

RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

La integración de la eólica en el sistema de generación y transporte de electricidad

12 noviembre 2008

Dirección de Operación



Índice

Generación en Régimen Especial en España

Características de la generación eólica

Integración de la generación eólica en la RdT

Congestiones en la evacuación

Comportamiento ante huecos de tensión

Impacto de los errores de predicción

Viabilidad de los balances de potencia

Control de tensión

Estudios de integración

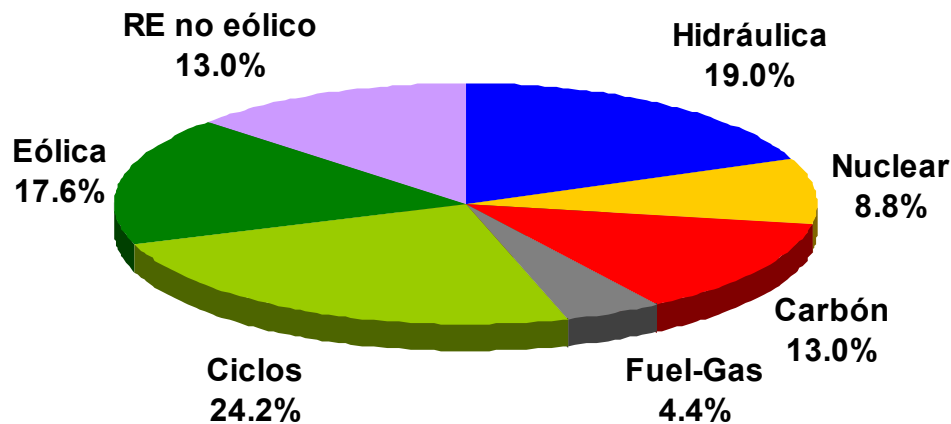
Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)

Conclusiones



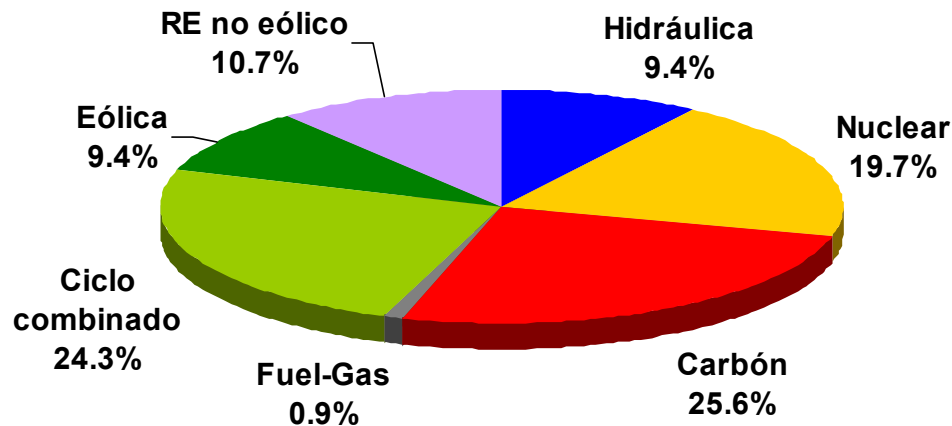


Potencia neta instalada octubre 2008



Tecnología	MW	%
Hidráulica	16.657	19,0
Nuclear	7.716	8,8
Carbón	11.357	13,0
Fuel-Gas	3.881	4,4
Ciclo combinado	21.254*	24,2
Total régimen ordinario	60.865	69,4
Eólica	15.387	17,6
Resto régimen especial	11.423	13,0
Total régimen especial	26.810	30,6

Cobertura de la demanda de 2007

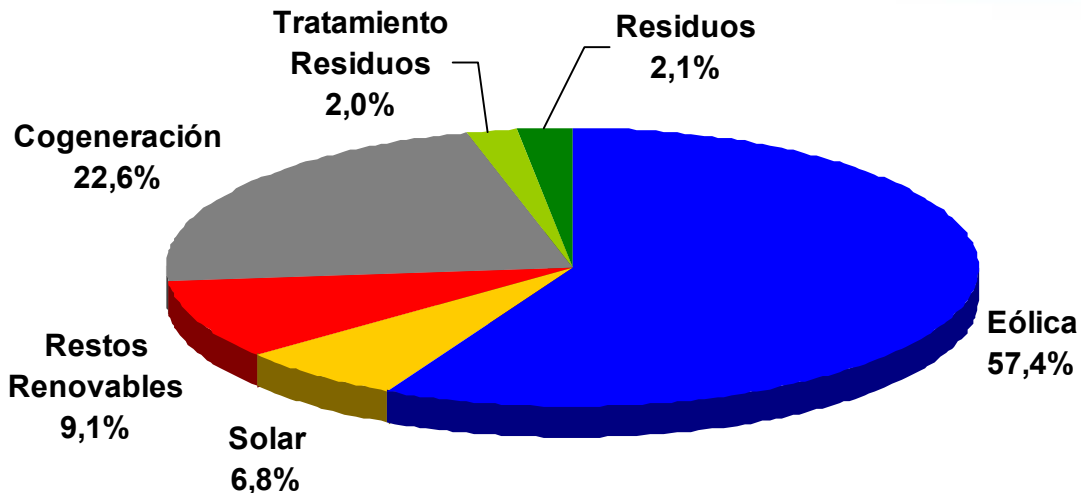


Total 87.675

*418 MW corresponden a grupos en pruebas

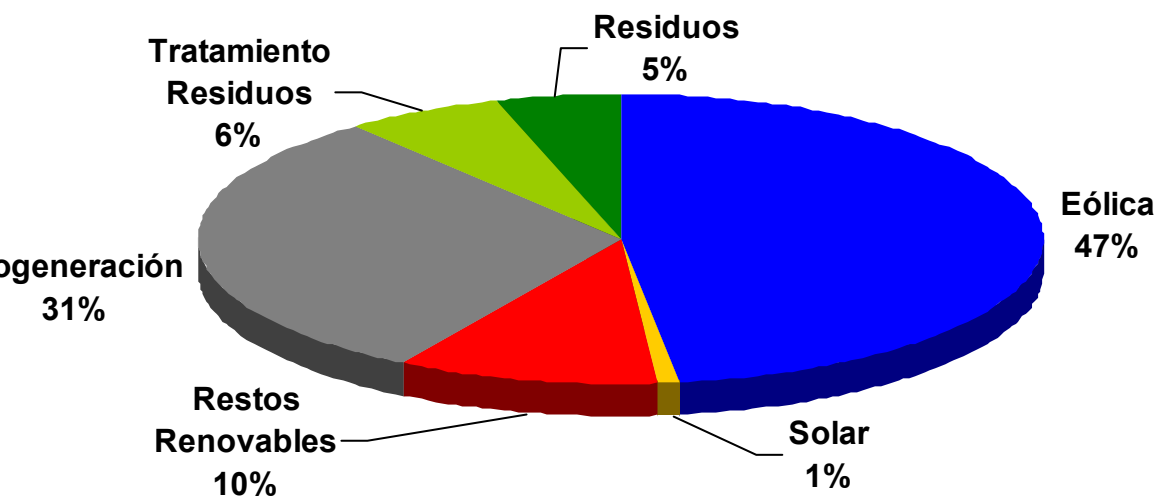


Potencia instalada Régimen Especial



Tecnología	Potencia (MW)	%
Eólica	15 387	57,4
Solar	1 835	6,8
Resto Renovables	2 433	9,1
Cogeneración	6 055	22,6
Tratamiento de Residuos	527	2,0
Residuos	573	2,1
Total Régimen Especial	26 810	

Energía generada en 2007

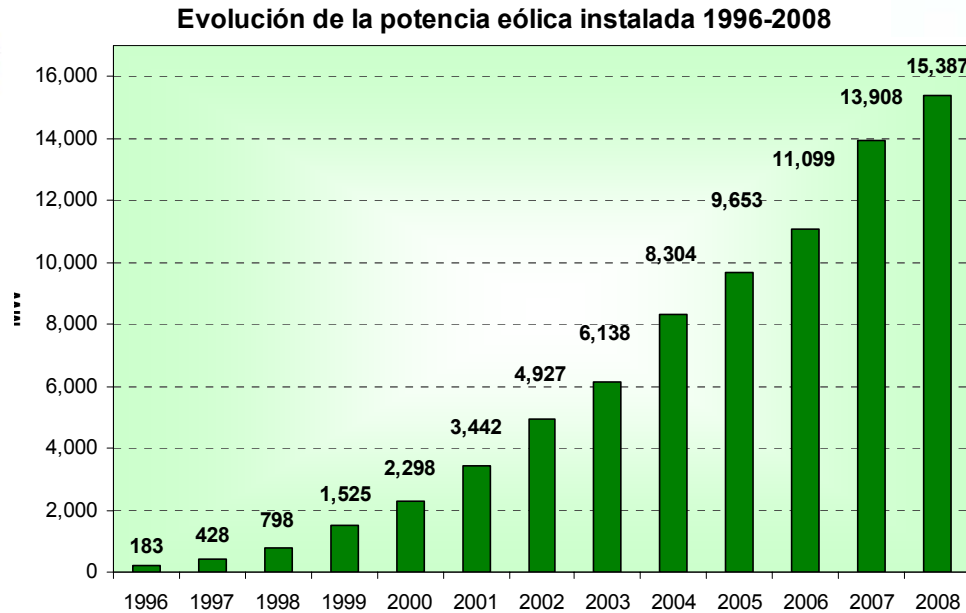
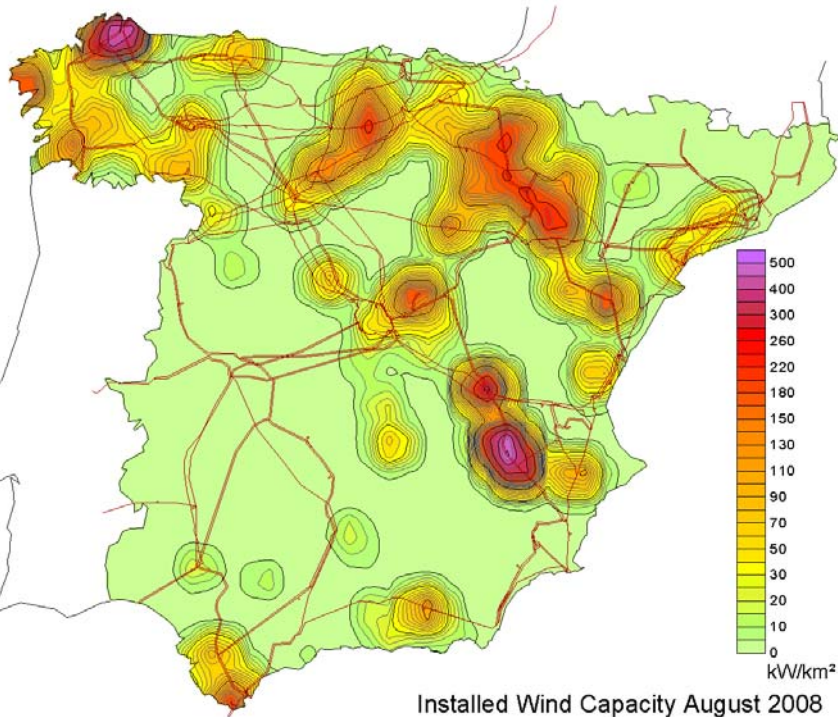


Tecnología	Energía (GWh)	%
Eólica	26 192	47,8
Solar	482	0,9
Resto Renovables	6 287	9,9
Cogeneración	17 226	30,6
Tratamiento de Residuos	3 397	6,0
Residuos	2 718	4,8
Total Régimen Especial	56 302	

Fuente CNE y REE. Datos octubre 2008.



Potencia eólica instalada y su evolución



- Plan de Energías Renovables (Agosto 2005): ~20,000 MW en el año 2010.
- Planificación 2016 contempla un escenario con ~29,000 MW
- A partir de esa fecha se espera una tasa de crecimiento similar para cumplir las iniciativas propuestas de la CE (20% energía final debe ser renovable en 2020, 40% energía eléctrica).

Índice

Generación en Régimen Especial en España

Características de la generación eólica

Integración de la generación eólica en la RdT

Congestiones en la evacuación

Comportamiento ante huecos de tensión

Impacto de los errores de predicción

Viabilidad de los balances de potencia

Control de tensión

Estudios de integración

Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)

Conclusiones





Características básicas de la Generación Eólica

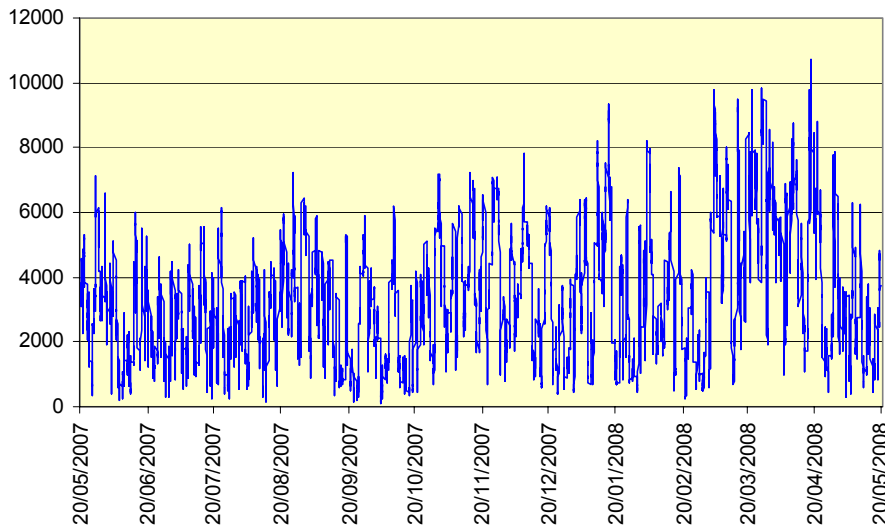
- **Energía autóctona**
 - Disminuye nuestra dependencia exterior
- **Coste variable nulo**
- **Sin producción directa de CO₂: Reducción de Emisiones**
- **Energía no gestionable**
 - Baja fiabilidad para cubrir las puntas de demanda.
 - Acoplamiento sin atender requerimientos del sistema
 - Comportamiento variable, con gradientes importantes
 - Reducida producción en periodos punta de verano e invierno
 - Dificultad de predicción: tasas de error fuertemente crecientes con el horizonte de previsión.
 - Debe considerarse como fuente de energía, pero no como potencia firme



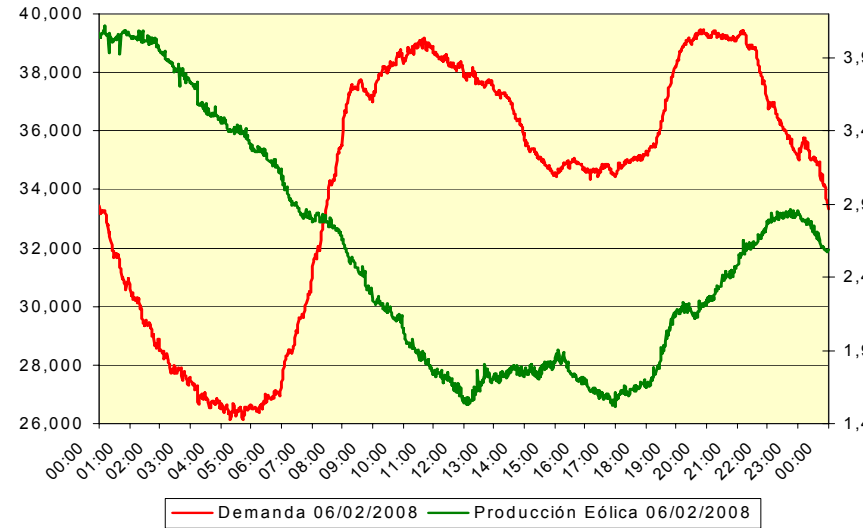
Características de la Energía Eólica



PRODUCCIÓN EÓLICA DURANTE UN AÑO



DEMANDA vs. PRODUCCIÓN EÓLICA

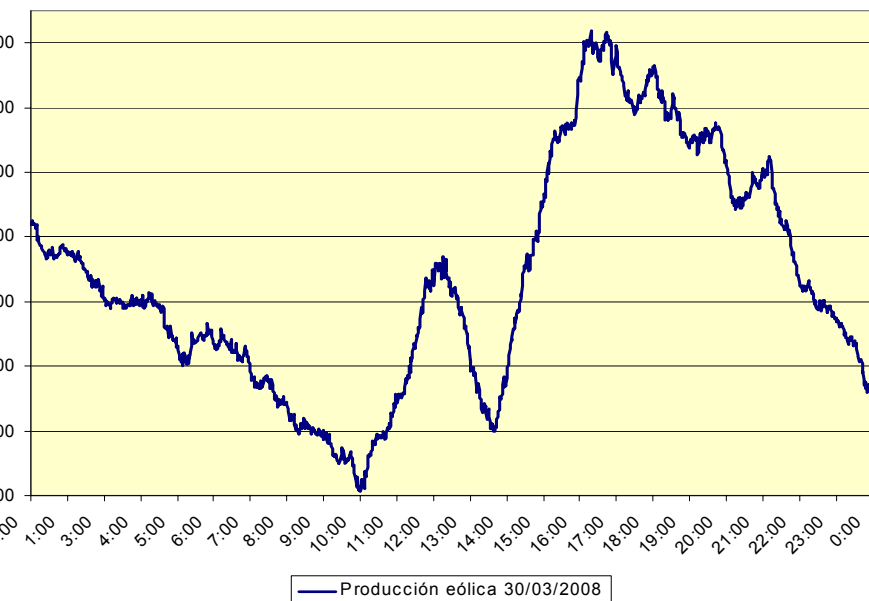


- ❑ Desacoplamiento entre la demanda de energía y la producción eólica.
- ❑ Rampas de bajada de producción eólica durante las mañanas habitualmente incrementan rampas de generación convencional.

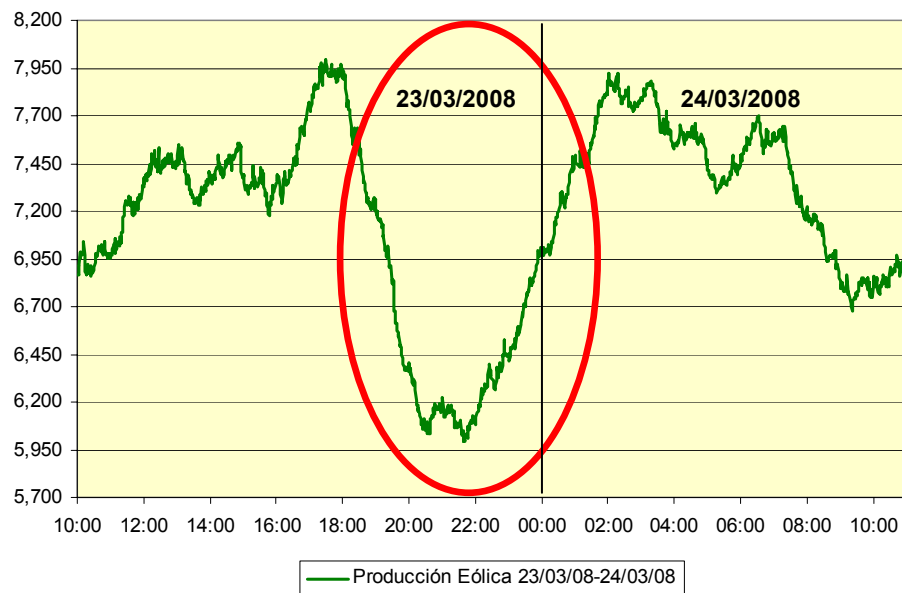


Características de la generación eólica

Variabilidad de la producción



Tecnología de los aerogeneradores



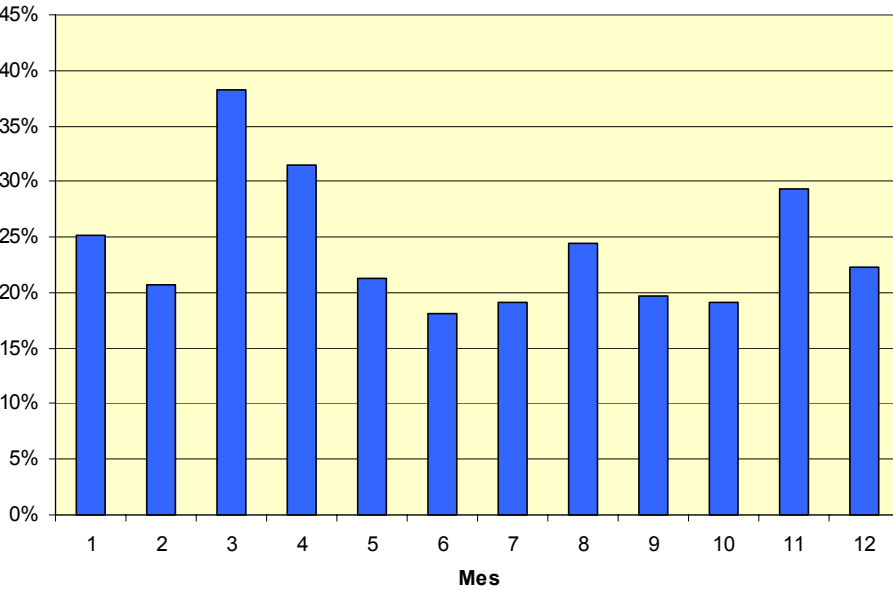
- Incremento de 586 MW en 30 min.
Gradiente: 1172 MW/h
- Disminución de 1110 MW en 1 h 25 min.
Gradiente: -785 MW/h

- Disparo de los aerogeneradores para rachas de viento superiores a 25 m/s.
- Variación de producción el 23/03/2008: 1800 MW

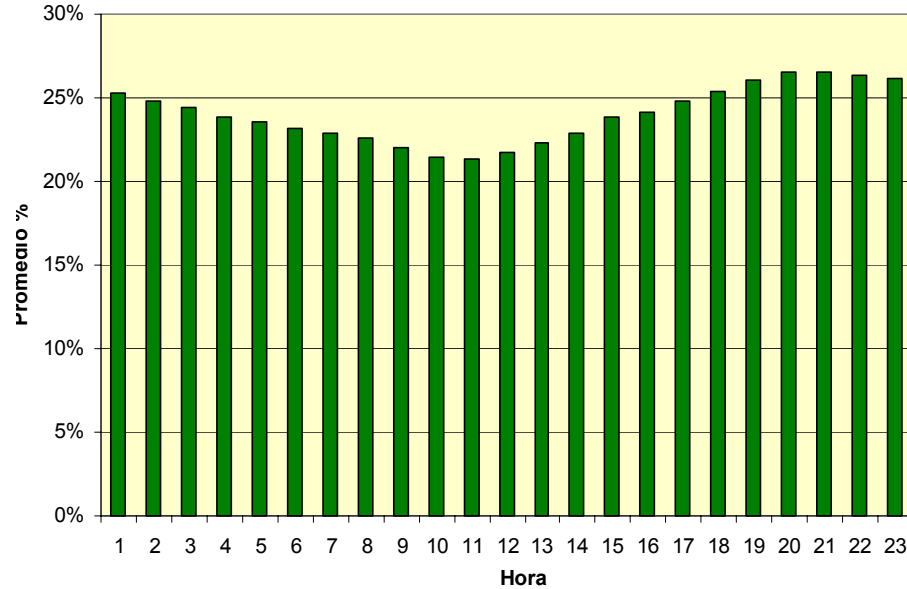


Características de la generación eólica

DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN



DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA PRODUCCIÓN



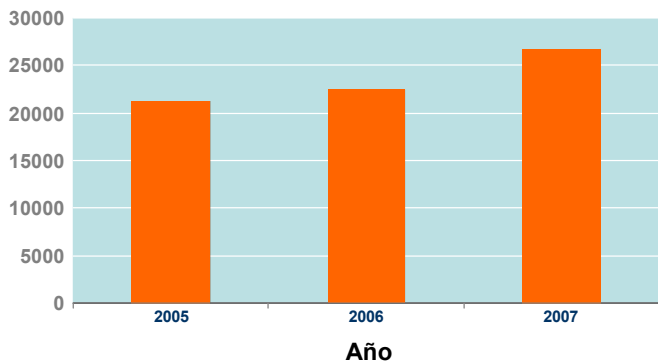
- Datos correspondientes a un año móvil (20/05/2007-19/05/2008)
- La producción eólica no se corresponde en algunos casos con los requerimientos de demanda, especialmente en verano.



Producción Eólica y Evolución

Producción Eólica Absoluta y Evolución

Evolución Producción Eólica (GWh)

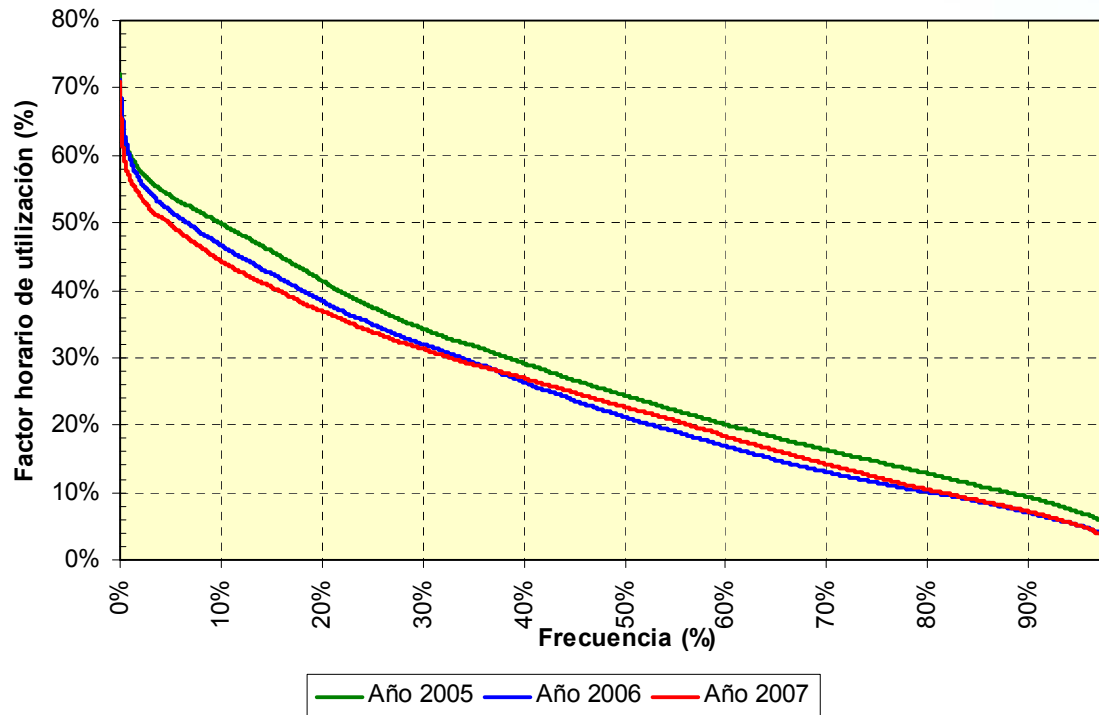


Producción eólica (GWh)

2005	21.239
2006	22.437
2007	26.643

La producción absoluta se incrementa como resultado del incremento de la capacidad instalada.

- Monótona de producción eólica relativa



- La producción eólica relativa se mantiene “constante” para periodos largos de tiempo

Índice

Generación en Régimen Especial en España

Características de la generación eólica

Integración de la generación eólica en la RdT

Congestiones en la evacuación

Comportamiento ante huecos de tensión

Impacto de los errores de predicción

Viabilidad de los balances de potencia

Control de tensión

Estudios de integración

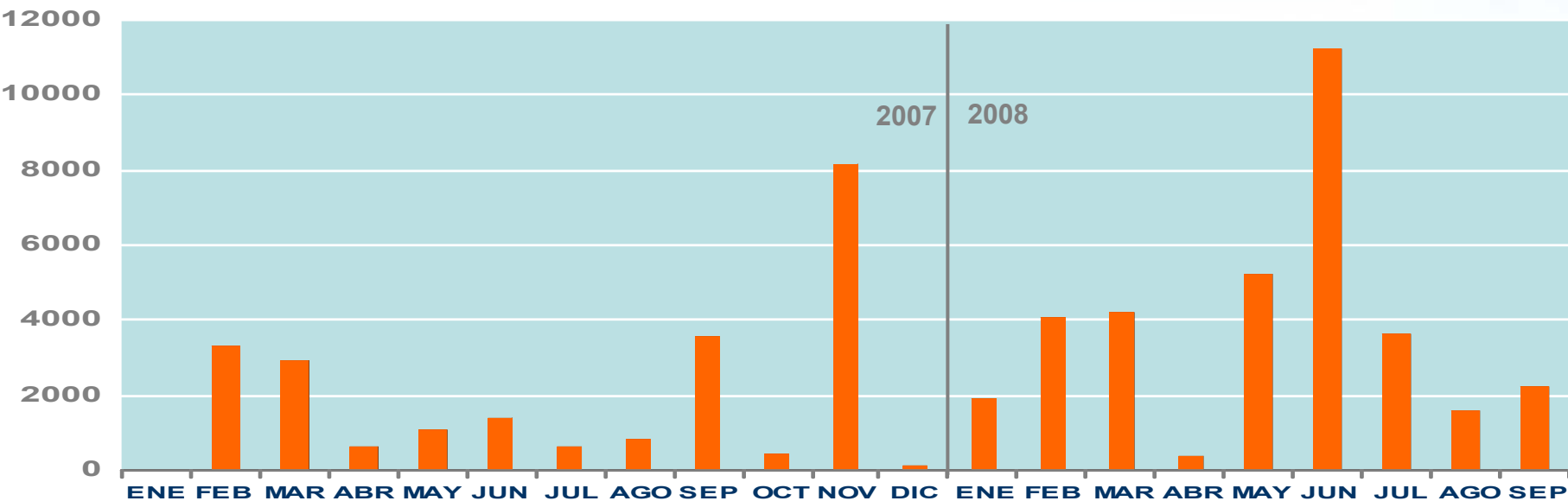
Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)

Conclusiones





Reducciones de eólicas en tiempo real

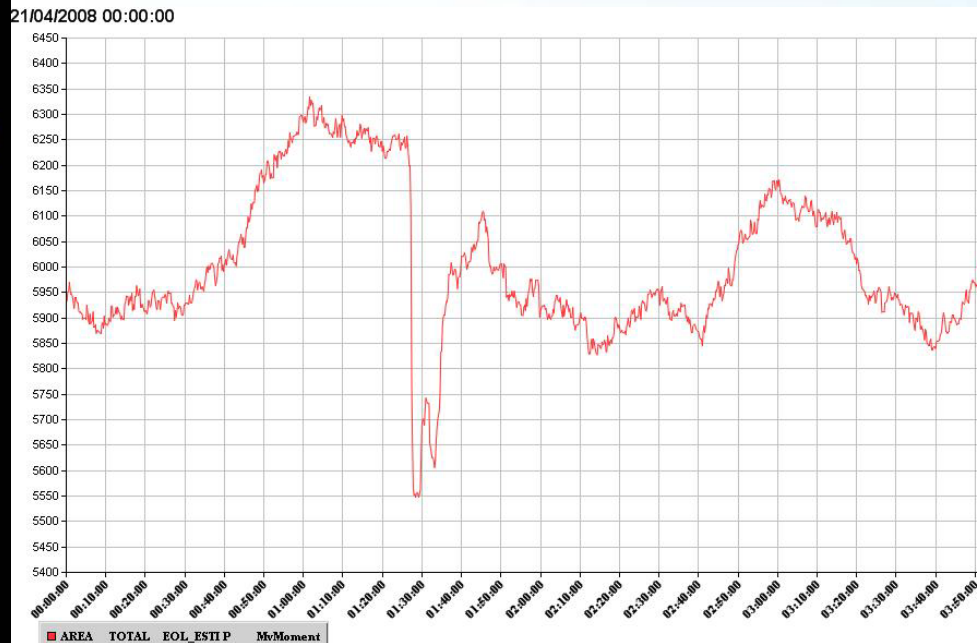
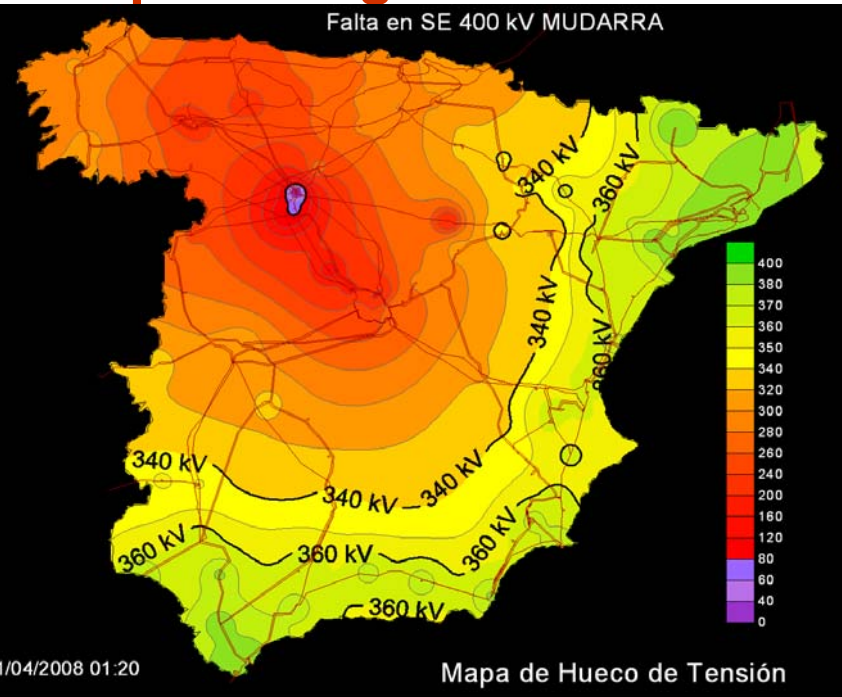


El Procedimiento de Operación 3.7 y el RD 661/2007 regulan la gestión de estas reducciones. Los PP.EE. deben adaptar su producción de acuerdo a la consigna enviada en menos de 15 min.

Los gestores de la RdD puede solicitar limitaciones de producción del régimen especial, vía Operador del Sistema, para resolver congestiones en su red.



Disparo de generación eólica por huecos de tensión



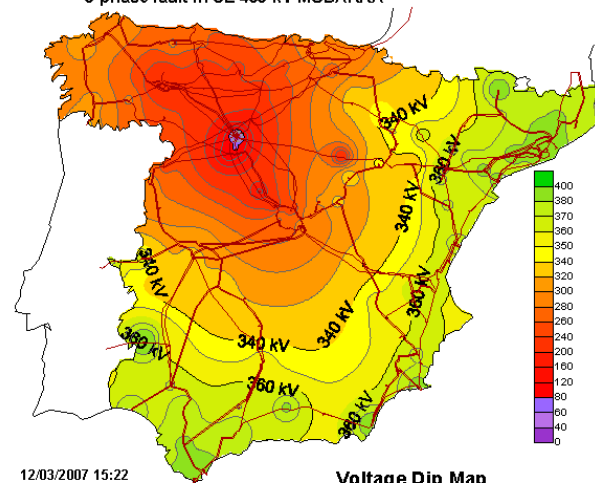
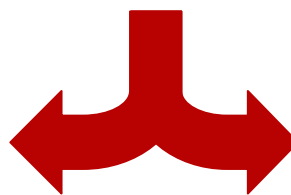
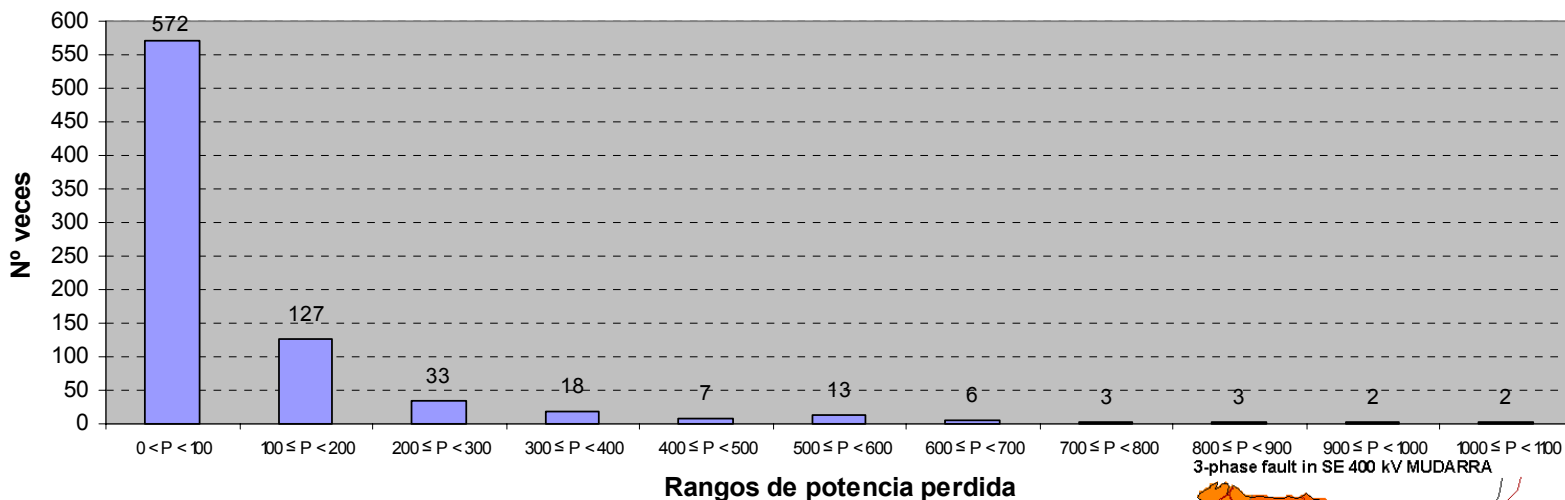
- Huecos de tensión ocasionados por faltas trifásicas en ciertas subestaciones de 400 kV pueden afectar a la mayor parte del sistema.
- Desde 1/1/2008 los nuevos PP.EE. instalados deben cumplir con los requerimientos del PO 12.3.
- 5400 MW de generación eólica instalados con antelación al 1/1/2008 han conseguido el certificado de cumplimiento con el PO 12.3.
- Todavía 3900 MW de aerogeneradores no poseen capacidad de soportar huecos de tensión inferiores al 85 % de su tensión nominal con duración inferior a 100 ms.



Análisis de las pérdidas de eólica por hueco de tensión

Pérdidas registradas (MW) asociadas a hueco de tensión

JUNIO 05-AGOSTO 08



Procedimiento de Operación 12.3

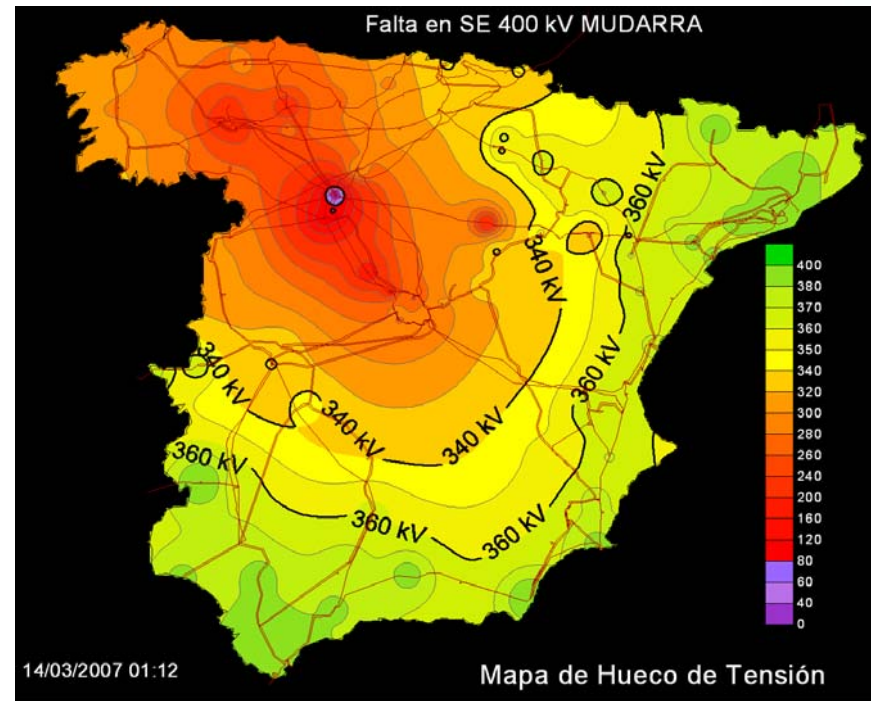
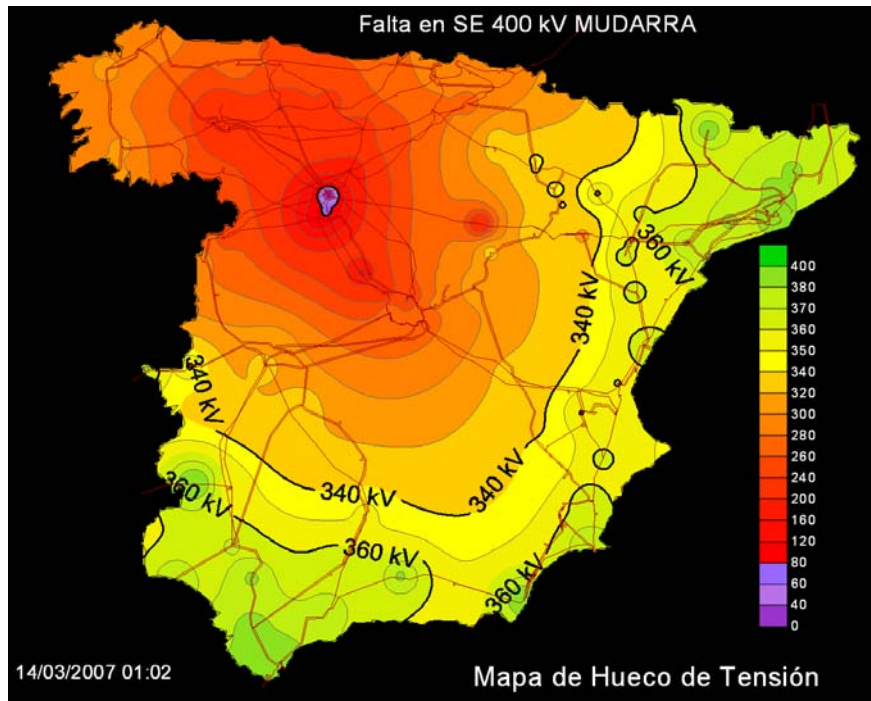
12/03/2007 15:22 Voltage Dip Map
Vigilancia en tiempo real



Medidas topológicas de red

Falta en SE 400 kV MUDARRA con la L-400 kV MUDARRA-GRIJOTA en servicio.
Pérdida de eólica → 1,514 MW

Falta en SE 400 kV MUDARRA con la L-400 kV MUDARRA-GRIJOTA abierta.
Pérdida de eólica → 1,318 MW

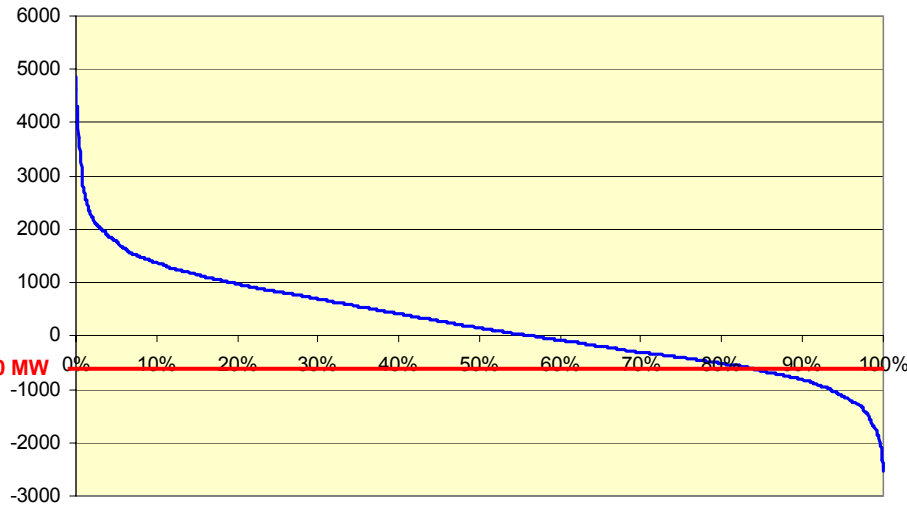


Esta maniobra se ha realizado 94 veces durante 2007, estando la línea fuera de servicio por este motivo 2573 horas. Antes de la apertura de la línea se ejecuta un análisis de contingencias para verificar la viabilidad de la maniobra.

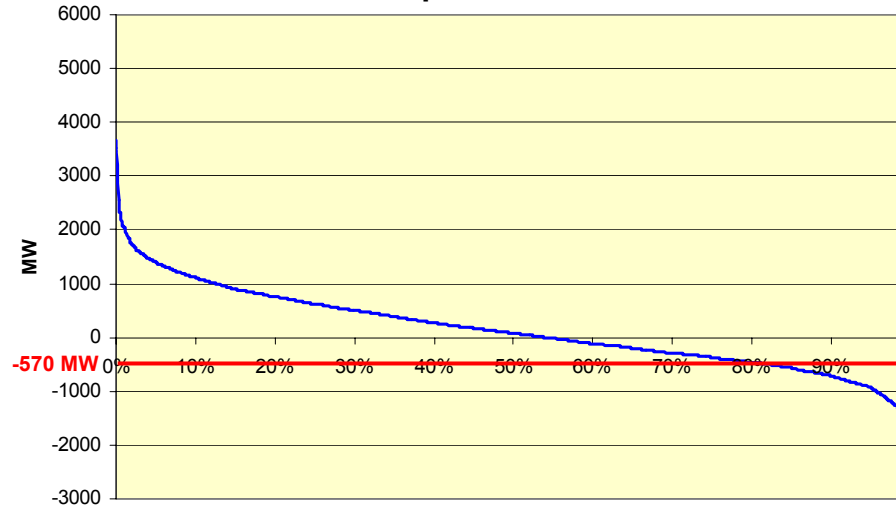


Impacto de los errores de previsión en la cobertura de la demanda

Error en la previsión eólica D-1 H12



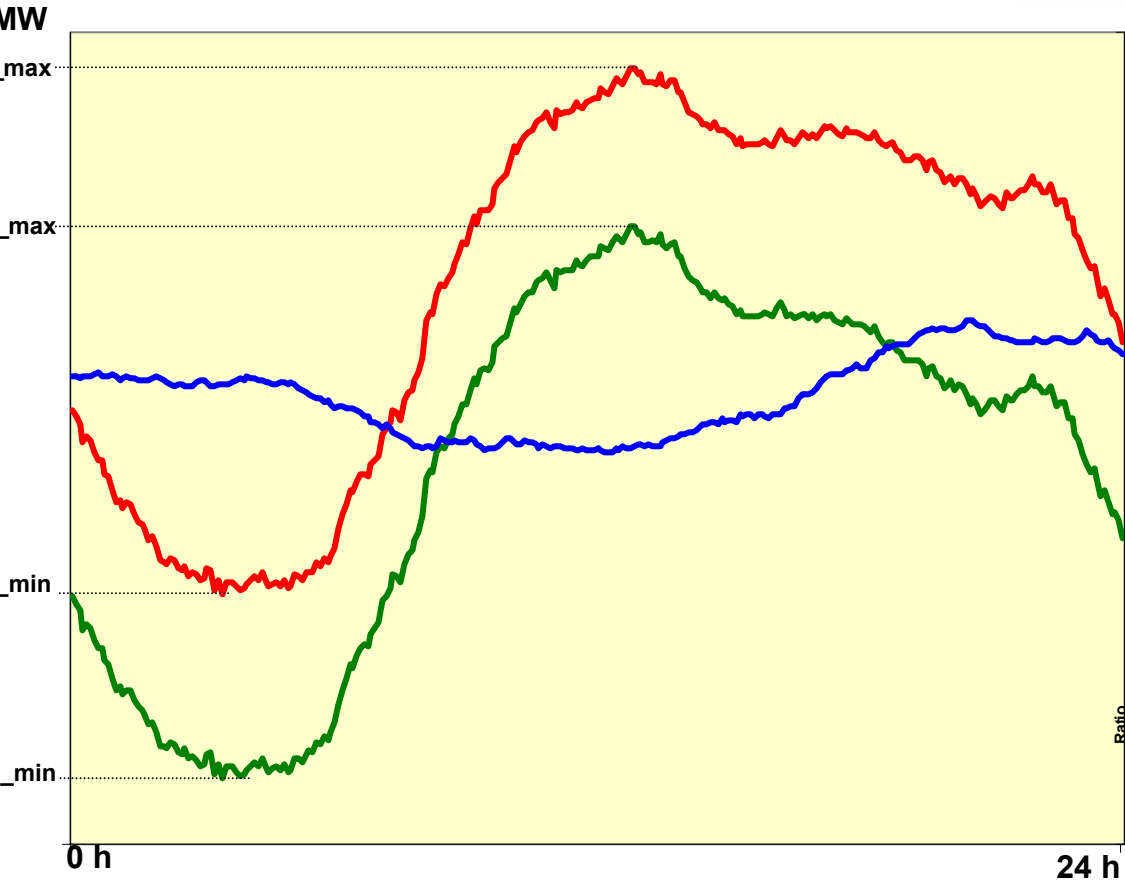
Error en la previsión eólica H-5



- Día D-1 hora 12: Ejecución del análisis de restricciones del mercado diario → Probabilidad del 15% de que la producción real sea 630 MW inferior a la prevista.
- Previsión a 5 h (tiempo de arranque de una central térmica) → Probabilidad de 15 % de que la producción real sea 570 MW inferior a la prevista.
- La reserva del sistema se comprueba para estos horizontes y la incertidumbre implica un mayor requerimiento de reserva caliente. El acoplamiento de grupos térmicos adicionales podría ser necesario para garantizar la cobertura de la demanda.

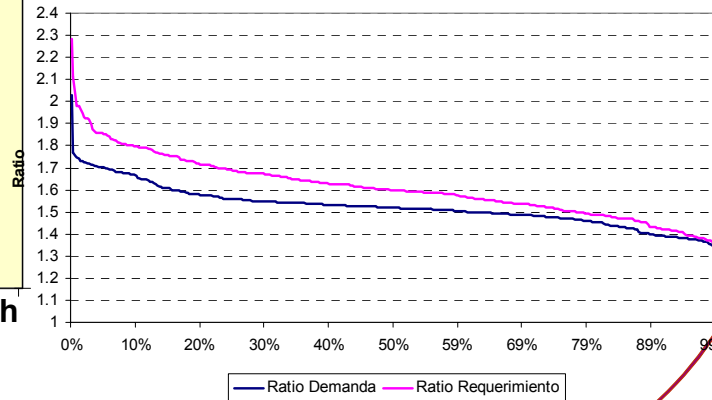


Requerimiento para la generación gestionable (I)



- Ratio Demanda = D_{max}/D_{min}
- Ratio Requerimiento = Req_{max}/Req_{min}
- Debido al comportamiento de la generación eólica durante los períodos punta/valle:
 - Ratio Requerimiento > Ratio Demanda
 - Pendientes más acusadas en las transiciones valle-punta

Monótona del ratio de demanda y del requerimiento (2007)

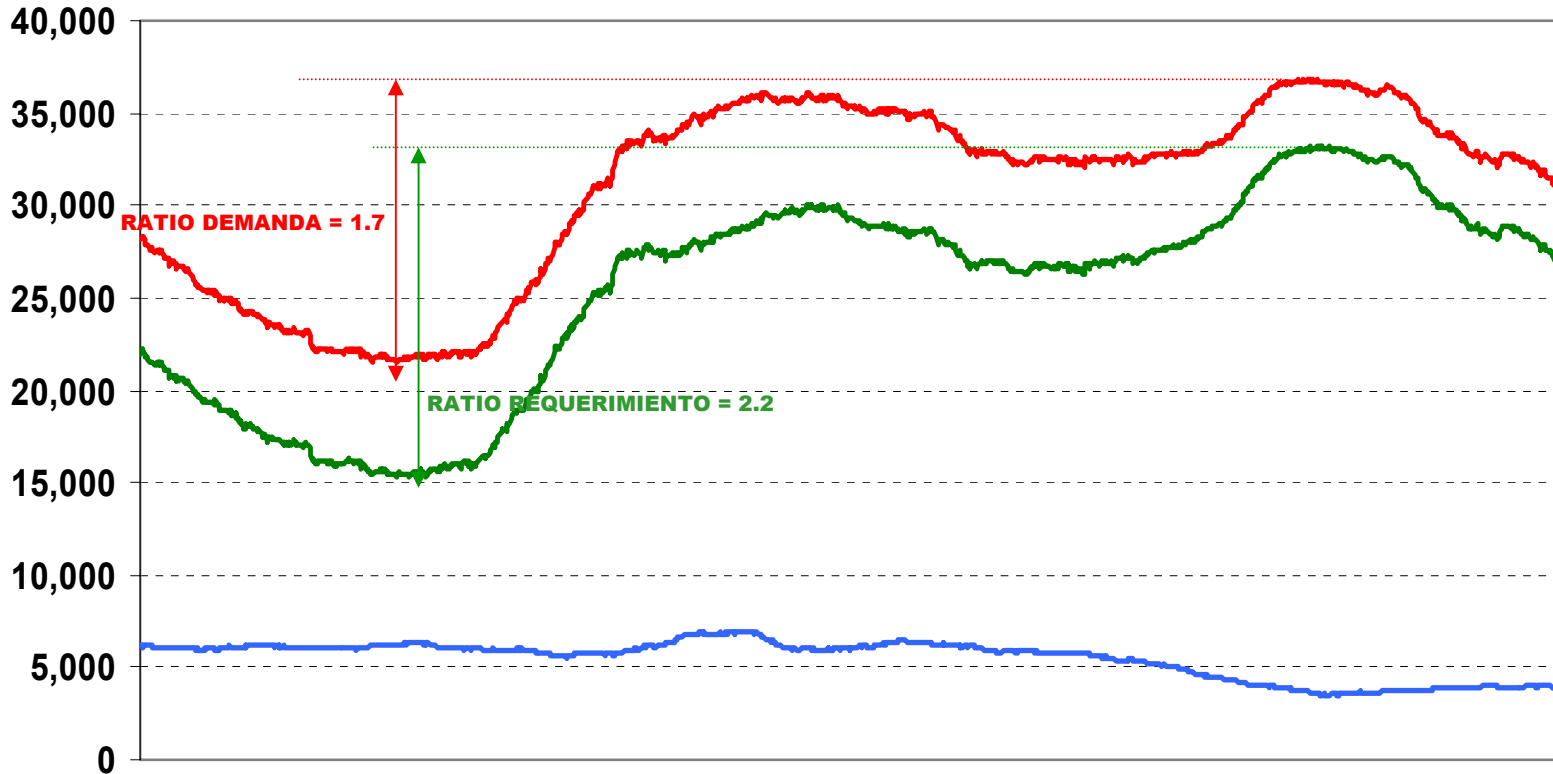


- Demanda
- Producción eólica
- Requerimiento para la generación gestionable



Requerimiento para la generación gestionable (II)

Requerimiento 12/2/2007



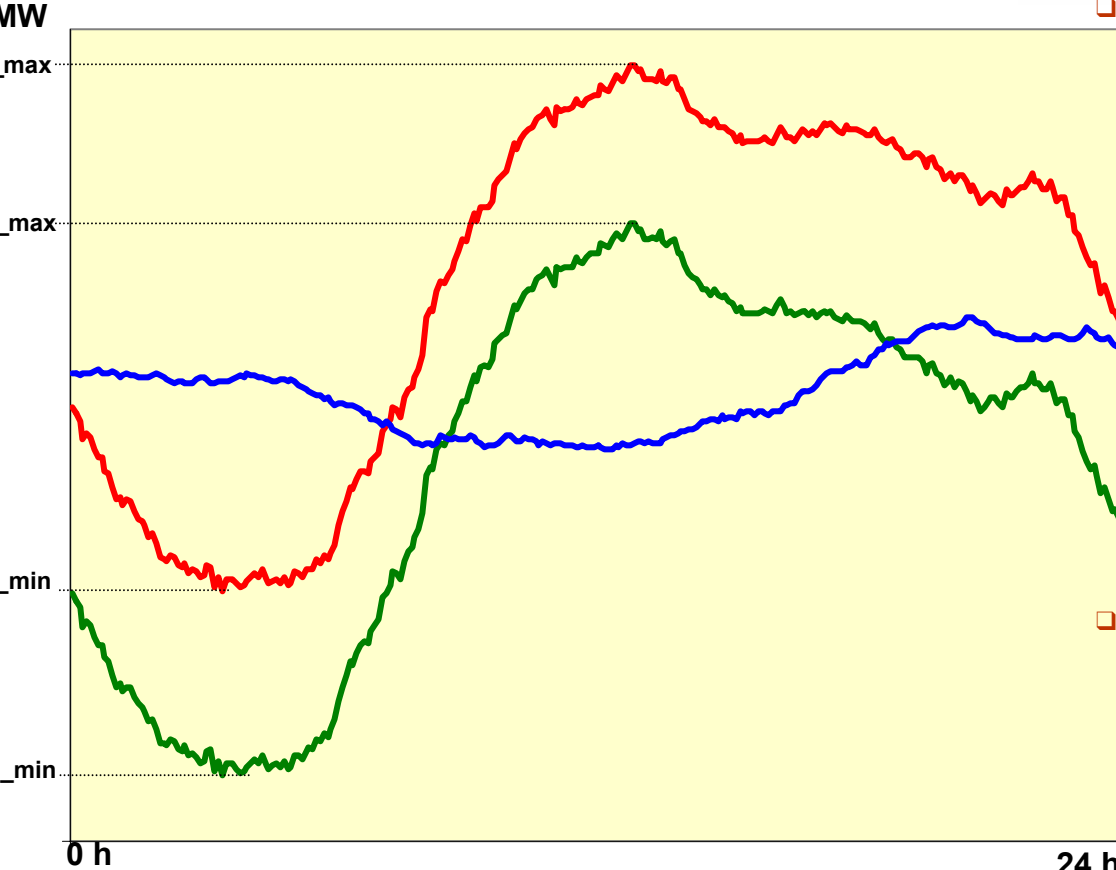
Demanda

Producción eólica

Requerimiento para la generación gestionable



Requerimiento para la generación gestionable (III)



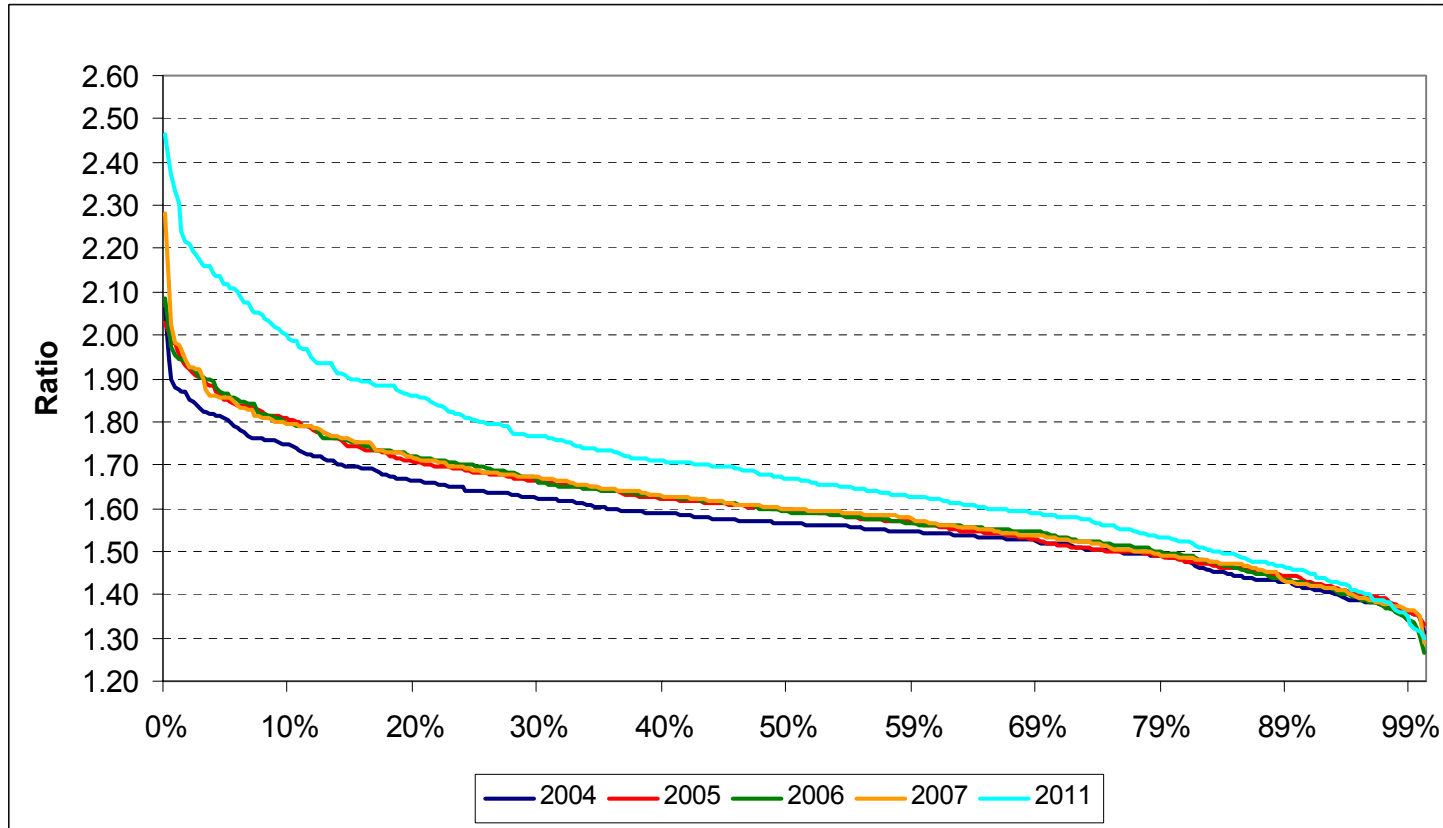
$$\text{Ratio Requerimiento} = \text{Req_max} / \text{Req_min}$$

- Demanda
- Producción eólica
- Requerimiento de la generación gestionable

- Puesto que existe un mínimo para la generación gestionable (mínimo técnico de generadores, hidráulico, fluyente ...), hay un ratio a partir del cual es necesario desacoplar en tiempo real generación convencional en horas valle, para acoplarla horas después con objeto de cubrir la punta de demanda (realizado en 8 ocasiones).
- Debido a la necesidad de mantener generación convencional acoplada en horas valle para garantizar la cobertura de la punta (elevado tiempo de arranque) y debido a los requerimientos de servicios complementarios, existe otro ratio a partir del cual es inevitable la reducción de generación eólica.



Requerimiento : = Demanda – Generación Eólica



2004-2007: Pocos días con ratio de requerimiento > 2

2011 (20.000 MW de energía eólica): 10% del tiempo ratio de requerimiento > 2

Posible solución: Añadir en el sistema almacenamientos de bombeo



Control de tensión (I)



RD 661/2007 Art. 29: complemento por energía reactiva.

Desde +8 hasta -4% de 7.8441 c€/kWh dependiendo del factor de potencia.

Los periodos no distinguen entre vacaciones y días laborables, los productores podrían llegar a comportarse de forma opuesta a los requerimientos del sistema.

En la práctica, esto lleva a la conexión/desconexión simultánea de condensadores.

El OS podría lanzar instrucciones para modificar estos valores si se detectaran problemas de tensión. Esto se hace regularmente en 9 nudos de evacuación de eólica.

Reactive Power Bonus

Type of	Power Factor	Bonus (%)		
		Peak	Inter	Off-Peak
Inductive	< 0,95	-4	-4	8
	< 0,96 y ≥ 0,95	-3	0	6
	< 0,97 y ≥ 0,96	-2	0	4
	< 0,98 y ≥ 0,97	-1	0	2
	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
	1	0	4	0
Capacitive	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
	< 0,98 y ≥ 0,97	2	0	-1
	< 0,97 y ≥ 0,96	4	0	-2
	< 0,96 y ≥ 0,95	6	0	-3
	< 0,95	8	-4	-4

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Zona 1	16-22	8-16 22-24	0-8	8-14	14-24	0-8
Zona 2	17-23	8-17 23-24	0-8	9-15	8-9 15-24	0-8
Zona 3	16-22	8-16 22-24	0-8	9-15	8-9 15-24	0-8
Zona 4	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8
Zona 5	16-22	7-16 22-23	0-7 23-24	17-23	0-1 9-17 23-24	1-9
Zona 6	16-22	7-16 22-23	0-7 23-24	17-23	8-17 23-24	0-8
Zona 7	17-23	8-17 23-24	0-8	18-24	0-1 9-18	1-9

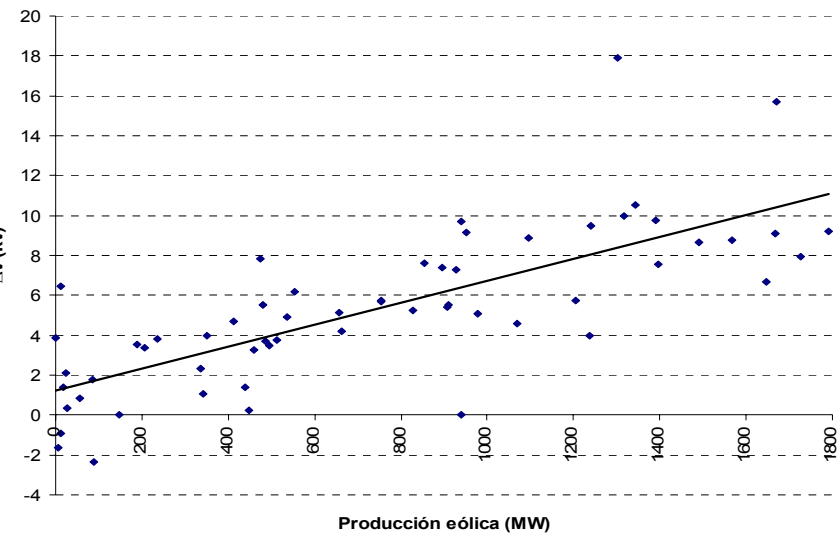


Control de tensión (I)



Variaciones de hasta 18 kV en ciertas subestaciones de la RdT

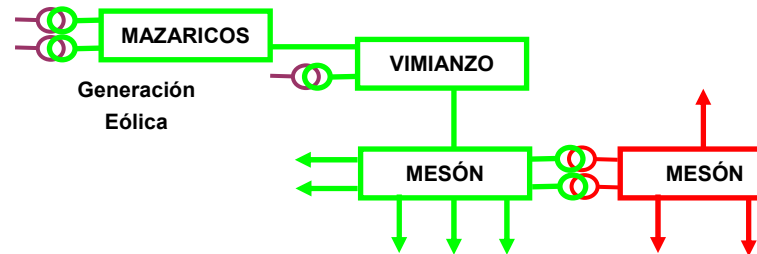
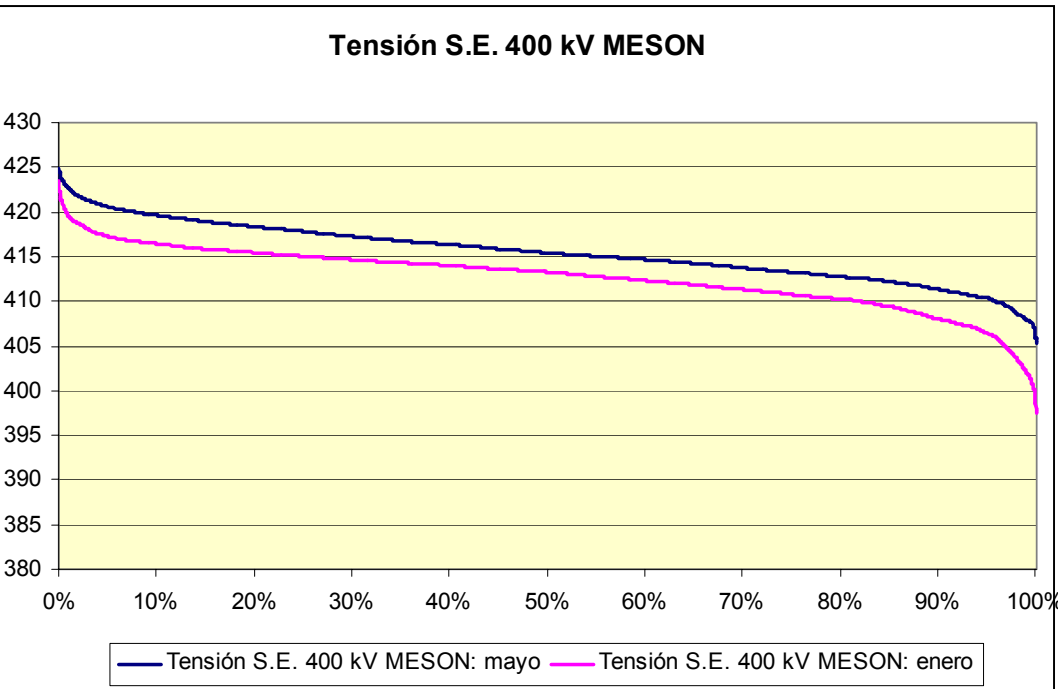
Evolución tensión ΔV (kV) nudo PINILLA 400 kV vs. Producción eólica en CASTILLA LA MANCHA (MW) entre las 07:45 y las 08:15 h. Enero-Febrero 2007





Control de Tensión (II)

- Si se detectan problemas de tensiones en la RdT o en la RdD, el CECRE puede enviar instrucciones de modificación del factor de potencia. Esta medida se aplica regularmente en 9 nudos de la RdT.



- Problemas de tensiones resueltos en SE 220 kV Mazaricos y Vimianzo desde 1 de Febrero de 2008.
- Solución final: control de tensión continuo desde el CECRE (implica cambios regulatorios).

Índice

Generación en Régimen Especial en España
Características de la generación eólica
Integración de la generación eólica en la RdT

Congestiones en la evacuación

Comportamiento ante huecos de tensión

Impacto de los errores de predicción

Viabilidad de los balances de potencia

Control de tensión

Estudios de integración

Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)

Conclusiones





Integración de renovables: Objetivos

Europa.-

- Objetivo Energía Renovable: **20% en 2020 vs. 12% en 2010**
- Nueva Directiva Renovables (borr.): objetivo indicativo \Rightarrow vinculante

España.-

- RD661/2007 (Disp Ad 8^a).**

Durante 2008 se iniciará revisión PER2020

- LSE 54/1997 (mod. L17/2007) Disp.Ad. 25^a.**

*El Gobierno, modificará el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del **20% para 2020**, manteniendo el compromiso que este plan establecía del **12% para 2010**. Estos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas a este tipo de instalaciones.*

20% ER vs. Efinal \Rightarrow \approx 40% (ER vs. Etot)_{sist.el.}

- \approx 35.000 MW de gen. Eólica ???
- \approx 9.000 MW de gen. Solar ???
- \approx 3.500 MW de gen. Biomasa ???



Contexto Normativo: Ley 17/2007 de Modificación Ley 54/1997

- Autorización Administrativa s.a. Autorización de punto de conexión (RO & RE)

*Estas autorizaciones no podrán ser otorgadas si su titular no ha obtenido previamente la **autorización del punto de conexión** a las redes de transporte o distribución correspondientes (Art. 21 y 28).*

- Limitaciones a la capacidad de conexión de generación

instalaciones de generación de régimen ordinario

*A estos efectos, el **Procedimiento de Operación** podrá incluir límites a la capacidad de conexión por zonas o por nudos (Art. 21)*

instalaciones de generación de régimen especial

*A estos efectos, el gestor de la red de transporte, atendiendo a criterios de seguridad de suministro, podrá establecer límites por zonas territoriales a la capacidad de conexión, previa **comunicación a la Secretaría General de Energía** del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Art 28).*

Propuesta de PO12.



Capacidad de producción

- Definición del escenario de estudio de capacidad de acceso:
 - Establecimiento por parte del OS de “zonas de valoración” para la determinación de capacidad de acceso (conjuntos de nudos de influencia mutua): carácter zonal de estudios
 - Para GRE: Preferentemente zona ⇔ CCAA (no se trasciende del ámbito de CCAA)
 - Hipótesis de generación “más proclives” que las actuales para maximizar integración de generación de régimen especial:
 - Particularmente, consideración de menor producción de la generación de régimen ordinario (térmica clásica), hasta la necesaria para garantizar reserva de regulación que permita salvaguardar la seguridad de suministro
- Aplicación de capacidad de acceso a red de distribución subyacente exceptuando las agrupaciones <10 MW asociadas a nudo RdT.
- Escenarios con mayor probabilidad de restricciones de producción



Capacidad de conexión

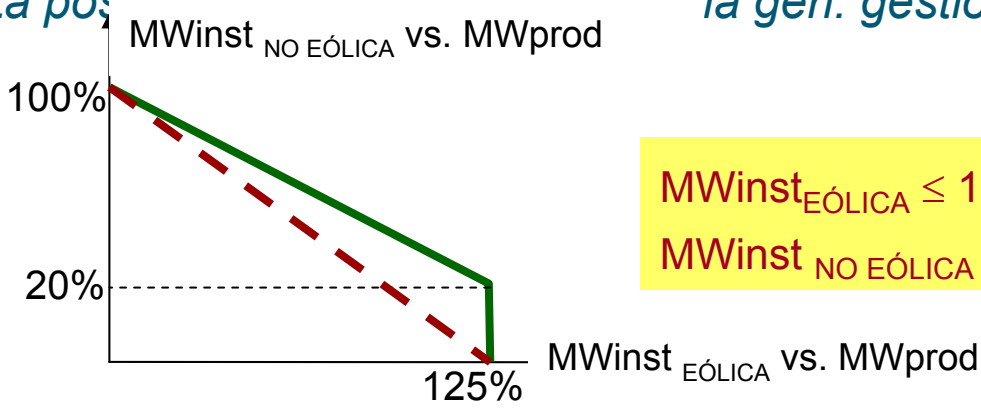
La capacidad de conexión (MWinst) aplicada sobre capacidad de producción nodal y zonal (MWprod) resultante de FC, Scc (o Est)

$$0,8 * MWinst_{EOL} + MWinst_{SOL.FOT} + MWinst_{SOL.TER} \leq MWprod$$

FC (y Est): \forall gen
Scc: Gen no gest.

Por otra parte, PO12.1(borr) considera sobreinstalación adicional derivada:

- La no simultaneidad de la eólica instalada (hipótesis históricas)
- La no simultaneidad de eólica vs. solar (historia eólica vs. datos solares estimados)
- La posibilidad de actuación sobre la gen. gestionable (estimación moderada)



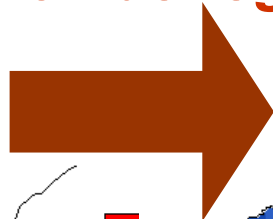
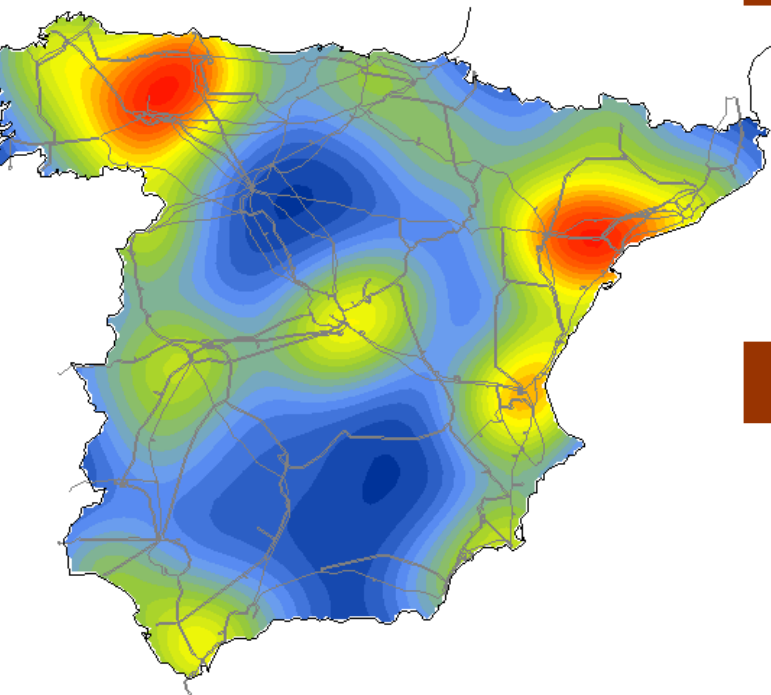
$$MWinst_{EOLICA} \leq 1,25 * MWprod$$

$$MWinst_{NO EOLICA} + (0,8/1,25) * MWinst_{EOLICA} \leq MWprod$$

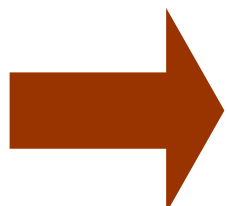
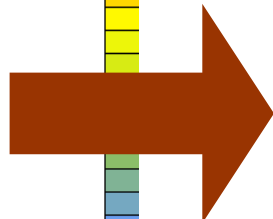
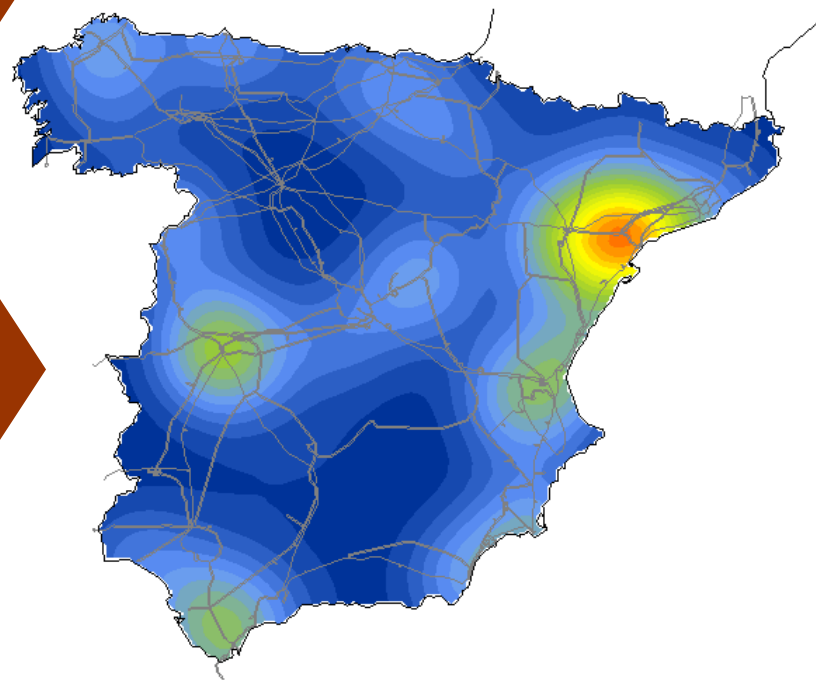


Hipótesis de producción de régimen ordinario

Hipótesis actuales



propuesta

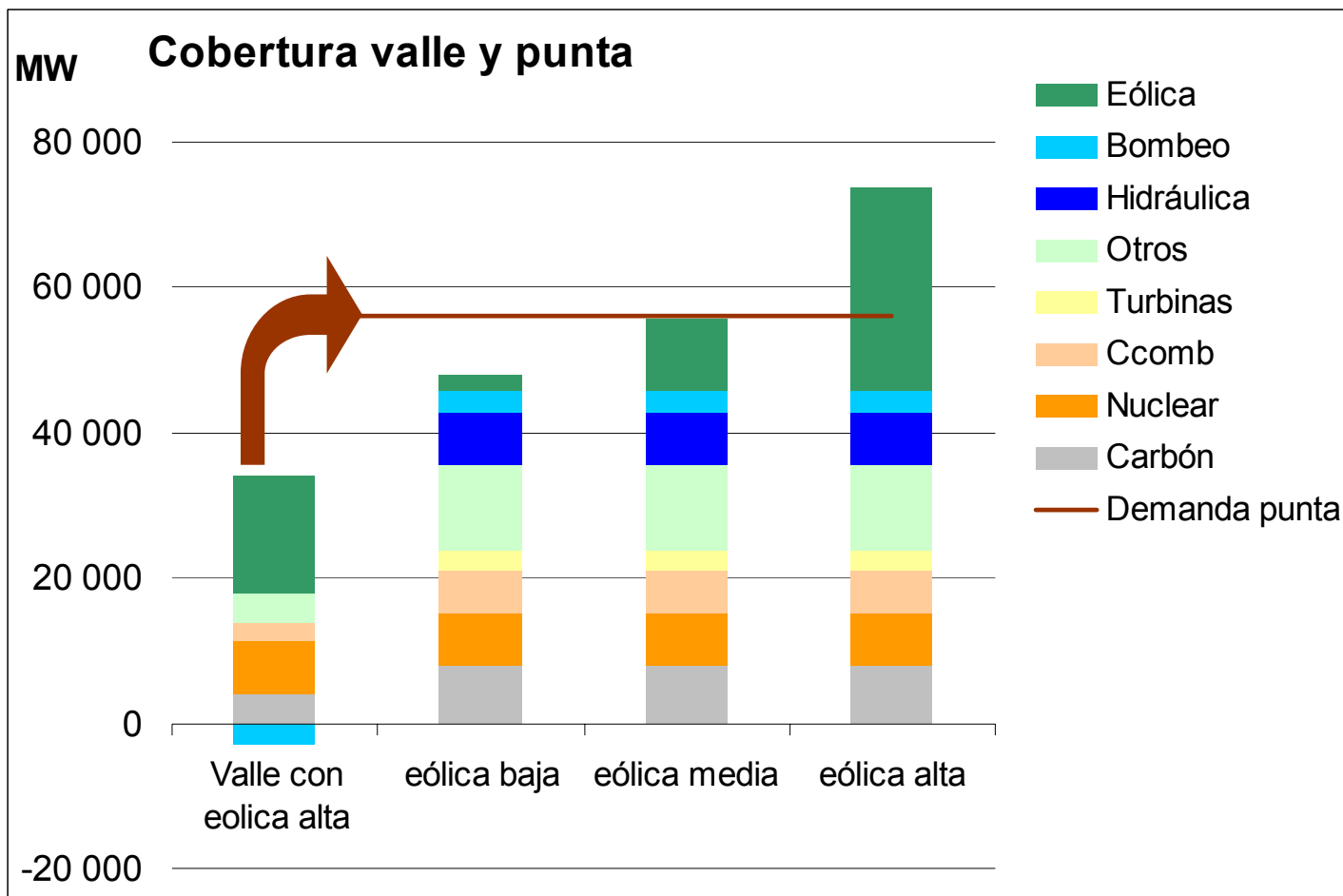


MW	Zona 1	Península
Total RO	11 124	42 981
RO / Demanda (%)	91	77

MW	Zona 1	Península
Total RO	5 201	23 103
RO / Demanda (%)	43	42



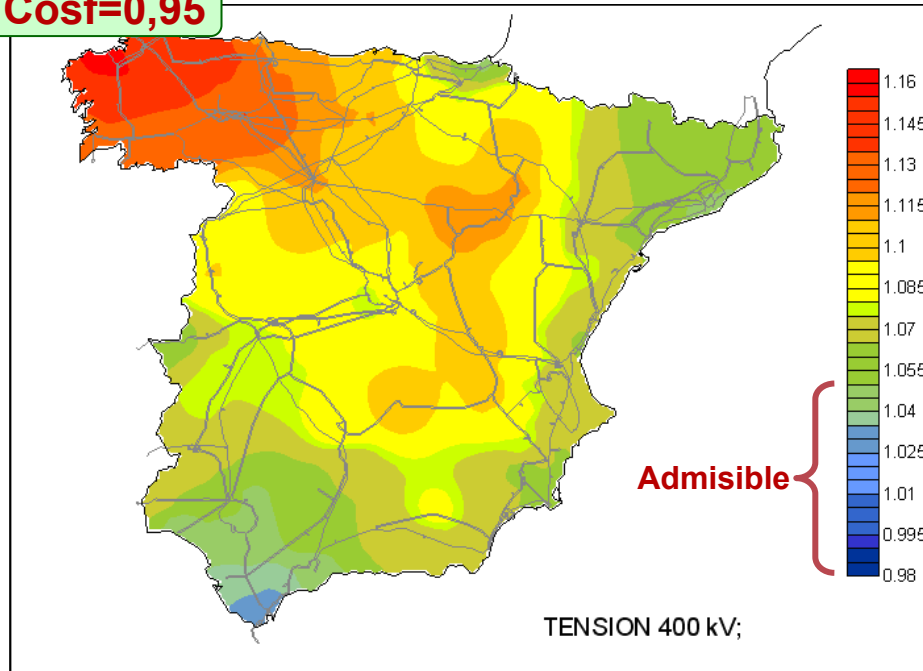
Cobertura del valle y de la punta en sistemas con alta penetración eólica



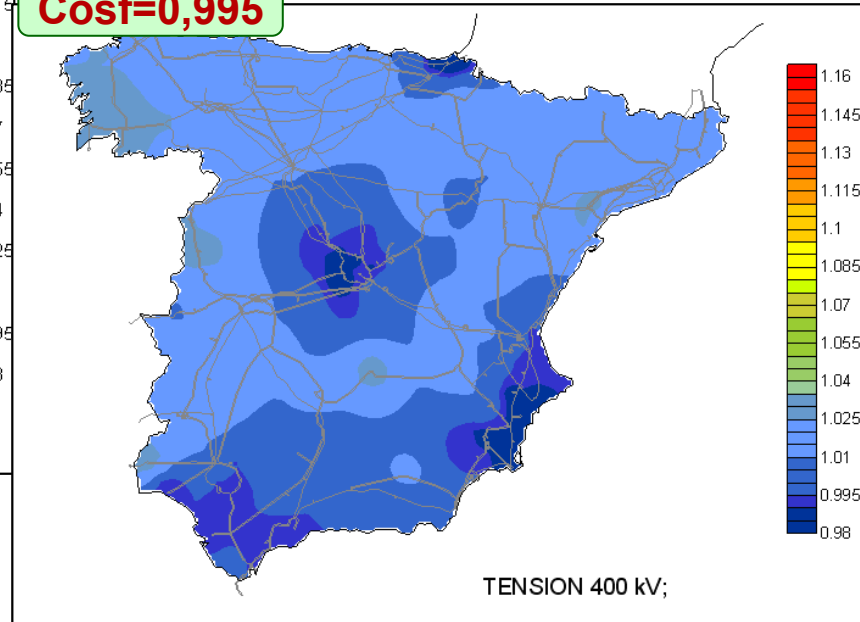


La búsqueda de la máxima bonificación por parte de los generadores de régimen especial ($\text{Cos}\phi < 0,95$ en punta, según RD661, AnexoV) produciría tensiones inadmisibles de forma generalizada

Cos ϕ =0,95



Cos ϕ =0,995

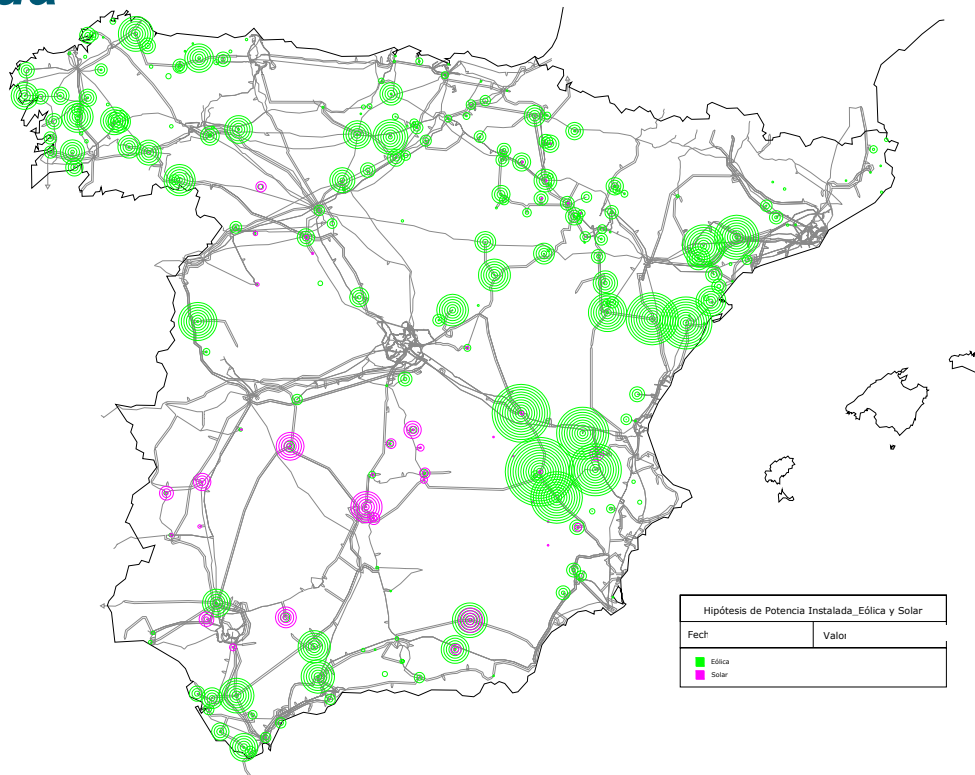


- Tensiones elevadas fuera de límites (P.O.1.1)
- Elevada generación de potencia reactiva
- Pérdidas





Distribución eólica/solar conforme a los planes de las CCAA *Potencia instalada*



Referencia: planes de las CCAA*

- Eólica total instalada: ~ 41.000 MW
- Solar total instalada: ~ 4.500 MW



Estudios de Capacidad

- Evaluación de límites de generación que permitan mantener la idoneidad y seguridad del sistema de acuerdo con los criterios de planificación y operación para el último plan de medio plazo vigente [H2016]
 - Idoneidad: Estudios de capacidad
 - **Por comportamiento estático (flujo de cargas y análisis de contingencias)**
 - **Por potencia de cortocircuito (5% Scc)**
 - Seguridad: Estudios de aceptabilidad
 - **Comportamiento dinámico: estabilidad tras cortocircuito**
 - Criterios de diseño de red: mallado, magnitud, distancia a red



Programa de estudios de integración de régimen especial

□ Planificación 2016



□ Estudios preliminares zonales y de CC.AA.



□ Información a las CC.AA. de los resultados preliminares



□ ⇒ Información CC.AA ⇒ Adaptación de los perfiles nodales



□ Estudios finales:

- Análisis estático y de potencia de cortocircuito
- Análisis dinámico
- Análisis de actuación de protecciones



Requisitos técnicos



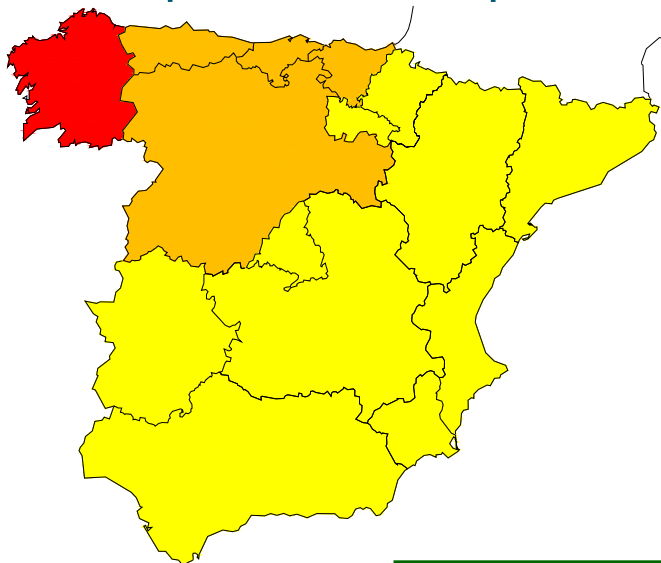
□ Resultados y conclusiones : Finales 2008



Estudios de comportamiento estático y de cortocircuito

Estudios de flujo de cargas en escenarios tipo (principal referencia: punta no extrema verano)

Análisis paramétricos para capacidad nodal y zonal



Nudo o Zona Valoración: 80% ↑

Zona de Estudio: 80% =

Zona exterior : 30÷60% ↓

**N&N-1&N-2
según POs**

**Capacidad de producción en
nudo o zona de valoración**

Estudios de cortocircuito sobre escenarios de referencia



Conclusiones preliminares del estudio estático

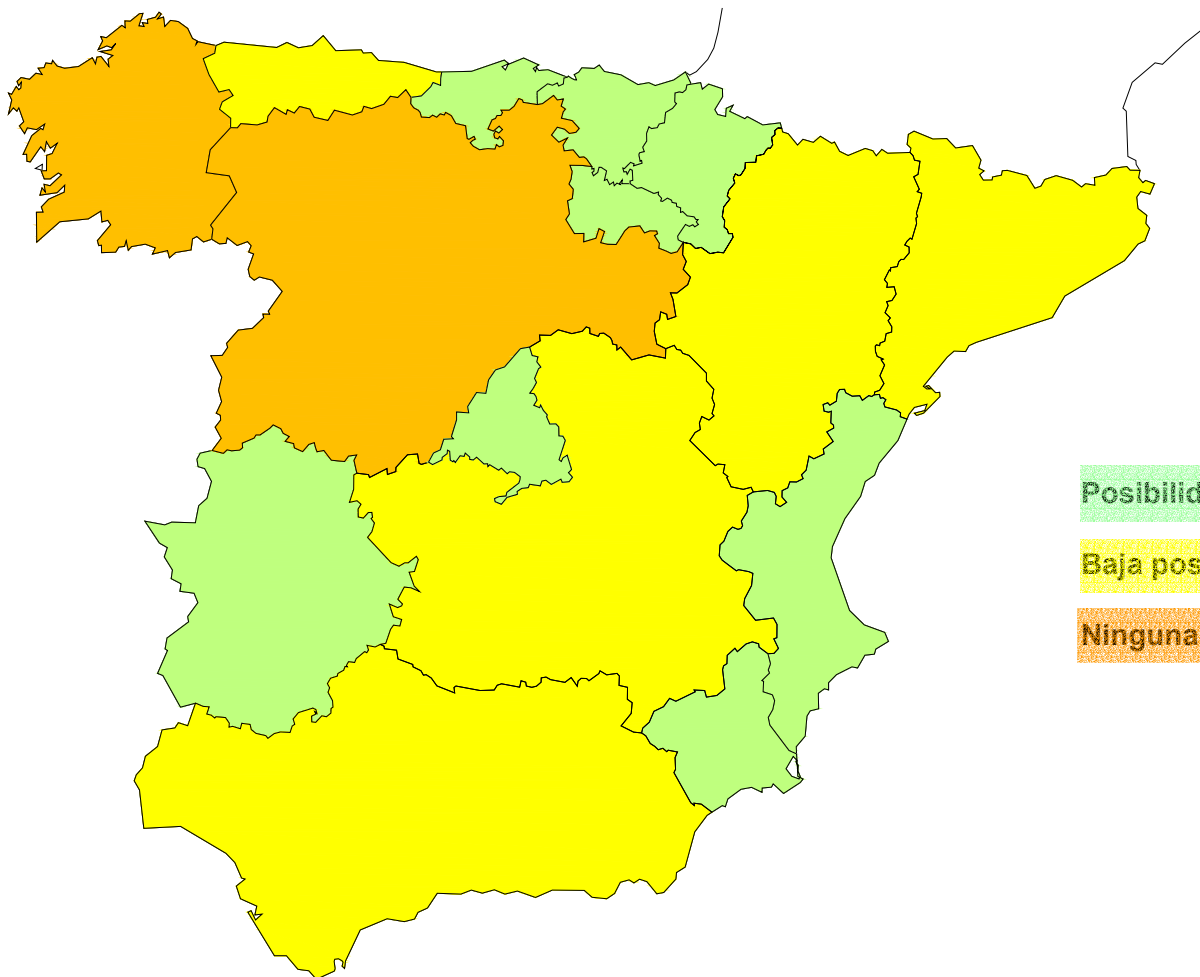
Desde el punto de vista de capacidad estructural de red, la realización de todas las instalaciones planificadas en H2016 * *permitiría la incorporación* de la mayor parte del contingente de generación eólica planificado por las CCAA* (supuesto el cumplimiento de los requisitos frente a huecos de tensión) y de una elevada magnitud de generación solar

, aunque plantea **importantes retos de operación diaria**

- Necesidad de **potencia disponible** en el sistema para cubrir las **puntas tras un valle con alta generación eólica**
 - ⇒ **Control de la producción en valles y otros casos necesarios**
- **Aportación de los servicios de ajuste que deja de proporcionar la generación ordinaria**
 - ⇒ **Establecimiento de nuevos requisitos técnicos para el régimen especial**



Resultados preliminares del estudio estático



Posibilidad evacuación adicional

Baja posibilidad evacuación adicional

Ninguna posibilidad evacuación adicional



Objetivo del estudio dinámico

Análisis desde el punto de vista de la estabilidad transitoria de los escenarios de producción eólica admisibles según los estudios estáticos previos, con el fin de validarlos de acuerdo a criterios de admisibilidad dinámica en los escenarios limitantes

Metodología

Simular el comportamiento del sistema eléctrico peninsular ante cortocircuitos trifásicos francos en subestaciones de la red de transporte de la zona de estudio, despejadas en tiempo y selectividad equivalentes al fallo de interruptor (250 ms).



Hipótesis y Modelos para los estudios dinámicos

- Para la realización de este estudio se ha partido de un modelo detallado de la red de transporte de la Península Ibérica, que incorpora, además, un modelo dinámico equivalente del resto de la UCTE. Modelos dinámicos de generadores, reguladores de excitación, velocidad, estabilizadores de potencia, protecciones ...
- Para las cargas se considera el modelo genérico de intensidad constante para la potencia activa e impedancia constante para la potencia reactiva (IZ)
- La potencia eólica instalada en la actualidad se ha considerado que mayoritariamente cumplirá con el P.O.12.3 y se ha modelado mediante un modelo genérico de aerogenerador que ha desarrollado REE y que, mediante la adaptación paramétrica, permite reproducir la respuesta dinámica que se obtendría de las diferentes tecnologías de aerogeneradores que cumplen los requisitos técnicos. El nivel de precisión es adecuado desde el punto de vista de un análisis del comportamiento del sistema eléctrico con penetración eólica en el horizonte de planificación



Criterios de admisibilidad dinámica

Se considerará inadmisibile el resultado de la simulación cuando se dé alguna de las circunstancias siguientes recogidas en los apartados 3.1.7 y 3.1.8 de P.O.13.1:

- Pérdida de sincronismo entre generadores, excepto en el caso en que los generadores pierdan el sincronismo individualmente frente al resto del sistema eléctrico, considerándose la condición alcanzada cuando se detecte la entrada de la impedancia aparente, vista desde los extremos de una rama, dentro de la característica de disparo de sus protecciones. Sólo en ramas malladas y sin falta interna.
- Pérdidas de generación en el sistema ibérico superiores a 3.000 MW (desvío máximo instantáneo postulable entre generación y demanda en el sistema síncrono de la UCTE).
- Pérdida de al menos una línea de interconexión internacional.
- Se dan pérdidas de mercado en cascada o extensivas.
- Se alcanza una sobrecarga superior al 30% en el régimen permanente inmediatamente posterior a la perturbación, en alguna de las interconexiones internacionales, antes de que se complete la actuación de la regulación secundaria.



Conclusiones de los estudios

- ❑ Tras el análisis de las simulaciones realizadas en las cuatro zonas de estudio, los resultados han sido admisibles, de acuerdo con los criterios de admisibilidad dinámica del P.O.13.1.
- ❑ A futuro, en los estudios se advierte una tendencia en la que a medida que se desplaza de forma masiva generación síncrona por generación basada en electrónica de potencia con conversión completa de potencia podrían comenzar a aparecer problemas de sobretensiones transitorias, originadas tras el despeje de los cortocircuitos aplicados como consecuencia del funcionamiento de estas tecnologías como fuente de intensidad constante en el despeje.
- ❑ De igual modo, en estos escenarios futuros de masivo desplazamiento de la generación síncrona por tecnologías basadas en electrónica de potencia podrían disminuir las corrientes de cortocircuito y afectar a la actuación de los sistemas de protección de la red

Índice

Generación en Régimen Especial en España

Características de la generación eólica

Integración de la generación eólica en la RdT

Congestiones en la evacuación

Comportamiento ante huecos de tensión

Impacto de los errores de predicción

Viabilidad de los balances de potencia

Control de tensión

Estudios de integración

Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)

Conclusiones





Integración de la energía renovable en la operación en tiempo real

- ❑ **Creación del Centro de Control de Régimen Especial (CECRE):
Iniciativa pionera en el mundo consecuencia del I+D+i de REE**
 - Supervisión y control de los generadores adscritos al Régimen Especial
 - Maximizar la integración de la generación del régimen especial en I operación, de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico



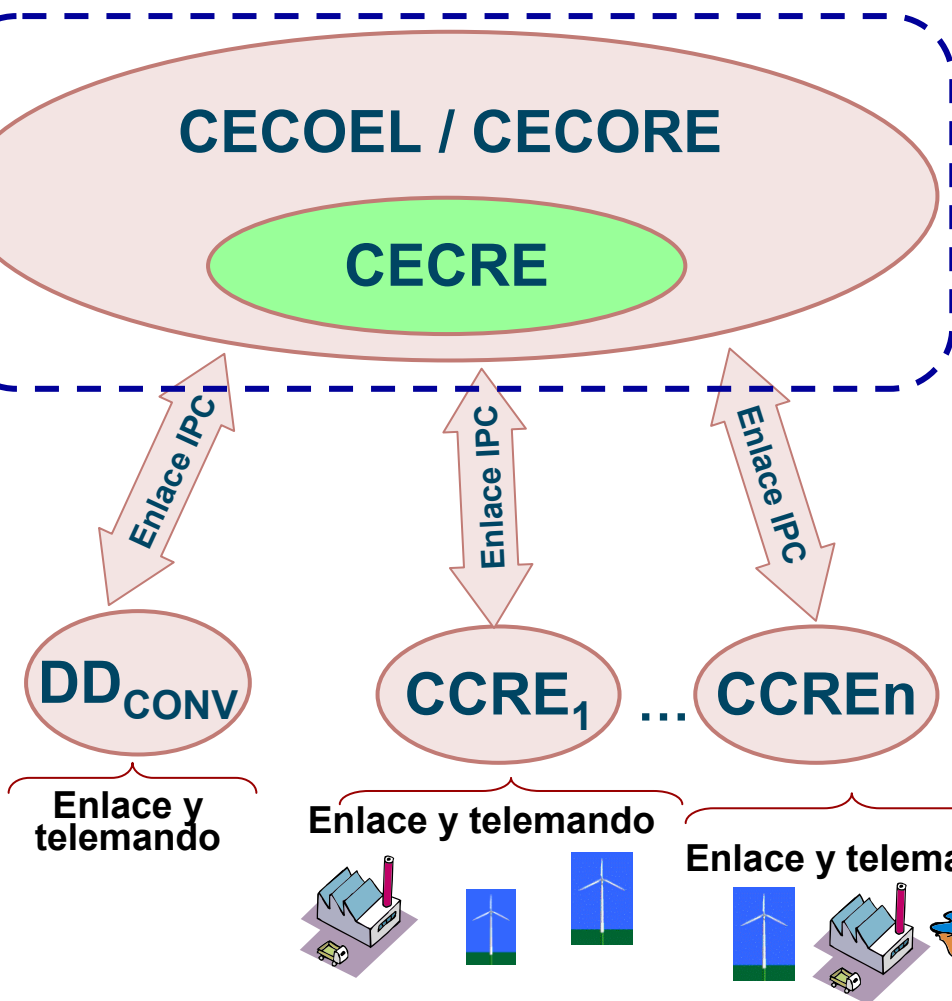


CECRE: Objetivo y funciones

- ❑ **Objetivo**: alcanzar un mayor nivel de integración de fuentes de energía renovables, sin comprometer la seguridad del sistema.
- ❑ **Función Principal**: articular la integración de la producción de energía eléctrica del régimen especial en función de las necesidades del sistema eléctrico.
 - Ser la Interlocución única en tiempo real con el CECOEL y con los Centros de Control (CCRE) que serían los encargados de telemandar las instalaciones.
 - Recibir la información sobre las unidades de producción necesaria para la operación en tiempo real y remitirlos al CECOEL.
 - Satisfacer la necesidad de supervisión y control de todos los generadores, mediante su agrupación en Centros de Control y coordinar a los mismos.
 - Aportar desde la Operación del Sistema, seguridad y eficiencia Operativa.
 - Permitir sustituir hipótesis de simultaneidad zonal (necesariamente conservadoras) y criterios preventivos, por control de la producción en tiempo real, lo que redundará en mayor energía producida.



CECRE: esquema funcional



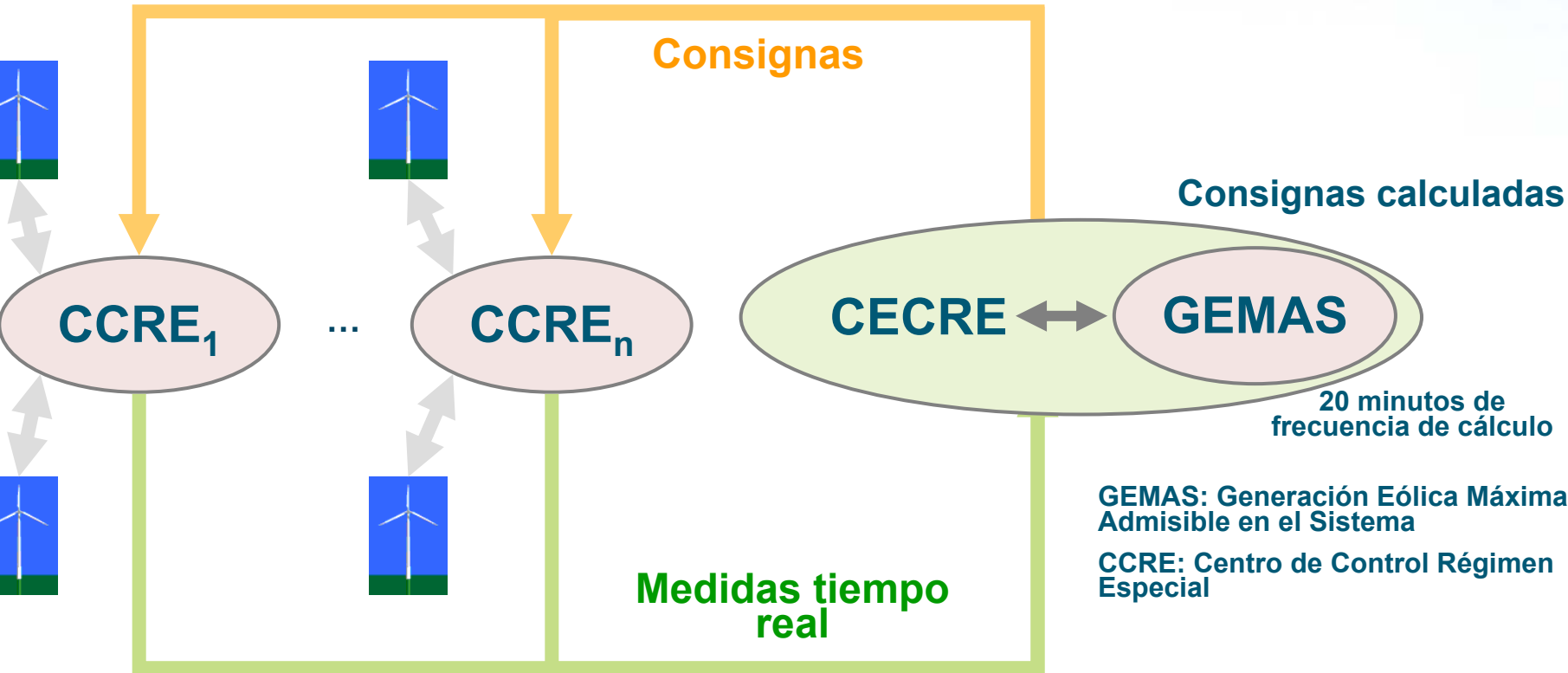
El CECRE es un centro de control dedicado a la generación de régimen especial y especialmente, a la generación eólica:

- Integrado en la estructura de control de REE
- Comunicación con los Centros de Control de generación para supervisión y control de instrucciones.
- El CECRE no telemata los equipos de generación. Esta función la llevar a cabo los Centros de Control.
- CECRE emite límites de generación los Centros de Control a través de un sistema SCADA.

CCRE: Centro de Control Regimen Especial
 DD: Despacho delegado para generación convencional



GEMAS: Cálculo de consignas de generación eólica



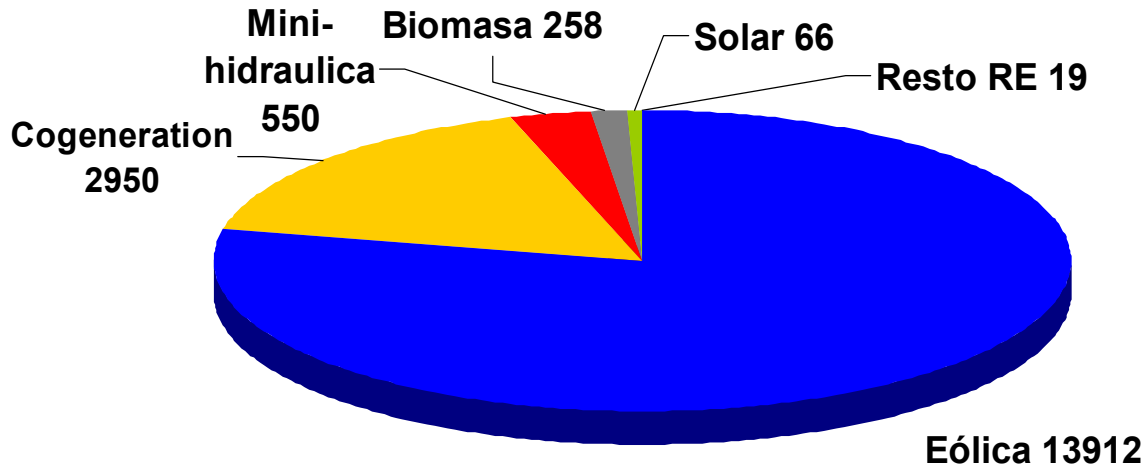
Actualmente solo se lleva a cabo para la generación eólica, pero esta metodología se puede aplicar a todas las fuentes de energía renovables.

Permite sustituciones de limitaciones conservadoras basadas en el peor escenario para control de producción en tiempo real.



RE potencia conectada al CECRE vía CCRE

Potencia de RE conectada a CCRE (MW)



- ❑ De acuerdo con el RD661/2007 todas las instalaciones de régimen especial de >10 MW deben de estar adscritas a un CCRE.
- ❑ Las instalaciones que no cumplan con este requerimiento perderán la prima

Índice

Generación en Régimen Especial en España

Características de la generación eólica

Integración de la generación eólica en la RdT

Congestiones en la evacuación

Comportamiento ante huecos de tensión

Impacto de los errores de predicción

Viabilidad de los balances de potencia

Control de tensión

Estudios de integración

Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)

Conclusiones





Conclusiones (i)

Los resultados preliminares apuntan a que con la red planificada en H2016 podrían *integrarse mayoritariamente* los planes de las CCAA, con una capacidad de:

- \approx 44.000 MW de generación eólica
- \approx 8.500 MW de generación termosolar

Principales consecuencias

Nuevas condiciones, requisitos y prestaciones:

- OS: mayor complejidad preservando seguridad
- GRO: mayor flexibilidad (arranque/parada) y mayores restricciones
- GRE:
 - nuevos requisitos (control Q/V, ...)
 - mayores restricciones (crecientes con máximos en CCAA en misma zona –no se ha abordado coordinación interCCAA-)



Conclusiones (ii)

Es procedente que exista una capacidad máxima de conexión que evite restricciones crónicas para:

- Limitar el riesgo de operación y garantizar la seguridad de suministro
- Permitir un desarrollo eficiente de la red

así como para prevenir potenciales problemas en estudio:

- pérdida de control dinámico de la tensión (req. en Prop. PO12.2)
- *actuación de los sistemas de protección (posibilidad de no detección de cortocircuitos en líneas y en barras adyacentes)*
- *reducción de la inercia del sistema*

Aun así, previsión de restricciones de producción que pueden ser severas:

- hasta el desarrollo de red, particularmente en algunas zonas y en función del escenario
- asociadas a la transición punta>valle>punta, particularmente para la generación no gestionable



Conclusiones finales

La energía eólica ha alcanzado un alto nivel de penetración en España, y estos niveles continuarán creciendo durante varios años: **Aportación positiva a la reducción del déficit energético.**

La integración de la energía eólica será más sencilla a medida que se adapten al nuevo P.O., pero como el Reg. Esp. continúa creciendo, podrán ser necesarias otras limitaciones en el futuro para una mayor integración.

Es necesario el control y supervisión de la generación de régimen especial puesto que supone una gran parte del mix de generación español.

Los CCRE y el CECRE mejoran la integración de la generación de régimen especial en la Operación del Sistema, haciendo compatibles estas tecnologías con la seguridad de suministro.

Una mejor y más segura integración supone que más energía renovable se podría instalar con el mismo nivel de riesgo

CECRE y GEMAS complementan complejos estudios transitorios “off-line”, con estudios más rápidos y sencillos de tiempo real, haciendo posibles simulaciones en tiempo real que maximizan la generación manteniendo el sistema seguro.

Retos futuros: viabilidad de balance, control de tensión continuo, participación en servicios auxiliares (reserva primaria, secundaria y terciaria, gestión de desvíos)...



¡Gracias por su atención!

