

RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Estudios de prospectiva del sistema y necesidades para su operabilidad

AFRONTAMOS JUNTOS LOS RETOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Presentación para el grupo de seguimiento de la planificación

29-Septiembre-2020

REUNIÓN EXTRAORDINARIA DEL GRUPO DE SEGUIMIENTO DE LA PLANIFICACIÓN

29 DE SEPTIEMBRE DE 2020 (9 -12: 30 h)



Bienvenida y presentación de los estudios 9:00 h

Estudios del Sistema Eléctrico Peninsular

Español: balance de generación, cobertura, flexibilidad y estabilidad de frecuencia.

9:15 h

Turno de preguntas 10:15 h

Descanso 10:25 h

Estudios del Sistema Eléctrico Balear:

balance de generación, flexibilidad y estabilidad de frecuencia.

10:35 h

Turno de preguntas 11:15 h

Estudios del Sistema Eléctrico Canario:

balance de generación, flexibilidad y estabilidad de frecuencia.

11:25 h

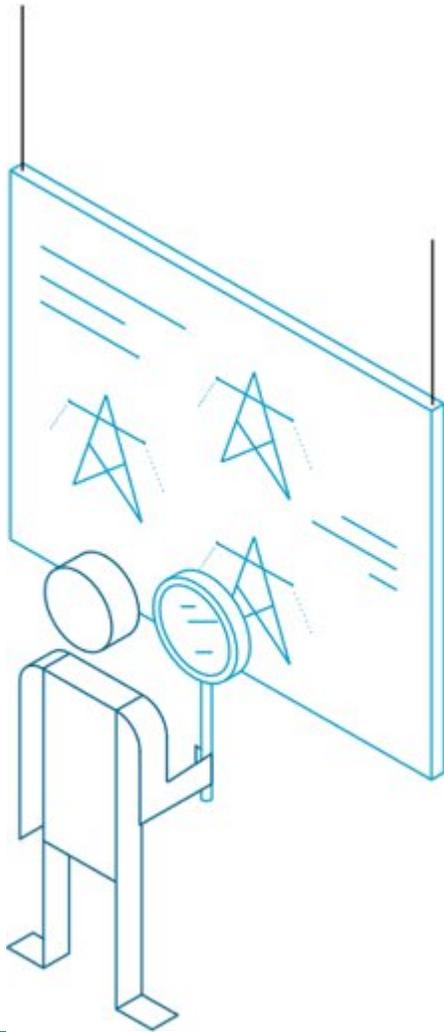
Turno de preguntas 12:15 h

Cierre 12:25 h

12:25 h



Opción preferente



1. Presentación de estudios, alcance y escenarios

Estudios de prospectiva energética y operatividad

Hacia la transición energética en España

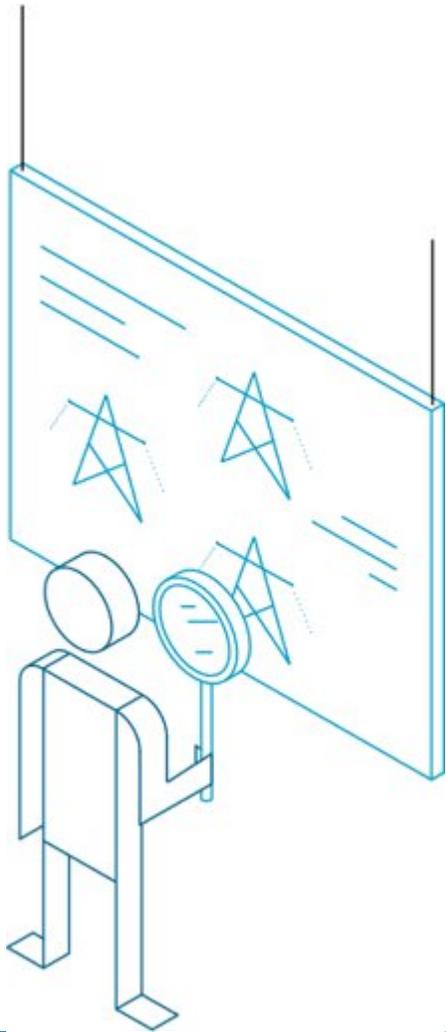


Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), establece la estrategia a seguir para continuar hacia una transición energética justa en el horizonte 2030.

Desde el OS nos planteamos la necesidad de anticiparnos a los **retos que encontraremos en horizontes futuros (2026-2030)** desde el punto de vista de la operatividad del sistema:

- ¿Cómo serán los balances de generación?
- ¿Qué necesidades de flexibilidad identificamos?
- ¿Cómo garantizar la estabilidad de la frecuencia?
- ¿Presentan los escenarios suficientes garantías de cobertura de la demanda?

La **Planificación de la RdT 2021-2026 es una herramienta imprescindible** para adecuar la red a dicha transición energética minimizando la necesidad de vertidos debido a congestiones en la RdT y aportando soluciones para la integración de generación renovable manteniendo la seguridad de suministro.



2. Estudios del sistema eléctrico peninsular español

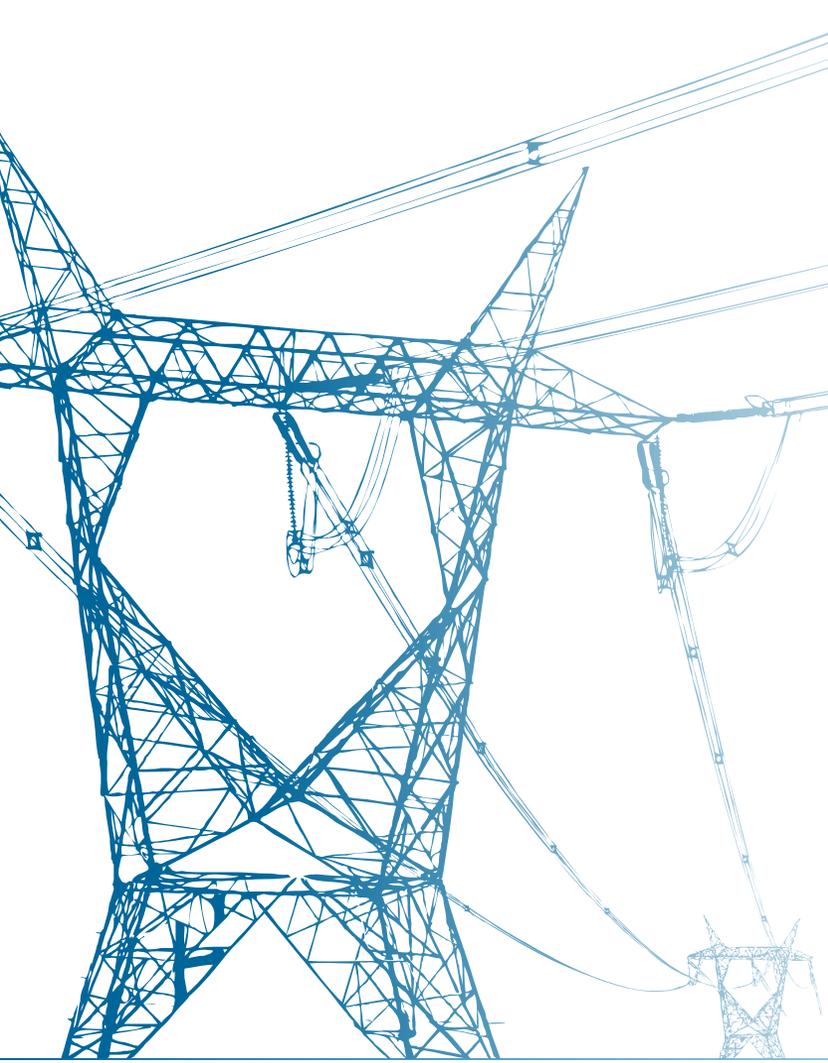


Estudios, alcance y escenarios

Sistema eléctrico peninsular español



Escenario estudio	Descripción	Escenario entorno	Nucleares	Interc. Francia	Enlaces Marruecos	Estudios			
						Balance generación	Flexibilidad	Est. frecuencia	Cobertura
 H2026	Escenario Base 2026 (con EU renovable actualizada + Nuevo PNIEC + Marruecos + MR sin emisiones)	H2025 NT	7	5 GW	2	X	X	X	
 H2026_NTC	H2026+ con retraso nueva interconexión con Francia	H2025 NT	7	2,8 GW	2	X	X		
 H2030	Escenario Base de 2030	H2030 NT	3	8 GW	3	X	X	X	X
 H2030_NTC	H2030 con retraso nuevas interconexiones con Francia y Marruecos	H2030 NT	3	5 GW	2	X	X		
 H2030_NUCS	H2030 sin nucleares	H2030 NT	0	8 GW	3	X	X		
 H2030_SMR	H2030 sin must-run síncrono	H2030 NT	3	8 GW	3	X	X	X	



2.a. Balances de generación



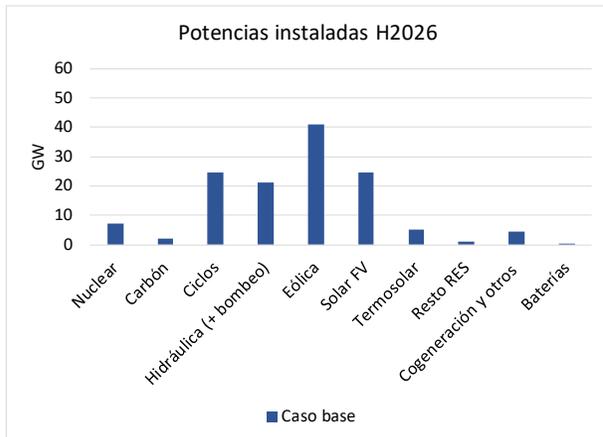
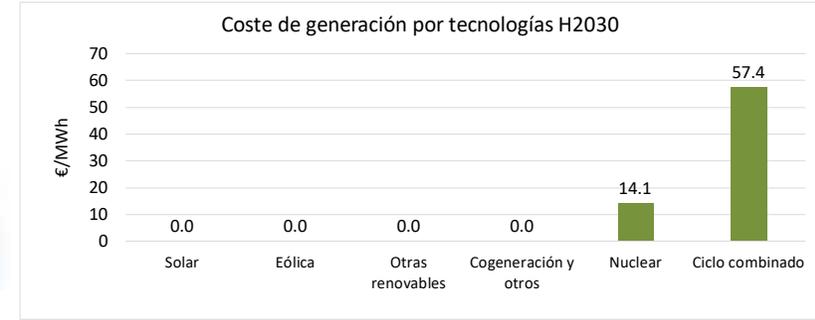
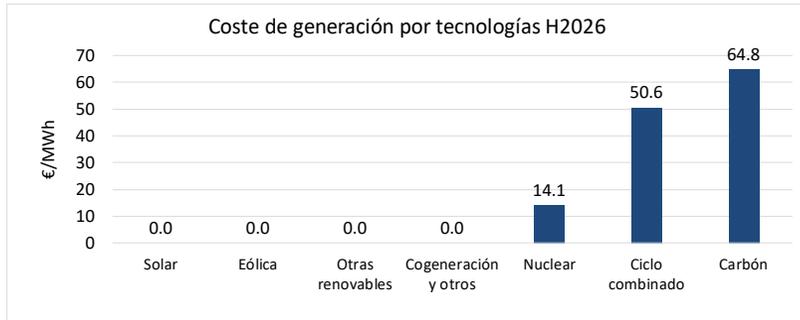
Hipótesis de partida H2026 y H2030

H2026

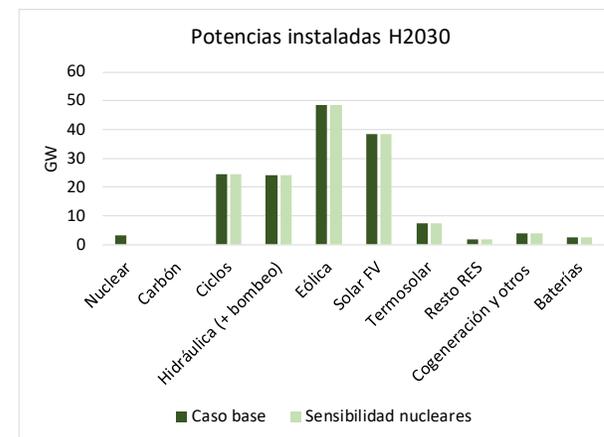
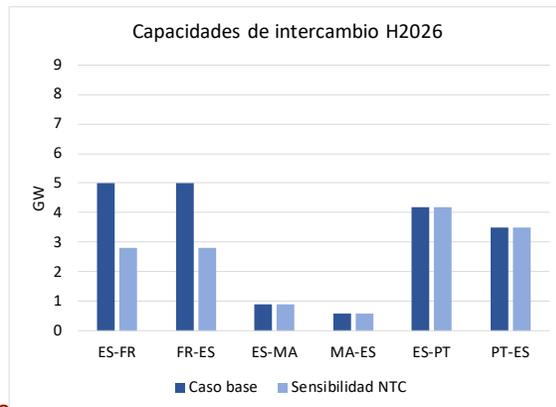


El escenario "NT" recoge los PNI EC de los países europeos

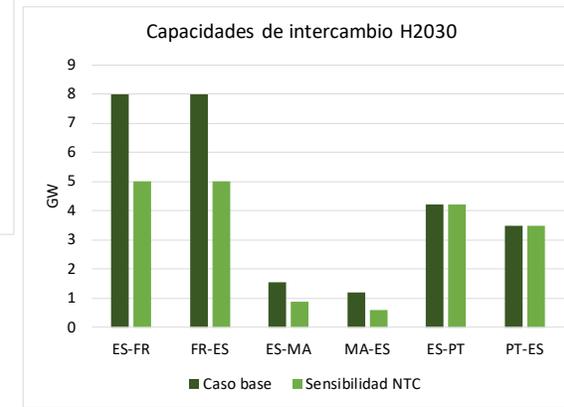
H2030



CO2: 23.3 €/ton



CO2: 34.7 €/ton



Balance generación SEPE H2026

Caso Base H2026

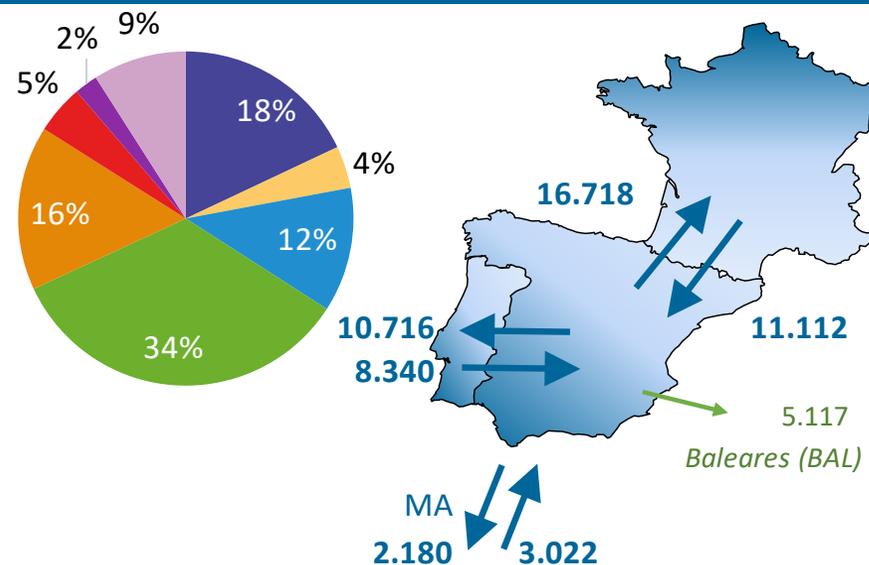
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	49.406	18%	6.942
Carbón	0	0%	0
Ciclos	11.214	4%	457
Hidráulica (Reservoir + RoR)	33.138	12%	1.559
Eólica	93.421	34%	2.276
Solar FV	43.760	16%	1.784
Termosolar	12.991	5%	2.451
Resto RES	6.198	2%	5.081
Cogeneración y otros	24.803	9%	5.322
Generación	274.931	100%	

Almacenamiento: Bombeo (880 MW) + Baterías (+500 MW)

Balance almacenamiento	-1.985
Consumo almacenamiento	10.287
Producción bombeo	7.750
Producción baterías	551

Saldo de intercambios anual (GWh)



Saldo ES-FR:	5.606	Spread ES-FR (€/MWh):	11.1
Saldo ES-PT:	2.376	Spread ES-PT (€/MWh):	4.4
Saldo ES-MA:	-842	Spread ES-MA (€/MWh):	25.4
Saldo Neto (ES export.):	7.140		

CONGESTIONES (% horas)	Exportación	Importación
ES-FR	22,9%	12,5%
ES-PT	8,6%	15,7%
ES-MA	22,1%	55,1%

Balance generación SEPE H2026

Comparativa caso base vs sin proyecto HVDC Golfo de Vizcaya

SISTEMA: SEPE



Casos analizados	Vertidos	%Vertidos	%RES sobre producc. elect	Emisiones	Saldo exportación neto ES	Coste variable de generación
H2026+ Base	1522 GWh	1.0%	68.9%	10935 kton	7140 GWh	1502 M€
H2026_NTC	▲ 40.7%	▲ 0.4%	▼ -0.2%	▲ 3.6%	▼ -6.6%	▲ 2.4%

NOTA: Los valores de variación de % Vertidos y % RES están en puntos porcentuales


 Empeora

 Mejora

Balance generación SEPE H2030

Caso Base H2030

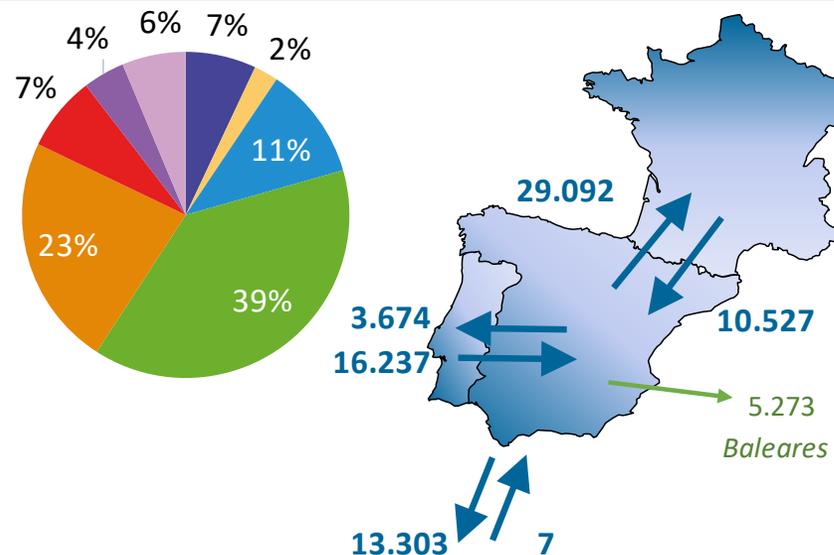
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	20.391	7%	6.685
Carbón	0	0%	0
Ciclos	7.017	2%	286
Hidráulica <i>(Reservoir + RoR)</i>	32.769	11%	1.357
Eólica	112.752	39%	2.322
Solar FV	67.268	23%	1.752
Termosolar	21.719	7%	2.975
Resto RES	12.088	4%	6.987
Cogeneración y otros	18.399	6%	4.623
Generación	292.403	100%	

Almacenamiento: Bombeo (+ 3 500 MW) + Baterías (+2 500 MW)

Balance almacenamiento	-5.628
<i>Consumo almacenamiento</i>	<i>26.189</i>
<i>Producción bombeo</i>	<i>17.772</i>
<i>Producción baterías</i>	<i>2.789</i>

Saldo de intercambios anual (GWh)



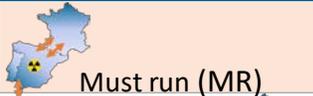
Saldo ES-FR	18.565	Spread ES-FR (€/MWh):	10.7
Saldo ES-PT:	-12.563	Spread ES-PT (€/MWh):	7.4
Saldo ES-MA:	13.297	Spread ES-MA (€/MWh):	33.0
Saldo Neto (ES export.):	19.298		

CONGESTIONES (% horas)	Exportación	Importación
ES-FR	14,5%	3,8%
ES-PT	2,3%	40,4%
ES-MA	92,8%	0,0%

Balance generación SEPE H2030

Comparativa caso base vs sensibilidades analizadas

SISTEMA: SEPE

Casos analizados	Vertidos	%Vertidos	%RES sobre producc. elect	Emisiones	Saldo exportación neto ES	Coste variable de generación	
H2030 Base	 Must run (MR)	7090 GWh	3,4%	82,7%	9556 kton	23419 GWh	1373 M€
H2030_NTC		▲ 59,0%	▲ 2,0%	▼ -0,2%	▼ -1,7%	▼ -22,4%	▼ -0,7%
H2030_NUCS		▼ -18,7%	▼ -0,6%	▲ 4,1%	▲ 24,4%	▼ -53,9%	▲ 15,8%
H2030_SMR		▼ -16,7%	▼ -0,6%	▲ 1,6%	▼ -20,3%	▼ -17,6%	▼ -45,8%

NOTA: Los valores de variación de % Vertidos y % RES están en puntos porcentuales

  Empeora
  Mejora

Balances de generación

Conclusiones de los resultados de nudo único a nivel peninsular



La penetración de renovables en el sistema peninsular sin restricciones de red en la generación de electricidad en 2026 alcanza un 68,9% y en 2030 alcanza el 82,7%. En 2019 fue del 39%.

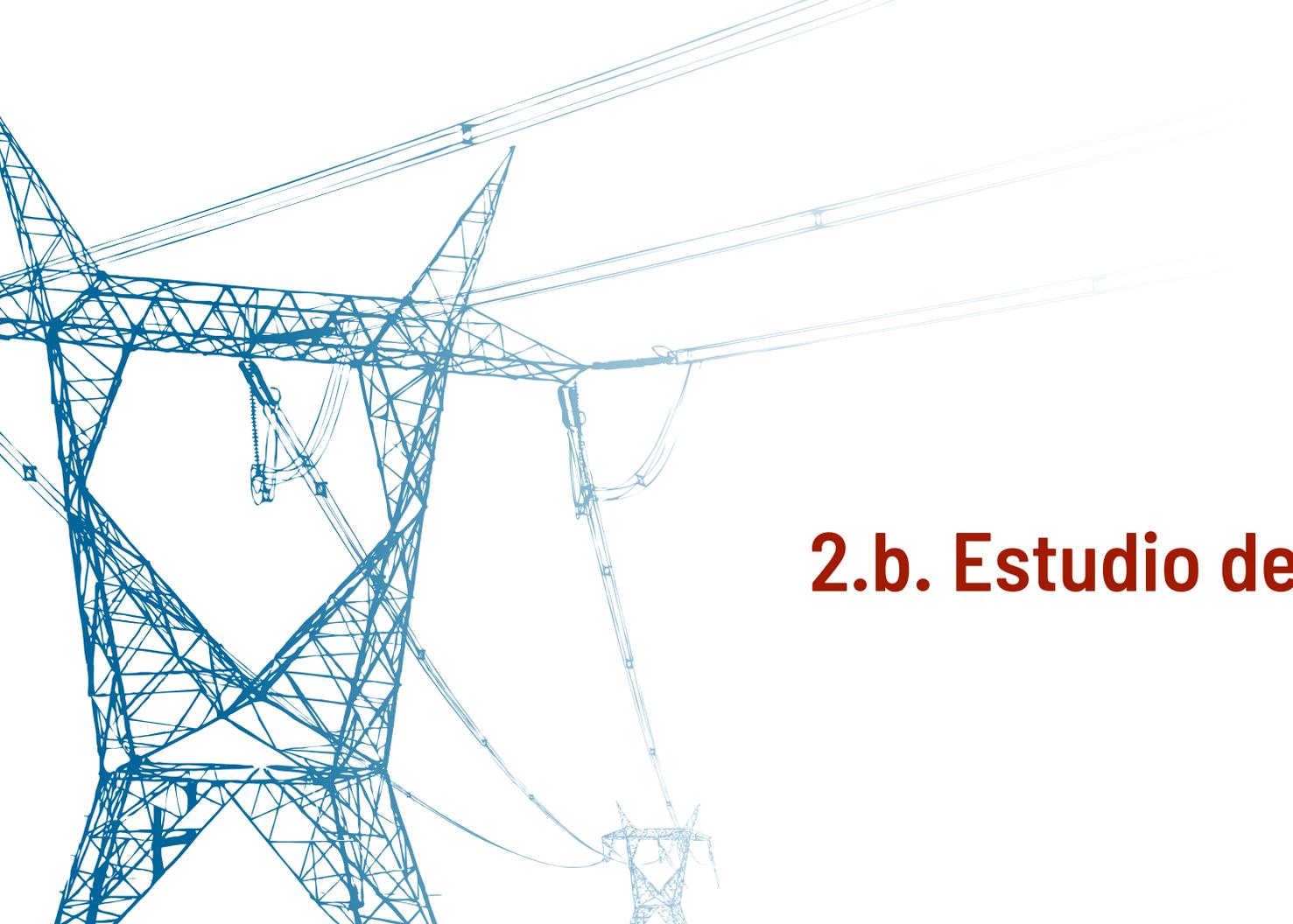
Los vertidos de generación renovable esperados sin restricciones de red representan el 1% (1,5 TWh) y el 3,4 % (7 TWh) del producible de eólica y solar en 2026 y 2030, respectivamente.

Las emisiones de CO2 en el SEPE alcanzan valores de 10.935 y 9.559 kton en 2026 y 2030, respectivamente, lo que supone una disminución del 78% y del 81% respectivamente respecto a los valores actuales.

El sistema español pasa de importar 7 TWh en 2019 a exportar 6 TWh en 2026 y 22 TWh en 2030. En 2030 es exportador con Francia y Marruecos e importador con Portugal.

Los costes variables de generación se reducen un 68% en 2026 y un 76% en 2030 respecto a los costes variables de generación que resultarían de la producción en 2019 a los precios de 2026 y 2030 respectivamente.

En 2026 la interconexión ES-FR Golfo de Vizcaya permite una disminución de los vertidos de 0,6 TWh (41% de los vertidos) y una disminución de las emisiones de CO2 de 397 kton (3,6% menos). En 2030, los proyectos Aragón-Pirineos Atlánticos y Navarra-Landes y el 3er enlace con Marruecos permiten reducir los vertidos renovables en 4 TWh (59% de los vertidos).



2.b. Estudio de cobertura



Estudio de cobertura

Objeto

Se ha realizado un análisis probabilista de cobertura en el Sistema Eléctrico Peninsular Español con el fin de verificar la garantía de suministro en el escenario H2030.

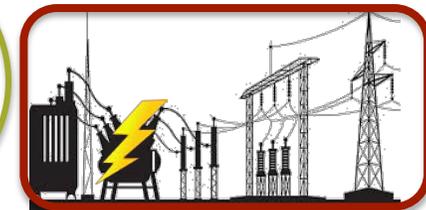
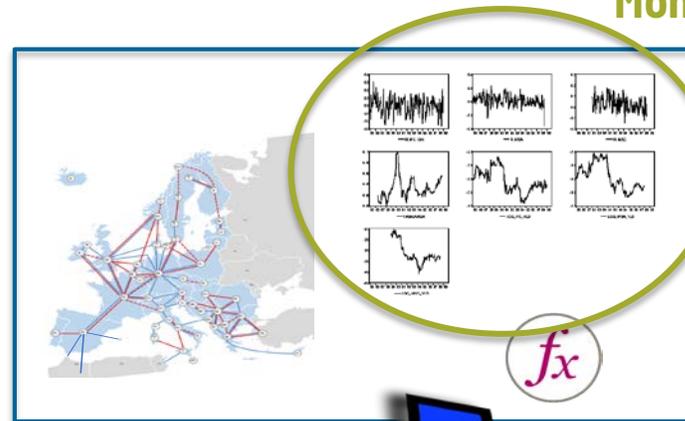


Metodología

entsoe
PNIEC

- ✓ Metodología de análisis probabilista empleada en ENTSOE (MAF y futuro ERAA).
- ✓ Nudo único--> sin restricciones de red

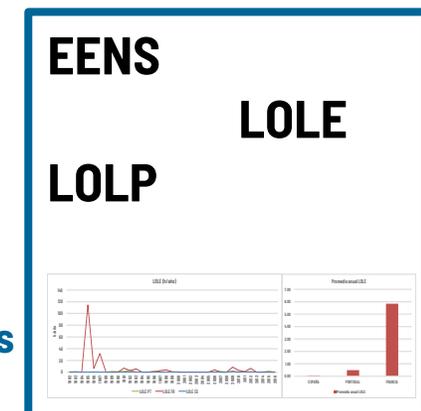
Monte Carlo: 35 años climáticos
x 20 sorteos FOR



Herramienta
de análisis



Resultados



Hipótesis de partida

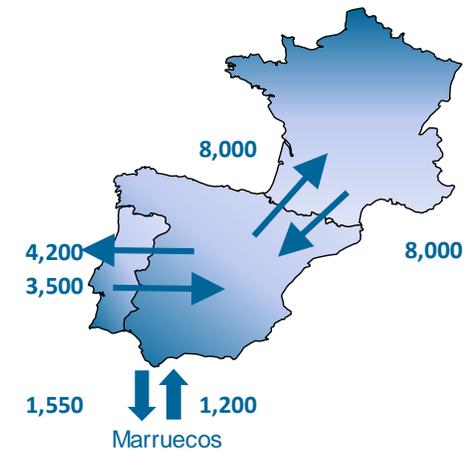
Potencia Instalada (MW) y Capacidades de intercambio (MW)

Modelo 2030

Modelo H2030 base de referencia.

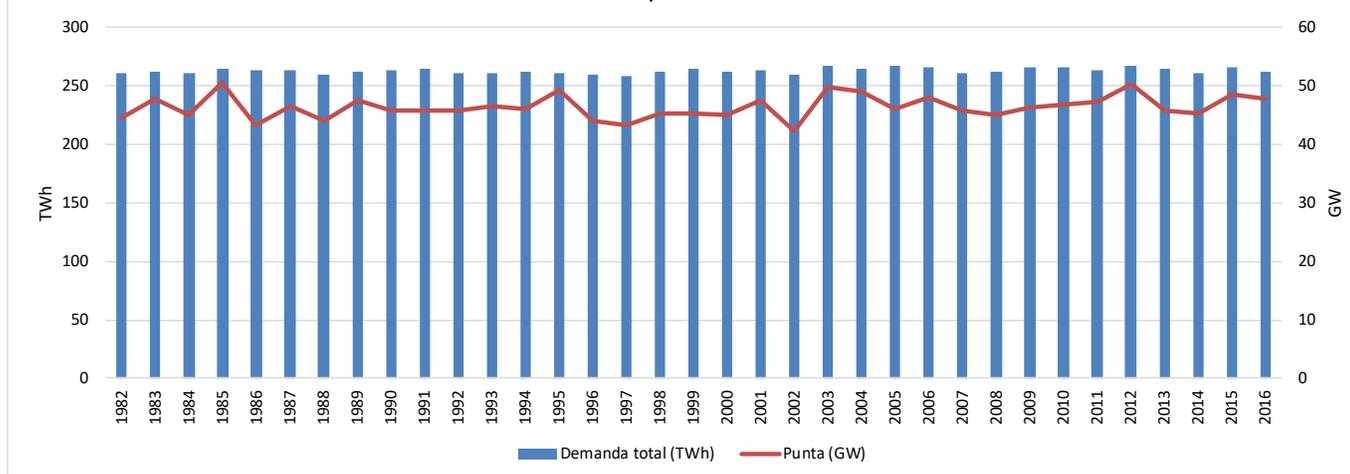
Entorno europeo 2030NT.

Nuclear	3,050
Carbón	0
Ciclos	24,560
Hidráulica (+ bombeo)	24,140
Eólica	48,550
Solar FV	38,404
Termosolar	7,300
Resto RES	1,730
Cogeneración y otros	3,980
Baterías	2,500
Total sistema eléctrico	154,214



Años climáticos

Demanda por año climático



Reserva mínima de regulación frecuencia-potencia para estudios de cobertura

1.480 MW

Estudio de cobertura

Conclusiones sistema eléctrico peninsular español



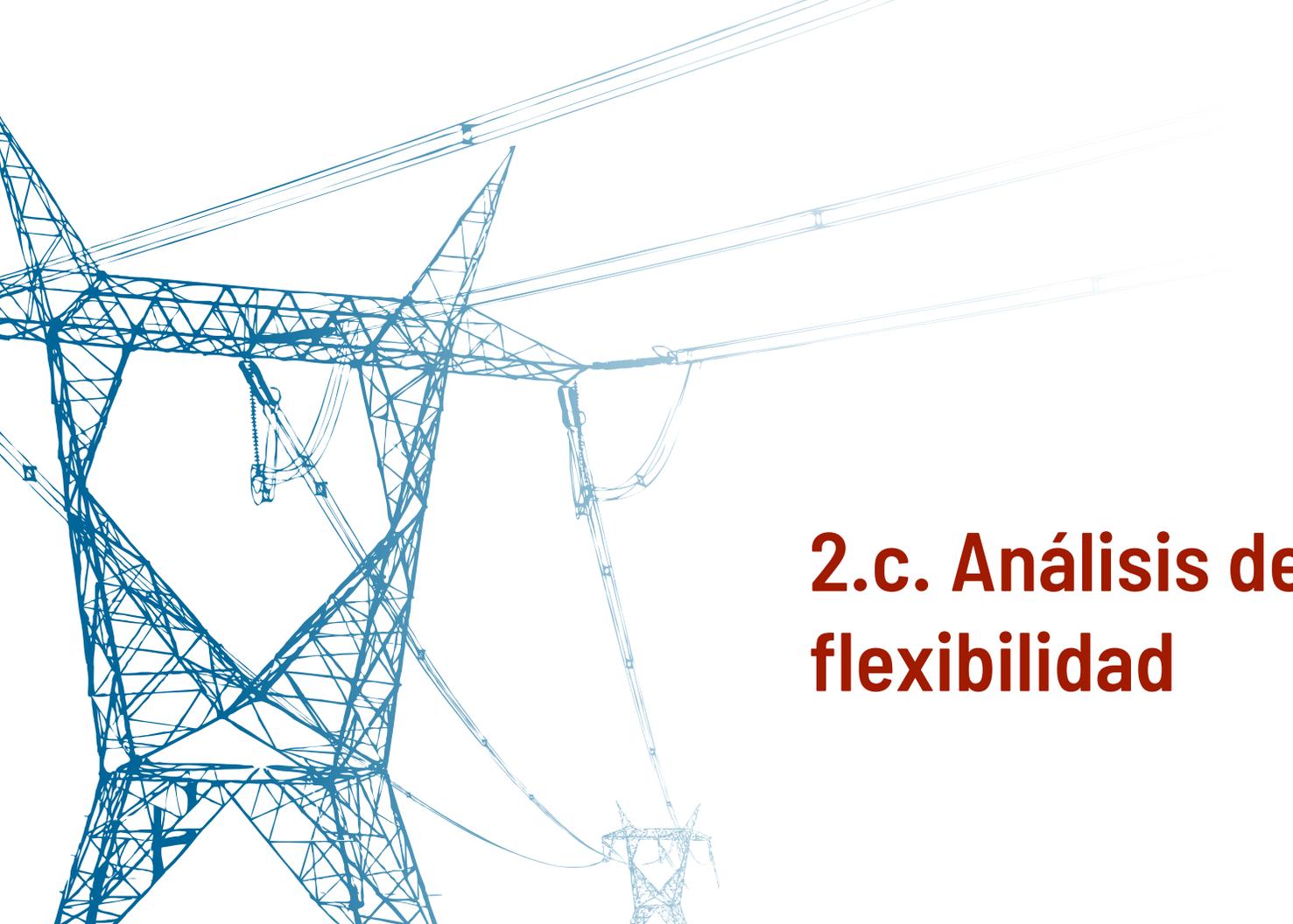
La **cobertura de la demanda** del Sistema Eléctrico Peninsular Español está garantizada en el escenario de referencia H2030:

Valores promedios anuales (35 años climáticos):

- EENS = 0 MWh/año
- LOLE= 0 h/año
- LOLP = 0%/año

Se han realizado estudios de cobertura de la demanda adicionales que muestran que reducciones en el parque térmico de a partir de 7 GW podrían suponer dificultades en la cobertura de la demanda.

Una vez aprobadas las metodologías europeas de análisis de cobertura de la demanda ERAA, VoLL y CoNE y determinados los valores de LOLE aplicables se podrá establecer el parque de generación necesario para asegurar los valores de LOLE aplicables.

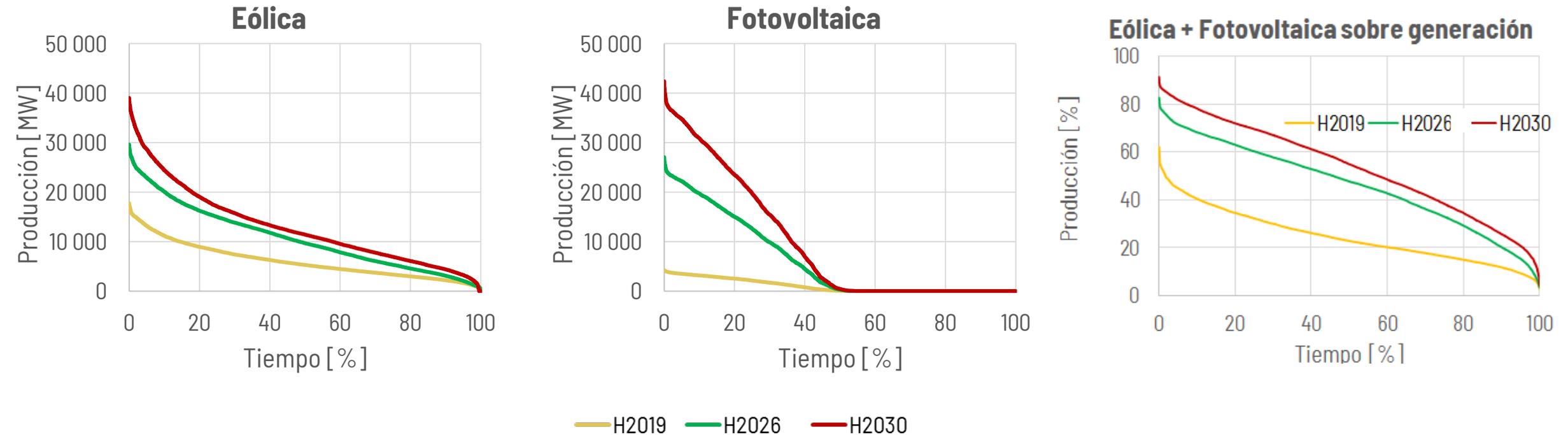


2.c. Análisis de necesidades de flexibilidad



Flexibilidad

Integración de renovables (i)



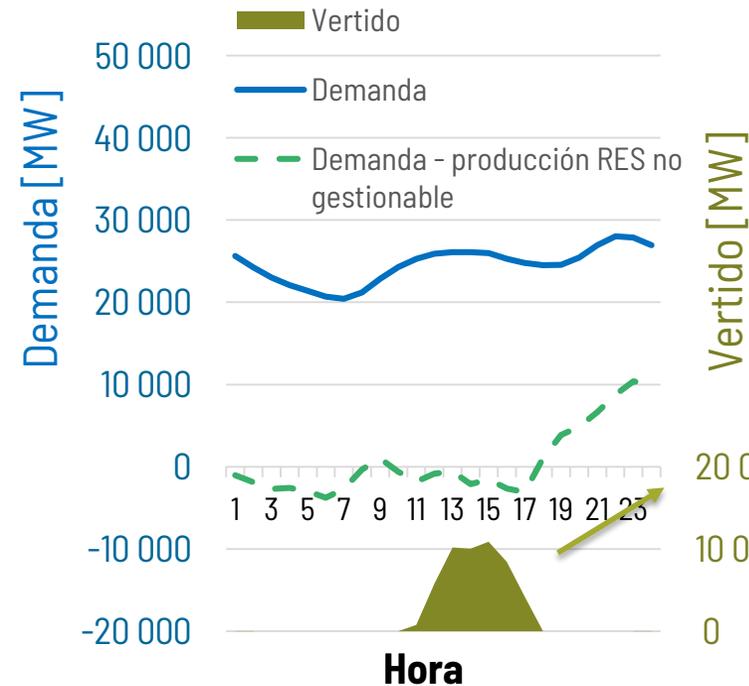
La producción renovable presenta un incremento sustancial con respecto a los valores actuales, llegando a los 40 000 MW en 2030 tanto para la eólica y para la FV.

Valores “máximos” actuales del 60% de eólica+FV sobre generación total se registrarán el 40% de las horas en 2030.

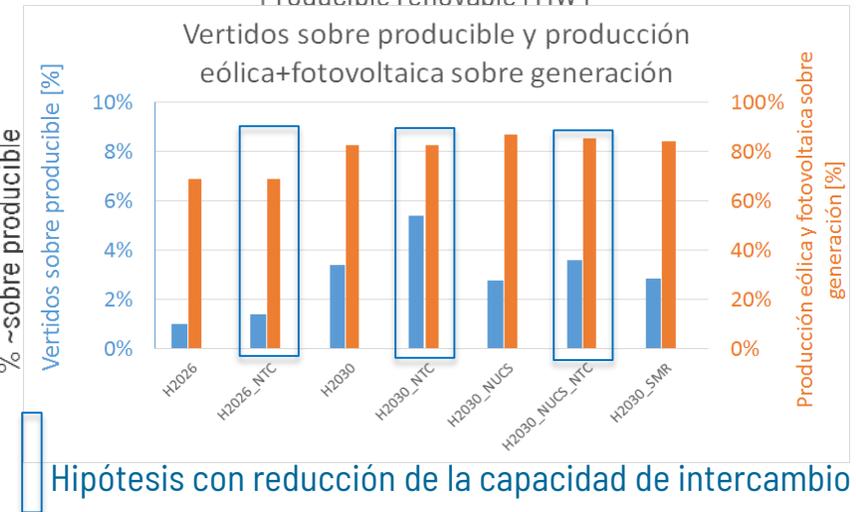
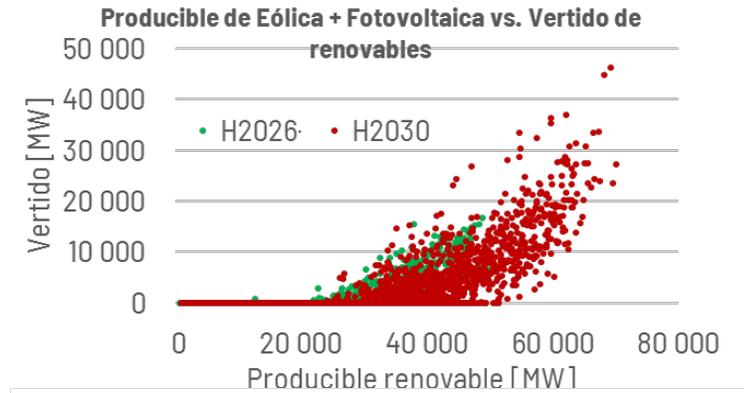
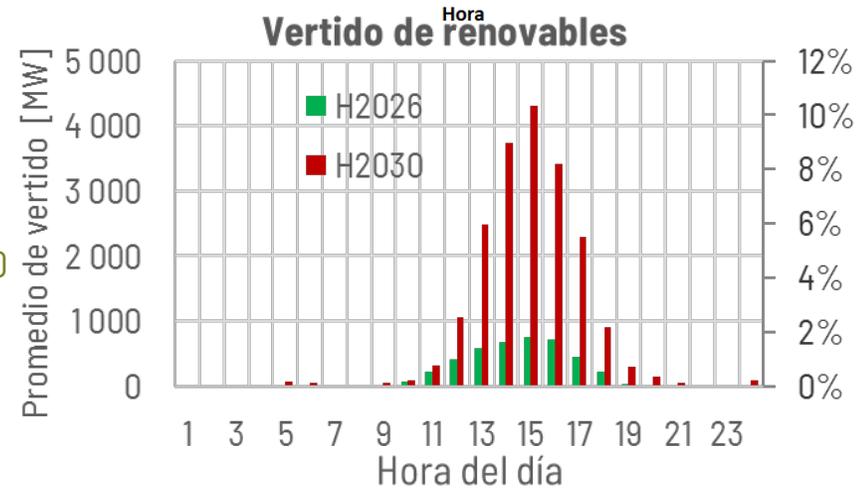
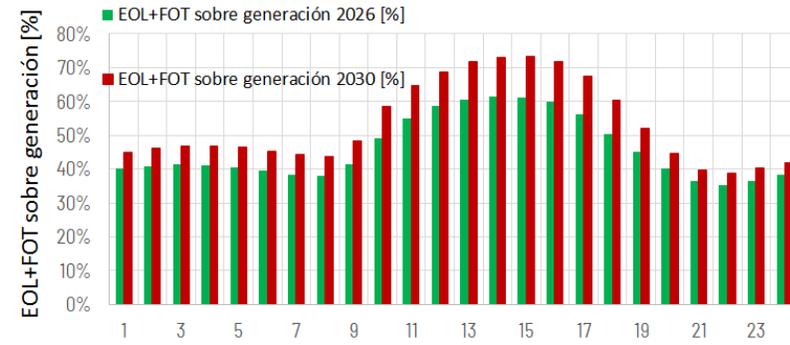
Flexibilidad

Integración de renovables (ii)

Demanda residual y vertidos. H2026.
Ejemplo día con baja demanda residual



Eólica+FV horario medio sobre generación 2026 y 2030 [%]



Hipótesis con reducción de la capacidad de intercambio

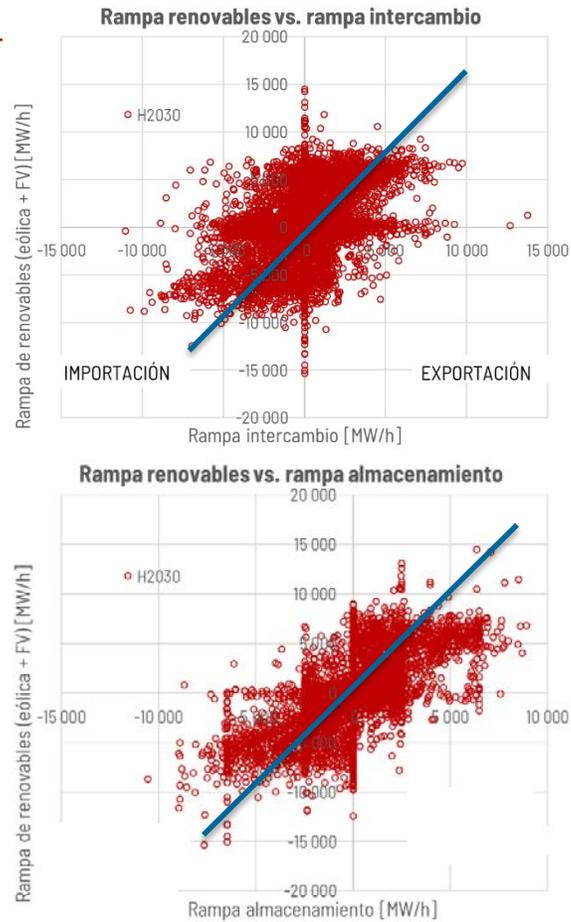
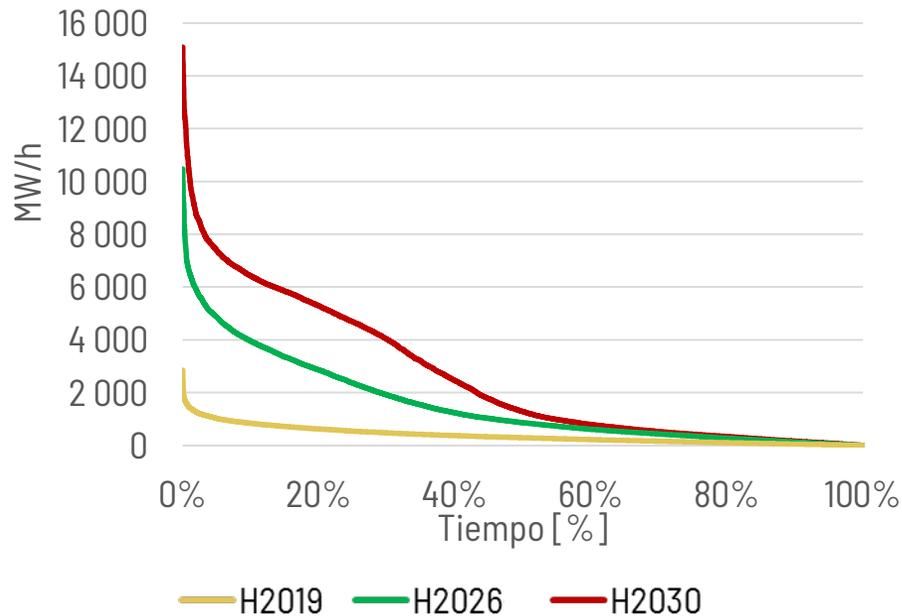
“ Demandas residuales (=demanda- producción renovable no gestionable) muy bajas y frecuentes en el sistema. La producción de eólica + FV será superior a la demanda hasta un 20% del tiempo en H2030 (5% aprox. en 2026)

Patrón de vertidos horarios asociados a la producción FV. En 2026, el valor promedio horario de vertido en horas centrales del día es inferior 1.000 MW, pero en 2030, podrá alcanzar valores por encima de los 4.000 MW.

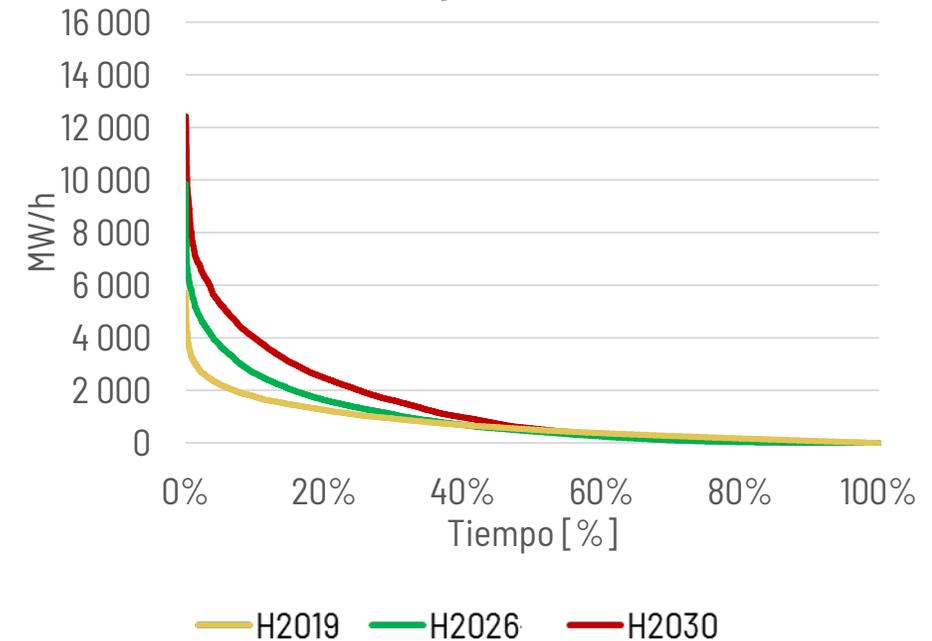
Flexibilidad

Rampas

Rampa horaria (a bajar o a subir) de producible renovable (eólica + fotovoltaica)



Rampa horaria de generación gestionable (a bajar o a subir)



Las rampas de producible renovable se incrementan notablemente (e.g. rampas de ± 5.000 MW en una hora ocurrirán el 5% del tiempo en H2026 y un 20% en H2030).

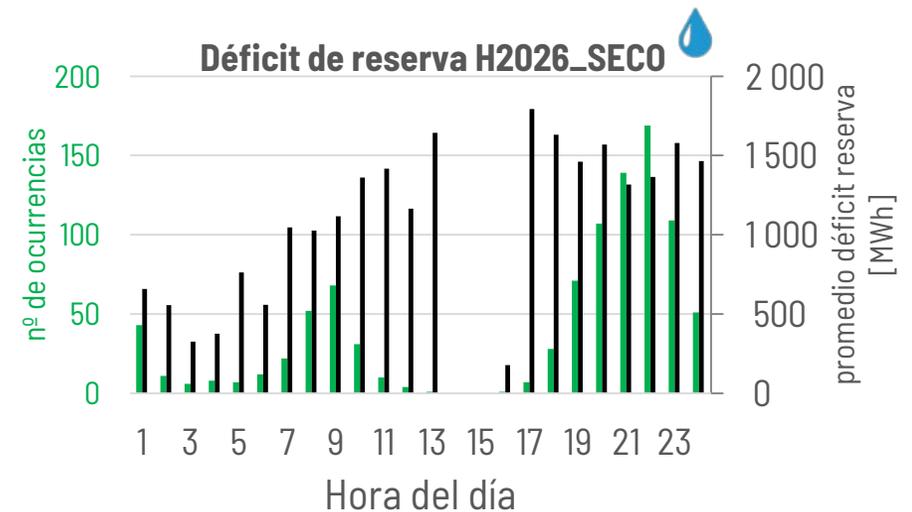
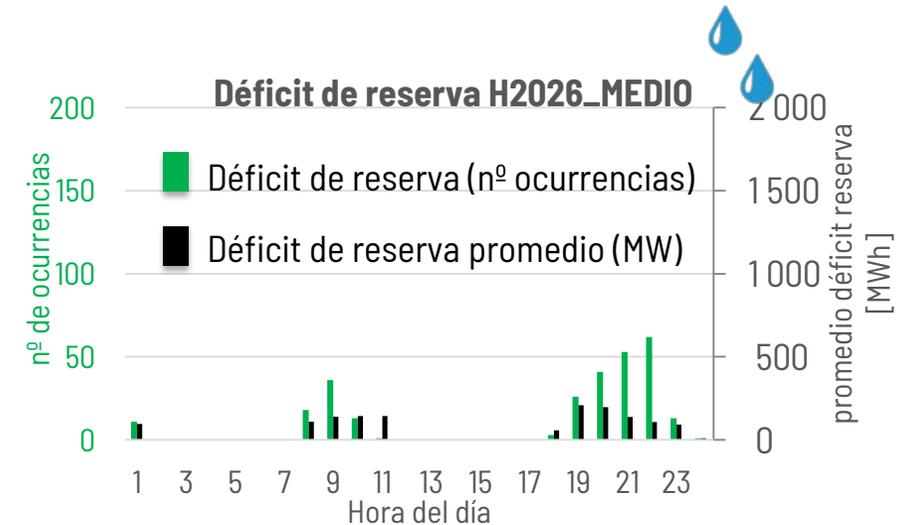
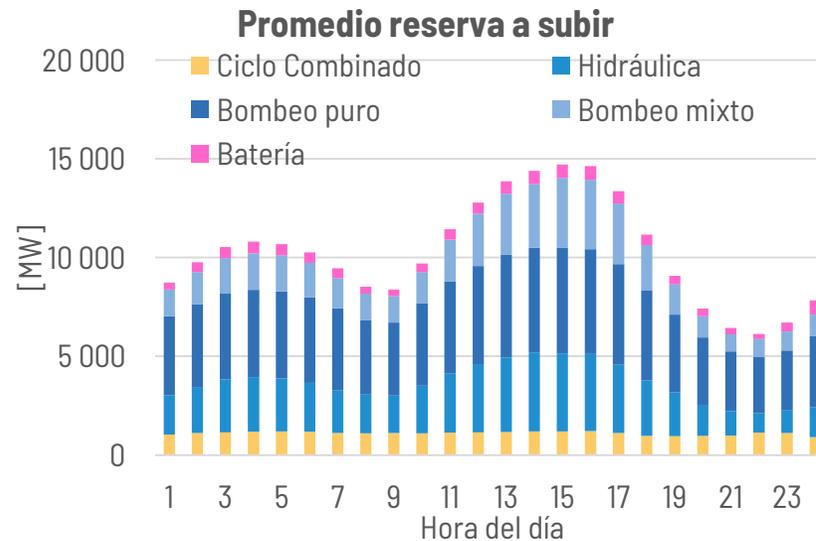
Almacenamiento e interconexiones contrarrestan las rampas del producible, reduciendo su impacto en las rampas de generación gestionable (reducción del impacto: 40% en 2026 y 50% en 2030).

Las promedio de rampas horarias de la generación gestionable se incrementan en un 25% en 2026 y en un 80% en 2030 respecto a 2019.

Flexibilidad

Reservas

Escenario	Requerimiento de reserva (rodante + secundaria) a subir [MW]
H2026	~4.600
H2030	~5.200



Los balances de generación obtenidos en este estudio **aseguran**, en general, un **adecuado nivel de reserva a subir** (rodante + secundaria)

La **generación hidráulica (+bombeo)** proveen la **mayor parte de la reserva** necesaria.

En años de **hidrología seca** se hacen **necesarias medidas de operación** (e.g. **acoplamiento adicional de ciclos**), **participación activa del consumidor/almacenamiento en servicios de balance**, etc.

Los **déficit de reserva promedio** suben hasta **1.000 MW** en el escenario **H2026_SECO** en comparación con **60 MW** en el escenario **H2026** de **hidrología media**.



2.d. Estudios de estabilidad de frecuencia

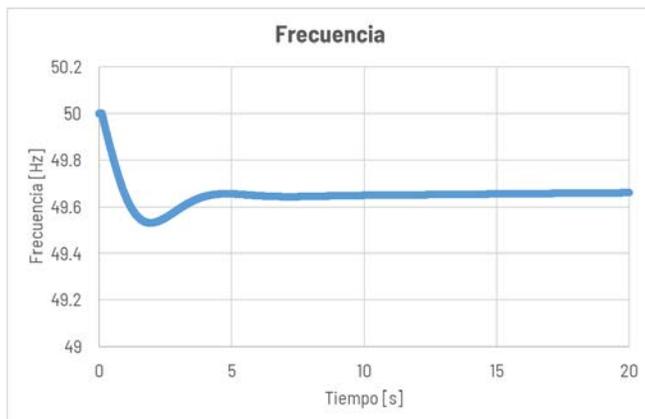


Estabilidad de frecuencia

Objeto

Estudiar la estabilidad de frecuencia de cada sistema en los diferentes escenarios planteados:

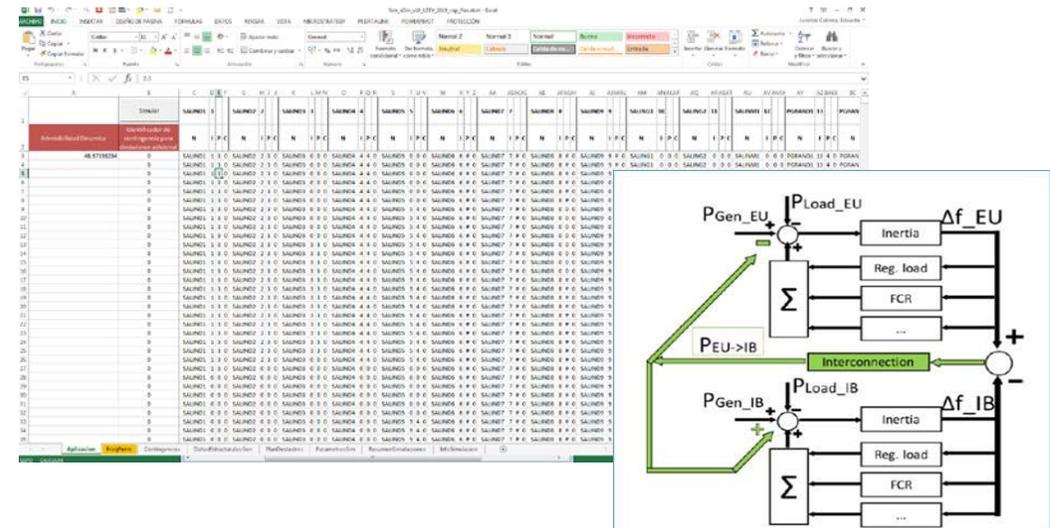
- Variables descriptivas:
 - Inercia
 - Energía cinética
- Resultados:
 - Derivada de frecuencia (RoCoF)
 - Frecuencia mínima
 - Frecuencia permanente



Metodología

Simulación de desbalances generación-demanda para cada uno de los 8.760 despachos horarios de los Balances de Generación.

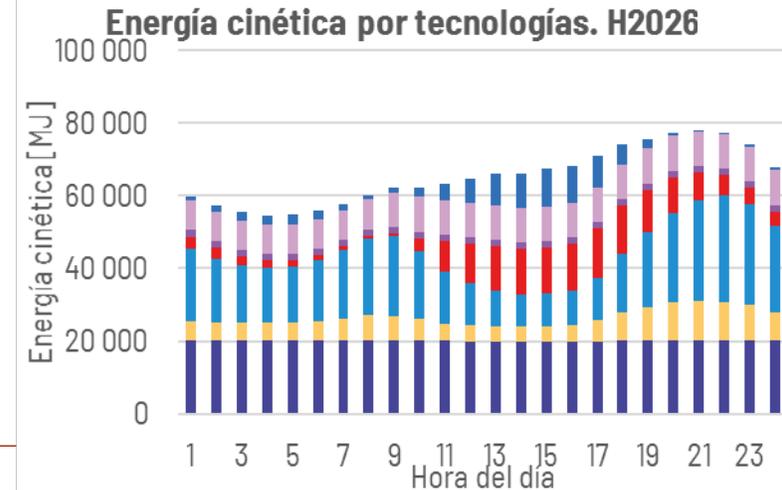
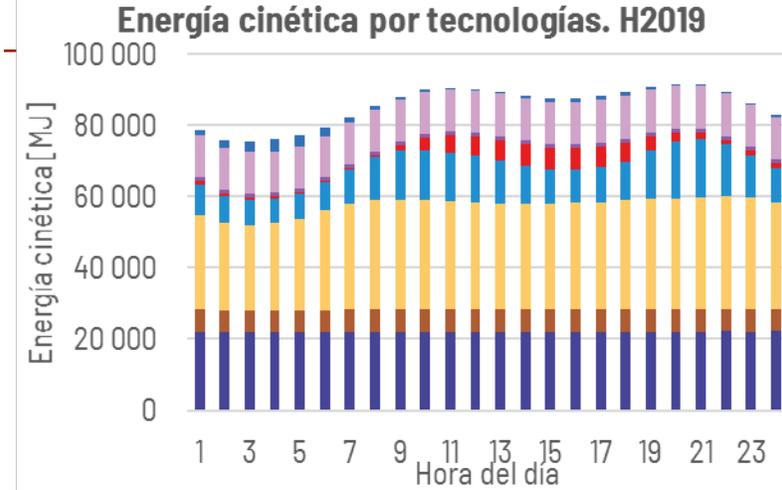
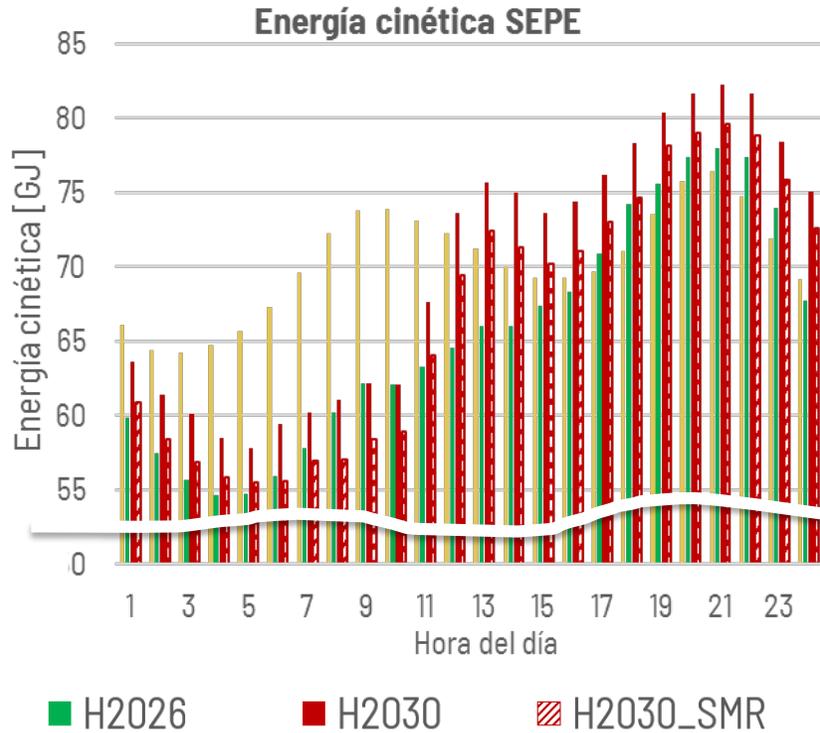
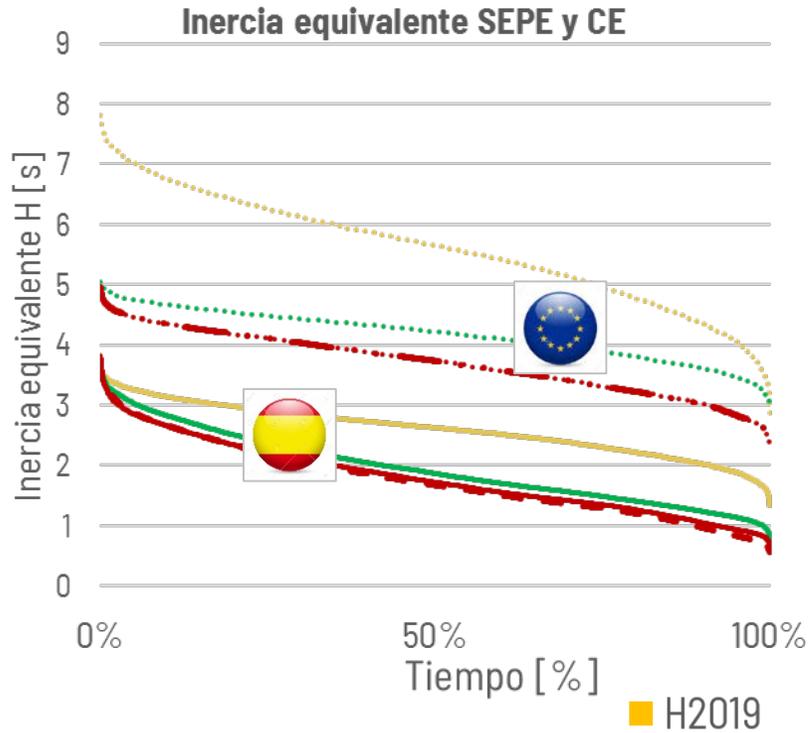
- Modelo de balance (nudo doble: península ibérica/Continental Europe)
- Valoración global anual de la estabilidad de frecuencia
- Desbalance instantáneo generación-demanda postulada: 3.000 MW.



Estabilidad de frecuencia

Resultados sistema eléctrico peninsular español

- Nuclear
- Carbón
- Ciclos
- Hidráulica
- Termosolar
- Resto RES
- Cogeneración y otros
- Bombeo (consumo)

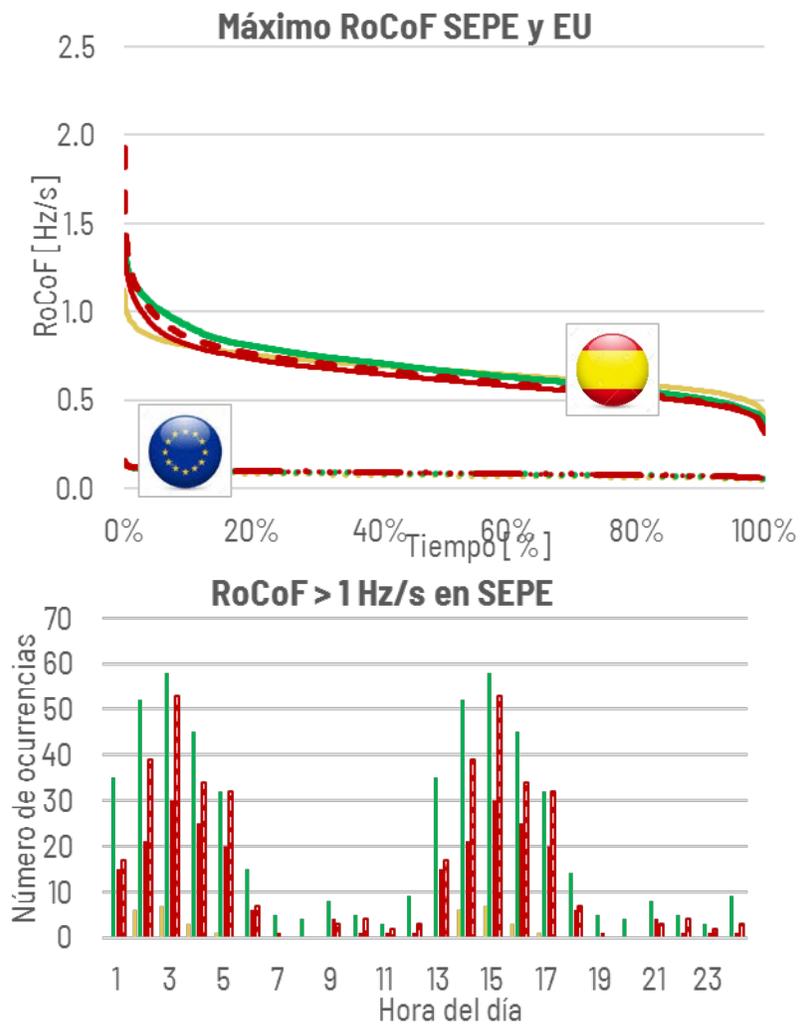
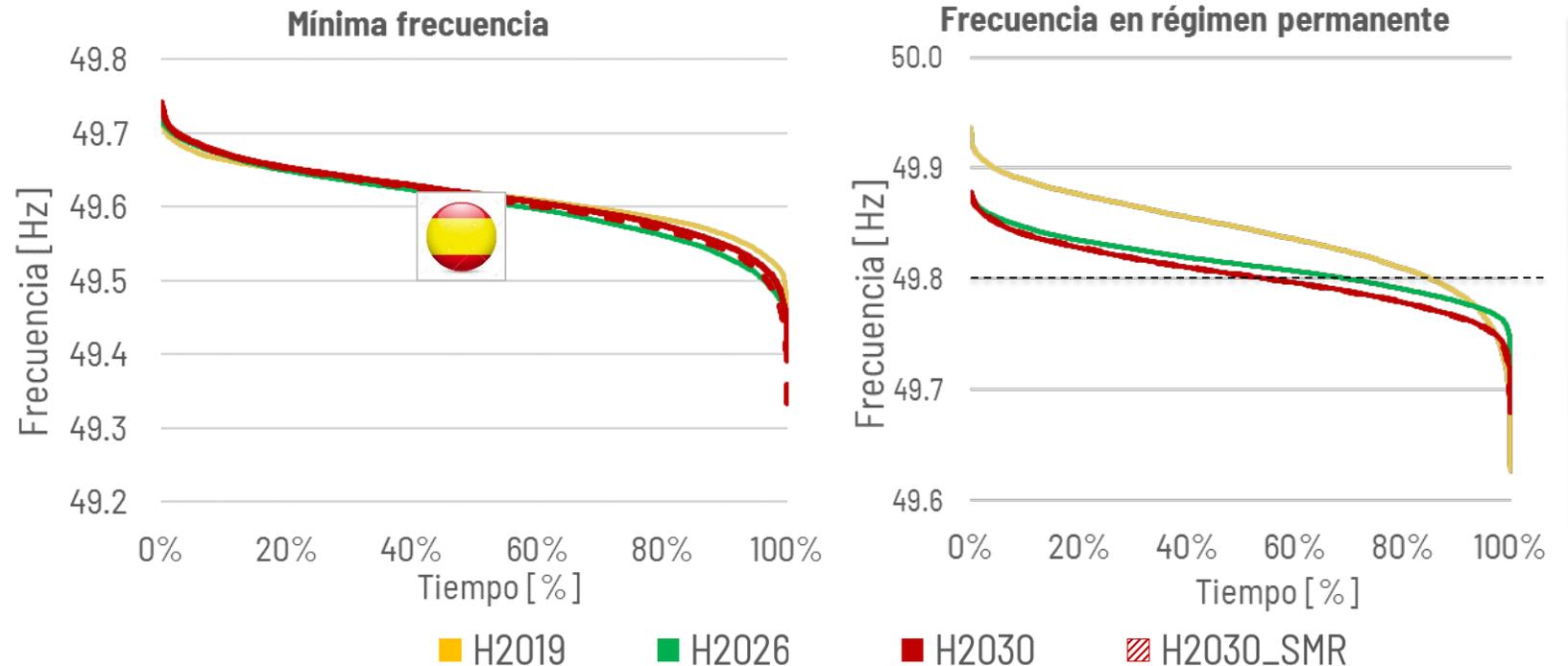


“ **Tendencia mantenida de bajada de inercia en el sistema.**
El must-run síncrono asegura, durante la mayor parte del tiempo, un adecuado nivel de inercia en el sistema, y será necesario en tanto los controles avanzados de electrónica de potencia no estén consolidados (e.g. grid supporting). ”

Estabilidad de frecuencia

Resultados sistema eléctrico peninsular español

Incidente postulado: 3.000 MW; Resultados sólo con actuación de regulación primaria (FCR)



“ Empeoramiento contenido de las condiciones de estabilidad de frecuencia en el SEPE, que son sensiblemente peores que las de los subsistemas centrales de Europa continental.

Frecuencias en régimen permanente < 49,8 Hz más frecuentes en escenarios futuros (hasta un 50% del tiempo). Se evidencia una mayor necesidad de reserva de regulación primaria (FCR), pudiendo ser la renovable proveedora de este servicio, agregadores de demanda...

Derivada de frecuencia (RoCoF) > 1Hz/s, esencialmente durante el valle de demanda de la noche y durante el valle de demanda residual diurno (debido a la gran penetración de FV). Se evidencia una ligera mayor necesidad de inercia para contener el ROCOF.

Flexibilidad y estabilidad de frecuencia

Conclusiones sistema eléctrico peninsular español

“ Resulta imprescindible el desarrollo del almacenamiento y de las interconexiones para incrementar la integración de renovables y asegurar la operabilidad del sistema. Almacenamiento e interconexiones minoran las rampas horarias de la generación gestionable en un 40% en 2026 y en un 50% en 2030.

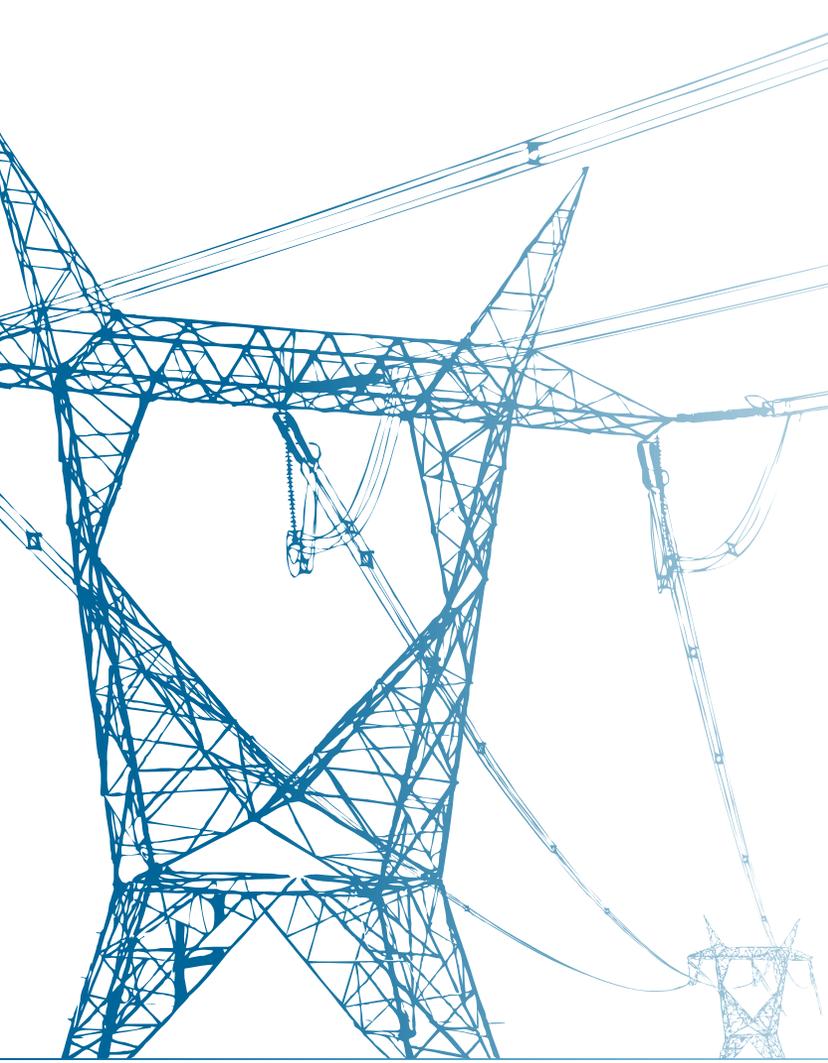
Una mayor integración de renovables en el mix de generación lleva implícito el incremento de los vertidos. En 2030 el promedio de vertidos entre la H12 y la H18 se sitúa entre 1.000 y 4.000 MW.

Los balances de generación de los horizontes 2026 y 2030 presentan, en general, un nivel adecuado de reserva rodante. En escenarios con baja hidraulicidad será necesario la provisión adicional de energías de balance durante un 12% del tiempo (hasta 1.500 MWh adicionales).

La integración de renovables en el sistema peninsular español, dada su limitada interconexión, tiene un mayor impacto con respecto a otros sistemas más interconectados de Europa continental (CE) en cuanto a la estabilidad de frecuencia. La inercia en la península ibérica es un 50% inferior a la de CE.

Niveles decrecientes de inercia (30% inferior a la actualidad en 2030) en el sistema podrían suponer riesgo de derivadas de frecuencia inadmisibles ante grandes desequilibrios. Necesidad de provisión adicional de inercia (natural o mediante controles grid-forming en la generación renovable) durante un 6% del tiempo en 2026.

Durante más del 50% del tiempo en 2026 y 2030 se evidencian carencias de reserva primaria. La capacidad de aporte de primaria (FCR) por parte de la renovable, agregadores de demanda... es deseable en escenarios futuros para evitar frecuencias tras perturbación fuera de los rangos normales de operación del sistema.



Conclusiones Sistema Eléctrico Peninsular Español



Sistema Eléctrico Peninsular Español

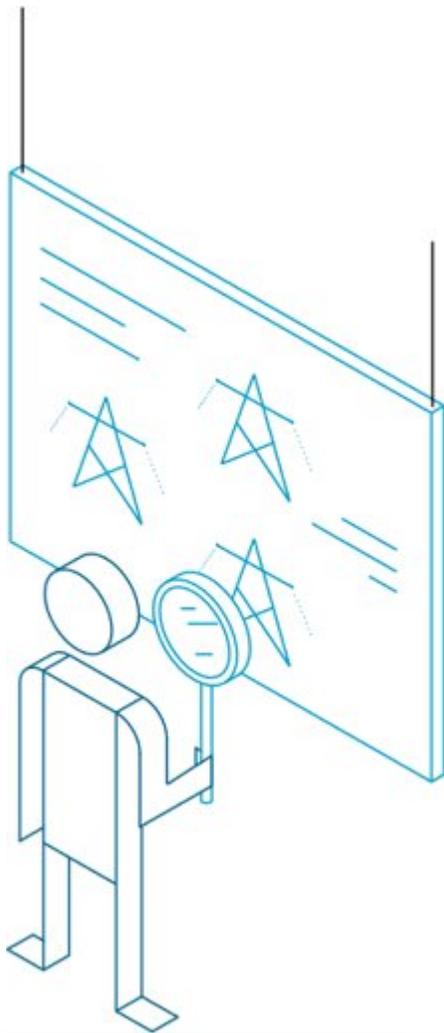
Necesidades del sistema para viabilizar una transición energética segura

“ Los escenarios analizados cumplen los Objetivos de PNIEC en el año 2030 a nivel peninsular, siendo la generación eólica y solar las principales tecnologías de generación eléctrica en dicho horizonte y aportando el 62% de la generación. La generación renovable total aporta un 83% de la generación.

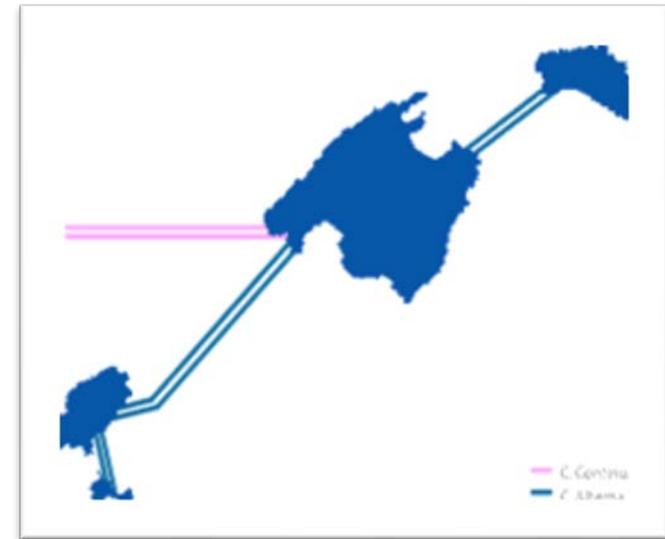
Para que estos escenarios sean viables con un vertido contenido, **es imprescindible el desarrollo de interconexiones e instalaciones de almacenamiento para incrementar la integración de generación renovable, minorar las rampas de la generación gestionable y asegurar la operabilidad del sistema.**

Se incrementan sustancialmente las necesidades de reserva rodante, que debe ser provista por la generación renovable, almacenamiento o gestión de la demanda mediante mercados competitivos.

Se observa un empeoramiento contenido de las condiciones de estabilidad de frecuencia en el SEPE, evidenciando una **necesidad de provisión adicional de inercia (natural o mediante controles grid-forming en la generación renovable) y de reserva de regulación primaria. La capacidad de aporte de primaria (FCR) por parte de la renovable, agregadores de demanda... es deseable en escenarios futuros.**



3. Estudios del Sistema Eléctrico Balear



Estudios, alcance y escenarios

Escenario estudio	Descripción	Enlaces Península	Enlaces Mallorca-Menorca	Estudios			
				Balance generación	Flexibilidad	Est. Frec.	Cobertura
H2026	Escenario Base de 2026	2	1	X	X	X	
H2026 - (con retraso enlace a Península)	Escenario Base de 2026 con retraso del refuerzo Península-Baleares	1	1	X	X	X	
H2030	Escenario 2030	2	2	X	X	X	





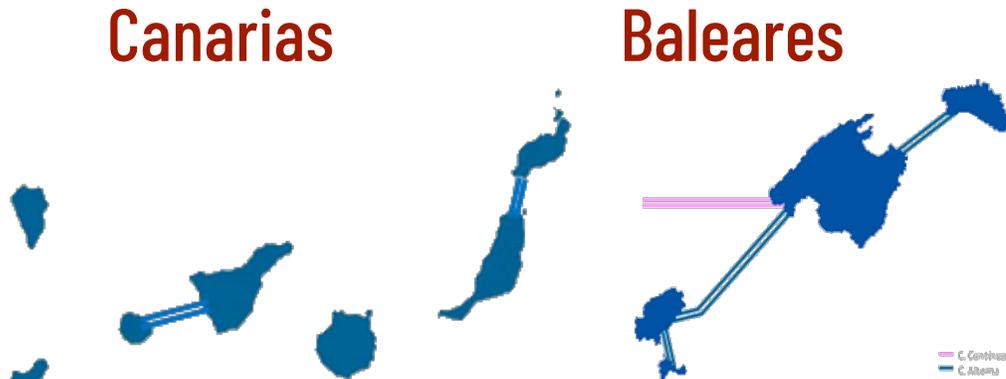
3.a. Balances de generación



Balances de generación Sistemas No peninsulares (SNP)

Objeto

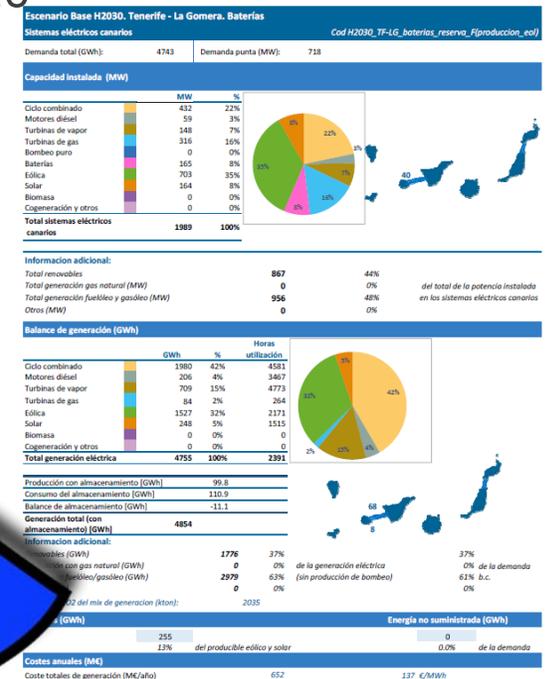
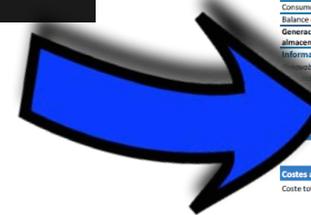
Los estudios de nudo único para las islas permiten realizar una programación de generación óptima teniendo en cuenta las diferentes tecnologías y sus particularidades. Este estudio será el punto de partida para realizar el resto de estudios



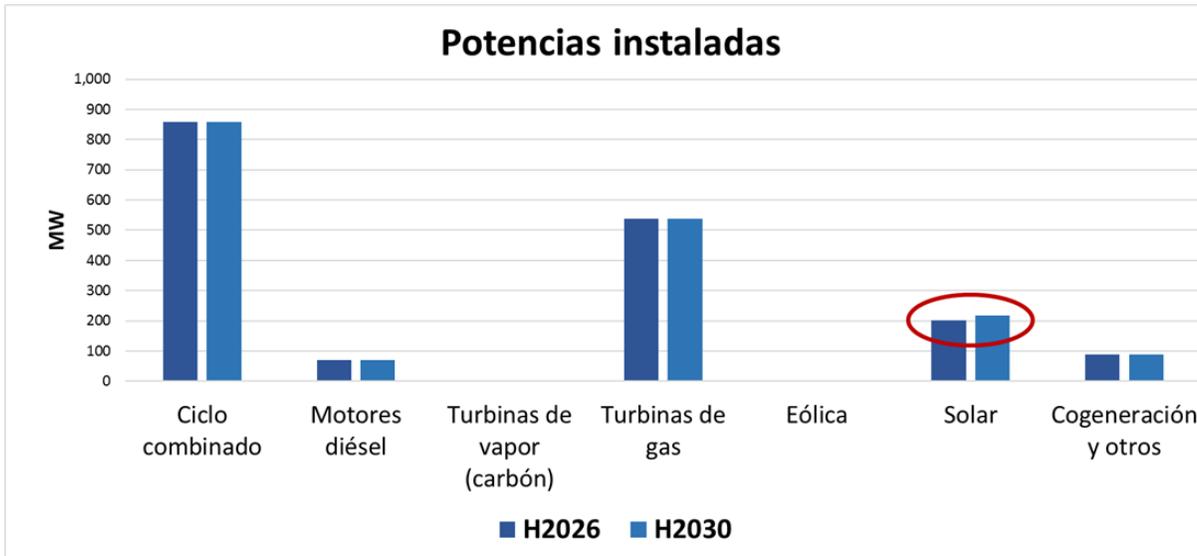
Metodología SNP

- ✓ Metodología de análisis empleada en estudios internacionales y nacionales
- ✓ Nudo único: con restricciones must-run sin restricciones de red
- ✓ Simulación mercado perfecto

PNIEC

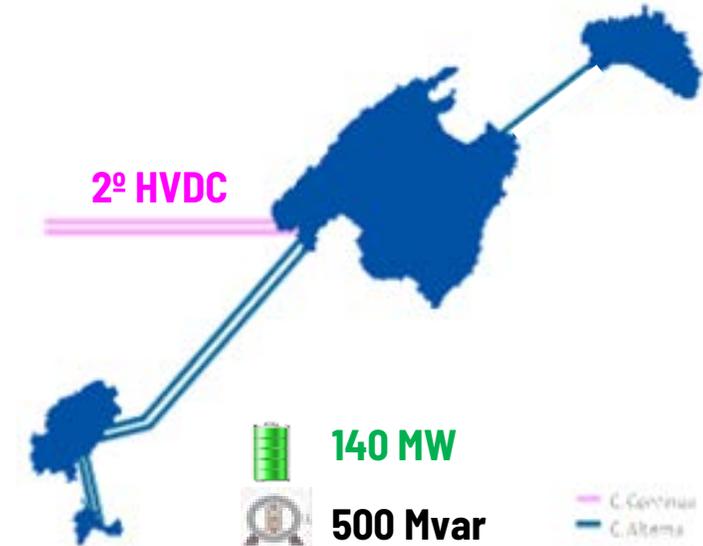
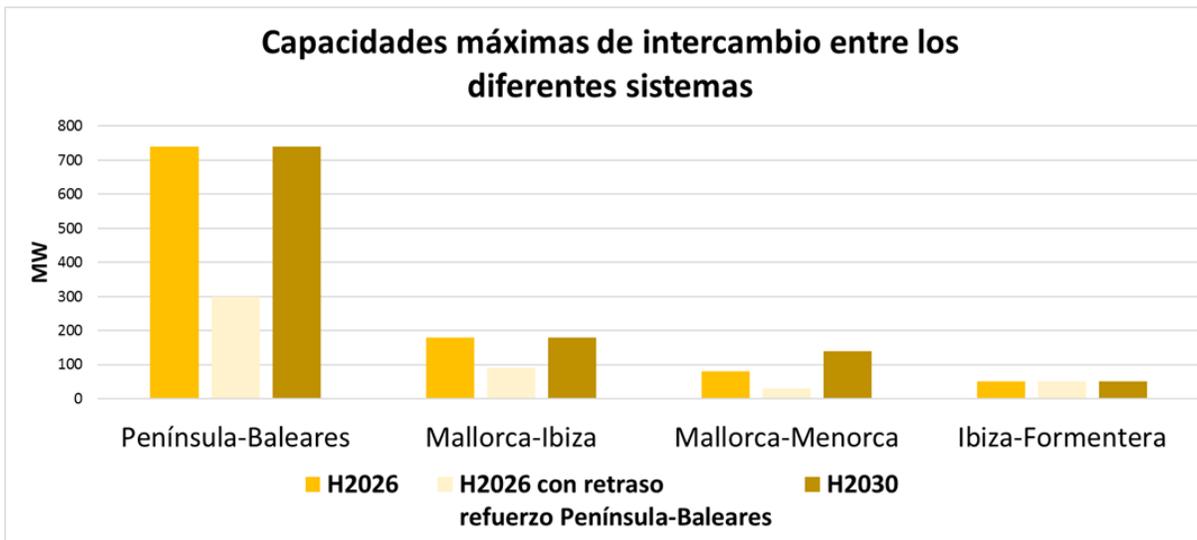


Hipótesis de partida H2026 y H2030. Sistema Eléctrico Balear



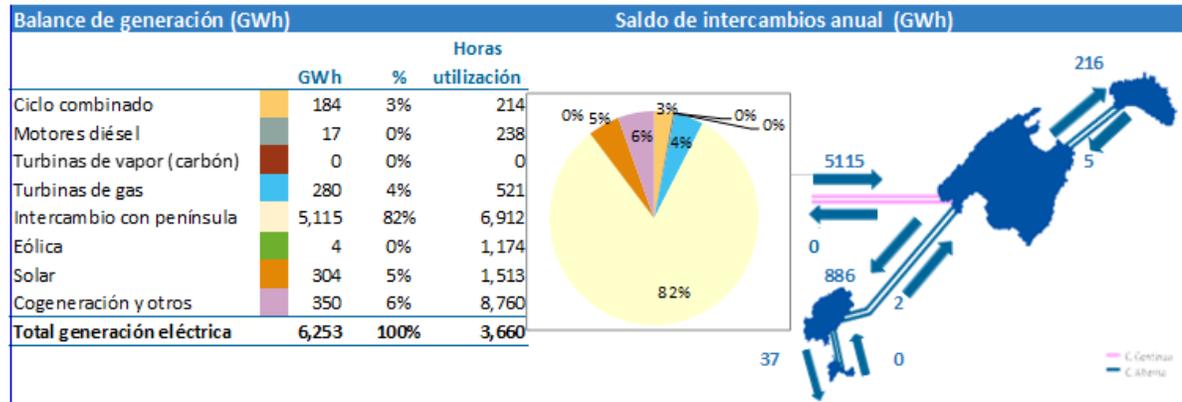
	H2026	H2030
Precio emisiones (€/kg)	0.0233	0.0347
Precios combustibles (€/GJ)		
Fuel Oil	14.6	15.7
Gas Oil	20.6	22.2
Gas	9.4	10.0

Refuerzo de la interconexión Península-Baleares:

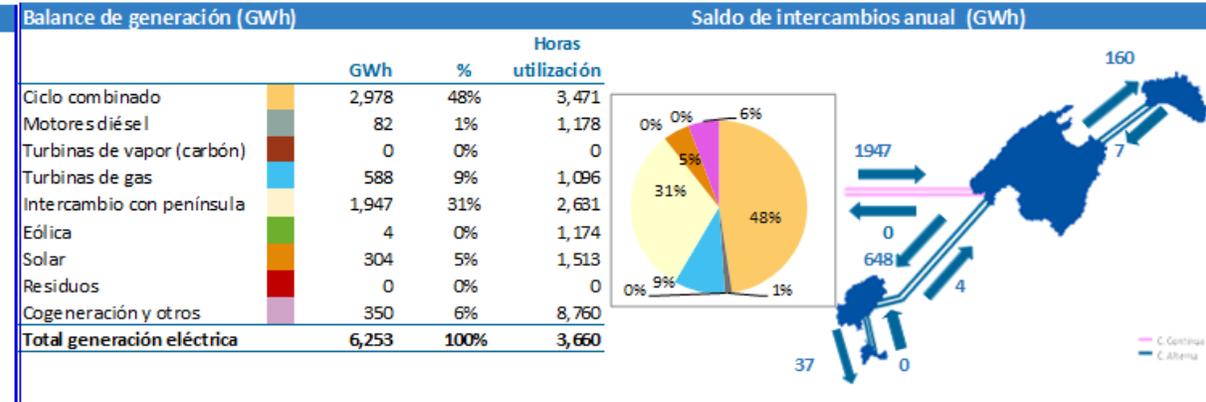


Balances de generación. Sistema Eléctrico Balear

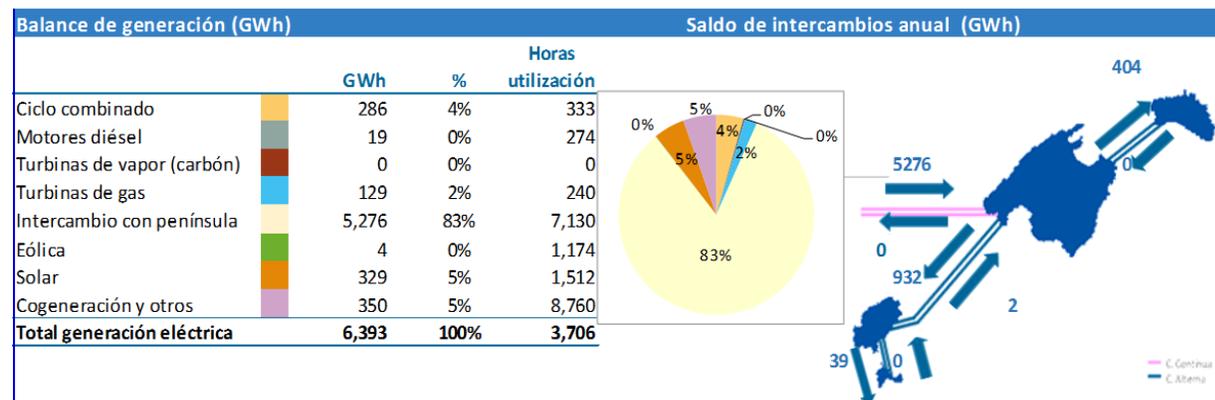
H2026



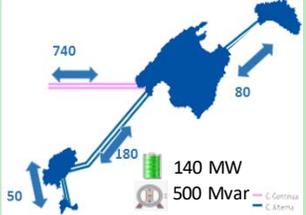
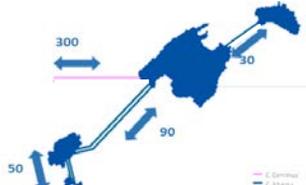
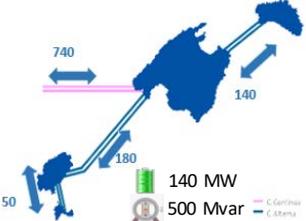
H2026 sin refuerzo interconexión Península-Baleares



H2030

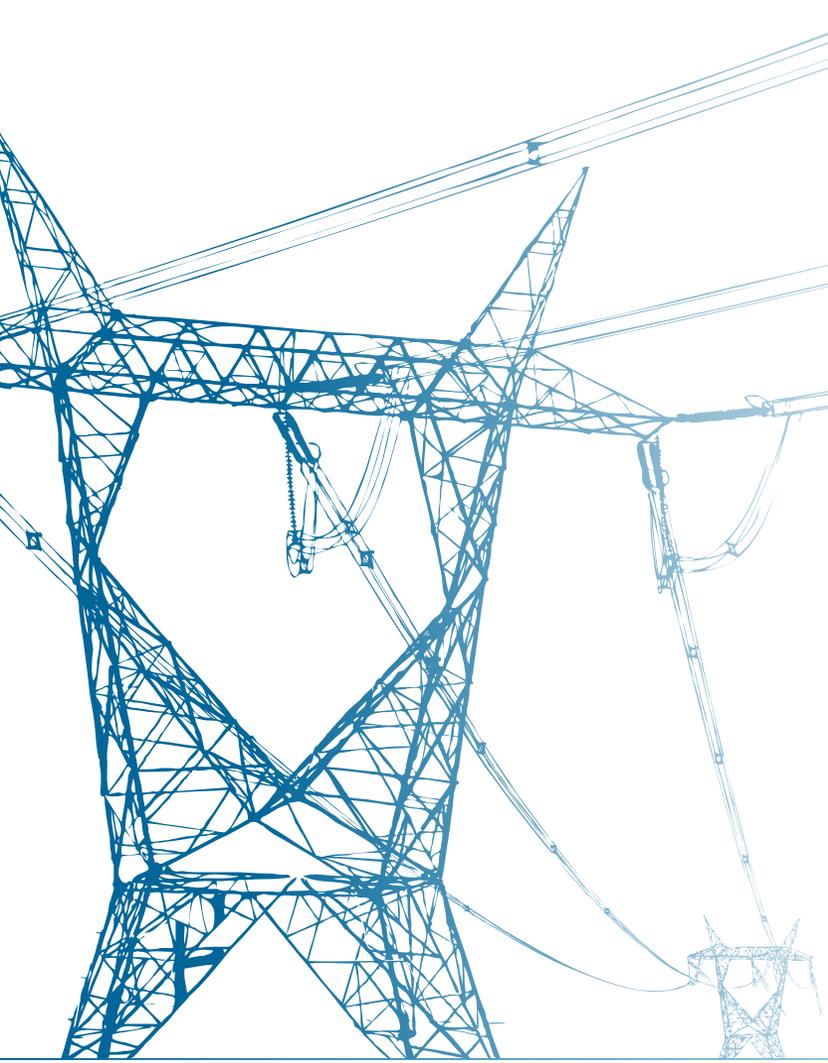


Balances de generación. Sistema Eléctrico Balear

	Descripción: Capacidades máximas enlaces	Intercambio con Península	Intercambio Mallorca-Menorca	Intercambio Mallorca-Ibiza	Emisiones	Coste variable de generación	Coste variable medio	  Empeora   Mejora
H2026 Base		5115 GWh	216 GWh	886 GWh	462 Kton	94 M€	83 €/MWh	
H2026 con retraso refuerzo interconexión Península-Baleares		▼ -62%	▼ -26%	▼ -27%	▲ 314%	▲ 389%	▲ 29%	
H2030		▲ 3%	▲ 87%	▲ 5%	▼ -28%	▼ -33%	▼ -33%	

“ El refuerzo de la interconexión entre Península y Baleares y un conjunto de actuaciones con impacto en las capacidades de intercambio entre islas en 2026 haría posible incrementar más del doble la energía transmitida desde Península e incrementar en un 35% y un 37% los intercambios entre Mallorca-Menorca y Mallorca-Ibiza respectivamente. Las emisiones de CO2 se reducen un 76% en 2026.

Los costes variables de generación en Baleares se reducen un 80% con el refuerzo de la interconexión para el incremento de la capacidad de intercambio con la Península.



3.b. Análisis de necesidades de flexibilidad

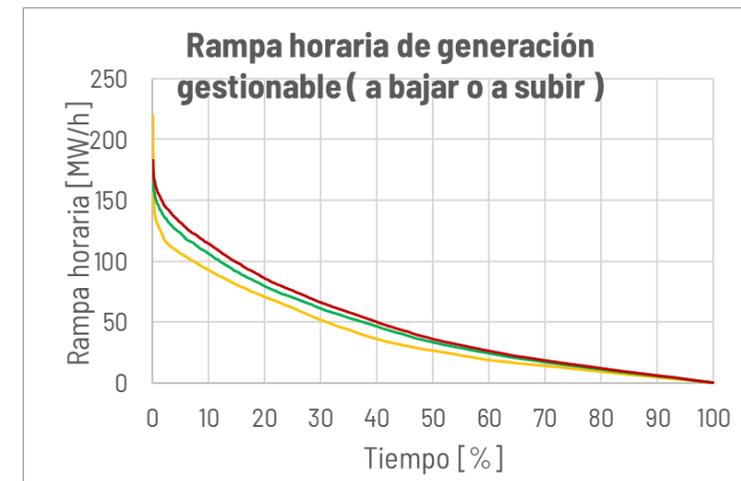
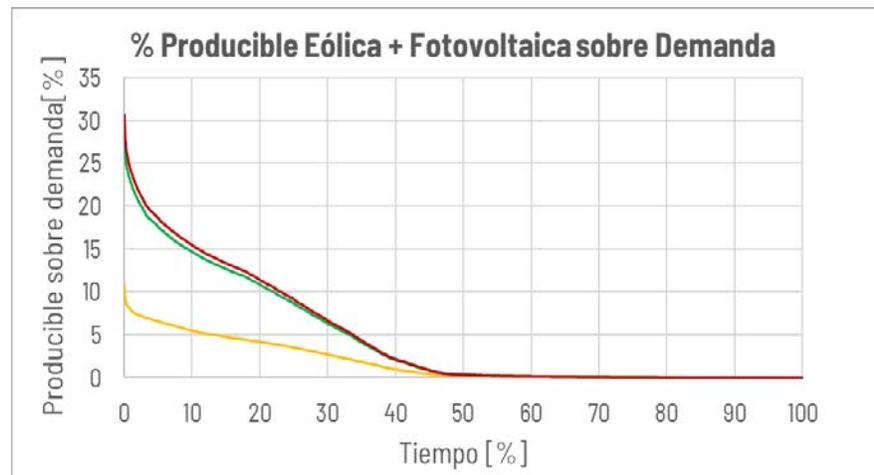
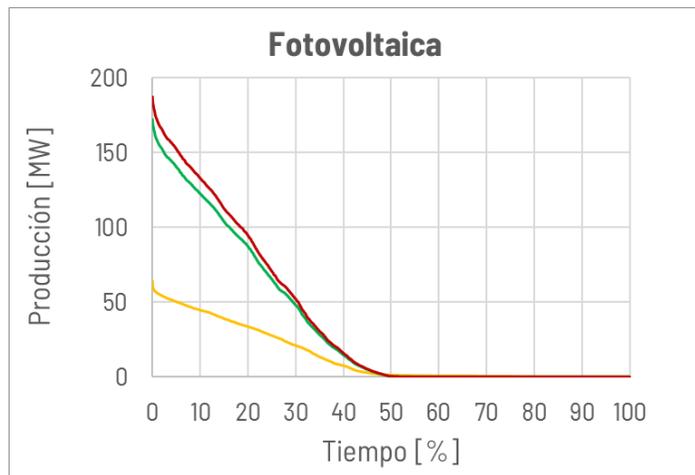


Sistema Eléctrico Balear

Integración de renovables

Año	Demanda [MW]		Generación [MW]	
	Punta	Valle	Eól. Inst.	FV Inst.
2019	1.323	365	3,6	107
2026	1.271	378	3,6	201
2030	1.371	363	3,6	218

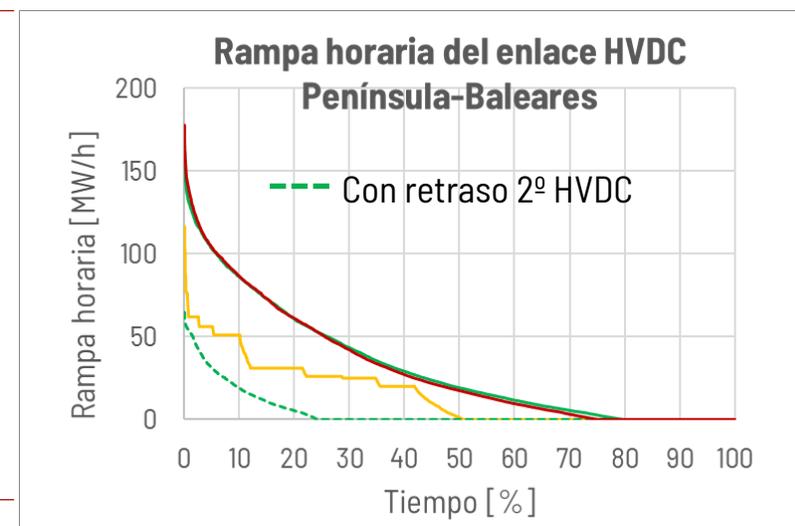
— H2019 — H2026 — H2030



“

En los próximos años la instalación de fotovoltaica se duplicará en el sistema balear:

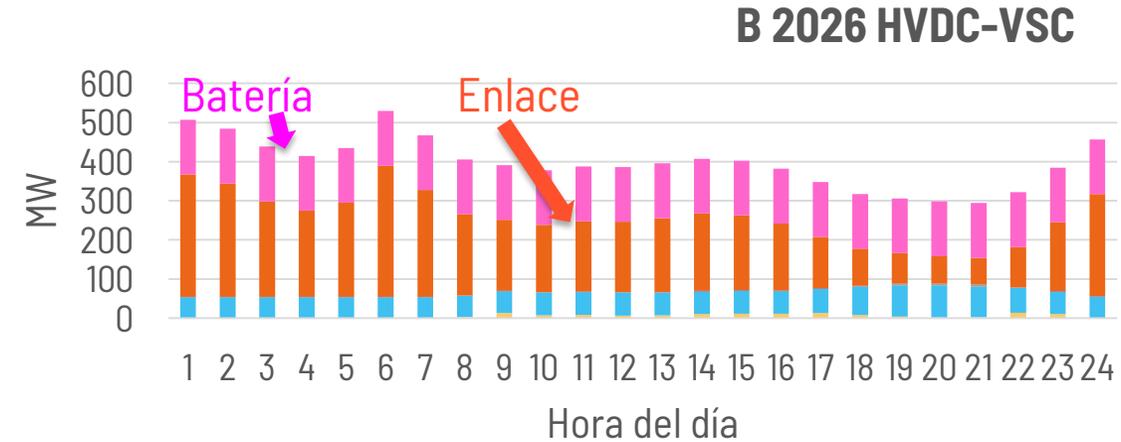
- La producción máxima fotovoltaica alcanzará valores superiores a 150 MW.
- El máximo producible de renovables (eólica y fotovoltaica) sobre demanda se incrementará desde un 10% en 2019 hasta un 30% en 2026 y 2030.
- La rampa de generación gestionable se mantiene prácticamente constante en los horizontes de estudio, en escenarios con 2 HVDC SEPE-SEB
- El segundo HVDC Península-Baleares, es clave en la descarbonización del SEB.



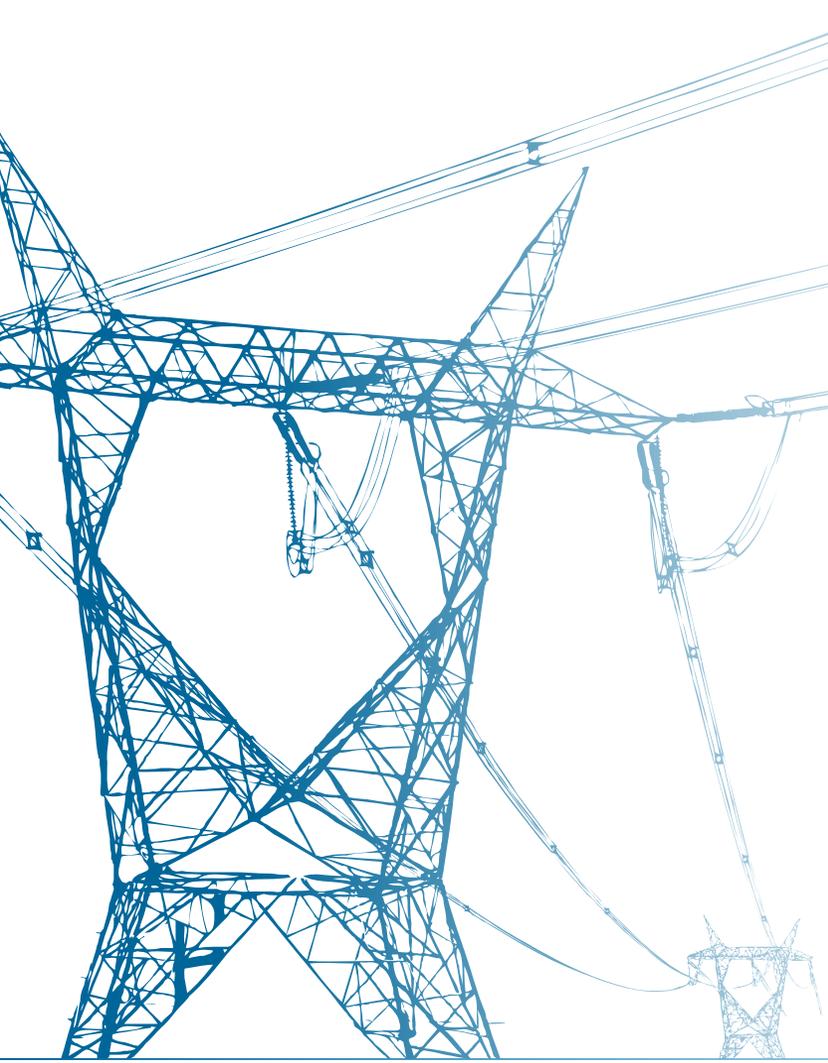
Sistema Eléctrico Balear



Flexibilidad: reservas para cubrir fallos de enlaces



“ La puesta en servicio del **segundo enlace Península-Baleares** junto con las **baterías** y los **compensadores síncronos asociados** ofrecen al sistema la **totalidad de la reserva a subir** necesaria para cubrir los potenciales fallos del enlace, permitiendo puntos de operación más eficientes en la generación del sistema.



3.c. Análisis de estabilidad de frecuencia.



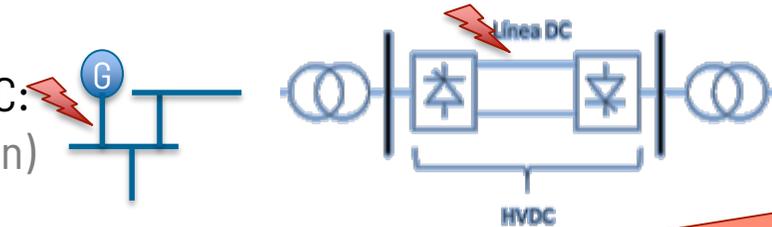
Estabilidad de frecuencia

Metodología: particularidades TNP (Baleares y Canarias)

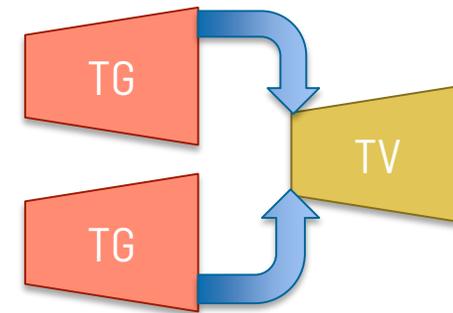
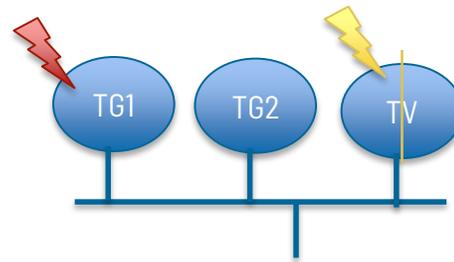
- Desbalance instantáneo por desconexiones súbitas, desbalance por variabilidad del recurso renovable (en rampa), afección desbalance por disparo de una turbina de gas (con la correspondiente pérdida de carga de la turbina de vapor) en ciclos combinados.
- Utilización de datos de detalle en los TNPs (generadores, esquemas de deslastre)

Perturbaciones analizadas:

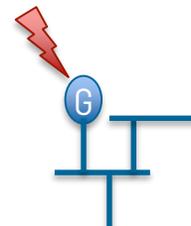
Posición o polo HVDC:
(sensibilidad posición)



Ciclo combinado:
(sensibilidad TGCC)

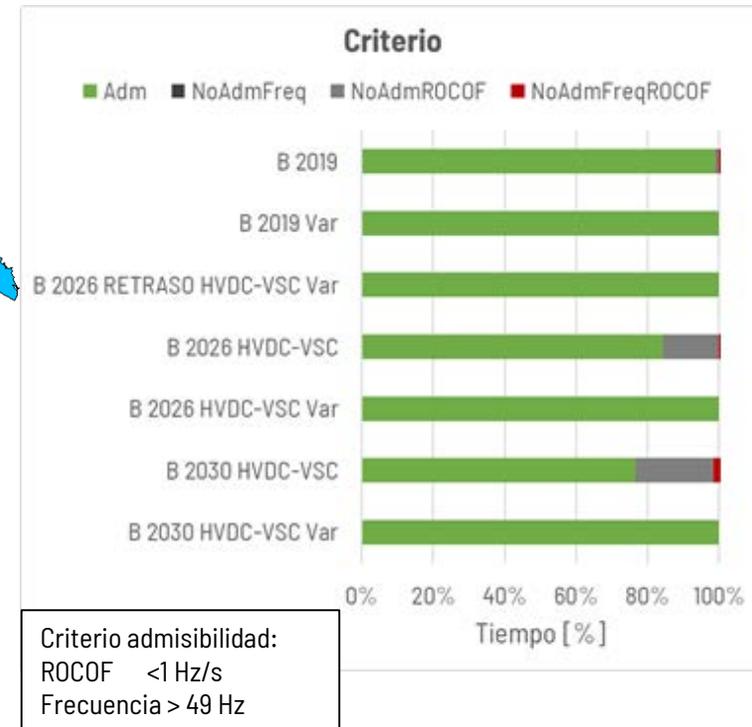
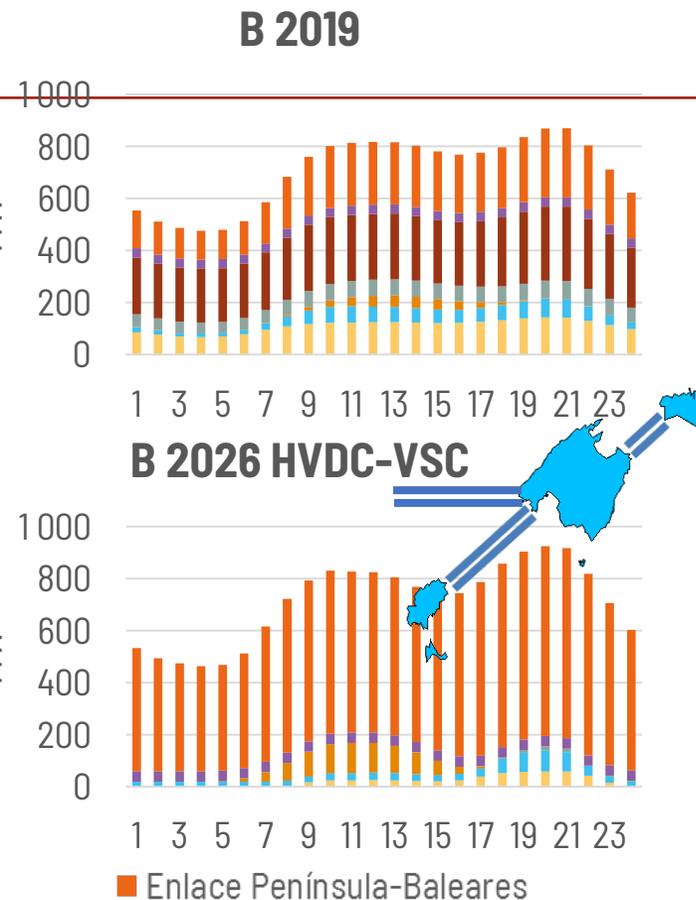
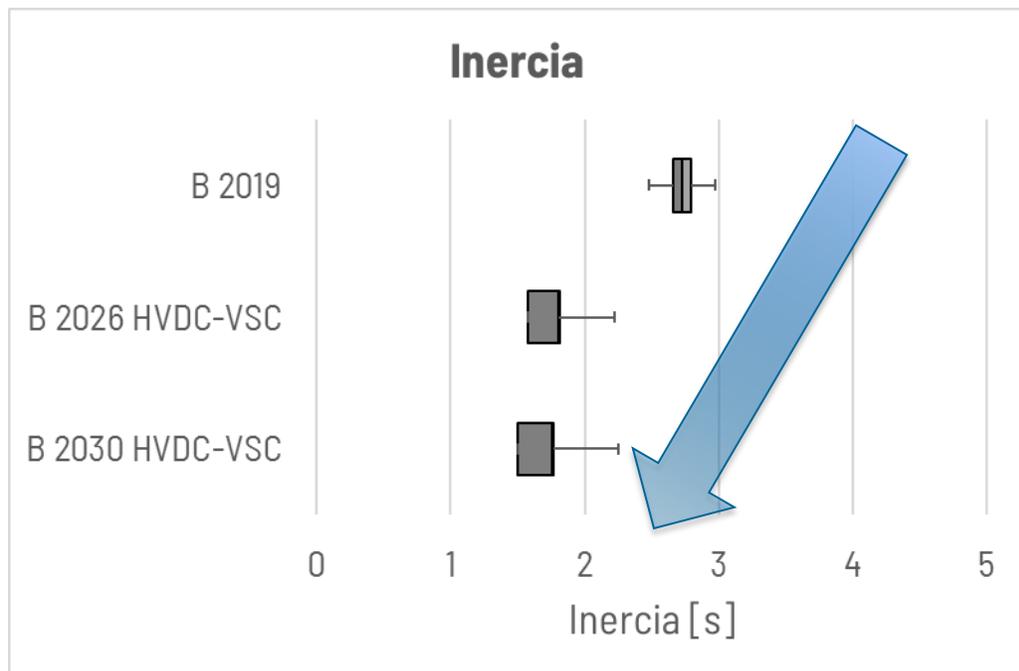


Variación rápida
recurso renovable:
(sensibilidad Var)



Sistema Eléctrico Balear

Estabilidad de frecuencia



“ La inercia del sistema es decreciente en escenarios futuros: la puesta en servicio del segundo HVDC modifica el balance de forma que la cobertura de la demanda es, en un alto porcentaje, provista a través de los enlaces en continua.

No se detectan problemas en régimen permanente ni por frecuencia mínima. La regulación potencia-frecuencia rápida de los enlaces con península ayuda significativamente a asegurar la estabilidad de frecuencia.

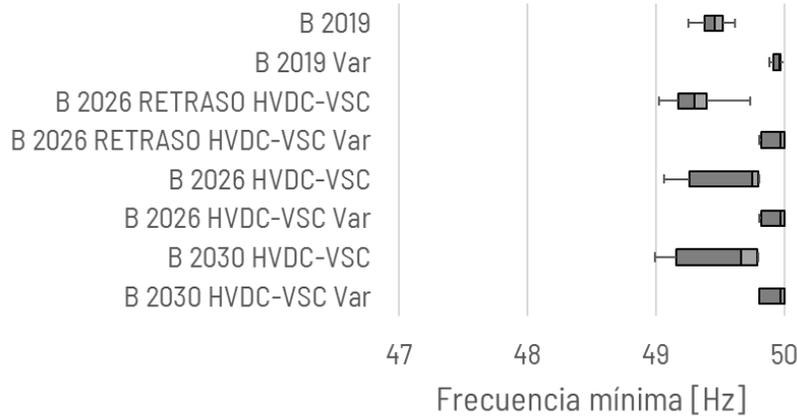
Riesgo de inadmisibilidades por RoCoF en los escenarios más descarbonizados.

Sistema Eléctrico Balear

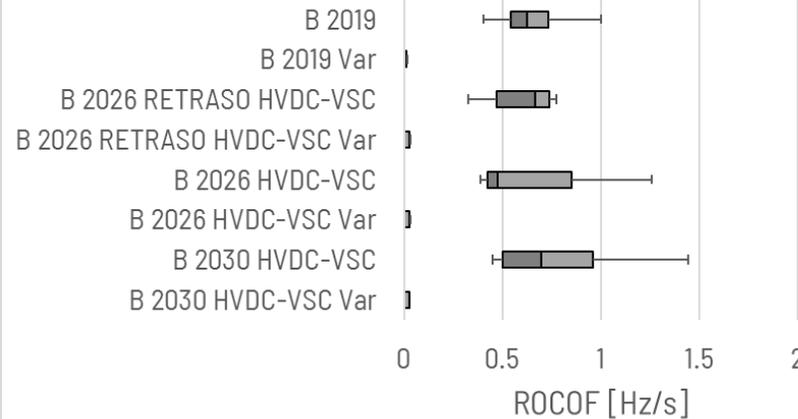
Estabilidad de frecuencia. Resultados

Sensibilidad: Var (=Rampas 30s renovable)

Frecuencia mínima



ROCOF



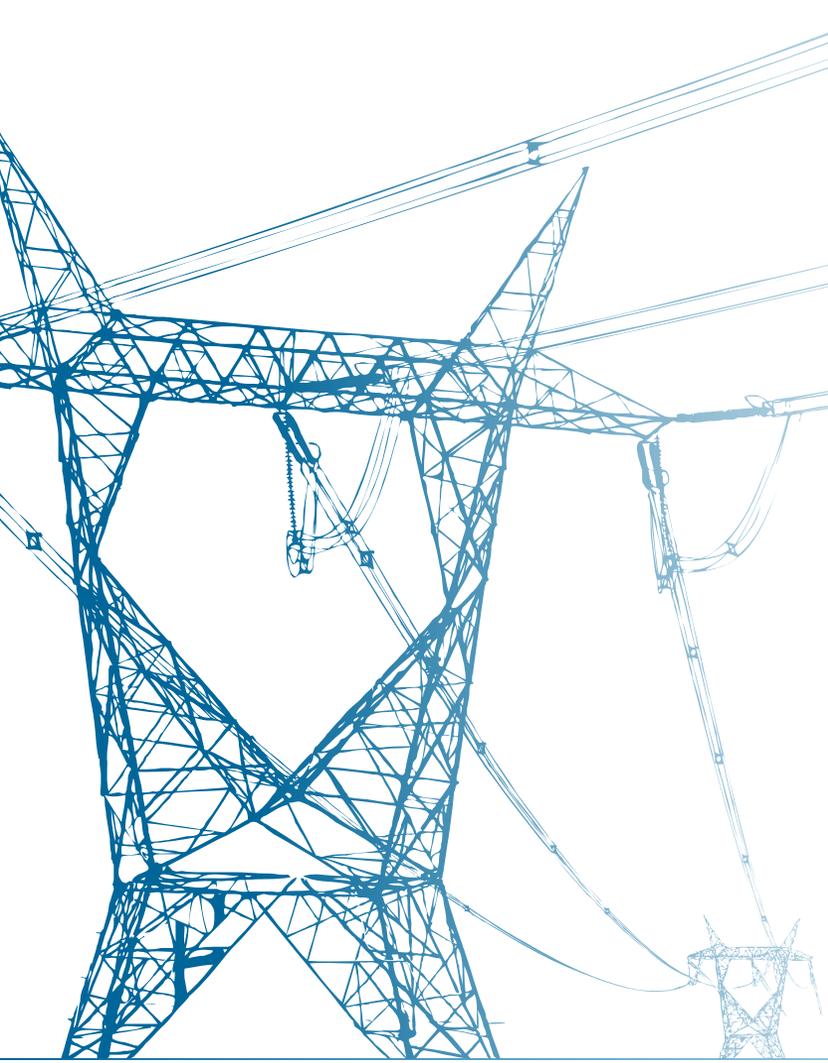
Frecuencia permanente



Alto porcentaje de **resultados admisibles** desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia.

Las **variaciones rápidas de la FV** no presenta un problema para la estabilidad de frecuencia en horizontes futuros.

Inercia un 40% más baja que en la actualidad. Pueden aparecer **derivadas de frecuencia elevadas** (en algunos casos, superiores a 1 Hz/s) hasta un **20% del tiempo**. Posibles soluciones: **incrementar inercia de los CS considerados**, **controles grid-forming (U-f) deseables**, tanto para el **nuevo enlace** como para la **nueva FV instalada en el sistema** o **acoplamiento gen. síncrona**.



Conclusiones del sistema eléctrico balear

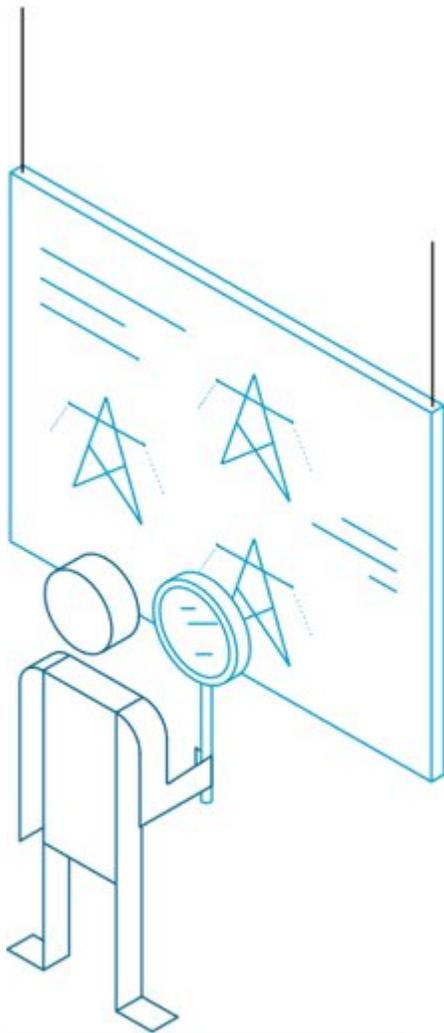


Conclusiones Sistema Eléctrico Balear

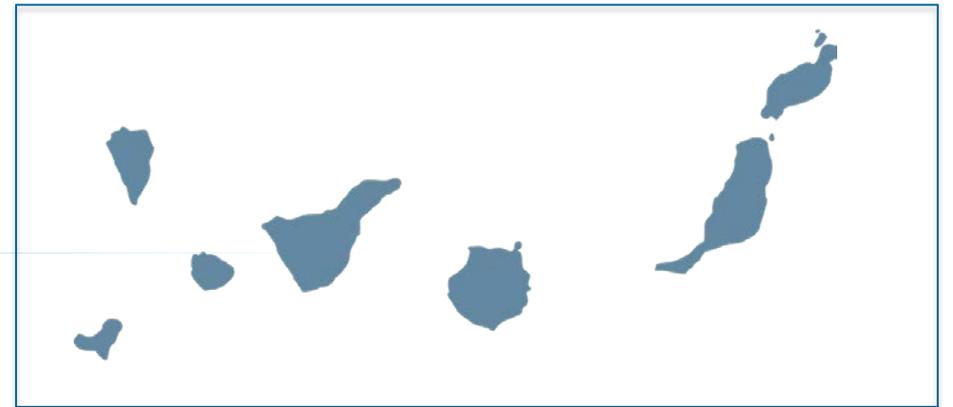
Necesidades del sistema balear para viabilizar una transición energética segura



- En Baleares se consigue alcanzar una proporción de renovables sobre la demanda del 73% y una reducción del 73% en centrales de combustible fósil con un segundo enlace HVDC Península-Mallorca y baterías plenamente integradas en la red de transporte.
 - Las **baterías** como elementos plenamente integrados en la red se muestran como un excelente recurso para permitir un **uso más eficiente de las interconexiones** entre islas y entre el sistema eléctrico balear para cubrir el N-1 de los enlaces.
 - Para compensar la pérdida de inercia y menor potencia de cortocircuito, **se requiere la instalación de compensadores síncronos** que aseguren el correcto funcionamiento de los enlaces HVDC y contribuyan a frenar las derivadas de frecuencia ante desbalances instantáneos. Aún así, se detecta durante un **20% del tiempo, la necesidad de inercia adicional** que podrá ser provista mediante el diseño adecuado de los compensadores síncronos propuestos o con controles avanzados de electrónica de potencia (en renovables y en el futuro enlace HVDC).
 - Los enlaces Península-Baleares aportan al sistema balear **capacidades de regulación potencia-frecuencia** y prácticamente la totalidad de la reserva a subir necesaria.
-

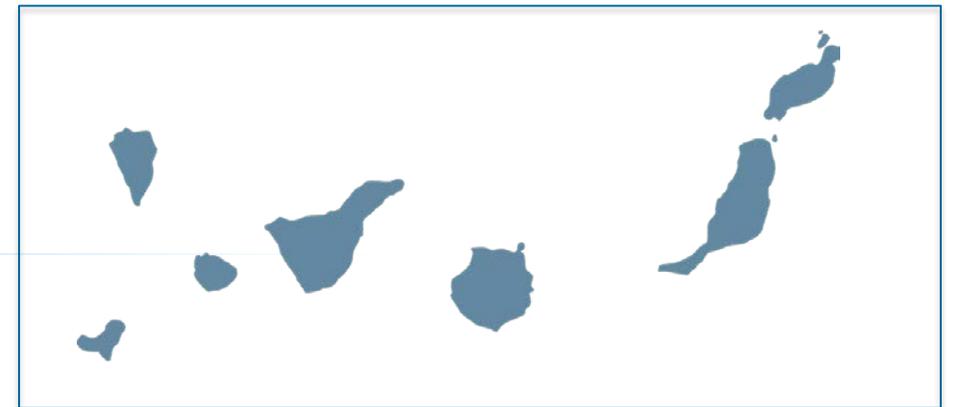


4. Estudios de los sistemas eléctricos canarios





4.a. Balances de generación



Estudios, alcance y escenarios. Sistemas eléctricos canarios

Escenarios analizados



Escenario estudio	Descripción	Almacen.	Enlaces	Estudios			
				Balance generación	Flexibilidad	Est. Frec.	Cobertura
GC 2026	Escenario Base de 2026		0	X	X	X	
GC 2026 Bombeo	GC 2026 con Chira-Soria	Chira-Soria	0	X	X	X	
GCLZFV 2030 Bombeo	Escenario Base de 2030	Chira-Soria	GC-LZFV	X	X	X	X
GCLZFV 2030[*]	Sin Chira-Soria		GC-LZFV	X			
GCLZFV 2030 Bombeo Bat [*]	Baterías	Chira-Soria + Baterías	GC-LZFV	X			
TFLG 2026	Escenario Base de 2026		TF-LG	X	X	X	
TFLG 2026 Bat	TFLG 2026 con Baterías	Baterías	TF-LG	X		X	
TFLG 2030 Bombeo Bat	Escenario Base de 2030	Baterías + Bombeo	TF-LG	X	X	X	X
TFLG 2030 Bat [*]	TFLG 2030 con Baterías	Baterías	TF-LG	X		X	

Metodología SNP

- ✓ Metodología de análisis empleada en estudios internacionales y nacionales
- ✓ Nudo único: sin restricciones de red y con restricciones de sistema must-run

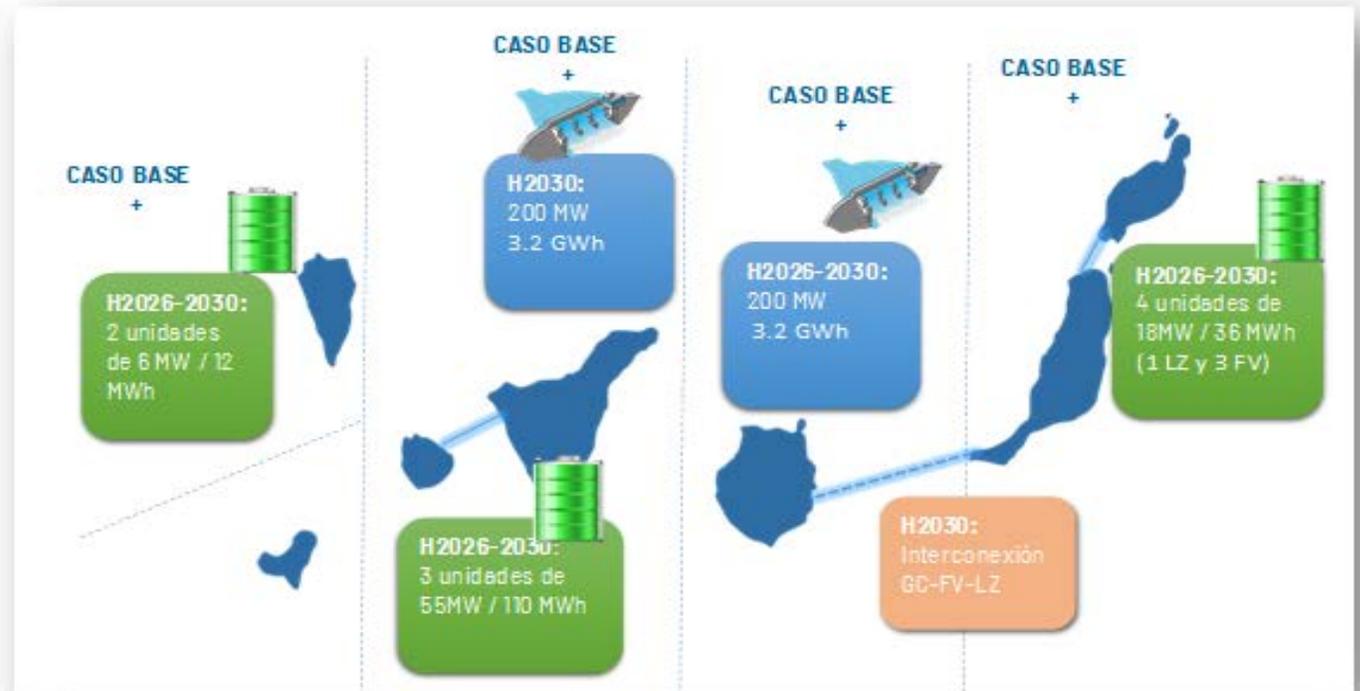
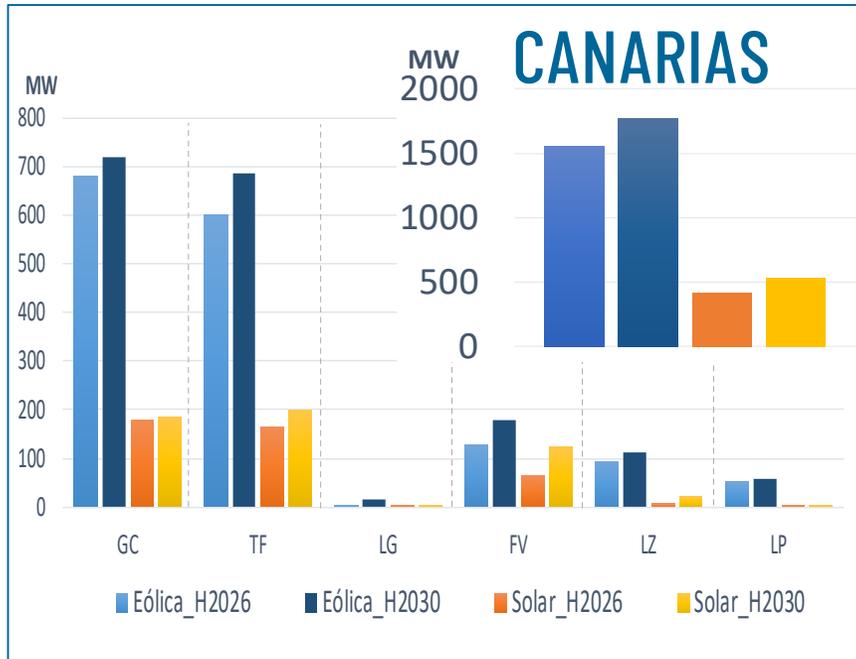
Escenario estudio	Descripción	Almacen.	Enlaces	Estudios			
				Balance generación	Flexibilidad	Est. Frec.	Cobertura
LZFV 2026	Escenario Base de 2026		0	X	X	X	
LZFV 2026 Bat [*]	LZFV 2026 con Baterías	Baterías	0	X		X	
LP 2026	Escenario Base de 2026		0	X	X	X	
LP 2026 Bat [*]	LP 2026 con Baterías	Baterías	0	X		X	
LP 2030 Bat	Escenario Base de 2030	Baterías	0	X	X	X	X

Hipótesis de partida H2026 y H2030. Sistema Eléctrico Canario

Sensibilidades

RENOVABLE

PRECIOS



✓ Centradas en el almacenamiento principalmente y en las interconexiones

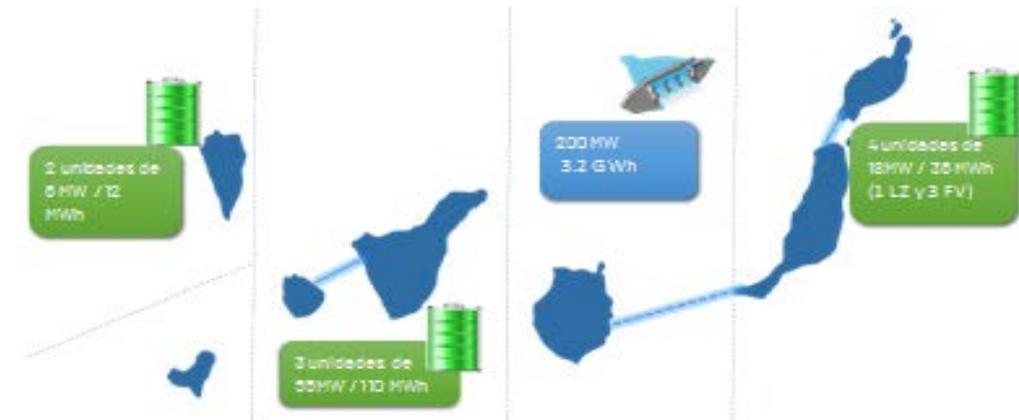
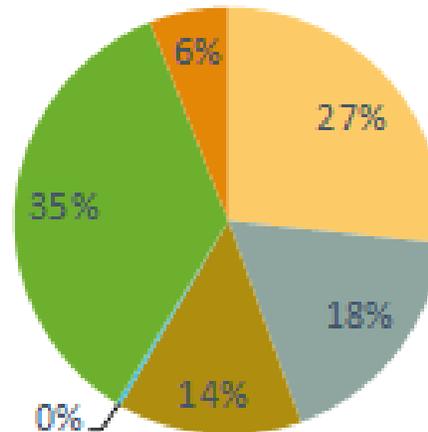
	H2026	H2030
Precio emisiones (€/kg)	0.0233	0.0347
Precios combustibles (€/GJ)		
Fuel Bia 1%	14.0	15.1
Fuel Bia 0,73%	14.9	16.0
Diésel Oil	19.2	20.6
Gasoil	19.0	20.4

Balances de generación. Sistema Eléctrico Canario

Balances de generación Canarias 2026

Balances de generación (GWh)

		GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado		2866	27%	3312
Motores diésel		1918	18%	4519
Turbinas de vapor		1499	14%	3104
Turbinas de gas		35	0%	55
Eólica		3793	35%	2436
Solar		640	6%	1525
Biomasa		0	0%	0
Cogeneración y otros		0	0%	0
Total generación eléctrica		10751	100%	2222



Producción con almacenamiento [GWh]	300,8
Consumo de almacenamiento [GWh]	365,1
Balancede almacenamiento [GWh]	-64,2
Generación total (con almacenamiento)	11.052

Información adicional:

Renovables (GWh)	4.433
Renovables (% producc electricidad)	41%
Emisiones CO2 del mix de generación (kton):	4.238
Vertidos (GWh)	509
Vertidos (% producible solar y eol)	10%
Coste variables de generación (M€/año)	1.176
Coste medio (€/MWh)	110

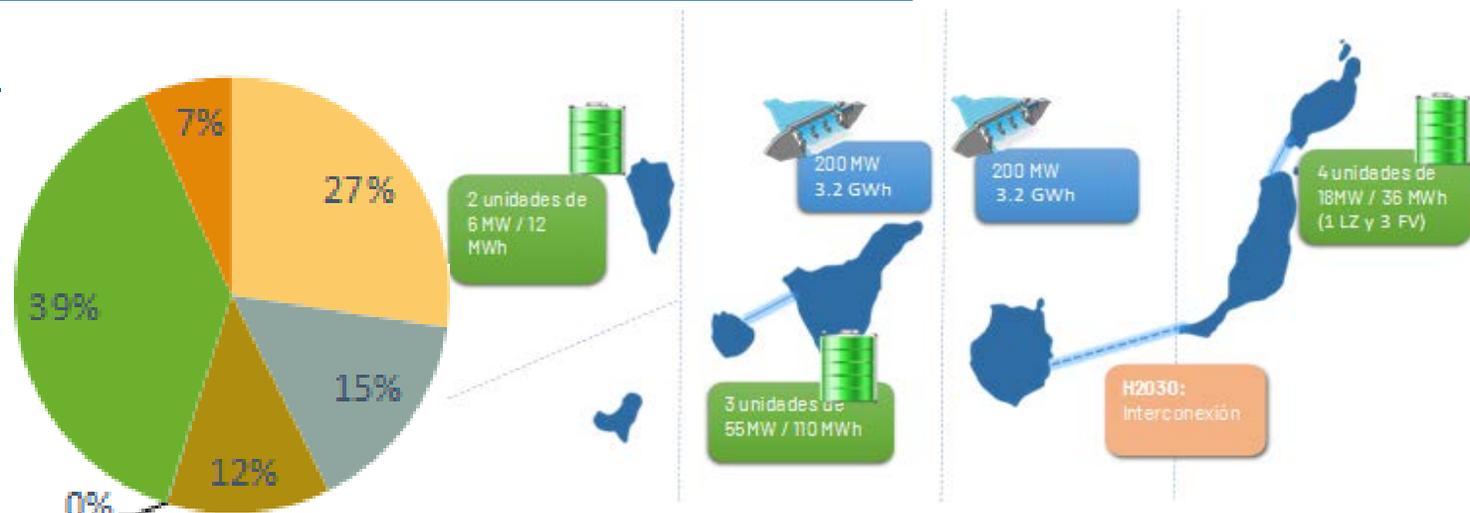
Balances de generación. Sistema Eléctrico Canario

Balance de generación Canarias 2030

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	3133	27%	3621
Motores diésel	1748	15%	4119
Turbinas de vapor	1398	12%	3426
Turbinas de gas	5	0%	8
Eólica	4402	38%	2484
Solar	764	7%	1528
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
Total generación eléctrica	11452	100%	2178

Producción con almacenamiento [GWh]	501,2
Consumo de almacenamiento [GWh]	625,8
Balance de almacenamiento [GWh]	-124,6
Generación total (con almacenamiento) [GWh]	11.953



Información adicional:

Renovables (GWh)	5.167
Renovables (%)	45%
Emisiones CO2 del mix de generación (kton)	4.224
Vertidos (GWh)	470
Vertidos (% producible)	8%
Coste variables de generación (M€/año)	1.283
Coste medio (€/MWh)	113

Balances de generación. Sistema Eléctrico Canario

Comparativa de resultados por islas



El sistema de GC parte en 2026 de una contribución de renovables del 38% con unos vertidos del 34%. Con el proyecto de Chira-Soria reducen los vertidos al 9%, aumentando la integración de renovables a un 51%. En 2030, con la interconexión GC a FV-LZ se consigue una contribución de renovables en el sistema conjunto del 37% sin almacenamiento. La instalación de bombeo y baterías incrementa dicha contribución al 48%.

Casos Canarias	Sistema	Vertidos	% Vertidos (*)	%RES sobre prod. Elect (*)	Emisiones	Coste variable de generación	Coste medio
GC 2026	Gran Canaria	769 GWh	34%	38%	1717 kton	472 M€	118 €/MWh
GC 2026 Bombeo		▼ -73%	▼ -25%	▲ 13%	▼ -20%	▼ -26%	▼ -25%
GCLZFV 2030	Gran Canaria - Fuerteventura - Lanzarote	1173 GWh	34%	37%	2642 kton	890 M€	142 €/MWh
GCLZFV 2030 Bombeo		▼ -65%	▼ -22%	▲ 11%	▼ -17%	▼ -25%	▼ -25%
GCLZFV 2030 Bombeo Bat		▼ -70%	▼ -24%	▲ 12%	▼ -18%	▼ -27%	▼ -27%
LZFV 2026	Lanzarote - Fuerteventura	260 GWh	36%	24%	948 kton	285 M€	146 €/MWh
LZFV 2026 Bat		▼ -73%	▼ -26%	▲ 9%	▼ -11%	▼ -21%	▼ -21%

NOTA: (*) Los valores de variación de % Vertidos y % RES están en pp (puntos porcentuales)

Empeora
 Mejora

Balances de generación. Sistema Eléctrico Canario

Comparativa de resultados por islas



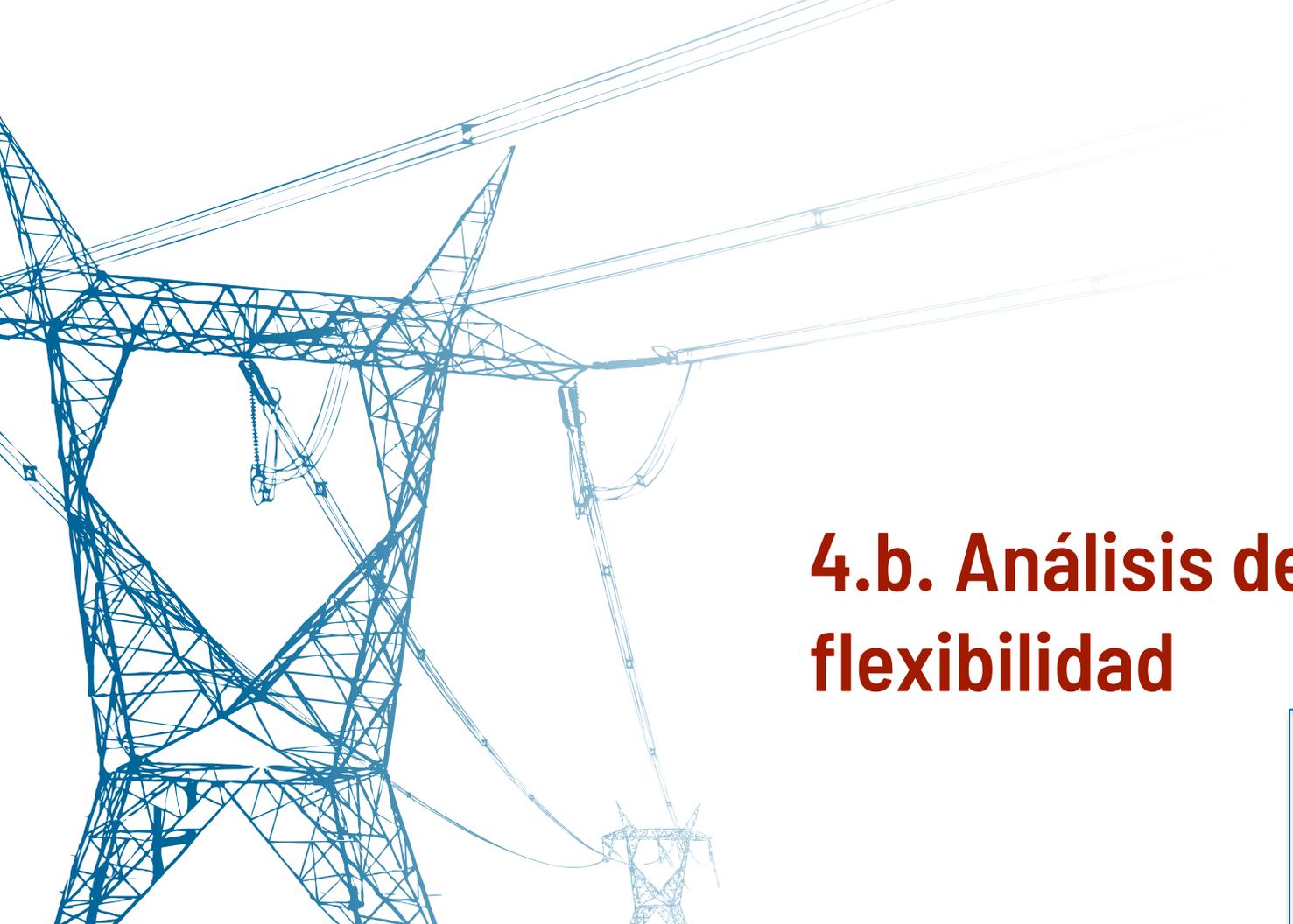
El sistema de TF-LG parte en 2026 de una contribución de renovables del 33% con unos vertidos del 19%. Las baterías permiten una contribución de renovables del 36% con vertidos del 11% del producible. En 2030 con un proyecto similar a Chira-Soria se alcanzaría una integración de renovables del 41%.

Casos Canarias	Sistema	Vertidos	% Vertidos (*)	%RES sobre prod. Elect (*)	Emissiones	Coste variable de generación	Coste medio
	Tenerife - La Gomera	347 GWh	19%	33%	2000 kton	624 M€	141 €/MWh
	TFLG 2026 Bat	▼ -43%	▼ -8%	▲ 3%	▼ -6%	▼ -11%	▼ -11%
	TFLG 2030 Bombeo Bat	77 GWh	4%	41%	1920 kton	583 M€	123 €/MWh
	La Palma	70 GWh	55%	18%	169 kton	52 M€	162 €/MWh
	LP 2026 Bat	▼ -47%	▼ -26%	▲ 11%	▼ -12%	▼ -13%	▼ -10%
	LP 2030 Bat	39 GWh	28%	30%	150 kton	49 M€	148 €/MWh

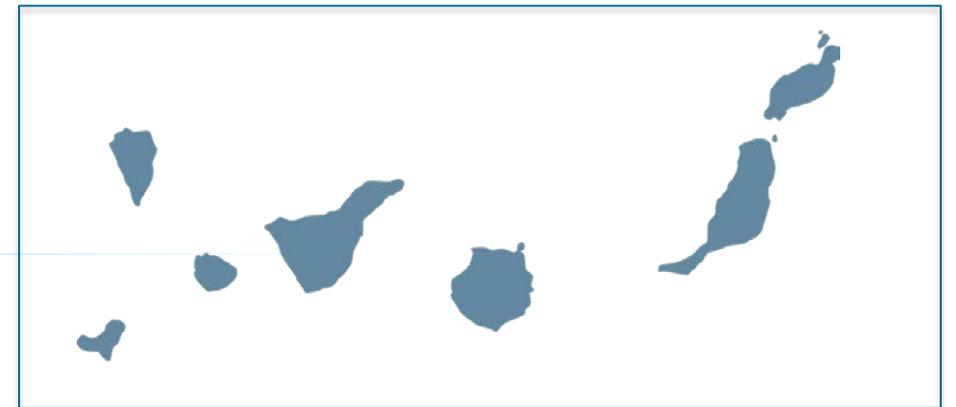
NOTA: (*) Los valores de variación de % Vertidos y % RES están en pp (puntos porcentuales)



- La contribución de generación renovable en Canarias alcanza como máximo el 45% en el caso de considerar la puesta en servicio de almacenamiento hidráulico, baterías y enlaces entre islas, por debajo del 58%, objetivo marcado en PNIEC para 2030.



4.b. Análisis de necesidades de flexibilidad



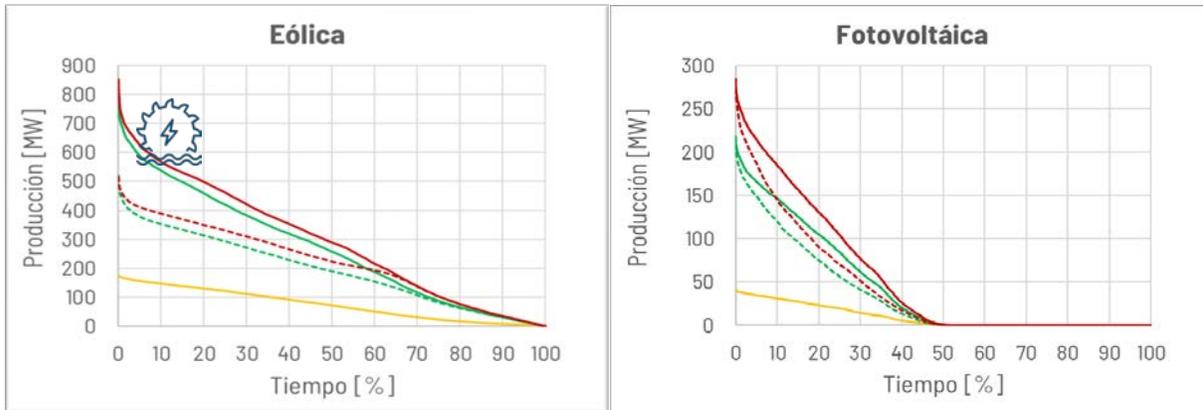
Integración de renovables

— H2019 — H2026 — H2030



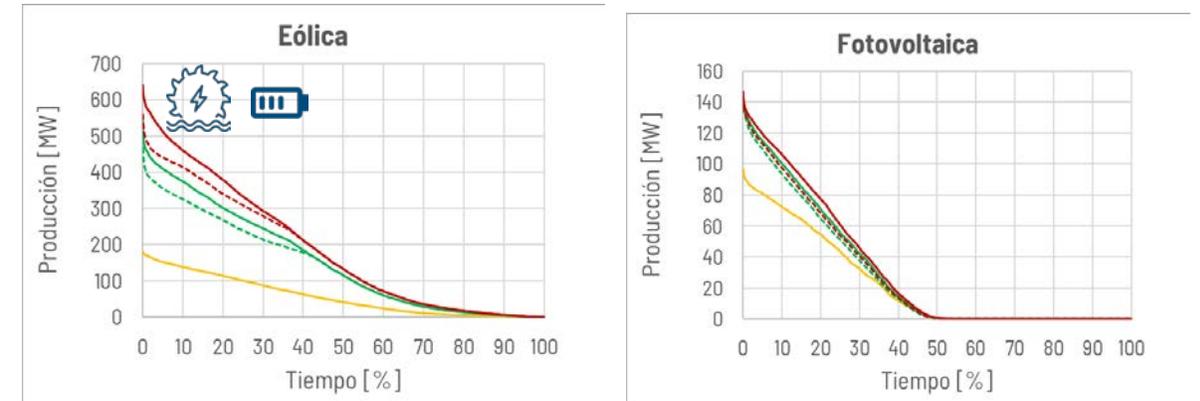
Gran Canaria-Lanzarote-Fuerteventura

— Sin bombeo Chira-Soria — Con bombeo Chira-Soria



Tenerife- La Gomera

— TFLG 2019 — TFLG 2026 — TFLG 2026 Bat — TFLG 2030 Bat — TFLG 2030 Bombeo Bat



La Palma

— Sin batería — Con batería (2x6MW / 12MWh)



Importantes retos de operación en el horizonte H2026 y H2030:

- Incrementos considerables, por encima del 300% en algunos sistemas, de los valores máximos de producción eólica y FV respecto a los máximos actuales.
- Mayores necesidades de flexibilidad del conjunto del sistema para acomodar la generación renovable. Por ejemplo en GC+LZ+FV, en 2019, la producción FV no alcanzó valores de 50 MW. En 2026 el 65% de los días habrá que acomodar más de 150 MW de FV. En 2030, esto sucederá el 85% de los días.

Incremento significativo de las monótonas de producción gracias al almacenamiento (bombeo y/o baterías).

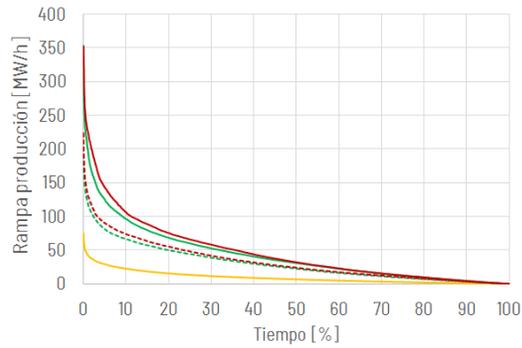
Rampas horarias de la generación gestionable

H2019 H2026 H2030

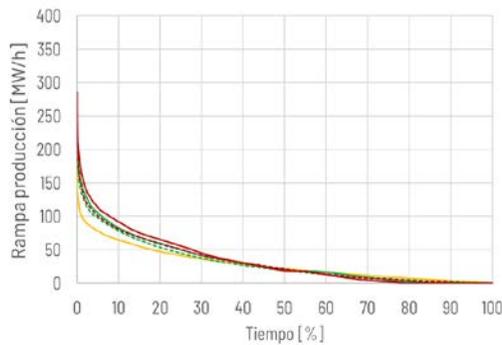
Gran Canaria-Lanzarote-Fuerteventura

Sin bombeo Chira-Soria Con bombeo Chira-Soria

Monótona de rampa producción eólica+fotovoltaica



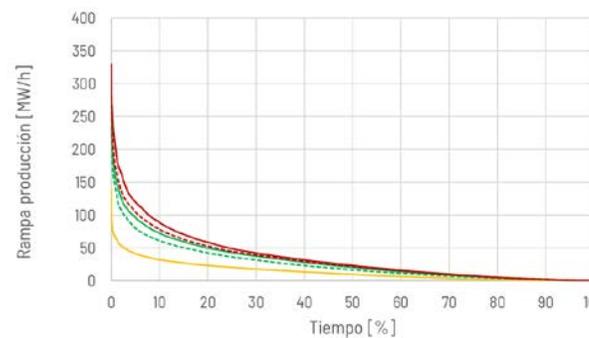
Monótona de rampa generación térmica.



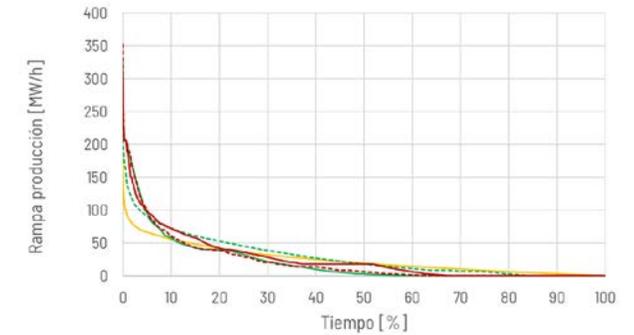
Tenerife- La Gomera

TFLG 2019 TFLG 2026 TFLG 2026 Bat TFLG 2030 Bat TFLG 2030 Bombeo Bat

Monótona de rampa producción eólica+fotovoltaica.



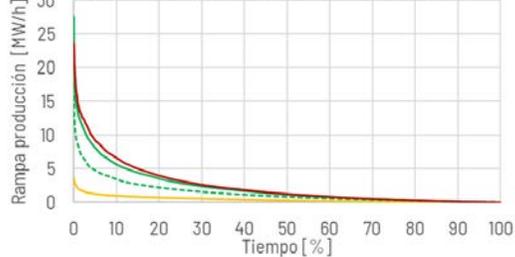
Monótona de rampa generación térmica.



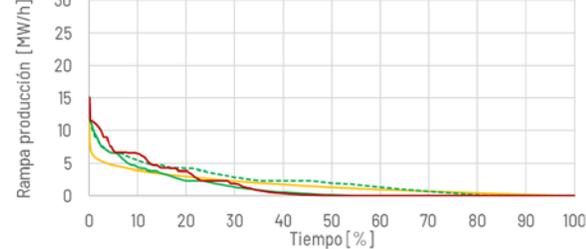
La Palma

Sin batería Con batería (2x6MW / 12MWh)

Monótona de rampa producción eólica+fotovoltaica



Monótona de rampa generación térmica



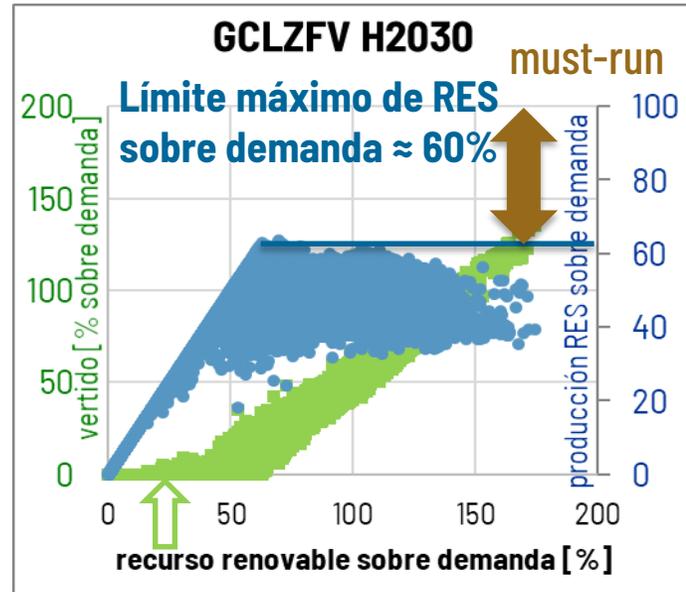
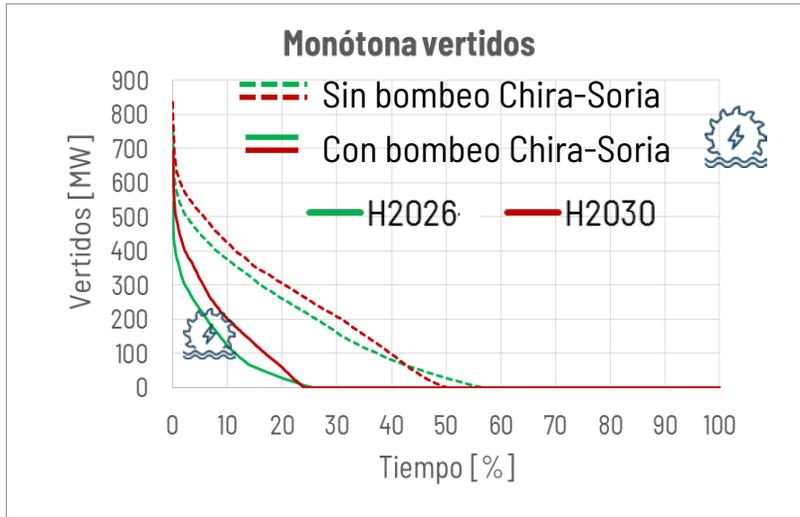
“ Incremento de las rampas horarias de producción eólica y fotovoltaica. Valores máximos en 2019 serán superados el 20% del tiempo en 2030.

Las rampas generación térmica son ligeramente superiores en 2026 y 2030, respecto a 2019.

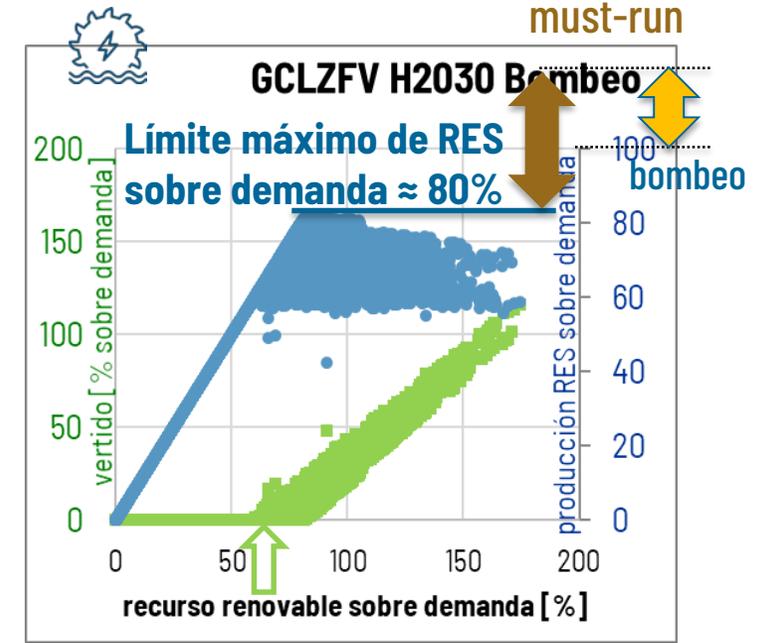
Las baterías y bombeo absorben la mayor parte de las rampas de renovables minorando su impacto sobre la generación térmica.

Beneficio del almacenamiento en la integración de renovables

Gran Canaria-Lanzarote-Fuerteventura: Beneficio del bombeo



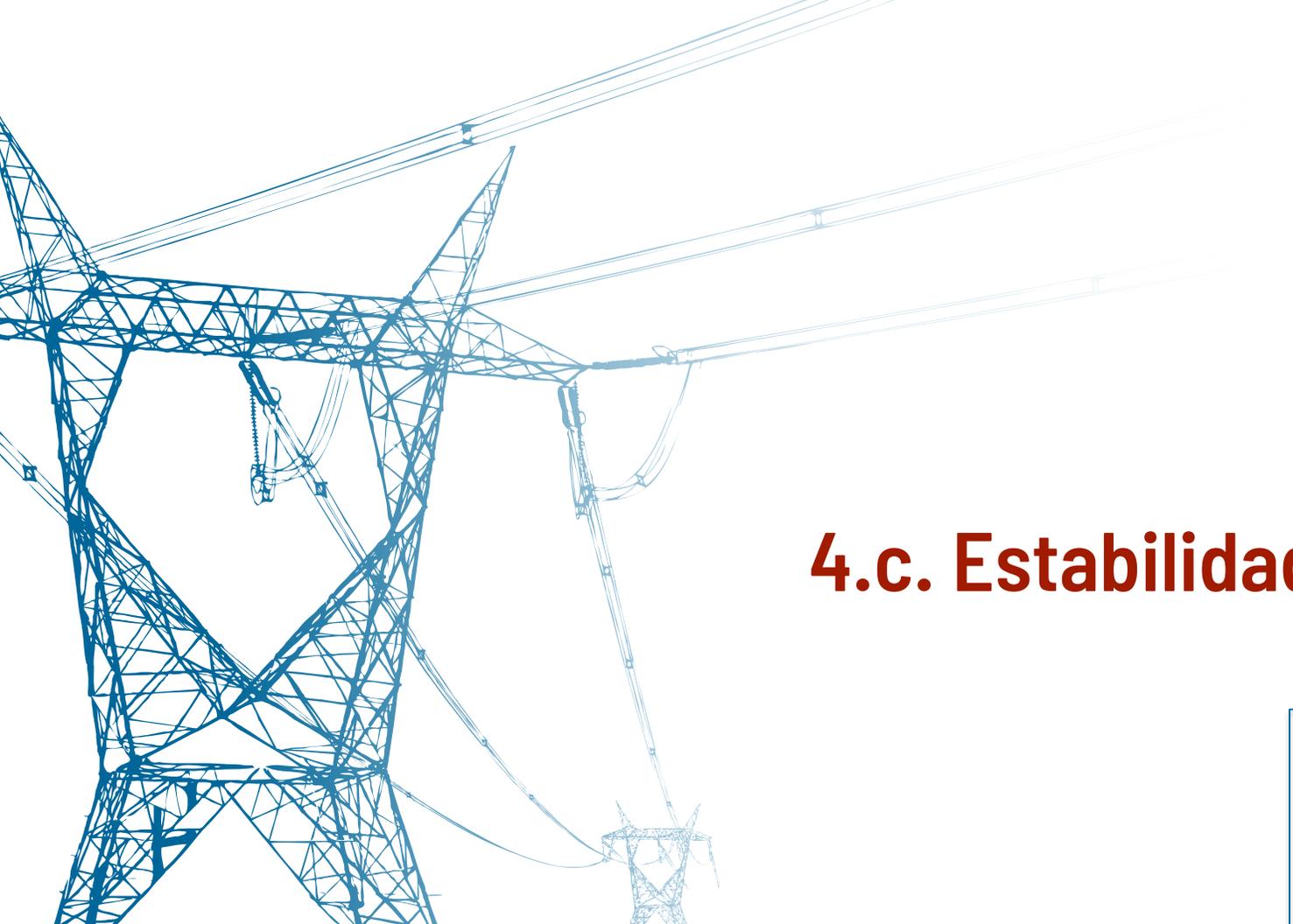
Vertidos (por balance) significativos con RES sobre demanda $>25\%$.



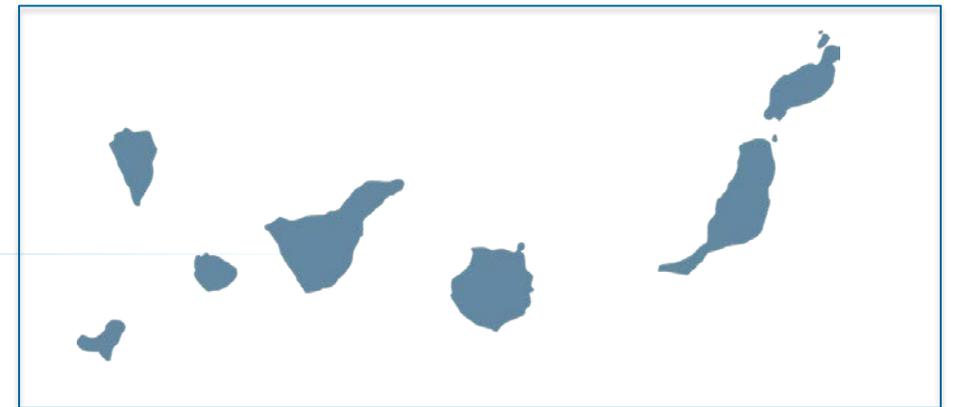
Vertidos (por balance) significativos con RES sobre demanda $>65\%$

Beneficios del bombeo de Chira-Soria:

- Los vertidos disminuyen aproximadamente en un 65% en ambos horizontes temporales.
- Se incrementa en un 20% el límite máximo de integración de eólica+FV que es posible integrar sobre demanda. Sin bombeo, el límite es del 60%. Con bombeo, la cobertura de demanda con renovables podría llegar hasta valores del 80%. Este límite máximo viene determinado principalmente por las necesidades de must-run síncrono.
- El bombeo permite integrar, sin vertidos, hasta un 65% de eólica + FV sobre demanda.



4.c. Estabilidad de frecuencia



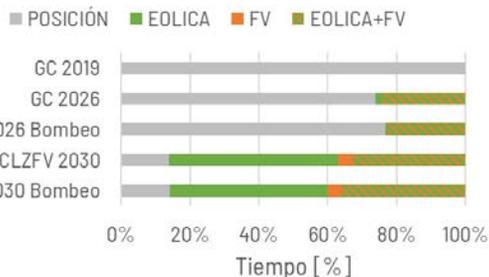
Desequilibrios generación-demanda



Gran Canaria-Lanzarote-Fuerteventura

Escenario	Desbalance generación-demanda: Máximo [MW] y Promedio [MW]			
	Desconexión instantánea	Rampa Eol (30 s)	Rampa FV (30 s)	Rampa Eól+FV (30 s)
GC 2019	77	17	12	17
	70	14	4	13
GC 2026	74	68	62	73
	70	55	19	51
GCLZFV 2030	74	101	116	116
	71	87	33	84

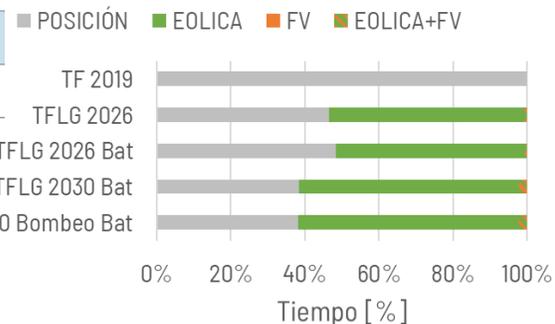
Identificación de la contingencia



Tenerife- La Gomera

Escenario	Desbalance generación-demanda: Máximo [MW] y Promedio [MW]			
	Desconexión instantánea	Rampa Eol (30 s)	Rampa FV (30 s)	Rampa Eól+FV (30 s)
TF-LG 2019	76	28	24	27
	71	11	17	18
TF-LG 2026	74	72	43	69
	69	51	16	46
TF-LG 2030	74	84	43	78
	70	60	16	54

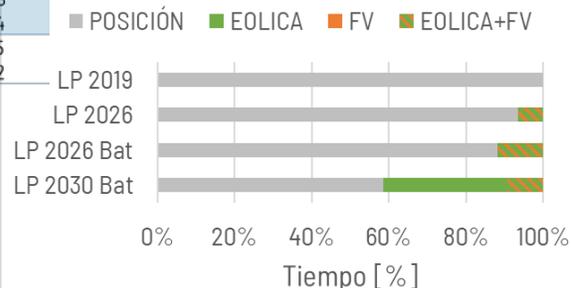
Identificación de la contingencia



La Palma

Escenario	Desbalance generación-demanda: Máximo [MW] y Promedio [MW]			
	Desconexión instantánea	Rampa Eol (30 s)	Rampa FV (30 s)	Rampa Eól+FV (30 s)
LP 2019	11,5	1	2,8	3,9
	8,1	0,8	0,8	1,6
LP 2026	11,5	7,9	2,9	10,8
	8,9	5	0,4	5,4
LP 2030 Bat	11,5	8,6	2,9	11,5
	10	5,7	0,5	6,2

Identificación de la contingencia

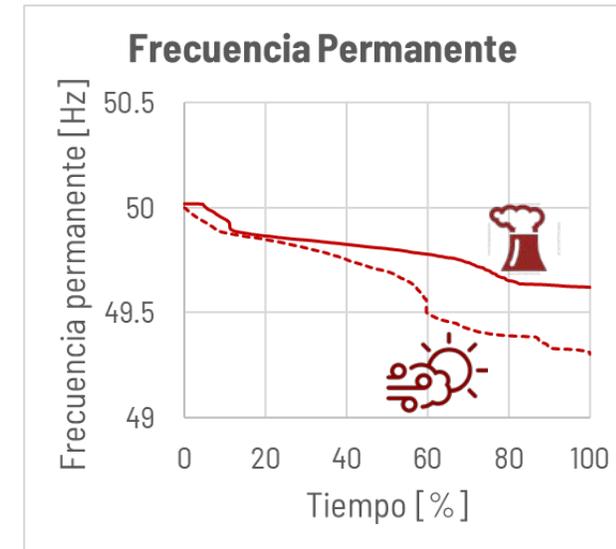
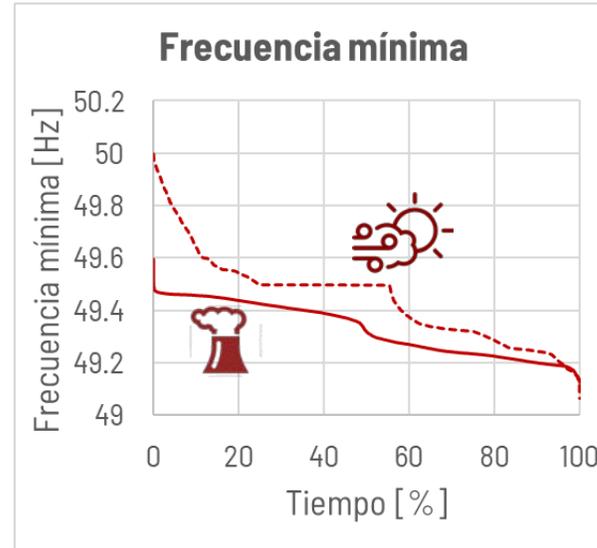
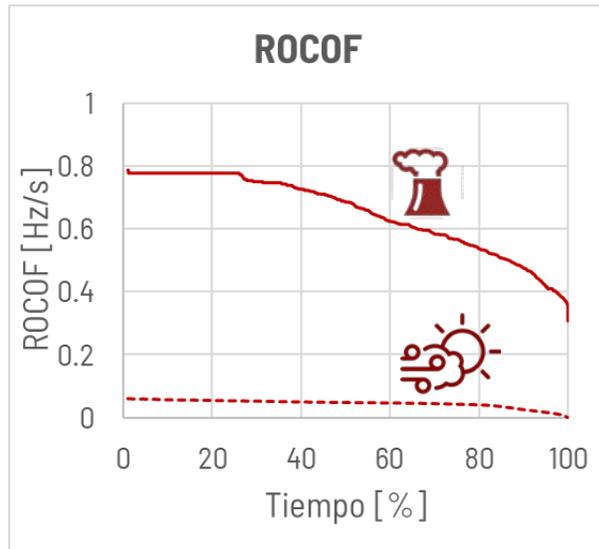


La naturaleza aislada de los sistemas eléctricos insulares los hace especialmente vulnerables a las variaciones rápidas intrínsecas del recurso primario eólico y FV.

En escenario futuros la variación rápida de recurso renovable en 30 s podrá suponer desbalances generación-demanda mayores que los disparos intempestivos de grupos generadores. El número de ocurrencias anual de variaciones rápidas de renovables como las consideradas en este estudio es del entorno de decenas de veces, lo cual supone una probabilidad mayor que la de fallos de grupo térmico.

Impacto de las variaciones rápidas (30 s) del recurso primario

Ejemplo: Gran Canaria-Lanzarote-Fuerteventura



- GCLZFV 2030. Desconexión instantánea 
- - - GCLZFV 2030. Variación rápida de renovable en 30s 

“

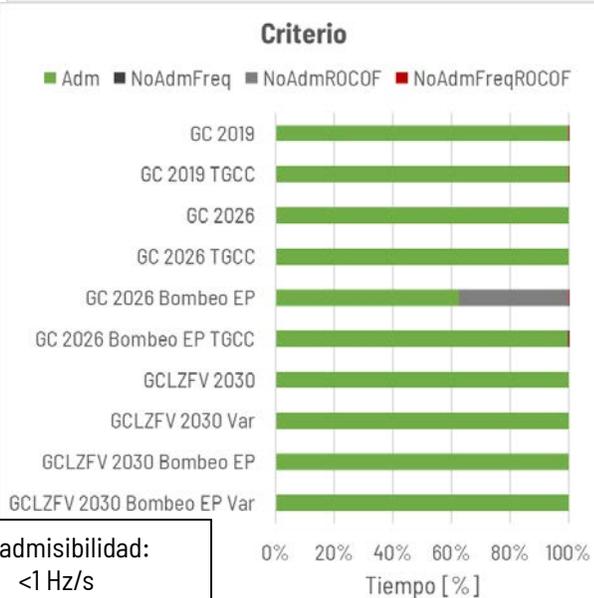
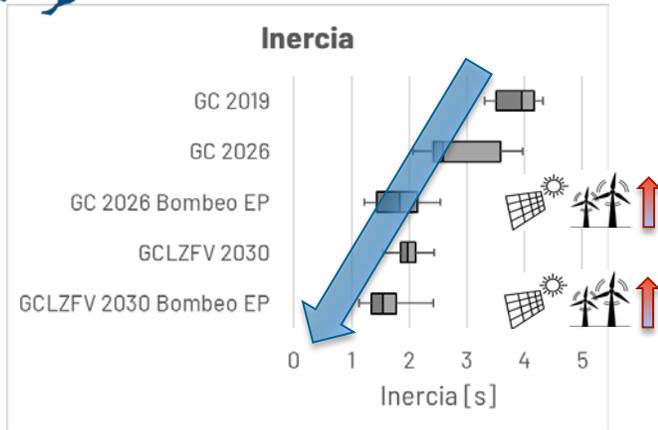
La rampas de renovables en 30 s, no tienen impacto significativo en la derivada de frecuencia. Los reguladores de velocidad responden adecuadamente y los valores mínimos de frecuencia en régimen transitorio son superiores a los alcanzados con fallo intempestivo de grupo. No obstante, la frecuencia en régimen permanente es más baja que con fallo de grupo. Se requieren mayores reservas de regulación primaria para evitar valores de frecuencia en régimen permanente alejados de los 50 Hz (riesgo para el sistema, si ocurre en esos momentos una pérdida de generación intempestiva).

Reservas adicionales de regulación primaria pueden ser provistas por renovables (especialmente cuando existe una lámina de vertido), almacenamiento, consumidor activo...

Estabilidad de frecuencia



Gran Canaria-Lanz-Fuertev.



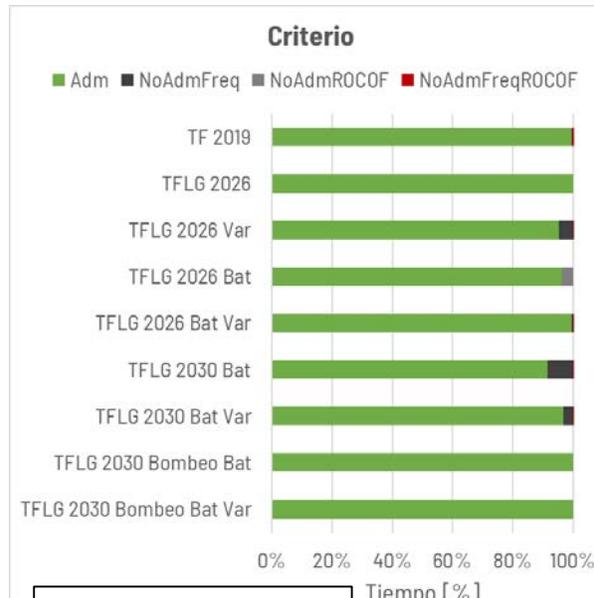
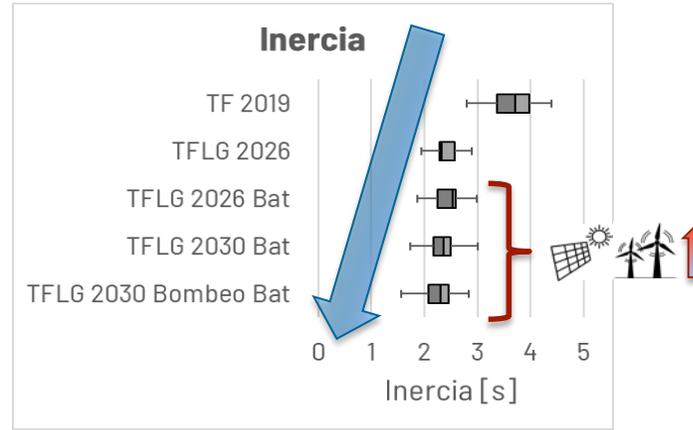
Criterio admisibilidad:
ROCOF < 1 Hz/s
Frecuencia > 48,95 Hz



Prospectiva del sistema y necesidades
Septiembre 2020



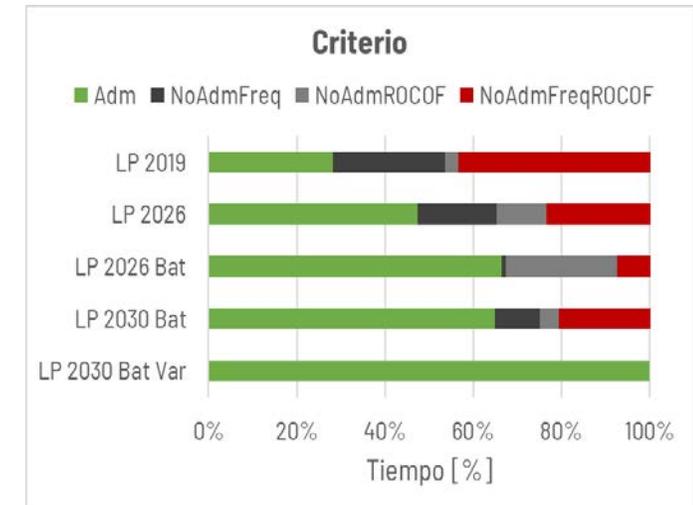
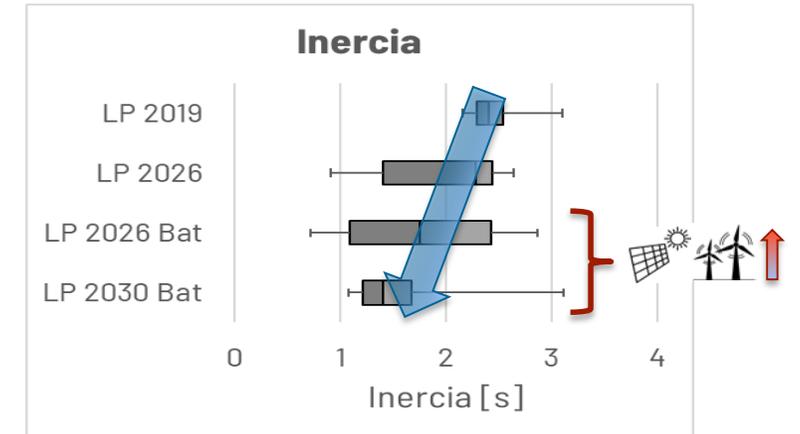
Tenerife-La Gomera



Criterio admisibilidad:
ROCOF < 1 Hz/s
Frecuencia > 48,95 Hz



La Palma



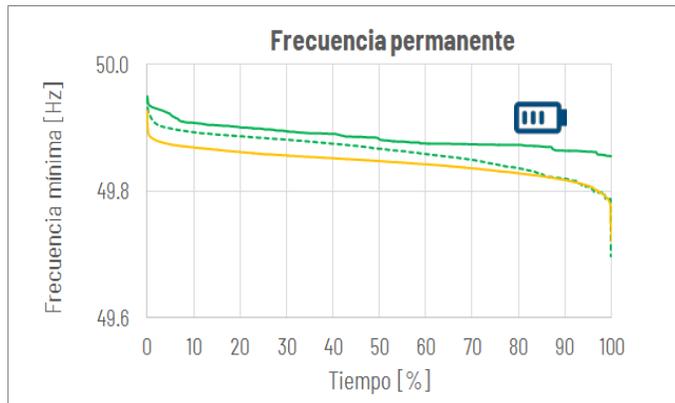
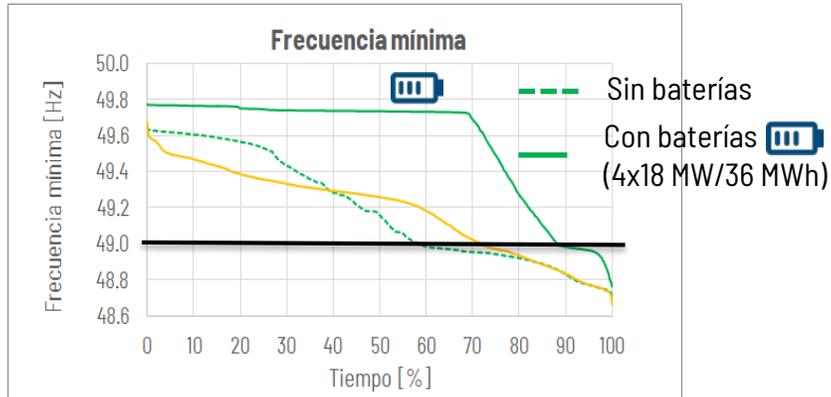
Criterio admisibilidad:
ROCOF < 2 Hz/s
Frecuencia > 48,7 Hz

Beneficio del almacenamiento en la estabilidad de la frecuencia



Lanzarote-Fuerteventura

H2019 H2026

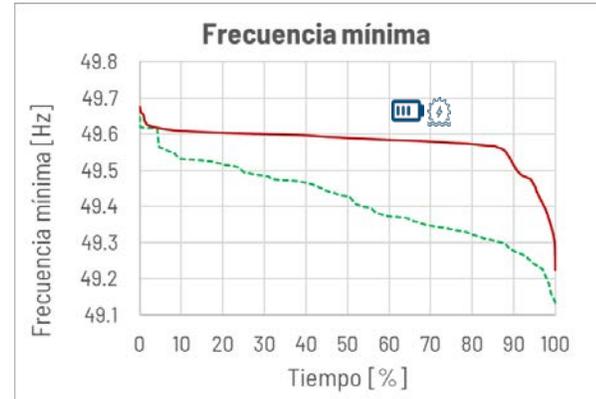


La regulación potencia-frecuencia rápida de las baterías evita deslumbres de carga de demanda en un 30% de las ocasiones.



Tenerife- La Gomera

TFLG 2026 TFLG 2030 BAT BOMBEO

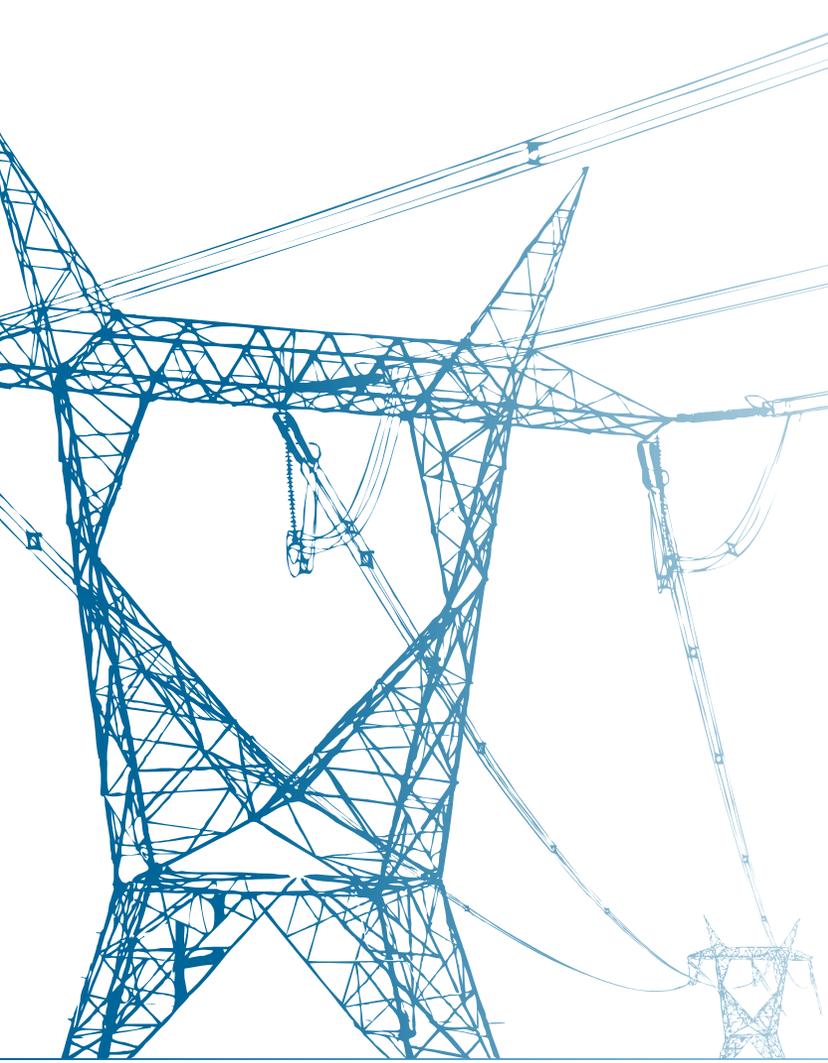


La Palma

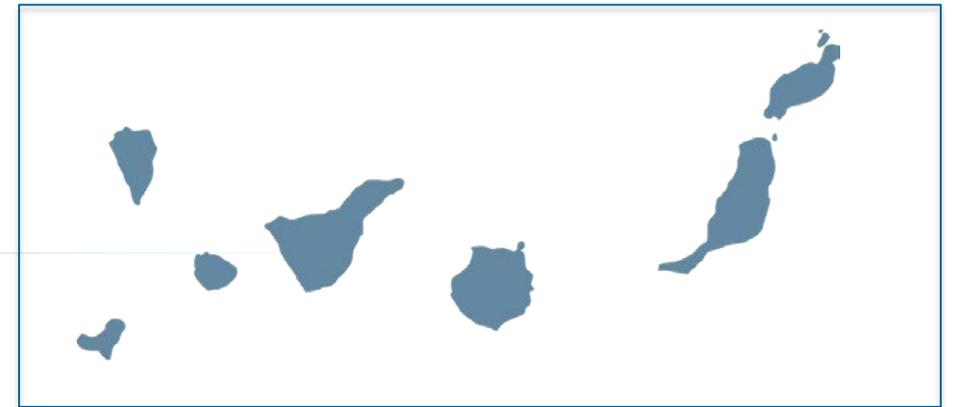


Comparando el escenario H2026, sin almacenamiento, y el H2030 con bombeo + baterías, se observa una notable mejor respuesta potencia-frecuencia del sistema con almacenamiento, a pesar de ser un escenario con más penetración de renovables.

La Palma es un sistema que presenta importantes retos de operación en su descarbonización. Las baterías son una herramienta imprescindible (aunque no siempre suficiente) desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia. Gran impacto positivo para mitigar los mínimos de frecuencia en desbalances generación-demanda.



Conclusiones flexibilidad y estabilidad de frecuencia sistemas eléctricos canarios

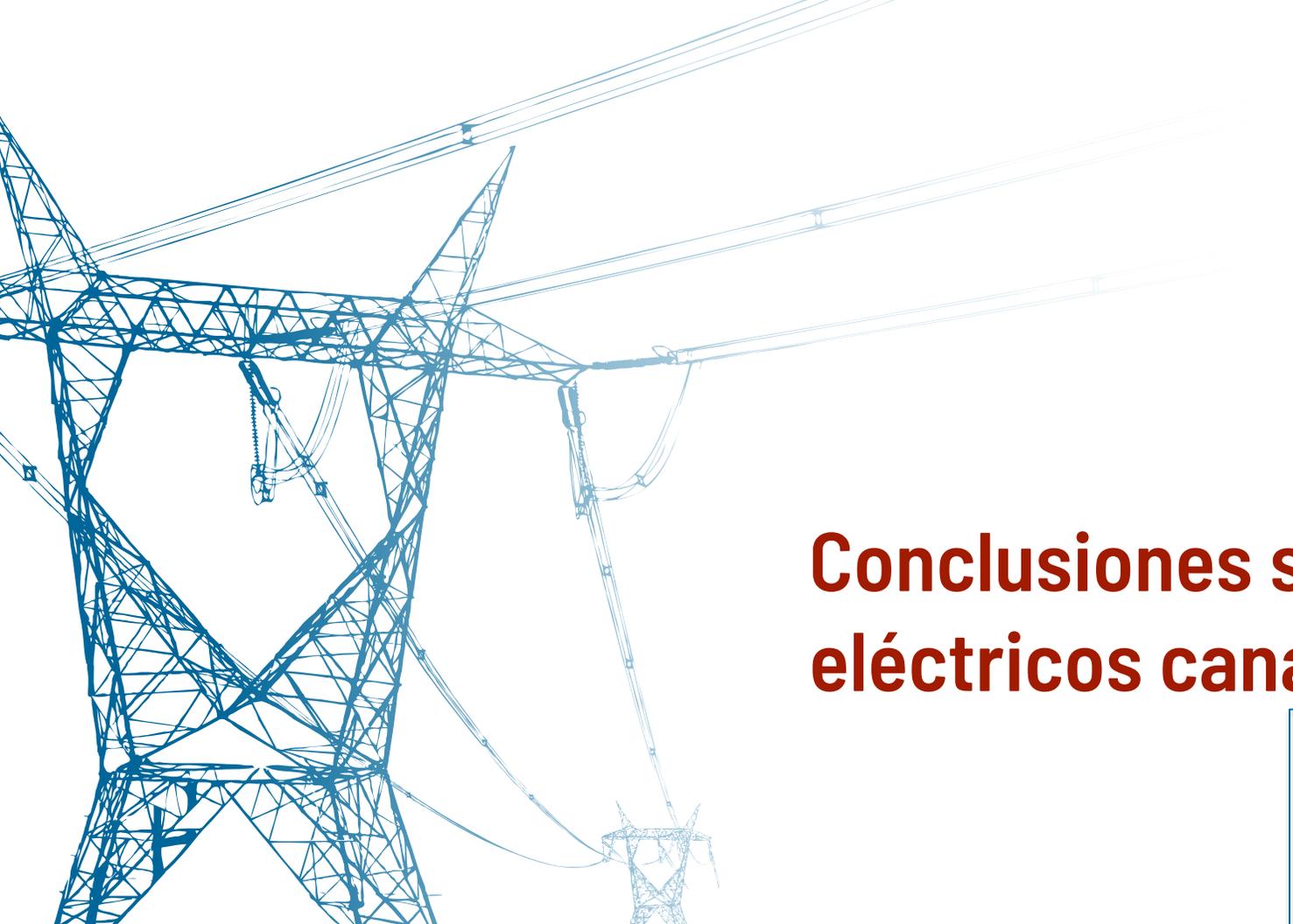


Flexibilidad y estabilidad de frecuencia

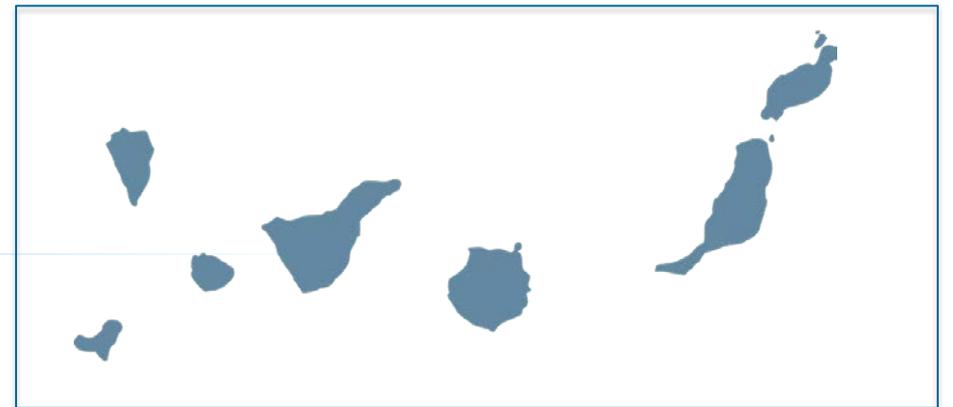
Conclusiones sistemas eléctricos de Canarias



- Los sistemas eléctricos de Canarias, por su naturaleza aislada son especialmente vulnerables a las variaciones rápidas del recurso renovable. Las rampas de 30 s de la eólica y/o FV serán en 2030 en la causa de los mayores desbalances en el 85% del tiempo en GC-LZ-FV, 60% en TF-LG y 40% en La Palma. Como consecuencia, se prevé un empeoramiento en la estabilidad de la frecuencia por la mayor probabilidad de ocurrencia de desequilibrios generación-demanda.
- La generación síncrona mínima (must-run) debe dimensionarse para asegurar suficientes reservas de regulación (cubrir la variaciones horaria/diaria de renovables) y asegurar la estabilidad de la frecuencia (desconexiones súbitas de generación o variaciones rápidas -segundos- del recurso renovable).
- La inercia equivalente tiene una tendencia decreciente en todos los sistemas, por la mayor penetración de renovables en el mix de producción. Descenso respecto a valores actuales de un 60% en GC-LZ-FV, de un 50% en TF-LG y de un 35% en La Palma en 2030.
- La instalación de baterías y bombeos en los sistemas de GC-LZ-FV y TF-LG aseguran su capacidad para soportar los desequilibrios generación-demanda esperados, sin requerir deslastre de carga en 2026 y 2030. En La Palma, aun contando con la instalación de baterías, habría riesgo para la estabilidad de frecuencia en un 30% del tiempo, lo cual evidencia necesidades adicionales de inercia y regulación potencia-frecuencia rápida.
- La provisión de regulación potencia-frecuencia de las renovables, controles avanzados (emulación de inercia, grid-forming), y/o instalación de baterías, compensadores síncronos, volantes de inercia, ultracondensadores, etc. serán necesarios a medida que se incremente la potencia instalada renovable.
- Los enlaces entre islas permiten reforzar la estabilidad y la flexibilidad de los subsistemas unidos.



Conclusiones sistemas eléctricos canarios



Sistema Eléctrico Canario

Necesidades de los sistemas canarios para viabilizar una transición energética segura

“ Los sistemas eléctricos de Canarias, por su naturaleza aislada son especialmente vulnerables a las variaciones rápidas del recurso renovable.

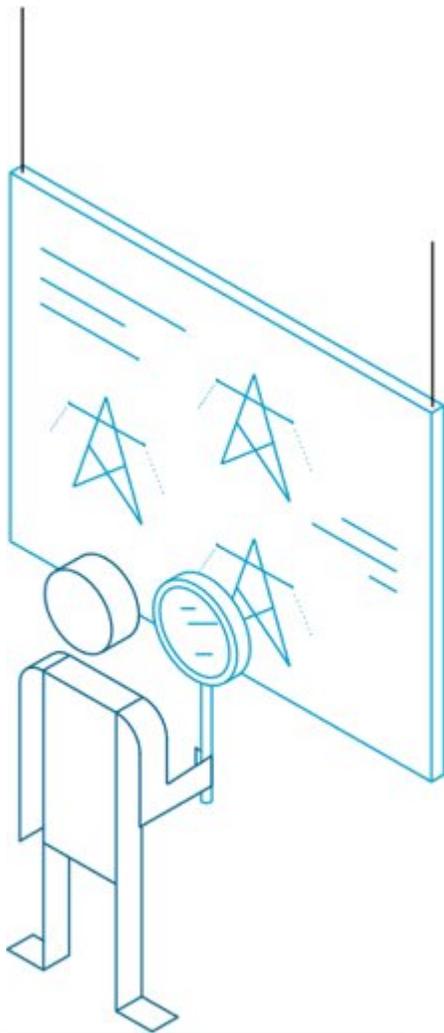
El almacenamiento se presenta como la herramienta fundamental para avanzar en la transición energética mitigando las variaciones rápidas de la generación renovable, proveyendo reserva y desplazando la generación renovable según las necesidades del sistema.

Sin almacenamiento los vertidos renovables serán muy elevados en todos los sistemas, especialmente en los de tamaño más reducido.

Serán imprescindibles para la estabilidad del sistema controles avanzados en las renovables u otros elementos como baterías, compensadores síncronos, volantes de inercia, ultracondensadores, etc.

Otra herramienta muy relevante serán los enlaces entre islas, aumentando el tamaño del sistema reforzando la estabilidad y la flexibilidad de los subsistemas.

La contribución de generación renovable en Canarias alcanza como máximo el 45% en los estudios, por debajo del 58%, objetivo marcado en PNIEC para 2030. Se debe avanzar aún en analizar cómo lograr alcanzar este objetivo.



Conclusiones generales

Conclusiones a nivel nacional

Conclusiones de los resultados de nudo único a nivel nacional



Los escenarios muestran la evolución de la transición energética en todos los sistemas eléctricos alcanzando un “mix” de generación con un grado de descarbonización elevado en la mayor parte de los casos.

Las tecnologías de generación con mayor contribución serán la generación eólica y solar fotovoltaica, alcanzando alrededor del 50% de la generación en 2026 y el 60% en 2030.

Con las hipótesis planteadas, se alcanzaría una contribución de renovables en el sistema nacional del 81% sin considerar restricciones de red, valor superior al 74% recogido como objetivo a nivel nacional.

Las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico nacional se reducirían de 50 Mt en 2019 a 16 Mt en 2026 y 14 Mt en 2030 (reducciones del 68 y 72% respectivamente).

El sistema eléctrico en su conjunto evolucionará de ser importador a exportador antes de 2026, a medida que aumente la potencia instalada de generación renovable, ayudando para ello la puesta en servicio de las interconexiones.



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Comprometidos con la energía inteligente

Gracias por su atención

www.ree.es