

Escenarios Sistema Eléctrico 2030

Miguel R. Duvison

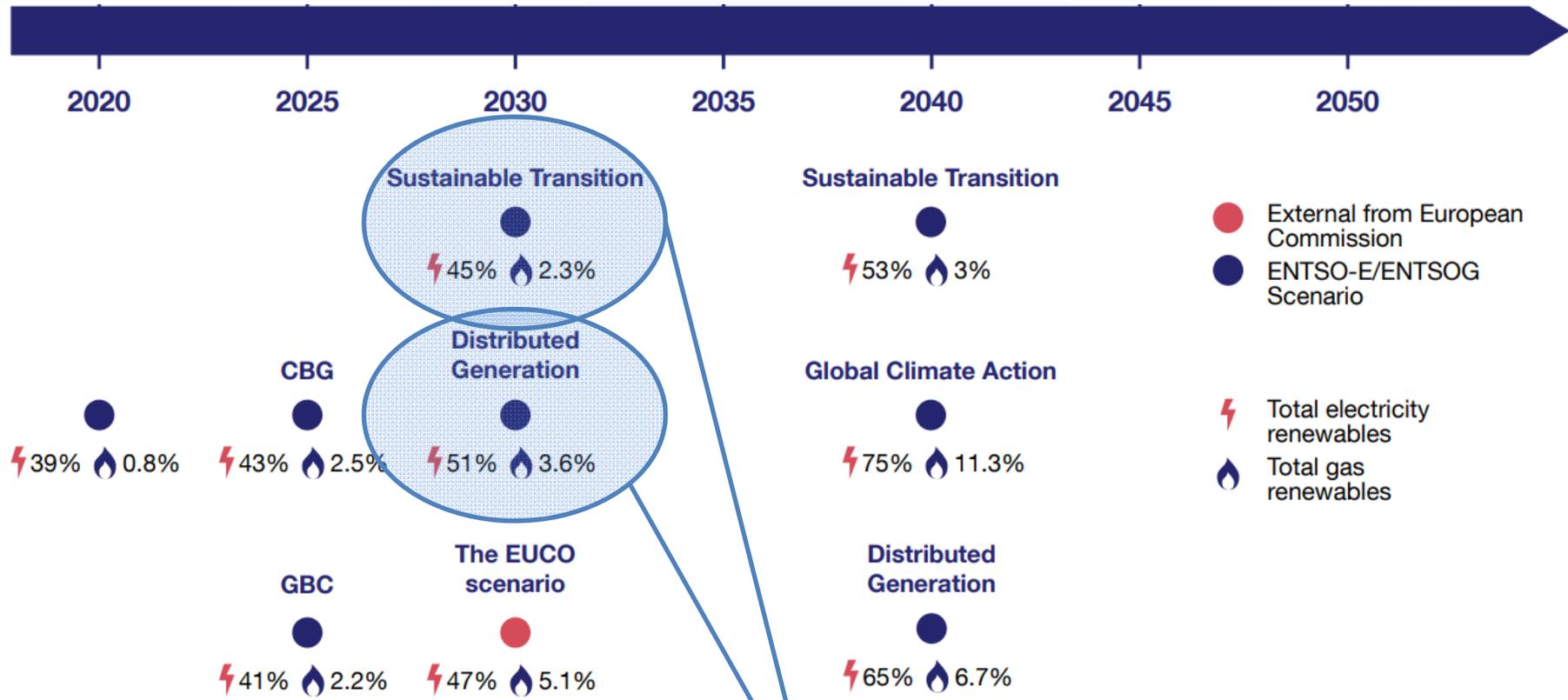
Director General de Operación de Red Eléctrica de España

Principios del Análisis

- La simulación consiste en un análisis de **nudo único** en cada sistema eléctrico considerando la capacidad de intercambio con sus sistemas eléctricos vecinos.
- **No se consideran restricciones técnicas derivadas de congestiones en la red.** Se ha considerado la restricción a nivel global de un valor mínimo de generación térmica acoplada en la península ibérica en grupos por un valor de potencia instalada de 5.500 MW para cubrir necesidades de mínima generación síncrona, generación de respaldo y reserva rodante
- El modelo considera **costes variables** y **costes marginales** relativos a precios previstos de combustibles, costes estimados de operación y mantenimiento y costes de emisiones CO2. La generación renovable se considera a coste variable cero.
- No se modelan otros costes variables, costes fijos u otros factores que forman parte de la estrategia de oferta por parte de la generación. Se simula **mercado perfecto**.
- Los resultados no deben interpretarse como precios.
- Los valores de saldo de intercambio únicamente representan el valor y sentido del flujo de energía que la capacidad de intercambio modelada permite y que reduce en el conjunto del sistema modelado (EU) el coste global de la energía.

Escenarios de partida. ENTSOE

Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018



- CBG: Coal Before Gas
- GBC: Gas Before Coal
- EUCO: escenarios de la Comisión Europea.

Escenarios TYNDP 2018 relevantes:

- Sustainable Transition (ST)
- Distributed Generation (DG)

Escenarios de partida: Sustainable Transition (ST)

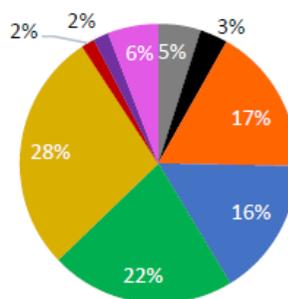
Características básicas.

Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso Base. Año Medio

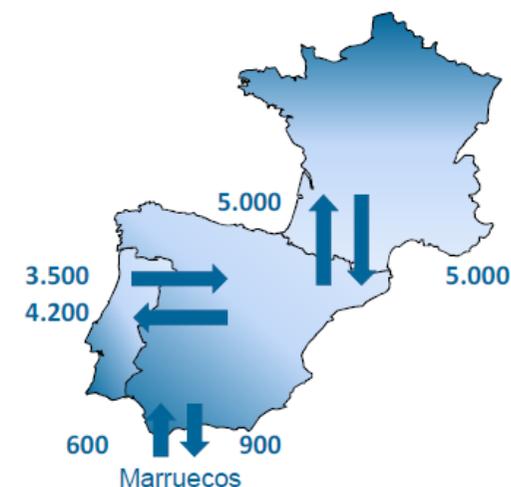
España Peninsular		Generación mínima síncrona:	5500 MW	<i>Cod 076</i>
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	1,0 Mill. VE+VH	Nivel de eficiencia: MEDIO
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	0,8 Mill. bombas calor	

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	40.000	28%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	143.737	100%



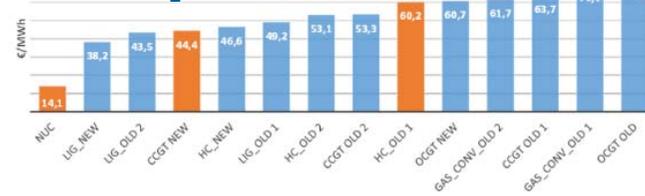
Capacidad de intercambio (MW)



Información adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	106.017	74%	del total del sistema eléctrico
RES en España peninsular (MW)	98.900	69%	del total del sistema eléctrico
RES en Portugal (MW)	17.474	79%	del total del sistema eléctrico
RES en Europa (%)	65%		
Gen. térmica síncrona mínima (MW):	5.500		

CO₂ 33.3 €/t orden de mérito



Escenarios de partida: Distributed Generation (DG)

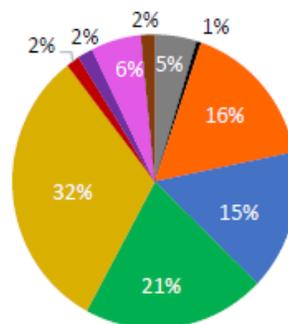
Características básicas. Prosumers.

Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Base. Año medio

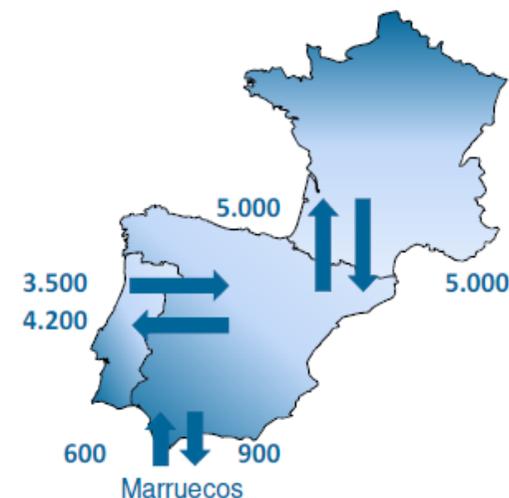
España Peninsular		Generación mínima síncrona:	5500 MW	Cod 029
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	2,4 Mill. VE+VH Prosumers 1,2 Mill. bombas calor	Nivel de eficiencia:
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:		ALTO

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	32%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	149.439	100%



Capacidad de intercambio (MW)



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 síncrona mínima (MW):	5.500		



Sensibilidades. Comunes

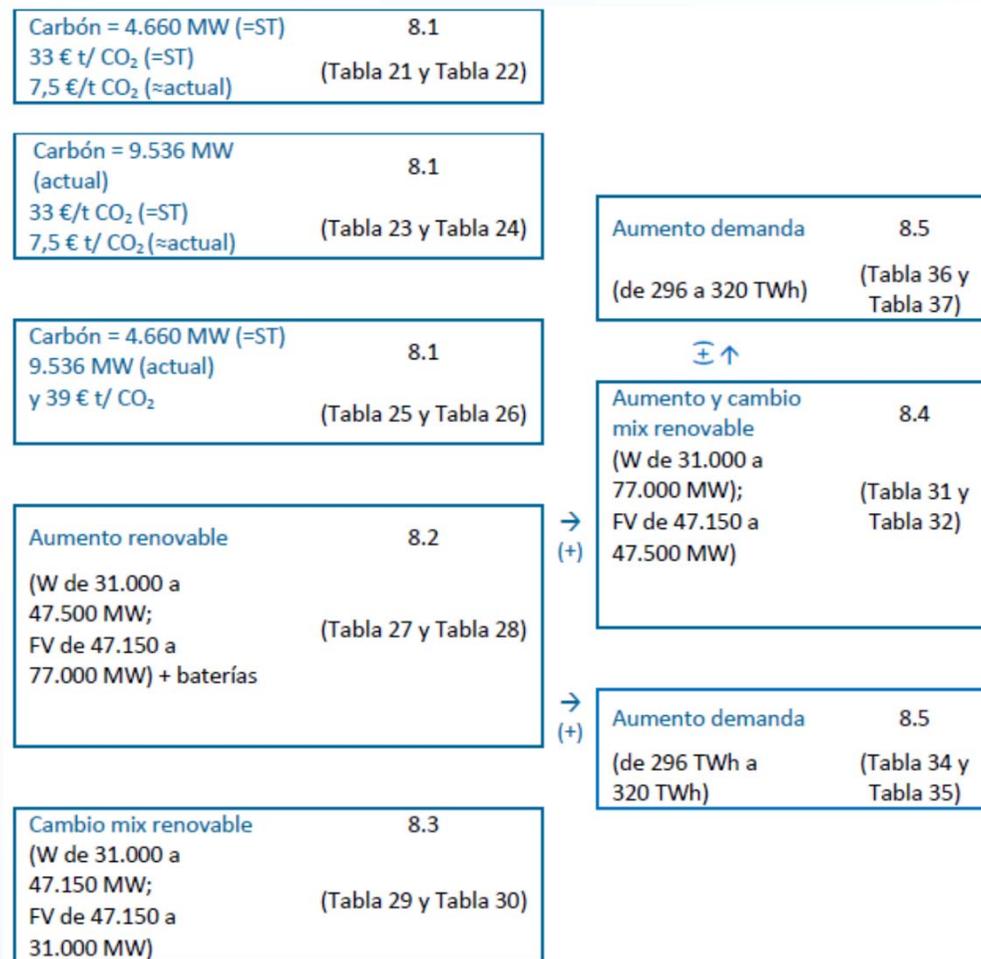
Sobre estos escenarios base se evalúan las siguientes sensibilidades para los **dos años hidráulicos** considerados:

- **Cierre parcial** del parque **nuclear español** (5 centrales)
 - De 7117 a 2033 MW
- **Cierre total** del parque **nuclear español** (7 centrales)
 - De 7117 a 0MW
- Incremento de la **NTC España-Francia a 8.000 MW.**

Sensibilidades analizadas para el escenario DG

ESCENARIO ALTERNATIVO	APARTADO (TABLAS)	ESCENARIO ALTERNATIVO	APARTADO (TABLAS)
ESCENARIO BASE (DG) Apartado: 7.1 (Tablas 7 a 12) Demanda = 296 TWh NTC ESP-FR = 5.000 MW Precio CO ₂ = 50 € t/CO ₂ Carbón = 847 MW Nuclear = 7.117 MW Eólica = 31.000 MW FV = 47.150 MW	Reducción demanda (de 296 a 285 TWh)	7.2. (Tabla 14 y Tabla 15)	Específica
	Cierre parcial nuclear De 7.117 a 2033 MW	7.3 (Tabla 17 y Tabla 18)	
	Cierre total nuclear De 7.117 a 0 MW	7.4 (Tabla 17 y Tabla 18)	Comunes
	Incremento NTC ESP-FR (de 5.000 a 8.000 MW)	7.5 (Tabla 19 y Tabla 20)	

Sensibilidades analizadas para el escenario DG (cont.)



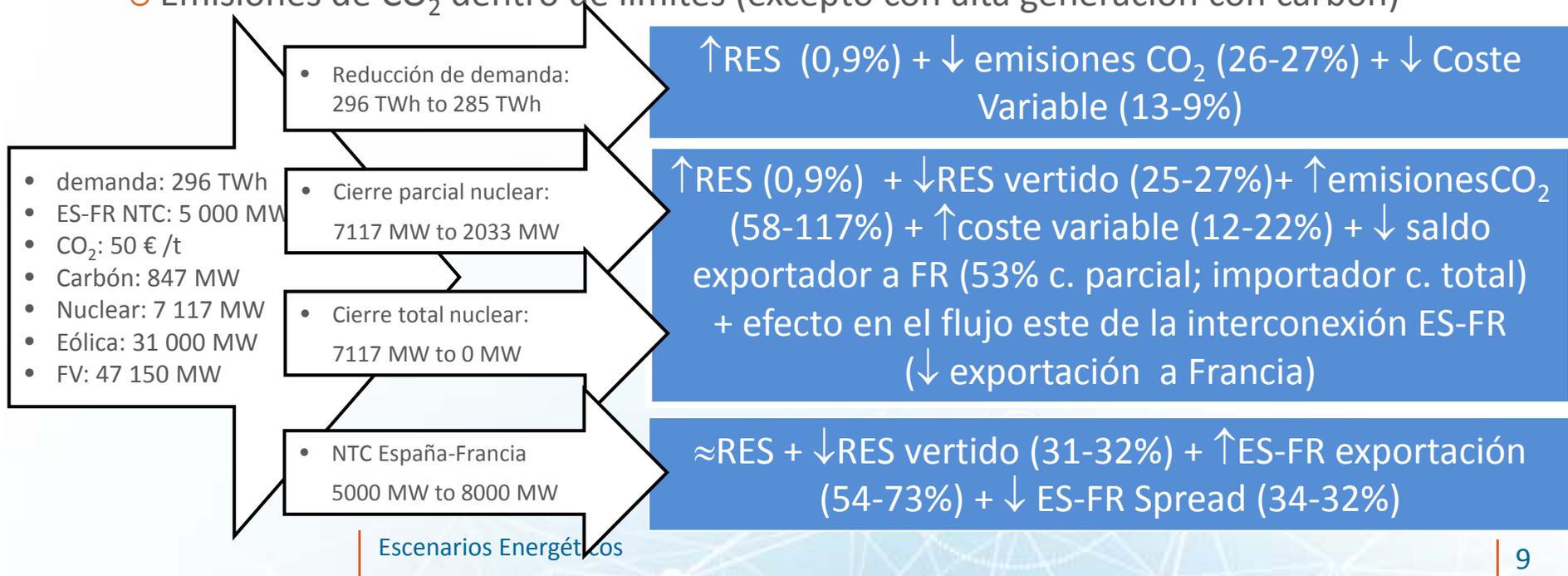
Específicas

Resultados:

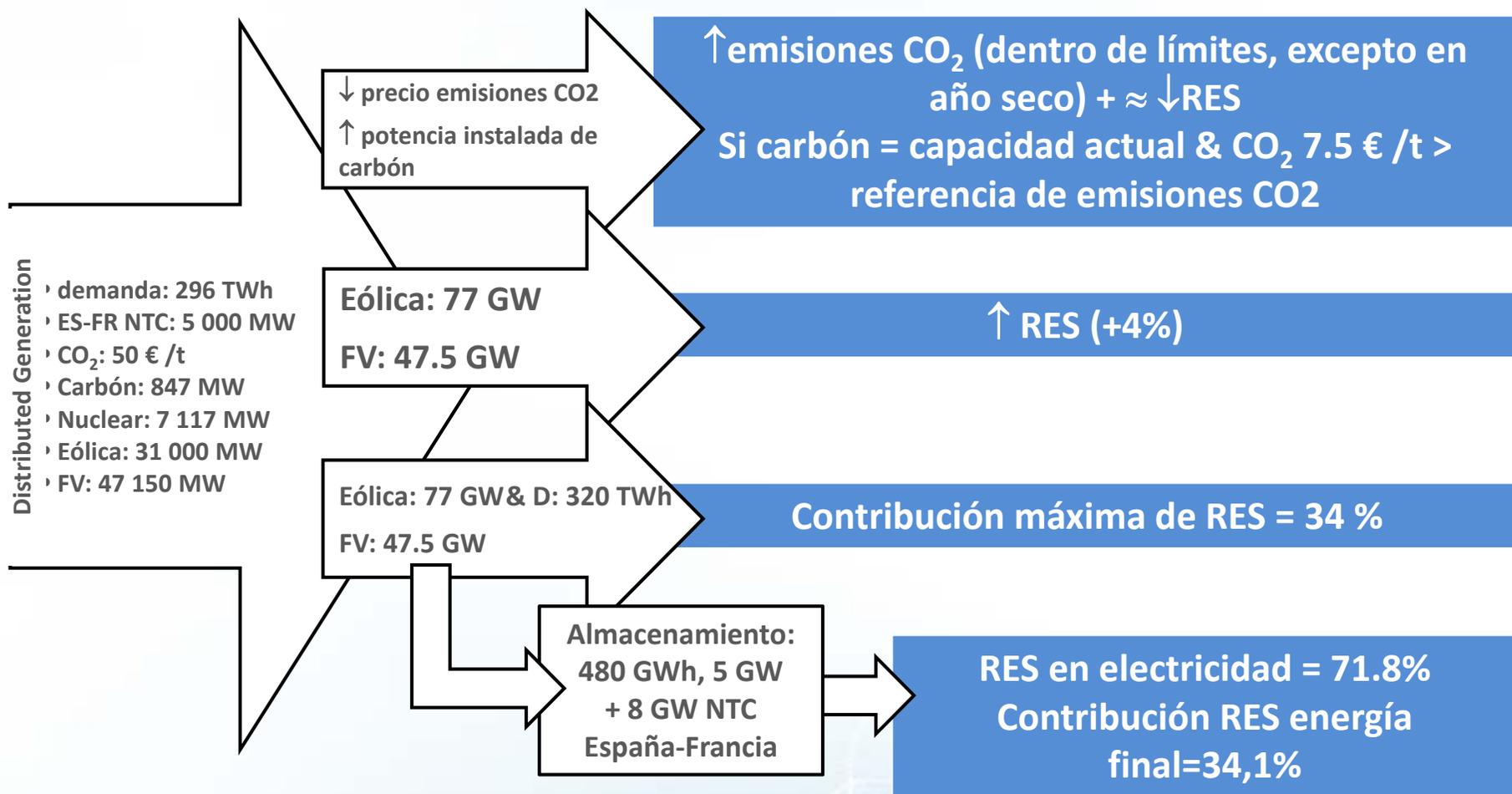
- Sustainable Transition: la contribución de las renovables en la energía final < **27%**

⇒ Escenario de referencia: Distributed Generation

- Distributed Generation:
 - Contribución de renovables en energía final > **27%**
 - Emisiones de CO₂ dentro de límites (excepto con alta generación con carbón)



Resultados (cont.):

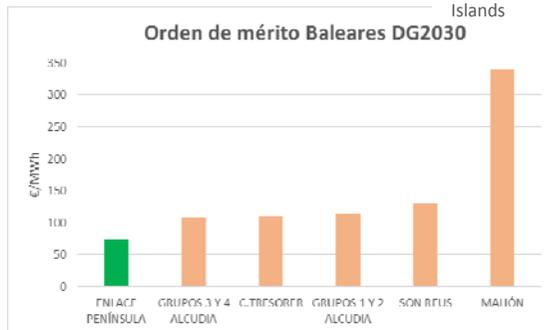
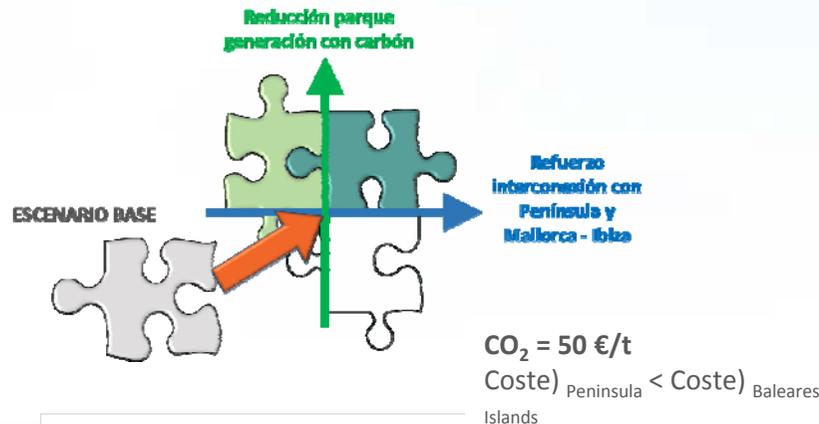


Resultados (cont.):

- El cierre parcial o total de la energía nuclear incrementa la participación de las renovables ($\approx 1\%$) en la energía final y reduce el vertido de estas ($\approx 25\%$); sin embargo el coste variable total se incrementa en 3237 M€ / año respecto al escenario de referencia lo que significa un incremento del coste variable total de 1195 M€ / año por 1€ de variación del coste marginal.
- El incremento de la capacidad de interconexión con Francia aumenta las exportaciones a Francia, reduce el vertido renovable (31 %), aumenta el coste variable total a 969 M€/año, lo que implica un incremento del coste variable total de 294 M€/año por 1€ de variación del coste marginal respecto al escenario DG y reduce la diferencia de precios entre los dos países.
- Para analizar el efecto de la generación con carbón se ha reducido el precio de las emisiones de CO₂ y el valor de potencia instalada. En situación seca no se consigue el objetivo del 27% .
- Con 77000 MW eólicos y 47500 MW fotovoltaicos de potencia instalada se alcanza la máxima participación de renovables en la energía final (33,4%). Si se incrementa la demanda anual hasta 320 TWh, se alcanzaría un valor máximo del 34%.
- Son necesarios al menos 5500 MW de generación síncrona acoplada en todo momento. Adicionalmente para mantener el mínimo índice de cobertura exigido son necesarios 4700 MW de nueva potencia firme.
- Incluso en los escenarios más optimistas de instalación de generación RES no se alcanza el 35% de contribución de las renovables en la energía final; para ello sería necesario una mayor contribución de otros sectores.

Sistemas insulares: escenarios y resultados

Baleares

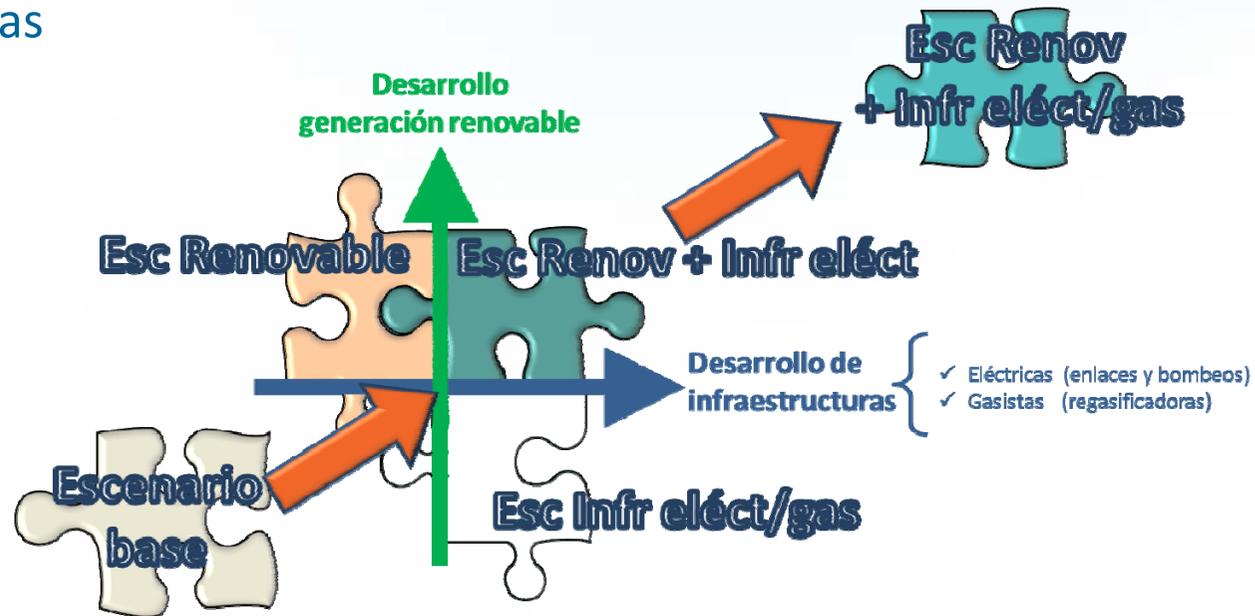


- ✓ Enlaces planificados o en fase de planificación
- ✓ Renovables instalada actualmente y las previstas
- ✓ Parque generador actual, con previsión de alargar vida útil y adaptación directiva de emisiones industriales (excepto un grupo de Mahón)

- La importación desde la Península tiene siempre ventaja competitiva respecto a la generación ubicada en Baleares.
- El refuerzo de la interconexión Península – Baleares supone una reducción del coste variable en el sistema Balear del 17-29% respecto al escenario base .
- El coste total anual para el sistema balear incluyendo el coste de inversión en infraestructuras se reduce en 73 M€/año considerando el coste para el intercambio Península – Baleares igual al coste medio del sistema Peninsular.
- El efecto del cierre de los grupos más antiguos de carbón en Baleares con las hipótesis de coste de combustible y emisiones del estudio tiene poca influencia en los costes del sistema balear. El efecto relevante que se detecta es la reducción del 5% en el valor de emisiones de CO₂

Sistemas insulares: escenarios y resultados

Canarias



- La instalación de generación renovable por si sola no resulta suficiente en términos de participación de renovables y reducción de emisiones.
- El desarrollo de infraestructuras eléctricas es imprescindible.
- La combinación de ambas actuaciones proporciona el máximo valor de generación renovable en generación eléctrica
- Las mayores reducciones de emisiones de CO₂, costes variables de generación y de coste total se alcanzan con el desarrollo combinado de nueva potencia renovables, infraestructuras eléctricas y también gasistas:
 - ↓emisiones de CO₂: 48%; ↓coste variable: 46%; ↓coste anual: 35%

¡Muchas gracias por su atención!