



**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.

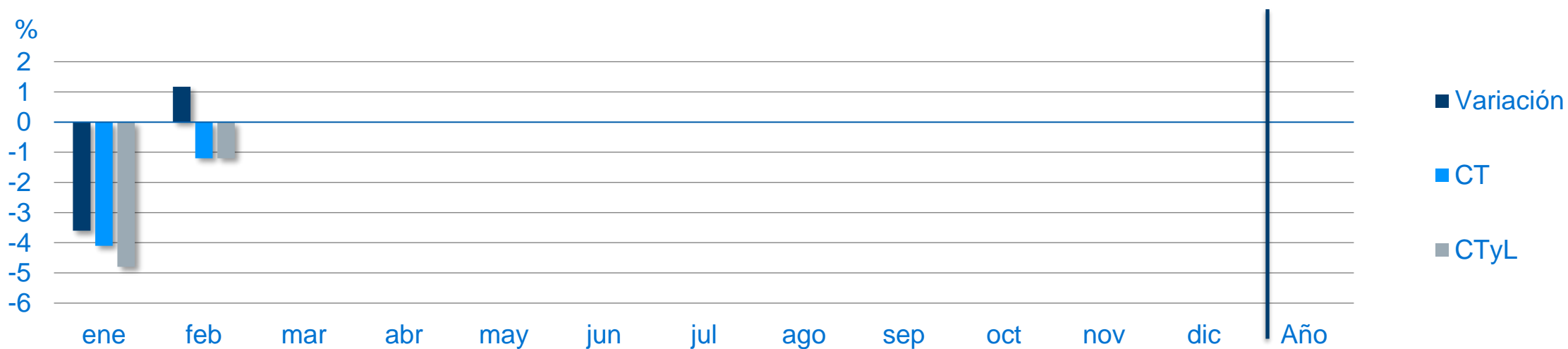
# red eléctrica

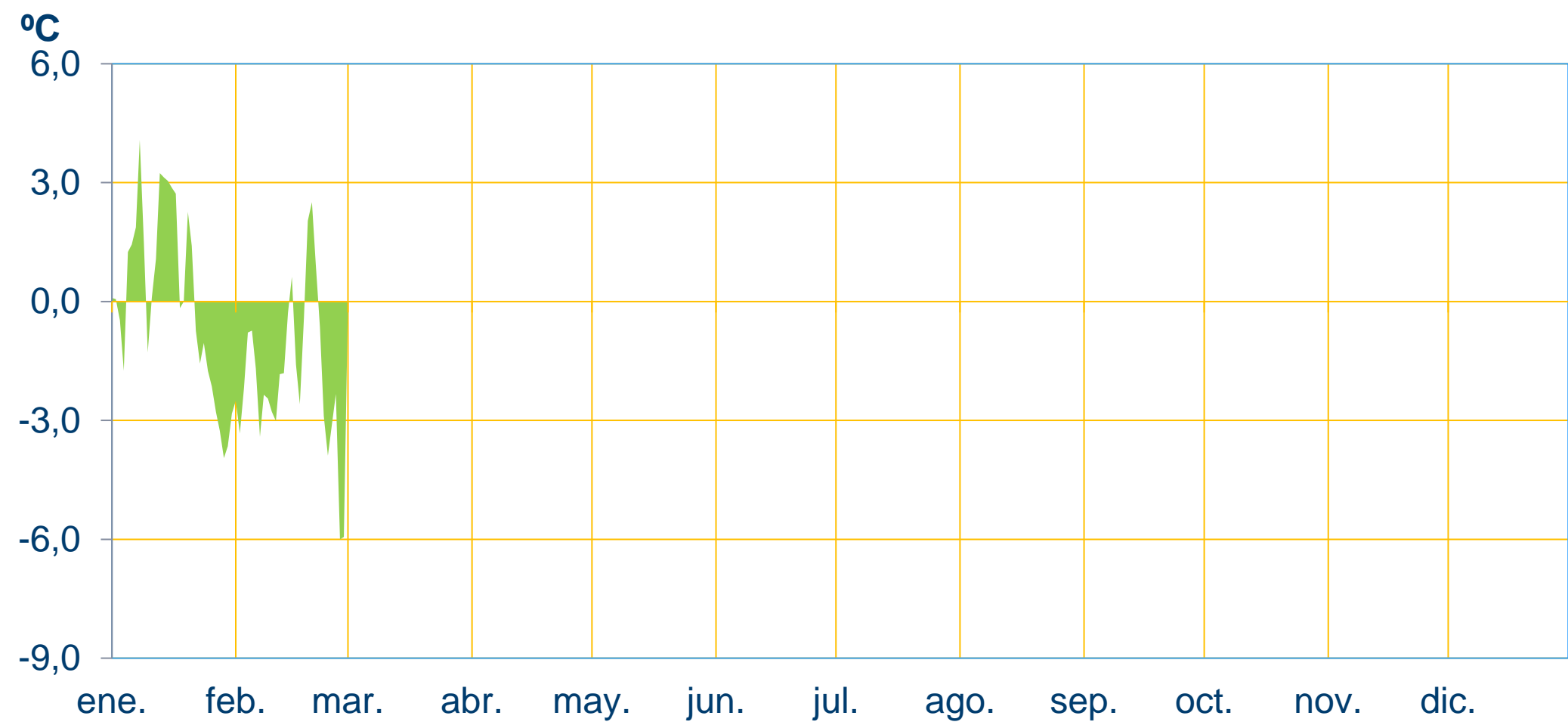


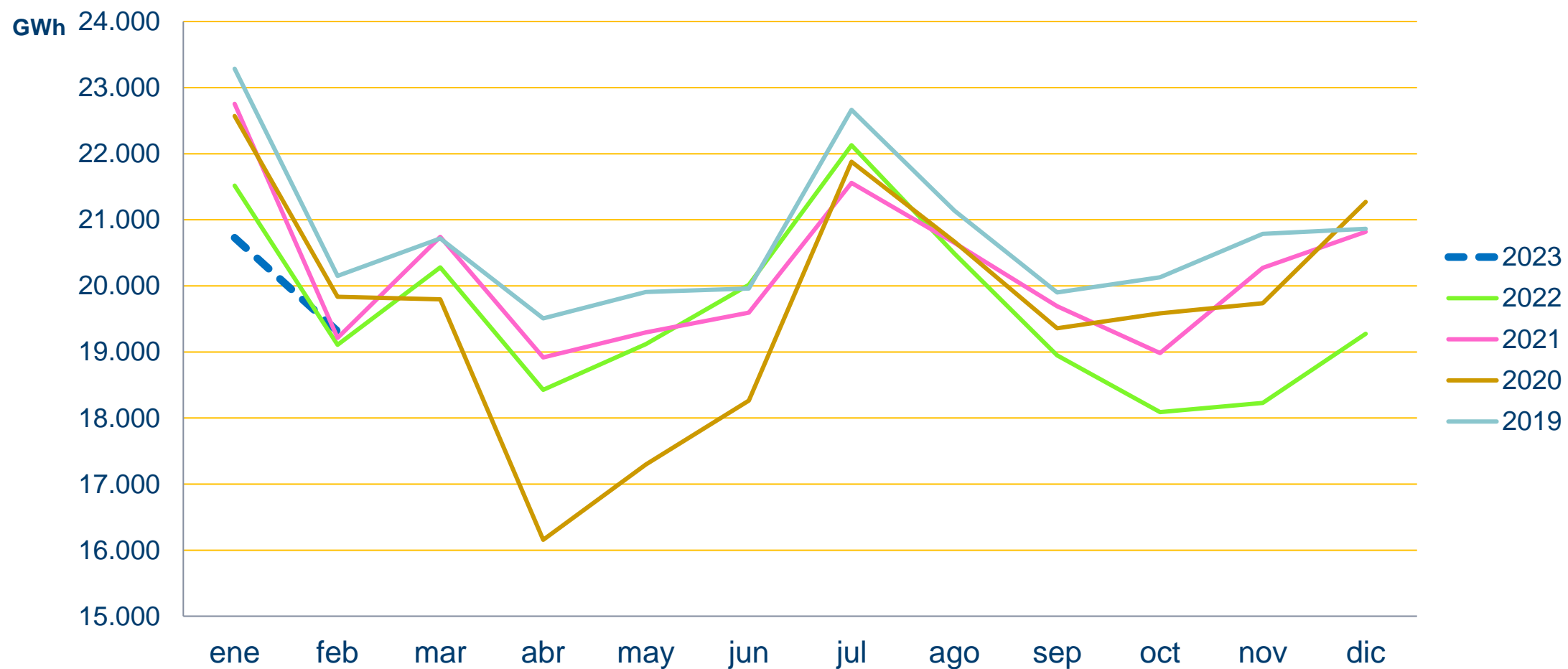
## 1. Consumo peninsular.

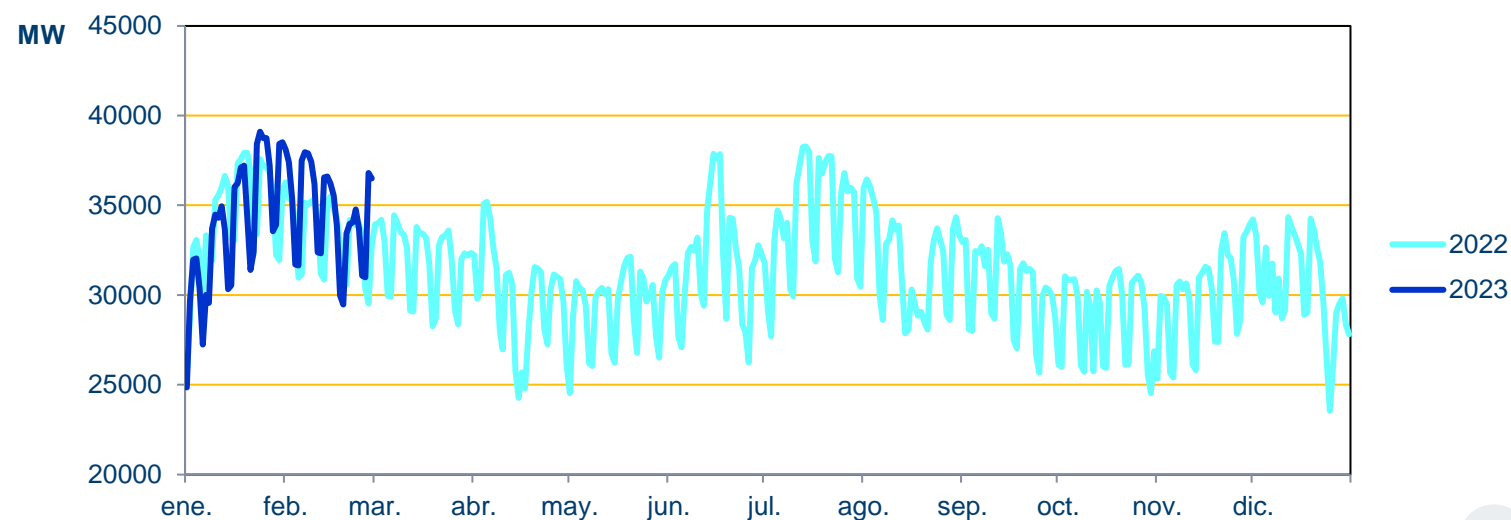
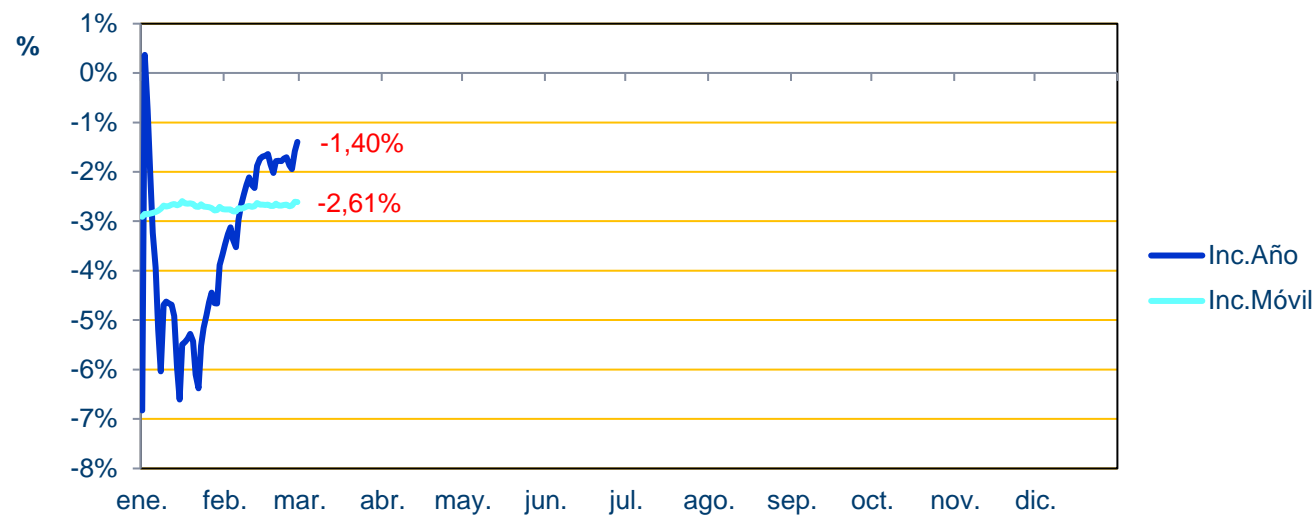
Evolución 2023

	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										









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

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

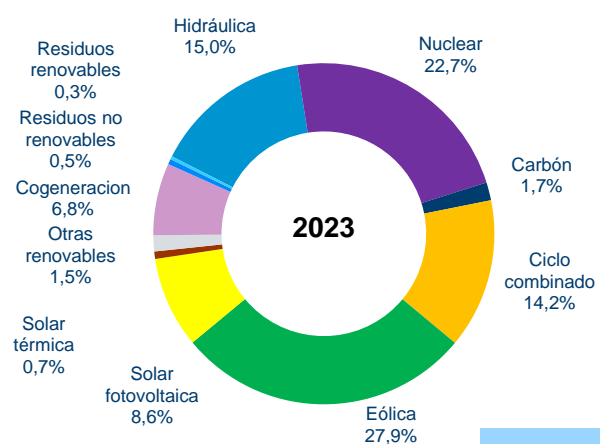
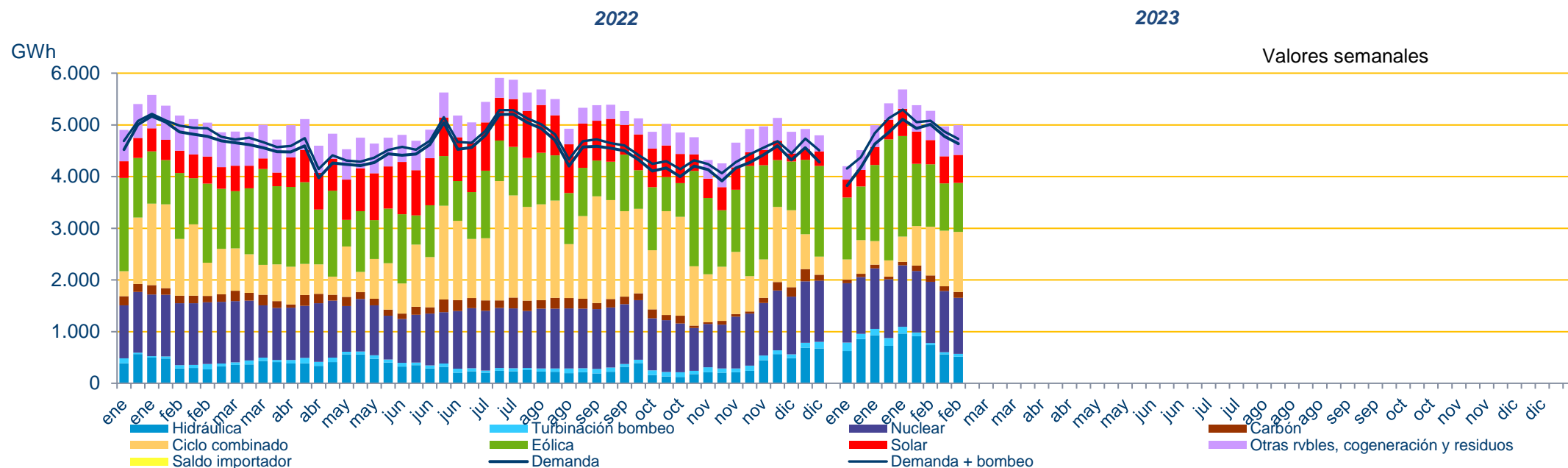
Entre paréntesis, valores año anterior.



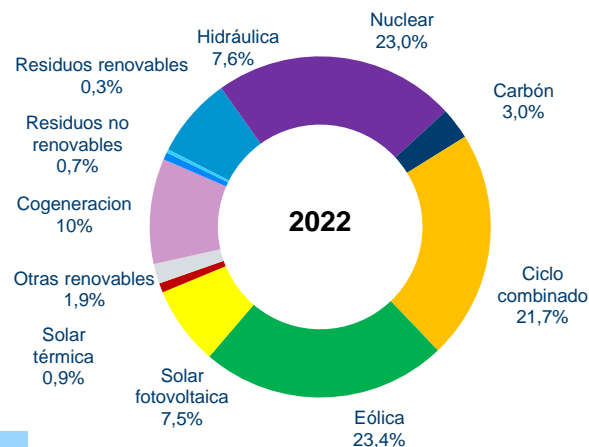
# red eléctrica



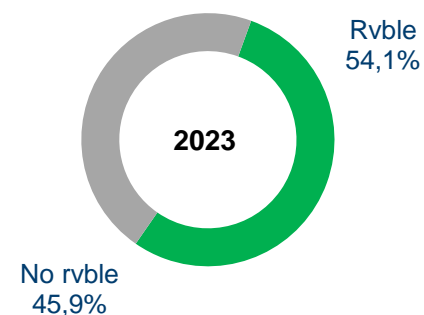
2. Mix de producción y  
reservas hidráulicas



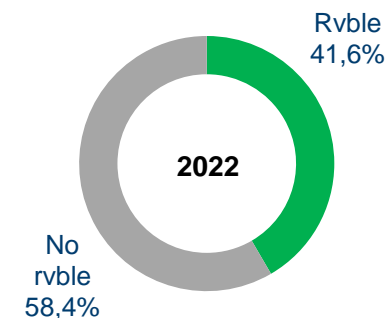
enero-febrero



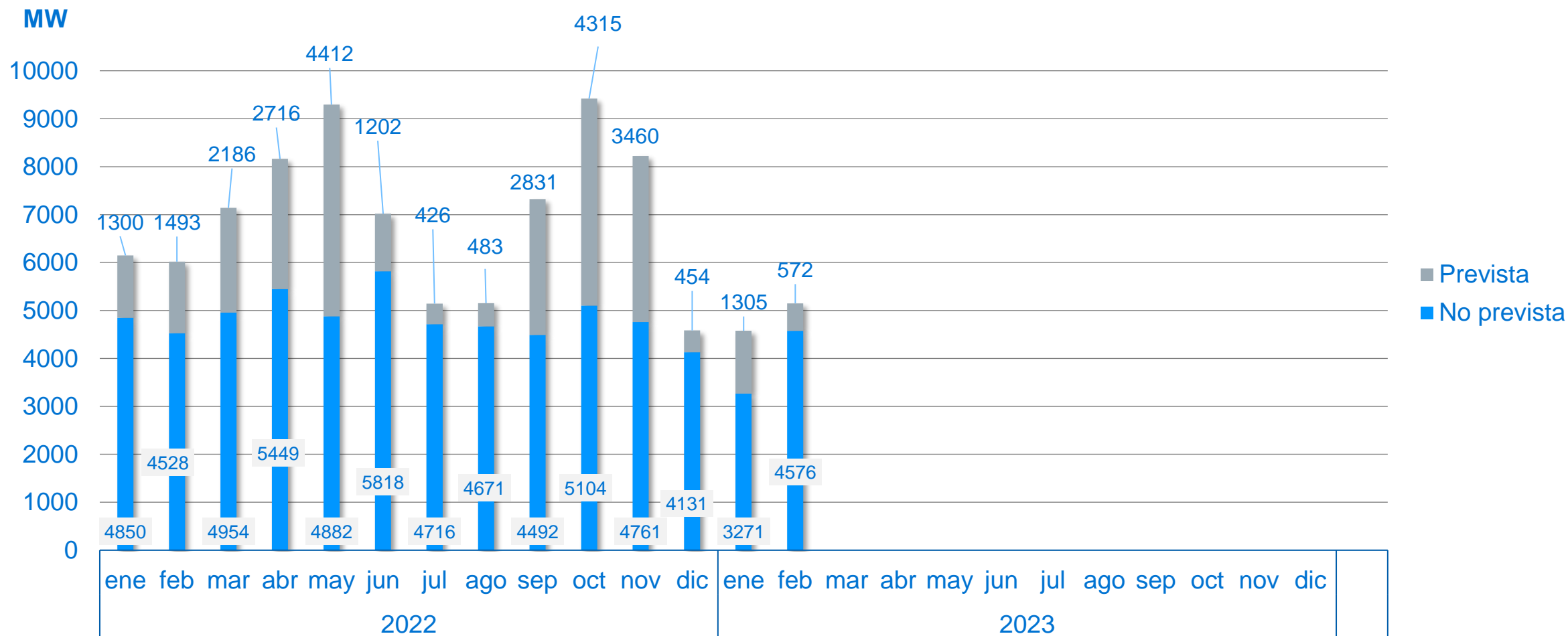
$\Sigma$  Energías sin emisión CO<sub>2</sub> ≈ 76,7 %

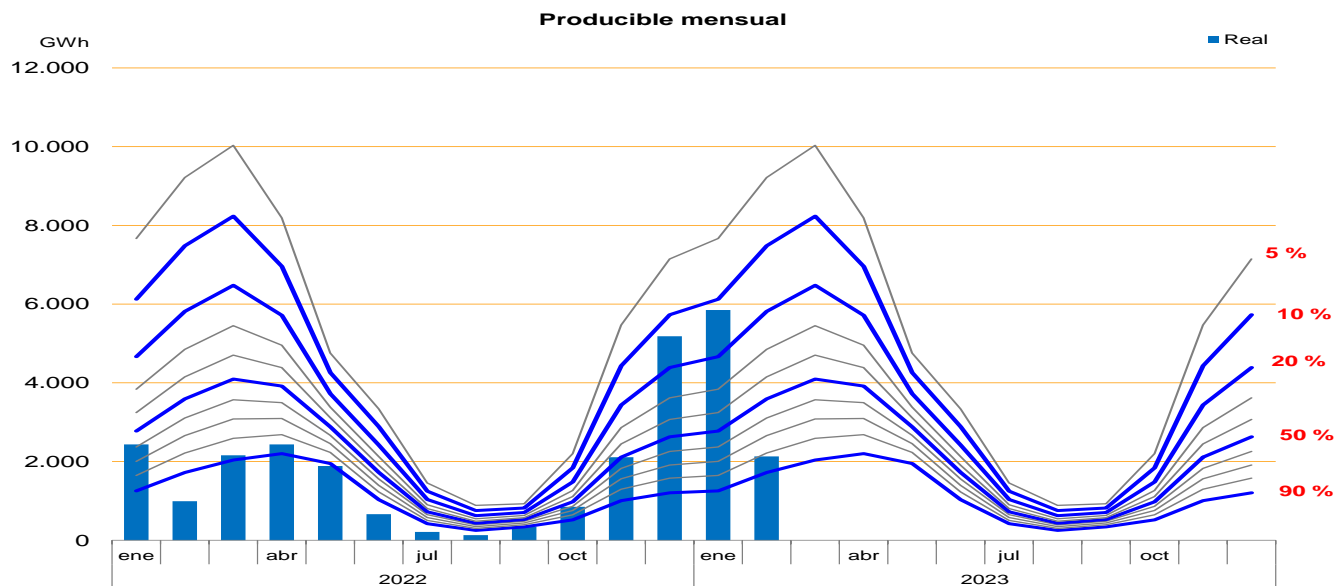
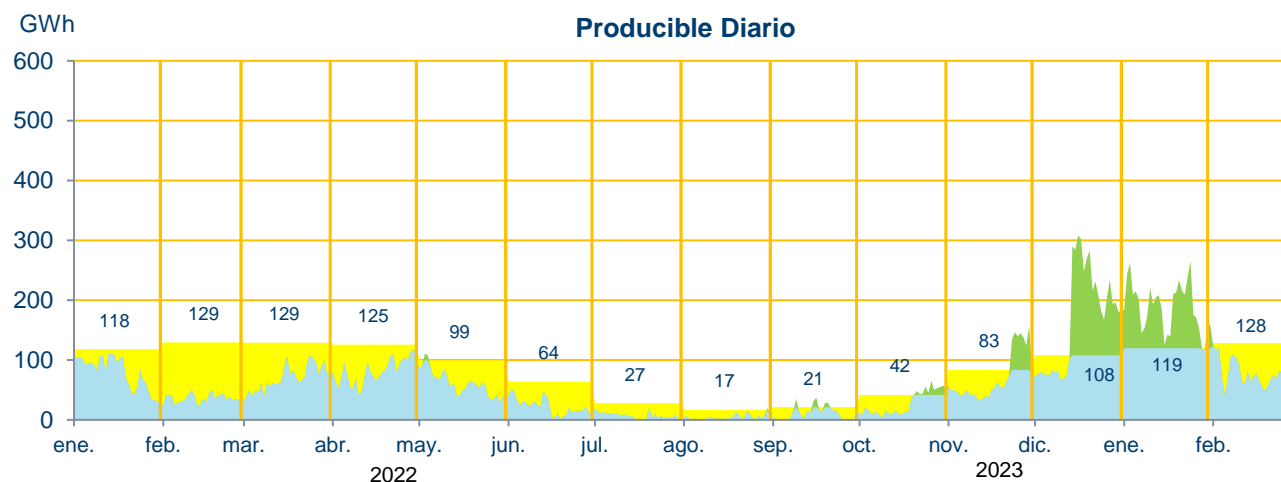


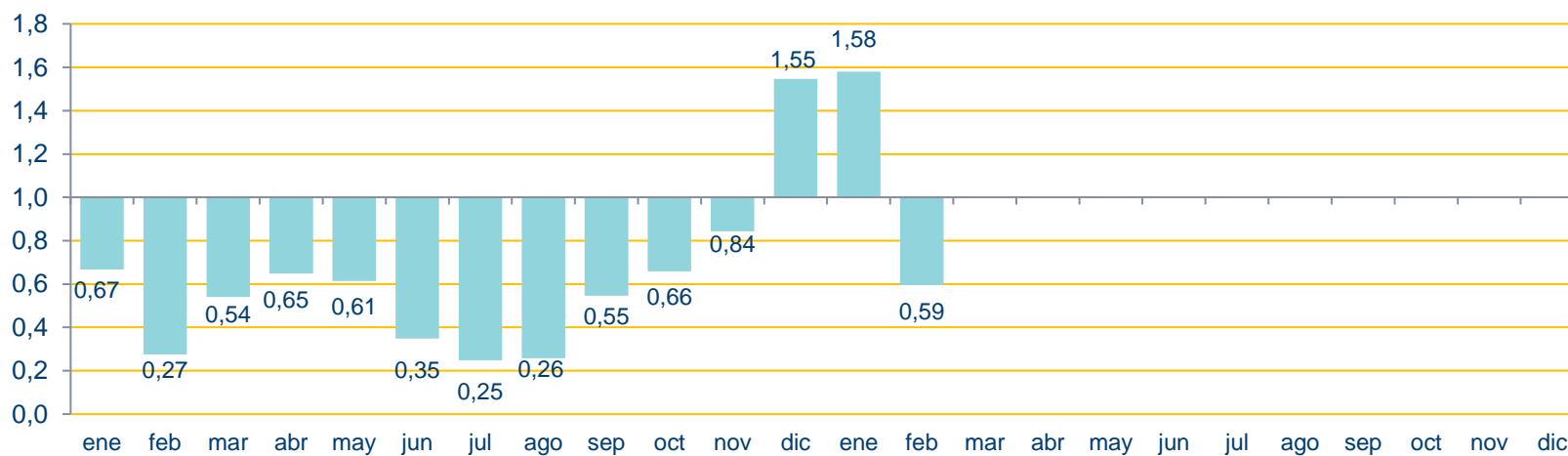
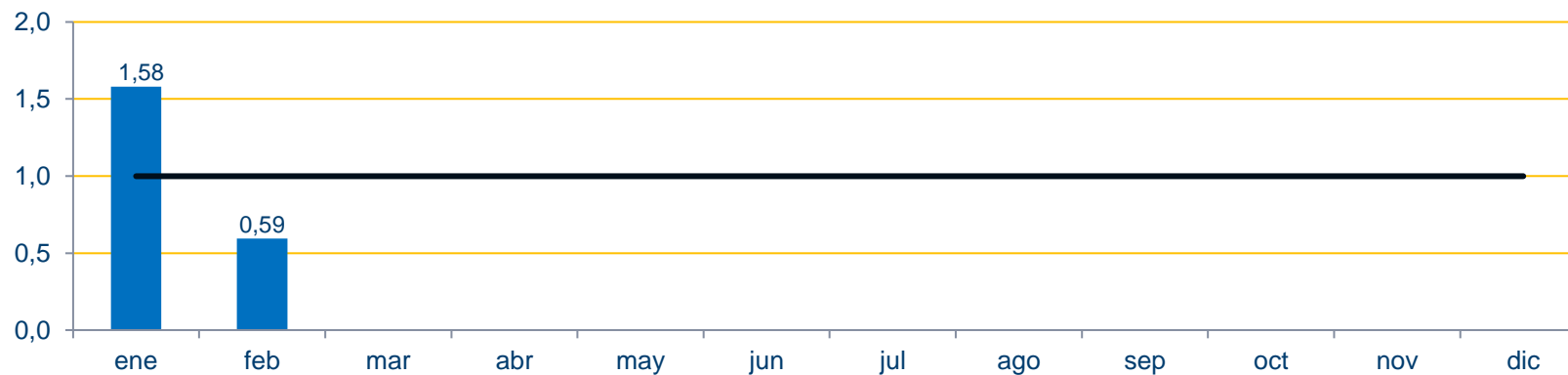
$\Sigma$  Energías sin emisión CO<sub>2</sub> ≈ 64,0 %

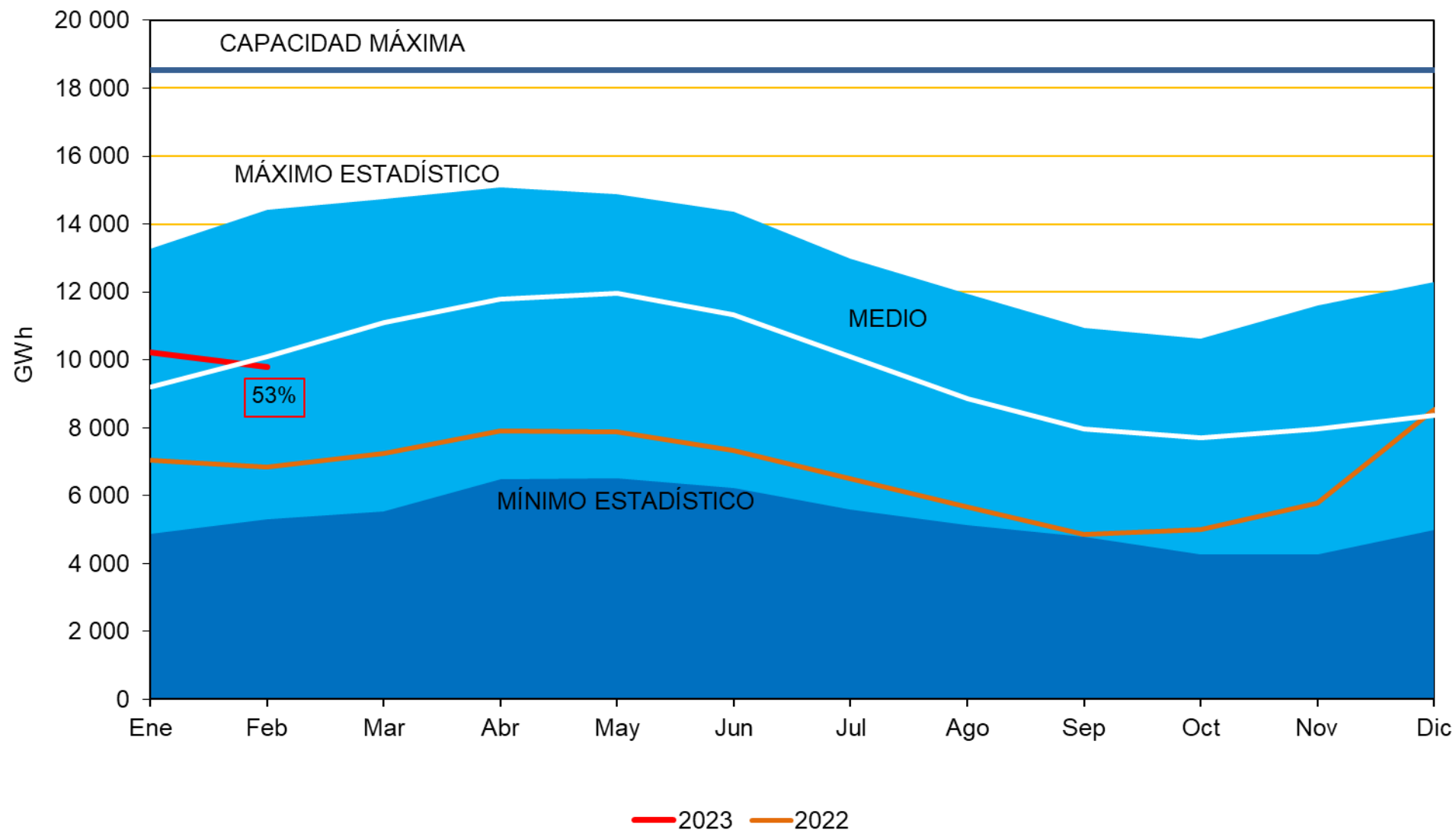


enero-febrero

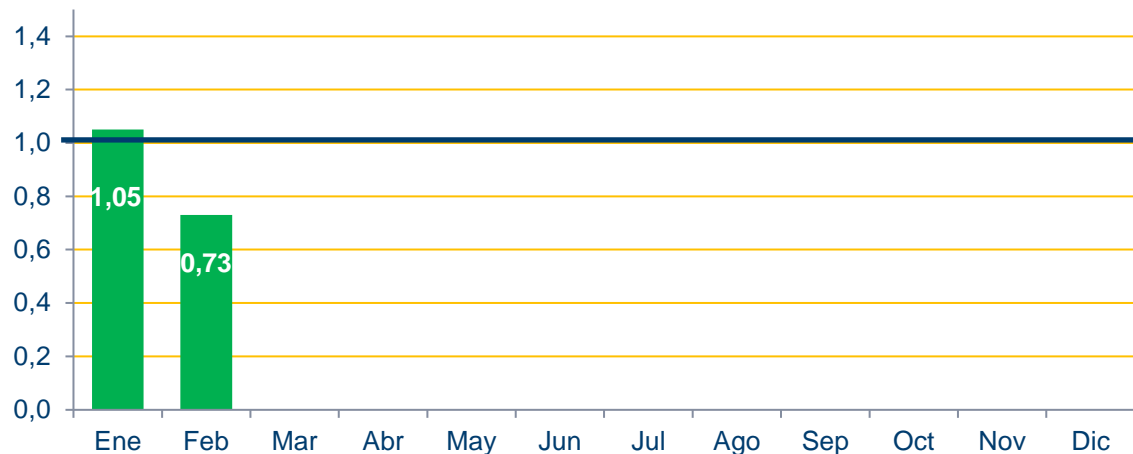






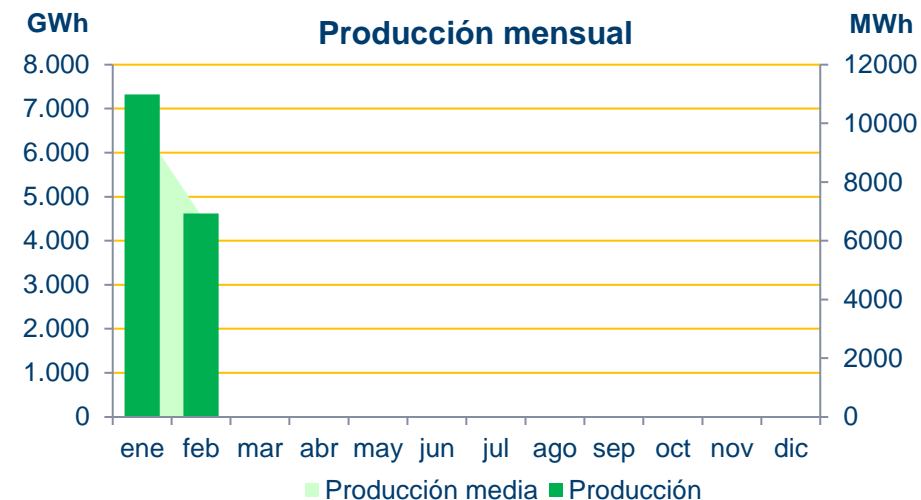
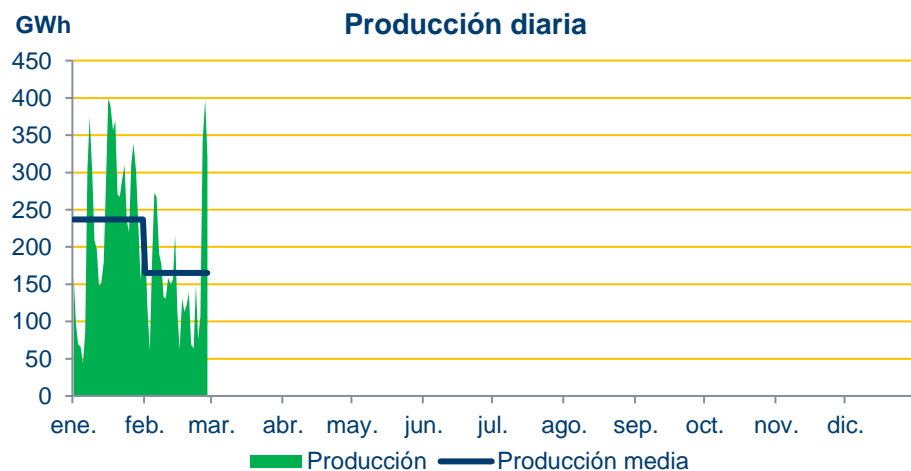


## Índice producible eólica 2023

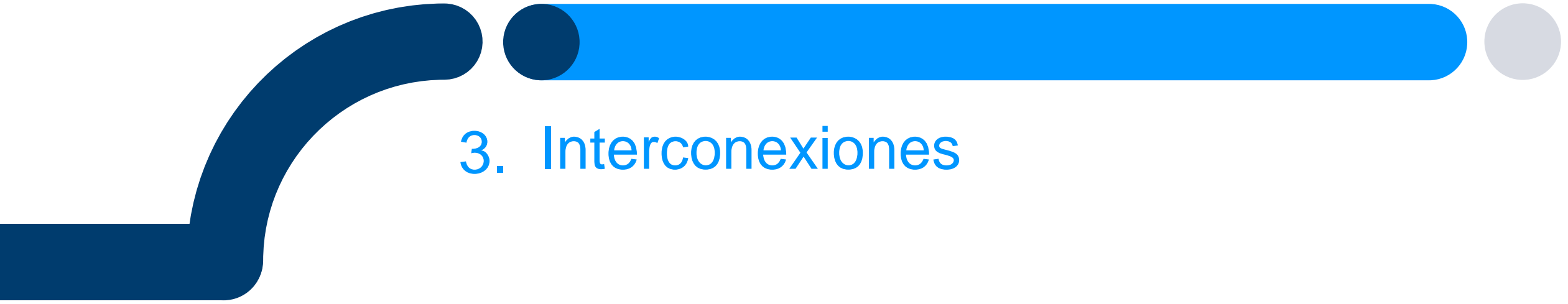


Enero-Febrero 2023

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

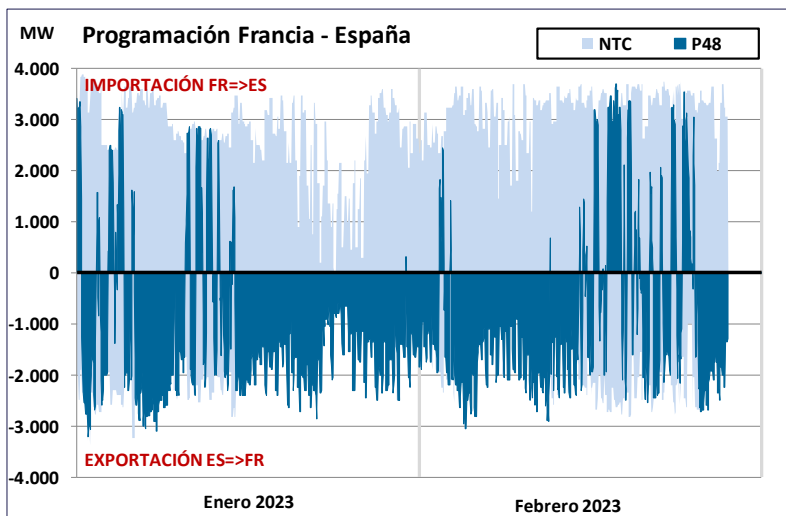


# red eléctrica

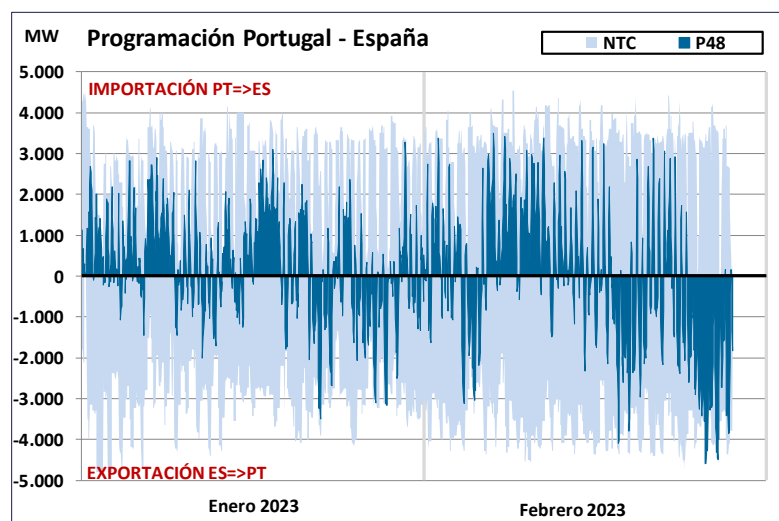


## 3. Interconexiones

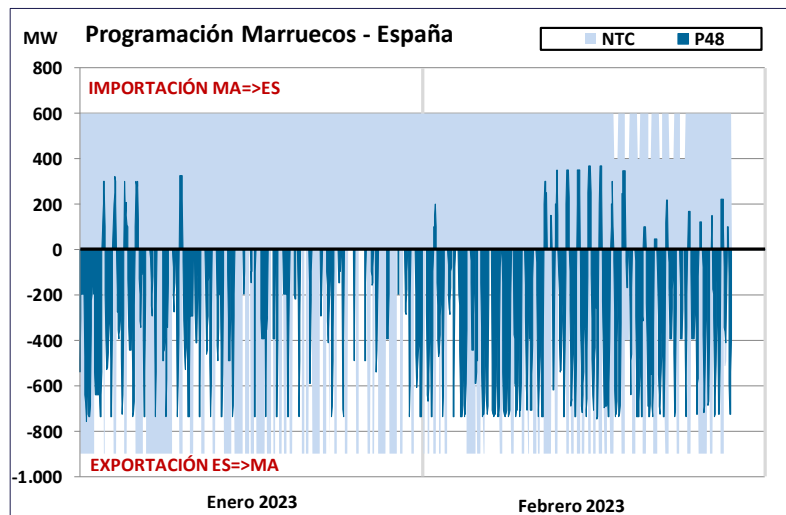




IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	FR=>ES	0	3.885	2.697	3.191	3.417	278	5%
	ES=>FR	500	3.376	2.031	2.350	3.209	1.574	68%
Febrero	FR=>ES	1.200	3.746	3.196	3.468	3.700	430	5%
	ES=>FR	900	3.052	2.063	2.400	3.052	1.349	49%



IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	PT=>ES	0	4.500	2.690	3.330	3.275	638	2%
	ES=>PT	0	4.799	3.004	3.285	3.497	355	1%
Febrero	PT=>ES	0	4.545	3.212	3.555	3.503	665	1%
	ES=>PT	1.620	4.725	3.644	4.095	4.590	817	2%



IME		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	MA=>ES	600	600	600	600	326	11	0%
	ES=>MA	0	900	581	900	757	185	31%
Febrero	MA=>ES	400	600	582	600	370	32	0%
	ES=>MA	0	900	613	900	748	315	48%

# red eléctrica



4. RdT:  
Nuevas instalaciones

(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).

Subestaciones	Provincia	Fecha
SE 220 kV EL SERRALLO (2)	Castellón	31.01.23

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 ALCARRIA: 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 ALMAZAR: Nueva posición Francisco Pizarro (8901-5, 8902-5 y 520-5) (1)	Cáceres	09.02.23
SE 400 kV DON RODRIGO: Nuevas posiciones futura MATAJANA (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

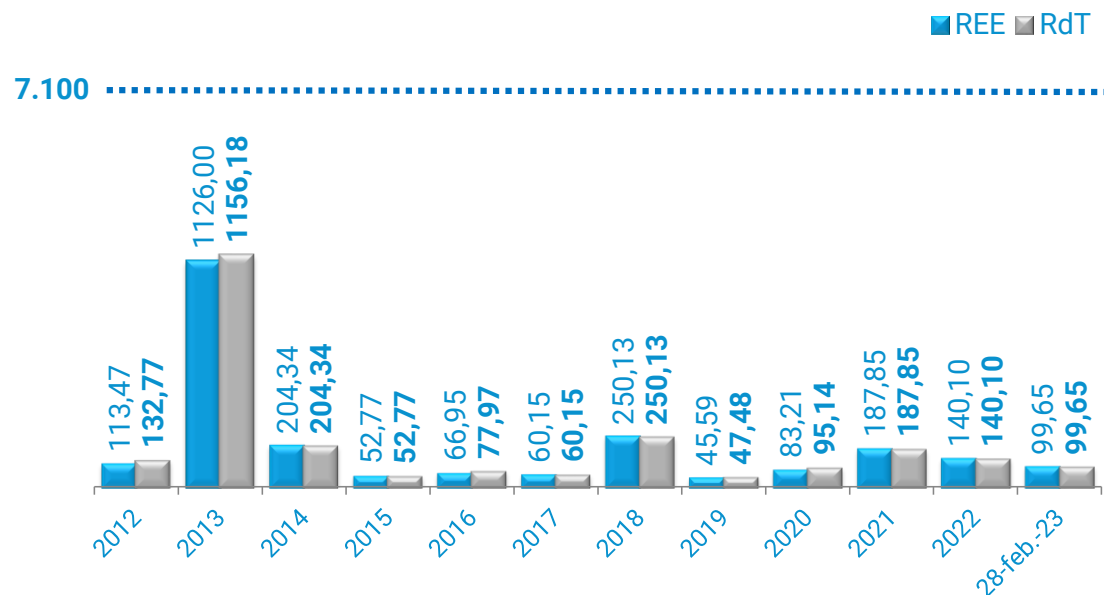
Transformadores RdD	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 220 kV ALDAIA: TRP3 220/20 kV	60	Valencia	27.02.23

# red eléctrica

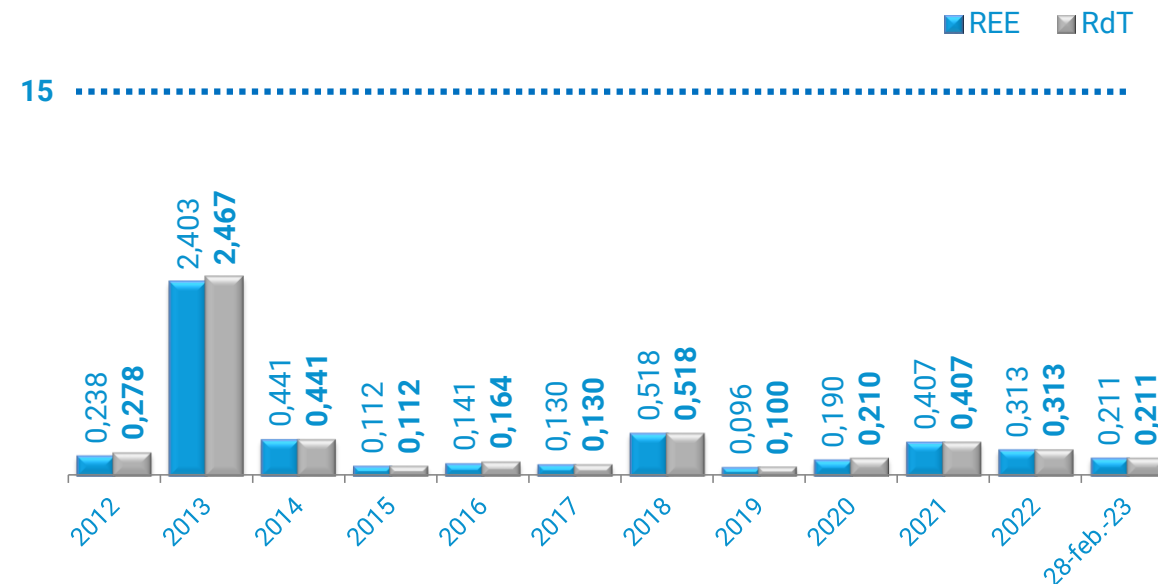


5. Calidad del servicio

## 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

CVII CTSOSEI 15/03/2023









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



# Demanda Nacional Gas Natural

Enero y febrero 2023 vs 2022

		Acumulado MENSUAL			
Demanda		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%
<b>TOTAL</b>		<b>29,7</b>	<b>-29,3%</b>	<b>33,5</b>	<b>-3,4%</b>

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



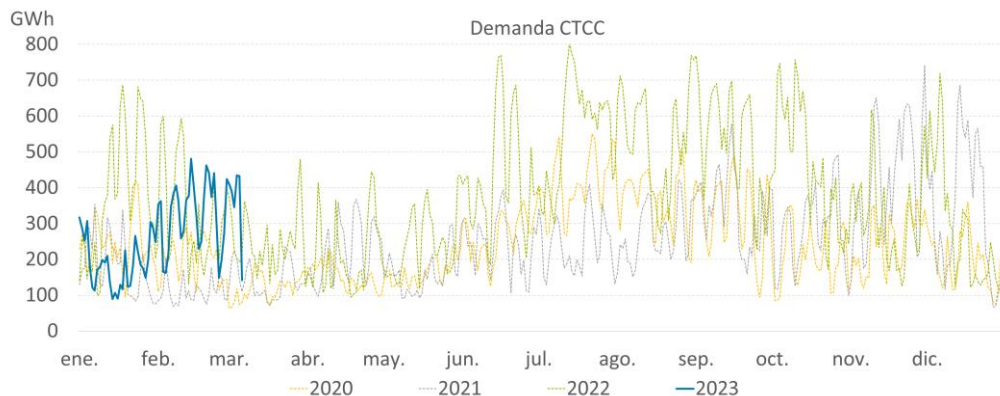
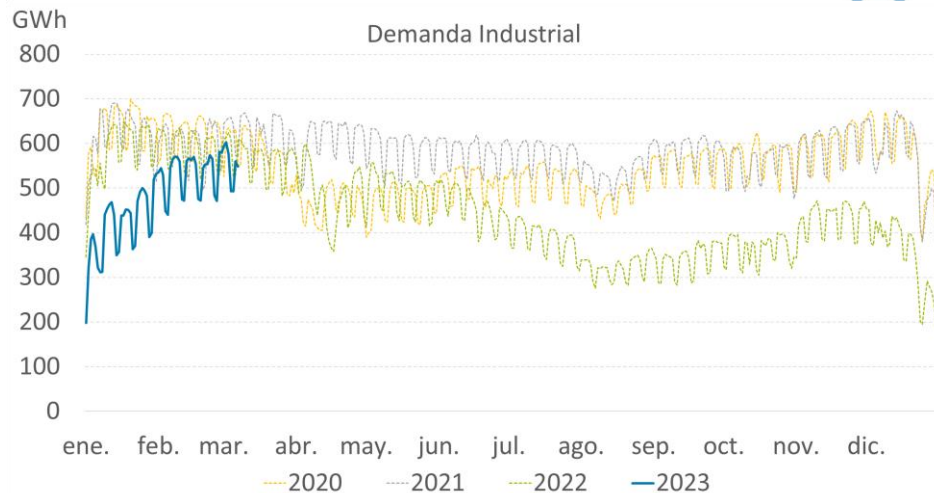
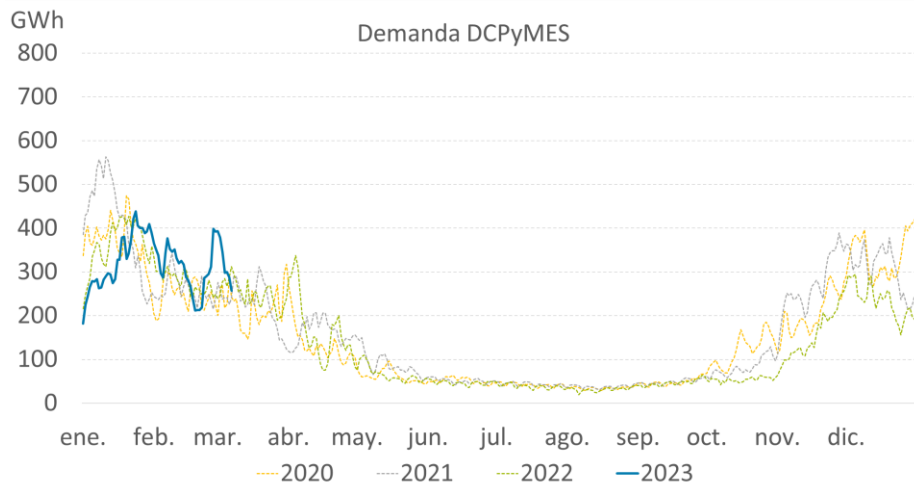
Aumento del **mercado DCPyMES** respecto a feb-22 debido a las bajas temperaturas. Descenso, aunque menos intenso que ene-23, del **mercado industrial** debido a un menor consumo.



**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

**IGIG: -28,3%**

- Los mayores descensos se han dado en **Refino, Electricidad y Textil**
- No se ha registrado subida en ningún sector.

**158,3**

~72% demanda convencional

~45% demanda total nacional

Unidad: TWh



22

REFINO

-39%

21

QUÍMICA/FARMACÉUTICA

-44%

21

CONSTRUCCIÓN

-18%

19

ELECTRICIDAD (no CTCC)

-36%

18

AGROALIMENTARIA

-19%

16

RESTO INDUSTRIA

-20%

13

METALÚRGICA

-27%

12

PAPEL

-28%

12

SERVICIOS

-12%

2

TEXTIL

-12%

# Índice grandes industriales de gas

Febrero 2023

**IGIG: -9,5%**

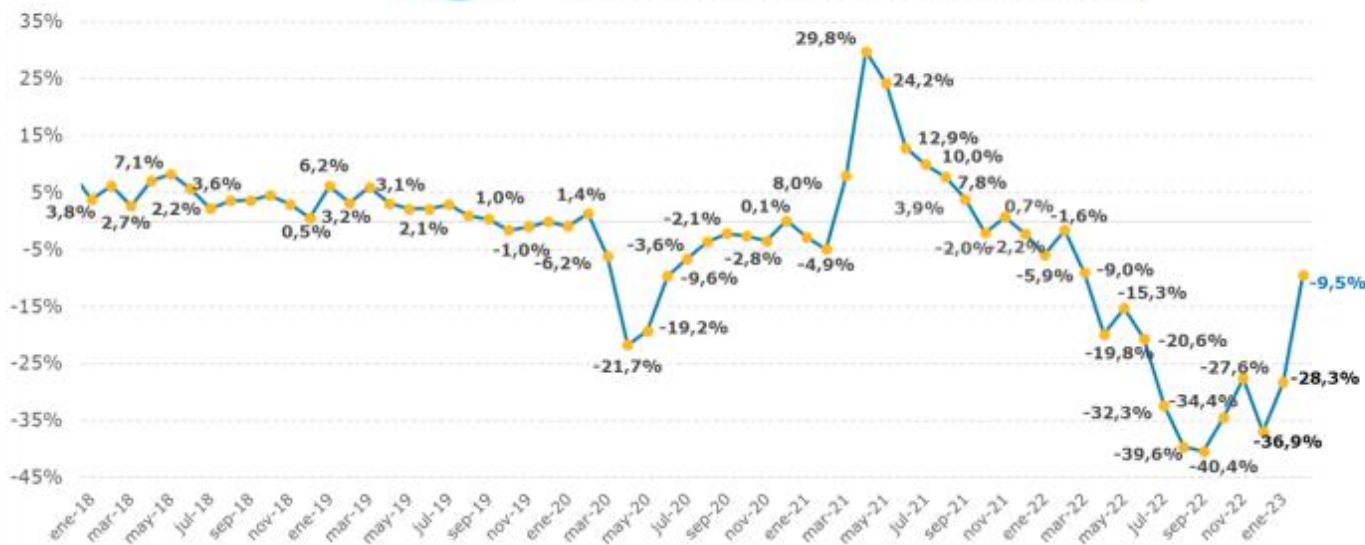
- Crecimiento del sector refino del 8%
- Los mayores descensos se han dado en **metalurgia y química/farmacéutica**

Unidad: TWh

**156,8**

~72% demanda convencional

~45% demanda total nacional



TAM mar22-feb23

% Δ feb23 vs feb22

22

REFINO

+8%

21

QUÍMICA/FARMACÉUTICA

-19%

21

CONSTRUCCIÓN

-8%

19

ELECTRICIDAD (sin CTG)

-18%

18

AGROALIMENTARIA

-5%

15

RESTO INDUSTRIA

-11%

13

METALÚRGICA

-20%

12

PAPEL

-11%

12

SERVICIOS

-5%

2

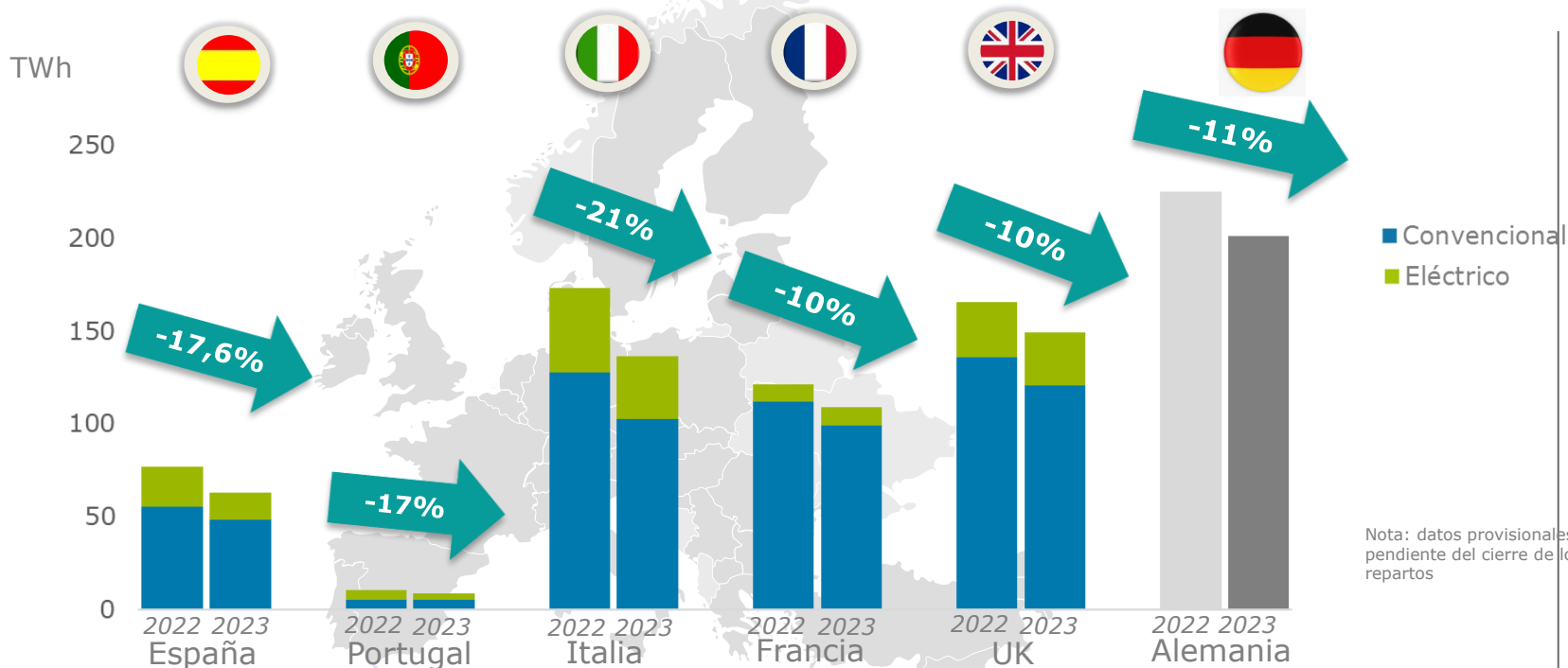
TEXTIL

-7%

# 4. Comparativa Europea

## Demanda total gas natural marco europeo

Ene-Feb 2023 vs Ene-Feb 2022



Nota: datos provisionales  
pendiente del cierre de los  
repartos

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

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





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

# Cobertura de la demanda ene y feb-23

## ENTRADAS

66,1 TWh

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

(\*) No incluido en el TOTAL

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

## SALIDAS

75,2 TWh

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

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

ene-feb  
2022

Salidas 84,2 TWh

# Detalle flujos por conexiones internacionales

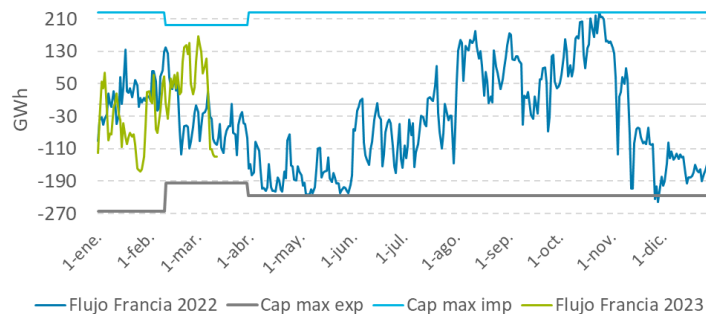
## Flujos diarios desde 1 enero 2022

### FRANCIA

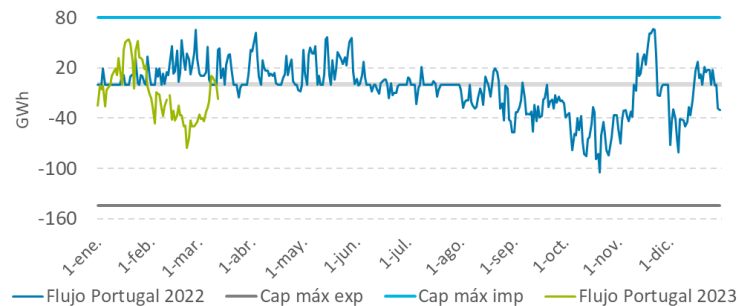
**Nota de operación n°3/2023:** Capacidad máxima bidireccional 195

GWh/día, del 10 de febrero-23 al 31 de marzo-23.

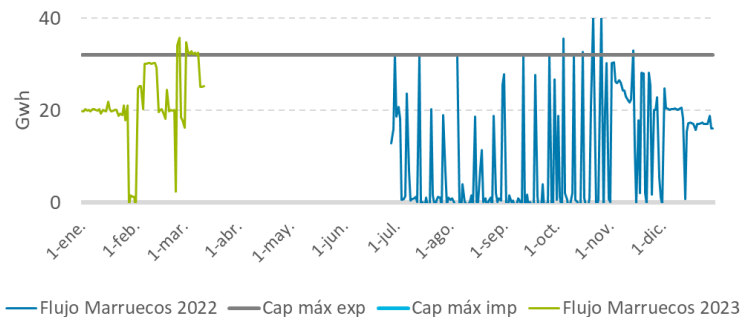
Desde el día 8 de marzo se registra flujo exportador por la huelga en Francia.



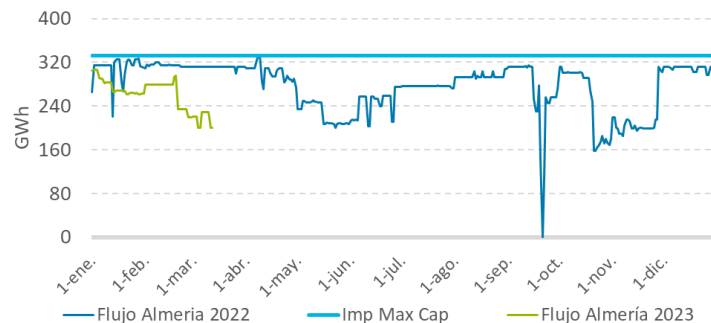
### PORTUGAL



### EXPORTACIÓN MARRUECOS



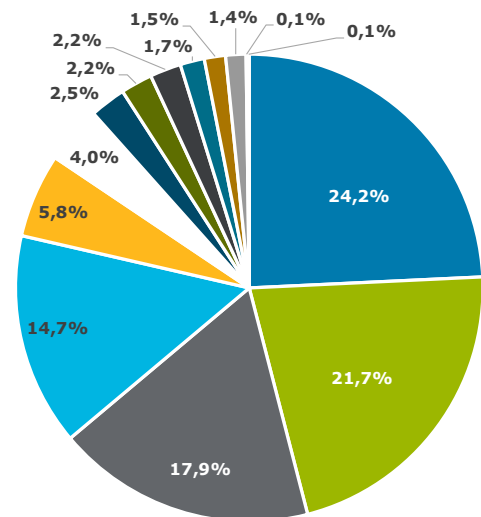
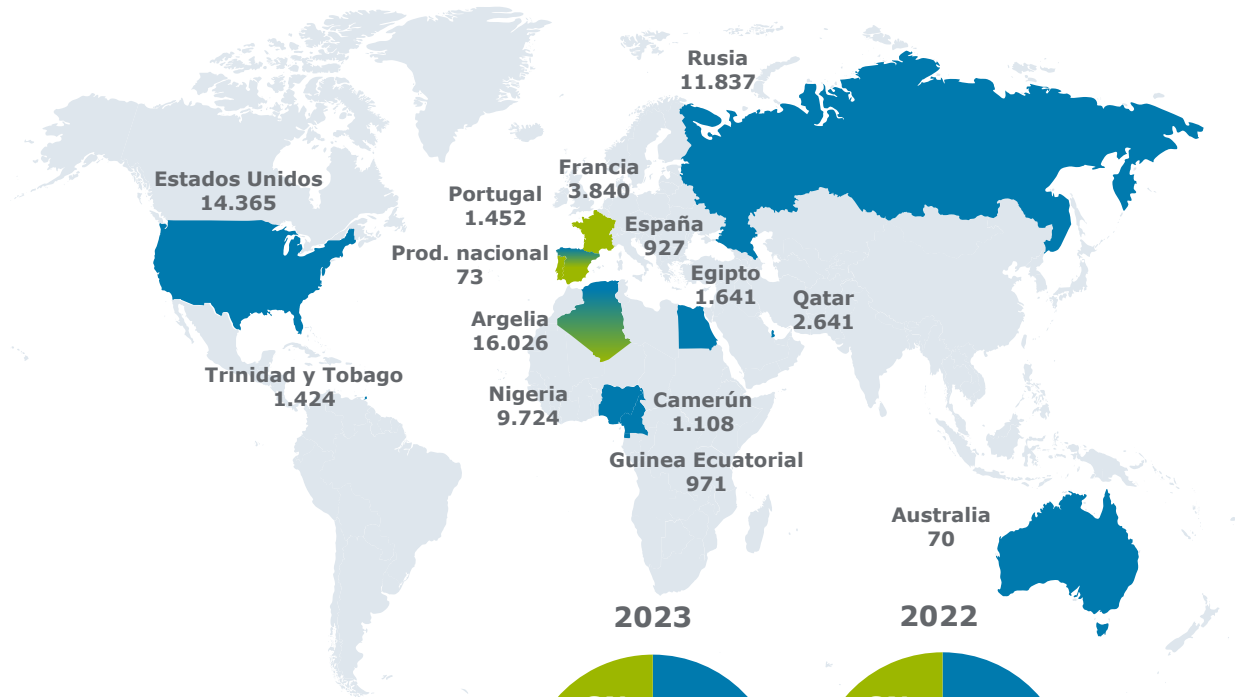
### ALMERIA





# Orígenes del suministro

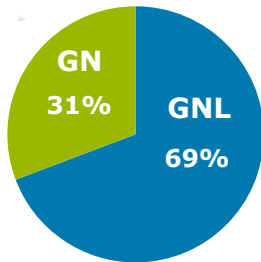
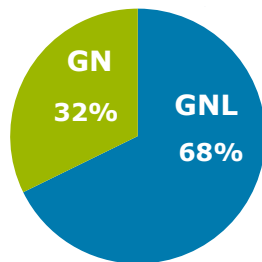
Enero – Febrero 2023



- Argelia
- Estados Unidos
- Rusia
- Nigeria
- Francia
- Qatar
- Egipto
- Portugal
- Trinidad
- Camerún
- Guinea Ecuatorial
- España
- Prod. Nacional
- Australia

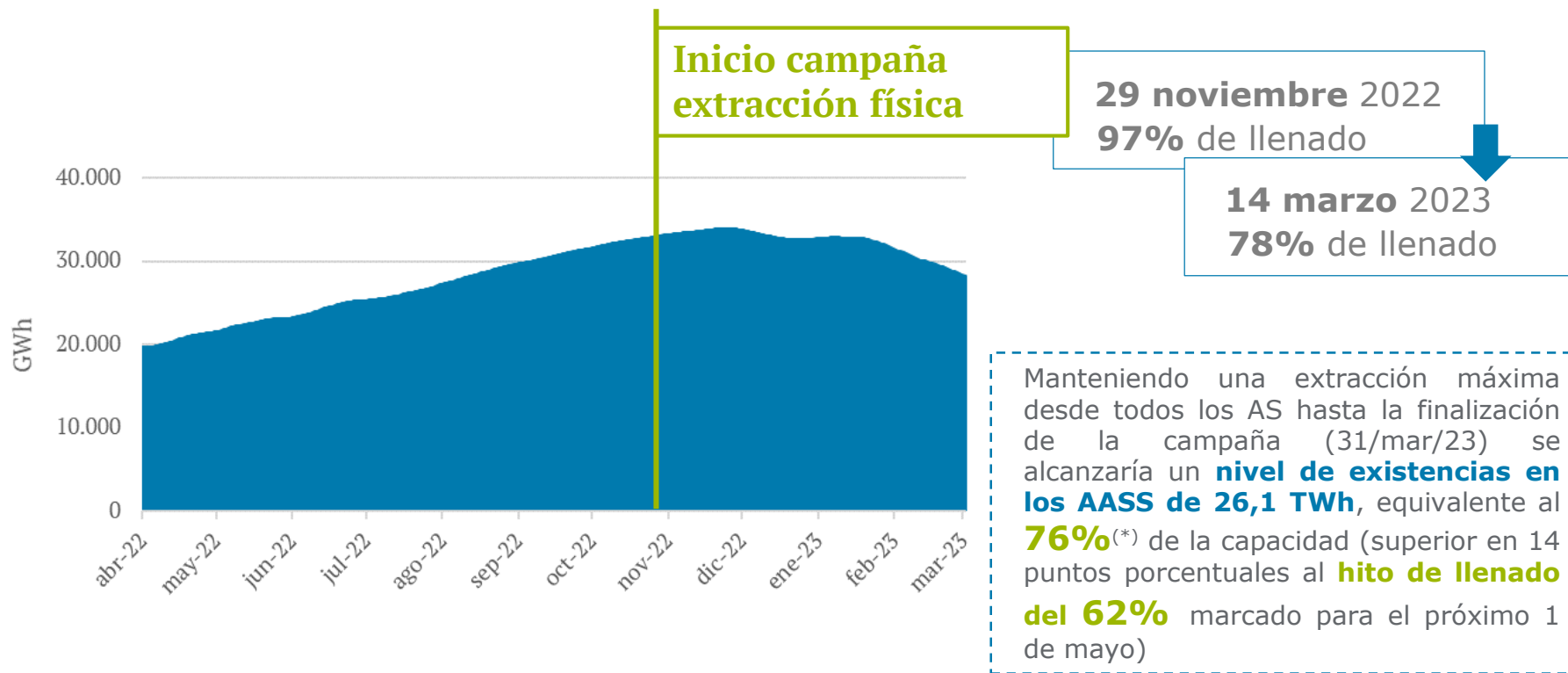
TWh

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



# Existencias

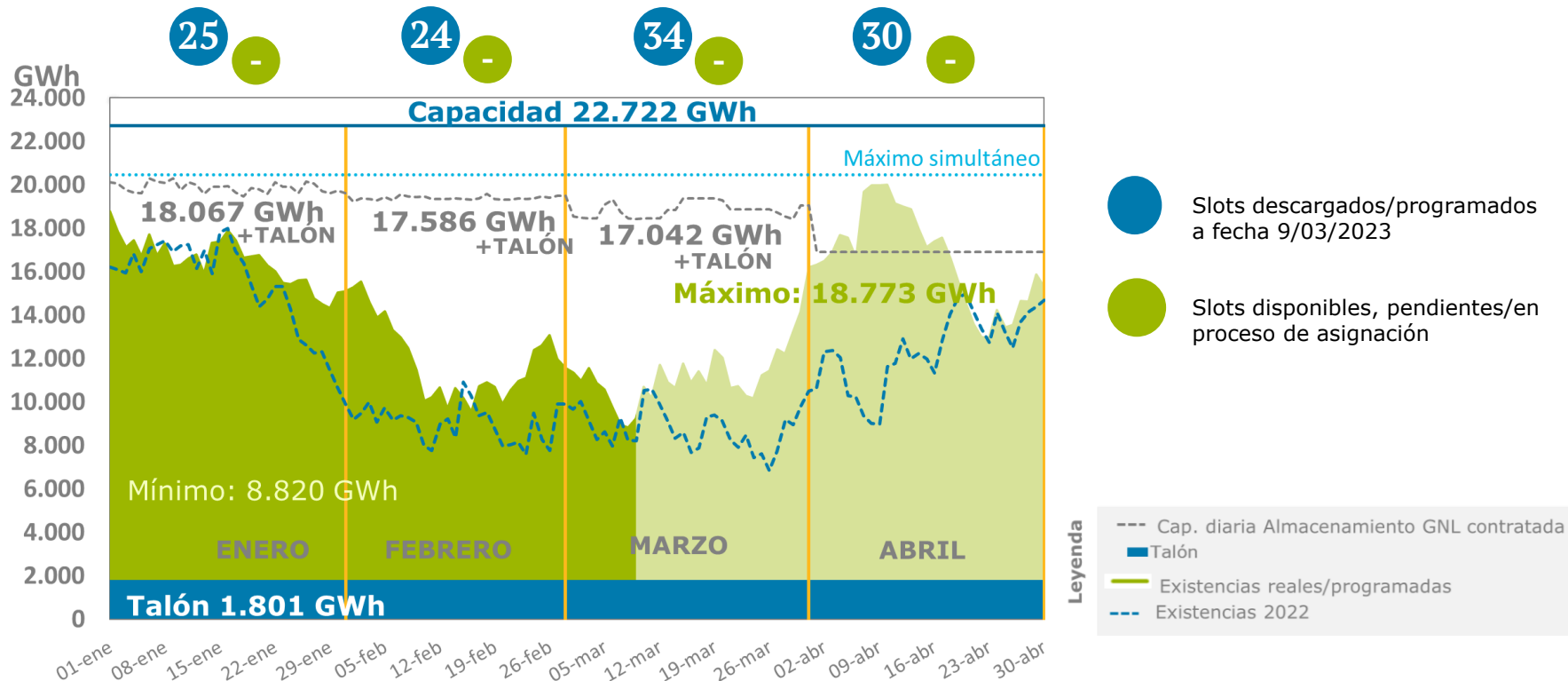
## Evolución de las existencias físicas en almacenamientos subterráneos



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



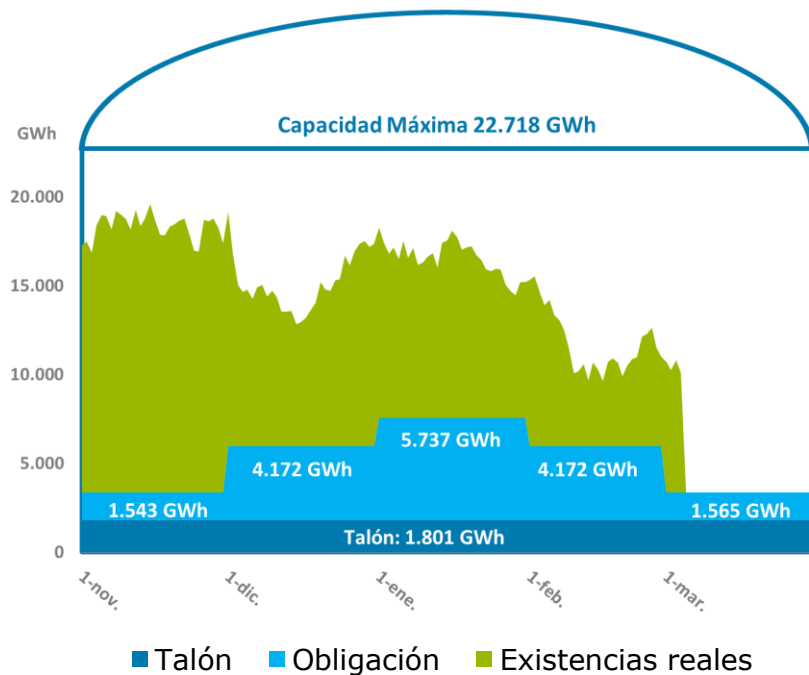


- 1. Evolución de la demanda**
- 2. Aprovisionamiento**
- 3. Aspectos adicionales**

# 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**

## 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

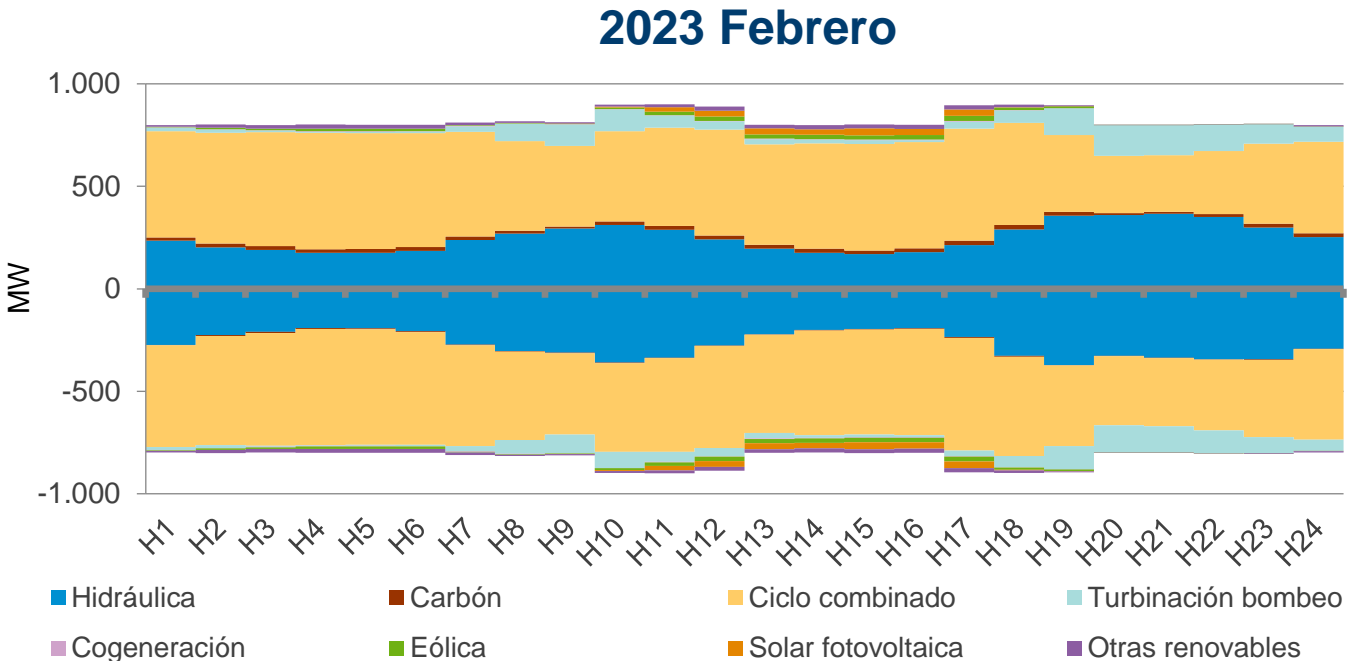
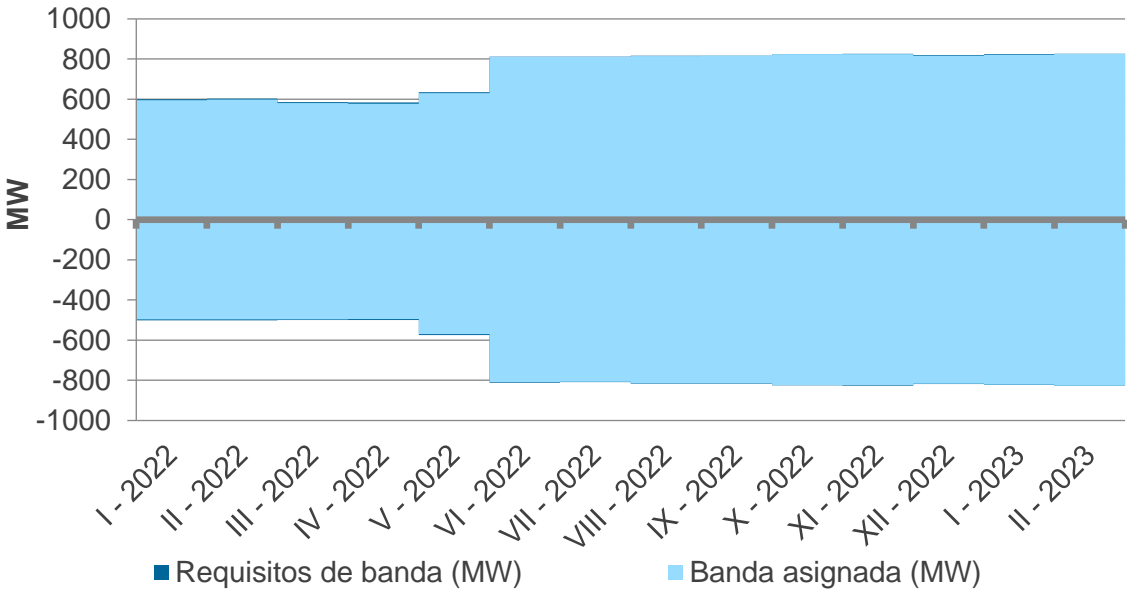
Marzo, 2023



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%

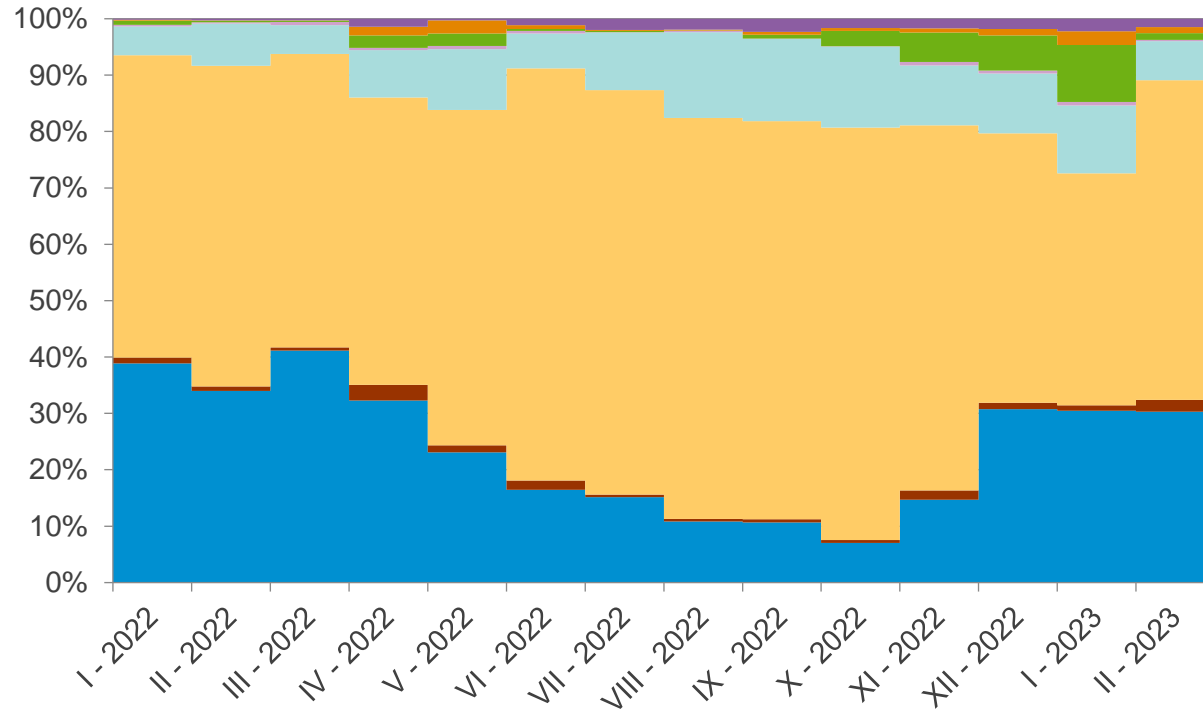
Valores mensuales	2023 Enero	2023 Febrero	Δ (%)
Requisitos de banda (MW)	1.648	1.653	0,3%
Banda asignada (MW)	1.642	1.652	0,6%
Satisfacción (%)	100%	100%	-0,3%
Demanda Media Servida P48 (MWh)	27.508	25.841	-6,1%



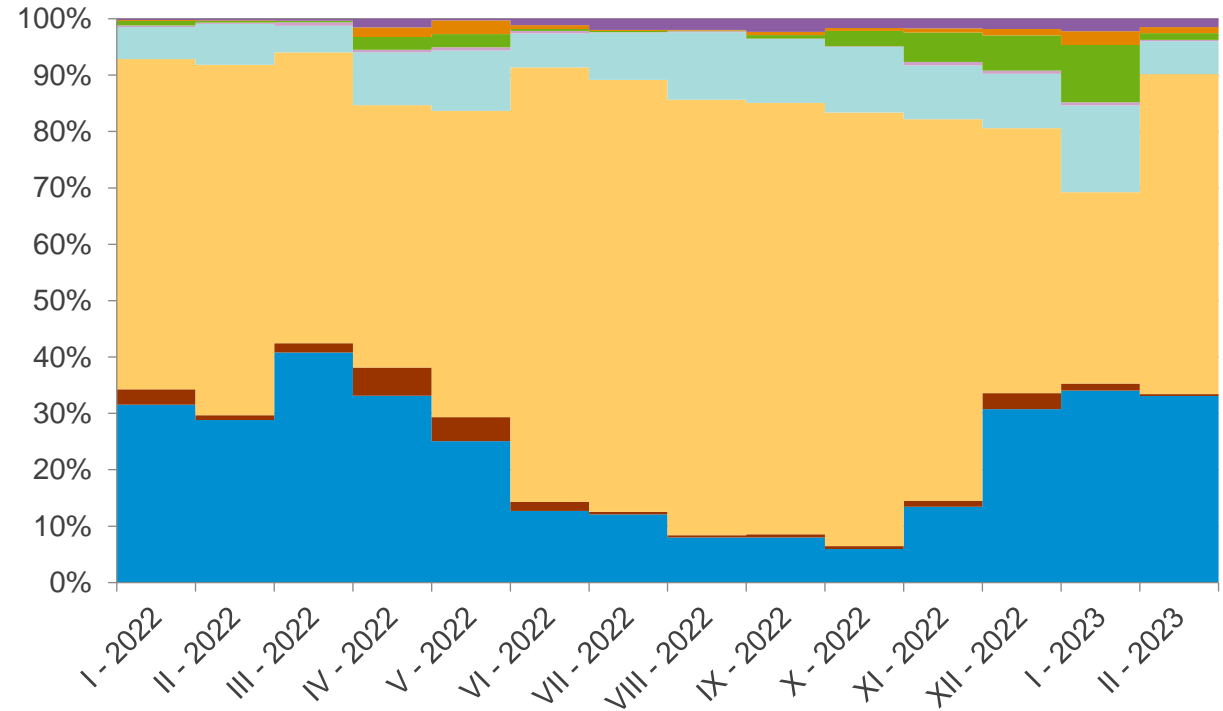
» Valores correspondientes a asignaciones de potencia media horaria

## Tecnología asignada

A SUBIR



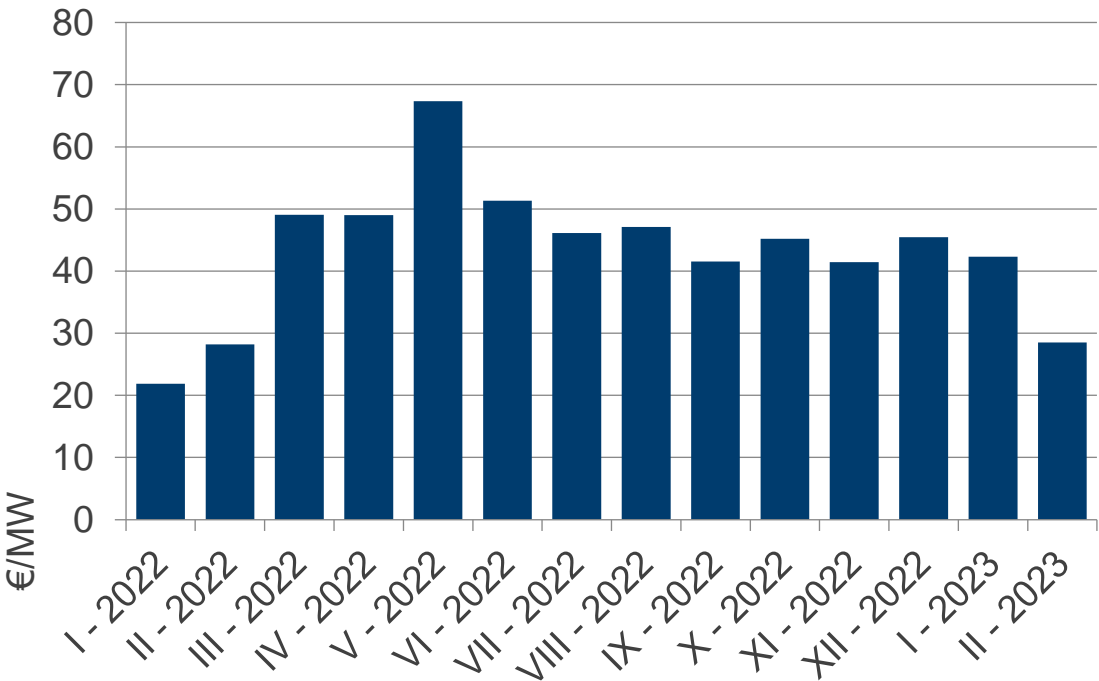
A BAJAR



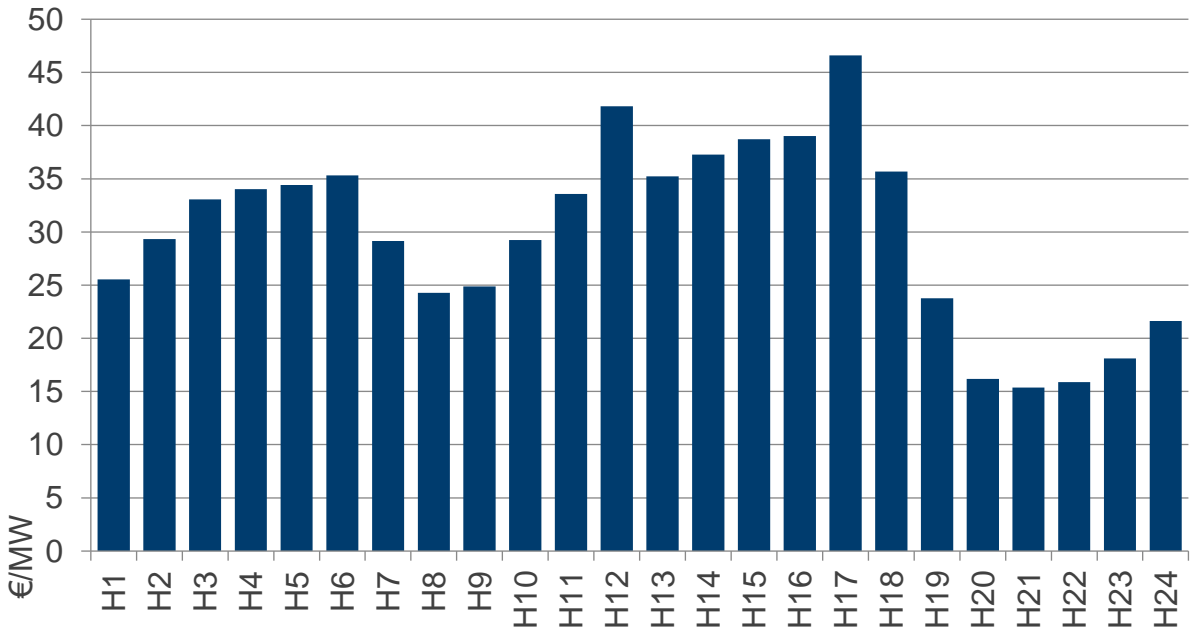
■ Hidráulica ■ Carbón ■ Ciclo Combinado ■ Turbinación bombeo ■ Cogeneración ■ Eólica ■ Solar fotovoltaica ■ Otras Renovables

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%



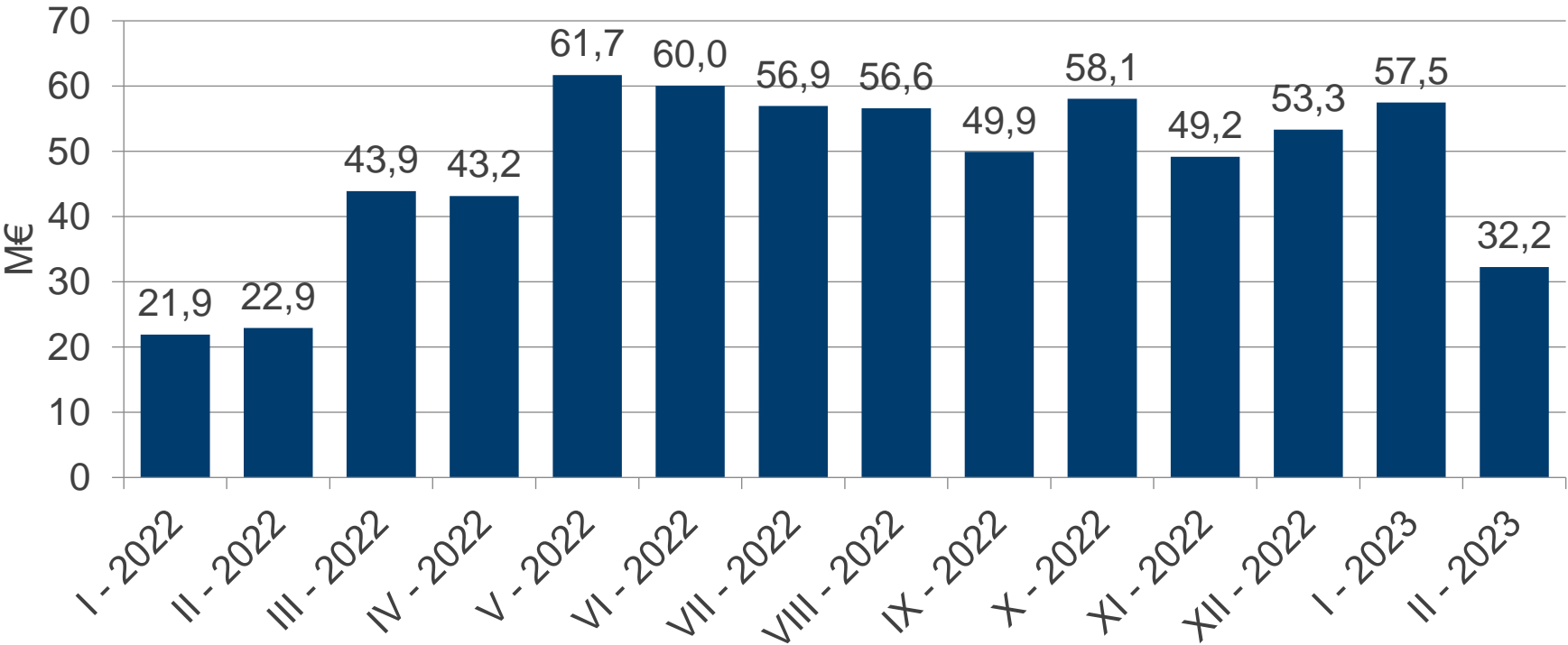
Febrero 2023 (POR HORA)



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

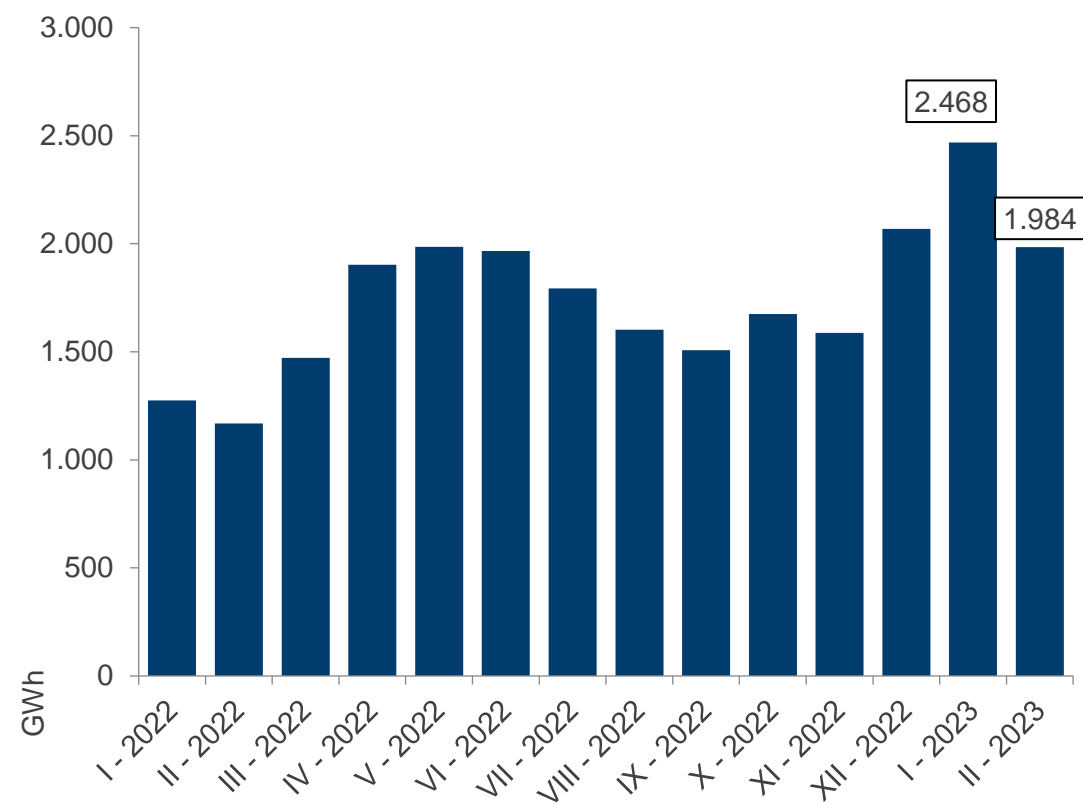
Coste

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%

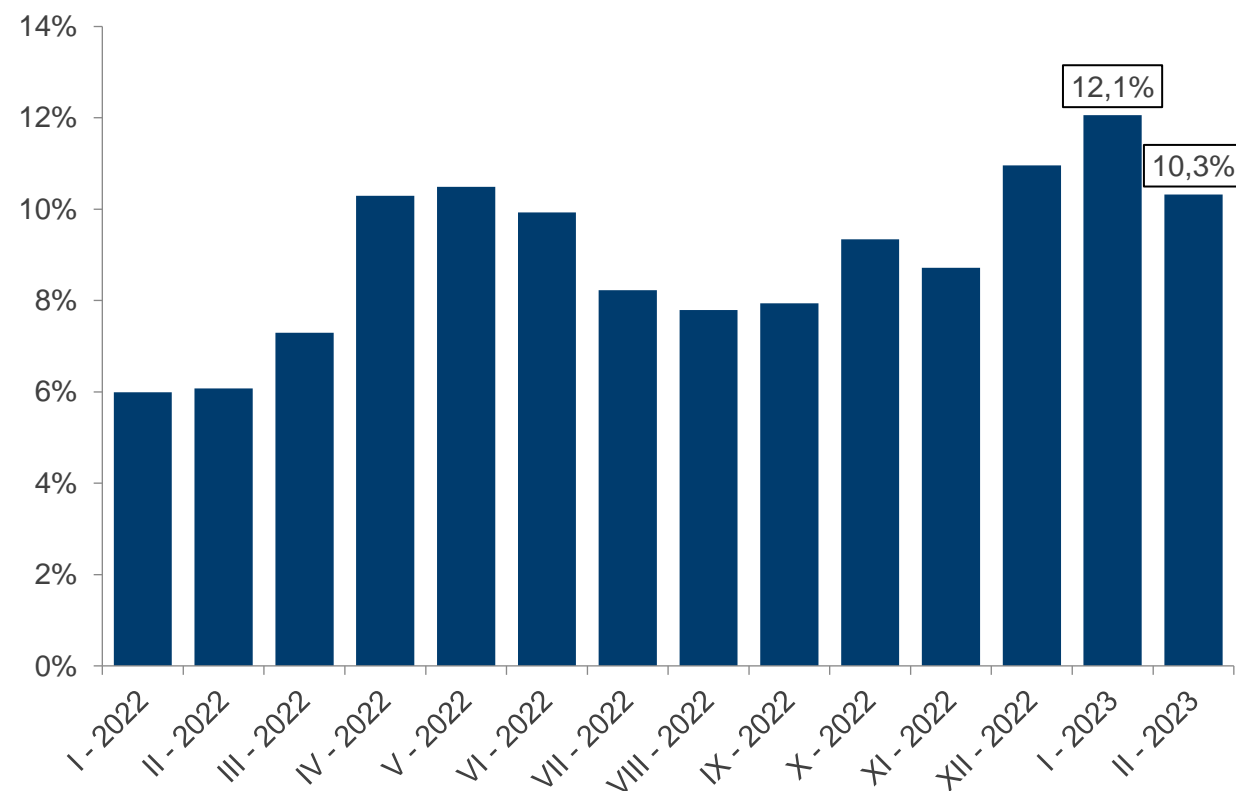


## Energía utilizada para gestión de SAS

RRTT PDBF + RRTT TR + RR<sup>(1)</sup> + REG. TERCIARIA<sup>(2)</sup> + REG. SECUNDARIA + IGCC



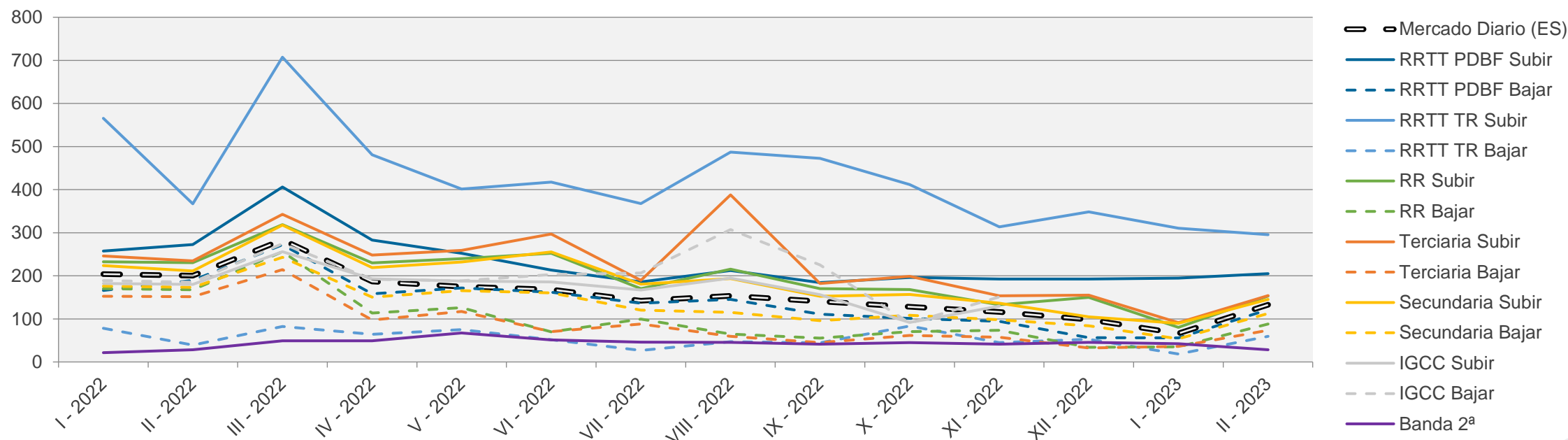
## Energía de SAS respecto a Demanda Total Servida (%)



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

<sup>(2)</sup> Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa

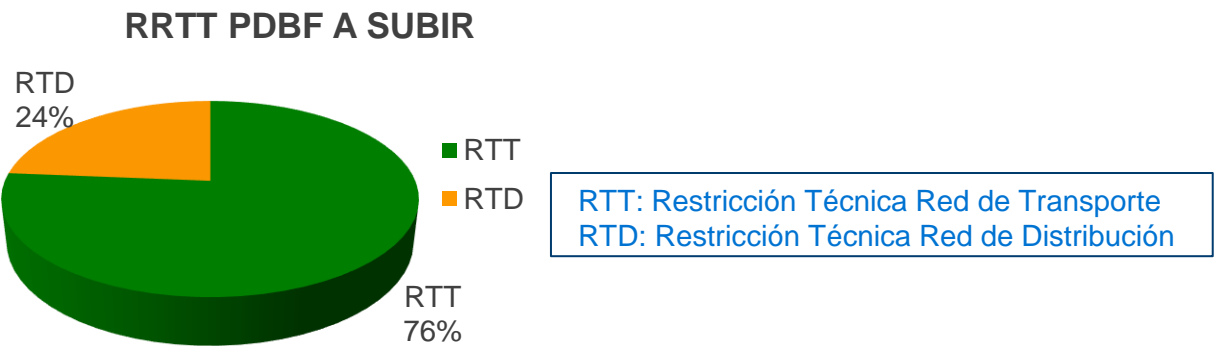
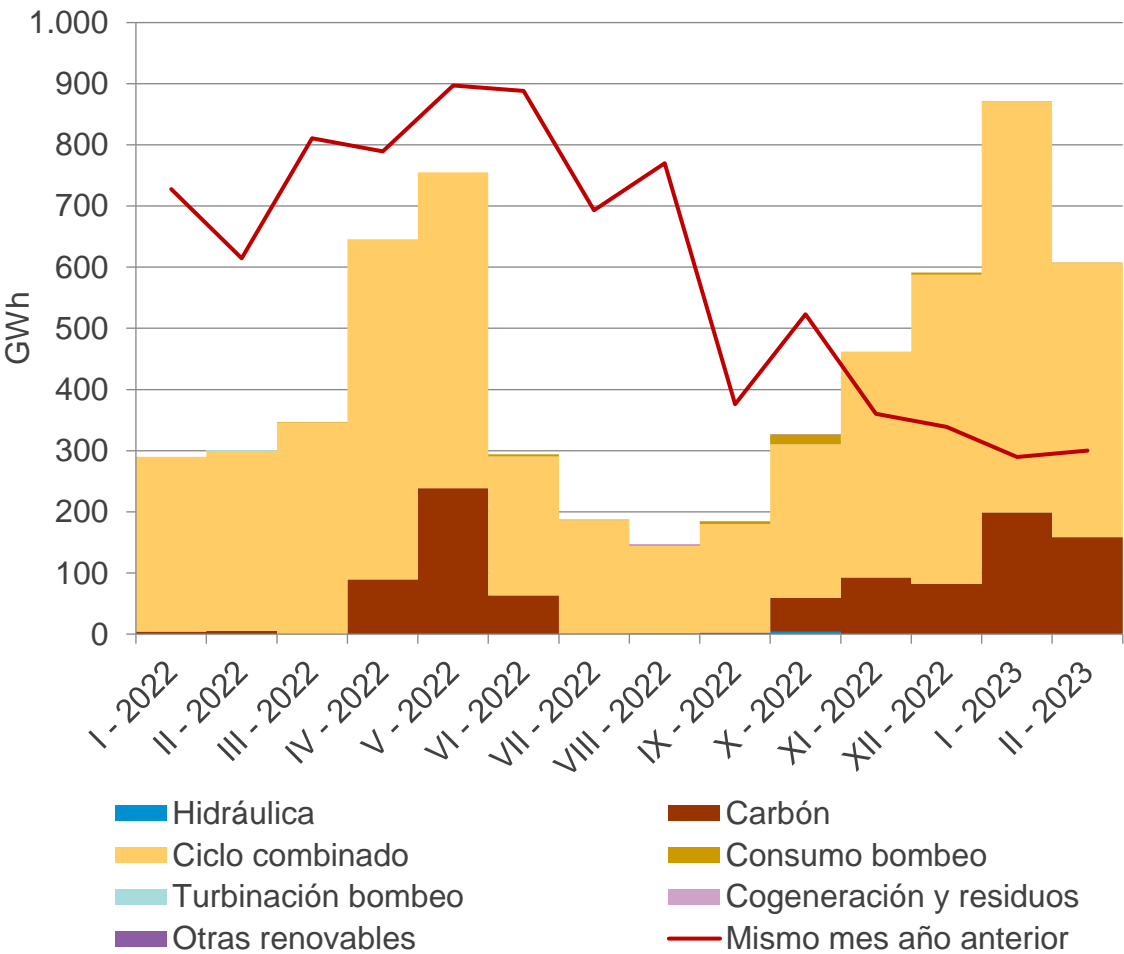
€/MWh ó €/MW	I - 2022	II - 2022	III - 2022	IV - 2022	V - 2022	VI - 2022	VII - 2022	VIII - 2022	IX - 2022	X - 2022	XI - 2022	XII - 2022	I - 2023	II - 2023
Mercado Diario (ES)	204,28	200,66	283,49	186,76	174,75	168,19	142,44	153,60	140,72	128,20	116,08	98,55	66,56	133,01
RRTT PDBF Subir	257,71	272,83	406,22	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 <sup>a</sup>	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



<sup>(1)</sup> 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%

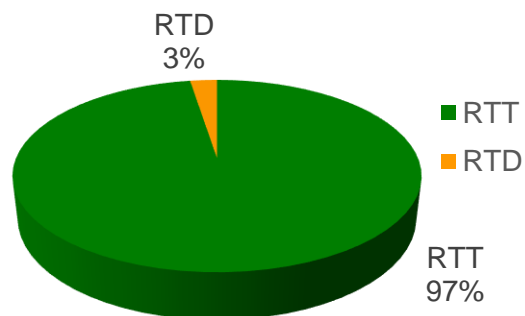




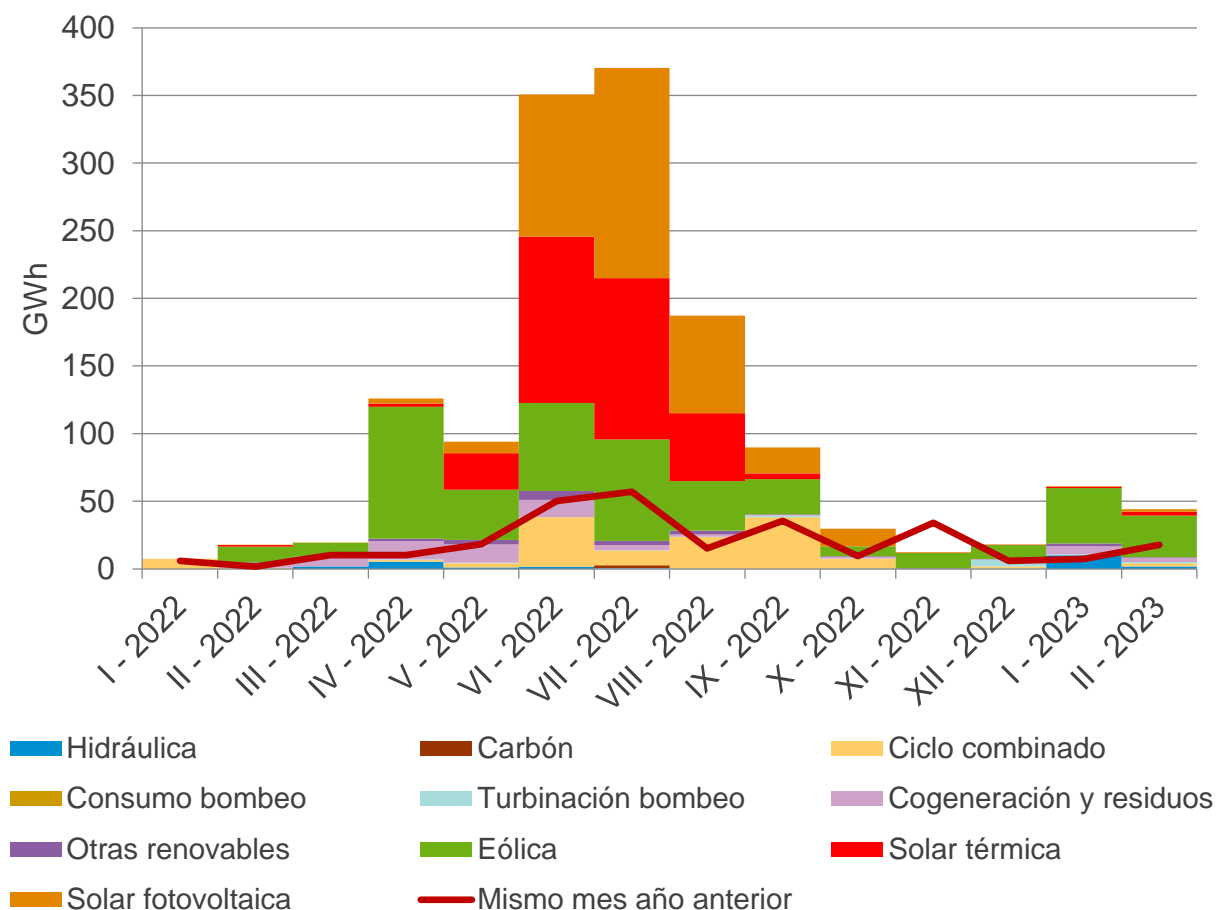
## Fase I

Energía a Bajar (GWh)			
Valores acumulados Ene-Feb	2022	2023	$\Delta$ (%)
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



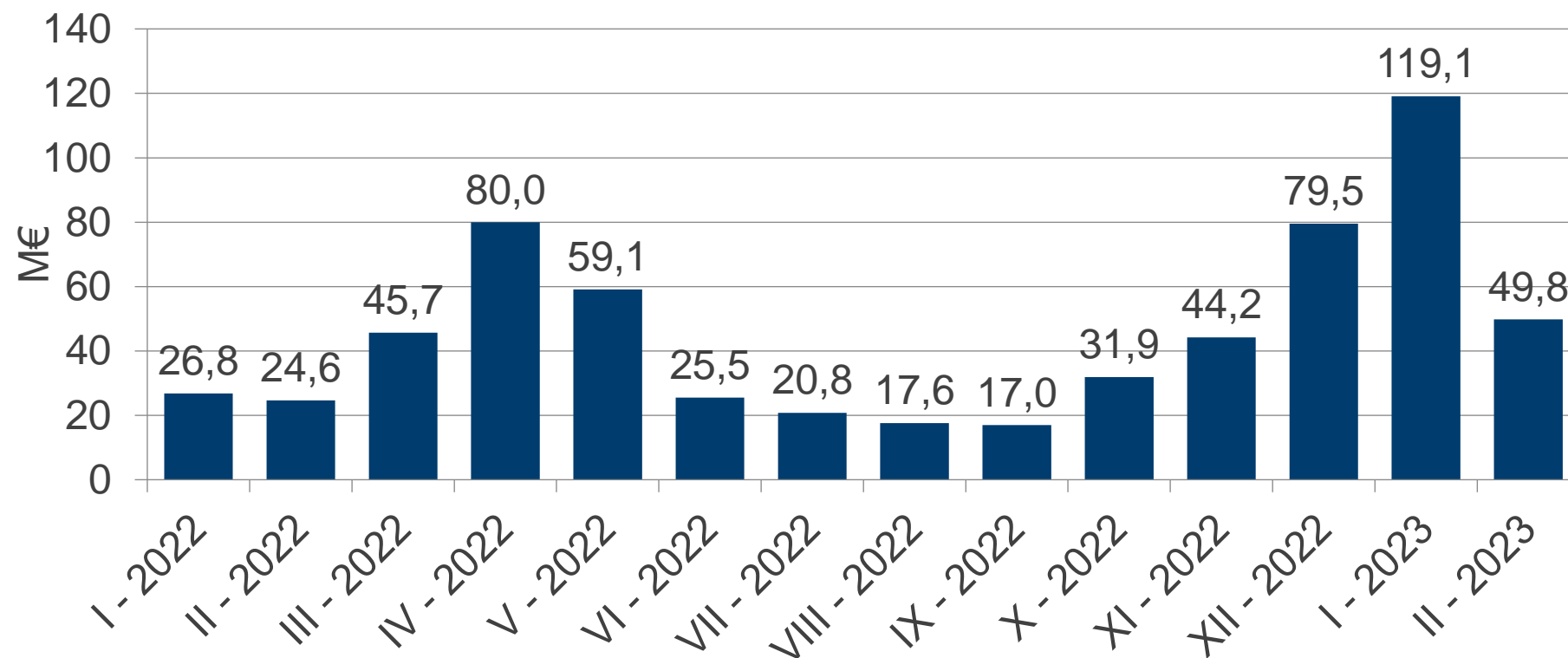
RRTT: Restricción Técnica Red de Transporte  
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución





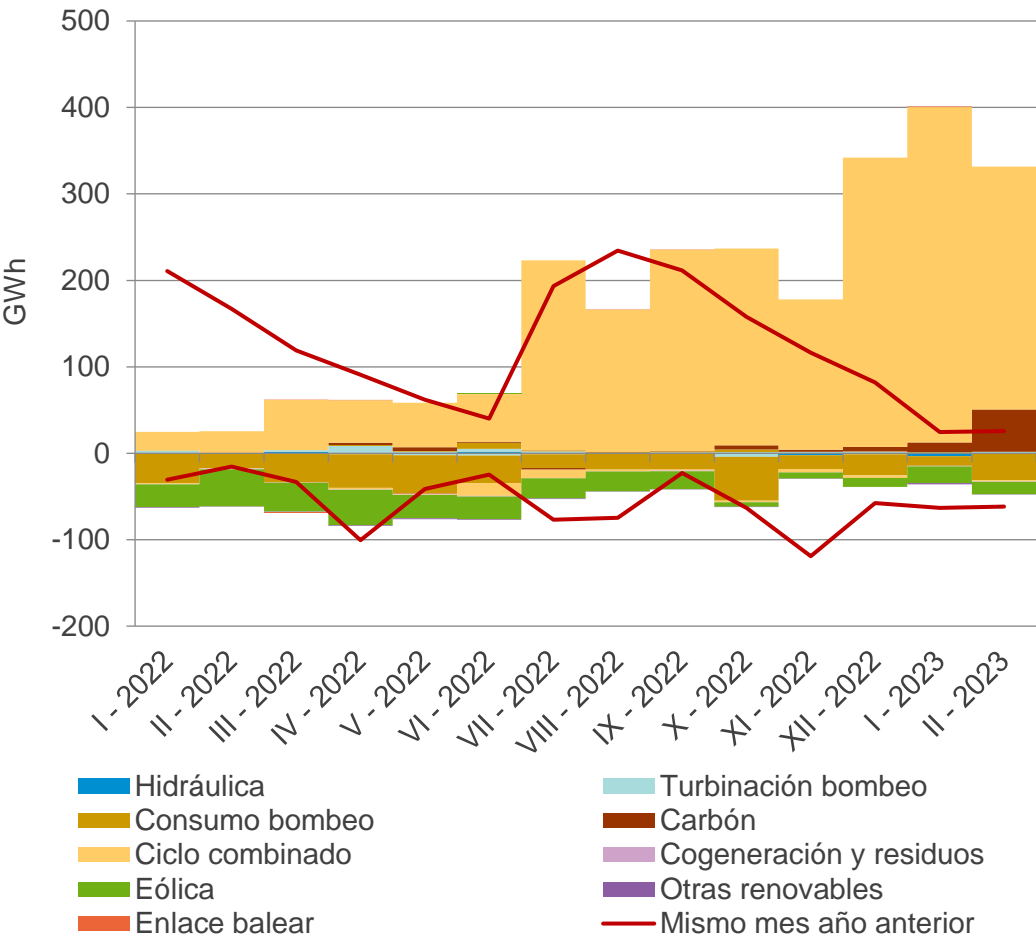
## Coste

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%

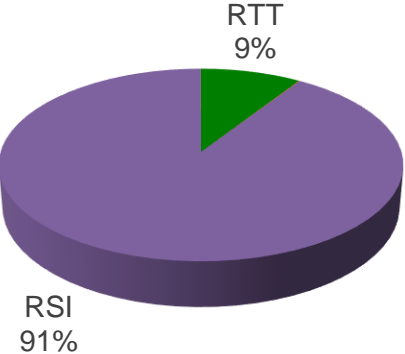




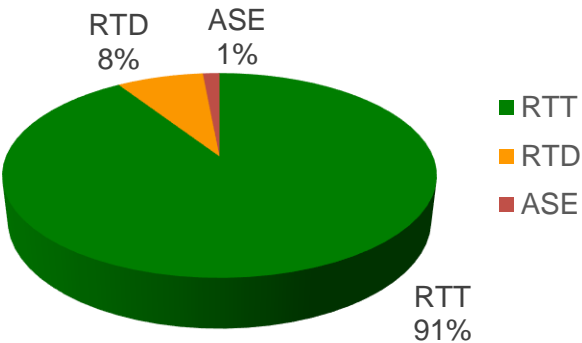
Valores acumulados Ene-Feb	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Hidráulica	0,0	0,8	7044%	0,5	3,3	576%
Carbón	0,0	60,2	-	0,0	0,0	-
Ciclo combinado	46,8	668,5	1327%	1,3	1,6	23%
Turbinación bombeo	3,2	1,9	-39%	0,2	0,1	-37%
Consumo bombeo	0,2	0,6	177%	51,3	42,2	-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	-



RRTT TR A SUBIR



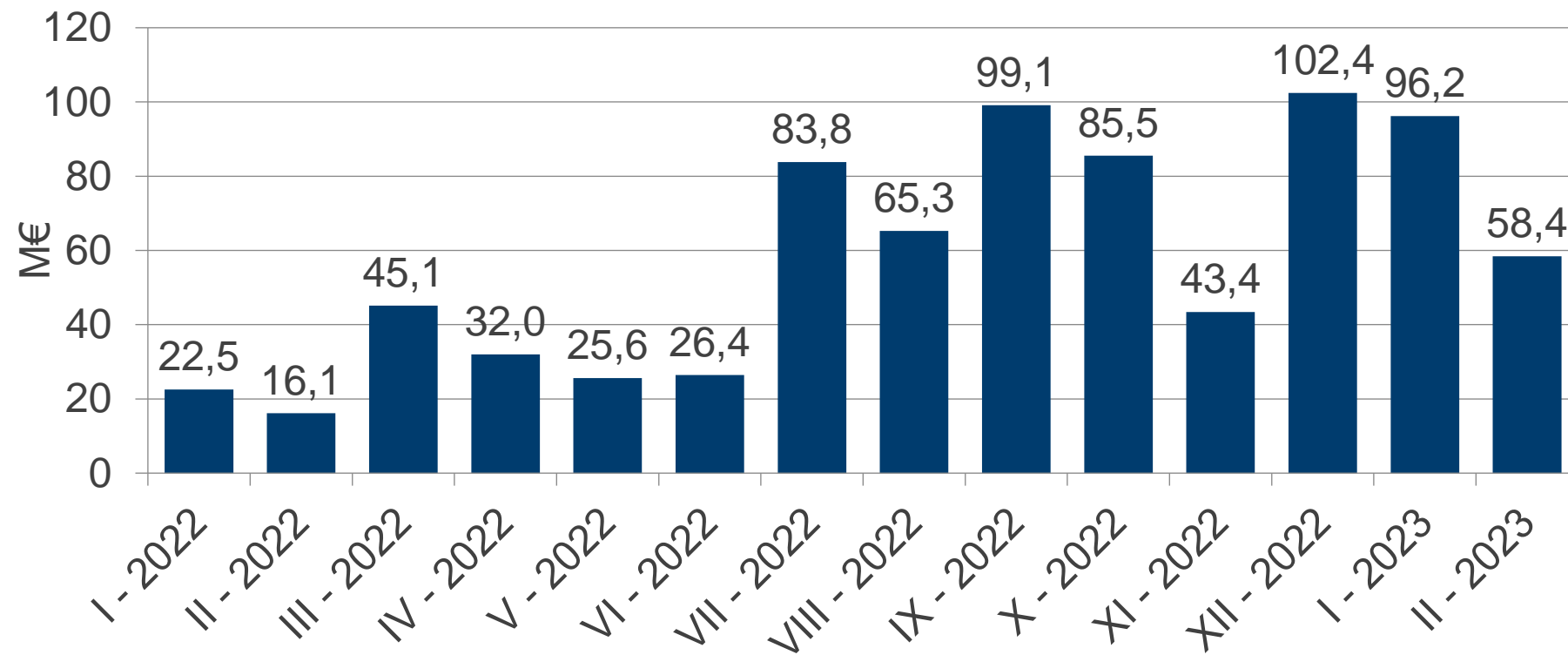
RRTT TR A BAJAR



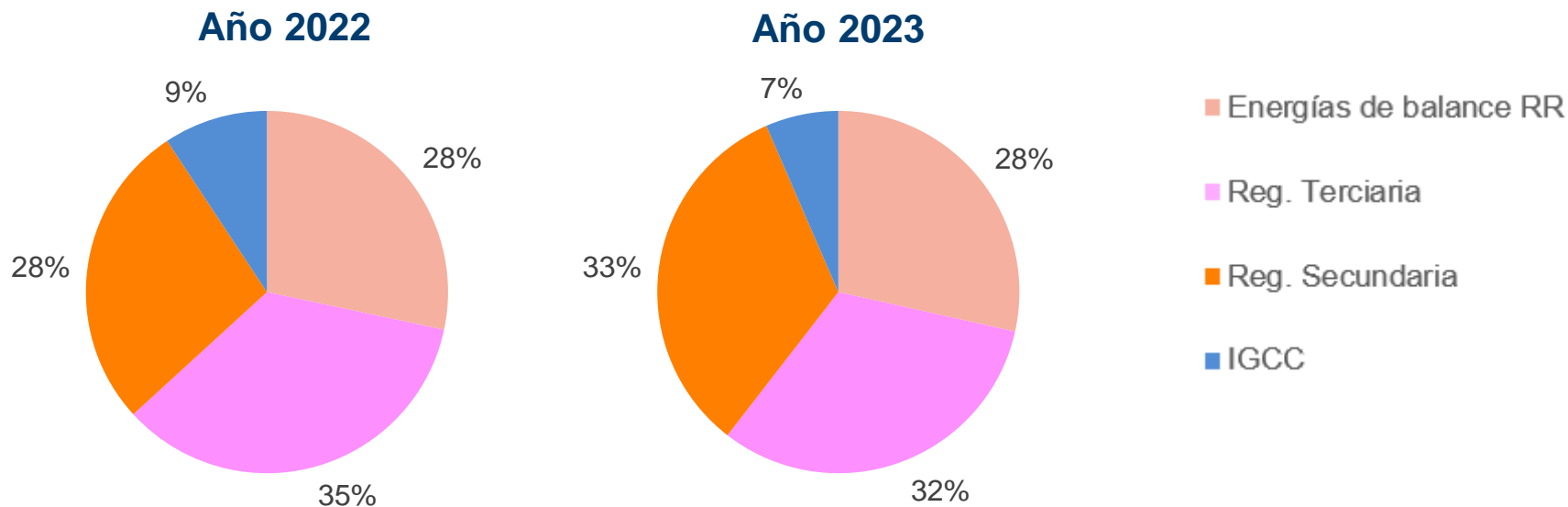
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte  
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución  
RSI: Reserva Potencia a Subir Insuficiente  
ASE: Control Desvíos Área Síncrona Europa Continental

## Coste

Coste (M€)	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 <sup>(1)</sup>	469	561	20%
Reg. Terciaria <sup>(2)</sup>	577	630	9%
Reg. Secundaria	455	650	43%
IGCC	154	128	-17%
<b>Total (GWh)</b>	<b>1.654</b>	<b>1.970</b>	<b>19,1%</b>



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

<sup>(2)</sup> Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa,7

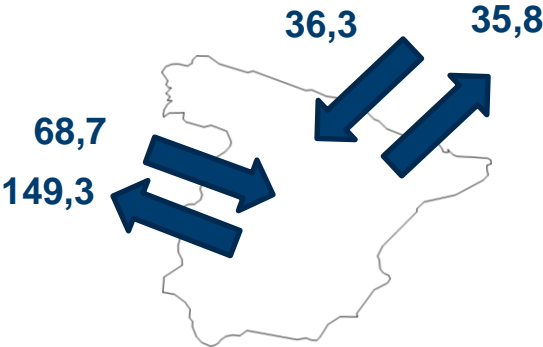


# Asignaciones de energías de balance de tipo RR

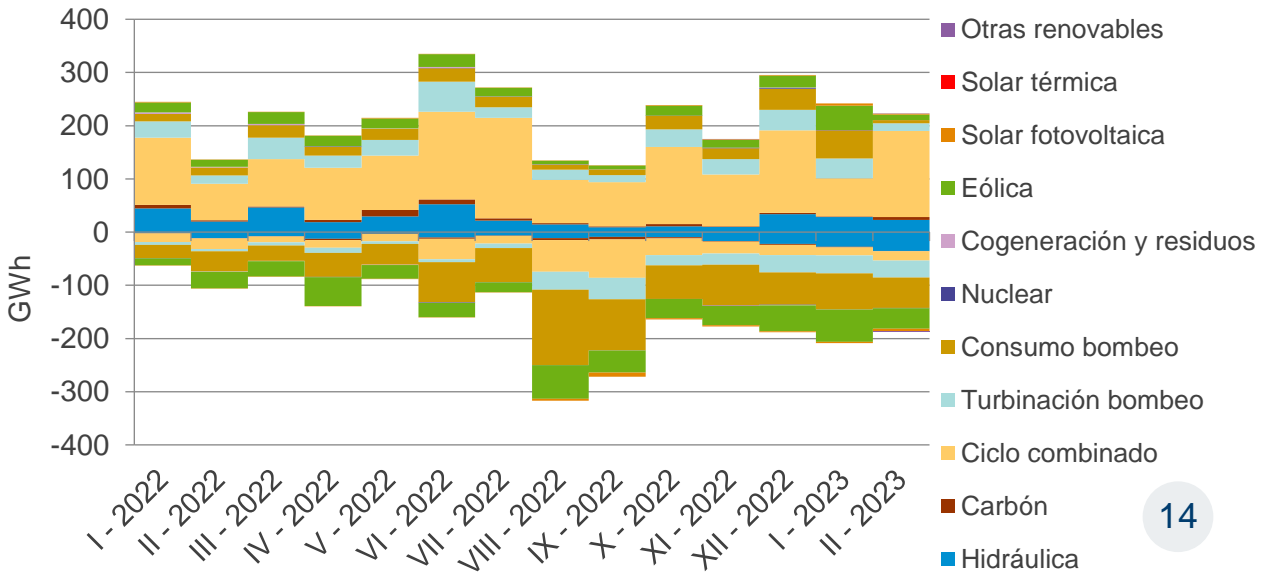
Valores acumulados Ene-Feb	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Hidráulica	64	51	-20%	13	63	385%
Turbinación bombeo	46	52	13%	10	65	550%
Consumo bombeo	29	59	103%	63	125	98%
Carbón	9	6	-33%	1	2	100%
Ciclo combinado	195	234	20%	36	33	-8%
Nuclear	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%

# red eléctrica

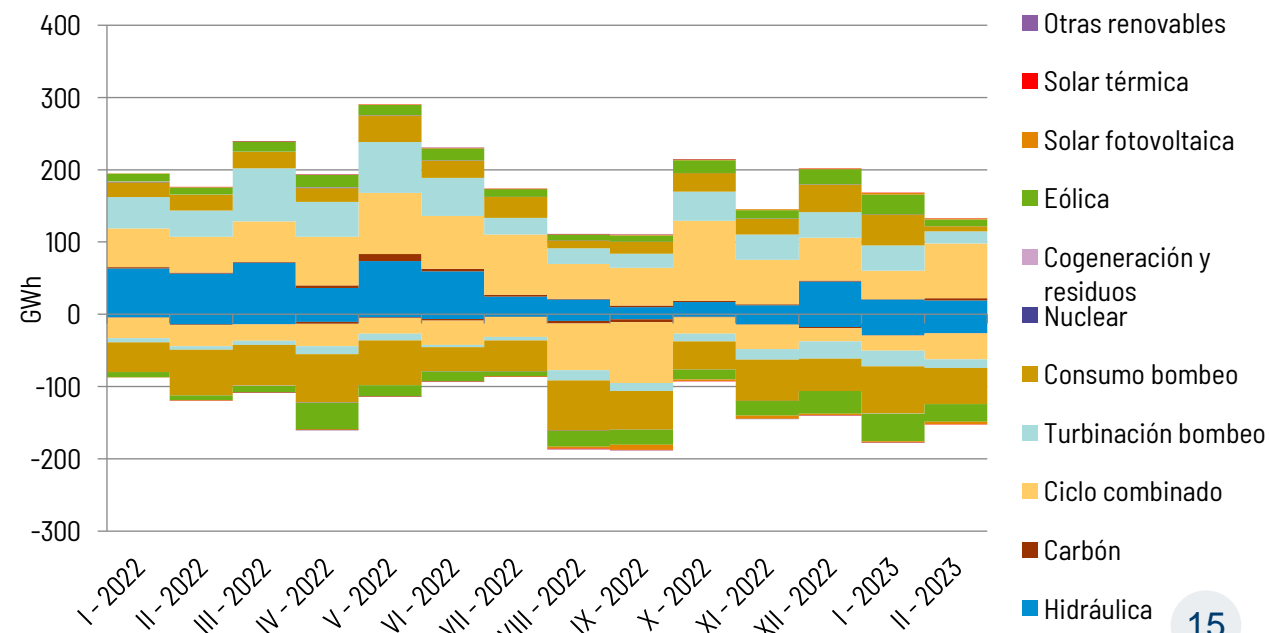
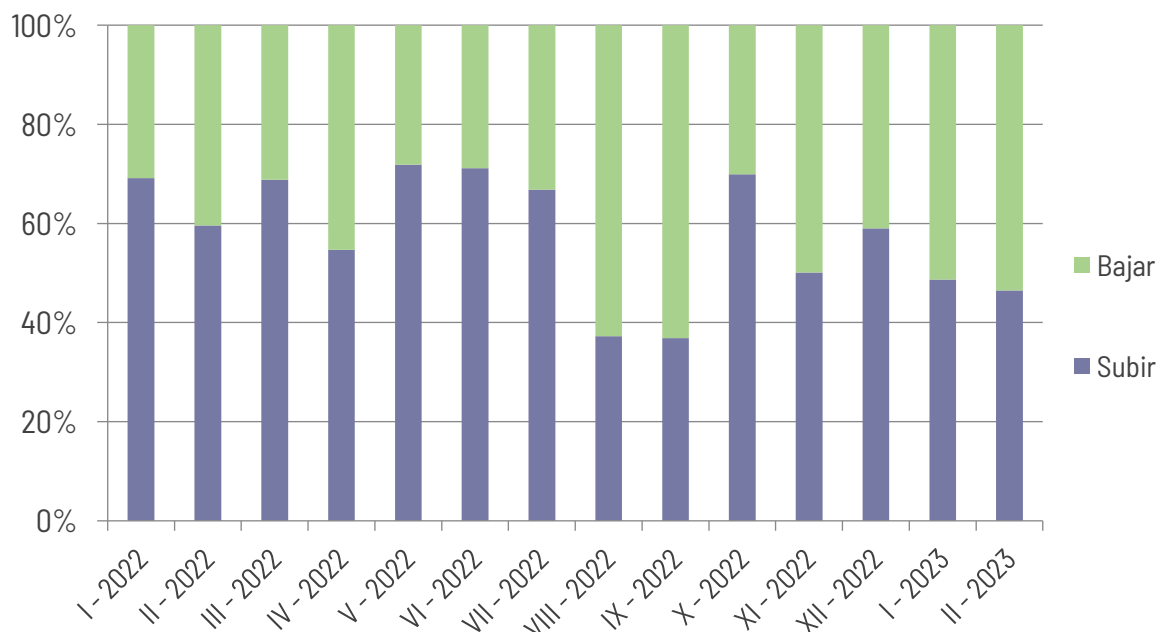
Intercambios en frontera (GWh)			
	2022	2023	Δ (%)
Exportación	154,7	185,1	19%
Importación	198,5	105,0	-47%



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

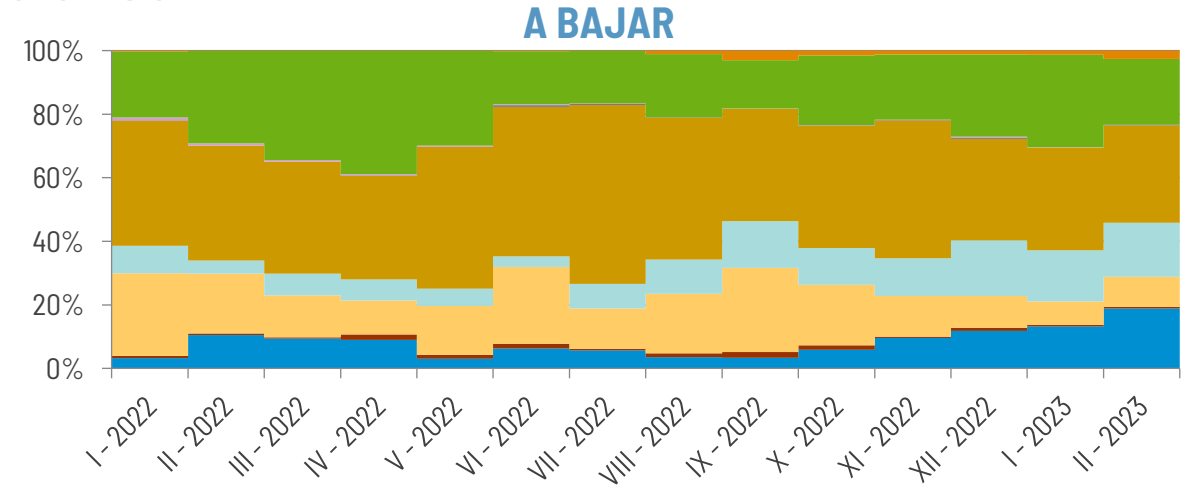
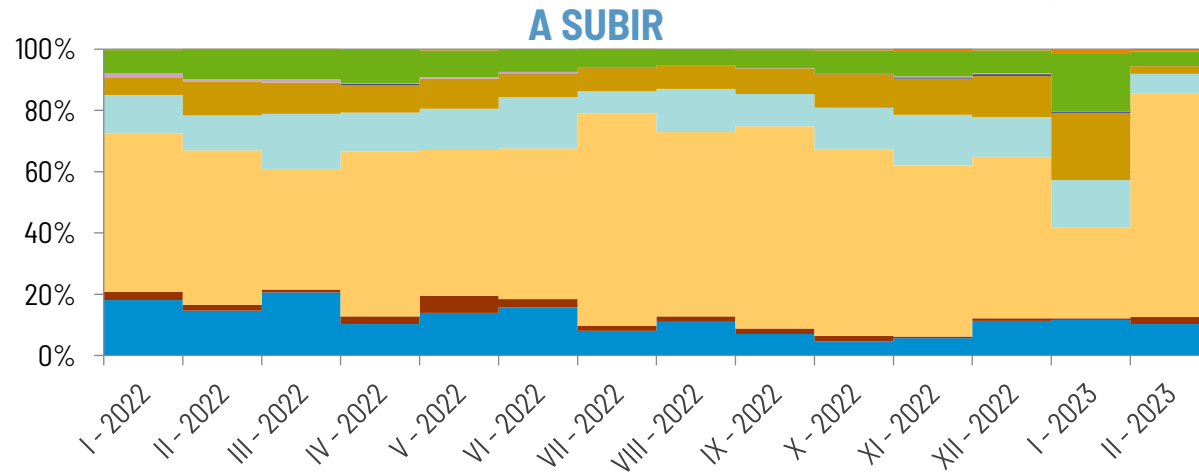


	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
Valores acumulados Ene-Feb	2022	2023	Δ (%)	2022	2023	Δ (%)
Hidráulica	120	40	-67%	19	55	189%
Turbinación bombeo	80	52	-35%	11	34	209%
Consumo bombeo	42	50	19%	104	115	11%
Carbón	3	3	0%	1	1	0%
Ciclo combinado	103	116	13%	57	56	-2%
Nuclear	0	0	-	0	0	-
Cogeneración 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	-
<b>Total</b>	<b>370</b>	<b>302</b>	<b>-18%</b>	<b>205</b>	<b>329</b>	<b>60%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	240,75	119,04	-51%	151,83	53,58	-65%

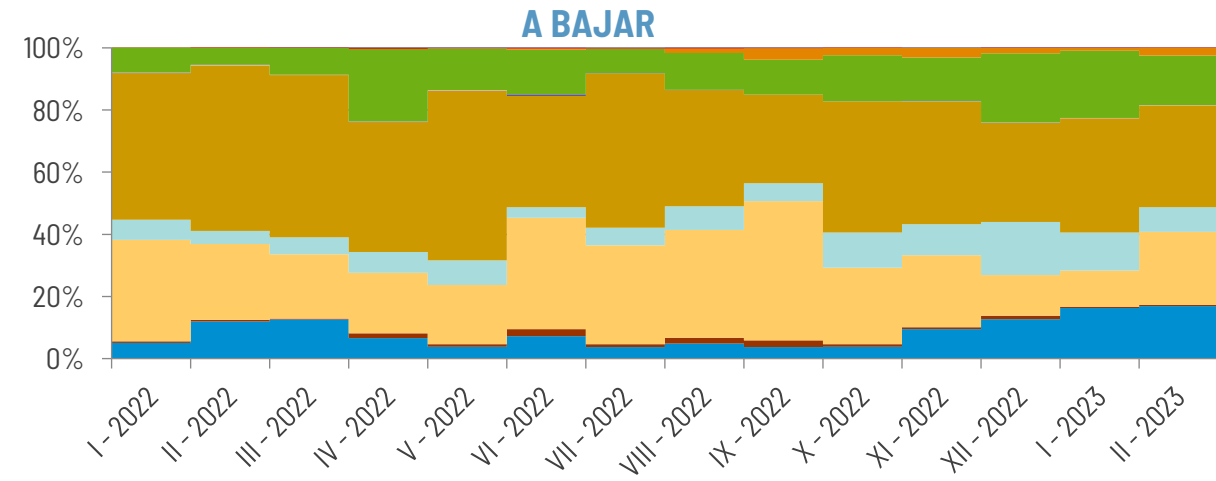
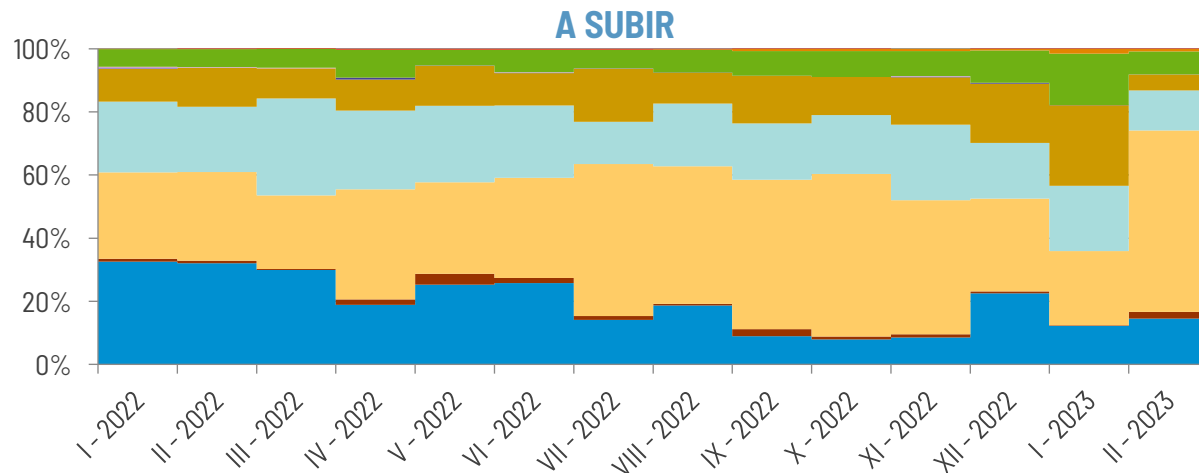


<sup>(1)</sup> Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022

## Energías de balance RR



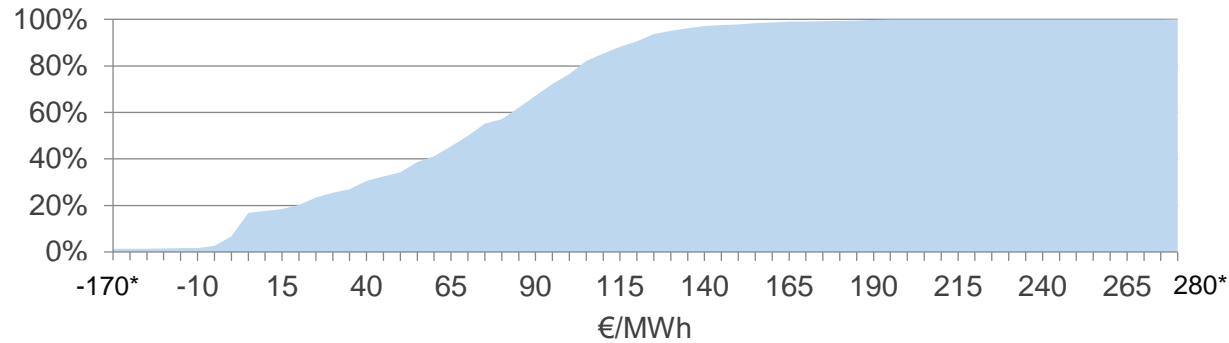
## Regulación Terciaria



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

## Energías de balance RR

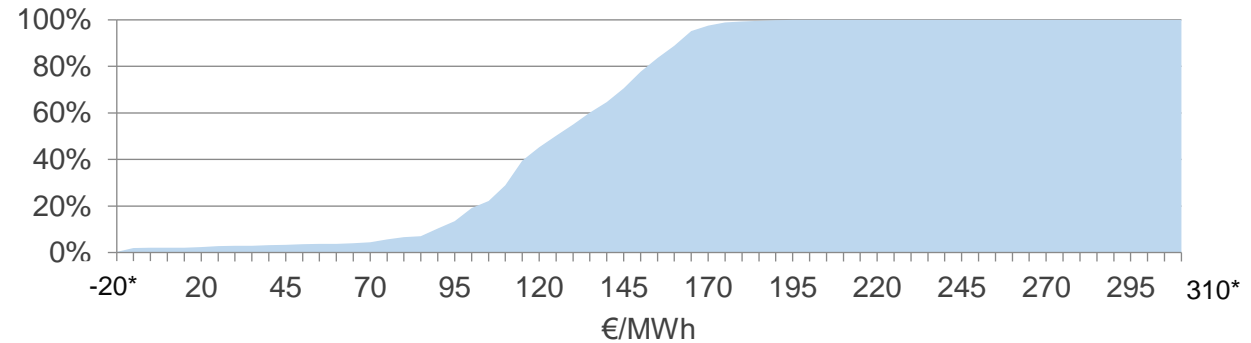
2023 Enero



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

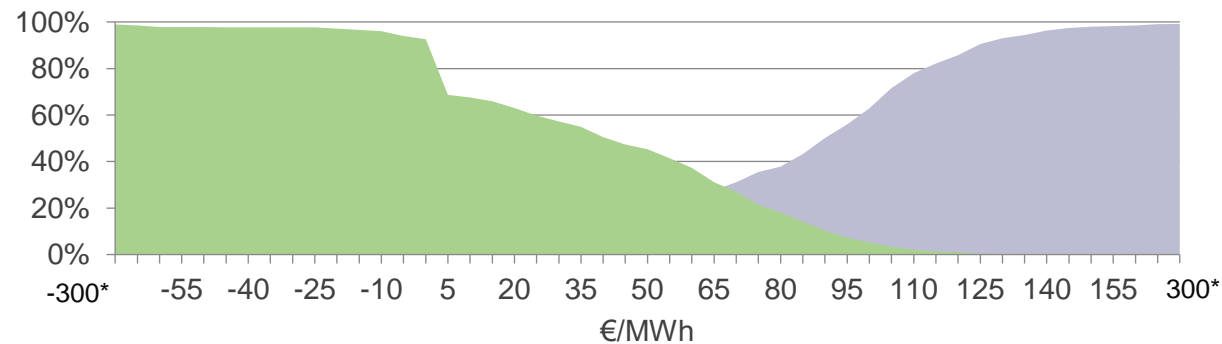


Precio Máx. Asig. RR = 308,99 €/MWh (10/02/2023 04:45)

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

## Regulación Terciaria<sup>(1)</sup>

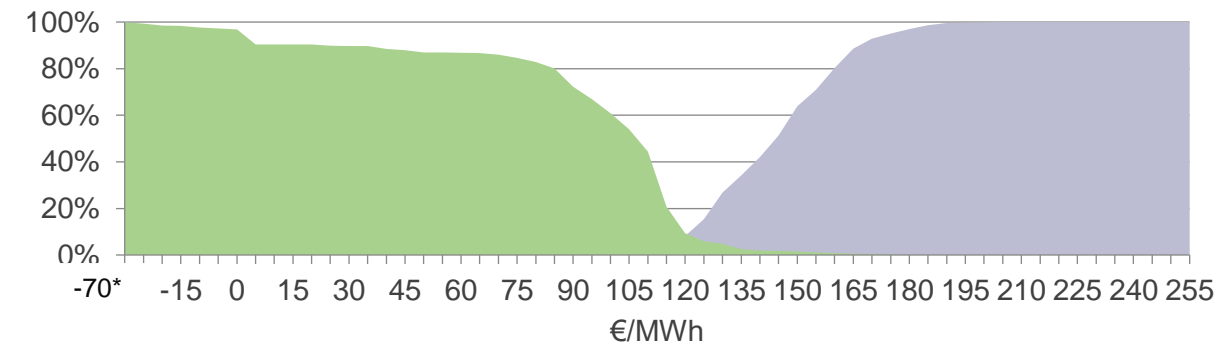
2023 Enero



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

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

2023 Febrero



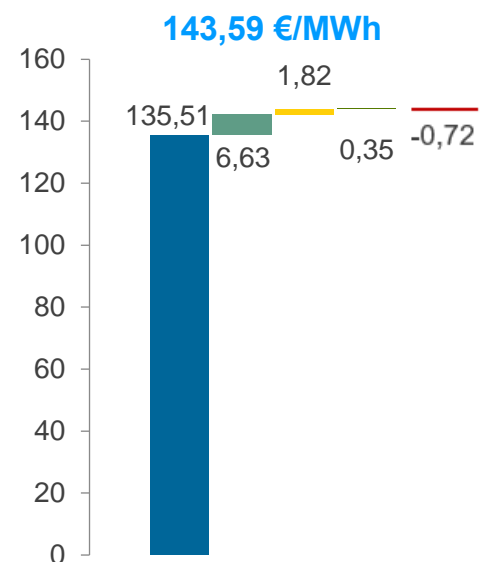
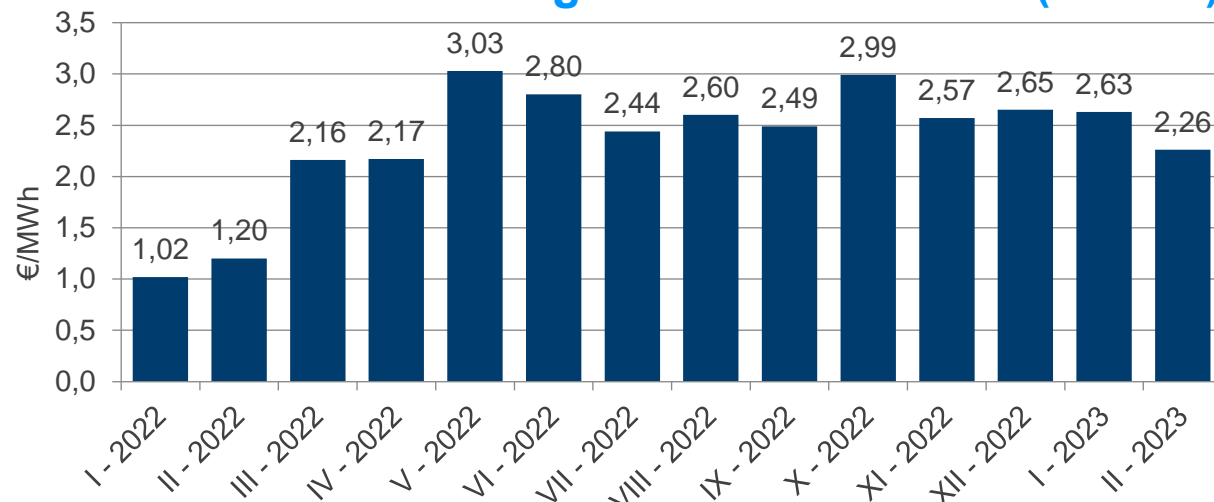
Precio Máx. Subir = 202,00 €/MWh (22/02/2023 22:00)

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

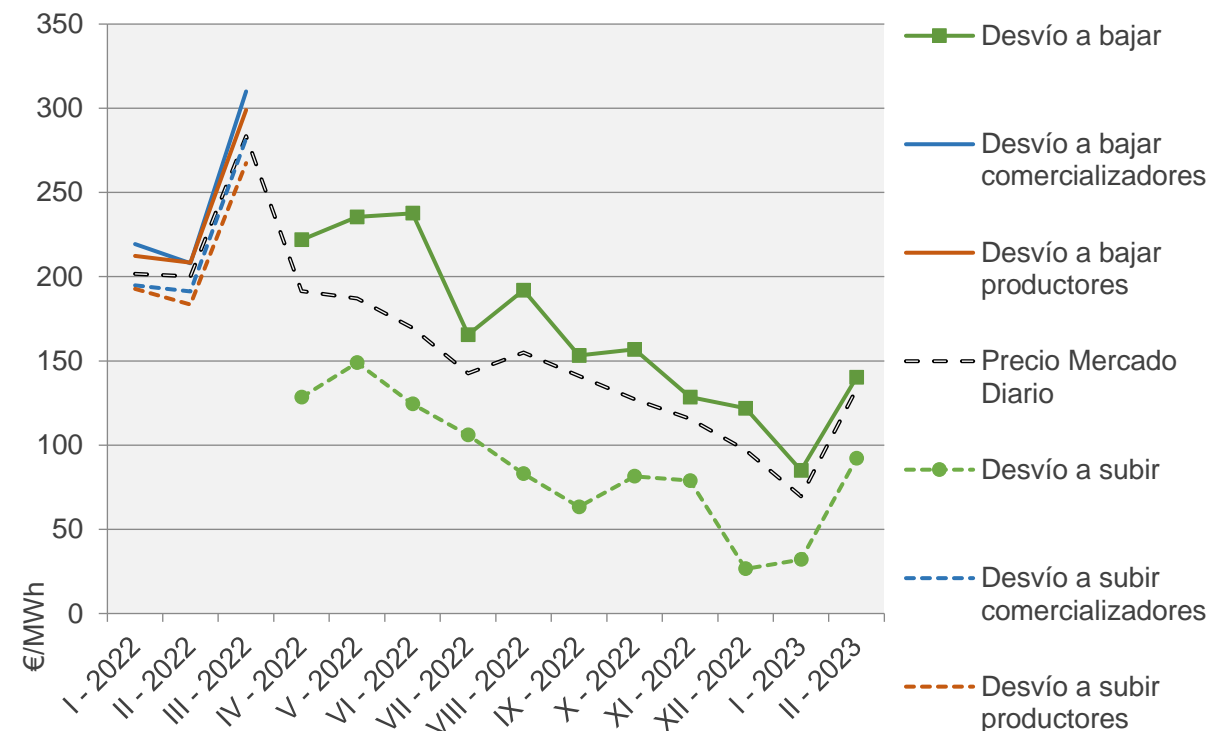
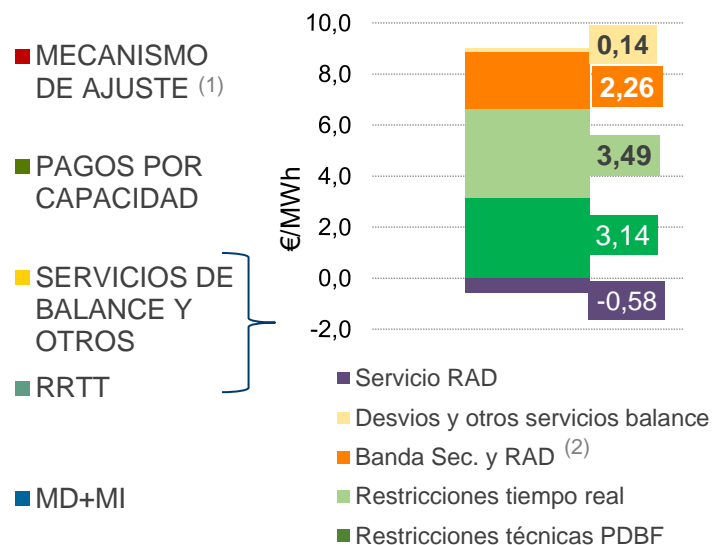
<sup>(1)</sup> Precios de Regulación terciaria por activación programada



## Coste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh)



2023 Febrero



## Precio Medio Ponderado Desvíos en Febrero 2023

Bajar: 140,23 €/MWh

Subir: 92,17 €/MWh

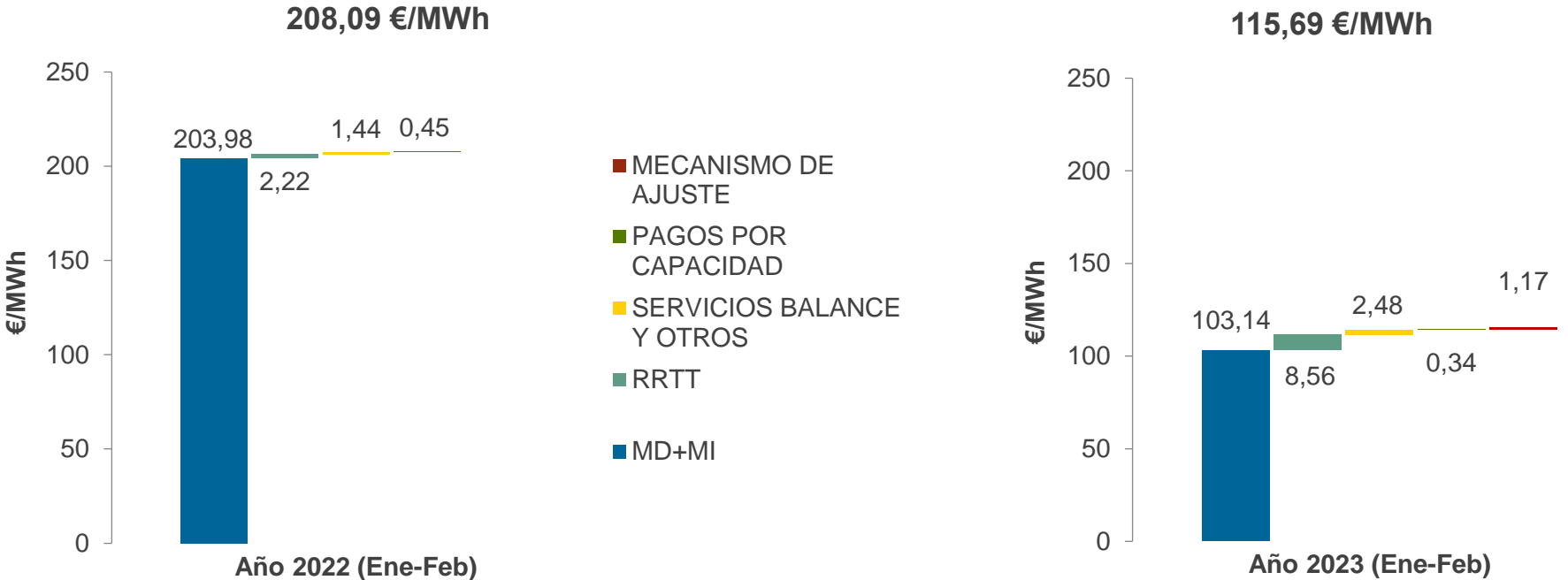
(\*) Precios de los desvíos provisionales para los últimos 11 meses

(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 Final de la Energía de la demanda peninsular

## 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

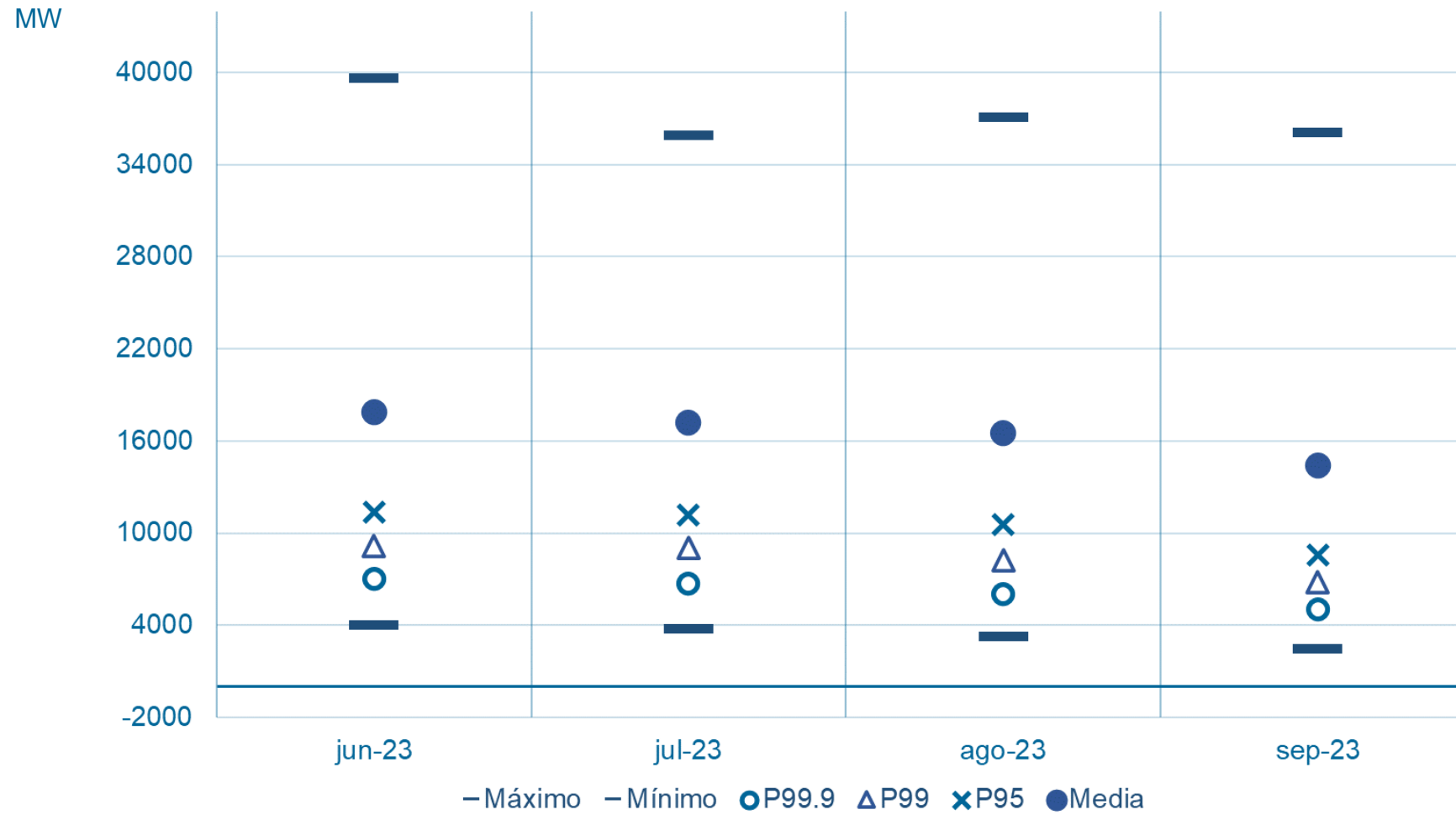
# red eléctrica



## 1. Evolución cobertura puntas demanda 2023

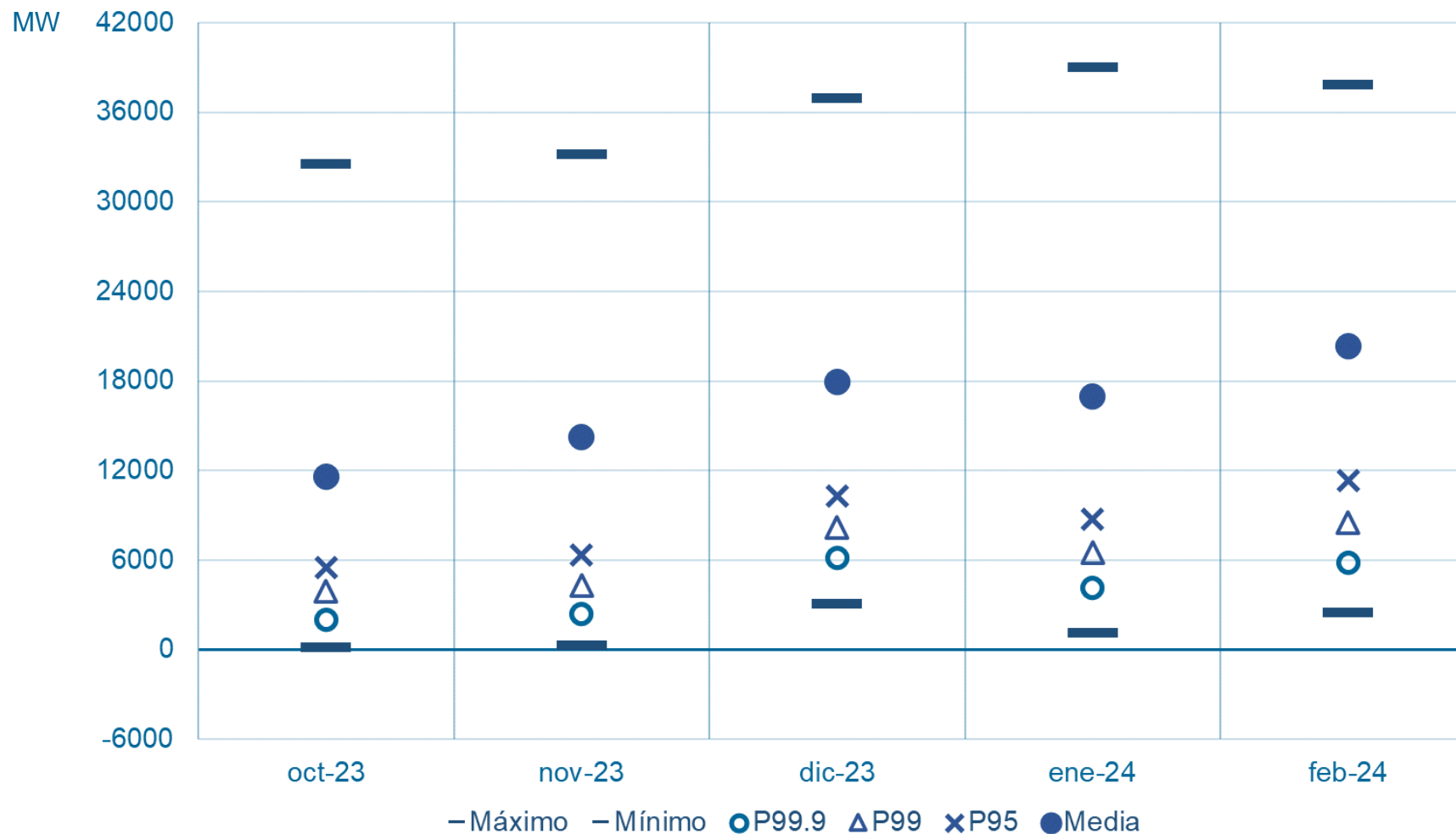
# Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados **VERANO 23**

red eléctrica



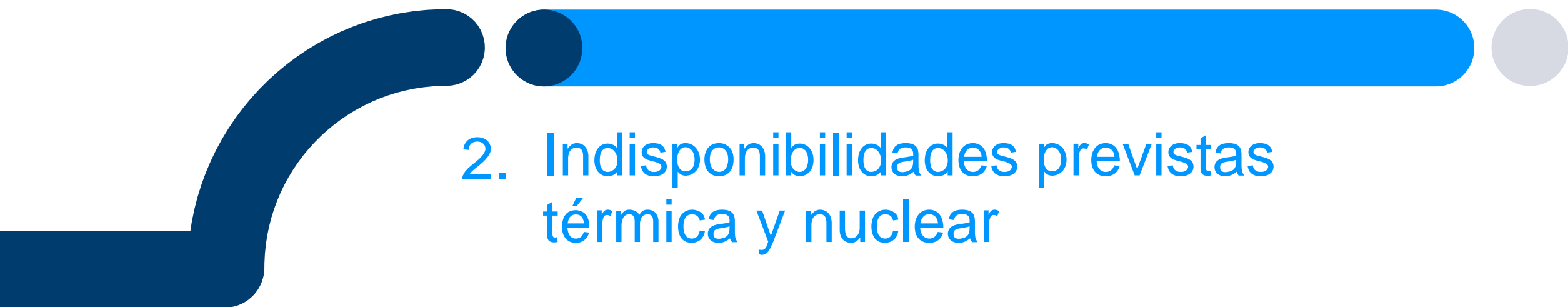
# Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados **INVIERNO 23-24**

red eléctrica



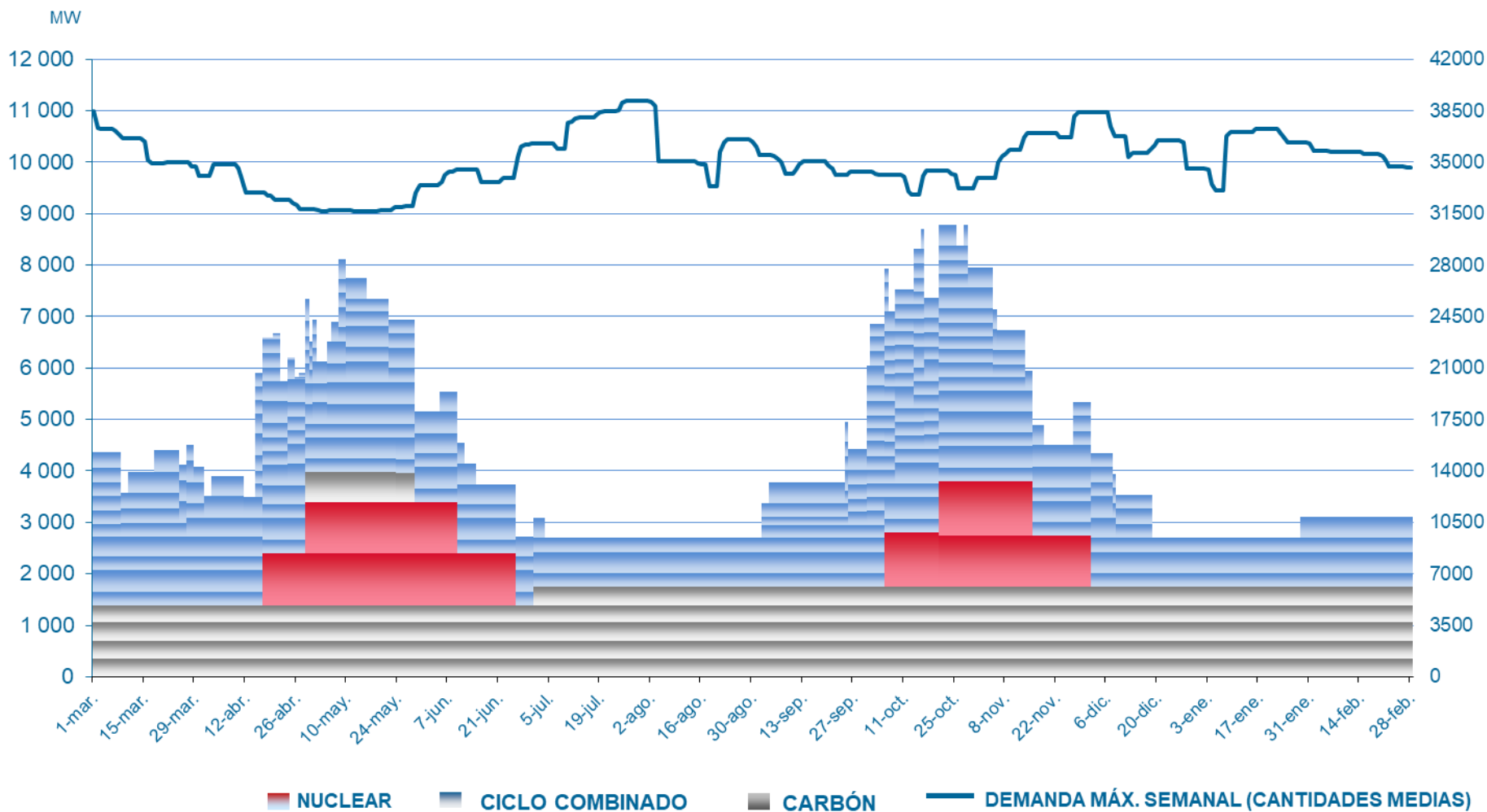


# red eléctrica



## 2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

MARZO 2023 – FEBRERO 2024



# red eléctrica

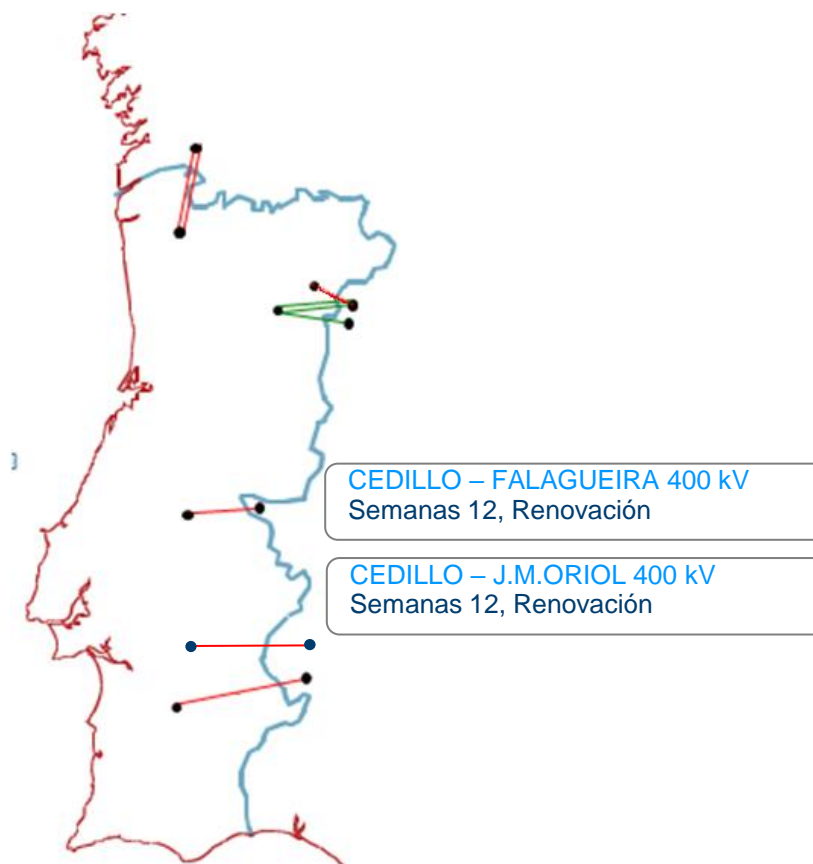


## 3. Indisponibilidades RdT influencia NTC

# 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

Líneas	Provincia	Fecha
SE 220 kV BENAHAUVÍS (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

(1) Evacuación renovables  
(2) Nueva SE 220 kV Benahavís

Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 400 KV CAÑAVERAL: TF 1 y 2 400/55 kV (ADIF)	30	Cáceres	Mar-23
SE 220 kV SANCHE 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 BENAHAUVÍS: 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



# red eléctrica



## 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 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 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

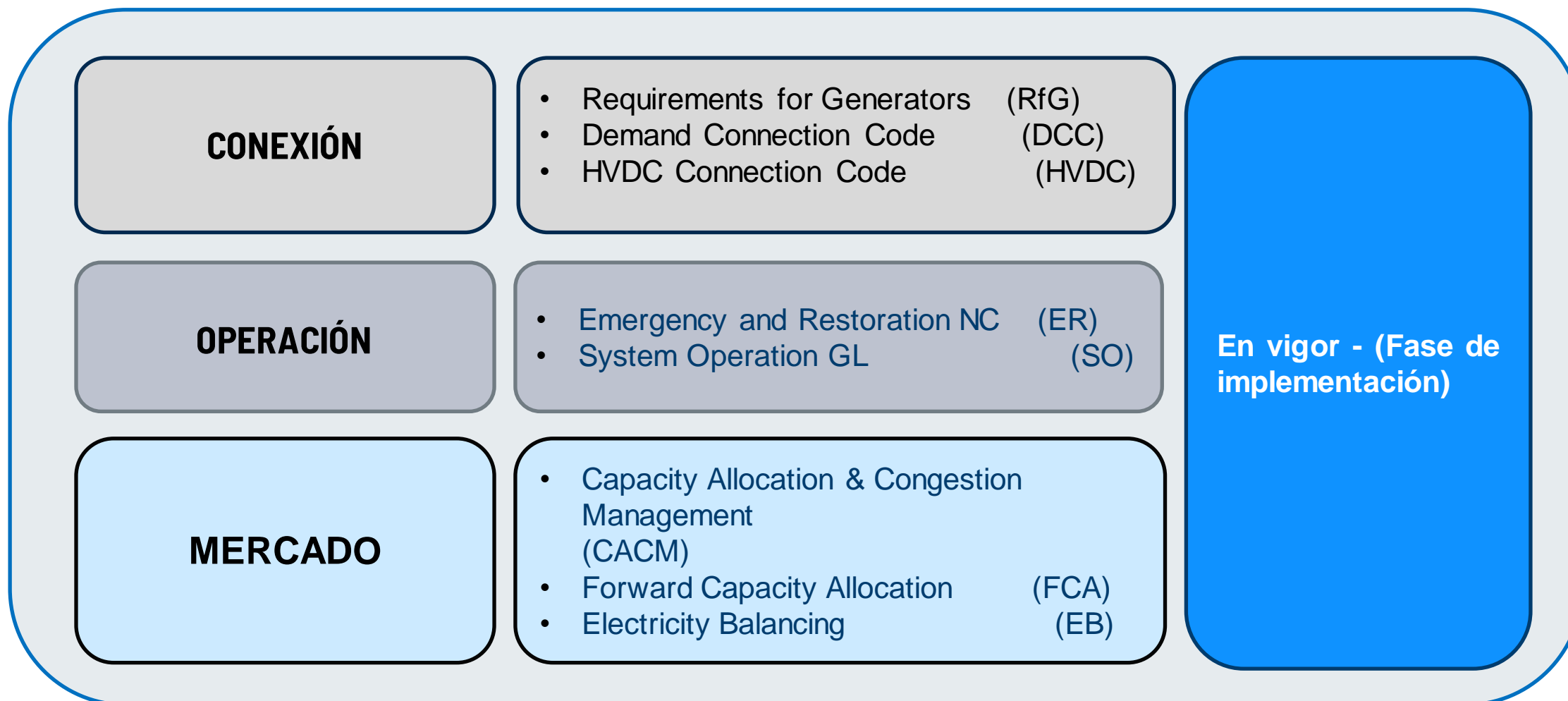
**En un principio estaban junto con P.O. 3.1, P.O. 3.6 y P.O. 9.1**

# 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

Sin Novedad	
Emergencia y Reposición (ER NC)	Gestión de la RdT (SO GL)
<ul style="list-style-type: none"><li>Dic. 2020 → Aprobación por CNMC de normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado (BOE 24/12/2020) (*)</li></ul> <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"><li>2/12/2022 → Reunión de las NRAs para decidir sobre la propuesta de tiempo de disponibilidad requerida</li><li>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.</li></ul>

### 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

### 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 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.
- » 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 \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu/cybersecurity)

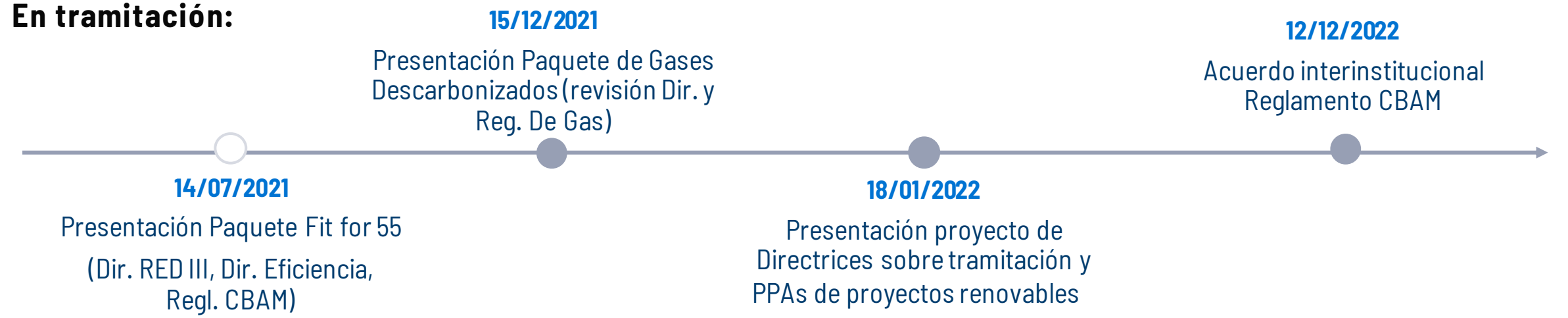
Sin  
Novedad

## 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).



### En tramitación:



# Gracias por su atención

---

redeia

Valuing the essentials



Patricia Bonet. [Patricia.bonet@redeia.com](mailto: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 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.
- » **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.