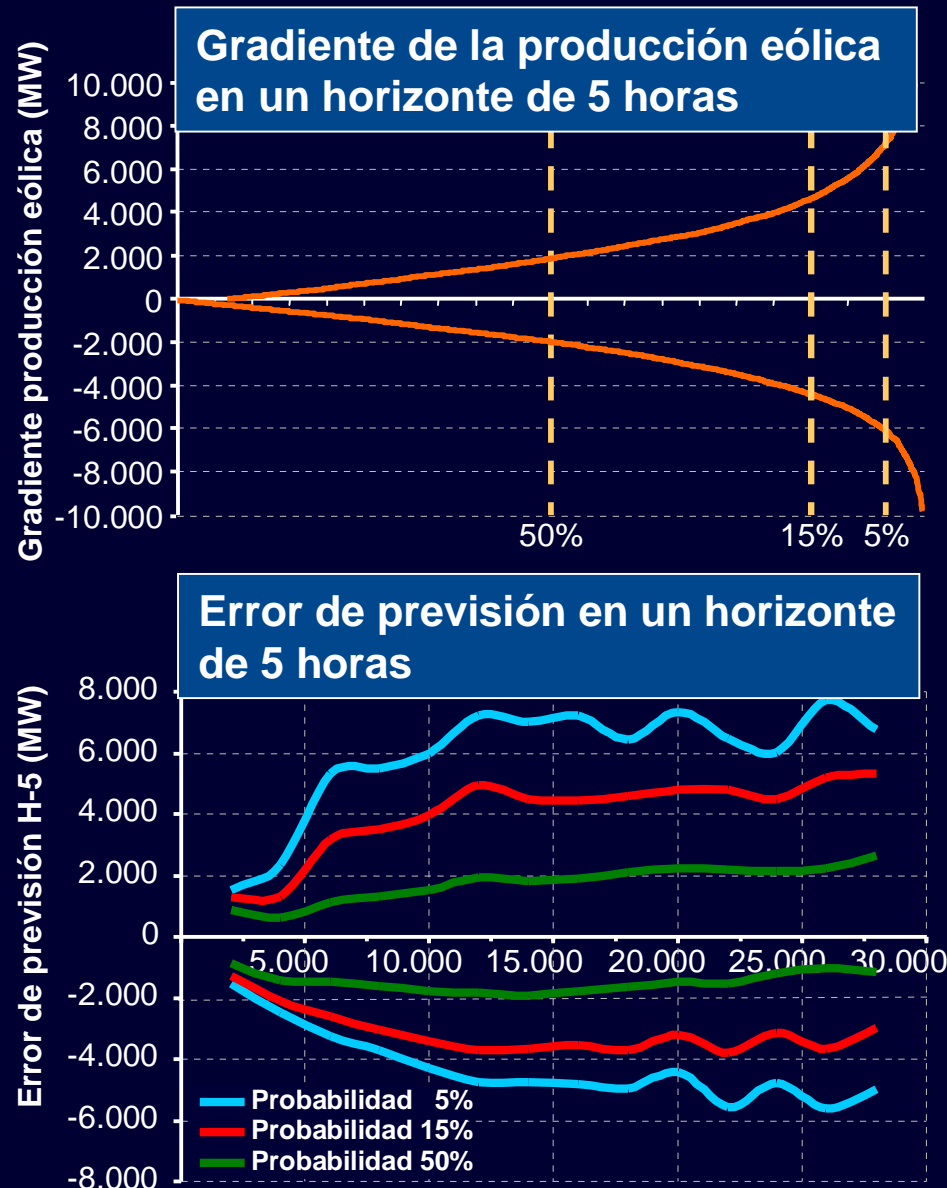
Tiempo real: precios 5 minutos



- § Reducir el periodo temporal de programación y liquidación de 1 hora a minutos (p.e., 15, 10 ó 5 minutos) permitiría resolver desequilibrios entre programa y producción/consumo
- Eólicos y comercializadores podrían ajustar su programa y evitar desvíos
 - Las puntas de precios coincidirían con el arranque / parada de los grupos térmicos



Disponer de reserva rodante



- § La eólica eleva sustancialmente la incertidumbre del OS en el horizonte entre D-1 y H-5
- § Las centrales térmicas necesitan entre 3 y 5 horas para arrancar y alcanzar el mínimo técnico
- § Actualmente, REE sólo puede disponer de reserva rodante a través de la resolución de restricciones
 - Generación térmica local
 - Precio *pay-as-bid*
- § Convendría crear un mercado de reserva rodante
 - Podría abarcar todo el mercado y ser marginalista

- § Conviene revisar determinados aspectos del mercado y de la operación del sistema
 - Racionalidad económica
 - Precios *reales* (valor del *no-consumo* y ofertas con precios negativos)
 - La eólica debe asumir los costes que ocasiona al sistema
 - Permitir la flexibilidad de la demanda
 - Organización del mercado
 - Mercados intradiarios más cercanos al tiempo real
 - Tiempo real: precios de 5 minutos
 - Nuevo mercado de reserva rodante

- § En el horizonte 2020,
 - La cuestión no será tanto ¿cuánta renovable queremos?, sino ¿cuánta capacidad gestionable es necesaria?

NERA

Economic Consulting

Contáctenos



Juan Carlos Ortigas

Consultor Senior

Madrid

+34 91 212 6400

Juan.Ortigas@nera.com

© Copyright 2009
National Economic Research Associates, Inc.
Sucursal en España

All rights reserved.

How Markets WorkSM