

red eléctrica

Una empresa de Redeia

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

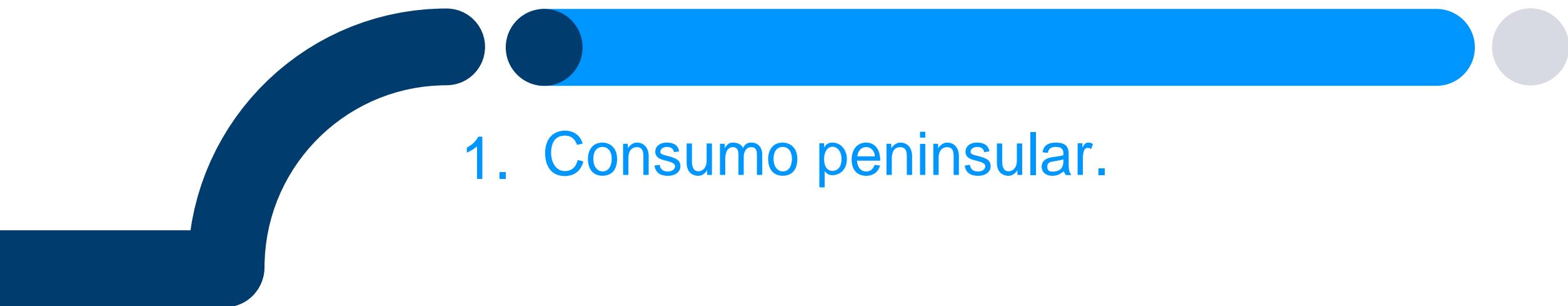
Dirección de Operación

Marzo, 2023



1. Consumo peninsular. Evolución 2023.
2. Mix de producción y reservas hidráulicas.
3. Interconexiones.
4. RdT:
 - Nuevas instalaciones.
5. Calidad del servicio.

red eléctrica



1. Consumo peninsular.

Evolución 2023

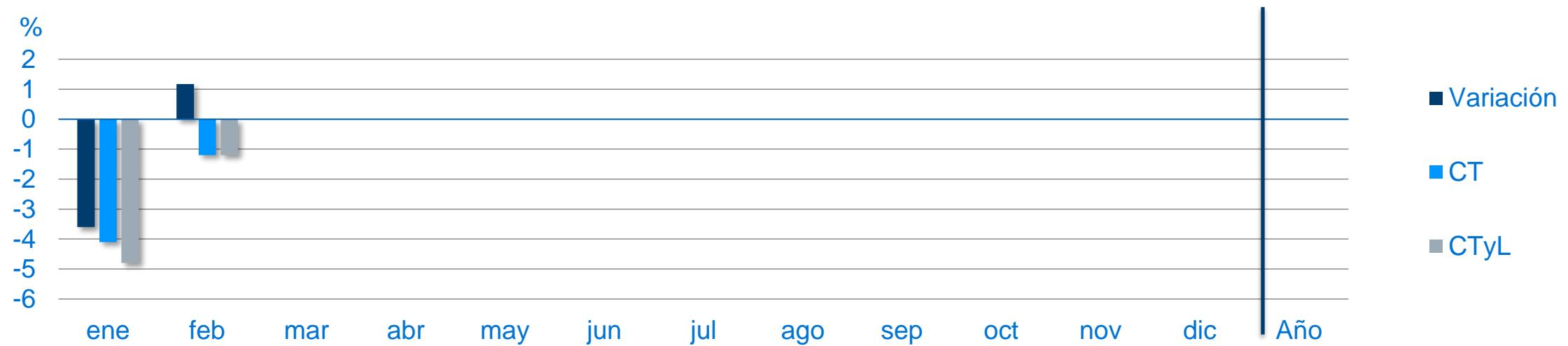


2023 Consumo peninsular. Evolución

Datos Provisionales 01.03.23

red eléctrica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	39.101	38.100										
Consumo Máximo diario (GWh)	777	764										
Consumo Mensual (GWh)	20.727	19.314										
Δ Mes (%)	-3,6	+1,2										
Δ Mes Corregida temperatura (CT) (%)	-4,1	-1,2										
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	-4,8	-1,2										
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	-3,7	-1,4										





2023 Variación de temperatura media respecto al año anterior

red eléctrica

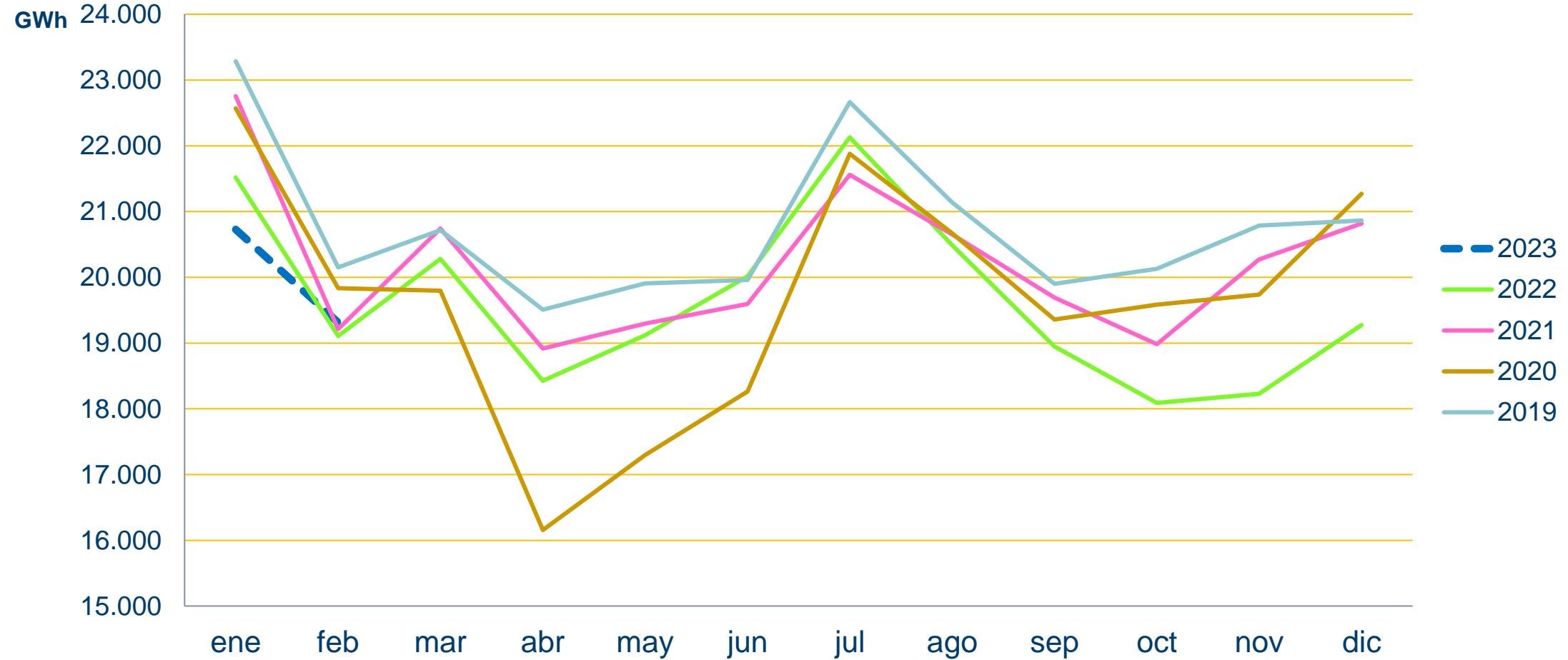


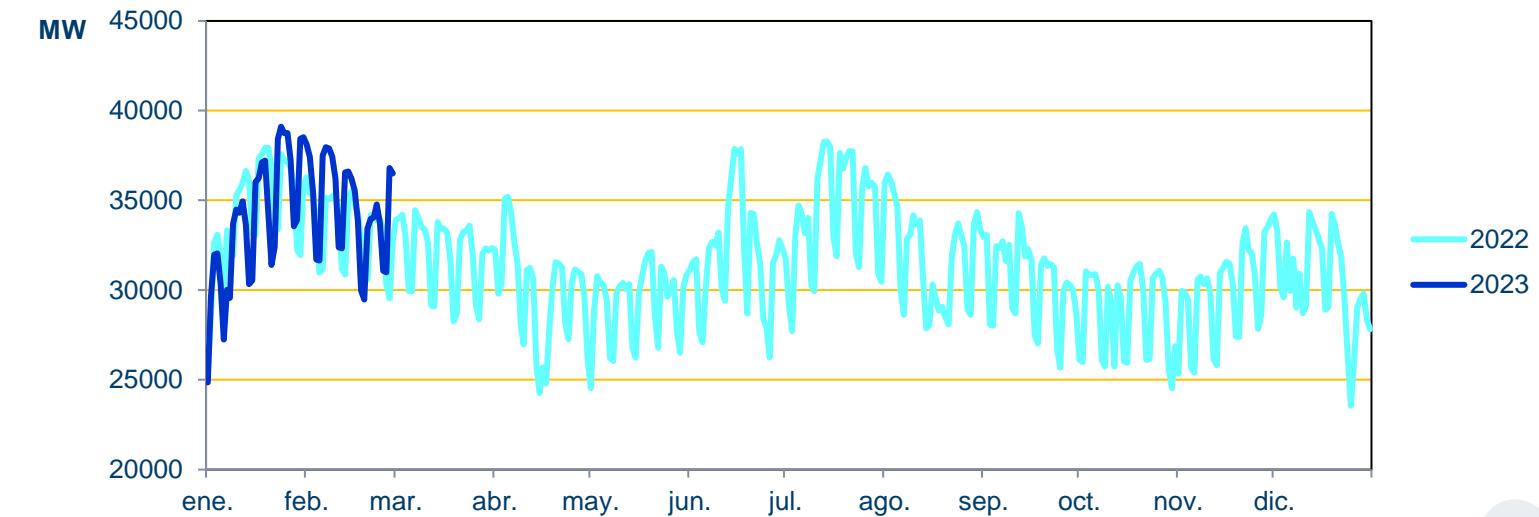
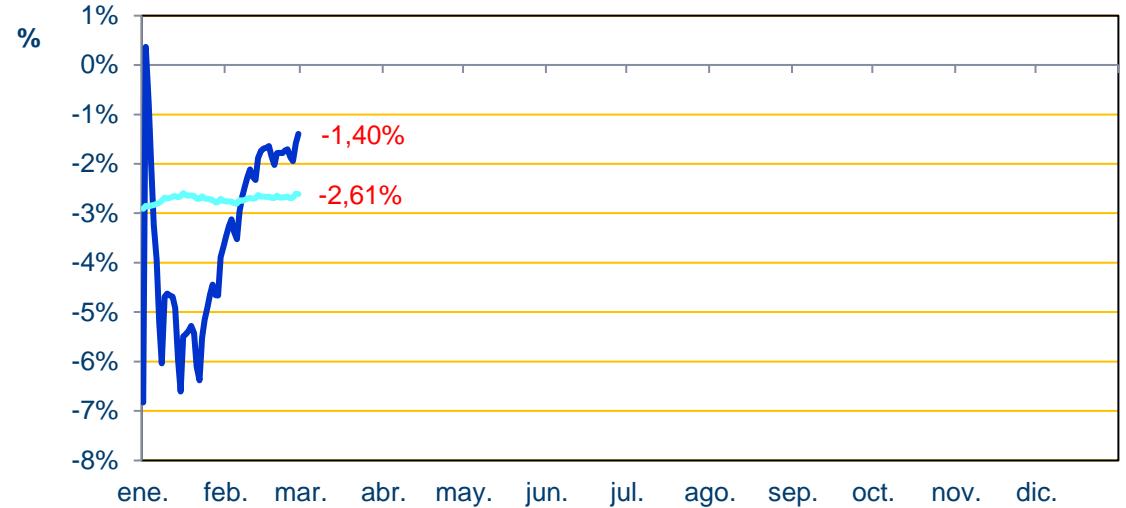


2023 Evolución consumo mensual

Datos Provisionales 01.03.23

red eléctrica





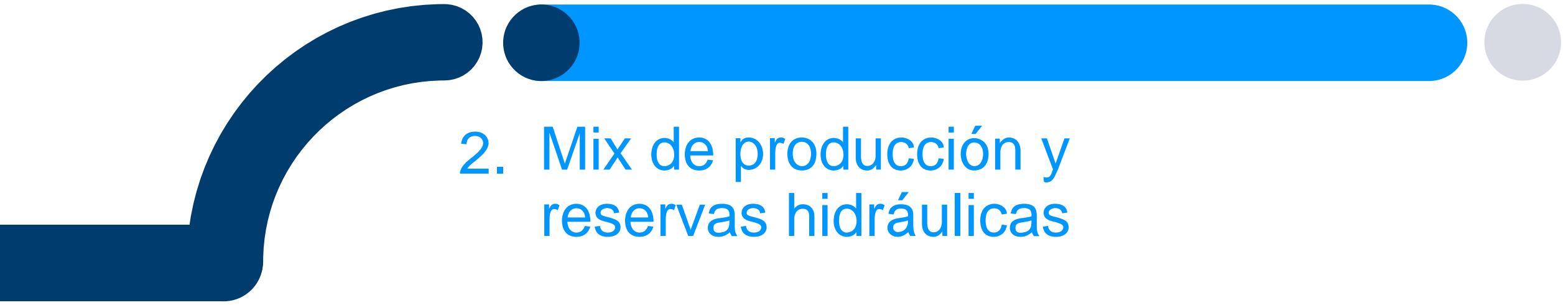


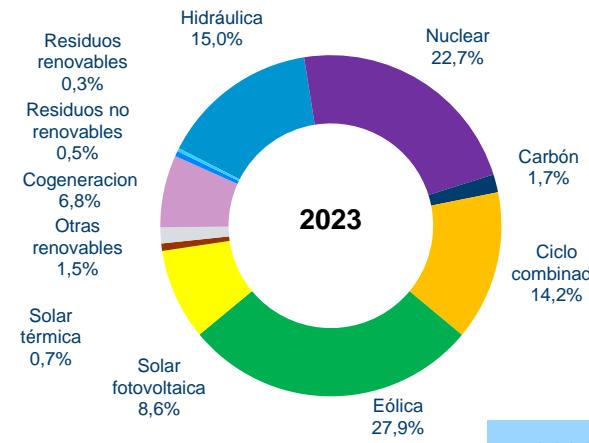
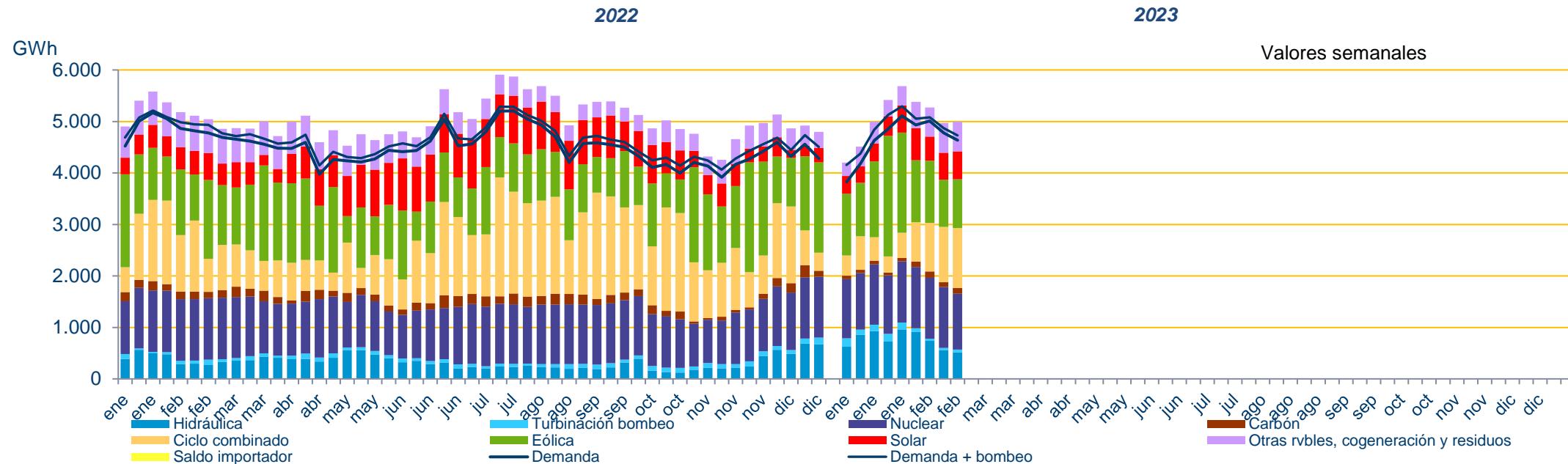
	Invierno		Verano	
Potencia (MW)	(4 ^a sem. 24.01.23)	(3 ^a sem. 19.01.22)		(2 ^a sem. 14/07/22)
	39.101	37.926		38.284
Consumo Diario (GWh)	(4 ^a sem. 24.01.23)	(3 ^a sem. 20.01.22)		(2 ^a sem. 14/07/22)
	777	773		787

Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Enero	-3,7 (-5,4)	-3,7 (-5,4)	-2,8 (+1,8)
Febrero	+1,2 (-0,6)	-1,4 (-3,2)	-2,6 (+2,1)

Entre paréntesis, valores año anterior.

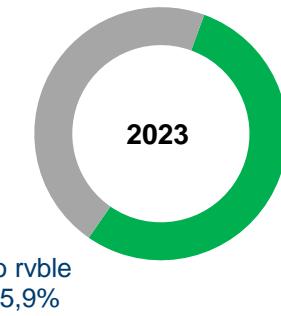
red eléctrica

- 
2. Mix de producción y reservas hidráulicas

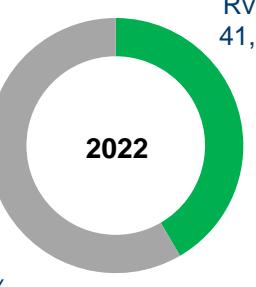


Σ Energías sin emisión CO2≈ 76,7 %

Σ Energías sin emisión CO2≈ 64,0 %



enero-febrero

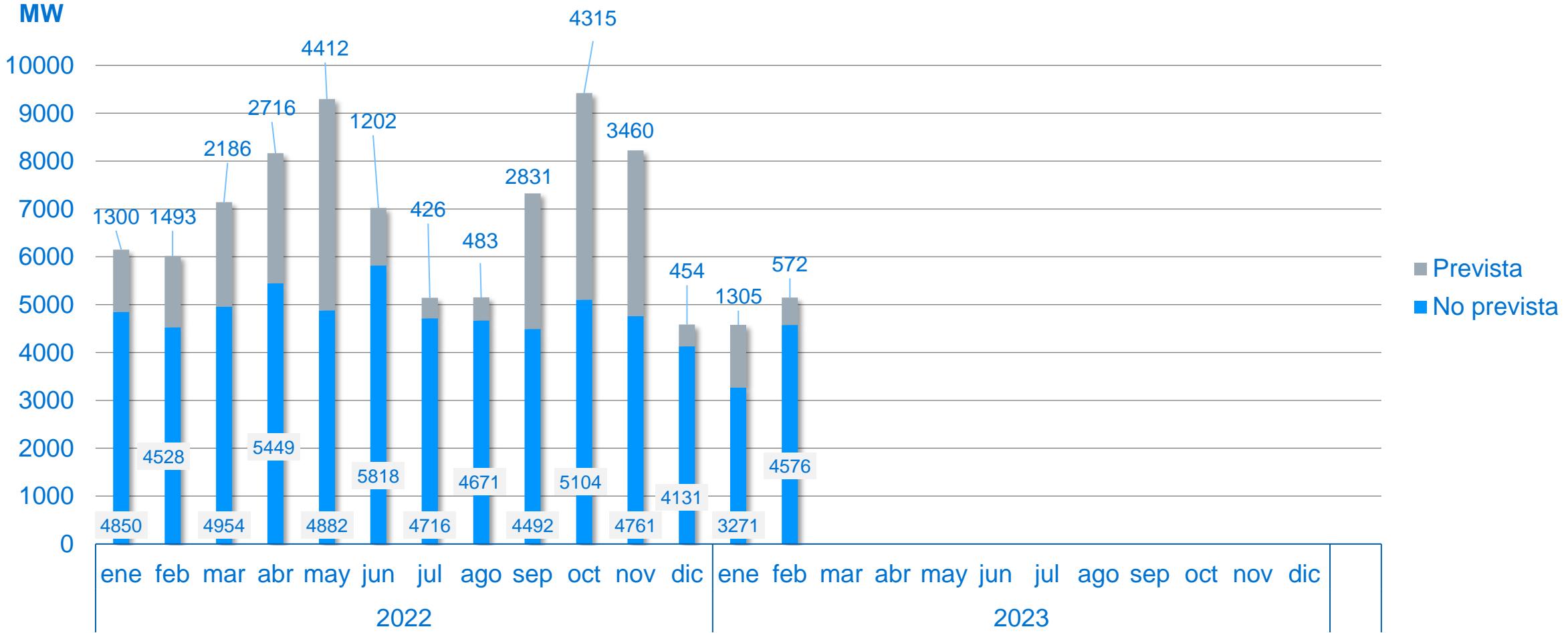


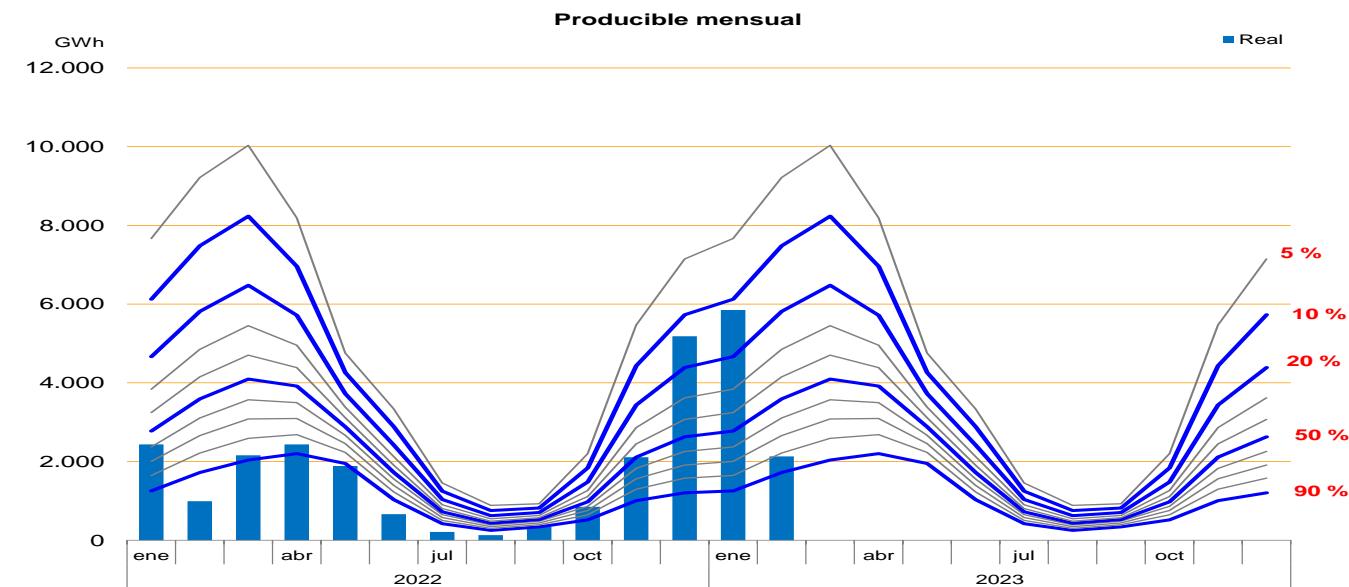
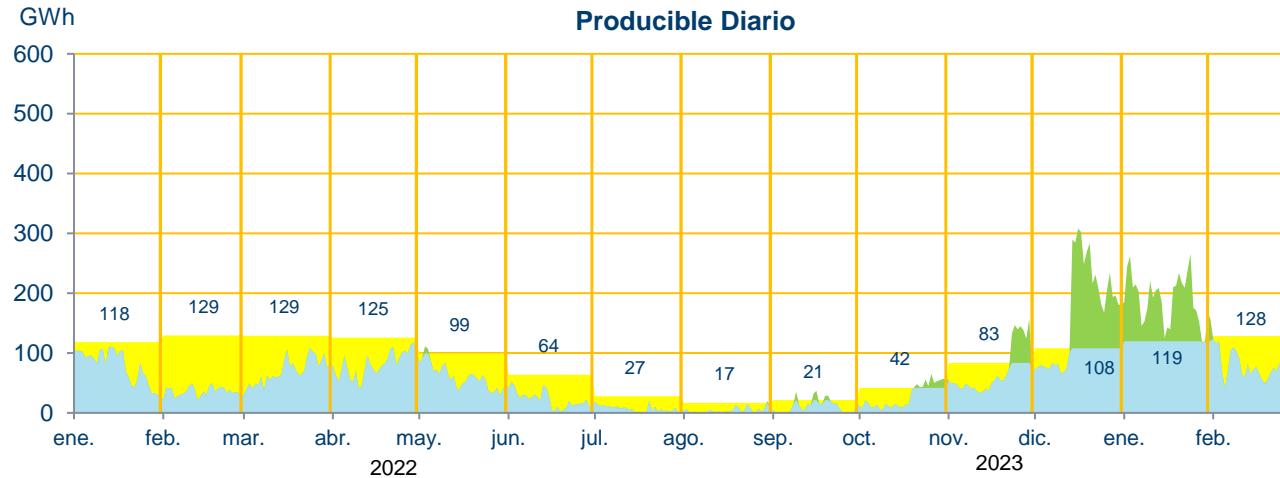
Reunión C.T.S.O.S.E.I. Madrid. 15 de Marzo, 2023



2023/2022 Indisponibilidad equipo térmico

red eléctrica

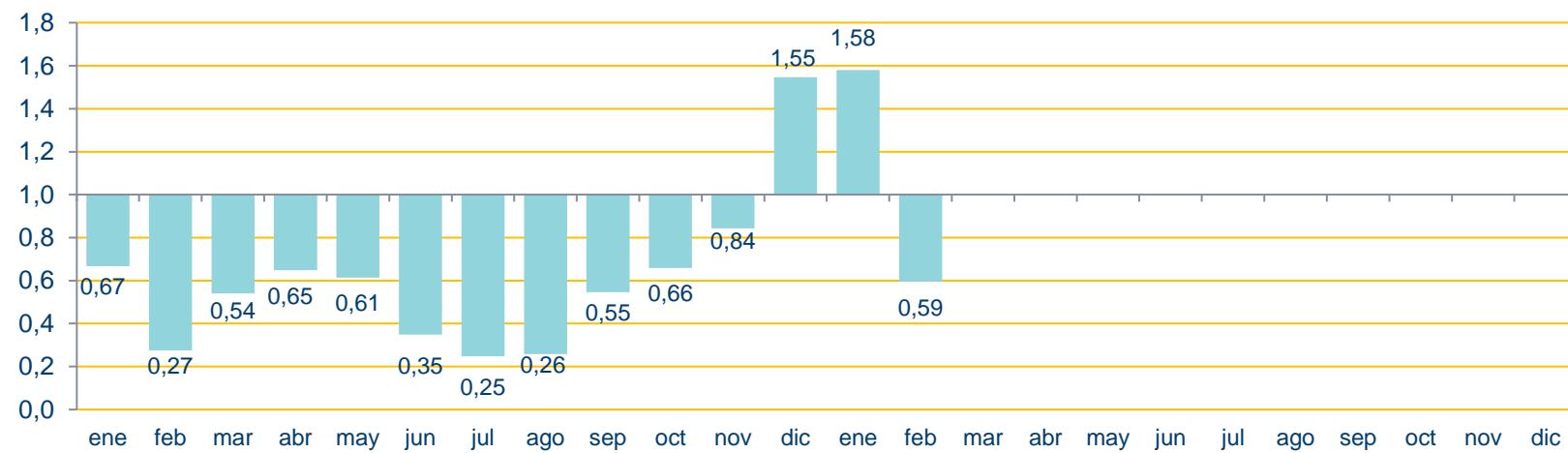
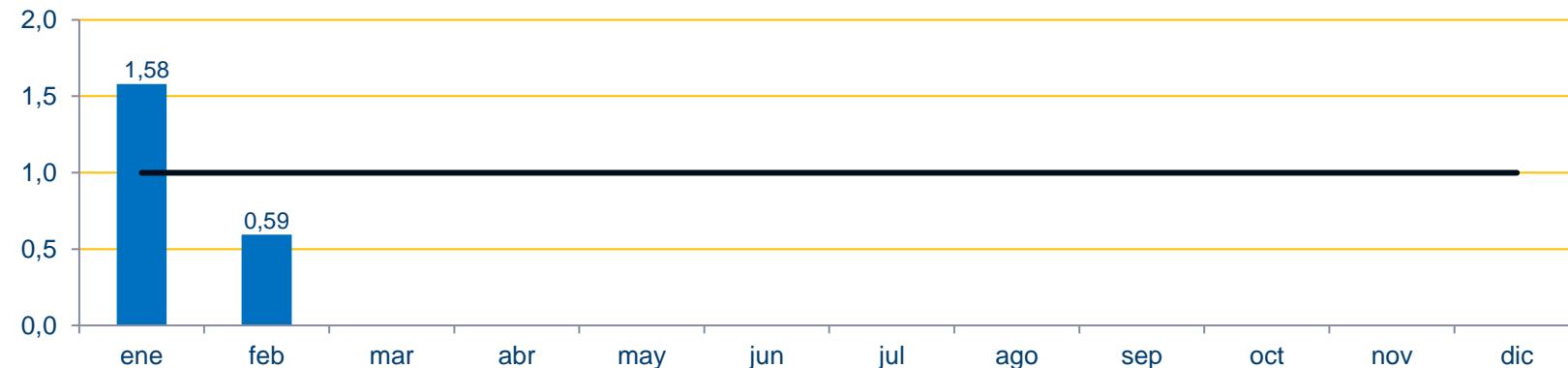


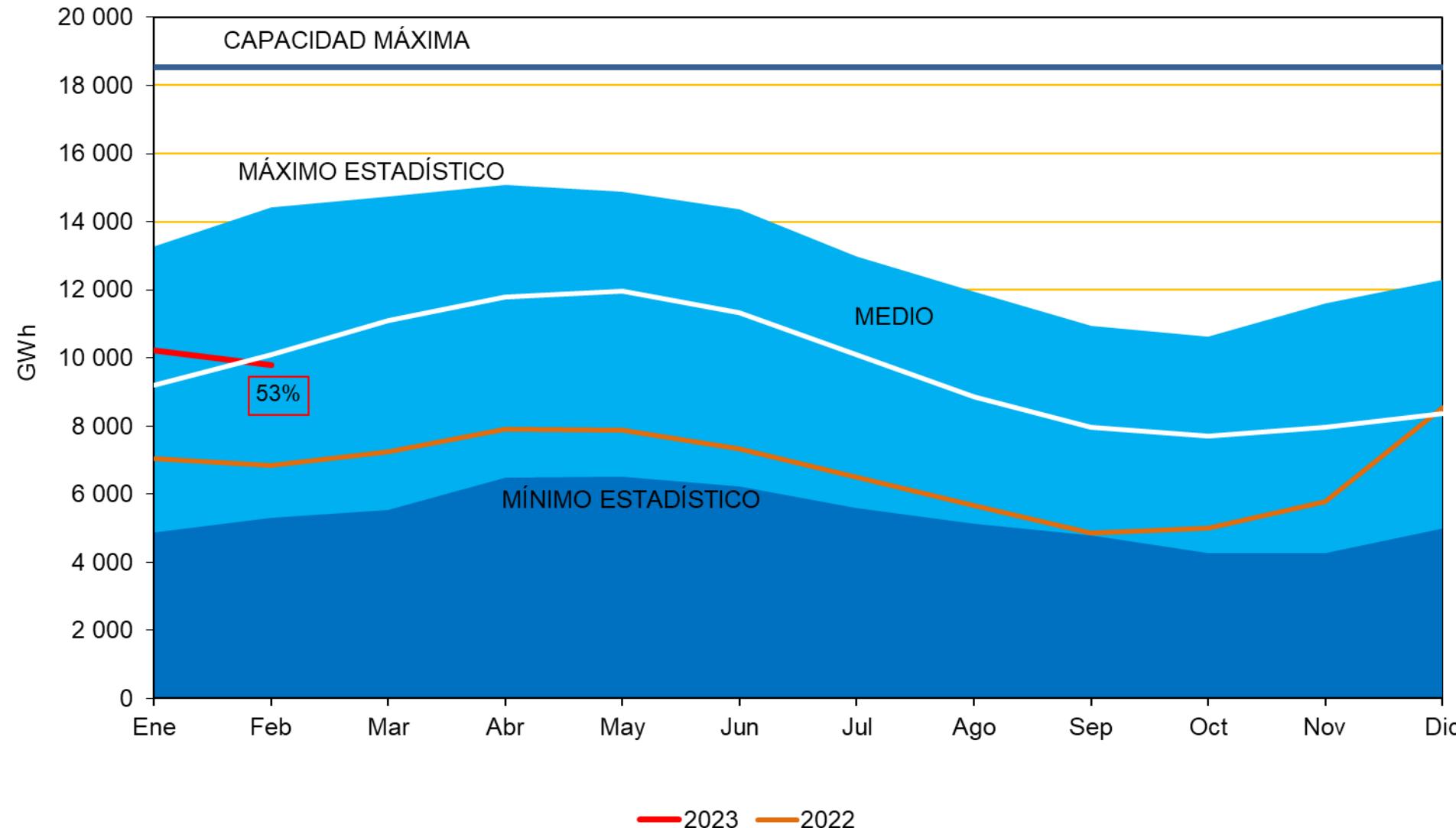




2023 Índice de producible hidráulico

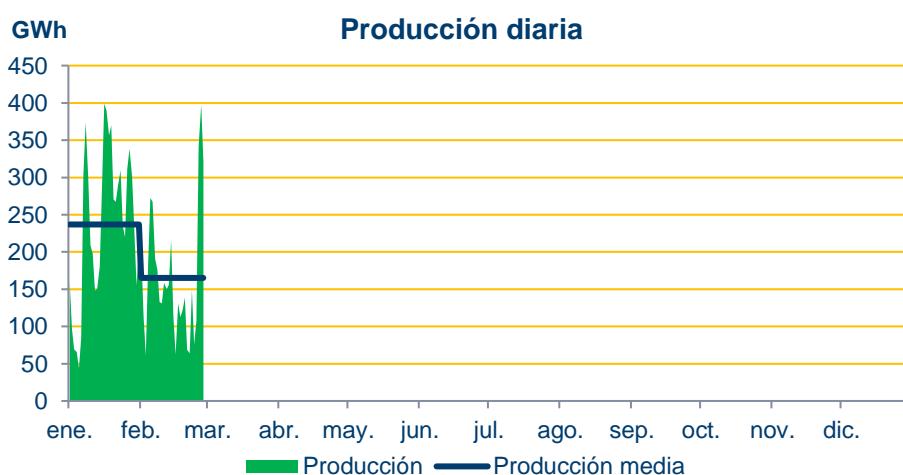
red eléctrica





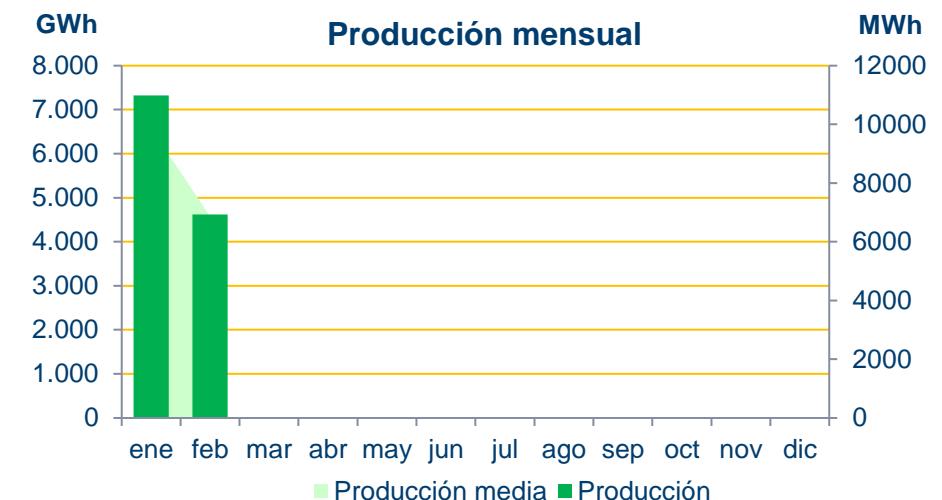


Índice producible eólica 2023

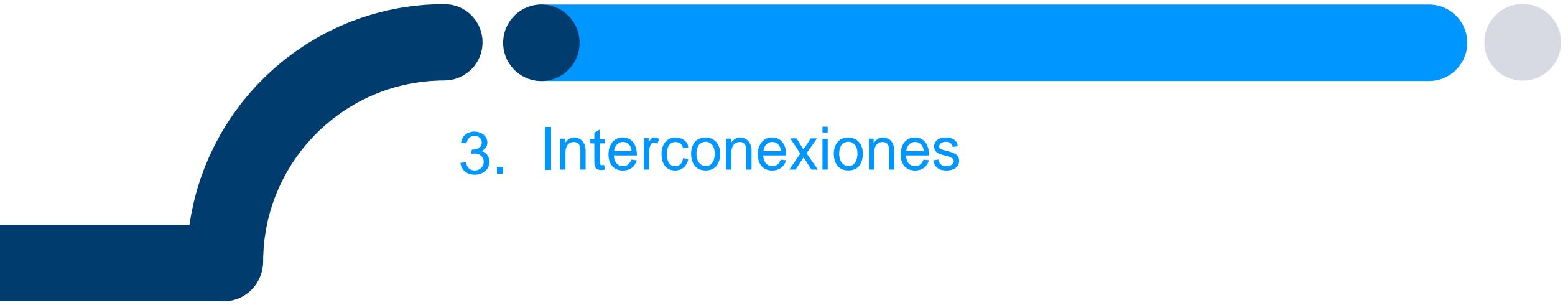


Enero-Febrero 2023

Generación máxima	18.993 MW	19.01.23 19.54 h
Energía máxima diaria	399 GWh	16.01.23
Producción máxima mensual	7.32 GWh	enero



red eléctrica

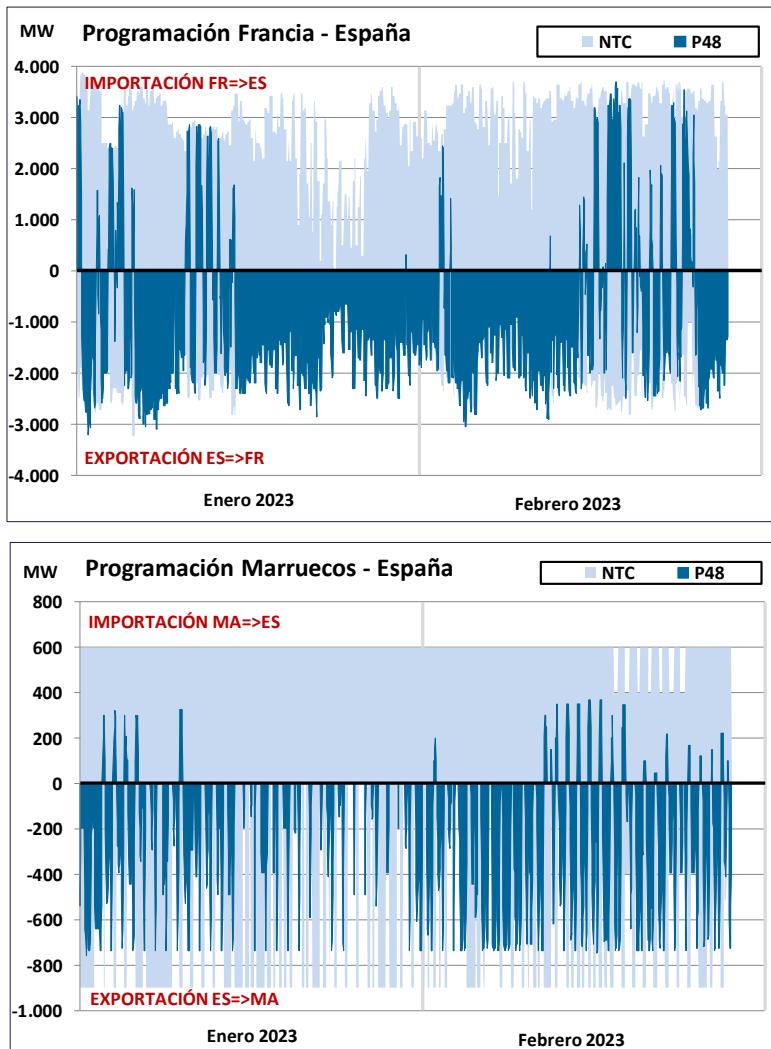


3. Interconexiones

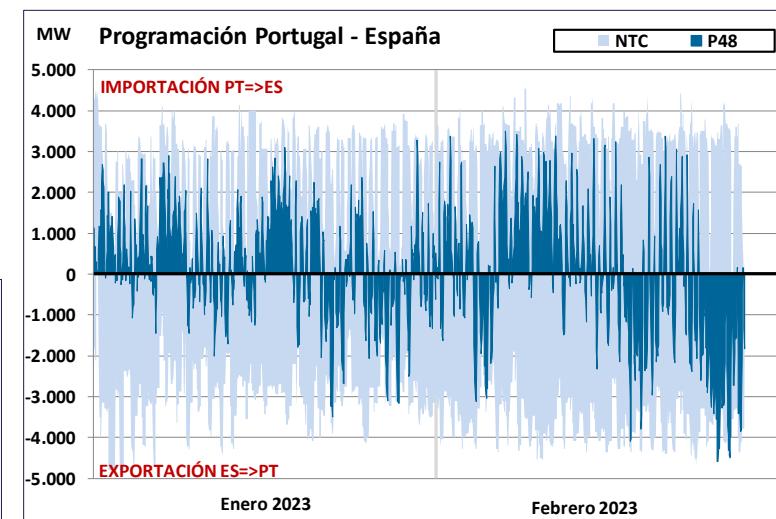


Utilización de la capacidad. Enero-Febrero 2023

red eléctrica



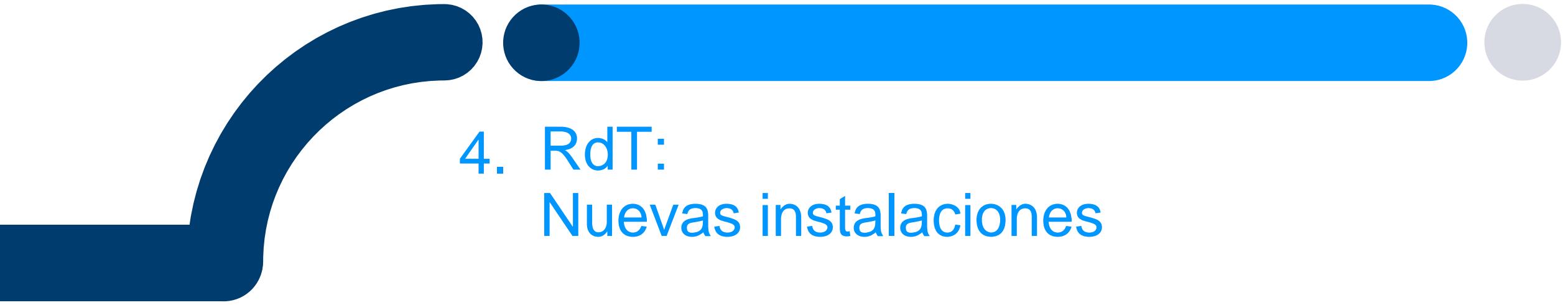
IFE	NTC (MW)				P48 (MWh)		
	Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	FR=>ES	0	3.885	2.697	3.191	3.417	278
	ES=>FR	500	3.376	2.031	2.350	3.209	1.574
Febrero	FR=>ES	1.200	3.746	3.196	3.468	3.700	430
	ES=>FR	900	3.052	2.063	2.400	3.052	1.349



IPE	NTC (MW)				P48 (MWh)		
	Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	PT=>ES	0	4.500	2.690	3.330	3.275	638
	ES=>PT	0	4.799	3.004	3.285	3.497	355
Febrero	PT=>ES	0	4.545	3.212	3.555	3.503	665
	ES=>PT	1.620	4.725	3.644	4.095	4.590	817

IME	NTC (MW)				P48 (MWh)		
	Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	MA=>ES	600	600	600	600	326	11
	ES=>MA	0	900	581	900	757	185
Febrero	MA=>ES	400	600	582	600	370	32
	ES=>MA	0	900	613	900	748	315

red eléctrica



4. RdT: Nuevas instalaciones



Nuevas instalaciones

red eléctrica

Subestaciones

Provincia

Fecha

SE 220 kV EL SERRALLO (2)

Castellón

31.01.23



(1) Evacuación renovables
 (2) Desaparece L-220 kV EL INGENIO-LA PLANA.
 (3) Nueva SE 220 kV C.S. AVE ZARAGOZA (No RE). Desaparece L-220 kV AVE ZARAGOZA-ACAMPO ARIAS (NO RE).

Líneas

Provincia

Fecha

L-220 kV EL SERRALLO-EL INGENIO y L-220 kV EL SERRALLO-LA PLANA (2)

Castellón

31.01.23

L-400 kV MANZANARES-COLECTORA MANZANARES (1) (no RE) (1)

Ciudad Real

03.02.23

L-220 kV AVE ZARAGOZA-CENTRO SECCIONAMIENTO AVE ZARAGOZA(1) (3)

Zaragoza

17.02.23

Posiciones

Provincia

Fecha

SE 400 kV FUENTES de la ALCARRÍA: Nueva posición Futura COLECTORA FUENTES-JBP1 (893-3, 8901-3, 8910-3 y 521-3) (1)

Guadalajara 10.01.23

SE 400 kV RUEDA de JALÓN: Nueva posición futura EVRE-JBP2 (nueva celda a JBP2) (8902-3, 8920-3, 894-3 y 522-3) (1)

Zaragoza 12.01.23

SE 400 kV MUDEJAR: Nueva calle 4: posiciones futuras MUDEJAR PROMOTORES-JBP1 (89B1-4, 521-4, 8910-4 y 893-4) y MUDEJAR PROMOTORES-JBP2 (520-4, 89B2-4 y 8901-4) (1)

Teruel 19.01.23

SE 400 kV ALMARAZ: Nueva posición Francisco Pizarro (8901-5, 8902-5 y 520-5) (1)

Cáceres 09.02.23

SE 400 kV DON RODRIGO: Nuevas posiciones futura MATALLANA (89B1-1, 89B2-1, 8901-1, 8910-1, 893-1, 521-1 y 520-1) (1)

Sevilla 13.02.23

SE 400 kV MEZQUITA: Nuevas posiciones futuras Platea 2-JBP2 (8920-1, 522-1, 89B2-1 y 894-1) y futura Platea 2-JBP1(89B1-1, 520-1 y 8902-1)

Teruel 14.02.23

SE 400 kV BRAZATORTAS: Nueva posición COLECTORA BRAZATORTAS 2 (89B1-6, 89B2-6, 52-6 y 89-6) (1)

Ciudad Real 23.02.23

Transformadores RdD

Potencia (MVA)

Provincia

Fecha

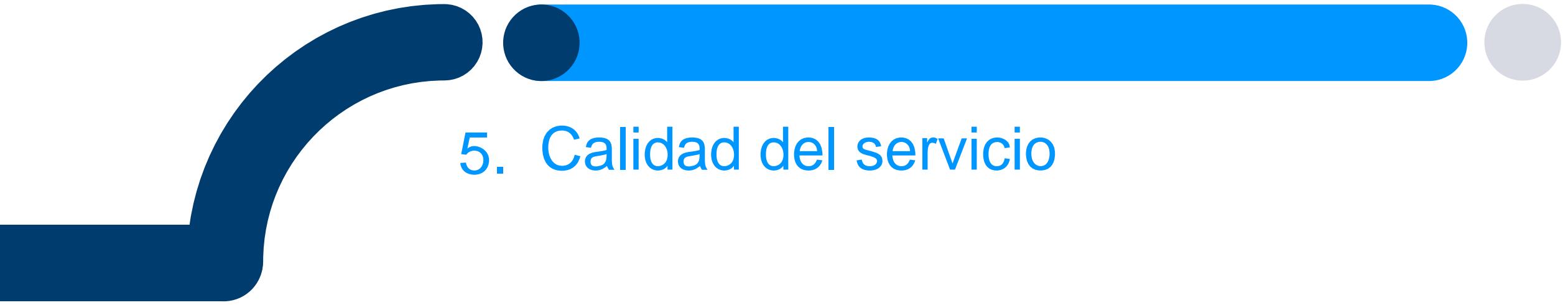
SE 220 kV ALDAIA: TRP3 220/20 kV

60

Valencia

27.02.23

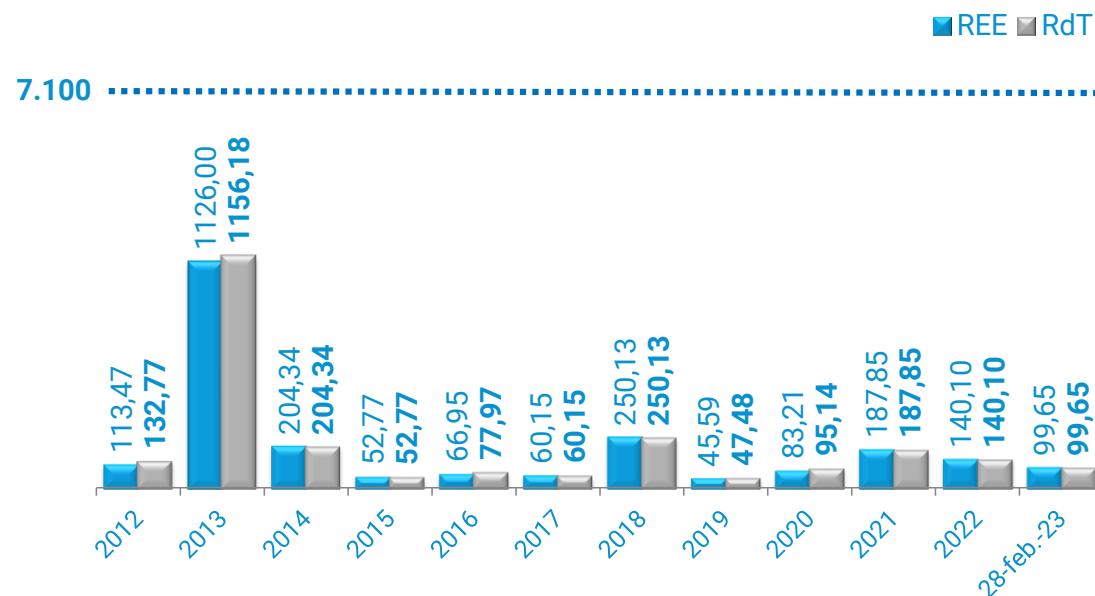
red eléctrica



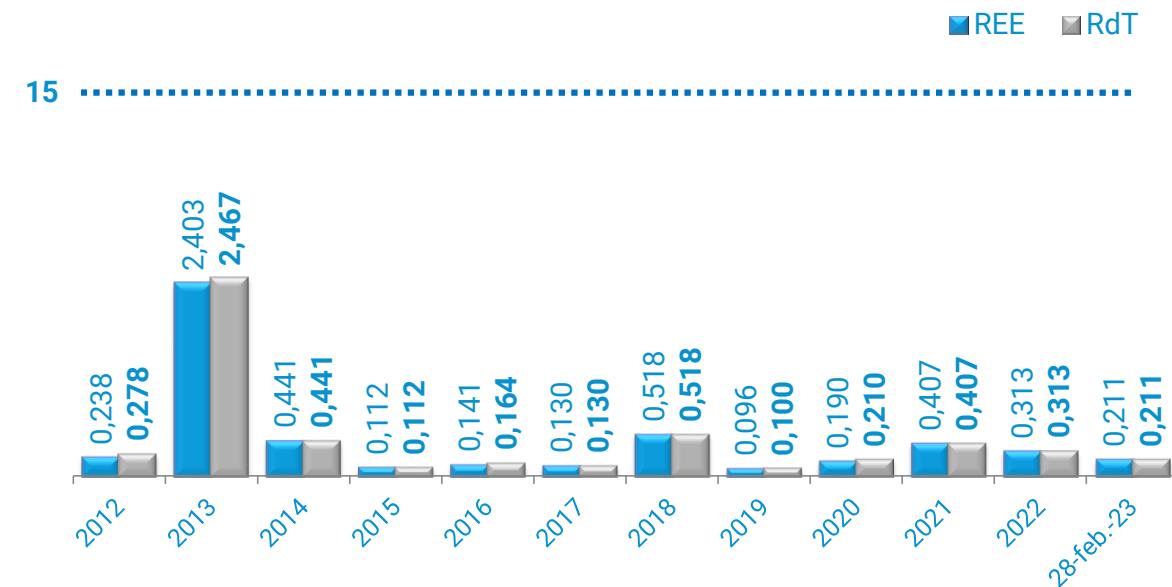
5. Calidad del servicio



Energía no Suministrada (ENS) Peninsular (MWh)



Tiempo de interrupción medio (TIM) Peninsular (minutos)



Los datos para el año 2022 y 2023 son provisionales.

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



Seguimiento operativo del Sistema Gasista

Índice



- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Aspectos adicionales**

Demanda Nacional Gas Natural

Enero y febrero 2023 vs 2022

Demanda	Acumulado MENSUAL			
	ene 2023	% Δ ene 2022	feb 2023	% Δ feb 2022
Unidad: TWh				
Convencional 	23,9	-21,1%	24,5	-3,4%
D/C + PyMES 	10,1	-10,0%	8,6	10,4%
Industrial 	12,8	-28,3%	14,9	-9,5%
Cisternas 	1,0	-16,3%	1,0	-8,9%
S. Eléctrico	5,8	-50,5%	9,0	-3,6%
TOTAL	29,7	-29,3%	33,5	-3,4%

ENERO 2023

 Descenso del **mercado convencional** respecto a ene-22 debido principalmente a un menor consumo industrial.

Demanda de gas para generación eléctrica: ha descendido un **-50,5% (-5,9 TWh)** debido principalmente a una mayor generación hidráulica y eólica junto a una menor demanda de electricidad.

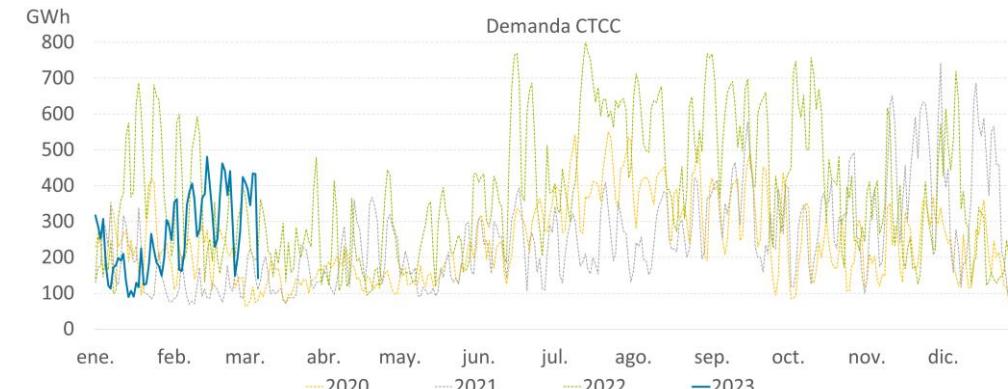
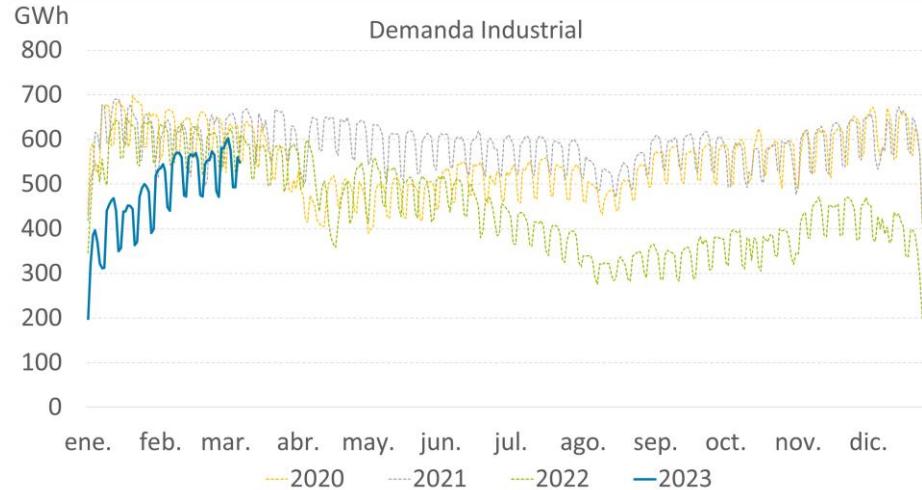
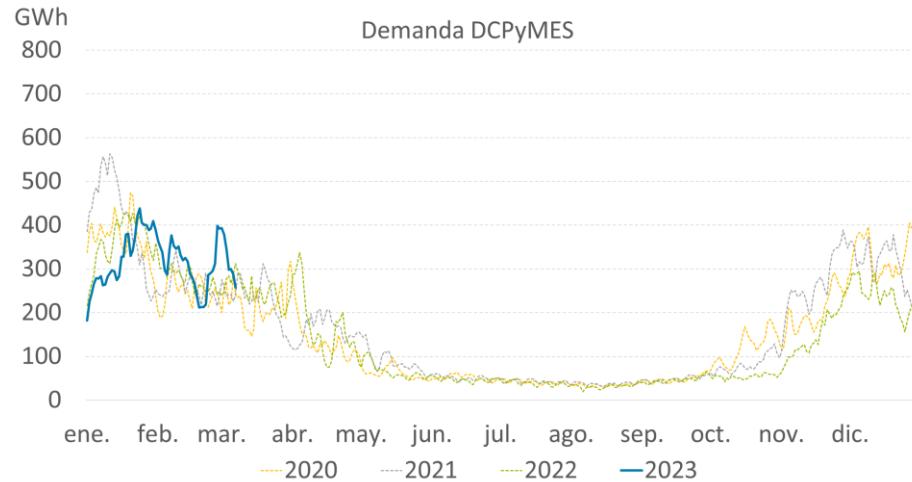
FEBRERO 2023

 Aumento del **mercado DCPyMES** respecto a feb-22 debido a las bajas temperaturas. Descenso, aunque menos intenso que ene-23, del **mercado industrial** debido a un menor consumo.

 **Demanda de gas para generación eléctrica:** ha descendido un **-3,6% (-0,3 TWh)** debido principalmente a una mayor generación hidráulica

Fuente: Elaboración propia

Seguimiento de la demanda diaria



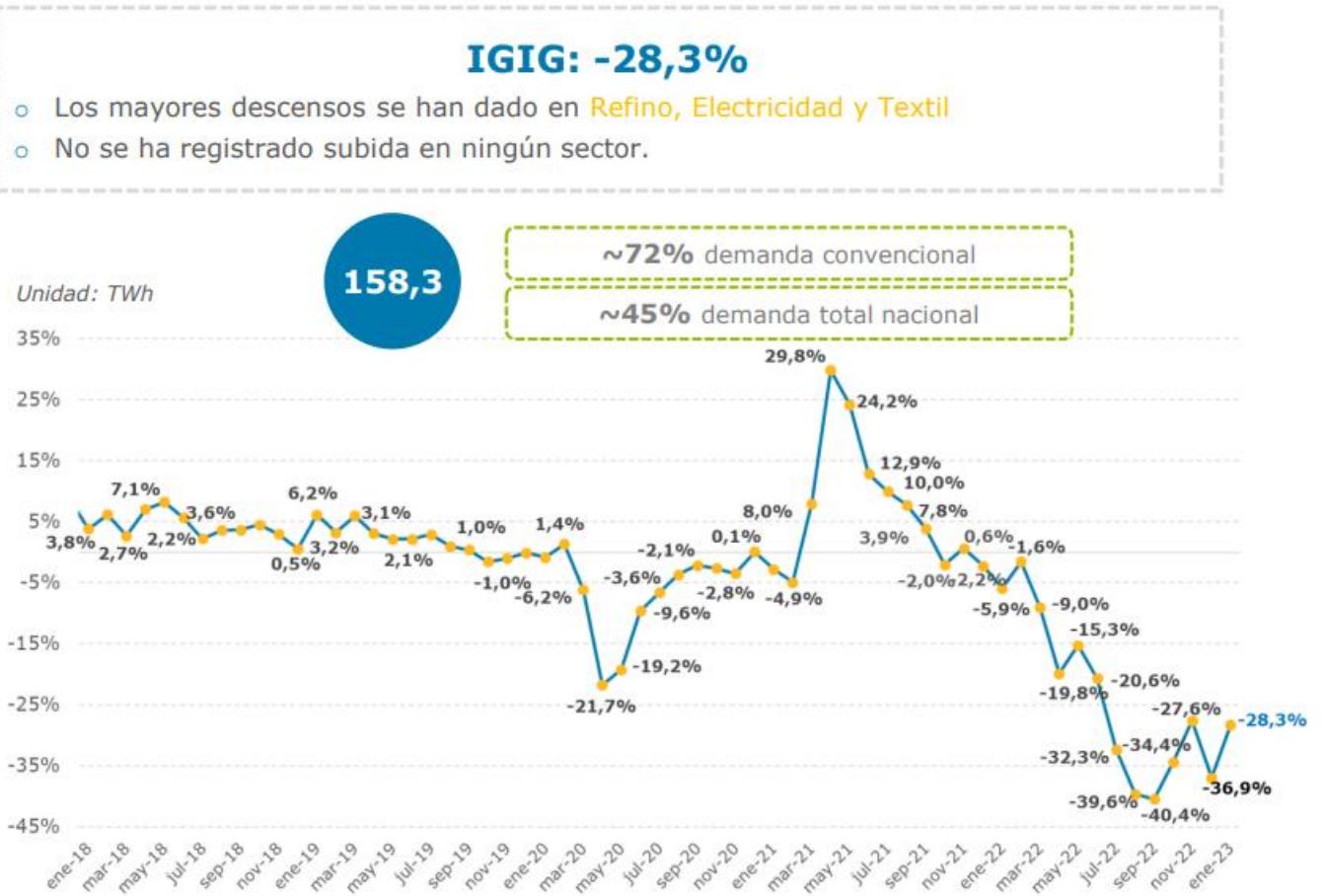
- **DCPYMES:** se registra incremento del consumo debido al descenso de temperaturas (2 olas de frío)
- **INDUSTRIAL:** recuperación gradual de la demanda industrial
- **ELÉCTRICO:** descenso de la actividad de los CTCC debido a un incremento en la generación renovable y menor demanda eléctrica

Índice grandes industriales de gas

Enero 2023

TAM feb22-ene23

% Δ ene23 vs ene22

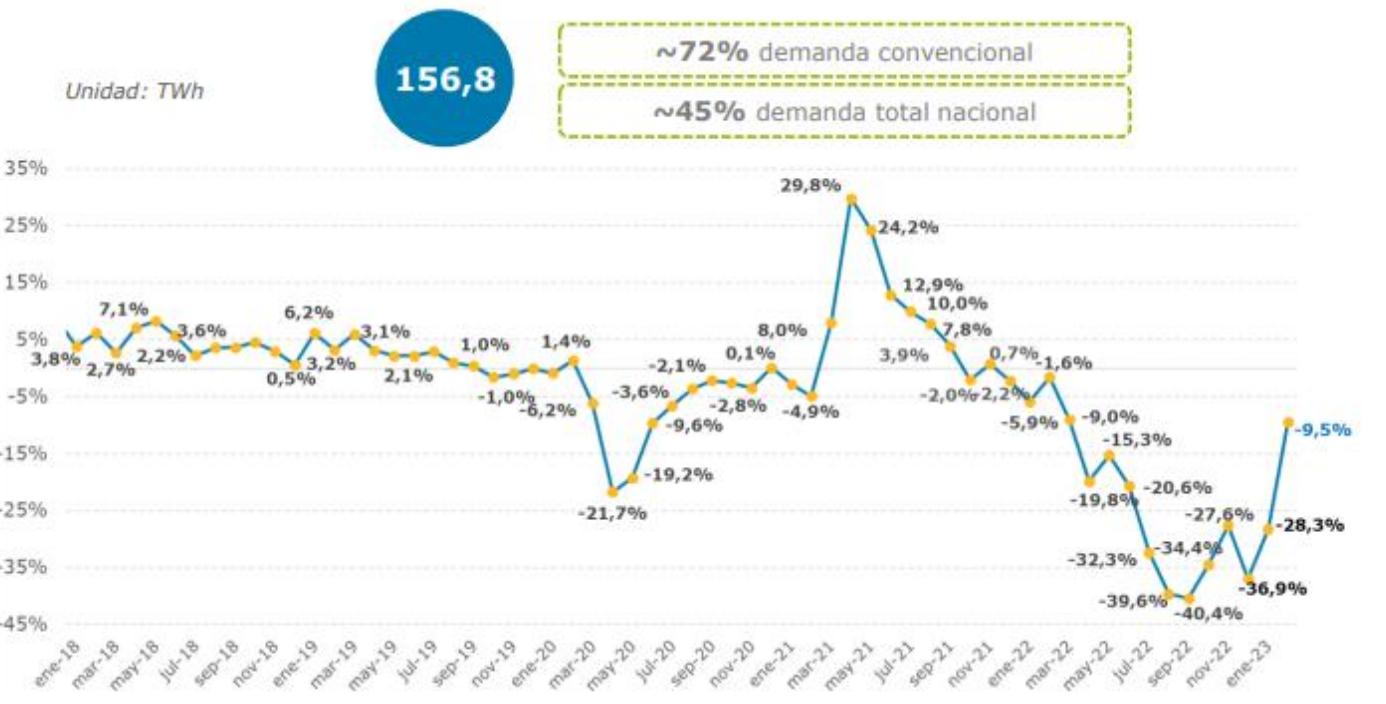


Índice grandes industriales de gas

Febrero 2023

IGIG: -9,5%

- Crecimiento del sector refino del 8%
- Los mayores descensos se han dado en metalurgia y química/farmacéutica



TAM mar22-feb23

% a feb23 vs feb22

22

21

21

19

18

15

13

12

12

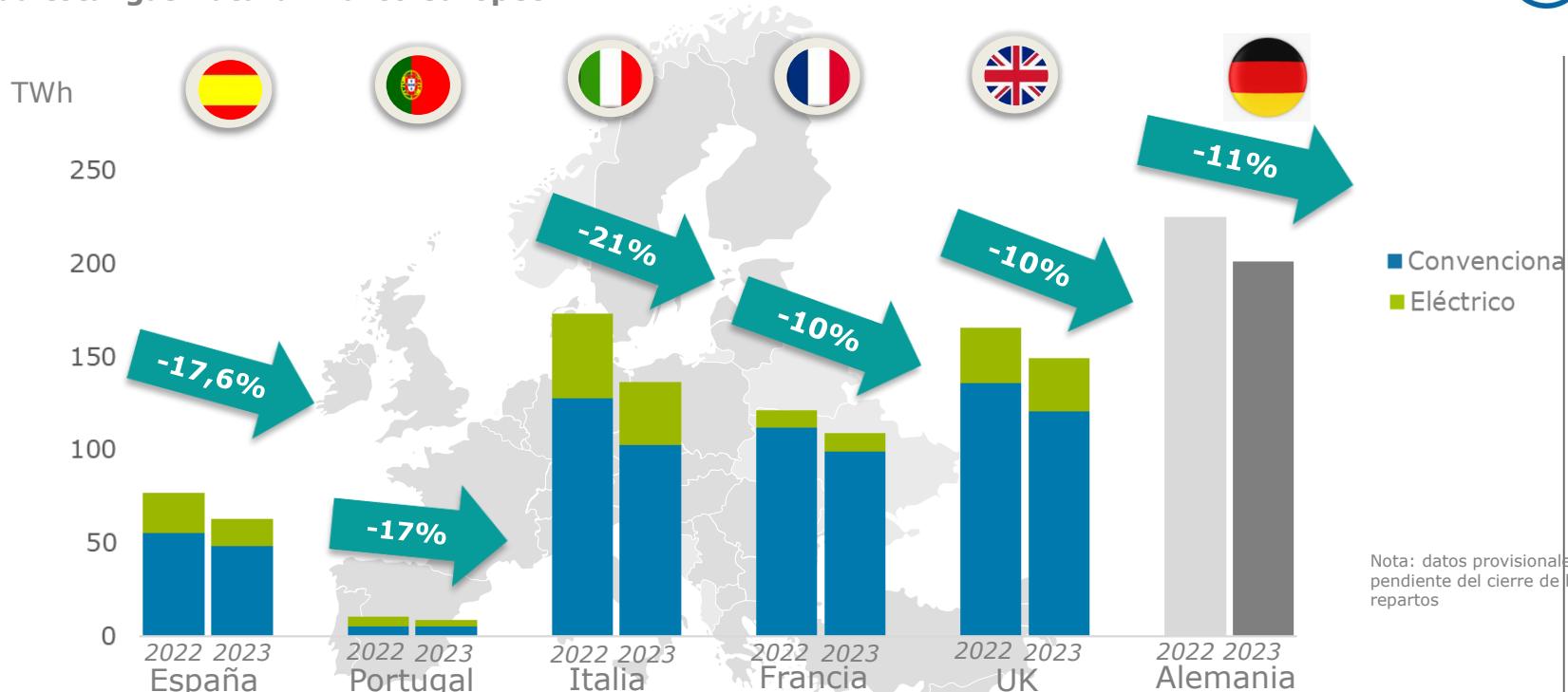
2



4. Comparativa Europea

Demanda total gas natural marco europeo

Ene-Feb 2023 vs Ene-Feb 2022



✓ **Convencional:** Descenso en todos los países: España (-13,0%), Portugal (-5%), Italia (-20%), Francia (-12%), y Reino Unido (-11%)

✓ **Sector eléctrico:** Descenso en todos los países: España (-29,7%), Portugal (-31%), Italia (-26%), y Reino Unido (-6%), excepto en Francia (+8%).

Índice



- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Aspectos adicionales**

Cobertura de la demanda ene y feb-23

ENTRADAS

66,1 TWh

GN TWh	ene-feb		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
Tarifa	0,0	0,0	0,0	-
Almería	18,4	16,0	-2,5	-13 %
VIP Pirineos	3,8	3,8	0,1	+2 %
VIP Ibérico	1,0	1,5	0,4	+39 %
Producción Nacion	0,1	0,1	0,0	-2 %
Extracción AASS (*)	2,7	4,4	1,7	+64 %
TOTAL	23,3	21,3	-2,0	-8%

(*) No incluido en el TOTAL

GNL

TWh	ene-feb		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
Barcelona	11,5	5,0	-6,6	-57 %
Huelva	10,6	12,5	1,9	+18 %
Cartagena	9,8	6,1	-3,7	-38 %
Bilbao	8,2	10,5	2,4	+29 %
Sagunto	8,2	5,2	-3,0	-36 %
Mugardos	4,1	5,4	1,4	+33 %
TOTAL	52,4	44,8	-7,7	-15%

SALIDAS

75,2 TWh

GN TWh	ene-feb		Variación	
	2022	2023	ΔTWh	% Δ
Demanda Nacional	76,7	63,2	-13,5	-18 %
Tarifa	0,0	1,2	1,2	>100 %
VIP Pirineos	3,2	4,4	1,2	+39 %
VIP Ibérico	0,3	1,9	1,6	>100 %
Carga de buques	3,8	5,5	1,6	+43 %
Inyección AASS (*)	0,0	0,2	0,2	>100 %
Gas de operación	0,2	0,3	0,1	+52 %
TOTAL	84,2	75,2	-8,9	-11%

Entradas 66,1 TWh

▼ -9,6 TWh vs. 2022
-12,7% Δ

- ❑ GNL
- ❑ GN
- ❑ Produc. Nacional
- ❑ Biometano

2023
ene-feb



Salidas 75,2 TWh

▼ -8,9 TWh vs. 2022
-10,6% Δ

- ❑ Demanda nacional
- ❑ Exportación
- ❑ Gas operación
- ❑ Cargas

Entradas 75,7 TWh

2022

Salidas 84,2 TWh

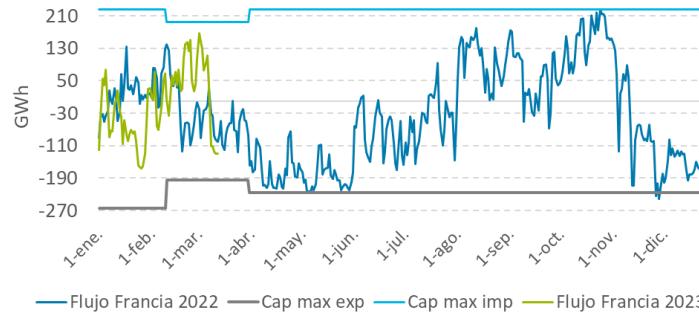
Detalle flujos por conexiones internacionales

Flujos diarios desde 1 enero 2022

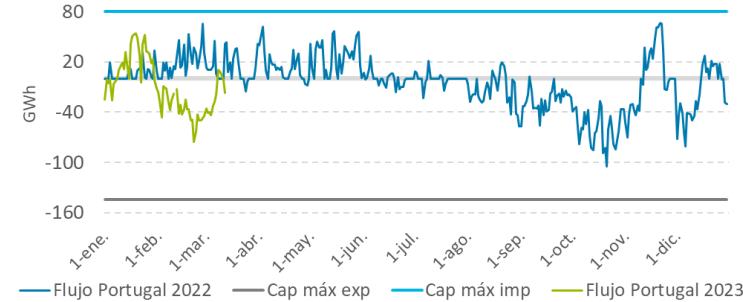
FRANCIA

Nota de operación nº3/2023: Capacidad máxima bidireccional 195 GWh/día, del 10 de febrero-23 al 31 de marzo-23.

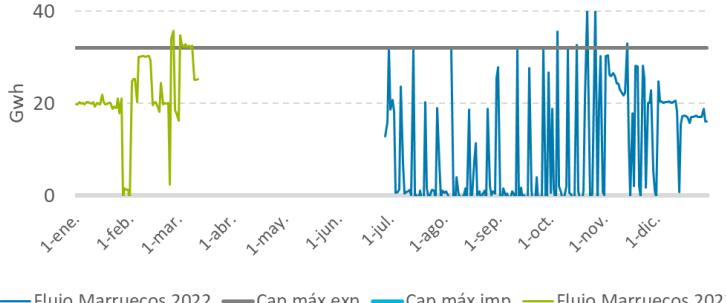
Desde el día 8 de marzo se registra flujo exportador por la huelga en Francia.



PORTUGAL



EXPORTACIÓN MARRUECOS

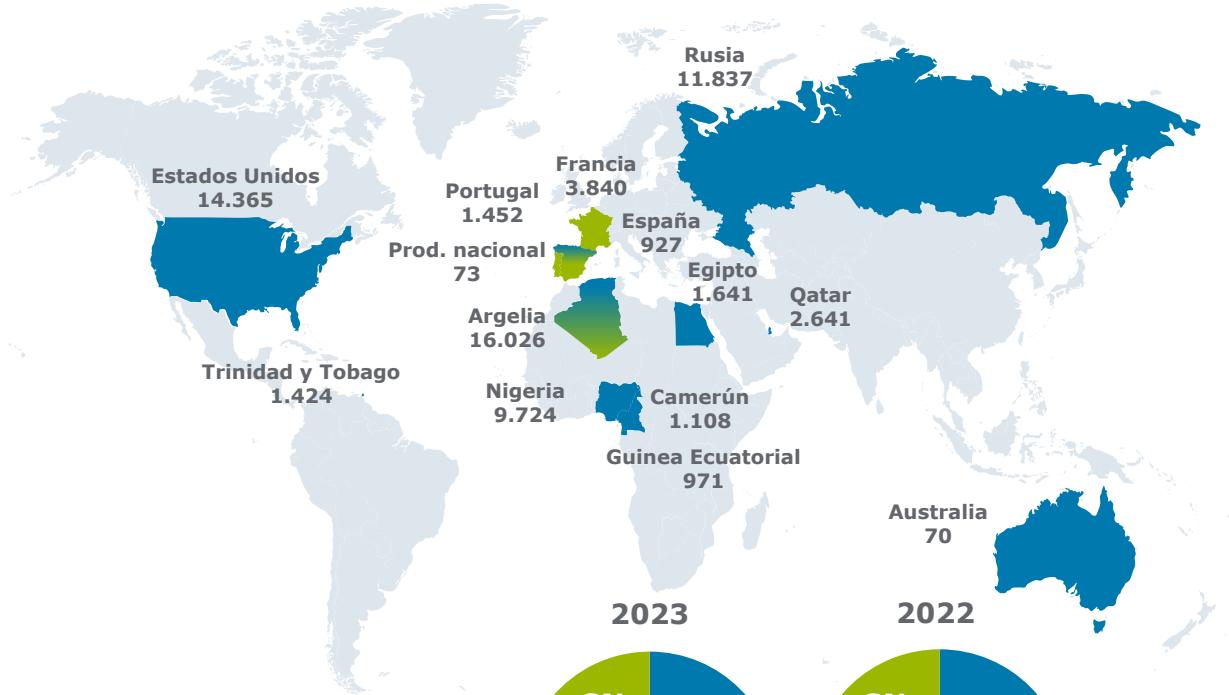


ALMERIA

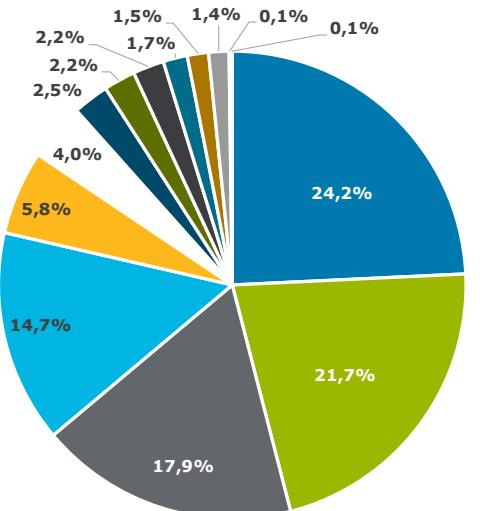
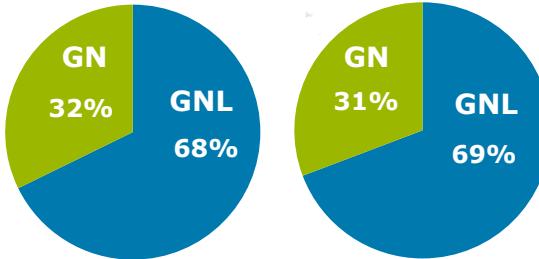


Orígenes del suministro

Enero – Febrero 2023



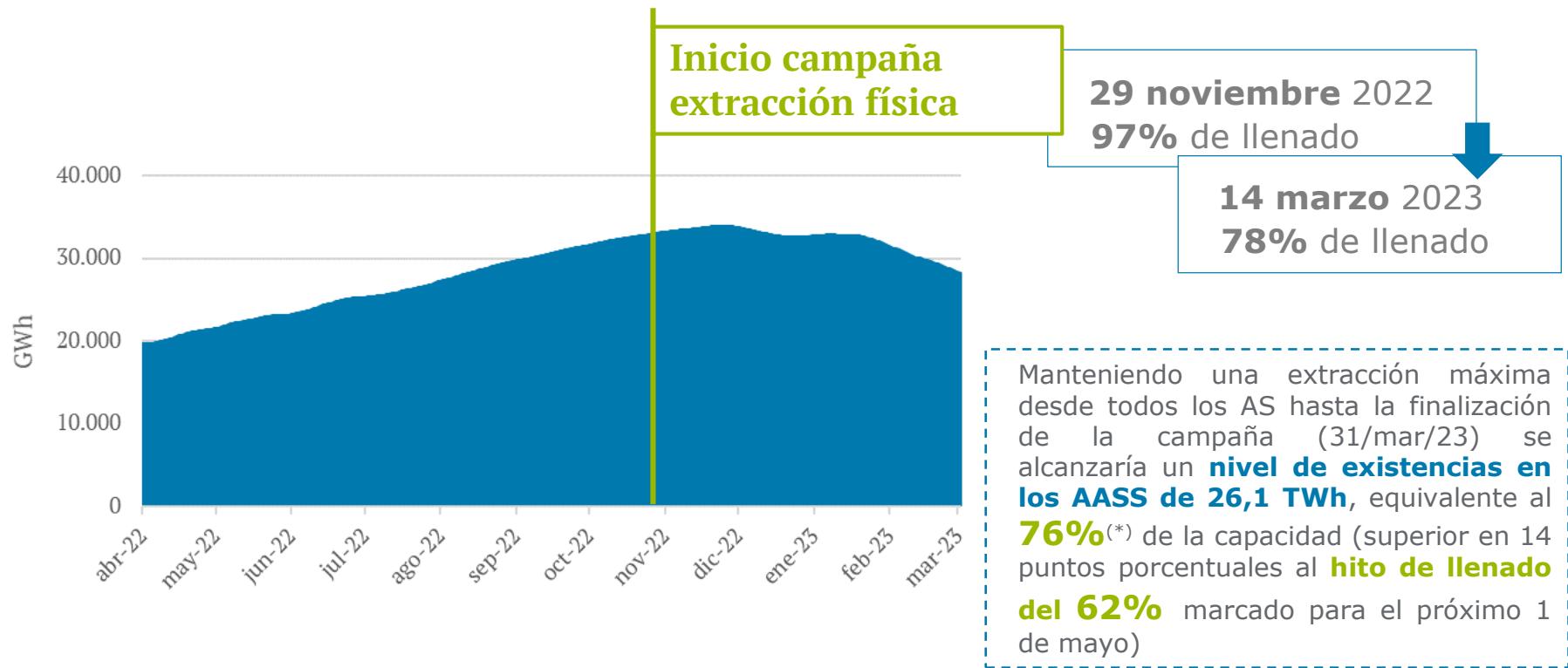
	Total GNL	Total GN
2023	44,8	21,3
2022	52,4	23,3



- Argelia
- Portugal
- Estados Unidos
- Trinidad
- Rusia
- Camerún
- Guinea Ecuatorial
- España
- Prod. Nacional
- Australia

Existencias

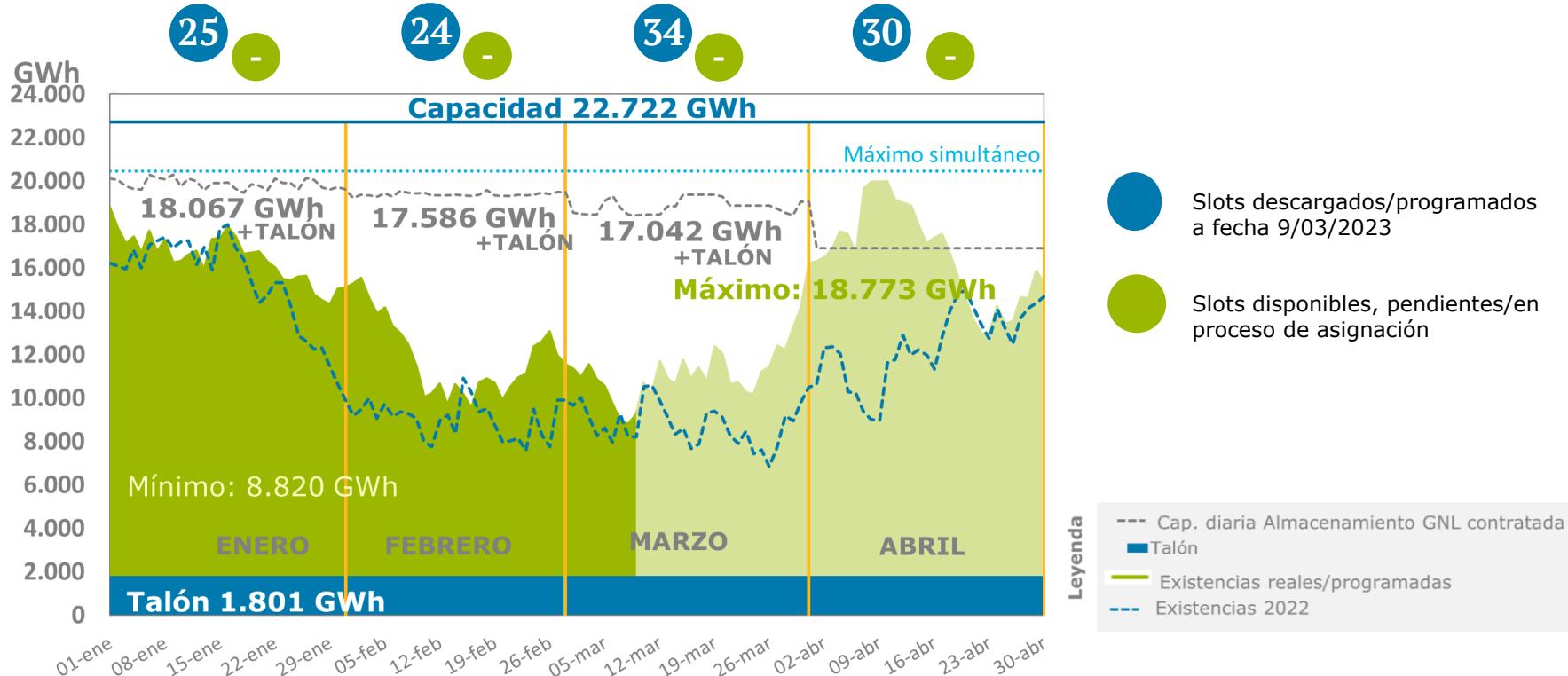
Evolución de las existencias físicas en almacenamientos subterráneos



¹² (*) La capacidad total disponible en los AASS para el periodo comprendido entre el 1 de abril 2023 y 31 marzo 2024 asciende a 34.179 GWh tal y como dicta la Resolución de 14 de febrero de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada

Existencias

Evolución de las existencias en tanques



Índice

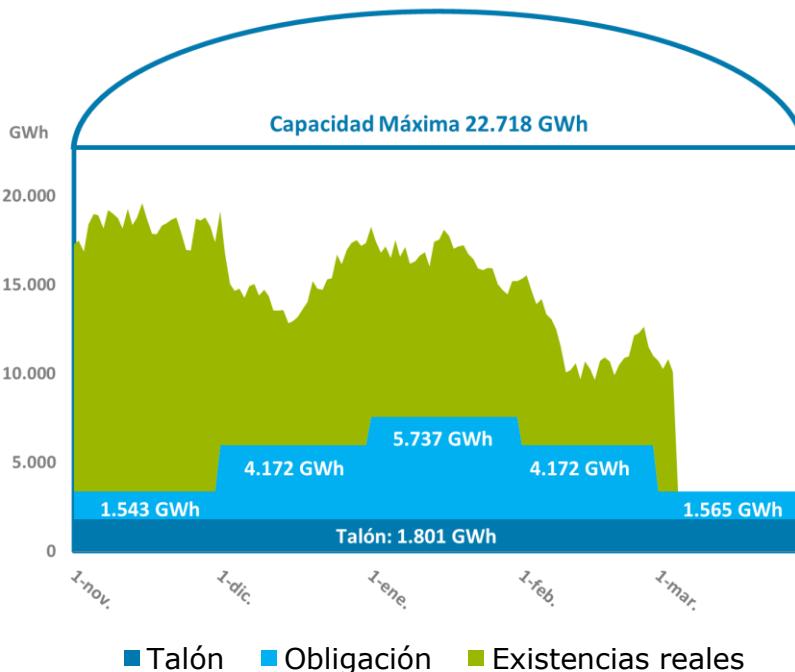


- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Aspectos adicionales**

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 por valor de 76 GWh/d**, subsanándose el 28-ene-23 y **un incumplimiento puntual** el 30-ene. Durante el mes de febrero, se ha producido **1 incumplimiento puntual** el 5-feb-23.

Ninguno de estos incumplimientos ha comprometido la Seguridad de Suministro

Notas de Operación



Nota de operación nº1/2023

(publicación 20-ene-23)

SOE 0 – Ola de frío → Ola de frío desde las seis horas del día 22 de enero de 2023 hasta el día 31 de enero de 2023 a las seis horas.

Nota de operación nº2/2023

(publicación 2-feb-23)

Orden TED/72/2023: nivel mínimo de EMS operativas de los usuarios → Necesidad de establecer un nivel mínimo de EMS de carácter operativo de los usuarios intermedio adicional para el 1 de marzo-23. A partir del 1-feb-23 este valor se establece en 0.

Nota de operación nº3/2023

(publicación 9-feb-23)

SOE 0 – Indisponibilidad de la estación de compresión de Euskadour → tras el incidente registrado en los transformadores eléctricos de los motocompresores el pasado 8-feb-23, desde el día de gas 10-feb-23 y hasta la recuperación de la instalación, la **capacidad de la interconexión por VIP Pirineos** en ambos sentidos de flujo será de **195 GWh/día**.

Nota de operación nº4/2023

(publicación 24-feb-23)

SOE 0 – Ola de frío → Ola de frío desde las seis horas del día 26 de febrero de 2023 hasta el día 4 de marzo de 2023 a las seis horas.



Muchas
gracias



red eléctrica

Una empresa de Redeia



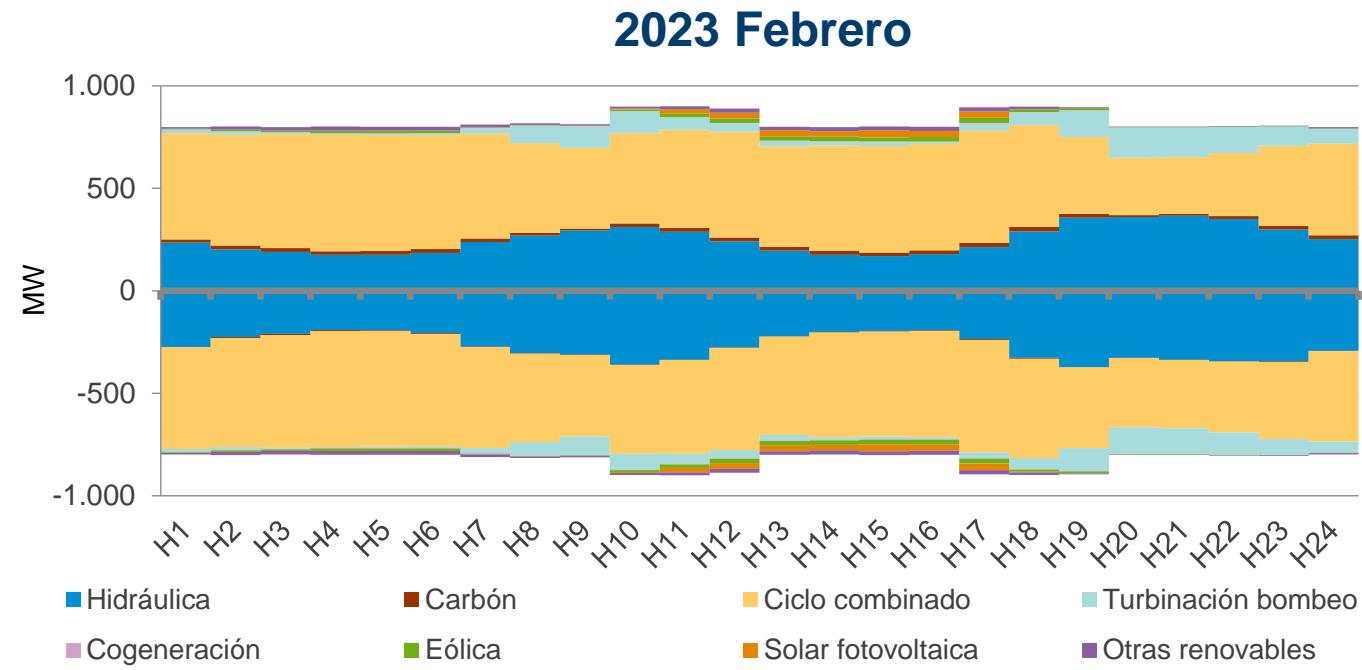
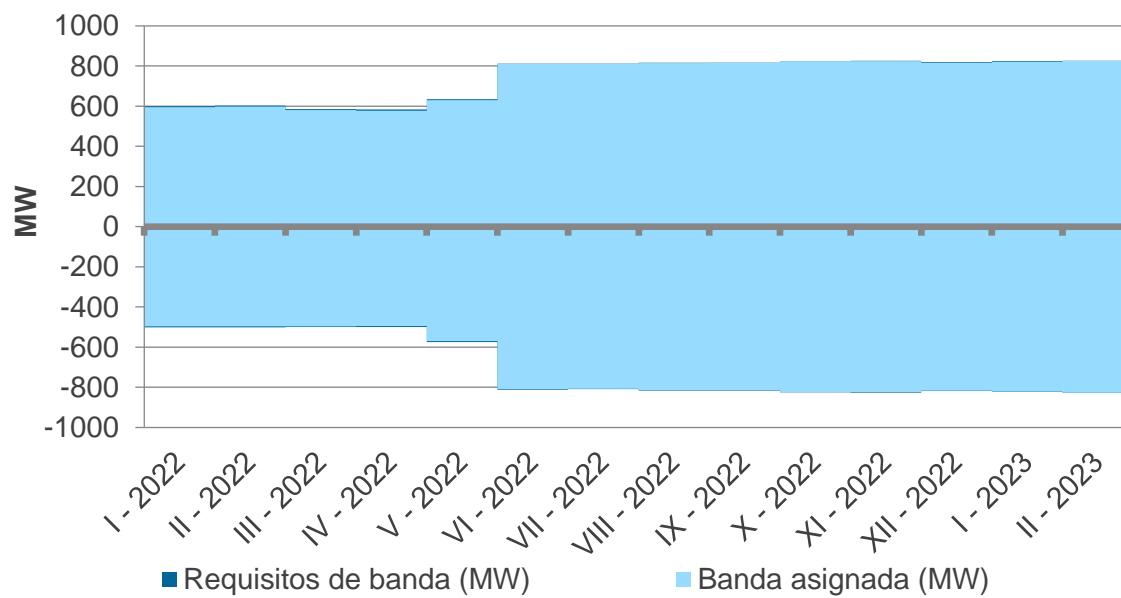
Resultados de los Mercados de Operación

Marzo, 2023

Banda media horaria asignada

Valores acumulados Ene-Feb	2022	2023
Requisitos de banda (MW)	1.102	1.650
Banda asignada (MW)	1.093	1.647
Satisfacción	99%	100%

Valores mensuales	2023 Enero	2023 Febrero	Δ (%)
Requisitos de banda (MW)	1.648	1.653	0,3%
Banda asignada (MW)	1.642	1.652	0,6%
Satisfacción (%)	100%	100%	-0,3%
Demanda Media Servida P48 (MWh)	27.508	25.841	-6,1%

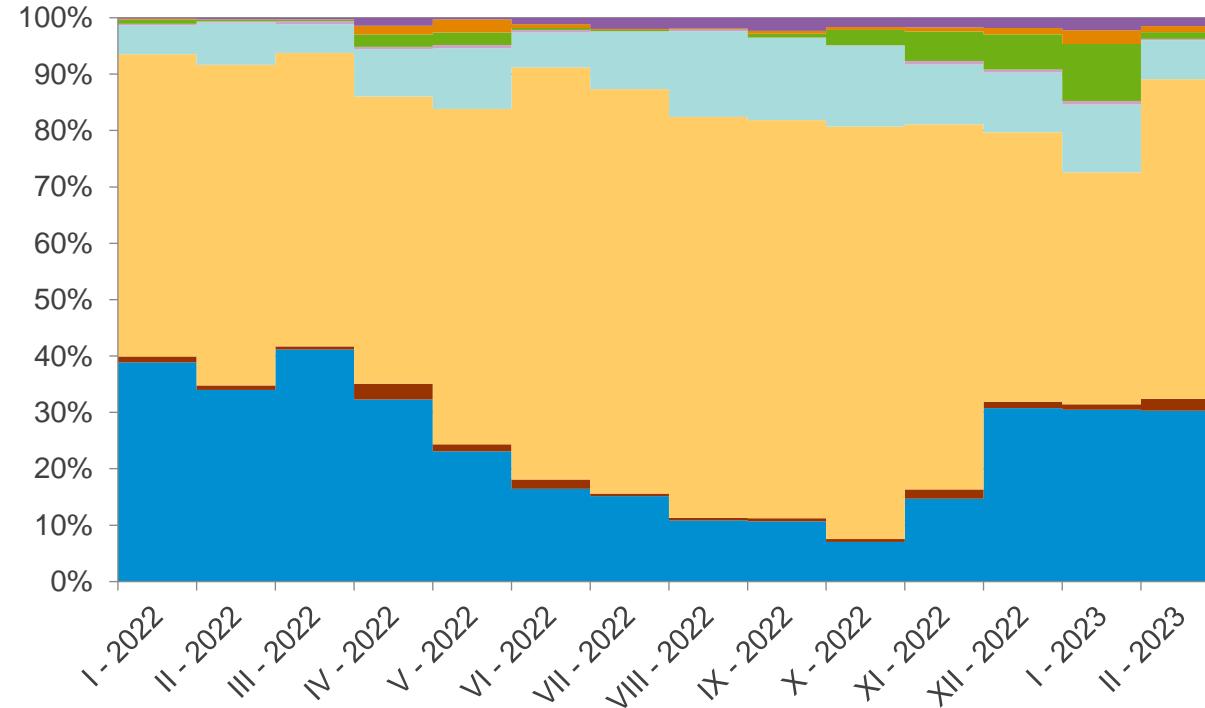


» Valores correspondientes a asignaciones de potencia media horaria

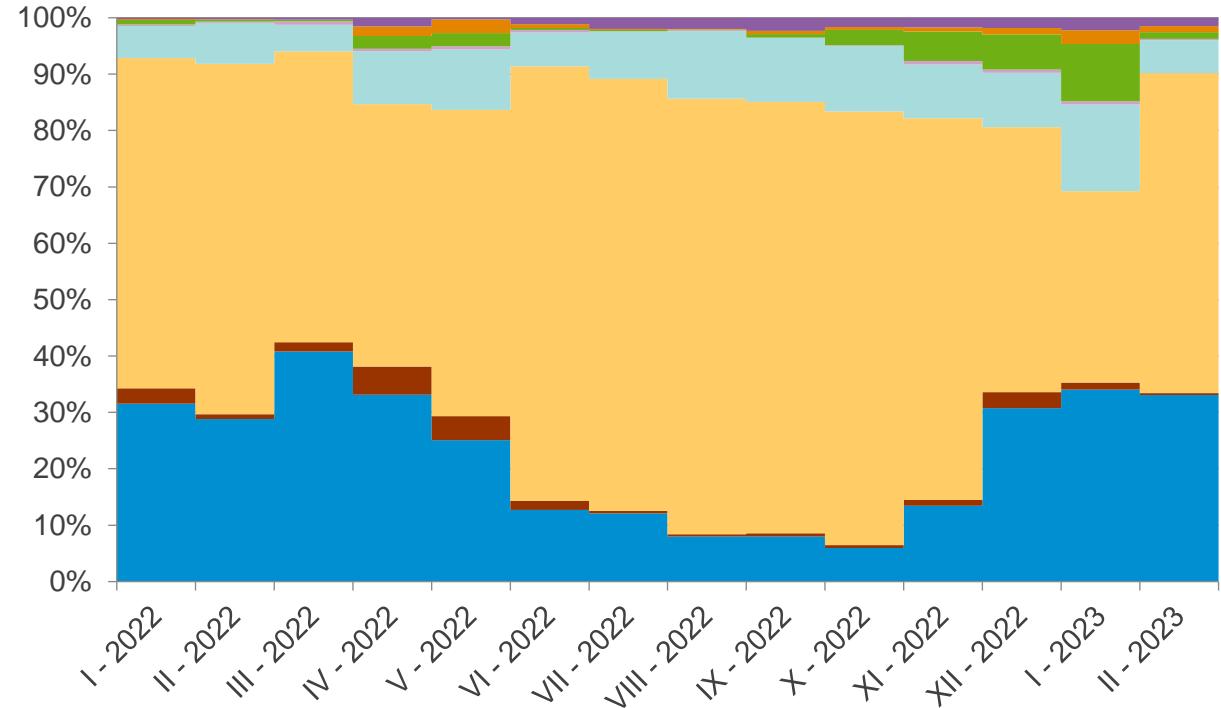


Tecnología asignada

A SUBIR



A BAJAR



■ Hidráulica

■ Carbón

■ Ciclo Combinado

■ Turbinación bombeo

■ Cogeneración

■ Eólica

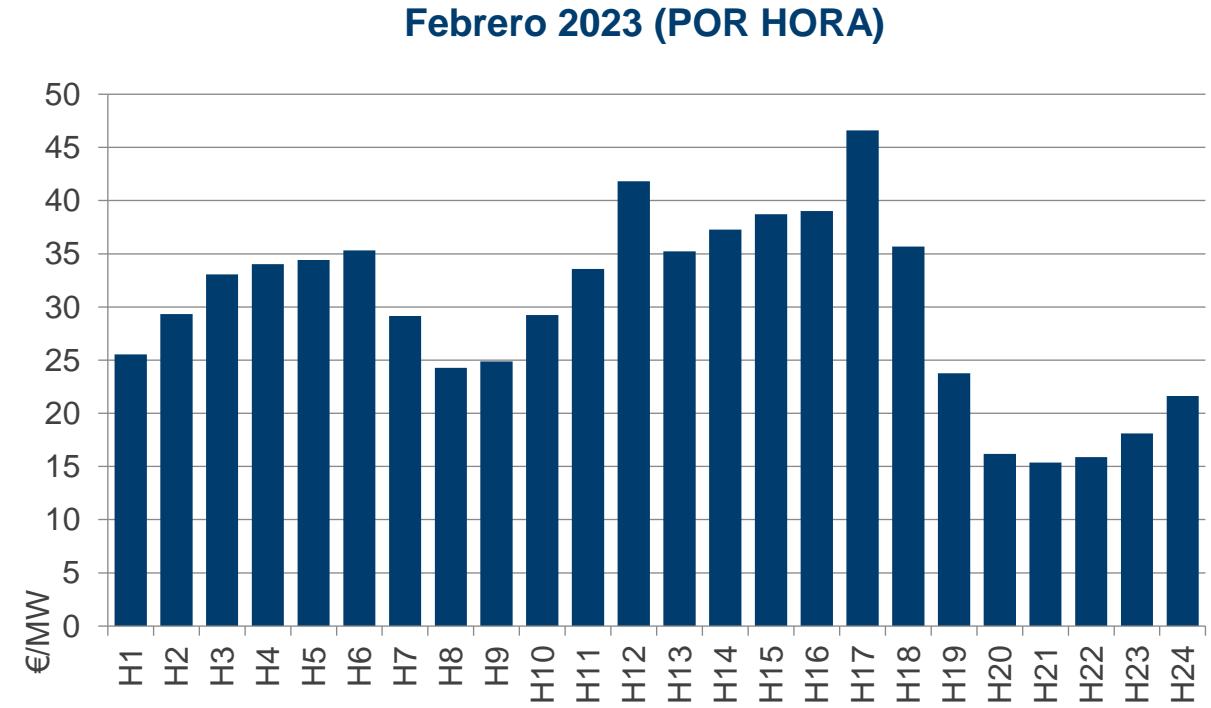
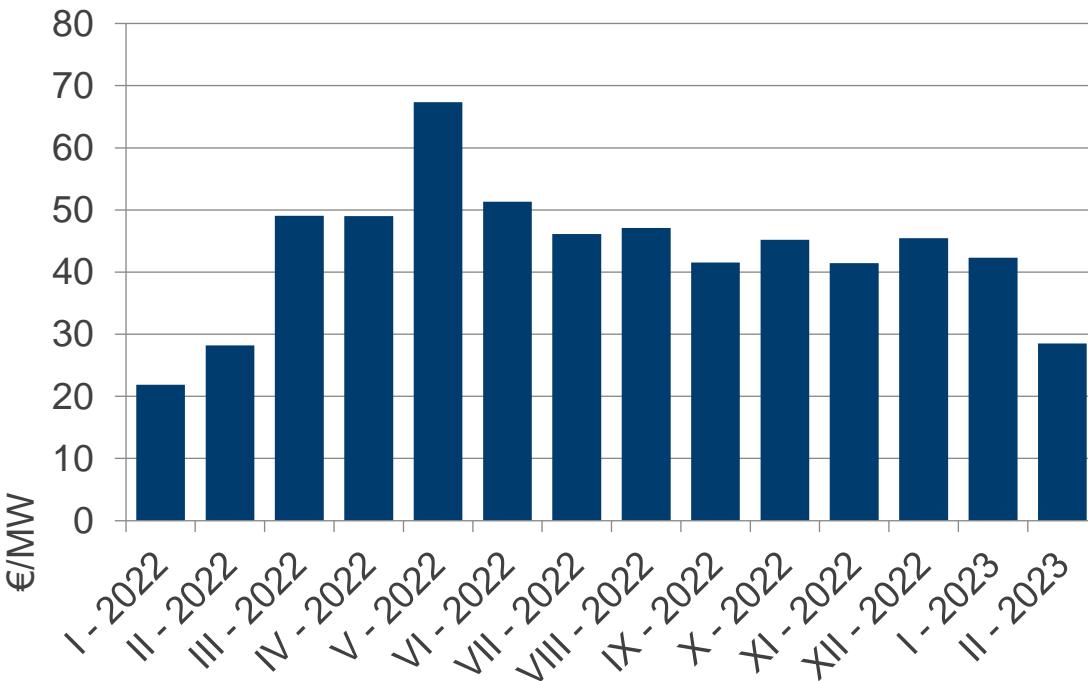
■ Solar fotovoltaica

■ Otras Renovables



Precio Medio Ponderado

Precio Medio Ponderado (€/MW)	2022	2023	Δ (%)
Enero	21,86	42,30	93,5%
Febrero	28,19	28,51	1,1%
Precio Medio Ponderado (Ene-Feb)	26,01	35,41	36,1%

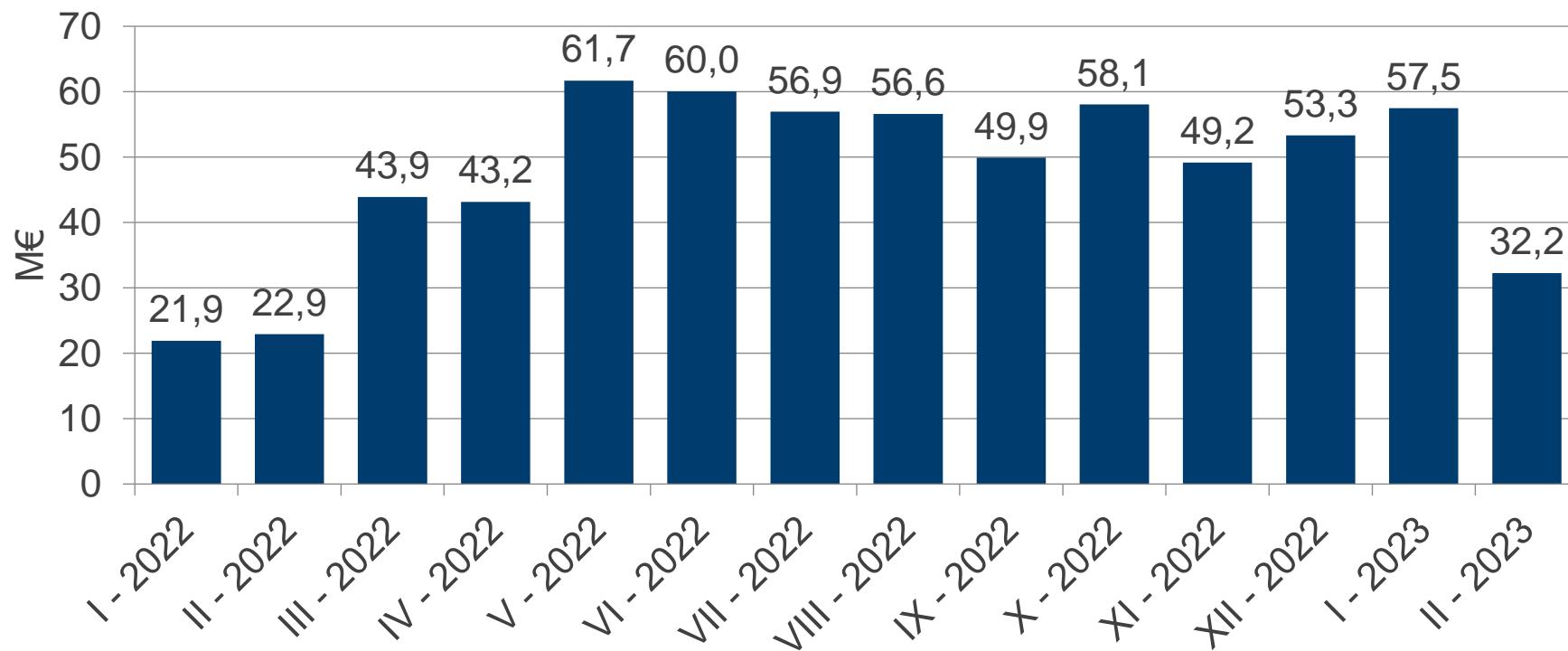


» Los valores de precios medios horarios se facilitan teniendo en cuenta valores medios horarios de potencia asignada



Coste

Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Enero	21,9	57,5	162,4%
Febrero	22,9	32,2	40,8%
Coste medio mensual (Ene-Feb)	22,4	44,9	100,2%





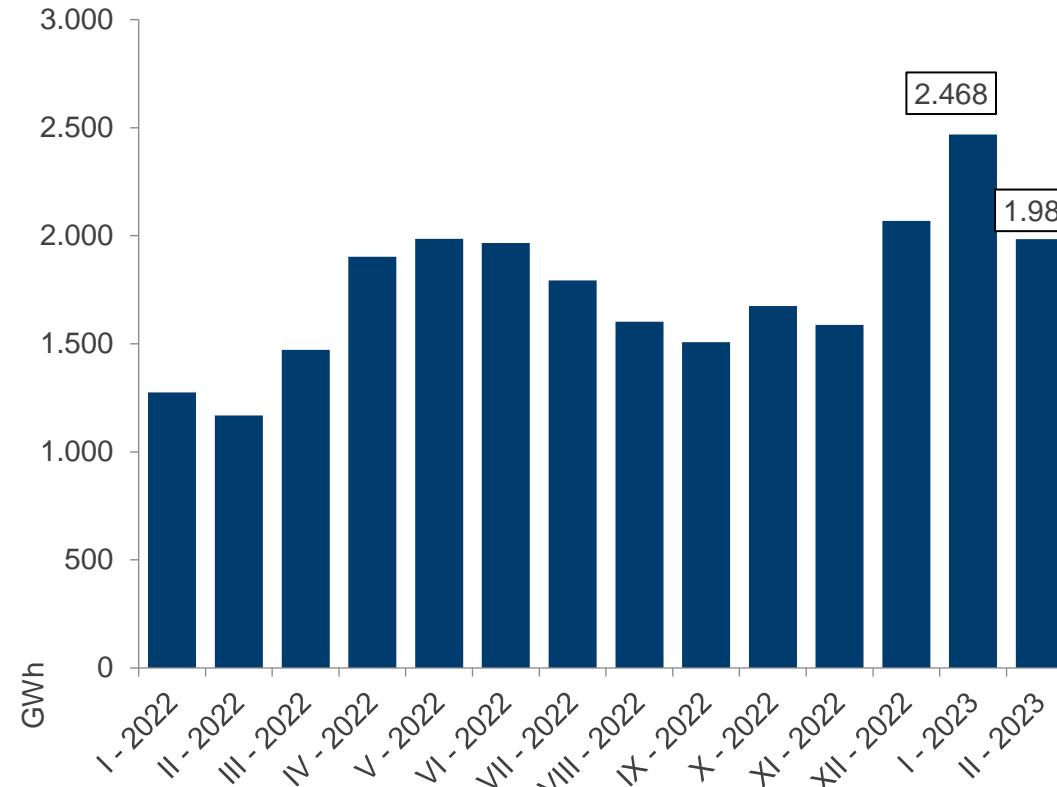
Energías de servicios de ajuste del Sistema Eléctrico Peninsular

red eléctrica

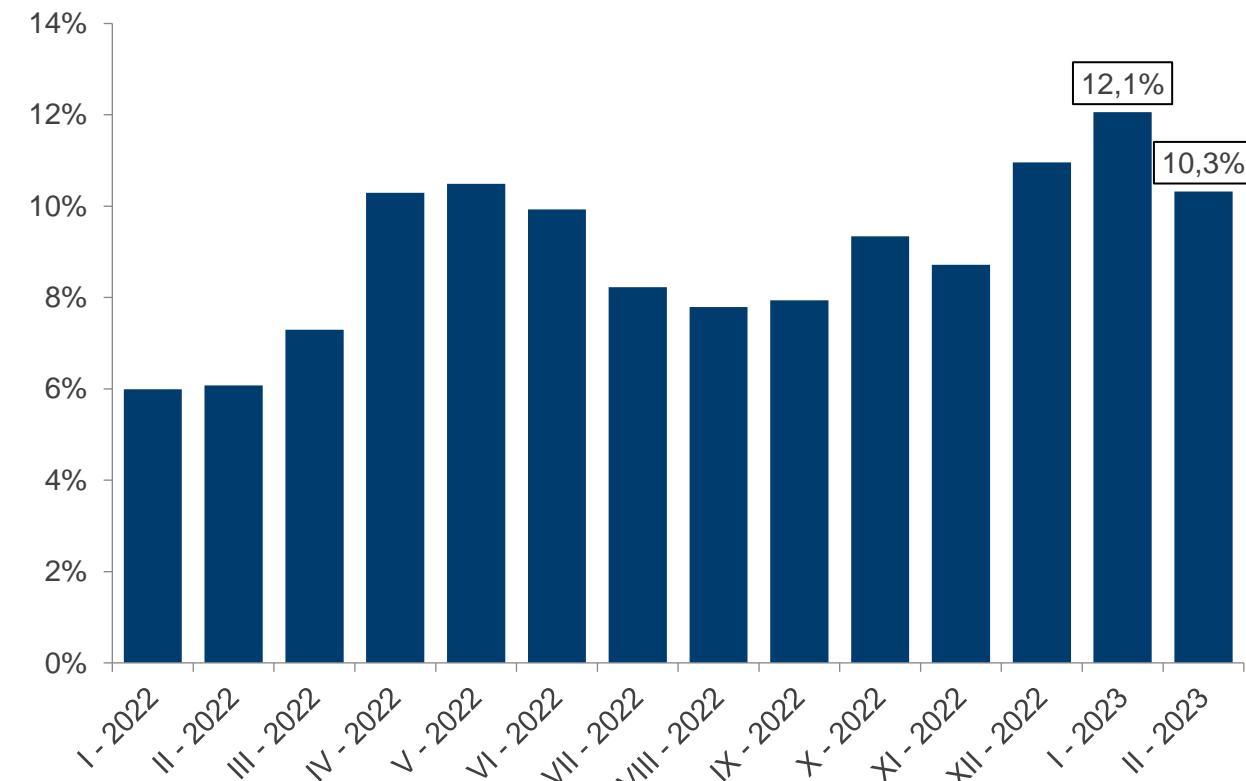
Energía utilizada para gestión de SAS

RRTT PDBF + RRTT TR + RR⁽¹⁾ + REG. TERCARIA⁽²⁾ + REG.

SECUNDARIA + IGCC



Energía de SAS respecto a Demanda Total Servida (%)



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

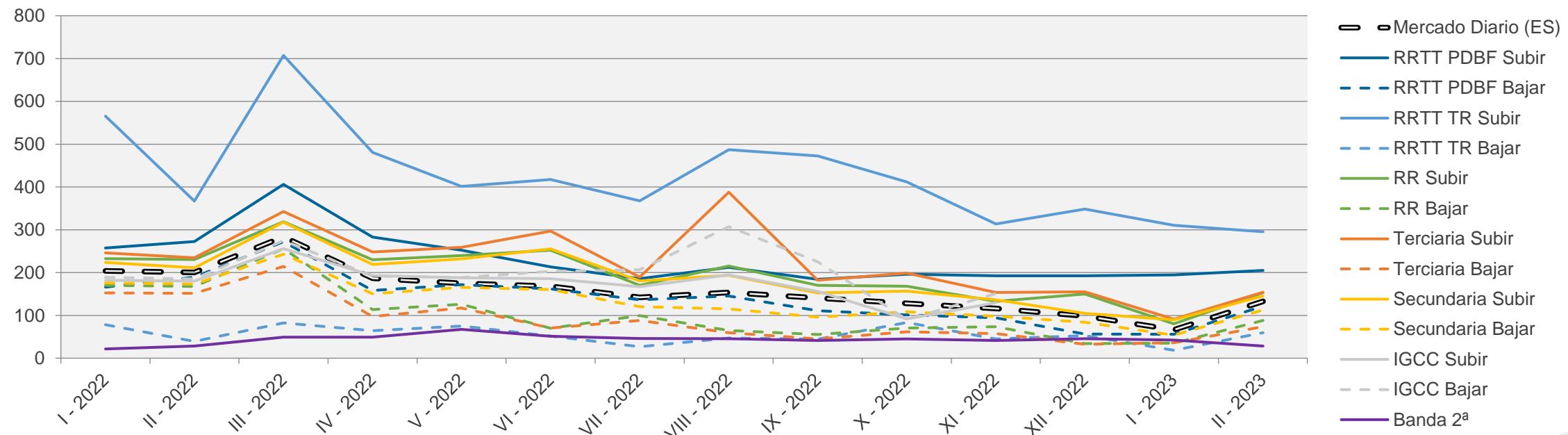
(2) Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa



Precios Medios Ponderados Mensuales⁽¹⁾

red eléctrica

€/MWh ó €/MW	I - 2022	II - 2022	III - 2022	IV - 2022	V - 2022	VI - 2022	VII - 2022	VIII - 2022	IX - 2022	X - 2022	XI - 2022	XII - 2022	I - 2023	II - 2023
Mercado Diario (ES)	204,28	200,66	283,49	186,76	174,75	168,19	142,44	153,60	140,72	128,20	116,08	98,55	66,56	133,01
RRTT PDBF Subir	257,71	272,83	406,22	283,20	252,48	213,49	185,95	212,27	184,29	196,01	192,50	192,49	194,79	205,22
RRTT PDBF Bajar	165,90	189,25	271,96	158,38	171,77	162,01	136,40	145,58	111,13	101,24	94,41	56,72	55,81	121,20
RRTT TR Subir	565,90	367,21	707,26	480,70	401,25	417,63	367,58	487,00	472,56	411,82	313,88	348,22	310,51	295,50
RRTT TR Bajar	78,22	39,44	82,25	64,31	75,40	52,01	26,91	47,09	44,34	83,71	44,83	52,68	18,73	59,37
RR Subir	232,66	230,70	318,69	230,00	240,01	252,50	170,53	215,50	170,20	168,38	133,05	149,78	80,30	153,30
RR Bajar	170,30	167,77	255,86	113,43	126,02	70,15	99,37	64,67	55,45	70,36	73,42	33,95	35,15	87,95
Terciaria Subir	246,25	234,65	342,67	248,18	259,26	297,01	189,67	387,74	182,33	198,75	153,89	154,96	91,29	154,30
Terciaria Bajar	152,44	151,39	214,24	97,35	117,15	70,44	88,36	59,86	44,88	61,57	57,73	32,85	36,30	73,72
Secundaria Subir	223,86	211,10	317,93	219,18	232,00	255,60	180,83	193,52	152,53	156,62	136,36	105,08	90,01	145,39
Secundaria Bajar	176,02	173,51	242,77	150,65	165,62	160,55	120,62	115,33	96,19	108,53	98,08	84,21	54,11	112,59
IGCC Subir	182,45	180,00	256,02	193,24	187,84	185,92	167,31	194,55	156,21	91,64	129,77			
IGCC Bajar	189,06	185,14	274,86	192,17	188,48	203,20	206,47	307,47	225,17	90,33	150,95			
Banda 2 ^a	21,86	28,19	49,05	49,01	67,34	51,34	46,13	45,58	41,53	45,21	41,46	45,47	42,30	28,51

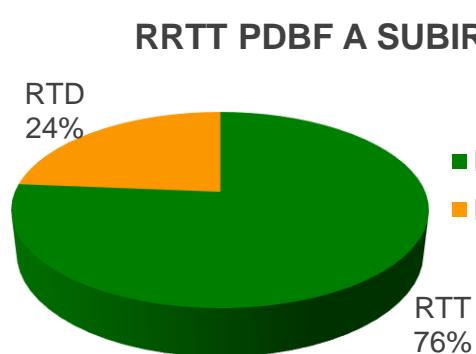
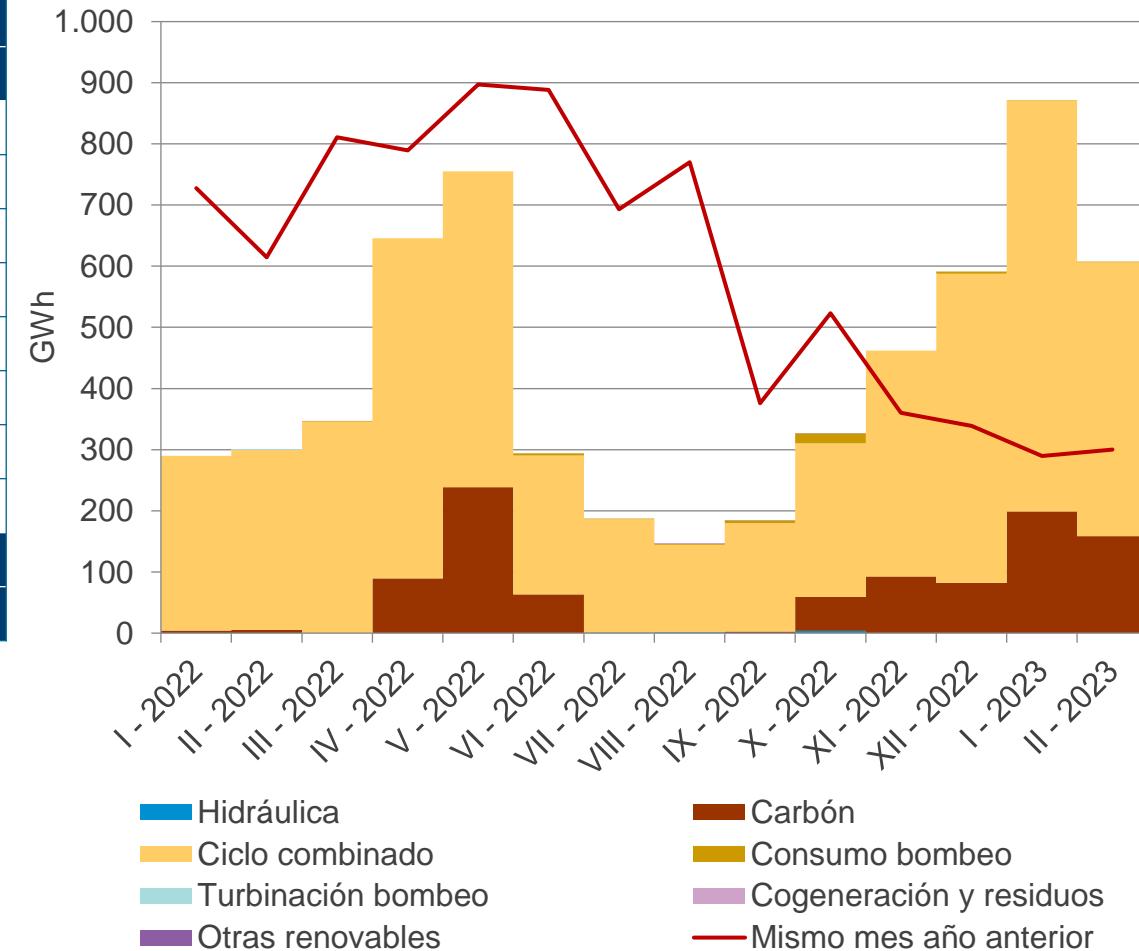


⁽¹⁾ Las energías de balance de tipo RR e IGCC cuentan con un precio marginal único. El valor representado en la tabla corresponde al precio medio ponderado de la energía según el sentido de las energías cubiertas o energías evitadas del Sistema Eléctrico Español



Fase I

Energía a Subir (GWh)			
Valores acumulados Ene-Feb	2022	2023	Δ (%)
Carbón	9	357	3684%
Ciclo combinado	580	1.121	93%
Cogeneración y residuos	0	0	-
Hidráulica	0	0	-
Eólica	0	0	-
Turbinación bombeo	0	0	-
Consumo bombeo	0	1	-
Otras renovables	0	0	-
Total	590	1.479	151%
Precio medio ponderado (€/MWh)	264,32	197,15	-25%



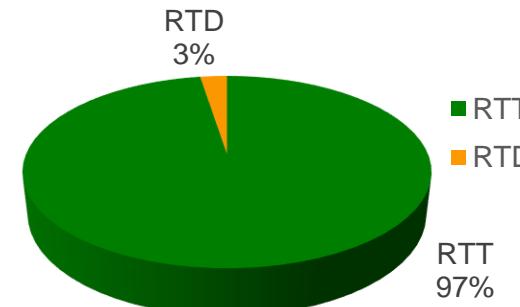
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución



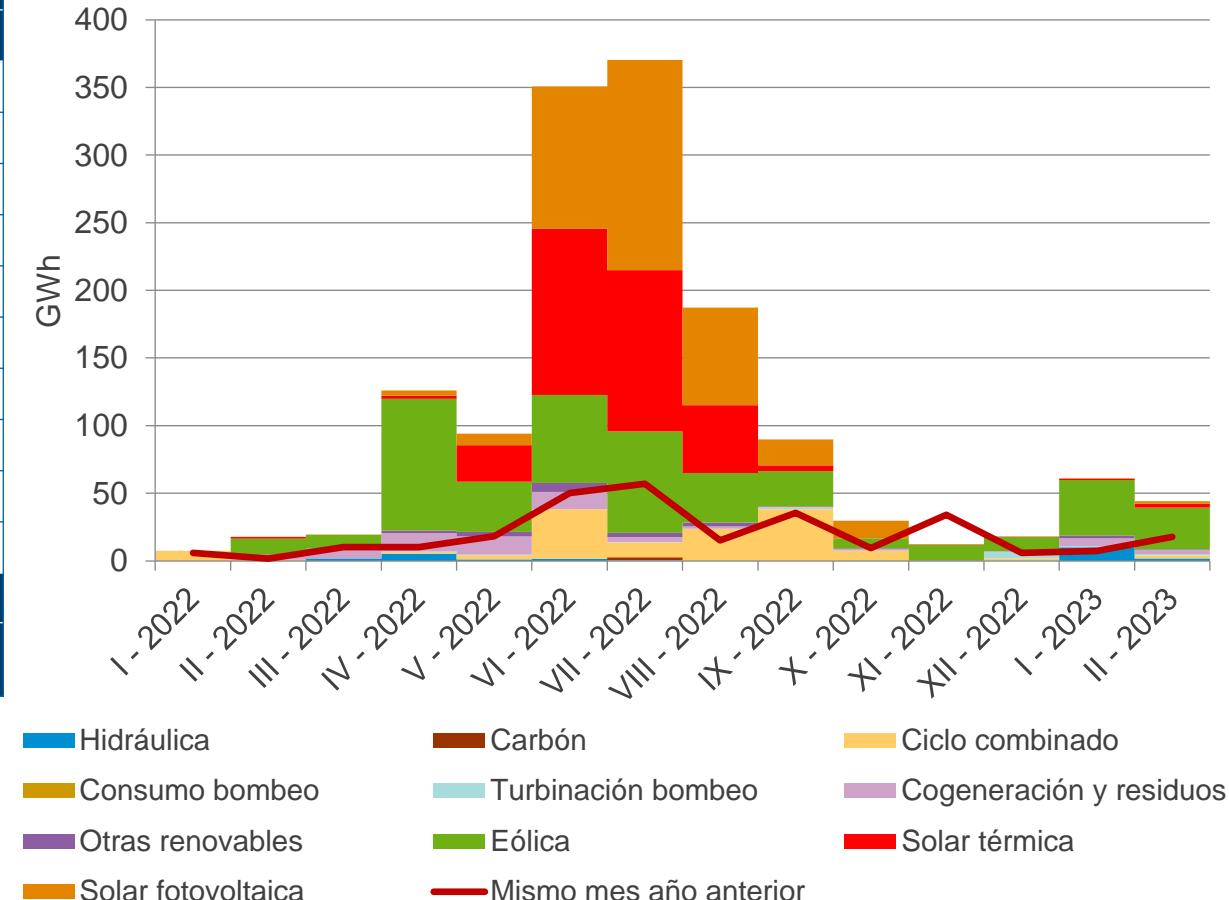
Fase I

Energía a Bajar (GWh)			
Valores acumulados Ene-Feb	2022	2023	Δ (%)
Carbón	0	0	-
Ciclo combinado	8	2	-73%
Cogeneración y residuos	3	9	232%
Hidráulica	0	12	5079%
Eólica	12	72	514%
Turbinación bombeo	0	2	-
Consumo bombeo	0,0	0	-
Otras renovables	1,2	3	135%
Solar fotovoltaica	0,2	2	1347%
Solar térmica	1,1	4	243%
Total	25	106	321%
Precio medio ponderado (€/MWh)	177,77	82,79	-53%

RRTT PDBF A BAJAR

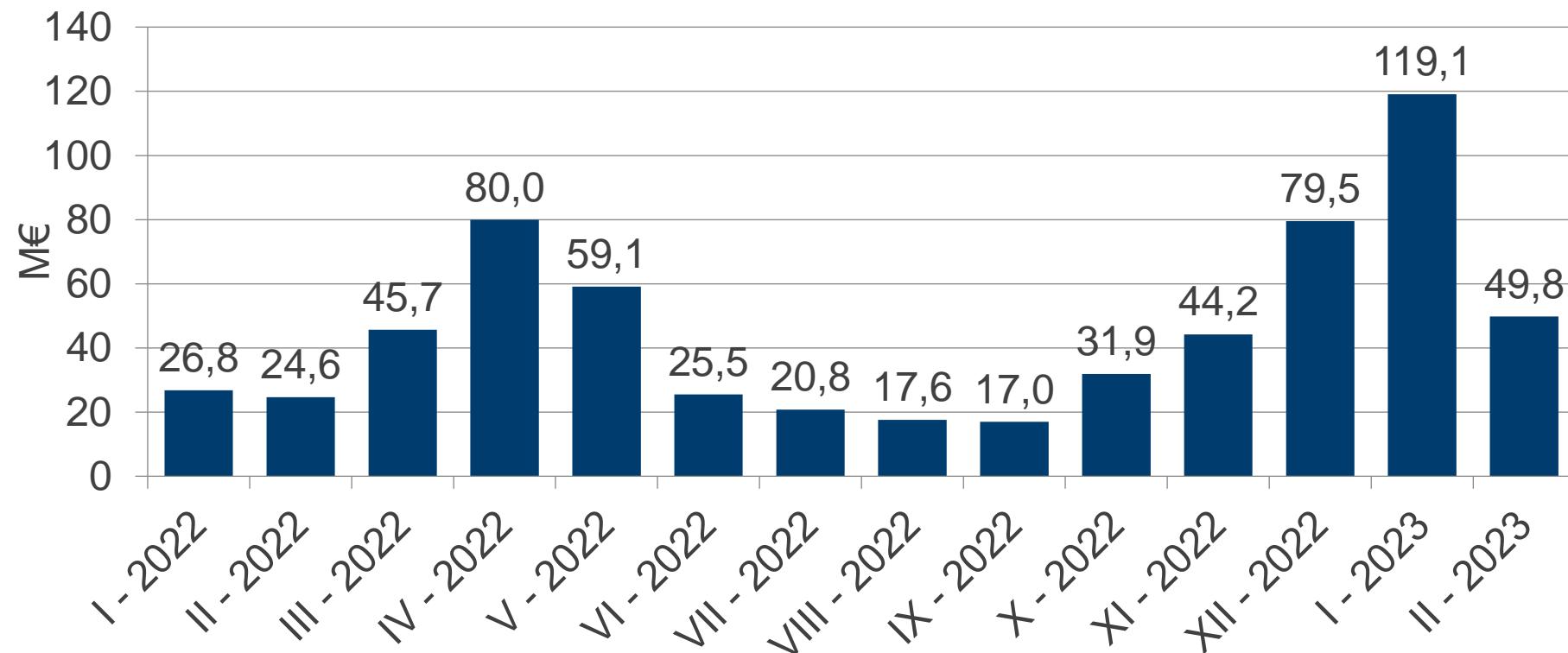


RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución



Coste

Coste (M€)	2022	2023	Δ (%)
Enero	26,8	119,1	343,9%
Febrero	24,6	49,8	102,2%
Coste medio mensual (Ene-Feb)	25,7	84,4	228,3%

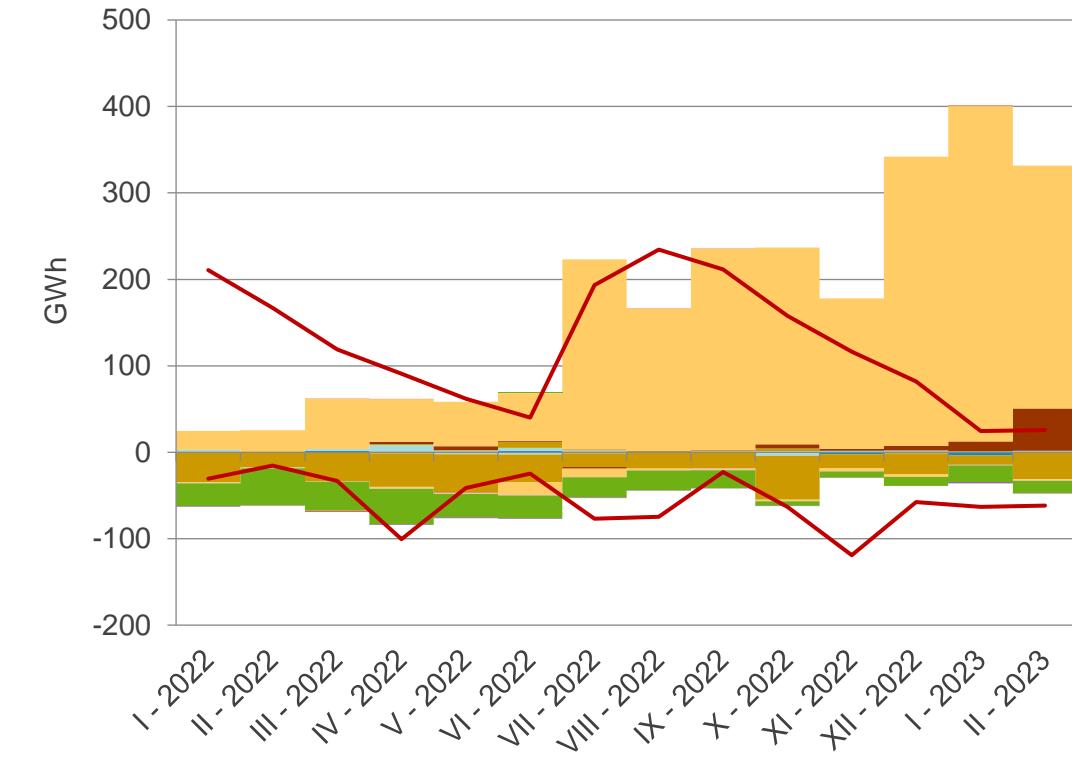
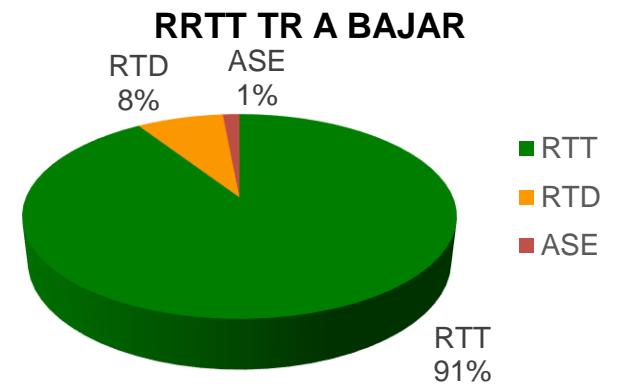
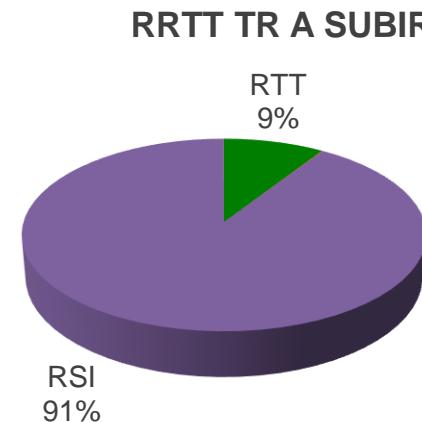




RRTT TR y solución congestiones en interconexiones no UE

red eléctrica

	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Valores acumulados Ene-Feb						
Hidráulica	0,0	0,8	7044%	0,5	3,3	576%
Carbón	0,0	60,2	-	0,0	0,0	-
Ciclo combinado	46,8	668,5	1327%	1,3	1,6	23%
Turbinación bombeo	3,2	1,9	-39%	0,2	0,1	-37%
Consumo bombeo	0,2	0,6	177%	51,3	42,2	-18%
Cogeneración y residuos	0,0	0,0	-	1,2	0,8	-35%
Eólica	0,0	0,0	-	69,5	34,0	-51%
Solar térmica	0,0	0,0	-	0,0	0,3	-
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	0,1	1,0	815%
Otras renovables	0,0	0,0	-	0,8	1,2	63%
Enlace balear	0,0	0,7	-	0,0	0,0	-
Total	50,2	732,7	1359%	124,7	84,4	-32%
Precio medio ponderado (€/MWh)	672,05	340,00	-49%	59,02	41,83	-29%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-

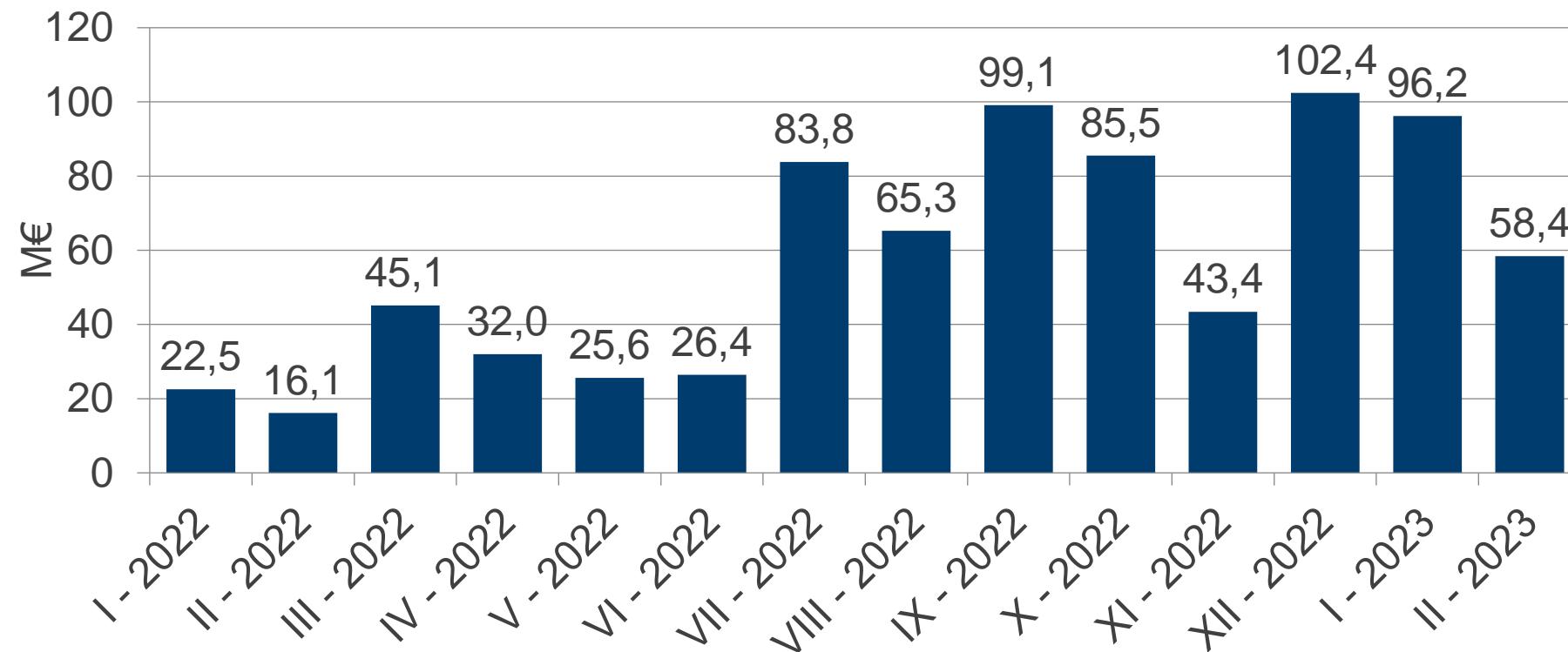


Hidráulica	Turbinación bombeo
Consumo bombeo	Carbón
Ciclo combinado	Cogeneración y residuos
Eólica	Otras renovables
Enlace balear	Mismo mes año anterior

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€)	2022	2023	Δ (%)
Enero	22,5	96,2	327,7%
Febrero	16,1	58,4	262,1%
Coste medio mensual (Ene-Feb)	19,3	77,3	300,3%





Valores acumulados Ene-Feb	Año 2022	Año 2023	Diferencia 2022 c/r 2021
Energías de balance RR ⁽¹⁾	469	561	20%
Reg. Terciaria ⁽²⁾	577	630	9%
Reg. Secundaria	455	650	43%
IGCC	154	128	-17%
Total (GWh)	1.654	1.970	19,1%



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

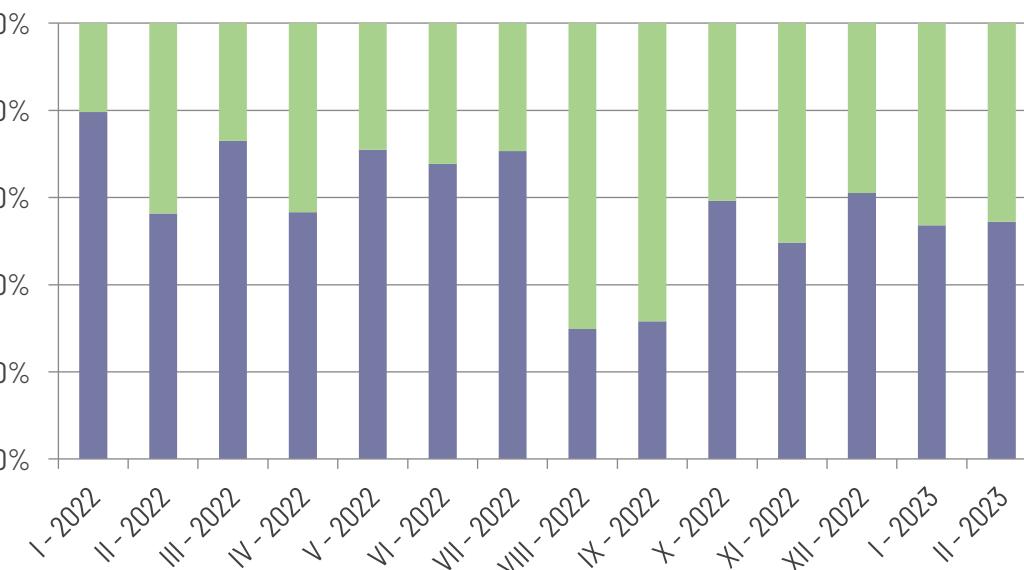
(2) Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa,7



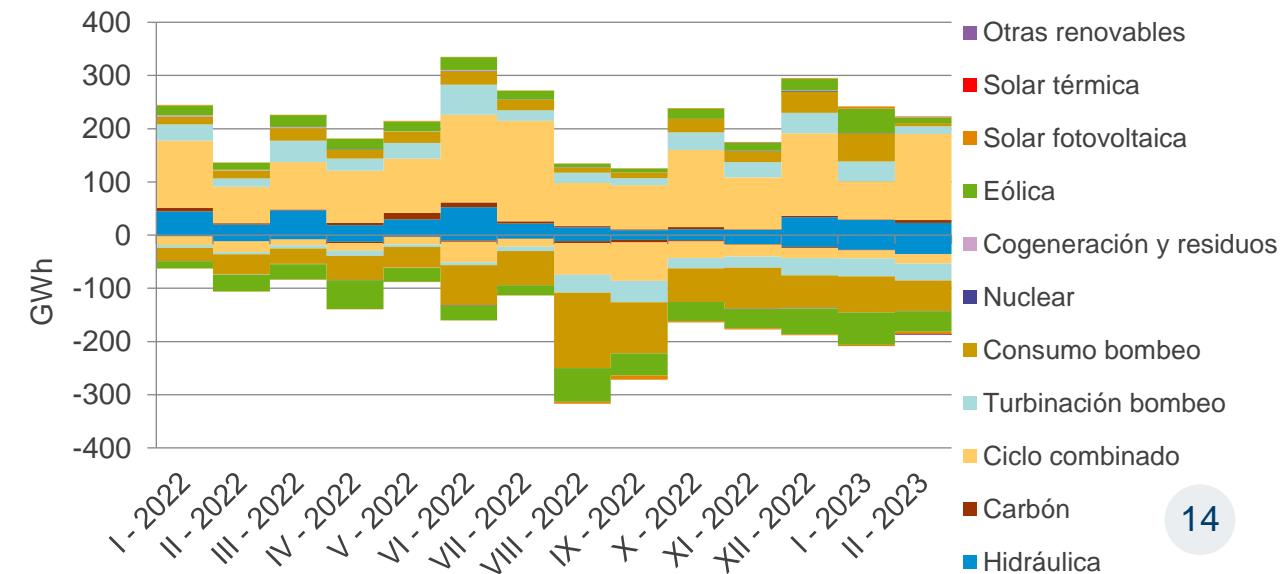
Asignaciones de energías de balance de tipo RR

red eléctrica

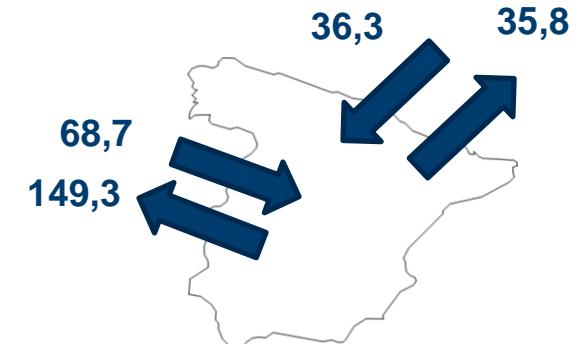
	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Valores acumulados Ene-Feb						
Hidráulica	64	51	-20%	13	63	385%
Turbinación bombeo	46	52	13%	10	65	550%
Consumo bombeo	29	59	103%	63	125	98%
Carbón	9	6	-33%	1	2	100%
Ciclo combinado	195	234	20%	36	33	-8%
Nuclear	0	1	-	0	0	-
Cogeneración y residuos	5	0	-100%	1	0	-100%
Eólica	32	56	75%	44	99	125%
Solar fotovoltaica	1	6	500%	0	8	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Demanda	0	0	-	0	0	-
Total	381	465	22%	168	395	135%
Necesidades cubiertas	363	275	-24%	106	286	170%
PMP Necesidades cubiertas (€/MWh)	232,01	111,18	-52%	168,76	58,87	-65%



■ Bajar
■ Subir



	Intercambios en frontera (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)
Exportación	154,7	185,1	19%
Importación	198,5	105,0	-47%



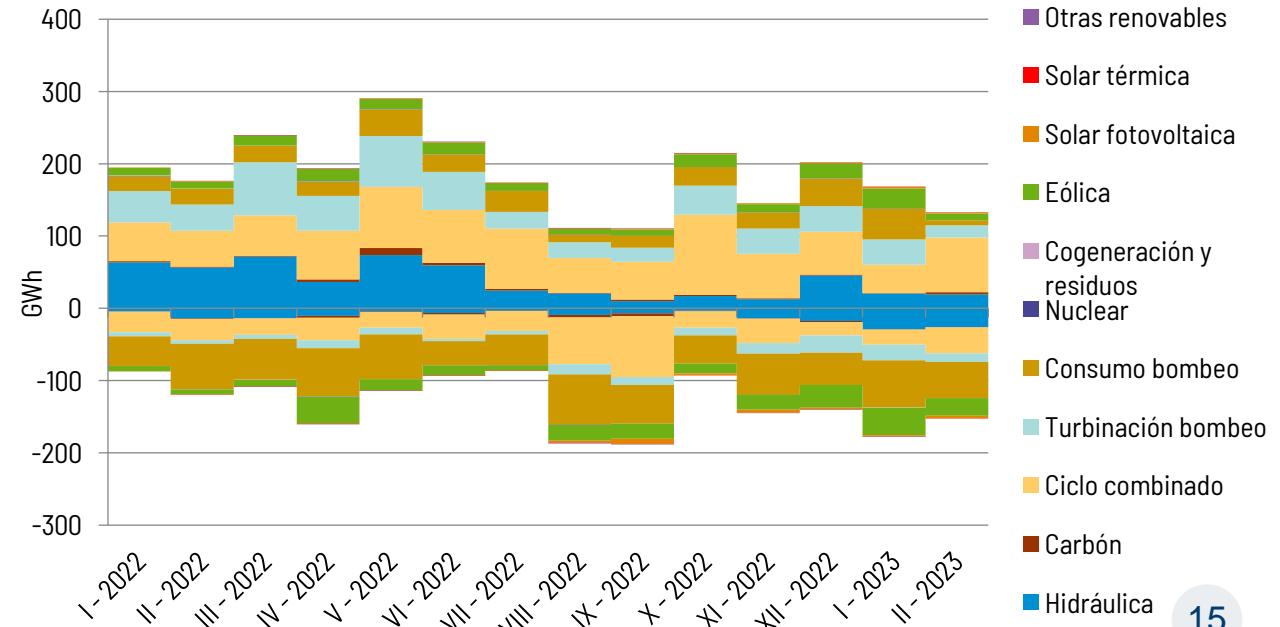
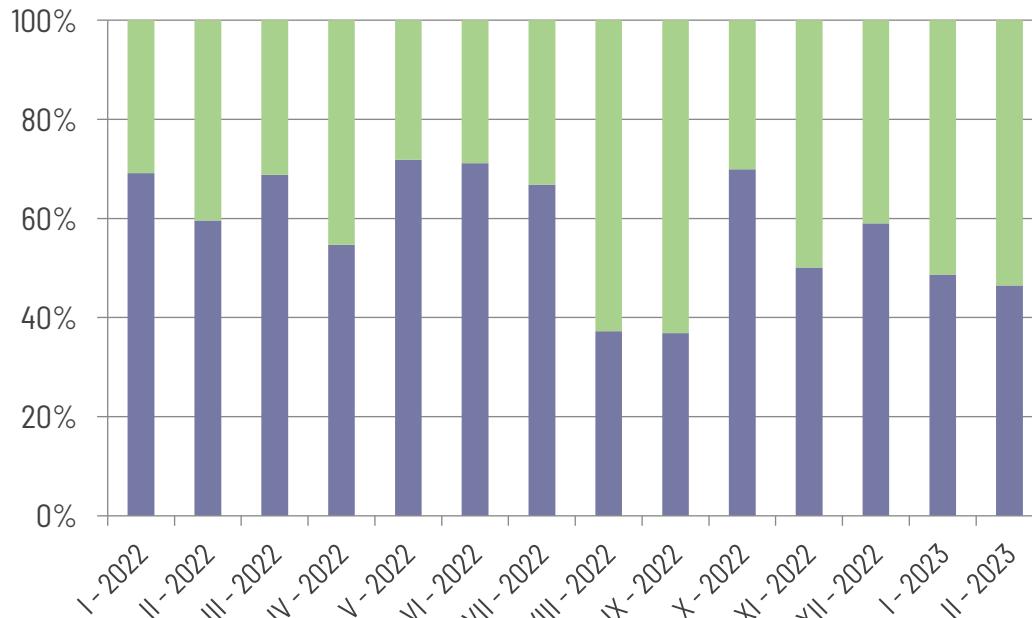
PMP asignación (€/MWh)		
2022	2023	Δ (%)
217,70	84,52	-61%



Energía de Regulación Terciaria⁽¹⁾

red eléctrica

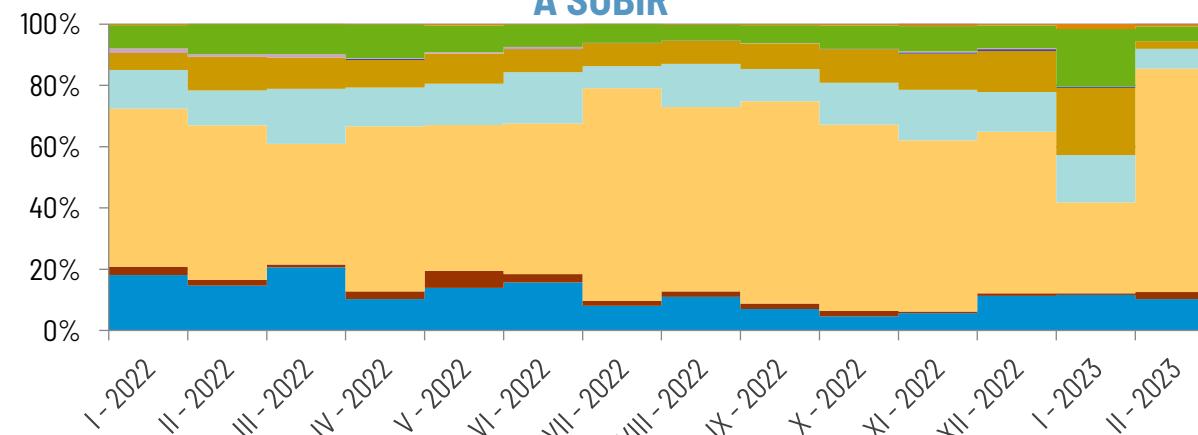
	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Valores acumulados Ene-Feb						
Hidráulica	120	40	-67%	19	55	189%
Turbinación bombeo	80	52	-35%	11	34	209%
Consumo bombeo	42	50	19%	104	115	11%
Carbón	3	3	0%	1	1	0%
Ciclo combinado	103	116	13%	57	56	-2%
Nuclear	0	0	-	0	0	-
Cogeneración y residuos	1	0	-100%	0	0	-
Eólica	21	37	76%	13	63	385%
Solar fotovoltaica	0	4	-	0	5	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Total	370	302	-18%	205	329	60%
Precio medio ponderado (€/MWh)	240,75	119,04	-51%	151,83	53,58	-65%



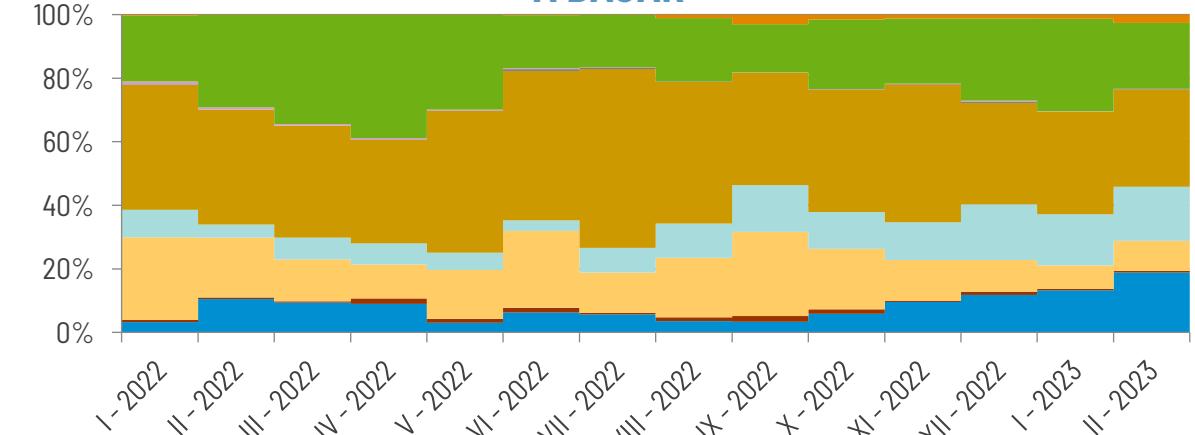
⁽¹⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022



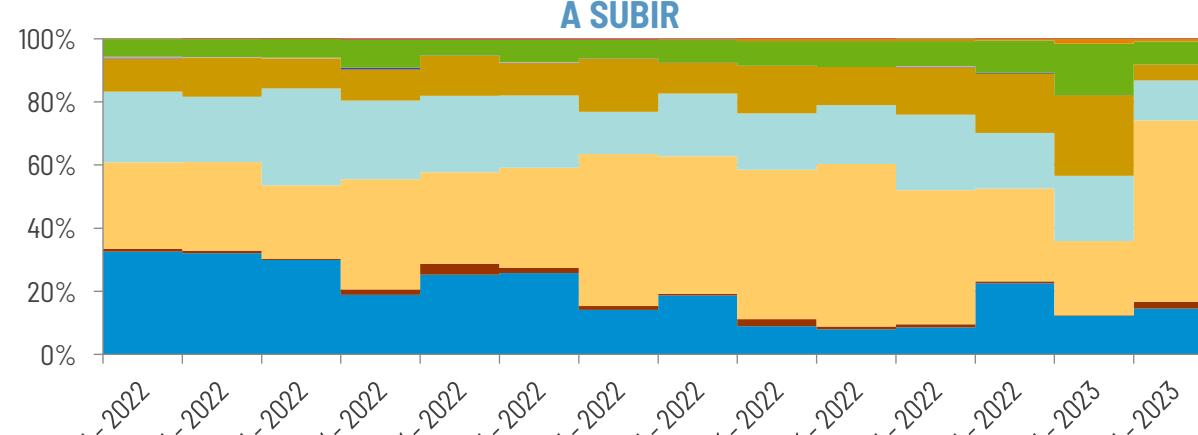
Energías de balance RR



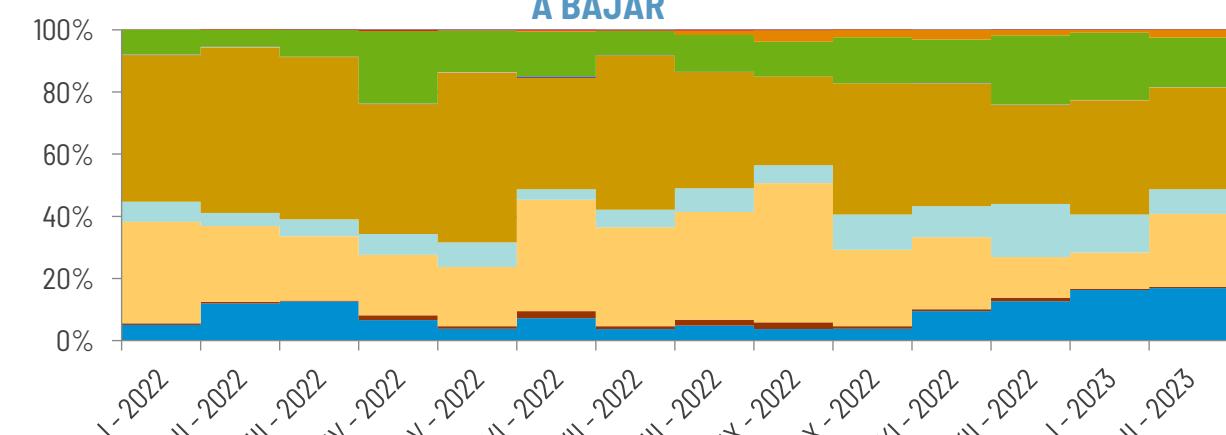
A BAJAR



Regulación Terciaria



A BAJAR

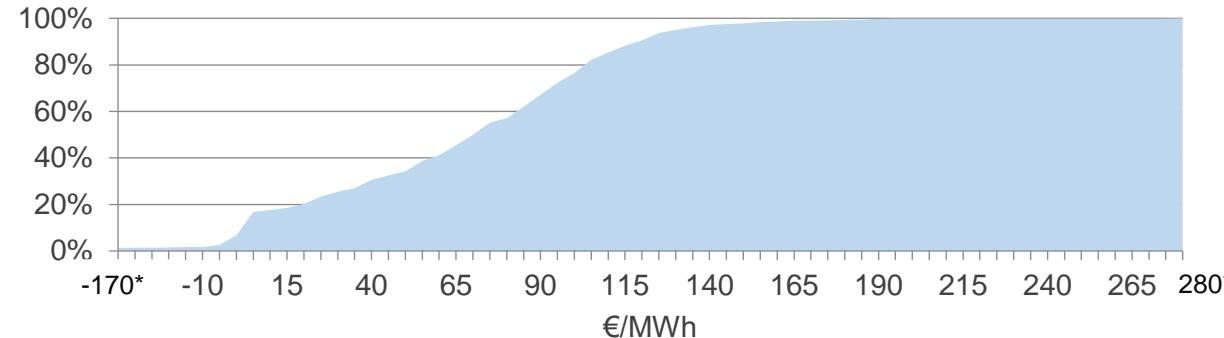


Otras renovables Solar térmica Solar fotovoltaica Eólica Cogeneración y residuos Nuclear Consumo bombeo Turbinación bombeo Ciclo combinado Carbón Hidráulica



2023 Enero

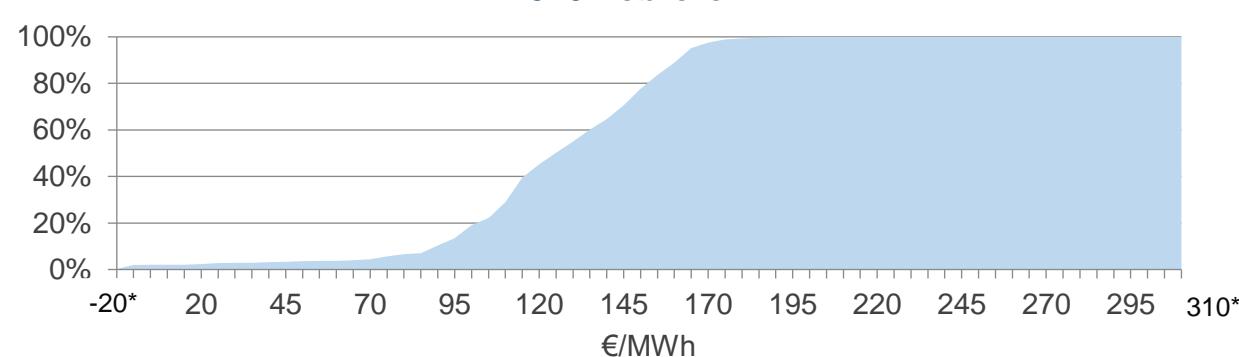
Energías de balance RR



Precio Máx. Asig. RR = 278,71 €/MWh (03/01/2023 05:45)

Precio Mín. Asig. RR = -163,57 €/MWh (01/01/2023 08:00)

2023 Febrero

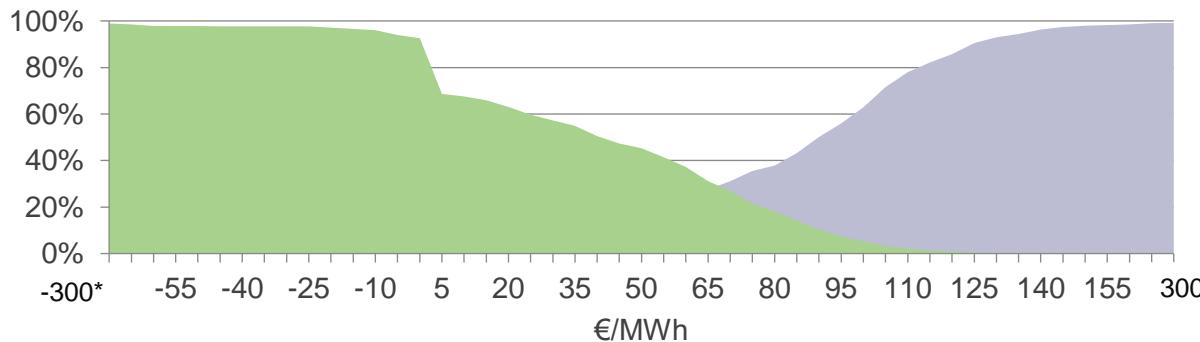


Precio Máx. Asig. RR = 308,99 €/MWh (10/02/2023 04:45)

Precio Mín. Asig. RR = -13,00 €/MWh (05/02/2023 10:45)

2023 Enero

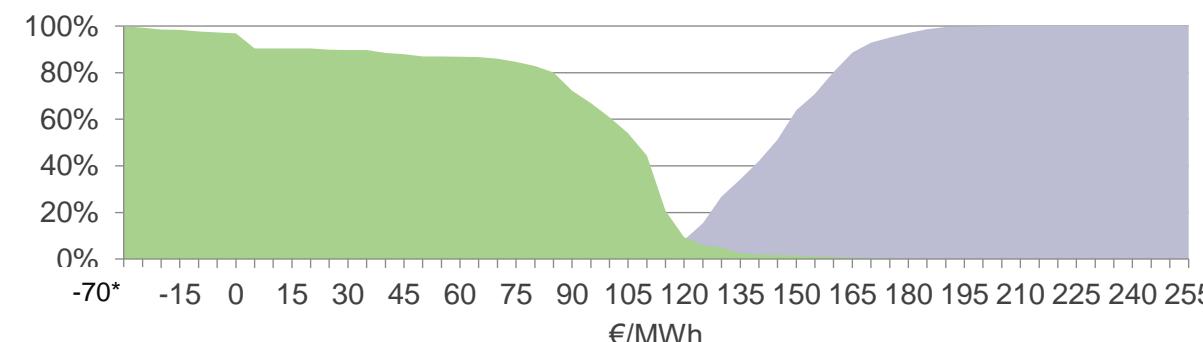
Regulación Terciaria⁽¹⁾



Precio Máx. Subir = 247,30 €/MWh (13/01/2023 23:00)

Precio Mín. Bajar = -300,00 €/MWh (01/01/2023 09:00)

2023 Febrero



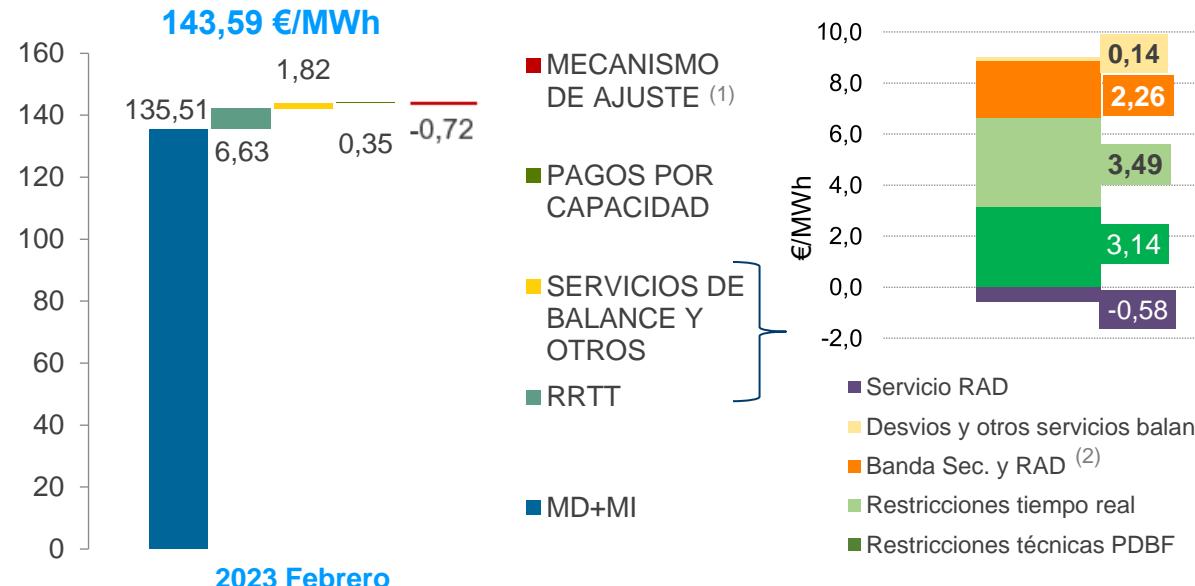
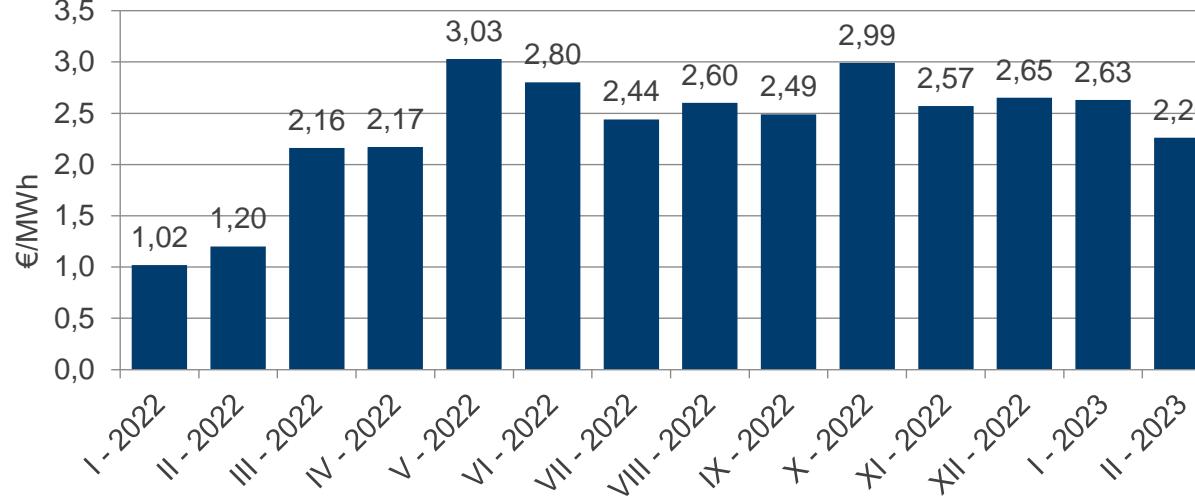
Precio Máx. Subir = 202,00 €/MWh (22/02/2023 22:00)

Precio Mín. Bajar = -65,00 €/MWh (05/02/2023 15:45)

⁽¹⁾ Precios de Regulación terciaria por activación programada

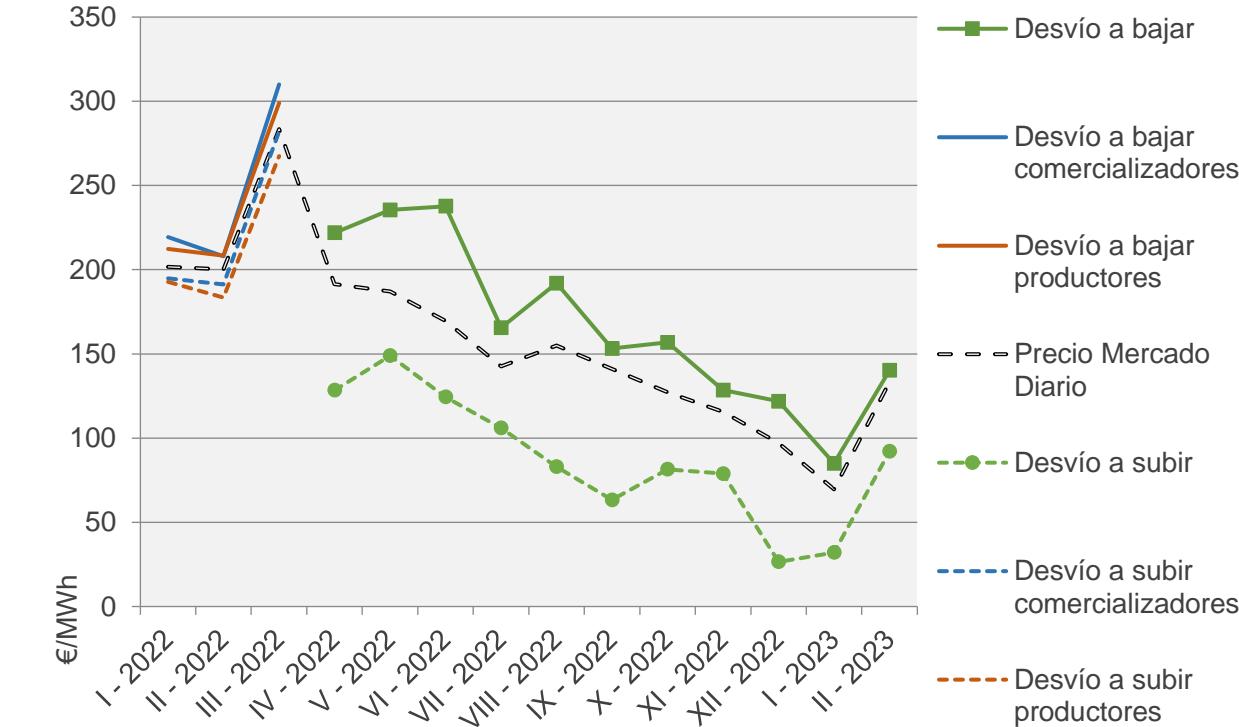


Coste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh)



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

(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



Precio Medio Ponderado Desvíos en Febrero 2023

Bajar: 140,23 €/MWh

Subir: 92,17 €/MWh

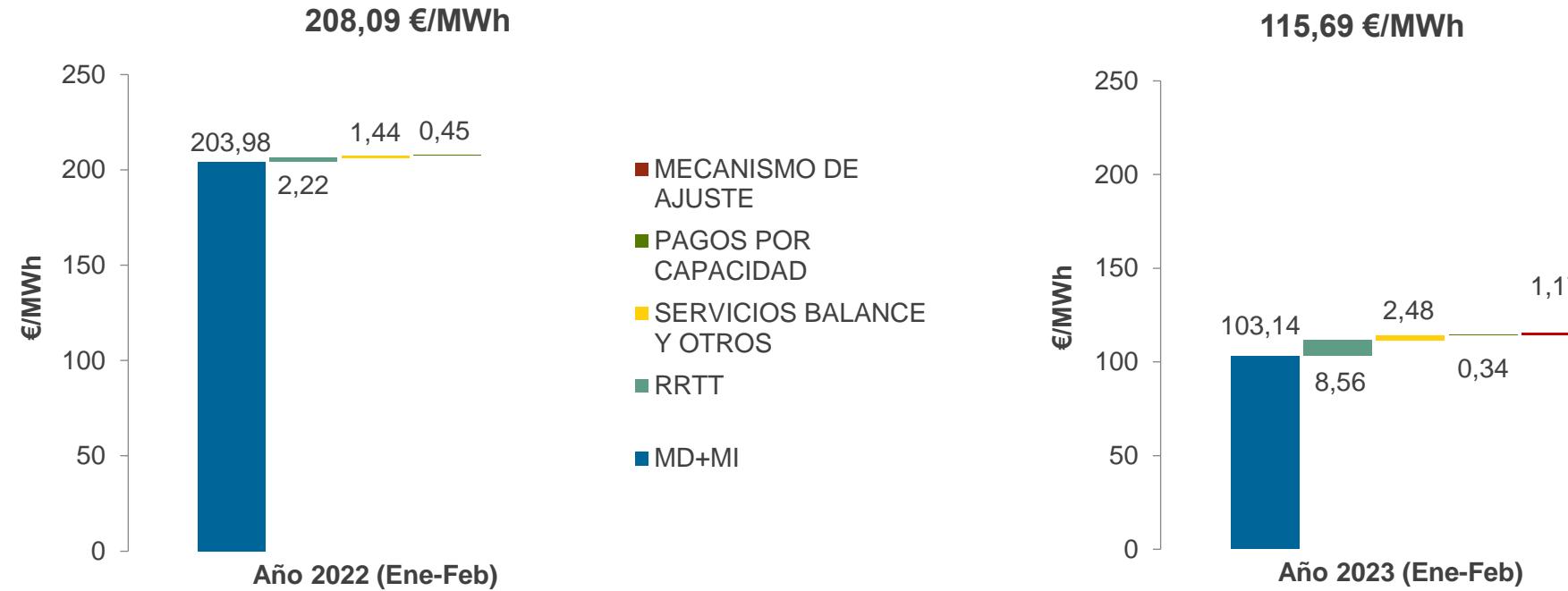
(*) Precios de los desvíos provisionales para los últimos 11 meses



Precio Final de la Energía de la demanda peninsular

red eléctrica

Año 2023 vs. Año 2022



€/MWh	Año 2022 (Ene-Feb)	Año 2023 (Ene-Feb)	Variación %
MD+MI	203,98	103,14	-49%
RRTT	2,22	8,56	286%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	1,44	2,48	72%
TOTAL SAS	3,66	11,04	202%
PAGOS CAP	0,45	0,34	-24%
MECANISMO DE AJUSTE	0,00	1,17	-
PFE (Ene-Feb)	208,09	115,69	-44%

⁽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

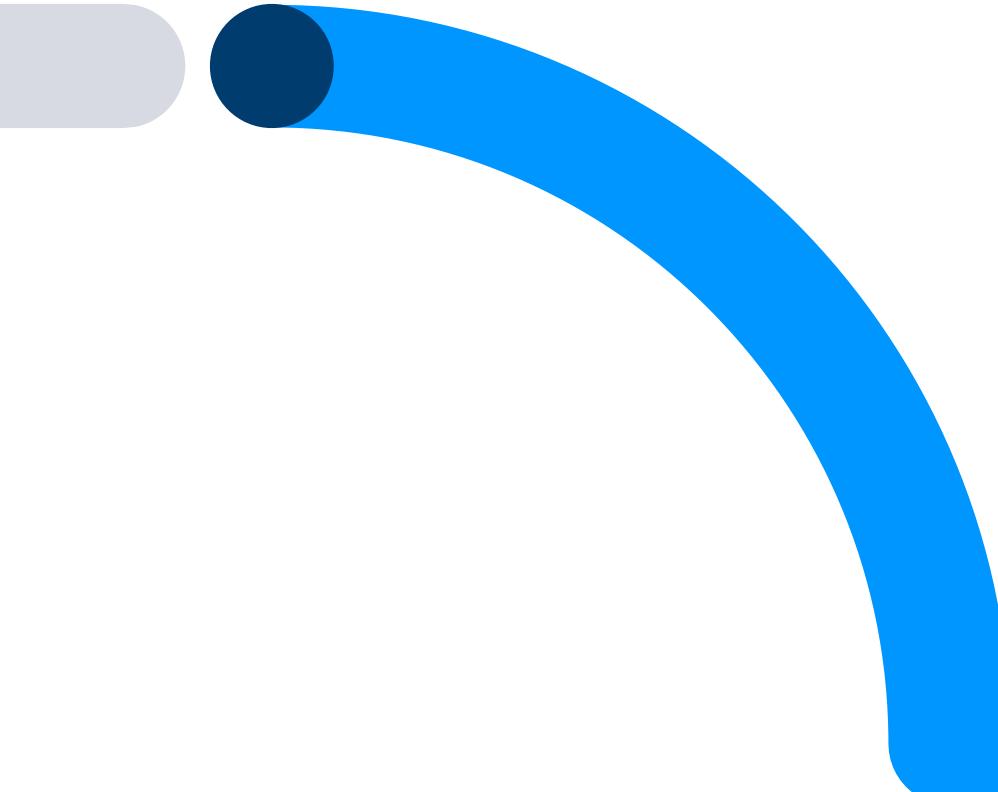
red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



red eléctrica

Una empresa de Redeia

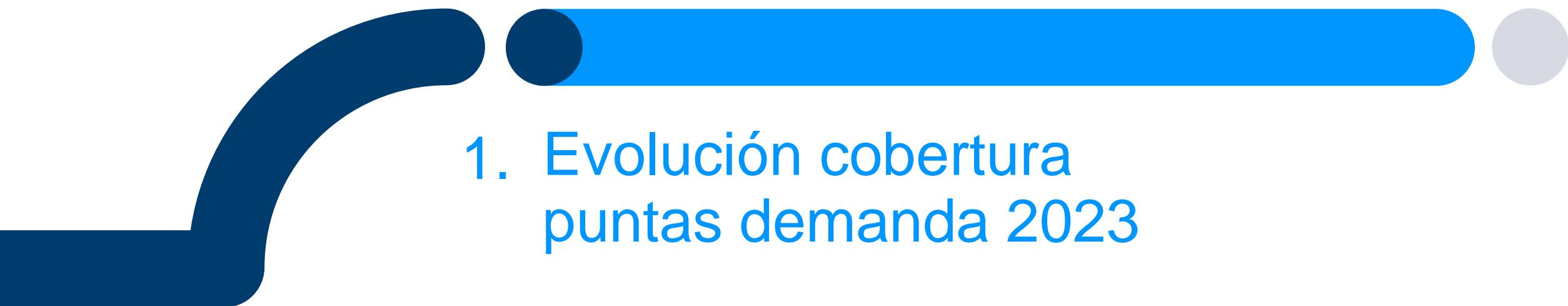
Reunión Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Cobertura

Dirección de Operación

Marzo, 2023



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

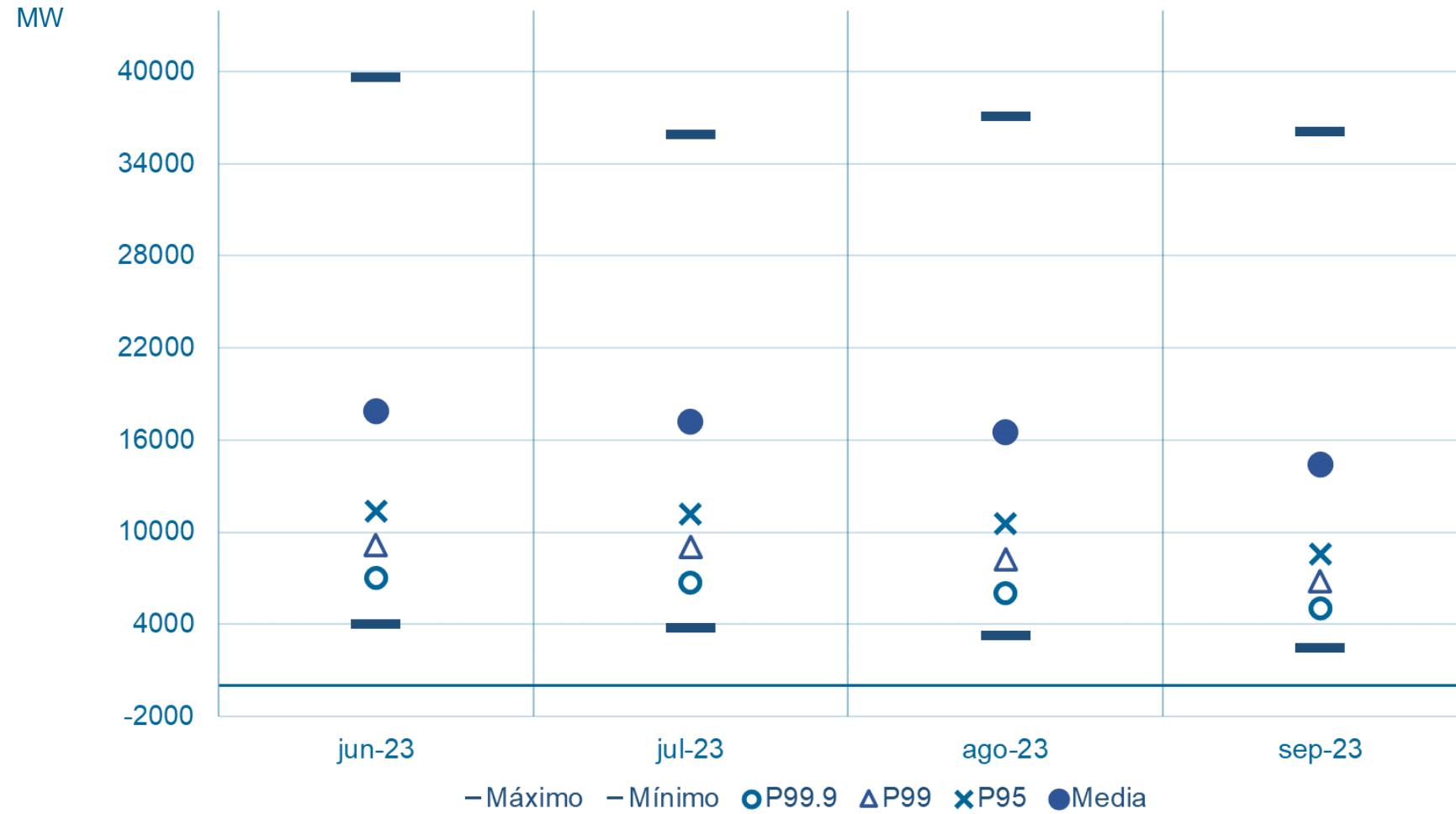


1. Evolución cobertura
puntas demanda 2023



Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados **VERANO 23**

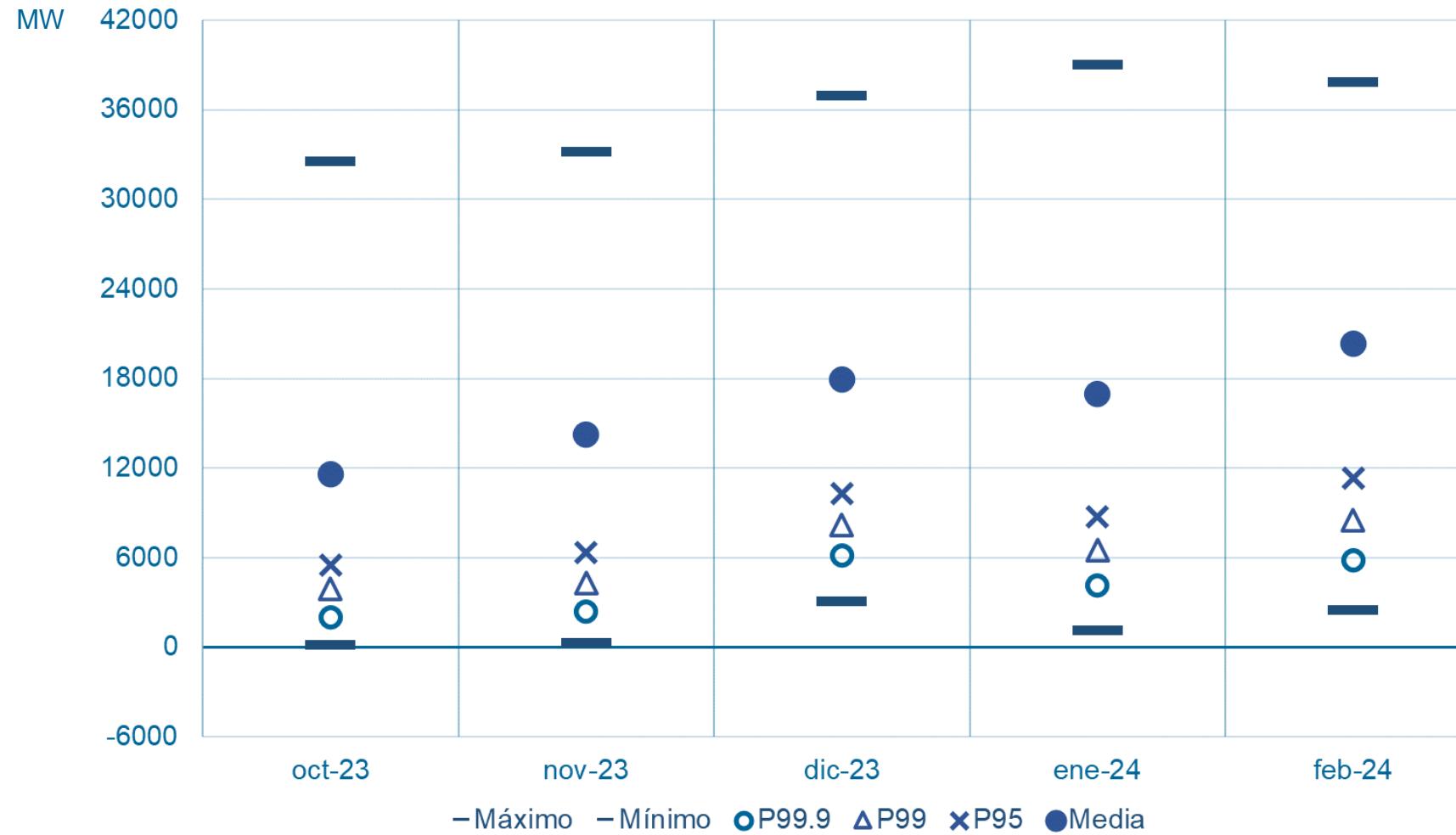
red eléctrica

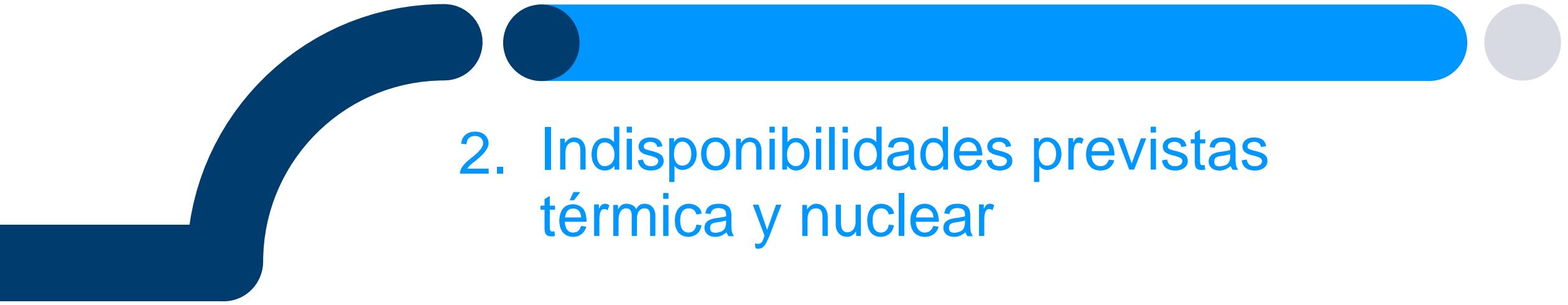




Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados INVIERNO 23-24

red eléctrica

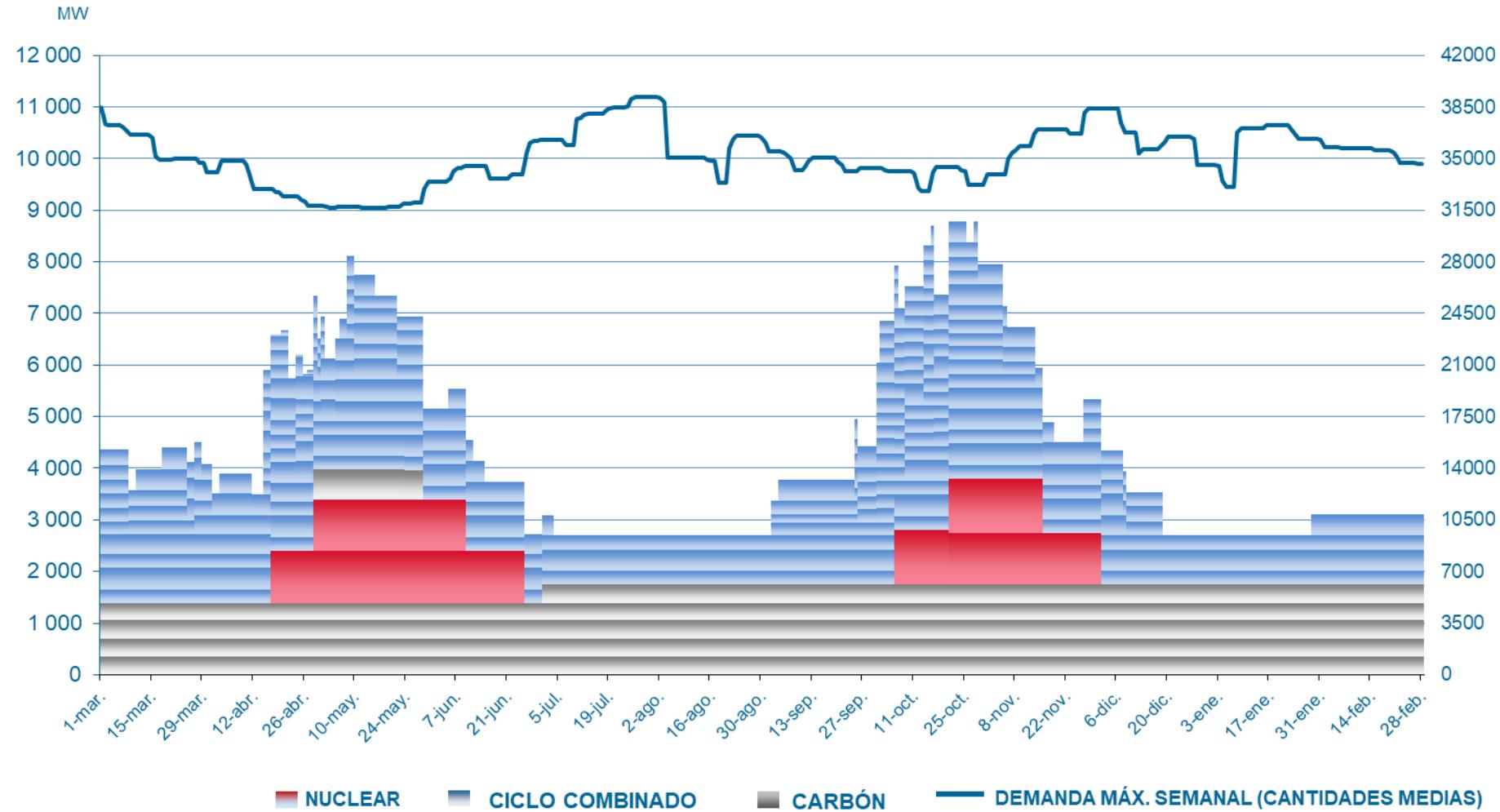




2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear



MARZO 2023 – FEBRERO 2024



red eléctrica



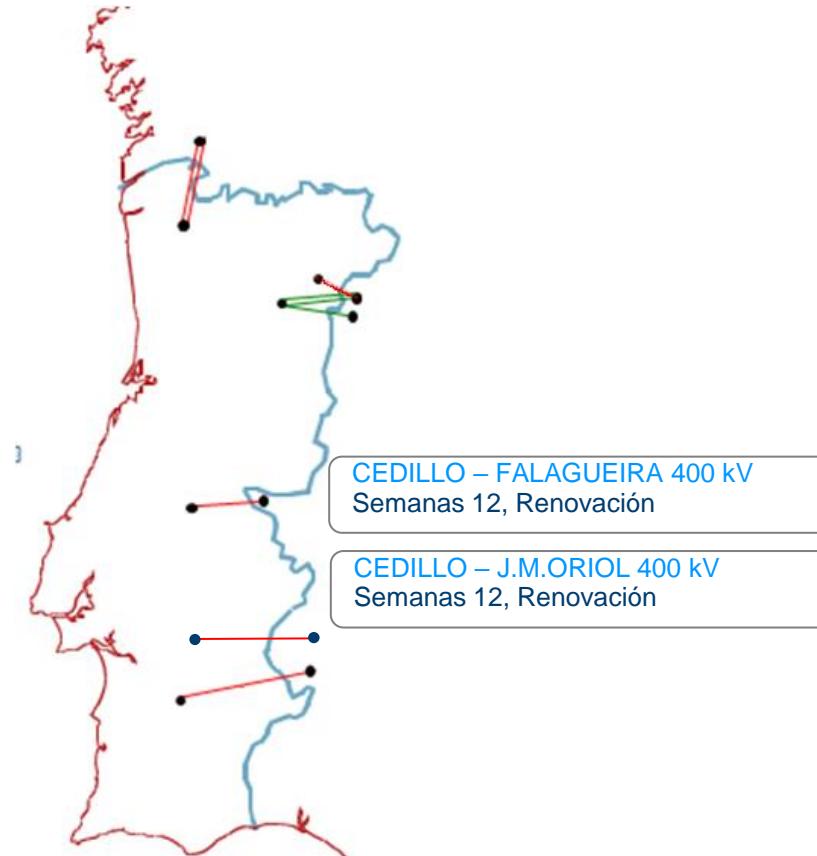
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC



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

red eléctrica

(15 DE MARZO – 31 DE MAYO DEL 2023)

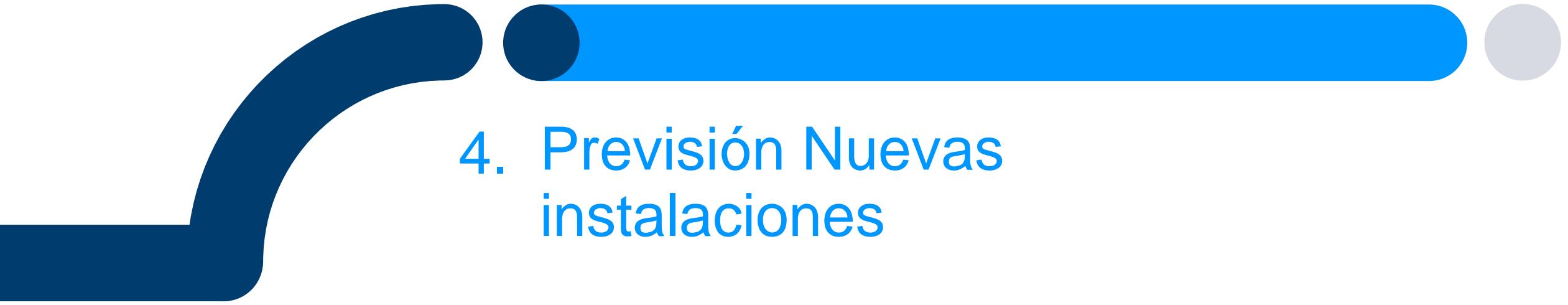


Reducción prevista	
	Reducción prevista <10%
	Reducción prevista < 30% y > 10%
	Reducción prevista > 30%

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



Previsión nuevas instalaciones

red eléctrica

Líneas	Provincia	Fecha
SE 220 kV BENAHAVIDS (1) (2) E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Abr-23
SE 400 kV CAÑAVERAL: nueva SE enlace Pizarroso sustituye a Talasol	Cáceres	Mar-23
SE 220 kV MEDINA: posición IRINA GENERACIÓN (1)	Valladolid	May-23
SE 220 kV ZARATAN: posición CIGUÑUELA 1	Valladolid	May-23
SE 400 kV PEÑARRUBIA: Futura CALLE 4 (1)	Cuenca	Mar-23



Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 400 KV CAÑAVERAL: TF 1 y 2 400/55 kV (ADIF)	30	Cáceres	Mar-23
SE 220 KV SANCHO LLOP: TRP-1 y 2 220/20 kV	50	Alicante	Abr-23
SE 220 KV EL SERRALLO: TP-1 220/66 kV	120	Castellón	Abr-23
SE 220 KV ALDAIA: TRP-2 220/20 kV	50	Valencia	Abr-23
SE 220 KV BENAHAVIDS: TRP-1 220/66 kV	120	Málaga	Abr-23
SE 400 KV CARMONITA: TF 1 y 2 400/55 kV (ADIF)	30	Badajoz	Abr-23
SE 220 KV SANTA ELVIRA: TRP 2 y 3 220/15 kV	63	Sevilla	Abr-23
SE 220 KV CICERO: TRP-1 220/55 kV	180	Cantabria	May-23

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



red eléctrica

Una empresa de Redeia

CTSOSEI Novedades regulatorias

Lisboa, 15 de marzo 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



Comunicación del Plan Industrial del Pacto Verde Europeo

Reglamento 2023/435, relativo a los capítulos REPowerEU en los planes de recuperación y resiliencia

31 - ene

1 - feb

20 - feb

28 - feb

2 - mar

3 - mar

4 - mar

6 - mar

Orden TED/81/2023, por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondiente al año 2023

Orden TED/189/2023, por la que se crea la División de Proyectos de Energía Eléctrica

Acuerdo CNMC, relativo a la aprobación de la decisión coordinada sobre la revisión de la distribución de los costes de inversión de la interconexión eléctrica España-Francia a través del Golfo de Vizcaya

Resolución CNMC, por la que se modifican los procedimientos de operación, para adecuar la liquidación de medidas excepcionales de apoyo entre sistemas eléctricos

Resolución CNMC, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado

Real Decreto 150/2023, por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas

2. Procedimientos de Operación

Novedades relevantes



Procedimientos de Operación aprobados (I)

- **6/03/23** - Publicación BOE del **P.O. 14.4** Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, para **adecuar la liquidación de medidas excepcionales de apoyo** a sistemas eléctricos vecinos (apartado 22 bis).

El operador del sistema podrá trasladar a la demanda los ingresos derivados de las medidas excepcionales de apoyo al sistema eléctrico francés durante el invierno 2022-2023 que serán sufragados por Francia a través de una liquidación entre operadores del sistema.

En caso de extensión del plazo de estas medidas extraordinarias, inicialmente previstas hasta el mes de abril 2023, podrá requerir la modificación del P.O.9.2 y/o el P.O.3.2.

- › **21/12/22 – Enviado a la CNMC.**
- › **20/01/23 - 3/02/23 – Consulta CNMC**
- › **6/03/23 – Publicación en BOE***



Novedades en Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas (I)

- **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

Sandbox regulatorio de control de tensión* puesto en marcha el pasado 14/02/23 con la activación del envío en tiempo real de consignas de control de tensión a los proveedores habilitados y mediante la primera asignación de mercado de reactiva para el día 15/02/23 (periodo de 11:00 a 24:00 h) en las dos zonas eléctricas del proyecto.

Pendiente de la evaluación de los resultados del sandbox regulatorio



Novedades en Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas (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

Sandbox regulatorio de control de tensión* puesto en marcha el pasado 14/02/23 con la activación del envío en tiempo real de consignas de control de tensión a los proveedores habilitados y mediante la primera asignación de mercado de reactiva para el día 15/02/23 (periodo de 11:00 a 24:00 h) en las dos zonas eléctricas del proyecto.

Pendiente de la evaluación de los resultados del sandbox regulatorio



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

- **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 hibridas 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 todos PPOO excepto 9.3 que se envía al MITERD



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

- 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 (III)

- 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

3. Regulación Europea

Códigos de Red (NCs) y Directrices (GLs)

CONEXIÓN

- Requirements for Generators (RfG)
- Demand Connection Code (DCC)
- HVDC Connection Code (HVDC)

OPERACIÓN

- Emergency and Restoration NC (ER)
- System Operation GL (SO)

MERCADO

- Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)
- Forward Capacity Allocation (FCA)
- Electricity Balancing (EB)

En vigor - (Fase de implementación)



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



Códigos de Operación Principales novedades

Emergencia y Reposición (ER NC)	Sin Novedad	Gestión de la RdT (SO GL)
<ul style="list-style-type: none">• Dic. 2020 → Aprobación por CNMC de normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado (BOE 24/12/2020) (*) <p>(*) Nuevo P.O. 3.9 - Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado.</p>		<p>Tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER de FCR</p> <ul style="list-style-type: none">• 2/12/2022 → Reunión de las NRAs para decidir sobre la propuesta de tiempo de disponibilidad requerida• Se ha solicitado a los TSOs un <i>Request for Amendment</i> (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.



Directrices de Mercado

Principales novedades

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

Sin
Novedad

Forward Capacity Allocation (FCA)

- 18/01/2023 → Decisión de ACER sobre metodología de cálculo de capacidad de largo plazo mediante método “Flow-Based” en la región de cálculo de capacidad CORE (Art. 10)



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).

Sin
Novedad



Otras novedades relevantes Códigos de red de conexión

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

(*) Desde el envío de su propuesta a ACER, ENTSO-E está manteniendo reuniones con diferentes stakeholders (EU DSO Entity, EUTurbines, Eurelectric, VGBE y WindEurope) para alcanzar acuerdos en propuestas clave de modificaciones.

NC 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*”)
- **09/03/2023** – Carta de la CE a la EU-DSO Entity y ENTSOE solicitando la formación de un “*Drafting committee*” y la redacción del correspondiente NC en el plazo de 12 meses. La CE propone en su carta:
 - » Mantener reuniones mensuales entre CE, ENTSO-E, EU-DSO entity y ACER.
 - » La creación de un Drafting Cttee. Junto con ACER y los NEMOs al que sean invitados como potenciales miembros: SmartEn, SolarPower Europe, Eurelectric, EASE, BEUC, IFIEC, EFET, WindEurope, and T&D.
 - » Identificar aquellas disposiciones de los NCs y GLs en vigor que deban ser modificados como consecuencia del nuevo NC.
 - » Valorar la posibilidad de que este NC pueda adoptar la forma de una GL.
- **09/03/2024** – Plazo para el envío de la propuesta de NC DR a ACER.



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 Cibersecurity 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.
- » Q4 2022 – Q1 2023 - Análisis por parte de DG ENER y resto de Servicios de la CE (consulta interinstitucional)
- » 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.

- **Próximos pasos:**

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

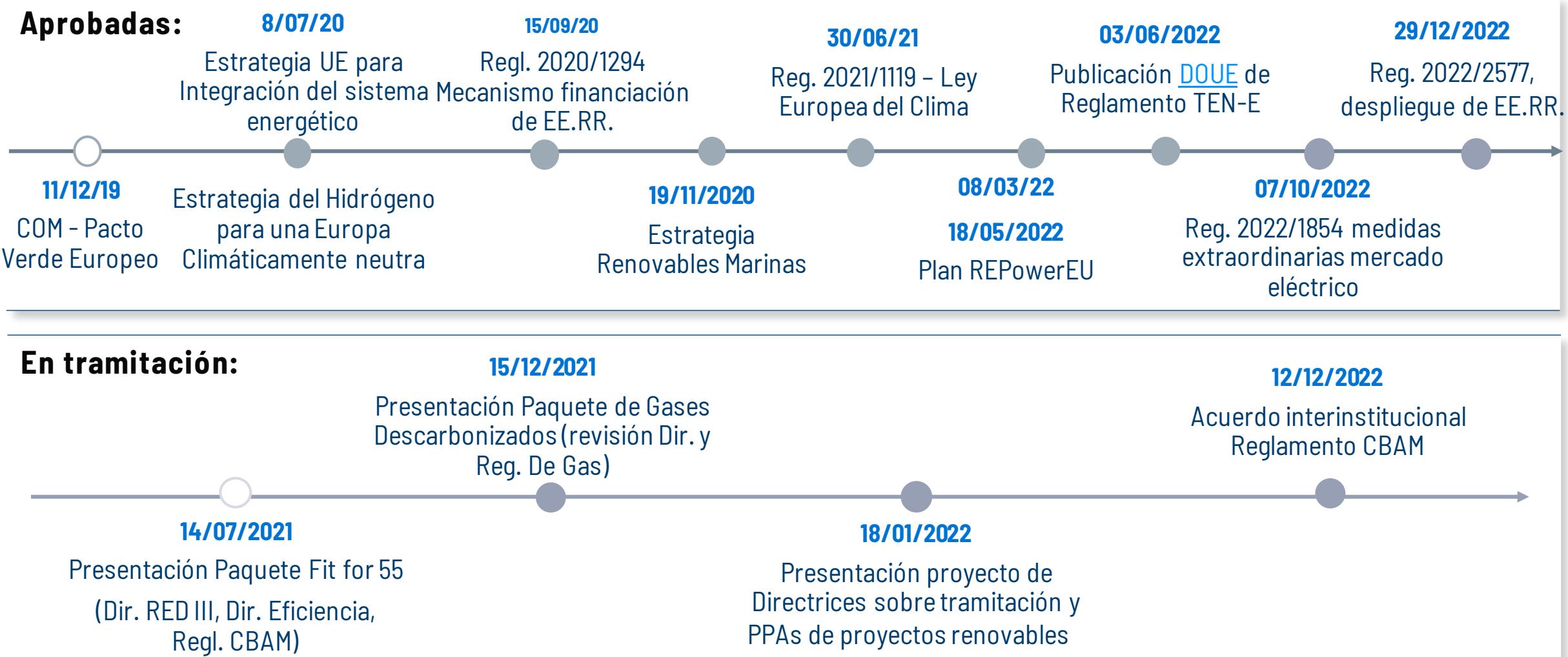
[\(*\) Cybersecurity \(entsoe.eu\)](#)





Consulta pública de CE sobre diseño de mercado

- » Plazo: 23 enero – 13 de febrero.
- » 16/03/2023 - Prevista publicación del paquete de propuestas de la CE.
- » Temas previstos a revisar:
 - › Directiva 2019/944 de electricidad;
 - › Reglamento 2019/943 de electricidad;
 - › Reglamento 2019/942 sobre establecimiento de ACER;
 - › Directiva 2018/2001 de fomento de renovables
 - › Reglamento 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).



Gracias por su atención

redeia

Valuing the essentials



Patricia Bonet. Patricia.bonet@redeia.com 



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 1^a 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.
- » **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) (Art. 43)
- » **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**

- » **1/03/2023 – 29/03/2023** → [Consulta pública de ACER](#) sobre la propuesta revisada “All TSOs” de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) (Art. 43)
- » **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 – 28/11/2022** → [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.
- » **18/01/2023** → [Decisión de ACER](#) sobre metodología de cálculo de capacidad de largo plazo mediante método “Flow-Based” en la región de cálculo de capacidad CORE (Art. 10)

- **Próximos hitos**

- » **28/03/2023** → Prevista decisión de ACER sobre la 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 metodología All TSOs para la facilitación por parte de las RCC del sizing regional de reservas (Art. 31(1)(j))
- » **Abril de 2023** → Prevista consulta pública de RR TSOs sobre la evolución del número de clearings.
- » **30/03/2023-27/04/2023** → Prevista [Consulta pública ACER](#) sobre la propuesta armonizada de metodología CZCA para la asignación de capacidad, metodologías market-based (Art. 41) y co-optimización (art. 40), y propuesta de metodología All TSOs para la facilitación por parte de las RCC (Regional Capacity Coordinator) del sizing regional de reservas (Art. 31(1)(j) Reglamento 2019/943)
- » **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)**
 - » 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
 - » 09/03/2023 → Solicitud de la CE a EU DSO Entity y ENTSOE la redacción de un nuevo NC sobre Respuesta de la Demanda en los próximos 12 meses.



Reglamento 2019/943 de Electricidad

- Metodología para la facilitación por parte de las RCC del sizing regional de reservas (Art. 31(1)(j))
 - » 8/11/2022-9/12/2022 → [Consulta pública All TSOs](#) de la propuesta de metodología
- Metodología para la facilitación por parte de las RCC del procurement regional de banda (Art. 31(1)(k))
 - » 3/11/2022 – 9/12/2022 → [Consulta pública All TSOs](#) de la propuesta de metodología
 - » 17/3/2023 → Previsto envío “All TSOs” a ACER de la propuesta de metodología



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.

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.