

**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

TRANSICIÓN ENERGÉTICA  
**OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA**

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA



17 de diciembre 2018

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

### AGENDA

| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

### AGENDA

| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |





# Escenarios de Transición Energética

## Anteproyecto de ley de cambio climático y transición energética

*Anteproyecto de  
de cambio  
climático y  
transición  
energética*



**20%** Reducción emisiones de gases de efecto invernadero



**35%** penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final



**70%** generación eléctrica a partir de energías de origen renovable

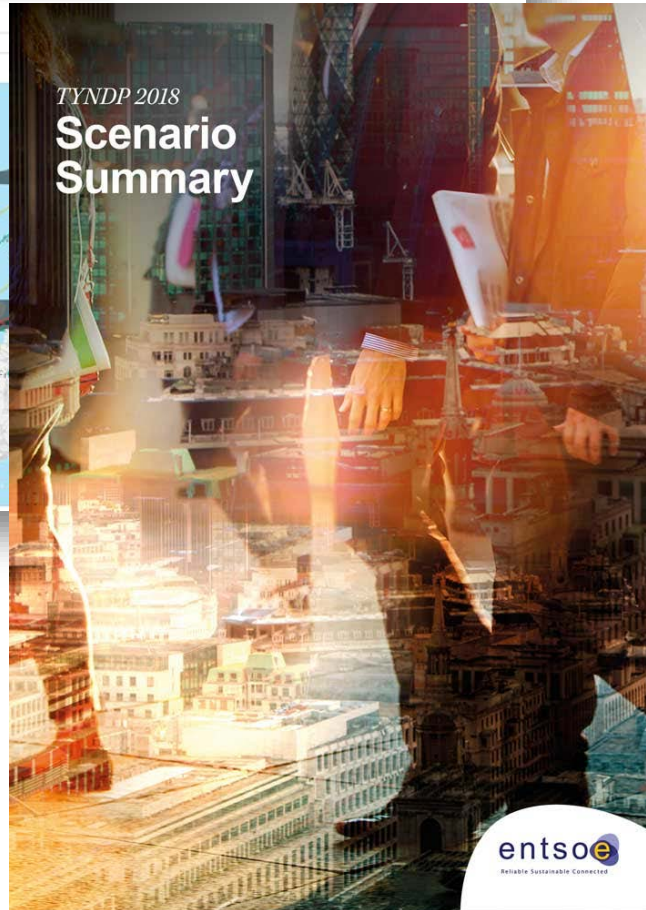
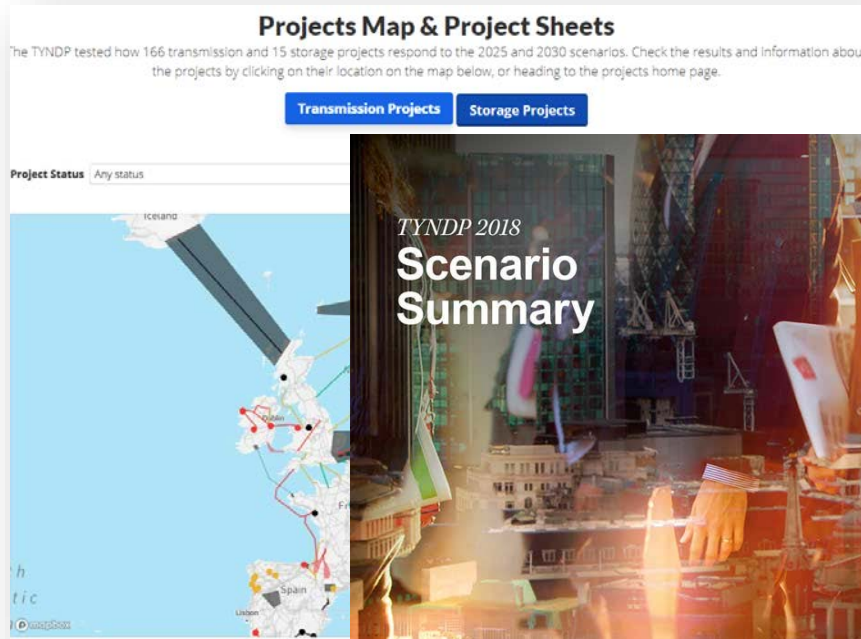


**35%** disminución del consumo de energía primaria

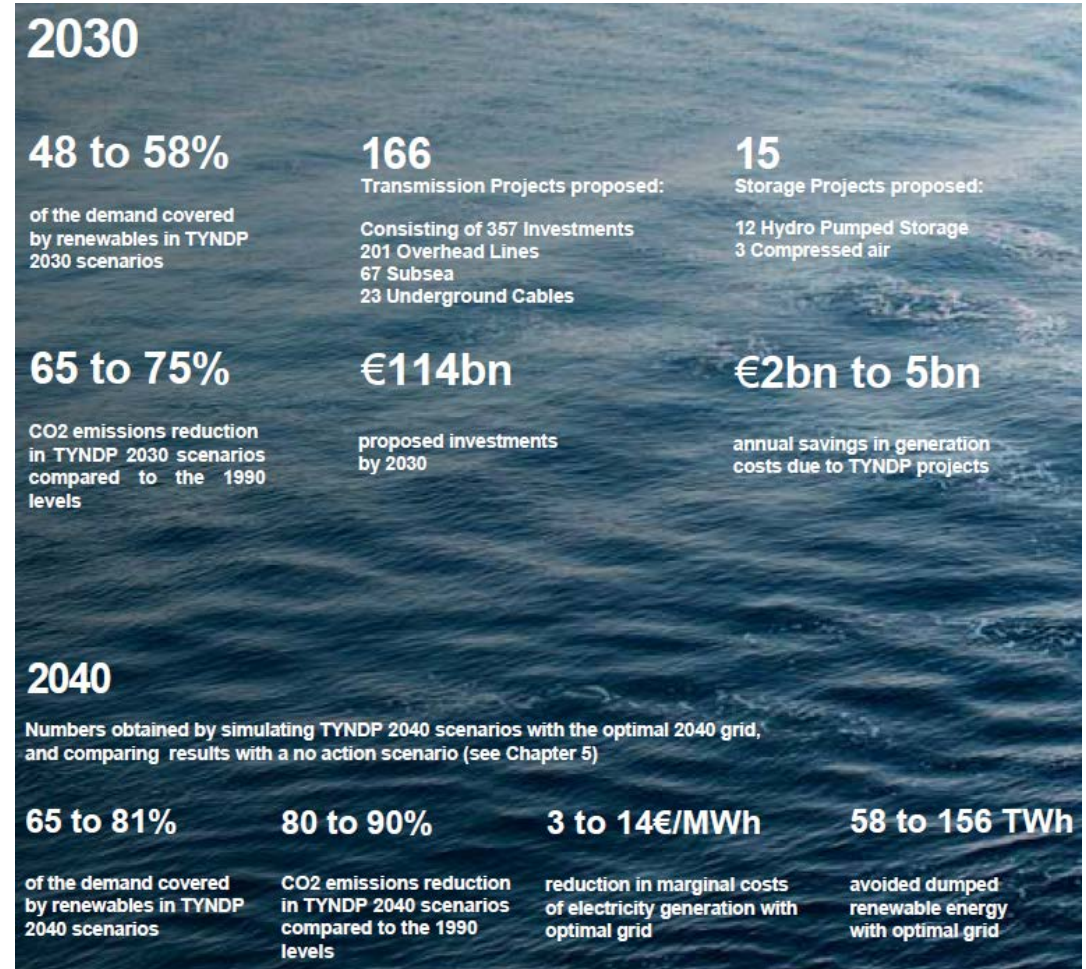


# Escenarios de Transición Energética

## Ten Years Network Development Plan (TYNDP 2018)



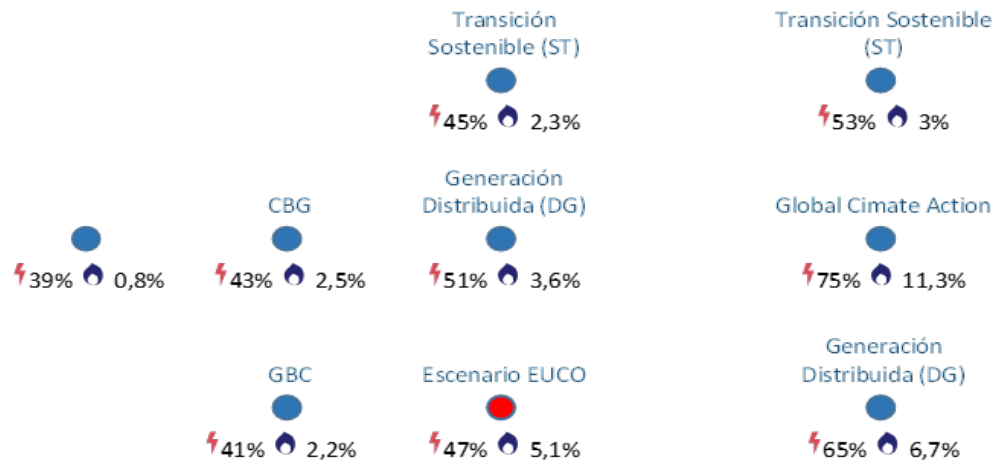
<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>





# Planificación europea TYNDP2018

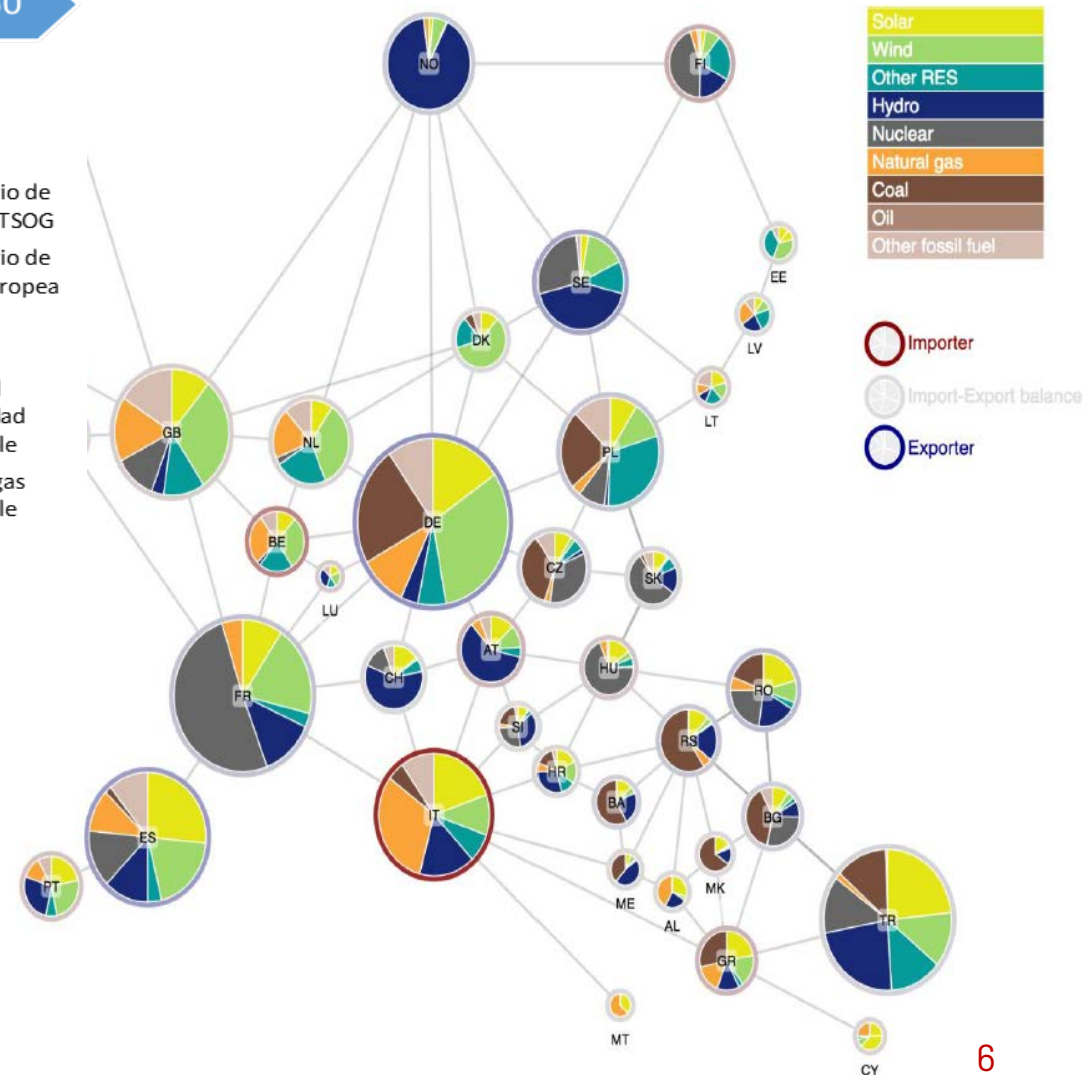
[https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf)



| Generación instalada | 2030 ST | 2030 DG | 2030EUCO |
|----------------------|---------|---------|----------|
| Solar [GW]           | 253     | 478     | 247      |
| Wind [GW]            | 323     | 323     | 316      |
| Total                | 576     | 801     | 563      |

Escenario de ENTSOE/ENTSOG  
 Escenario de Comisión Europea

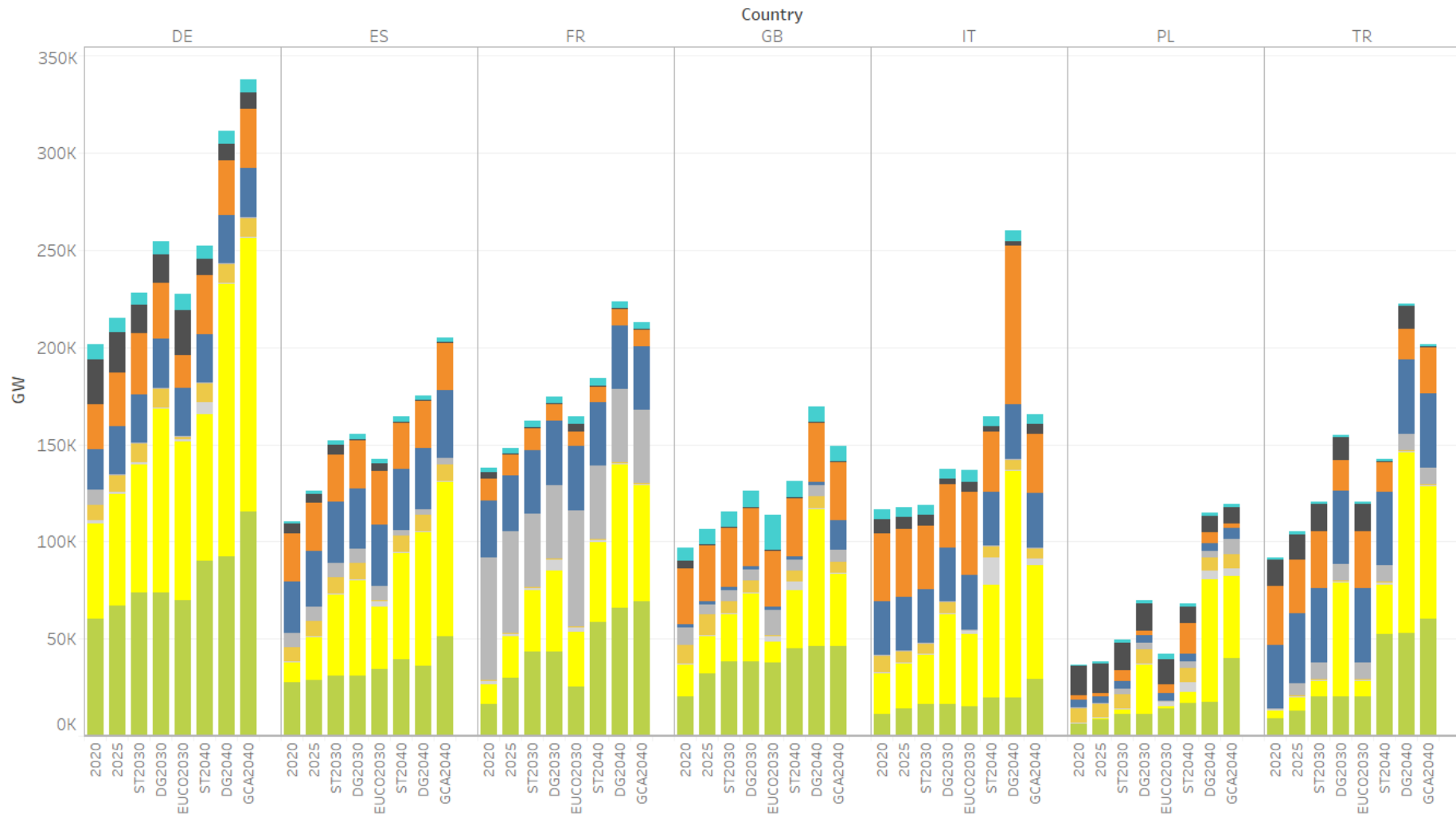
Total electricidad renovable  
 Total gas renovable





# Escenarios Transición Energética

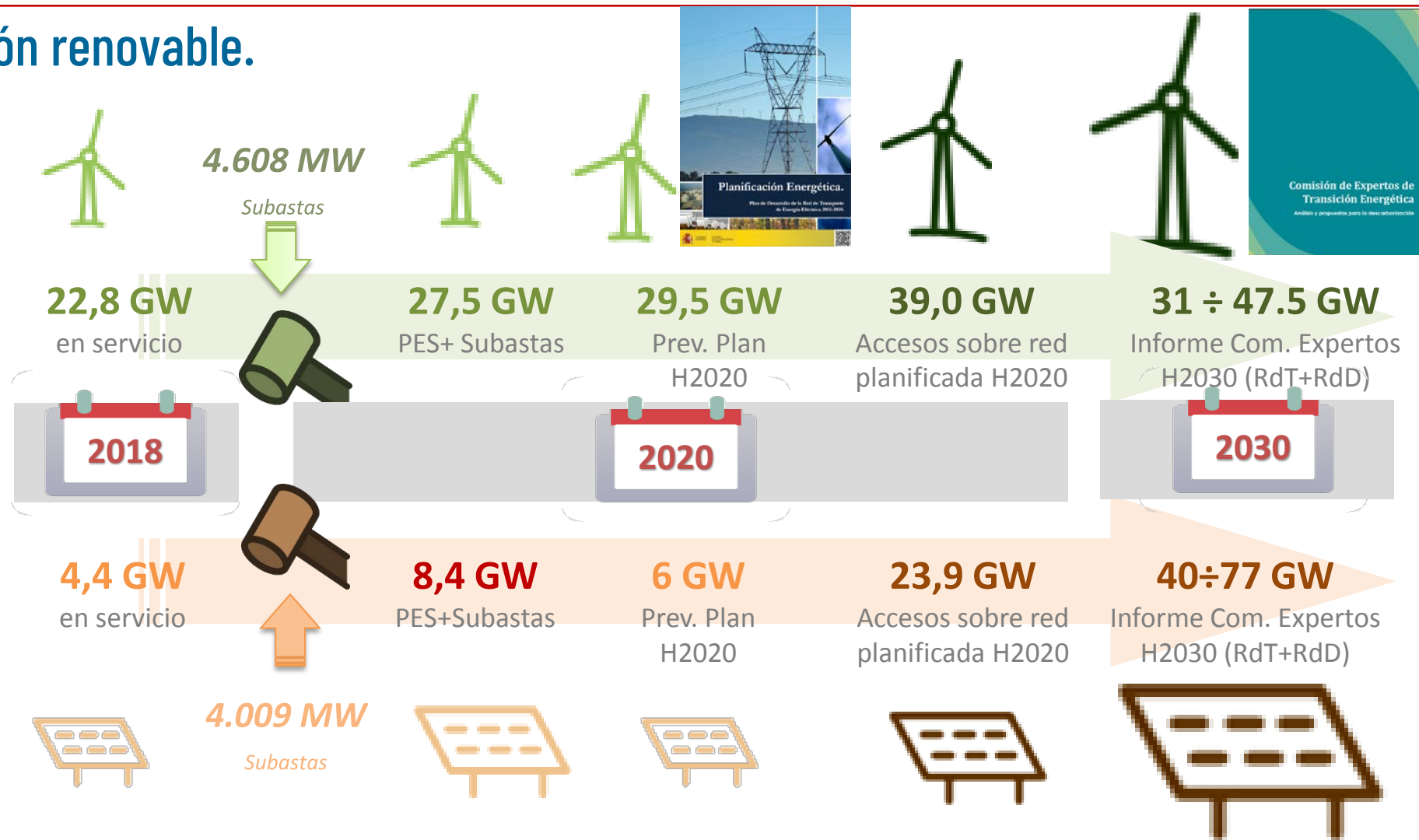
## Capacidad instalada por países escenarios TYNDP2018





# Escenarios de Transición Energética.

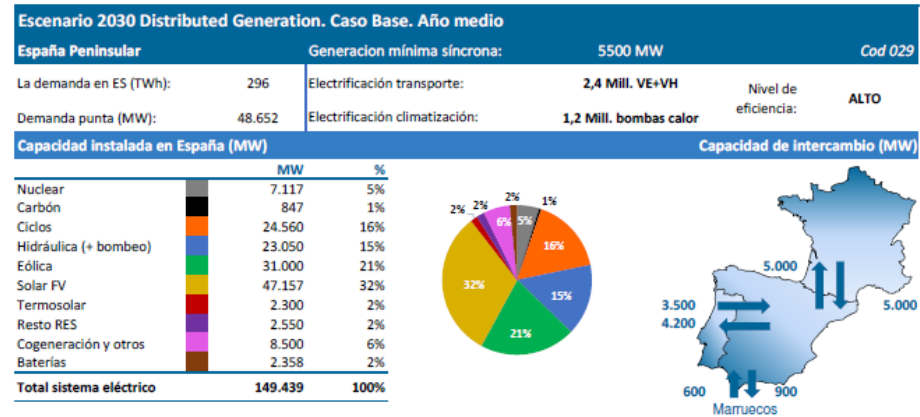
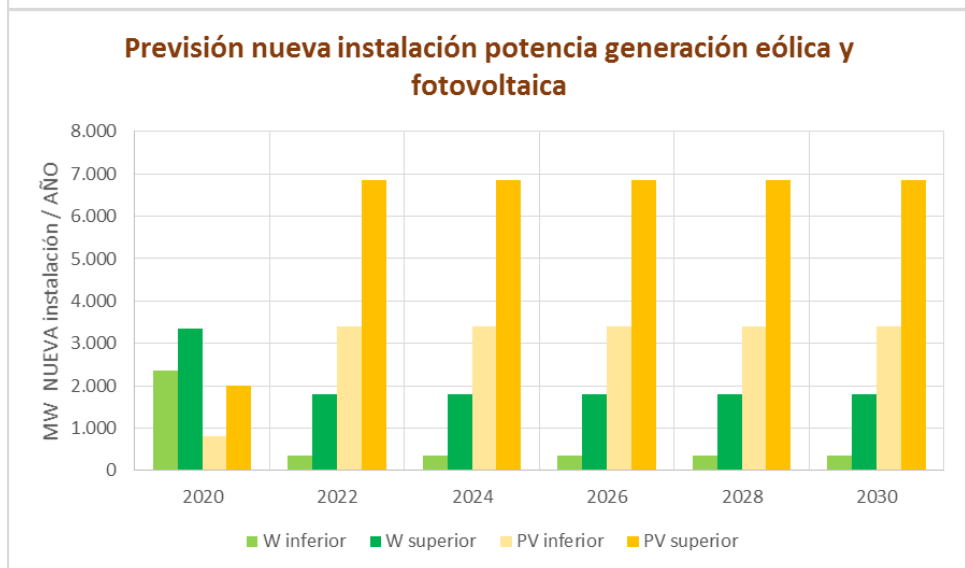
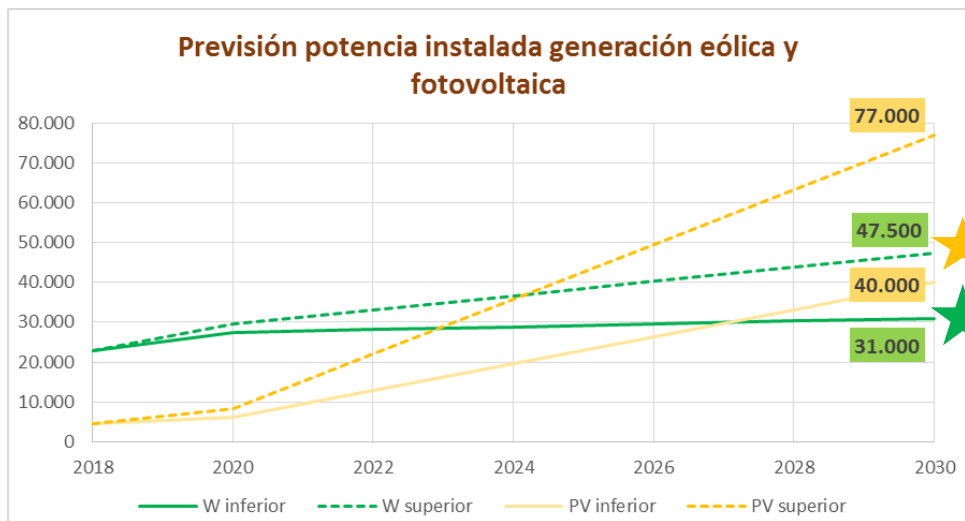
## Generación renovable.







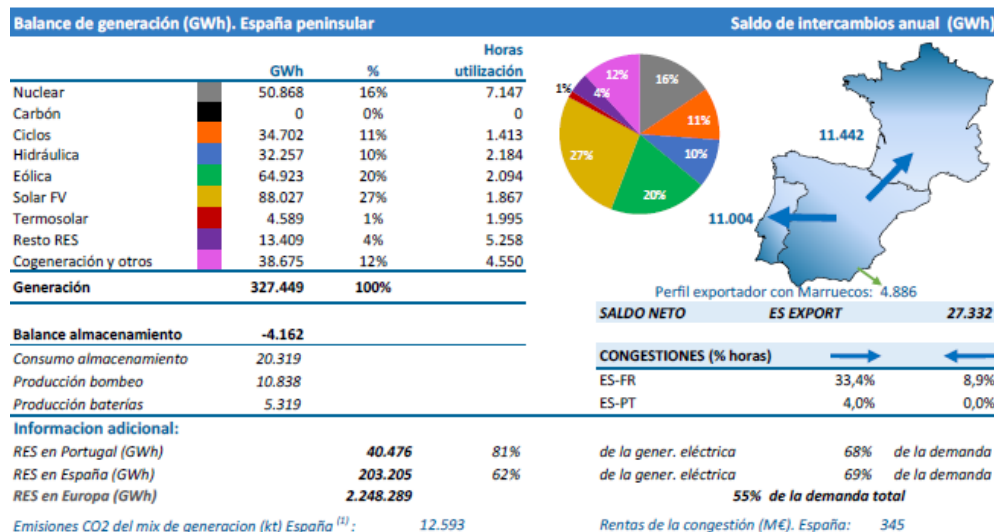
# Escenarios Transición Energética. Del presente al ... 2030



### Información adicional:

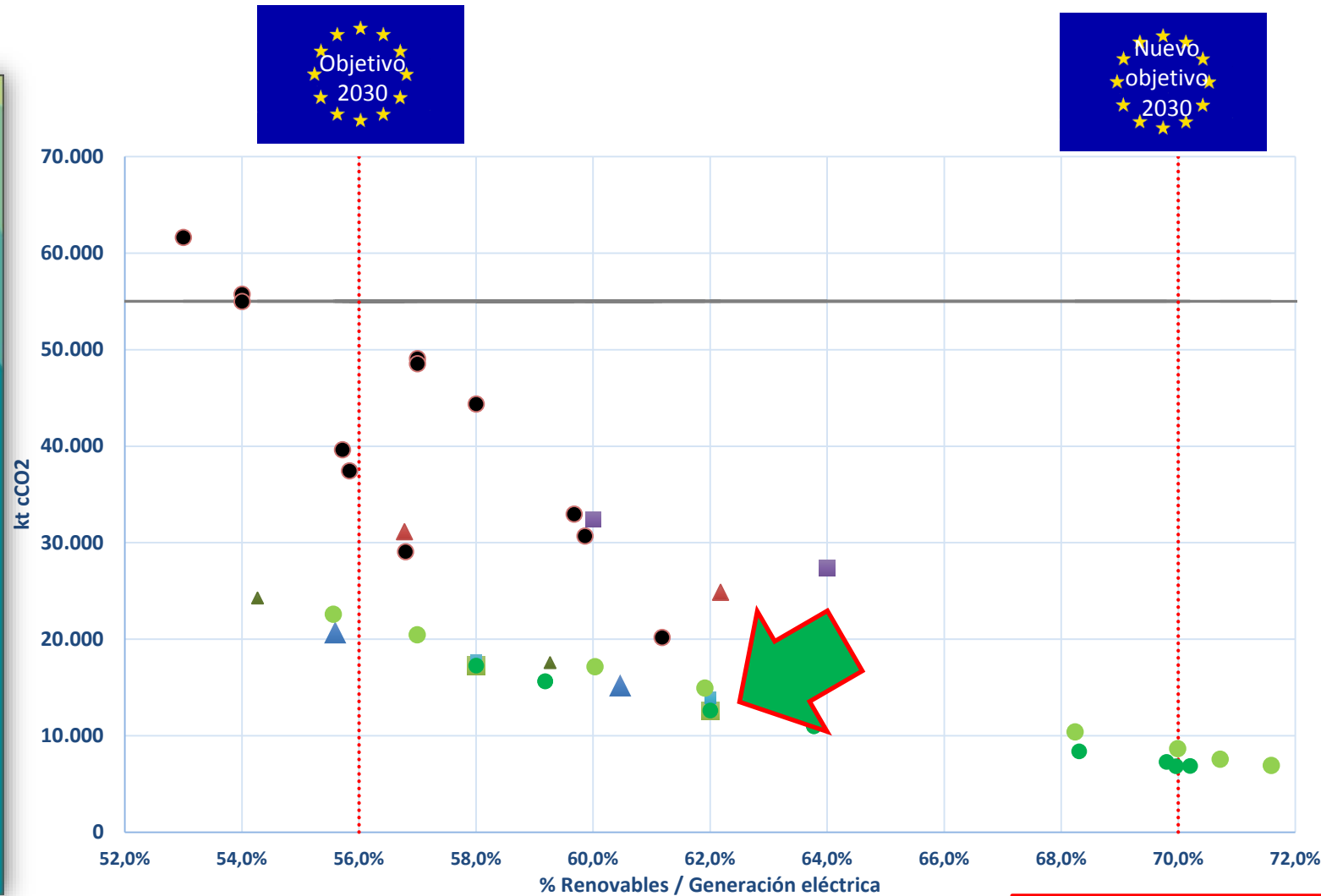
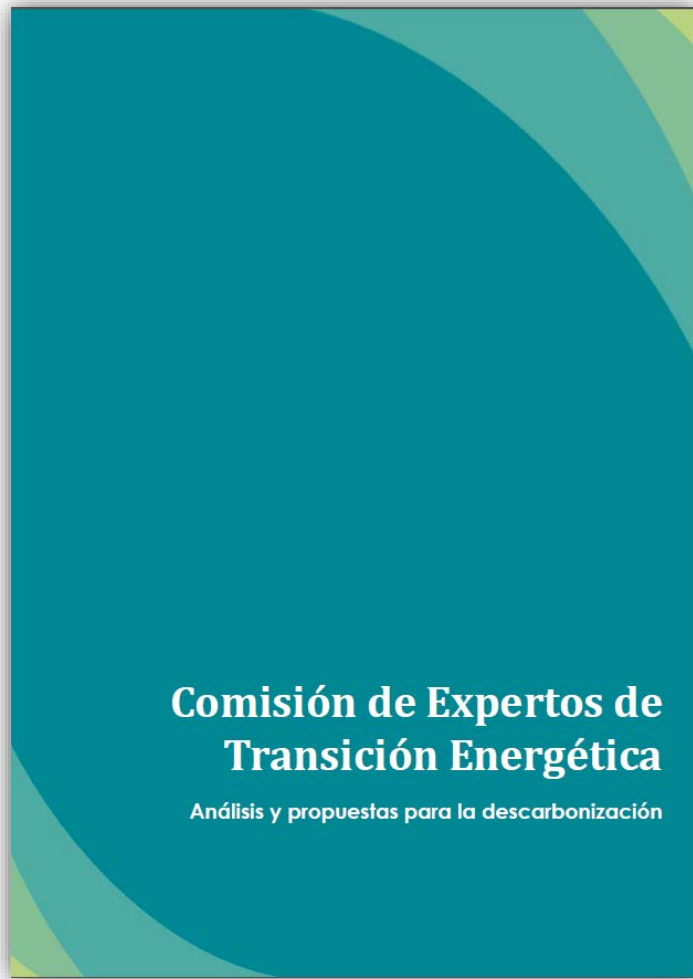
|   |         |     |                                 |
|---|---------|-----|---------------------------------|
| Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear) | 113.174 | 76% | del total del sistema eléctrico |
| RES en España peninsular (MW)   | 106.057 | 71% | del total del sistema eléctrico |
| RES en Portugal (MW)  | 22.239  | 81% | del total del sistema eléctrico |
| RES en Europa (%)   | 71%     |     |                                 |

Gen. térmica sincrónica mínima (MW): 5.500





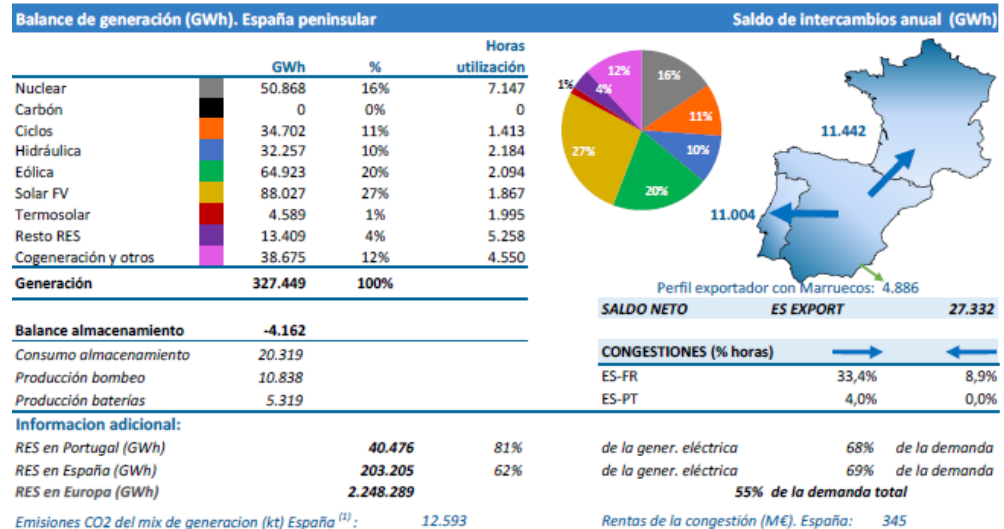
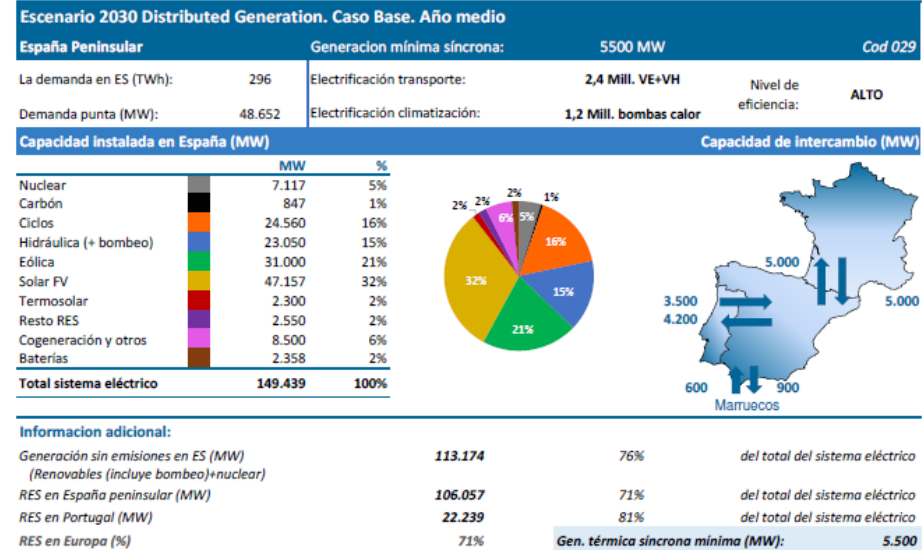
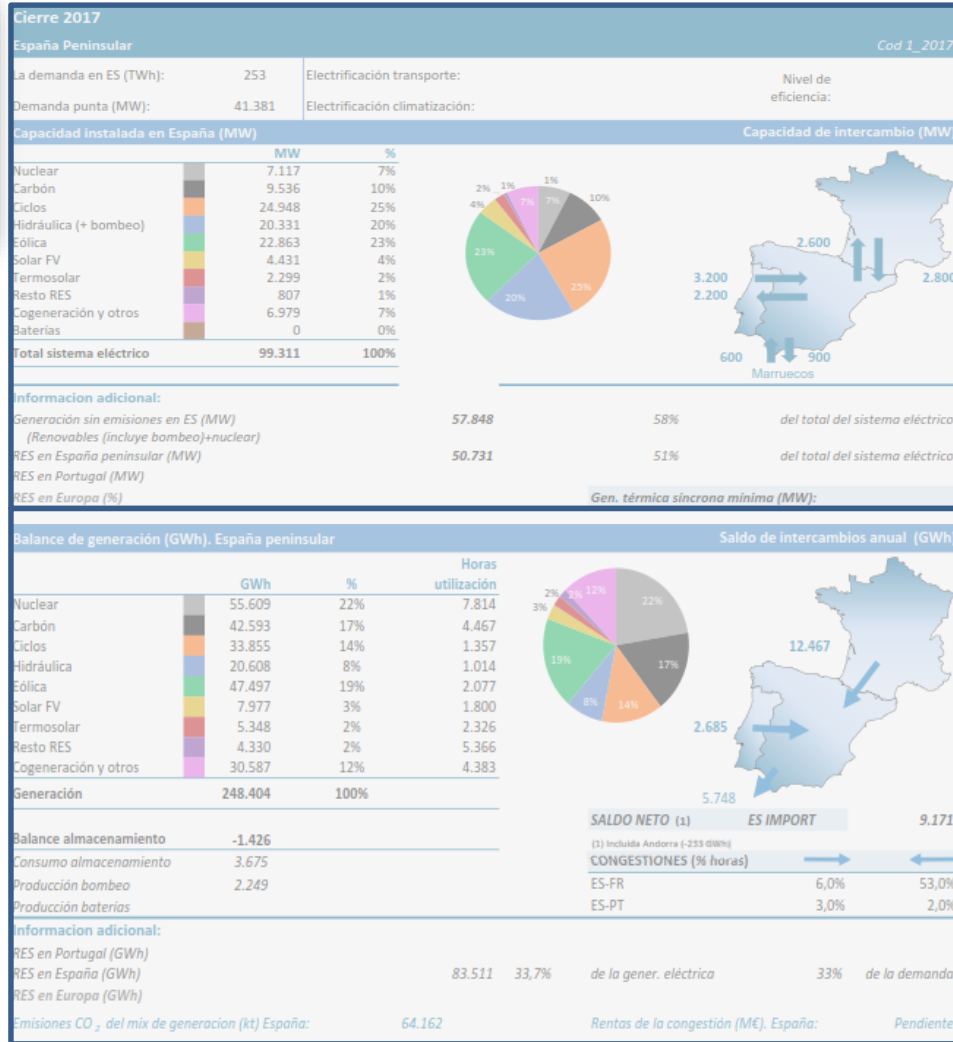
# Escenarios de transición energética



Acuerdo junio 2018 del Consejo, Parlamento y Comisión UE



# Escenarios Transición Energética. Del presente al ... DG 2030





# Objetivo y alcance del estudio. Escenario de referencia

## Escenario DG 2030

|   |                       |
|---|-----------------------|
| <b>Demanda (TWh)</b>                      | <b>296</b>            |
| <b>Demanda punta (MW)</b>                 | <b>48.652</b>         |
| <b>Grado de electrificación</b>           |                       |
| Transporte                                | 2,4 Mill VE           |
| Climatización (bombas calor)              | 1,2 Mill Bombas calor |
| <b>Nivel de eficiencia</b>                | <b>ALTA</b>           |
| <b>Capacidad instalada en España (MW)</b> | <b>149.439</b>        |
| Nuclear                                   | 7.117                 |
| Carbón                                    | 847                   |
| Ciclo combinado                           | 24.560                |
| Hidráulica (+bombeo)                      | 23.050                |
| Eólica                                    | 31.000                |
| Solar FV                                  | 47.150                |
| Termosolar                                | 2.300                 |
| Resto RES                                 | 2.550                 |
| Cogeneración y otros                      | 8.500                 |
| Baterías                                  | 2.358                 |
| <b>Precio CO<sub>2</sub> (€/ton)</b>      | <b>50</b>             |
| <b>NTC (MW)</b>                           |                       |
| ES-FR                                     | 5.000                 |
| ES-PT                                     | 4.200/3.500           |

**%RES/GEN**

**62 %**

**%VERTIDOS**

**2,7 %**

**%RES/E FINAL**

**29,7 %**

**EMISIONES CO<sub>2</sub>**

**12.593 kt**



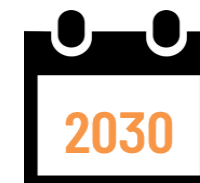
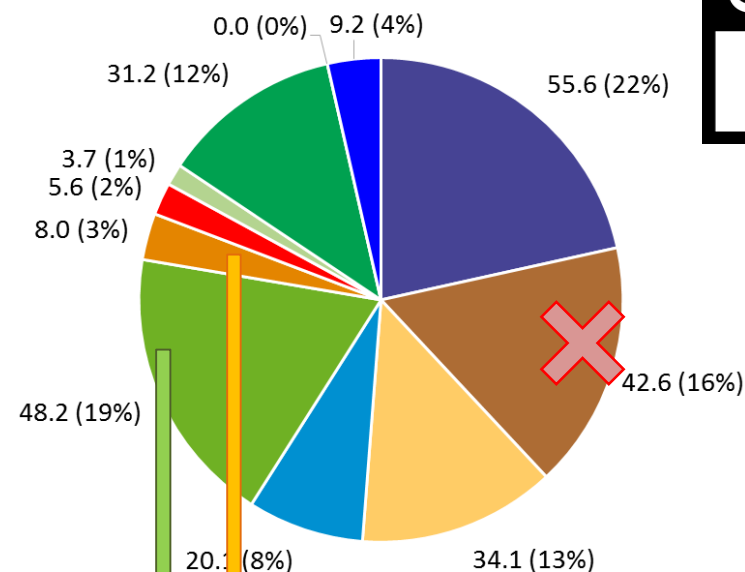
**47 GW**



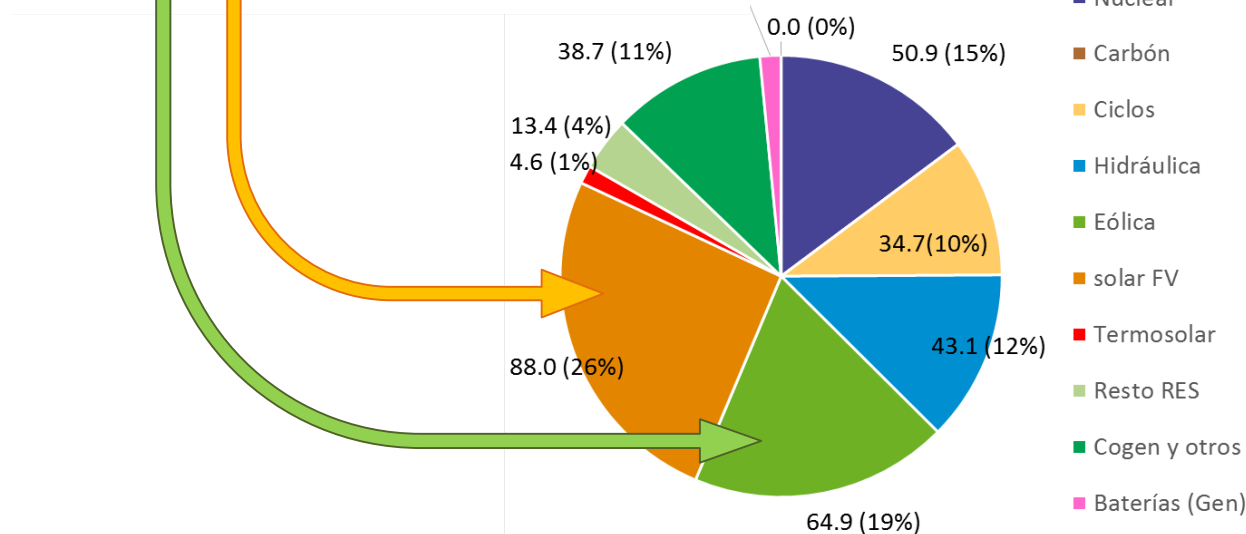
**31 GW**



**2017**



**2030**

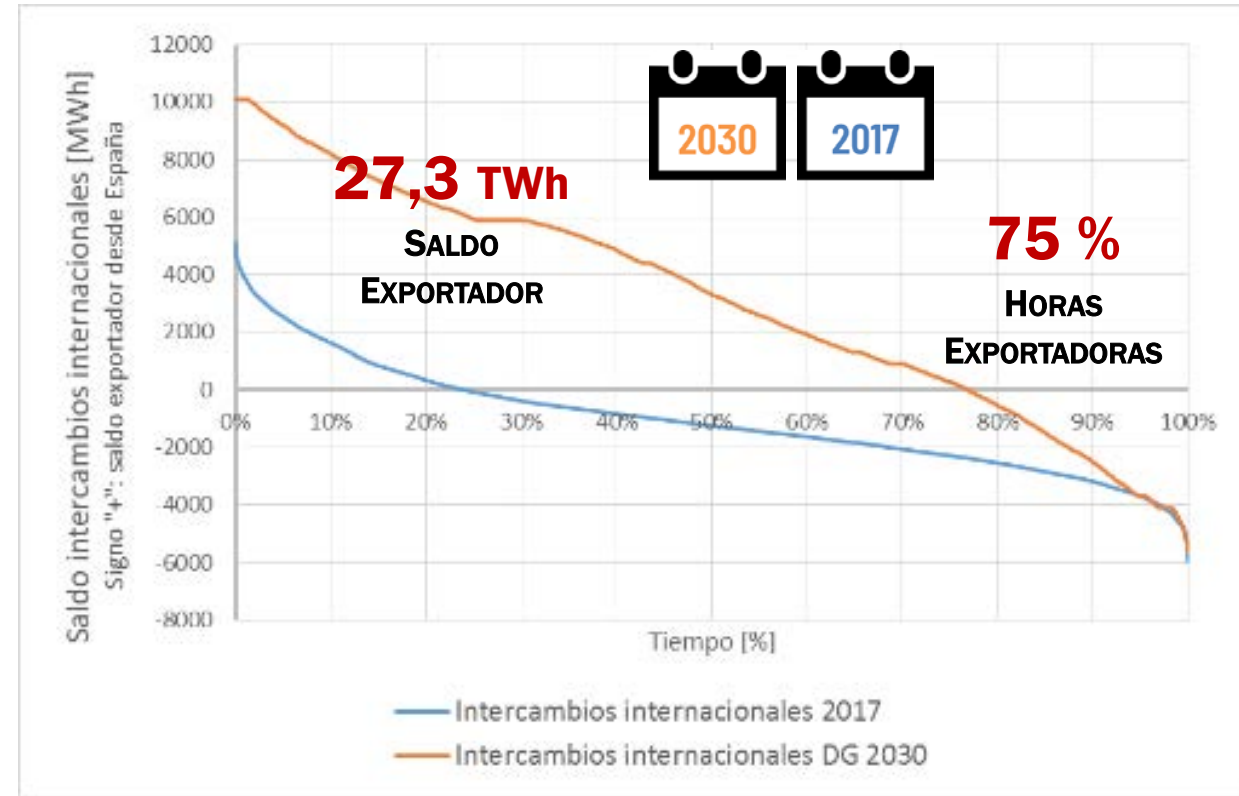
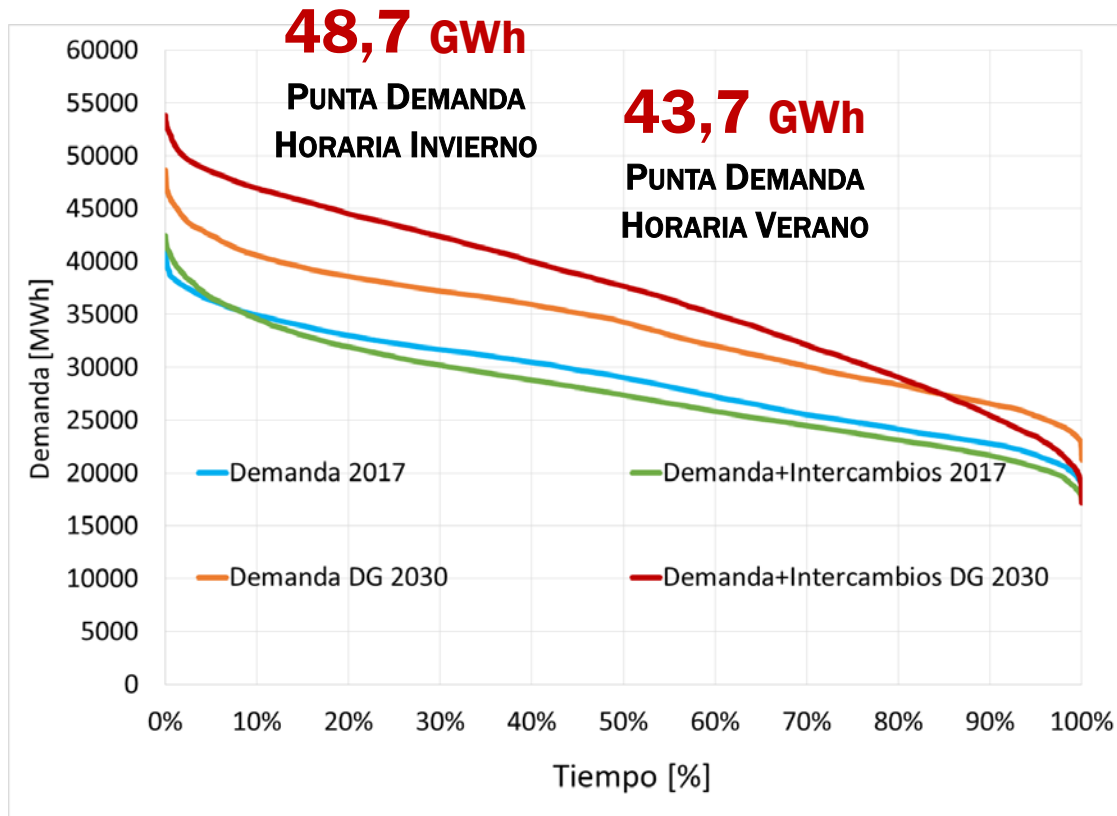




# Objetivo y alcance del estudio. Escenario de referencia

## Monótona de demanda y cobertura

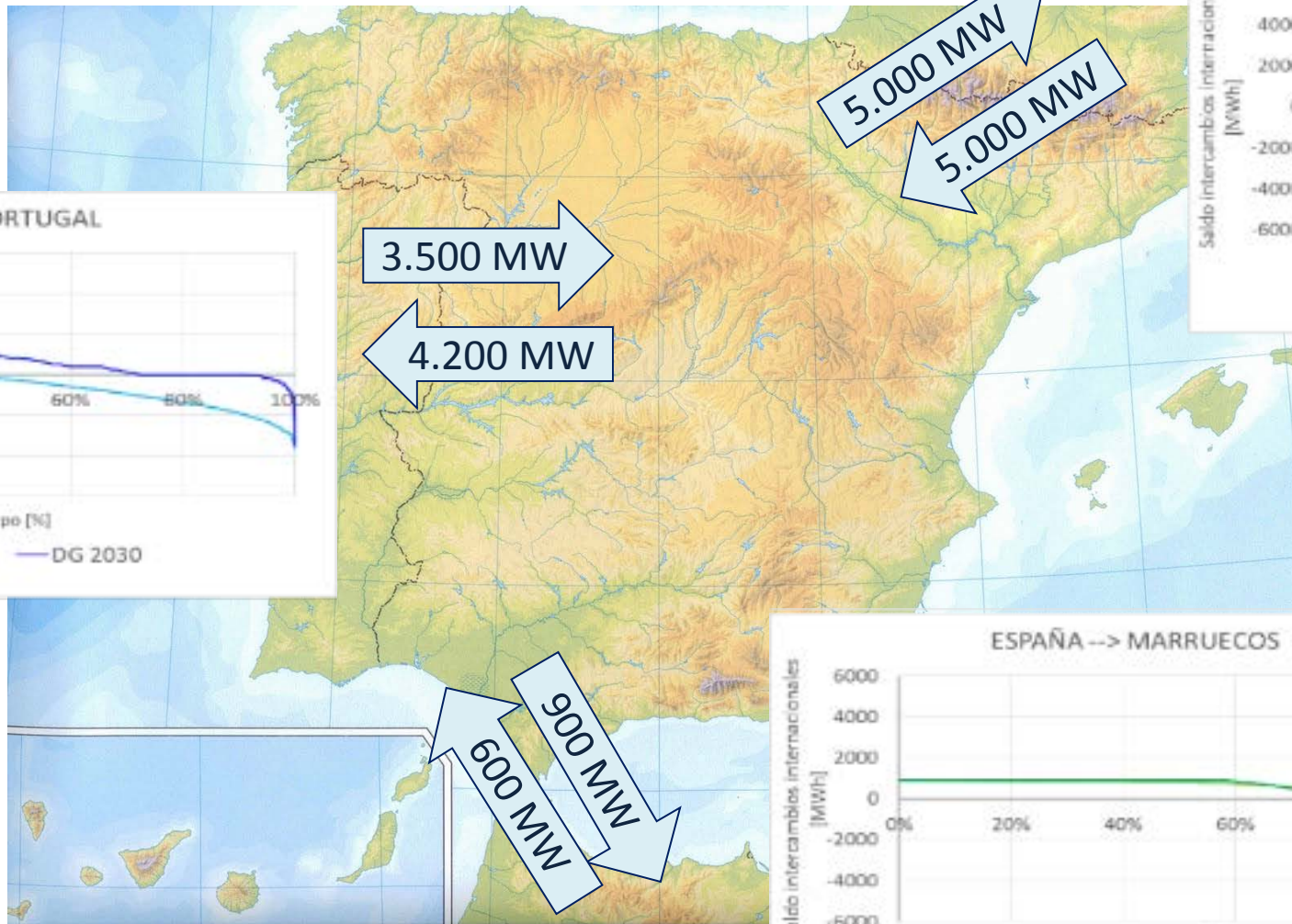
## Carácter exportador del sistema





# Intercambios internacionales del escenario DG 2030

## Capacidad de intercambio y saldo de intercambio



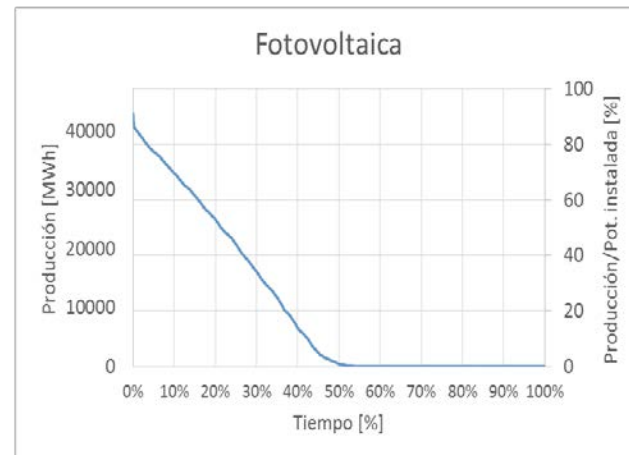
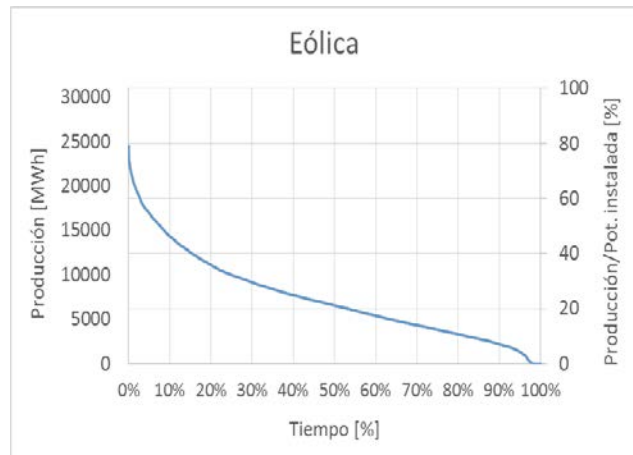
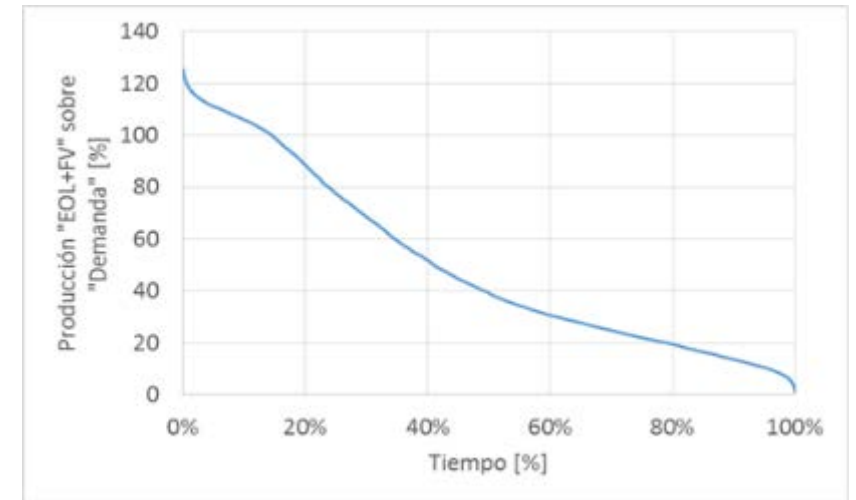


# Generación eólica y FV en el escenario DG 2030

Eólica  Fotovoltaica 

|  |               |               |
|--|---------------|---------------|
| <b>Potencia instalada</b>                              | <b>31 GW</b>  | <b>47 GW</b>  |
| <b>Participación máxima sobre cobertura de demanda</b> | <b>85 %</b>   | <b>125 %</b>  |
| <b>Producción máxima horaria</b>                       | <b>25 GWh</b> | <b>43 GWh</b> |

## Participación de eólica y FV en cobertura de demanda



## 20 % - 80 %

Durante el 20% de las horas más del 80% de la demanda nativa se cubre con eólica y fotovoltaica.

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

### AGENDA

| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |









# 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:



Influencia de la **variabilidad** del recurso renovable.



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.

## Impacto en la operación del sistema



• **Balance y Flexibilidad**



• **Estabilidad de Frecuencia**



• **Estabilidad Transitoria**



• **Corriente de Cortocircuito**

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

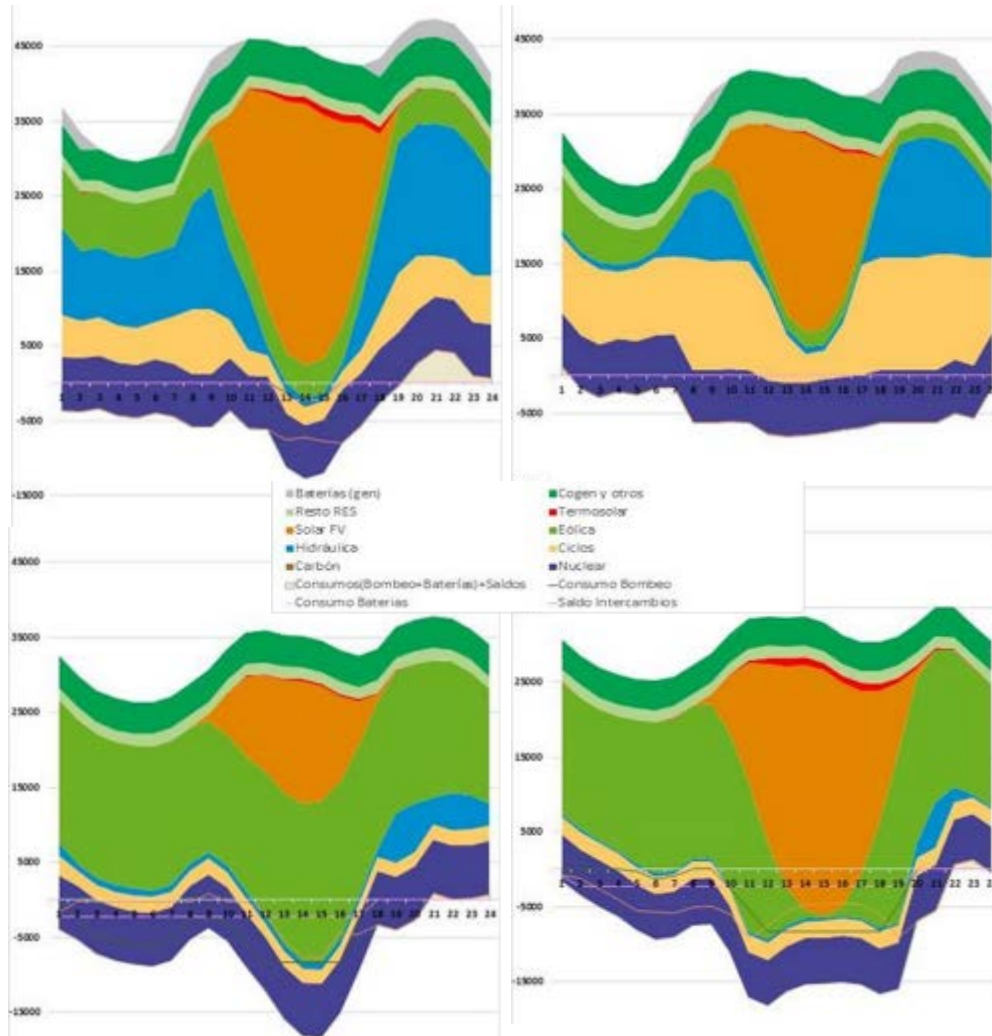
### AGENDA

| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |

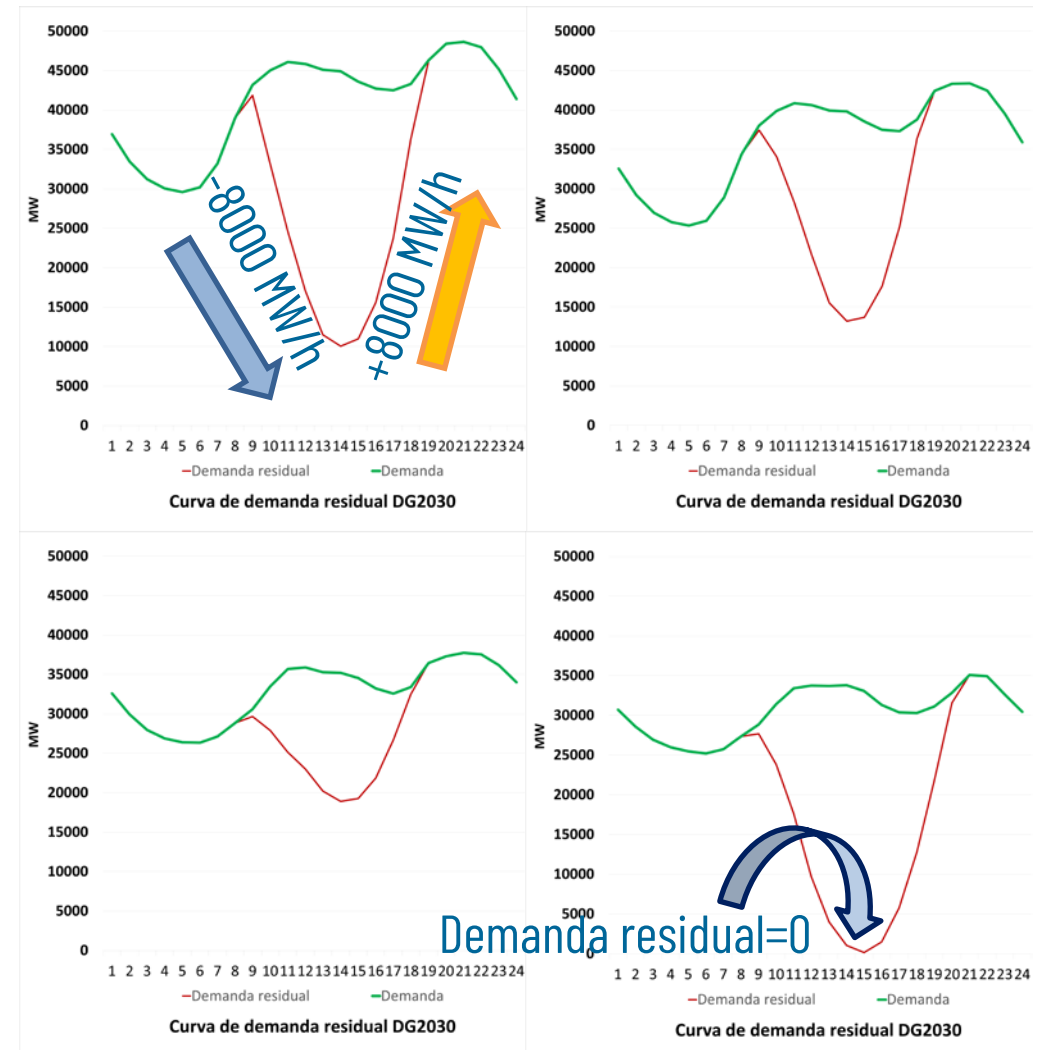


# Balances diarios de potencia en el escenario DG 2030

## Balance diario: curvas típicas

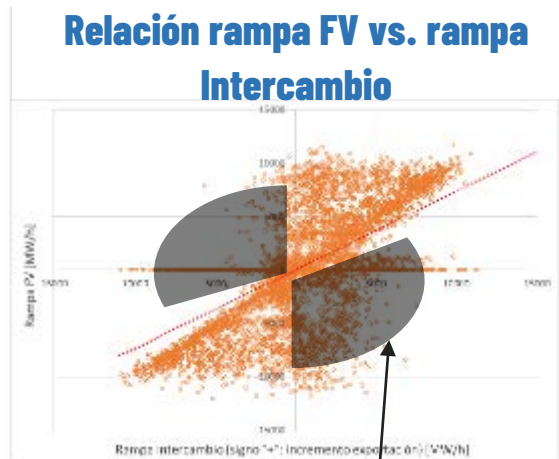
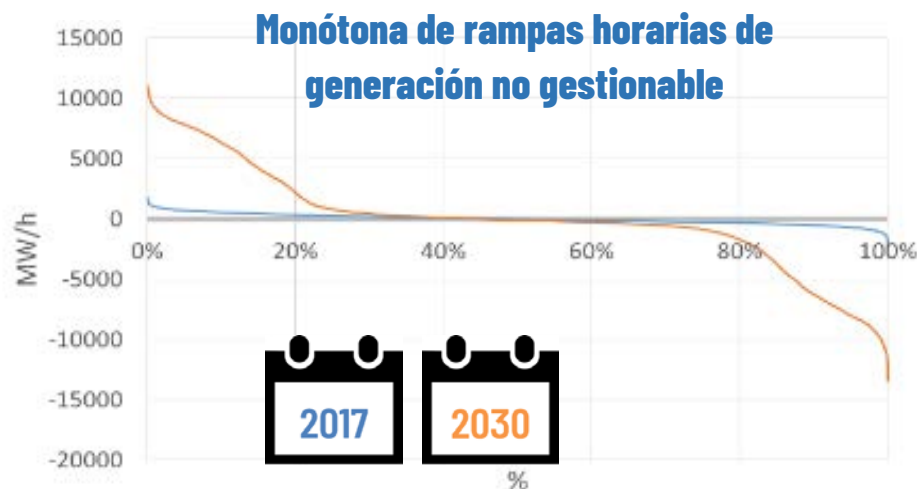


## Demanda residual: Curva del pato

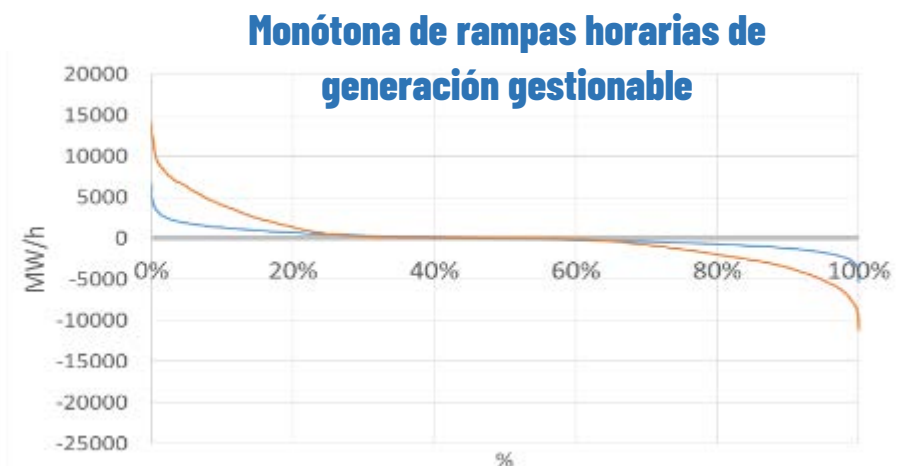


# Flexibilidad: Análisis de rampas

## Rampas horarias



Comportamiento no alineado con mitigación 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 es tan sólo del 0,1% en 2017, mientras que en el escenario DG 2030 aumenta hasta el 13%.

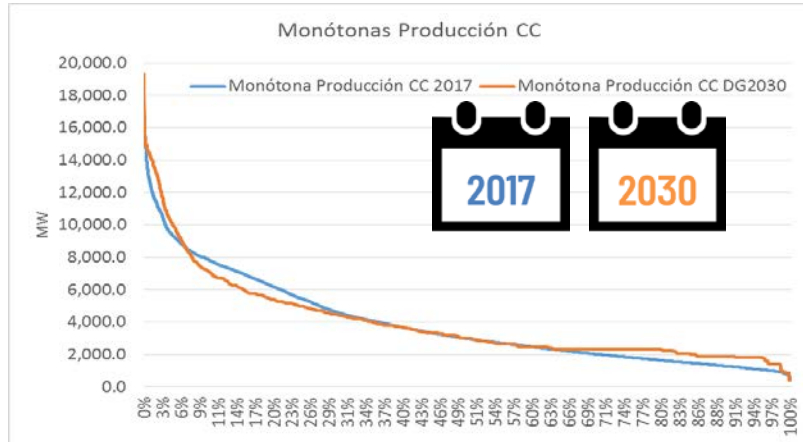
**14.000 MW/h**

**RAMPAS HORARIAS EXTREMAS DE GENERACIÓN GESTIONABLE**

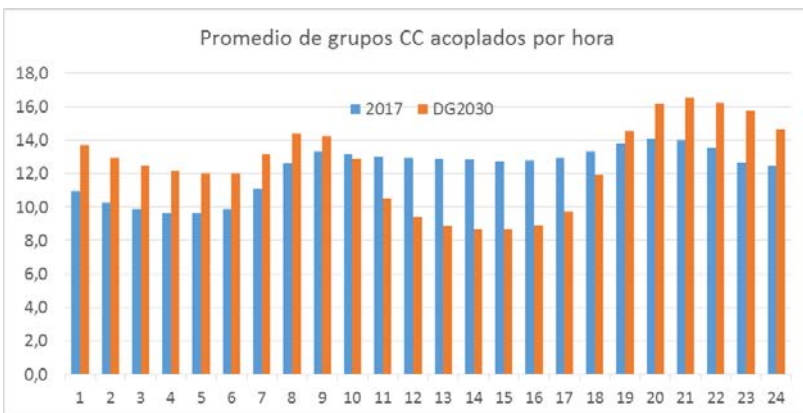
# Flexibilidad: Ciclos combinados

## Acoplamiento/desacoplamiento

### Monótona de producción horaria CC



### Promedio horario de grupos acoplados



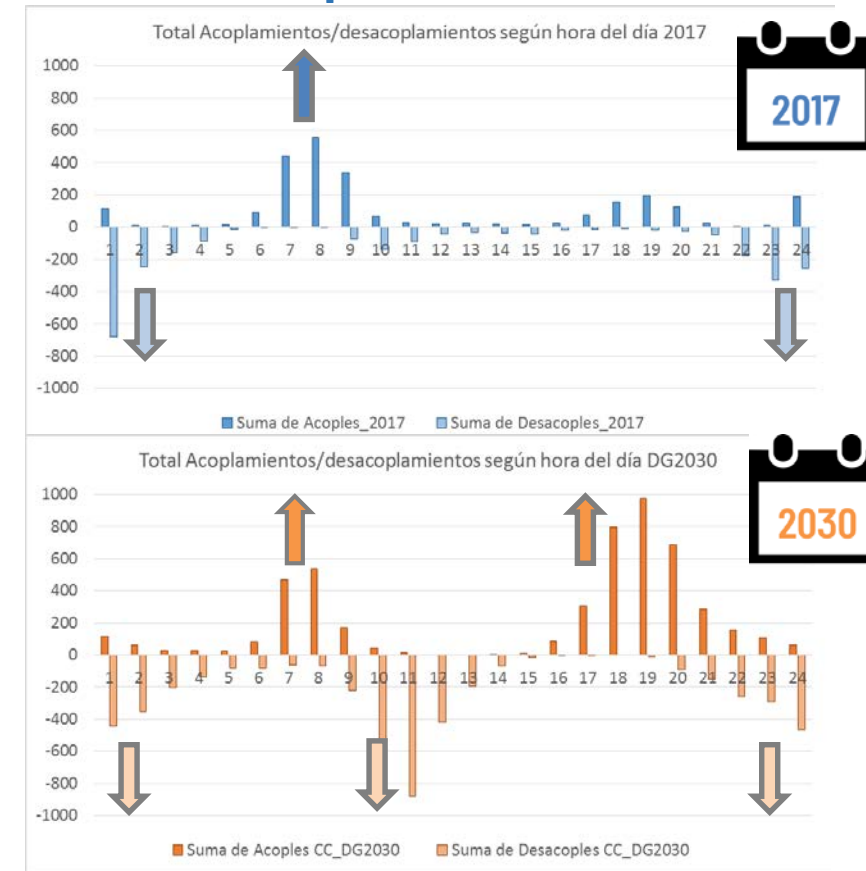
1.412 h

HORAS EQUIVALENTES ANUALES DE FUNCIONAMIENTO  
Valores muy similares a los de 2017 (1.387 horas), pero "producidas" de manera muy diferente



Tiempos de acoplamiento y velocidades de subida de carga típicos para CC existentes

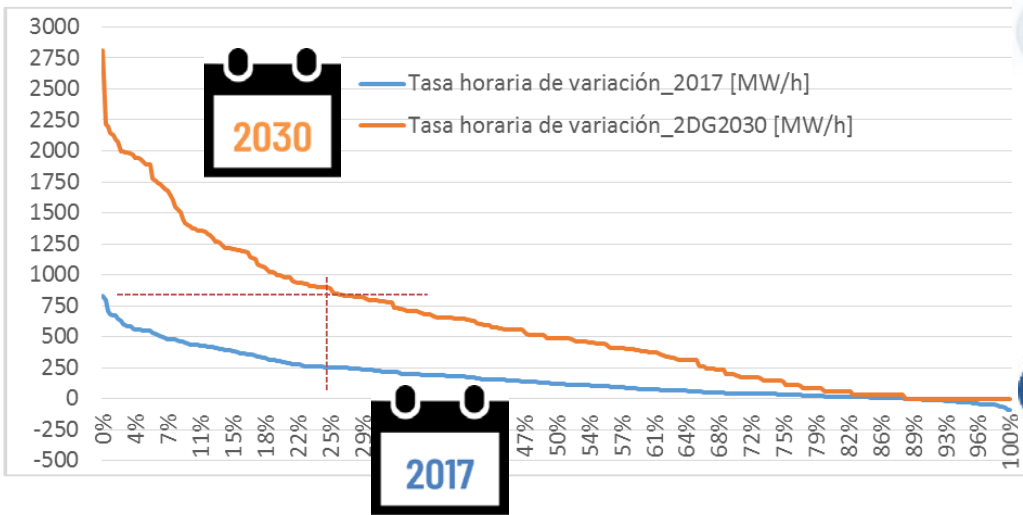
### Acumulado de acoplamiento y desacoplamiento horarios



# Flexibilidad: Ciclos combinados

## Tasa de variación horaria

Tasa media de variación de producción horaria entre horas de mínimo y máximo número de grupos acoplados



750 MW

Valor máximo de la tasa media de variación de producción horaria en 2017

~25%

Es el tiempo que se registran en el DG 2030 valores de tasa media de variación horaria de producción de 750 MW

## Conclusiones



El principal **elemento disruptivo** en las necesidades de flexibilidad de los escenarios 2030, es la potencia **fotovoltaica** instalada prevista (47 GW en el escenario DG2030 estudiado).



Se **duplican** las necesidades de **acoplamiento/desacoplamiento** de ciclos combinados para acomodar la producción FV en las horas centrales del día. A la necesidad actual de acoplamiento/desacoplamiento de grupos por necesidades de demanda (punta/valle), se yuxtapone la necesidad de acoplamientos/desacoplamientos en las horas centrales del día asociadas a la producción FV.



Se **acortan los tiempos** de la necesidad de variación de la producción de los ciclos combinados. Subidas y bajadas asociadas a los cambios de demanda (valle/punta), y a la entrada/salida de la FV que sucede entre el valle nocturno de demanda y la punta de tarde de demanda.



Las actuales **capacidades** de flexibilidad de los ciclos son a priori **suficientes** para cubrir las necesidades. Dotar a los ciclos combinados de las capacidades para poder disminuir su **mínimo técnico** significaría una mejora en las capacidades de flexibilidad que dicha generación proporciona al sistema. No obstante, es imprescindible hacer una adecuada gestión y operación del sistema para asegurar las suficientes reservas a subir y a bajar para hacer frente a las variaciones de carga requeridas.



**Régimen de funcionamiento más exigente** para los ciclos combinados que pudiera impactar en su fiabilidad e incrementar la tasa de **fallos** y necesidades de **mantenimiento**.



Dotar de **mayor flexibilidad** al sistema, a través del almacenamiento, los intercambios internacionales y la gestión de la demanda, permitiría reducir los regímenes exigentes de funcionamiento de los ciclos, y dotar de mayor fiabilidad a la operación del sistema.

# Almacenamiento e interconexiones como herramientas de flexibilidad

## Hidráulica y Bombeo

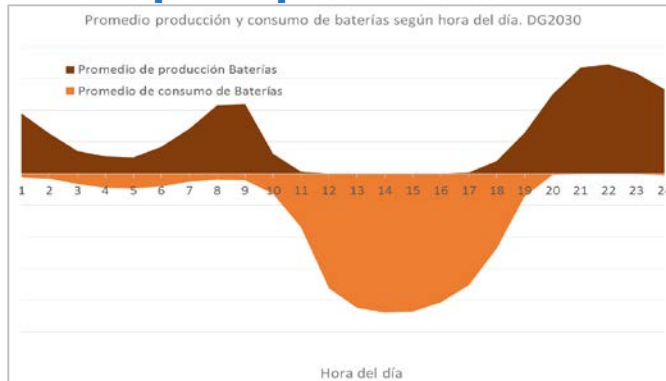
### Perfil típico de producción/consumo



POTENCIA INSTALADA DE BOMBEO  
EN DG 2030  
**~8.000 MW**  
(~2.000 MW adicionales a 2018)

## Baterías

### Perfil típico de producción/consumo

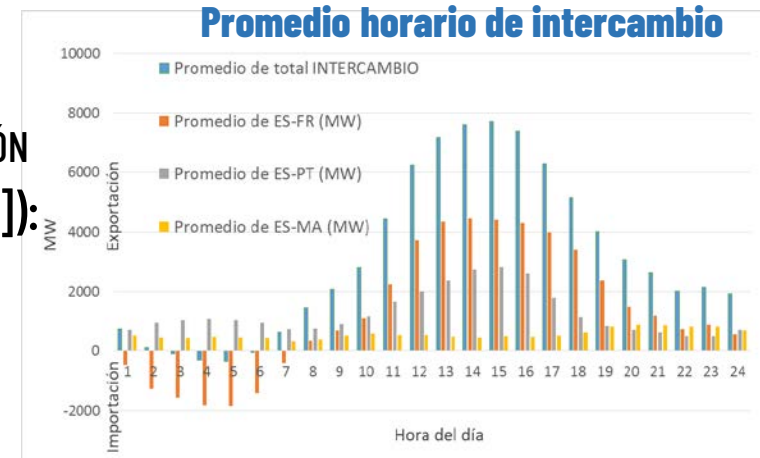


POTENCIA INSTALADA DE BATERÍAS  
EN DG 2030  
**2.300 MW**  
(5% de la potencia FV instalada)

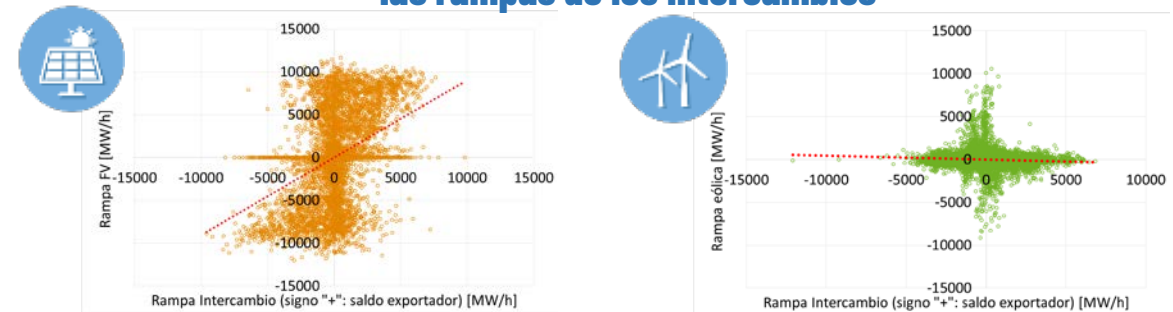
## Interconexiones

### CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN CONSIDERADA (EXP/IMP [MW]):

**ES-FR 5.000/5000**  
**ES-PT 4.200/3.500**  
**ES-MA 900/600**



### Relación entre las rampas horarias de eólica y FV y las rampas de los intercambios



Correlación positiva entre el intercambio y la FV. Las rampas de FV son compensadas en parte con el saldo de intercambio en las interconexiones. Variaciones horarias de la eólica mucho más suaves y con menos repercusión en intercambio.

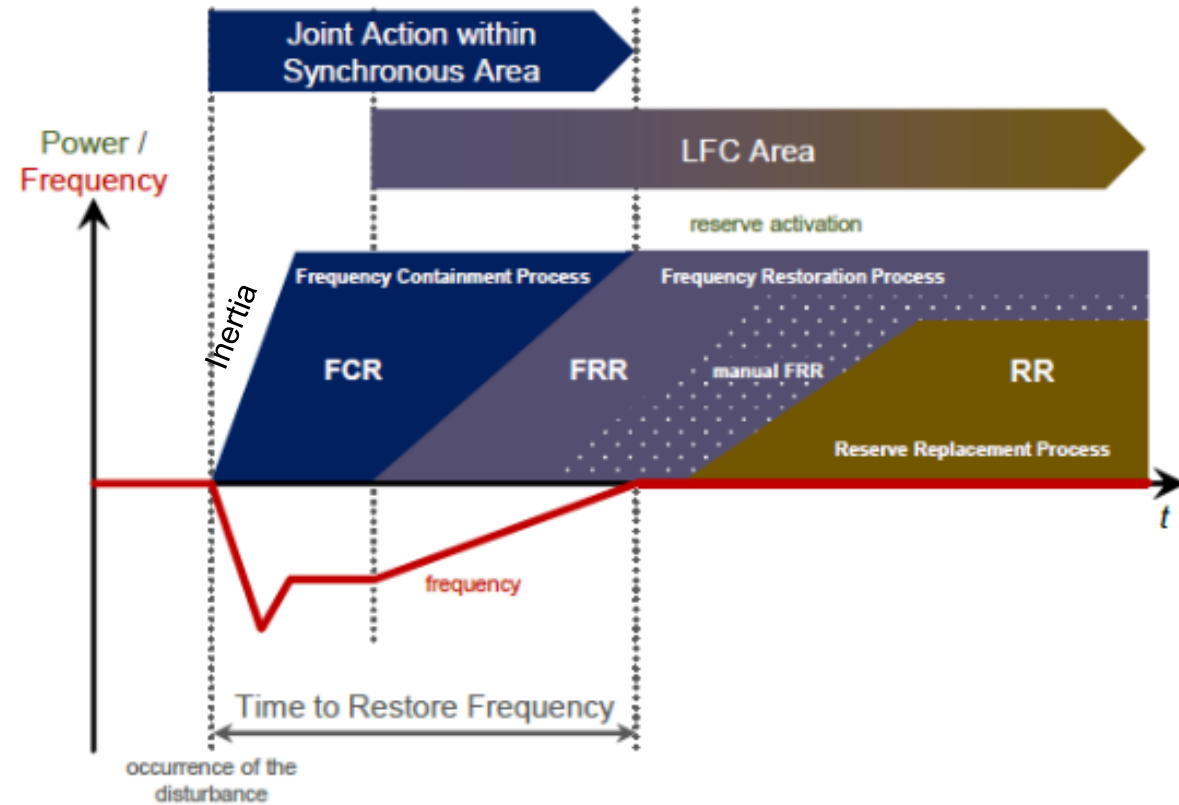
Almacenamiento e interconexiones internacionales son elementos que proporcionan flexibilidad al sistema y mejoran la eficiencia de la integración de renovables, adaptando su operación a las necesidades que, por balance o por reservas, presenta el sistema.



# Dimensionamiento de las reservas

## Impacto en la operación del sistema

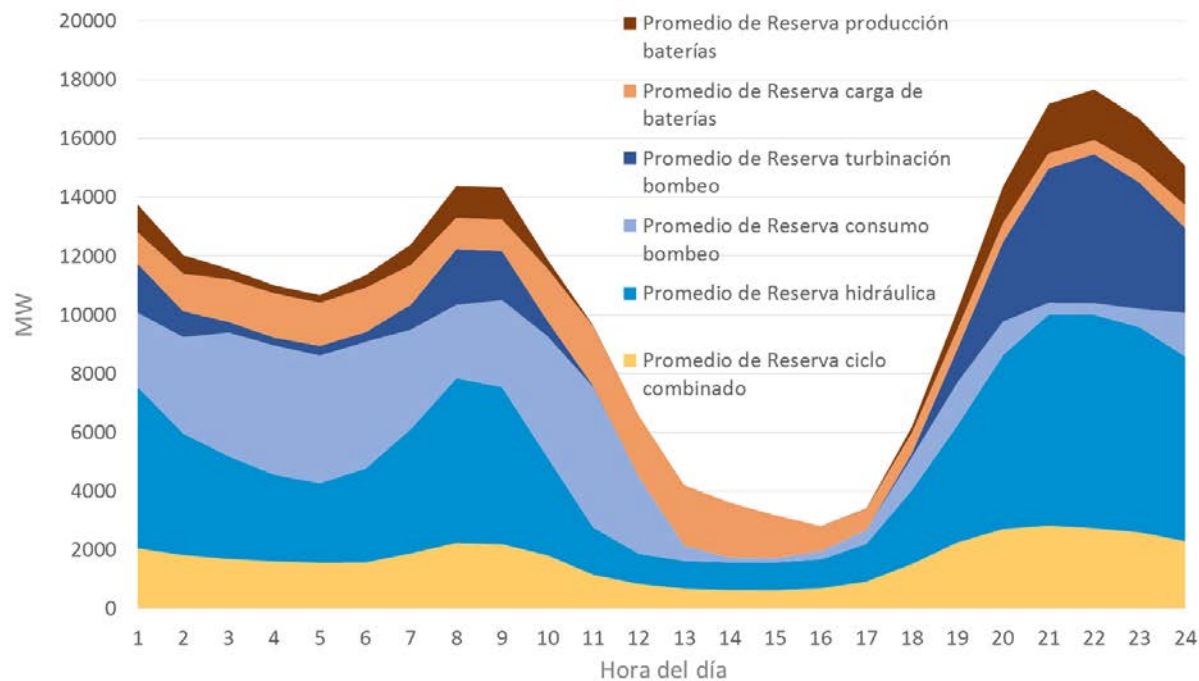
Inercia  
FCR (Primaria)  
aFRR (Secundaria)  
mFRR (Terciaria)  
RR (Gestión de desvíos)



# Reserva rodante a bajar

## Reserva rodante a bajar disponible (sin contar la reserva a bajar de la eólica y FV)

### Promedio de reserva horaria rodante a BAJAR (sin reserva a bajar de renovables)



El nivel de **reserva a bajar** es en general **suficiente**, sin que sea necesario utilizar la reserva a bajar de la generación renovable (implicaría vertido).



Los **valores más bajos** de reserva a bajar se registran en las horas de **mayor producción fotovoltaica**. En esas horas la reserva térmica es baja (pocos grupos y grupos cercanos a su mínimo técnico), la reserva hidráulica también (son las horas de mínima producción hidráulica) y el almacenamiento está en modo consumo (no hay por tanto reserva adicional asociada a su propia producción).



En dichas horas, precisamente el sistema dispone de la reserva a bajar de la FV por lo que la seguridad está en cualquier caso garantizada.

# Reserva rodante a subir (i)

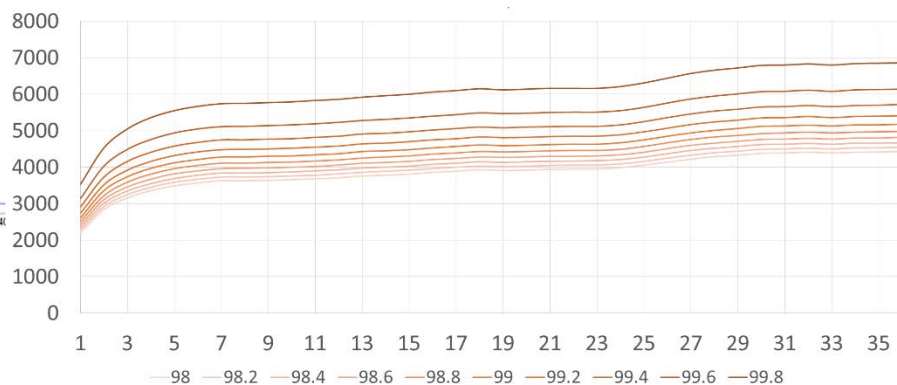
## Requerimiento de reserva rodante a subir

Función de densidad de probabilidad de error de predicción y fallo de grupo térmico

Convolución de las funciones de densidad de probabilidad

Establecimiento del nivel de confianza y determinación del requerimiento de reserva rodante a subir

### Requerimiento vs. Horizonte (punta verano -con alta FV-)



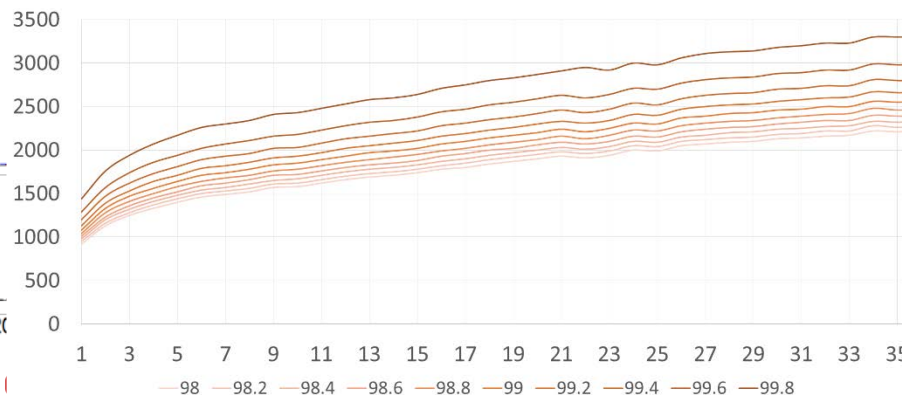
Nivel de confianza 99.8%



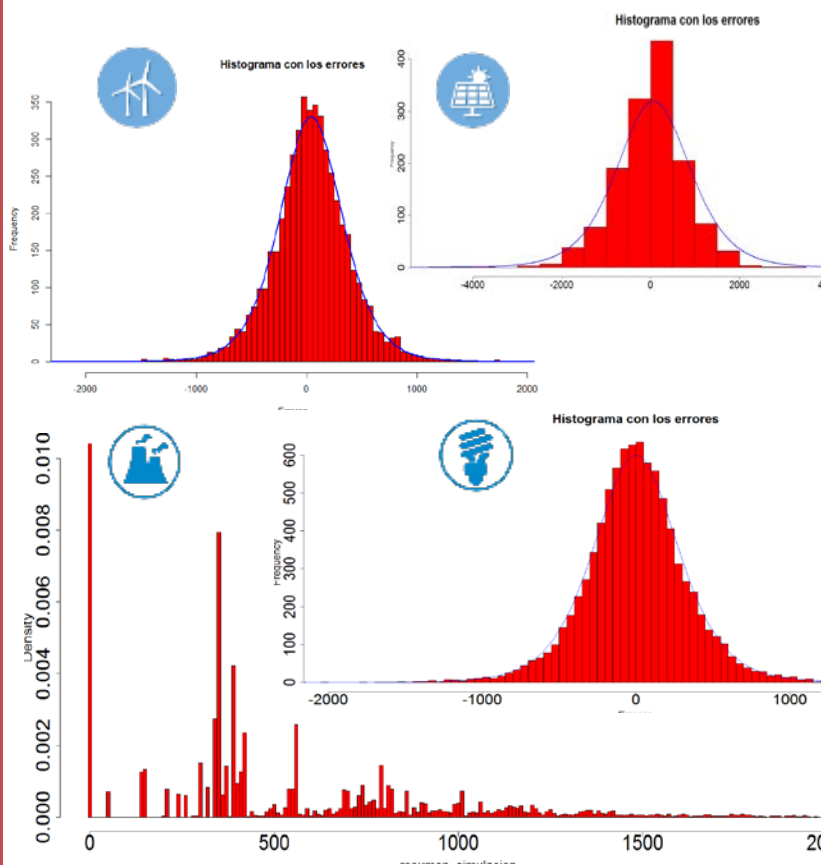
6.200 MW

4.000 MW

### Requerimiento vs. Horizonte (punta invierno -sin FV-)



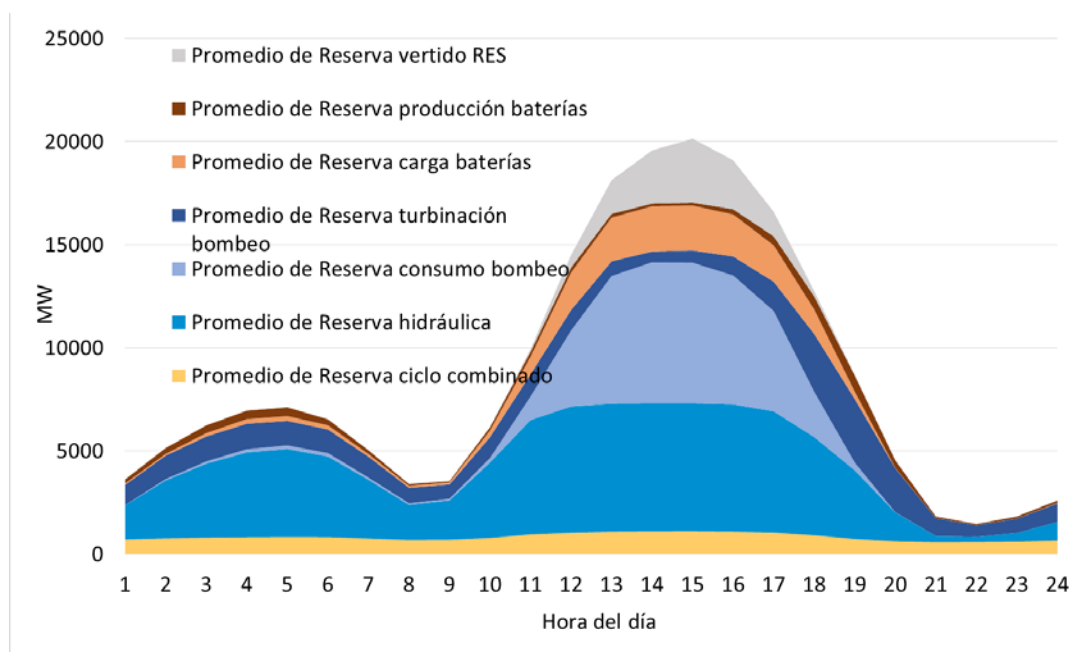
Mejora de modelos de previsión y optimización de reservas a nivel europeo podrán reducir este requerimiento



# Reserva rodante a subir (ii)

## Reserva rodante a subir disponible

Promedio de reserva horaria rodante a subir

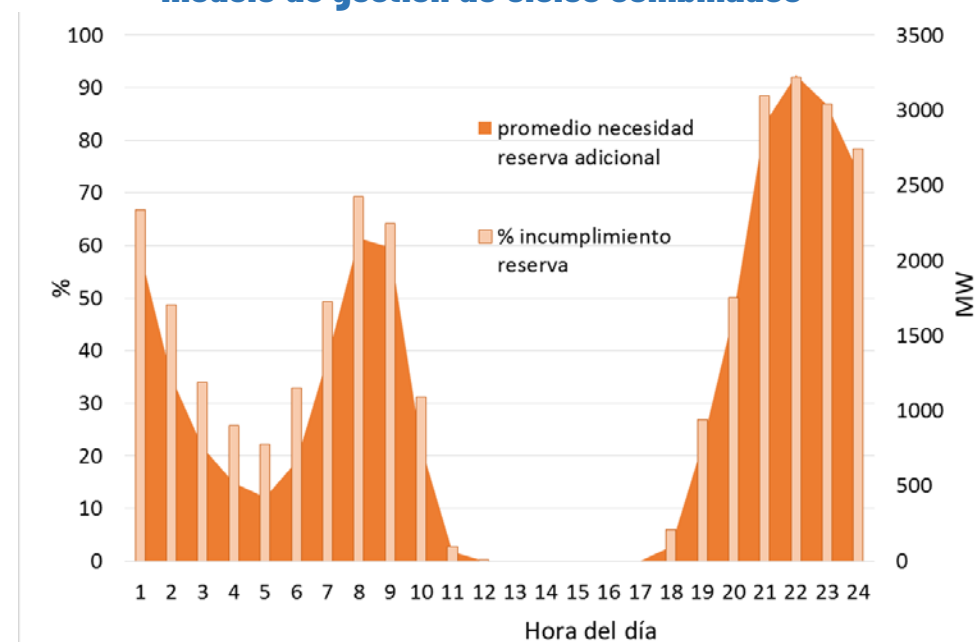


Las horas de menores reservas: las **primeras horas de la mañana** (FV todavía no produce) y las **últimas del día** (sin FV y coincidiendo con punta de demanda de tarde).

Los **valores más altos** de reserva a subir se registran en las horas de mayor **producción fotovoltaica**, gracias a la reserva hidráulica y al almacenamiento.

## Reserva rodante adicional a subir

Porcentaje de horas con falta de reserva a subir y promedio de necesidad adicional de reserva conforme al modelo de gestión de ciclos combinados



**36% horas**

Se necesita reserva adicional a subir

**9,6 TWh**

Energía de reserva anual adicional a subir necesaria

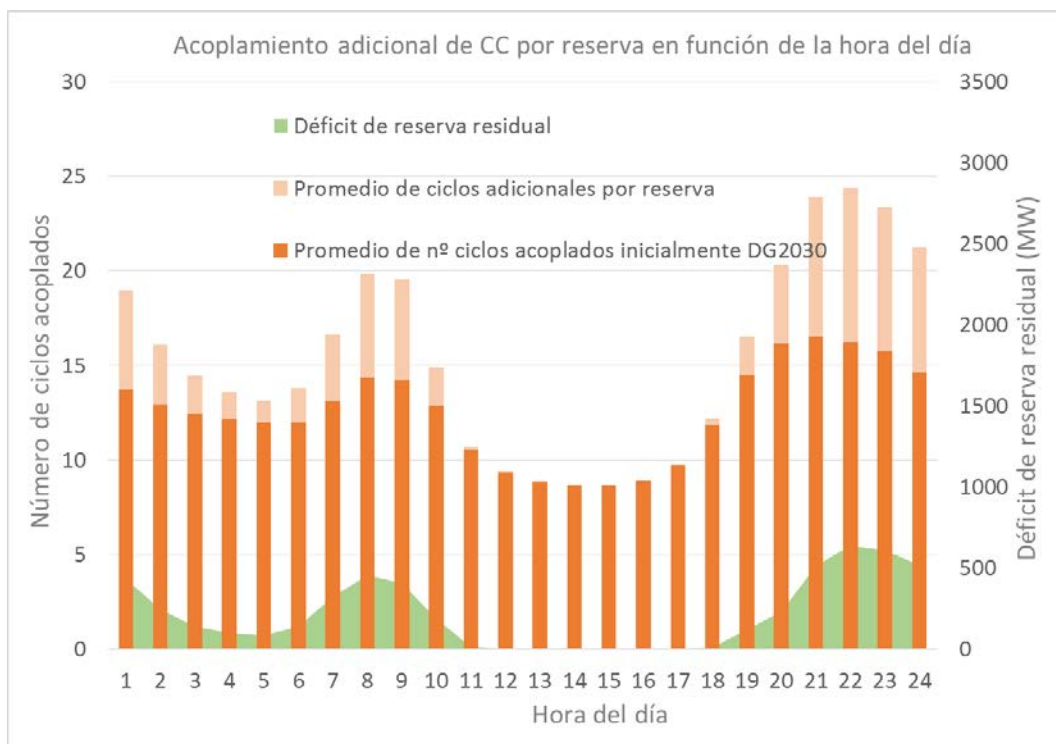
**3.000 MW**

Promedio de reserva adicional a subir máxima necesaria

# Reserva rodante a subir (iii)

## Alternativas para la provisión de reserva rodante adicional a subir

### Maximizar la reserva térmica

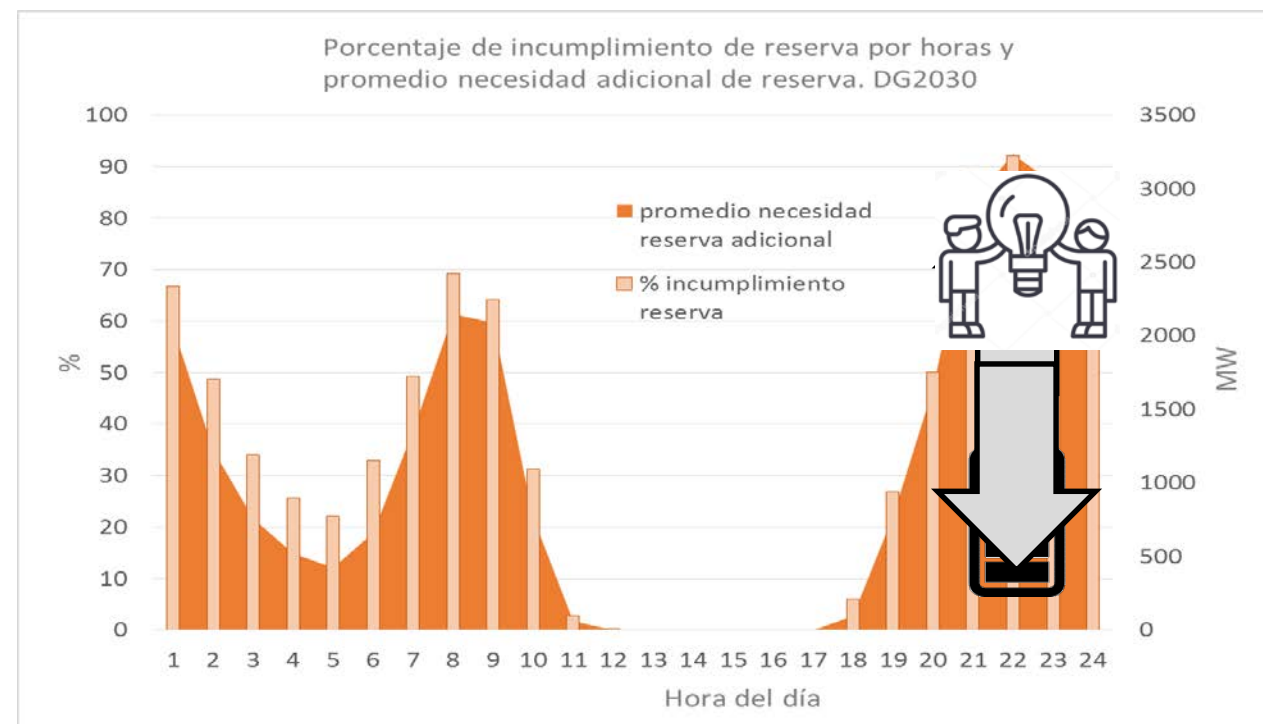


Se incrementaría un **90%** el número de acoplamientos/desacoplamiento de ciclos combinados.

Se reduce significativamente las necesidades promedio de reserva adicional a subir ( $\approx 500$  MW es la reserva adicional promedio máxima necesaria).

### Almacenamiento / gestión de la demanda

Disponer de **almacenamiento adicional** para cubrir 4 horas del requerimiento para la punta de la tarde-noche (3.000 MW - 12.000 MWh), permitiría proveer mayoritariamente la reserva rodante adicional a subir sin necesidad de incrementar las exigencias de flexibilidad a los ciclos combinados. De igual manera, la **movilización del consumidor** podría mitigar o minorar esta necesidad adicional de reserva).



# Estudios de flexibilidad

## Conclusiones



- **FV** es el **elemento disruptivo**: curva del pato e impacto en la flexibilidad del resto del sistema.



- **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 (e.g. **aFRR**) 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.

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

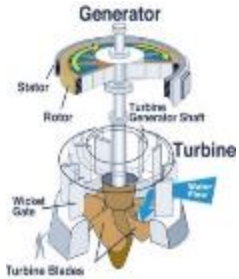
### AGENDA

| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |



# Introducción a conceptos

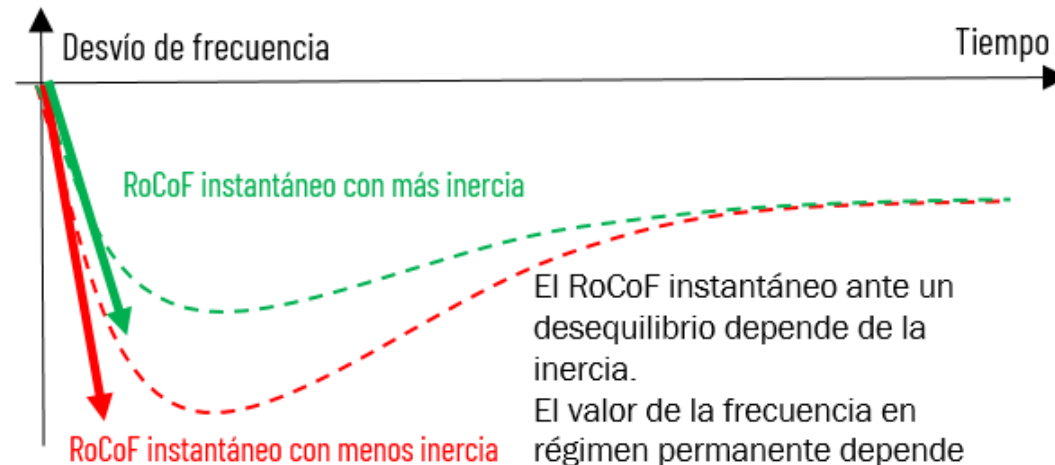
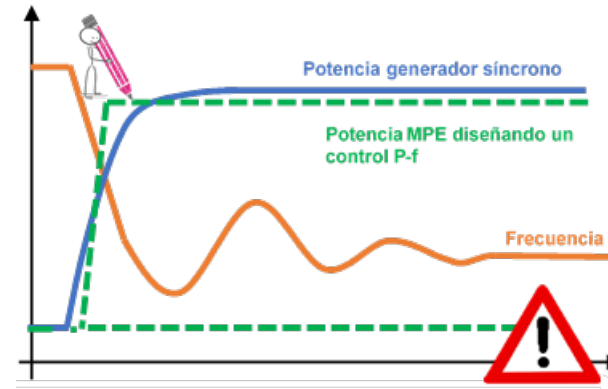
## Generador síncrono vs. Módulos de Parque Eléctrico (MPE) con interfaz de EP



Unidos **síncronamente** a la red  
Almacenan energía cinética por su movimiento rotativo  
Aportan **inercia** al sistema en caso de desbalances generación/demanda



**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.



El RoCoF instantáneo ante un desequilibrio depende de la inercia.  
El valor de la frecuencia en régimen permanente depende de la actuación de las reservas (FCR, FRR, etc.)



# Estudios de Estabilidad de Frecuencia

## Metodología

### Modelado

**MODELO MATEMÁTICO Y AJUSTE DEL MODELO:** Modelo matemático (utilizando la herramienta Matlab-Simulink) que representa el comportamiento principal en frecuencia del sistema eléctrico Ibérico como subsistema conectado al sistema Continental Europe.

**ESCENARIOS DE ESTUDIO:** Obtención de las magnitudes de entrada principales del modelo de estabilidad de frecuencia (inercia, potencia aparente acoplada, demanda, energía de regulación primaria) para los siguientes escenarios de estudio: Horizonte 2017 (se utilizará como base para la comparación) y DG 2030

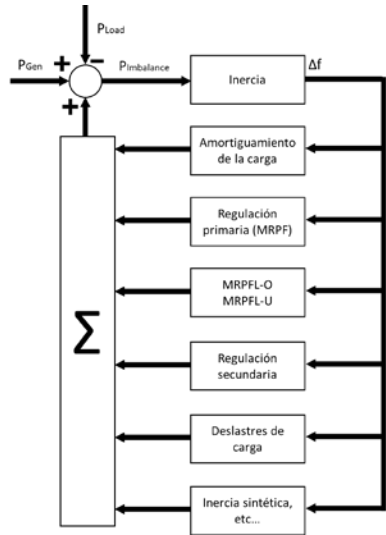
### Estudios y análisis

**ANÁLISIS Y RESULTADOS:**

- Inercia del sistema.
- Derivada de frecuencia (RoCoF)
- Frecuencia mínima
- Frecuencia en régimen permanente
- Tamaño máximo de incidente admisible por ROCOF
- Sistema ibérico aislado

# Modelo para los estudios de estabilidad de frecuencia (i)

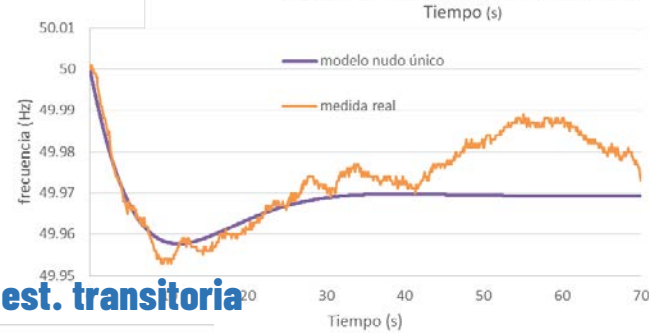
## Modelo de nudo único



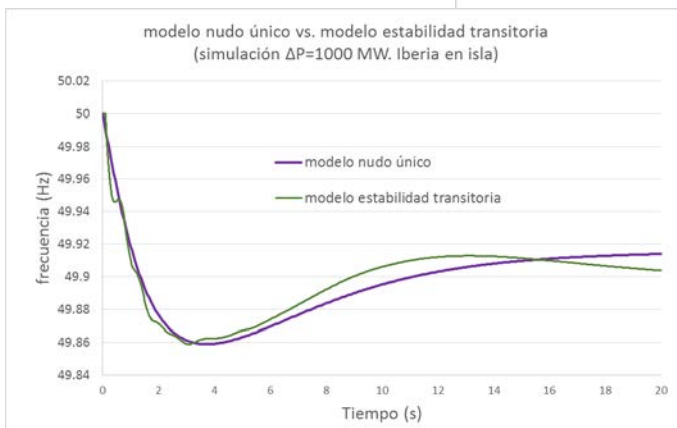
## Validación con Policy 1



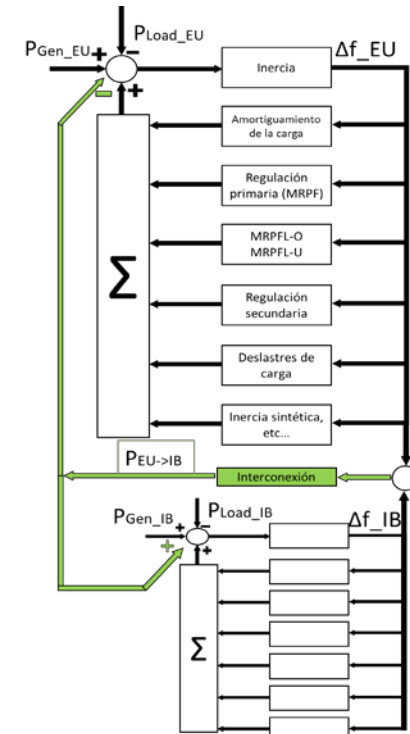
## Validación con incidente real



## Validación con modelo est. transitoria

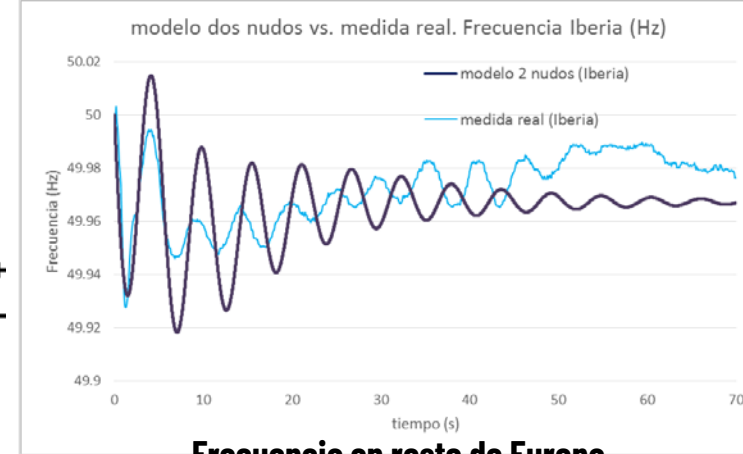


Con este ajuste se asegura la consistencia global de los modelos utilizados en este estudio (Policy1, incidente real y modelos para estabilidad transitoria y estabilidad de frecuencia)

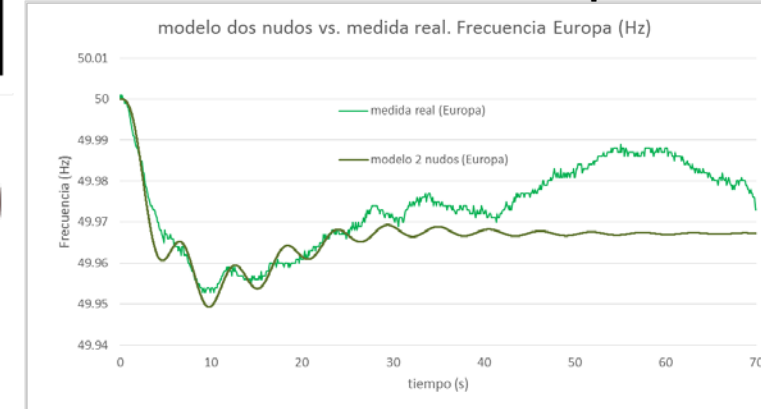


## Validación con incidente real y modelo est. transitoria

### Frecuencia en la Península Ibérica



### Frecuencia en resto de Europa

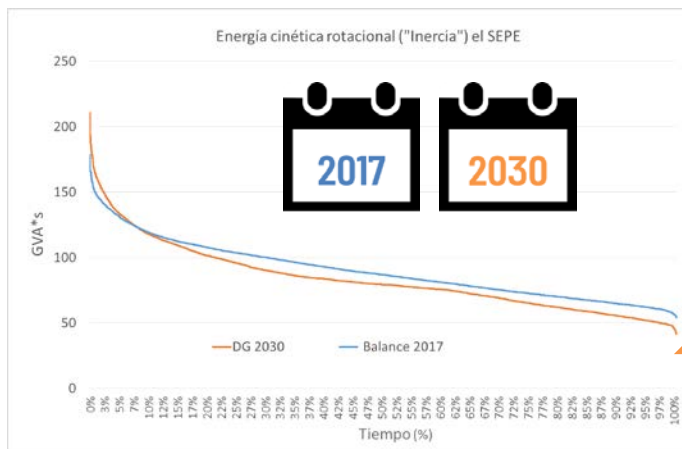


El modelo es muy preciso en los primeros instantes, ajustando de manera fidedigna RoCoF, frecuencia mínima y frecuencia en régimen permanente (previo a actuación de la regulación secundaria)

# Análisis y resultados (i)

## Inercia del sistema

### Monótona de inercia en el sistema



EVOLUCIÓN DE LA INERCIA  
2017 → DG 2030

FACTORES PRINCIPALES:

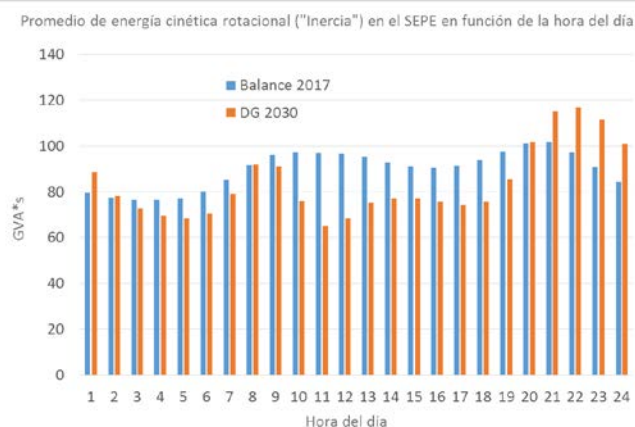
A SUBIR:

Mayor demanda  
Mayor capacidad de intercambio  
y utilización principal en sentido  
exportador

A BAJAR:

Penetración de renovables  
Importación

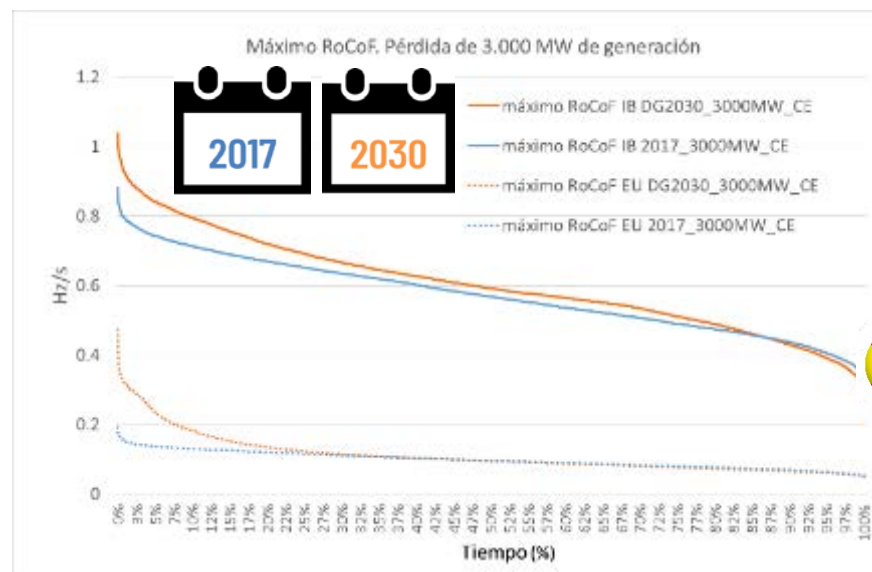
### Promedio de inercia a lo largo del día



## RoCoF (Rate of Change of Frequency)

Se considera el incidente de referencia a nivel europeo: pérdida de 3.000 MW en el sistema ibérico. Valores medidos en ventanas móviles de 500 ms

### Monótona de RoCoF (derivada de frecuencia)



Diferencias significativas del **RoCoF** del subsistema **ibérico** y el **resto de Europa**.

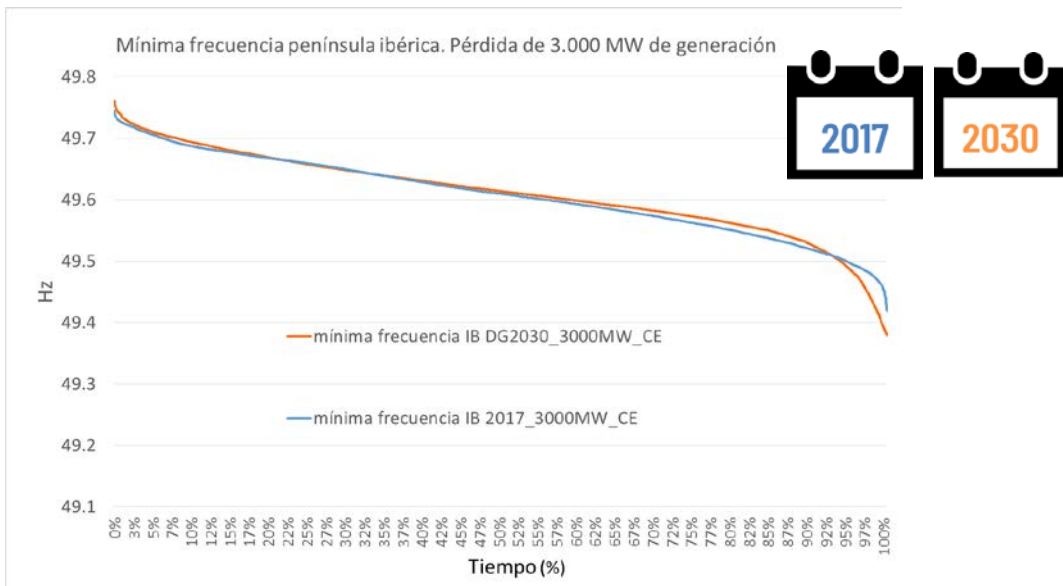
Valores **alejados** del límite de **2Hz/s** (valor requerido a la generación futura de acuerdo a **propuesta de nuevo PO 12.2**). No aparecen valores superiores a 1 Hz/s.

Estudio DNV Kema para Eirgrid: "RoCoF An independent analysis on the ability of Generators to ride through Rate of Change of Frequency values up to 2Hz/s. Eirgrid. Feb-2013.", algunas tecnologías podrían, en función de su factor de potencia (en concreto, para factores de potencia capacitivos), experimentar problemas para RoCoF de 1Hz/s.

# Análisis y resultados (ii)

## Frecuencia mínima

### Monótona de frecuencia mínima

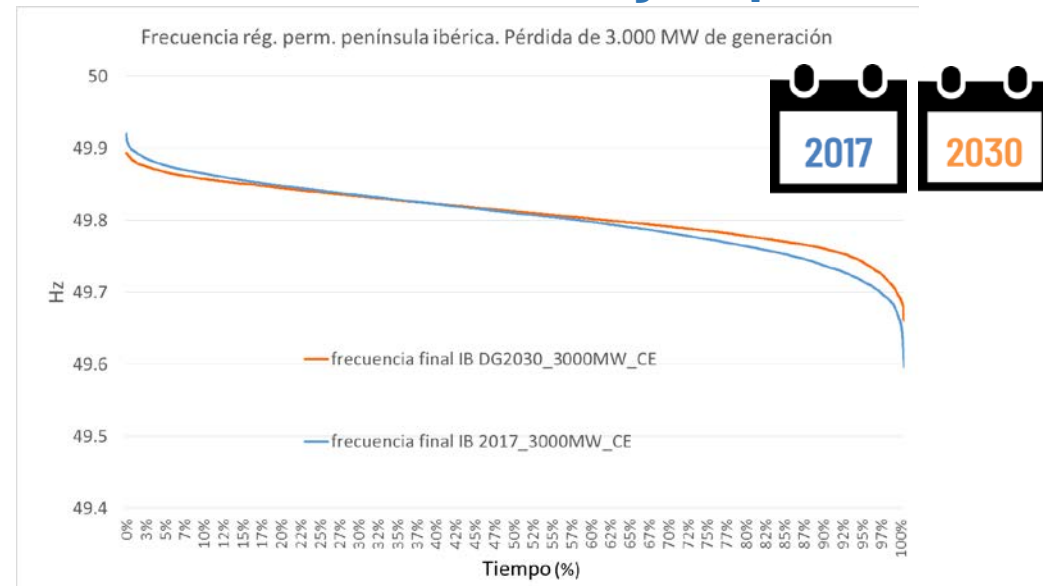


La frecuencia mínima registrada ante la pérdida de 3.000 MW de generación en España no presenta valores significativamente distintos en el escenario DG 2030.

La frecuencia mínima está **alejada de los valores de deslastre de demanda** (49 Hz), pero para determinados escenarios sí que podría implicar deslastre del consumo de bombeo (<49.5 Hz).

## Frecuencia en régimen permanente

### Monótona de frecuencia en régimen permanente



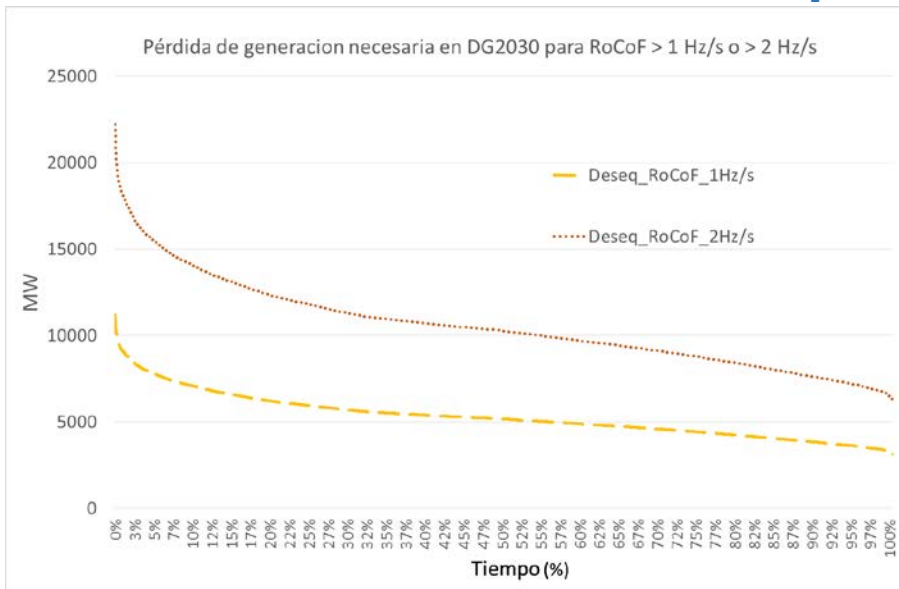
Valores **muy similares** para los escenarios 2017 y DG 2030.

Los resultados de este tipo de análisis deben, posteriormente, **validarse** con estudios de detalle (e.g. **estabilidad transitoria**), en los que se evidencian otro tipo de efectos (sobrecargas, pérdidas de sincronismo, disparo de protecciones, etc.).

# Análisis y resultados (iii)

## Incidente máximo admisible

### Monótona del incidente máximo admisible por RoCoF

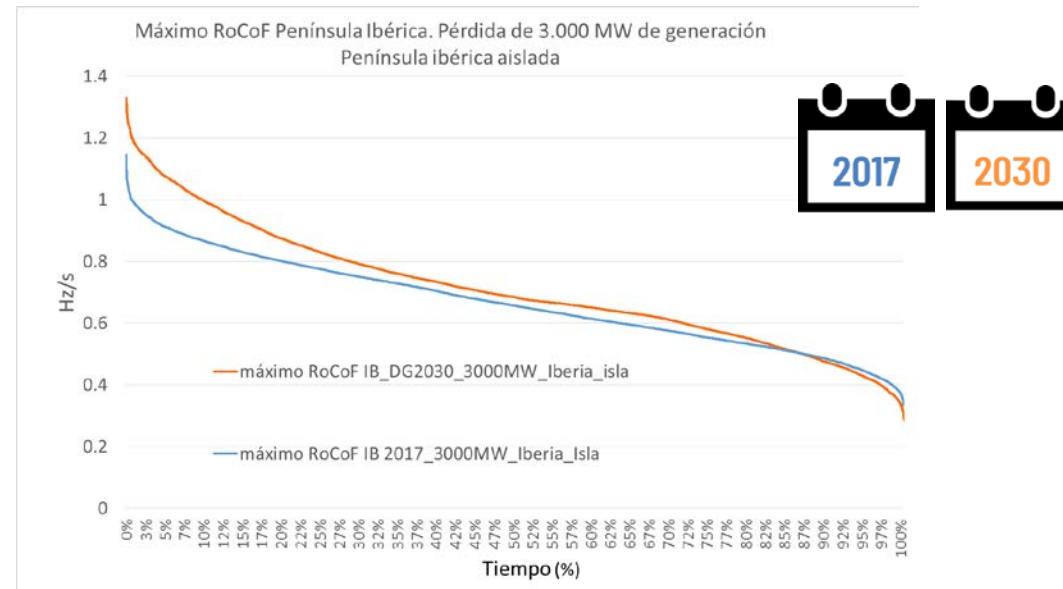


Para cada uno de los casos de mercado del escenario DG2030 el **desequilibrio máximo** en la península ibérica de forma que el RoCoF **no alcanzase** valores superiores a **1 Hz/s** (potencial límite para algunas tecnologías de generadores actuales) o a 2 Hz/s (capacidad mínima requerida en la propuesta de PO 12.2. para nuevos generadores).

**3.250 MW** Desequilibrio generación-demanda máximo admisible para no superar RoCoF de 1 Hz/s

## RoCoF con sistema ibérico aislado

### Monótona de RoCoF con sistema ibérico aislado



Con el objeto de evaluar las posibles consecuencias de la ocurrencia de un evento de partición del sistema (**system split**) se ha simulado la desconexión instantánea del subsistema peninsular del resto del sistema europeo en situación de importación de 3.000 MW.

Considerar la península ibérica aislada supone un **incremento** en el nivel de derivada de la frecuencia (RoCoF) experimentada en dicho sistema debido a la pérdida del apoyo inercial del resto del sistema continental europeo.

# Estabilidad de frecuencia

## Conclusiones



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.

### RoCoF

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 (49 Hz), pero alcanzando en algunos casos frecuencias de activación del deslastre del bombeo (49,5 Hz).

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

### AGENDA

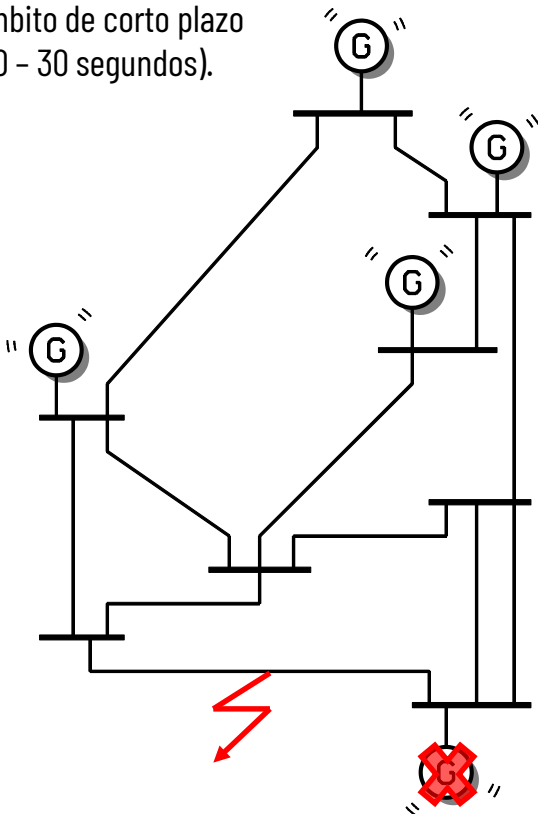
| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |



# Introducción

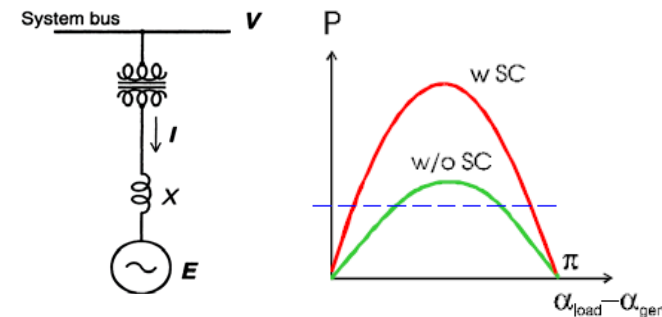
## Estabilidad transitoria de un sistema eléctrico

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).



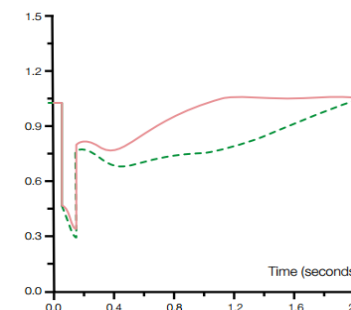
## Estabilidad de ángulo

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



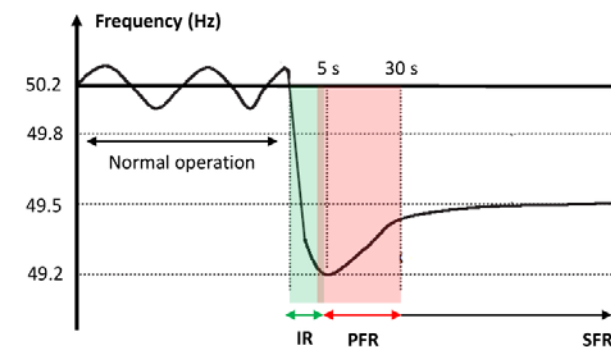
## Estabilidad de tensión

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.





# Alcance, Metodología y Criterios de admisibilidad

## Alcance del estudio

Analizar en la evolución de los diferentes aspectos del **comportamiento dinámico del sistema, en el ámbito de la estabilidad transitoria**, esperables en el **horizonte 2030** en condiciones de **muy alta instalación y participación de la generación conectada a la red mediante electrónica de potencia (EP)**.

Identificar las **tendencias** en dicho comportamiento con la suficiente antelación para la adecuada gestión de los retos que dichas tendencias puedan suponer para la operación futura.

El alcance del estudio debe entenderse con las debidas reservas y cautelas derivadas del inadecuado acondicionamiento estático de los casos utilizados **al no disponer en la actualidad de una planificación 2030**.

## Metodología

Realizar simulaciones dinámicas en varios casos de estudio, simulando faltas trifásicas francas de 100 ms en numerosas subestaciones del SEPE, con pérdida de grupos, interconexiones, líneas o dobles circuitos. Pérdida de grupos también sin falta.

## Criterios de admisibilidad

- Pérdidas generación < 3.000 MW
- No hay pérdidas de sincronismo entre generadores
- No hay desconexión de líneas de interconexión España-Francia
- Amortiguamiento > 5%



# Casos de estudio

10

casos de estudio

## Hipótesis principales

Generación con EP máxima  
(FV+eólica)

Generación síncrona mínima  
(5 nucleares + 5 CCs)

Intercambio con Francia máximo  
(5.000 MW)

## Sensibilidades

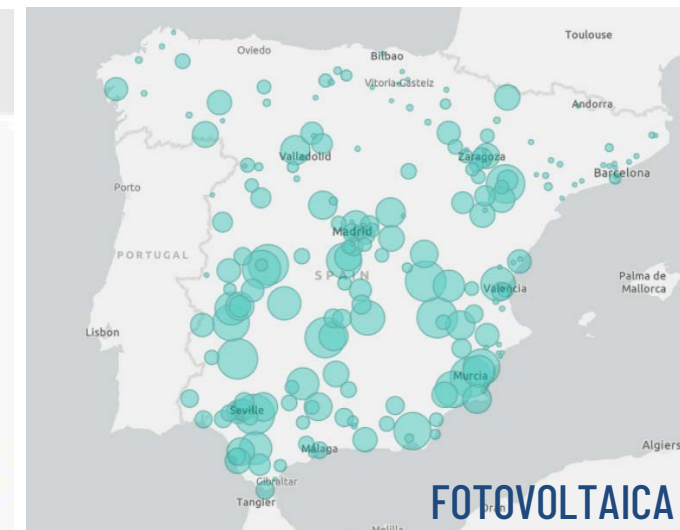
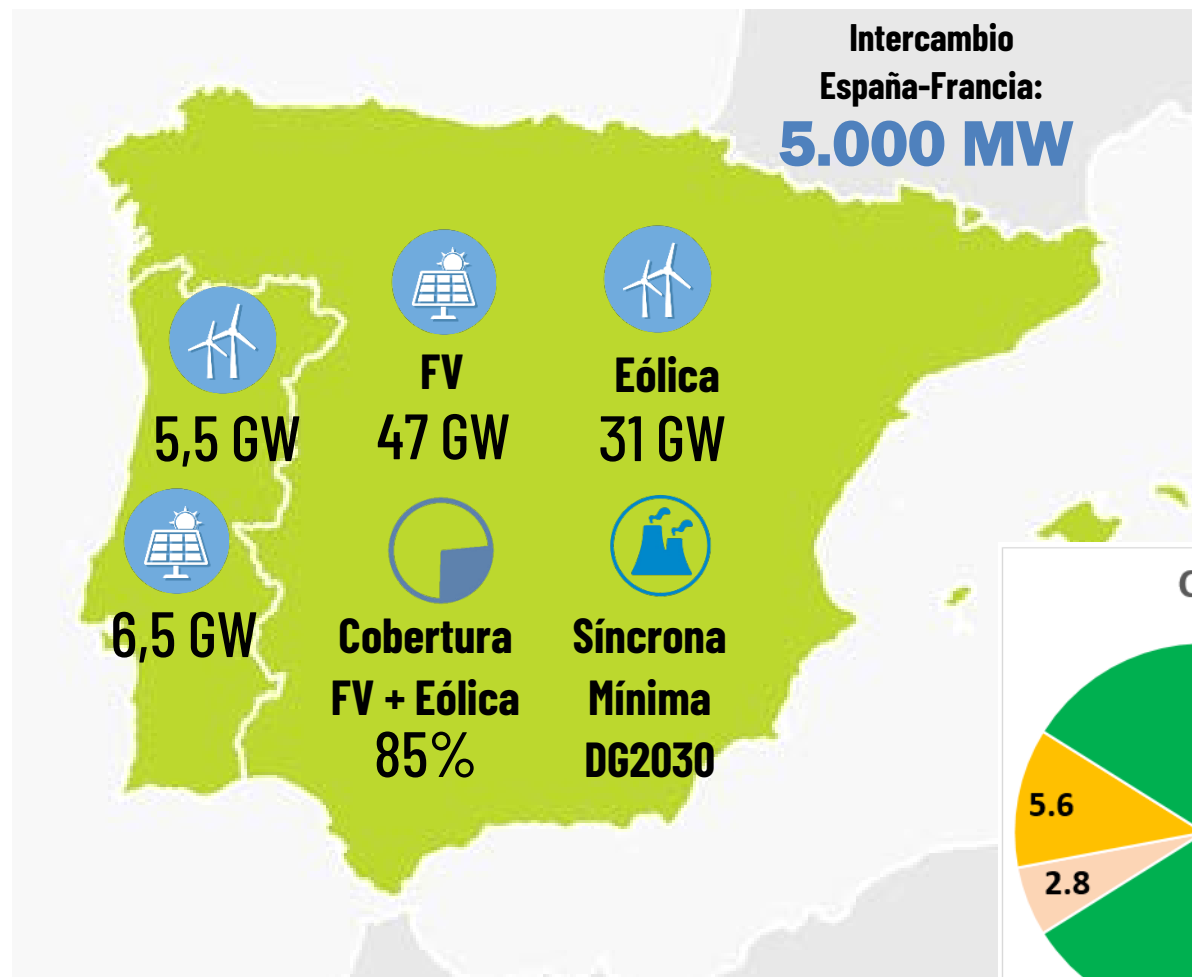
Intercambio con Francia  
(Exportación / Importación)

Generación síncrona máxima  
(sin FV)

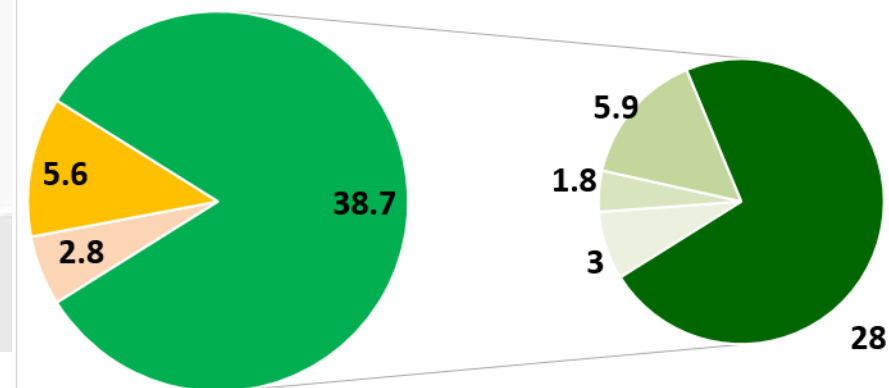
Reparto de la FV  
(50% RdT - 50% RdD)  
(75% RdT - 25% RdD)

Demanda con EP (0% vs. 40%)

Tipo A con y sin FRTC ("Fault Ride  
Trough Capability")



Capacidades técnicas FV [GW]



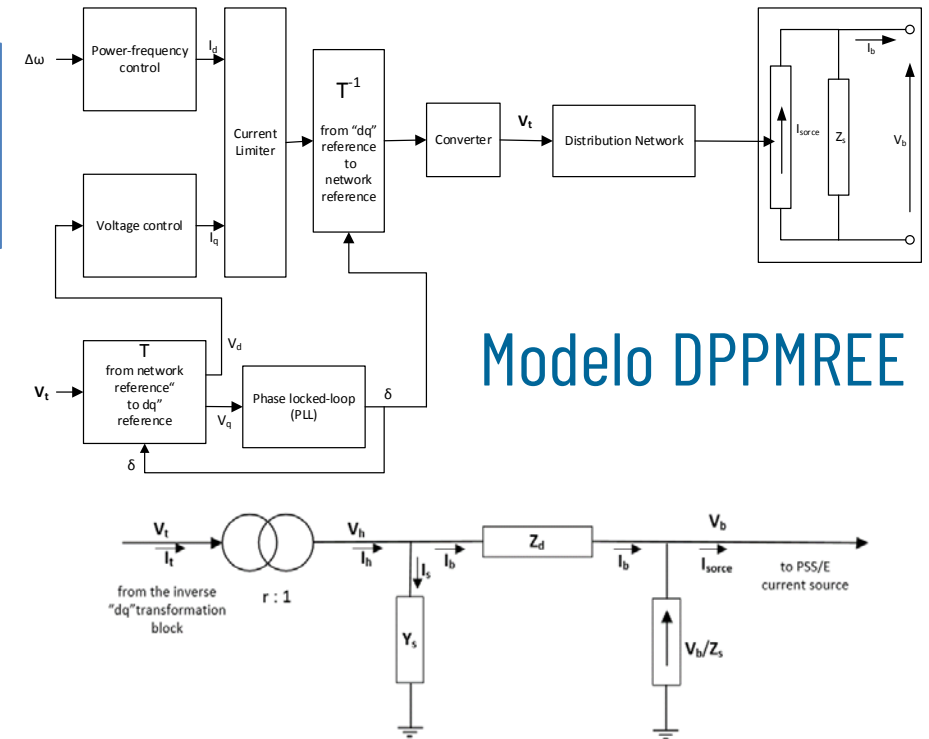
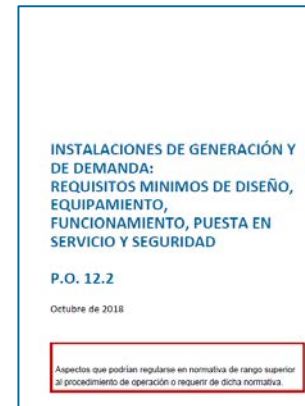
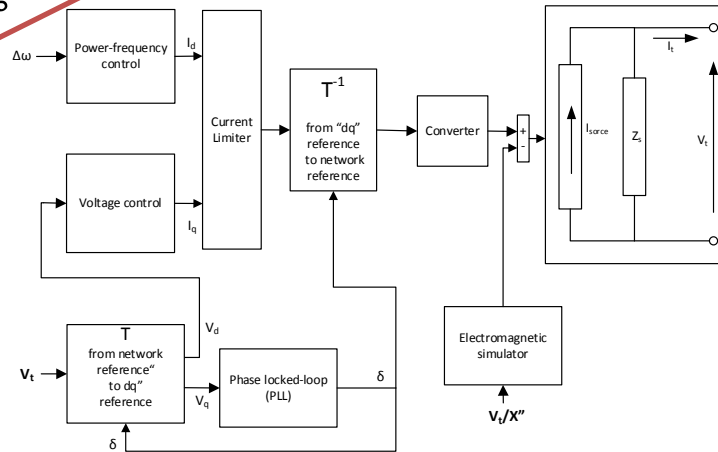
Cumple propuesta P.O. 12.2

■ No P.O. ■ Cumple P.O. 12.3 ■ Tipo A ■ Tipo B ■ Tipo C ■ Tipo D

# Modelado para estabilidad transitoria de la generación EP

## Modelo PPMREE

Modelo a disposición de sujetos (bajo petición) para estudios prospectivos



## Modelo DPPMREE

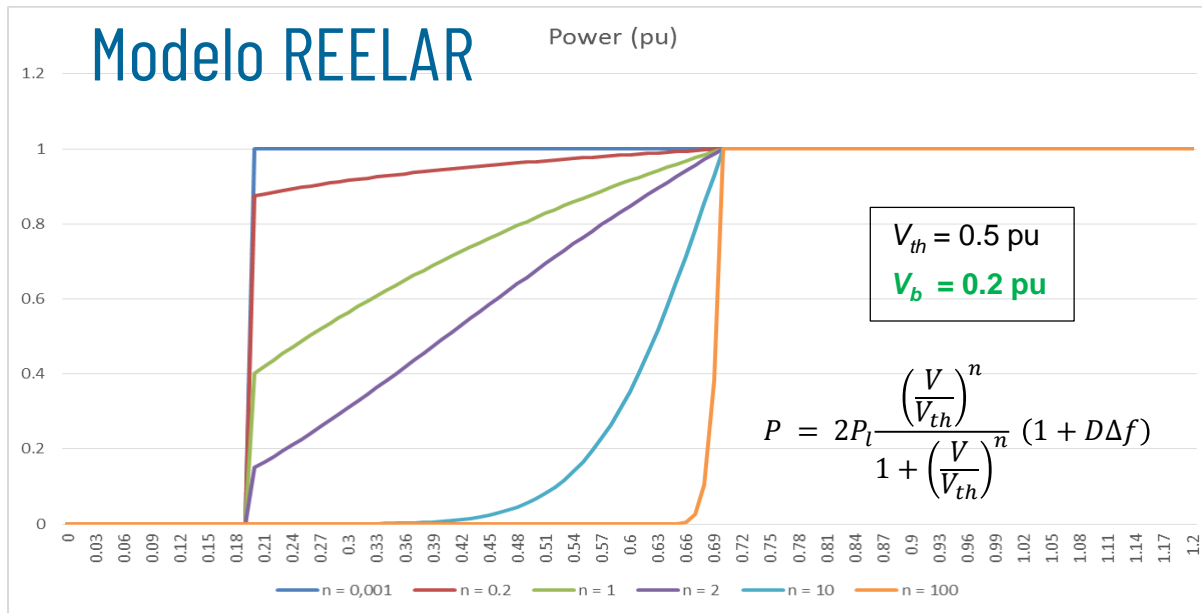
- Ha sido necesario desarrollar el nuevo modelo PPMREE ("Power Park Module" Red Eléctrica de España) con los controles acordes a lo concebido en el Reglamento (UE) 2016/631 y su desarrollo en la nueva propuesta de P.O.12.2
- Posibilitar el modelado de la generación EP futura en este y futuros estudios en el ámbito del desarrollo de la red.

- La instalación en la RdD de media y baja tensión de generación futura conectada mediante EP, también incluyendo al autoconsumo, modificará los flujos observables dinámicamente durante perturbaciones en las cargas modeladas en los casos de estudio en PSS/E.
- En consecuencia, ha sido necesario desarrollar un modelo que manifieste las componentes de comportamiento dinámico derivado de dicha generación basada en EP embebida en la RdD.

# Modelado para estabilidad transitoria de la demanda EP

## Hipótesis de modelado de la demanda

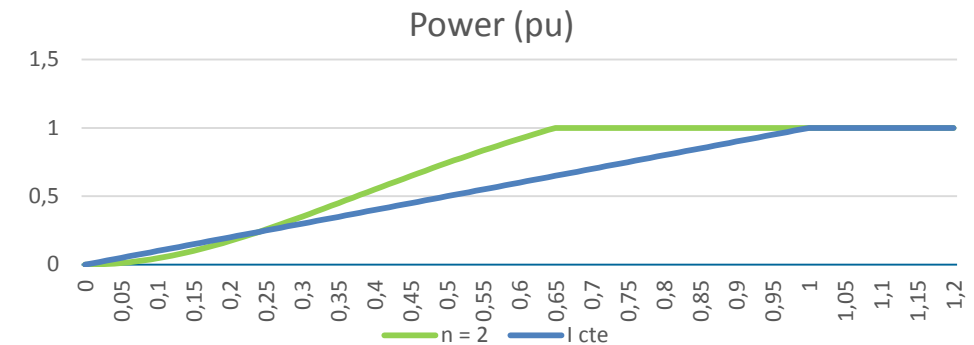
- Modelado típico IZ (I constante para la P y Z constante para la Q) con amortiguamiento de la demanda con la frecuencia  $D = 1$  pu
- Considerando cierta componente de comportamiento de la EP.



- El modelo REELAR es muy flexible y facilita el modelado para estudios de planificación de muchos comportamientos diferentes mediante la adecuada configuración de sus parámetros.

## Hipótesis de demanda conectada mediante EP considerada en horizonte 2030

|   | Fracción de la demanda total (%) | Fracción conectada mediante EP (%) considerada | Fracción conectada mediante EP respecto de la demanda total (%) |
|---|----------------------------------|--|---|
| <b>Consumo doméstico</b>                    | 25                               | 68   | 17  |
| <b>Vehículo eléctrico</b>                   | 6                                | 100  | 6   |
| <b>Resto consumo industrial y servicios</b> | 69                               | 23   | 17  |
| <b>Total</b>                                | 100                              | 40   | 40  |



COMPARACIÓN DEL MODELADO DE LA CARGA EP CONSIDERADO EN EL ESTUDIO ( $V_{TH} = 0,65$ ,  $N=2$ ) CON EL MODELADO HABITUAL DE CORRIENTE CONSTANTE.

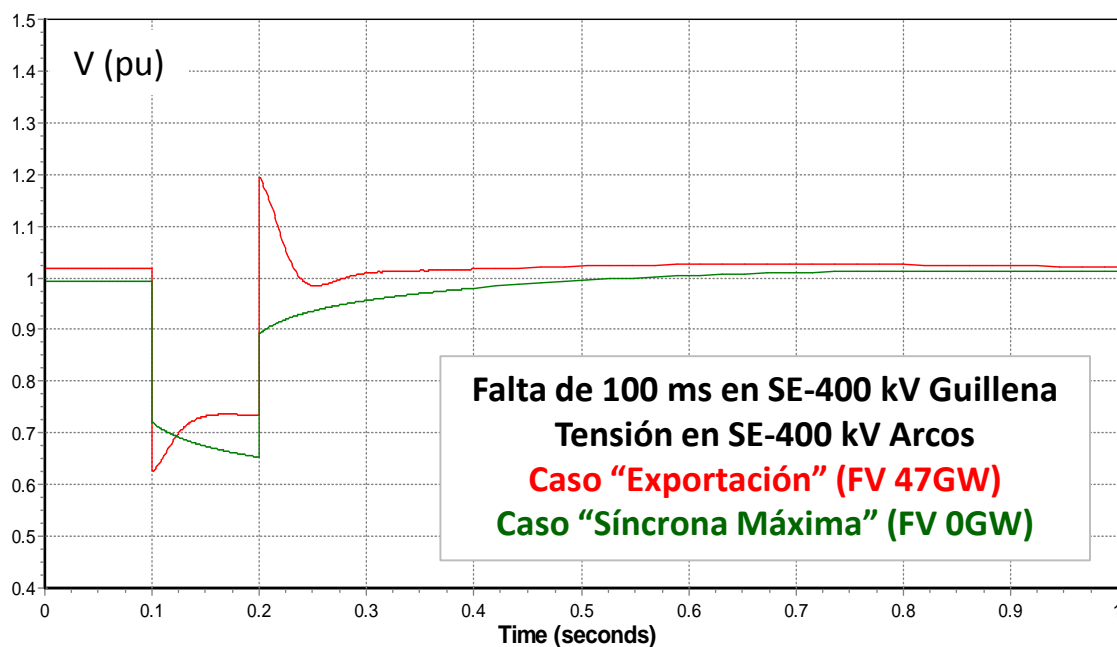
- El consumo de potencia constante hasta una tensión de 0,65 pu y una pérdida de potencia a tensiones menores de 0,65 pu algo más rápida que la característica IZ. No hay dependencia con la frecuencia.
- Consumo nulo de potencia reactiva. No hay dependencia con la frecuencia.



# Tensión

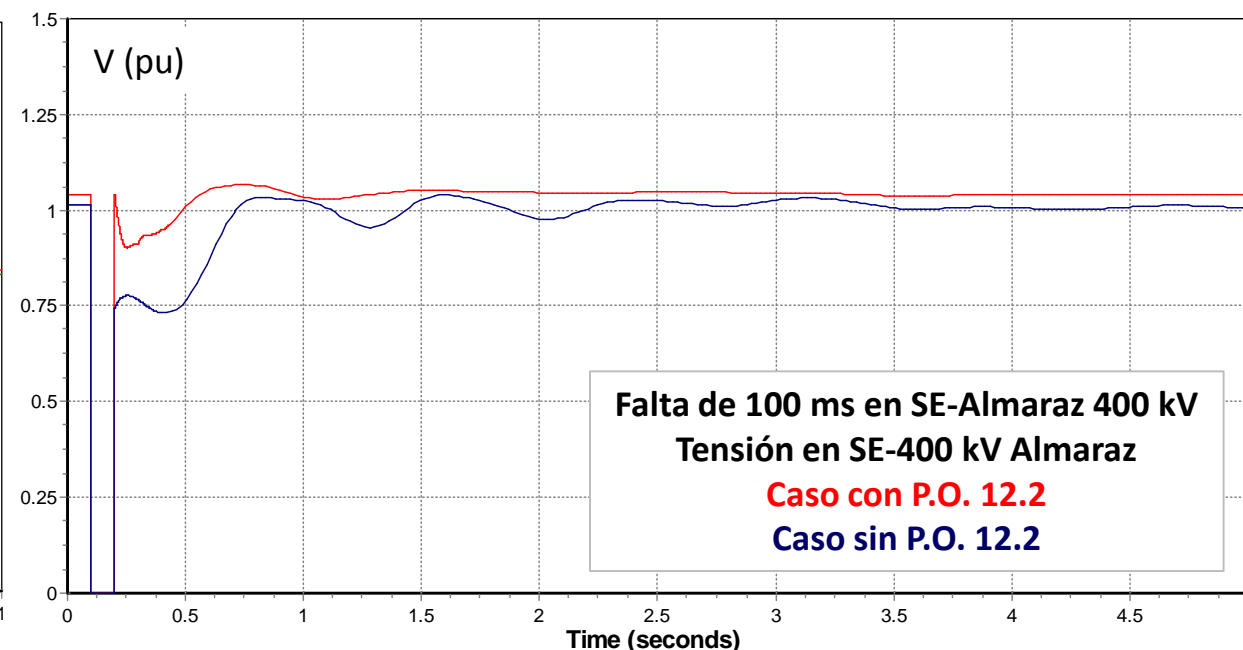
## Huecos de tensión y sobretensiones

Respecto a los casos con síncrona máxima, en los casos con 47 GW de FV se observan **huecos de tensión más profundos** en el momento de aplicación de la falta, y **sobretensiones transitorias** tras el despeje de la misma.



## Recuperación de la tensión

Tras el despeje de falta, la recuperación de la tensión es más rápida y menos oscilatoria en los casos en los que se contempla la generación futura con EP con el **control de inyección rápida de corriente** de la propuesta del P.O. 12.2.



### PO 12.2

Para el mantenimiento de la estabilidad de tensión, es necesario que los MPE dispongan de un **control de inyección rápida de corriente** como el recogido en la propuesta del P.O. 12.2, de forma que durante los huecos de tensión inyecten corriente para elevar las tensiones transitorias, y tras el despeje de faltas ayude a reducir las sobretensiones transitorias, recuperar la tensión y amortiguar las oscilaciones de tensión.

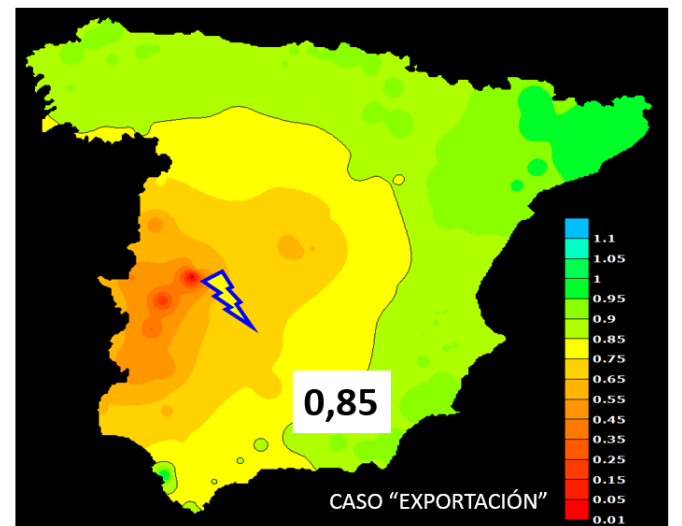
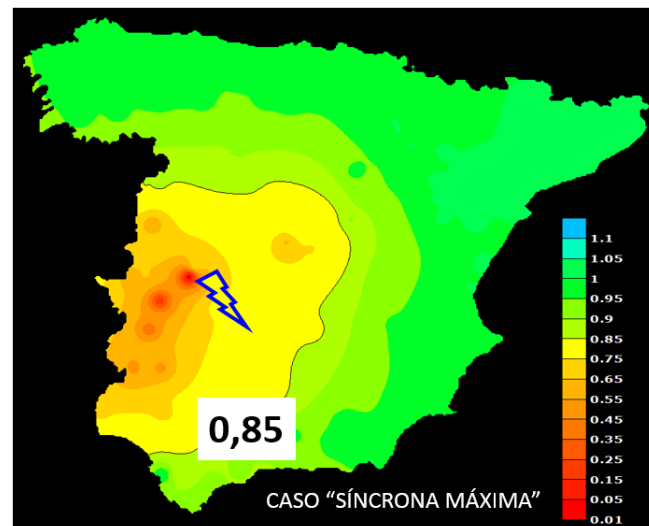
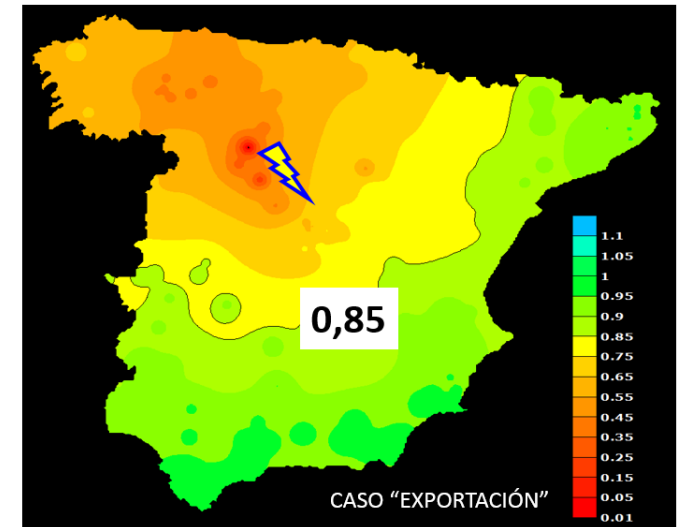
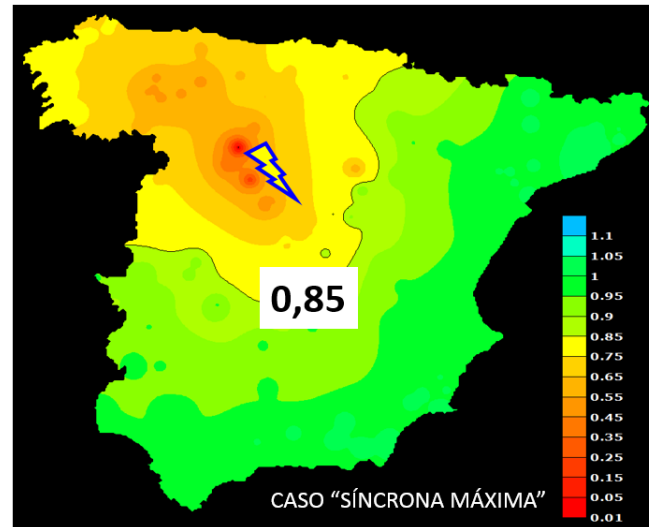


# Tensión

## Profundidad y extensión de los huecos de tensión

Respecto a los casos con síncrona máxima, en los casos con 47 GW de FV se observa una mayor profundidad y extensión de los huecos de tensión.

Implica una mayor **desconexión de generación** por mínima tensión.



# Desconexión de generación

## Máxima desconexión de generación ante falta:

EP:

**4.700 MW**

Potencia nominal

**1.800 MW**

Potencia generada

Síncrona + EP:

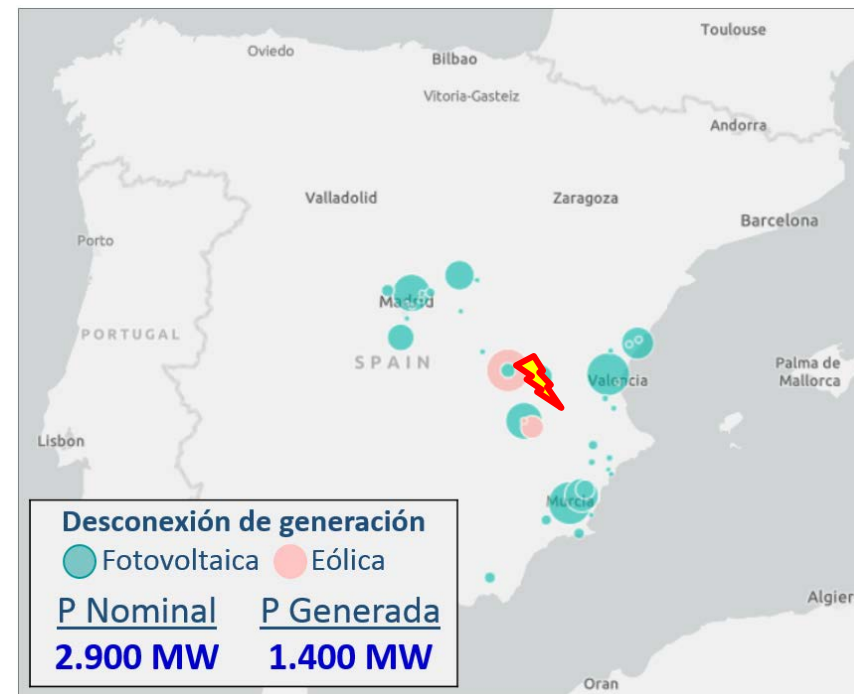
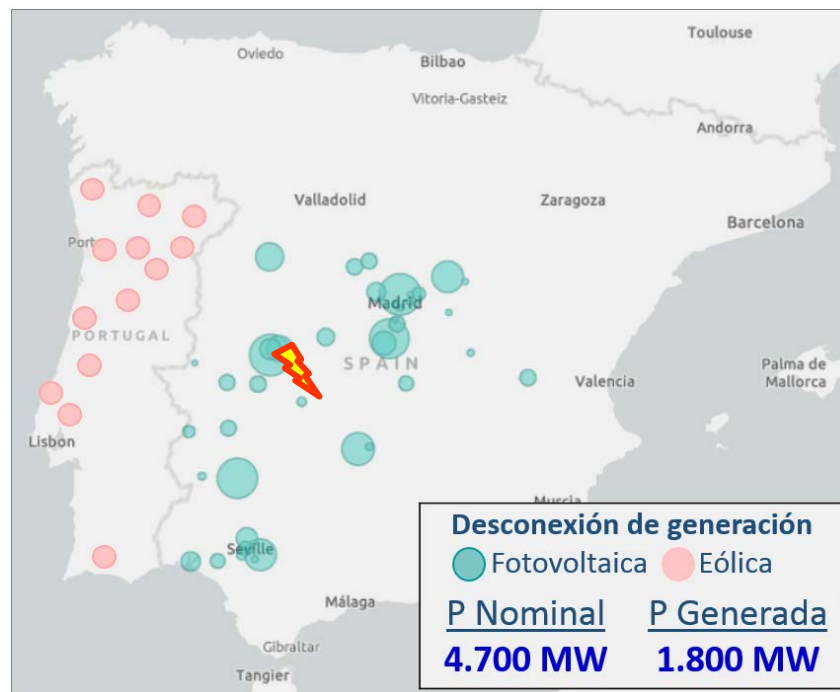
**5.000 MW**

Potencia nominal

**2.300 MW**

Potencia generada

En casos de 47 GW de FV y 31 GW de eólica, se observa una desconexión de generación superior al desbalance máximo de referencia en el sistema eléctrico europeo (**3.000 MW**). Además se empeoran los **tiempos críticos** llegando a ser en varias subestaciones **inferiores a 100 ms** (tiempo crítico mínimo con actuación correcta de protecciones). La generación que desconecta corresponde principalmente a **FV de España** y **eólica de Portugal** sin **capacidad para soportar huecos de tensión** que desconectan por mínima tensión.

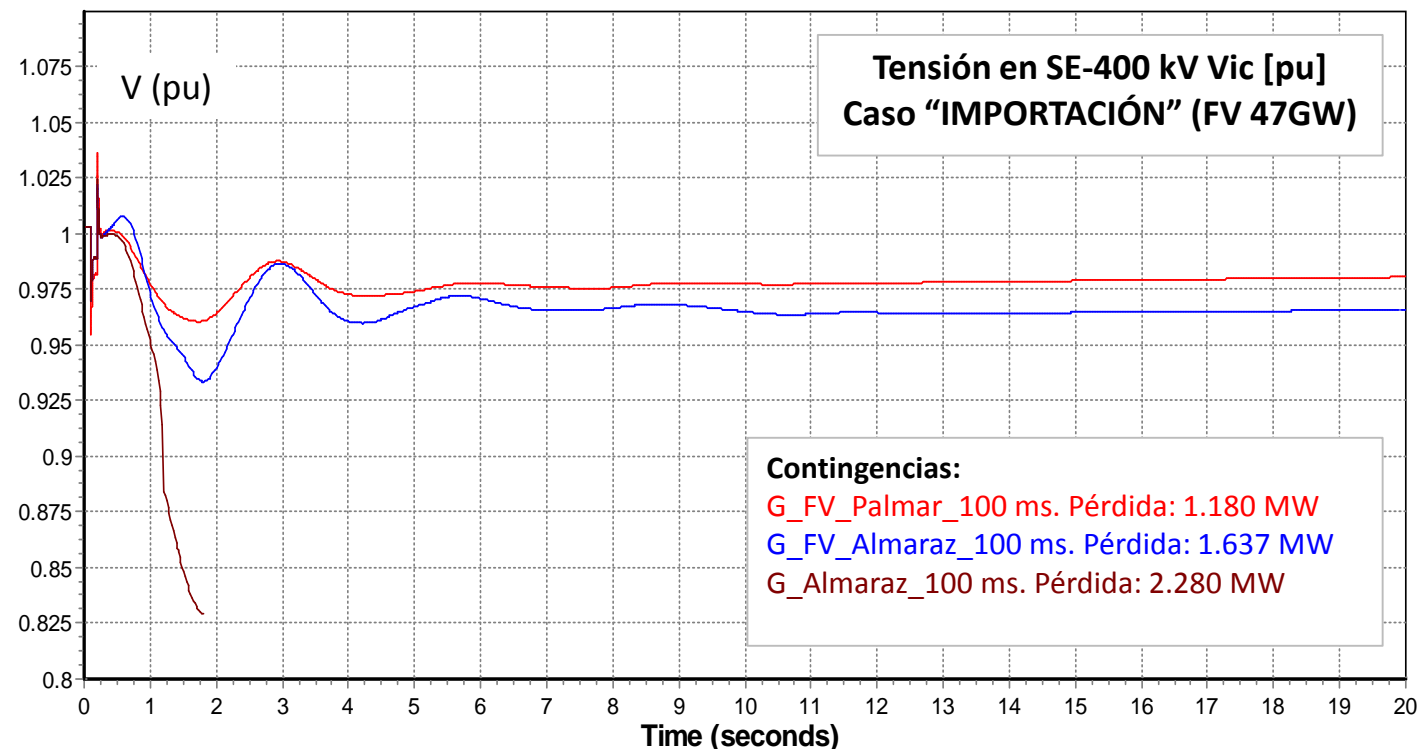


Es necesario que los generadores fotovoltaicos **Tipo A** cuenten con la **capacidad para soportar huecos de tensión** y **capacidad de inyección rápida de corriente** como los indicados en la propuesta del P.O. 12.2 para los generadores Tipo B. Se considera conveniente **profundizar en el conocimiento de las capacidades reales** de la generación FV existente para soportar huecos de tensión, y, en su caso, la **posible adaptación a hueco de tensión de la fotovoltaica existente**, así como de los generadores **eólicos de Portugal**.

# Interconexiones

La desconexión de generación lleva a un aumento de los flujos de potencia activa por las interconexiones desde Francia hacia España, que provoca la degradación de las tensiones en los nudos de la interconexión, especialmente en la L-400 kV Vic-Baixas. A partir de un cierto nivel de desconexión de generación, se produce tal degradación de la tensión en esta zona que se llega al **colapso de tensión** o **pérdida de sincronismo** en la L-400 kV Vic-Baixas.

Importación: **5.000 MW**



Se refuerza la necesidad de que los generados fotovoltaicos **Tipo A** cuenten con la **capacidad para soportar huecos de tensión y capacidad de inyección rápida de corriente** como los indicados en la propuesta del P.O. 12.2 para los generadores Tipo B, así como profundizar en el conocimiento de las capacidades reales de la generación FV existente para soportar huecos de tensión, y la **posible adaptación a hueco de tensión de los generadores fotovoltaicos existentes**, así como los generadores **eólicos de Portugal**.

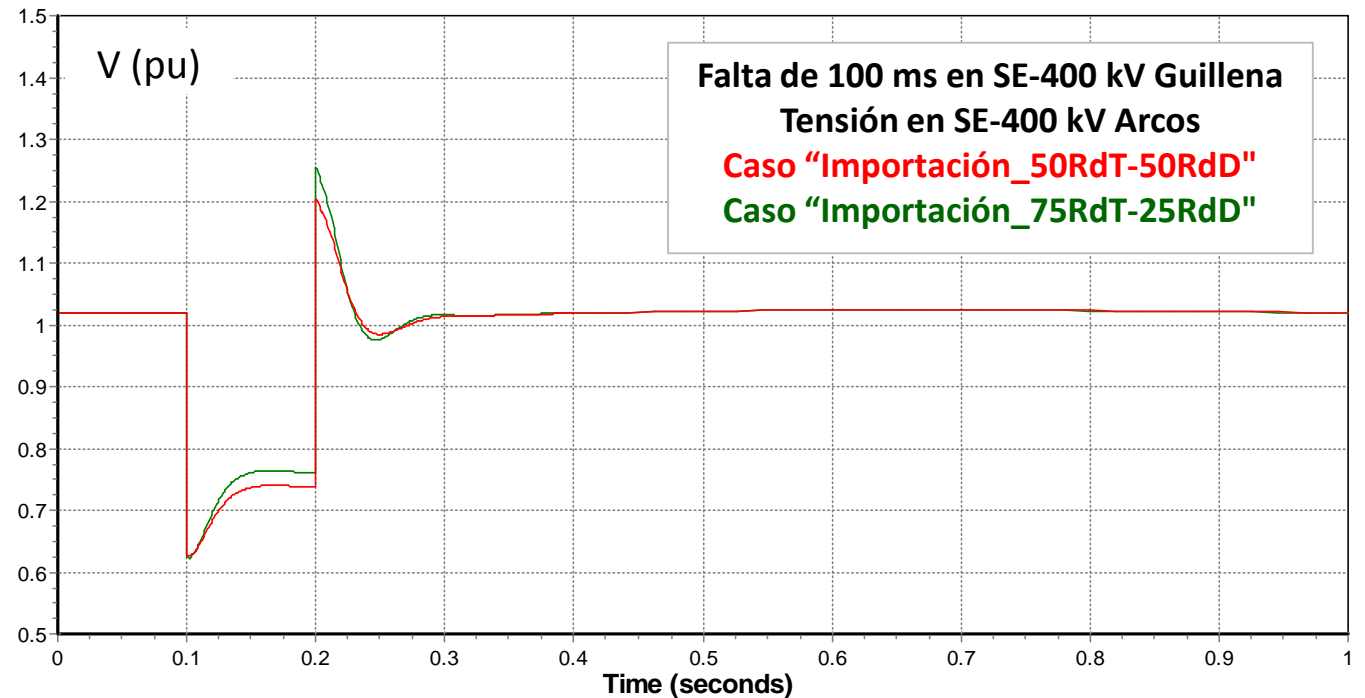


# Sensibilidad a la distribución de instalación FV en RdT – RdD

Reparto de 47.150 MW de FV

**50% RdT - 50% RdD**

**75% RdT - 25% RdD**



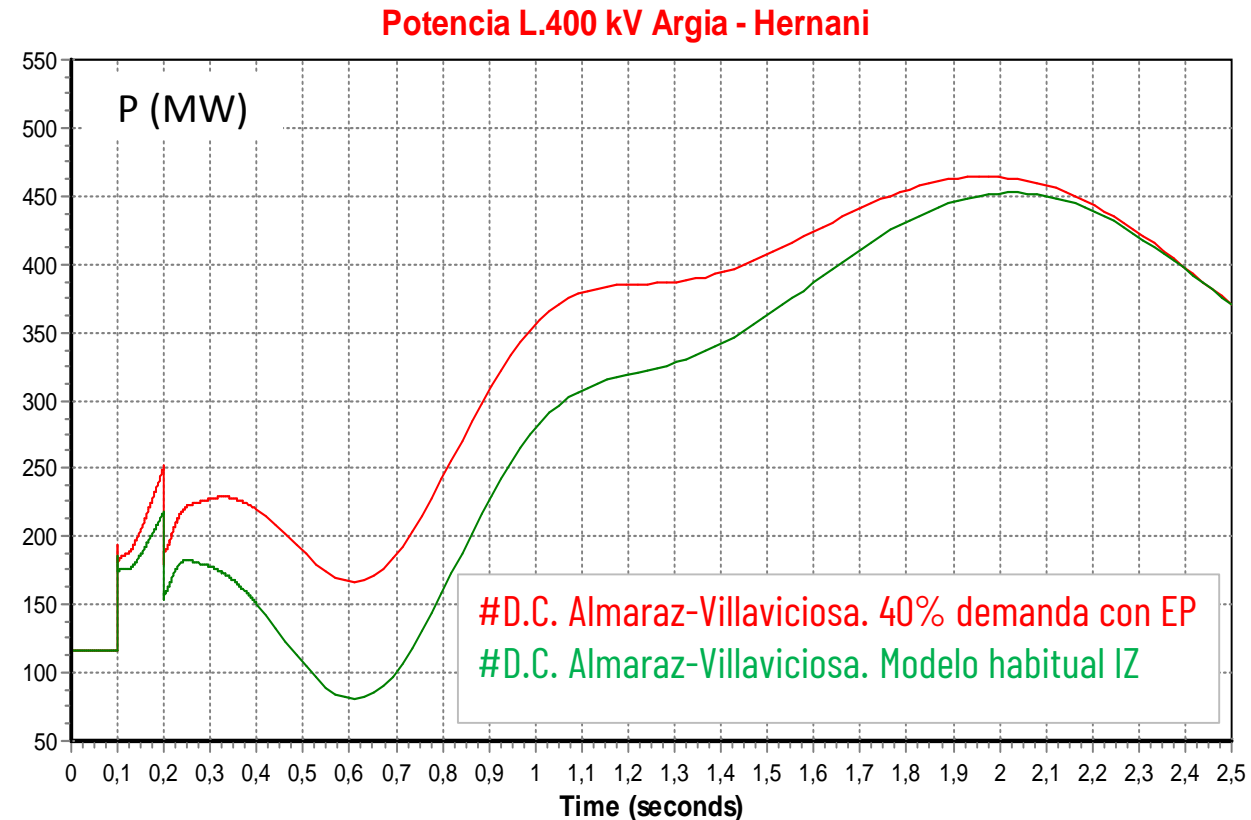
- **No se identifica un impacto significativo para la estabilidad del sistema** en función de la ubicación (RdT-RdD) de la generación fotovoltaica, en los dos casos estudiados.
- No se ha evaluado en ningún caso el **impacto sobre la red de distribución** de las dos hipótesis de localización de FV.
- En escenarios con una mayor concentración de generación FV en la RdT se observan **tensiones transitorias ligeramente superiores**, tanto durante el hueco de tensión como en el despeje de la falta. Esto se debe a que los generadores, al estar más cerca de la falta (faltas en RdT), inyectan más corriente reactiva durante la perturbación, en coherencia con el requisito de inyección de corriente de falta de la propuesta de PO 12.2.

# Sensibilidad a la demanda conectada mediante electrónica de potencia

## Resultados

- El efecto de conectar un 40 % de la demanda mediante EP en casos de importación, estresará transitoriamente las interconexiones en alterna con el resto del sistema europeo interconectado, no obstante, la sensibilidad obtenida es moderada.
- No se ha analizado con modelos y estudios de detalle el impacto que tiene sobre el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas inter-área la hipótesis de que la demanda conectada a través de EP sea "insensible" a las variaciones de frecuencia.

**Es de interés poner de relieve la necesidad de iniciar una ronda de contactos con fabricantes de equipos domésticos que utilizan EP y titulares de cargas industriales a fin de empezar a tener un conocimiento mejor del comportamiento dinámico de cargas conectadas mediante EP en aras a obtener una adecuada caracterización de la demanda en los escenarios futuros.**

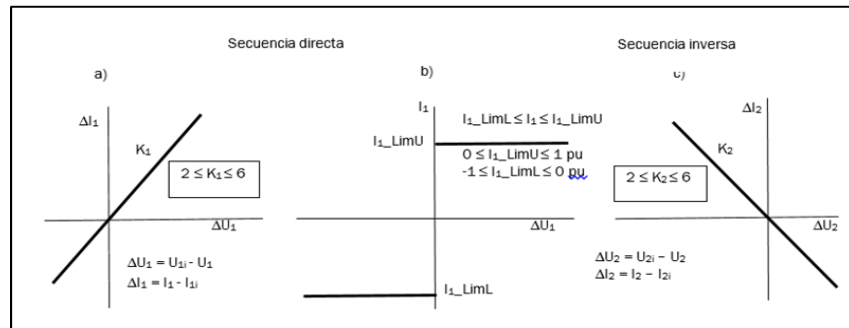


# Sensibilidad de balance transitorio generación-demanda

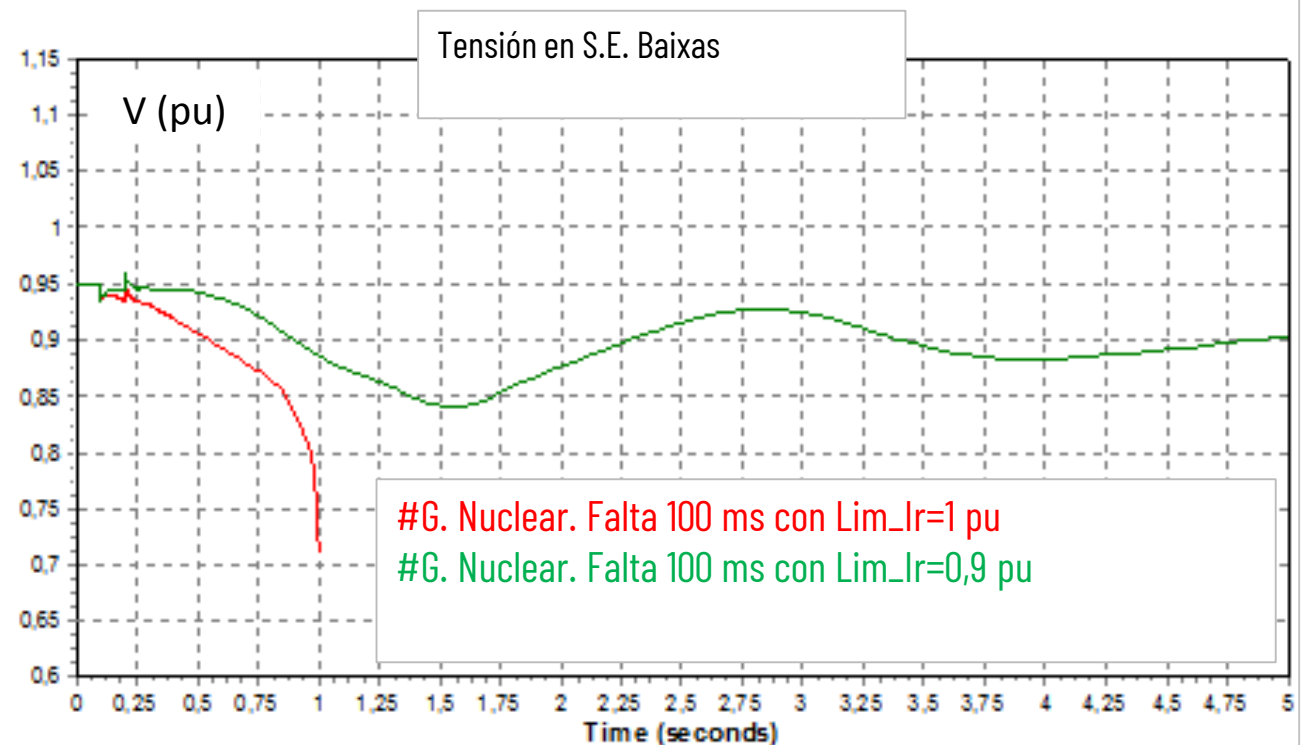
## Resultados

Se pone de manifiesto que con alta penetración de EP, el balance transitorio será, en general, más demandante que con predominio de participación de la generación síncrona.

En cualquier caso, el balance transitorio parece bien controlado **fruto de la propuesta de modificación del P.O. 12.2 que exige inyectar componente de corriente activa a la futura generación EP durante las faltas.**



Sensibilidad a la no inyección de corriente activa con EP en el caso de importación (tipo A con FRTC)



# Conclusiones



Capacidad de la EP 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 EP. 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 EP para tener un conocimiento mejor de su comportamiento dinámico.



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.

## PO 12.2



Los **requisitos** del Reglamento (UE) 631/2016 y su desarrollo en la propuesta de **P.0.12.2 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 generación significativas por sobretensiones transitorias.
- Adecuado equilibrio transitorio generación-demanda durante perturbaciones.
- Ausencia de pérdida de sincronismo de generadores síncronos durante perturbaciones.
- Adecuada controlabilidad de tensiones en el sistema.

## RdT->RdD



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% y 75-25%).

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

### AGENDA

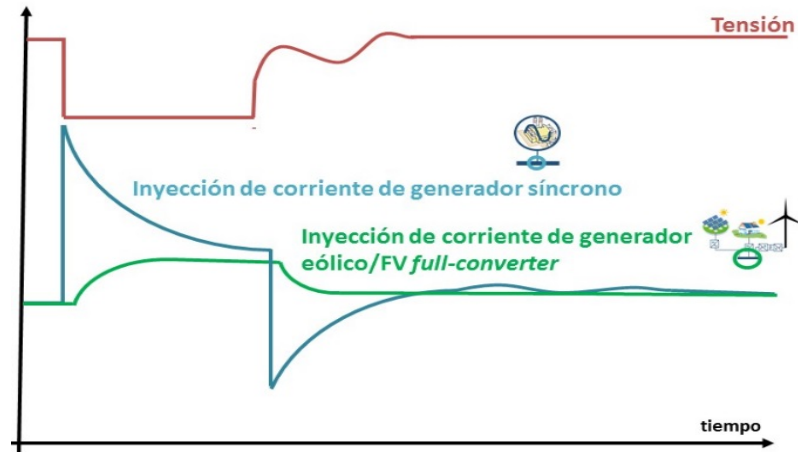
| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |





# Introducción a conceptos

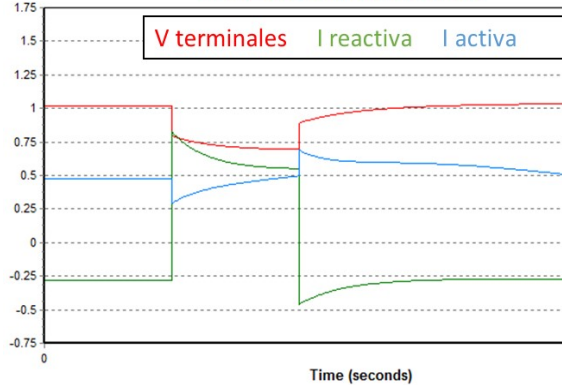
## Generador síncrono vs. MPE "Full-Converter"



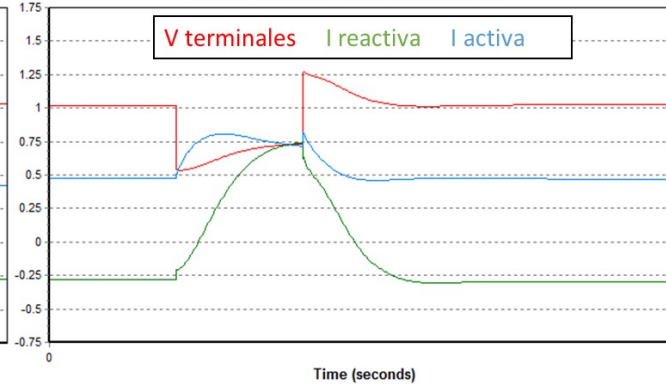
Generador síncrono

Generador Eólico/FV basado en EP

Generador síncrono (falta 100 ms)



Eólico/FV basado en EP (falta 100ms)



## Propuesta modificación PO 12.2

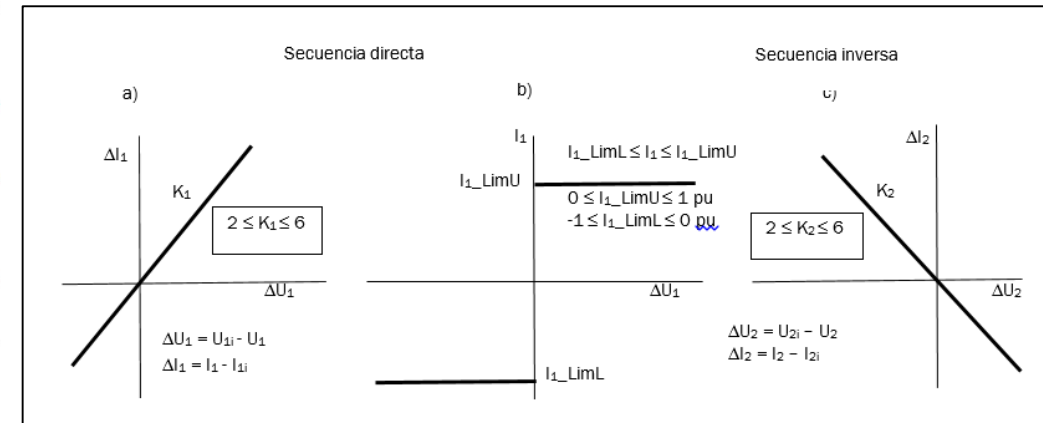
INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y DE DEMANDA:  
REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO, PUESTA EN SERVICIO Y SEGURIDAD

P.O. 12.2

Octubre de 2018

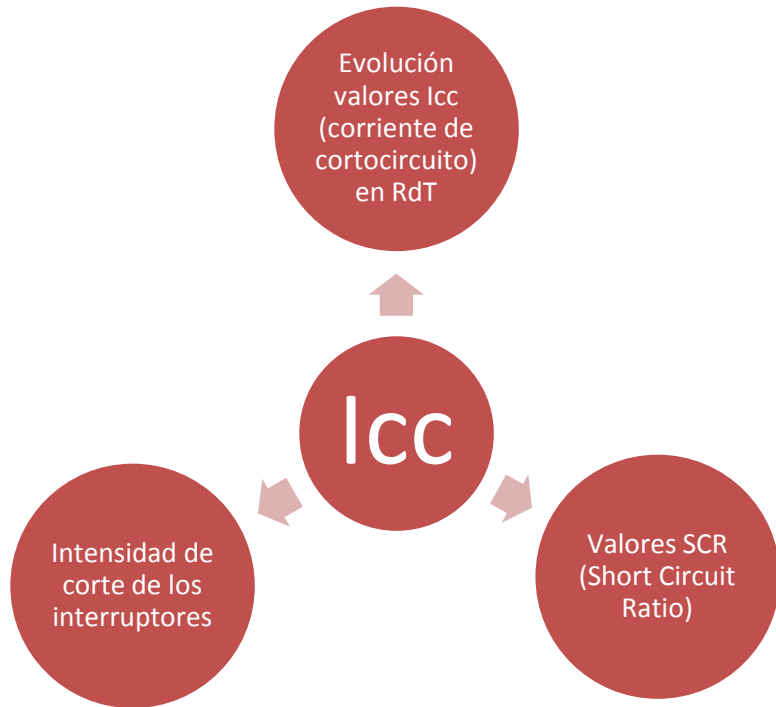
Aspectos que podrían regularse en normativa de rango superior al procedimiento de operación o requerir de dicha normativa.

**Requisito de inyección rápida de corriente ante perturbación**



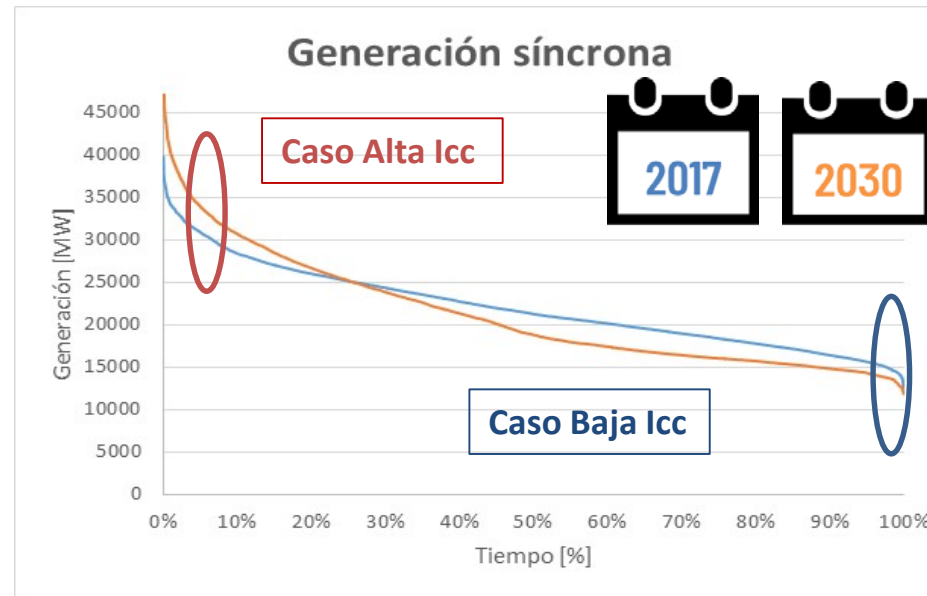
# Estudio: Alcance e Hipótesis

## Alcance del estudio



## Hipótesis y escenarios estudio

Escenario DG 2030



RdT planificada H2020  
+  
HVDC Golfo Bizkaia y  
refuerzos asociados



| Caso     | Caso estudio Est. Transitoria | Intercambio España-Francia | Ciclos combinados | Nucleares | Reparto FV RdT% - RdD% |
|----------|-------------------------------|----------------------------|-------------------|-----------|------------------------|
| Baja Icc | Síncrona mínima (must-run)    | +5000                      | 5                 | 5         | 50% - 50%              |
| Alta Icc | Síncrona elevada              | +5000                      | 46                | 7         | 50% - 50%              |



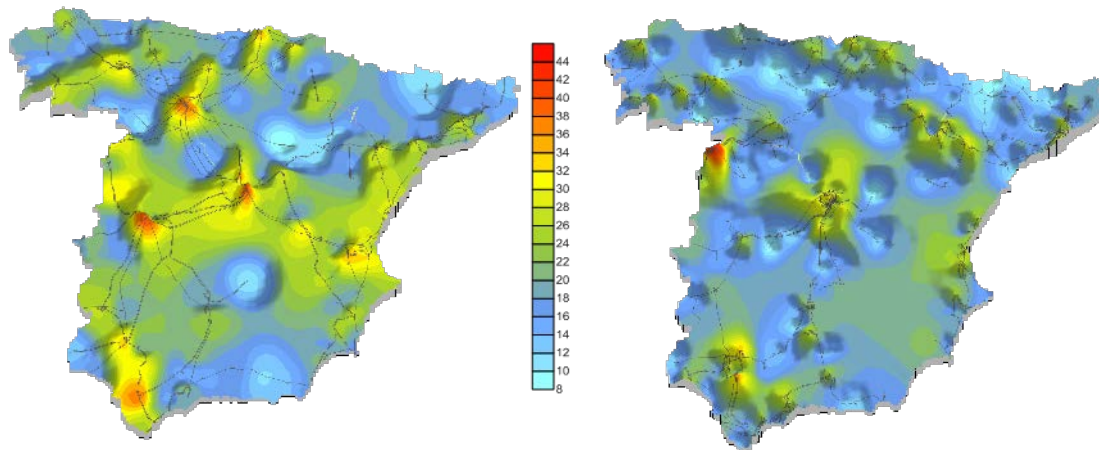
# Resultados: Evolución corriente de cortocircuito (Icc)

## Caso Alta Icc

Icc trifásica en nudos RdT

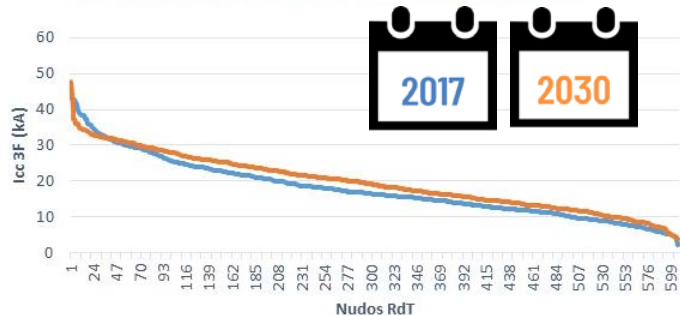
400 kV

220 kV



Comparativa 2017 vs. 2030

Icc trifásica en nudos RdT. Caso Alta Icc



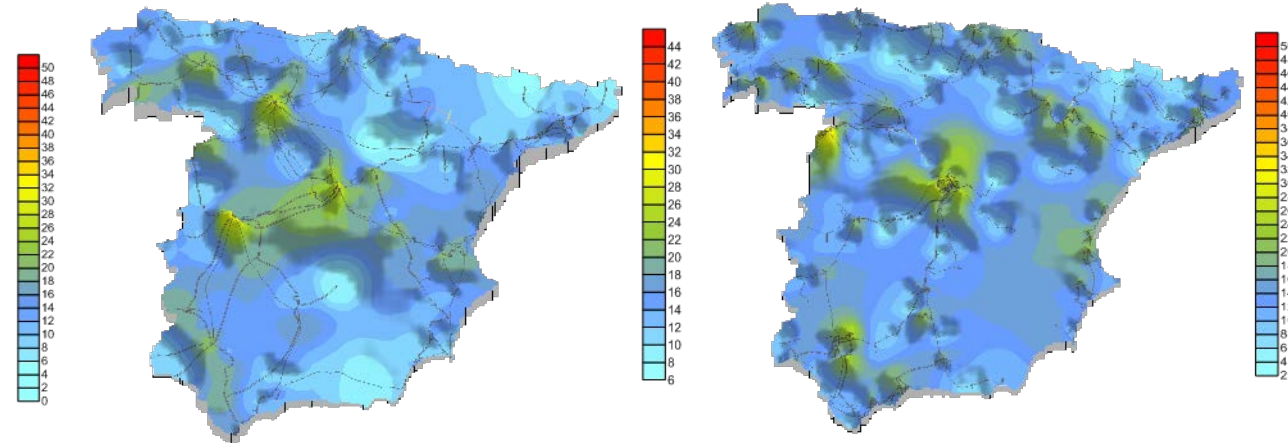
Mayor generación síncrona en el DG 2030 (percentil 95) y mayor desarrollo de la RdT

## Caso Baja Icc

Icc trifásica en nudos RdT

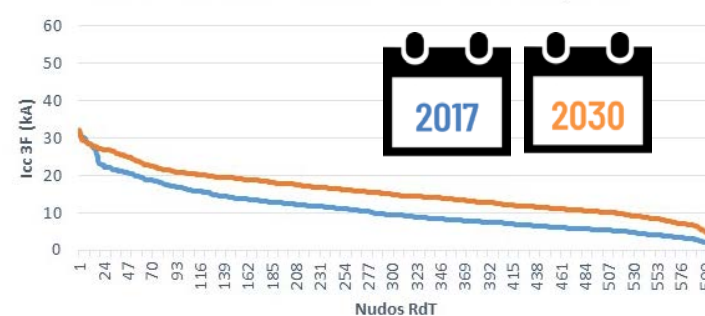
400 kV

220 kV



Comparativa 2017 vs. 2030

Icc trifásica en nudos RdT. Caso Baja Icc



Generación síncrona acoplada es muy similar ("must-run" síncrono análogo en 2017 y en 2030) (percentil 1).

En DG 2030 no hay líneas abiertas por control de tensión al disponer de capacidad de control de tensión con la nueva renovable (P.O. 12.2) y nuevos equipos (eg. STATCOM y reactancias).

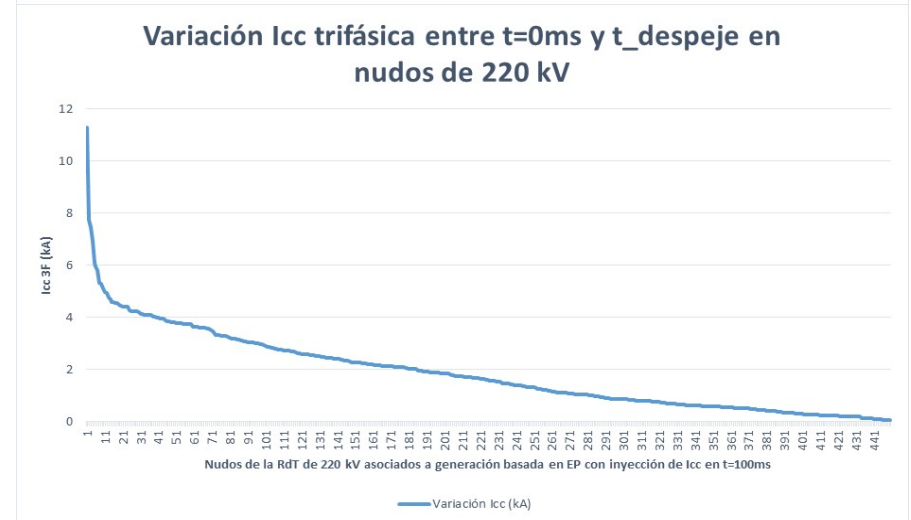
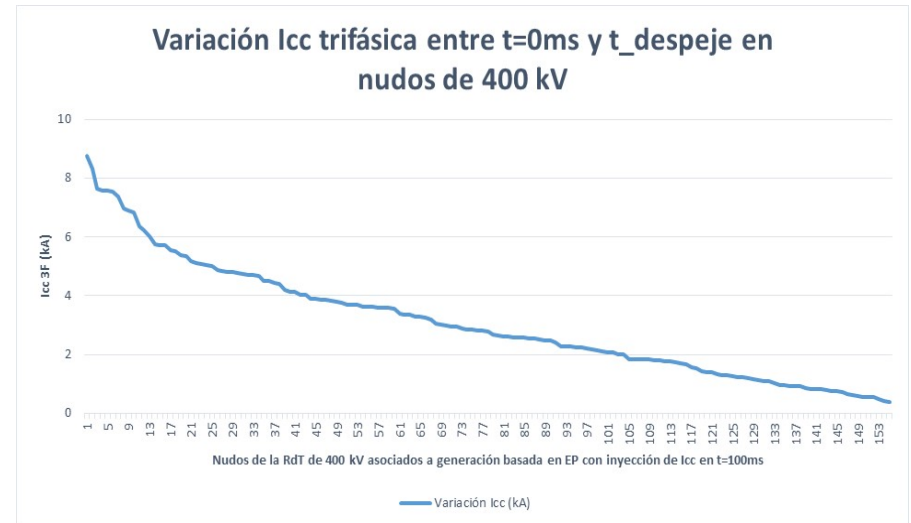
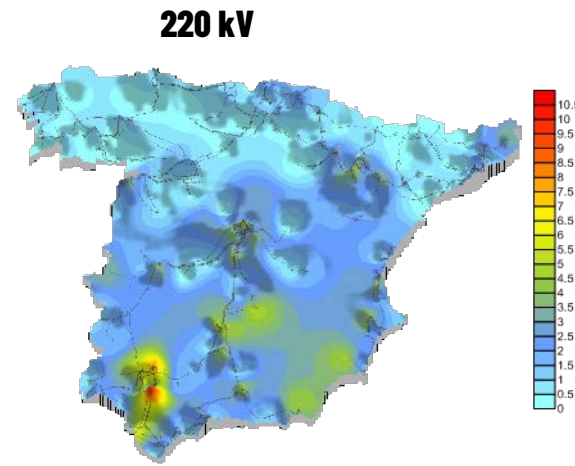
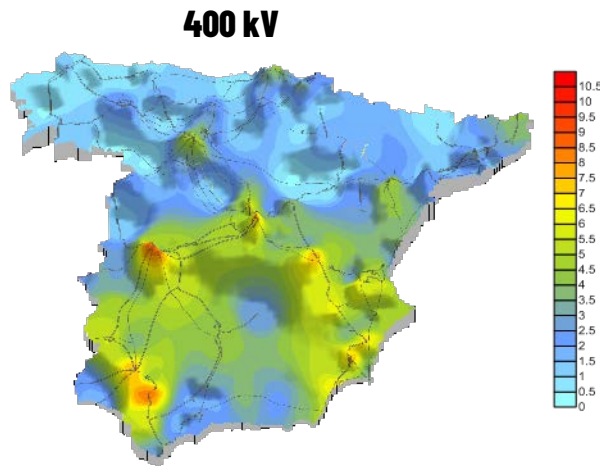




# Resultados: Intensidad de corte de los interruptores

## Variación corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) en $t=0ms$ y corriente de despeje de falta ( $I_{despeje}$ )

### Variación (kA) $I_{despeje}$ - $I_{cc}$ . Caso Baja $I_{cc}$ (Alta penetración de FV)



| Provincia | SE        | Variación $I_{cc}$ 3F (kA) | $I_{cc}$ 3F max $t_{despeje}$ (kA) |
|-----------|-----------|----------------------------|------------------------------------|
| Cáceres   | Almaraz   | 8,7                        | 38,2                               |
| Sevilla   | D.Rodrigo | 8,3                        | 26,8                               |
| Madrid    | Morata    | 7,6                        | 35,4                               |
| Madrid    | Loeches   | 7,6                        | 34,5                               |
| Cuenta    | Olmedilla | 7,6                        | 28,3                               |

| Provincia | SE          | Variación $I_{cc}$ 3F (kA) | $I_{cc}$ 3F max $t_{despeje}$ (kA) |
|-----------|-------------|----------------------------|------------------------------------|
| Sevilla   | D.Rodrigo   | 11,3                       | 37,6                               |
| Sevilla   | Carmona     | 7,8                        | 33,4                               |
| Sevilla   | D.Hermanas  | 7,5                        | 28,9                               |
| Sevilla   | Santiponce  | 7,0                        | 28,8                               |
| C.Real    | Puertollano | 6,1                        | 23,6                               |

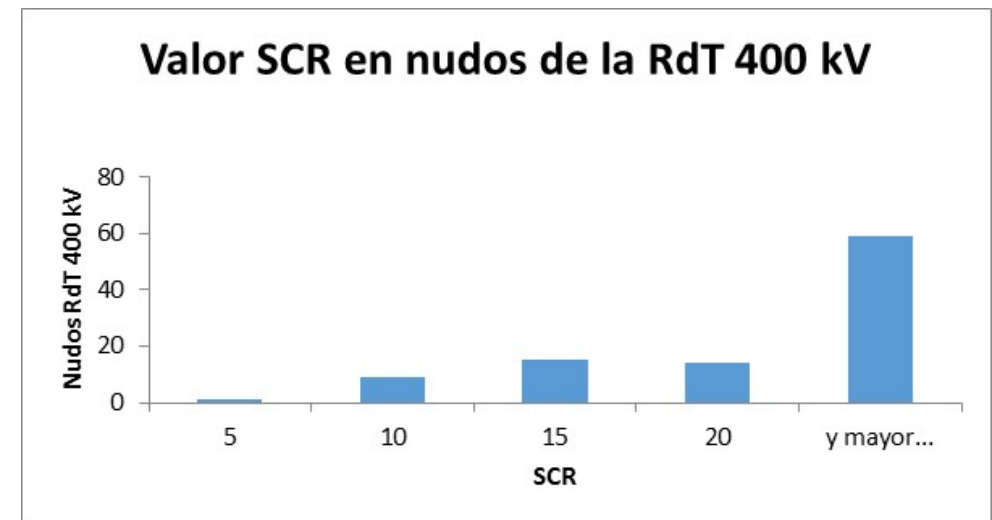
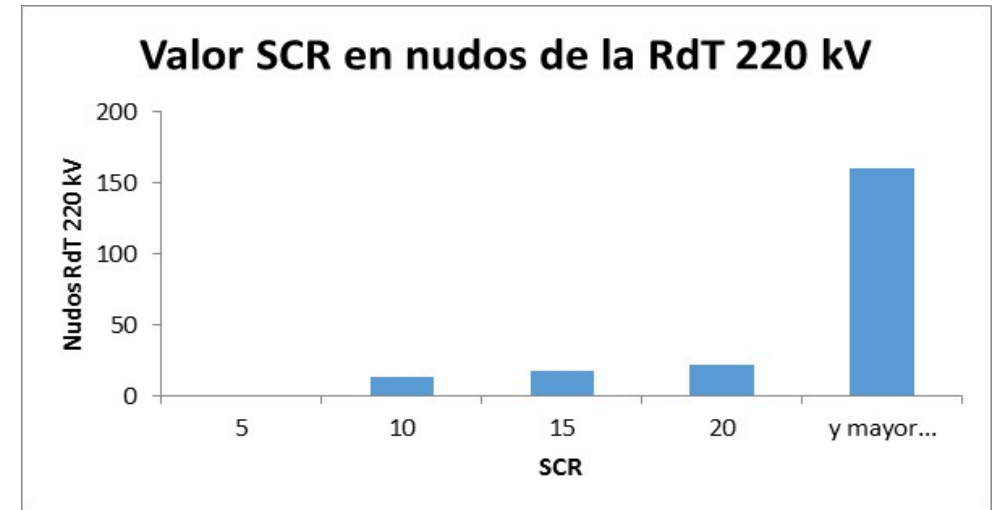


# Resultados: Valores SCR (Short Circuit Ratio)

## ¿Qué es el SCR y para qué se utiliza?

$$\text{"Short Circuit Ratio" SCR} = \frac{S_{CC}}{S_{GEN\_EP\_NUDO}}$$

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





# Corriente de cortocircuito

## Conclusiones



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.

P0  
12.2

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 0,1 MW 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.



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 DG 2030 a valores no inferiores a los mínimos ya registrados a día de hoy en el sistema.



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 11 kA 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**.

SCR

**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 EP existente en relación con la potencia de cortocircuito del nudo de conexión.



# Conclusiones finales operabilidad DG 2030



## Balance y Flexibilidad

- **FV** es el **elemento disruptivo** que da lugar a importantes necesidades de flexibilidad del sistema: elevadas rampas horarias de variación para la generación gestionable, en general minoradas por el almacenamiento y los intercambios.
- Los **ciclos combinados** tendrán un régimen de funcionamiento notablemente **más exigente** que en la actualidad ("**perfil de doble valle**").
- **Almacenamiento, gestión activa de la demanda**, participación de las **renovables en los servicios de balance**,... son elementos claves para dotar de flexibilidad al sistema, y proporcionar las **reservas de balance** que necesita el sistema.



## 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. No obstante, el **margen de estabilidad de frecuencia en el DG 2030 es suficiente**.
- Mayores niveles de penetración de renovables, podrán requerir otras medidas para dotar de inercia adicional al sistema (compensadores síncronos, controles de emulación de inercia en los MPE).



## Estabilidad Transitoria

- Importancia de la pronta **aprobación de la propuesta de PO 12.2**, que garantiza que la nueva generación dispondrá de las **capacidades técnicas necesarias**.
- **Elevadas pérdidas de generación** en el sistema por falta de capacidad de soportar huecos de tensión de la **FV existente, eólica no adecuada de Portugal y generación tipo A**. Necesidad de reducirlos. En particular, necesidad de que los generadores más pequeños (**Tipo A**) soporten **huecos de tensión e inyecten corriente reactiva ante falta**, similar a los Tipo B.
- Ronda de contactos con fabricantes para **conocer capacidades reales de FV existente** y comportamiento de **la demanda con EP**.



## Corriente de Cortocircuito

- **Valores máximos** de corriente de cortocircuito **ligeramente superiores** a los actuales (mayor demanda, saldo en la interconexión mayoritariamente exportador y más red).
- **Valores mínimos** de corriente de cortocircuito **ligeramente superiores** (acotados por el "must-run" síncrono y el mayor mallado de red).
- El actual **criterio de otorgamiento de acceso (1/20 Scc) no garantiza SCR mínimos** y en otros casos puede ser excesivamente **conservador**. **Lanzamiento de grupo de trabajo para revisión del umbral**.

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA

## OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL SISTEMA

### AGENDA

| HORA                 | ASUNTO  |
|----------------------|---|
| 9:30-9:45 [15 min]   | BIENVENIDA  |
| 9:45-10:45 [1 h]     | ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA                               |
| 10:45-11:15 [30 min] | CAFÉ  |
| 11:15-11:55 [40 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: BALANCE Y FLEXIBILIDAD     |
| 11:55-12:30 [35 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA  |
| 12:30-13:15 [45 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: ESTABILIDAD TRANSITORIA    |
| 13:15-13:45 [30 min] | OPERABILIDAD FUTURA DEL SISTEMA H2030: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO |
| 13:45-14:00 [15 min] | OTROS TEMAS   |
| 14:00                | FIN DE LA REUNIÓN   |





# Lanzamiento Grupo de Trabajo Revisión "Criterio 1/20 Scc"

PROPUESTA

|                           |                  |      |
|---------------------------|------------------|------|
| SUPERVISIÓN               | MITECO           | CNMC |
| COORDINACIÓN Y DESARROLLO | REE              | GRD  |
| CONSULTA                  | ASOCIACIONES MPE |      |



Nominación de participantes: **10-Enero-2019**

[GT\\_Scc@ree.es](mailto:GT_Scc@ree.es)



Primera reunión (fecha provisional) **15-Enero-2019**



# Encuesta de satisfacción

VALORA TU EXPERIENCIA.  
Ayúdanos a mejorar en 1 minuto

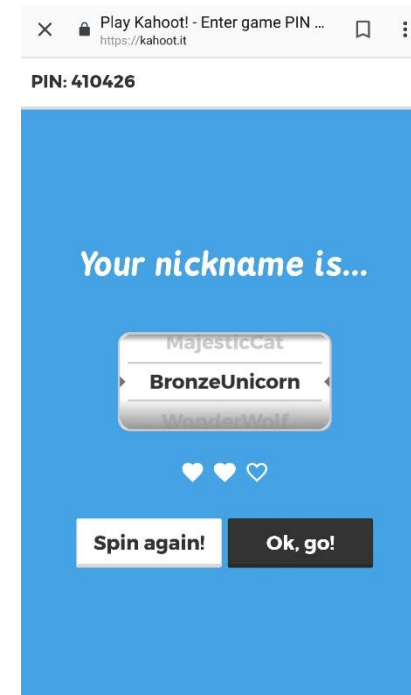
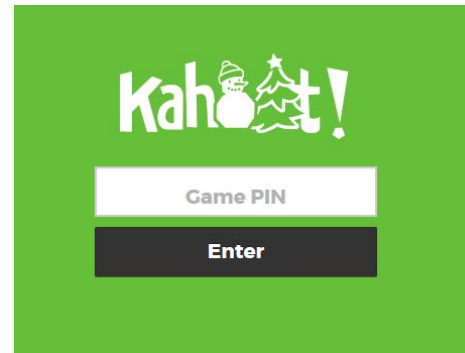
## Encuesta on-line



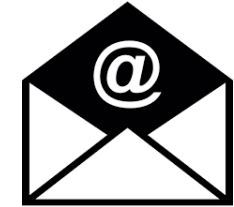
**1** [www.kahoot.it](http://www.kahoot.it)

**2** Game pin

**3** Nickname  
(**anónimo**)

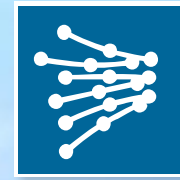


## Comentarios y sugerencias



Buzón de correo:

[GSP@ree.es](mailto:GSP@ree.es)



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*cuidamos tu energía*

[www.ree.es](http://www.ree.es)

**Gracias por su atención**

**La transición energética, mejor con *red***