



red eléctrica

Una empresa de Redeia

Reunión Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Operación

Dirección de Operación

Enero, 2023

1. Consumo peninsular. Evolución 2022.
2. Mix de producción y reservas hidráulicas.
3. Interconexiones.
4. RdT:
 - Nuevas instalaciones.
5. Calidad del servicio.

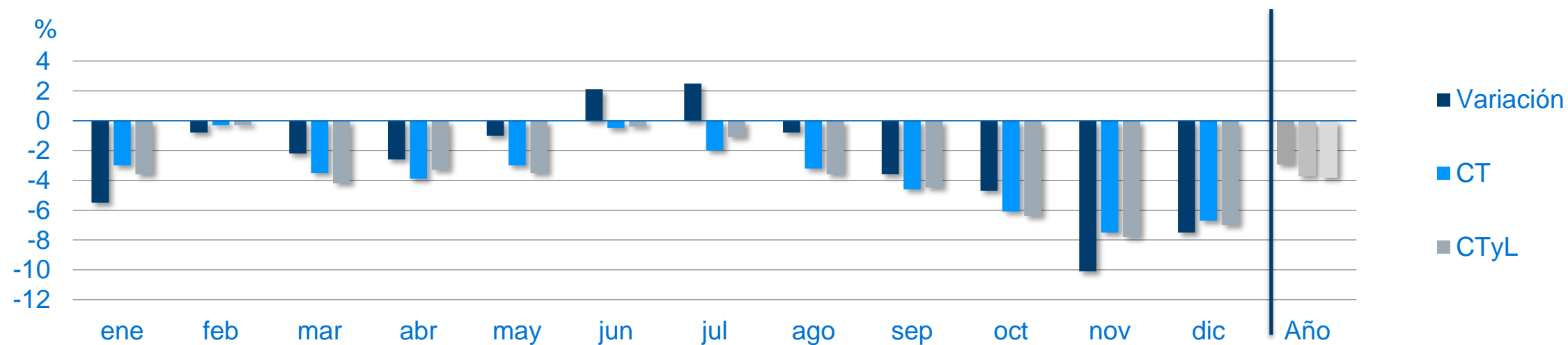
red eléctrica



1. Consumo peninsular.

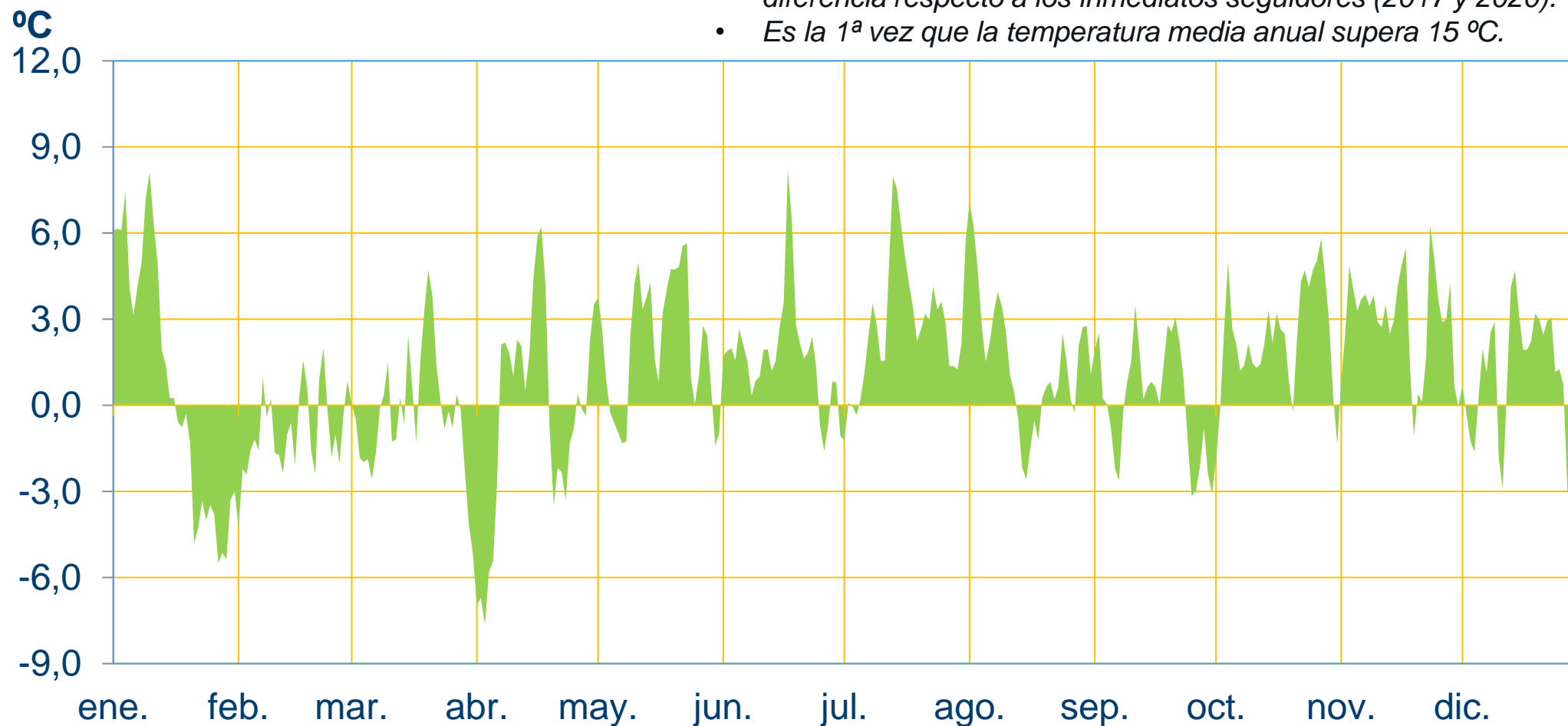
Evolución 2022

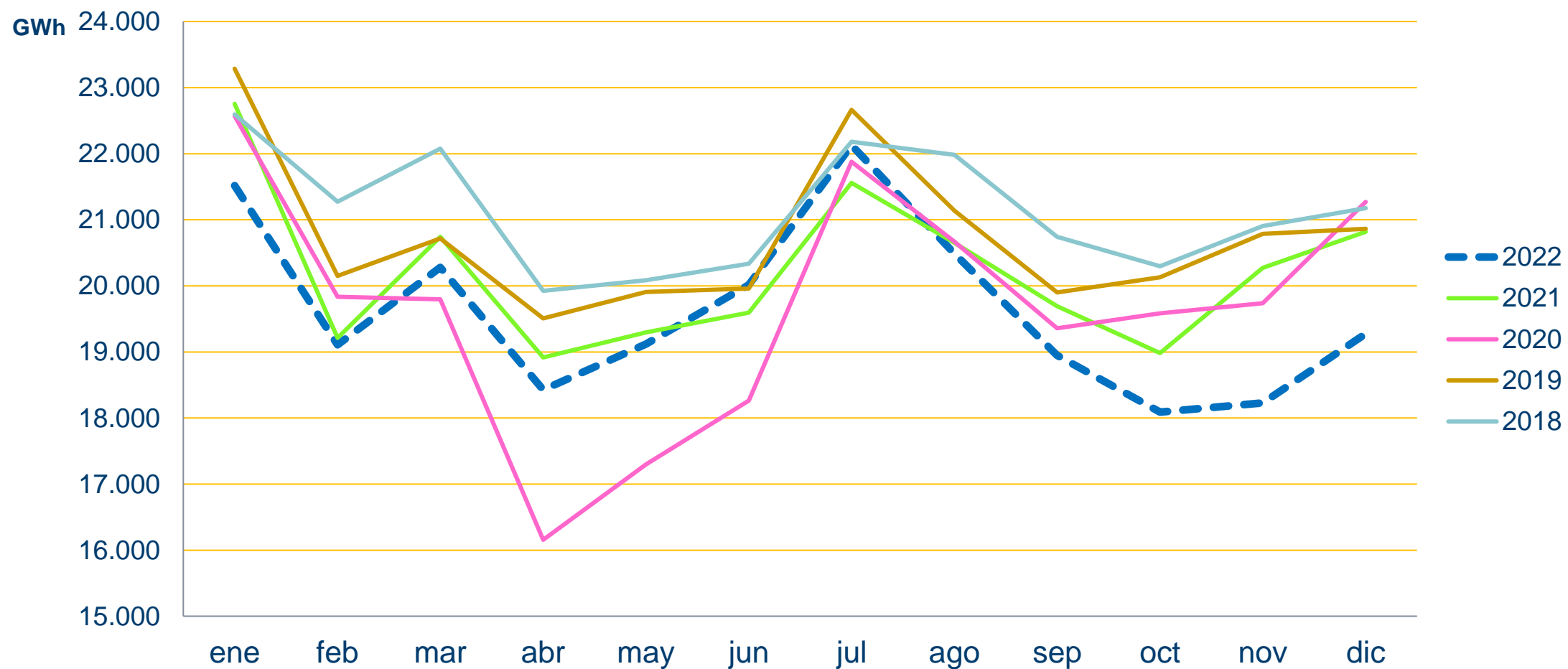
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	37.926	36.291	34.446	35.198	33.067	37.870	36.435	36.435	34.291	31.442	33.954	34.346
Consumo Máximo diario (GWh)	770	733	703	721	675	771	783	746	696	643	685	698
Consumo Mensual (GWh)	21.517	19.107	20.280	18.428	19.118	20.016	22.128	20.487	18.948	18.089	18.227	19.275
Δ Mes (%)	-5,5	-0,8	-2,2	-2,6	-1,0	2,1	2,5	-0,8	-3,6	-4,7	-10,1	-7,5
Δ Mes Corregida temperatura (CT) (%)	-3,0	-0,3	-3,5	-3,9	-3,0	-0,5	-2,0	-3,2	-4,6	-6,1	-7,5	-6,7
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	-3,6	-0,3	-4,2	-3,3	-3,5	-0,4	-1,1	-3,6	-4,5	-6,4	-7,8	-7,0
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	-5,5	-3,4	-3,0	-2,9	-2,5	-1,7	-1,1	-1,1	-1,3	-1,6	-2,4	-2,8

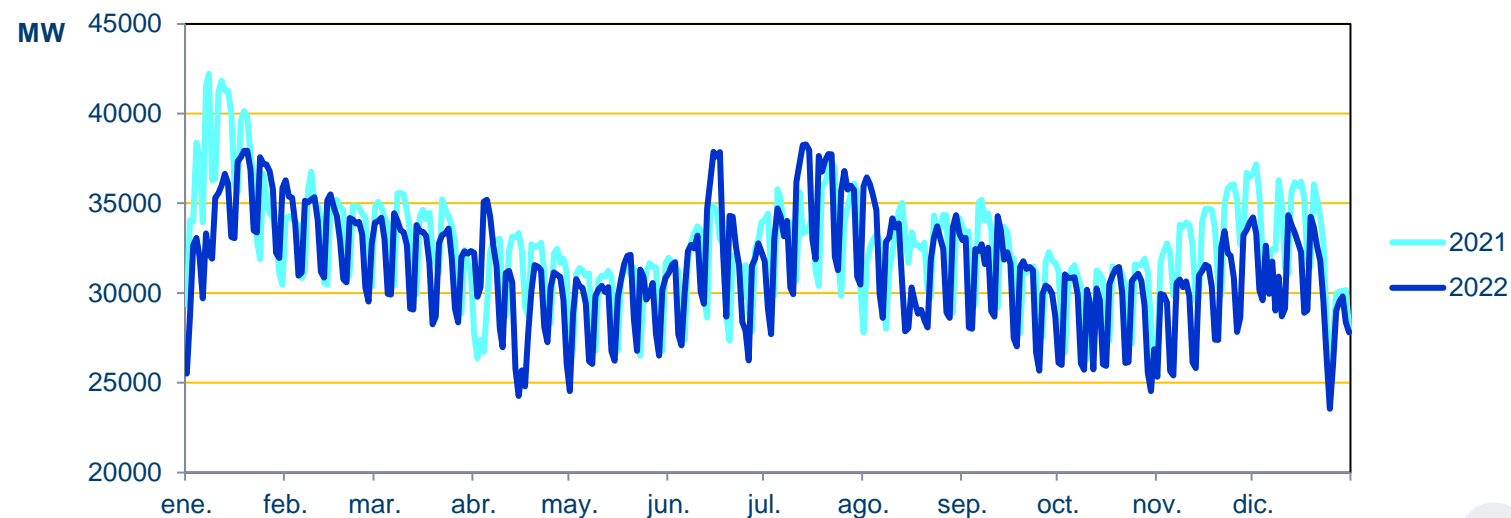
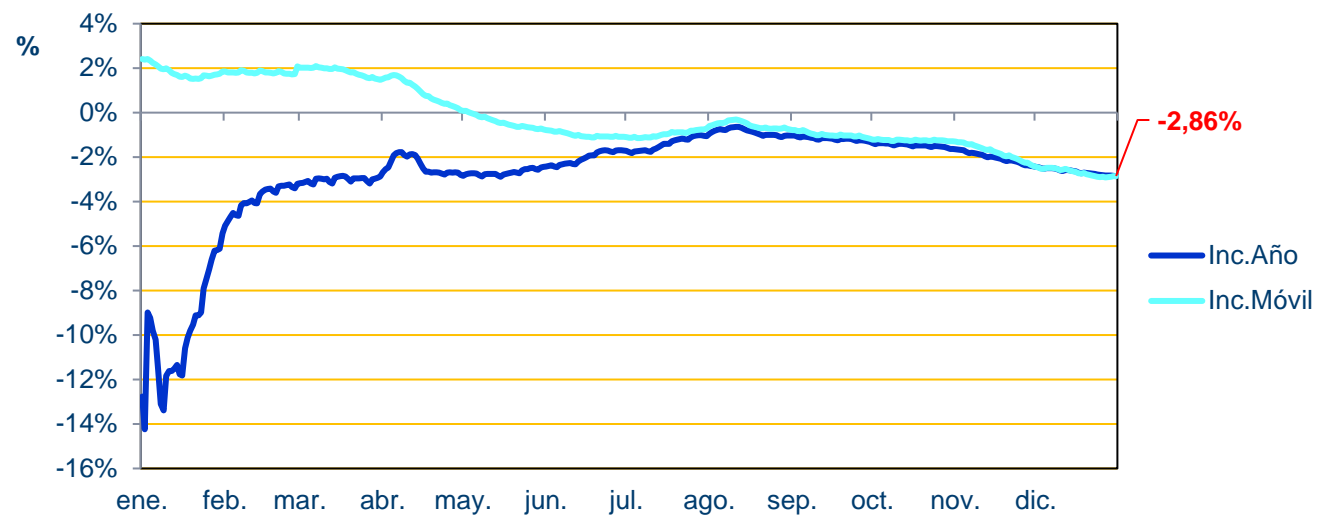


Aemet

- 2022 ha sido el año más cálido en España desde, al menos, 1916, con diferencia respecto a los inmediatos seguidores (2017 y 2020).
- Es la 1ª vez que la temperatura media anual supera 15 °C.







	Invierno		Verano	
Potencia (MW)	(3ª sem. 19.01.22)	(2ª sem. 08.01.21)	(2ª sem. 14/07/22)	(4ª sem. 22/07/21)
	37.926	42.225	38.284	37.385
Consumo Diario (GWh)	(3ª sem. 20.01.22)	(3ª sem. 13.01.21)	(2ª sem. 14/07/22)	(4ª sem. 22/07/21)
	773	834	787	762

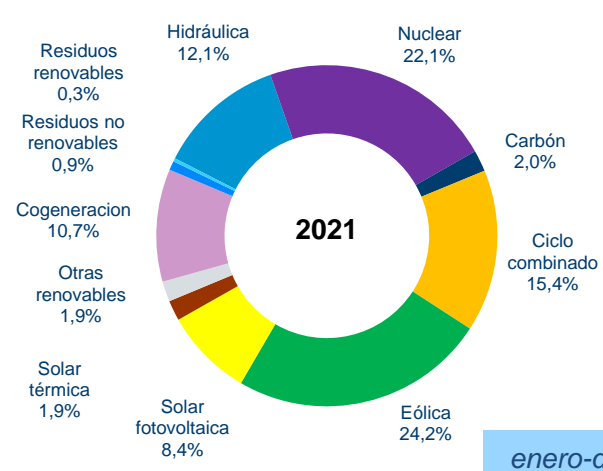
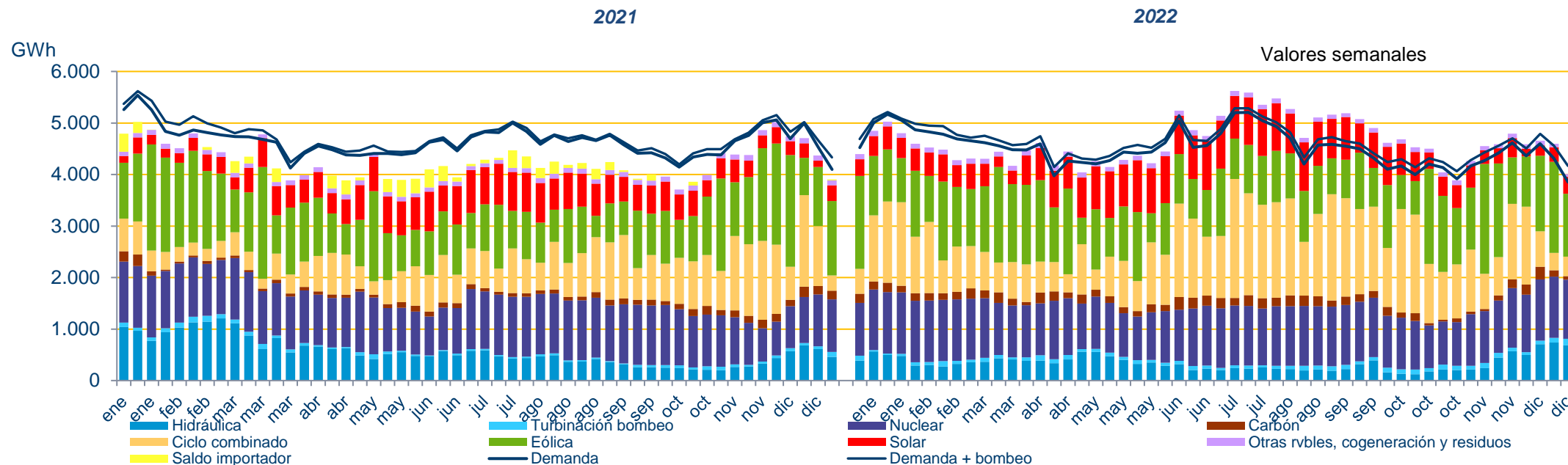
Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Noviembre	-10,1 (+3,3)	-2,4 (+2,9)	-2,4 (+2,8)
Diciembre	-7,5 (-2,2)	-2,9 (+2,4)	-2,9 (+2,4)

Entre paréntesis, valores año anterior.

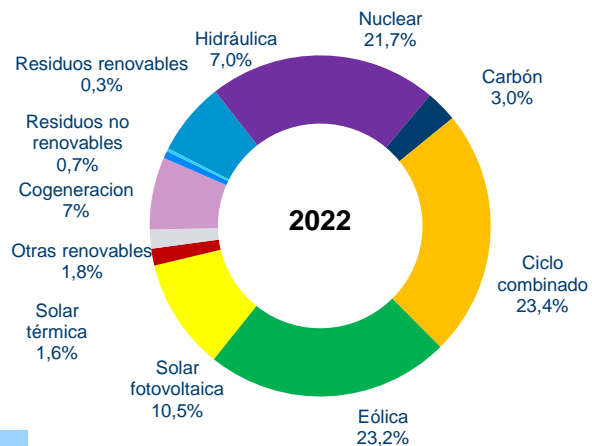
red eléctrica



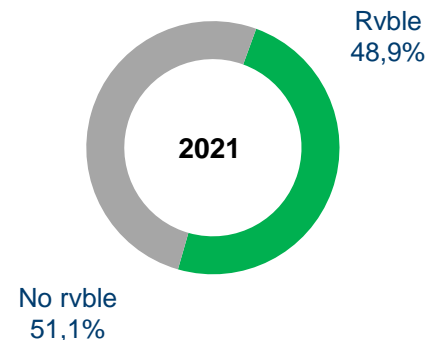
2. Mix de producción y
reservas hidráulicas



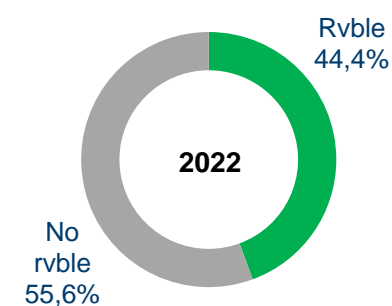
enero-diciembre



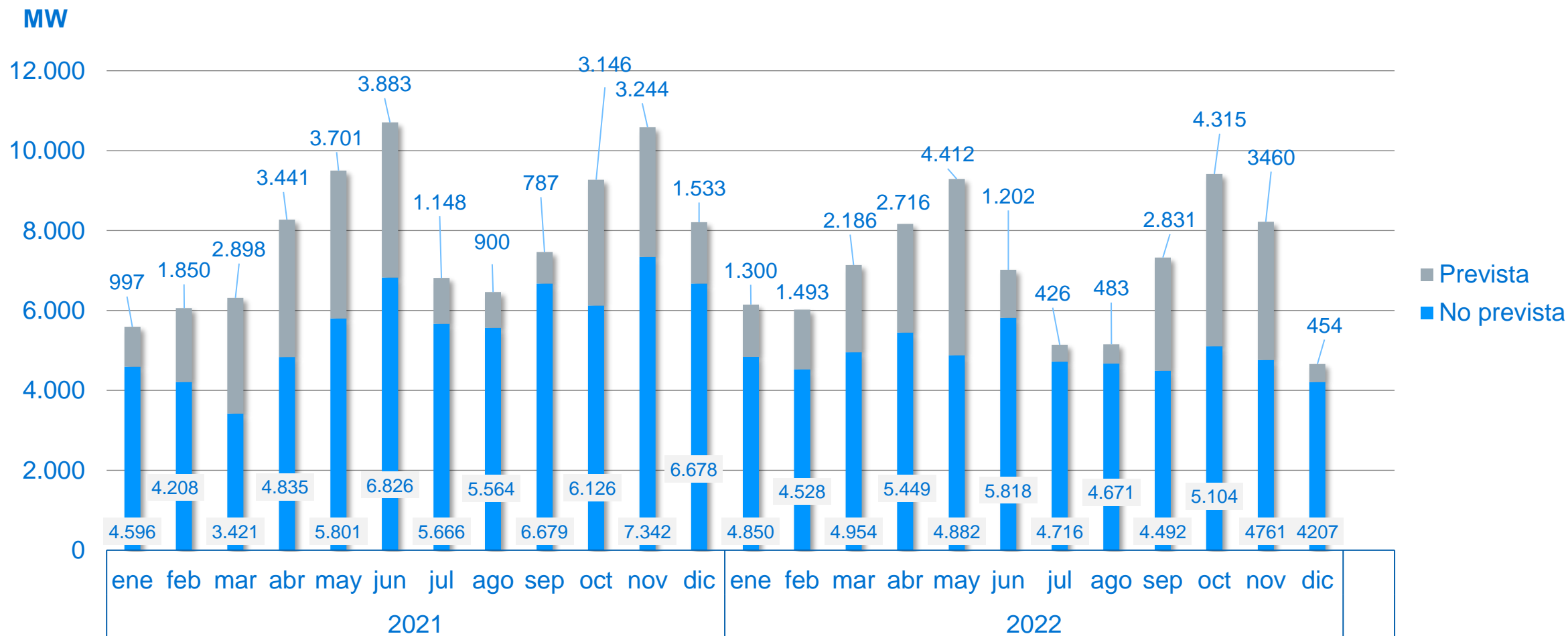
Σ Energías sin emisión CO₂ ≈ 71,0 %

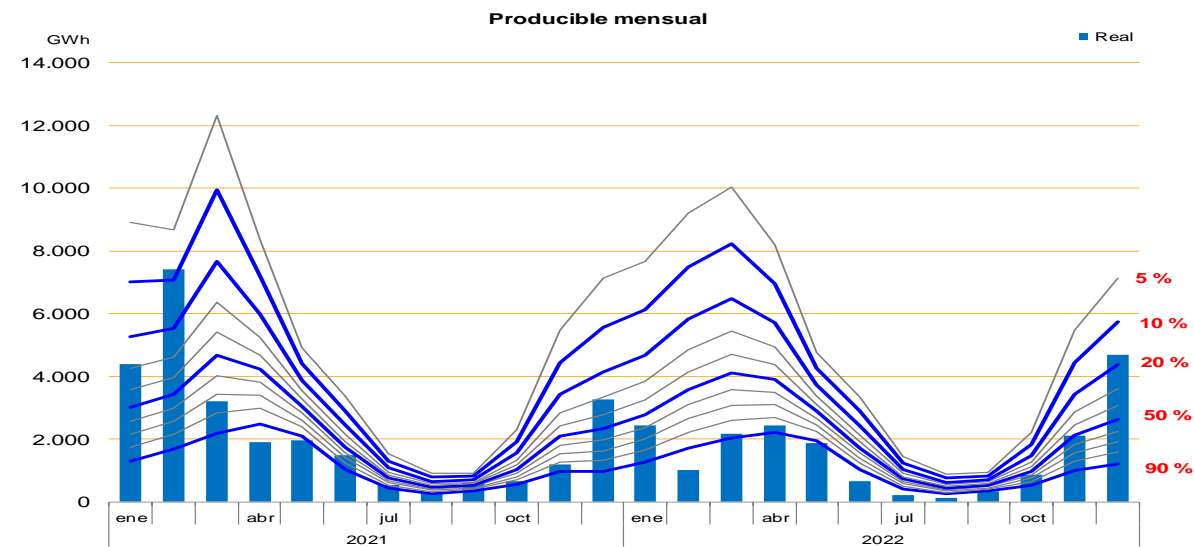
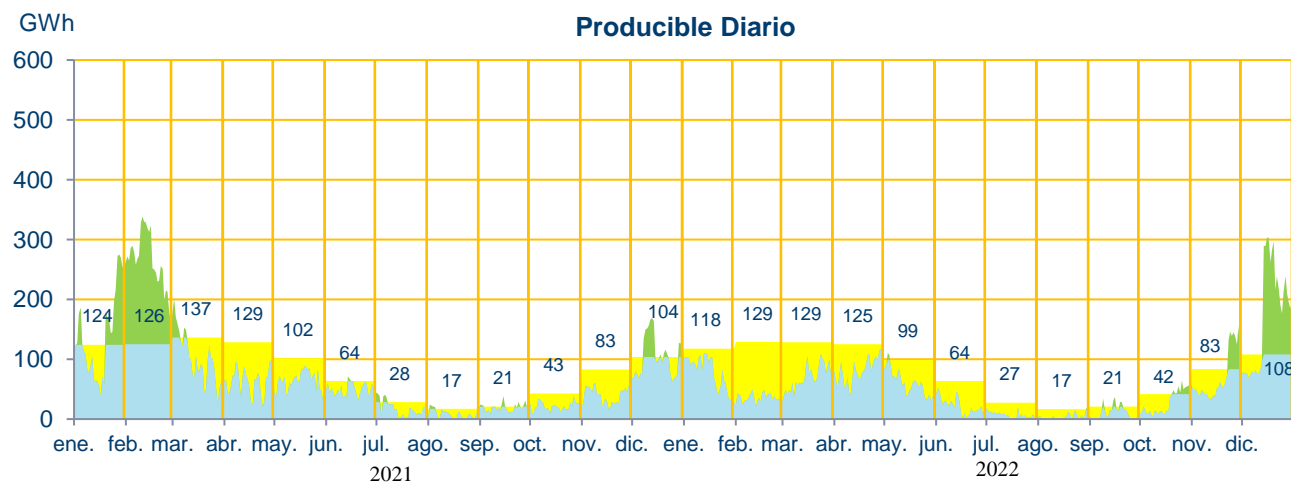


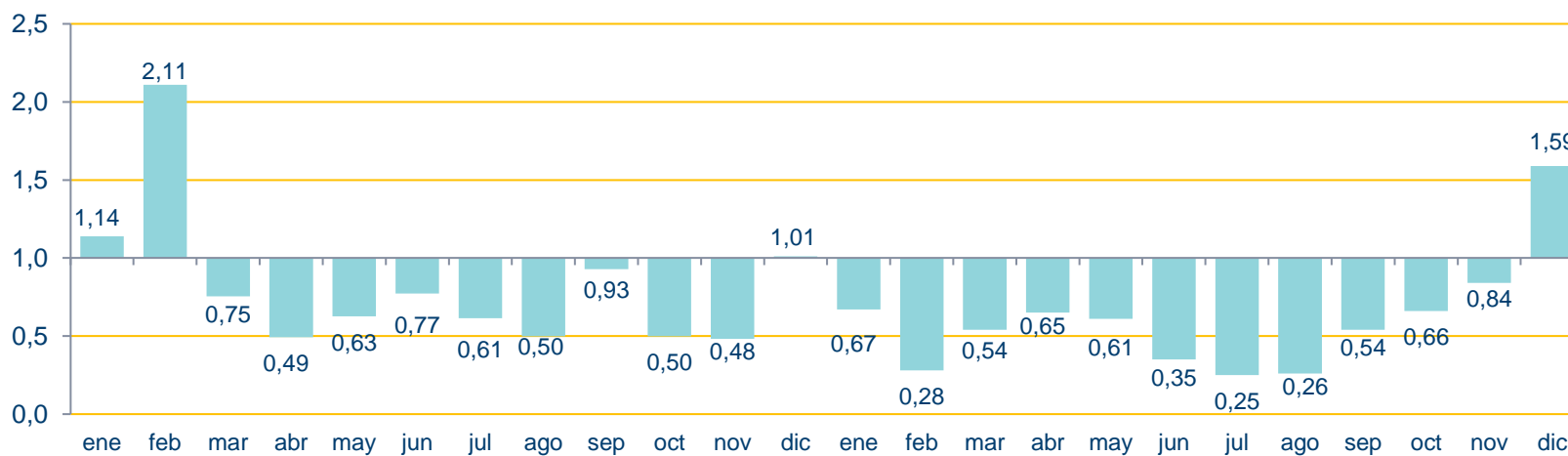
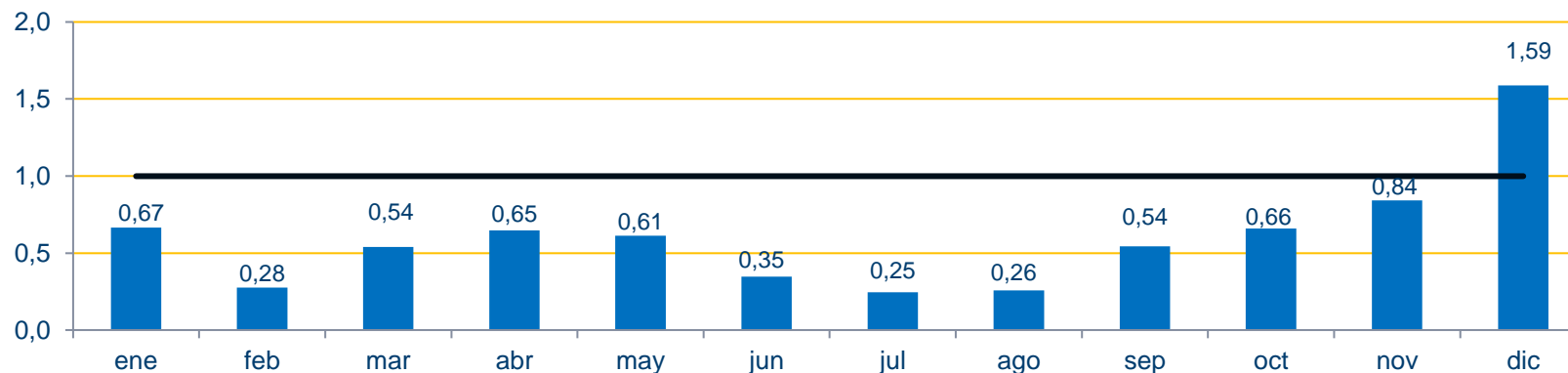
Σ Energías sin emisión CO₂ ≈ 66,1 %

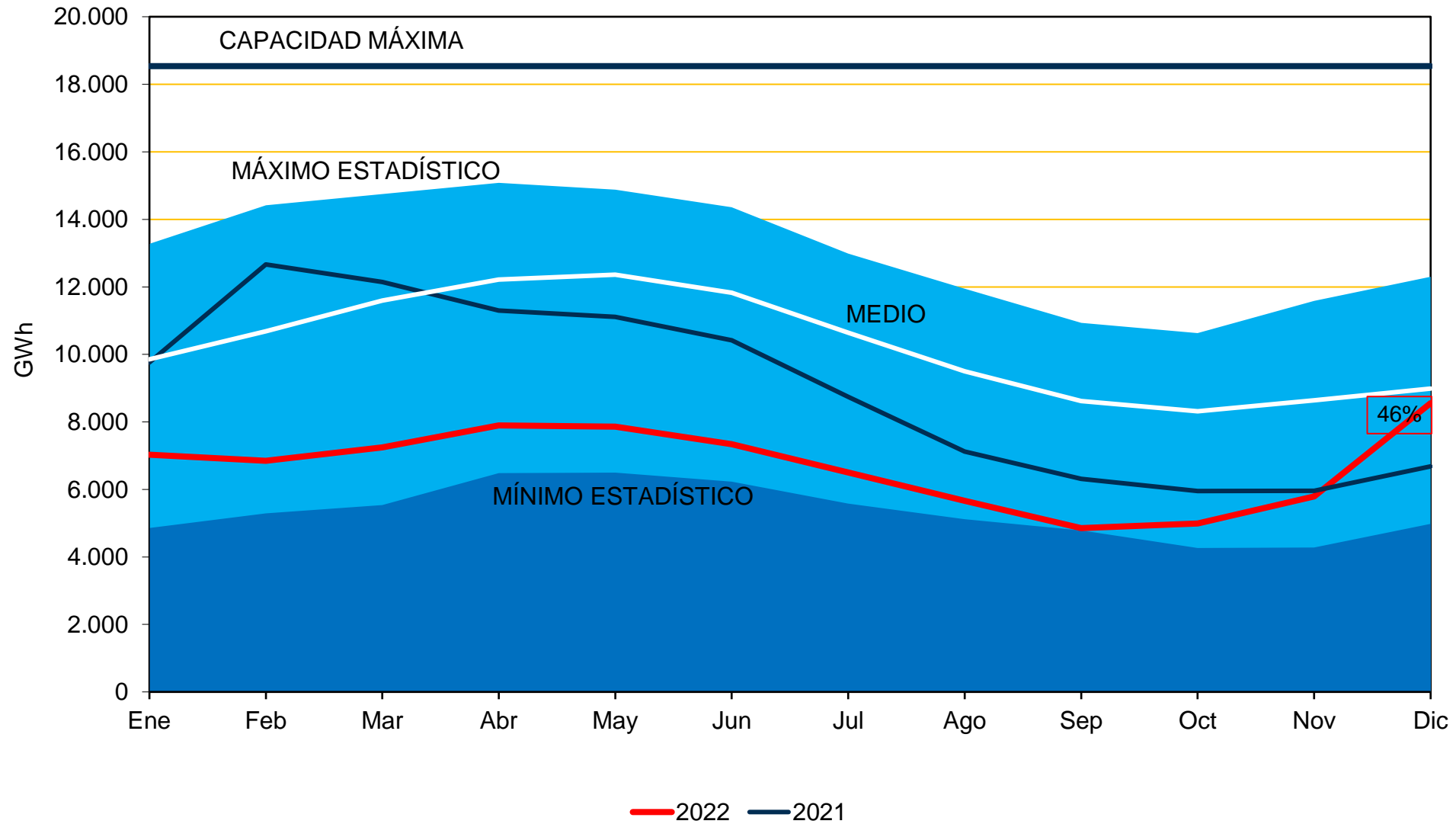


enero-diciembre

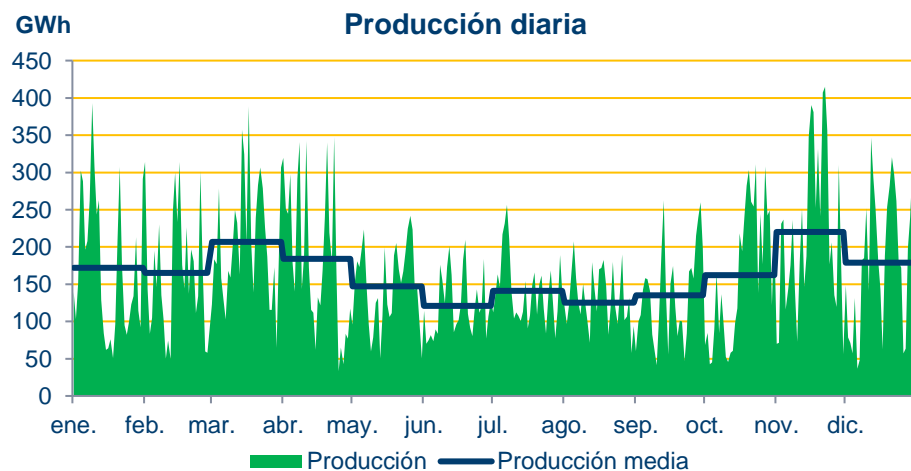
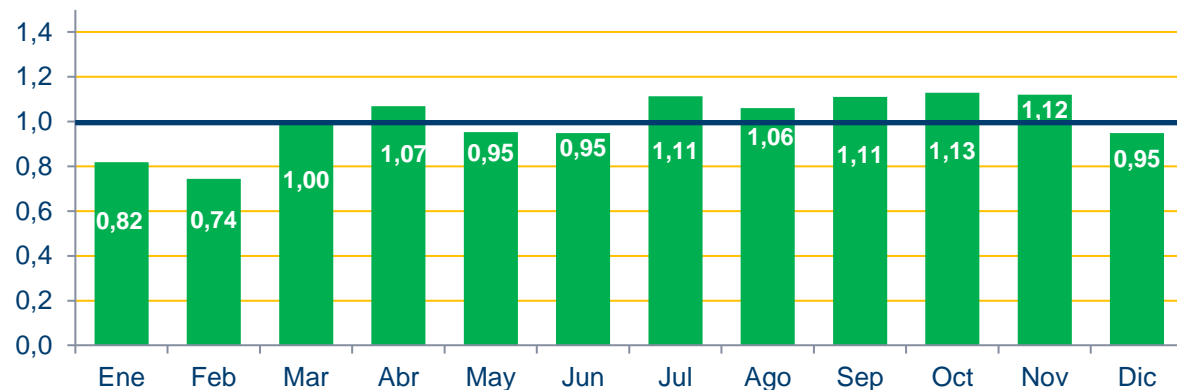






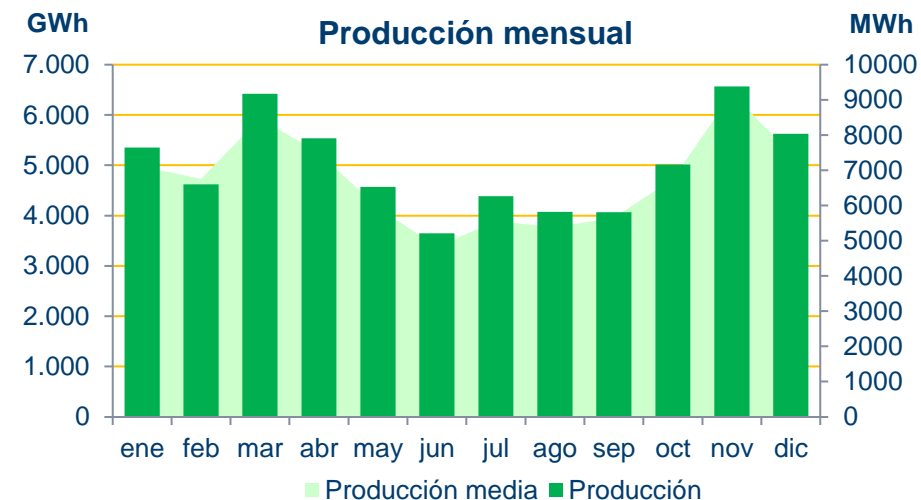


Índice producible eólica 2022

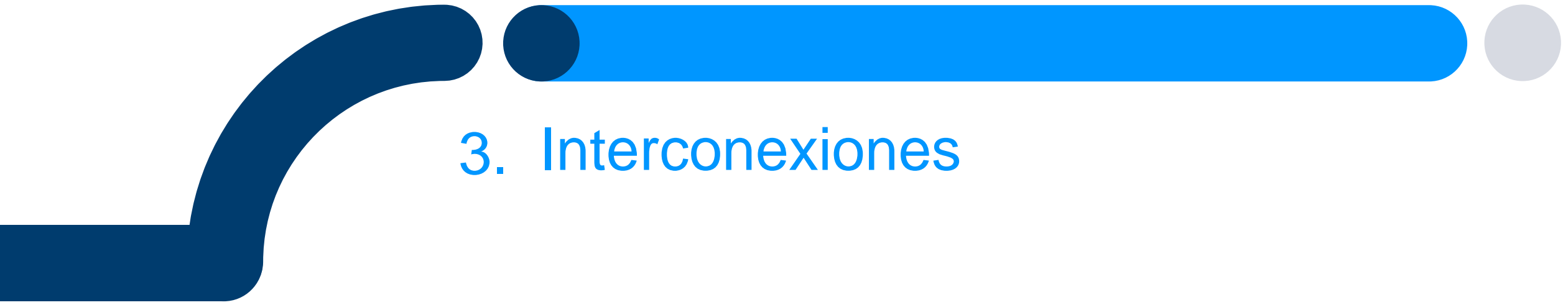


Enero-Diciembre 2022

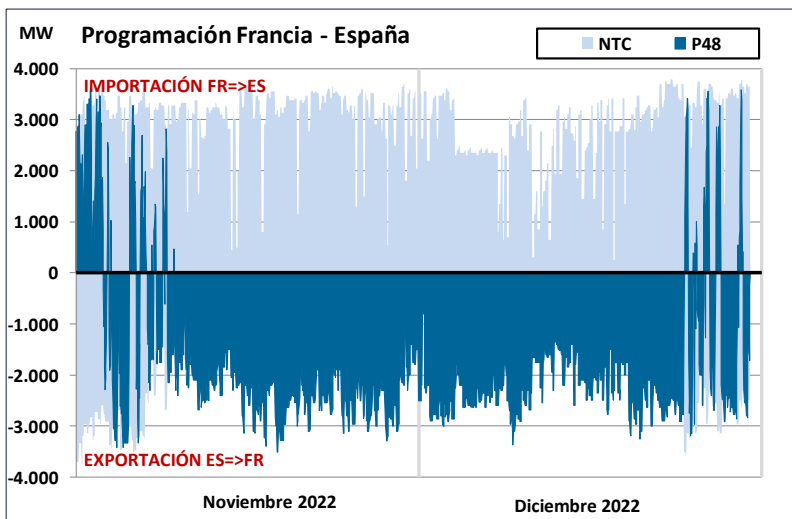
Generación máxima	RÉCORD	20.330 MW	21.11.22 18.37 h
Energía máxima diaria		415 GWh	22.11.22
Producción máxima mensual		6,56 GWh	noviembre



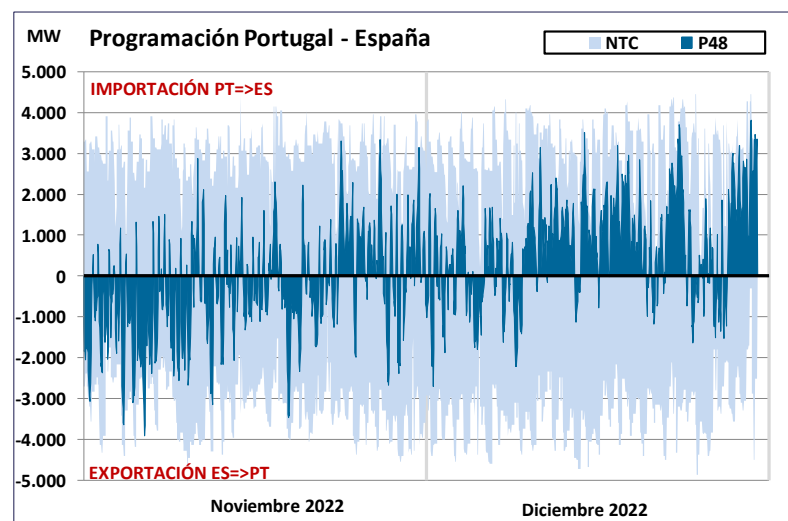
red eléctrica



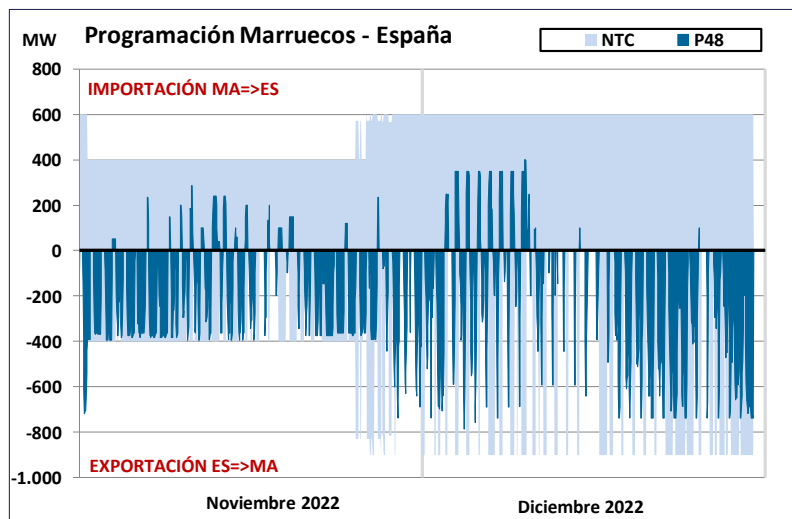
3. Interconexiones



IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Noviembre	FR=>ES	450	3.700	3.104	3.376	3.607	299	4%
	ES=>FR	865	3.746	2.523	2.821	3.515	1.977	70%
Diciembre	FR=>ES	250	3.792	2.838	3.376	3.583	119	1%
	ES=>FR	800	3.607	2.374	2.636	3.376	2.124	76%



IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Noviembre	PT=>ES	900	4.410	3.008	3.285	3.333	351	0%
	ES=>PT	250	4.635	3.215	3.600	3.915	761	1%
Diciembre	PT=>ES	200	4.455	3.035	3.510	3.806	963	3%
	ES=>PT	0	4.860	3.397	3.825	2.698	212	0%



IME		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Noviembre	MA=>ES	400	600	433	400	286	17	0%
	ES=>MA	0	900	366	400	738	178	0%
Diciembre	MA=>ES	600	600	600	600	400	29	0%
	ES=>MA	0	900	532	900	787	226	1%

red eléctrica



4. RdT:
Nuevas instalaciones

Subestaciones	Provincia	Fecha
SE 220 kV SANCHE LLOP (2)	Valencia	22.12.22

Líneas	Provincia	Fecha
L-400 kV MINGLANILLA-MINGLANILLA GENERACIÓN (1) (no RE) (3)	Cuenca	24.11.22
L-400 kV SAN SERVÁN-COLECTORA SAN SERVÁN (1)	Badajoz	29.12.22
L-220 kV SANCHE LLOP-GANDÍA y L-220 kV SANCHE LLOP-VALDIGNA (2)	Valencia	22.12.22

Transformadores RdD	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 220 kV ONUBA: TRP1 220/66 kV (4)	120	Huelva	07.11.22
SE 220 kV STA. ELVIRA: TRP4 220/66 kV	120	Sevilla	09.11.22
SE 220 kV GUIXERES: TRP2 220/25 kV	60	Barcelona	17.11.22
SE 220 kV NORTE: TF-1 220/15-15 kV (5)	60/30-30	Madrid	24.11.22
SE 220 kV STA. ELVIRA: TRP5 220/66 kV	120	Sevilla	25.11.22

- (1) Evacuación renovables
 (2) Desaparece L-220 kV VALDIGNA-GANDIA.
 (3) Desaparece L-400 kV MINGLANILLA-GECA (no RE).
 Nuevas L-400 kV MINGLANILLA-MINGLANILLA GENERACIÓN 1 (no RE) y L-400 kV MINGLANILLA GENERACIÓN-GECA (no RE).
 (4) Sustituye al actual 220/132 kV de 120 MVA.
 (5) Sustituye al actual 220/45-15 kV de 90/60-30 MVA

Transformadores ADIF	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 220 kV TOMEZA: TR-1 220/55 kV	30	Pontevedra	22.12.22
SE 220 kV TOMEZA: TR-2 220/55 kV	30	Pontevedra	22.12.22

Posiciones	Provincia	Fecha
SE 220 kV CACICEDO: Nueva Calle 1 (6): <ul style="list-style-type: none"> Aceriasa-JBP1 (521-1, 89B1-1, 8910-1 y 893-1). Central Aceriasa-Penagos (520-1, 8901-1 y 8902-1). Penagos-JBP2 (522-1, 8920-1, 89B2-1 y 894-1). 	Cantabria	30.11.22
SE 220 kV MANGRANERS: Futura ESPLUGA (52-2, 89B1-2, 89B2-2 y 89-2).	Barcelona	25.11.22
SE 400 kV BUNIEL: Futura LA TORCA 1-JBP1 (89B1-3, 8910-3 y 521-3) por ampliación subestación calle 3 (1)	Burgos	02.12.22
SE 400 kV BELINCHÓN: Futura COLECTORA BELINCHON (521-7, 8901-7, 8910-7 y 893-7). (1)	Cuenca	22.12.22
SE 400 kV TÁBARA: Futura EL PERAL (521-3, 8901-3, 8910-3 y 893-3). (1)	Zamora	22.12.22
SE 400 kV MANZANARES: Futura COLECTORA MANZANARES 1 (89B1-1, 8902-1, 8920-1, 89B2-1, 894-1 e interruptores 520-1 y 522-1). (1)	Ciudad Real	23.12.22
SE 220 kV GUILLENA: Futura GUILLENA PROMOTORES 1 (89B1-17, 89B2-17, 89B3-17, 89-17 y 52-17). (1)	Sevilla	27.12.22
SE 400 kV CARMONA: Futura CARMONA RENOVABLES: (8920-3, 8902-3, 894-3, 520-3 y 522-3) (1)	Sevilla	28.12.22
SE 400 kV SEGOVIA: Futura MAJANO 1: (8902-2, 8920-2, 522-2 y 894-2). (1)	Segovia	29.12.22



red eléctrica

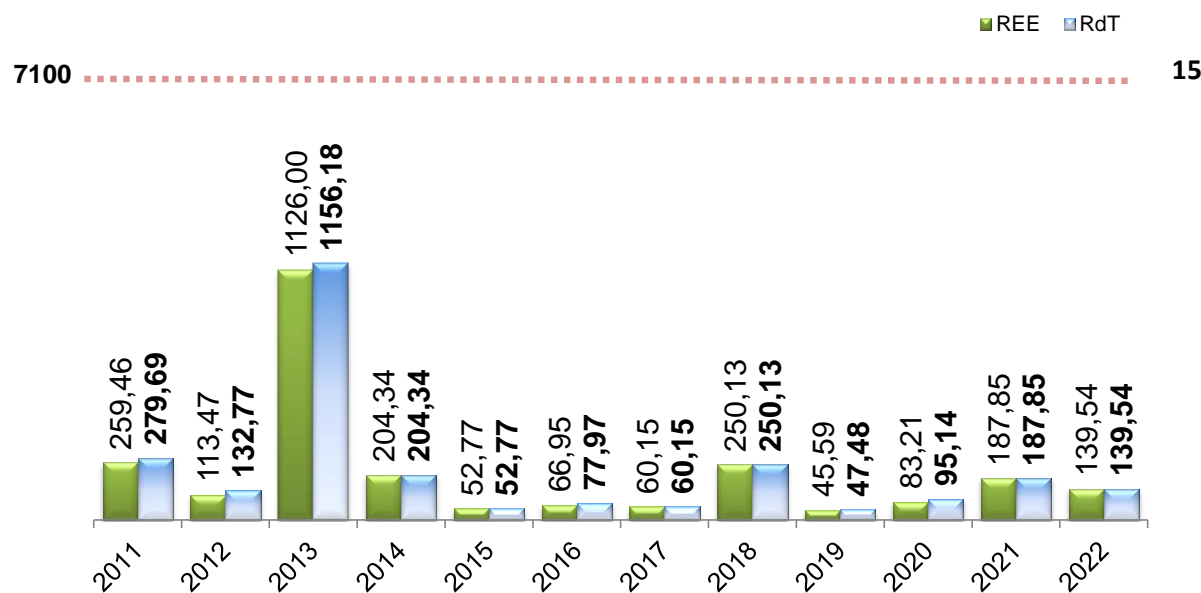


5. Calidad del servicio

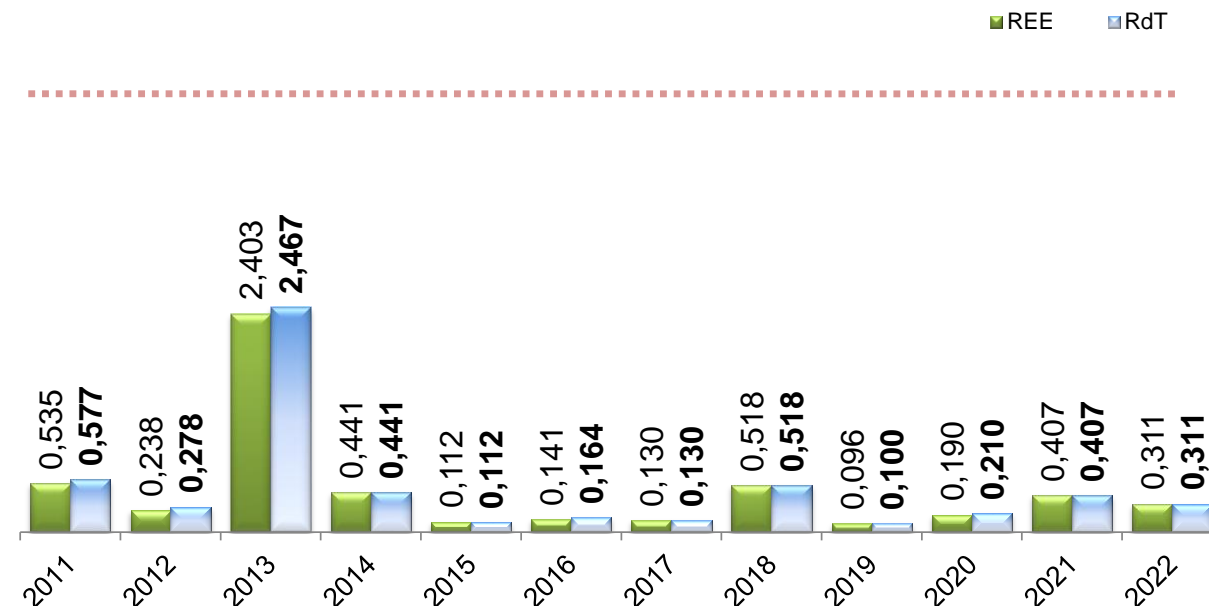
Energía no suministrada y Tiempo interrupción medio (SEPE)

red eléctrica

Energía no Suministrada (ENS) Peninsular (MWh)



Tiempo de interrupción medio (TIM) Peninsular (minutos)



Los datos para el año 2022 son provisionales.

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit

Seguimiento operativo del Sistema Gasista

18/01/2023



Análisis demanda 2022: Hechos relevantes



La demanda de gas natural en 2022 ha alcanzando 364,4 TWh, un -4% inferior al año 2021, debido a un menor consumo industrial.

La demanda del sector eléctrico ha alcanzado los 138 TWh, cifra similar a la registrada en el año 2010



España ha recibido gas natural de **19 países diferentes** gracias a las plantas de regasificación, que posicionan a nuestro país como un punto estratégico de entrada de gas natural licuado de Europa



Las **exportaciones** de gas natural por las interconexiones con **Francia** han alcanzado **récord histórico anual**, contribuyendo a la seguridad de suministro del resto de Europa



Las **recargas de buques de GNL** desde las terminales españolas **han aumentado un 40%** con respecto al año anterior, con casi 25TWh las recargas se sitúan en el **tercer mayor valor histórico**. En 2014 tuvo lugar el primer valor con 60TWh y el segundo en 2013 con casi 32TWh. En 2022 muchas de las recargas han tenido como destino otros países de la Unión Europea, como Italia o Alemania.

Índice



1. Año 2022 en cifras

1. Evolución de la demanda
2. Evolución del aprovisionamiento

2. Visión prevista mes en curso y siguiente

3. Seguridad Energética: Un reto en 2022

Análisis demanda año 2022: cifras



Unidad: TWh

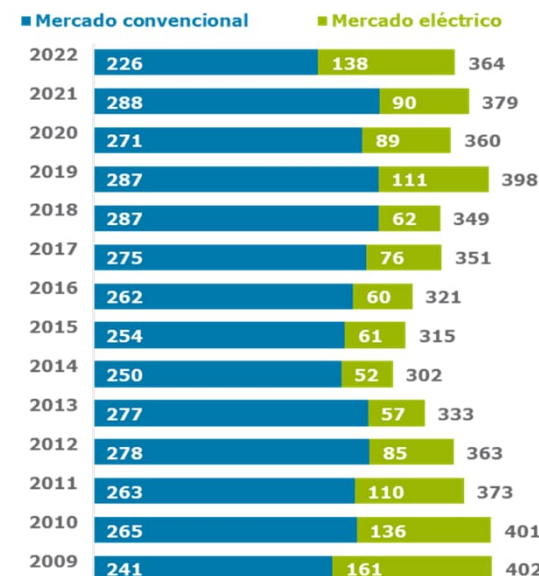
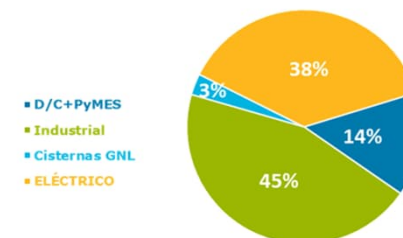
Demanda

		AÑO 2021 1 enero al 31 diciembre 2021	AÑO 2022 1 enero al 31 diciembre 2022	% Δ 2022 Vs 2021
Convencional		288,1	226,4	-21,4%
D/C + Pymes		60,5	52,3	-13,5%
Industrial		213,1	163,4	-23,3%
Cisternas		14,5	10,7	-26,4%
S. Eléctrico		90,4	138,0	+52,7%
TOTAL Demanda		378,5	364,4	-3,7%

Exportaciones

Conexiones Internacionales		18,6	43,1	+131,3%
Cargas de buques		17,2	24,9	+44,9%
TOTAL exportaciones		35,8	68,0	+89,9%
TOTAL (Demanda + Exportaciones)		414,3	432,4	+4,4%

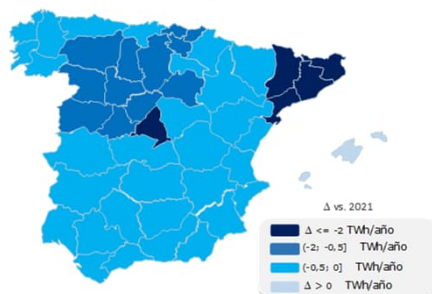
8.000.000 clientes finales



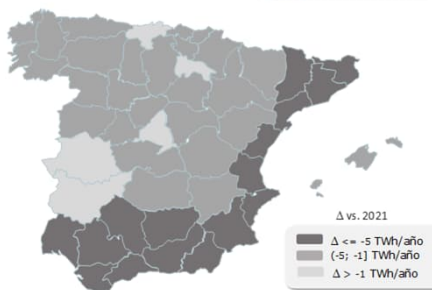
4

Fuente: Elaboración propia

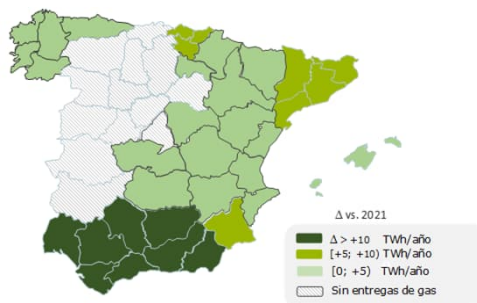
Distribución geográfica demanda de gas 2022 vs 2021



Decrecimiento generalizado en todas las CCAA excepto en Baleares. Los mayores descensos se localizan en **Cataluña, Madrid, País Vasco y Castilla León**.



Decrecimiento en todas las CCAA. Los descensos más acusados han sido **Cataluña, Andalucía, Murcia y Comunidad Valenciana**.



Incremento en todas las CCAA. Principalmente en **Andalucía, País Vasco, Cataluña y Murcia**.

Índice grandes industriales de gas

Año 2022

● Año 2022

IGIG: -23,3%

- Los mayores descensos en Refino y Electricidad
- No se ha registrado subida en ningún sector.

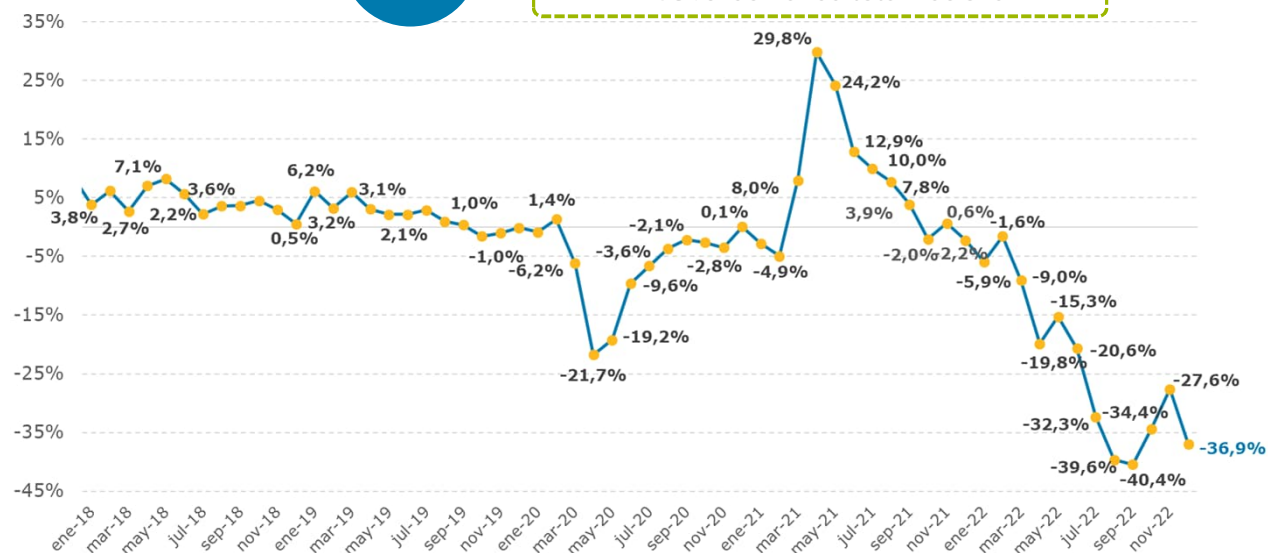
163,4

~72% demanda convencional

~45% demanda total nacional

Unidad:

TWh



% Δ 2022 vs 2021

23

REFINO

-41%

22

QUÍMICA/FARMACÉUTICA

-22%

22

CONSTRUCCIÓN

-20%

20

ELECTRICIDAD (no CTCC)

-30%

19

AGROALIMENTARIA

-16%

16

RESTO INDUSTRIA

-19%

14

METALÚRGICA

-11%

12

PAPEL

-21%

12

SERVICIOS

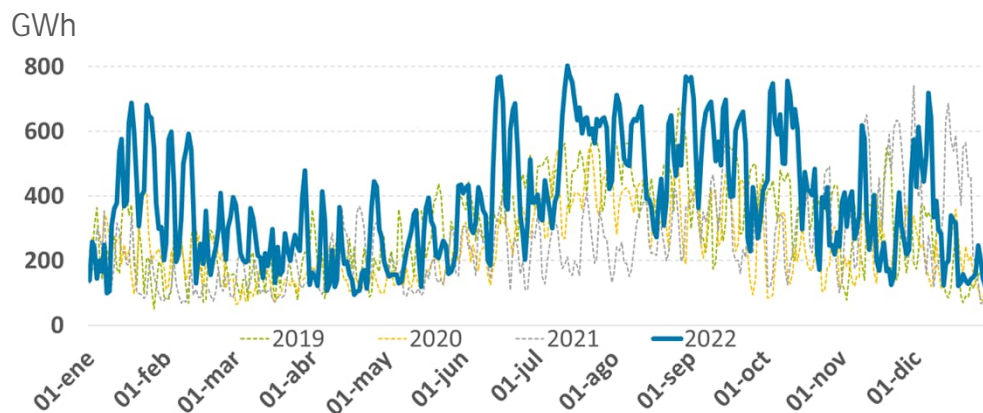
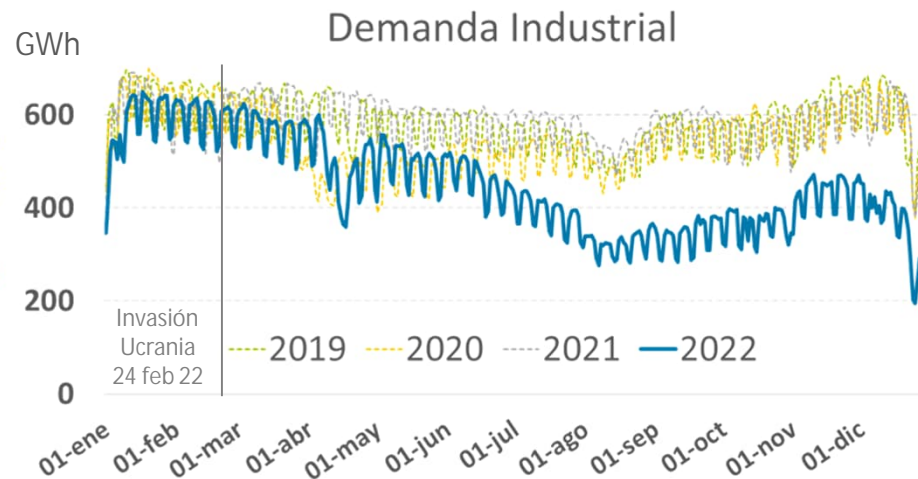
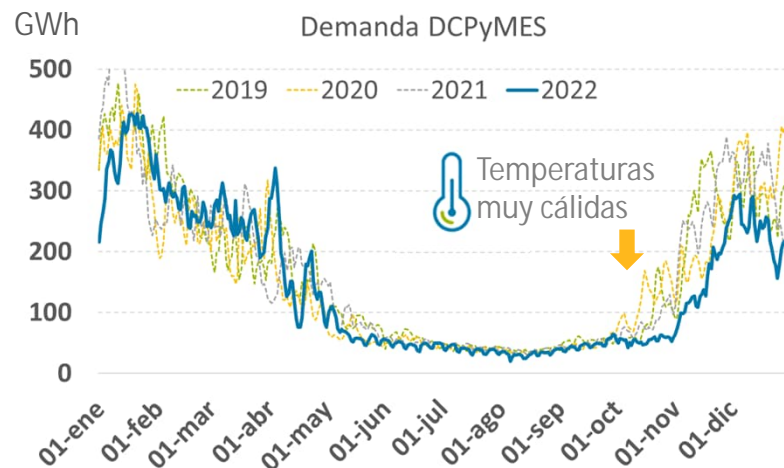
-10%

2

TEXTIL

-25%

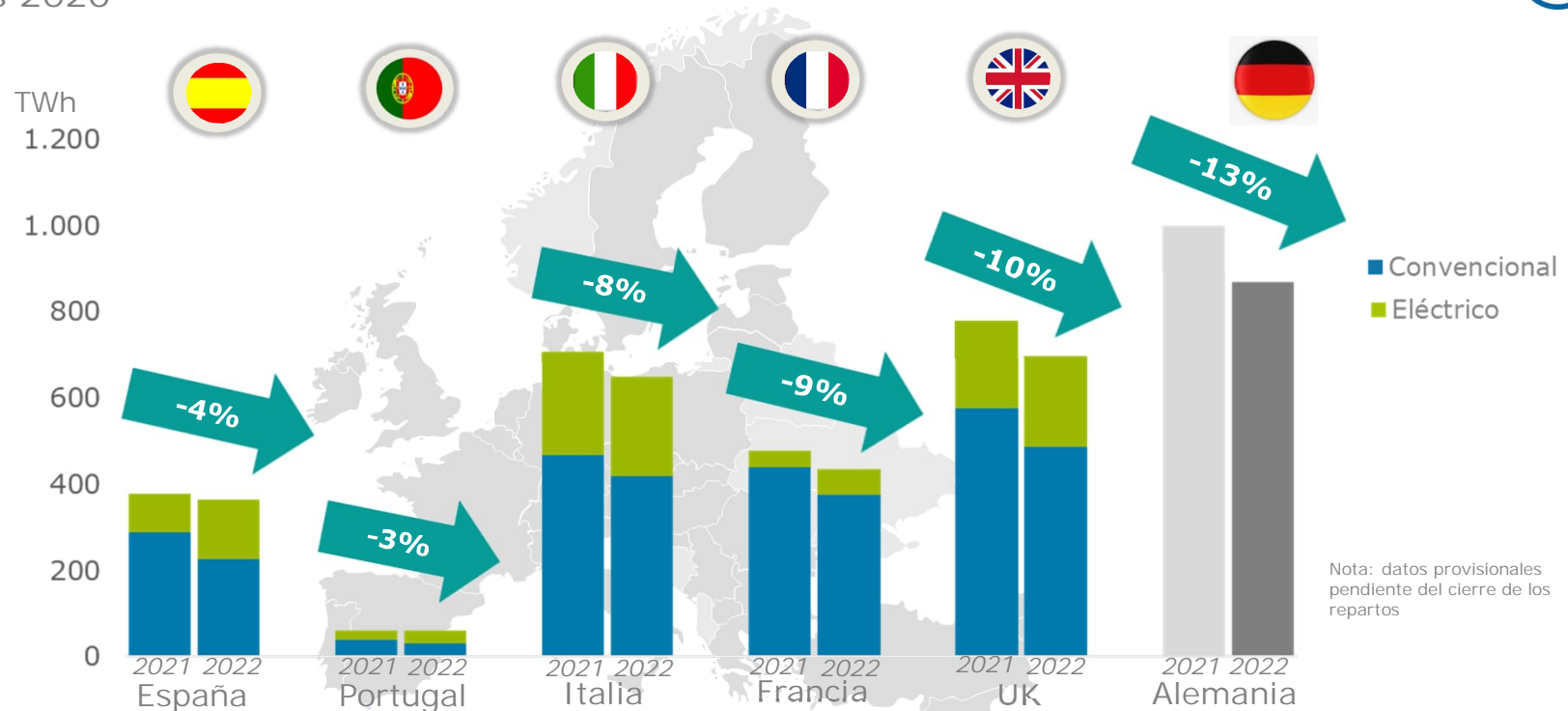
Demanda 2022



- DCPYMES: Descenso debido a
 - ✓ Temperaturas muy cálidas prácticamente durante todo el año.
 - ✓ Contexto de precios y medidas de ahorro
- INDUSTRIAL: Descenso debido al impacto de los altos precios en los mercados de gas natural
- ELÉCTRICO: Aumento de las entregas de gas para generación eléctrica debido principalmente a
 - ✓ Menor generación hidráulica
 - ✓ Aumento de las exportaciones eléctricas por CCII (Francia y Portugal)
 - ✓ Menor aporte de la cogeneración

Demanda total gas natural marco europeo

2021 vs 2020



✓ **Convencional:** Descenso en todos los países: España (-21%), Portugal (-19%), Italia (-10%), Francia (-15%) y Reino Unido (-15%)

✓ **Sector eléctrico:** Incremento en todos los países: España (+53%), Reino Unido (+4%), Francia (+55%) y Portugal (+26%) excepto en Italia (-5%).

Fuente: webs TSOs (REN, GRT Gaz, TIGF, National Grid, Snam)

Índice



1. Año 2022 en cifras

1. Evolución de la demanda
2. Evolución del aprovisionamiento

2. Visión prevista mes en curso y siguiente

3. Seguridad Energética: Un reto en 2022

Cobertura de la demanda 2022

ENTRADAS 447 TWh

GN TWh	Total Anual		Variación	
	2021	2022	ΔTWh	% Δ
Tarifa	66	0	-66	-38 %
Almería	89	101	12	-14 %
VIP Pirineos	31	22	-9	-43 %
VIP Ibérico	3,6	5	1	>100 %
Producción Nacional	0,5	0,5	0,0	-44 %
Extracción AASS (*)	13	4	-9	>100 %
TOTAL	190	128	-62	-33%

(*) No incluido en el TOTAL

GNL TWh	Total Anual		Variación	
	2021	2022	ΔTWh	% Δ
Barcelona	38	53	15	-25 %
Huelva	50	63	13	+3 %
Cartagena	37	56	19	>100 %
Bilbao	48	65	16	-13 %
Sagunto	29	56	27	-20 %
Mugardos	26	27	1	+60 %
TOTAL	227	319	92	40%

SALIDAS 434 TWh

GN TWh	Total Anual		Variación	
	2021	2022	ΔTWh	% Δ
Demanda Nacional	378	364	-14	-10 %
VIP Pirineos	14	35	22	>100 %
VIP Ibérico	5	6	1	-83 %
Tarifa	0	2	2	>100 %
Carga de buques	17	25	8	>100 %
Inyección AASS (*)	8	15	6	-7 %
Gas de operación	1	2	1	-28 %
TOTAL	415	434	19	5%

Entradas 447 TWh

30 TWh vs 2021
7,2% Δ

- ✓ GNL
- ✓ GN
- ✓ Produc. Nacional
- ✓ Biometano

2022
Total Anual



Salidas 434 TWh

19 TWh vs 2021
4,5% Δ

- ✓ Demanda nacional
- ✓ Exportación
- ✓ Gas operación
- ✓ Cargas

Entradas 417 TWh

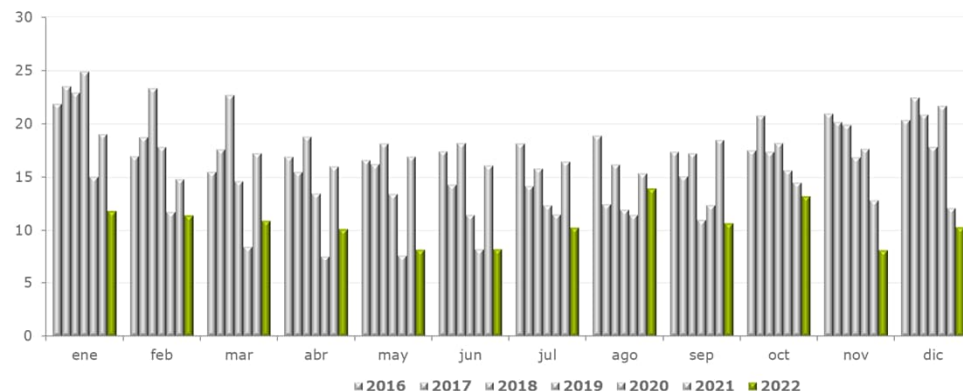
Total Anual
2021

Salidas 415 TWh

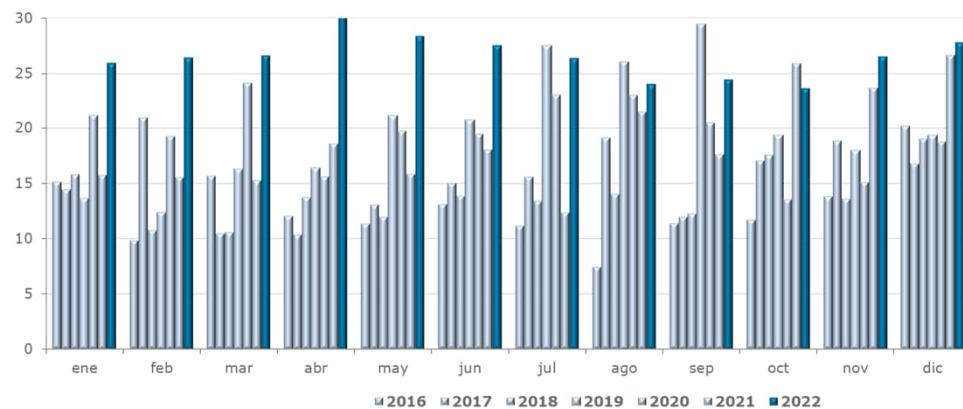
Evolución entradas GN – GNL

Entradas GN

Unidad: TWh



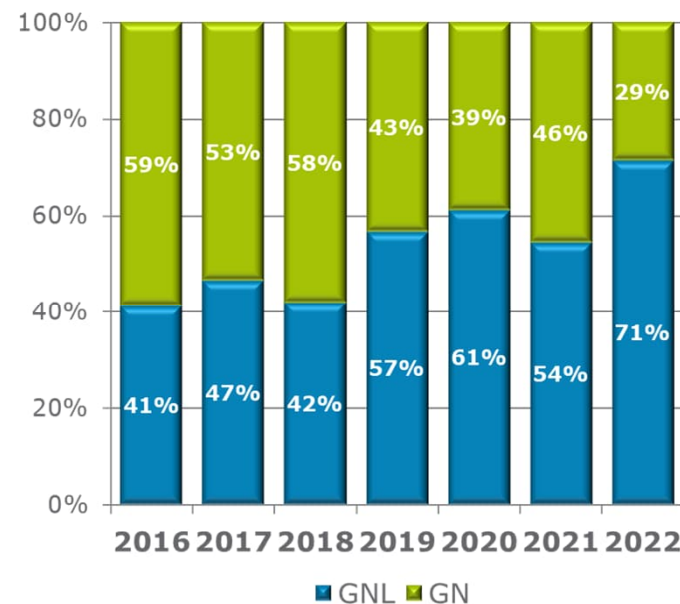
Entradas GNL



Por cuarto año consecutivo, la cobertura de la demanda a través de GNL superar a la del GN

Unidad: TWh

GN vs GNL

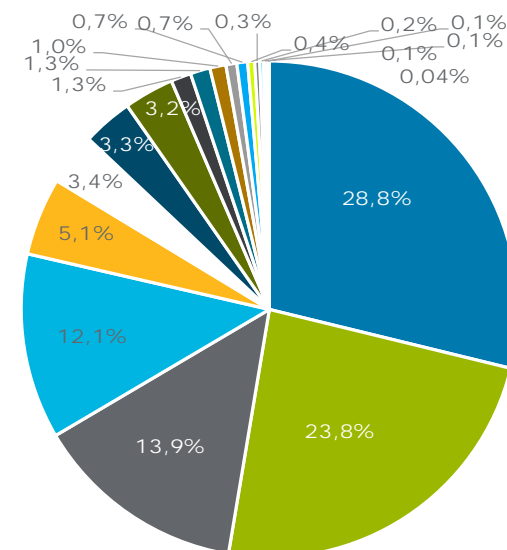
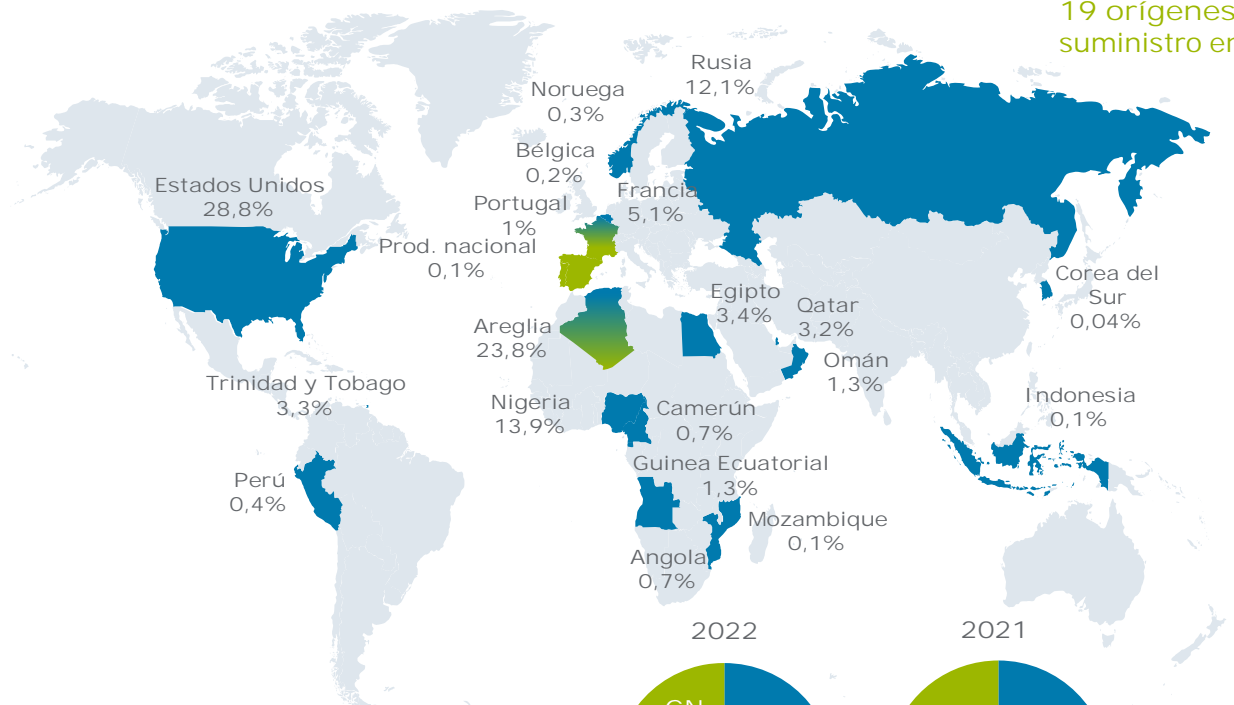


Orígenes del suministro

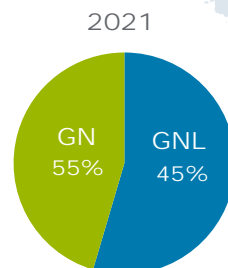
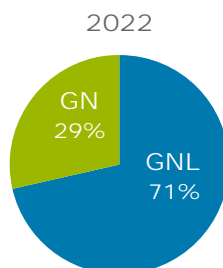


19 orígenes de suministro en 2022

15 orígenes de suministro en 2021

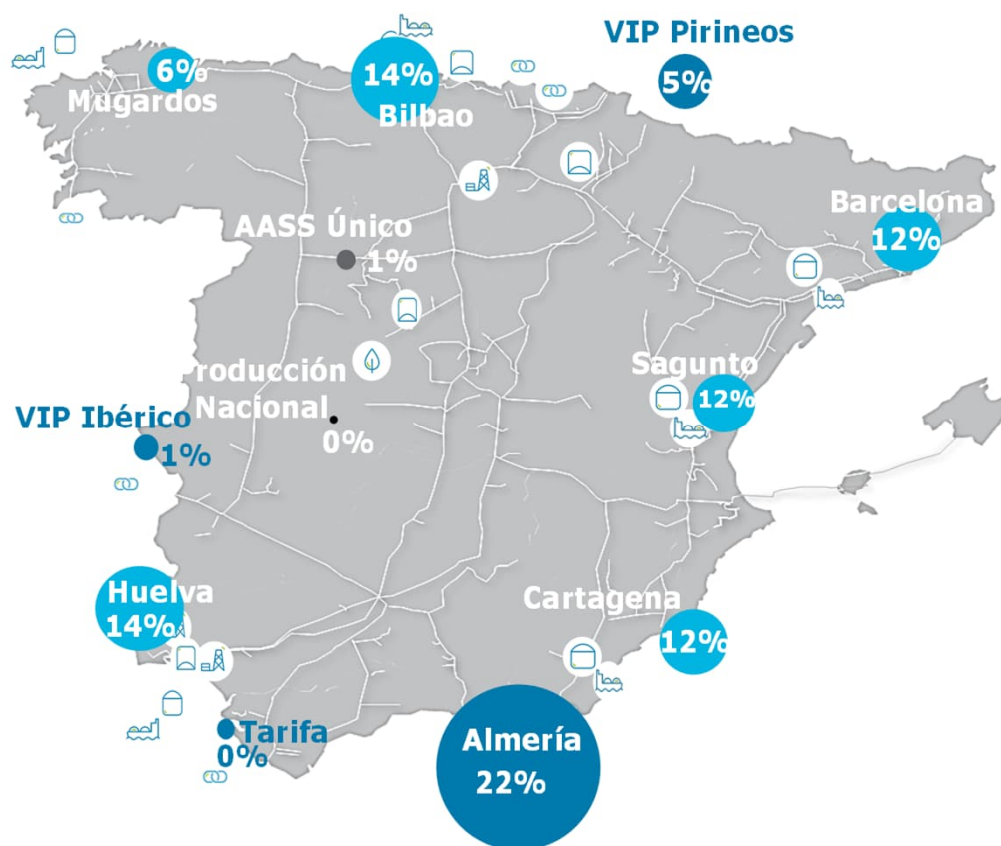


TWh	Total GNL	Total GN
2022	318,9	127,7
2021	227,2	189,5



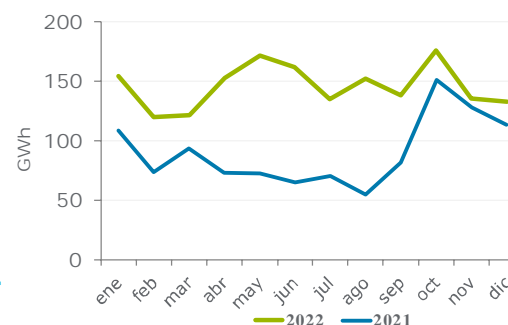
- Estados Unidos
- Nigeria
- Francia
- Trinidad
- Guinea Ecuatorial
- Portugal
- Angola
- Noruega
- Mozambique
- Prod. Nacional + extracción
- Argelia
- Rusia
- Egipto
- Qatar
- Omán
- Camerún
- Perú
- Belgica
- Indonesia
- Corea del Sur

Flujos y distribución % entradas



Almería se ha situado como la mayor entrada al sistema en 2022. Las entradas desde plantas se han situado entre el 6% y el 14%.

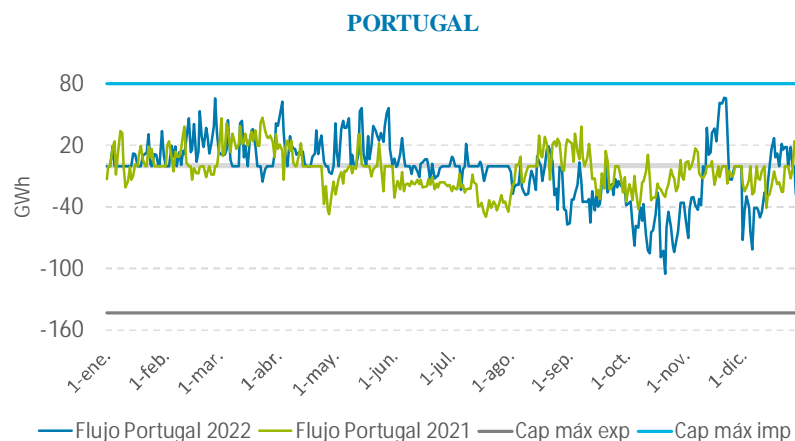
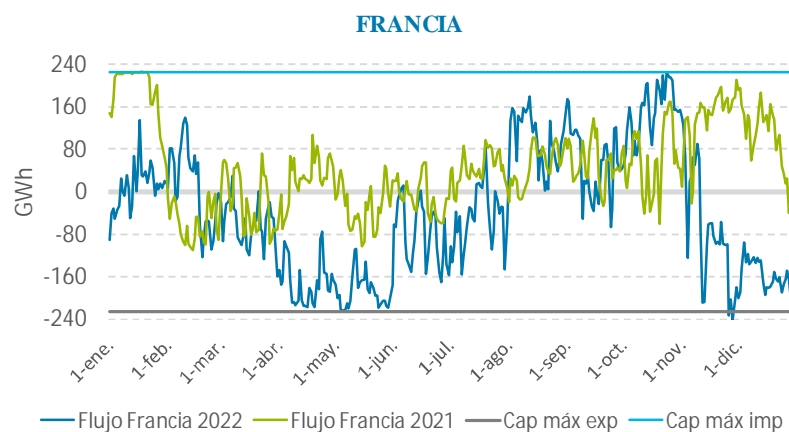
Gas de operación



	Total Anual 2022	Total Anual 2021	% Δ
EECC	1.328	809	+64,2%
Plantas	10	14	-28,2%
AASS	283	129	+119,7%
ERMs	130	136	-4,1%
Total	1.751	1.087	+61,0%

Flujos Conexiones Internacional

Conexiones internacionales europeas



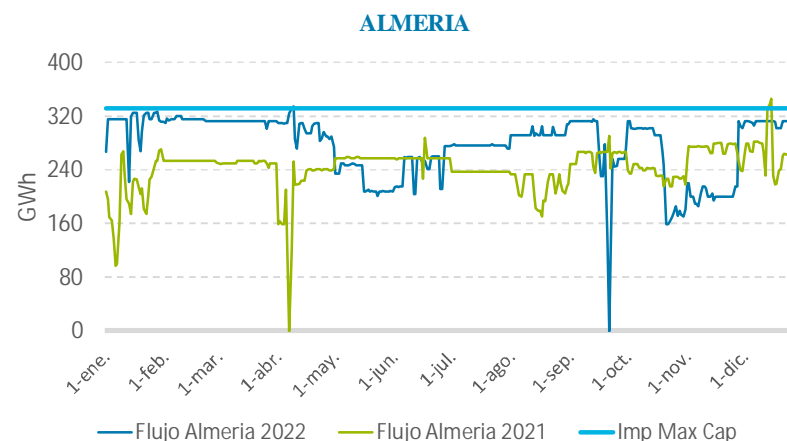
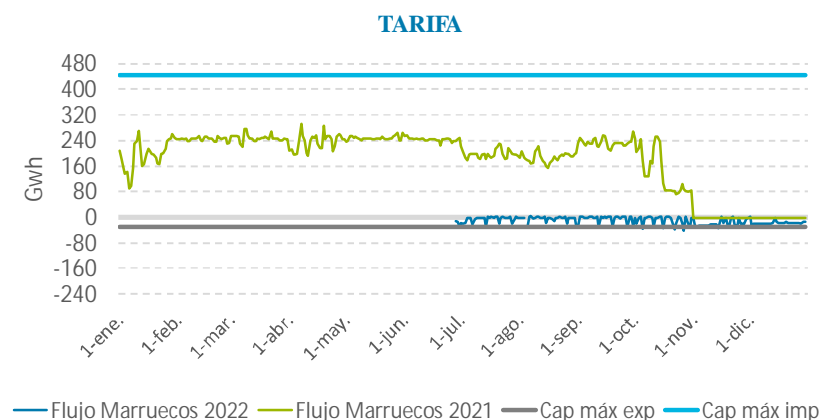
Conexiones Europeas:

Las exportaciones por las interconexiones con Francia han batido récord histórico, hasta superar los 35 TWh.

En total, a través de las interconexiones con Francia y Portugal, las exportaciones han alcanzado los 41 TWh, la cifra más alta desde 2016.

Flujos Conexiones Internacional

Conexiones internacionales norte de África



Conexiones con el norte de África:

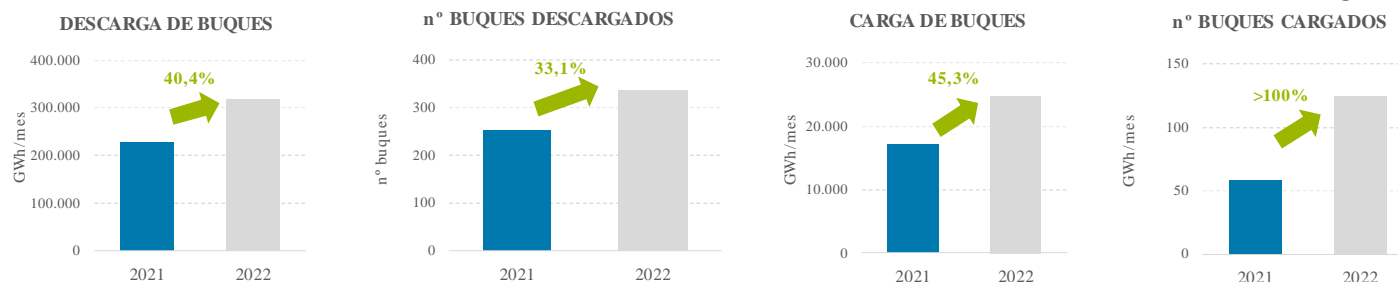
Tarifa se ha consolidado como un punto de exportación, iniciando el transporte de gas en sentido exportador el 28 de junio de 2022.

Se consolida Almería como la entrada más importante del Sistema, registrándose cantidades superiores durante prácticamente todo el año 2022 con respecto a las del 2021.

Cargas y descargas en plantas de regasificación

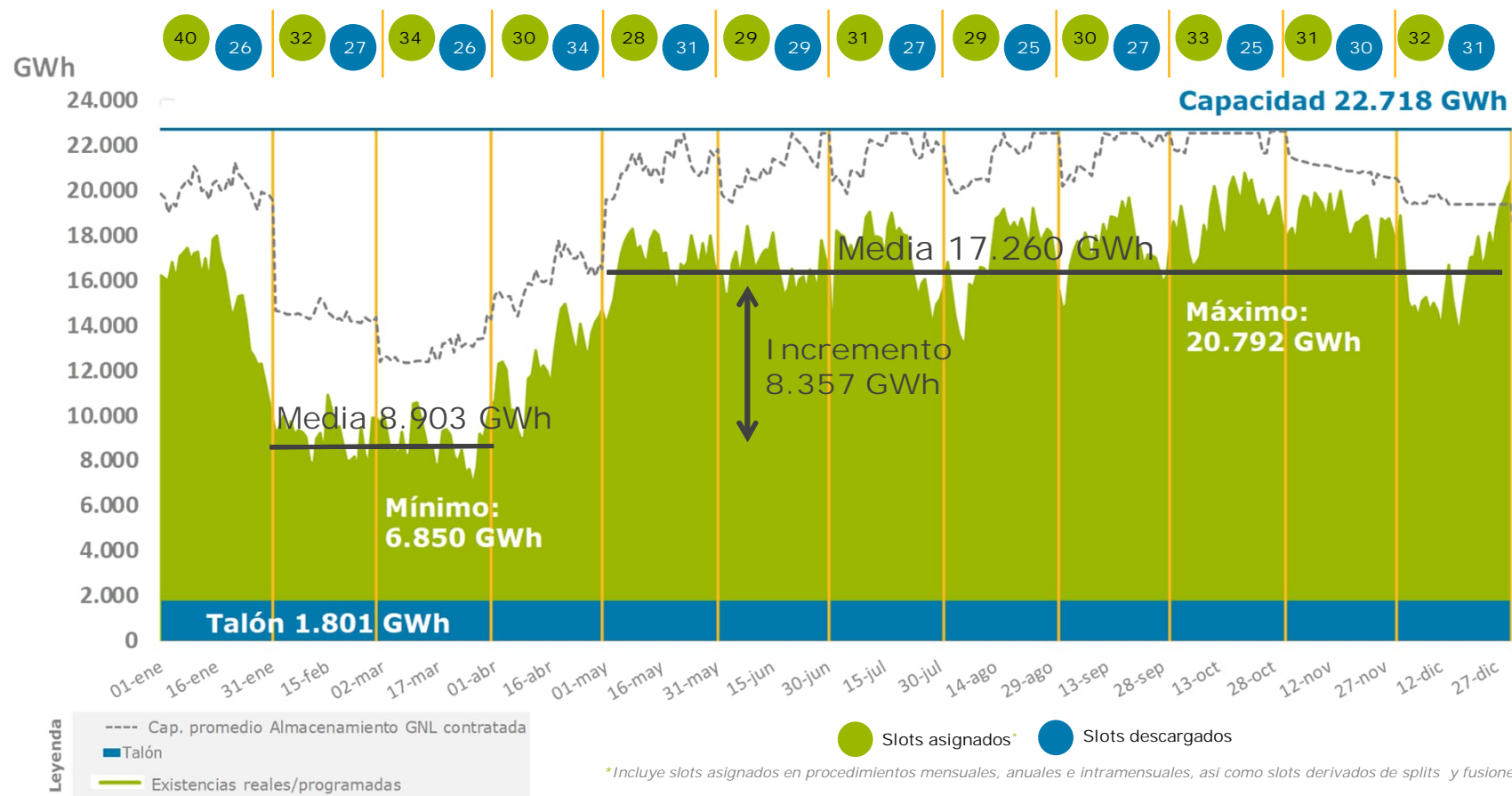
Unidad: GWh	Descargas de buques			n° buques descargados			Cargas de buques			n° buques cargados		
	2021	2022	%Δ s/ 2021	2021	2022	%Δ s/2021	2021	2022	%Δ s/2021	2021	2022	%Δ s/2021
BARCELONA	38.423	53.201	38,5%	47	58	23,4%	4.011	5.017	25,1%	22	35	59,1%
HUELVA	49.544	62.621	26,4%	52	68	30,8%	5.014	6.984	39,3%	15	22	46,7%
CARTAGENA	36.898	56.114	52,1%	44	61	38,6%	2.769	3.209	15,9%	8	22	>100%
BILBAO	48.138	64.594	34,2%	49	65	32,7%	920	1.056	14,8%	2	3	50,0%
SAGUNTO	28.609	55.771	94,9%	38	58	52,6%	3.265	7.315	>100%	6	32	>100%
MUGARDOS	25.568	26.593	4,0%	24	28	16,7%	1.146	1.294	12,9%	6	11	83,3%
Total	227.181	318.893	40,4%	254	338	33,1%	17.124	24.875	45,3%	59	125 *	>100%

* Large Scale: 32

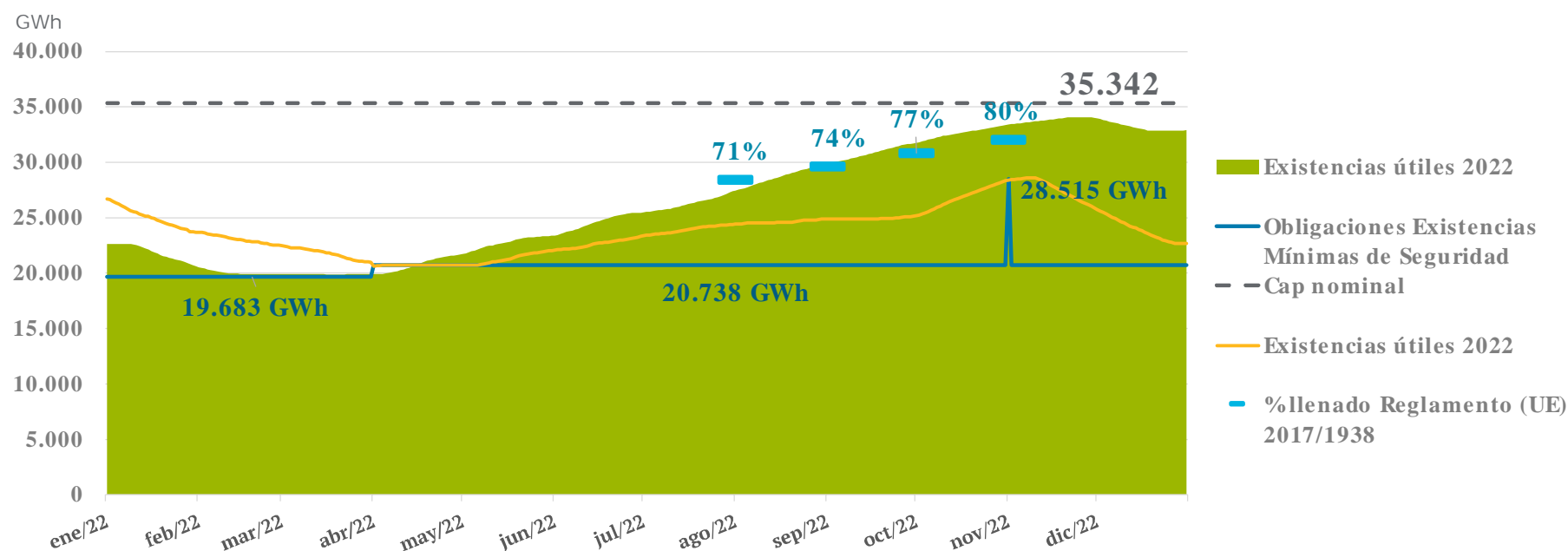


España ha contribuido a la seguridad de suministro europea posicionándose como punto entrada GNL. De las recargas realizadas en plantas españolas, destacan como principales destinos Italia (Panigaglia) y Alemania (carga de la primera FSRU puesta en operación en este país).

Evolución de las existencias en Plantas de Regasificación



Evolución de las existencias en Almacенamientos Subterráneos



Durante el 2022 la inyección en los AASS acumuló 15 TWh alcanzando unas existencias finales a 31-dic-22 de 32,9 TWh, 10 TWh superiores registradas a 31-dic-21

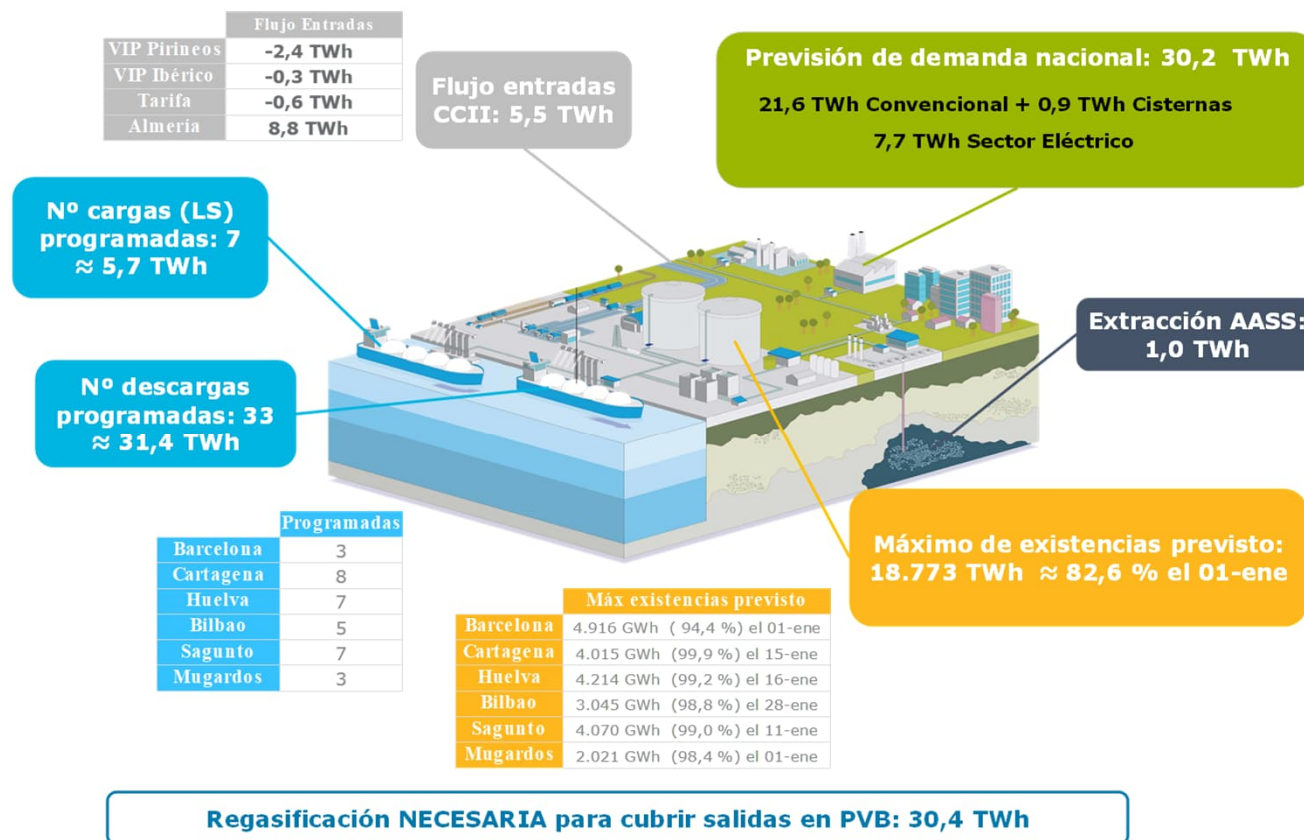
Índice



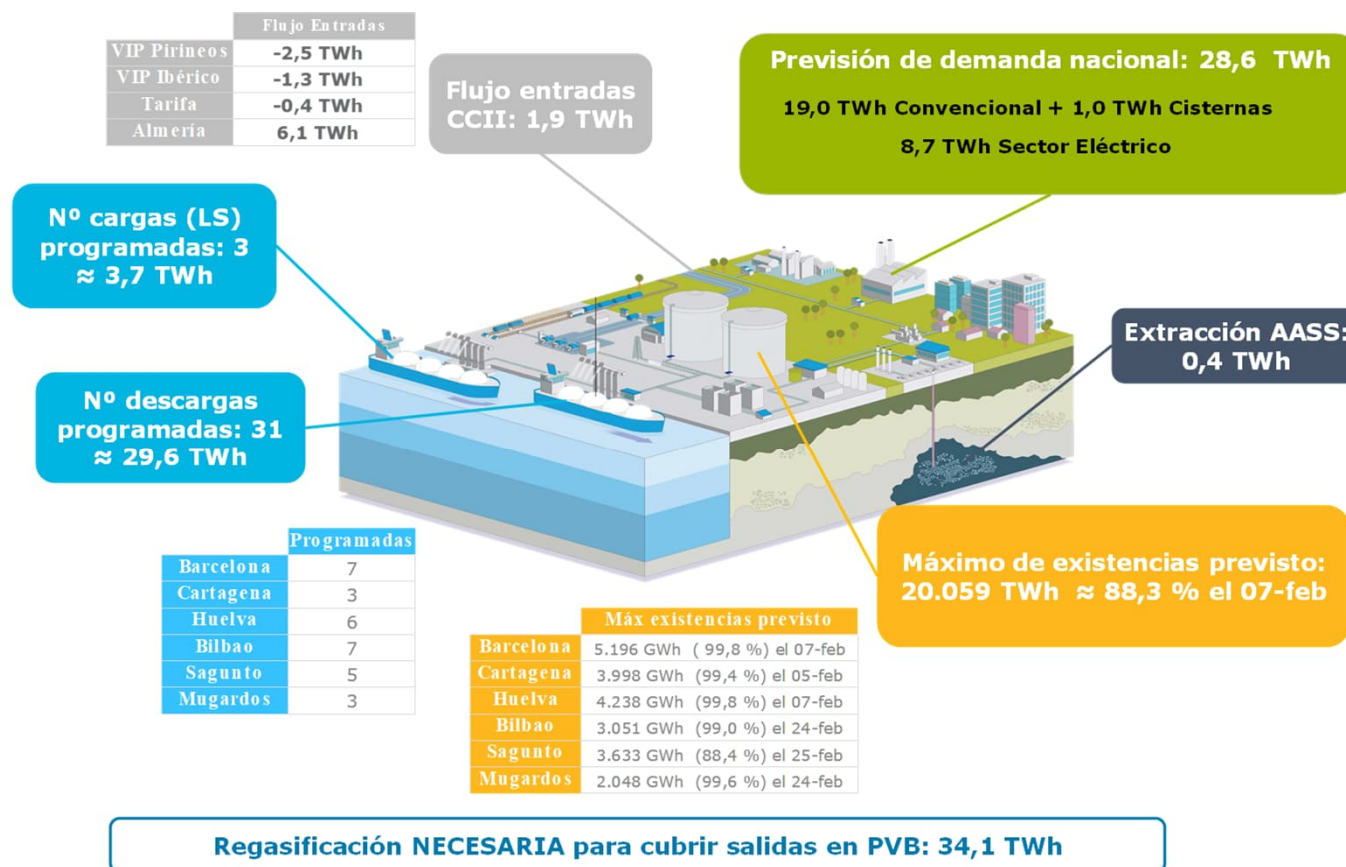
1. Año 2022 en cifras
 1. Evolución de la demanda
 2. Evolución del aprovisionamiento
2. [Visión prevista mes en curso y siguiente](#)

3. Seguridad Energética: Un reto en 2022

Evolución del mes en curso: enero 2022



Avance del mes siguiente: febrero 2022



Índice



1. Año 2022 en cifras
 1. Evolución de la demanda
 2. Evolución del aprovisionamiento
2. Visión prevista mes en curso y siguiente

3. Seguridad Energética: Un reto en 2022

Seguridad Energética: Un reto para Europa



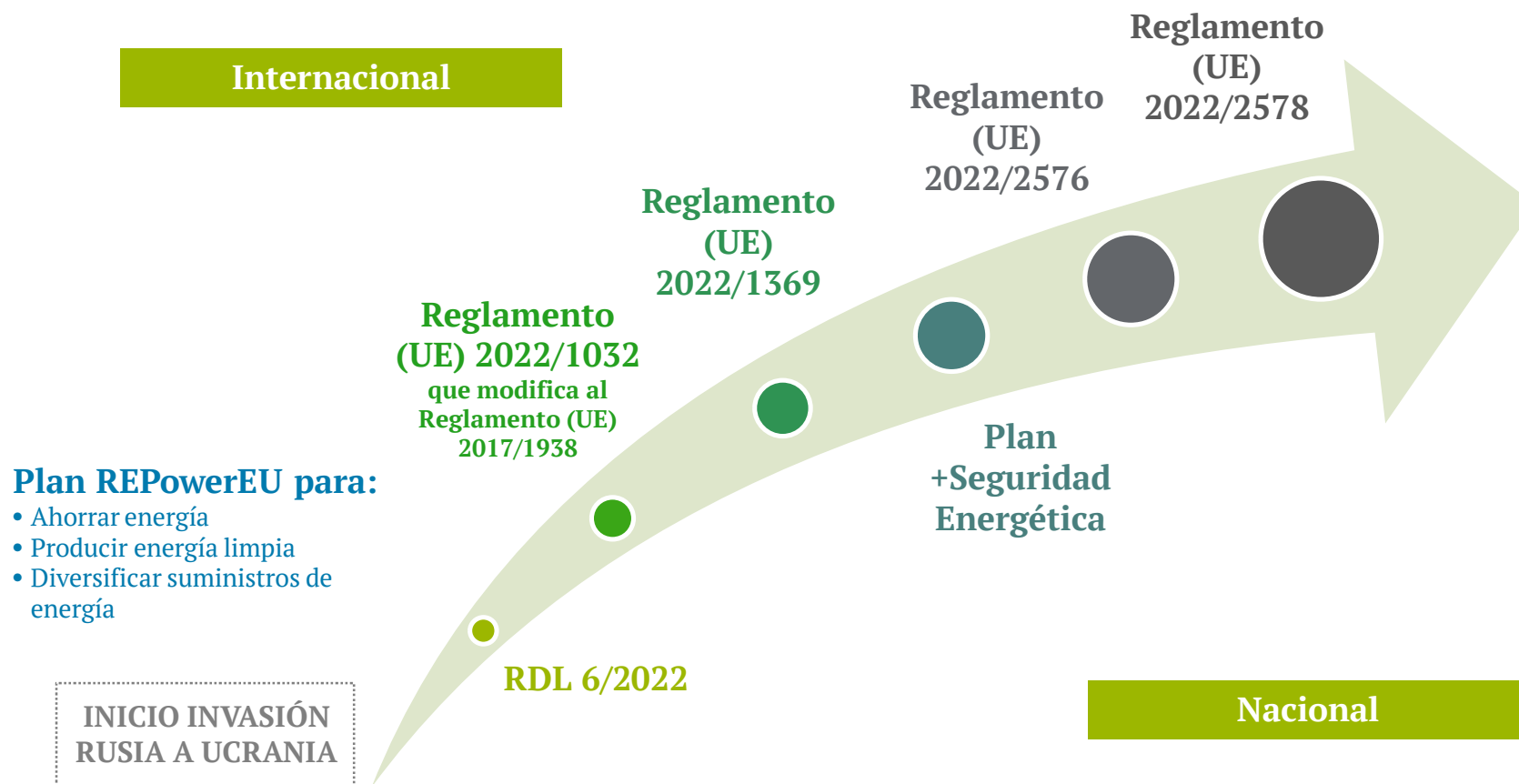
La **invasión de Rusia a Ucrania** ha puesto en **jaque la seguridad energética de la Unión**, poniendo de manifiesto la vulnerabilidad que supone la dependencia energética exterior en términos de precios, confianza y disponibilidad del suministro.

Desde el inicio del conflicto, el **suministro de gas a Europa procedente de Rusia se ha visto reducido del 40% al 7%**, principalmente motivado por la destrucción del gasoducto Nordstream, la reducción de los flujos a través de Ucrania y Bielorrusia y la prohibición de ciertos países de importar gas de este origen.

Como consecuencia de ello, **11 países** han declarado **"Alerta Temprana"**: Italia (26 febrero 2022), Letonia (9 marzo 2022), Alemania y Austria (30 marzo 2022), Croacia (25 abril 2022), Finlandia (6 mayo 2022), Estonia (18 mayo 2022), Dinamarca y Países Bajos (20 junio 2022), Suecia (21 junio 2022), y Eslovenia (11 de julio 2022). **Alemania**, dio un paso más respecto al nivel de crisis anterior "Alerta Temprana" que había declarado el pasado 30 de marzo, declarando **"Alerta"** (23 junio 2022).

Este nuevo contexto, ha movilizado un trabajo inaudito en política energética europea, tanto por el ritmo de aprobación de nueva regulación, como por el alcance de las medidas.

Seguridad Energética: Un reto para Europa



Seguridad Energética: Un reto para Europa



Real Decreto-ley 6/2022

Existencias mínimas de seguridad (EMS)		27,5 días*
Carácter Estratégico (EMSCE)	10 días →	✗ <u>NO</u> generan derechos
Carácter Operativo del sistema (EMSCO _{Sistema})	10 días →	✓ <u>SÍ</u> generan derechos
De aplicación durante todo el periodo		
Carácter Operativo de los usuarios (EMSCO _{Usuarios})	7,5 días →	✓ <u>SÍ</u> generan derechos
De aplicación, al menos, durante el 1 de noviembre. A partir de entonces podrán ser extraídas con los condicionantes del Almacenamiento Subterráneo		

- ✓ Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas serán los comercializadores con demanda final (27,5 días de sus ventas o consumos de carácter firme en el año natural anterior).
- ✓ Las **EMSCO de los usuarios**, deberán ser mantenidas, al menos, durante el 1 de noviembre.
- ✓ La **movilización de EMSCE** corresponderá exclusivamente al Gobierno. Por su parte, la **movilización de las EMSCO del sistema** corresponderá exclusivamente a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

"La cuantía y localización de las EMS, podrá ser modificada por la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que asimismo podrá establecer calendarios obligatorios de inyección y extracción de las mismas"

*Expresado en días de ventas o consumos firmes en el año natural anterior

Seguridad Energética: Un reto para Europa



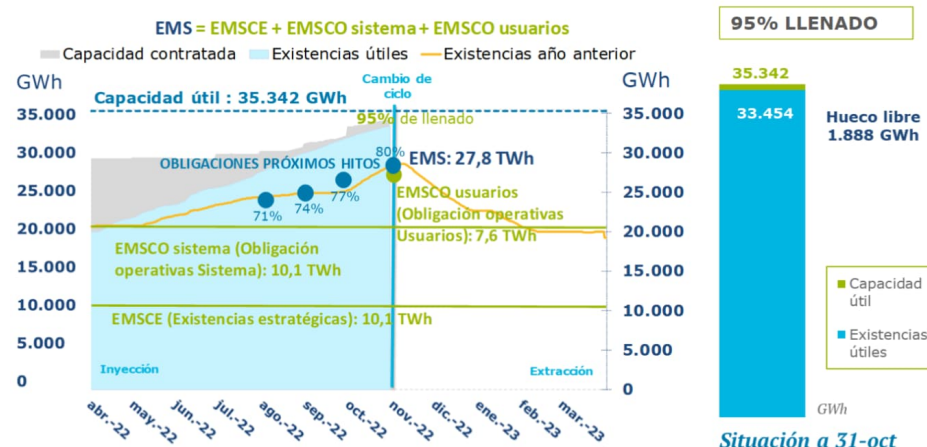
Reglamento (UE) 2022/1032 que modifica al Reglamento (UE) 2017/1938

Cada Estado miembro debe elaborar un proyecto de trayectoria de los AASS para el próximo año.

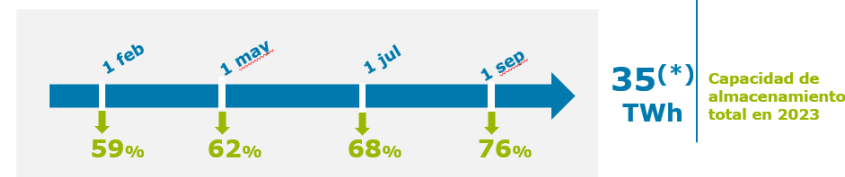
Establece la obligación de que cada estado miembro alcance un nivel de llenado del 80% en los AASS a 1 de noviembre 2022. Para las campañas posteriores, el nivel de llenado deberá llegar al 90%.

En el caso de España, parte de la obligación a 1 de noviembre, puede constituirse en forma de GNL en los tanques de las plantas de regasificación

Año 2022: Hito ampliamente superado



Trayectoria año 2023



(*) Valor estimado. Pendiente Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2023 y el 31 de marzo de 2024.

Seguridad Energética: Un reto para Europa



Reglamento (UE) 2022/1369

El Reglamento introduce una reducción voluntaria del 15% de la demanda entre agosto-22 y marzo-23 respecto a la media de los últimos 5 años.

Dicha reducción pasará a ser obligatoria en caso de declaración de Alerta de la Unión por parte del Consejo.

Las reducciones podrán ser menores en caso de que se cumplan una serie de requisitos:

- ✓ No estarán obligados a aplicar la reducción aquellos países que no estén conectados con otros EEMM
- ✓ Los EEMM podrán solicitar una exención del volumen de gas consumido como materia prima
- ✓ Los EEMM podrán limitar la reducción de la demanda en un valor equivalente al excedente de gas que los EEMM tengan almacenado a 1 de agosto respecto al valor objetivo del Reglamento (UE) 1938/2017.
- ✓ Los EEMM podrán solicitar una reducción en la obligación de un porcentaje del 8%, es decir, se pasaría del 15% al 7%, si demuestra que su capacidad de interconexión con otros EEMM es inferior al 50% respecto de su demanda registrada en 2021.
- ✓ Existe una excepción adicional para aquellos EEMM que se enfrente a una crisis en el sistema eléctrico

En el caso de España, aplicando las exenciones indicadas en el Reglamento, la reducción necesaria se situaría próxima al 6,8%

Seguridad Energética: Un reto para Europa



España: Seguimiento del cumplimiento del Reglamento (UE) 2022/1369 Medidas coordinadas para la reducción de la demanda de gas (1 agosto-2022 a 31 diciembre-2022)

	2022	Media últimos 5 años		
Unidad GWh	Acumulado (1-ago a 31-dic)	Acumulado (1-ago a 31-dic)	Diferencia GWh	Variación porcentual
D. Convencional	75.606	114.797	-39.191	-34%
Industrial	55.661	86.387	-30.727	-36%
DC PYMES	15.904	23.076	-7.172	-31%
Cisternas	4.041	5.333	-1.292	-24%
D. Eléctrica	64.958	43.106	21.852	51%
TOTAL	140.564	157.903	-17.339	-11%



Exportación electricidad FR+PT
10.541 GWh(e) 1ago-31dic



Gas estimado para CTCC
dedicados a exportación a UE
17.568 GWh 1ago-31dic

	2022	Media últimos 5 años		
Unidad GWh	Acumulado (1-ago a 31-dic)	Acumulado (1-ago a 31-dic)	Diferencia GWh	Variación porcentual
D. Convencional	75.606	114.797	-39.191	-34%
Industrial	55.661	86.387	-30.727	-36%
DC PYMES	15.904	23.076	-7.172	-31%
Cisternas	4.041	5.333	-1.292	-24%
D. Eléctrica CORREGIDA 1	47.390	43.106	4.284	10%
TOTAL	122.996	157.903	-34.907	-22%

La demanda de gas dedicada a la exportación eléctrica se considera un soporte necesario para la operación de los sistemas eléctricos del resto de Europa. Si corregimos la demanda eléctrica nacional con el gas estimado para CTCC₂₈ dedicados a exportación a la UE, el resultado es una **reducción del 22% respecto a la media de los últimos 5 años**

Seguridad Energética: Un reto para Europa



Plan +SE

Objetivo: aportar más seguridad frente a los precios de la energía a los hogares y al conjunto de la economía española, y más seguridad a la Unión Europea contribuyendo a incrementar su seguridad de suministro.

Medida 70. Incremento de la capacidad exportadora de gas a Francia.

Un incremento del 18% de la capacidad de exportación.

Medida 71. Puente naval España-Italia con cargos de GNL pequeños.

La medida consiste adaptar, mediante la adecuación de un segundo atraque, los puertos de Barcelona y Cartagena para que puedan cargar GNL cargos pequeños.

Medida 72. Musel, plataforma logística.

Poner en funcionamiento la planta de regasificación del Musel, de tal forma de que se ponga a disposición de los Estados Miembros almacenamiento adicional.



Seguridad Energética: Un reto para Europa



Reglamento (UE) 2022/2576

El Reglamento introduce un **refuerzo en la solidaridad** mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos mediante:

- ✓ **Creación de una plataforma conjunta para compras coordinadas de gas**, ganando poder de negociación y mejorando las condiciones de compra
- ✓ Incorporación de los **consumos críticos para generación eléctrica** (en el caso de España, 600 GWh/d aprox) **como clientes protegidos en virtud de solidaridad**
- ✓ **Extensión de los mecanismos de solidaridad, a países con plantas de GNL** (anteriormente, los mecanismos de solidaridad se limitaban a acuerdos bilaterales entre países vecinos conectados por gasoducto)
- ✓ Además:
 - Creación de una **plataforma de contratación de mercado secundarios** para GNL y AASS
 - Incremento de la **transparencia para plantas de GNL y AASS**
 - Mejoras en la **gestión de congestiones** en infraestructuras de transporte
 - Introducción de **medidas para la reducción de demanda de clientes protegidos**

Seguridad Energética: Un reto para Europa



Reglamento (UE) 2022/2578

El Reglamento establece un **mecanismo temporal de corrección del mercado para las órdenes de negociación de derivados TTF** y de derivados vinculados a otros puntos de intercambio virtual, a fin de limitar los episodios de precios de gas excesivamente elevados en la Unión que no reflejan los precios del mercado mundial.

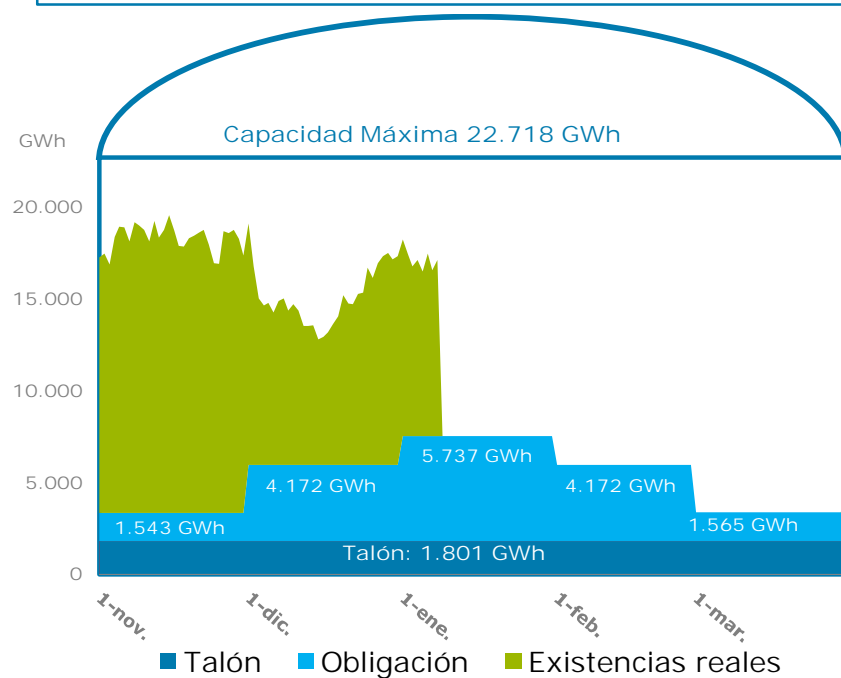
- ✓ Establece un “**cap dinámico**” de aplicación sobre los mercados de futuros a un año vista
- ✓ Aplica a TTF y a todas las plataformas de mercado y a los productos de futuros hasta un año vista. (aplica a todas las plataformas en las que se negocia TTF).
- ✓ **No aplica ni a day-ahead, ni a intra-day ni a OTC.**
- ✓ **El precio se limitará a:**
 - 180 €/MWh
 - Valor del precio de referencia* + 35 €/MWh
- ✓ **El cap se activará cuando durante 3 días consecutivos el TTF month ahead cumpla::**
 - Precio > 180 €/MWh
 - Precio > Valor del precio de referencia* + 35 €/MWh

(*) El precio de referencia se calcula de forma diaria como un prorrateo de diferentes valores de Platts y Argus para GNL en Europa y Asia, del M+1 de NBP, y del precio de monitorización del GNL de ACER (que se recoge en el otro reglamento).

Plan de Actuación Invernal

Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 26 de septiembre de 2021

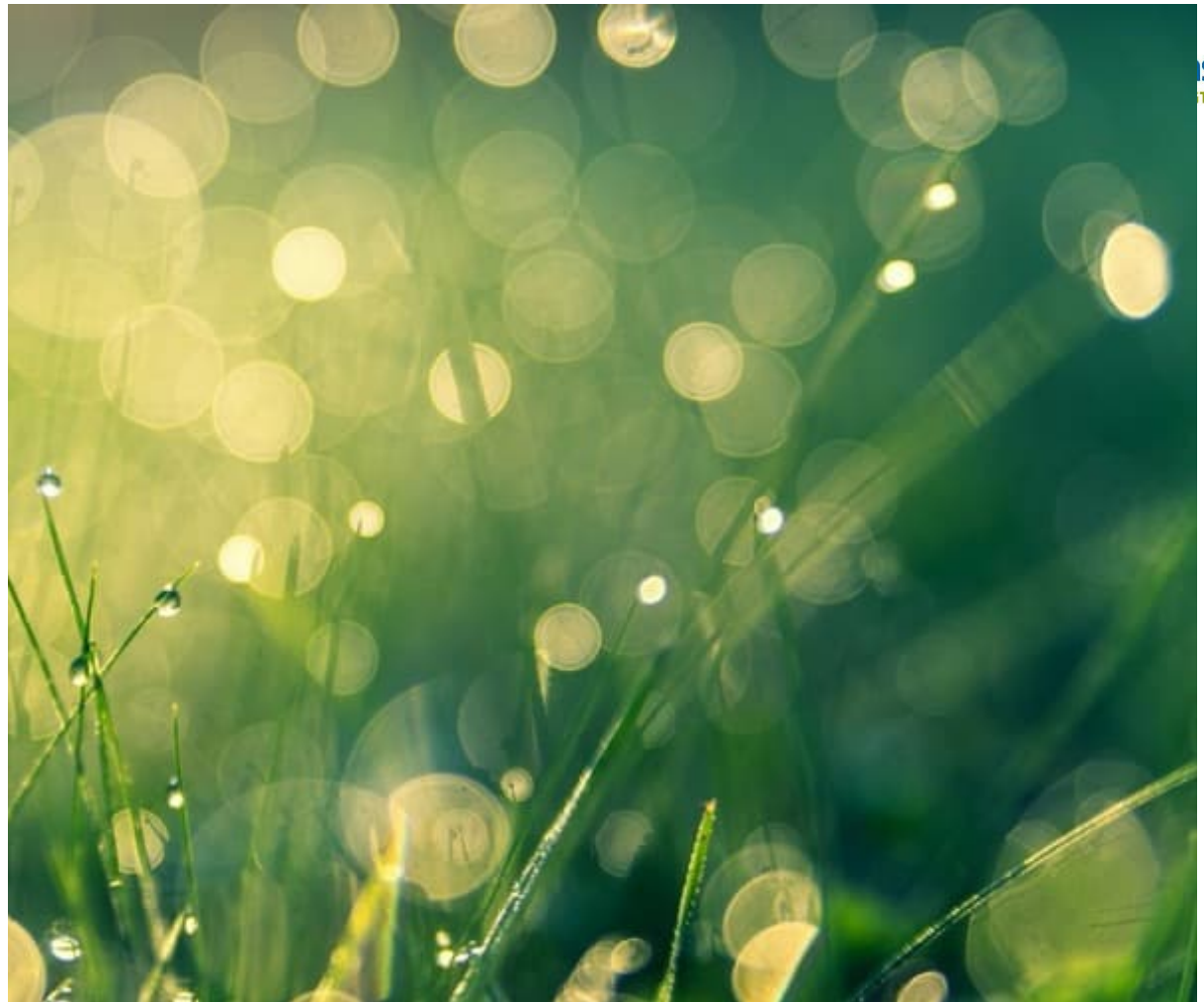
Los usuarios deberán mantener durante el período de aplicación del Plan de actuación invernal un volumen mínimo de existencias de gas natural licuado en concepto de reserva en función de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte con duración superior a un día.



noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo
1,5 días	4 días	5,5 días	4 días	1,5 días

Desde el 1 de noviembre se han producido **tres incumplimientos puntuales**, el 17-nov-22 de 1,3 GWh, el 1-dic-22 de 8 GWh y el 12-dic-22 de 0,6 GWh. Desde el 1-ene-23 se ha producido **un incumplimiento que todavía no ha sido subsanado** de 76 GWh.

Muchas
gracias



red eléctrica

Una empresa de Redeia



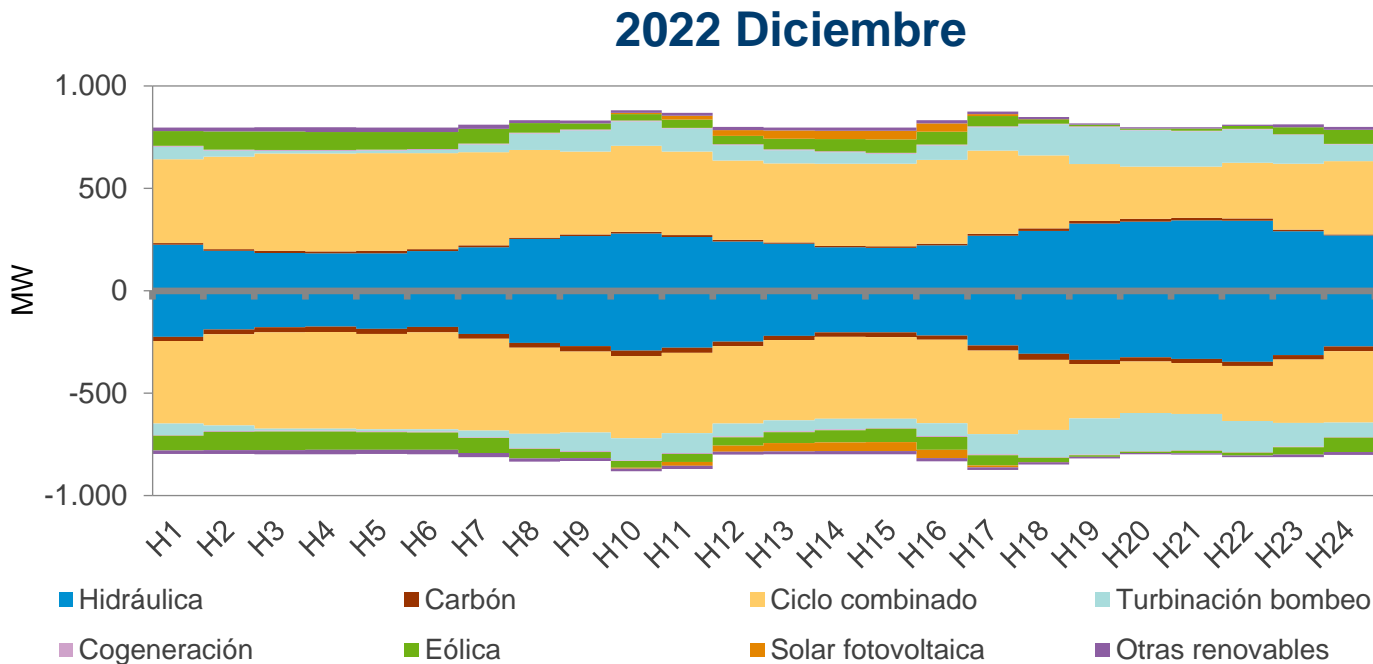
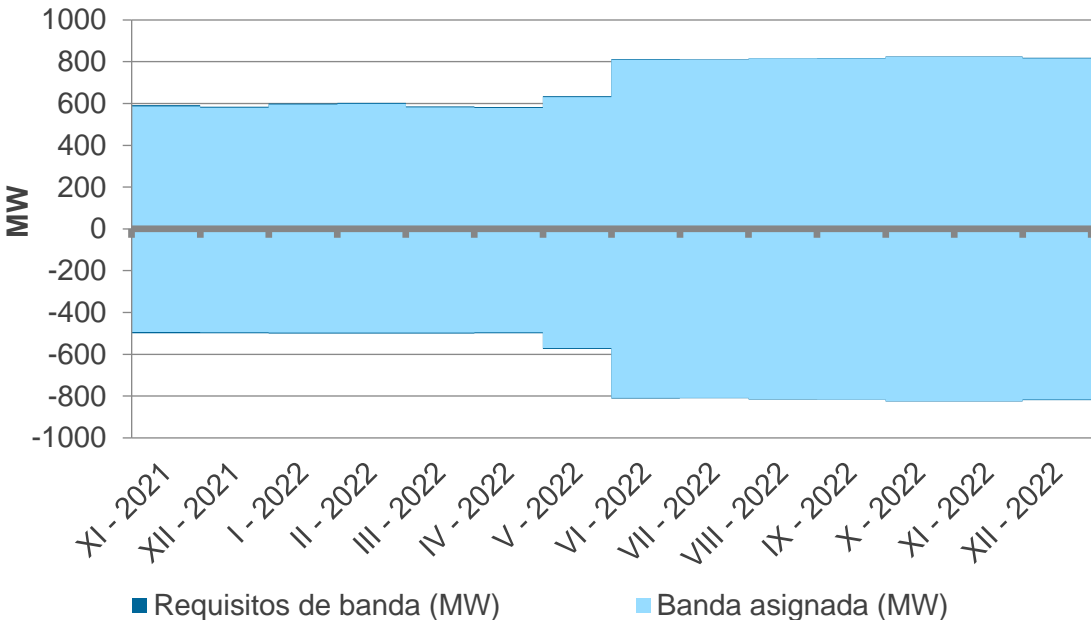
Resultados de los Mercados de Operación

Enero, 2023

Banda media horaria asignada

Valores acumulados	2021	2022
Requisitos de banda (MW)	1.081	1.420
Banda asignada (MW)	1.073	1.414
Satisfacción	99%	100%

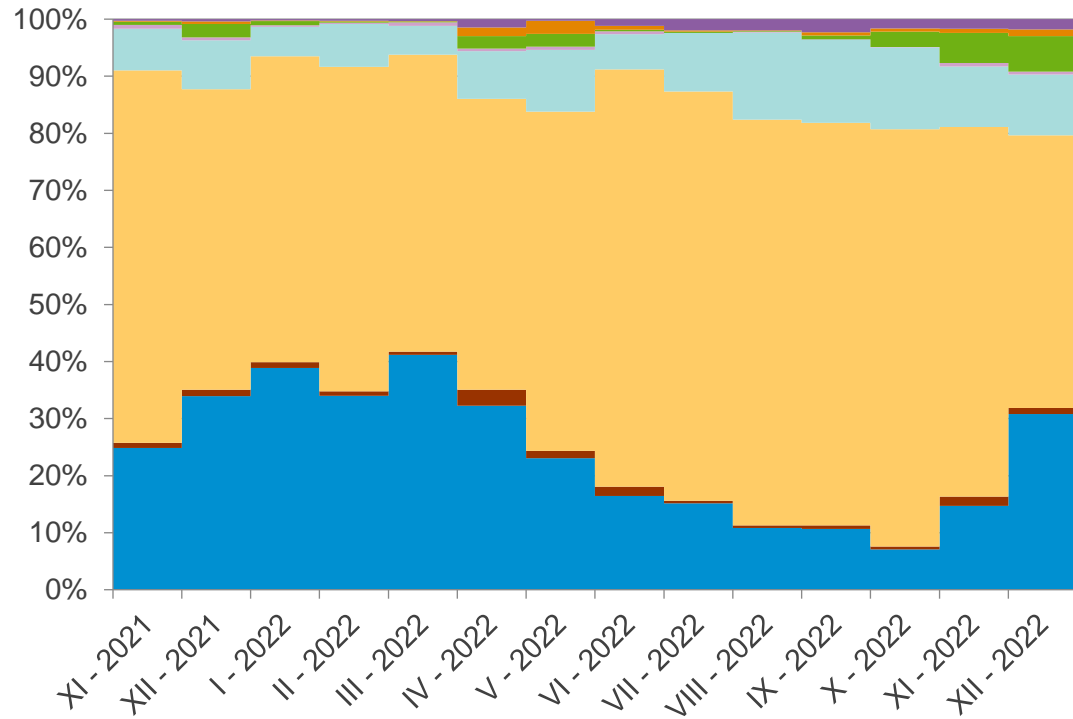
Valores mensuales	2022 Noviembre	2022 Diciembre	Δ (%)
Requisitos de banda (MW)	1.651	1.638	-0,8%
Banda asignada (MW)	1.648	1.633	-0,9%
Satisfacción (%)	100%	100%	0,1%
Demanda Media Servida P48 (MWh)	24.464	25.376	3,7%



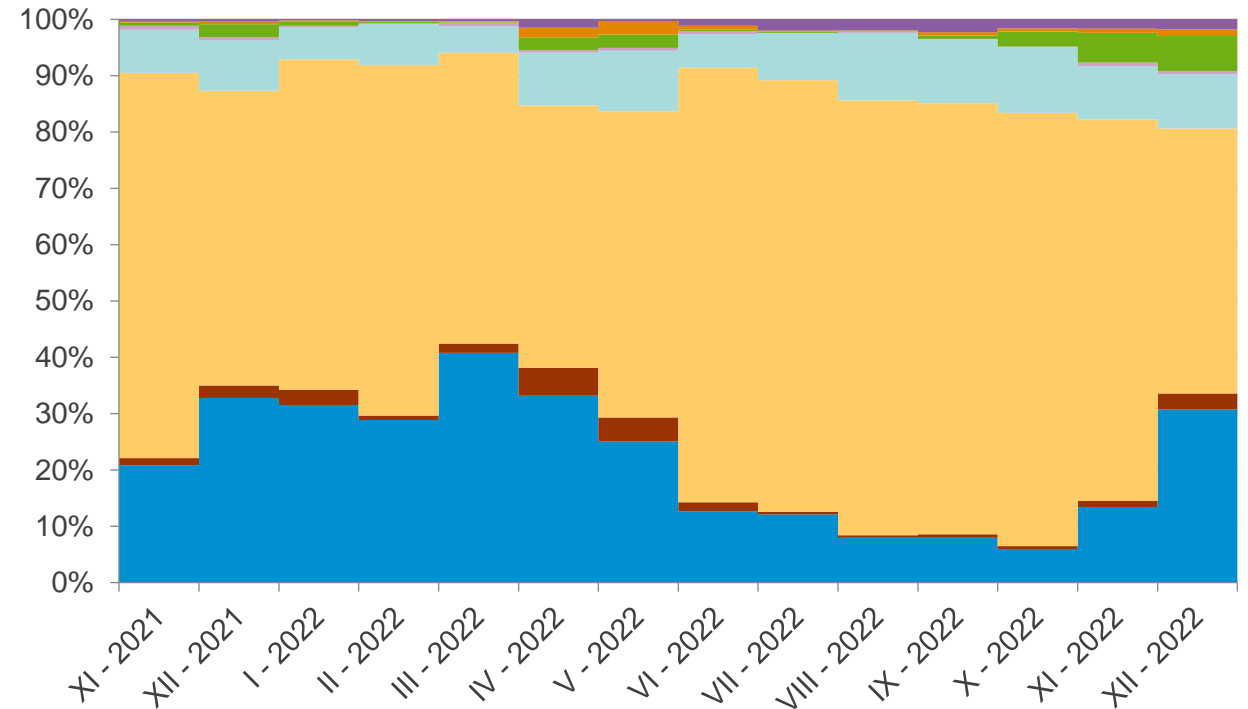
» Valores correspondientes a asignaciones de potencia media horaria

Tecnología asignada

A SUBIR



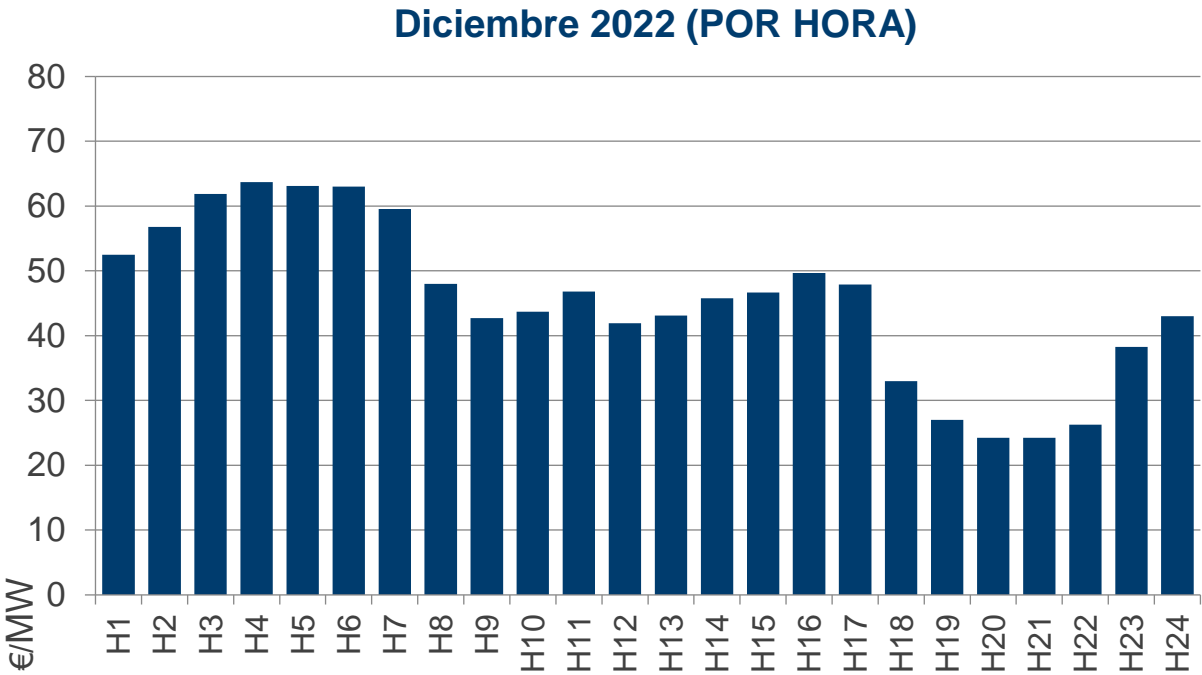
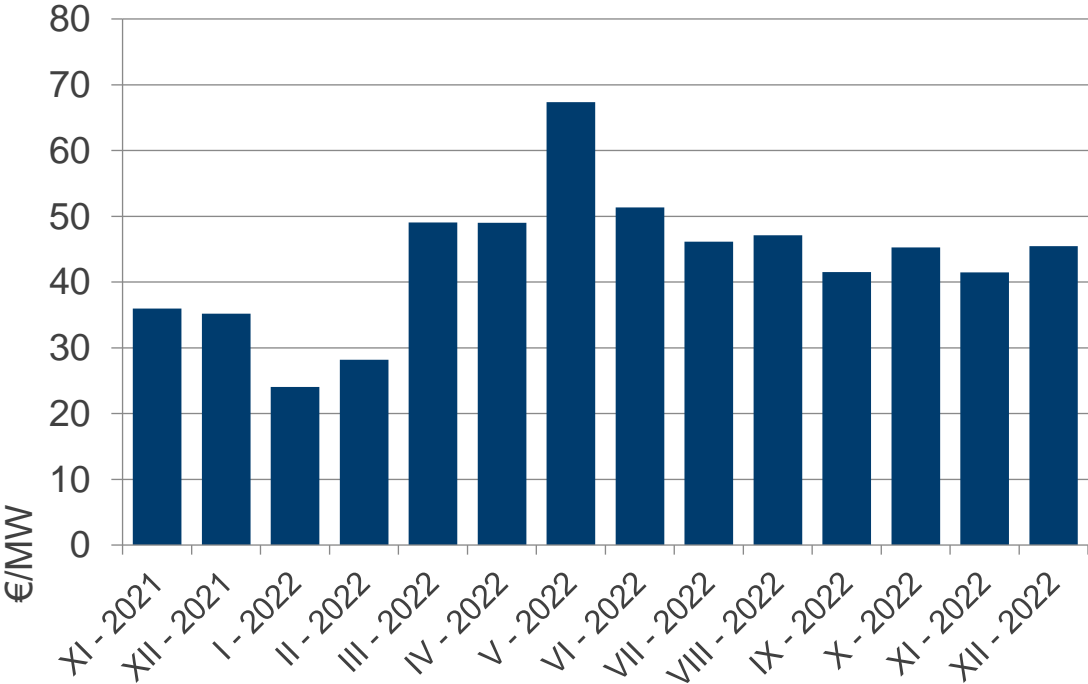
A BAJAR



 Hidráulica
  Carbón
  Ciclo Combinado
  Turbinación bombeo
  Cogeneración
  Eólica
  Solar fotovoltaica
  Otras Renovables

Precio Medio Ponderado

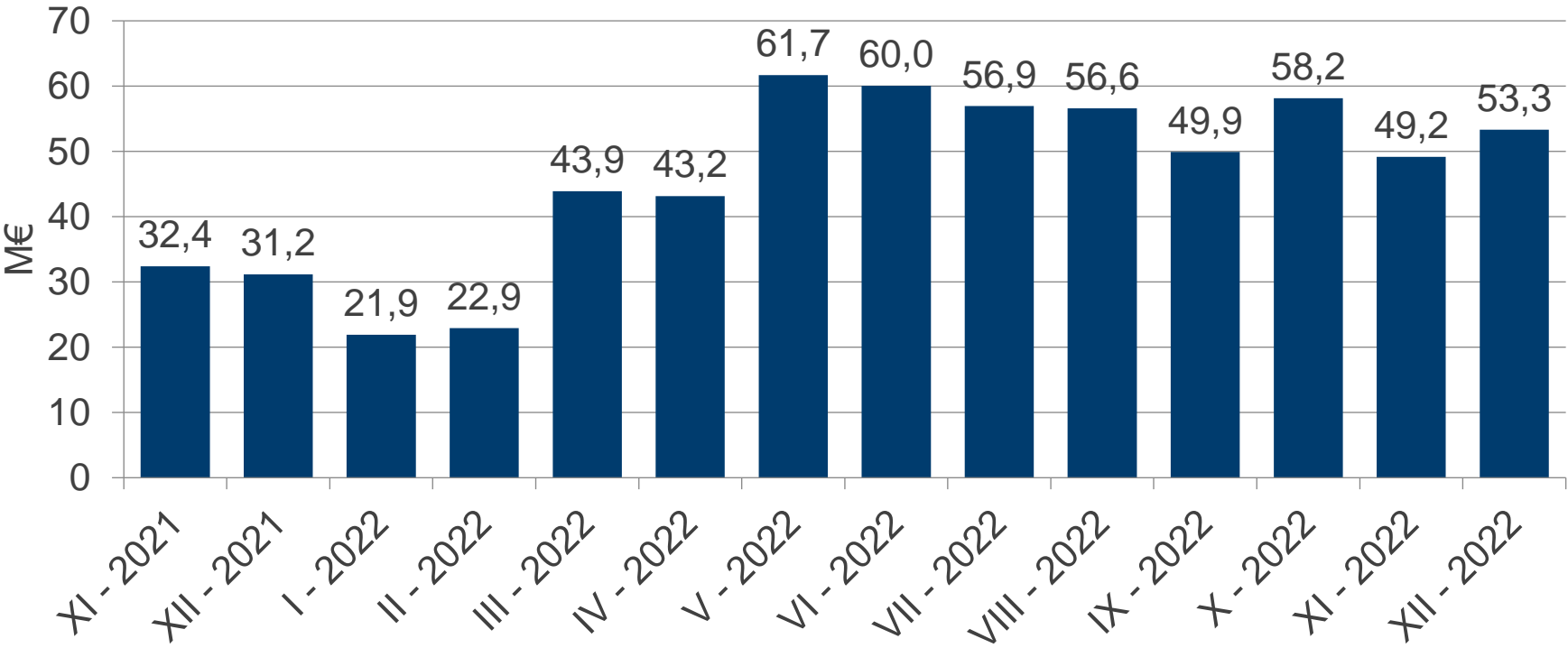
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2021	2022	Δ (%)
Noviembre	35,95	41,46	15,3%
Diciembre	35,18	45,47	29,3%
Precio Medio Ponderado	24,49	44,66	82,4%



» Los valores de precios medios horarios se facilitan teniendo en cuenta valores medios horarios de potencia asignada

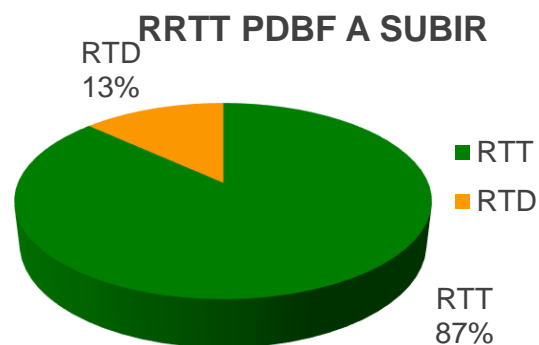
Coste

Coste (M€)	2021	2022	Δ (%)
Noviembre	32,4	49,2	51,9%
Diciembre	31,2	53,3	71,0%
Coste medio mensual	21,7	48,1	121,8%

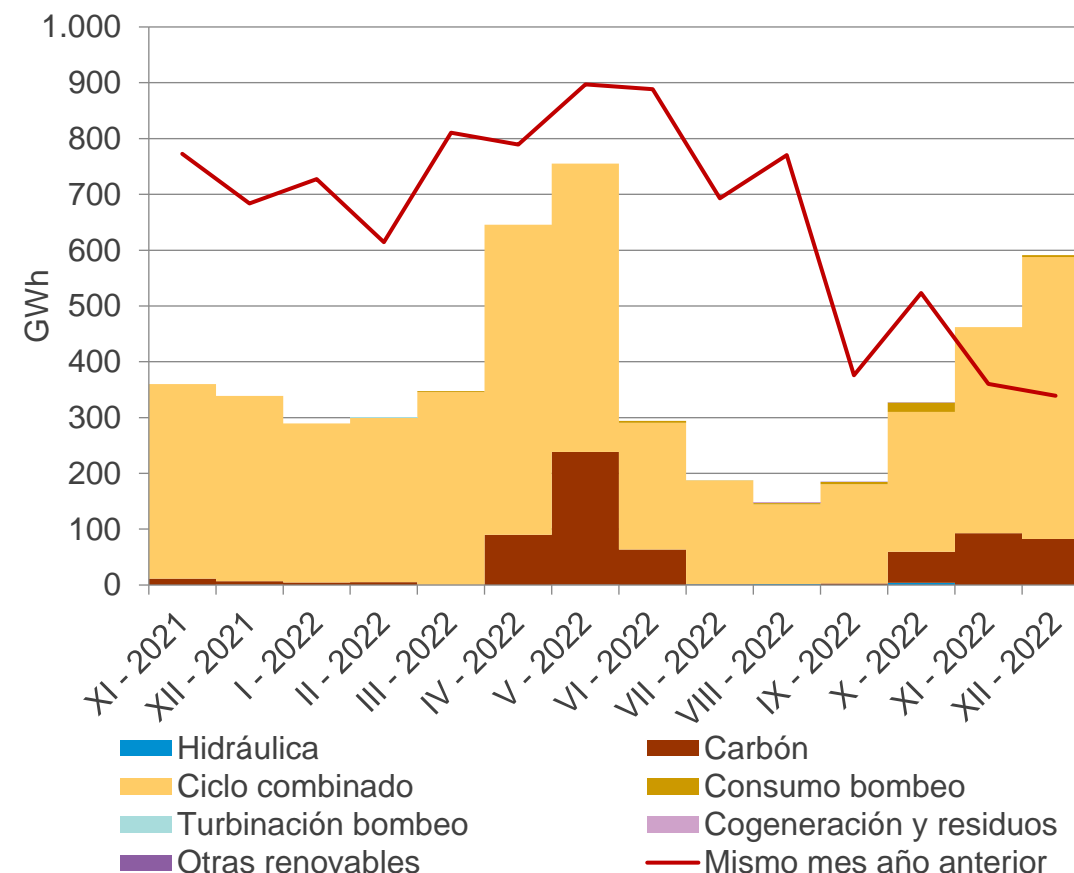


Fase I

Energía a Subir (GWh)			
Valores acumulados	2021	2022	Δ (%)
Carbón	1.577	635	-60%
Ciclo combinado	6.192	3.857	-38%
Cogeneración y residuos	0	0	-
Hidráulica	13	6	-50%
Eólica	0	0	-
Turbinación bombeo	0	0	-
Consumo bombeo	7	32	356%
Otras renovables	0	0	-
Total	7.789	4.530	-42%
Precio medio ponderado (€/MWh)	145,95	235,61	61%



RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución

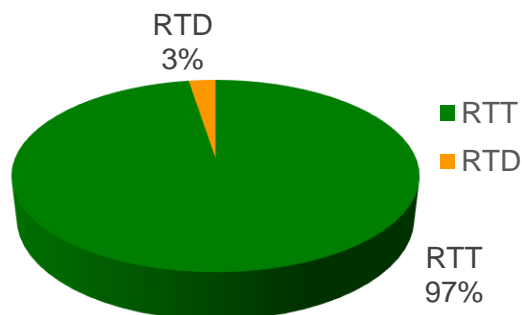




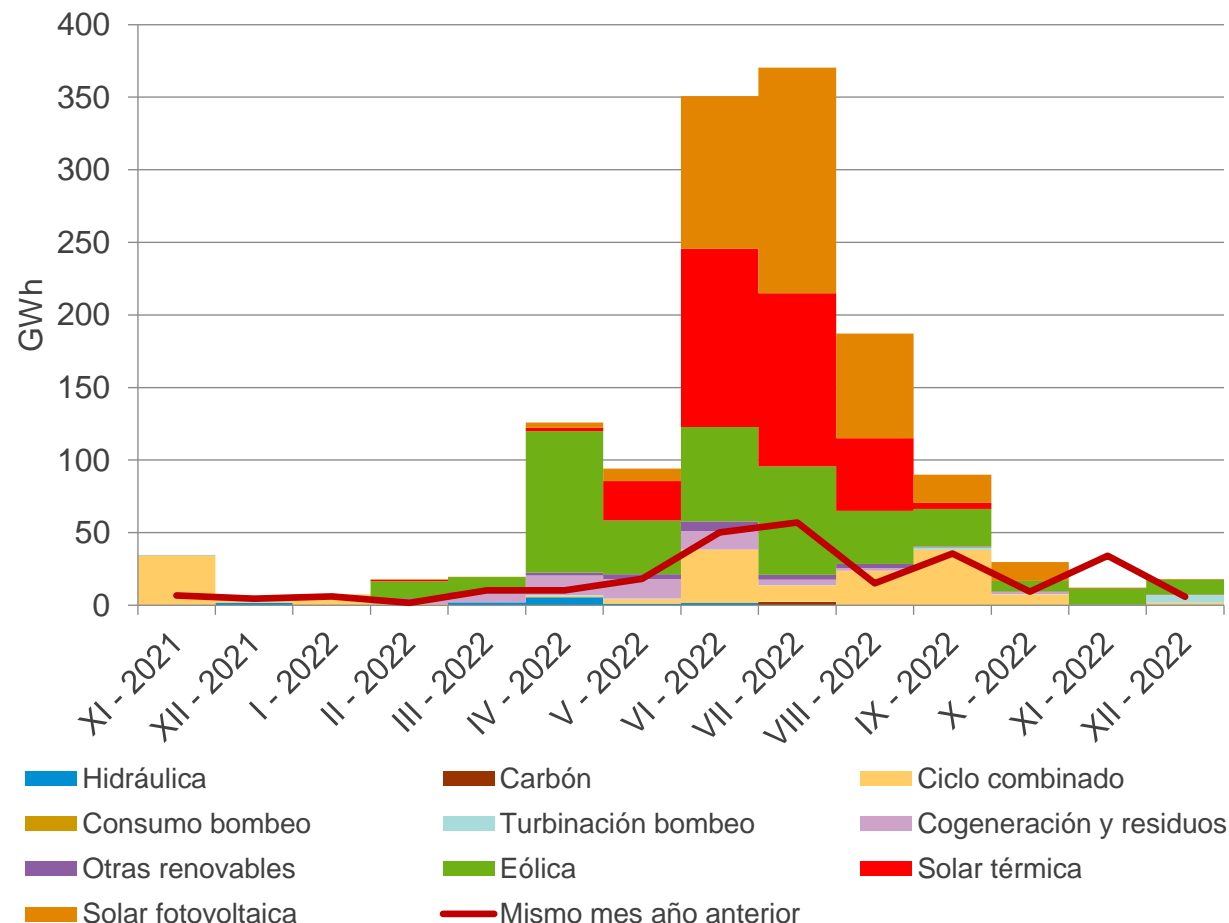
Fase I

Energía a Bajar (GWh)			
Valores acumulados	2021	2022	Δ (%)
Carbón	0	2	-
Ciclo combinado	146	131	-11%
Cogeneración y residuos	3	59	1612%
Hidráulica	20	11	-45%
Eólica	70	388	457%
Turbinación bombeo	6	8	39%
Consumo bombeo	0,0	0	-
Otras renovables	0,3	21	7895%
Solar fotovoltaica	1,3	378	29236%
Solar térmica	6,1	327	5219%
Total	253	1.325	424%
Precio medio ponderado (€/MWh)	88,97	146,84	65%

RRTT PDBF A BAJAR

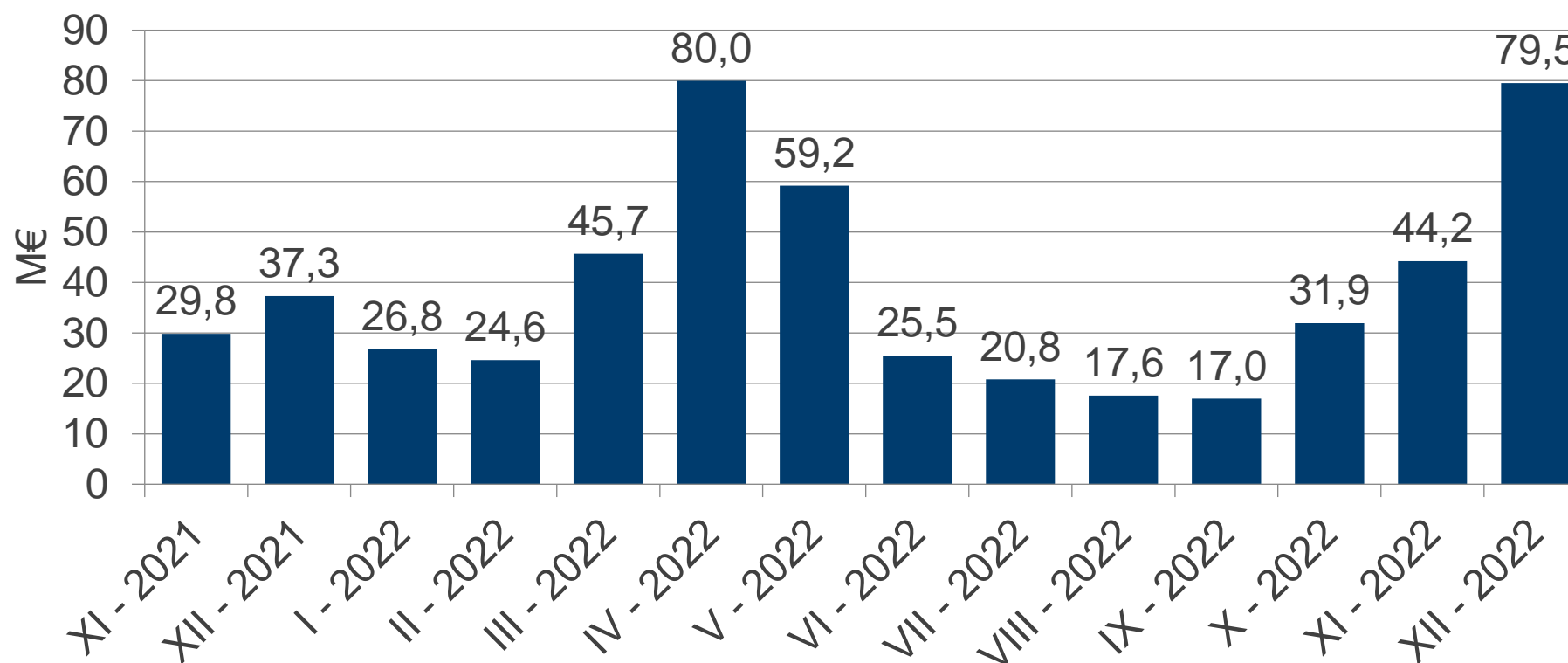


RRTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución



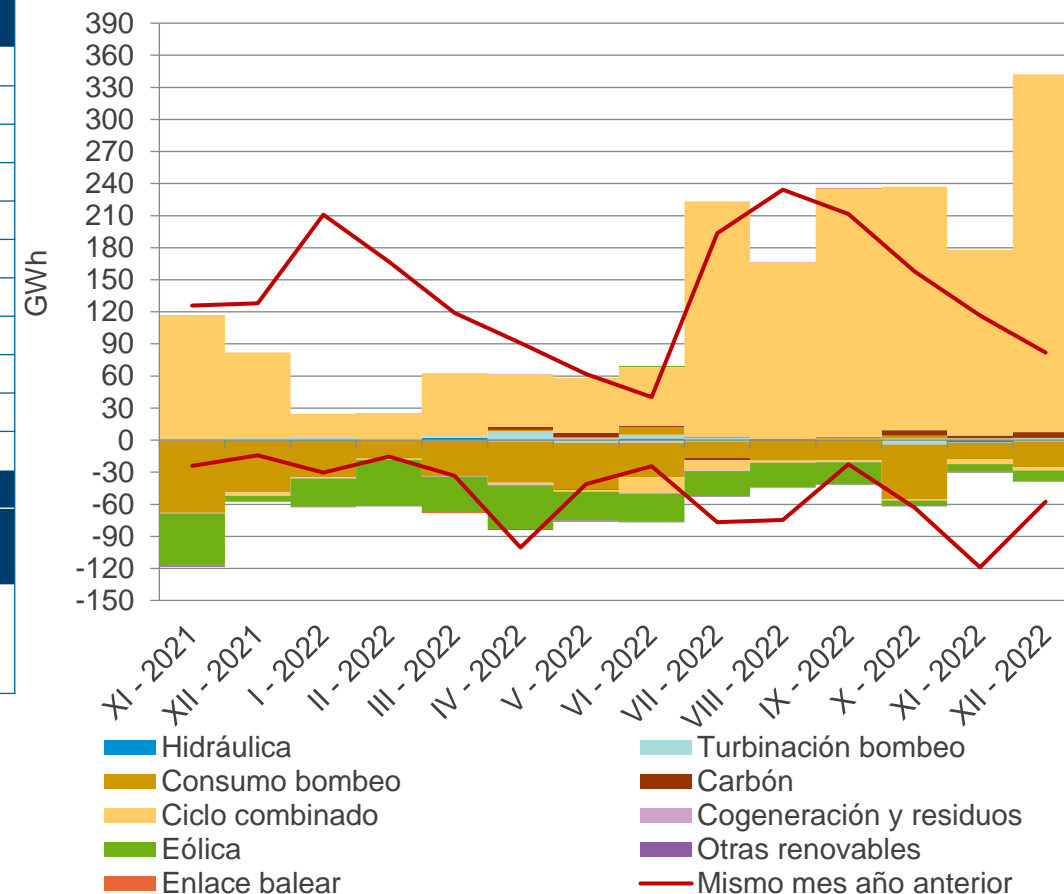
Coste

Coste (M€)	2021	2022	Δ (%)
Noviembre	29,8	44,2	48,3%
Diciembre	37,3	79,5	113,2%
Coste medio mensual	37,0	39,4	6,5%

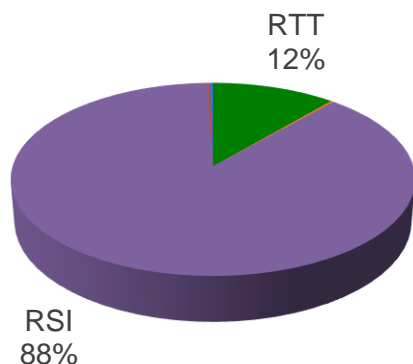




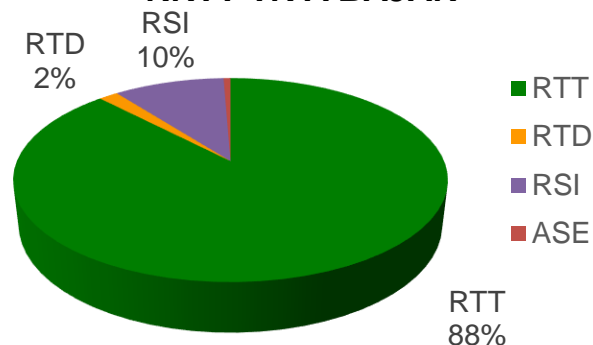
Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2021	2022	Δ (%)	2021	2022	Δ (%)
Hidráulica	0,7	6,1	772%	3,4	4,6	35%
Carbón	23,5	20,9	-11%	0,0	2,5	-
Ciclo combinado	1.606,2	1.615,0	1%	20,4	41,2	102%
Turbinación bombeo	37,1	24,9	-33%	5,0	11,5	133%
Consumo bombeo	17,6	15,5	-12%	313,4	342,4	9%
Cogeneración y residuos	0,1	0,0	-100%	8,8	4,9	-45%
Eólica	0,0	0,0	-	288,8	286,9	-1%
Solar térmica	0,0	0,0	-	9,2	17,4	90%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	3,6	24,8	594%
Otras renovables	0,0	0,0	-	5,1	4,7	-9%
Enlace balear	0,6	0,9	55%	0,2	0,2	19%
Total	1.685,7	1.683,3	0%	657,8	741,1	13%
Precio medio ponderado (€/MWh)	269,44	522,27	94%	50,17	59,38	18%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	4,4	-	1,0	0,0	-100%



RRTT TR A SUBIR



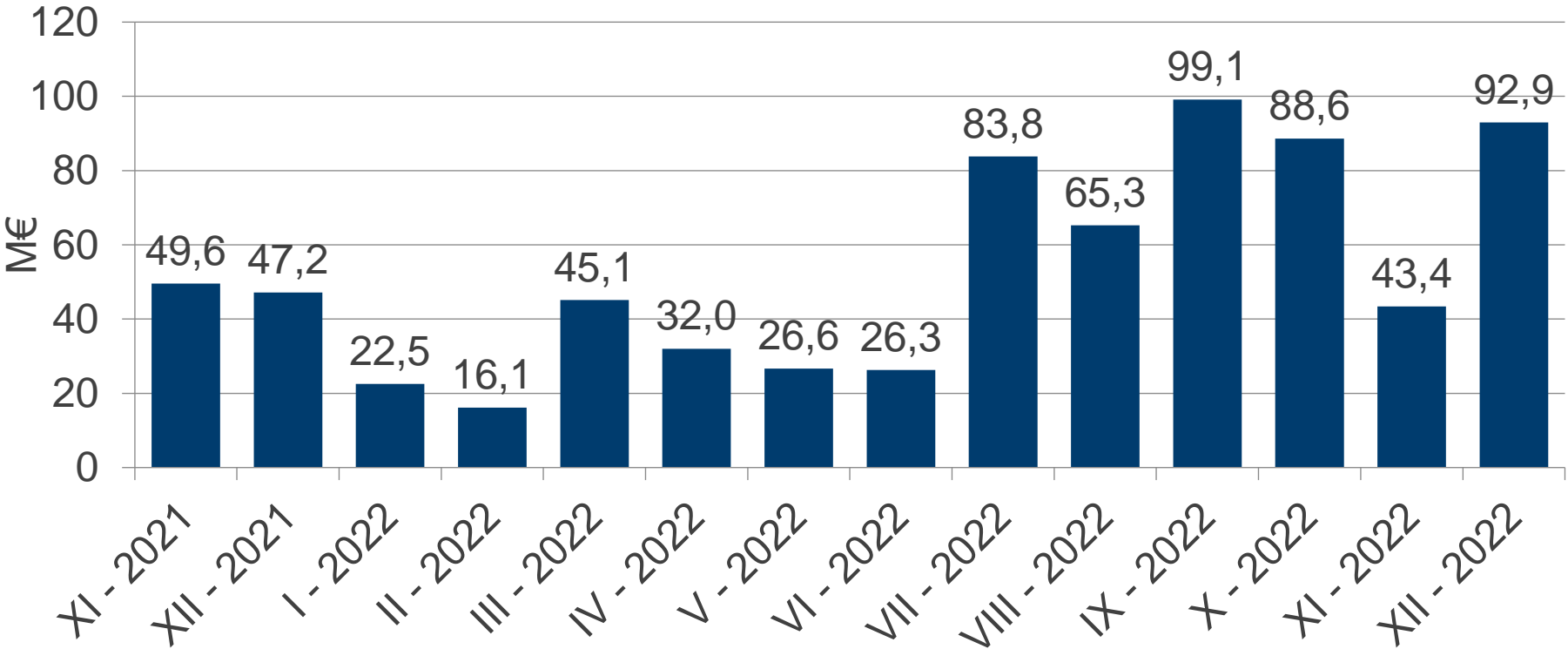
RRTT TR A BAJAR



RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución
RSI: Reserva Potencia a Subir Insuficiente
ASE: Control Desvíos Área Síncrona Europa Continental

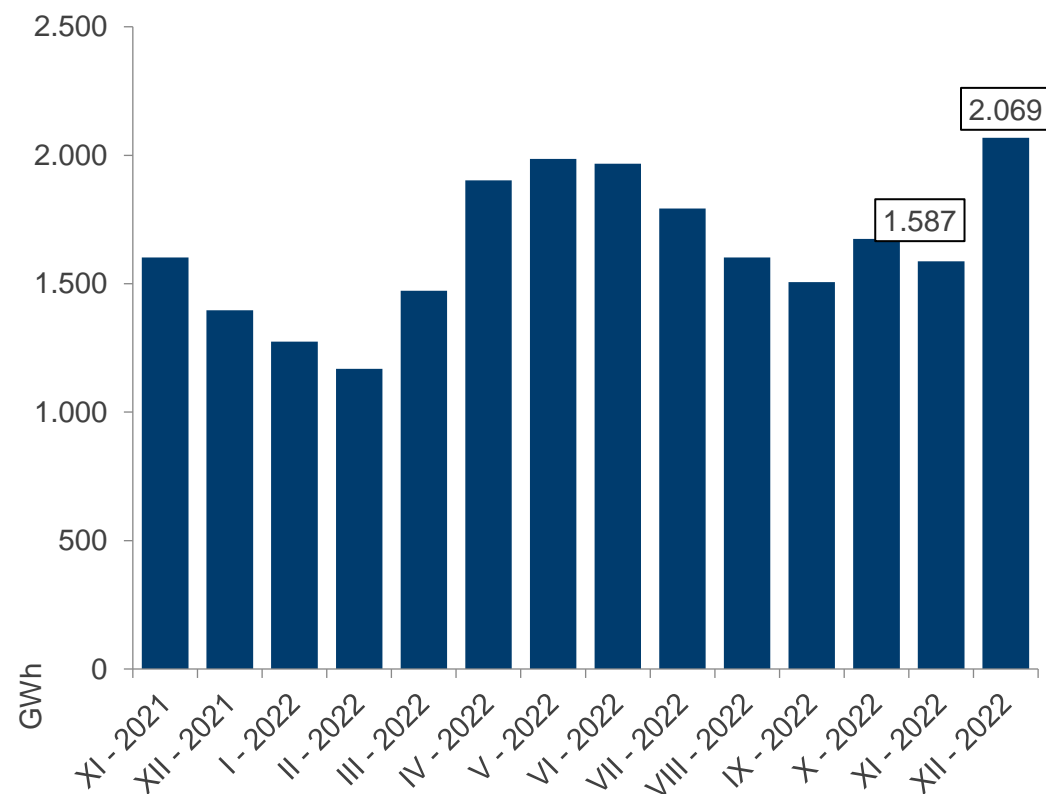
Coste

Coste (M€)	2021	2022	Δ (%)
Noviembre	49,6	43,4	-12,4%
Diciembre	47,2	92,9	97,1%
Coste medio mensual	23,4	53,5	128,5%

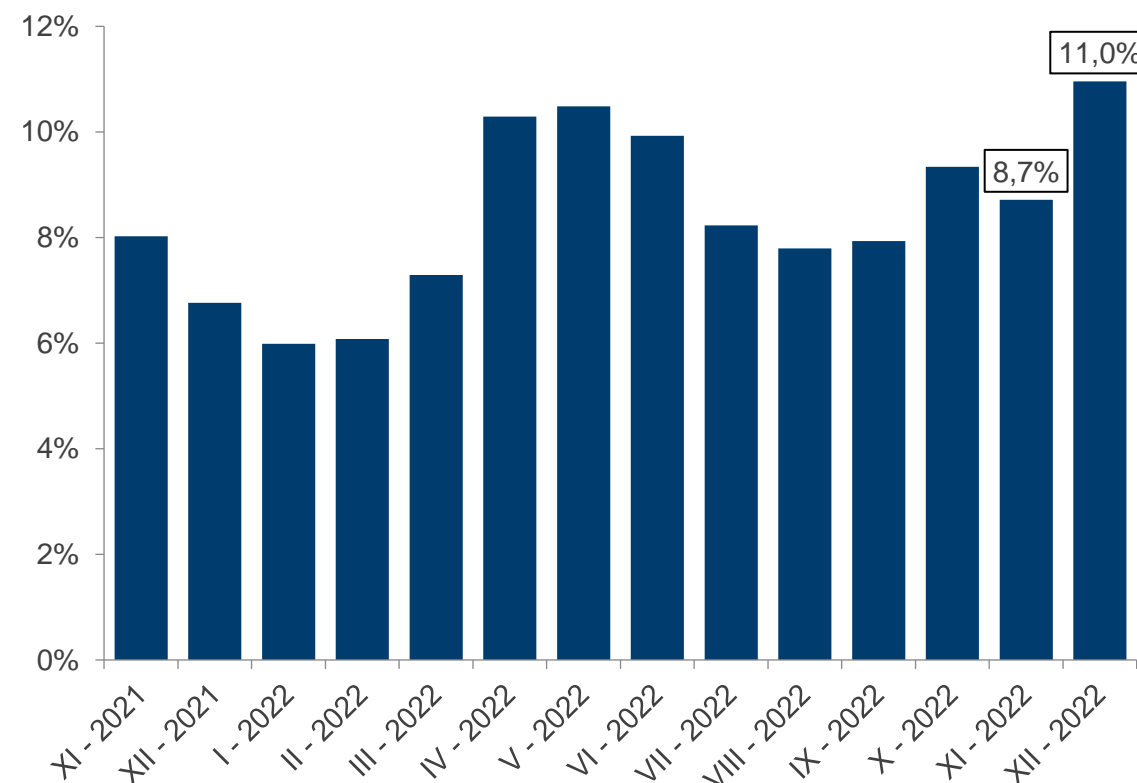


Energía utilizada para gestión de SAS

RRTT PDBF + RRTT TR + RR⁽¹⁾ + REG. TERCIARIA⁽²⁾ + REG. SECUNDARIA + SECUNDARIA EVITADA (IGCC)



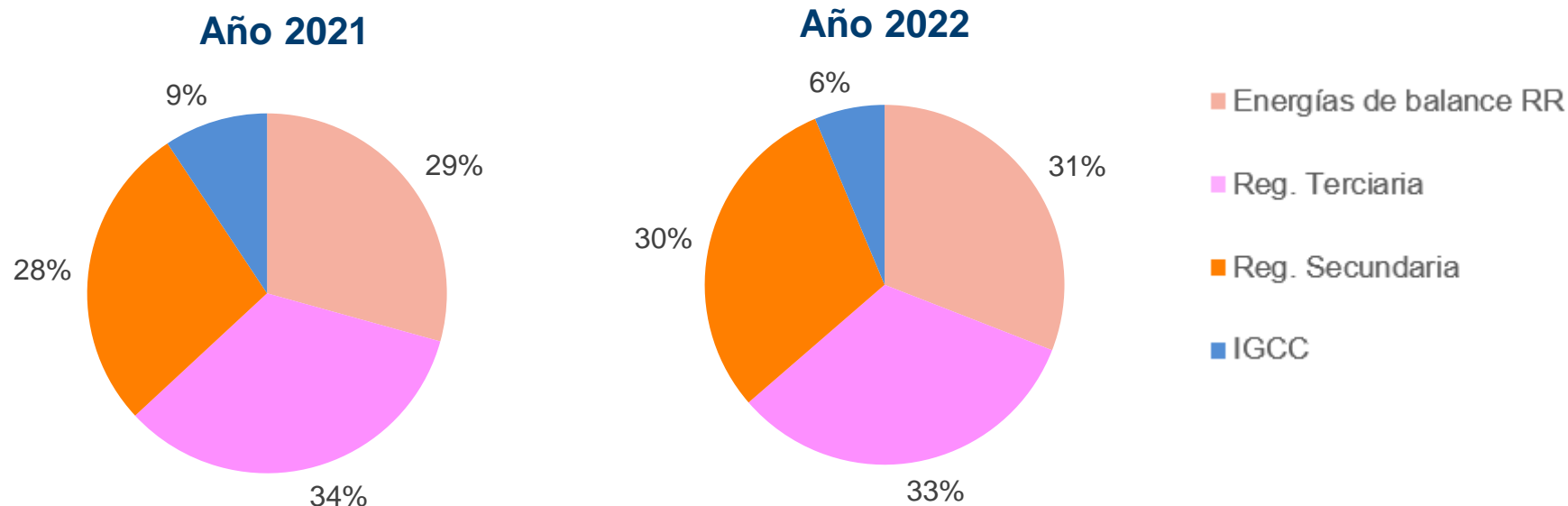
Energía de SAS respecto a Demanda Total Servida (%)



⁽¹⁾ Necesidades de balance del SEE cubiertas mediante la plataforma LIBRA del proyecto europeo TERRE

⁽²⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022

Valores acumulados	Año 2021	Año 2022	Diferencia 2022 c/r 2021
Energías de balance RR ⁽¹⁾	3.020	3.590	19%
Reg. Terciaria ⁽²⁾	3.482	3.799	9%
Reg. Secundaria	2.840	3.487	23%
IGCC	962	733	-24%
Total (GWh)	10.305	11.610	12,7%



⁽¹⁾ Necesidades de balance del SEE cubiertas mediante la plataforma LIBRA del proyecto europeo TERRE

⁽²⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, desde la puesta en servicio de la Programación QH el 24 de mayo de 2022

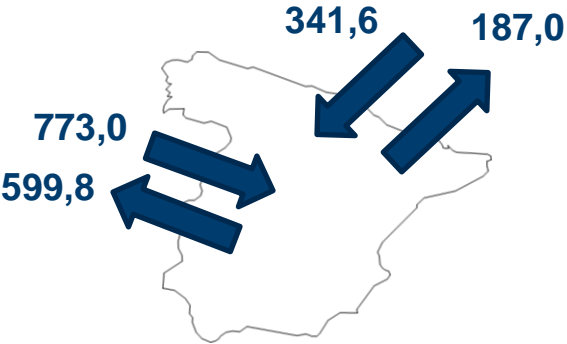


Asignaciones de energías de balance de tipo RR

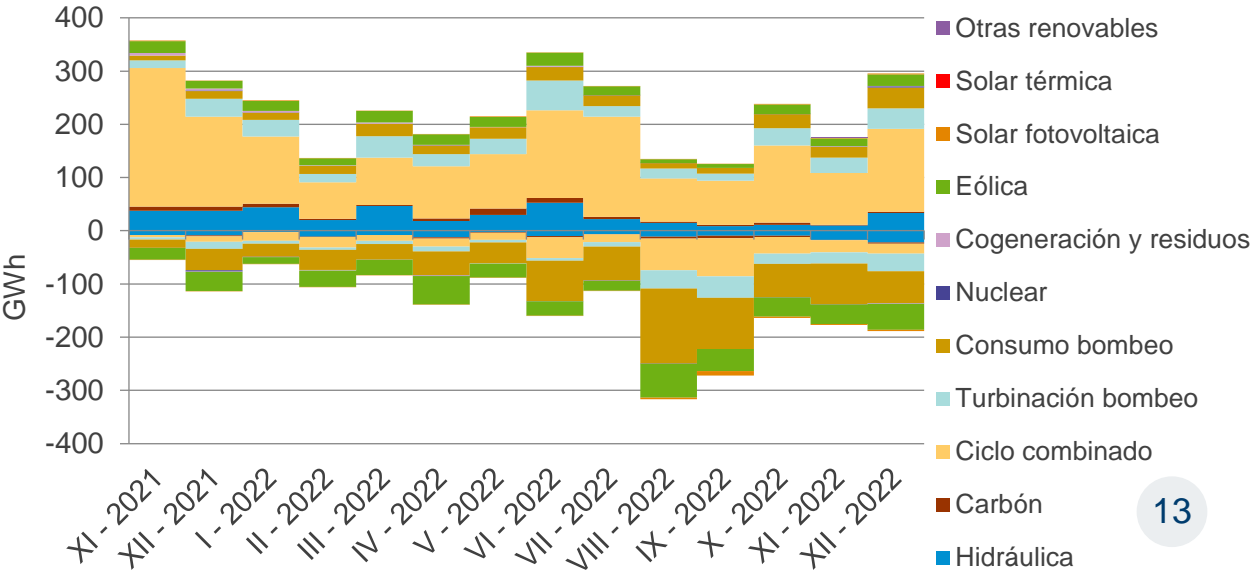
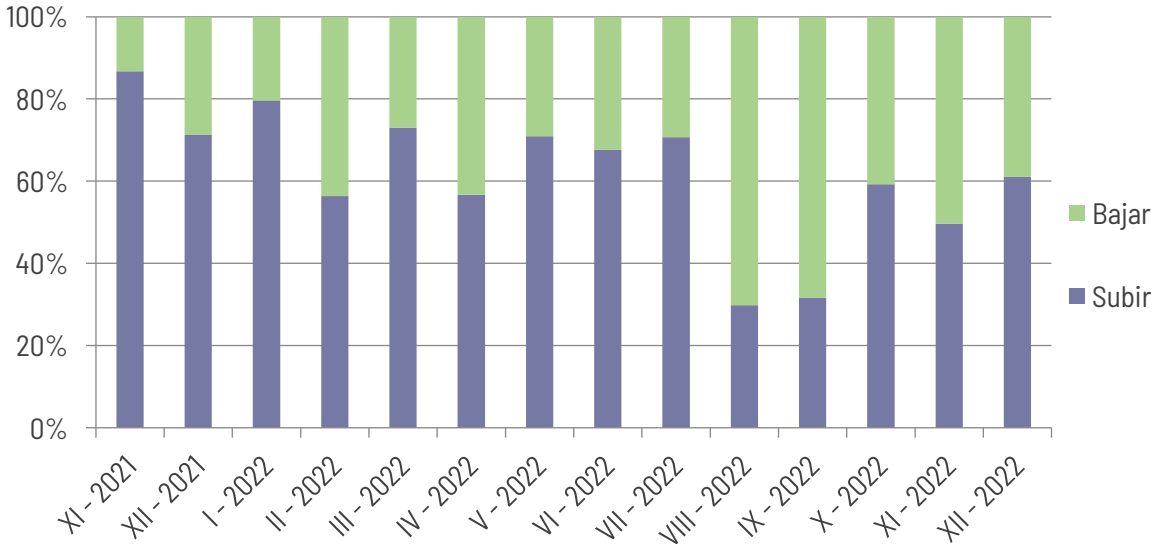
Valores acumulados	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2021	2022	Δ (%)	2021	2022	Δ (%)
Hidráulica	349	312	-11%	205	121	-41%
Turbinación bombeo	188	347	85%	113	191	69%
Consumo bombeo	136	242	78%	335	754	125%
Carbón	43	53	23%	9	21	133%
Ciclo combinado	1480	1399	-5%	142	333	135%
Nuclear	4	4	0%	7	2	-71%
Cogeneración y residuos	37	12	-68%	7	5	-29%
Eólica	140	202	44%	327	424	30%
Solar fotovoltaica	2	8	300%	2	19	850%
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Demanda	0	0	-	0	0	-
Total	2.379	2.579	8%	1.147	1.870	63%
Necesidades cubiertas	609	332	-46%	85	248	192%
PMP Necesidades cubiertas (€/MWh)	144,25	217,56	51%	70,18	87,00	24%

red eléctrica

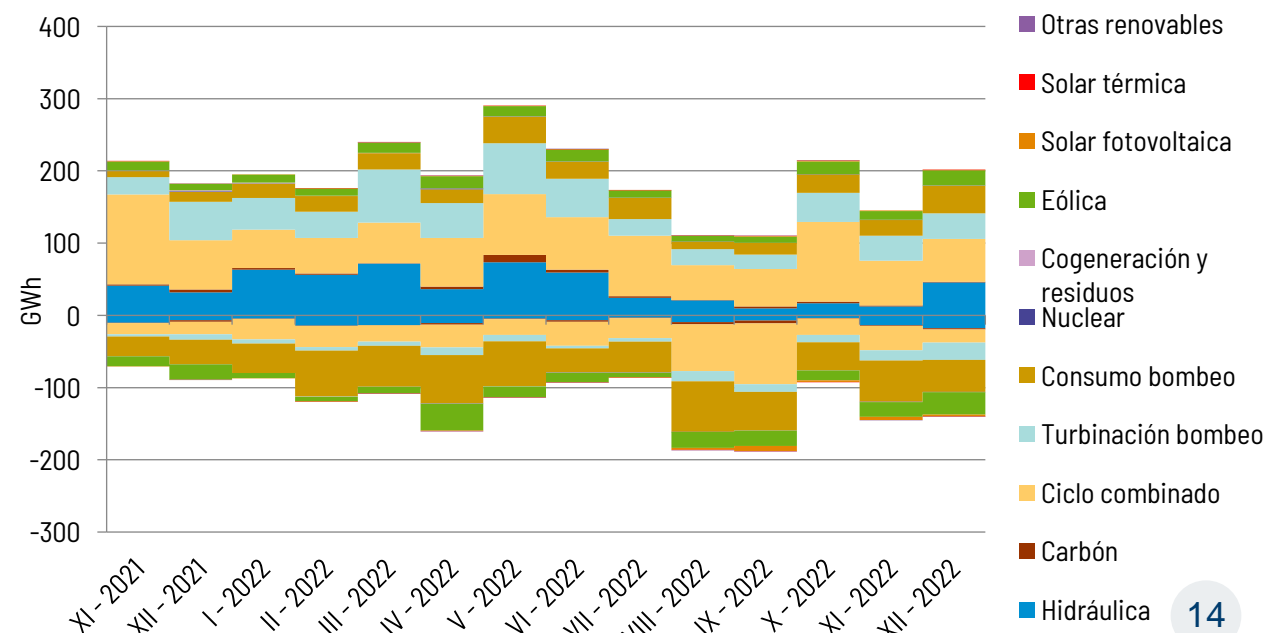
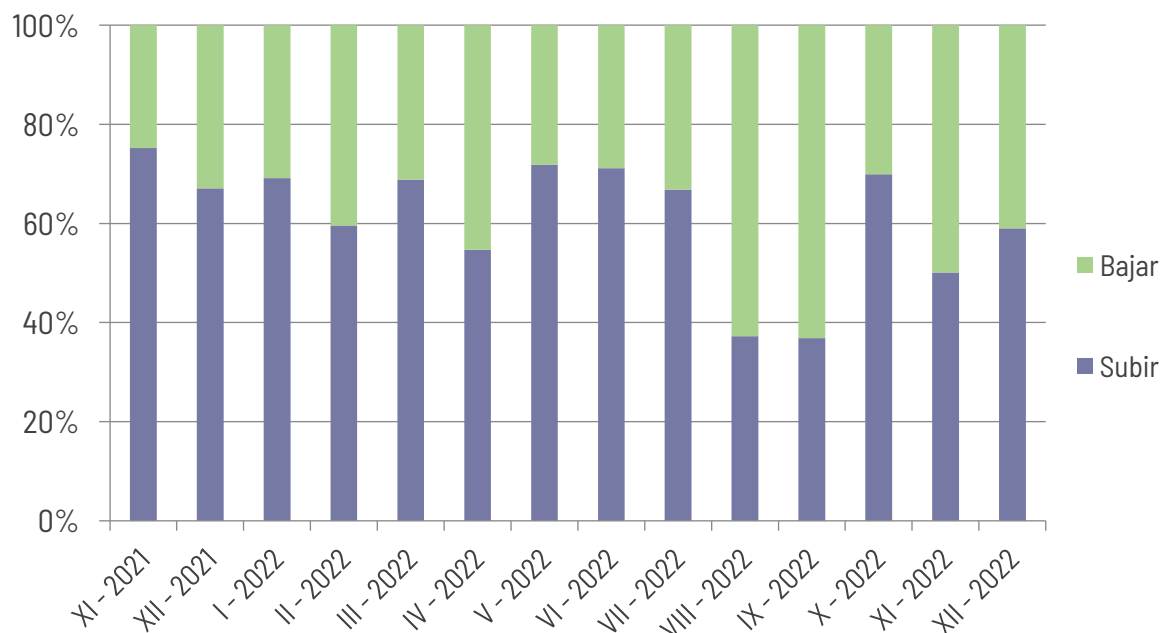
Intercambios en frontera (GWh)			
	2021	2022	Δ (%)
Exportación	784,2	786,7	0%
Importación	867,4	1.114,6	28%



PMP asignación (€/MWh)		
2021	2022	Δ (%)
123,36	171,14	38%



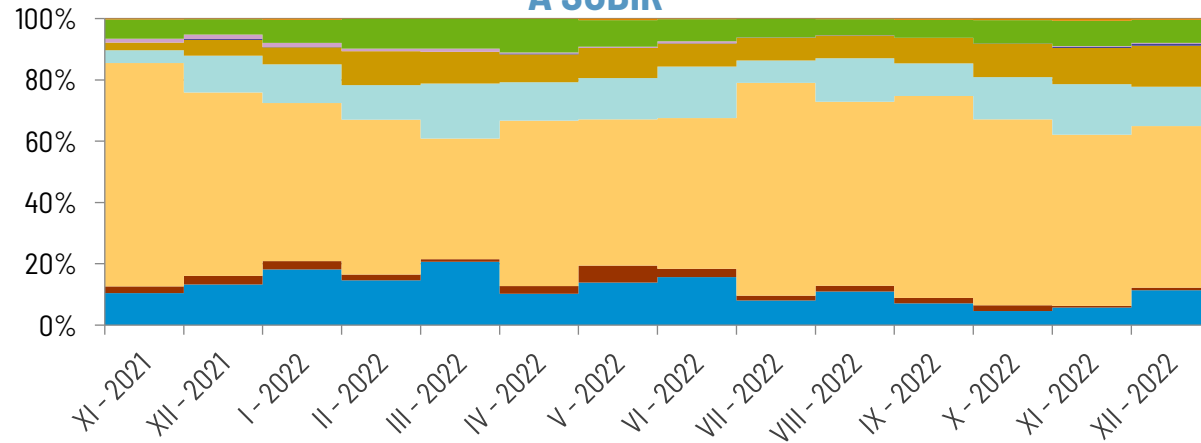
Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2021	2022	Δ (%)	2021	2022	Δ (%)
Hidráulica	485	491	1%	207	108	-48%
Turbinación bombeo	378	500	32%	111	118	6%
Consumo bombeo	133	286	115%	524	629	20%
Carbón	26	31	19%	8	18	125%
Ciclo combinado	1003	799	-20%	195	417	114%
Nuclear	2	3	50%	1	1	0%
Cogeneración y residuos	8	3	-63%	4	1	-75%
Eólica	122	160	31%	272	204	-25%
Solar fotovoltaica	1	6	500%	0	20	-
Solar térmica	0	2	-	0	2	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Total	2158	2281	6%	1322	1.518	15%
Precio medio ponderado (€/MWh)	137,43	243,50	77%	59,10	89,62	52%



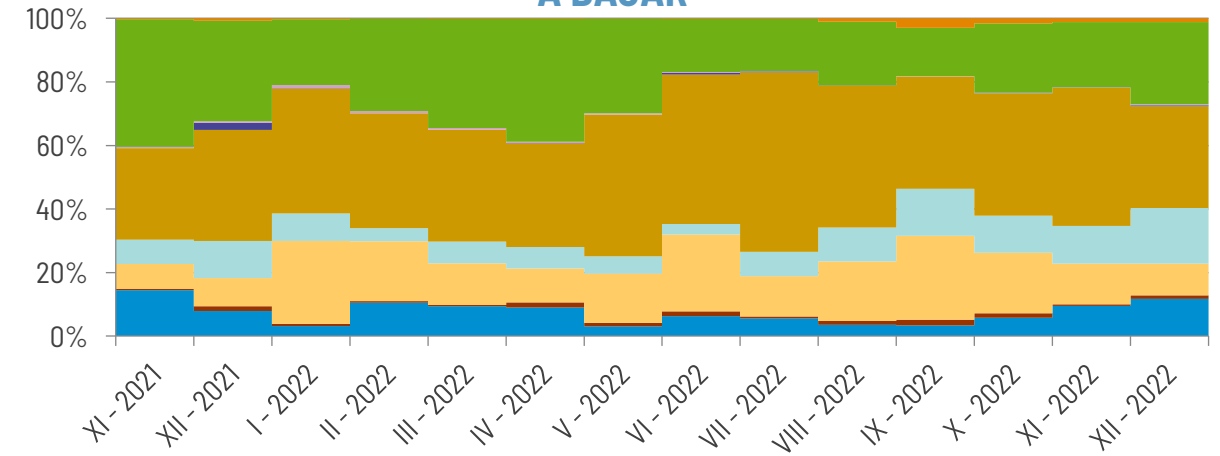
⁽¹⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022

Energías de balance RR

A SUBIR

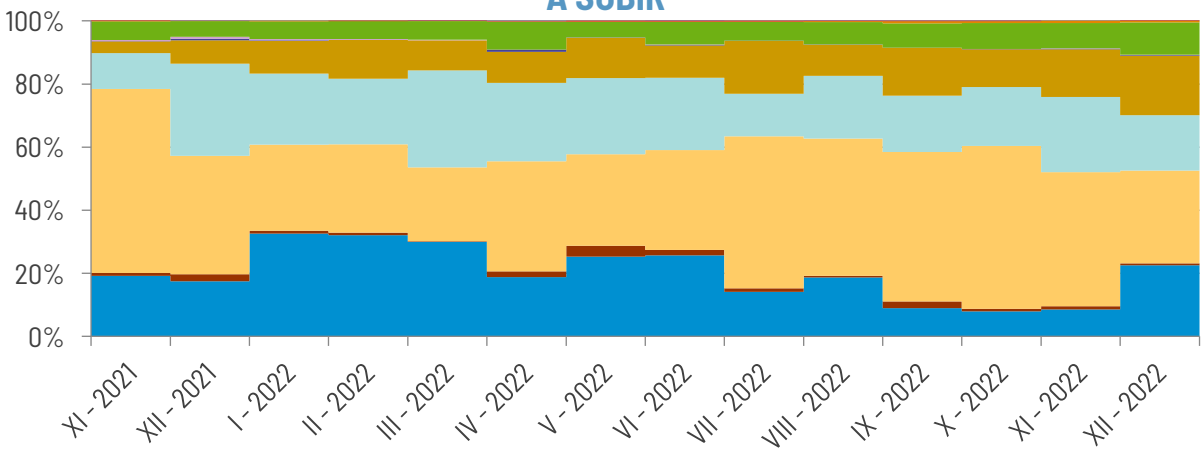


A BAJAR

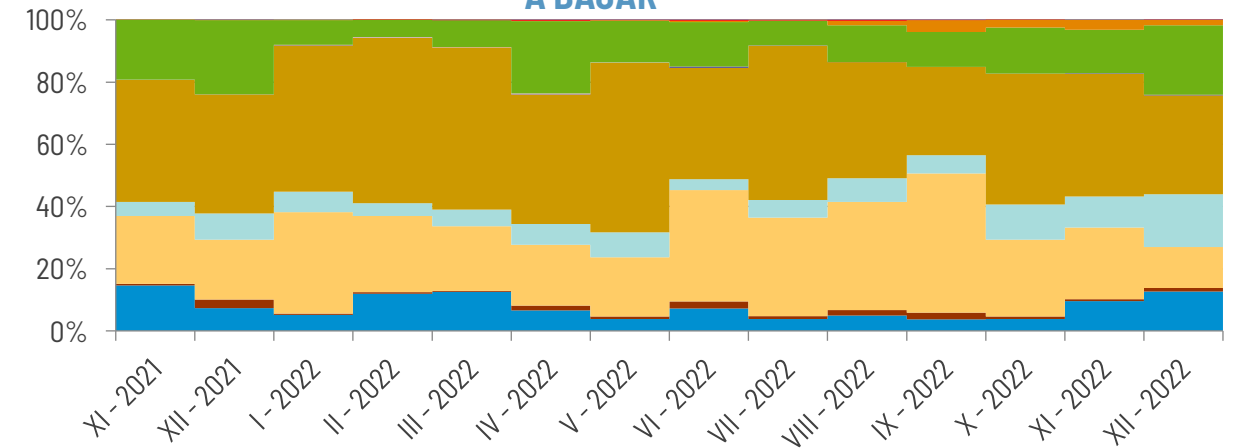


Regulación Terciaria

A SUBIR

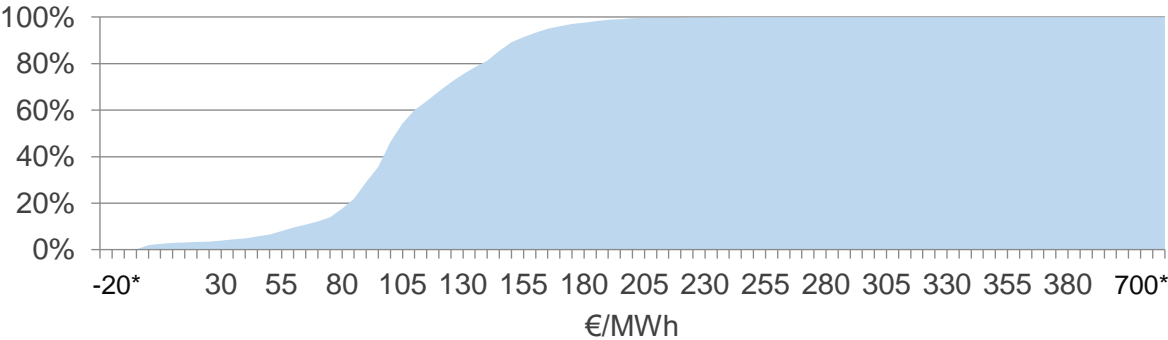


A BAJAR



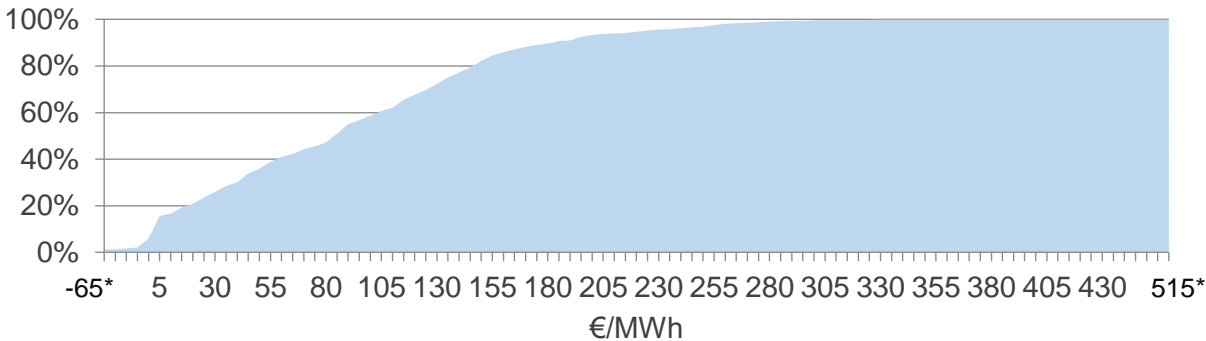
Energías de balance RR

2022 Noviembre



Precio Máx. Asig. RR = 689,94 €/MWh (19/11/2022 22:00)
Precio Mín. Asig. RR = -14,00 €/MWh (06/11/2022 09:45)

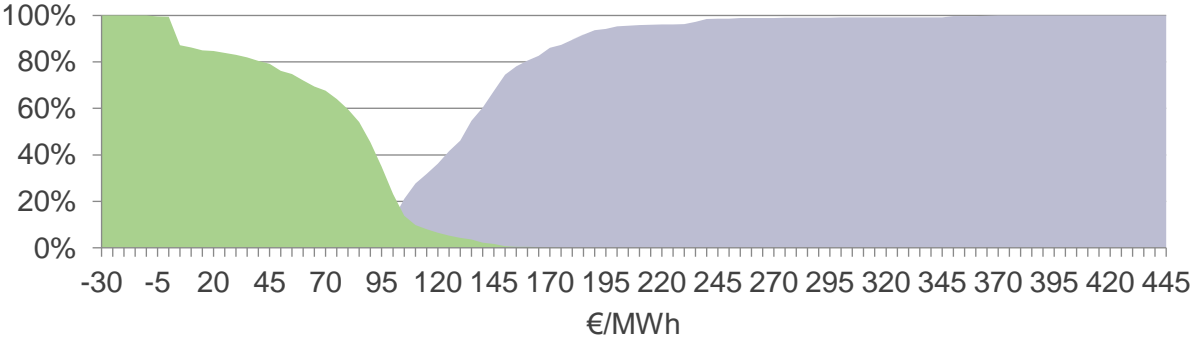
2022 Diciembre



Precio Máx. Asig. RR = 510,78 €/MWh (16/12/2022 03:15)
Precio Mín. Asig. RR = -62,00 €/MWh (31/12/2022 05:00)

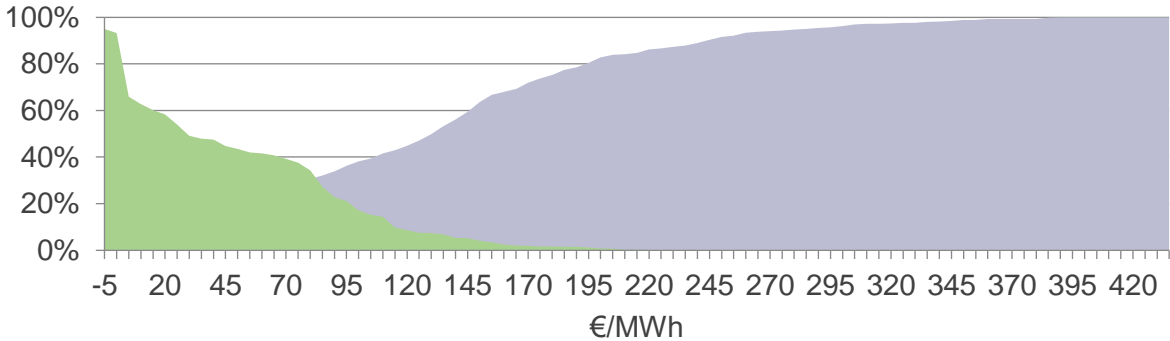
Regulación Terciaria⁽¹⁾

2022 Noviembre



Precio Máx. Subir = 443,80 €/MWh (06/11/2022 18:45)
Precio Mín. Bajar = -26,00 €/MWh (06/11/2022 09:45)

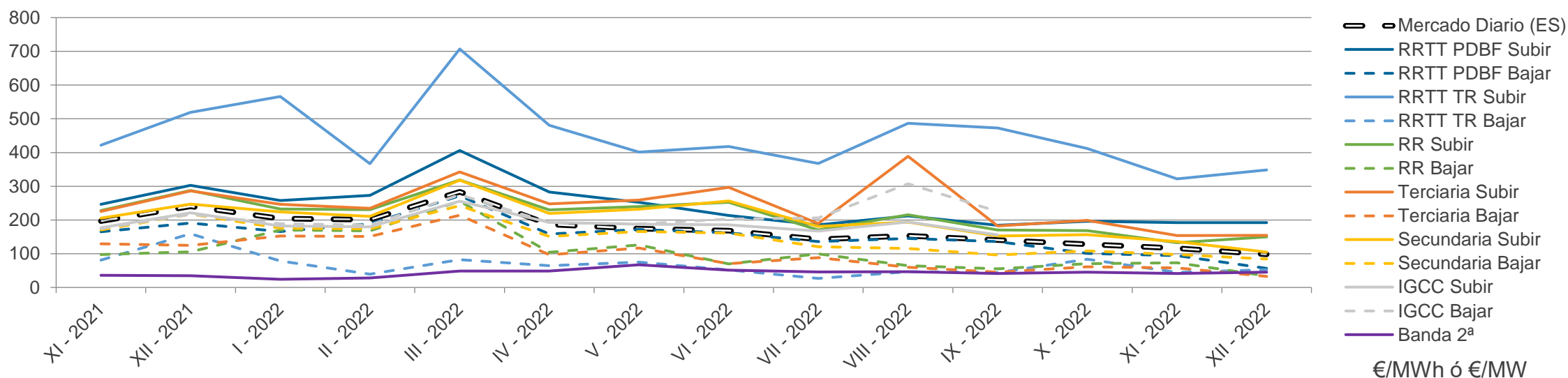
2022 Diciembre



Precio Máx. Subir = 425,00 €/MWh (06/12/2022 17:45)
Precio Mín. Bajar = 0,00 €/MWh (10/12/2022 02:30)

⁽¹⁾ Precios de Regulación terciaria por activación programada

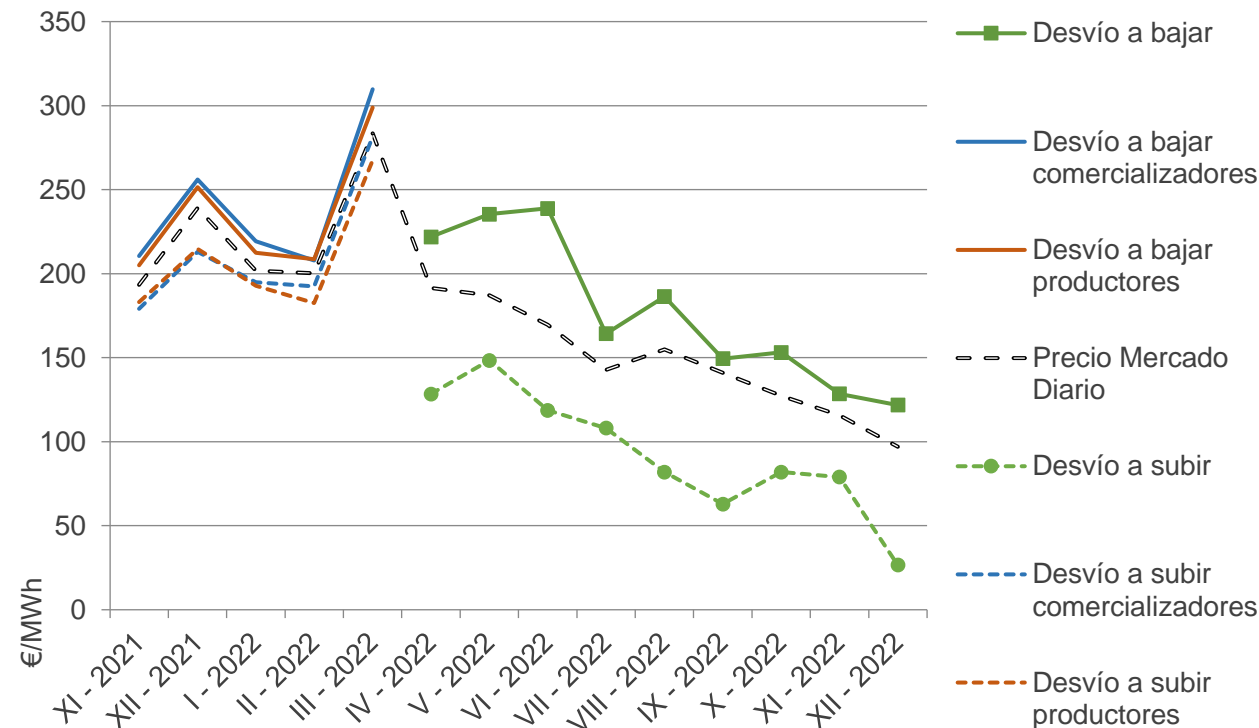
€/MWh ó €/MW	XI - 2021	XII - 2021	I - 2022	II - 2022	III - 2022	IV - 2022	V - 2022	VI - 2022	VII - 2022	VIII - 2022	IX - 2022	X - 2022	XI - 2022	XII - 2022
Mercado Diario (ES)	197,11	240,82	204,28	200,66	283,49	186,76	174,75	168,19	142,44	153,60	140,72	128,20	116,08	98,55
RRTT PDBF Subir	246,64	302,73	257,71	272,83	406,22	283,20	252,48	213,49	185,95	212,27	184,29	196,01	192,50	192,49
RRTT PDBF Bajar	165,39	191,19	165,90	189,25	271,96	158,38	171,77	162,01	136,40	145,58	136,40	101,24	94,41	56,72
RRTT TR Subir	422,02	519,20	565,90	367,21	707,26	480,70	401,25	417,63	367,58	487,00	472,56	411,82	321,73	348,22
RRTT TR Bajar	81,20	159,17	78,22	39,44	82,25	64,31	75,40	52,01	26,91	47,09	44,34	83,71	44,90	52,68
RR Subir	227,96	287,86	232,66	230,70	318,69	229,73	240,01	252,50	170,53	215,50	170,20	168,38	133,05	149,78
RR Bajar	97,50	105,38	170,30	167,77	255,86	104,02	126,02	70,15	99,37	64,67	55,45	70,36	73,42	33,95
Terciaria Subir	225,28	286,18	246,25	234,65	342,67	248,18	258,98	296,75	189,83	388,62	182,33	198,77	153,99	154,75
Terciaria Bajar	129,24	124,57	152,44	151,39	214,24	97,35	117,15	70,44	88,36	60,19	45,45	61,55	57,88	33,02
Secundaria Subir	205,75	247,17	223,86	211,10	317,93	219,18	232,00	256,39	180,83	193,52	152,45	156,52	136,27	105,10
Secundaria Bajar	170,55	217,24	176,02	173,51	242,77	151,23	165,62	161,17	120,62	115,33	96,14	108,46	97,74	84,20
IGCC Subir	177,23	221,65	182,45	180,00	256,01	193,24	187,84	185,92	167,31	194,55	156,21			
IGCC Bajar	174,64	216,50	189,06	185,14	274,85	192,17	188,48	203,20	206,47	307,47	225,17			
Banda 2ª	35,95	35,18	24,03	28,19	49,05	49,01	67,34	51,34	46,13	47,10	41,53	45,26	41,46	45,47



⁽¹⁾ Las energías de balance de tipo RR e IGCC cuentan con un precio marginal único. El valor representado en la tabla corresponde al precio medio ponderado de la energía según el sentido de las energías cubiertas o energías evitadas del Sistema Eléctrico Español

red eléctrica

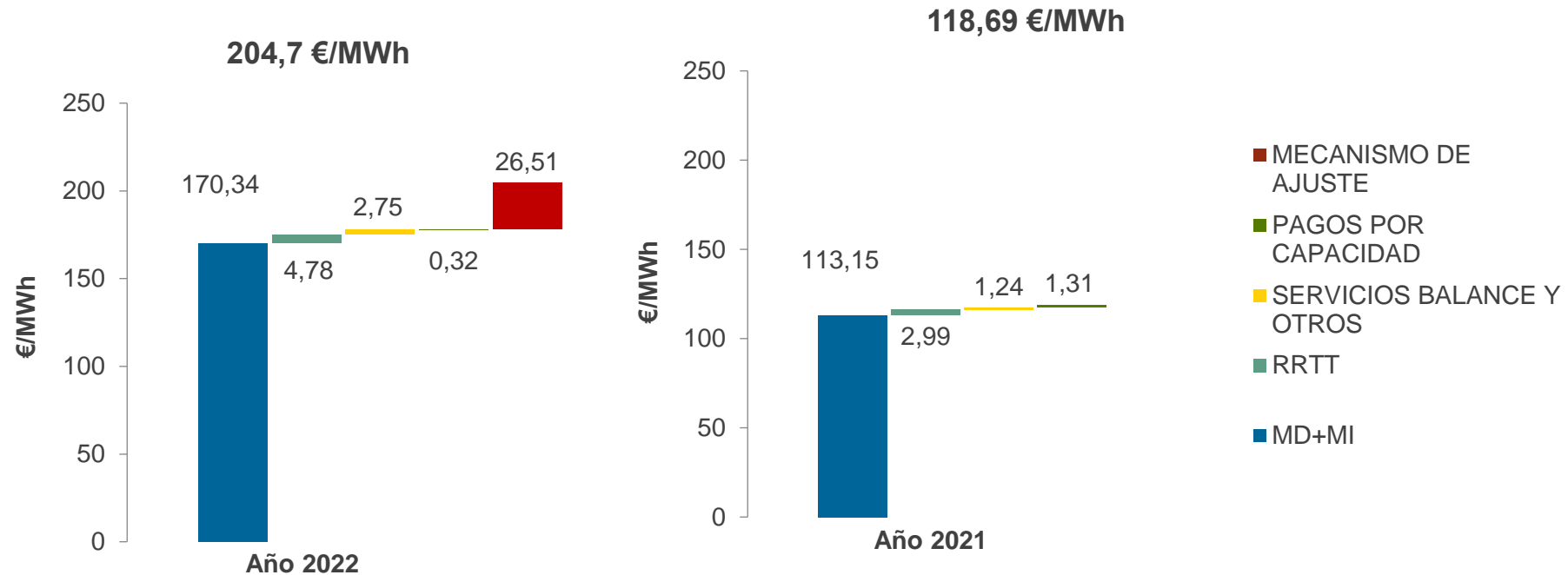
Month	Price (€/MWh)
XI - 2021	1,60
XII - 2021	1,50
I - 2022	1,02
II - 2022	1,20
III - 2022	2,16
IV - 2022	2,17
V - 2022	3,03
VI - 2022	2,82
VII - 2022	2,47
VIII - 2022	2,64
IX - 2022	2,52
X - 2022	3,04
XI - 2022	2,57
XII - 2022	2,62



Subir: 26,57 €/MWh

(2) Desde el 1 de noviembre de 2022, la componente “Banda” incluye el coste por la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda. La componente “Servicio RAD” se corresponde con el ingreso de la demanda que participa en el servicio

Año 2022 vs. Año 2021



€/MWh	Año 2022	Año 2021	Variación %
MD+MI	170,34	113,15	51%
RRTT	4,78	2,99	60%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	2,75	1,24	122%
TOTAL SAS	7,53	4,23	78%
PAGOS CAP	0,32	1,31	-76%
MECANISMO DE AJUSTE	26,51	-	-
PFE	204,70	118,69	72%

(1) Desde el 1 de noviembre de 2022, la componente “Banda” incluye el coste por la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda. La componente “Servicio RAD” se corresponde con el ingreso de la demanda que participa en el servicio

(2) Desde el 15 de junio de 2022 se incluye el componente del Mecanismo de Ajuste establecido en el Real Decreto-ley 10/2022.

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit

red eléctrica

Una empresa de Redeia

Reunión Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Cobertura

Dirección de Operación

Enero, 2023

1. Evolución cobertura puntas demanda 2023
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC
4. Previsión Nuevas instalaciones

red eléctrica

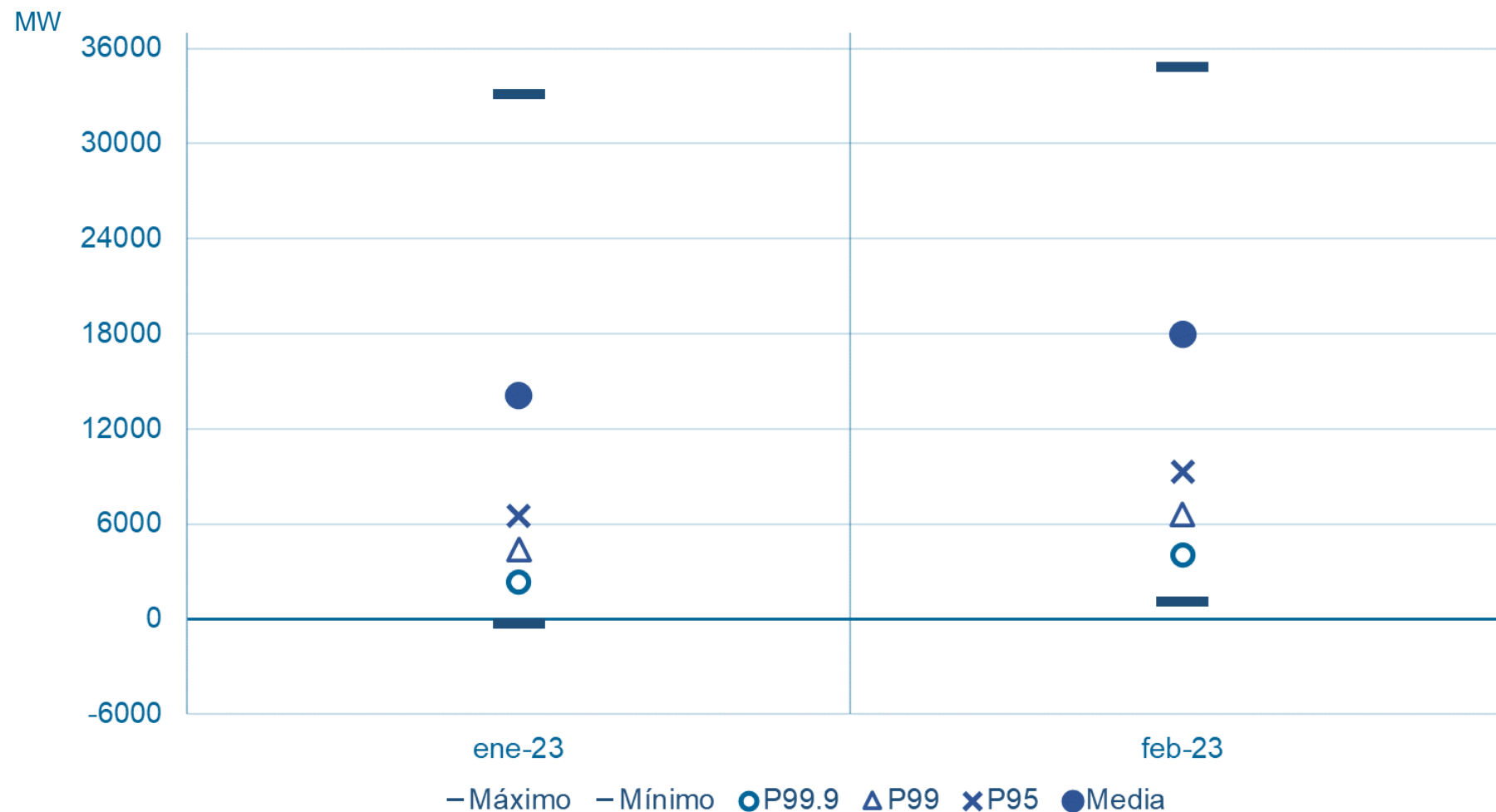


1. Evolución cobertura puntas demanda 2023



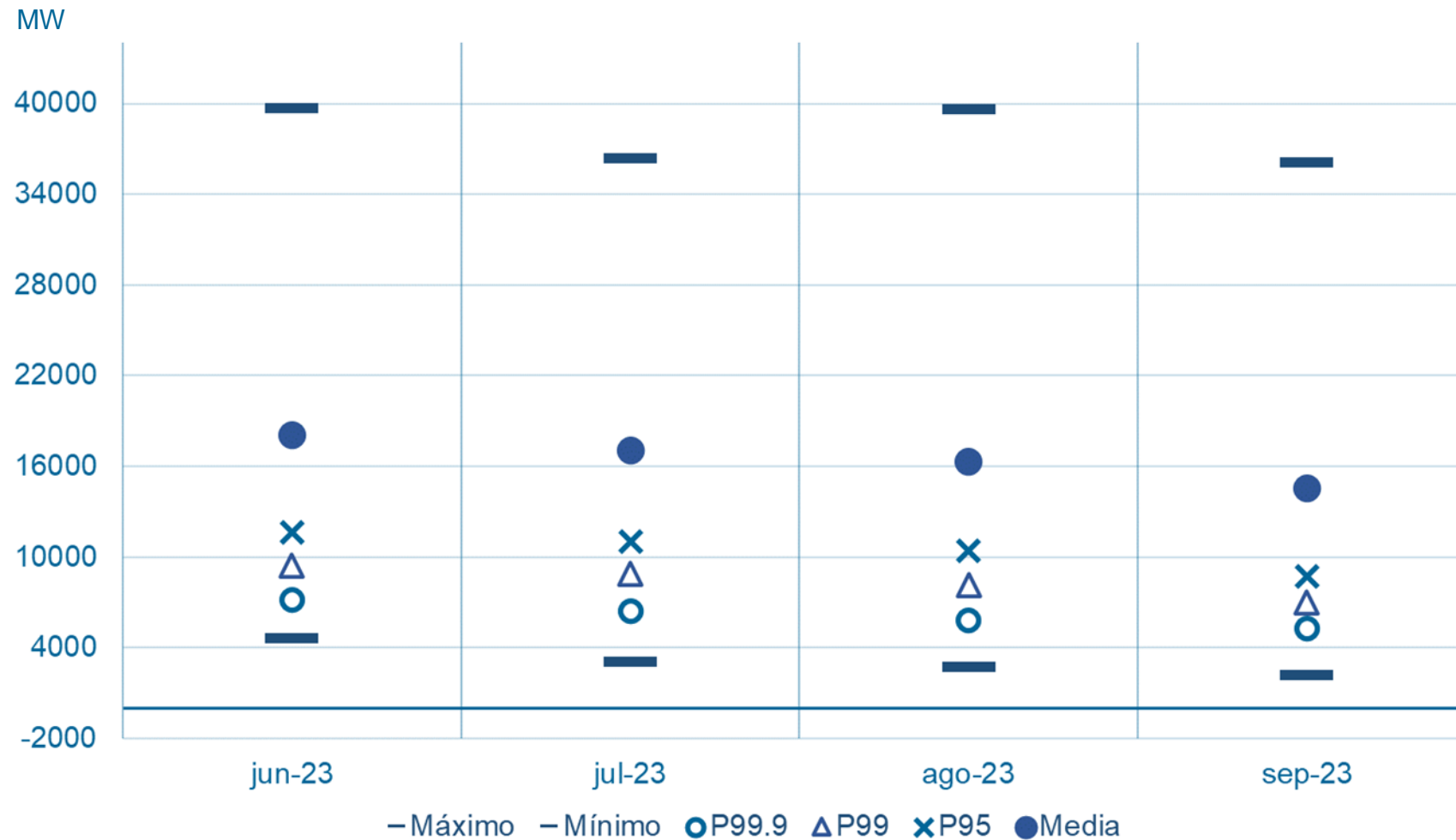
Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados **INVIERNO**

red eléctrica

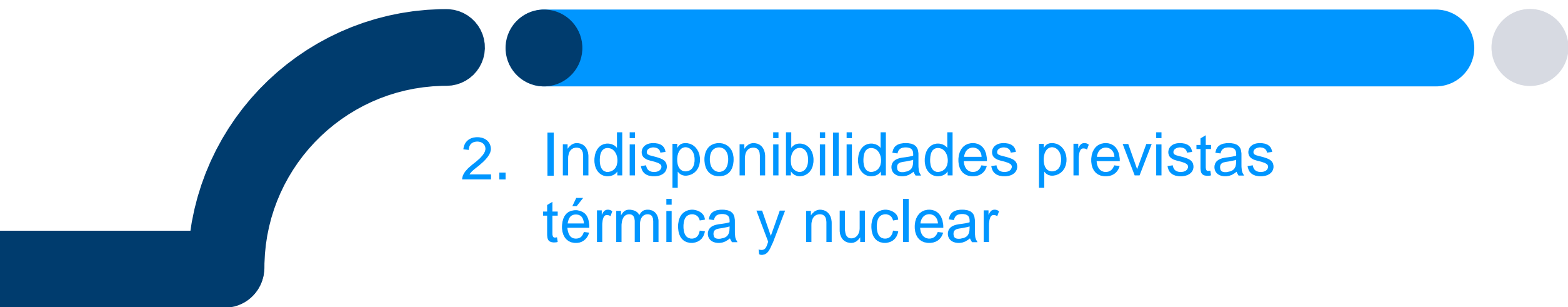


Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados VERANO

red eléctrica

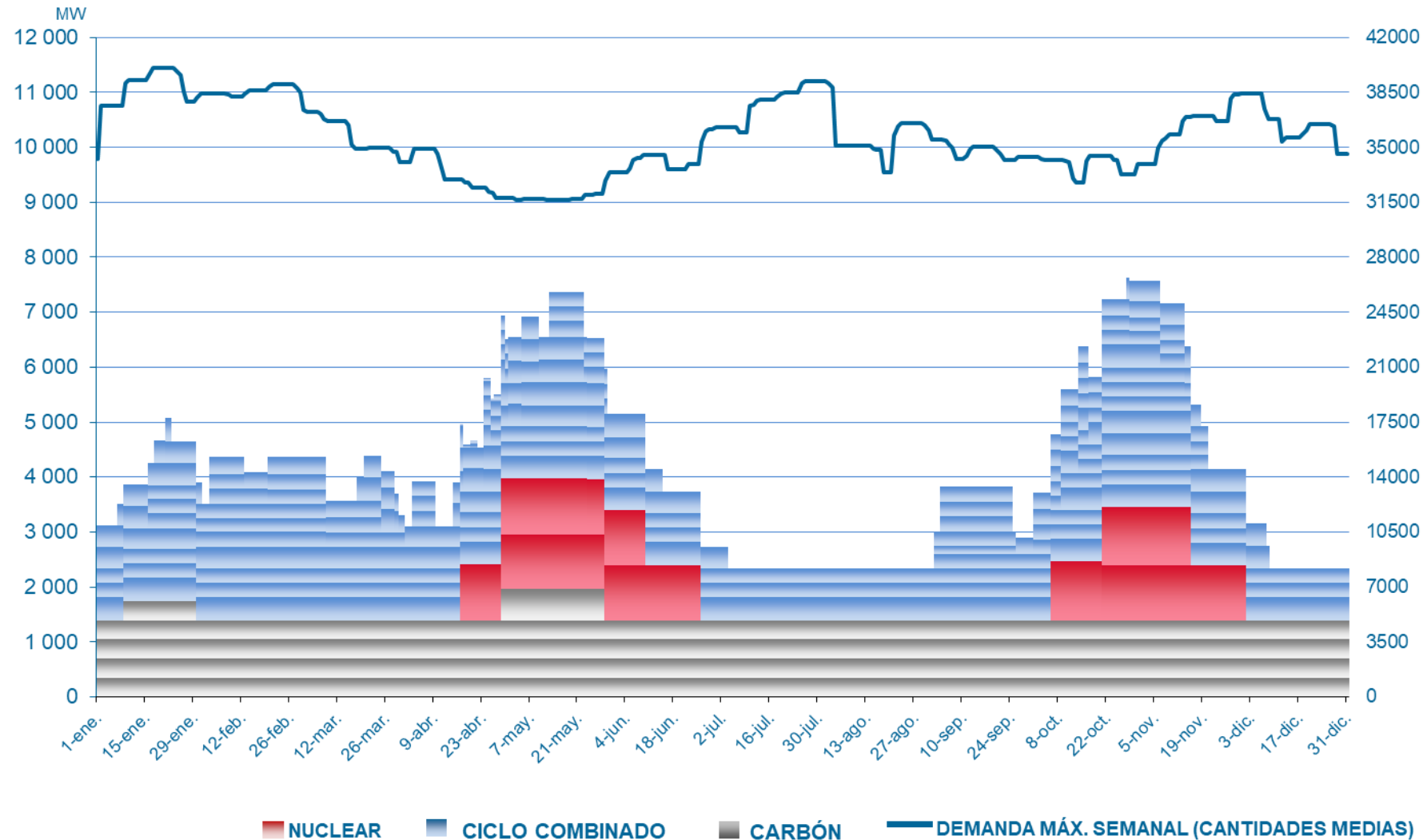


red eléctrica



2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

Enero 2023 – Diciembre 2023



red eléctrica



3. Indisponibilidades RdT influencia NTC

Indisponibilidades de red planificadas con posible influencia en la capacidad de intercambio

red eléctrica

(18 DE ENERO – 31 DE MARZO DEL 2023)



Reducción prevista	
	Reducción prevista <10%
	Reducción prevista < 30% y > 10%
	Reducción prevista > 30%

Semanas	P->E	E-> P
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		

NOTA: Análisis realizado de acuerdo a los cálculos de NTC mensual y trimestral.

red eléctrica



4. Previsión Nuevas instalaciones



Líneas	Provincia	Fecha
SE 220 kV BENAHAVÍS (1) (2) E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Ene-23
SE 220 kV EL SERRALLO (3) E/S LA PLANA-EL INGENIO	Castellón	Ene-23
SE 400 kV ARAÑUELO: nueva calle pos. Futura renovables (1)	Cáceres	Ene-23
SE 400 kV RUEDA JALÓN: pos. EVRE (1)	Zaragoza	Ene-23
SE 220 kV AVE ZARAGOZA: pos. CS AVE ZARAGOZA (1) (5)	Zaragoza	Ene-23
SE 400 kV FUENTES de la ALCARRÍA: Nueva pos. Futura renovables (4)	Guadalajara	Ene-23
SE 220 kV PUERTO REAL: nueva calle pos. Futura renovables	Cádiz	Ene-23

Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 220 kV SANTA ELVIRA: TRP1, 2 y 3 220/15 kV	63	Sevilla	Feb-23
SE 220 kV TORREVIEJA: TRP-2 220/20 kV	50	Alicante	Feb-23
SE 220 kV ALDAIA: TRP-2 220/20 kV	50	Valencia	Feb-23
SE 220 kV BENAHAVÍS: TRP-1 220/66 kV	120	Málaga	Feb-23

- (1) Evacuación renovables
- (2) Nueva SE 220 kV Benahavís
- (3) Nueva SE 220 kV El Serrallo
- (4) Completar calle
- (5) Desaparece L-220 kV AVE ZARAGOZA-ACAMPO ARIAS (no RE)

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit

red eléctrica

Una empresa de Redeia



CTSOSEI
Novedades regulatorias

Madrid, 18 de enero de 2023

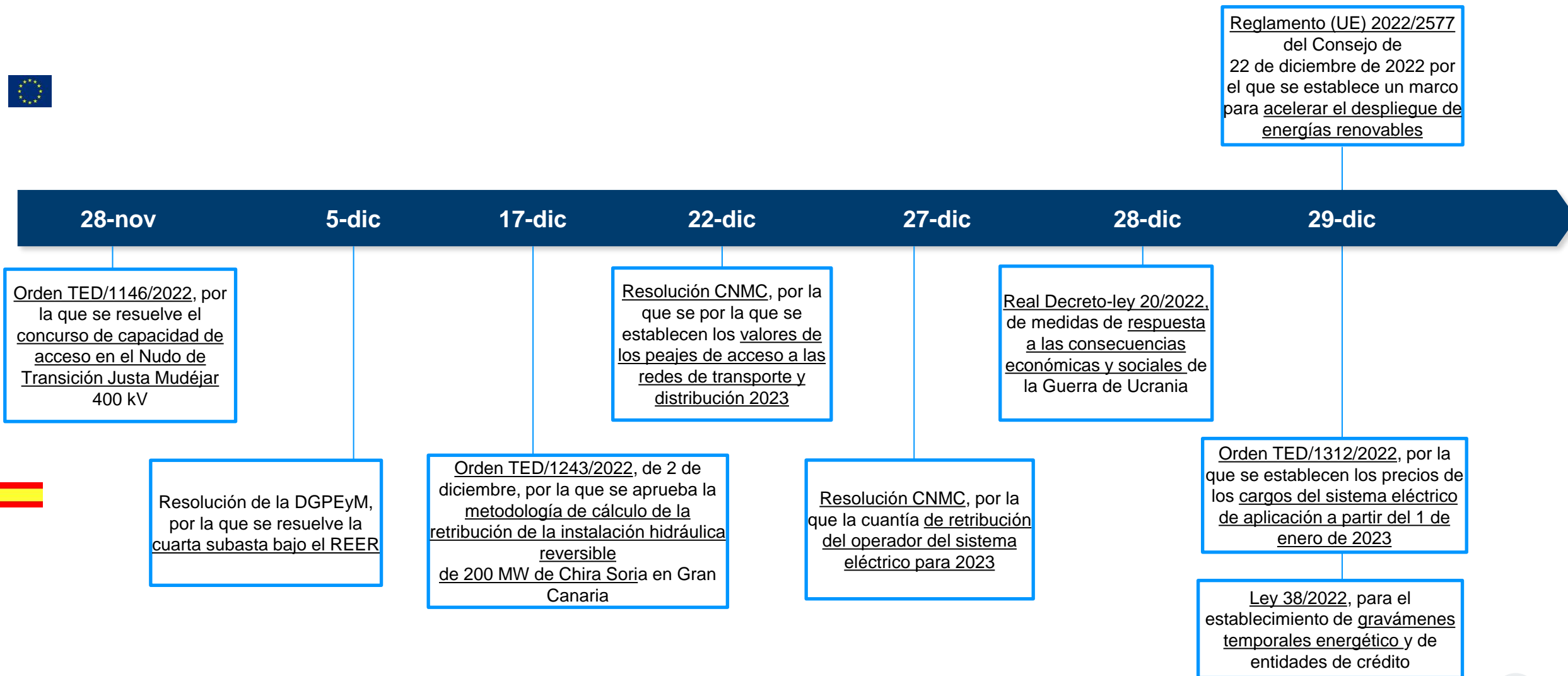
1. Novedades regulación nacional.
2. Procedimientos de operación: Novedades relevantes.
3. Regulación Europea.
 - Códigos de Red (Network Codes - NCs).
 - Directrices (Guidelines - GLs).
 - Otras novedades relevantes

red eléctrica



1. Novedades

Regulación nacional



red eléctrica



2. Procedimientos de Operación

Novedades relevantes

Novedades en Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas

- **26/10/22 – 25/11/22** - Consulta pública del OS de adaptación de varios PP.OO. **para permitir la participación de la demanda, el almacenamiento y las instalaciones híbridas en los servicios de no frecuencia y en el proceso de solución de restricciones técnicas**, según establece la Resolución de 8 de septiembre de 2022*, de la CNMC, por la que se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia, así como otras adaptaciones normativas referentes a la hibridación.
 - » P.O. 3.1.- Proceso de programación
 - » P.O. 3.2.- Restricciones técnicas
 - » P.O. 3.7.-Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema
 - » P.O. 3.8.- Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el OS.
 - » P.O. 3.11.- Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo
 - » P.O. 9.2. y P.O. 9.3.- Intercambio de información.
 - » P.O. 14.1, P.O. 14.4. P.O. 14.8 – Liquidaciones.
 - » 26/10/22 - 25/11/22 – A consulta eSIOS
 - » 15/12/22 – Envío a la CNMC

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (I)

- **03/06/22** - Envío al MITERD de la propuesta del operador del sistema de modificación del **P.O. 12.2 para armonización en todo el territorio español**, extendiendo la aplicación de los requisitos técnicos de los códigos de Red de Conexión a los sistemas eléctricos de los sistemas eléctricos no peninsulares y para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español
 - » **P.O. 12.2.- Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y sistemas HVDC: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad**
 - › 15/10/21 - 12/11/21 – Consulta eSIOS
 - › 13/11/21 – En fase de evaluación de comentarios.
 - › 03/06/22 – Enviado texto al MITERD
 - › NB: Inicialmente publicado junto con otros PP.OO. Para su adaptación a los códigos de Red de Conexión (CRC) según el **mandato del RD 647/2020**.

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (II)

- **01/10/21** - Envío a la CNMC de informe del OS de modificación de varios PP.OO. sobre el intercambio de información en tiempo real en cumplimiento del mandato de la CNMC incluido en el PO 9.2 vigente y adaptaciones necesarias para el nuevo servicio de control de tensión **según el Reglamento (UE) 944/2019, del mercado interior, para el control de tensión.**
 - » P.O. 3.1.- Proceso de programación
 - » P.O. 3.6.- Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de unidades de generación, demanda y almacenamiento
 - » P.O. 9.1.- Intercambios de información relativos al proceso de programación
 - › 28/04/21 - 28/05/21 – A consulta eSIOS
 - › 29/05/21 – Analizando comentarios
 - › 29/09/21 – Informe REE
 - › 01/10/21 – Envío a la CNMC

En un principio estaban junto con P.O. 3.8 y P.O. 9.2

Pendiente de la evaluación de los resultados del sandbox regulatorio de control de tensión* que se producirá en el 2023.

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (III)

- **01/07/21** – Envío a la CNMC de la propuesta del Operador del Sistema sobre el **P.O. 7.4.- Nuevo servicio de control de tensión y modificación del P.O. 14.4 para su liquidación** - Para modificarlo a mecanismos de mercados adaptándolo al Reglamento (UE) 944/2019 (Reglamento sobre el mercado Interior de Electricidad)
 - » 23/09/20 – Foro organizado por el Operador del Sistema
 - » 13/11/20 - 14/12/20 – Finalizada consulta eSIOS
 - » 15/12/20 – Analizando comentarios
 - » 01/07/21 - Envío a la CNMC

NB.- Aprobadas las condiciones de no frecuencia, requisito previo a la aprobación de estos procedimientos

Pendiente de la evaluación de los resultados del sandbox regulatorio de control de tensión* que se producirá en el 2023.

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedad (IV)

- **01/02/21** – Envío al MITERD de propuesta de adaptación del P.O. 1.4.- Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el OS, a los códigos de Red de Conexión (CRC) según el **mandato del RD 647/2020** en base al Reglamento (UE) 2016/631, sobre los requisitos de conexión de generadores, Reglamentos (UE) 2016/1388 de la demanda, y Reglamentos (UE) 2016/1447 de corriente continua
 - › 14/12/20 - 11/01/21 – Consulta eSIOS
 - › 01/02/21 – Envío MITERD

NB: En este paquete de procedimientos se incluyó también el P.O. 12.2 Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y sistemas HVDC: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad, y el P.O. 9.3. Información estructural del sistema eléctrico intercambiada por el OS, que están siendo objeto de revisión de forma independiente.

Consultas públicas de la CNMC ya finalizadas - Sin novedad (I)

,

- **07/10/22-08/11/22** - Consulta pública de la CNMC de informe del OS de modificación de varios PP.OO. para incorporar criterios para la validación a un centro de control, de mínimo técnico, calidad en la telemedida e incorpora penalizaciones por incumplimiento del envío de información
 - » P.O. 3.8.- Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el OS.
 - » P.O. 9.2.- Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.
 - › 28/04/21 - 28/05/21 – A consulta eSIOS
 - › 29/05/21 – Analizando comentarios
 - › 29/09/21 – Informe REE
 - › 01/10/21 – Envío a la CNMC
 - › 07/10/22 - 08/11/22 – Consulta pública de la CNMC

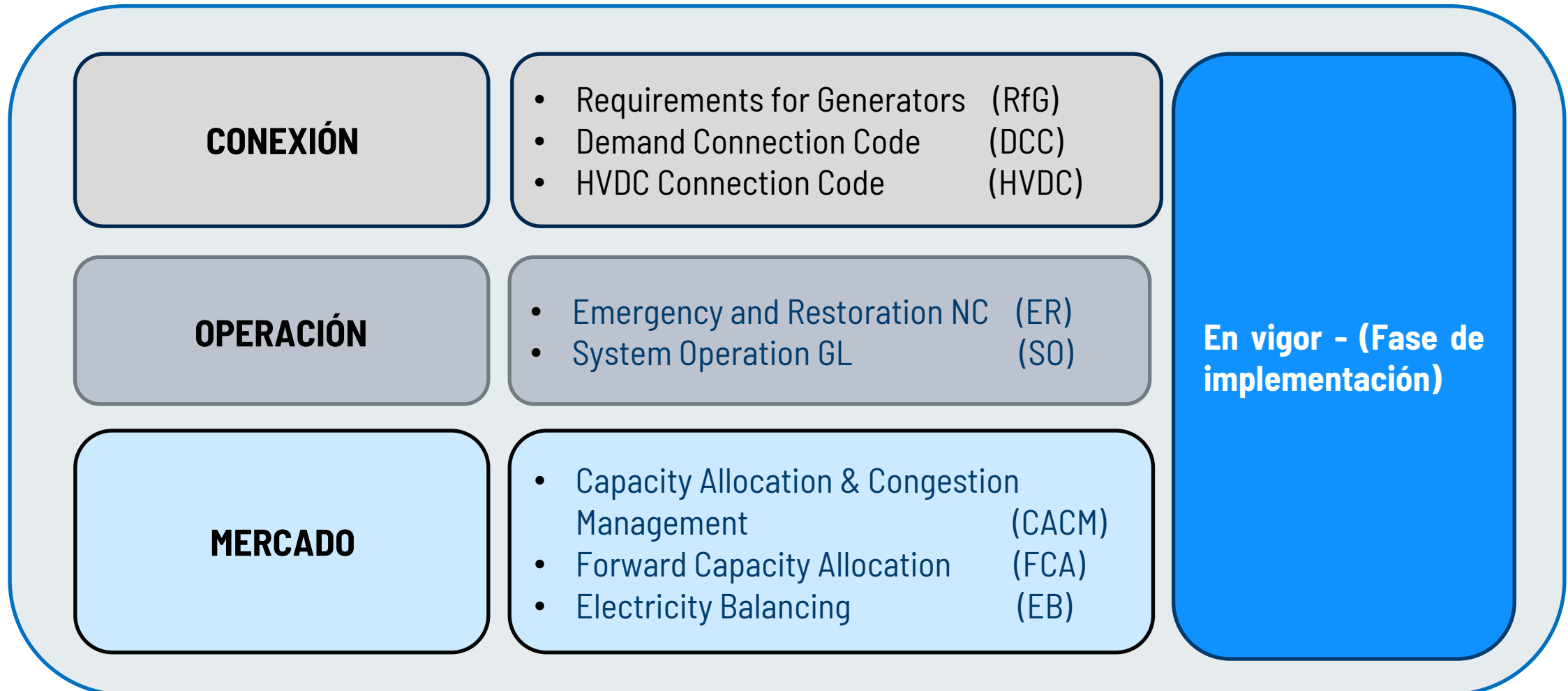
En un principio estaban junto con P.O. 3.1, P.O. 3.6 y P.O. 9.1

red eléctrica



3. Regulación Europea

Códigos de Red (NCs) y Directrices (GLs)



RfG – DCC – HVDC (Implementación nacional)

- **29/07/2022** – Publicación BOE de [Orden TED/724/2022](#), de 27 de julio (...). por la que se amplía el plazo durante el cual los gestores de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica podrán expedir notificaciones operacionales limitadas de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y por la que se modifica el anexo IV de dicho real decreto.

Sin
Novedad

Emergencia y Reposición (ER NC)

- Dic. 2020 → Aprobación por CNMC de normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado (BOE 24/12/2020) (*)

Sin
Novedad

(*) Nuevo P.O. 3.9 – Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado.

Gestión de la RdT (SO GL)

Tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER de FCR

- 2/12/2022 → Reunión de las NRAs para decidir sobre la propuesta de tiempo de disponibilidad requerida
- Se ha solicitado a los TSOs un *Request for Amendment* (RfA) para desarrollar una nueva propuesta que tenga en cuenta distintos dimensionamientos de FCR y RR y el comportamiento de todos los bloques de control, con un plazo de 2 meses.

Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)

- 15/12/22 → Envío a ACER de propuesta revisada “All TSOs” de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) para su adaptación al paso de 15 min
- 4/01/23 – 10/02/23 → Consulta Pública de NEMOs de productos ofrecidos en el acoplamiento único diario (SDAC)
- 11/01/23 → Decisión de ACER sobre las propuestas revisadas de NEMOs de metodologías de establecimiento de límites máximos y mínimos de precios en horizonte diario e intradiario

Forward Capacity Allocation (FCA)

- 07/12/22 – 16/01/23 → Consulta pública de “All TSOs” de propuestas revisadas de Reglas HAR (Harmonised Allocation Rules – Art. 6) para la consideración de las asignaciones de los derechos de largo plazo en entornos Flow-based, introducción de 15 minutos y remuneraciones en casos de desacoplamiento.

Electricity Balancing (EB)

- **18/12/22** → Envío a ACER de la propuesta armonizada de metodología CZCA para la asignación de capacidad, metodologías market-based (art. 41) y co-optimización (art. 40), de intercambio para la compartición e intercambio de reservas de acuerdo con el artículo 38(3).
- **16/12/2022** → Envío de “SWE TSOs” a SWE NRAs de propuesta de metodología de cálculo de capacidad en horizonte de balance (Art. 37).

Revisión de NCs de conexión – RfG/DCC/HVDC

- Para adaptación a nuevo entorno regulatorio (CEP) y evolución tecnológica
 - » **Sept. 2022** – ENTSO-E - Aprobación de propuestas de enmiendas por el SDC para su posterior remisión a ACER.
 - » **26/09/22 – 21/11/22** – [Consulta pública](#) de ACER sobre NCs de Conexión (RfG y DCC)
 - » **26/11/22** - Envío de ENTSO-E a ACER de propuestas de modificación de los NCs de RfG y DCC.
 - » **Q4 2023** – Previsto envío de propuesta final de ACER a la CE

Próximo NC/GL sobre Demand Response (DR)

- **20/12/2022** - ACER ha enviado a la EC su propuesta de Framework Guidelines para desarrollar NC o GL de Participación de la Demanda (*“Demand Response”*)
 - » Después de la aprobación de la propuesta de FG, la CE pedirá a ENTSO-E y EU DSO Entity la formación de un *“Drafting committee”* y la redacción del correspondiente NC en el plazo de 12 meses.
 - » Q1 2024 – Aprobación por CE de NC DR.

NC de Ciberseguridad - Reglas sectoriales específicas sobre aspectos de ciberseguridad de intercambios transfronterizos de electricidad

• Hitos pasados

- » 14/01/2022 – Envío a ACER de la propuesta de [NC for Cybersecurity aspects of cross-border electricity flows](#).
- » Enero-Julio 2022 - Revisión por ACER de la propuesta de NC (plazo de 12 meses desde recepción)
- » 14/07/2022 – Envío por ACER de propuesta revisada de NC a la CE.
- » ENTSO-E y “EU DSO Entity” están trabajando informalmente en la fase de implementación – Se espera que comience tras la entrada en vigor del NC CS.
- » Q4 2022 – Q1 2023 - Análisis por parte de DG ENER y resto de Servicios de la CE (consulta interinstitucional)

• Próximos pasos:

- » Q1 2023 – Adopción y publicación de NC por la CE.

(*) [Cybersecurity \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)

Programa de trabajo de ACER 2023- 2025

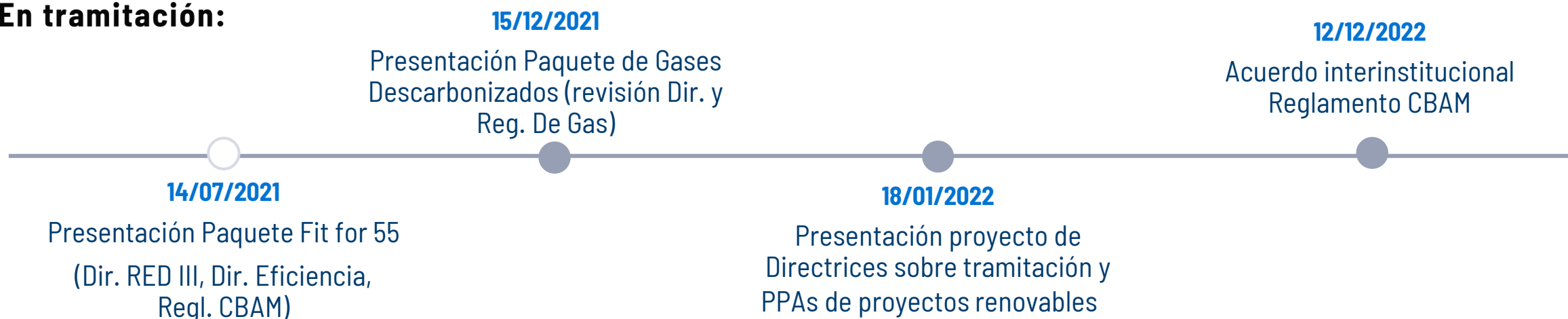
- 04/01/2022 – Publicación en la web de ACER de su plan de trabajo 2023-2025:
- **Prioridades:**
 - » Completar implantación MIE y monitorización su funcionamiento
 - » Contribuir a los retos de necesidad de infraestructuras y seguridad de suministro
 - » Incrementar la transparencia e integridad de los mercados de energía (REMIT)
 - » Trabajar sobre nuevas responsabilidades atribuidas por el nuevo reglamento TEN-E.
 - » Contribuir a abordar los retos regulatorios a largo plazo – (ej.- Green Deal, objetivos de descarbonización, Fit for 55, flexibilidad, revisión del modelo tradicional "generador-red-mercado" asociada a conexión a RdD, incremento del peso de los intercambios internacionales, ciberseguridad...)

Q1 2023 - Próxima consulta pública de CE sobre diseño de mercado

- » Inicialmente prevista para fin 2022.



En tramitación:



Gracias por su atención

redeia

Valuing the essentials



Mauricio Remacha. mremacha@ree.es



RfG (Reg. 2016/631) + DCC (Reg. 2016/1388) + HVDC (Reg. 2016/1447)

• Hitos recientes:

- » **12/11/2021**- Finaliza el plazo de consulta pública de la propuesta de modificación del PO 12.2:
 1. Propuesta de armonización para todo el territorio Español, extendiendo la aplicación del RfG, Reg. DCC y Reg. HVDC a los sistemas eléctricos de los sistemas eléctricos no peninsulares.
 2. Para introducir los requisitos técnicos para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español.
- › **03/06/2022** - Envío a MITERD de la propuesta de modificación del PO 12.2.
- » **28/04/2022** - Publicación por MITERD de Proyecto de Orden por la que se amplía el plazo para que los gestores de redes de transporte y distribución de energía eléctrica puedan expedir notificaciones operacionales limitadas (LON) conforme a la disposición transitoria 1ª del RD 647/2020, de 7 de julio, y por la que se modifica su anexo IV. El plazo de alegaciones - 13 de mayo de 2022.
- » 29/06/2022 – Informe CNMC sobre el proyecto de Orden.
- » 29/07/2022 – Publicación BOE de [Orden TED/724/2022](#), de 27 de julio (...).

Emergencia y Reposición (ER) – (Regl. 2017/2196)

- **Próximos hitos y plazos**

- » **2022 → Aprobación por ARNs de propuestas de TSOs - (plazo de 6 meses desde su envío)**
 - › Términos y Condiciones para ejercer como proveedor de servicios de ER (enviado a MITERD el 18/12/2018)
 - › Plan de pruebas (enviado a MITERD el 18/12/2019)

Directriz sobre gestión de la RdT (SO) – (Reg. 2017/1485)

- **Tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER de FCR**
 - » **2 de diciembre de 2022** → Reunión de las NRAs para decidir sobre la propuesta de tiempo de disponibilidad requerida
 - › Se ha solicitado a los TSOs un Request for Amendment (RfA) para desarrollar una nueva propuesta que tenga en cuenta distintos dimensionamientos de FCR y RR y el comportamiento de todos los bloques de control, con un plazo de dos meses.
- **Intercambio de datos - Próximos hitos y plazos**
 - » Pendiente aprobación de propuesta de implementación nacional del Art 40(5) (MITERD) de la SO GL.

Directriz CACM (Reg. 2015/1222)

• Hitos recientes

- » **13/10/2022** → Envío a ACER de la propuesta revisada “All TSOs” para la definición de las diferentes regiones de cálculo de capacidad.
- » **28/10/2022 – 25/11/2022** → [Consulta pública de ACER](#) sobre la modificación de definición de regiones de cálculo de capacidad para la inclusión de Noruega (art. 15)
- » **15/12/2022** → Envío a ACER de propuesta revisada “All TSOs” de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) para su adaptación al paso de 15 min (art. 43)
- » **4/01/2023 – 10/2/2023** → [Consulta pública de NEMOs](#) de productos ofrecidos en el acoplamiento único diario (SDAC)
- » **11/01/2023** → [Decisión de ACER](#) sobre las propuestas revisadas de NEMOs de metodologías de establecimiento de límites máximos y mínimos de precios en horizonte diario e intradiario (art. 41 y 54)

• Próximos hitos

- » **Abril 2023** → Prevista decisión de ACER sobre la modificación de definición de regiones de cálculo de capacidad para la inclusión de Noruega.

Directriz FCA (Reg. 2016/1719)

• Hitos recientes

- » **26/10/2022 – 23/11/2022** → [Consulta pública de ACER](#) de propuestas revisadas “All TSOs” de metodología de reparto de rentas de congestión de largo plazo (Art. 57), requerimientos de la plataforma central de asignación de capacidad de largo plazo (Art. 49) y reparto de costes de remuneración y compensación de derechos de capacidad de largo plazo (Art. 61) para su adaptación a entornos Flow-based.
- » **17/11/2022** → Workshop público ACER sobre las propuestas de modificación de las tres metodologías anteriormente mencionadas
- » **07/12/2022 – 16/01/2023** → [Consulta pública de “All TSOs”](#) de propuestas revisadas de Reglas HAR (Harmonised Allocation Rules – Art. 6) para la consideración de las asignaciones de los derechos de largo plazo en entornos Flow-based, introducción de 15 minutos y remuneraciones en casos de desacoplamiento.

• Próximos hitos

- » **Marzo 2023** → Prevista decisión de ACER sobre las modificación de las tres metodologías anteriormente mencionadas (Art. 57, 49 y 61)

Directriz de balance (EB) (Reg. 2017/2195)

- **Hitos recientes**

- » **18/12/22** → Envío a ACER de la propuesta armonizada de metodología CZCA para la asignación de capacidad, metodologías market-based (art. 41) y co-optimización (art. 40), de intercambio para la compartición e intercambio de reservas de acuerdo con el artículo 38(3).
- » **16/12/2022** → Envío de “SWE TSOs” a SWE NRAs de propuesta de metodología de cálculo de capacidad en horizonte de balance (Art. 37).

- **Próximos hitos**

- » **Marzo de 2023** → Previsto envío a ACER de la propuesta de procurement/sizing de reservas de los RCC's (Regional Coordinating Centers).
- » **Mayo de 2023** → Prevista aprobación de las RR NRAs de la segunda enmienda del Implementation Framework de Replacement Reserves (RR IF)

red eléctrica



4. Novedades Legislación Europea

Reglamento 2019/943 de Electricidad

- Metodología para la revisión de la configuración de las zonas de oferta (BZ) y propuesta de configuraciones alternativas (Art. 14.5)
 - » 08/08/2022 → [Decisión de ACER No 11/2022](#) por la que define las configuraciones alternativas que deben evaluarse en la BZR a realizar en el plazo de un año en las BZ de “Central Europe” y “Nordic”
 - » Agosto 2023 → Finalización de las revisiones de configuración de BZs por parte de los TSOs de “Central Europe” y “Nordic”
- Metodología optimización de las liquidaciones Inter-TSOs (Art. 37)
 - » 01/07/2022 → Envío “All TSOs” a ACER de propuesta para la optimización de las liquidaciones Inter-TSOs asociadas a las metodologías regionales de Redespacho y Countertrading
 - » 28/9/2022 → [Decisión de ACER No 13/2022](#) para la aprobación de la metodología “All TSOs” para la optimización de las liquidaciones Inter-TSOs asociadas a las metodologías regionales de Redespacho y Countertrading
- Framework Guideline Demand Response (Art. 59(1)(e))
 - » 21/12/2022 → Envío de ACER a la CE de la Framework Guideline sobre Demand Response (la CE solicitará a ENTSOE y a la EU DSO Entity que redacten un nuevo Código de Red sobre Respuesta de la Demanda en los próximos 12 meses).

Reglamento 2019/943 de Electricidad

- **Propuestas de tareas de los Centros Regionales de Coordinación (RCCs)**

- » **Q1 2023** → Propuesta de ENTSOE a ACER que aclara las tareas de RCCs de apoyo al dimensionamiento de las reservas en la región y facilitación de la adquisición de capacidad de balance de acuerdo con el artículo 37(1)(j y k) del Reglamento de Electricidad.
- » **Q1 2023** → Propuesta de ENTSOE a ACER de cómo los RCC pueden dar apoyo a los TSOs en la elaboración de los Planes (nacionales y europeos) de Desarrollo de las Redes.

Reglamento 2019/941 - Preparación ante riesgos

- **Metodología para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica – (Art. 5)**
 - » **06/03/2020** – Decisión de ACER sobre propuestas de metodologías para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica (Art. 5) y sobre la metodología de cobertura de corto plazo (Art. 8).
 - » **26/06/2020** – Envío a ENTSO-E de la evaluación de REE de los escenarios regionales de crisis proporcionados por ENTSO-E
 - » **Sept. 2020** – ENTSO-E y TSOs envían los escenarios regionales de crisis de electricidad mas relevantes a ARN
 - » **Enero 2021** – Identificación de los escenarios de crisis de electricidad nacionales más pertinentes por parte de las ARNs (en consulta con REE). Notificación a Grupo de Coordinación de Electricidad (GCE) y a la CE.
 - » **Septiembre 2021** - Implementación de la metodología de cobertura de corto plazo (ENTSOE, TSOs y RCCs) - (Art 10 de la decisión de ACER 08\2020 sobre la metodología).
 - » **Enero 2022** – La ARN envió a la Comisión la propuesta de Plan de preparación frente a los riesgos (PPR)
 - » **Junio 2022** – La Comisión emitió un dictamen solicitando una serie de modificaciones al PPR presentado por la ARN. La ARN está elaborando una nueva propuesta de PPR para tener en cuenta las consideraciones notificadas por la Comisión.