

CDEEE República Dominicana

Energías renovables y su integración en el sistema eléctrico

Alberto Carbajo

Marzo 2019

Retos de la Unión Europea



**"Satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas, y para ello es necesaria una gestión de todos los niveles de la sociedad y de sus economías, que preserve la riqueza presente y mantenga el entorno natural para las generaciones futuras"*

(Término acuñado en la Comisión Mundial sobre Desarrollo y Medio Ambiente de 1987)



Documento de la Comisión Europea sobre política energética (*)

Objetivos y Plan de Acción

Objetivo estratégico

REDUCCION EMISIONES UE 20% EN 2020

Objetivos parciales

EFICIENCIA ENERGÉTICA 20 %

PESO RENOVABLES 20 %

BIOFUELES EN TRANSPORTE 10 %

Plan de Acción

- Mayor desarrollo mercado interior
- Solidaridad y seguridad de suministro
- Evolución del mercado de emisiones
- Plan de eficiencia energética
- Incremento uso de renovables
- Estrategia tecnológica
- Tecnologías para reducir CO2
- Energía nuclear
- Política exterior común

Seguimiento: Observatorio Energético UE

(*) Documento publicado en enero de 2007 que ha sido apoyado por el Consejo Europeo de Primavera (8-9 de marzo de 2007). El Consejo ha propuesto un plan de acción 2007-2009 con la mayor parte de las medidas propuestas por la Comisión, que deberá ser desarrollado por ésta

Acuerdo París y objetivos europeos

En el Acuerdo de París se fija el objetivo de limitar el incremento de temperatura a 2°C. En este marco, la UE fija unos ambiciosos objetivos en materia de cambio climático

		2020		2030		2050	
Emisiones GEI 	Sectores No ETS	Respecto a 1990 -20%	Respecto a 2005 -9%	Respecto a 1990 -40%	Respecto a 2005 -30%	Respecto a 1990 -80% y 95%	
	Sectores ETS	+30% ⁽¹⁾	-21%		-43%	-90%	
Penetración renovables sobre consumo final 		20% (10% de origen renovable en transporte)		32% (14% de origen renovable en transporte)		N/A	
Eficiencia energética 		-20% de ahorro respecto al tendencial 1990		-32,5% de ahorro respecto al tendencial 1990		N/A	

(1) Sectores no ETS (Emissions Trading System)

Para acelerar esta transición energética, la CE lanzó en Noviembre de 2016 el conocido como “ Winter Package” donde se han revisado los objetivos a 2030

Borrador de Plan nacional integrado de energía y clima

- Las medidas contempladas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, permitirán alcanzar los siguientes **resultados en 2030**:
 - 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
 - 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
 - 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
 - 74% de energía renovable en la generación eléctrica.
- En el 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática, con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI y en coherencia con la Comunicación Europea. Además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2050.

Borrador de Plan nacional integrado de energía y clima

- Previsiones de evolución de la generación en España:

Tabla 1.1. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

Borrador de Plan nacional integrado de energía y clima

- El incremento de renovables **hace necesario incrementar las interconexiones con Europa y entre los territorios no peninsulares, así como el desarrollo de mecanismos de almacenamiento para evitar vertidos.**
- Respecto las interconexiones comunitarias, España está por debajo del ratio de 5% de interconexión respecto a la capacidad instalada e incluso en 2020 con las interconexiones previstas estará por debajo del 10%. Por tanto es necesario desarrollar nuevas interconexiones:
 - Nueva interconexión con **Portugal**, que permitirá aumentar la capacidad de intercambio **hasta los 3.000 MW.**
 - Nuevas interconexiones con **Francia**, que aumentarán la capacidad de **interconexión hasta los 8.000 MW:**
 - Proyecto del Golfo de Vizcaya: entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES).
 - Interconexión entre Aragón (ES) y Pirineos Atlánticos (FR).
 - Interconexión entre Navarra (ES) y Landas (FR).

La creciente importancia de la electricidad en el consumo energético

- ❑ **La electricidad, vector energético fundamental del s. XXI:**
 - para la eficiencia energética
 - para la integración de las renovables
 - para la incorporación de tecnologías energéticas más limpias en las energías convencionales
 - para la sociedad del conocimiento
- ❑ **La singularidad de la electricidad:**
 - Input clave en otros sectores industriales y de servicios
 - Servicio de primera necesidad para una adecuada calidad de vida
 - Dificultad para diferir la demanda
 - Imposibilidad de almacenar la electricidad
 - Falta de servicios sustitutivos

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

Escenario energético en España

Dónde estamos

- Incremento del consumo energético, sobre todo consumo eléctrico
 - La demanda eléctrica ha crecido un 68% desde el año 1996
 - Actual moderación del crecimiento debido a la crisis: Necesario plantear escenarios de largo plazo
- Modelo sectorial: Liberalización del sector eléctrico
- Creciente dependencia energética exterior
- Cambio en el mix de generación: Introducción de renovables.
- Sociedad cada vez más electro dependiente

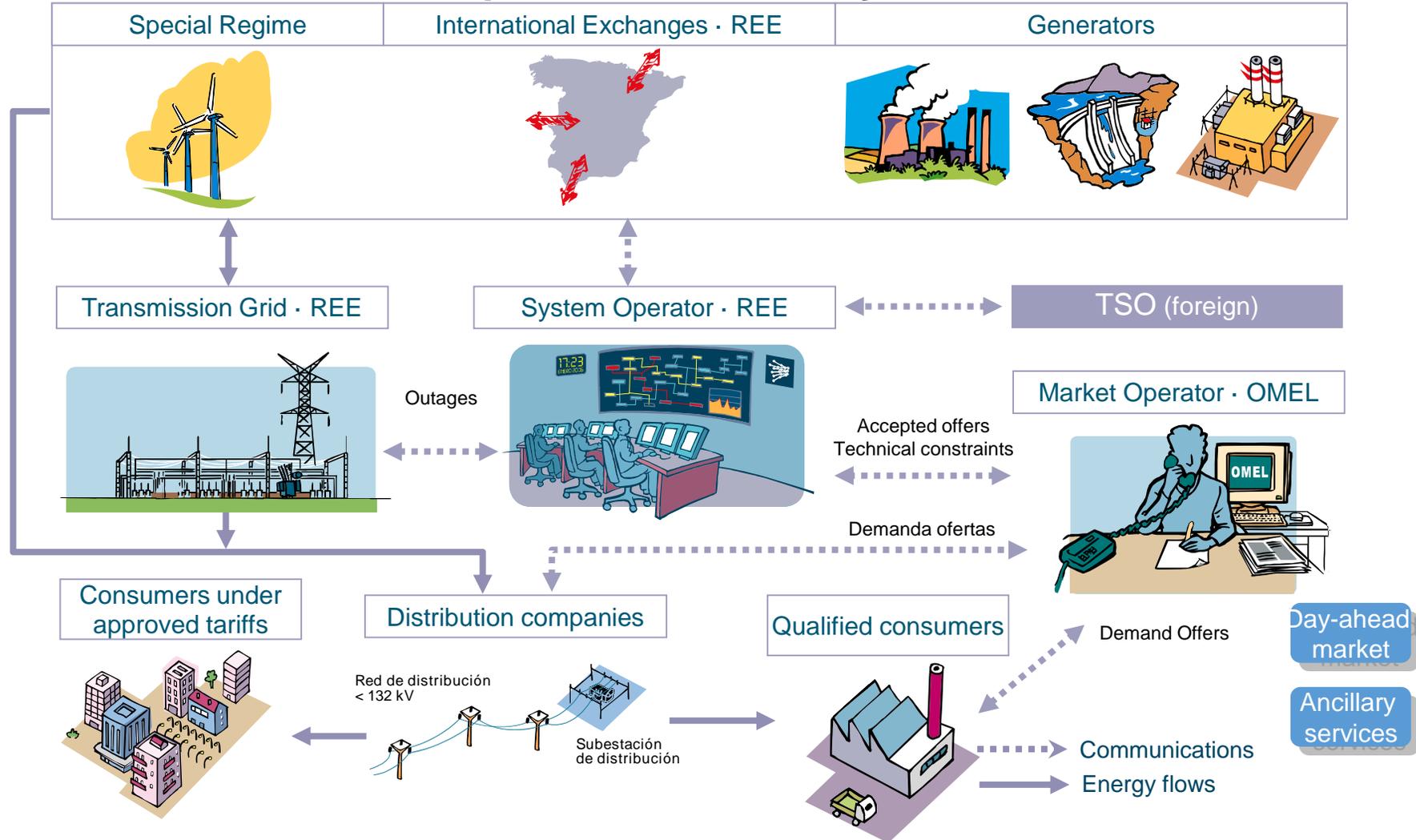
Dónde vamos

- La electricidad vector energético clave del futuro.
- Moderación crecimiento de demanda.
- Fuerte penetración de renovables: En 2020 el objetivo es que el 20% de la energía final provenga de renovables.
- Necesidad de potencia firme y flexible.

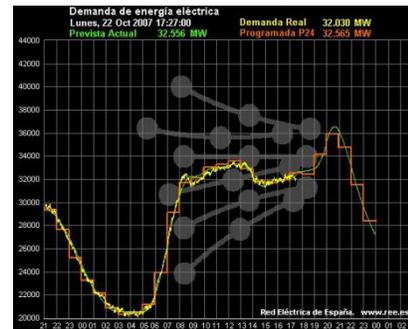
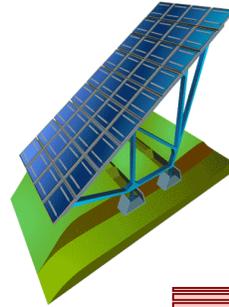
Nueva política energética en España

- Una política energética sostenible y que contribuya a disminuir la dependencia energética del exterior implica
 - **Aumento del peso de las energías renovables**
 - **Políticas de ahorro energético y eficiencia energética**
 - **Medidas de fomento de la cogeneración**
 - **Gestión de la demanda**
 - **Planes Nacionales de Asignación (PNA) de derechos de emisión**
- La “Estrategia de ahorro y eficiencia energética ” cuyo objetivo es:
 - **Evaluar y proponer las medidas necesarias para superarlas.**
 - **Detectar barreras existentes en los diferentes ámbitos de consumo**
- Plan de fomento de las energías renovables
- Documento de Planificación de infraestructuras en los sectores de gas y electricidad horizonte 2018-2025 (en elaboración).

Spanish Electrical System



Papel del operador del sistema

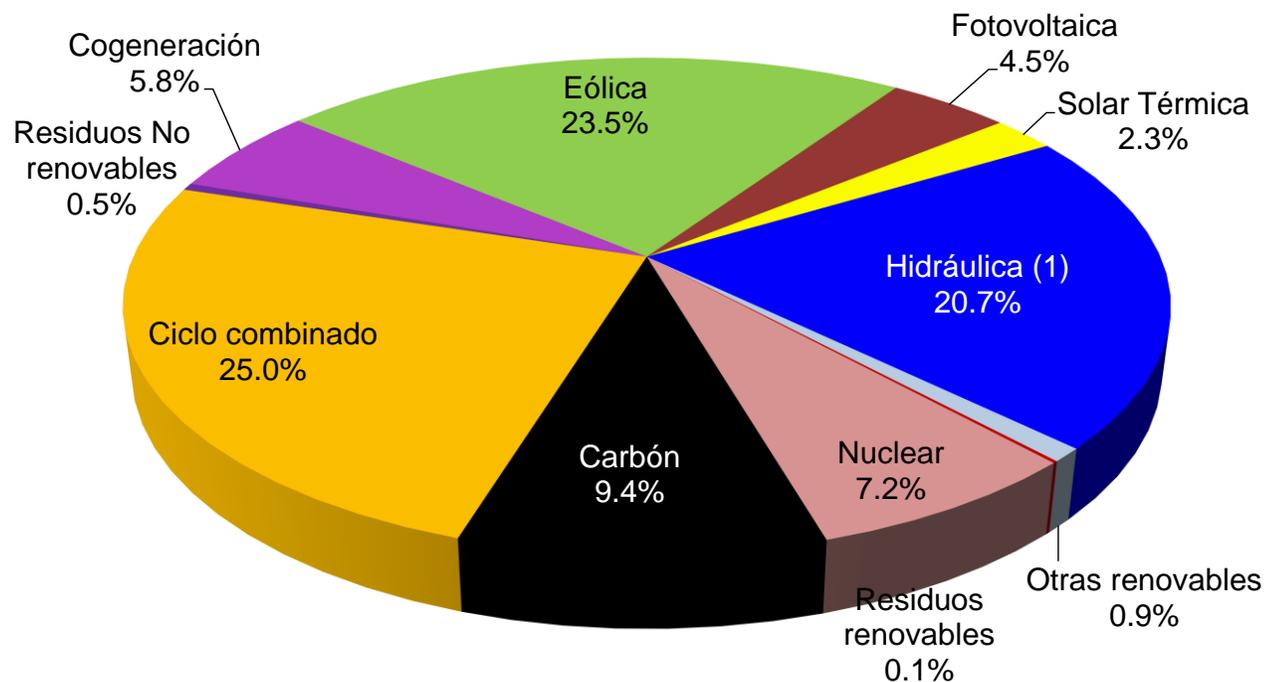


INTEGRACIÓN SEGURA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Normativa reciente

- Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, **por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial:**
 - **Coordinación tramitación administrativa y "eléctrica**
 - **Avales requeridos para admitir solicitudes de acceso**
 - **Requisitos técnicos:** (Adscripción CCG (>10 MW), Inmunidad ante huecos de tensión según P.O.12.3 (con transitorio "permisivo"), gestión de reactiva: posibilidad de instrucciones OS (GRdD))
 - **Prioridad producción: Rég.Esp. > Rég.Ord., No gestionable > Gestionable**
 - **Definición generación no gestionable y posibilidad de excepción previa valoración específica del operador del sistema**
 - **Prioridad conexión: RE vs. RO (antes de CTA)**
 - **Interlocutor Único de Nudo para tramitación en red de transporte**
 - **Aceptabilidad de operador sistema para >10 MW en RdD**
- Ley 17/2007 de 4 de julio, **por la que se modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico:**
 - **Autorización Administrativa s.a. Autorización punto de conexión (RO & RE)**
 - **Limitaciones a la capacidad de conexión de generación**
- **RD Ley 6/2009 por el que se crea el registro de preasignación del Régimen Especial que precisa como condición previa tener punto de acceso y conexión firme.**

Potencia instalada en MARZO de 2019



Tecnología	MW	%
Eólica	23.041	23,5%
Fotovoltaica	4.459	4,5%
Solar Térmica	2.304	2,3%
Hidráulica ⁽¹⁾	20.378	20,7%
Otras renovables	858	0,9%
Residuos renovables	123	0,1%
Nuclear	7.117	7,2%
Carbón	9.215	9,4%
Ciclo combinado	24.562	25,0%
Residuos No renovables	452	0,5%
Cogeneración	5.736	5,8%
Total	98.245	100%

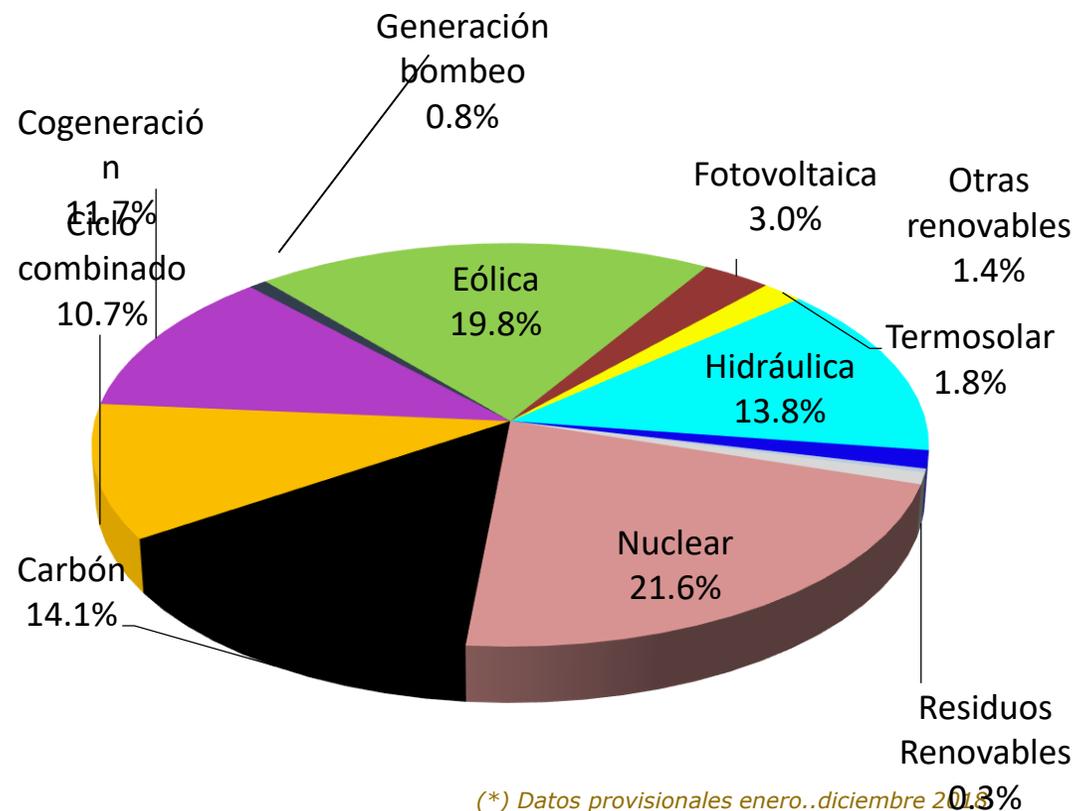
(1) Incluye la potencia de bombeo puro

Cobertura de la demanda 2018 (*)

		GWh
Eólica		48.902
Fotovoltaica		7.363
Termosolar		4.424
Hidráulica		34.097
Otras renovables		3.546
Residuos Renovables		733
Residuos No-Renovables		2.296
Nuclear		53.198
Carbón		34.882
Ciclo combinado		26.403
Cogeneración		28.975
Generación bombeo		2.009
Total		246.828
Enlace Península-Baleares		-1.233
Consumo Bombeo		-3.201
Saldos Interconexiones		11.103
	Portugal	2.655
	Andorra	-210
	Francia	12.047
	Marruecos	-3.389
Demanda		253.497

Valores de interconexiones enero..diciembre-18 son estimados por programa.

Mix generación SEPE 2018



∑ Energía Renovables ≈ 40,1%

∑ Energía sin emisiones CO₂ ≈ 61,7 %

Residuos No-Renovables...

Energías renovables y el mix de generación

Factores que sugieren el desarrollo de energías renovables

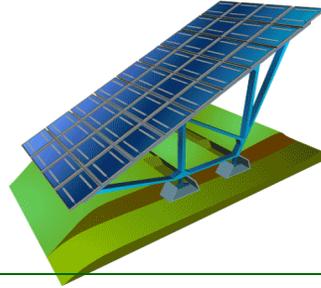
- Sostenibilidad medioambiental: reducción de emisión de gases de efecto invernadero. Cumplimiento del Acuerdo de Paris.
- Reducción de la dependencia energética exterior: reducción de importación de combustibles fósiles¹.
- Mejora de la Balanza Comercial por minoración de la compra de combustibles fósiles.
- Utilización del capital para el desarrollo de la industria nacional: España país puntero en la industria eólica.
- Desarrollo de economías locales: vertebración del territorio

¹ Dependencia energética en España superior al 74%.

Debilidades

- Limitaciones tecnológicas.
- Disponibilidad del recurso energético no sintonizado con las necesidades del sistema.
- Alta variabilidad y difícil predictibilidad
- Generación no gestionable Necesidad de control específico. → (CECRE).
- Demandante de red.
- Necesidad de apoyo económico por la falta de madurez tecnológica y competitividad de estas instalaciones.

Nuevos Retos: Integración de Renovables

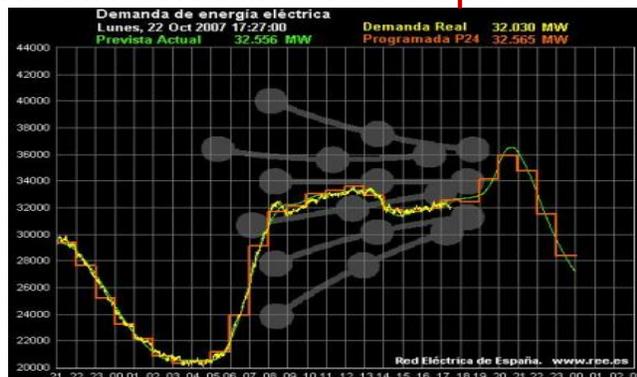


Particulares **características** de la Generación Renovable (GR) implican importantes **desafíos** para el Sistema Eléctrico y para la propia GR:

- Ubicación remota vs. red y consumo
- Vulnerabilidad a incidentes (huecos de tensión)
- Insuficiente aportación de Servicios de Ajuste
- Falta de firmeza y control

Mix de generación gestionable
Desarrollo de Red
Requisitos Técnicos
Control por el OS

... sin olvidar otros **aspectos organizativos**



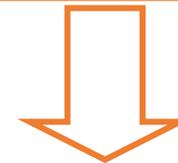
REE tiene como una de sus prioridades la integración de ER en el SE preservando la seguridad y calidad de suministro

Características específicas de la GRE

El elevado desarrollo, reciente y previsto, convierte en importantes retos para la operación y desarrollo del sistema eléctrico los problemas derivados de algunos aspectos específicos de la GRE:

- Localización
 - **Zonas “remotas” y excedentarias**
 - **Evolución de distribución a transporte**
- Tamaño/atomización
- Tipo de generador
- Naturaleza del proceso
 - **Fuente de energía primaria.**
 - **Existencia de fuente complementaria.**

- **Necesidad de red**
- **Firmeza: Previsión ⇔ Programa**
- **Estabilidad**
- **Control por generador y OS**



Gestionabilidad
Capacidad de afrontar lo *muy variable* y *desconocido* en términos de producción de **potencia**

Influencia de las renovables no gestionables en la operación del sistema

RETOS DE LA GENERACIÓN RENOVABLE NO GESTIONABLE



FACILITADORES DE LA INTEGRACIÓN

Adecuación tecnológica de los generadores

Mejora en las herramientas de predicción

Refuerzos en la red de transporte

Nuevas interconexiones internacionales

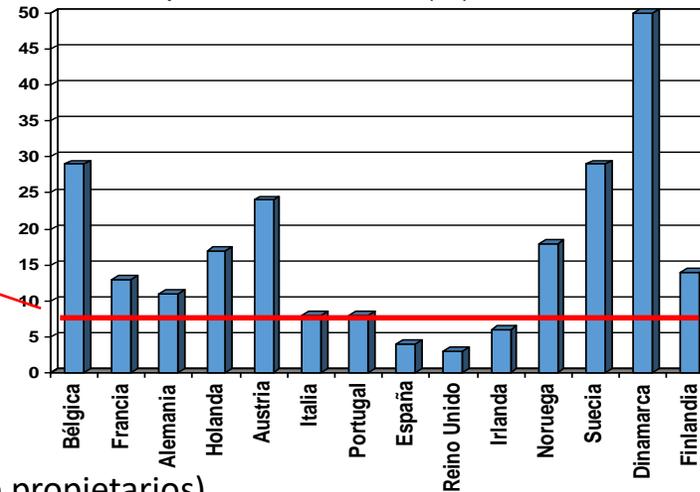
Gestión de la demanda

Retos de la integración de la energía renovable en la Operación del Sistema Eléctrico Español

- ❑ Débil capacidad eléctrica de interconexión con el sistema europeo (UCTE).

Capacidad Importación / Capacidad Instalada (%)

Objetivo establecido por la Comisión Europea (Barcelona 2002):
Capacidad de interconexión de al menos el 10 % en 2005



- ❑ Variabilidad de la producción renovable.
- ❑ Dificultad para la predicción de la producción.
- ❑ Generación distribuida (dispersión geográfica y de propietarios).
- ❑ No participación en los servicios complementarios del sistema.
- ❑ Balance eléctrico en valles de demanda con elevada producción eólica.
- ❑ Problemas tecnológicos: desconexión súbita de generadores energía renovable ante huecos de tensión.

Retos para la Operación del Sistema asociados a las tecnologías renovables

Retos

- Hueco de tensión
- Contribución a la estabilidad del Sistema durante y después de las faltas
- Control de Tensión
- Regulación Frecuencia-Potencia
- Corrientes de cortocircuito
- Inercia

Soluciones

- **Requerimientos Técnicos**

Retos asociados a la variabilidad del recurso primario: viento y sol.

Retos

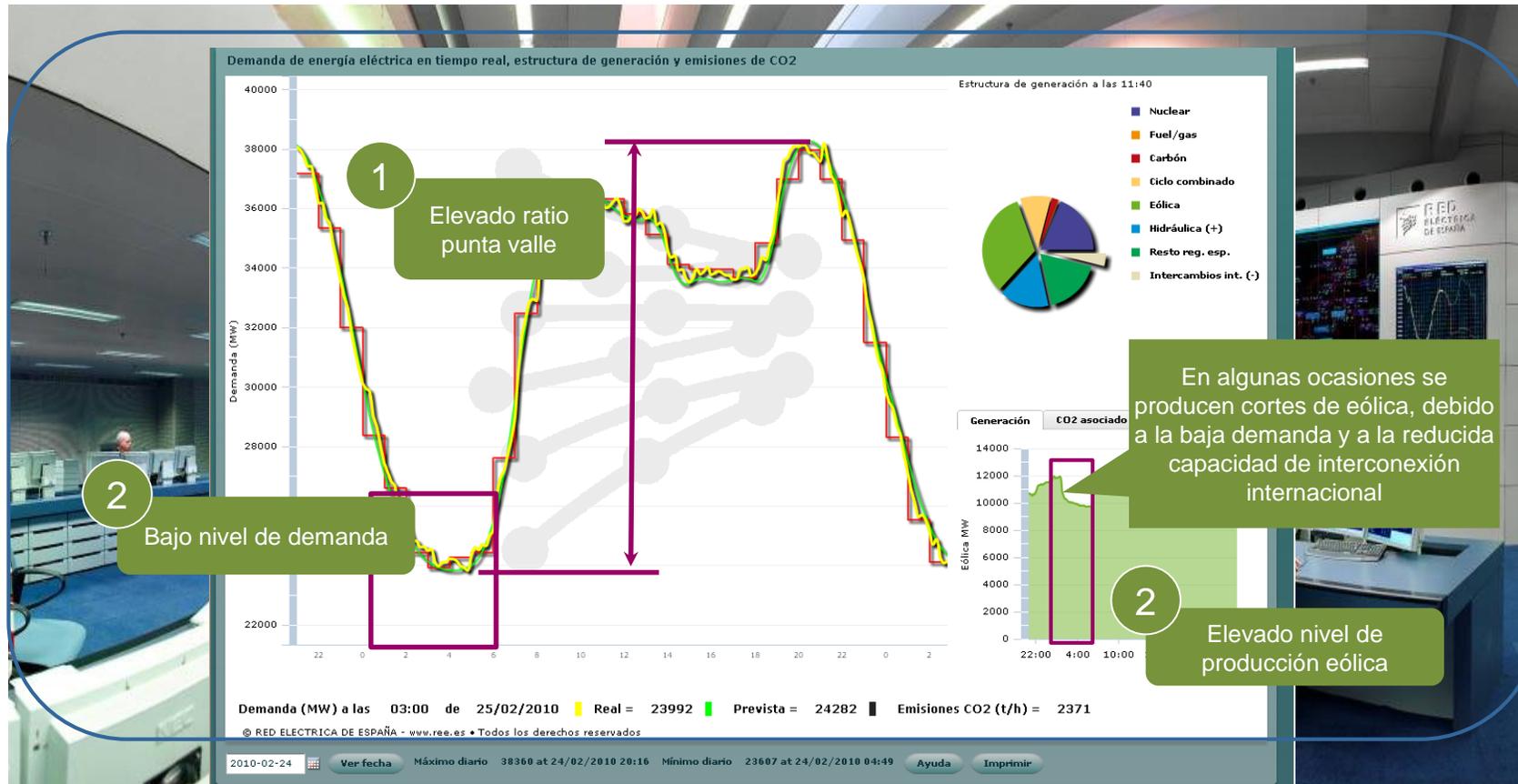
- Potencia gestionable de respaldo
- Flexibilidad de la Generación convencional
- Vertidos de energía primaria
- Rampas de subida y bajada
- Errores en la previsión
- Desarrollo de la Red (Tramitaciones)

Soluciones

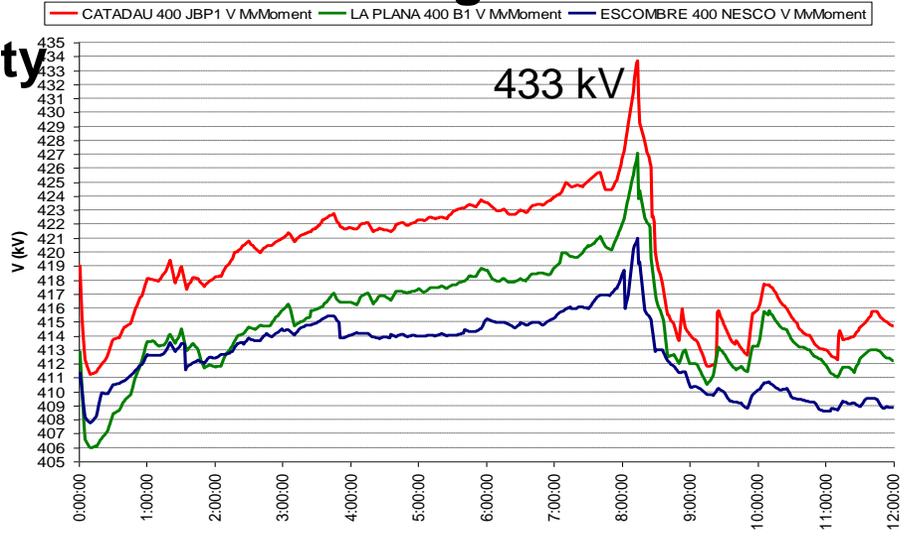
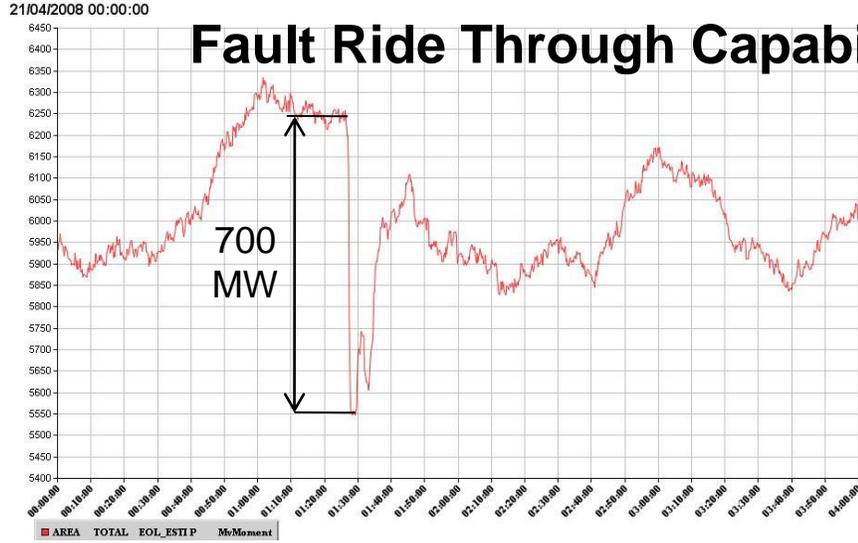
- **Centro de Control (CECRE)**
- **interconexiones Internacionales**
- **Desarrollo de la RED**
- **Herramientas específicas de Operación y Previsión**
- **Cambios Regulatorios**
- **Gestión de la Demanda (Demand Side Management)**
- **Almacenamiento**
- **Vehículo Eléctrico**

La morfología de la curva de carga de la operación del sistema

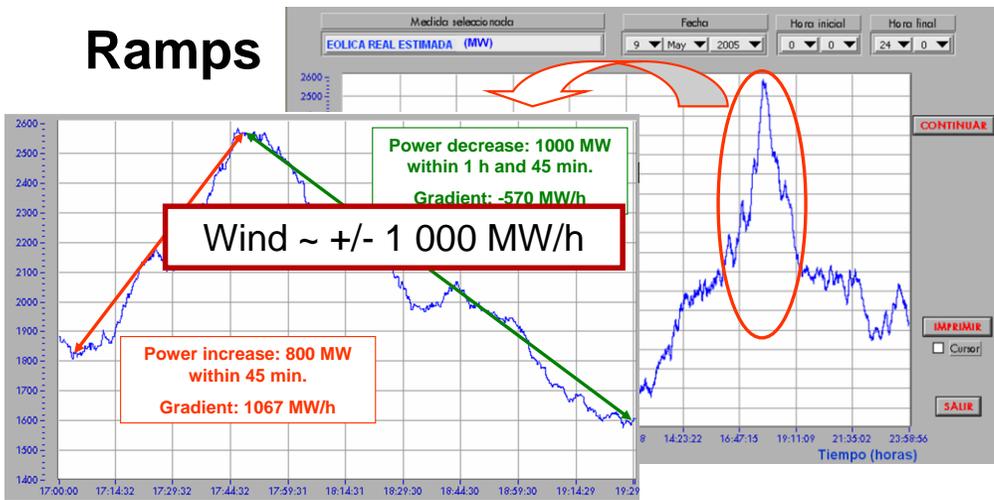
Como Operador del Sistema, Red Eléctrica gestiona una curva de la demanda con un elevado apuntamiento



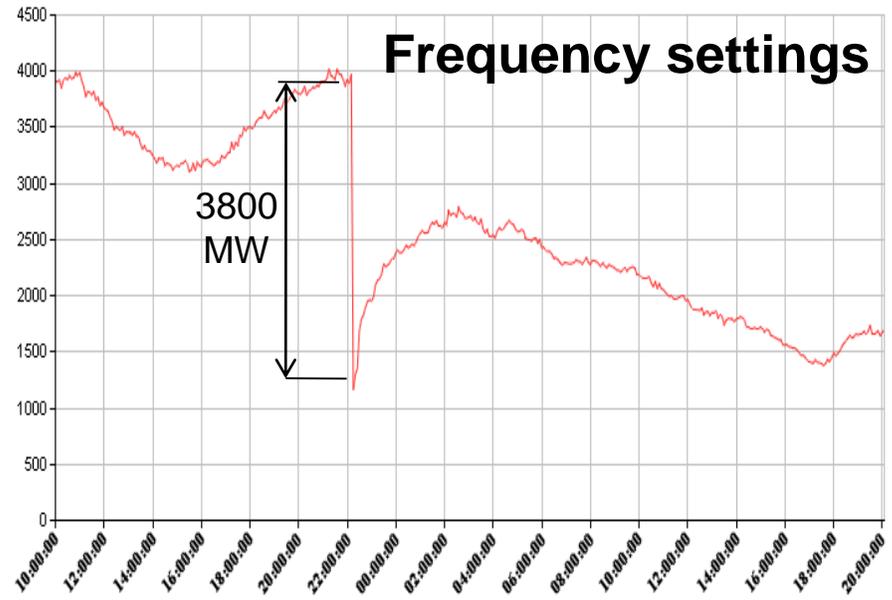
Voltage Control



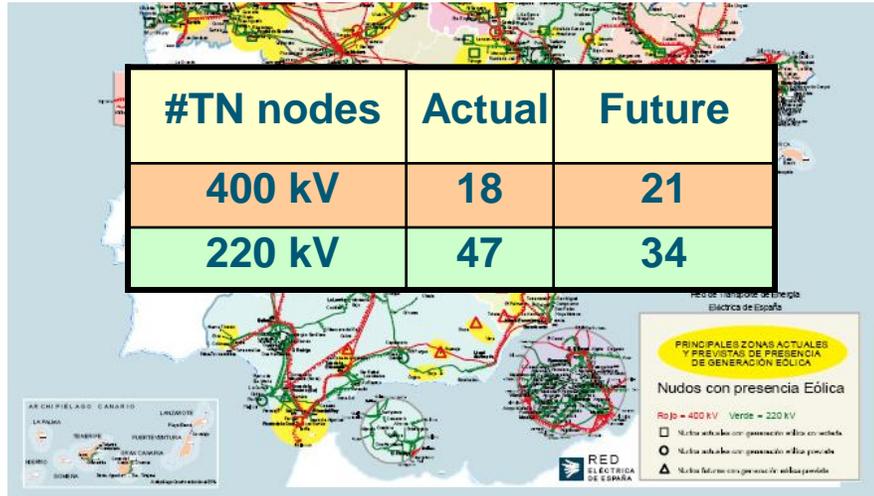
Ramps



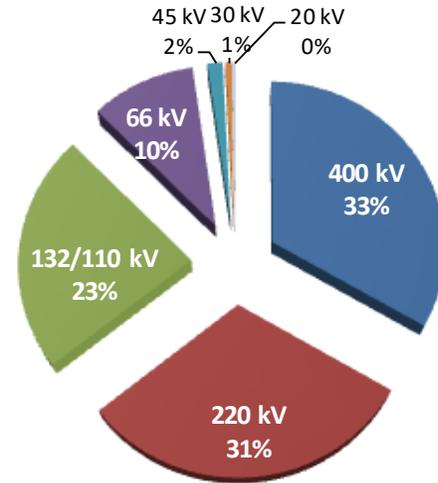
Frequency settings



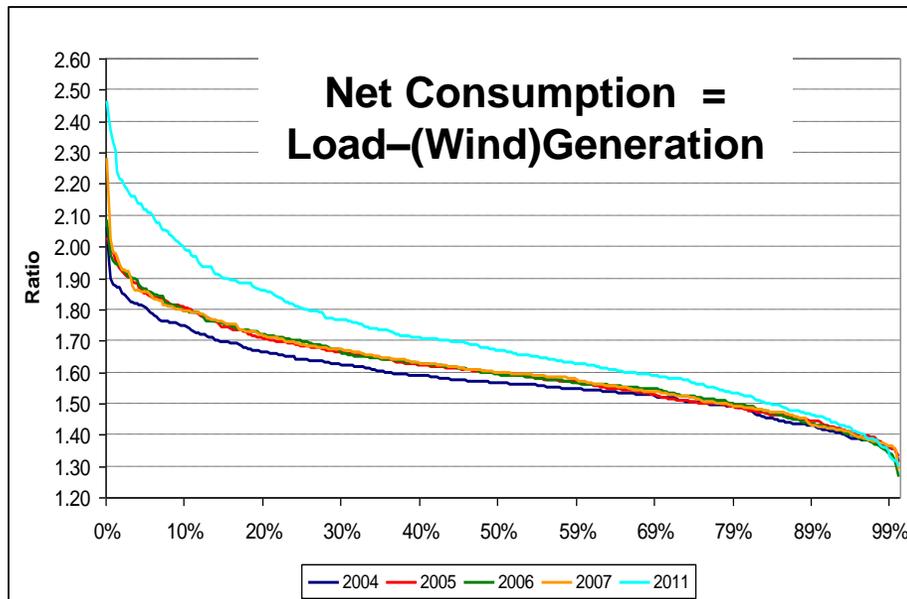
Huge number of (wind) farms and buses



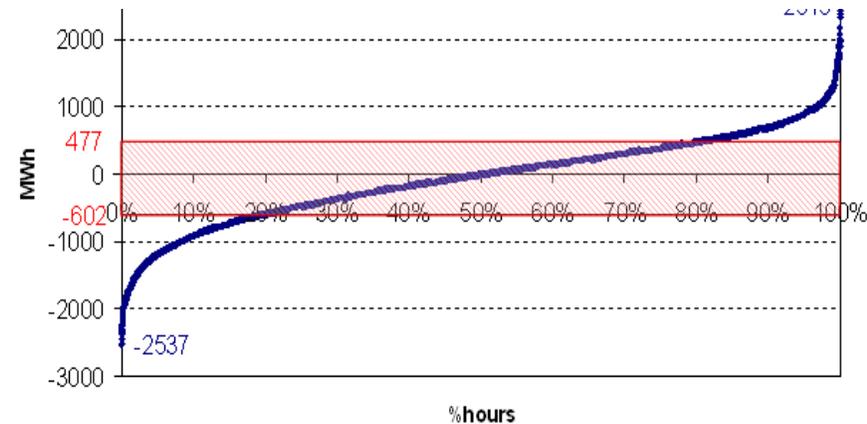
Visibility



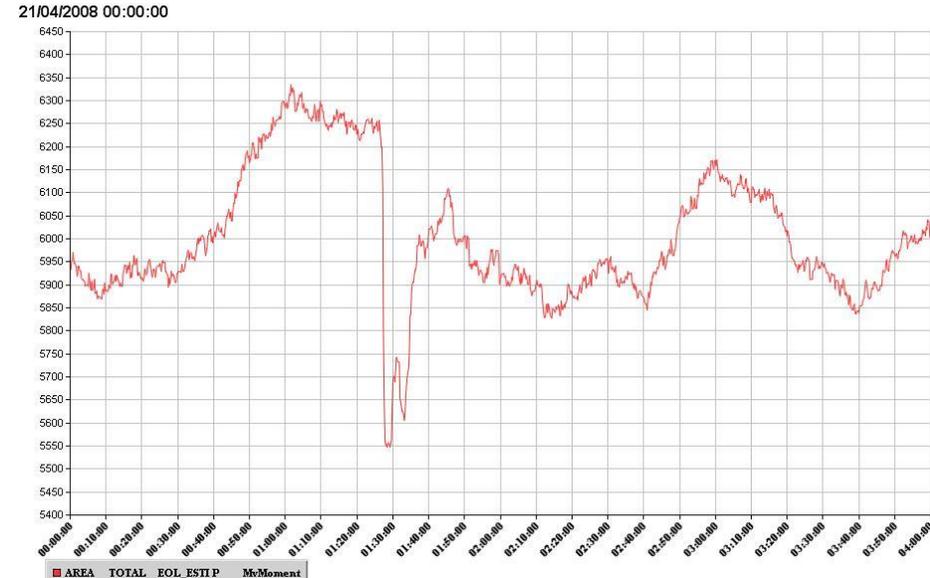
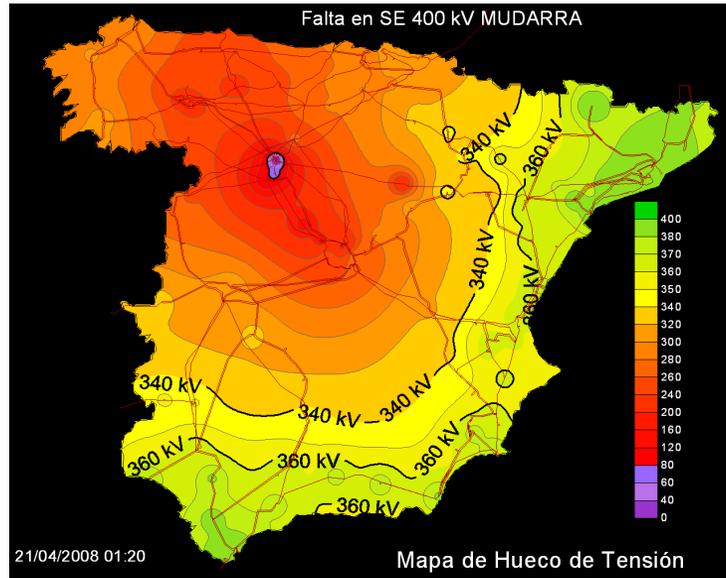
Installed power (MW) by voltage level (kV)



Wind forecast errors: Time Duration curve

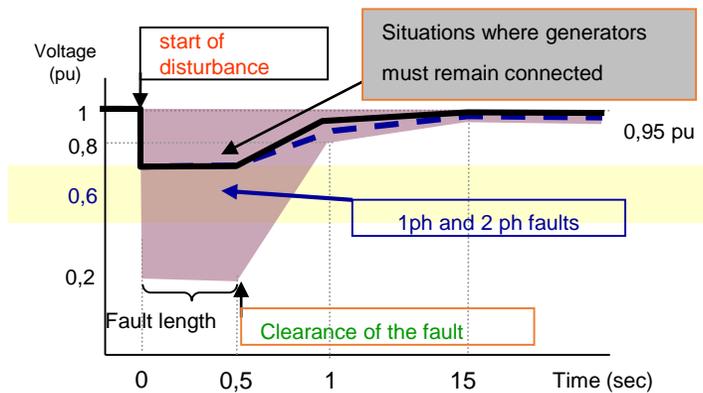
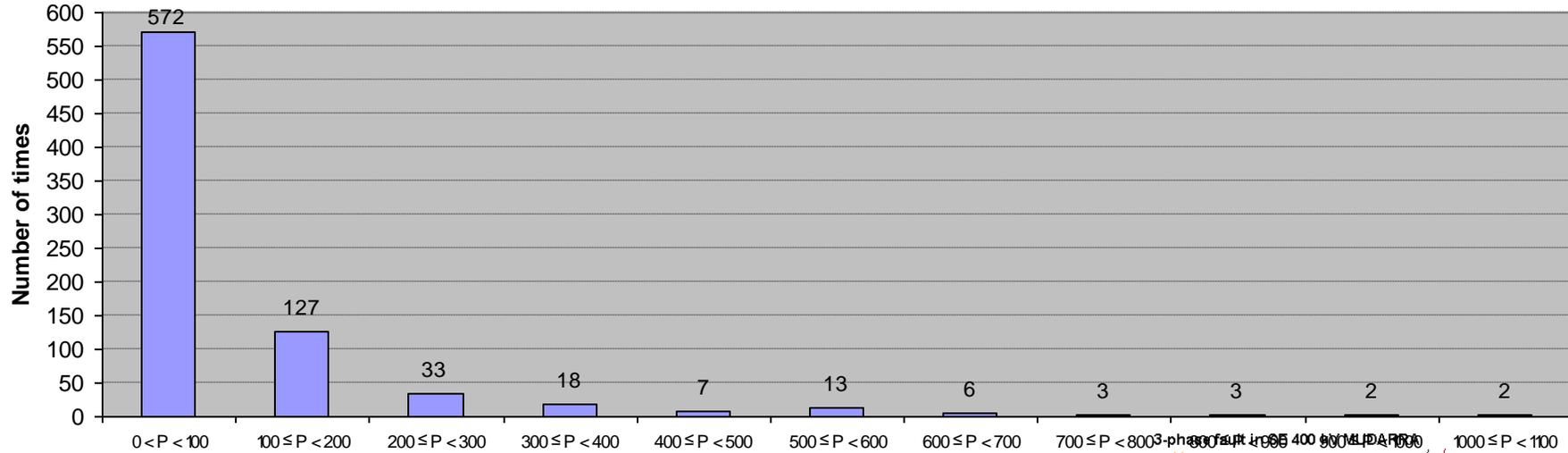


Disparo de generación eólica por huecos de tensión

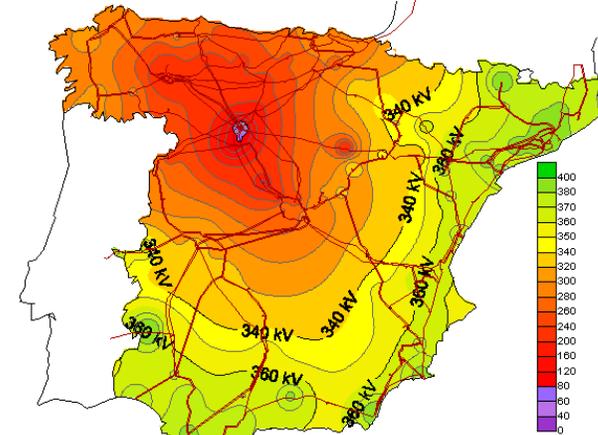
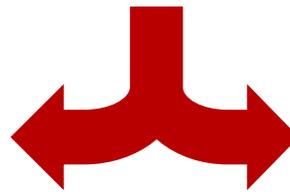


- Huecos de tensión ocasionados por faltas trifásicas en SE de 400 kV pueden afectar a parte del sistema.
 - Desde 1/1/2008 los nuevos PP.EE. instalados deben cumplir con los requerimientos del PO 12.3.
 - 8400 MW de generación eólica instalados con antelación al 1/1/2008 han conseguido el certificado de cumplimiento con el PO 12.3.
- Todavía 1 200 MW de aerogeneradores no poseen capacidad de soportar huecos de tensión inferiores al 85 % de su tensión nominal con duración inferior a 100 ms
- El RD 1565/2010 exige el cumplimiento del PO 12.3 también a las instalaciones o agrupaciones solares fotovoltaicas mayores de 2 MW.

Observation of wind generation trips



Range of Power Lost

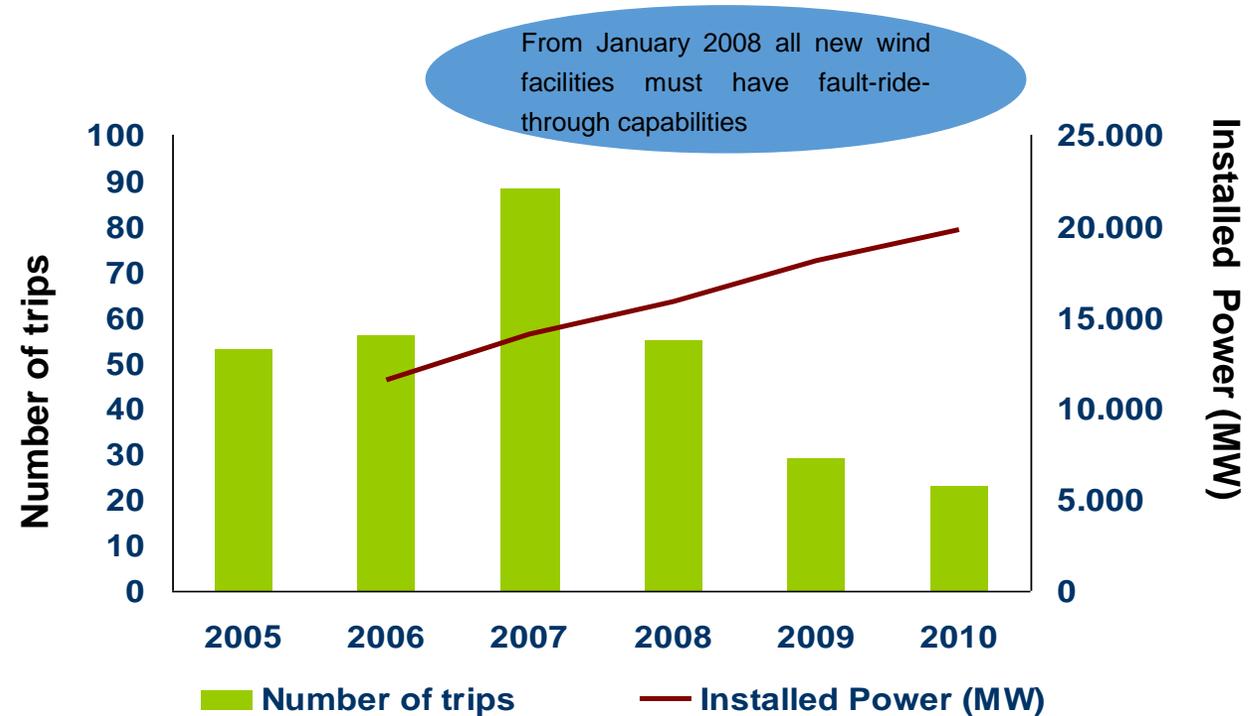


12/03/2007 15:22

Voltage Dip Map
Real Time Risk Assessment

New "grid code". Operational Procedure 12.3

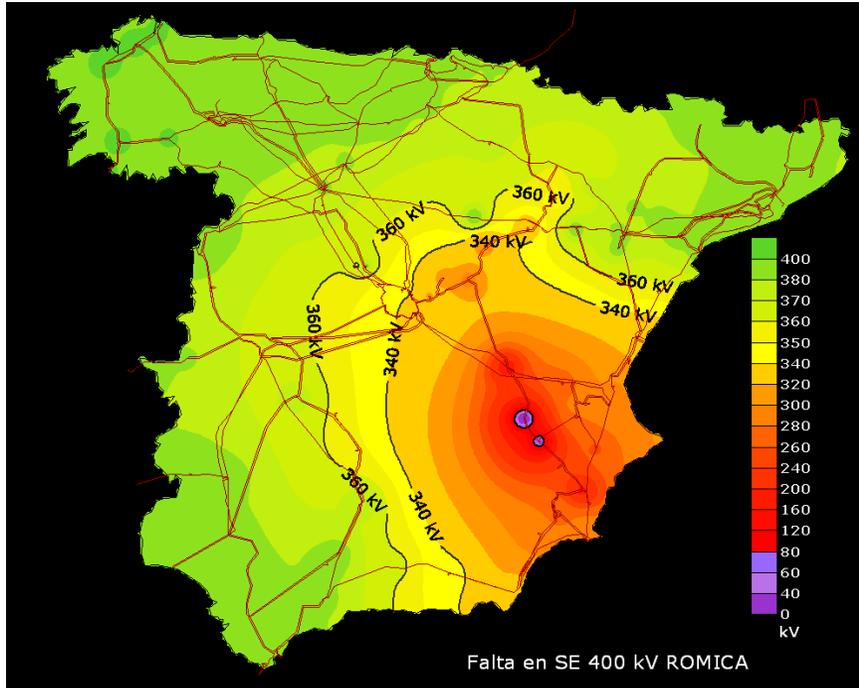
Evolution of wind generation tripping due to voltage dips.



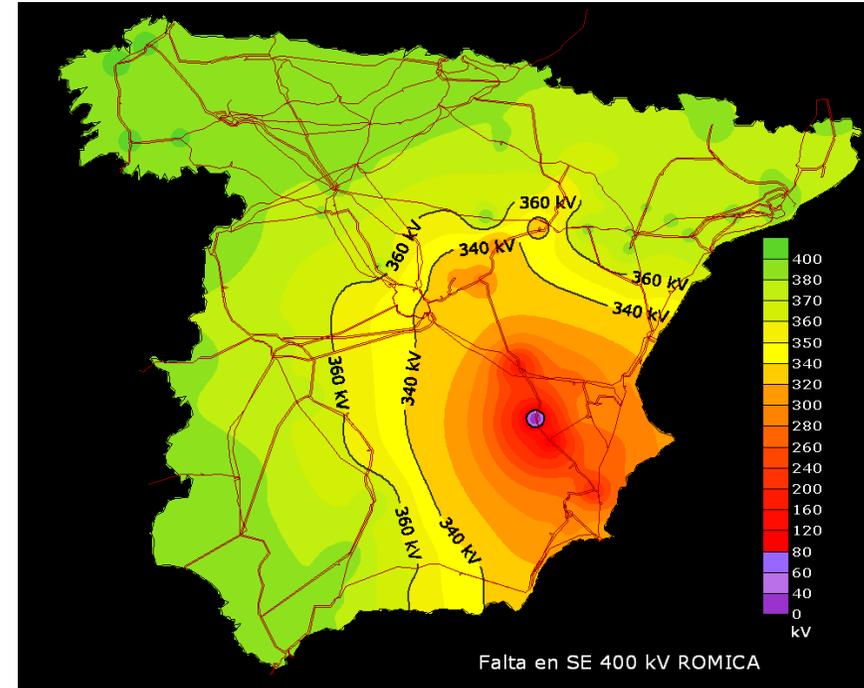
- Increase of installed wind power with fault-ride-through capabilities and system security

Network Topology Measures

Fault in SE 400 kV ROMICA with
L-400 kV ROMICA-PINILLA in service.
Wind Generation Tripping → 1,595 MW



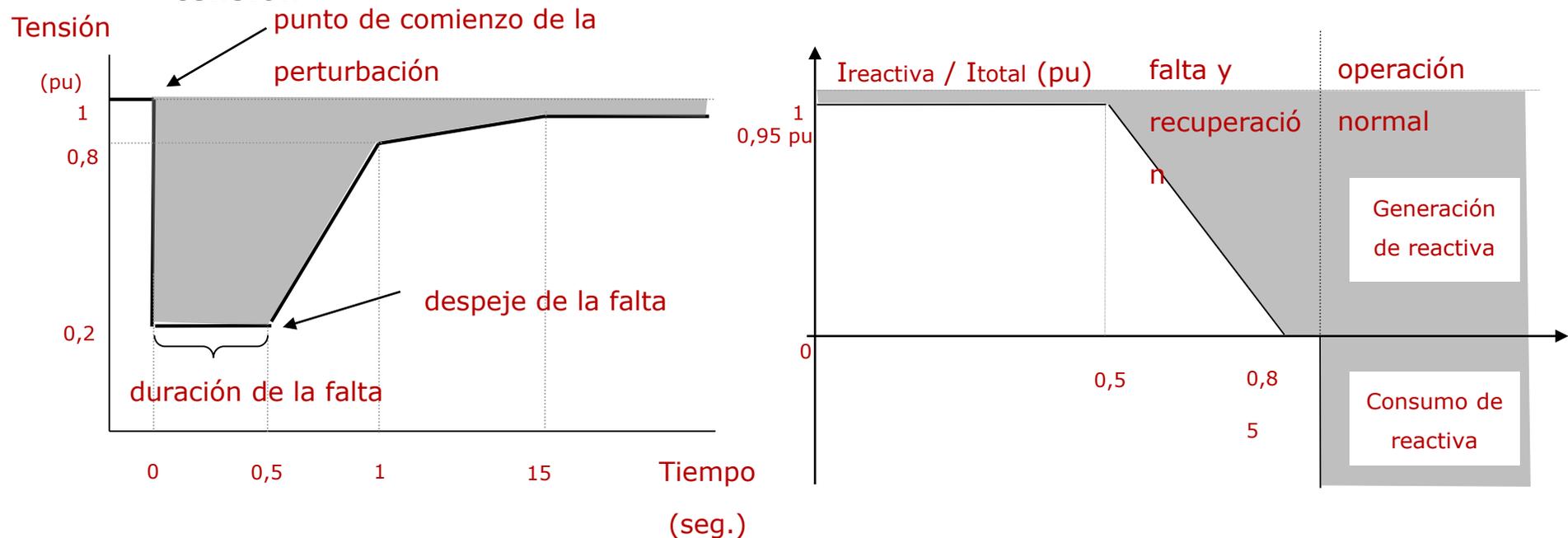
Fault in SE 400 kV ROMICA with
L-400 kV ROMICA-PINILLA opened.
Wind Generation Tripping → 1,059 MW



This manoeuvre was performed 2 times in 2010 accounting a total of 21 hours out of service due to this reason. Before manoeuvring an N-1 contingency analysis with open line is performed.

Comportamiento ante perturbaciones

- Procedimiento de operación 12.2 (11/feb/05): "Instalaciones conectadas a la red de transporte": **hueco de tensión poco exigente para generación ordinaria para que pudiese ser cumplido también por generación eólica**
- Procedimiento de operación 12.3 (4/oct/06) "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas" + RD661/2007: **adaptación de los generadores para permanecer conectados al sistema durante huecos de tensión**



Necesidad de exigencia análoga a los generadores síncronos de régimen ordinario

Generación eólica: Problemática

- ❑ Energía no gestionable
- ❑ Imprecisión de los modelos de previsión eólica
- ❑ Elevada variabilidad de la producción eólica
- ❑ Comportamiento de la generación eólica ante perturbaciones



- Incremento reserva generación ordinaria
- Necesidad de reservas operativas de gas adicionales
- Incremento relación punta/valle y del requerimiento generación gestionable → ciclos diarios arranque/parada grupos térmicos

- ❑ Programas de producción con un sesgo



- Programas de producción infactibles
- Mayor utilización de energía de ajuste en tiempo real (→ incremento coste)

Energía Eólica

- **Retos:**

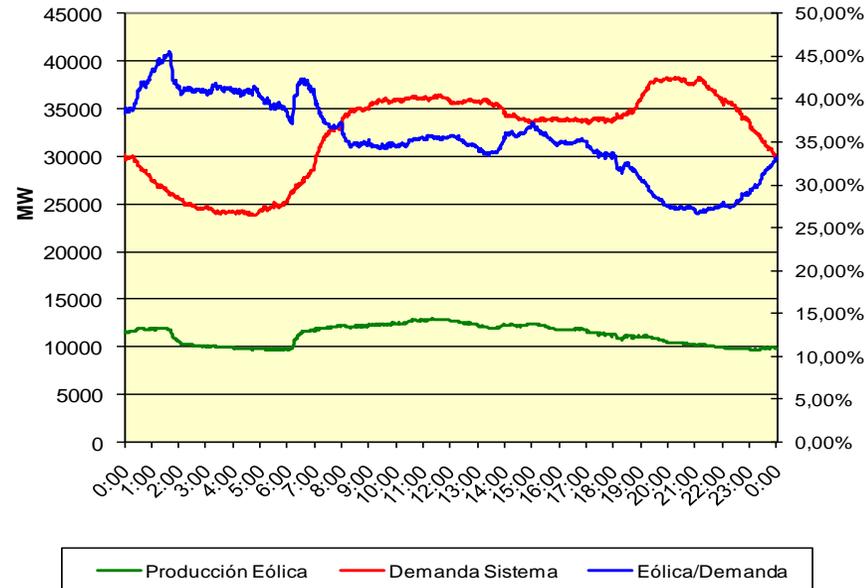
- Huecos de tensión, desconexión intempestiva de mucha potencia
- Escasa interconexión
- Potencia de respaldo e incremento de coste variable de esta potencia
- Variabilidad e implicaciones para seguir la curva de la demanda

- **Soluciones:**

- Adaptación tecnológica de los aerogeneradores
- Centro de Control Renovables (primero en el mundo)
- Incremento de interconexiones internacionales
- Mejora de la predictibilidad
- Más bombeo, como herramienta de operación del sistema
- Más gestión de demanda en tiempo real para un aplanamiento de la curva de demanda
- Generación de cobertura de punta
- Más almacenamiento de gas.

Características de la Energía Eólica

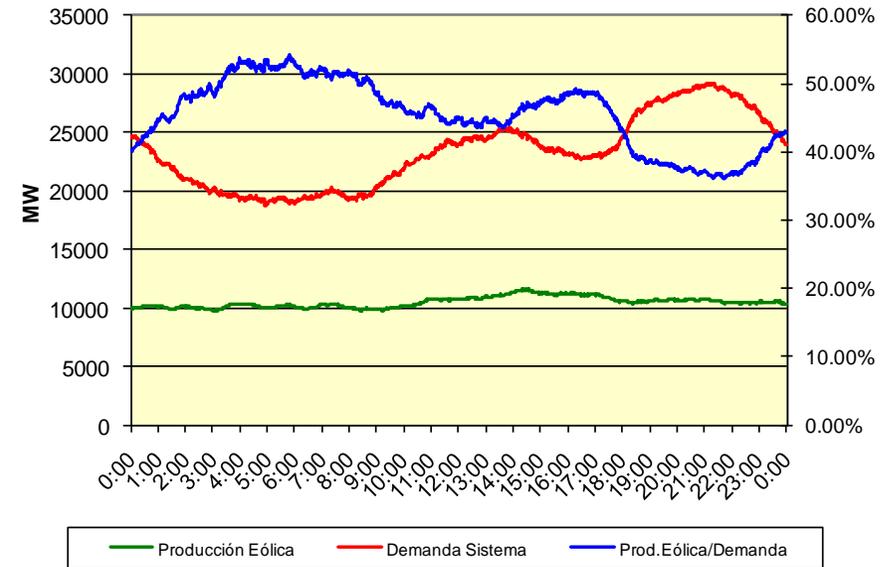
PRODUCCIÓN MÁXIMA



Producción máxima/mínima

- Máximo: 12.916 MW (24/02/2010)
- Mínima en el último año: 164 MW (03/06/2009)

DEMANDA vs. PRODUCCIÓN EÓLICA

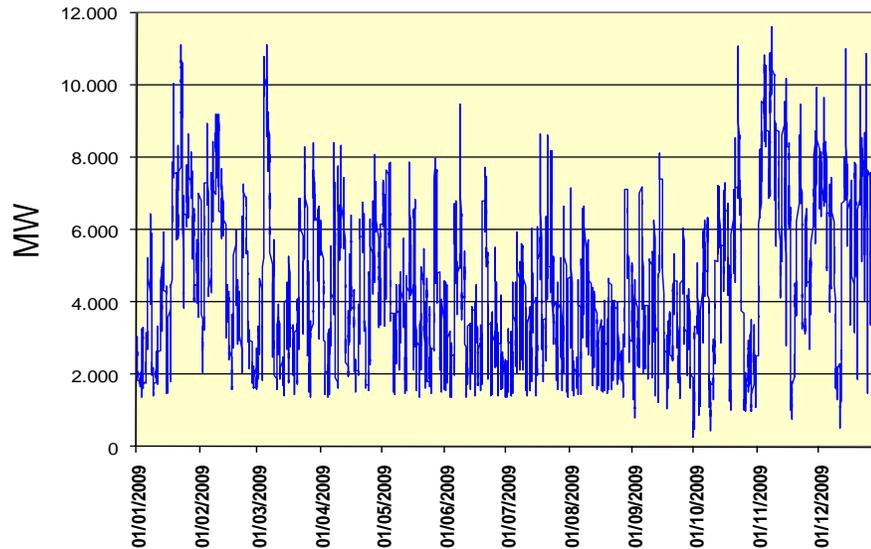


Máxima/mínima cobertura de la demanda con energía eólica

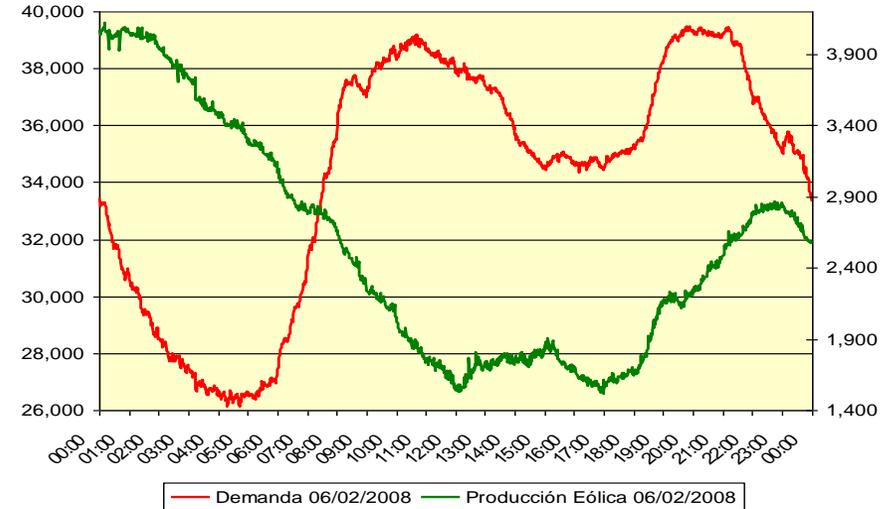
- Máxima: 54% de la demanda (08/11/2009)
 - Producción eólica: 10.247 MW
 - Demanda: 18.910 MW
- Mínima < 1% de la demanda

Características de la Energía Eólica

PRODUCCIÓN EÓLICA DURANTE UN AÑO



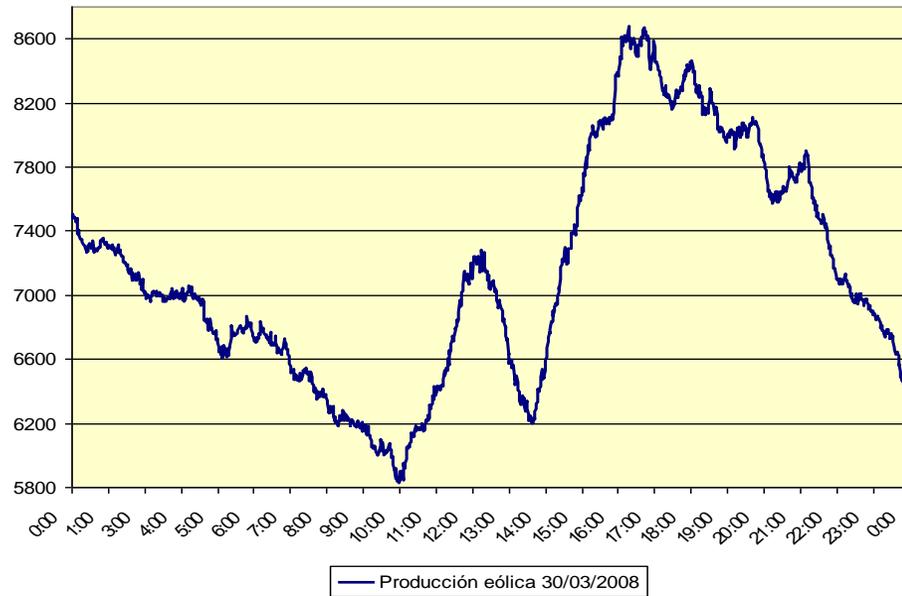
DEMANDA vs. PRODUCCIÓN EÓLICA



- ❑ Energía primaria no gestionable.
- ❑ Producción muy variable.
- ❑ Rampas de bajada de producción eólica durante las mañanas habitualmente incrementan rampas de generación convencional.

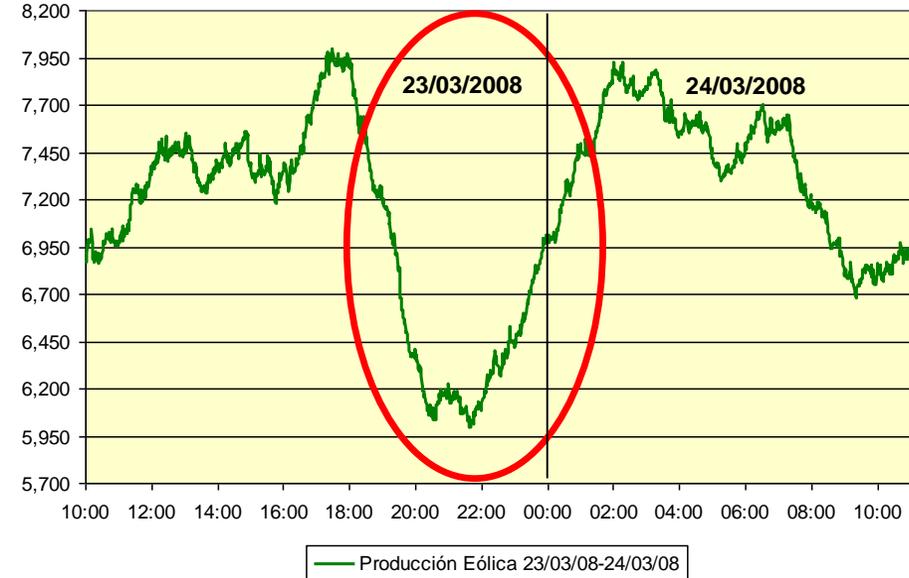
Características de la generación eólica

▣ Variabilidad de la producción



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

▣ Tecnología de los aerogeneradores

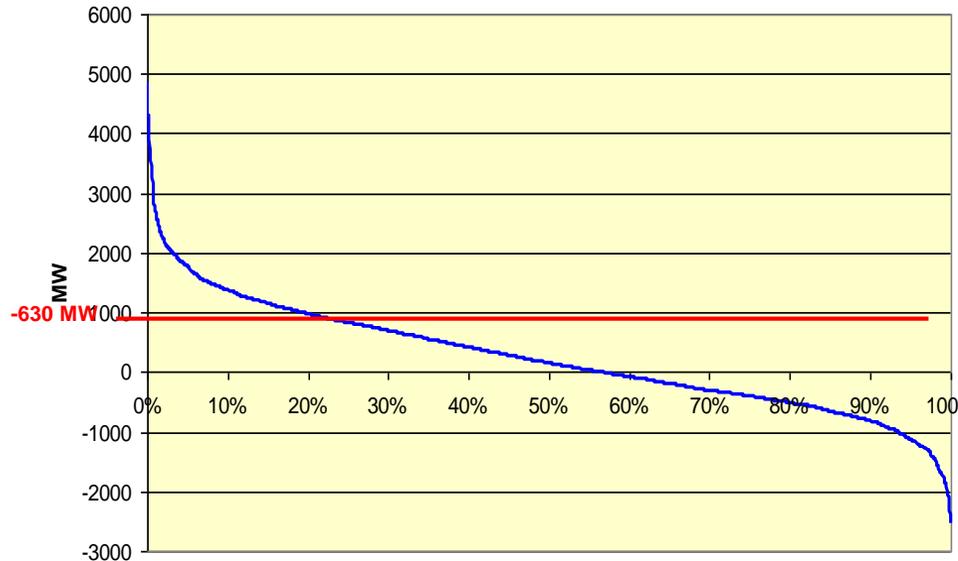


- Disparo de los aerogeneradores para rachas de viento superiores a 25 m/s.
- Variación de producción el 23/03/2008: 1800 MW

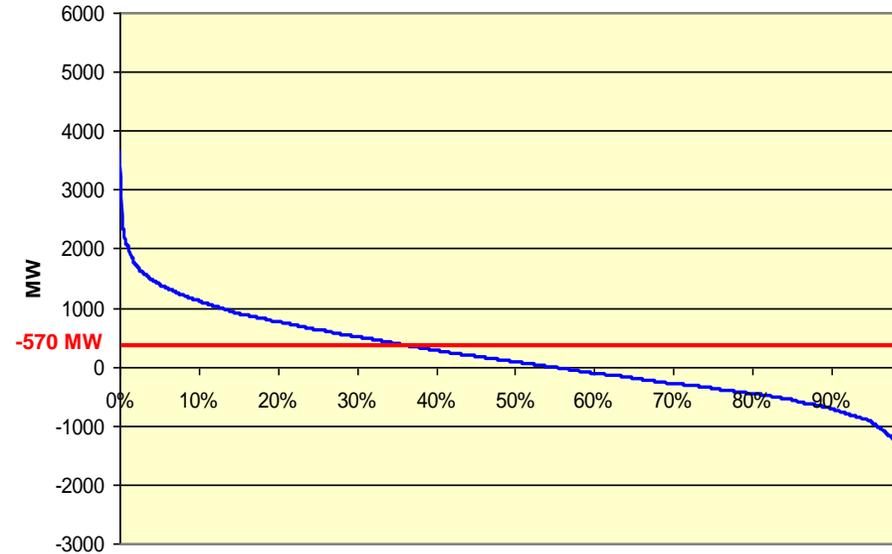
Impacto de los errores de previsión en la cobertura de la demanda

Error en la previsión eólica D-1 H12

Wind Production Forecast Errors D-1 h12



Error en la previsión eólica H-5



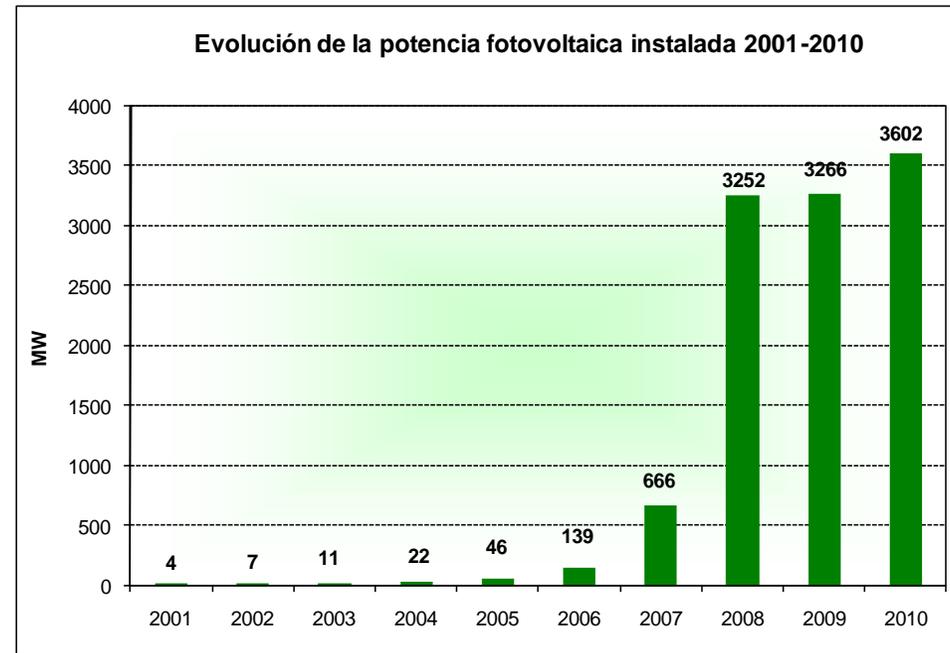
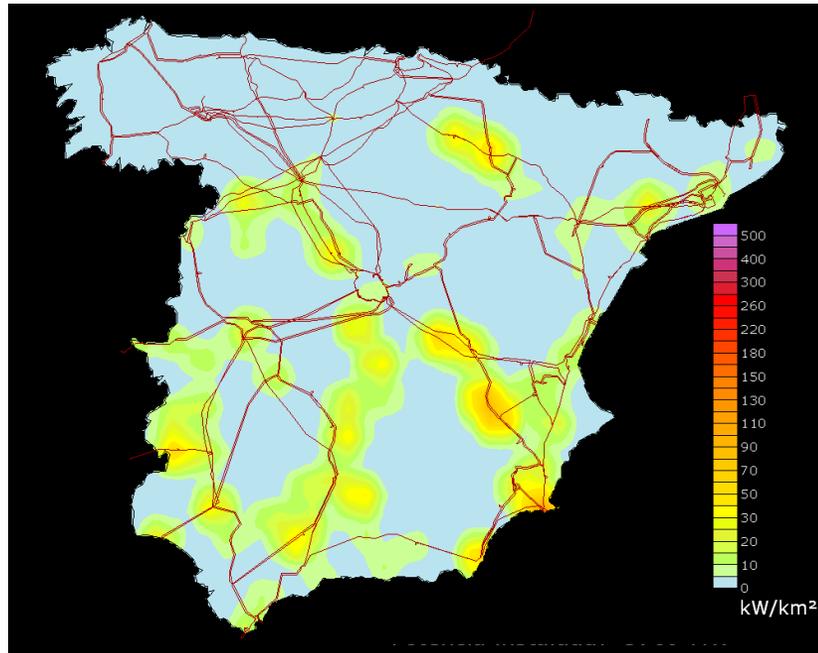
- Día D-1 hora 12: Ejecución del análisis de restricciones del mercado diario → Probabilidad del 15% de que la producción real sea 630 MW inferior a la prevista.
- Previsión a 5 h (tiempo de arranque de una central térmica) → Probabilidad de 15 % de que la producción real sea 570 MW inferior a la prevista.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

Características de la energía solar fotovoltaica y consecuencias en la operación del sistema

- Características de la energía primaria
- Características de la tecnología

Generación Solar Fotovoltaica

Evolución de la potencia fotovoltaica instalada



- Plan de Energías Renovables (Agosto 2005): ~ 400 MW en el año 2010.
- Planificación 2016 contempla un escenario con 6 319 MW.
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (2011-2020) contempla 7 250 MW de potencia instalada en el año 2020.

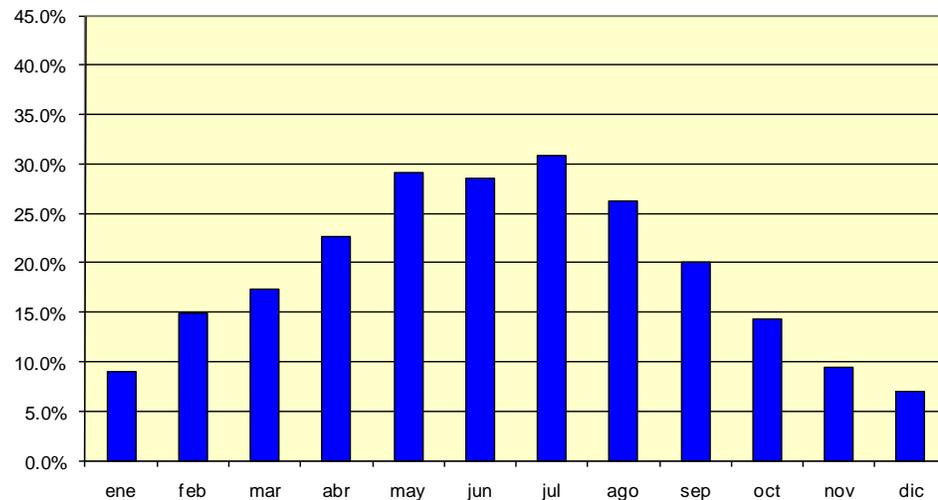
Influencia en la Operación del Sistema de la solar FV (I)

- ❑ Supuso el 2,5% del total de la cobertura de la demanda en 2010.
 - ❑ Potencia instalada actual: 3 709 MW.
- ❑ Visibilidad reducida por parte del OS. Quedará resuelto en 2011.
- ❑ En verano, el comportamiento se adecúa a los requerimientos de la demanda.
 - ❑ En invierno, la punta de demanda es por la noche: no hay contribución de esta tecnología.
 - ❑ Conexión a la RdT/RdD: 2/98%

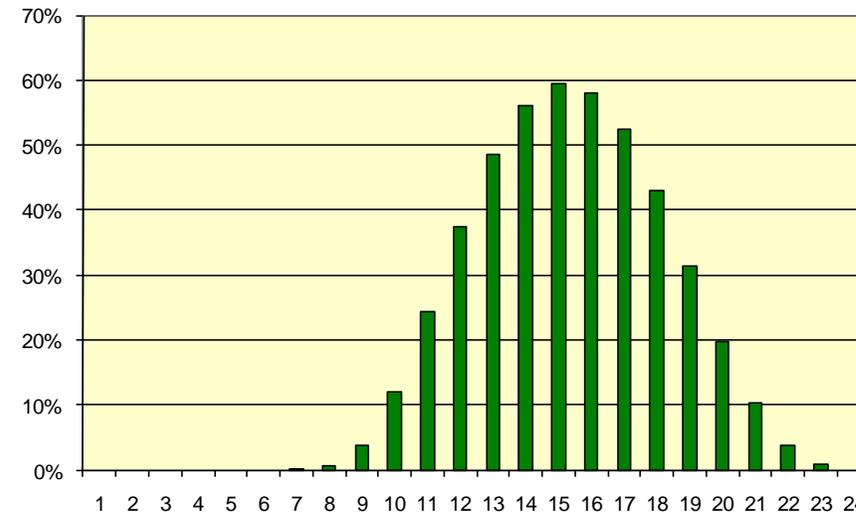
AÑO	PRODUCCIÓN SOLAR FV (GWh)
2005	40
2006	103
2007	466
2008	2 477
2009	5 347
2010	5 828

Fuente CNE

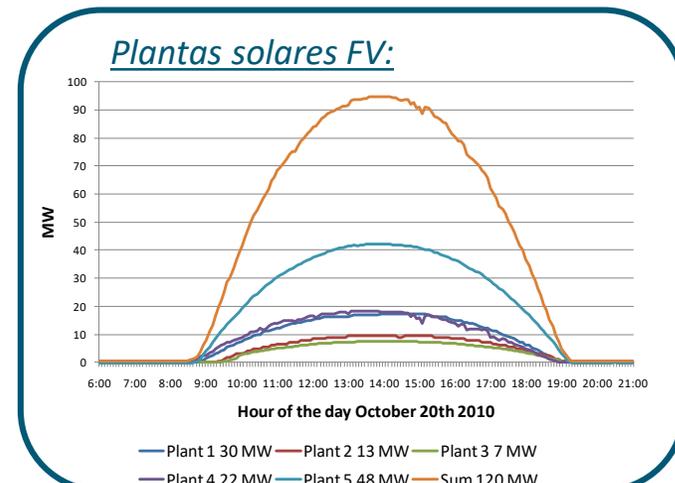
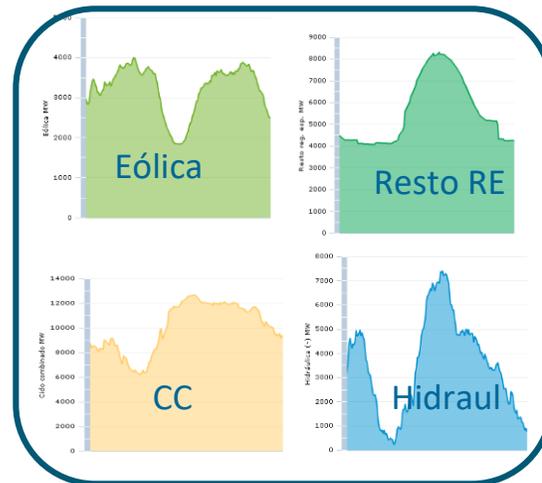
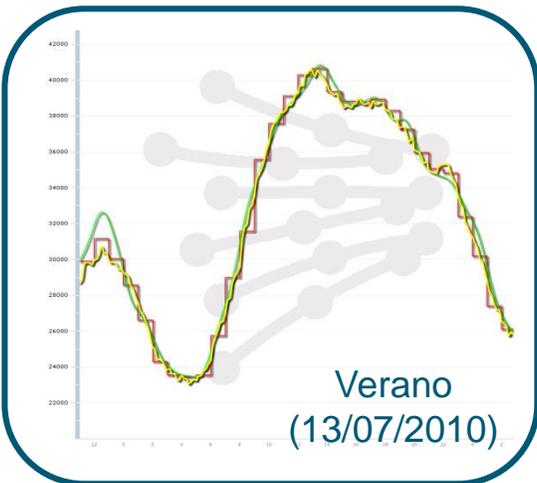
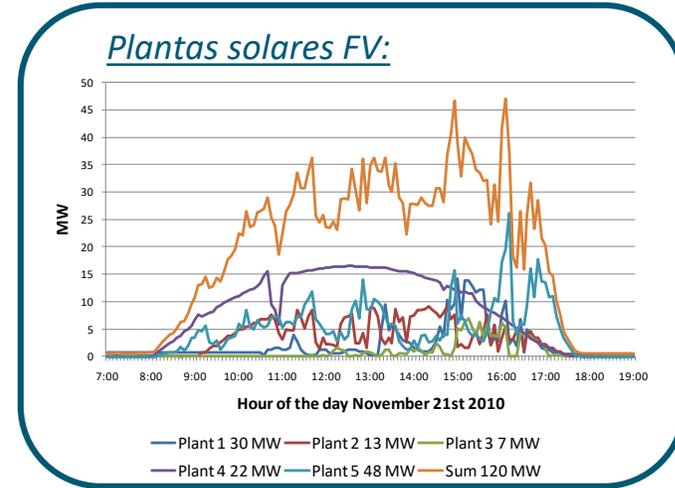
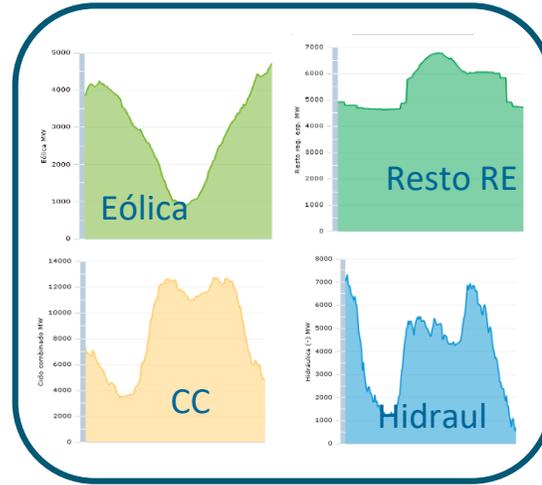
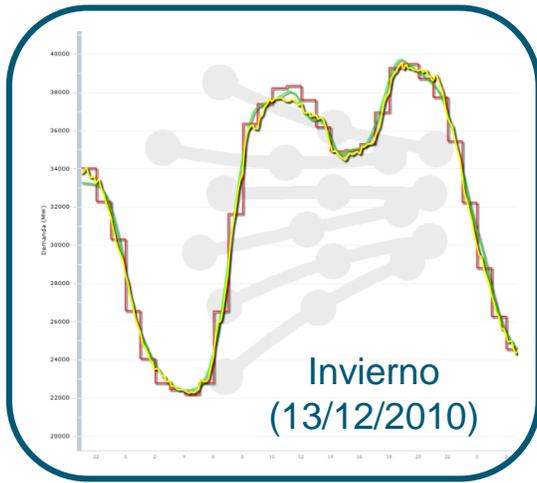
DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN SOLAR (2010)



DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA PRODUCCIÓN SOLAR (2010)



Influencia en la Operación del Sistema de la solar FV (II)



Observabilidad de la generación solar fotovoltaica

- Tras la publicación del RD 1565 /2010, las modificaciones que las instalaciones fotovoltaicas han de llevar a cabo serán las siguientes:

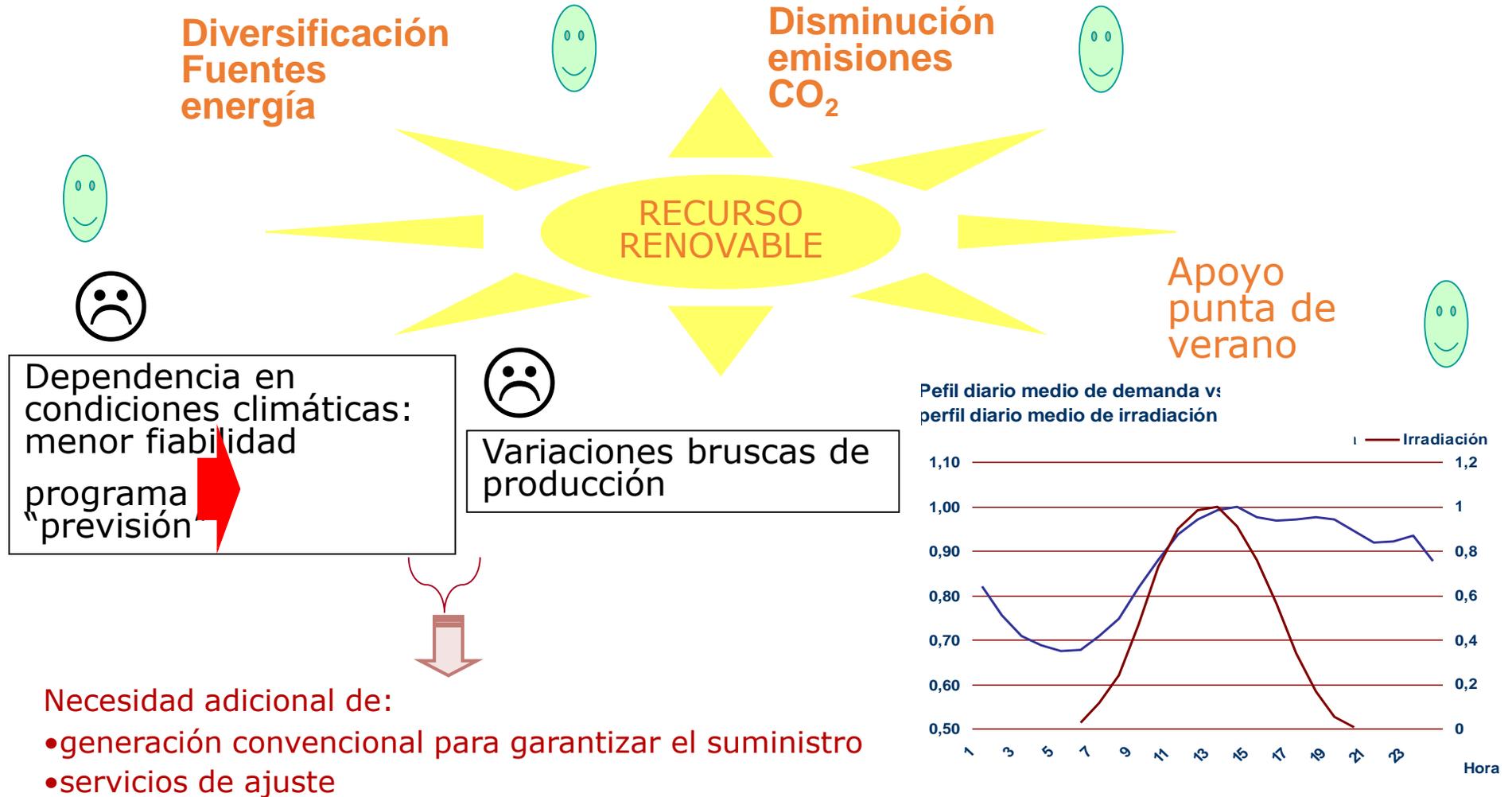


- Las agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de más de 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación a fecha 30 de junio de 2011.
- Las agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas o instalaciones fotovoltaicas con un potencia total entre 1 y 10 MW deberán enviar la telemetria en tiempo real (cada 12 segundos) al operador del sistema, a través del centro de control del gestor de distribución de la zona o de un centro de control de generación, a fecha 30 de junio de 2011

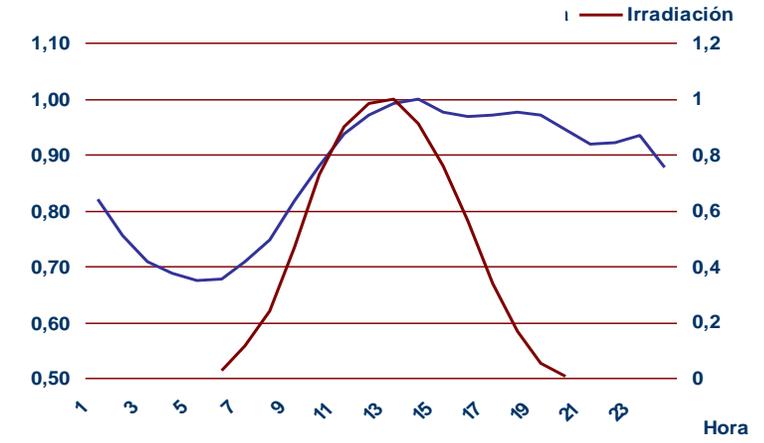
Características de la energía solar térmica y consecuencias en la operación del sistema

- Características de la energía primaria
- Características de la tecnología
- Carácter de generación distribuida

Características de la energía primaria



Perfil diario medio de demanda vs perfil diario medio de irradiación

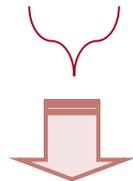


Características de la tecnología

**Posible apoyo
con combustible**



**Posibilidad de
almacenamiento**



**Capacidad para cumplir el programa
y para seguir instrucciones del
operador del sistema sin incurrir en
vertido de energía primaria**

**Generadores
síncronos**



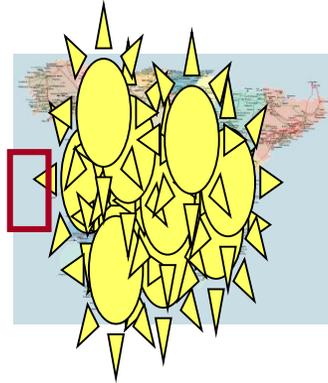
**Mayor contribución a la
estabilidad del sistema:
inmunidad ante
perturbaciones y aporte
de potencia reactiva**

Generación distribuida

Disminución
pérdidas en
transporte



Plantas
pequeñas y
dispersas en
la red



Aumento de
generación en la
red de distribución



Mayor nº
promotores
generación



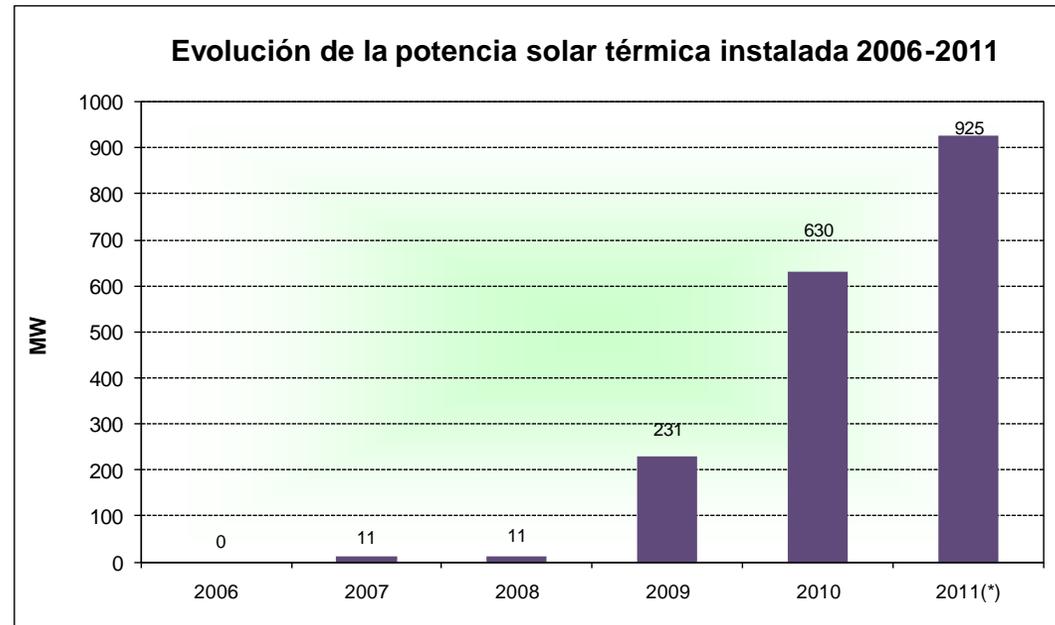
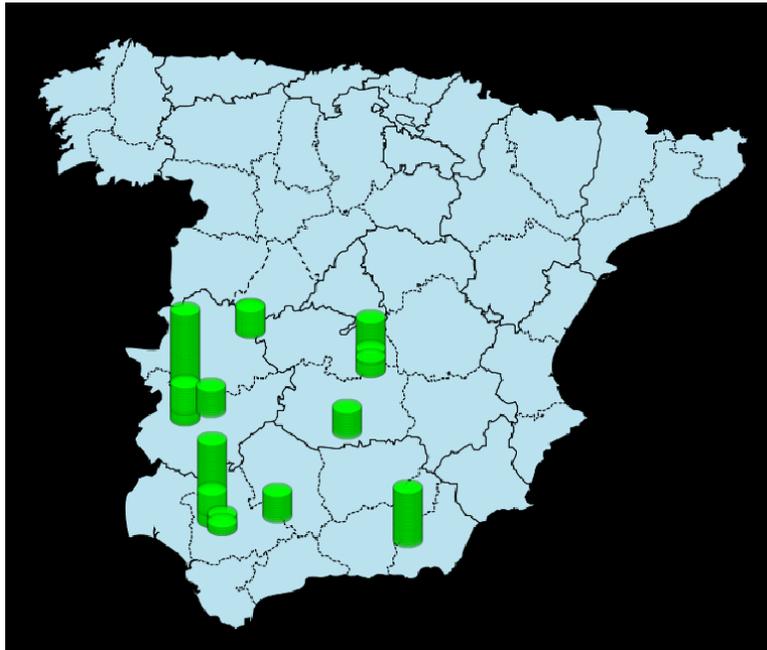
Dificultades en la
observabilidad de la
generación desde operación

Dificultad adicional para la
interlocución

Por otra parte, la conexión prevista se solicita generalmente a la red de transporte, por lo que no sólo se evita red de distribución sino que se motiva red de transporte

Generación Solar Térmica

Evolución de la potencia solar térmica instalada

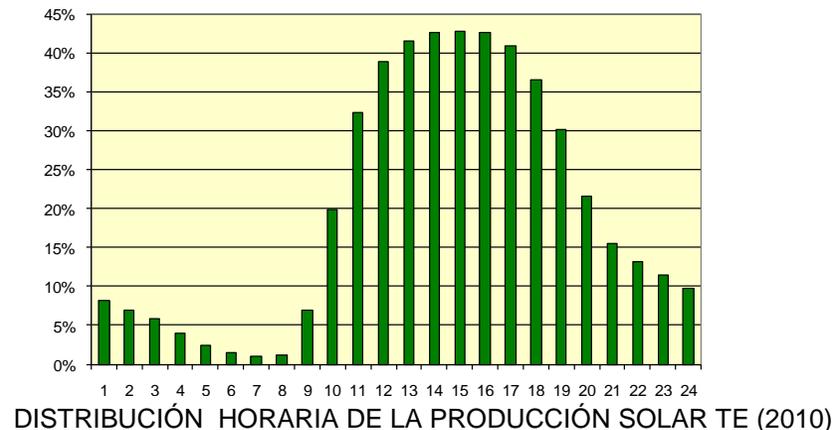


(*) Actualizado a 1/10/2011

- Plan de Energías Renovables (Agosto 2005): ~ 500 MW en el año 2010.
- Planificación 2016 contempla un escenario con 3381 MW.
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (2011-2020) contempla 4 800 MW de potencia instalada en el año 2020.

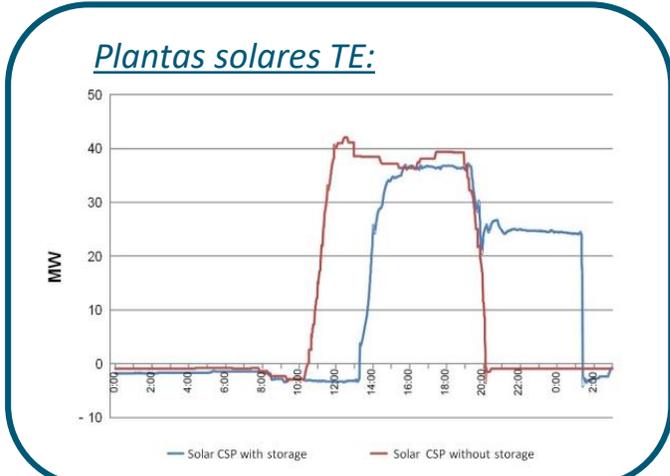
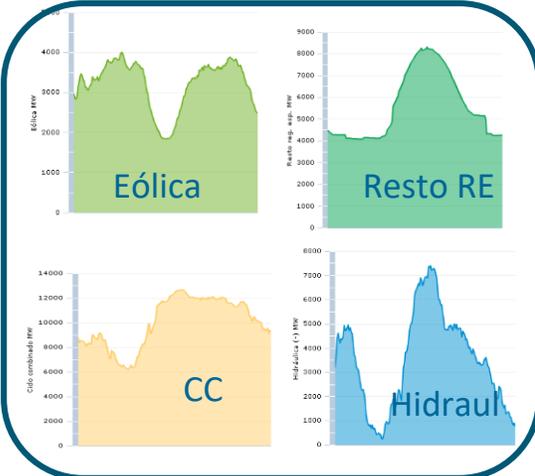
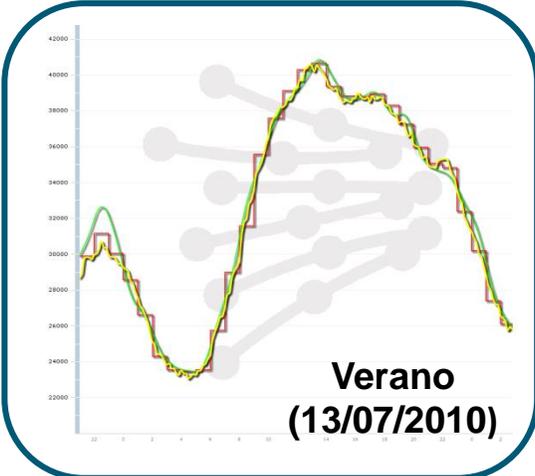
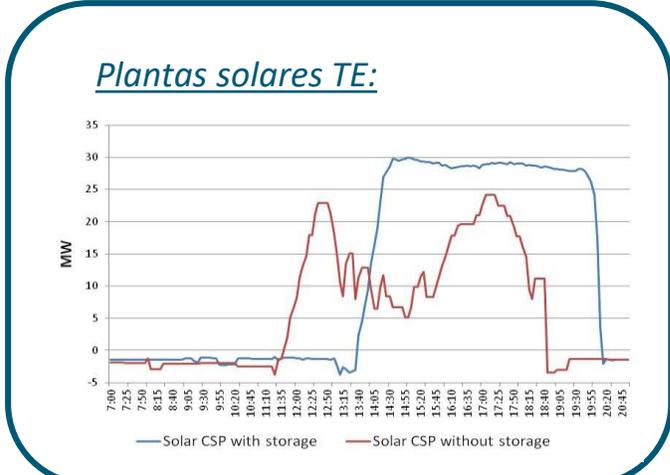
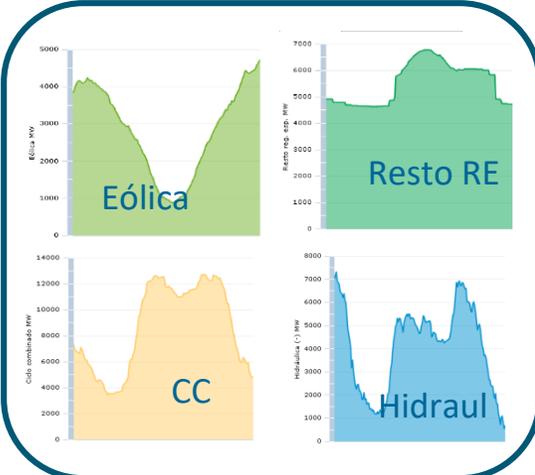
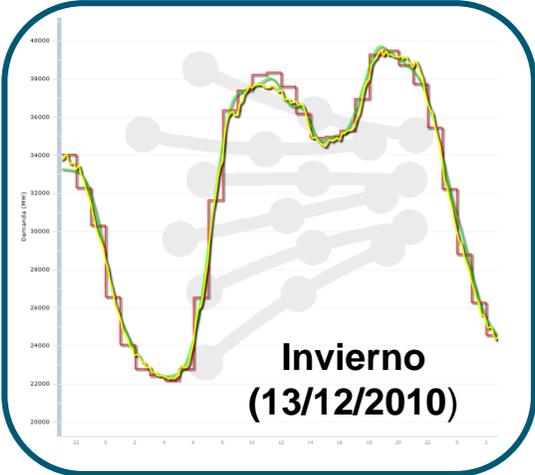
Integración de la solar térmica en la operación del sistema (I)

- ❑ Potencia instalada actual: 925 MW.
- ❑ Últimamente: incrementos de >500 MW por año.
- ❑ Generadores síncronos. Dos tecnologías: cilindro parabólicas y de torre.
- ❑ Conexión a la RdT/RdD: 41/59%
 - ❑ Energía generada en 2010 : 628 GWh
- ❑ Correlación positiva con la demanda estival.
- ❑ En invierno, sistemas de almacenamiento de sales e hibridación con gas natural permiten producciones durante las puntas de demanda, convirtiéndose en una tecnología gestionable.



Planta PS-10

Integración de la solar térmica en la operación del sistema (II)



Características específicas de la GRE: *Gestionabilidad*

El carácter *gestionable de la generación* puede asociarse a la capacidad de afrontar *lo muy variable y desconocido* en términos de producción de potencia:

❑ control producción

≈ potencia cuando se necesita, sin “vertido” de energía primaria (acumulación energética mínima)

❑ vulnerabilidad ante contingencias

- Incidentes en el sistema eléctrico (huecos de tensión)
- *Condiciones Extremas sobre energía primaria (Intermitencia)*

❑ escasa firmeza ⇒ Predicciones (vs. programas) con errores

Como para la demanda de potencia, esto debe ser compensado por el sistema (la generación *gestionable*) con una reserva de suficiente :

- magnitud
- velocidad de respuesta

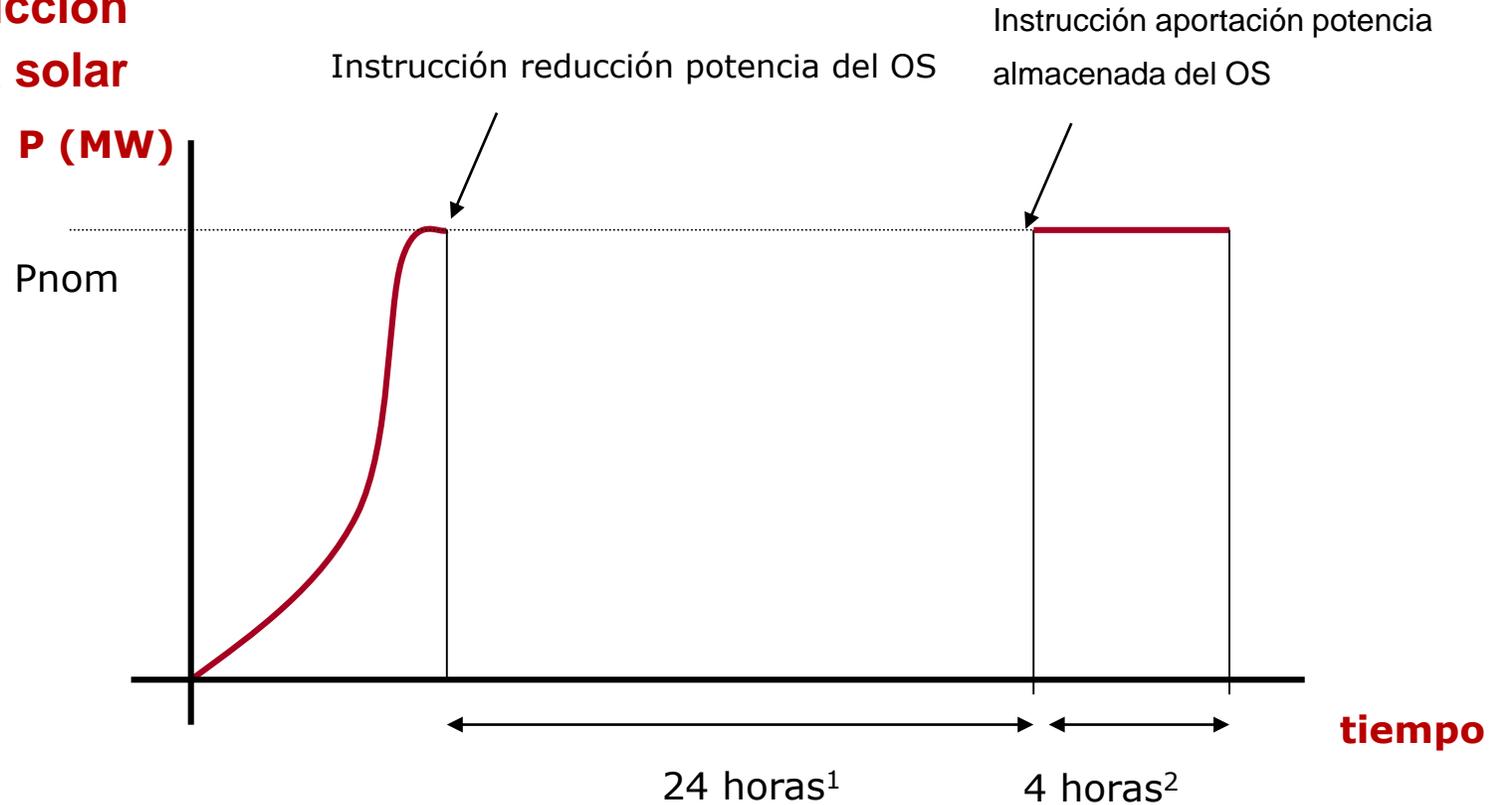
EÓLICA: No Gestionable
SOLAR (t): *Gestionable*

Generación gestionable



Generación gestionable

Producción planta solar



¹(período durante el cual el OS podrá requerir la aportación de la Eia almacenada, como máximo 24 horas)

²(o el tiempo máximo correspondiente a la energía que haya podido almacenarse según las condiciones de irradiación solar)

Generación gestionable

**Producción
planta solar**

P (MW)

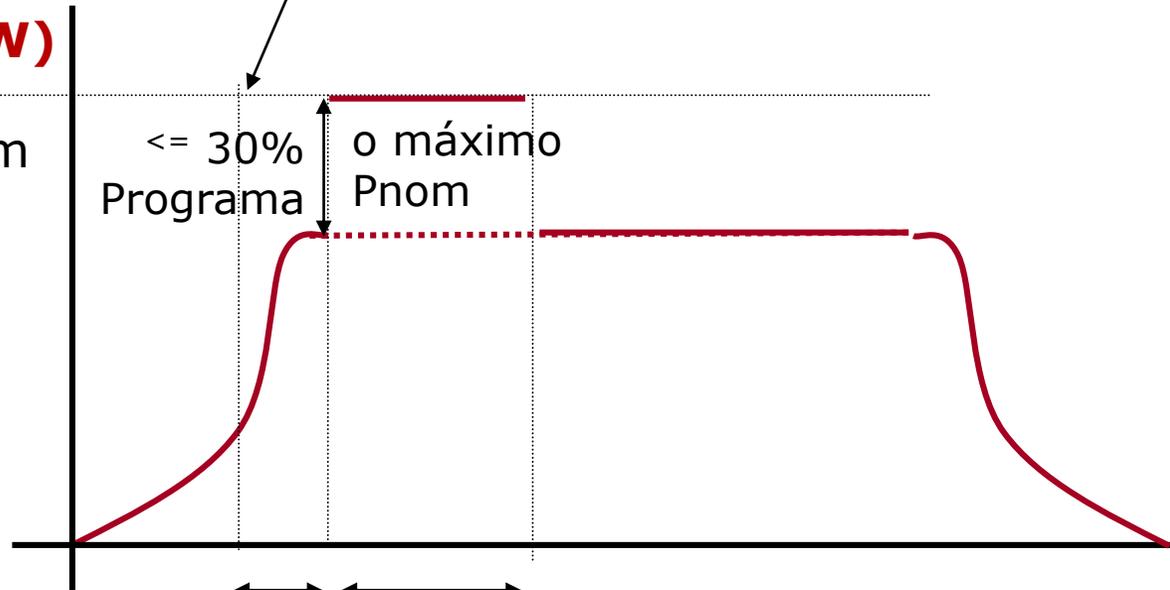
P_{nom}

Instrucción reducción potencia del OS

$\leq 30\%$
Programa o máximo
 P_{nom}

1 hora
máximo 4 horas
máximo

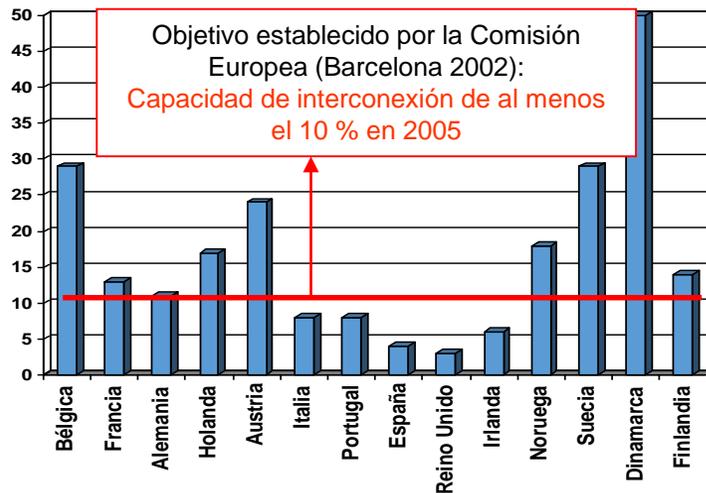
tiempo



Retos

- Débil capacidad eléctrica de interconexión.
 - Generación distribuida.
- Variabilidad de la producción / Dificultad de predicción -> Impacto en las reservas de generación.
 - Comportamiento ante huecos de tensión.
- Generación no gestionable -> No participación en los servicios de ajuste del sistema.
- Balance eléctrico en valles con elevada producción eólica.
- Procedimiento actual de control de tensión aplicable a la generación en régimen especial.

Capacidad Importación / Punta Demanda (%)

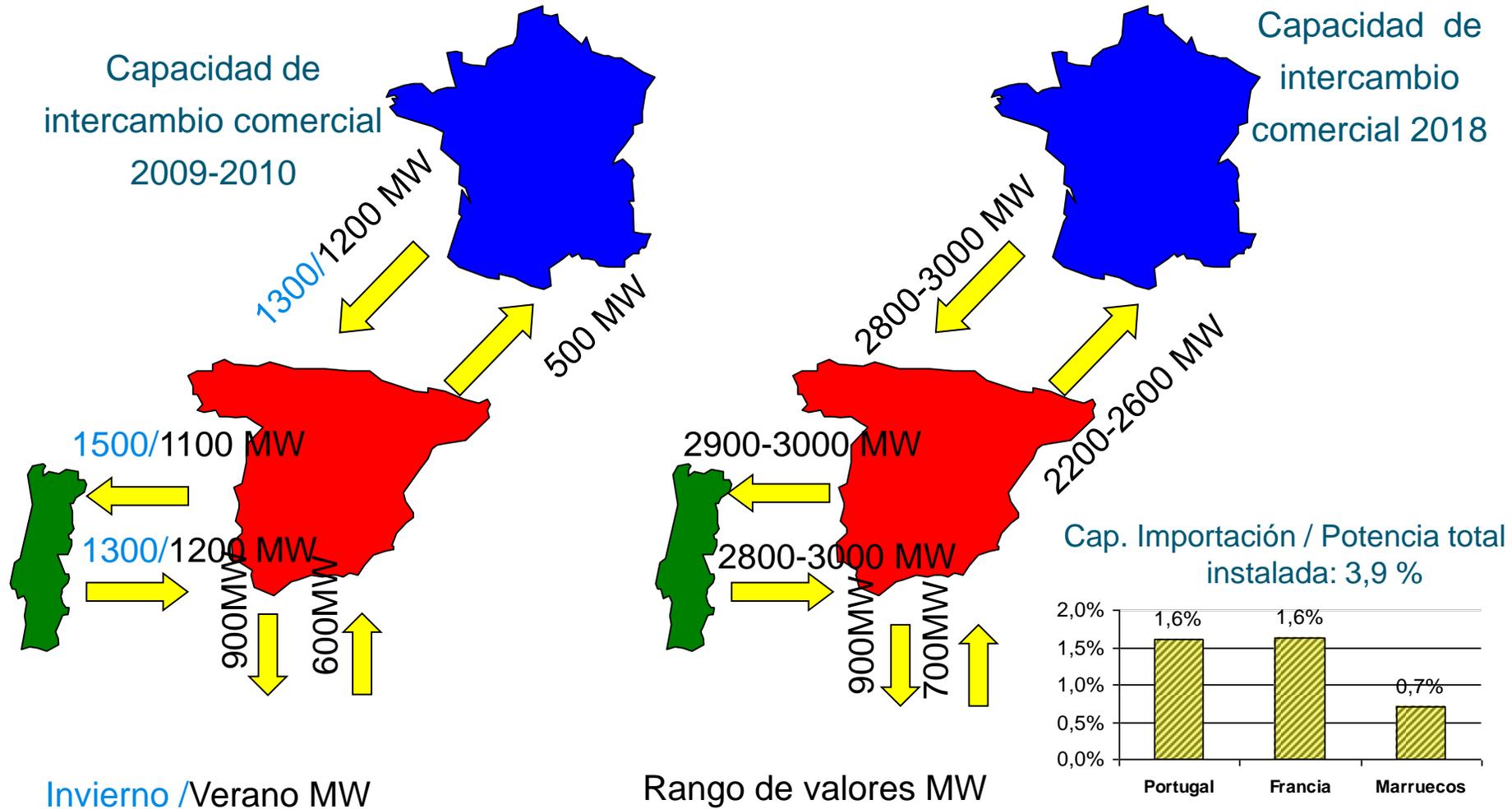


Soluciones

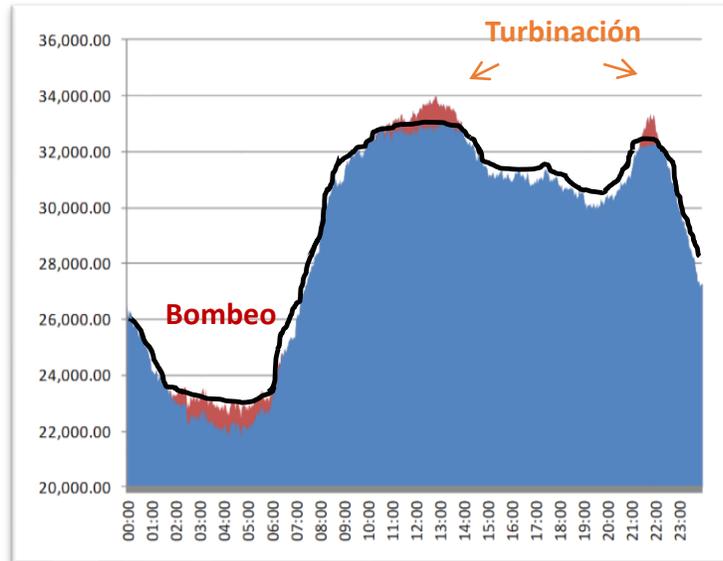
- CECRE: Centro de Control para el Régimen Especial.
- Desarrollo y refuerzo de la capacidad de interconexión.
- Desarrollo y mejora de las herramientas de predicción eólica.
 - Adaptación de la tecnología de aerogeneradores a las necesidades del sistema.
- Modulación optimizada de los recursos de generación/bombeo.
- Gestión de la demanda: participación de consumidores en la gestión de la demanda, coche eléctrico...
- Propuestas de cambios regulatorios lideradas por el Operador del Sistema.

Operación del Sistema orientada a maximizar la integración de las tecnologías de régimen especial.

Las interconexiones en el sistema eléctrico español (2009-2016)



El bombeo como instrumento para la integración de energías renovables no gestionables



Situación objetivo

- Utilización como instrumento para la integración de energías renovables gestionado por el O.S. en coordinación con los propietarios.
 - Almacenamiento reducirá el vertido de energía renovable
 - Turbinación sustituirá la ausencia de recurso renovable en punta
- Incremento de la capacidad de bombeo (duplicar valor actual) para alcanzar los objetivos de integración de energía renovables.

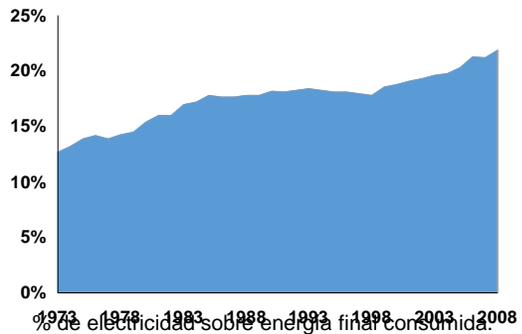
Situación actual

- Utilización en los mercados con óptica de beneficio empresarial.
- Recursos de cuantía insuficiente (~5000 MW).
- Existencia de vertidos de energía renovable que se podrían haber minimizado.

Gestión de la demanda y de la curva de carga

Creciente peso electricidad

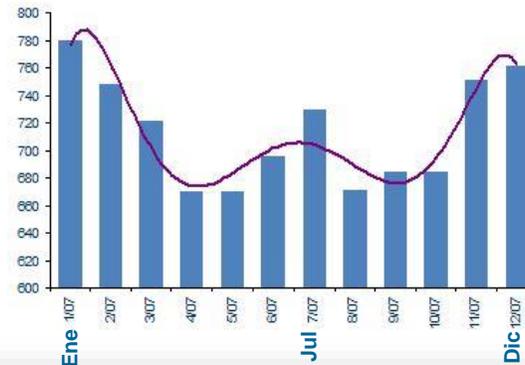
% de electricidad *



* % de electricidad sobre energía final consumida.

Estacionalidad demanda

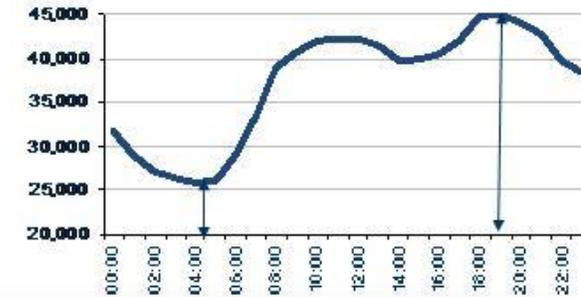
GWh medios diarios



Ratio punta/valle

MW

El ratio punta/valle oscila entre 1,3-2,4



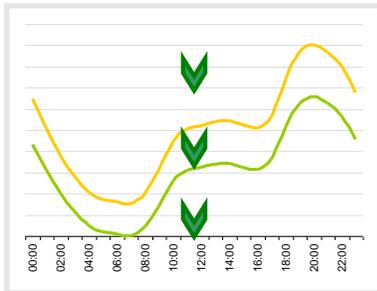
Acciones prioritarias



Medidas de Gestión de Demanda

1

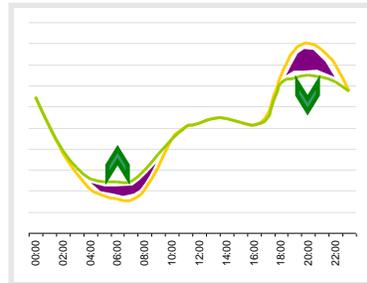
Eficiencia



- Mejoras en procesos industriales y productos
- Concienciación ciudadana

2

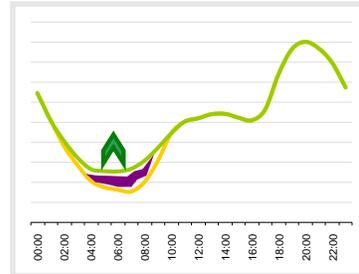
Transferencia de punta a valle



- Precios horarios
- Participación de la demanda en el mercado

3

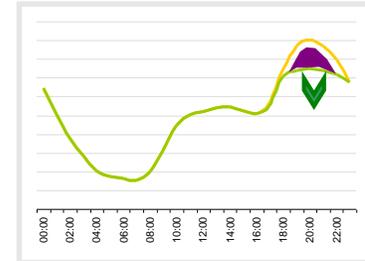
Elevación de valles



- Bombeo
- Nuevas tecnologías de almacenamiento
- **Vehículo Eléctrico**

4

Reducción de puntas

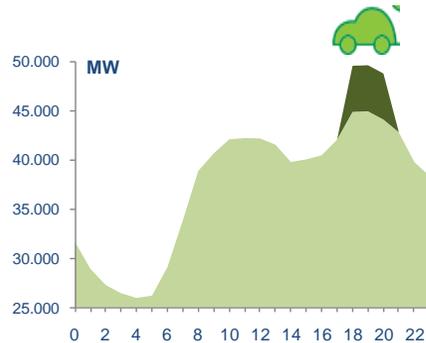


- Gestión de demanda Industrial: Servicio de interrumpibilidad
- Gestión automática de cargas

El vehículo eléctrico. Una oportunidad para la operación del sistema

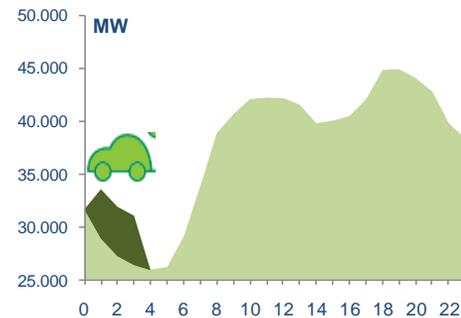
Para que la integración sea eficiente es necesaria una gestión inteligente de la recarga de los vehículos eléctricos

Recarga en horas punta



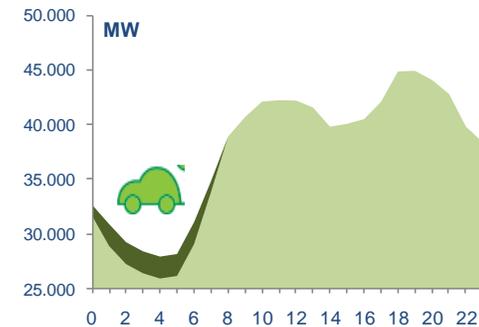
- Sobredimensionamiento del sistema de transporte y generación
- Ineficiencia
- No favorece la integración de renovables

Recarga en valle SIN gestión inteligente



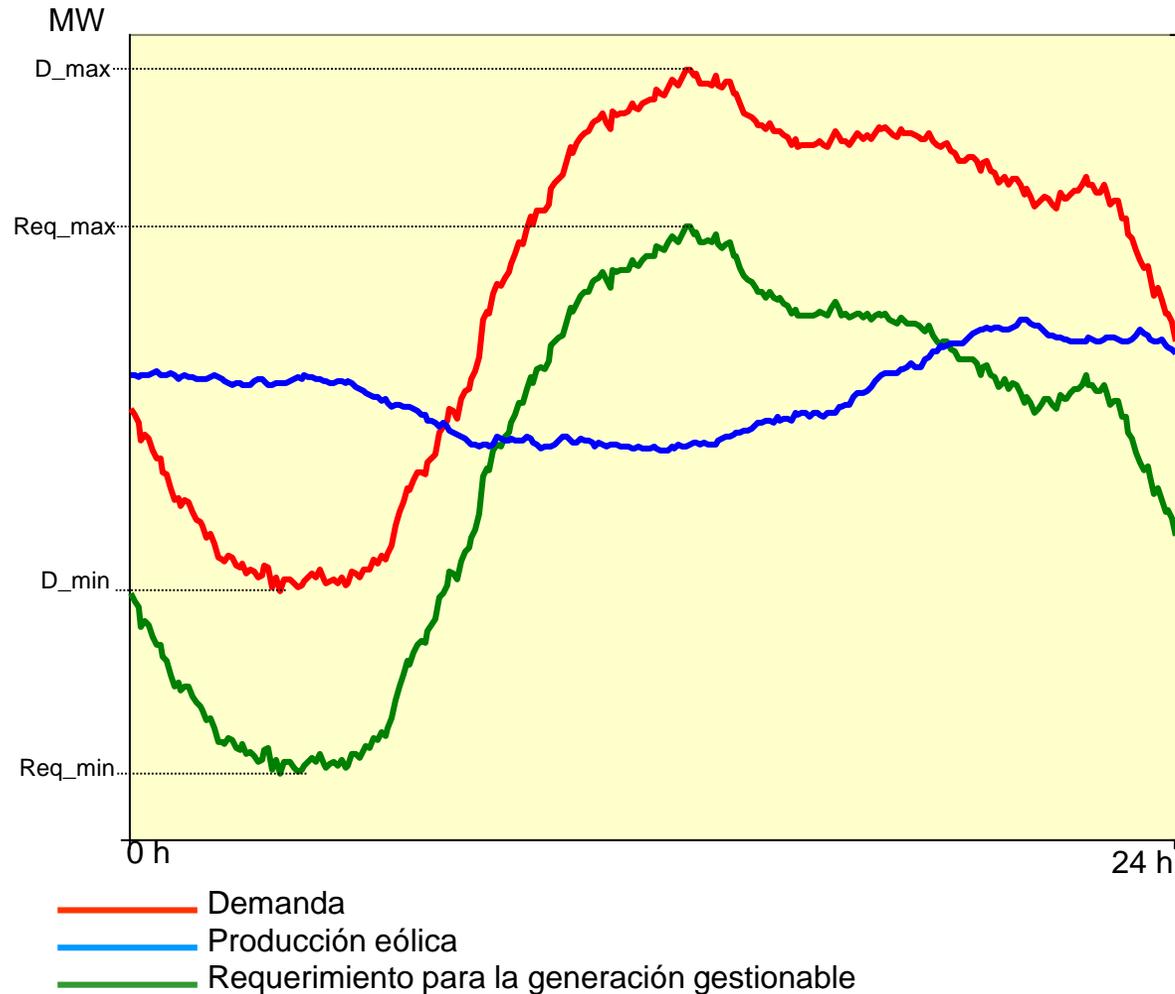
- Mayor eficiencia del sistema
- Mayor integración de renovables
- Saltos bruscos en la demanda que dificultan la operación

Recarga en valle CON gestión inteligente

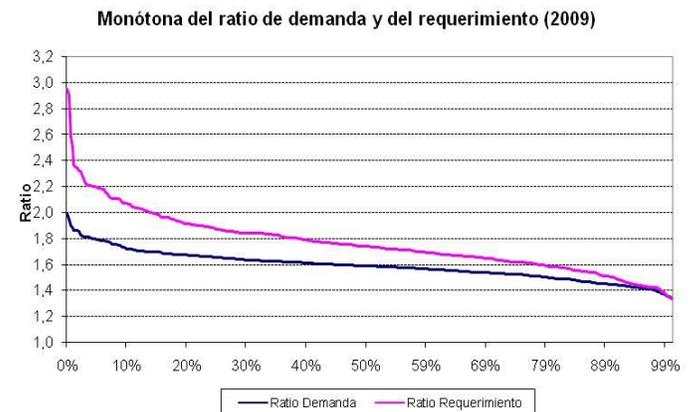


- Mayor eficiencia del sistema
- Mayor Integración de renovables
- Mayor operabilidad del sistema

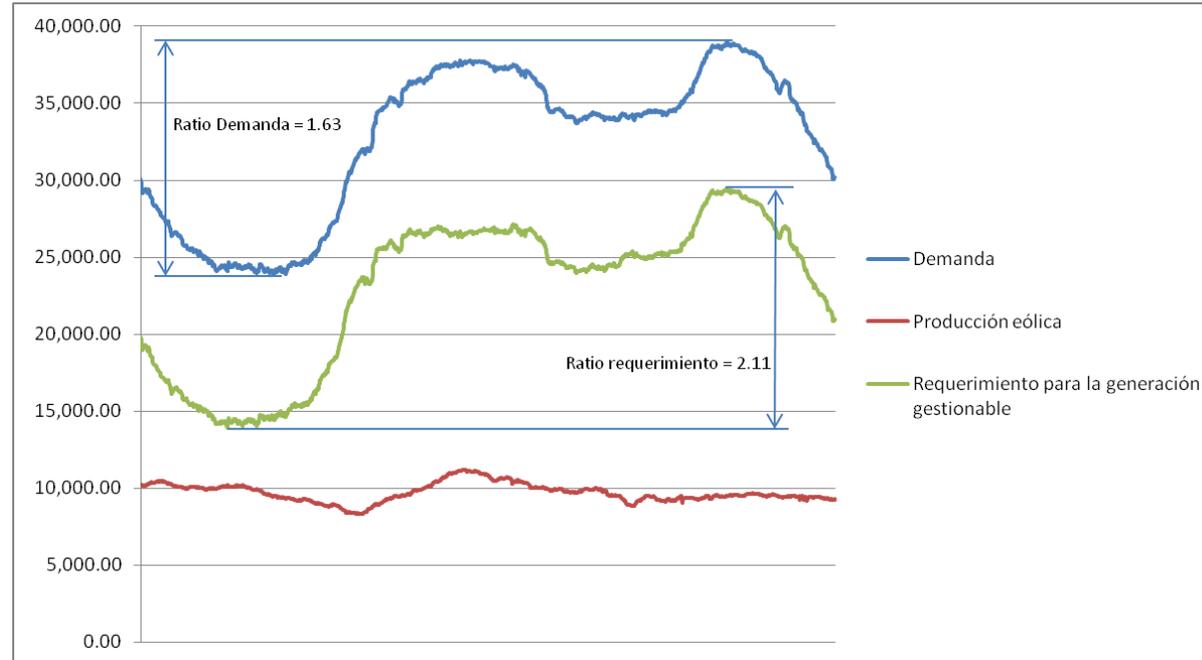
Requerimiento para la generación gestionable (I)



- 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



Requerimiento para la generación gestionable (II)



- Puesto que existe un mínimo para la generación gestionable (mínimo técnico de generadores, hidráulica 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.
- 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.

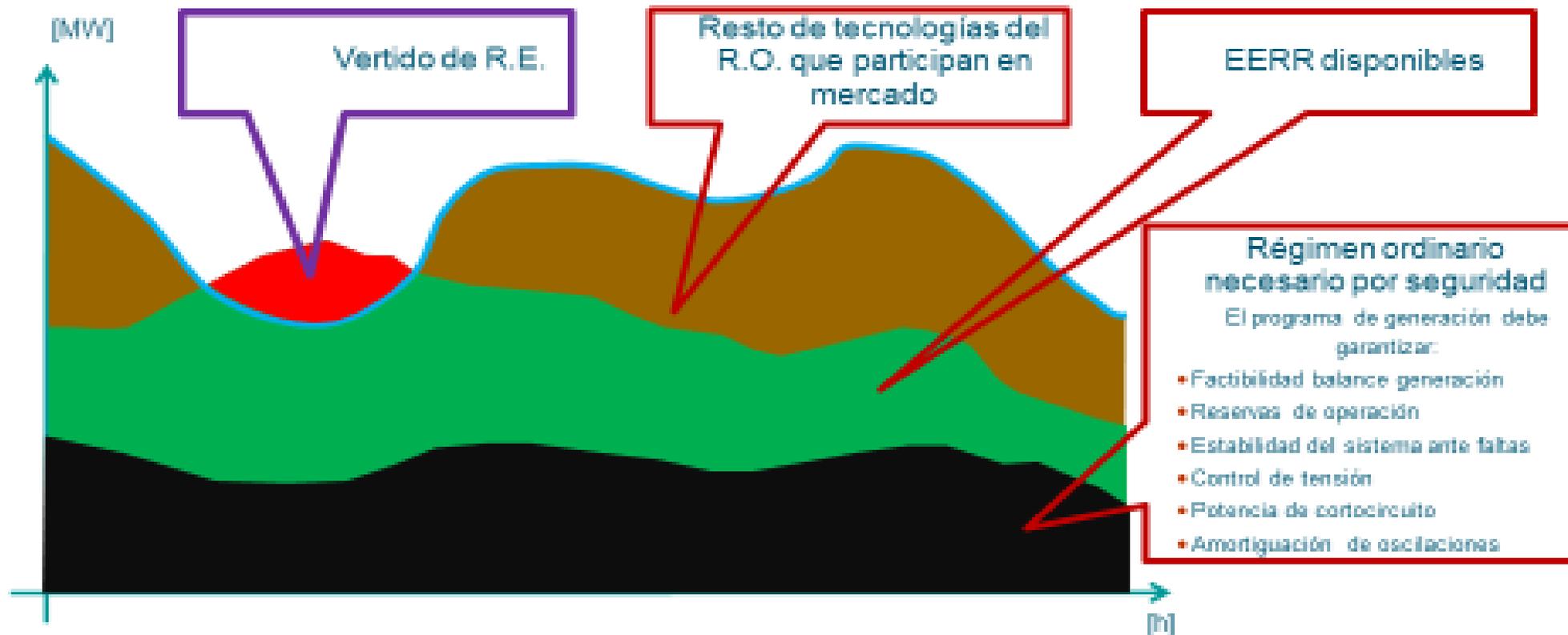


eoí

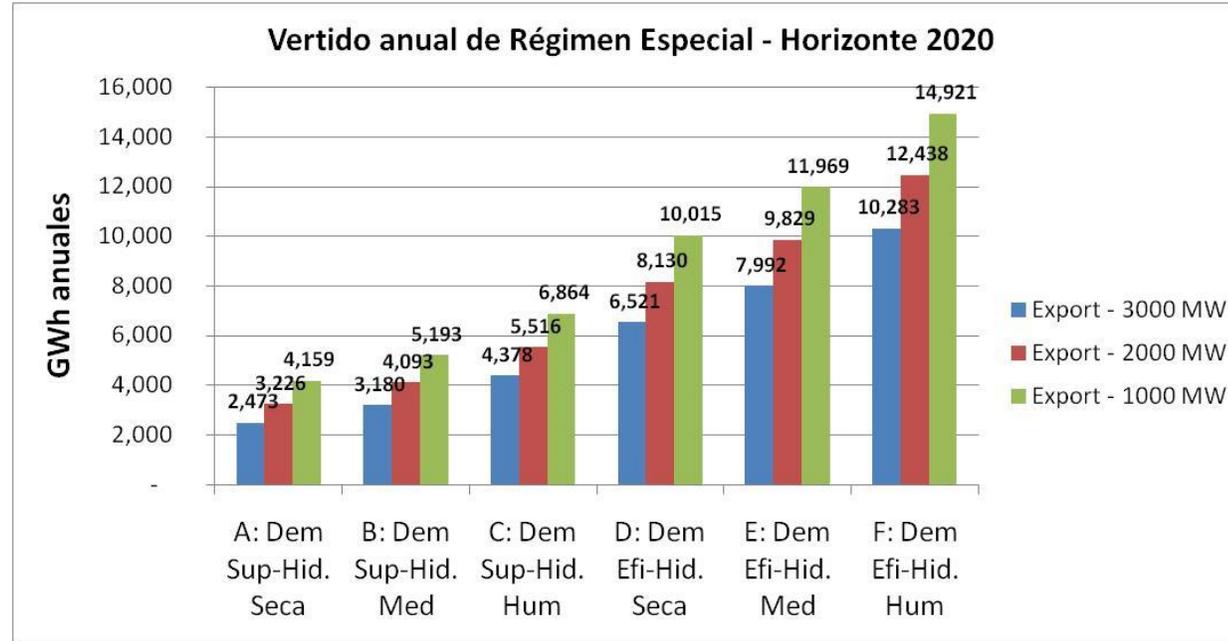
escuela
de negocios

Los vertidos de la generación renovable

- En días con elevado recurso renovable disponible, no es posible integrar toda la producción de R.E. con prioridad de despacho (debe interrumpirse producción de R.E. para equilibrar generación y demanda)



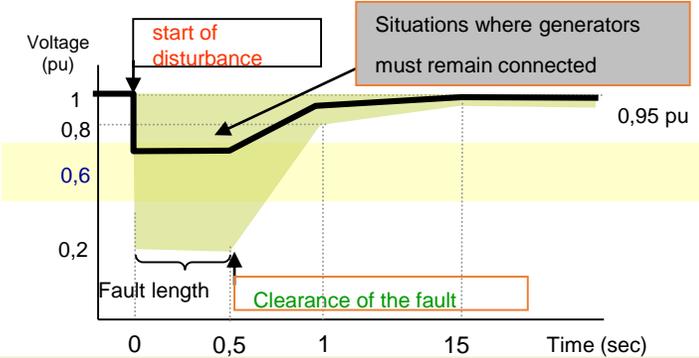
Horizonte 2020 – Resultados



- Potencial eólico de ~86.000 GWh. / potencial solar de ~24.000-27.000 GWh
- Todo el R.E. produciría ~178.000 GWh
- Demanda peninsular de 300 a 340 TWh
- Escenarios centrales: 8% a 25% de horas con vertido, y una energía de 2,5 a 15 TWh
- 1,5% a 8% de todo el R.E., y 2,5% a 14% del producible eólico+solar
- 2/3 en invierno, 1/3 en verano, principalmente domingos y festivos. Aparición de vertidos significativos en horas llanas.

Current technical requirements

Operational Procedure 12.3 (Fault ride through capability)



■ Certification Validation & Verification Procedure for P.O.12.3 (PVVC)

R.D. 661/2007 and R.D. 1565/2010

- Power Factor control
- Control Center adscription
- Telemetered values

P.O.7.5 (Steady state voltage control with set point)

■ It is already developed but pending to be approved by the ministry.

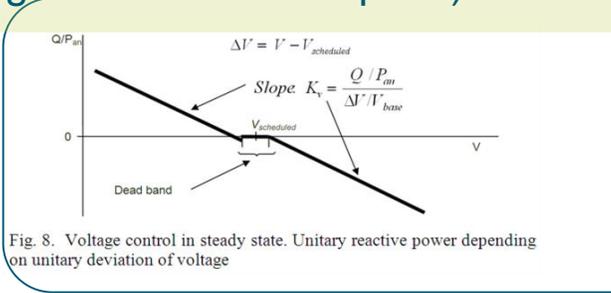
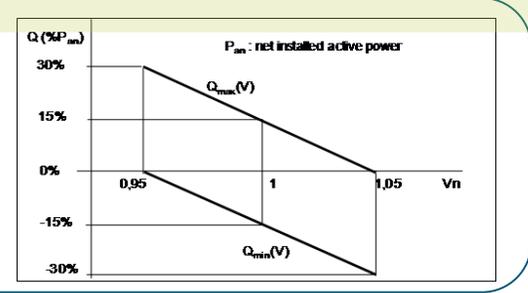


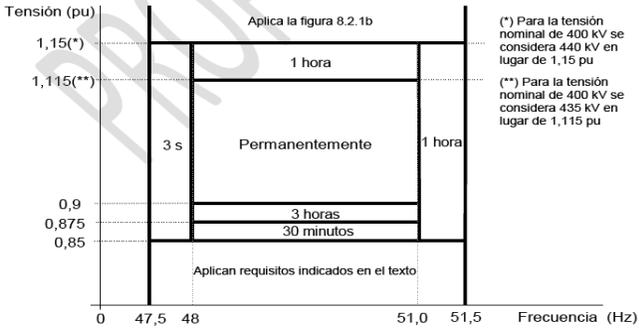
Fig. 8. Voltage control in steady state. Unitary reactive power depending on unitary deviation of voltage



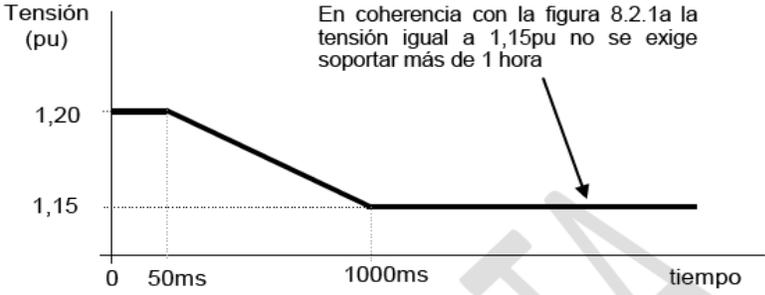
Future technical requirements (I)

- In 2020 there will be ~40.000 MW based on power electronics
- More demanding requirements are needed in order to assure system security and allow higher integration
- New proposal (P.O.12.2) submitted to the Ministry the last year (2010 October). Pending to be approved
- This new proposal would apply to all new facilities in 2013

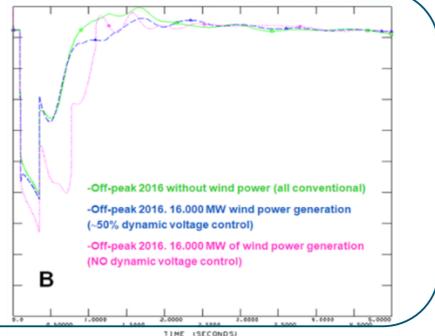
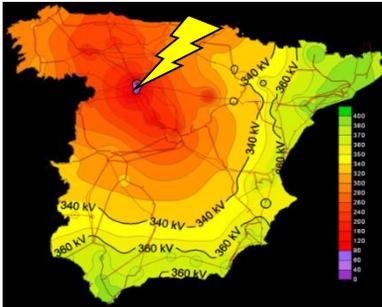
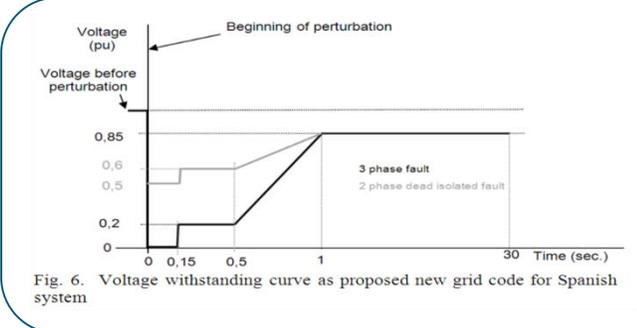
■ Voltage & frequency working ranges without facility disconnection requirement



■ Transient over voltages without facility disconnection requirement

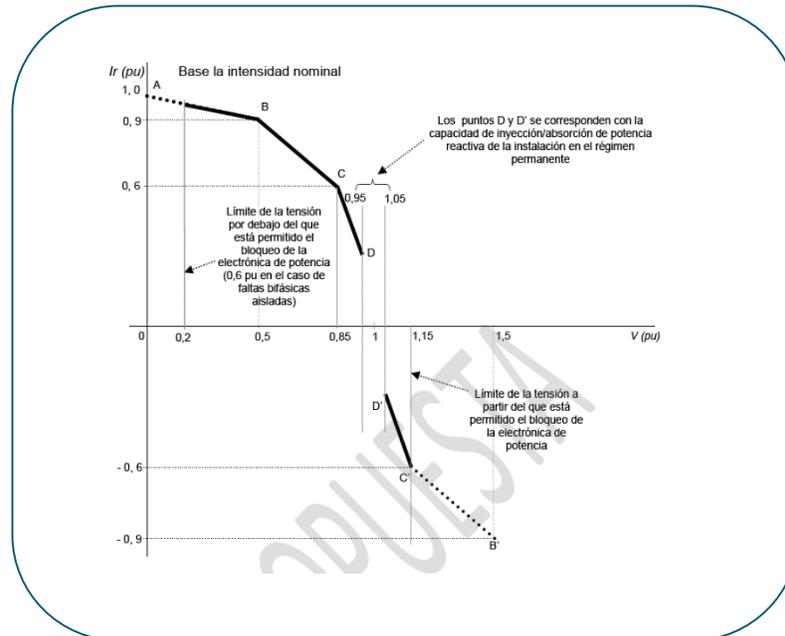


■ Voltage dip requirements: New Fault Ride Through Capability and fast reactive injection

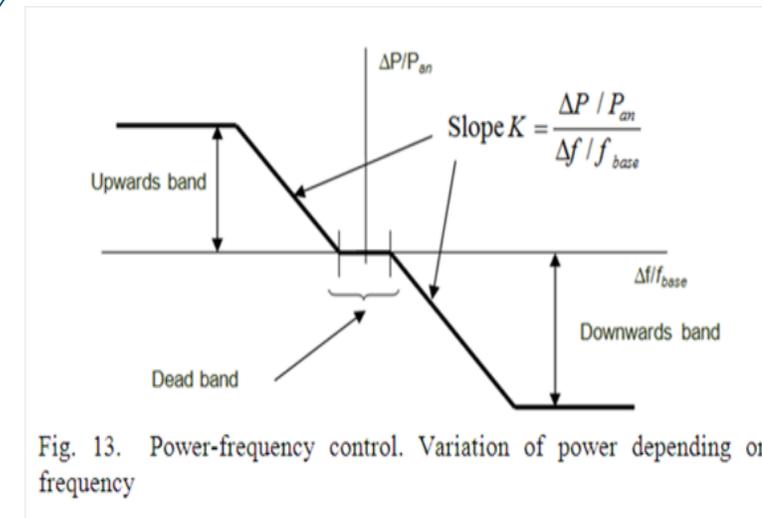


Future technical requirements (II)

- Fast voltage control for transient state requirement



- Power-Frequency control requirement

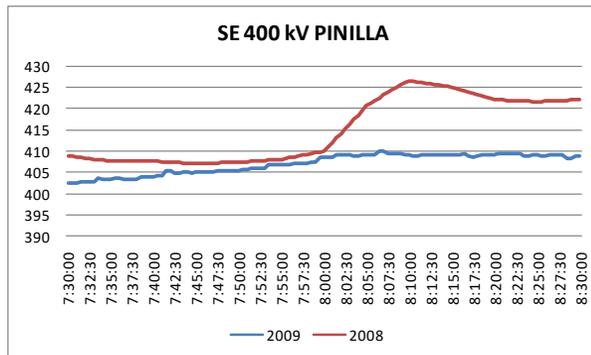


Future ENTSO-e requirement

- An ENTSO-e working group has already issued a first public draft with technical requirement for all kind of generators
 - It is aimed to permit the future large-scale penetration of wind and photovoltaic facilities

Voltage control

- ❑ Before 1/4/2009, SO issues particular instructions for solving problems in certain nodes of the system.
- ❑ From 1/4/2009, all the special regime instalations higher than 10 MW are obliged to maintain an inductive power factor between 0.98 and 0.99.
 - In order to eliminate sudden changes in the voltage profile corresponding to the transitions off peak-intermediate-peak periods.
 - In order to avoid high voltage problems in the system.



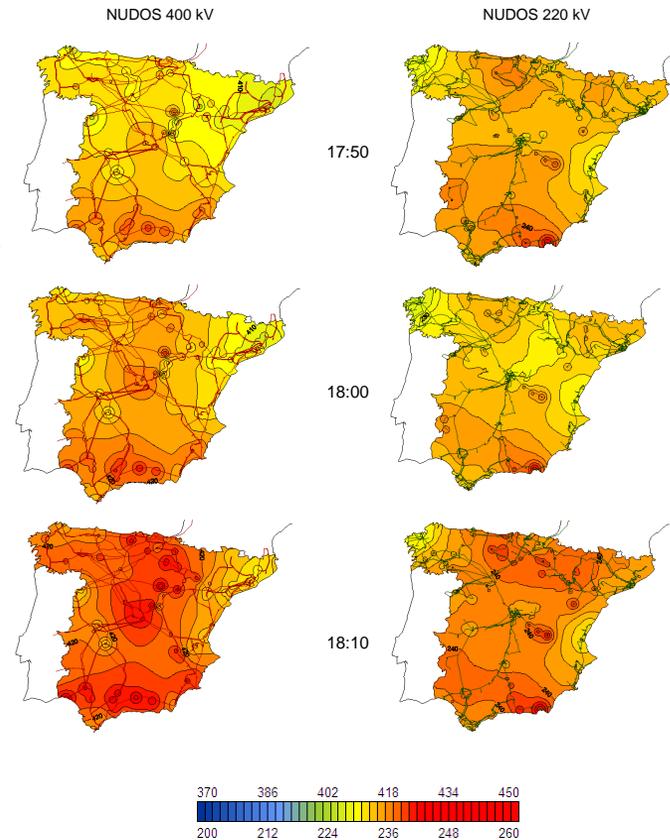
Voltage profile in 2008 and 2009 Easter Holiday

- 23/3/2008. Minimum demand: 19 997 MW. Wind production (8:00 h): 7 160 MW
- 12/4/2009. Minimum demand : 17 666 MW. Wind production (8:00 h): 5 460 MW
- Effectiveness of the measure. The sudden change in the voltage profile disappear.

- ❑ RD 1565/2010: elimination of the tables, bonus for $\cos \phi = 1$ and penalization if lower than 0.98.
- ❑ Final Solution: continuous voltage control through the CECRE.

Voltage Control

- ❑ Conventional generation: voltage control at the substation level
- ❑ RES generation: Reactive power bonus or penalization. From +8 to -4% of 78.44 €/MWh depending on the power factor.
- ❑ From November 2010 maximum bonus near power factor = 1 and no penalization for power factor > 0.98.
- ❑ SO may issue instructions to modify these set power factors.
- ❑ From 1/4/2009: power factor between 0.98 and 0.99 inductive.
 - Avoid high voltages
- ❑ Final Solution: continuous voltage control also for RES generation with $P > 10$ MW.

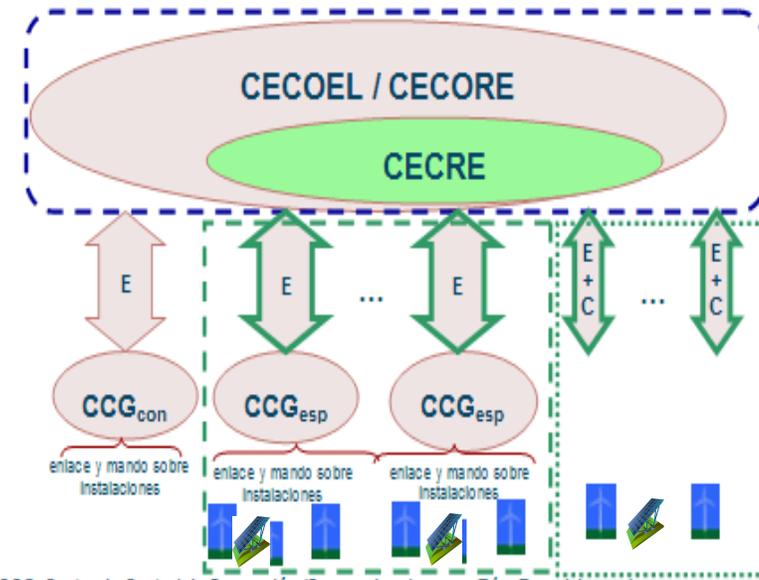


Congestion management

- According to RD 661/2007 and Operational Procedure PO 3.2, in the case that there are several plants which have a minimum availability to resolve a congestion the energy from these plants need to be redispatched to resolve the congestion and the following order must be applied:
 - Ordinary regime. In decreasing sensibility order.
 - Non-renewable manageable special regime
 - Renewable manageable special regime
 - Non-renewable non-manageable special regime
 - Renewable non-manageable special regime

“Centro de Control de Régimen Especial” **CECRE**

- Creado en 2006 **con el objetivo** de maximizar la producción **del régimen especial** preservando la seguridad **del sistema eléctrico**
- Integrado en la estructura de control de Red Eléctrica constituye, junto con los CCG de las empresas una situación pionera y una apuesta por la integración de renovables.
- **Obligatorio para instalaciones P > 10 MW**



CCG: Centro de Control de Generación (Convencional –con- o Rég. Especial –esp-)
E: Enlace (lccp)

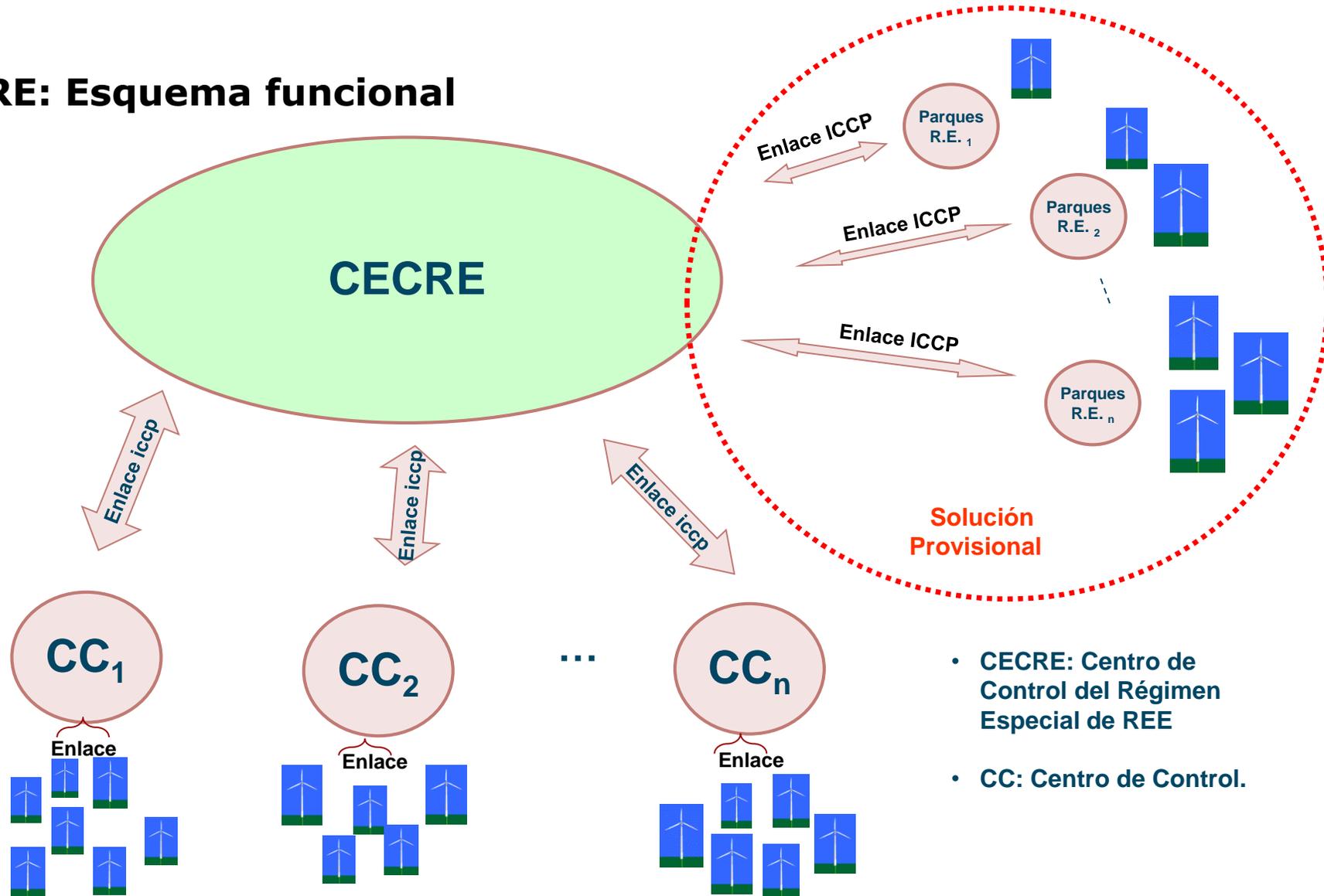
Objetivo y Funciones del CECRE (I)

- Objetivo: Posibilitar la integración de la generación en régimen especial en la operación de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico.
- 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 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 real, lo que redundará en:
 - Mayor energía producida
 - Mayor potencia instalada (decisión de los agentes)

Objetivo y Funciones del CECRE (II)

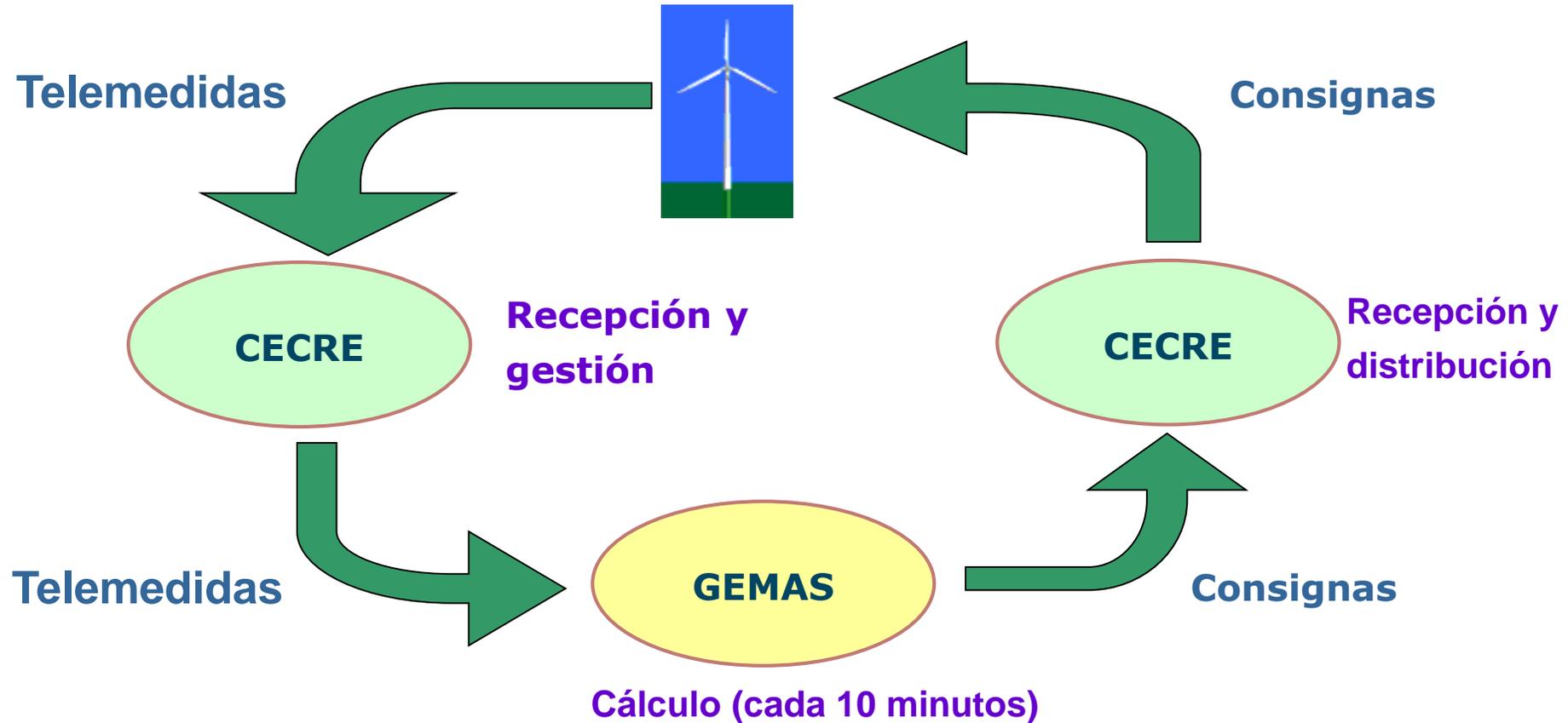
- En resumen:
 - Gestión y seguimiento de las unidades de producción de régimen especial eólico.
 - Envío de consignas para el control de la producción:
 - Maximización de producción de régimen especial (máxima producción admisible)
 - Interlocución directa con los Centros de Control.
- Otras funciones.
 - Coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de la RdT con el mantenimiento de las instalaciones de conexión y las instalaciones de generación, minimizando afección a los generadores.
 - Realizar la captación de programas de generación gestionable y proporcionar previsiones de generación no gestionable (eólica).

CECRE: Esquema funcional

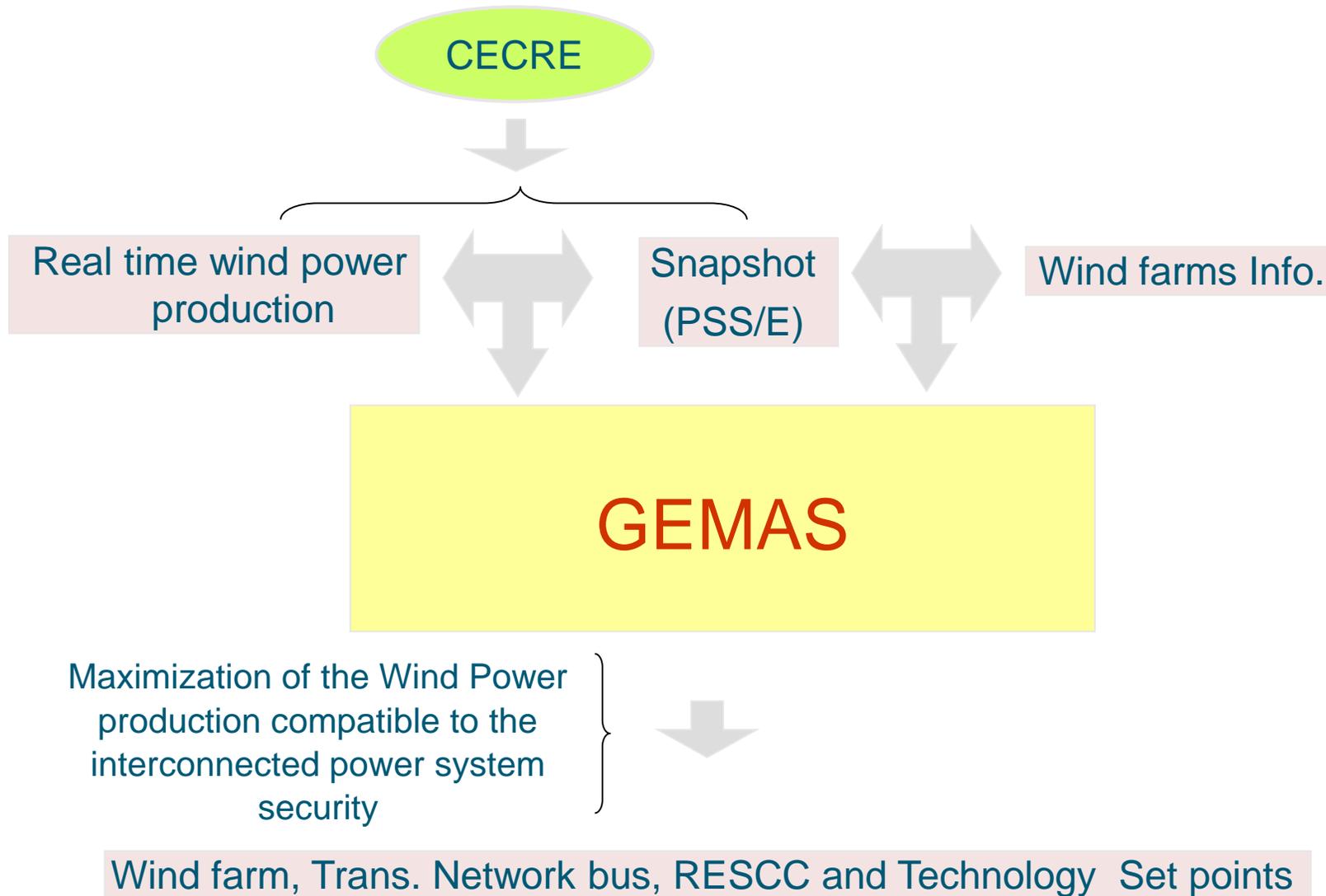


- CECRE: Centro de Control del Régimen Especial de REE
- CC: Centro de Control.

Aplicación de cálculo de consignas: GEMAS (Generación Eólica Máxima Admisible en el Sistema)

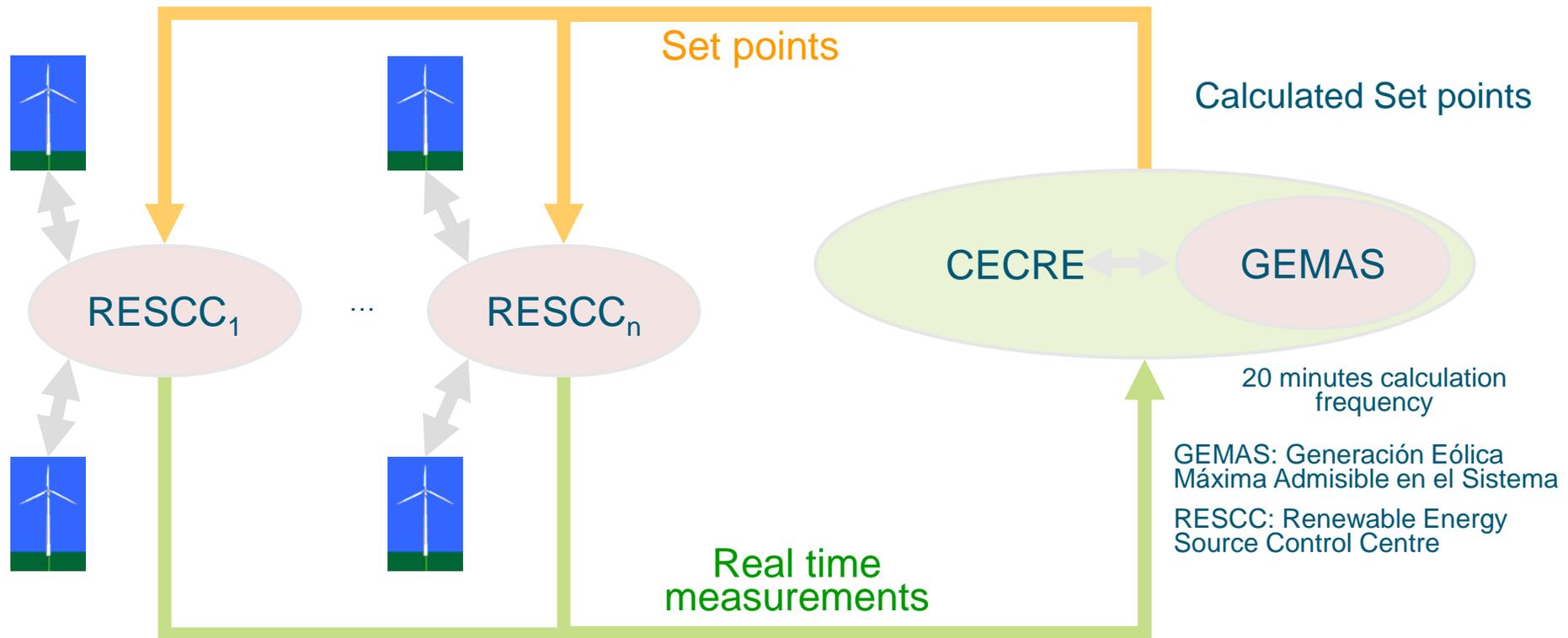


GEMAS: Functional Scheme

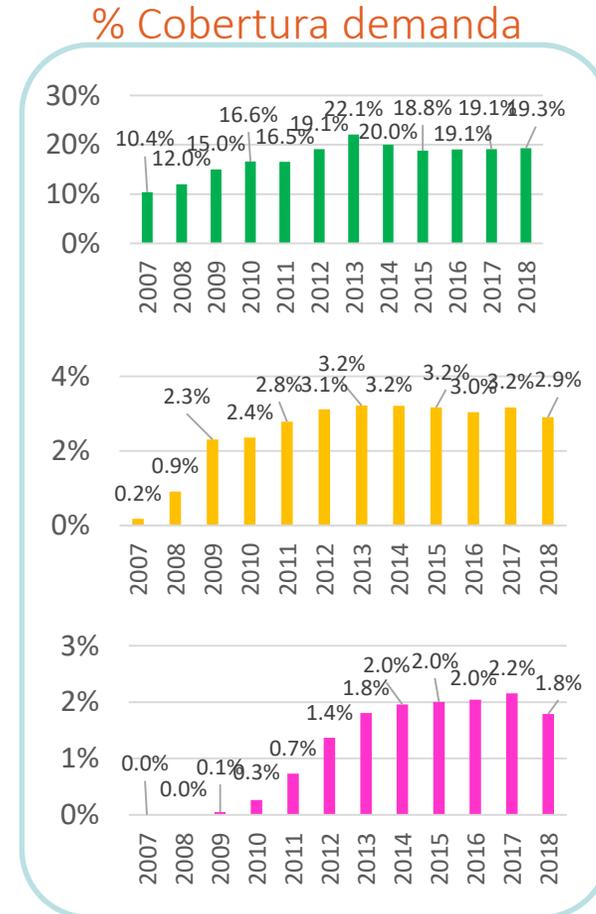
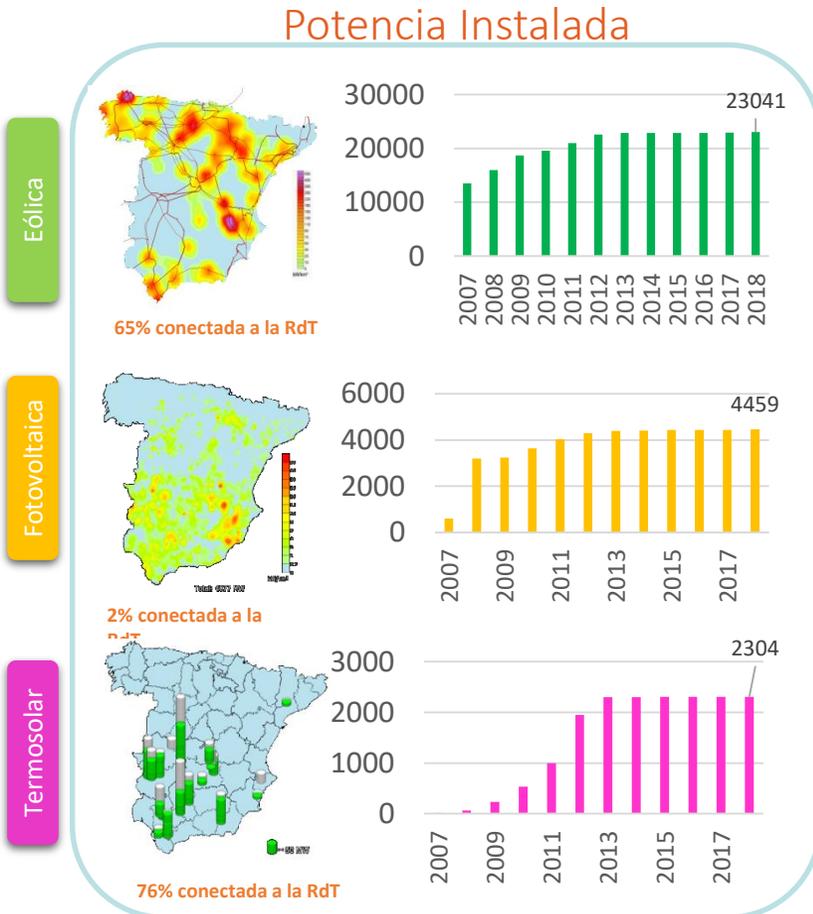


CECRE can also issue set-points automatically

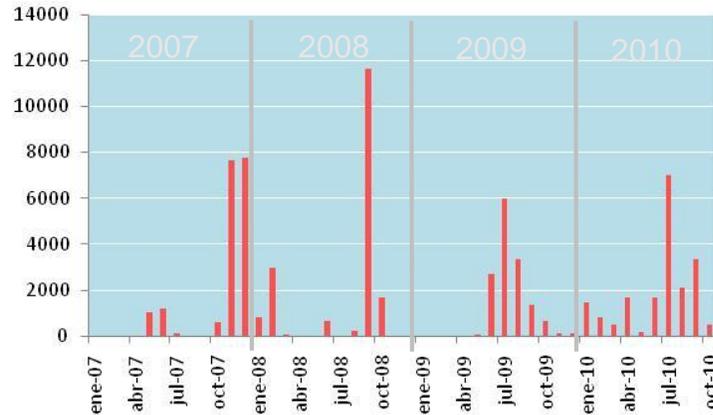
- ❑ CECRE checks with the application GEMAS if with the real-time wind scenario the System is safe due to voltage dips or congestions.
- ❑ If not, wind generation set-points are calculated.
- ❑ Presently only done for wind generation, but a similar methodology can also be applied for all renewable energy sources.



Centro de Control para Energías Renovables (CECRE)



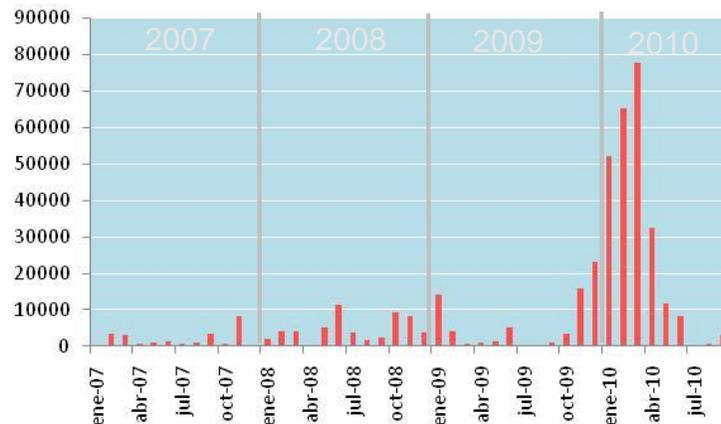
Reducciones de eólica gestionadas durante la resolución de restricciones del mercado diario



- Las congestiones en la RdD se deben principalmente a retrasos en el desarrollo de la red (por problemas socio-medioambientales) y a la sobreinstalación de parques

- Las congestiones en la RdT se deben principalmente a trabajos de mantenimiento de activos o averías intempestivas. Ej.: AT-1 400/132 kV BOIMENTE averiado del 17/09/2008 al 23/09/2008.

Reducciones de eólica gestionadas en tiempo real



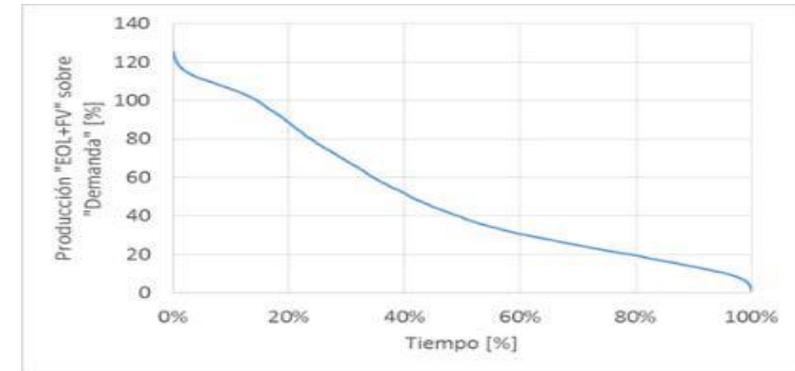
- El Procedimiento de Operación 3.7 y el RD 661/2007 regulan la gestión de estas reducciones. Los PP.EE. deben adaptar su producción de acuerdo a la consigna enviada en menos de 15 min.

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

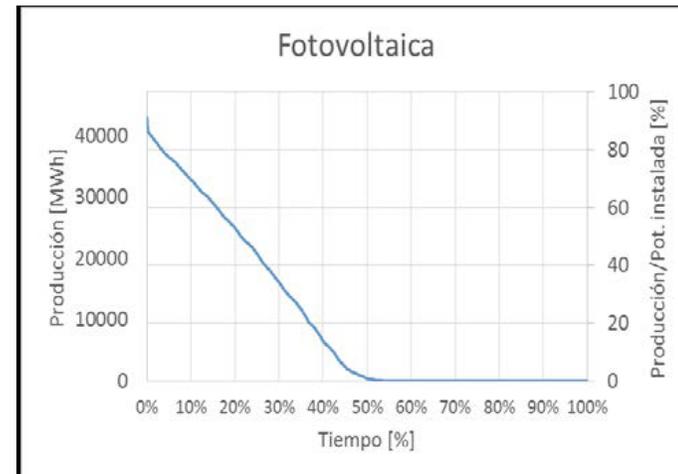
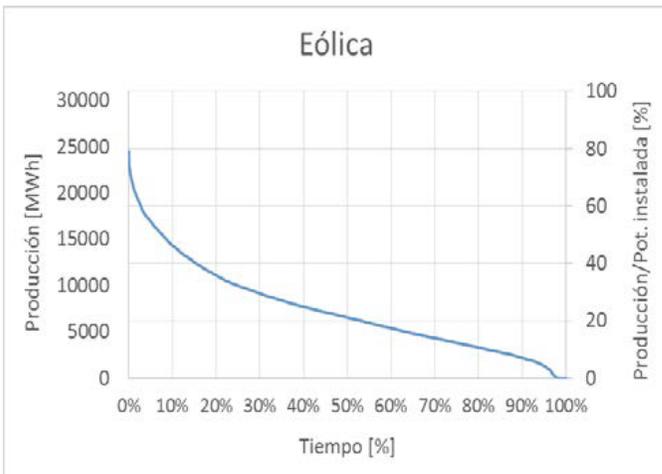
Generación eólica y FV en el escenario DG 2030

	Eólica	Fotovoltaica
Potencia instalada	31 GW	47 GW
Participación máxima sobre cobertura de demanda	85 %	125 %
Producción máxima horaria	25 GWh	43GWh

Participación de eólica y FV en cobertura de demanda



Participación de eólica y FV en cobertura de demanda 20 % - 80 %
Durante el 20% de las horas más del 80% de la demanda se cubre con eólica y fotovoltaica.



Vectores de cambio en el sistema e impacto en la operación futura

Vectores de cambio

Vectores de cambio que van a significar un nuevo paradigma en la operación de escenarios futuros de horizonte 2030:

- Aumento de la integración de la generación con **electrónica de potencia** (EP) y muy alta participación de la misma en la demanda.
- **Descentralización** de la generación a futuro por desplazamiento de generación de la red de transporte a la red de distribución incluyendo al autoconsumo.
- Influencia de la **variabilidad** del recurso renovable.

Impacto en la operación del sistema

- **Balance y Flexibilidad**
- **Estabilidad de Frecuencia**
- **Estabilidad Transitoria**
- **Corriente de Cortocircuito**

Análisis de rampas

- Las rampas de demanda nativa (RD)son similares en 2017 y en el escenario DG 2030.
- Las rampas eólica y FV son mucho mayores en el escenario DG 2030 que en 2017.
- Las rampas de eólica son menores en magnitud y frecuencia que las de fotovoltaica.
- El almacenamiento y las interconexiones son una herramienta de flexibilidad del sistema que ,en general, minoran las rampas para la generación gestionable. Si bien, las interconexiones, en ciertas situaciones pueden incrementar su valor.
- El porcentaje del tiempo que las rampas a subir y bajar superan en valor absoluto los 5.000 MW/h están sólo del 0,1% en 2017, mientras que en el escenario DG2030 aumenta hasta el 13%.

14.000 MW/h

RAMPAS HORARIAS EXTREMAS DE GENERACIÓN GESTIONABLE

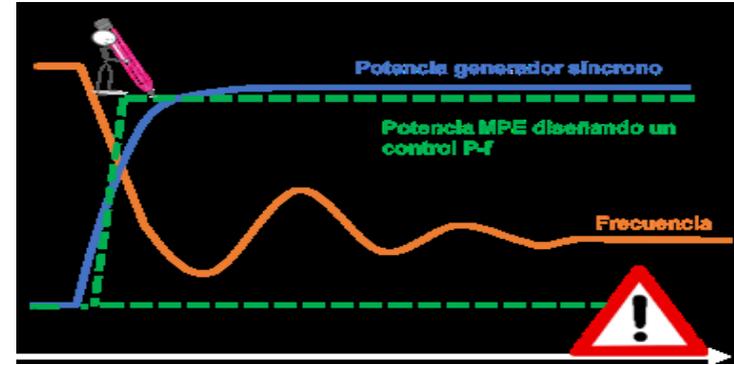
Estudios de flexibilidad

- **FV** es el **elemento disruptivo**: el impacto en la flexibilidad del resto del sistema, el **Almacenamiento e interconexiones** internacionales: en general proporcionan flexibilidad al sistema y reducen requerimientos a la generación gestionable.
- En algunos casos el cambio de programa por las interconexiones puede no estar alineado con las necesidades del sistema (e.g. incremento de rampas)
- **Ciclos combinados**: producción anual similar a 2017, pero con perfil de funcionamiento con “**doble valle**” diario: doble número de acoplamientos/desacoplamientos y variaciones de producción en tiempos más reducidos.
- **Menores mínimos técnicos** ayudan a una mejor acomodamiento de la producción FV.
- Requerimientos de reserva rodante podrían **incrementarse hasta en un 50%** a nivel anual.
- La reserva adicional a subir respecto a la salida del modelo de mercado se sitúa en valores promedios de hasta **3.000 MW**. El **almacenamiento** y/o el **consumidor** podrían proporcionar gran parte de esta necesidad de potencia adicional. En caso contrario, la exigencia de flexibilidad (acoplamientos/desacoplamientos) de ciclos combinados podrían incrementarse en un **90%**.
- Potenciar la **movilización del consumidor** y su papel activo en la prestación de servicios de balance. La carga inteligente del vehículo eléctrico ofrece un potencial adicional de flexibilidad.
- La participación de las **renovables en mercados de energías de balance** será clave para conseguir la flexibilidad que requiere el sistema.
- Las reservas rodantes a subir permiten cubrir las necesidades de energías de balance del sistema. No obstante, las exigentes **rampas horarias** previstas para la generación gestionable (de hasta **14.000 MW/h**) deben ser estudiadas y analizadas con detalle para identificar su impacto en la operación coincidiendo con los **cambios de programa**.
- **MIE y plataformas europeas de balance**: deberán asegurarse al mismo tiempo la eficiencia económica global y la garantía de suministro y, en el caso de las plataformas de balance, una buena calidad de la regulación potencia-frecuencia.

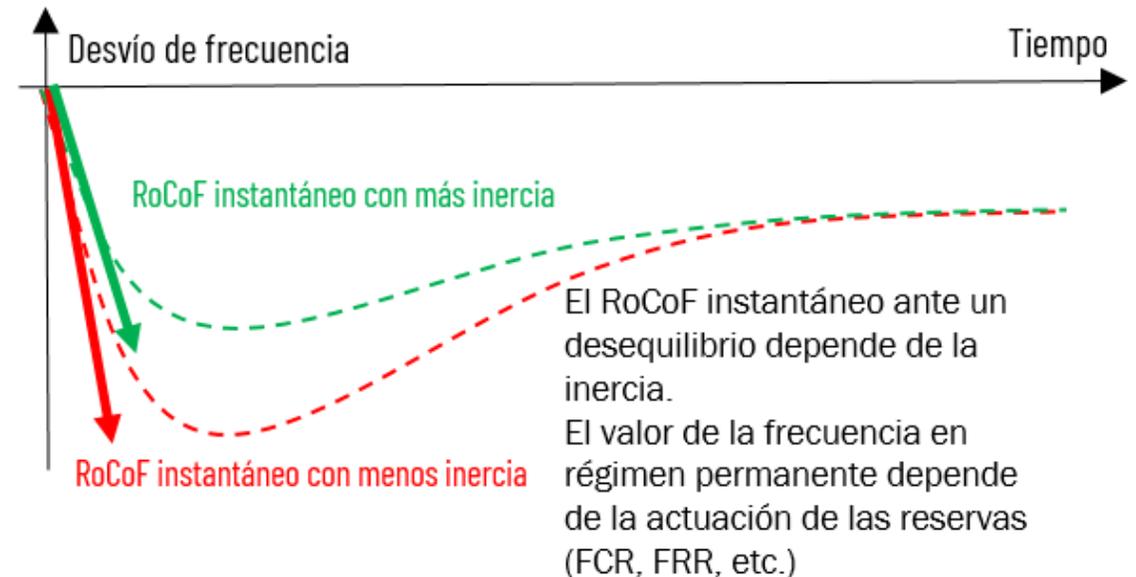
Introducción de conceptos



- Los generadores síncronos actúan unidos **síncronamente** a la red y almacenan energía cinética por su movimiento rotativo.
- Aportan **inercia** al sistema en caso de desbalances generación/demanda



- Los generadores asíncronos (energías renovables) **están desacoplados** de la red por un **convertidor** de electrónica de potencia.
No aportan inercia al sistema ni actúan instantáneamente ante perturbaciones en la red, al no estar unidos síncronamente



Estabilidad de frecuencia

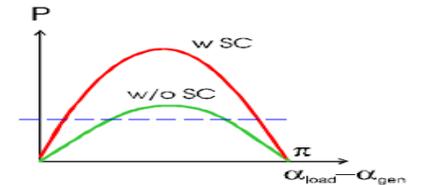
- La **península ibérica**, por su posición extrema en el conjunto del sistema y su debilidad de interconexión, contaría con **menos margen de estabilidad de frecuencia que el resto del sistema** continental europeo.
- La elevada tasa de penetración de renovables impacta en valores menores de inercia en el sistema y mayores valores de derivada de frecuencia(RoCoF)
- **Para el incidente de referencia a nivel europeo (desequilibrio generación-demanda de 3.000 MW), a priori los valores de RoCoF son adecuados y compatibles con la seguridad del sistema desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia.**
- Dependiendo de las **capacidades reales** para soportar derivadas de la frecuencia de los grupos del sistema peninsular, los escenarios previstos para 2030 podrían requerir de una **monitorización** continua del nivel de inercia a nivel peninsular y de los valores de RoCoF esperados y, en su caso, el **acoplamiento** de grupos síncronos adicionales (u otras medidas en el sistema, como instalación de **compensadores síncronos** o implementación de **controles de emulación de inercia** en los **MPE**), de forma que se evite el riesgo de derivadas de frecuencia inadmisibles ante ciertas contingencias.
- La variable **frecuencia mínima** en régimen transitorio se sitúa, para las simulaciones realizadas correspondientes al incidente de referencia europeo, dentro de valores compatibles con la seguridad de la operación y siempre por encima de los valores de deslastre de cargas (49Hz) ,pero alcanzando en algunos casos frecuencias de activación del deslastre del bombeo (49,5Hz).

Introducción

- **Estabilidad transitoria de un sistema eléctrico:** Es la capacidad del sistema de mantener unas condiciones de operación estables y de llegar a unas nuevas tras sufrir una gran perturbación. Referida al ámbito de corto plazo (20 – 30 segundos).

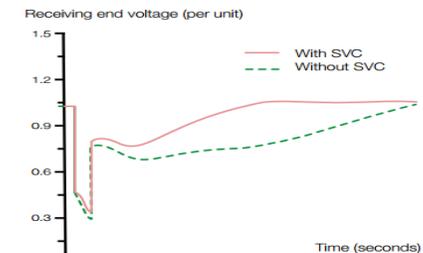
- **Estabilidad de ángulo**

- Capacidad del sistema de mantener el sincronismo.
- Pérdida de sincronismo de grupos síncronos.
- Balances transitorios generación-demanda.



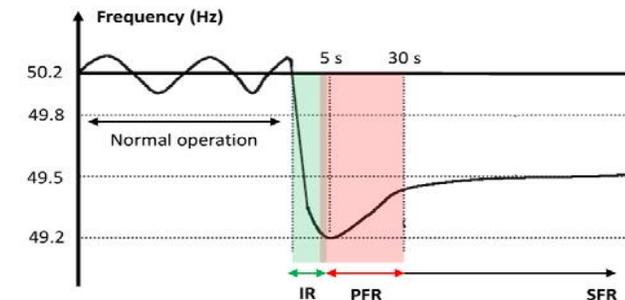
- **Estabilidad de tensión**

- Capacidad del sistema de mantener la tensión en valores admisibles.
- Huecos de tensión.
- Sobretensiones transitorias.
- Recuperación de la tensión tras el despeje de falta.



- **Estabilidad de frecuencia**

- Capacidad del sistema de mantener la frecuencia en el valor nominal.
- Desbalance generación-demanda.
- ROCOF.
- Regulación potencia-frecuencia.



Estabilidad Transitoria

- Capacidad de la Electrónica de Potencia (E.P.) de soportar huecos y disminución general de los tiempos críticos de despeje de defectos: Se requiere exigir a la **futura generación de tipo A** tener capacidad para **soportar huecos de tensión e inyección rápida de corriente**. Debería **reducirse** el nivel de la **eólica existente en Portugal sin** capacidad para **soportar huecos de tensión**. Se recomienda iniciar una ronda de contactos con fabricantes de inversores para tener un conocimiento mejor del comportamiento de la generación fotovoltaica existente y evaluar una posible “adaptación de la generación existente”.
- **Impacto moderado** de la característica dinámica de la demanda conectada con E.P. Necesidad de monitorizar, en cualquier caso, en función de su penetración real.
- Se recomienda iniciar una ronda de contactos con fabricantes de equipos de demanda que utilizan E.P. para tener un conocimiento mejor de su comportamiento dinámico.
- Los **requisitos** del Reglamento (UE) 631/2016 y su desarrollo en la propuesta de **P.O.12.2 son adecuados para las necesidades H2030 del sistema** (con la salvedad de los requisitos para los Tipo A) y, de acuerdo a los estudios realizados, corroboran:
 - Ausencia de pérdidas de generación significativas por sobretensiones transitorias.
 - Adecuado equilibrio transitorio de generación-demanda durante perturbaciones.
 - Ausencia de pérdida de sincronismo de generadores síncronos durante perturbaciones.
 - Adecuada controlabilidad de tensiones en el sistema.
- No se identifica un impacto significativo para la estabilidad del sistema en función de la ubicación (RdT-RdD)de la generación fotovoltaica, en los dos casos estudiados (50-50%y75-25%).
- Es preciso continuar analizando otros aspectos, fuera del alcance de este estudio, tales como:
 - Afección de la penetración masiva de EP en los retrasos en la detección de faltas y arranque de las protecciones.
 - Afección al amortiguamiento de las oscilaciones inter-área.

Corriente de cortocircuito

La **potencia de cortocircuito** es una **propiedad** de la red **fundamental** para el sistema y de acuerdo a las referencias bibliográficas es un indicador de la **fortaleza** de la red y de su capacidad para poder conectar generadores a través de interfaz de electrónica de potencia (E.P.).

La **inyección de corriente rápida** ante perturbación es una capacidad técnica **imprescindible** para la seguridad del sistema y su correcto funcionamiento. La propuesta de modificación del **P.O.12.2**, establece un requisito a este respecto para los generadores mayores de 0,1MW en línea con las necesidades del sistema para asegurar su estabilidad.

En el escenario DG 2030 podrían registrarse **corrientes de cortocircuito máximas superiores** a las registradas en la actualidad. Esta situación coincidiría con momentos de muy baja penetración de energías renovables y, por tanto, elevado número de generadores síncronos conectados. La mayor demanda del sistema, junto al incremento de la capacidad de interconexión y el mayor mallado de la red (desarrollo estructural de RdT y por menor necesidad de apertura de líneas por control de tensión), dotan de mayor fortaleza al sistema y, por ende, de mayores corrientes de cortocircuito en situaciones de alta penetración de generadores síncronos. Es necesario **monitorizar** estos **valores** junto con las **capacidades** de diseño **de la aparamenta** de la RdT.

La **inyección de corriente rápida** de falta **de los MPE** (retardada) provocará que la **corriente de cortocircuito** que debe **cortar los interruptores** en el momento del despeje del defecto (apertura del interruptor) sea **superior** a la calculada en el **instante inicial de la perturbación**. De acuerdo a los estudios realizados en determinados nudos esta diferencia podría ser de más de 11kA en algunas subestaciones. Es imprescindible tener esto **en consideración** tanto en las **metodologías** de evaluación de corrientes de cortocircuito como en el propio **diseño de la aparamenta**.

El **“must run” síncrono** y el **mallado** (menor apertura de líneas por control de tensión) y desarrollo previsto de la RdT **acotan los valores mínimos de corriente de cortocircuito** previstos en el escenario DG2030 a valores no inferiores a los mínimos ya registrados a día de hoy en el sistema.

Criterio de otorgamiento de acceso actual no garantiza un SCR mínimo. Es clave conocer cuáles son las capacidades reales de correcto funcionamiento de la generación conectada a través de E.P. existente en relación con la potencia de cortocircuito del nudo de conexión.

Resumen y conclusiones

- La integración segura de una cantidad importante de generación renovable en el sistema eléctrico español es deseable y aporta muchos beneficios
- Las tecnologías eólica y solar termoelectrica tienen un gran potencial desde el punto de vista de la operación y como energía en régimen especial presenta ventajas para el operador del sistema
- La coordinación entre REE, Ministerio, CCCAA y agentes es esencial para conseguir un adecuado desarrollo de la red de transporte y una óptima integración de las energías renovables en la misma
- Requiere esfuerzos por parte de todos:
 - Administraciones públicas ⇒ adaptación de la normativa **para integrar los nuevos retos con el fin de conseguir una** operación segura **y asegurar una** estabilidad normativa.
 - Operador del Sistema (REE) ⇒ adaptación a la operación **con gran integración de RE: CECRE.**
 - Promotores ⇒ **diseño de las tecnologías con un doble objetivo:** gestionabilidad **que sea posible de la generación (almacenamiento) e** integración segura **en el sistema (respuesta frente a hueco de tensión).**
- El conocimiento adquirido en la integración eólica debe ser aprovechado para establecer la legislación y las condiciones técnicas antes de la instalación masiva de generación solar.