
**CIV REUNIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN
DEL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO**

Mediante videoconferencia
el miércoles, 21 de septiembre de 2022, a las 11:00 hora española.

ORDEN DEL DIA

1. Bienvenida.
2. Aprobación del acta de la anterior reunión
3. Análisis de la Operación de los Sistemas
4. Resultado de los mercados de operación de los sistemas
5. Perspectivas para la Operación de los próximos meses
6. Novedades regulatorias nacionales
7. Regulación europea e Iniciativas regionales
8. Otros asuntos

**CIII REUNIÃO DO COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMENTO
DA OPERAÇÃO DO SISTEMA IBÉRICO
07 DE JULHO DE 2022
RESUMO E CONCLUSÕES
(APROVADA)**

AGENDA

- 1.** Aprovação da ata da reunião anterior.
- 2.** Análise de Operação dos Sistemas.
- 3.** Resultados dos Mercados de Operação dos Sistemas e Intercâmbios Internacionais.
- 4.** Previsões na Operação dos Sistemas para os próximos meses.
- 5.** Novidades legislativas nacionais.
- 6.** Regulação Europeia e iniciativas regionais.
- 7.** Outros assuntos de interesse.

DOCUMENTAÇÃO

As apresentações utilizadas na reunião conjuntamente com a ata aprovada da reunião anterior incluindo os últimos informes mensais de operação da REE ficaram à disposição dos membros do Comité mediante “link” incluído no correio eletrónico enviado na segunda-feira, 07 de julho de 2022 às 12:51.

RECEPÇÃO E APROVAÇÃO DA ATA DA REUNIÃO ANTERIOR

A reunião WEB realizou-se no dia 07 de julho de 2022, ligada mediante uma plataforma de videoconferência (ZOOM) moderado por Jaime Sanchiz presente nas instalações da RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA em Alcobendas, Madrid.

Rui Marmota agradeceu a presença de todos os participantes na Reunião do Comité, dando início formal à reunião de acordo com a ordem do dia da mesma.

Respeitante à ata da última reunião do Comité [CIII] deu-se como aprovada sem qualquer alteração relevante.

Apresentações

CTSOEI_220713 (103)_RENELEC_OPERAÇAO_P.pdf	Apresentações de Filipe Ribeiro(análise da operação do sistema português e previsões para os próximos meses)
CTSOEI_220713 (103)_RENELEC_PROCURA_P.pdf	Apresentações de David Alvira(análise da operação do sistema espanhol e previsões para os próximos meses)
CTSOEI_220713 (103)_REE_OPERACAO_E.pdf	Apresentações de David Alvira(análise da operação do sistema espanhol e previsões para os próximos meses)
CTSOEI_220713 (103)_REE_PROCURA_E.pdf	Apresentação de Marta Bacharel (análise do sistema do gás em Portugal)
CTSOEI_220713 (103)_RENGAS_P.pdf	Apresentação de Ana Belén (análise da operação do sistema do gás e previsões para os próximos meses em Espanha)
CTSOEI_220713 (103)_RENELEC_MDOSINTINT_P.pdf	Apresentação de Joana Santos (resultados dos mercados de operação em Portugal)
CTSOEI_220713 (103)_REE_MDOSINTINT_E.pdf	Apresentação de Laura Moreno (resultados dos mercados de operação em Espanha)
CTSOEI_220713 (103)_RENELEC_NORMATIVA_P.pdf	Apresentação de Pedro Pereira (novidades legislativas)
CTSOEI_220713 (103)_REE_NORMATIVA_E.pdf	Apresentação de Mauricio Remacha (novidades legislativas e regulação europeia e iniciativas regionais)

INTERVENÇÕES E CONCLUSÕES

Sobre a gestão da capacidade de interligação versus mercados Rodrigo Fernández referiu que a CORESO publicou no mercado diário em 02/07/2022 para o dia seguinte uma capacidade de interligação no sentido Espanha Portugal de 1700 MW que foi alterada no mesmo dia para 300 MW sem qualquer justificação. Por volta das 10.00h do mesmo dia é publicada uma capacidade de 1300 MW (1.000 MW no mercado diário) que entra diretamente no mercado intradiário contínuo. Perante casos semelhantes Rodrigo solicita que se devem sincronizar os processos de cálculo de capacidade versus mercados elétricos de modo que os agentes tenham informações atempadas sobre alterações de tamanha relevância, bem como conhecimento das suas causas.

Filipe Ribeiro explicou como uma possível justificação que a CORESO aplica regras específicas no cálculo do diário que contemplam o NTC, algo que não se aplica no cálculo intradiário e que em breve irá ser criada uma plataforma informativa com os detalhes destes cálculos.

Berto Martins complementou que estas alterações súbitas de capacidade ocorreram nos mercados diários espaçados em curtos períodos de tempo antes do tempo real.

Filipe Ribeiro comentou que nesse caso o mais provável poderá ter havido algum erro de cálculo pontual, de qualquer modo tomará nota da ocorrência.

José Capelo comentou que normalmente estas alterações súbitas ocorrem frequentemente devido a incidentes inesperados localizados ou em indisponibilidades que terminam mais cedo do que o previsto, embora os agentes não sejam informados sobre qual ou onde ocorreu, tanto no lado português ou espanhol, nem quando é corrigido.

Berto Martin especificou que o caso discutido se refere a eventos anteriores ao tempo real e não a incidentes supervenientes

Sobre o aumento das restrições técnicas no PDFF Carlos Arenal questionou qual o motivo de seu aumento nos últimos meses.

Laura Moreno explicou que se deve ao aumento da capacidade instalada de geração eólica e solar, aumentando assim o numero de congestionamentos em caso de contingências, relembrando a oportunidade de beneficiar de serviços de redução automática de potência que minimizam o impacto na geração da aplicação de restrições antes das contingências.

Carlos Arenal perguntou se os nós elétricos mais críticos, tecnologia e as causas das restrições mensais pudessem ser conhecidas pelos agentes.

Laura Moreno tomou nota do interesse desta informação e afirmou que será objeto de estudo.

Noé Hernández afirmou que o aumento se deve além do aumento da capacidade instalada de geração eólica e solar, às mudanças decorrentes da aprovação do novo P.O. 3.2 Restrições técnicas e P.O. 3.11 Sistema automático de redução de potência para instalações de produção e instalações de bombeamento. Questionou no caso de toda a capacidade tivesse sido habilitada ao novo mecanismo, qual teria sido a energia limitada,

Laura Moreno respondeu que essa estimativa ainda não foi ainda feita, mas quando tiveram dados suficientes para o seu cálculo, esta será determinada.

David Alvira afirmou que a principal razão se deve ao aumento da capacidade instalada de geração eólica e solar, particularmente nas zonas onde a capacidade da rede é mais afetada no verão, e que o sistema de redução automática de potência atenua o problema na mesma medida em quais as instalações estão habilitadas para prestar este serviço.

Noé Hernández comentou que as instalações têm muitas dificuldades em quantificar e justificar o interesse econômico em habilitá-las devido à falta de informação detalhada sobre o comportamento do sistema em relação aos teledisparos e, em particular, sua ativação.

David Alvira tomou nota e avaliará uma proposta de informação.

Belén de la Fuente afirmou que seria conveniente planificar a implantação de classificações priorizadas por nós de rede, de acordo com a sua relevância em termos de restrições técnicas.

Laura Moreno e David Alvira afirmaram que desde o mês de fevereiro têm sido contatados os geradores mais relevantes, incentivando-os a proceder a sua habilitação o mais precoce possível.

Belén de la Fuente, relativamente ao custo dos desvios, desde a aplicação do CAP do preço do gás, referiu que estes custos não pararam de crescer em relação ao preço diário de mercado. Questiona se o operador do sistema monitoriza o limite de preço e se este está a ser respeitado nas ofertas submetidas aos mercados de balanço.

Laura Moreno comente que este deveria estar a ser cumprido, mas a tarefa fiscalizadora cabe ao regulador, a quem o operador do sistema recorrerá caso identifique alguma situação atípica.

Filipe Ribeiro respondeu a Berto Martins, que de acordo com os últimos cálculos da REN a capacidade remanescente é cerca de 500 a 600 MW, com exceção no período do Natal e Ano Novo e algumas semanas (cerca de 300 MW), afirmando que esta análise engloba as indisponibilidades previstas e que em cenários de pontas em termos de condições severas a situação está no limiar na sua cobertura.

À pergunta de Elena López, se a REN tem alguma previsão quando será aprovada o Manual de Procedimentos do Setor Elétrico pela ERSE, José Capelo responde que os trabalhos estão em curso, e há uma série de aspectos complexos que tem de ser tidos em consideração, por enquanto não tem uma data concreta, mas afirma que a sua publicação estará para breve.

Miguel Duvison despediu-se do Comitê, sendo substituído por Concepción Sanchez como nova Diretora Geral de Operações da REE

OUTROS ASSUNTOS DE INTERESSE

Rui Marmota anunciou o próximo calendário das reuniões regulares deste Comitê previsto para o próximo ano de 2022:

CIV, 21 de setembro de 2022 (quarta-feira);

CV, 16 de novembro de 2022 (quarta-feira).



Reunião CTSOSEI

21setembro2022

Índice

Consumo Nacional
Evolução

Meios de produção
utilizados para a
satisfação do consumo
Hidraulicidade

Interligação com Espanha

Rede Nacional de Transporte
Evolução
Incidentes

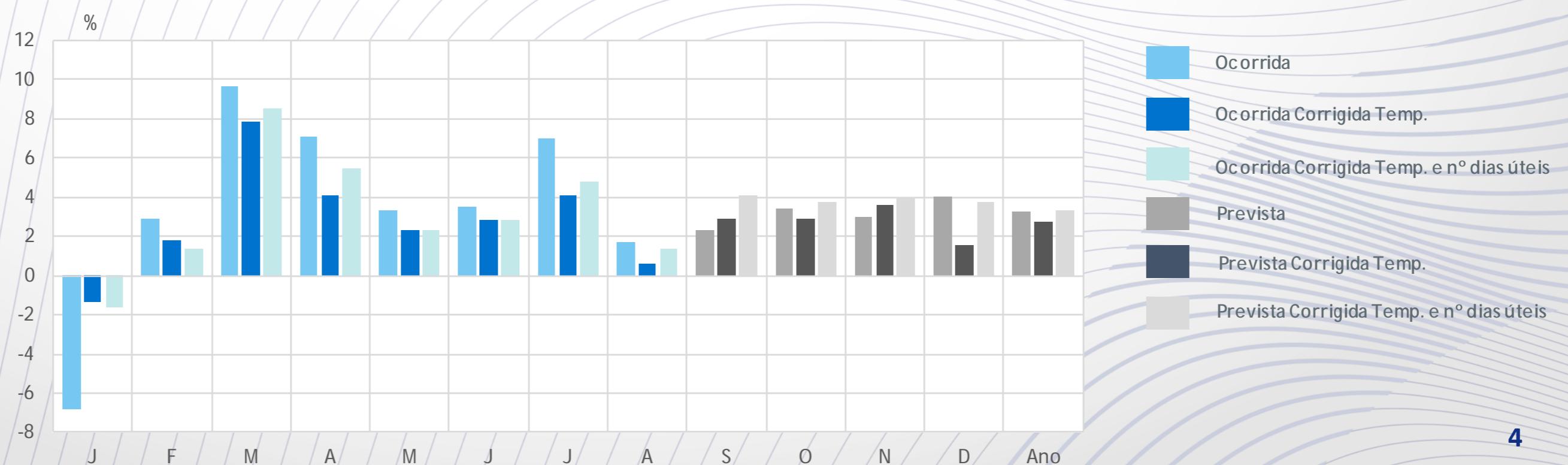


Reunião CTSOSEI

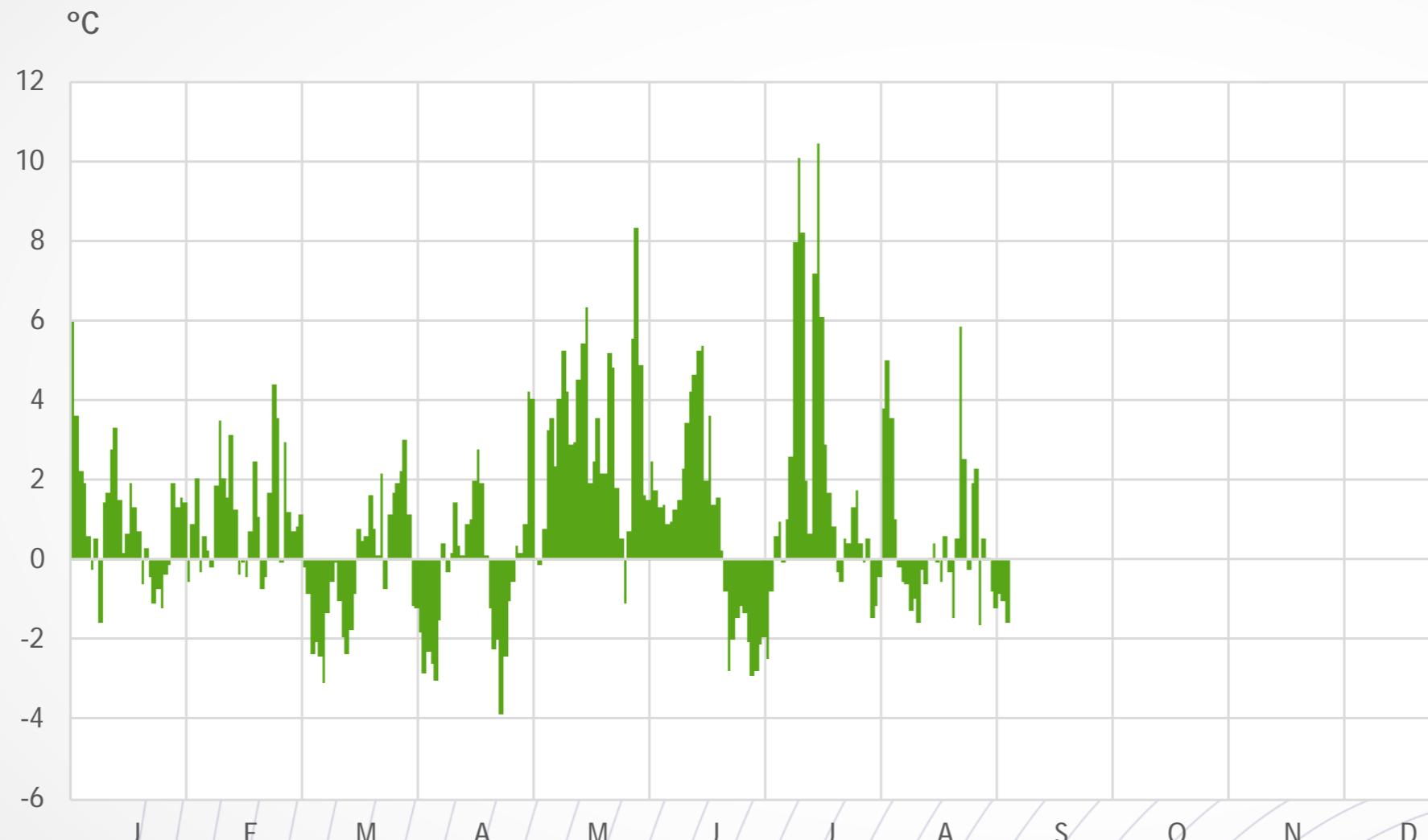
21 de Setembro de 2022

2022 – Evolução do Consumo Mensal de Energia Elétrica

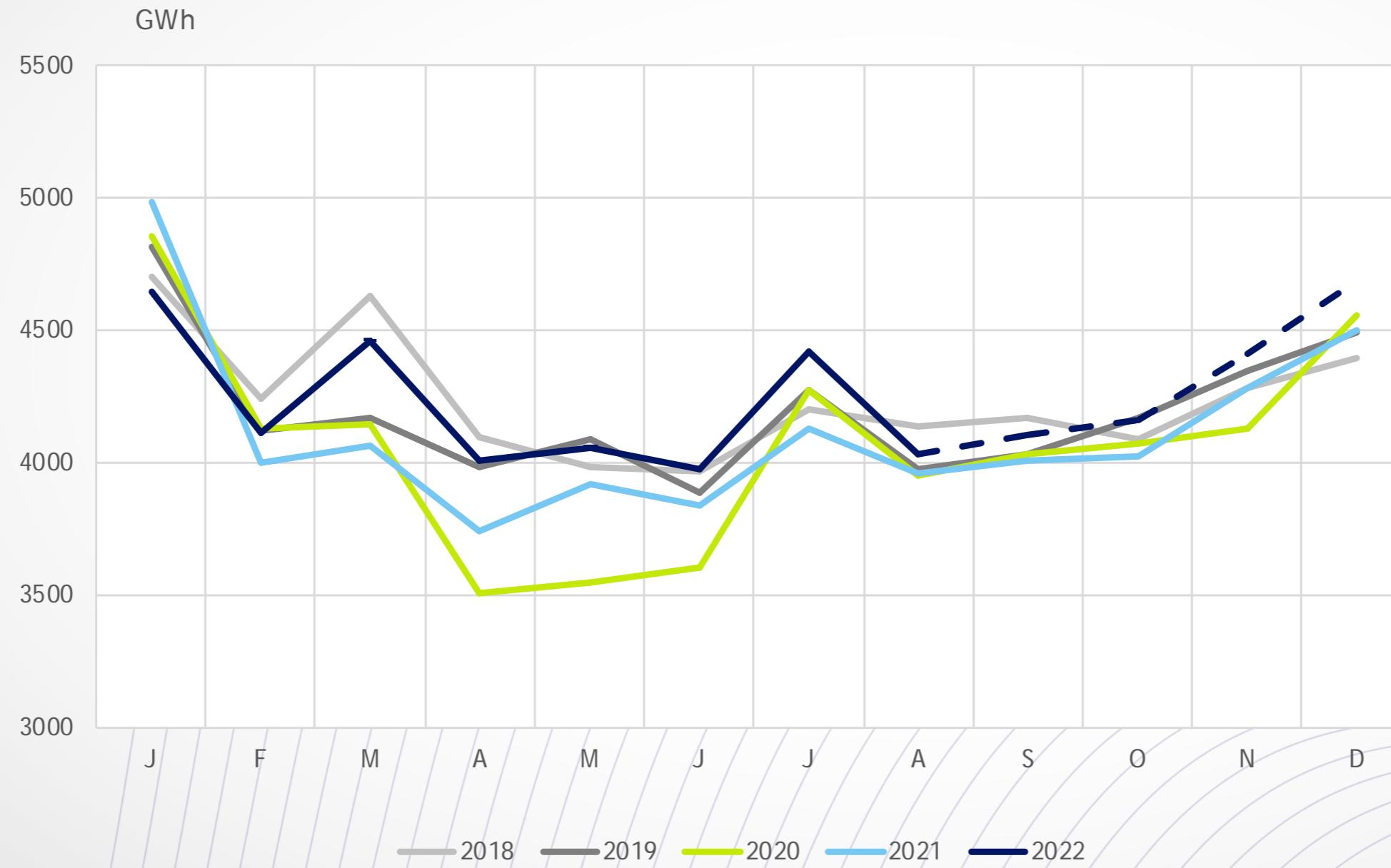
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago
PONTA MW								
PRODUÇÃO	11082	8469	10278	9230	8721	7610	8787	7194
CONSUMO	8595	8269	8202	7535	6770	7164	7897	7180
CONSUMO GWh								
MAX. DIÁRIO	164	161	156	152	141	148	163	149
MENSAL GWh	4642	4114	4462	4008	4053	3977	4418	4029
VAR. %	-6.9	2.9	9.7	7.1	3.4	3.5	7.0	1.7
CT	-1.4	1.8	7.9	4.1	2.3	2.8	4.1	0.6
CTDU	-1.6	1.4	8.5	5.5	2.3	2.8	4.8	1.4
ACUMULADO	-6.9	-2.5	1.3	2.6	2.7	2.9	3.5	3.2



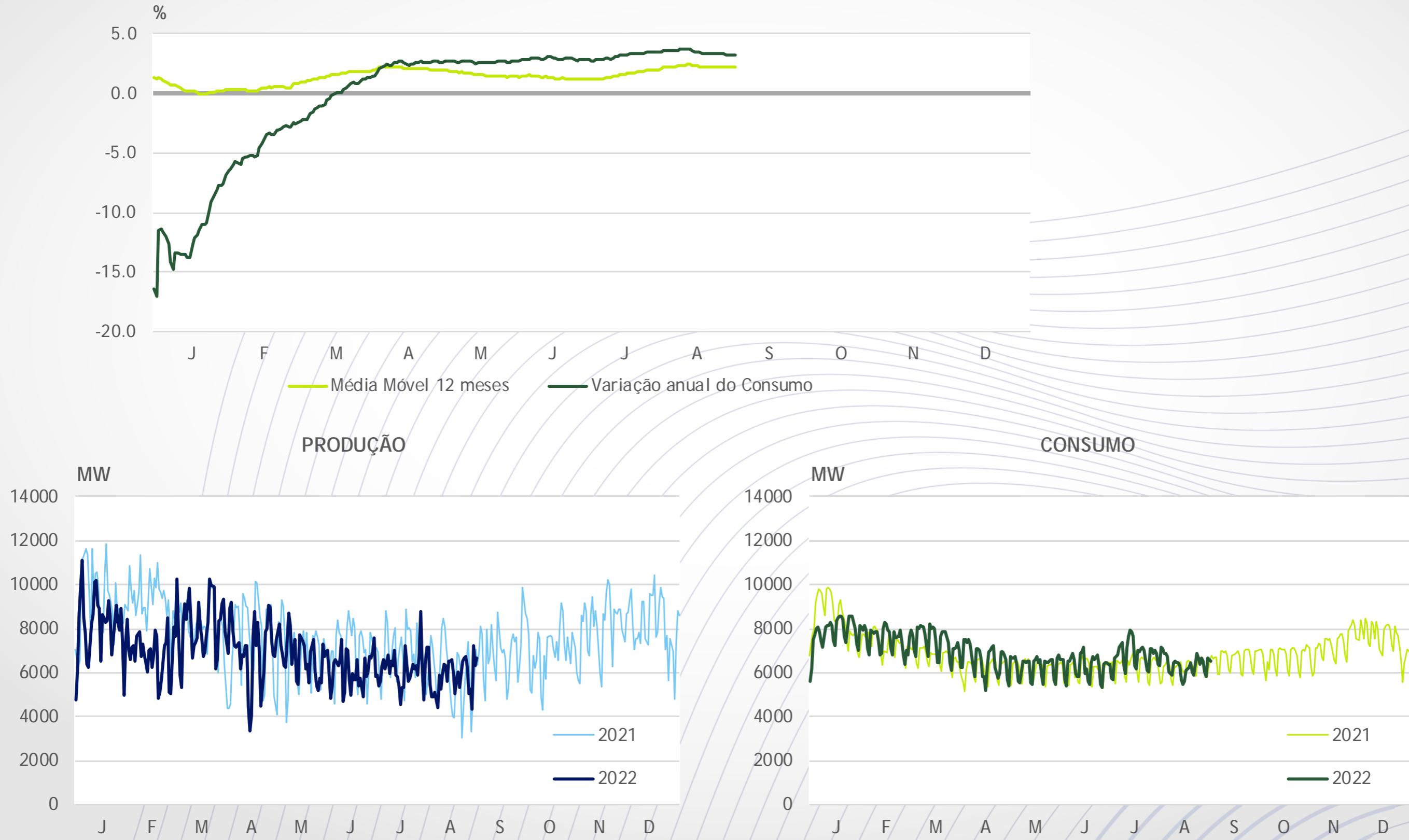
2022 – Desvio da Temperatura Normal



2022 – Evolução do Consumo Mensal



2022 – Variação do Consumo e Pontas Diárias

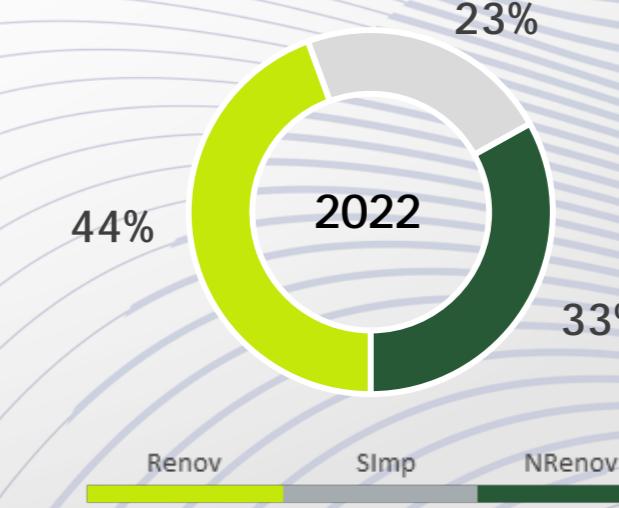
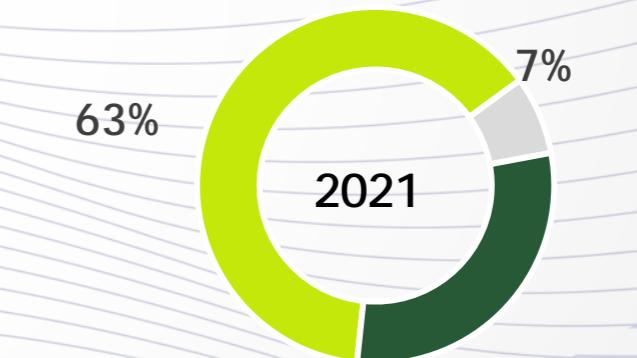
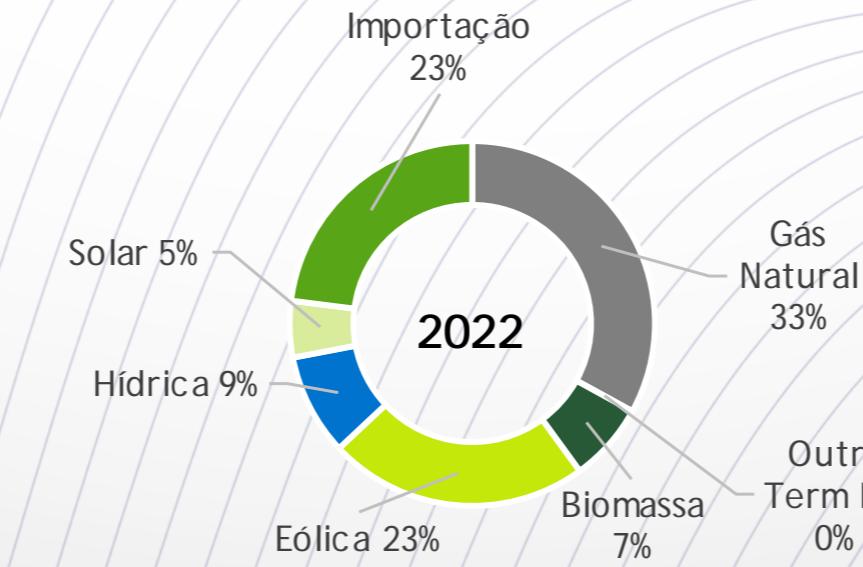
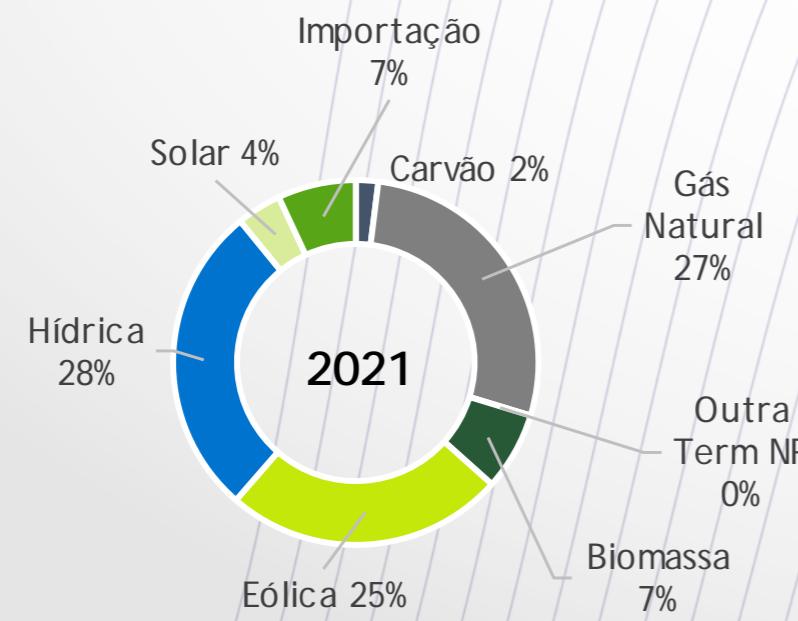
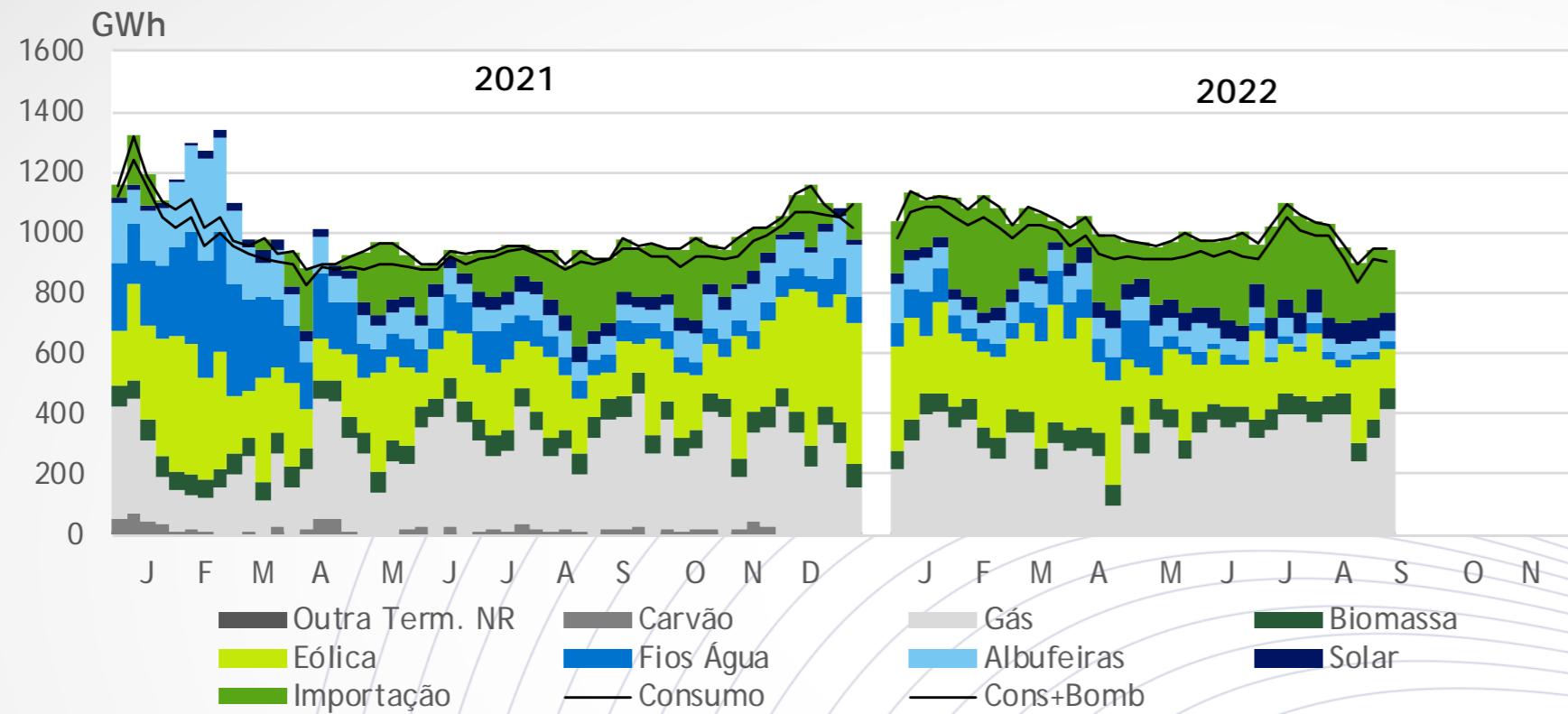


2022/2021 – Valores Máximos Anuais

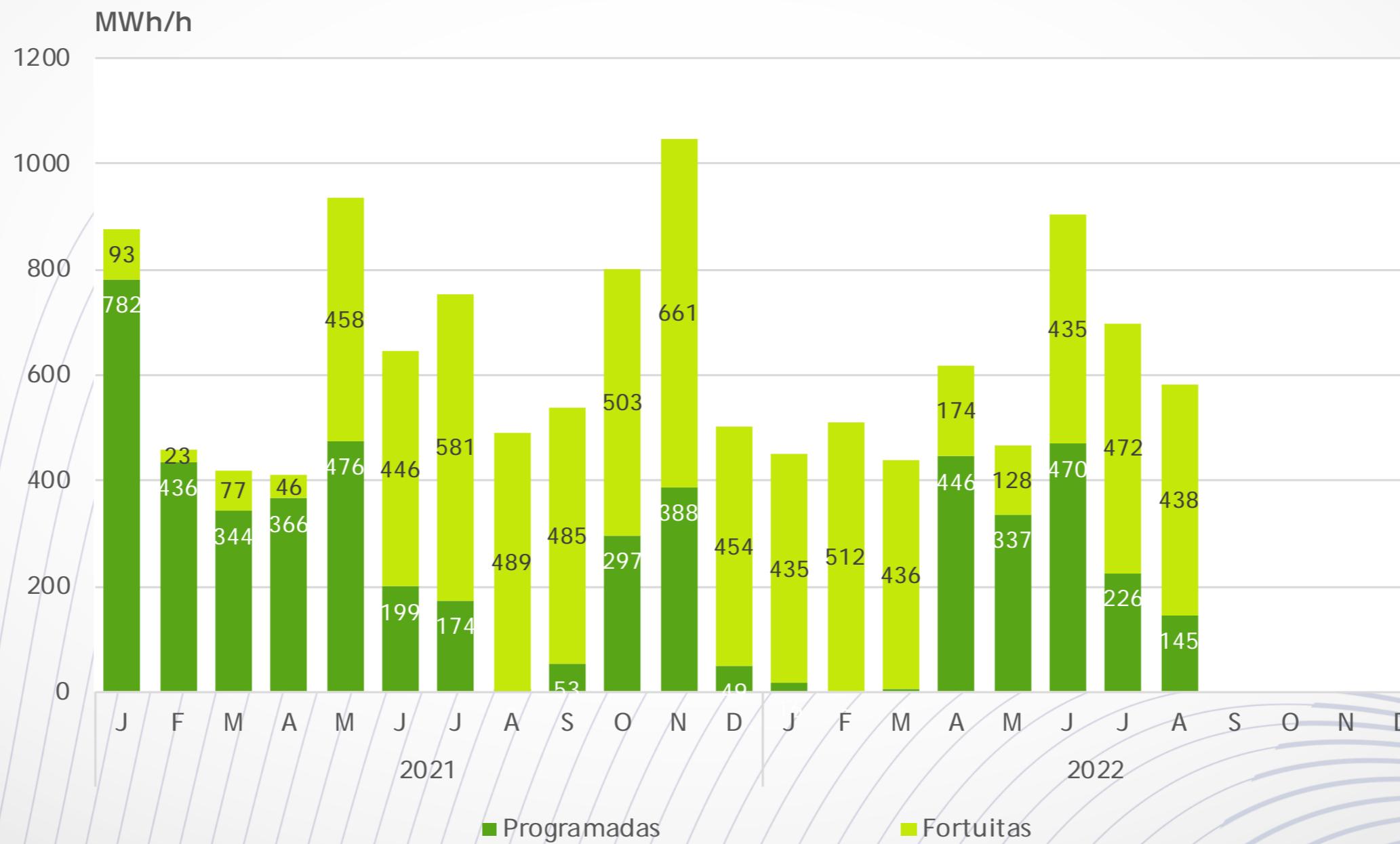
MÁXIMOS	INVERNO	VERÃO	
POTÊNCIA PRODUÇÃO (MW)	11082 (4 ^a F 05/01/2022)	11815 (3 ^a F 19/01/2021)	8787 (5 ^a F 28/07/2022)
POTÊNCIA CONSUMO (MW)	8595 (4 ^a F 26/01/2022)	9883 (3 ^a F 12/01/2021)	7897 (4 ^a F 13/07/2022)
CONSUMO DIA (GWh)	164 (4 ^a F 26/01/2022)	185 (4 ^a F 13/01/2021)	163 (4 ^a F 13/07/2022)
			146 (6 ^a F 16/07/2021)

VAR CONSUMO %	MÊS	ANO	ACUM 12 MESES
julho	7.0 (-3.3)	3.5 (2.2)	2.1 (0.7)
agosto	1.7 (0.3)	3.2 (2.0)	2.2 (0.8)

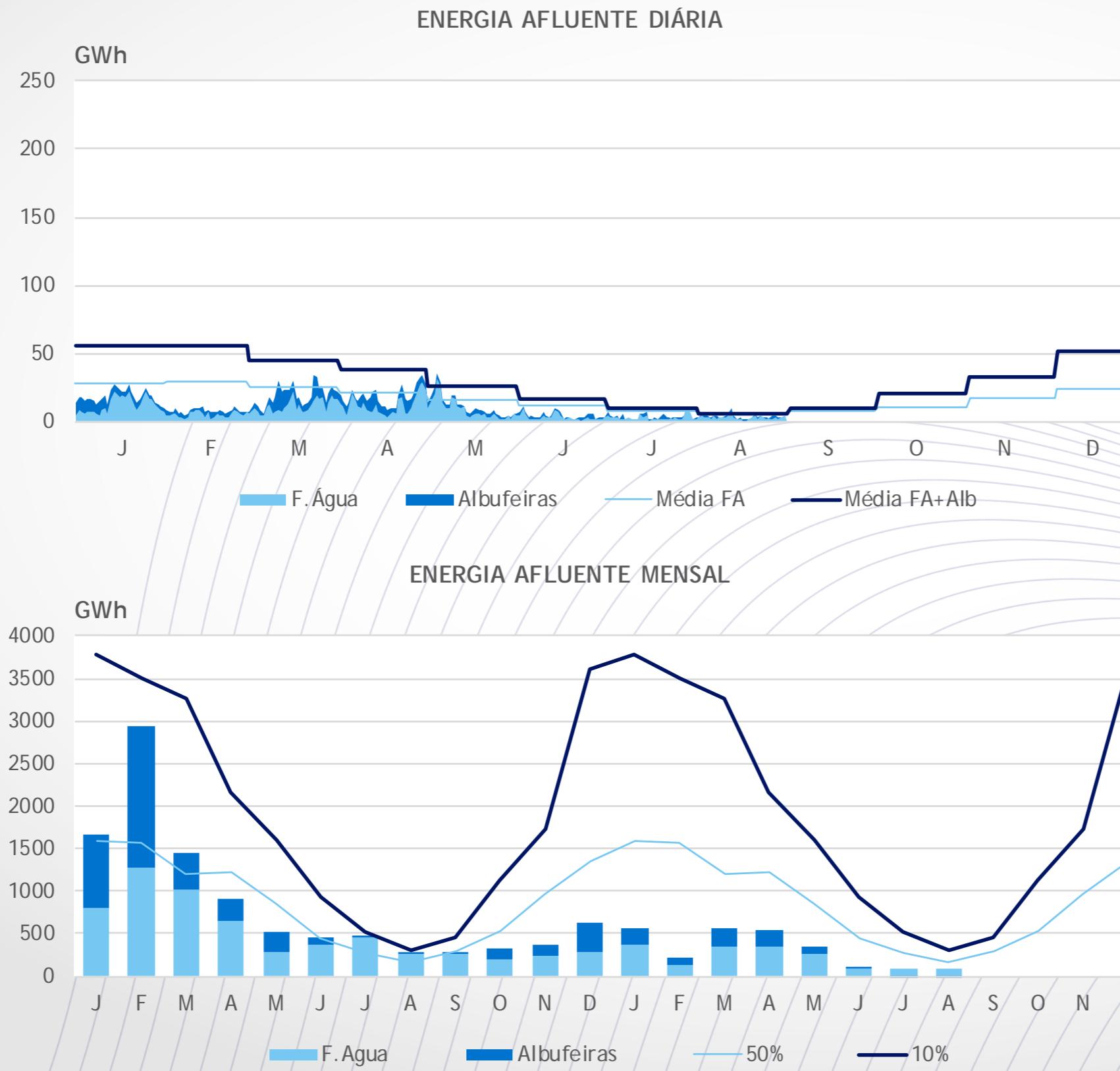
2022 – Satisfação do Consumo



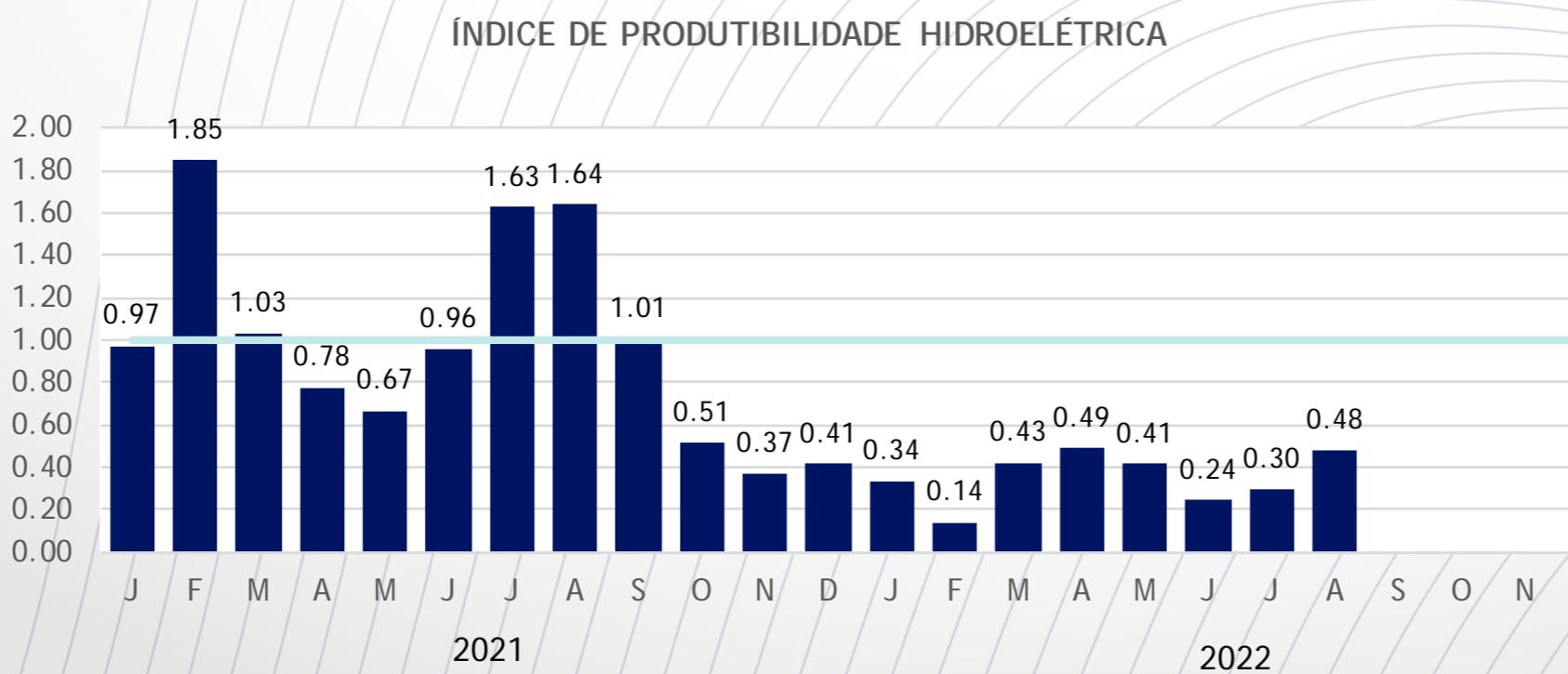
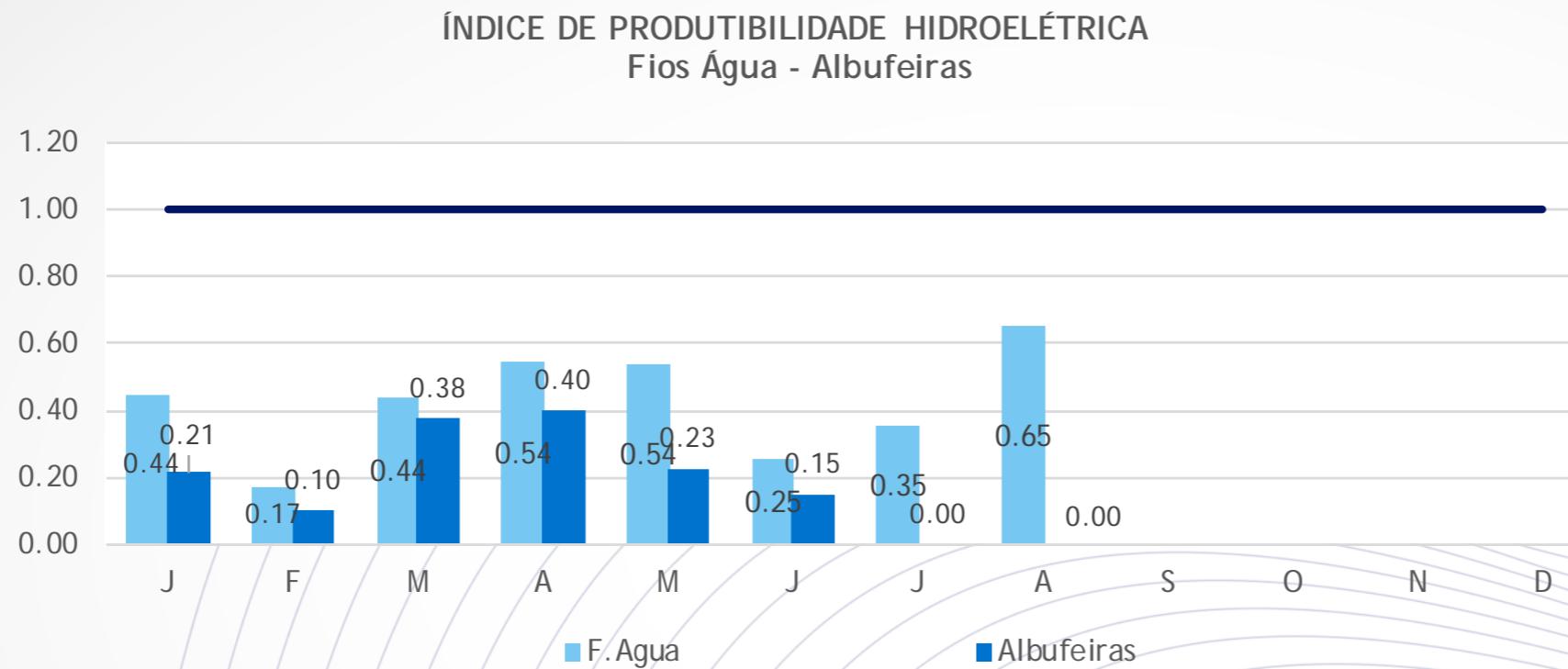
2022 – Indisponibilidades – Média Horária Mensal



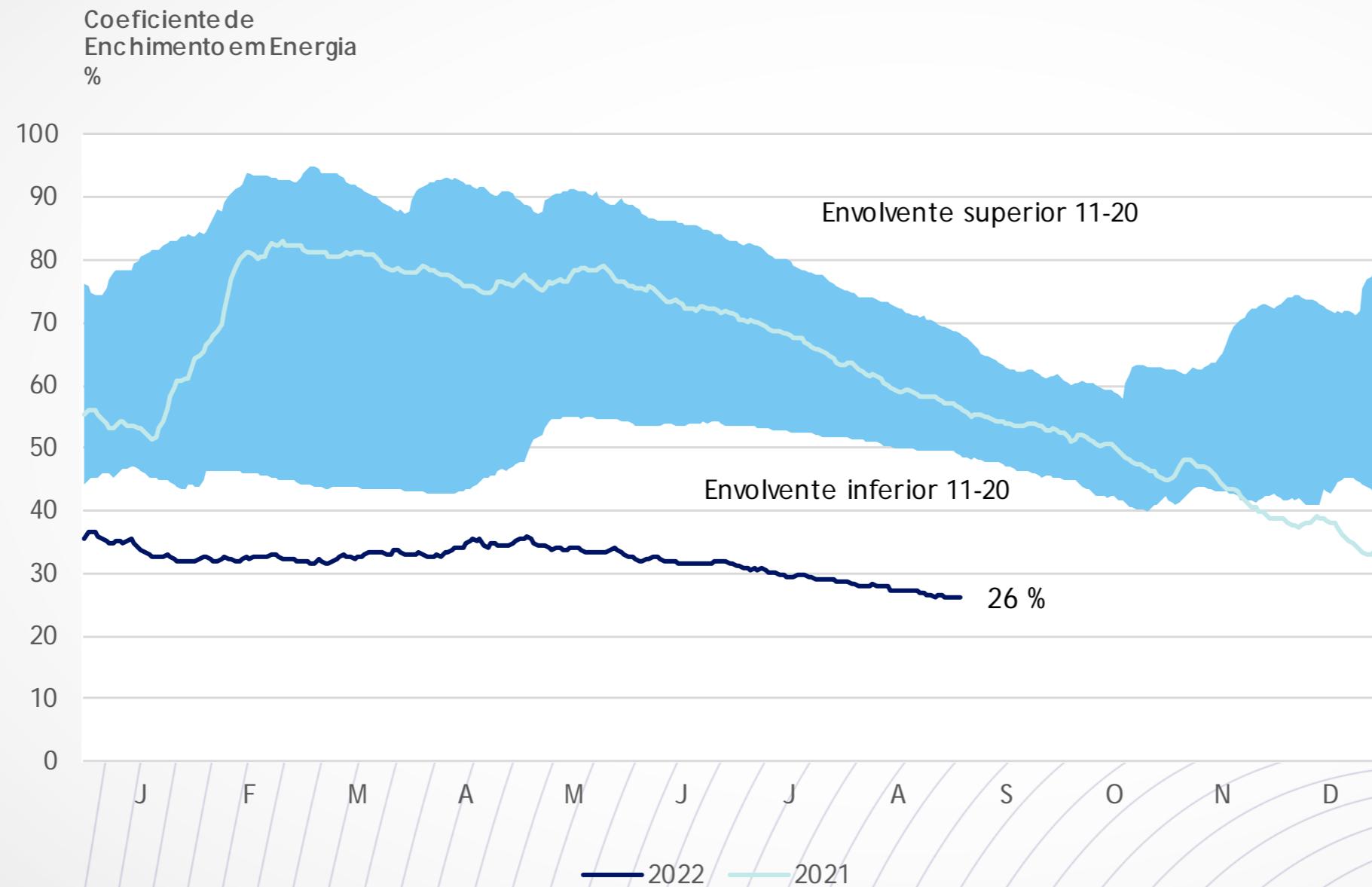
2022 – Afluências



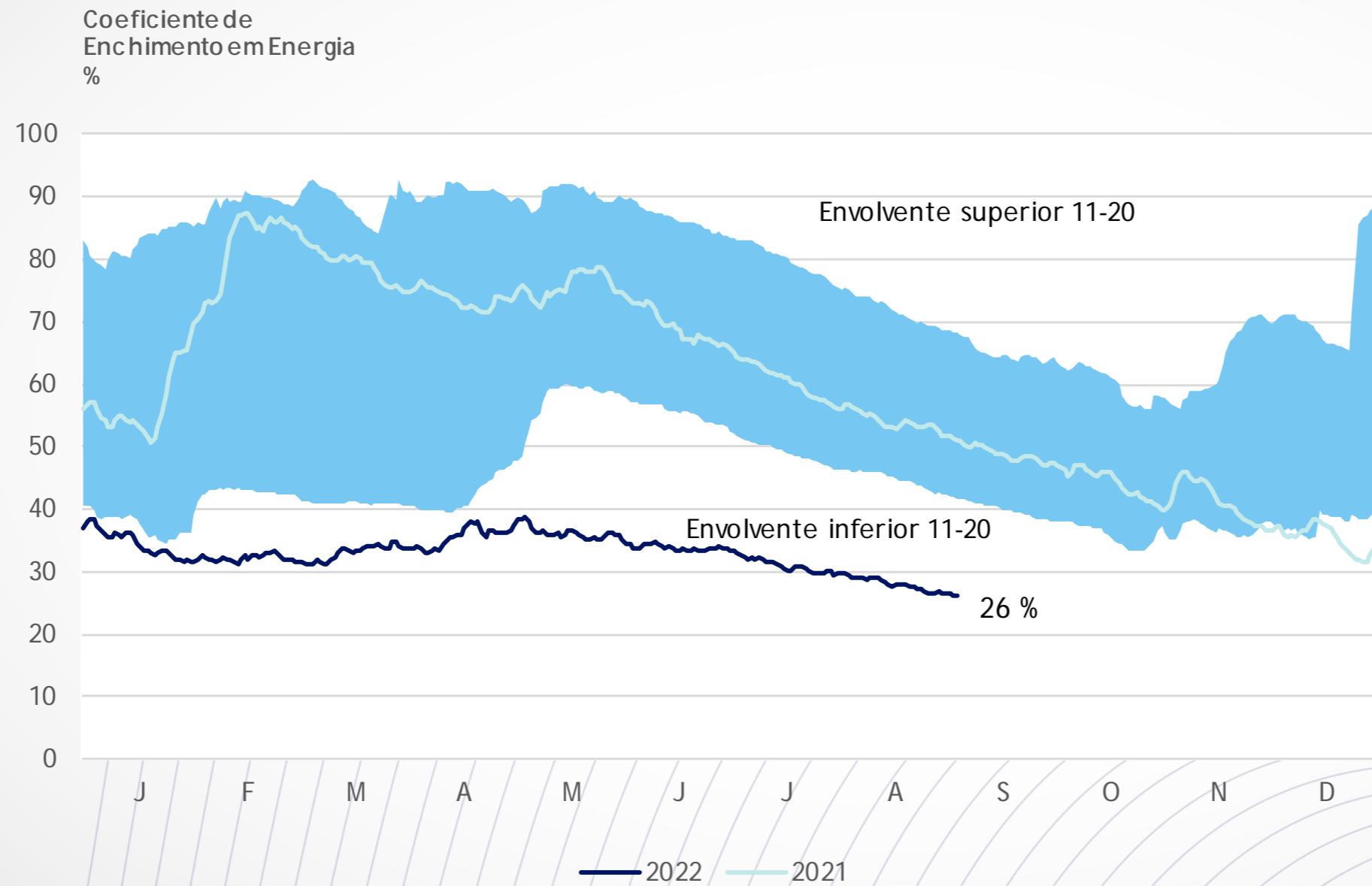
2022 – Hidraulicidade



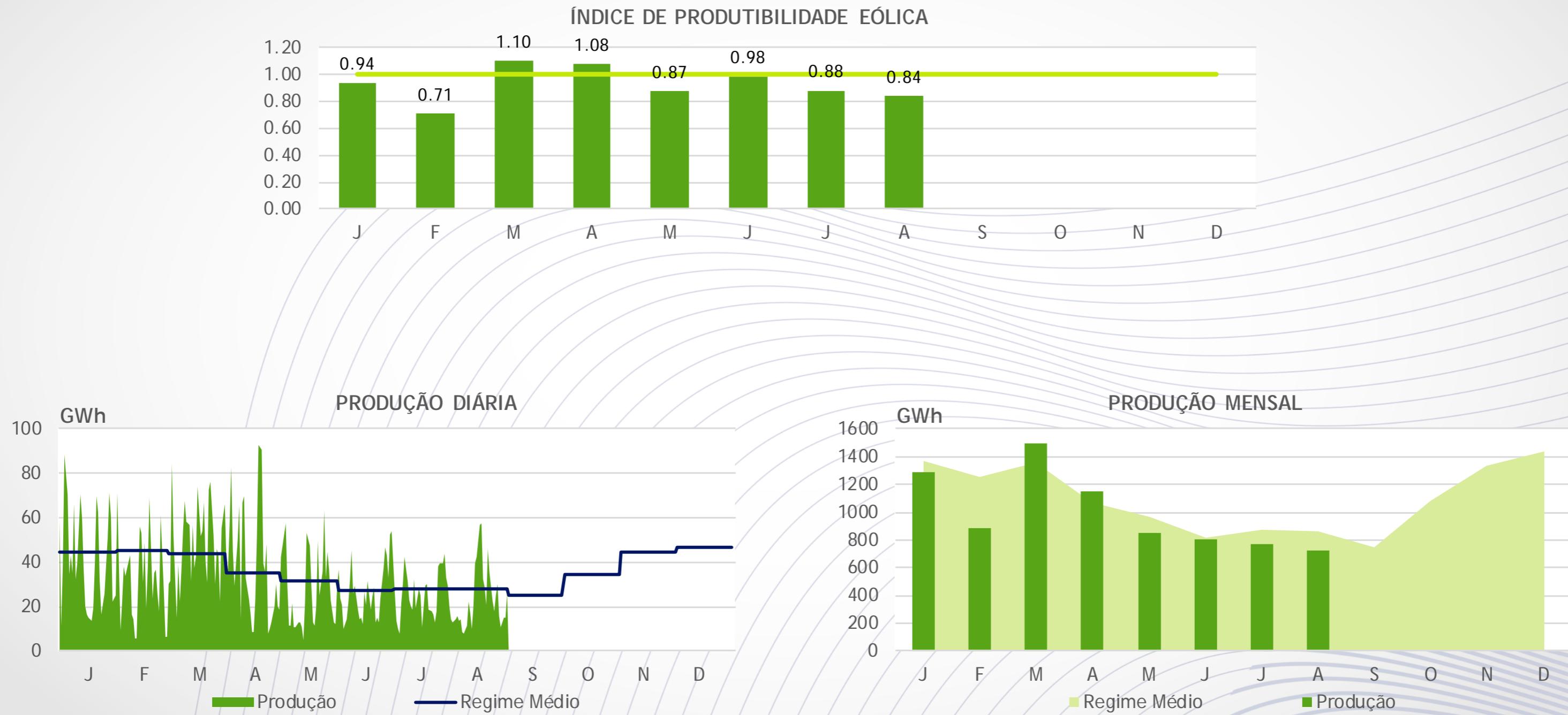
2022 – Armazenamento nas Albufeiras



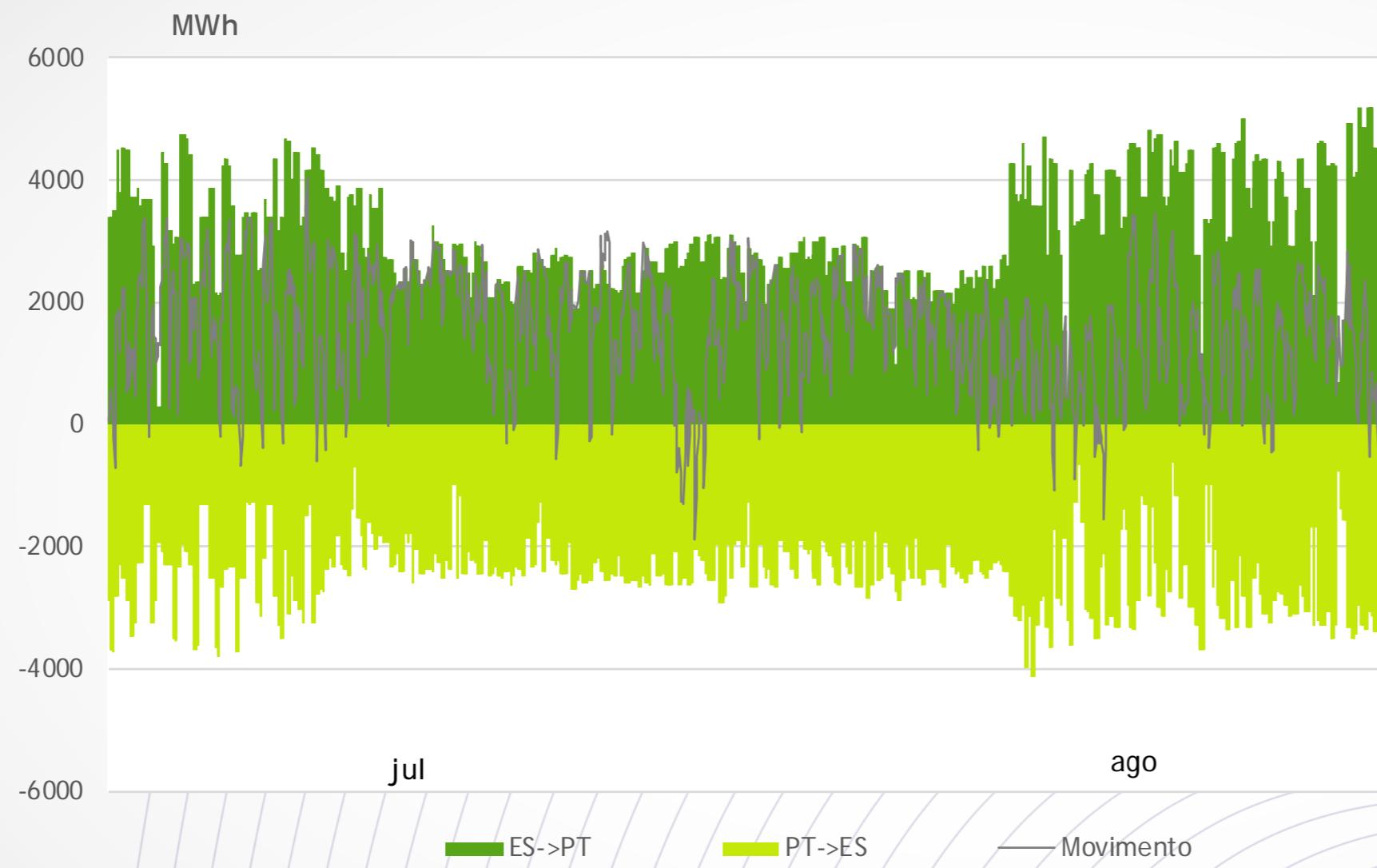
2022 – Armazenamento nas Albufeiras Anuais



2022 – Eolicidade

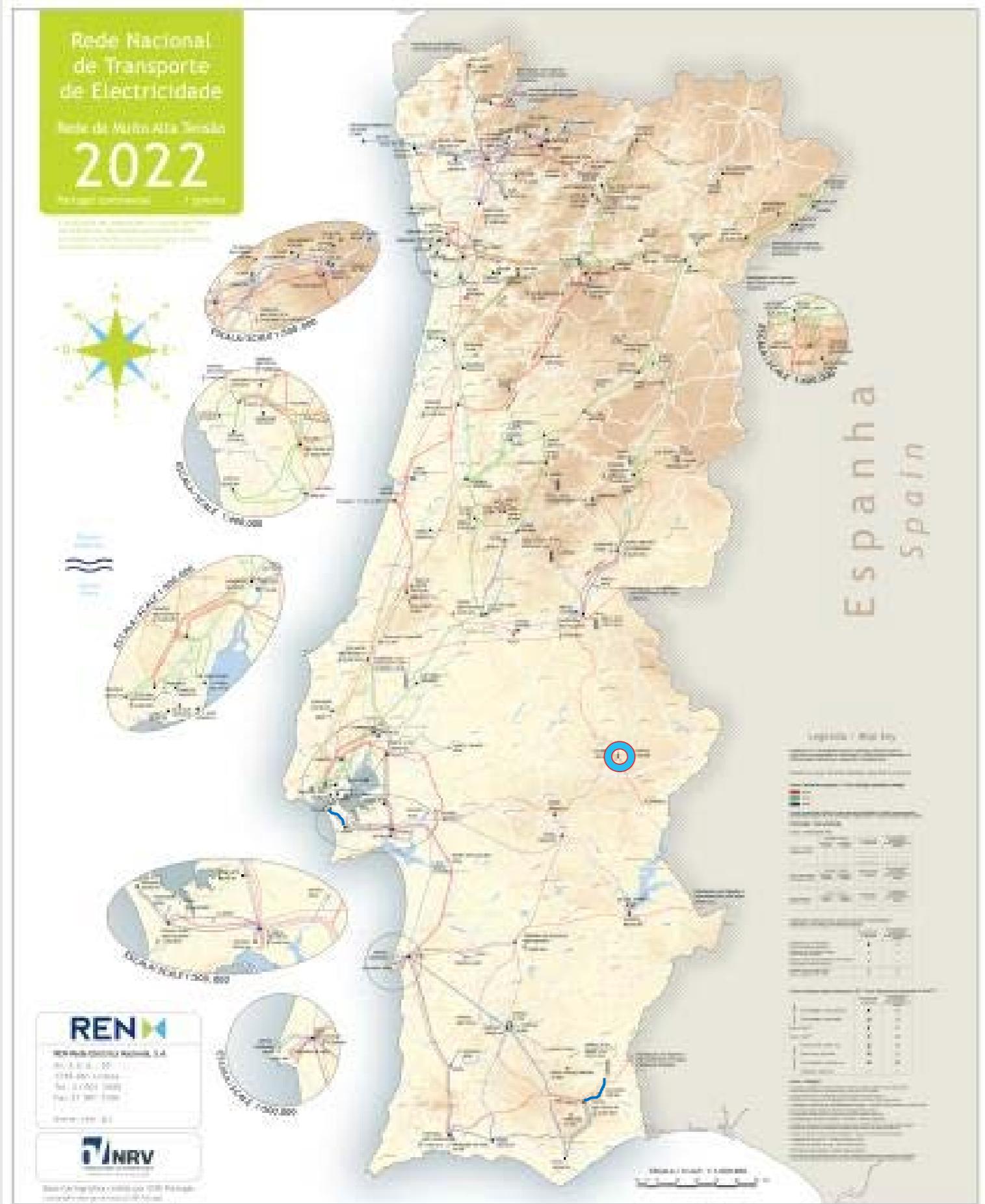


2022 – Interligações



		Disponível			Realizada	
		Mínimo	Máximo	Média	Máximo	Média
julho	Importação	300	4770	2976	4066	1824
	Exportação	696	3780	2284	1963	100
agosto	Importação	450	5490	3333	3852	1537
	Exportação	600	4122	2541	1595	147

PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT EM JULHO E AGOSTO DE 2022



Novos elementos RNT

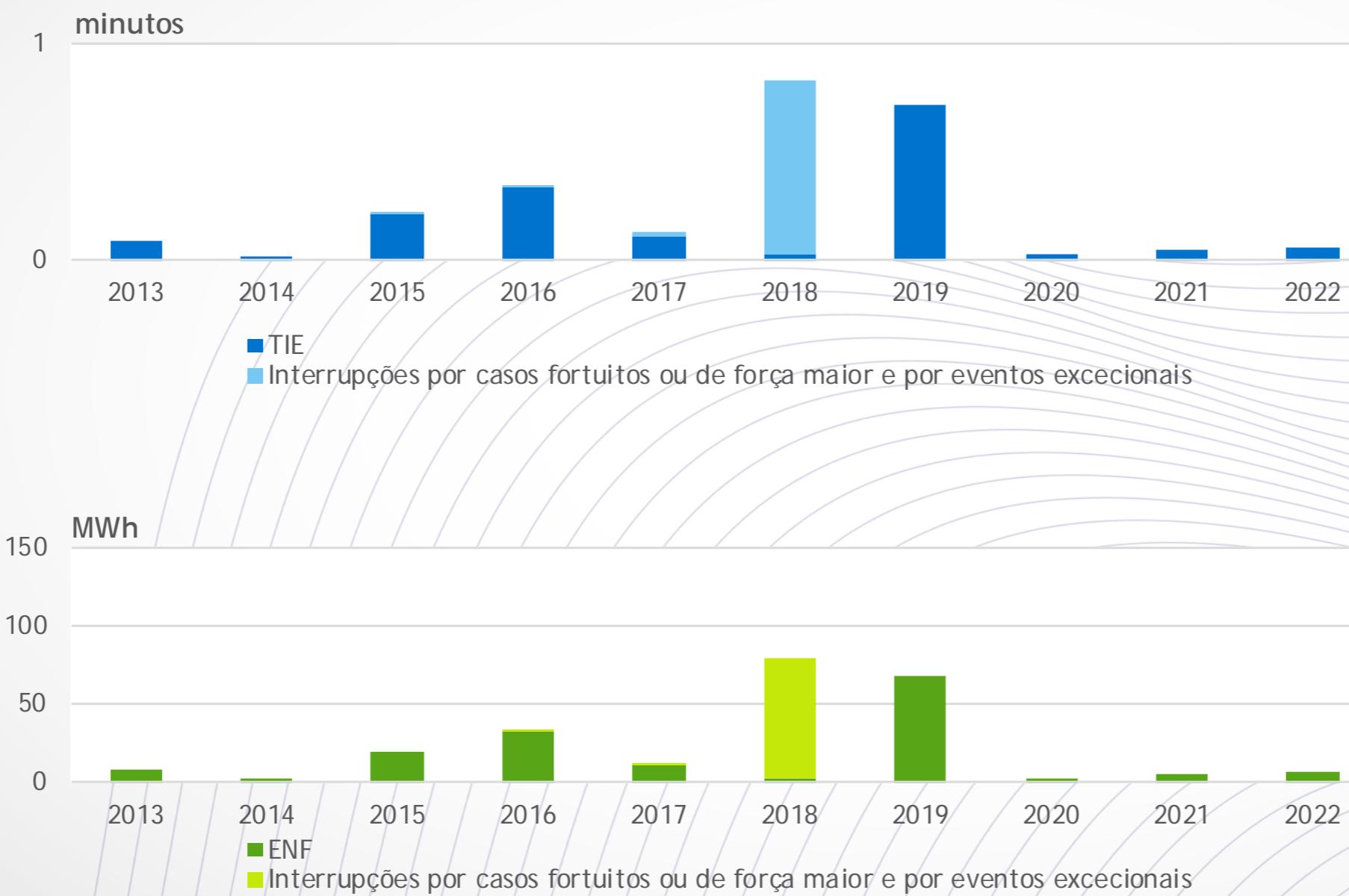
- 02/AGO foi colocada pela primeira vez em tensão / serviço a L-150kV Viçoso – Tavira.
- 05/AGO foi colocada pela primeira vez em tensão / serviço o Transformador 1 de 400/60 kV SE Estremoz de 170 MVA (2º transformador)
- 23/AGO foi colocada pela primeira vez em tensão / serviço a L-150 kV Fernão Ferro – Trafaria 4.
- 24/AGO foi colocada pela primeira vez em tensão / serviço a L-150 kV Fernão Ferro – Trafaria 3.

INCIDENTES

- ### • Nada a assinalar



2022 – Tempo Interrupção Equiv./Energia Não Fornecida

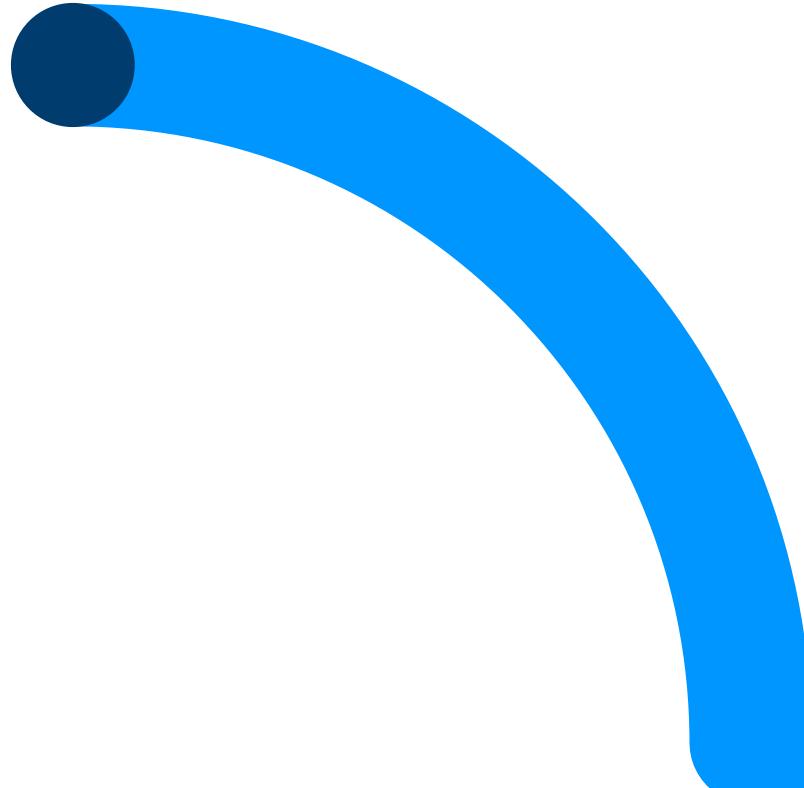




Obrigado

red eléctrica

Una empresa de Redeia



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

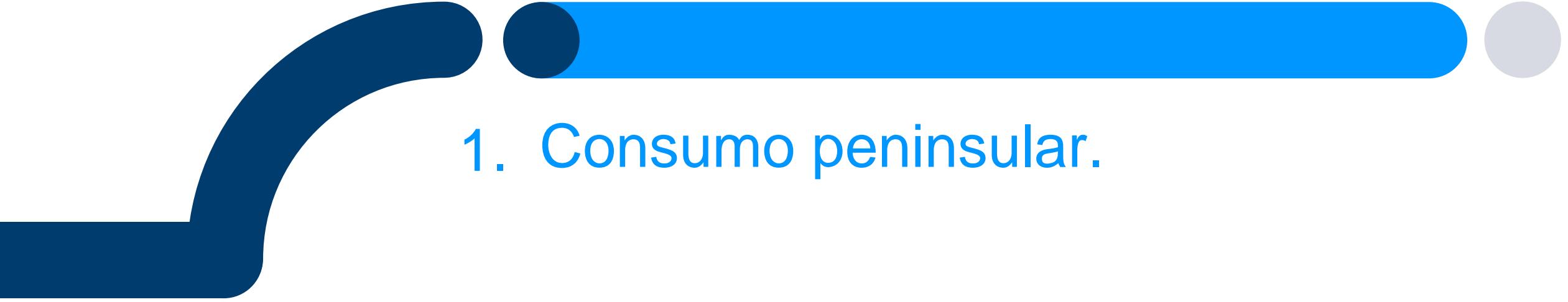
Dirección de Operación

Septiembre, 2022



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

red eléctrica

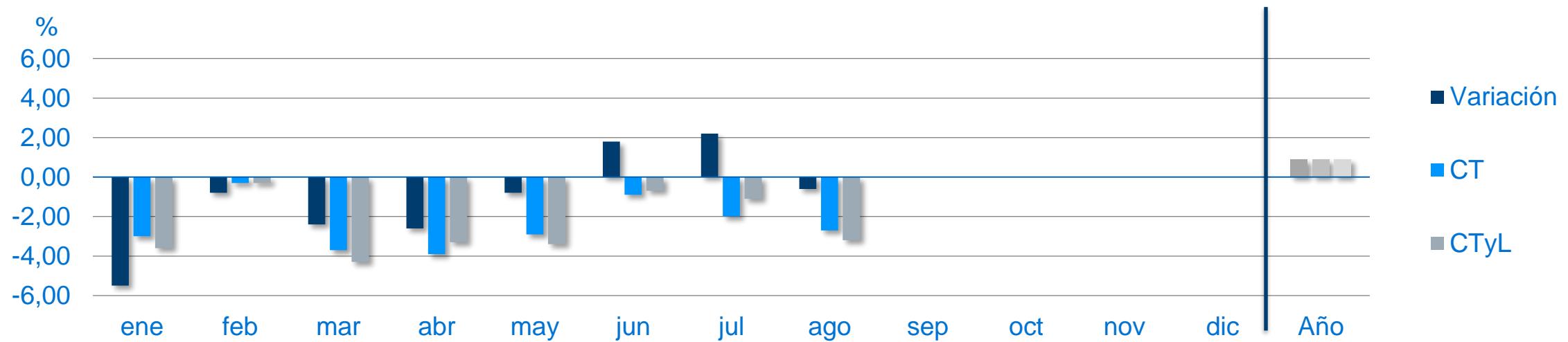


1. Consumo peninsular.

Evolución 2022



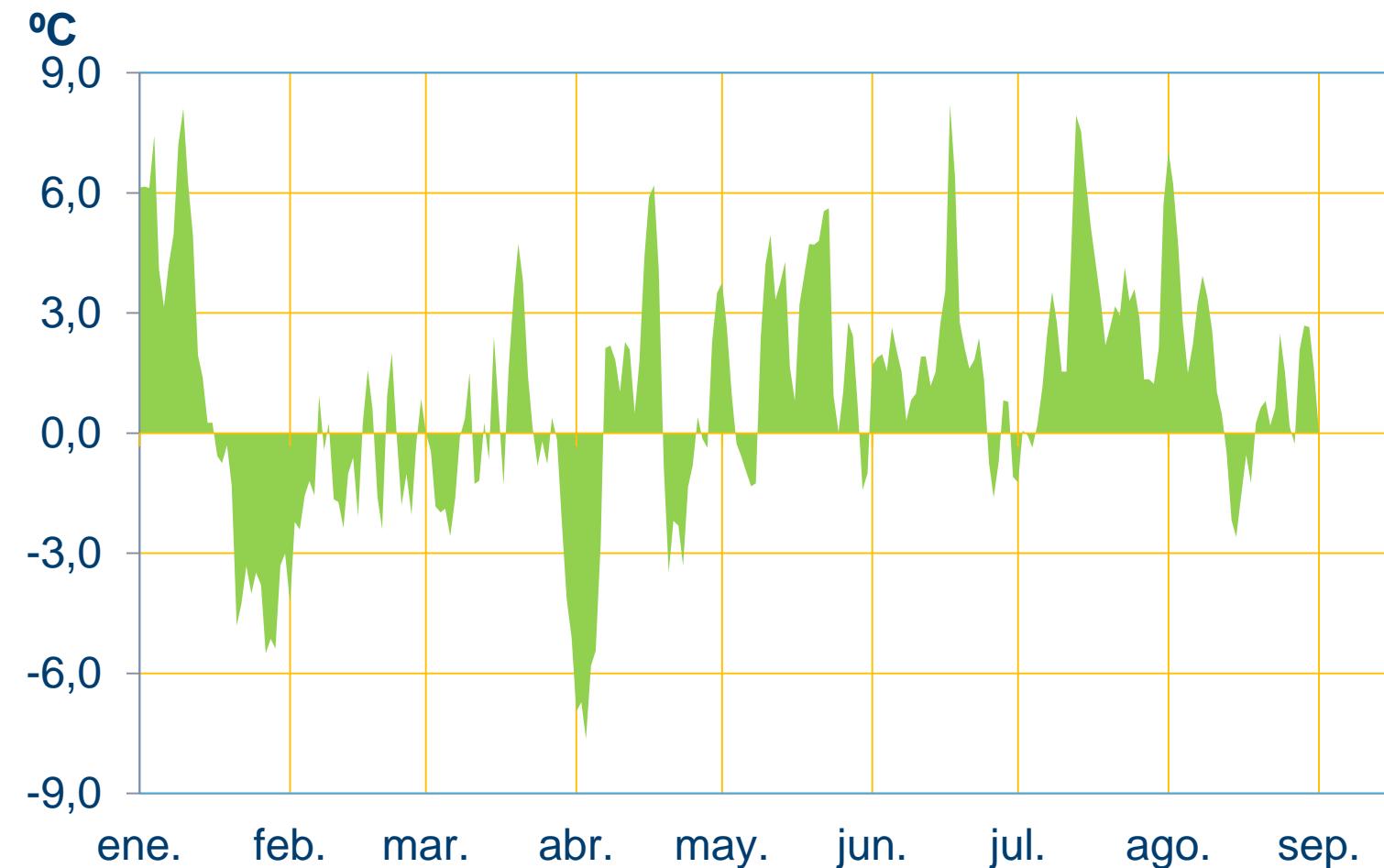
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	37.926	36.291	34.446	35.198	33.067	37.870	36.435	36.435				
Consumo Máximo diario (GWh)	770	733	703	721	675	769	783	746				
Consumo Mensual (GWh)	21.481	19.058	20.272	18.422	19.109	19.946	22.039	20.534				
Δ Mes (%)	-5,5	-0,8	-2,2	-2,6	-1,0	1,83	2,2	-0,6				
Δ Mes Corregida temperatura (CT) (%)	-3,0	-0,3	-3,5	-3,9	-3,0	-0,9	-2,0	-2,7				
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	-3,6	-0,3	-4,2	-3,3	-3,5	-0,7	-1,1	-3,2				
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	-5,5	-3,4	-3,0	-2,9	-2,5	-1,8	-1,2	-1,1				





2022 Variación de temperatura media respecto al año anterior

red eléctrica



°C Temperaturas Junio, Julio y Agosto 2021 vs.
2022 Península

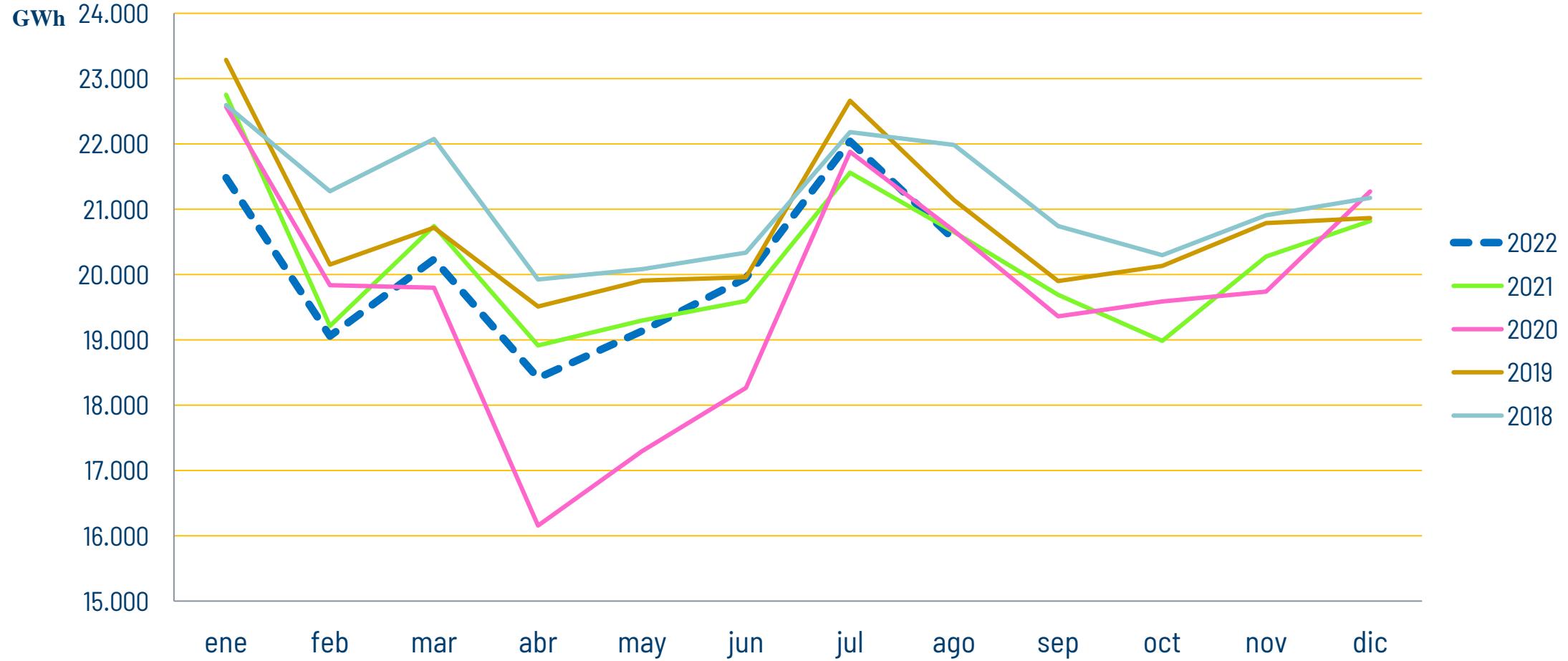




2022 Evolución consumo mensual

Datos Provisionales 01.09.22

red eléctrica

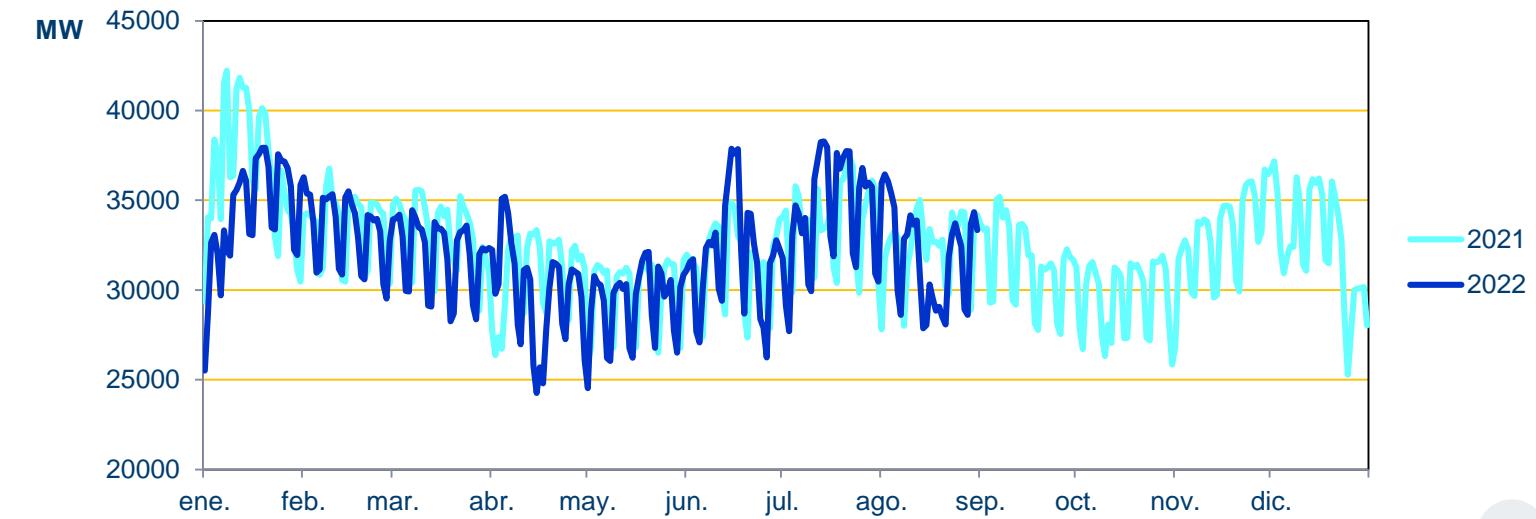
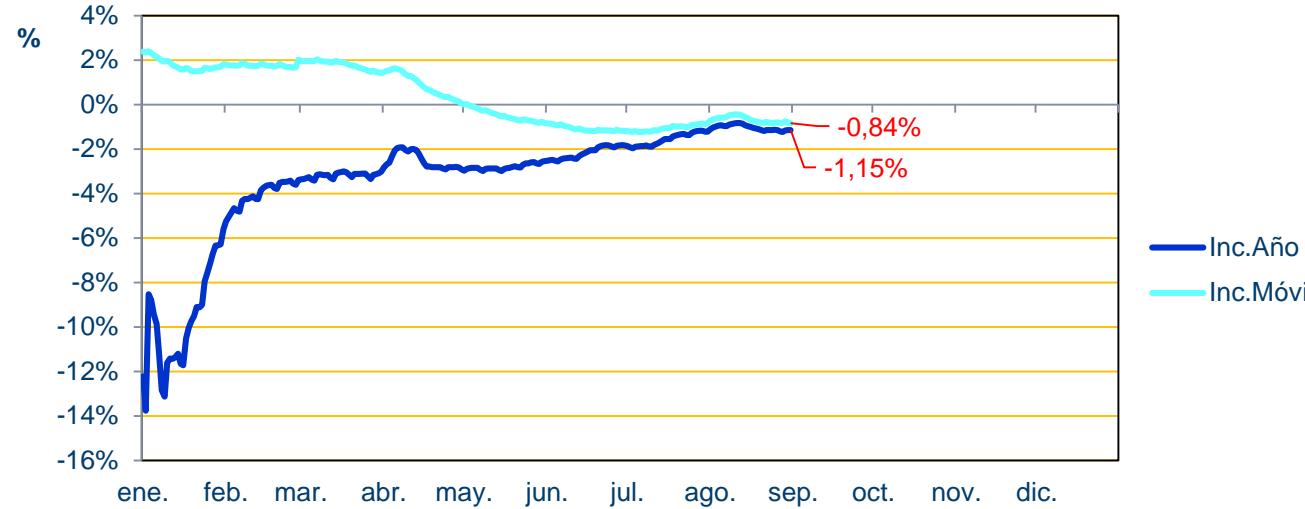




2022 Variación demanda diaria y Puntas diarias

Datos Provisionales 01.09.22

red eléctrica



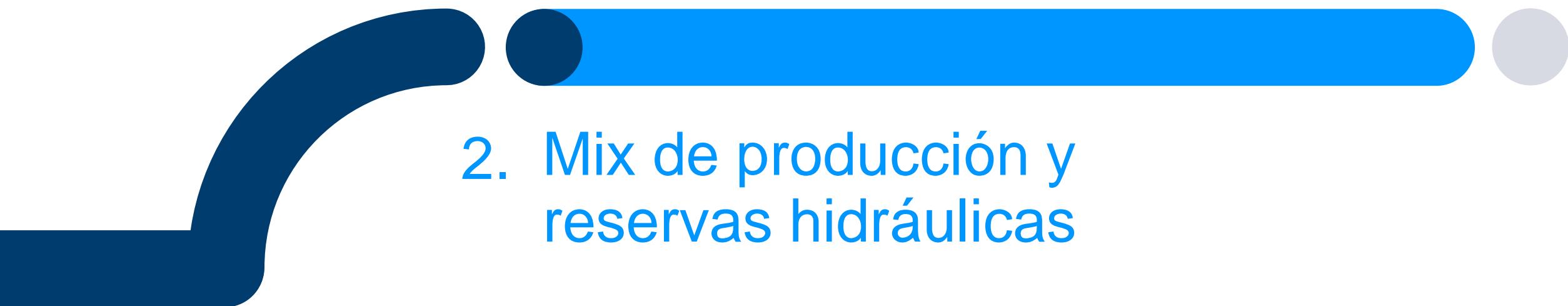


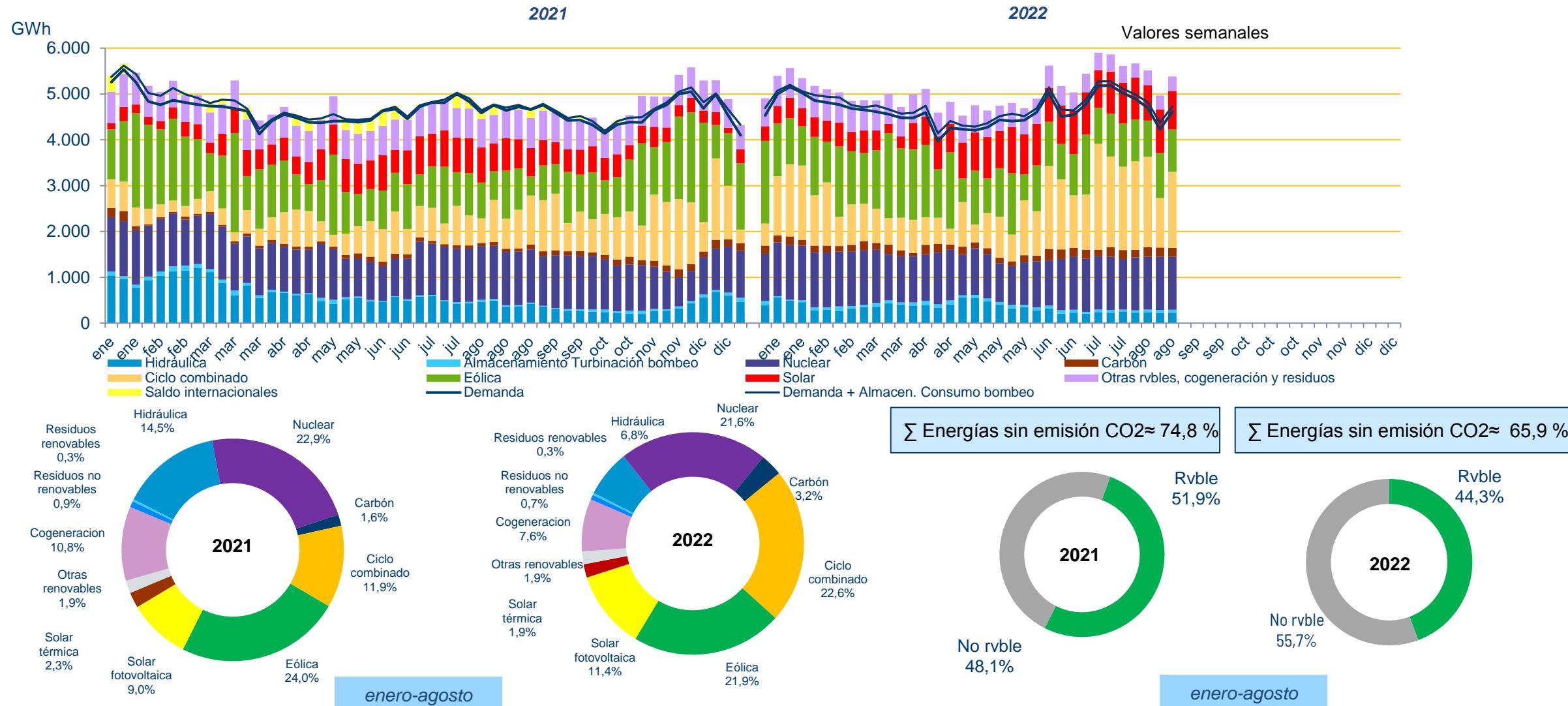
	Invierno		Verano	
Potencia (MW)	(3 ^a sem. 19.01.22)	(2 ^a sem. 08.01.21)	(2 ^a sem. 14/07/22)	(4 ^a sem. 22/07/21)
	37.926	42.225	38.284	37.385
Consumo Diario (GWh)	(3 ^a sem. 20.01.22)	(3 ^a sem. 13.01.21)	(2 ^a sem. 14/07/22)	(4 ^a sem. 22/07/21)
	773	834	784	762

Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Julio	+2,2 (-1,8)	-1,2 (+4,4)	-0,8 (+1,6)
Agosto	-0,6 (-0,4)	-1,1 (+3,8)	-0,8 (+1,7)

Entre paréntesis, valores año anterior.

red eléctrica

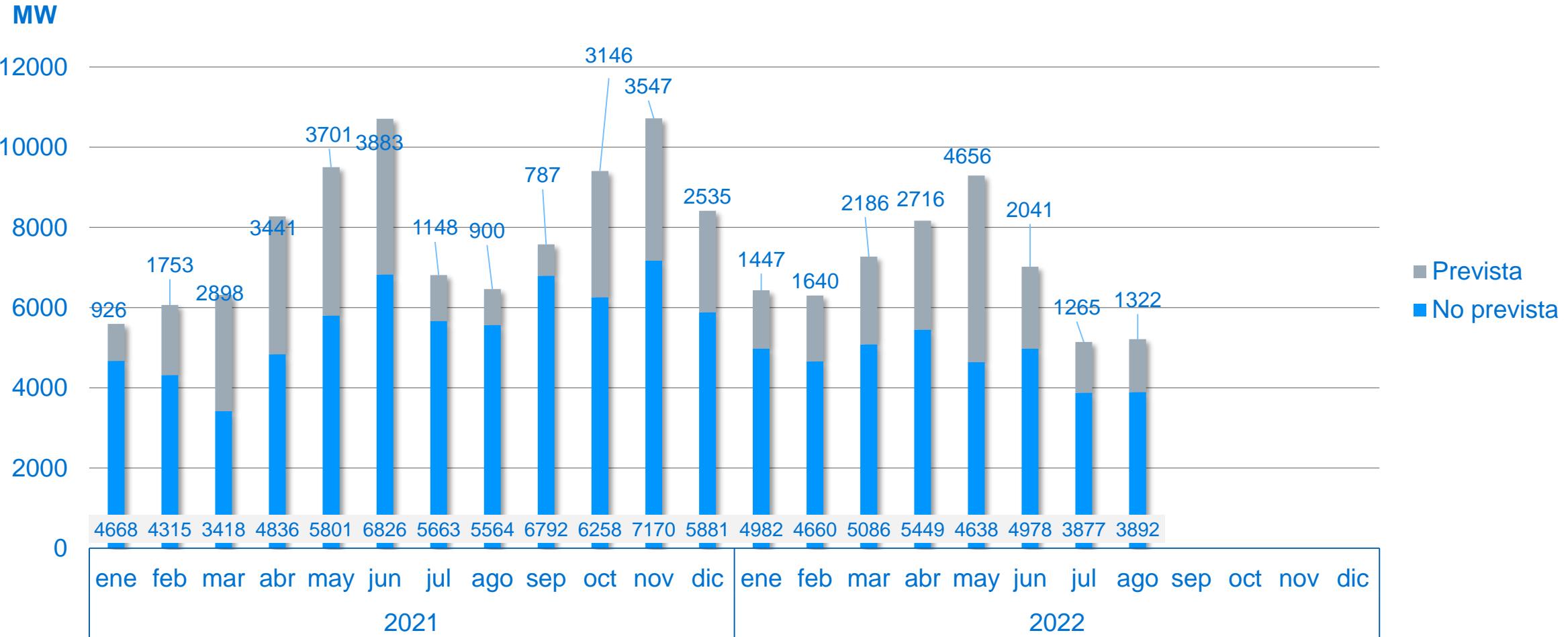
- 
2. Mix de producción y reservas hidráulicas

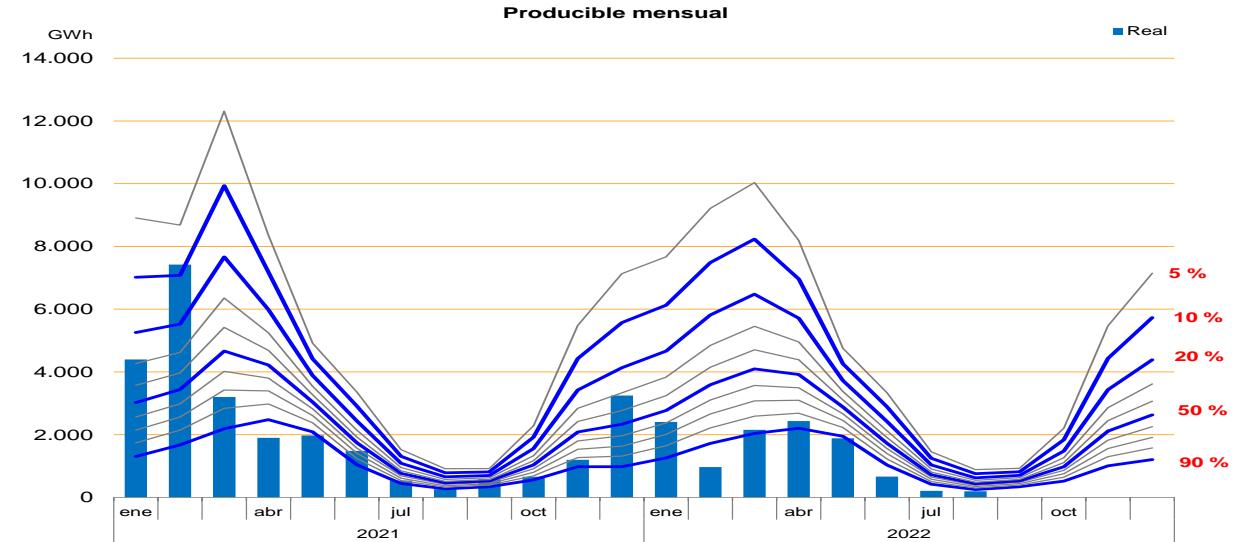
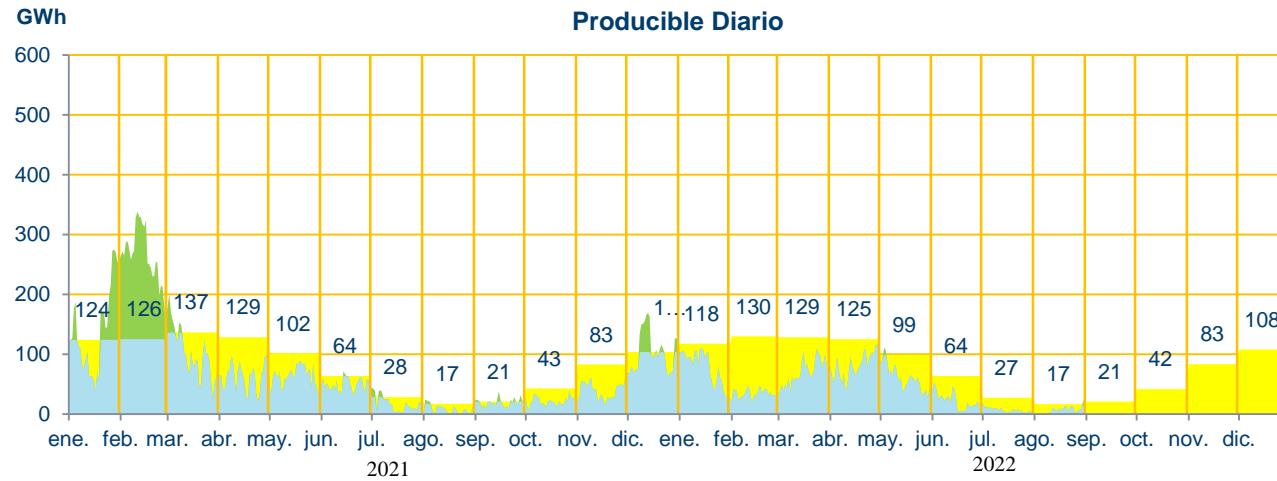




2022/2021 Indisponibilidad equipo térmico

red eléctrica

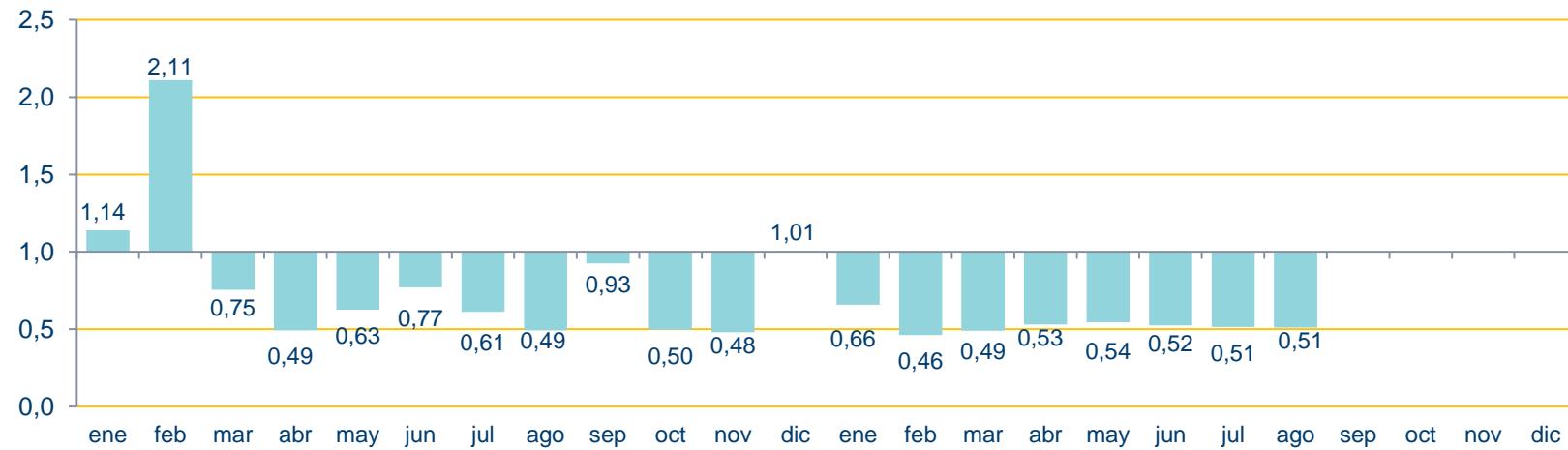
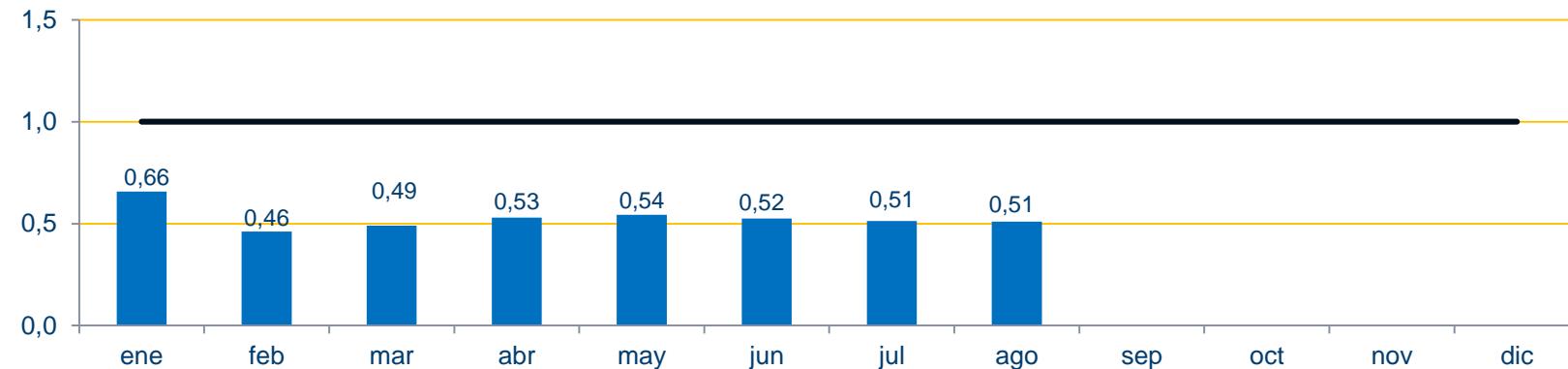






2022 Índice de producible hidráulico

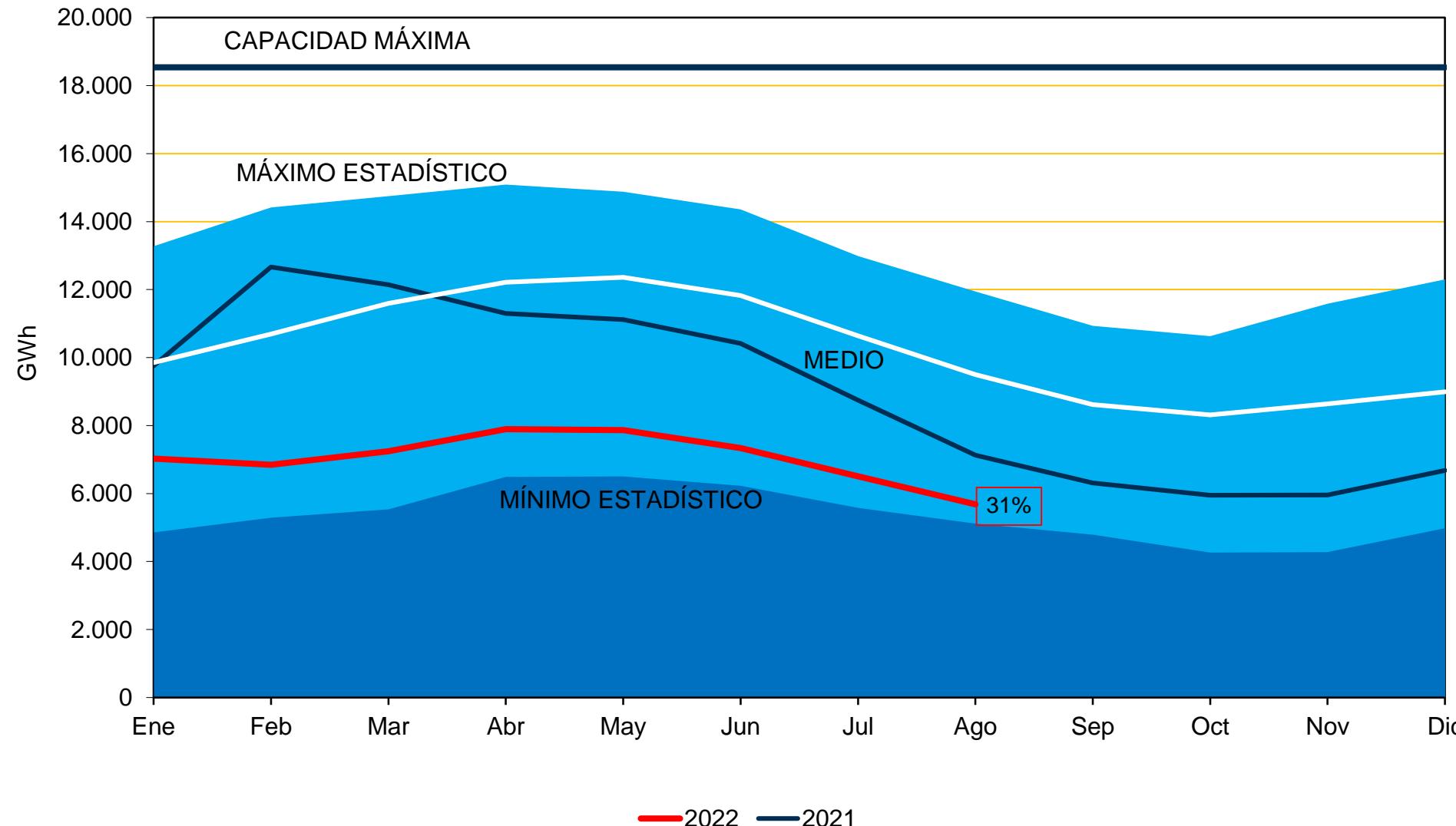
red eléctrica





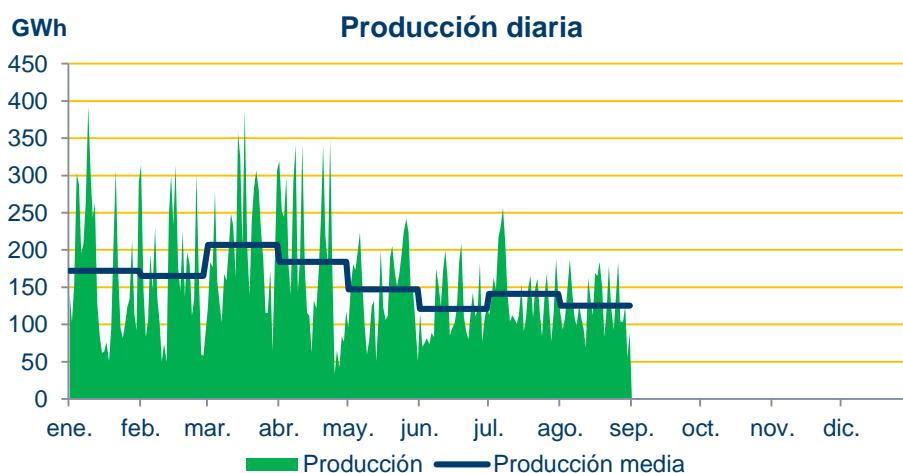
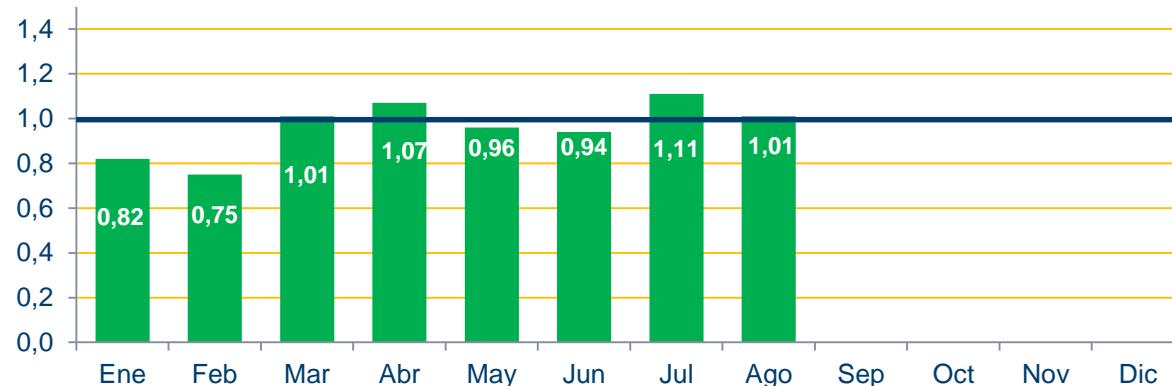
2022 Reservas conjunto de los embalses

red eléctrica



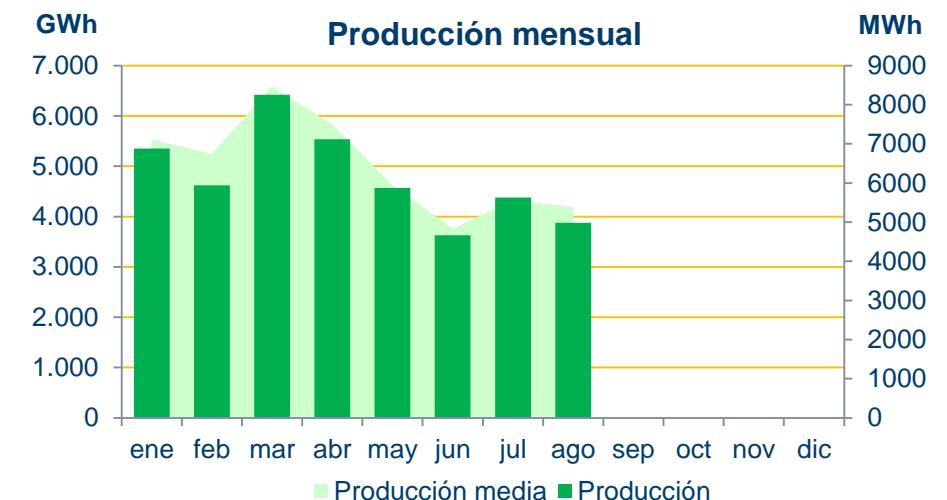


Índice producible eólica 2022

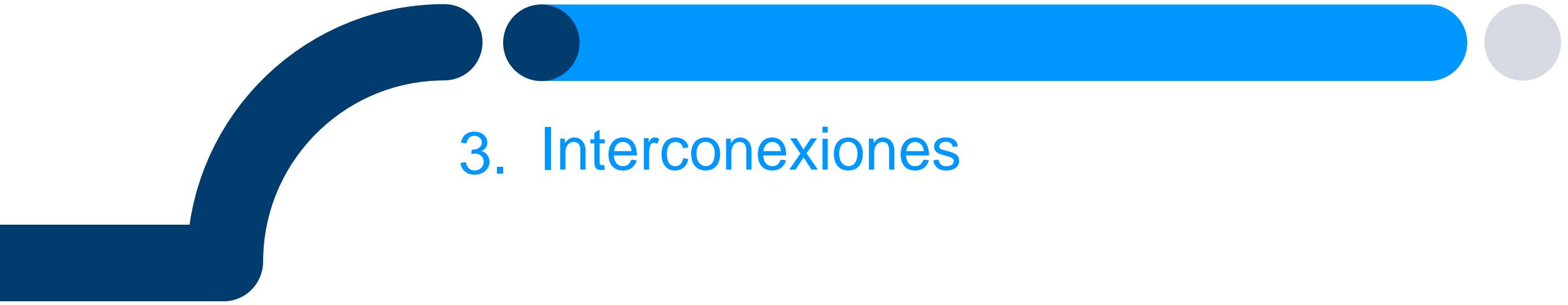


Enero-Agosto 2022

Generación máxima	18.104 MW	14.03.22 13.57 h
Energía máxima diaria	392 GWh	09.01.22
Producción máxima mensual	6.41 GWh	marzo



red eléctrica

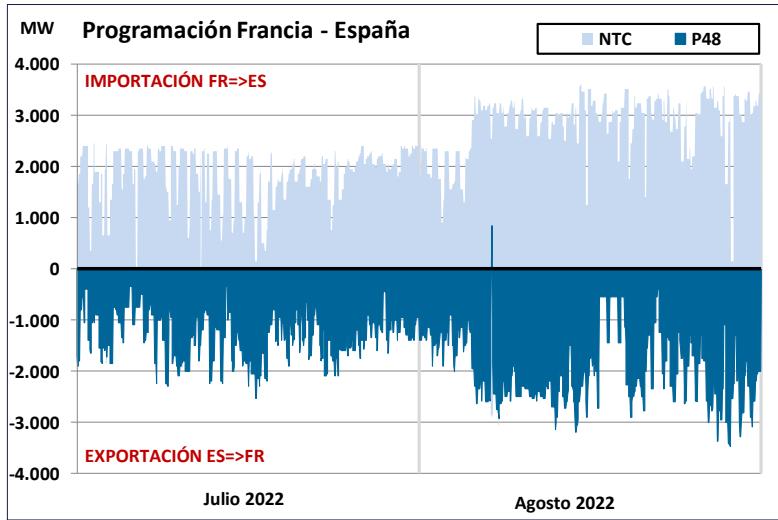


3. Interconexiones

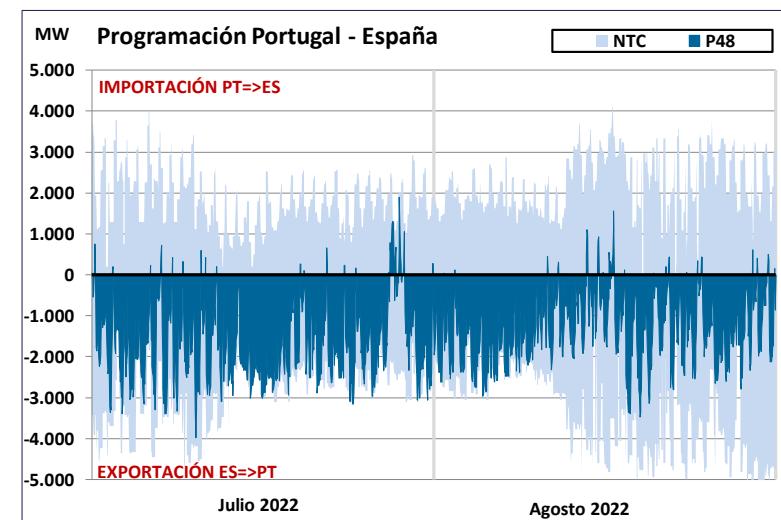
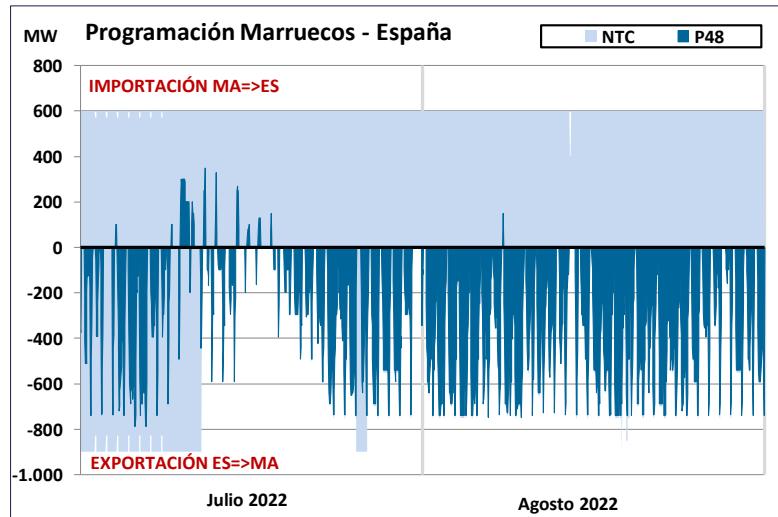


Utilización de la capacidad. Julio-Agosto 2022

red eléctrica



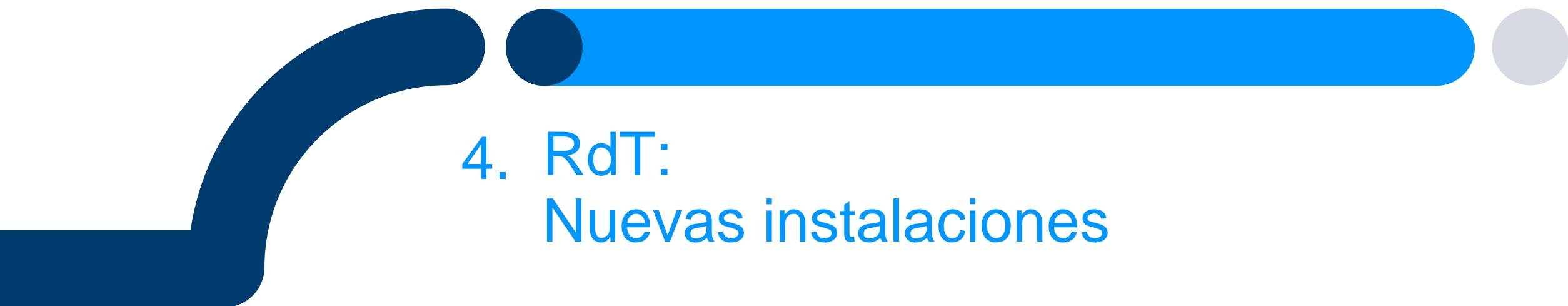
IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)	
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio
Julio	FR=>ES	0	2.450	1.841	2.250	0	0
	ES=>FR	350	2.543	1.333	1.600	2.543	1.330
Agosto	FR=>ES	150	3.607	2.817	3.191	847	1
	ES=>FR	400	3.468	2.009	2.497	3.468	1.991



IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Julio	PT=>ES	200	4.005	1.812	2.165	1.887	32	0%
	ES=>PT	0	4.680	2.903	3.110	3.985	1.734	12%
Agosto	PT=>ES	0	4.095	2.230	2.792	1.557	21	0%
	ES=>PT	450	5.490	3.425	4.230	3.468	1.388	6%

IME		NTC (MW)				P48 (MWh)	
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio
Julio	MA=>ES	571	600	599	600	350	13
	ES=>MA	0	900	471	900	787	210
Agosto	MA=>ES	400	600	599	600	150	0
	ES=>MA	0	900	405	600	748	393

red eléctrica



4. RdT:
Nuevas instalaciones

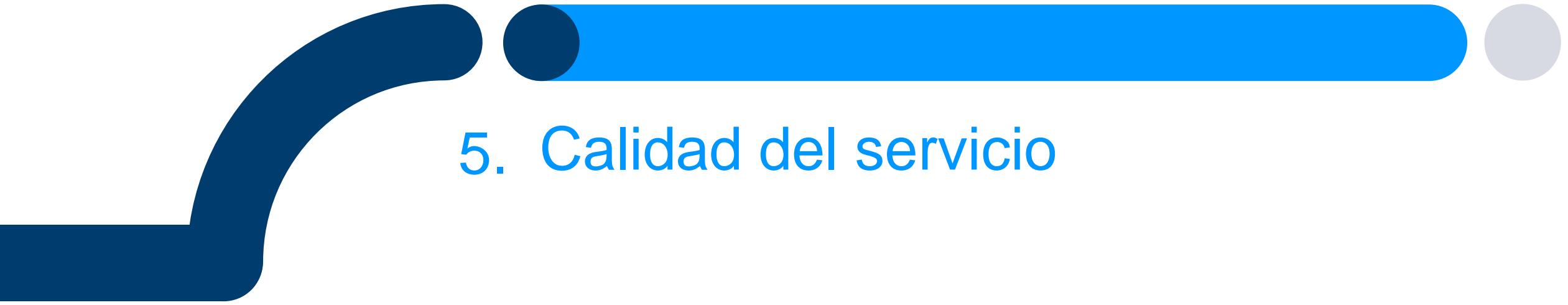


Subestación	Provincia	Fecha
SE 220 kV VALDECONEJOS (1)	Teruel	25.08.22
Líneas	Provincia	Fecha
L-400 kV MINGLANILLA-GECAMA 1 (2) (3)	Cuenca	01.07.22
L-400 kV OLMEDILLA-SABINAR GENERACIÓN 1 (2) (3)	Cuenca	22.07.22
L-400 kV VALDECARRETAS-TORO RENOVABLES 1 (3) (5)	Zamora	02.08.22
L-400 kV ALMARAZ-FRANCISCO PIZARRO 1 (3) (6)	Cáceres	03.08.22
L-220 kV VALDECONEJOS-MEZQUITA 2 (1)	Teruel	25.08.22

Transformadores RdD	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha	Transformadores RdT	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 220 kV CASAQUEMADA: TRP1 220/66 kV (3) (4)	360	Sevilla	03.07.22	SE 400 kV OLMEDILLA: ATP-4 400/220 kV	600	Cuenca	21.07.22
SE 220 kV EL PALMAR: ATP1 220/132 kV (7)	225	Murcia	04.08.22				

Posiciones	Provincia	Fecha
SE 400 kV CEDILLO (no RE) Nueva posición GIS CEDILLO (3)	Cáceres	07.07.22
SE 400 kV SS.REYES: Nueva posición Loeches 2-JBP2 (8902-5, 8920-5 y 522-5)	Madrid	14.07.22

red eléctrica



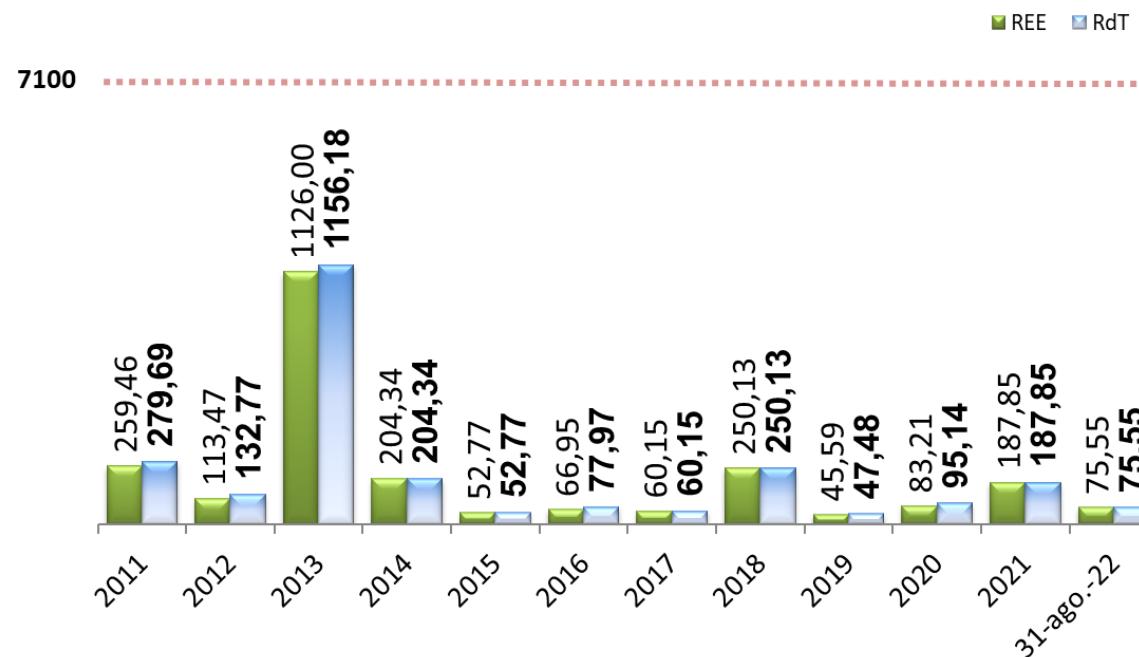
5. Calidad del servicio



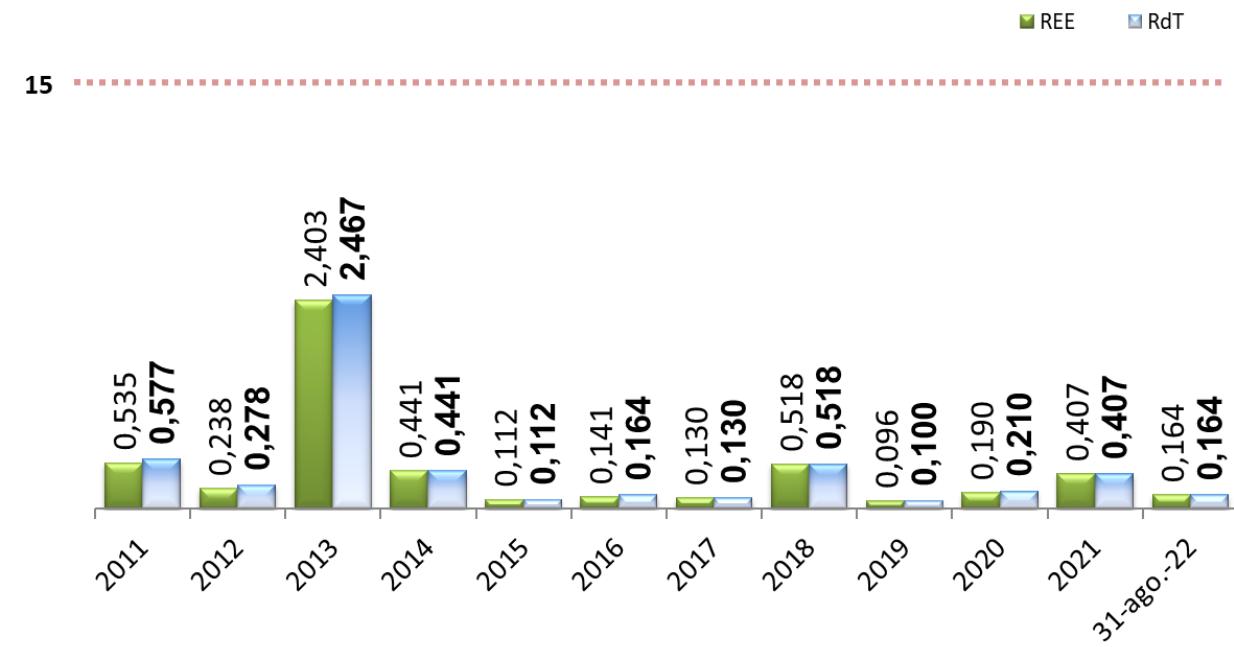
Energía no suministrada y Tiempo interrupción medio (SEPE)

red eléctrica

Energía no Suministrada (ENS) Peninsular (MWh)



Tiempo de interrupción medio (TIM) Peninsular (minutos)



Los datos para el año 2022 son provisionales.

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



CTSOEI – CIV Reunião

Gestão do Sistema

21 de Setembro 2022

ÍNDICE

1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA – Jan a Ago 2022

Movimentação de Gás na RNTIAT

Procura de Gás

Notas de Operação

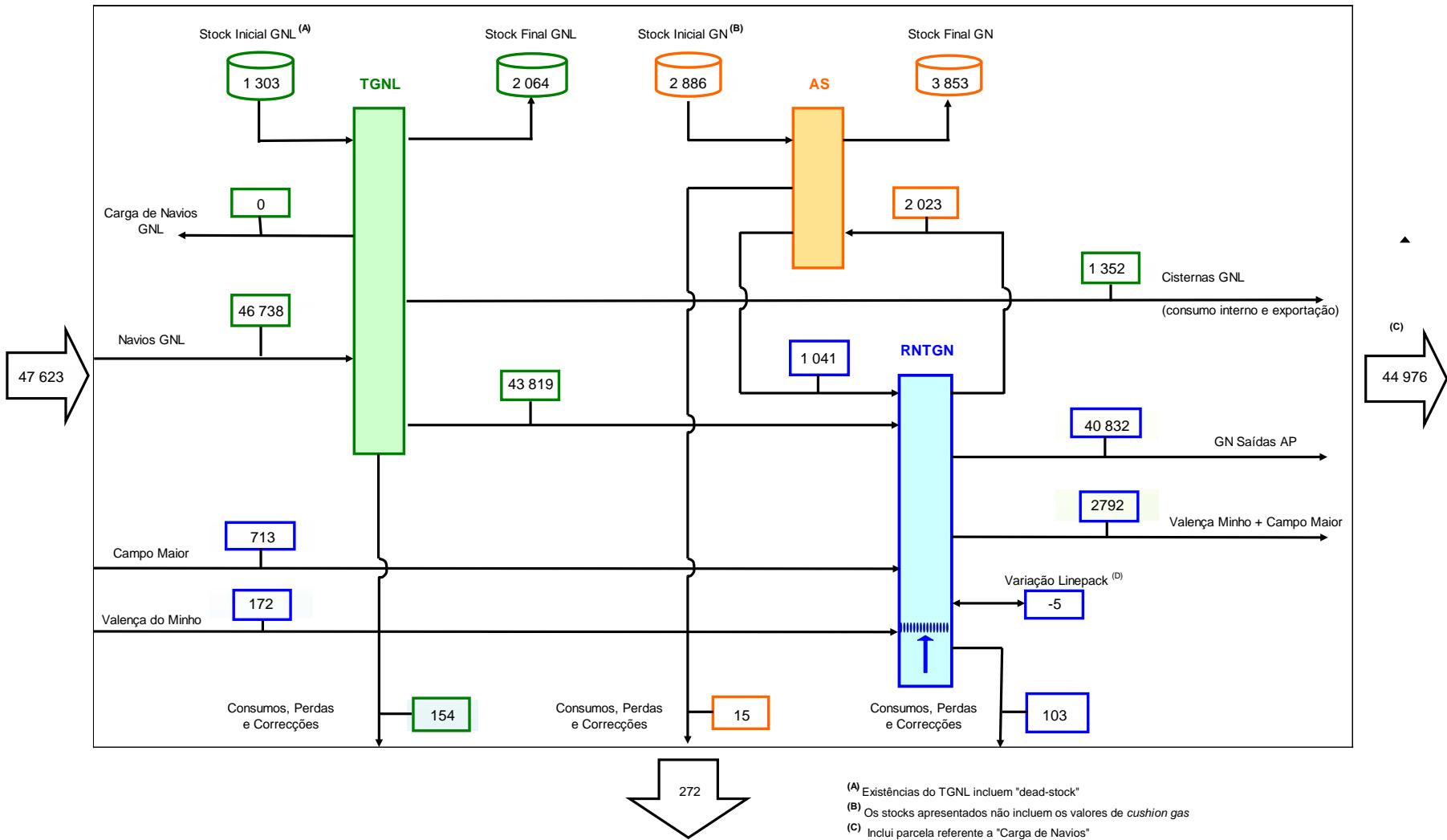
2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Setembro a Outubro 2022

Procura de Gás

Plano de Indisponibilidades

Movimentação de GN na RNTIAT - Balanço Global

(GWh)

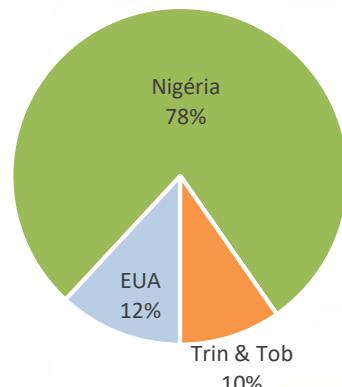


Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

Análise mensal

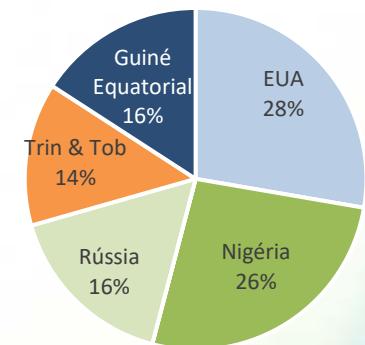
Entradas no TGNL		2022		Jul 2021		Δ
		nº	GWh	nº	GWh	
Navios		6	4 550	4	3 763	21%

Julho



Entradas no TGNL		2022		Ago 2021		Δ
		nº	GWh	nº	GWh	
Navios		7	6 778	6	5 634	20%

Agosto



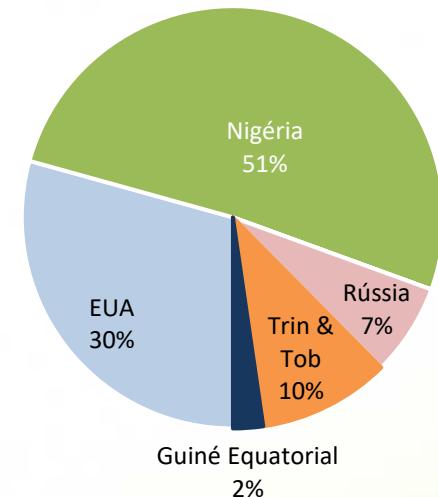
Saídas do TGNL		2022		Jul 2021		Δ
		nº	GWh	nº	GWh	
Navios		0	0	0	0	
Cisternas		467	137	571	166	-17%
Emissão RNTGN		-	5 682	-	4 336	31%
TOTAL		5 819		4 502		29%

Saídas do TGNL		2022		Ago 2021		Δ
		nº	GWh	nº	GWh	
Navios		0	0	0	0	
Cisternas		645	190	684	195	-3%
Emissão RNTGN		-	4 809	-	4 873	-1%
TOTAL		5 000		5 068		-1%

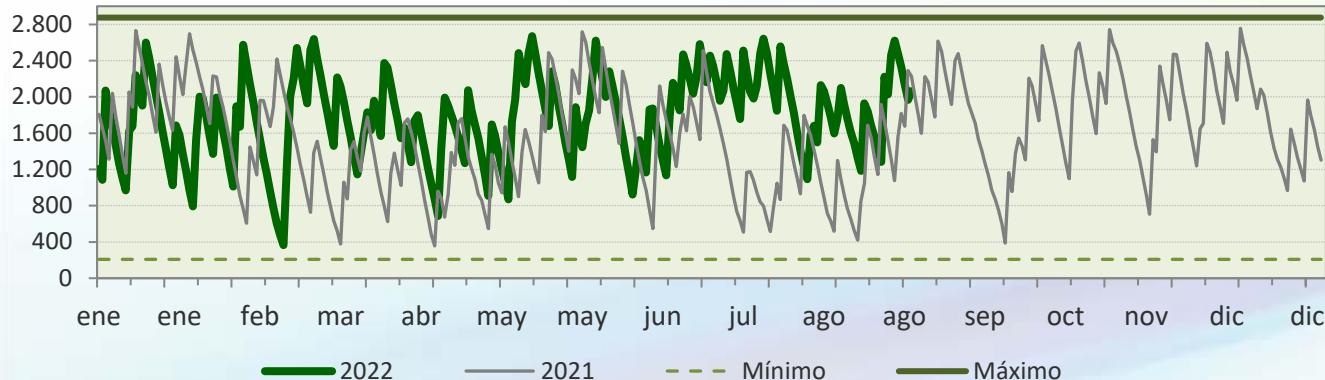
Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

Entradas no TGNL	2022		Jan - Ago 2021		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	51	46 738	43	42 170	11%

Saídas do TGNL	2022		Jan - Ago 2021		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	4 656	1 352	4 819	1 367	-1%
Emissão RNTGN	-	43 819	-	40 384	9%
TOTAL	45 171		41 751		8%



Existência Total no TGNL



Máximo₂₀₂₁: 2 599 GWh Máximo₂₀₂₂: 2 670 GWh

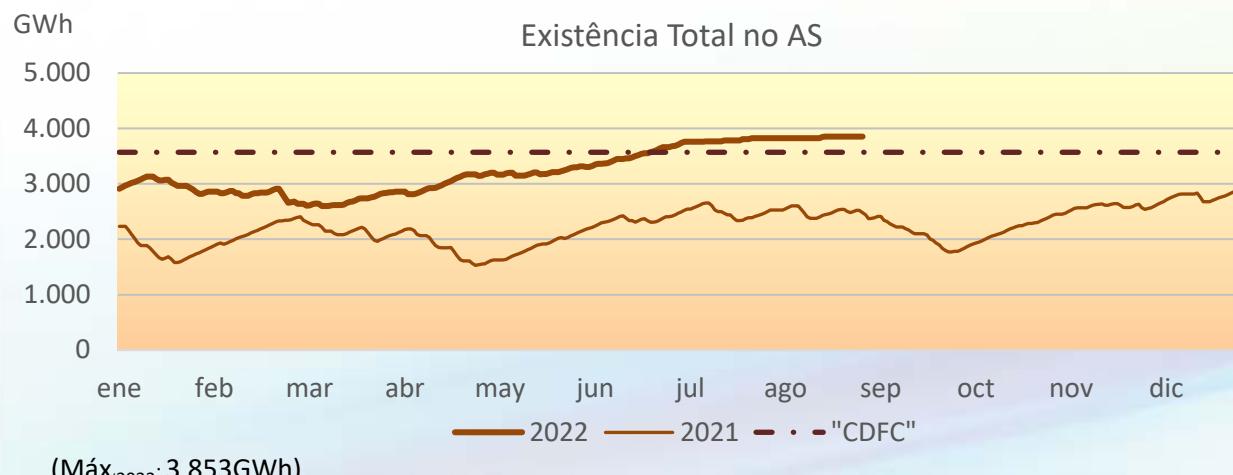
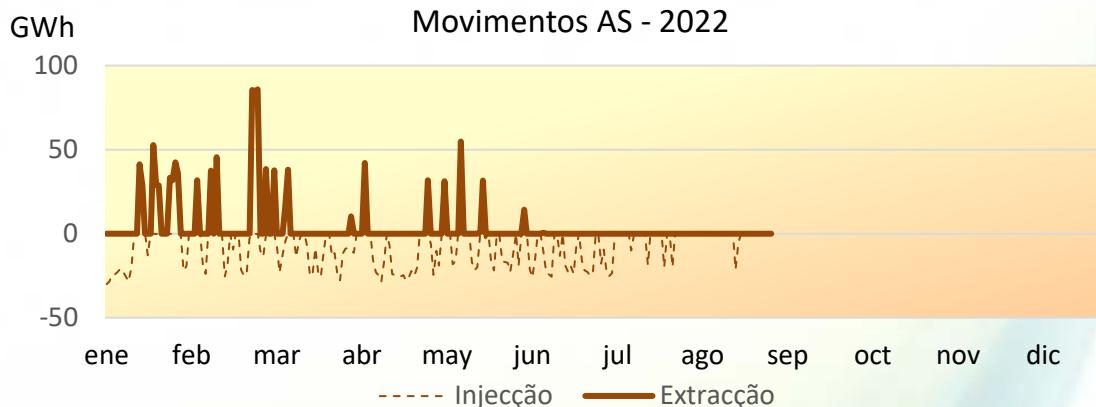
Notas Relevantes:

- Contratação da capacidade máxima de regaseificação 205 GWh/d, a 12.Fev (102% CTM)
- Utilização máxima em 83 dias (34% do período), de Jan a Ago

Movimentação de GN na RNTIAT – AS

AS [GWh]	Jul		Ago			
	2022	2021	Δ	2022	2021	Δ
Injeção	149	398	-63%	26	308	-92%
Extração	0	316	-100%	0	325	-100%

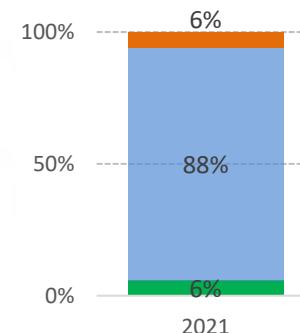
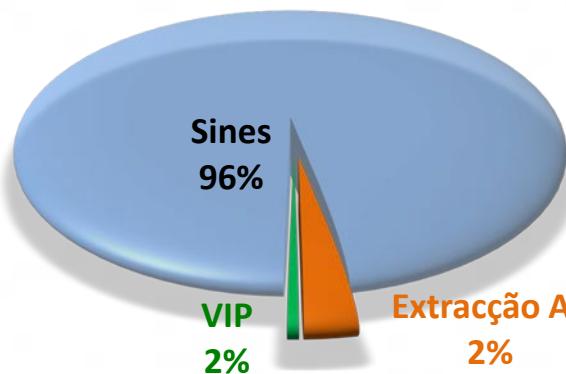
AS [GWh]	Jan - Ago		Δ
	2022	2021	
Injeção	2 023	3 075	-34%
Extração	1 041	2 795	-63%



Notas Relevantes:

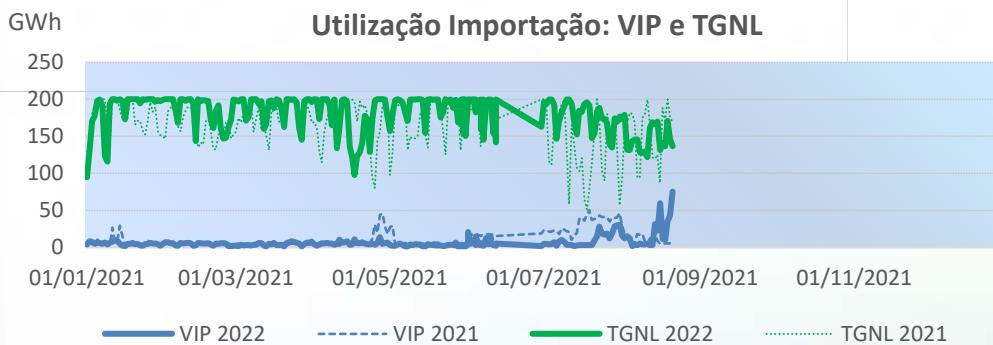
- ❑ Contratação da capacidade máxima de injecção, em 76 dias, (31% do período);
- ❑ Contratação máxima de capacidade de injecção de 32,5 GWh, a 06.Mar
- ❑ Contratação máxima da capacidade de extracção: em 1 dia, (0,4% do período)

Movimentação de GN na RNTIAT – RNTG



VIP - Entradas na RNTG [GWh]	Jan - Ago		Δ
	2022	2021	
Campo Maior	713	2 004	-64%
Valença do Minho	172	619	-72%

VIP - Saídas da RNTG [GWh]	Jan - Ago		Δ
	2022	2021	
Campo Maior	2 339	1 988	18%
Valença do Minho	453	253	79%

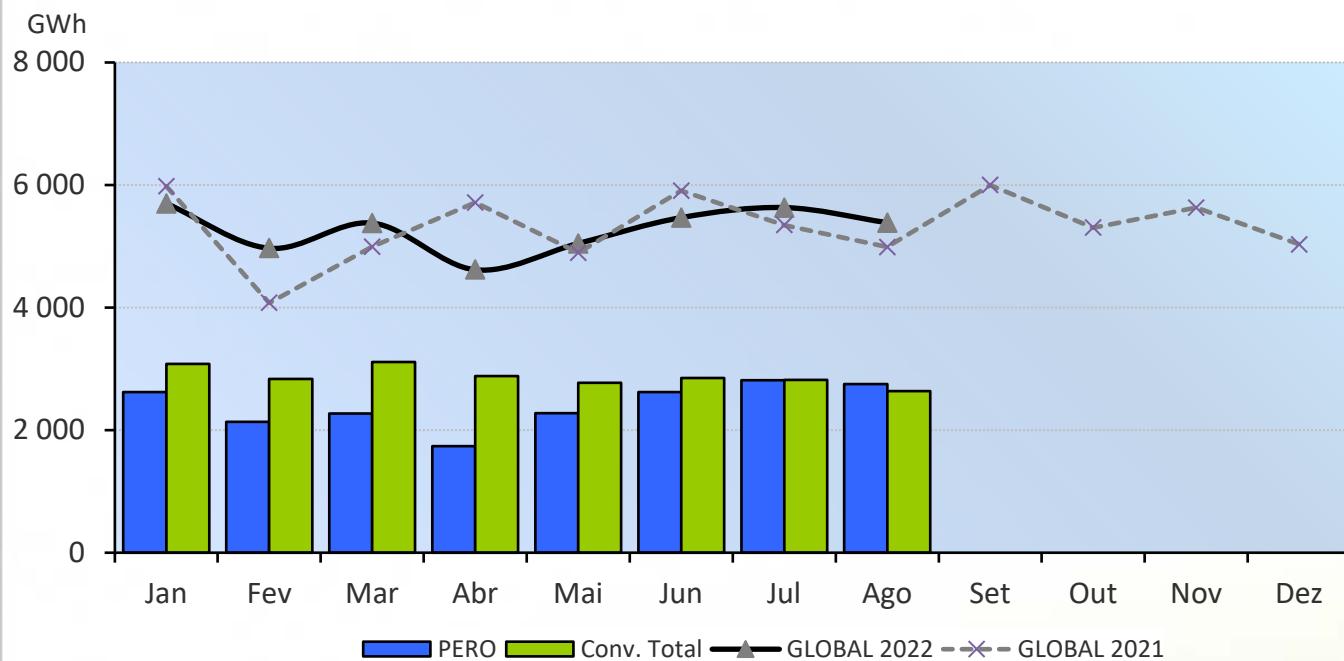


VIP - Utilização Máxima diária	GWh	Data	%
Entrada	75,05	31/ago	52%
Saída	70,76	1/abr	88%

Notas Relevantes:

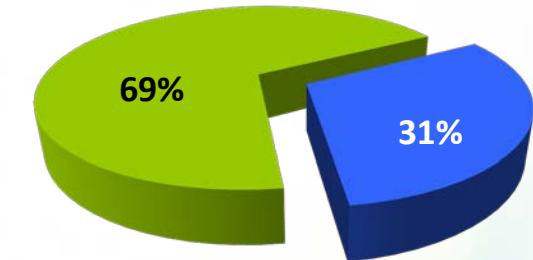
- ❑ Contratação máxima no VIP, entrada: 76,6 GWh, a 31.Agosto (53% da Capacidade Máxima)
- ❑ Contratação máxima no VIP, saída: 71,5 GWh, a 01.Abril (89,4% da Capacidade máxima)

Procura de GN por Segmento de Mercado: 2022 vs 2021

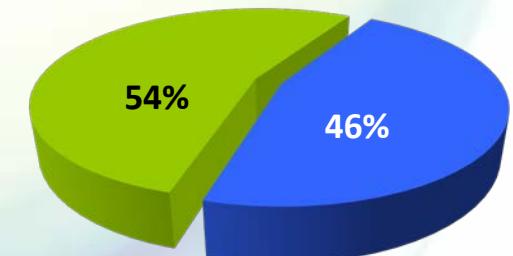


Consumos por Mercado

2021



2022

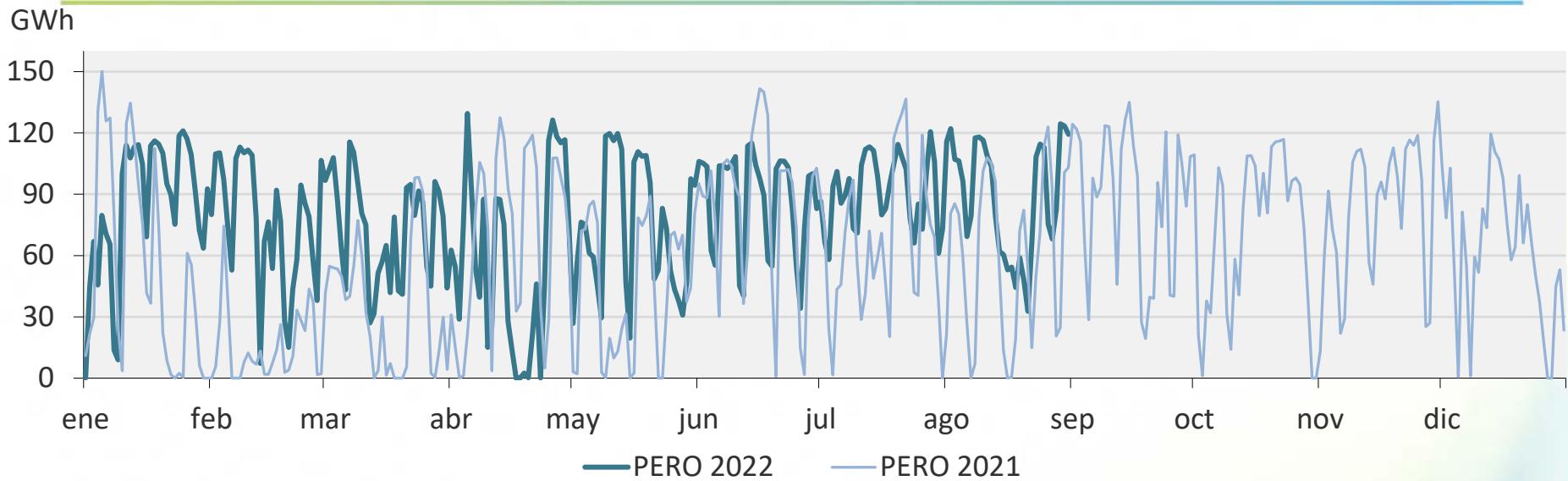


Segmento de Mercado	Jan - Ago 21		Jan - Ago 22		Variação Homóloga
	GWh	Fracção	GWh	Fracção	
Produção Eléctrica Ordinária	13 070	31%	19 213	46%	+47%
Mercado Convencional (*)	28 822	69%	22 971	54%	-20%
Total	41 892	-	42 184	-	1%

(*) – Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.

Total de Gás entregue entre 1997 e Ago.2022 ≈ 98,62 bcm

Procura Segmento de PERO: 2022 vs 2021

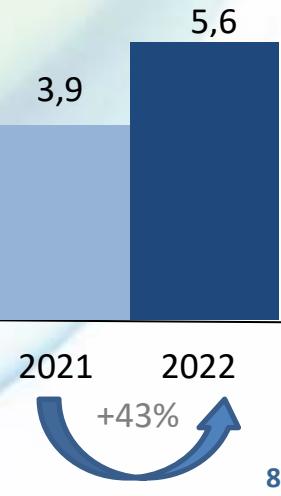


Regime Hidrológico Médio Mensal

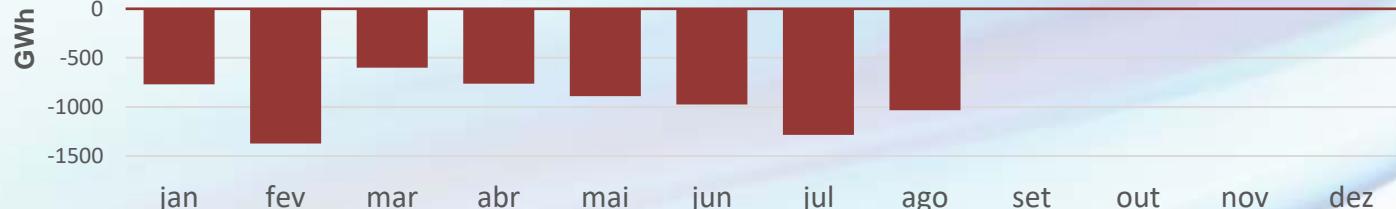


Evolução Homóloga

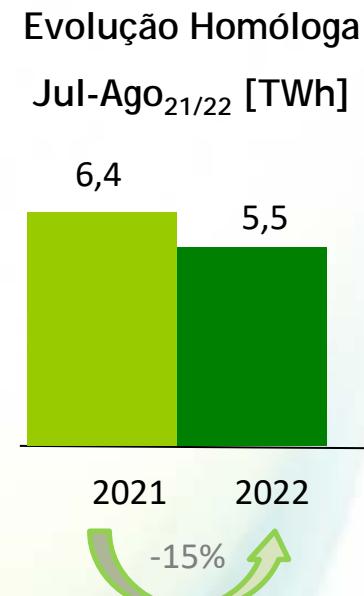
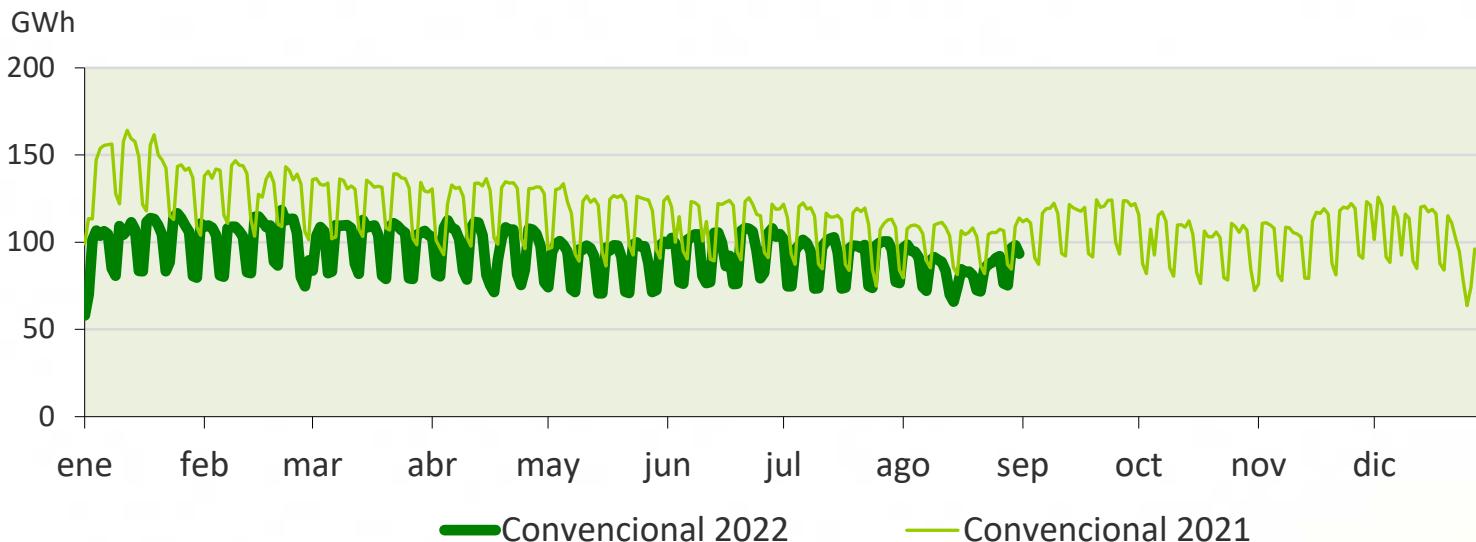
Jul-Ago_{21/22} [TWh]



Saldo Exportador de Electricidade



Procura Segmento de Mercado Convencional: 2022 vs 2021



Clientes AP	2022	2021	[%]
Cogeração	3 744,8	5 728,4	-35%
Indústria	1 504,0	1 871,1	-20%
Refinaria	1 295,7	3 184,7	-59%
Total	6 544,5	10 784,2	-39%

Mercado Distribuição Total Anual - Acumulado			
Zona Geográfica	2022	2021	Var. [%]
BEIRAGÁS	557,24	561,82	-1%
DIANAGÁS	25,6	25,1	2%
LISBOAGÁS	2 883,7	3 007,1	-4%
LUSITANIAGÁS	5 580,2	5 883,5	-5%
PORTGÁS	4 162,0	5 130,5	-19%
SETGÁS	1 186,0	1 205,4	-2%
TAGUSGÁS	679,0	849,9	-20%
Total	15 073,8	16 663,4	-10%



Máximos Diários de Procura de Gás na RNTG

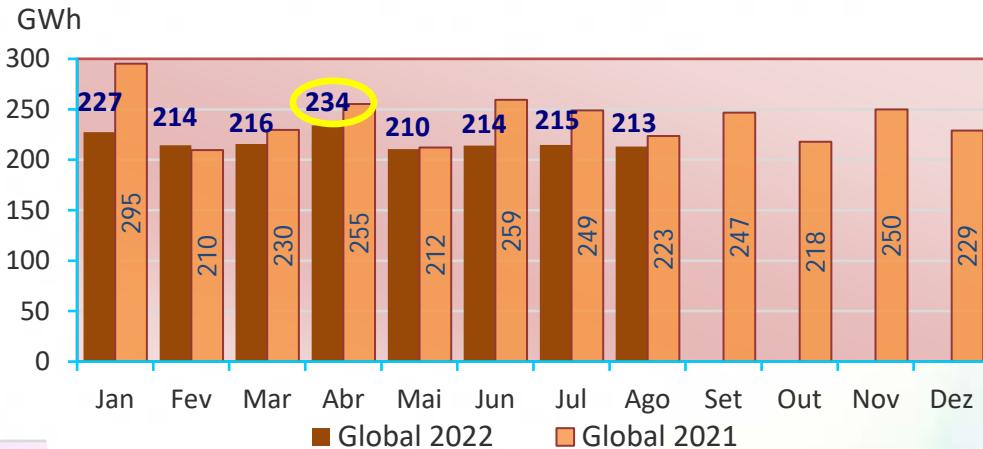
Procura Global

Segmento de Mercado	05/01/2021
	GWh
PERO	150.1
Convencional	145.0
Total	295.1



CONVENCIONAL

Segmento de Mercado	12/01/2021
	GWh
Mercado Convencional	152.3



PERO

Segmento de Mercado	05/01/2021
	GWh
Produção Eléctrica Ordinária	150.1



Nota Operação – Factos Relevantes

Janeiro: Realização da primeira acção de compensação na plataforma do Mibgas, com a compra de 250 MWh.

Fevereiro: Sem factos a assinalar.

Março: Interrupção da descarga do dia 22 devido à degradação das condições atmosféricas.

Abril: Sem factos a assinalar.

Maio: Sem factos a assinalar.

Junho: Exportação de gás por Valença do Minho, para apoio à Enagás.

Julho: Sem factos a assinalar.

Agosto: Exportação de gás por Valença do Minho, para apoio à Enagás.

Nota Operação – Qualidade de Serviço na RNTG

Indicadores de qualidade de serviço da RNTG, para 2022:

Indicador - 34º RQS	Unidade	Jan-Ago
Número médio de interrupções por ponto de saída	-	0,000
Duração média das interrupções por ponto de saída ^(*)	min/ponto saída	0,000
Duração média da interrupção	min/interrupção	0,000

(*) - Média aritmética anual.

Características do GN - 40º RQS	Jan-Ago
Composição	Conforme
Parâmetros	Conforme

Situações de Emergência - 76º RQS	Unidade	Jan-Ago
Número Situações	-	0
Tempo resposta	min	-

Acidentes / incidentes, de acordo com o critério do EGIG – “European Gas Pipeline Incident Data Group” (definição de acidentes/incidentes nos últimos 5 anos: todas as ocorrências em que há fuga de GN não controlada):

- Valor acumulado 2022 = 0,29 incidentes/1000 km.ano

ÍNDICE

1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA - Jan a Ago 2022

Movimentação de Gás na RNTIAT

Procura de Gás

Notas de Operação

2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Setembro a Outubro 2022

Procura de Gás

Plano de Indisponibilidades

Previsão Procura Total de Gás: Setembro a Outubro 2022

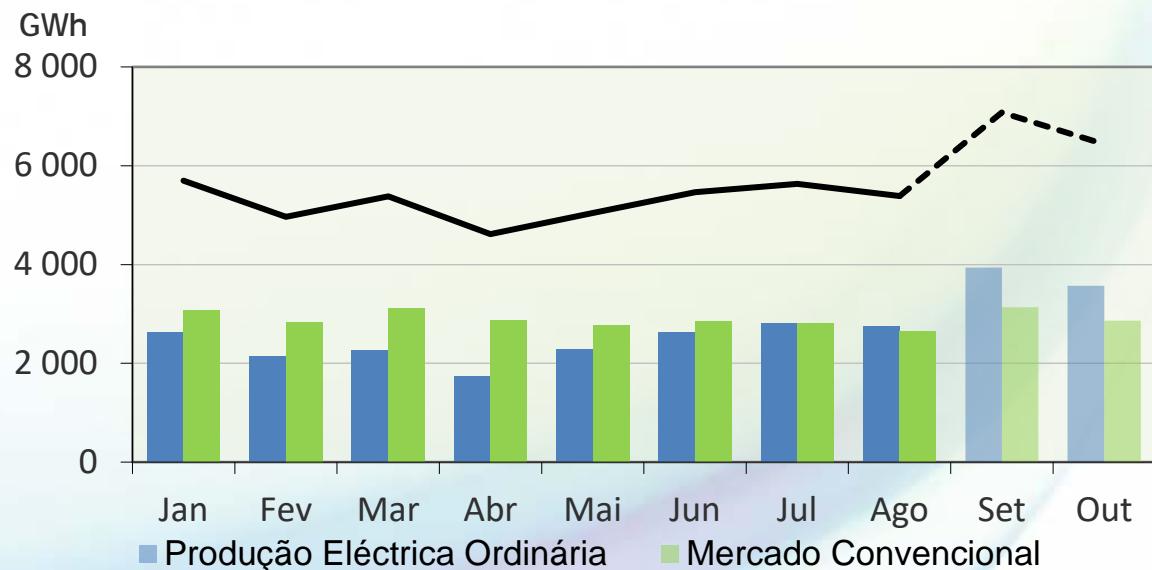
Segmento de Mercado	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Total	Δ (21/22)
	Real	Prev	Prev	Prev	Jan-Out							
Produção Eléctrica Ordinária	2 619	2 132	2 269	1 738	2 274	2 618	2 814	2 749	3 937	3 572	26 722	49%
Mercado Convencional (*)	3 078	2 835	3 108	2 879	2 771	2 848	2 816	2 635	3 137	2 863	28 970	-18%
Total	5 697	4 967	5 377	4 617	5 045	5 466	5 630	5 384	7 074	6 435	55 692	5%

(*) - Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.

Notas relativas às previsões:

⇒ PERO: estimativa tendo em conta as previsões de consumo em regime médio

⇒ Os valores do Mercado Convencional apresentados foram estimados tendo por base o histórico dos consumos, aplicando a redução já verificada para os consumos dos pontos abastecidos em alta pressão.



Plano de Indisponibilidades

AS - Movimento de Extracção

Sem indisponibilidades previstas para este período.

AS - Movimento de Injecção

20.Set - 22.Set	48h	Total	Manutenção preventiva - Filtros
-----------------	-----	-------	---------------------------------

TGNL - Enchimento de Camiões Cisterna

Sem indisponibilidades previstas para este período.

TGNL - Descarga de Navios Metaneiros

19.Set - 23.Set	111h	Total	Manutenção braços de descarga
-----------------	------	-------	-------------------------------

TGNL - Emissão para a RNTGN

Sem indisponibilidades previstas para este período.

RNTG

Sem indisponibilidades previstas para este período.

CTSOEI – CIV Reunião

Gestão do Sistema

21 de Setembro 2022



Operación y Programación del Sistema Gasista

21/09/2022



Índice



- 1. Evolución de la demanda
bimestral**
- 2. Evolución de la operación**

- 3. Avance del mes en curso y mes
siguiente. Información de interés**

Índice



1. Evolución de la demanda bimestral

2. Evolución de la operación

3. Avance del mes en curso y mes
siguiente. Información de interés

Demanda Nacional Gas Natural

Julio-Agosto 2022 vs Julio-Agosto 2021



Demanda

jul-2022

% Δ s/jul 2021

Unidad: TWh

Convencional	14,0	-30,9%
D/C + PyMES	1,2	-13,0%
Industrial	12,1	-31,9%
Cisternas	0,7	-35,5%
S. Eléctrico	17,2	125,9%
TOTAL	31,2	12,0%



Demanda

ago-2022

% Δ s/ ago 2021

Unidad: TWh

Convencional	11,7	-37,6%
D/C + PyMES	0,9	-18,6%
Industrial	10,1	-39,0%
Cisternas	0,7	-37,5%
S. Eléctrico	16,6	97,6%
TOTAL	28,4	4,2%



Descenso del **mercado convencional** respecto a jul-21 debido al descenso de los tres subsectores.



Crecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a una menor generación hidráulica y un saldo exportador.



Descenso del **mercado convencional** respecto a ago-21 debido al descenso de los tres subsectores.

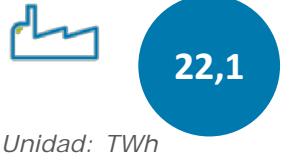


Incremento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a una menor generación hidráulica y un saldo exportador.

Demanda industrial: Índice de Grandes Consumidores Industriales (IGIG)

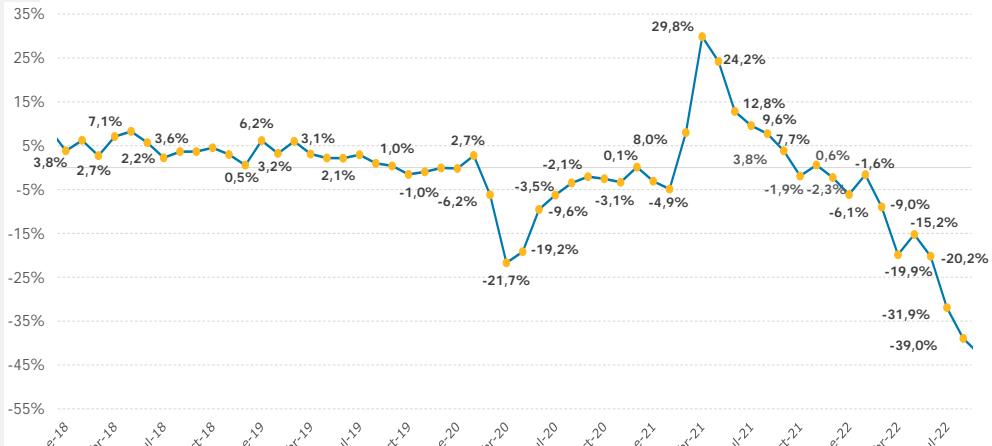
Julio-Agosto 2022 vs Julio-Agosto 2021

Incremento 2022 vs 2021: **-35,3%**



~86% demanda convencional
~37% demanda total nacional

Evolución IGIG mensual



Mercado cisternas GNL

Julio-Agosto 2022 vs Julio-Agosto 2021

Mercado de cisternas

-0,85 TWh

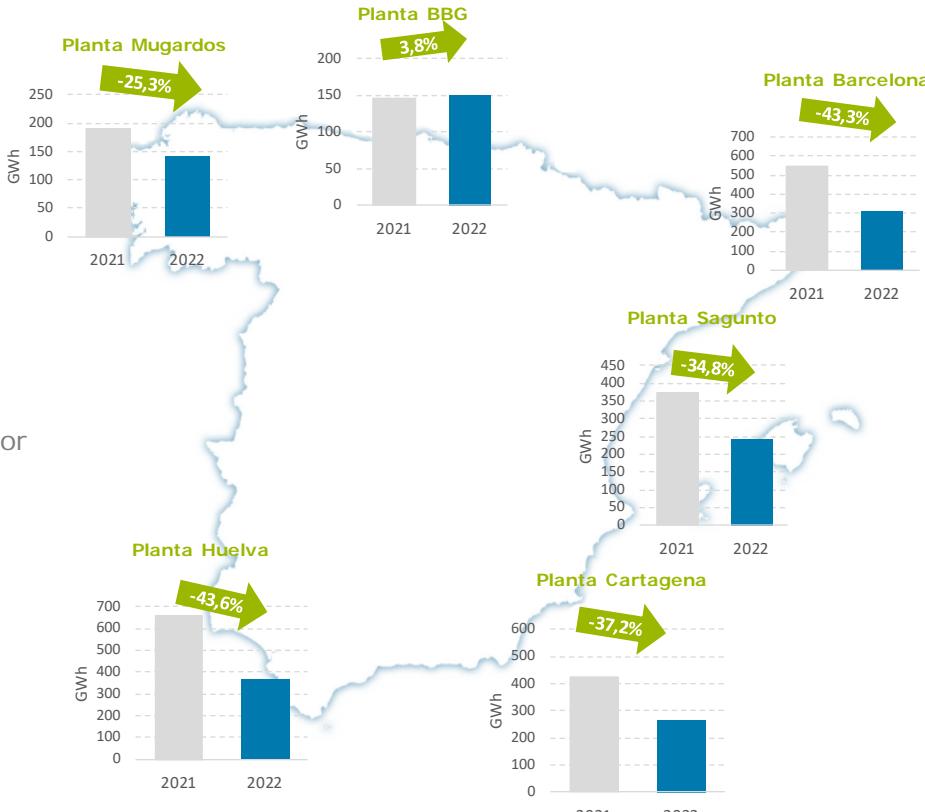
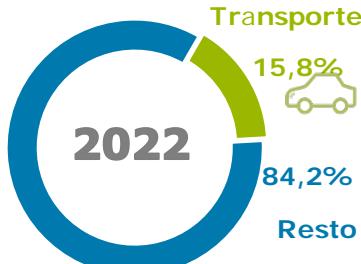
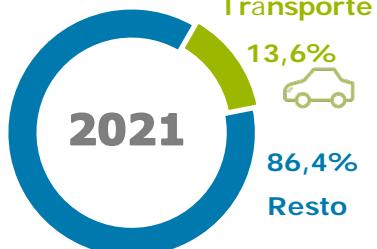
-36,5% Respecto al mismo periodo que año anterior

Número de pedidos

-2.924

-36,1% Respecto al mismo periodo del año anterior

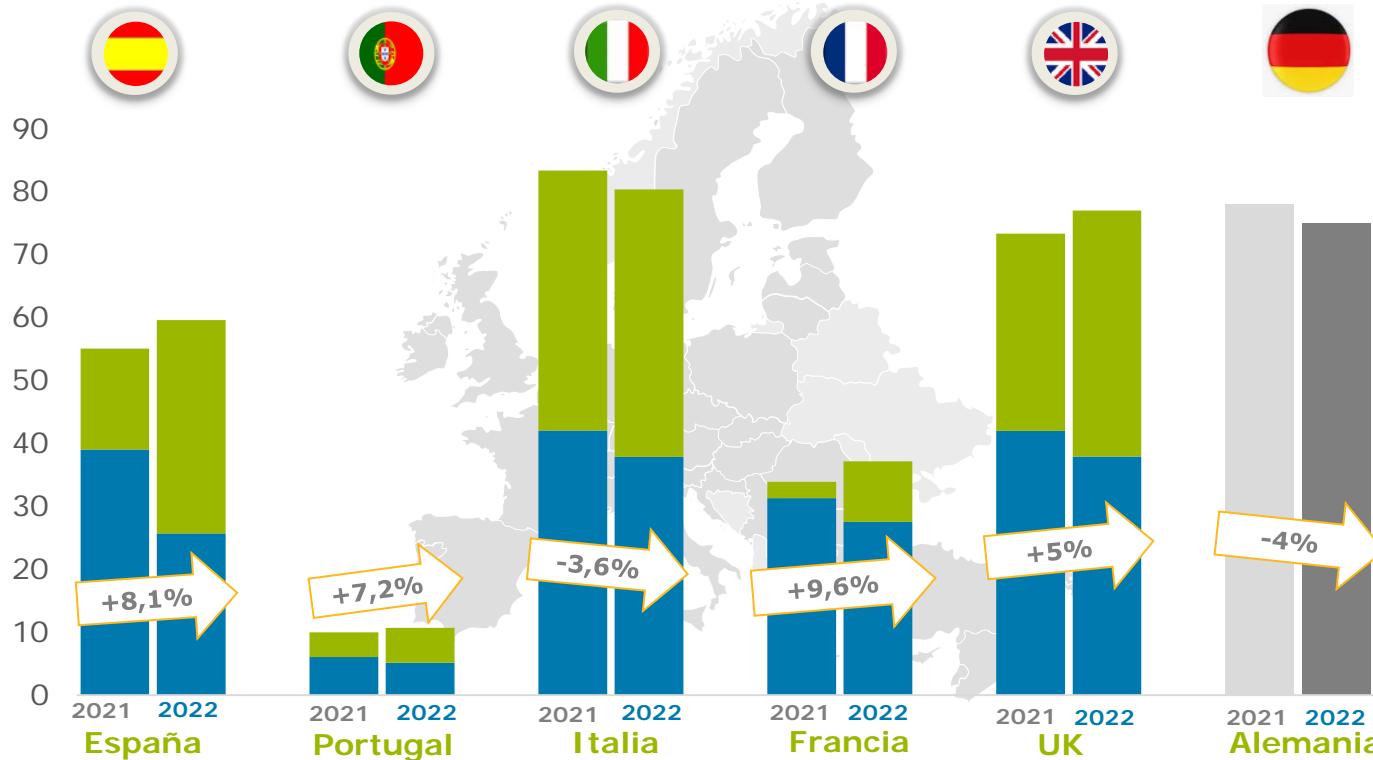
Demanda para transporte



Fuente: Elaboración propia

Demanda total gas natural marco europeo

Julio-Agosto 2022 vs Julio-Agosto 2021



✓ **Convencional:** Descenso en España (-34,1%), Portugal (-15,7%), Italia (-9,9%), Francia (-12,1%) y Reino Unido (-9,6%)

✓ **Sector eléctrico:** Incremento en España (>100%), Portugal (+42,8%), Italia (+2,7%), Francia (>100%) y Reino Unido (+24,6%).

Índice



1. Evolución de la demanda bimestral
- 2. Evolución de la operación**
3. Avance del mes en curso y mes siguiente. Información de interés

¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones?



ENTRADAS

73,9 TWh

GN TWh	jul-agosto		Variación	
	2021	2022	ΔTWh	% Δ
Tarifa	12,0	0,0	-12,0	-100 %
Almería	14,0	17,7	3,7	+26 %
VIP Pirineos	5,3	4,9	-0,4	-8 %
VIP Ibérico	0,5	0,2	-0,3	-63 %
Producción Nacional	0,1	0,0	0,0	-16 %
Extracción AASS (*)	0,0	0,0	0,0	-100 %
TOTAL	31,9	22,9	-9,0	-28%

(*) No incluido en el TOTAL

GNL TWh	jul-agosto		Variación	
	2021	2022	ΔTWh	% Δ
Barcelona	5,9	8,1	2,1	+35 %
Huelva	7,6	10,9	3,3	+43 %
Cartagena	5,8	5,9	0,2	+3 %
Bilbao	7,6	11,6	4,1	+54 %
Sagunto	3,7	11,6	8,0	>100 %
Mugardos	3,3	2,9	-0,4	-12 %
TOTAL	33,9	51,1	17,2	51%

SALIDAS

69,5 TWh

GN TWh	jul-agosto		Variación	
	2021	2022	ΔTWh	% Δ
Demanda Nacional	55,0	59,5	4,5	+8 %
Tarifa	0,0	0,3	0,3	>100 %
VIP Pirineos	2,4	3,4	1,0	+40 %
VIP Ibérico	1,3	0,6	-0,6	-51 %
Carga de buques	7,4	5,6	-1,8	-25 %
Inyección AASS (*)	1,6	4,5	2,9	>100 %
Gas de operación	0,1	0,3	0,2	>100 %
TOTAL	66,3	69,5	3,2	5%

Entradas 73,9 TWh

8,2 TWh vs. 2021
12,5% Δ

2022
jul-agosto

Salidas 69,5 TWh
3,2 TWh vs. 2021
4,8% Δ

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



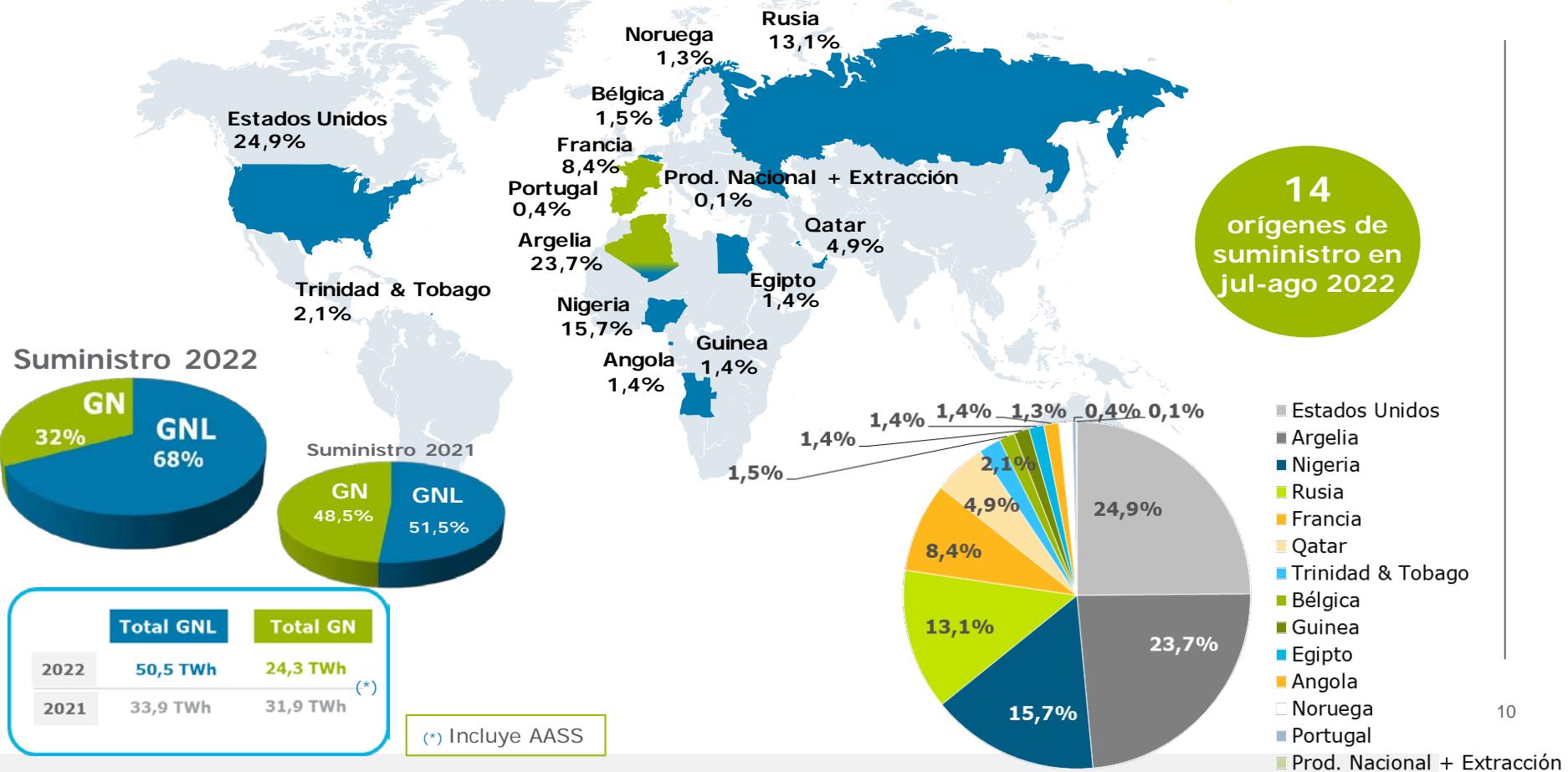
- ─ ✓ Demanda
- ─ nacional
- ─ ✓ Exportación
- ─ ✓ Gas operación
- ─ ✓ Cargas

Entradas 65,7 TWh

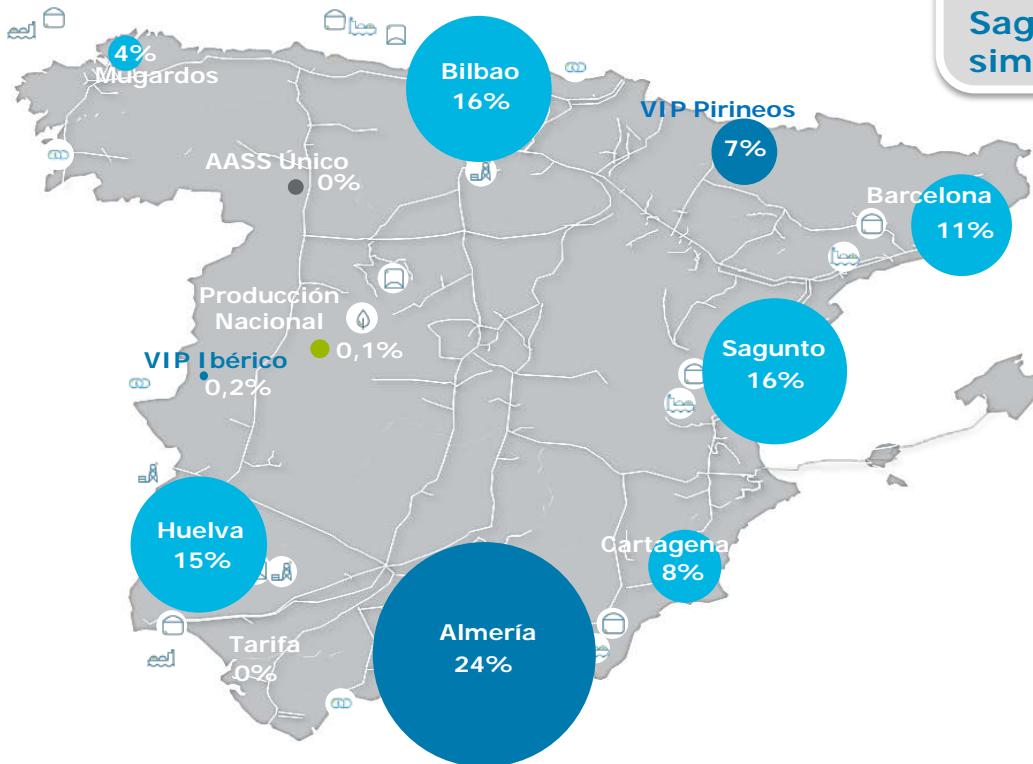
2021
jul-agosto

Salidas 66,3 TWh

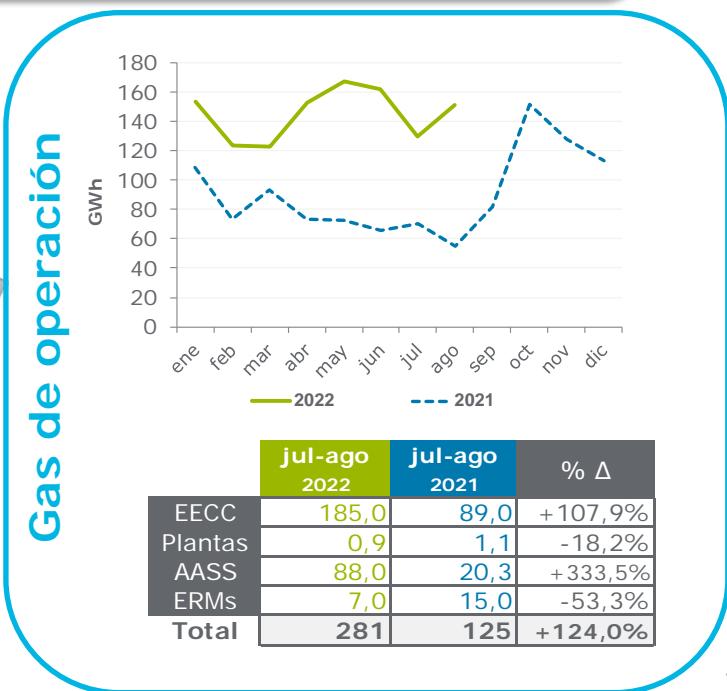
Orígenes del suministro: julio-agosto



Distribución de las entradas



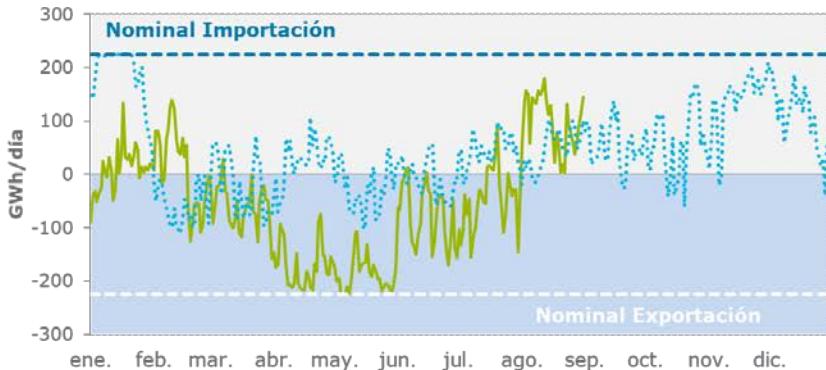
La mayor entrada al sistema se ha producido a través de la conexión de Almería seguida de planta de Bilbao, Sagunto y Huelva, las tres muy similares.



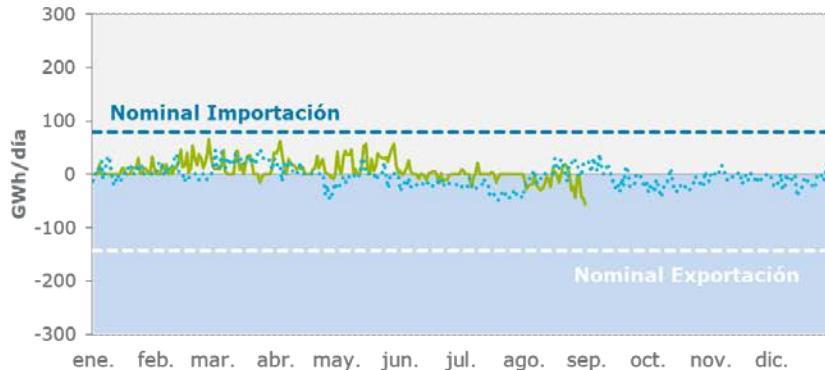
¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones? julio-agosto

Conexiones internacionales

Francia: VIP PIRINEOS



Portugal: VIP IBÉRICO



Aspectos destacables:

Durante el mes de julio se mantiene el sentido exportador a Francia a través de VIP Pirineos, sin embargo en agosto es totalmente importador alcanzándose valores superiores a los del año anterior.
Los flujos por el VIP Ibérico pasan a ser netamente exportadores durante los dos últimos meses.

¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones? julio-agosto

Conexiones internacionales

Tarifa



Almería



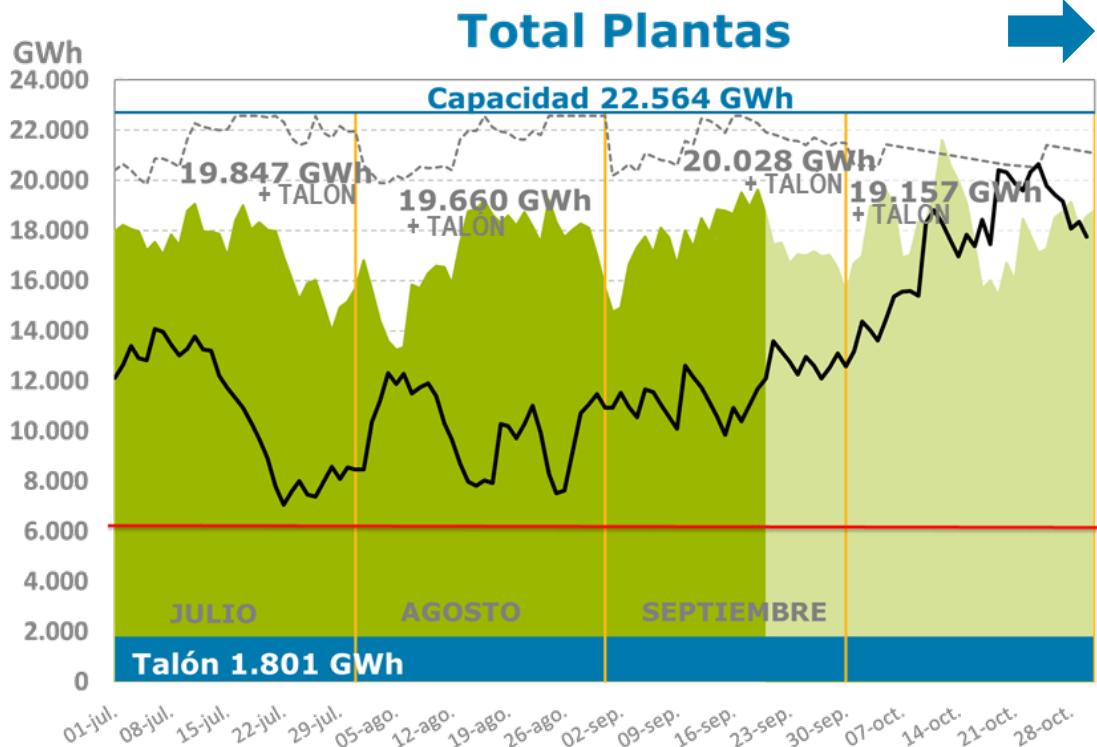
Conexiones con el norte de África:

Tras el cese del flujo importador a través de la C.I. Tarifa en noviembre de 2021, el 28 de junio de 2022 se iniciaron las exportaciones de gas a través de dicha interconexión.

Aumento progresivo de la importación por Almería superando los valores del año anterior.

Nivel GNL: julio, agosto, septiembre y octubre 2022

Existencias reales/programadas



Altos niveles de ocupación física de los tanques

- En septiembre: previsión máxima de llenado del 87%.
- En octubre: previsión máxima de llenado del 95%.

Plan de actuación Invernal 2022-2023

Propuesta del GTS:
Mantener el Plan Invernal Actual para el siguiente invierno 2022-2023

Nº GWh+TALON Cap. Promedio contratada

- Cap. Almacenamiento GNL contratada
- Talón
- Existencias reales/programadas
- Existencias 2021
- Valor de Alerta

Leyenda

Situación de la campaña 22-23 del 1 de abril al 13 de septiembre

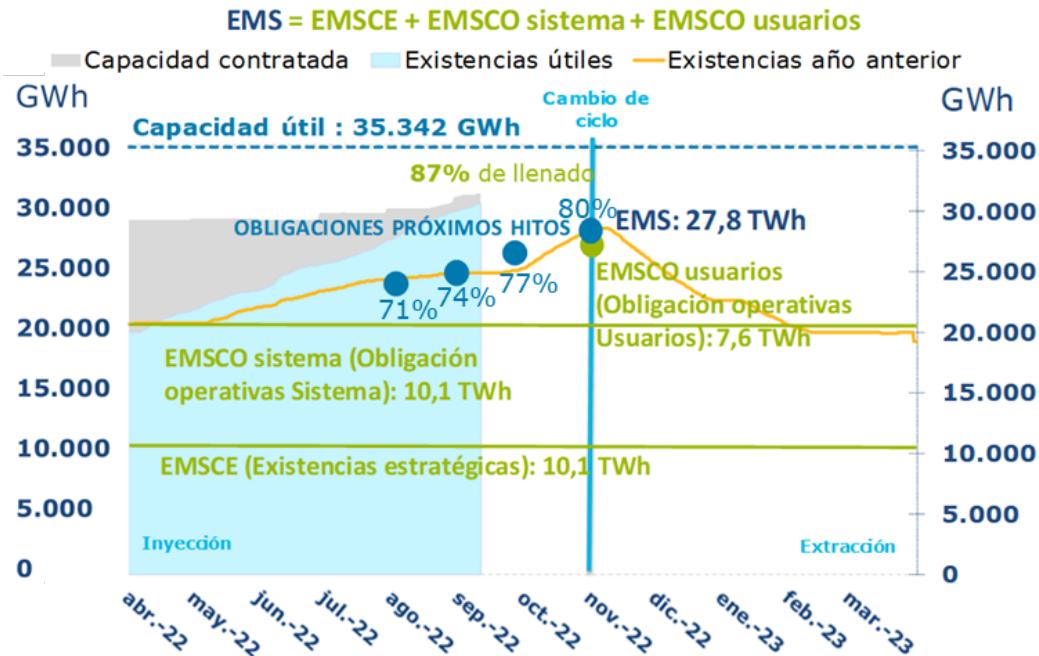
Almacenamientos Subterráneos

Unidad: GWh

	sep-22	sep-21	Δ
Capacidad útil	35.342	34.910	+1,2%
Contratación	31.465	25.634	+22,7%
Capacidad disponible	3.877	9.276	
Existencias			
Útiles	30.696	25.130	+22,2%
Colchón	28.793	28.793	
% Ilenado	87%	72%	+21%
Inyección acumulada	10.724	4.562	>100%
Extracción acumulada	0	19	<100%
Detalle campaña 22/23			

A 13 de septiembre el porcentaje de llenado de los AASS es del 87%.

A 31 de octubre el porcentaje de capacidad contratada de los AASS es del 94%.



El Real Decreto-ley 6/2022 de 29 de marzo en su disposición transitoria segunda modifica la obligación de constitución de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico pasando de 20 a 10 días.

Información de interés



[Nota de Operación N°3/2022 15/07/22 \(inicio\)](#)

INCIDENTE EN RED DE TRANSPORTE DE ENAGÁS TRANSPORTE ENTRE LAS POSICIONES I019 (SANTIAGO) Y I018 (ROIS). DECLARACIÓN DE SITUACIÓN DE OPERACIÓN EXCEPCIONAL NIVEL 0

- En la mañana de hoy **15/07/2022** ha tenido lugar un incidente en la red de transporte de Enagás Transporte entre las posiciones I018 e I019 que ha requerido la **interceptación del gasoducto**.

En todo momento se mantiene la atención a toda la demanda programada

[Nota de Operación N°3/2022 15/07/22 \(final\)](#)

INCIDENTE EN RED DE TRANSPORTE DE ENAGÁS TRANSPORTE ENTRE LAS POSICIONES I019 (SANTIAGO) Y I018 (ROIS).

FIN DE SITUACIÓN DE OPERACIÓN EXCEPCIONAL NIVEL 0

- Enagás Transporte ha informado de que el incidente en su red de transporte entre las posiciones I019 y I018, causado por la caída de un rayo, ha quedado **totalmente solventado**, habiéndose recuperado completamente la situación previa al incidente.
- De acuerdo a lo anterior, desde este momento se considera **finalizada la situación de operación excepcional Nivel 0**.

No ha habido afección a consumo, manteniéndose en todo momento la atención a toda la demanda programada.

Índice



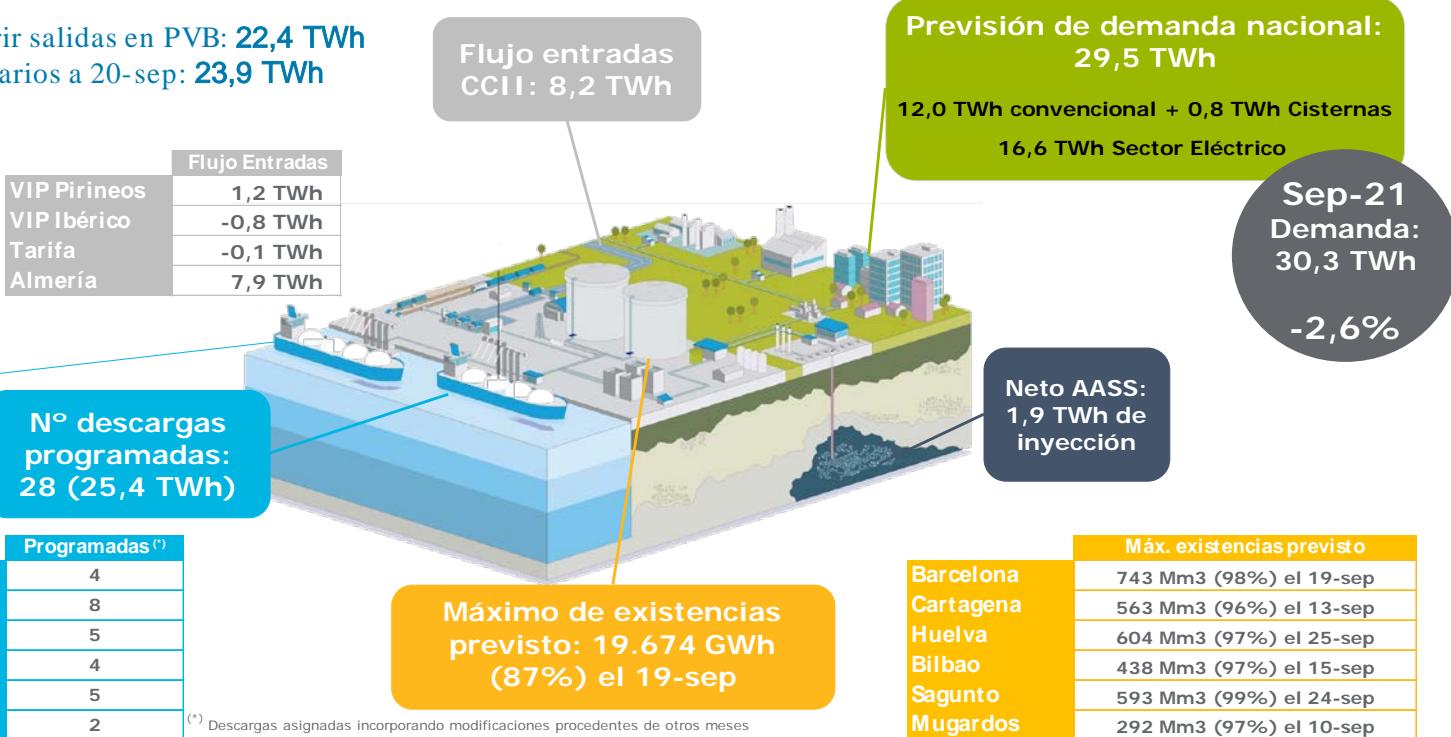
1. Evolución de la demanda bimestral
2. Evolución de la operación

3. Avance del mes en curso y mes siguiente. Información de interés

¿Cómo se presentan los próximos meses?: septiembre

Regasificación

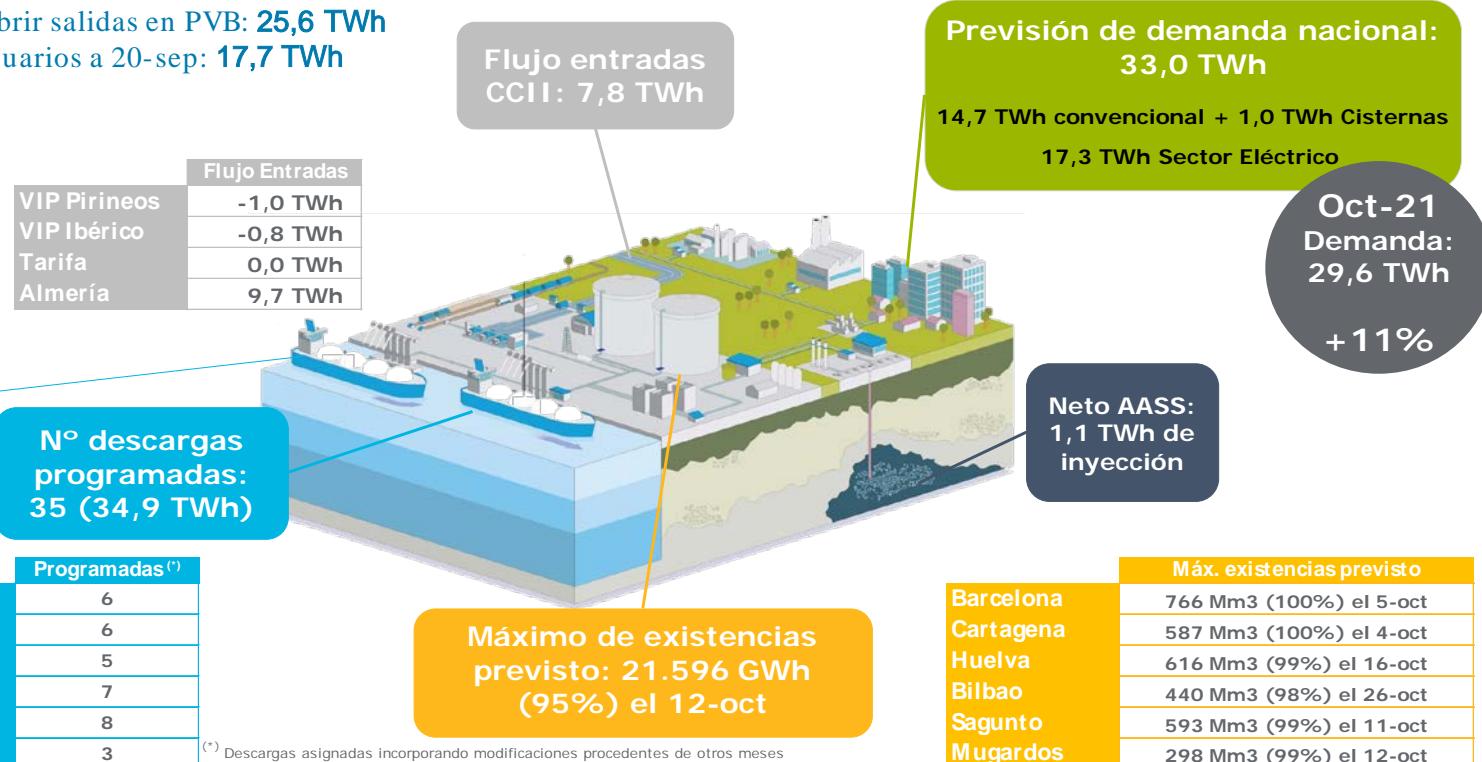
- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **22,4 TWh**
- Contratada por usuarios a 20-sep: **23,9 TWh**



¿Cómo se presentan los próximos meses?: octubre

Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **25,6 TWh**
- Contratada por usuarios a 20-sep: **17,7 TWh**



Información de interés

Enagás GTS participa cada día en una **reunión con operadores europeos** donde se hace seguimiento de la situación en Ucrania y la seguridad de suministro en los Estados miembros. Las noticias más reseñables son:

- ✓ La red de **gasoductos de transporte de Ucrania continua sin sufrir daños** relevantes (sí la de distribución)
- ✓ El pasado **02 de septiembre se produjo el cese de flujos procedentes de Rusia a través de NS1**, que desde el mes de julio estaba trabajando al 20% de su capacidad. La causa esgrimida por la autoridad rusa fue la existencia de una **fuga de aceite en una de las turbinas**. No hay fecha prevista de restitución del
- ✓ Actualmente, **11 países han declarado "Alerta Temprana"**: **Italia** (26 febrero 2022), **Letonia** (9 marzo 2022), **Alemania y Austria** (30 marzo 2022), **Croacia** (25 abril 2022), **Finlandia** (6 mayo 2022), **Estonia** (18 mayo 2022), **Dinamarca y Países Bajos** (20 junio 2022), **Suecia** (21 junio 2022), y **Eslovenia** (11 de julio 2022)
- ✓ En la jornada del 23 de junio de 2022 **Alemania** dio un paso más respecto al nivel de crisis anterior "Alerta Temprana" que había declarado el pasado 30 de marzo, declarando "**Alerta**".
- ✓ Se **están llevando a cabo pruebas de exportación de gas desde Francia a Alemania**, que actualmente no se puede llevar a cabo por divergencias en la especificaciones del gas (**odorización**)
- ✓ **A nivel Europeo los AA.SS se encuentran al 84 % de llenado** lo que implica que se ha alcanzado en nivel mínimo de llenado fijado para el 1 de noviembre según el **Reglamento (UE) 1938/2017**. A día de hoy, la mayoría de los Estados Miembros se encuentran **inyectando en los AASS**.
- ✓ El pasado 5 de se aprobó el **Reglamento (UE) 2022/1369** mediante el cual se establecen **medidas coordinadas para la reducción de la demanda de gas (Reducción de demanda obligatoria ante la declaración de nivel de crisis Alerta de la Unión)**

Muchas
gracias





CTSOSEI - CIV Reunião

RESULTADOS DOS MERCADOS DE OPERAÇÃO

JULHO DE 2021 A AGOSTO DE 2022

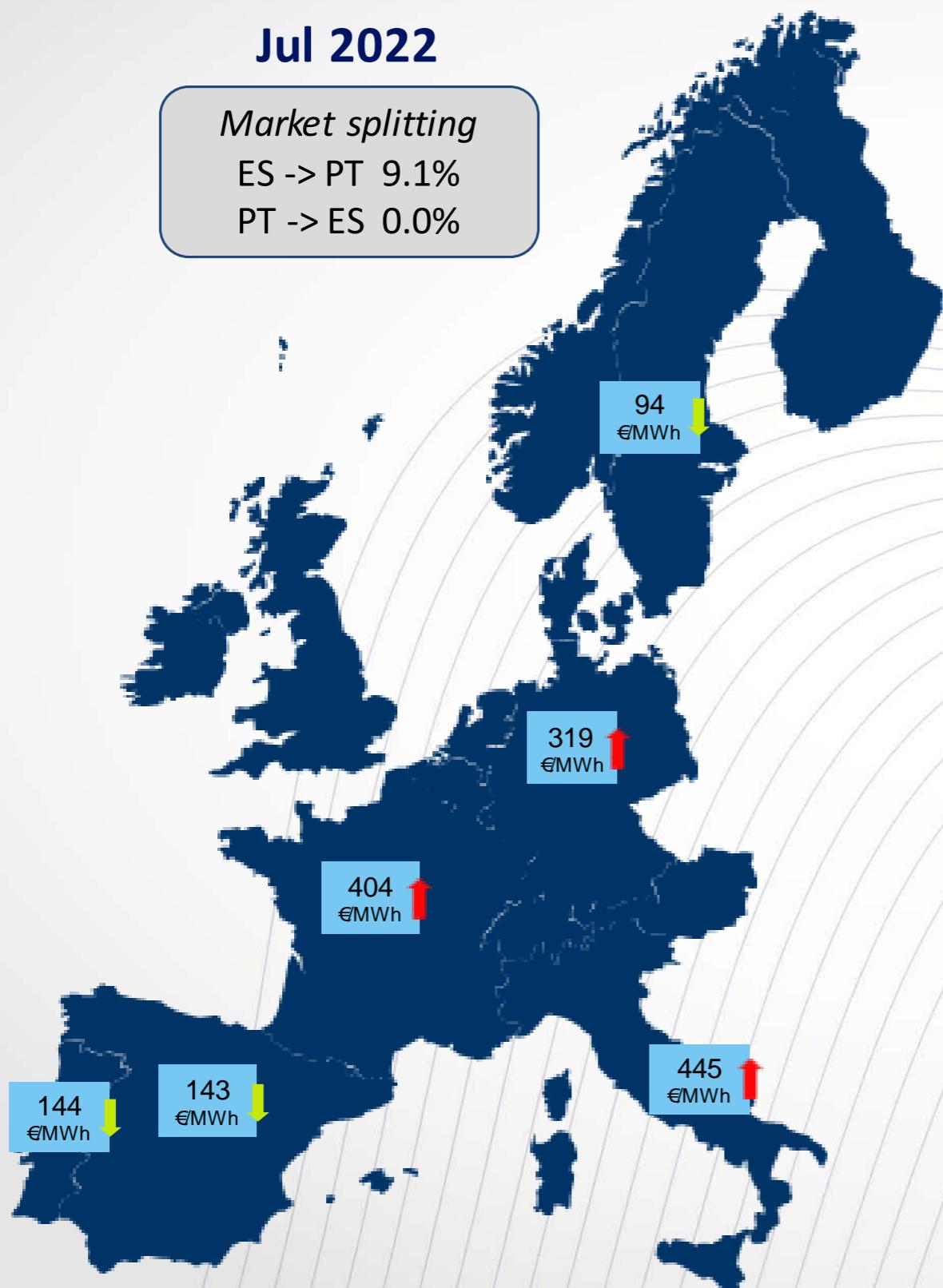
21 Setembro 2022

Preço Médio Mercado Diário

REN

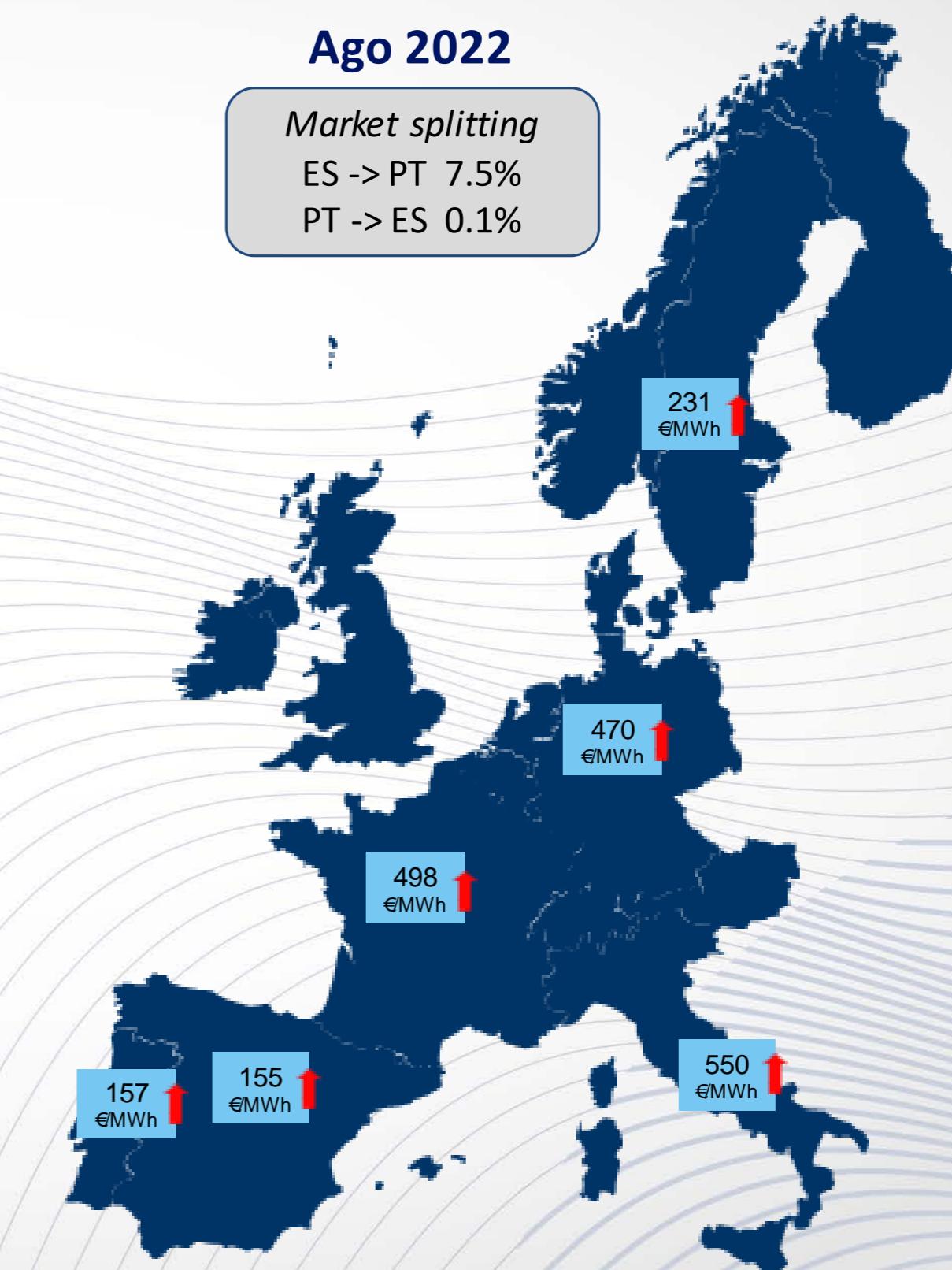
Jul 2022

Market splitting
ES -> PT 9.1%
PT -> ES 0.0%



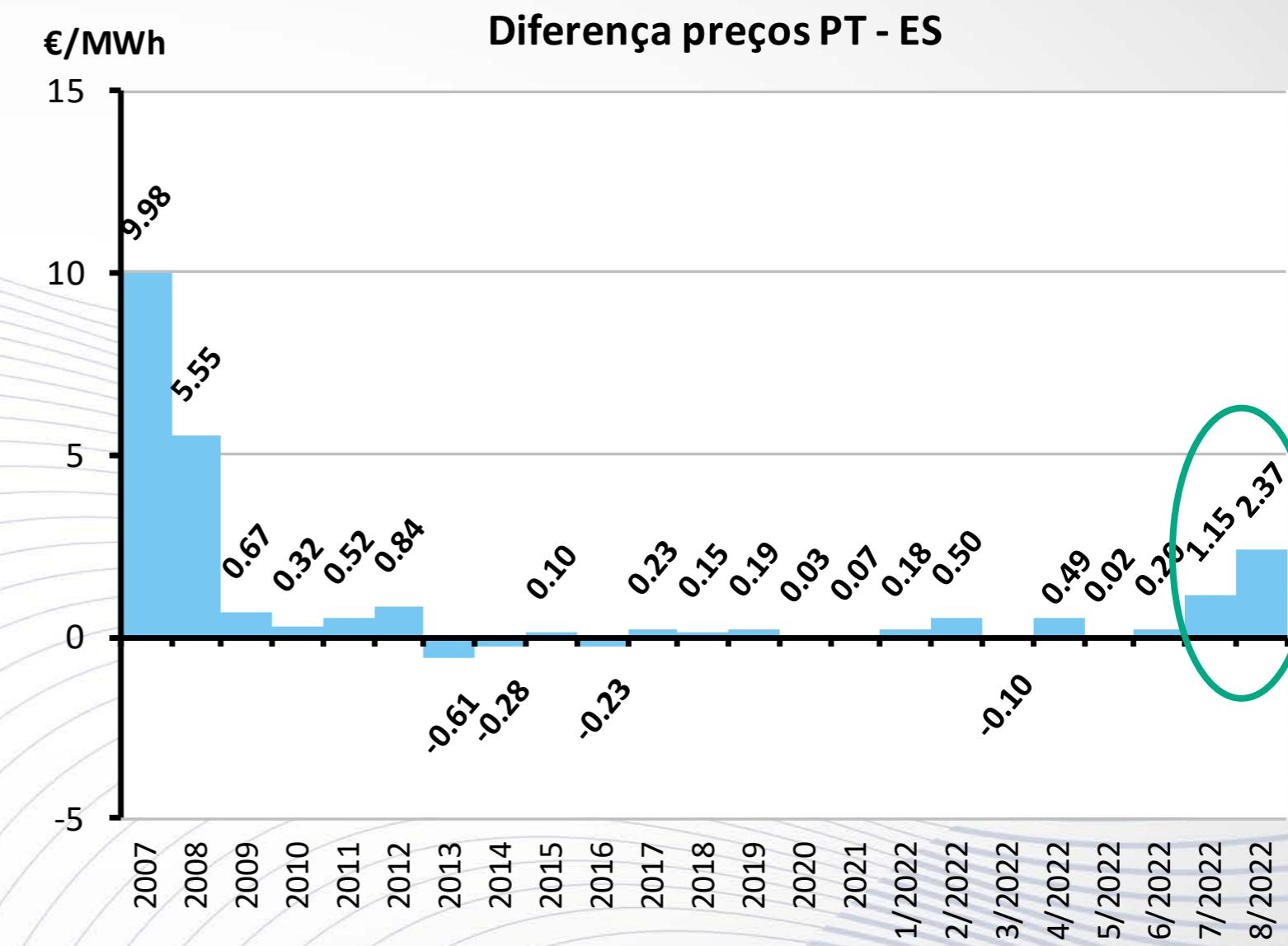
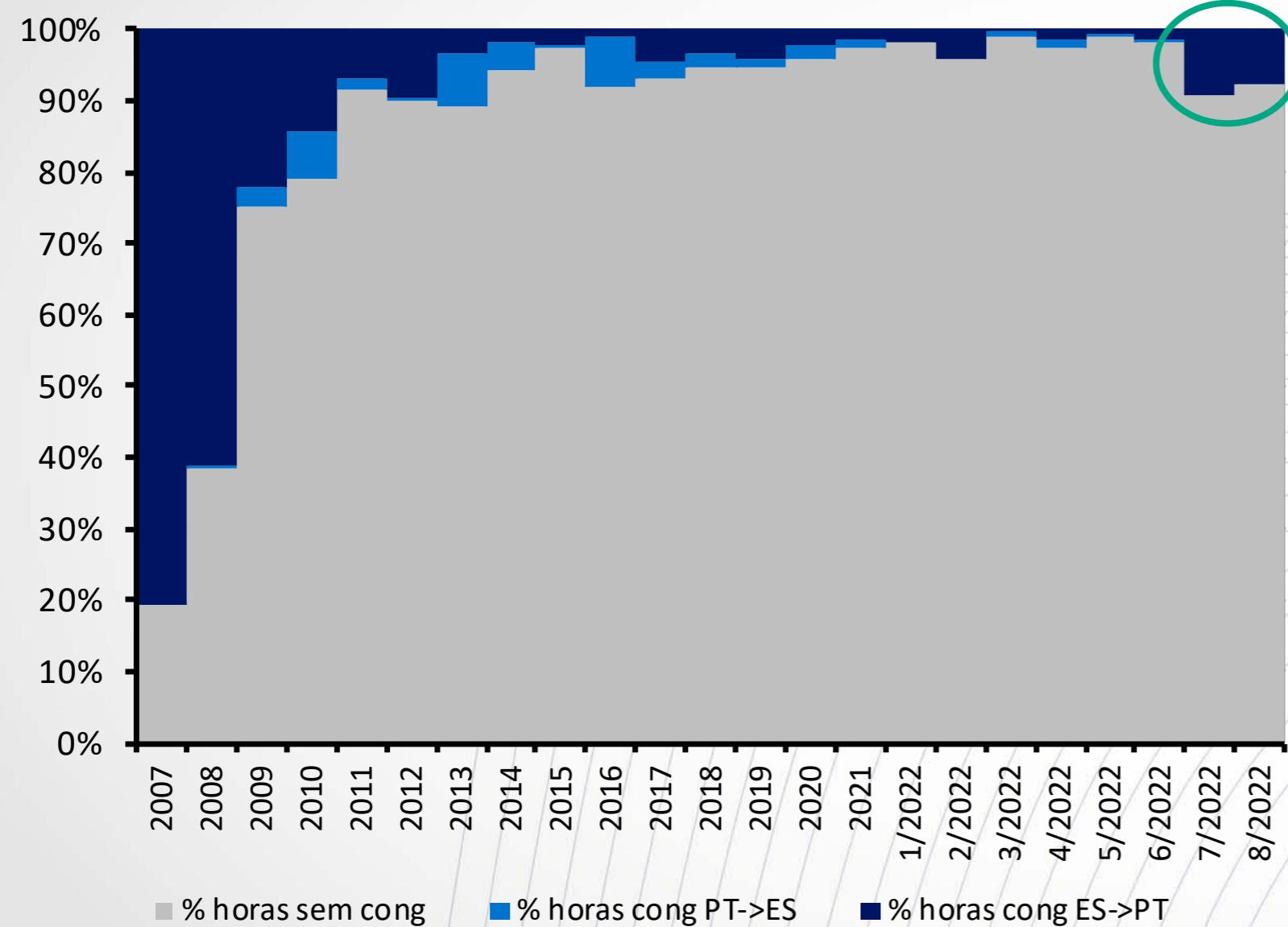
Ago 2022

Market splitting
ES -> PT 7.5%
PT -> ES 0.1%



Preço Médio Mercado Diário

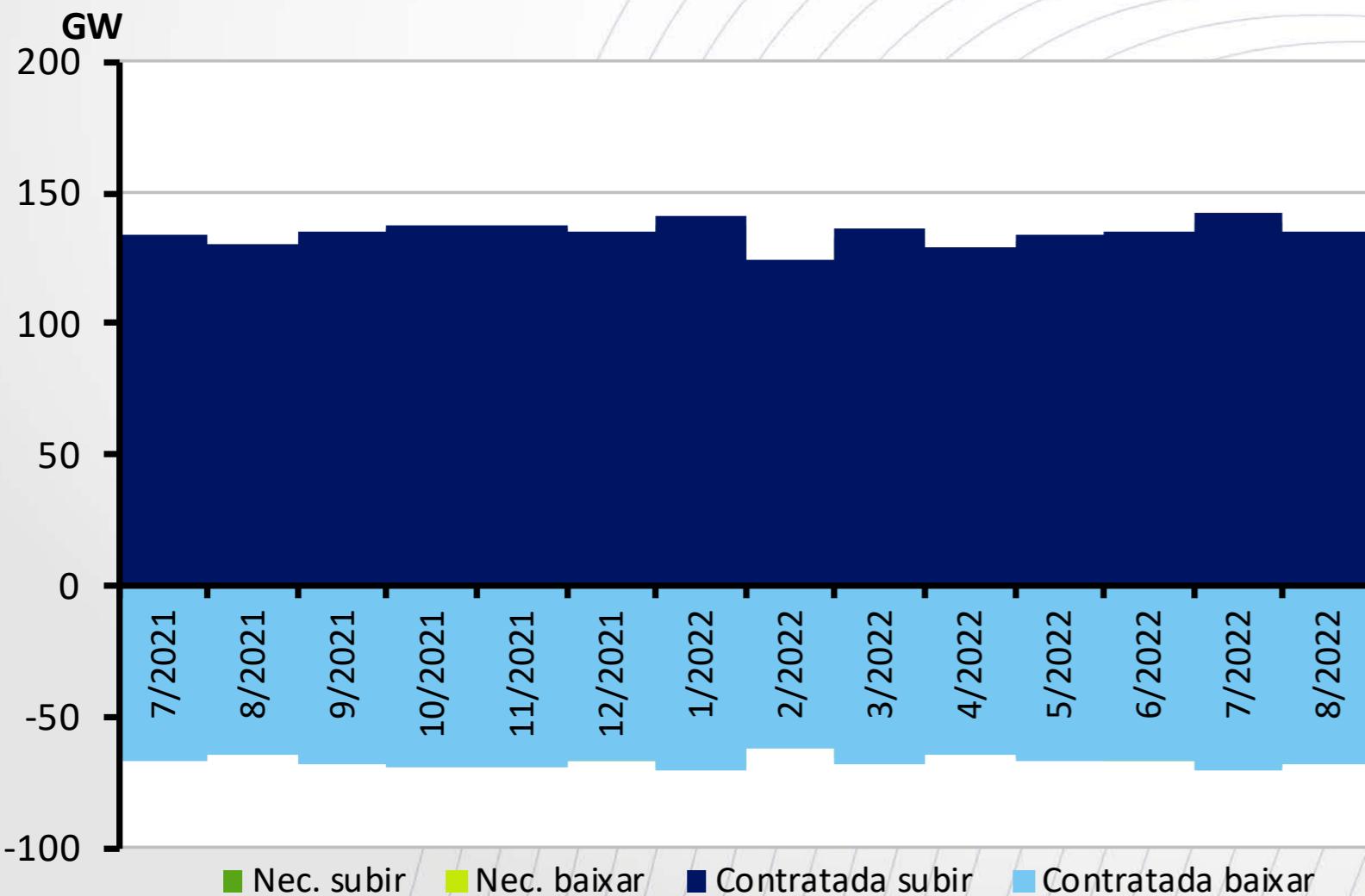
REN



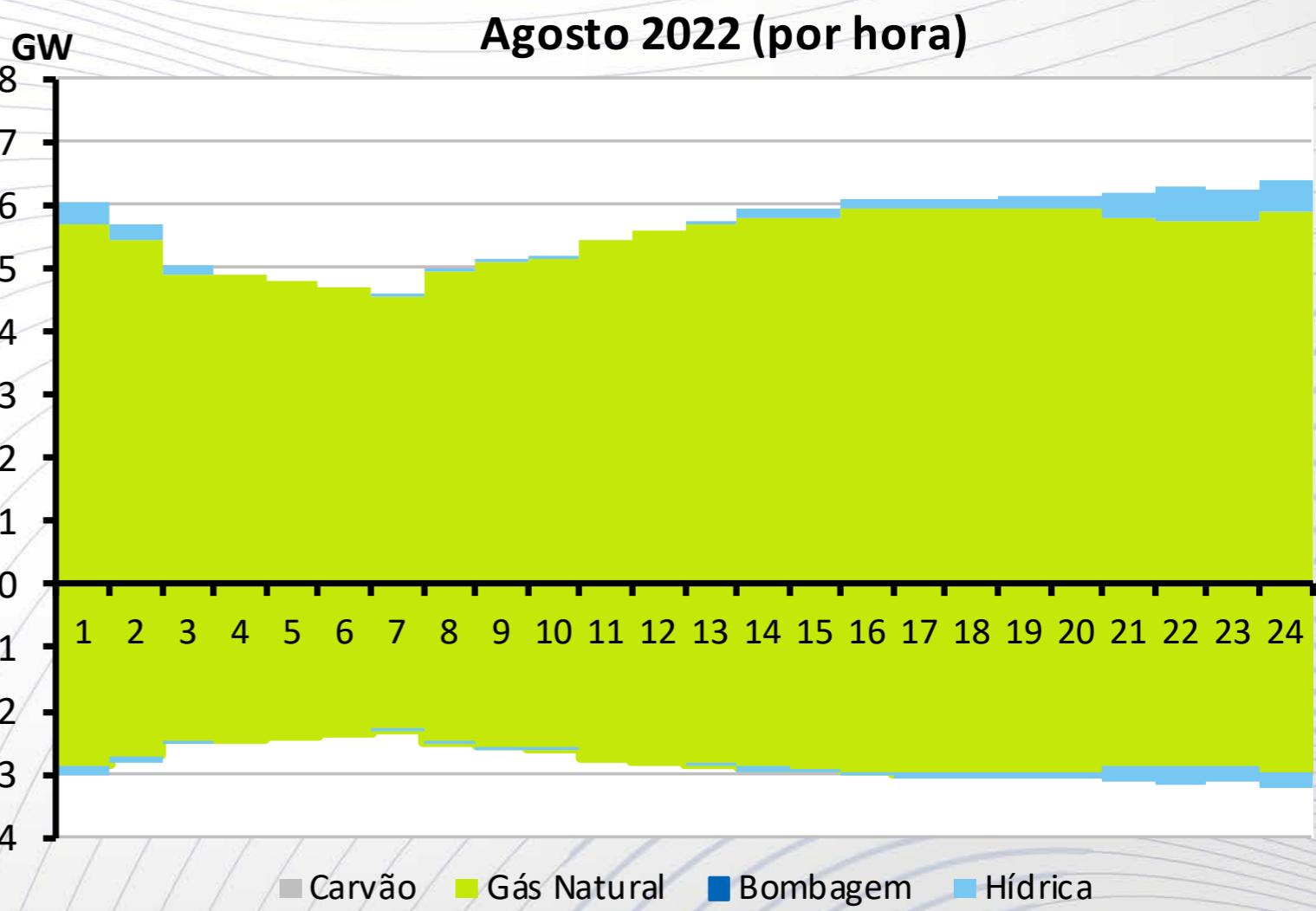
Banda Regulação Secundária

Banda Contratada

Acumulado até Ago	2021	2022
Necessidades banda [GW]	1562.9	1577.7
Banda contratada [GW]	1609.5	1613.2
Satisfação	103%	102%



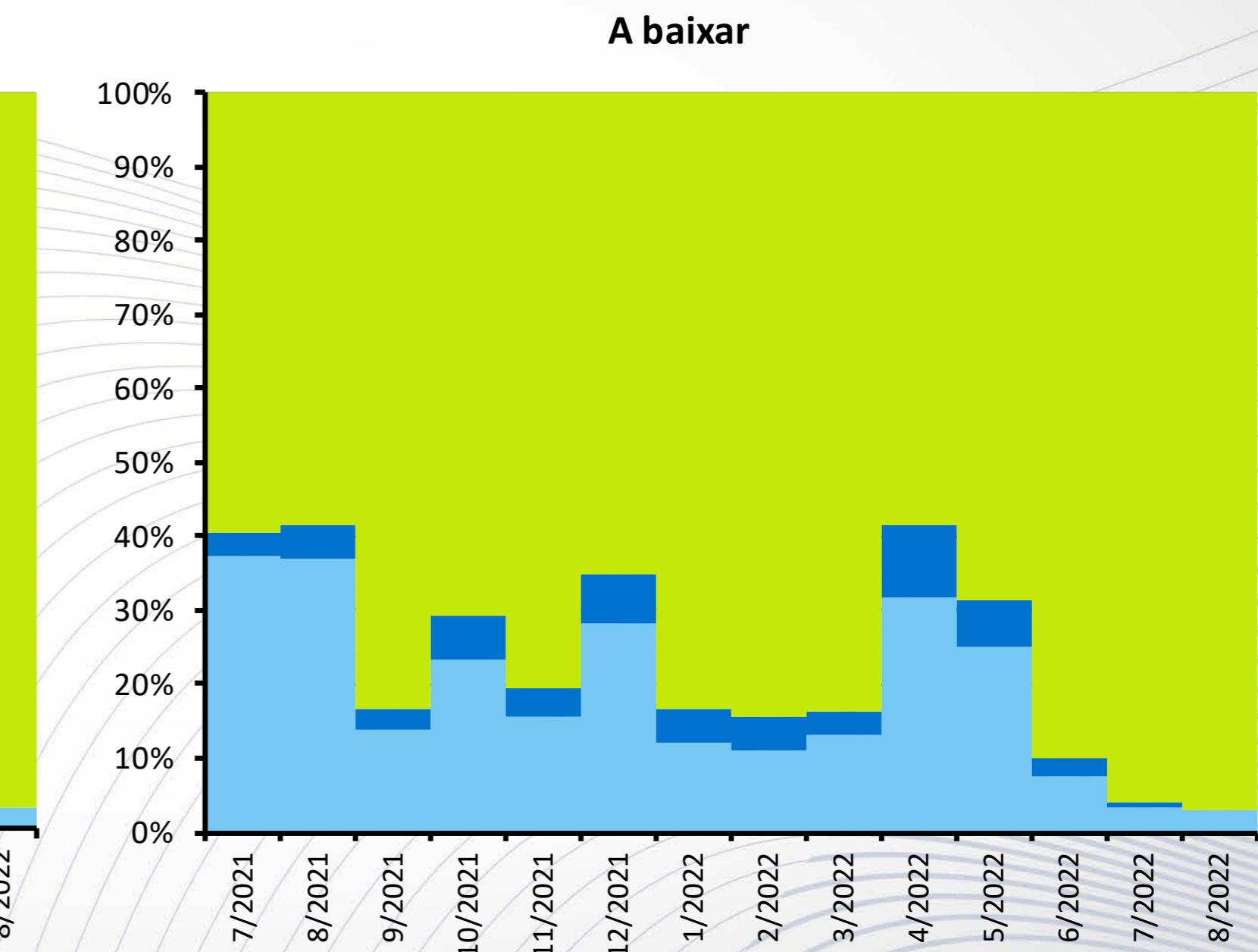
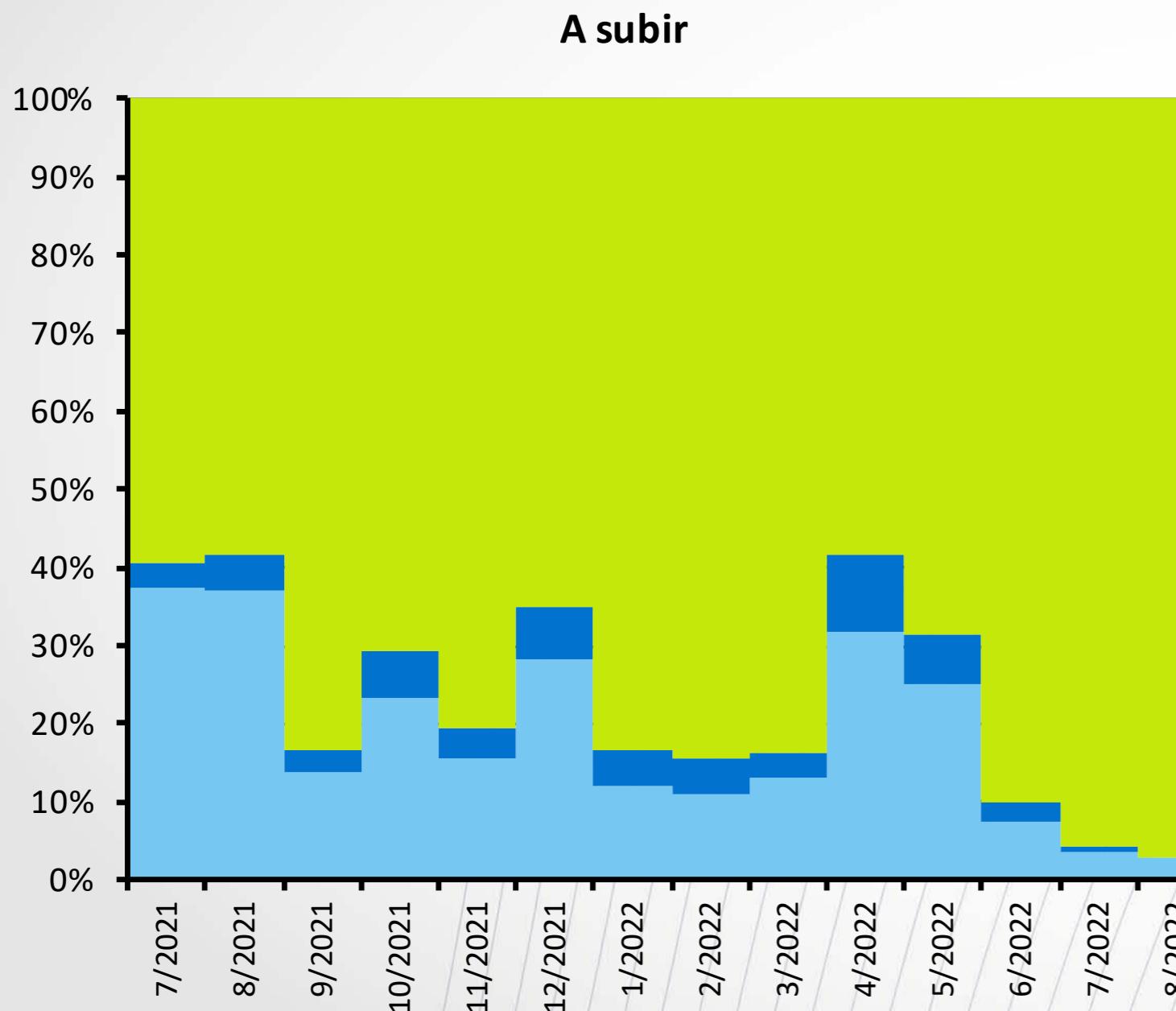
Valores mensais	7/2022	8/2022	Δ
Necessidades banda [GW]	207.2	194.4	-6%
Banda contratada [GW]	212.7	203.3	-4%
Satisfação	103%	105%	2%
Consumo do SEN [GWh]	4 434	4 049	-9%



Banda Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

REN



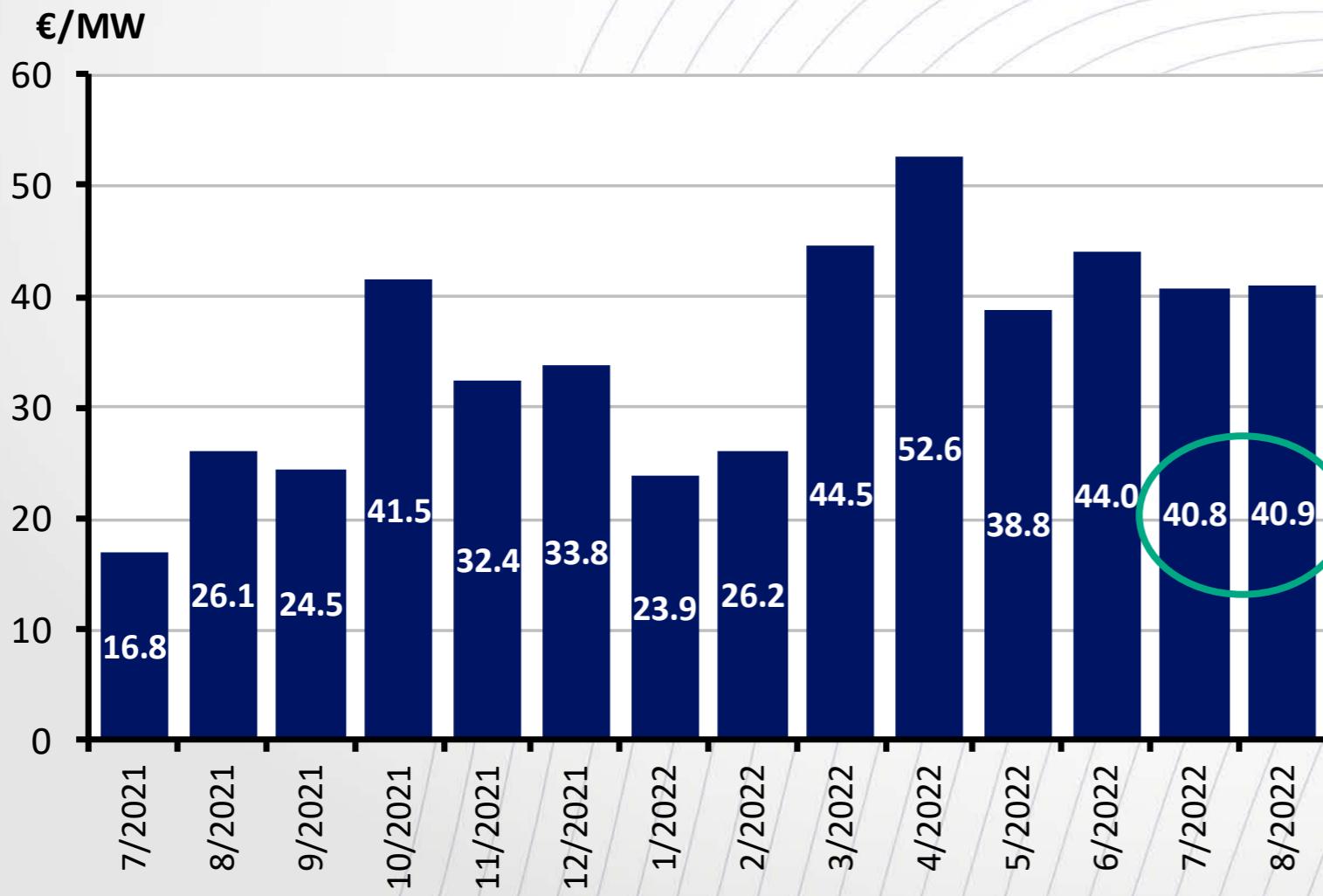
■ Carvão ■ Gás Natural ■ Bombagem ■ Hídrica

Banda Regulação Secundária

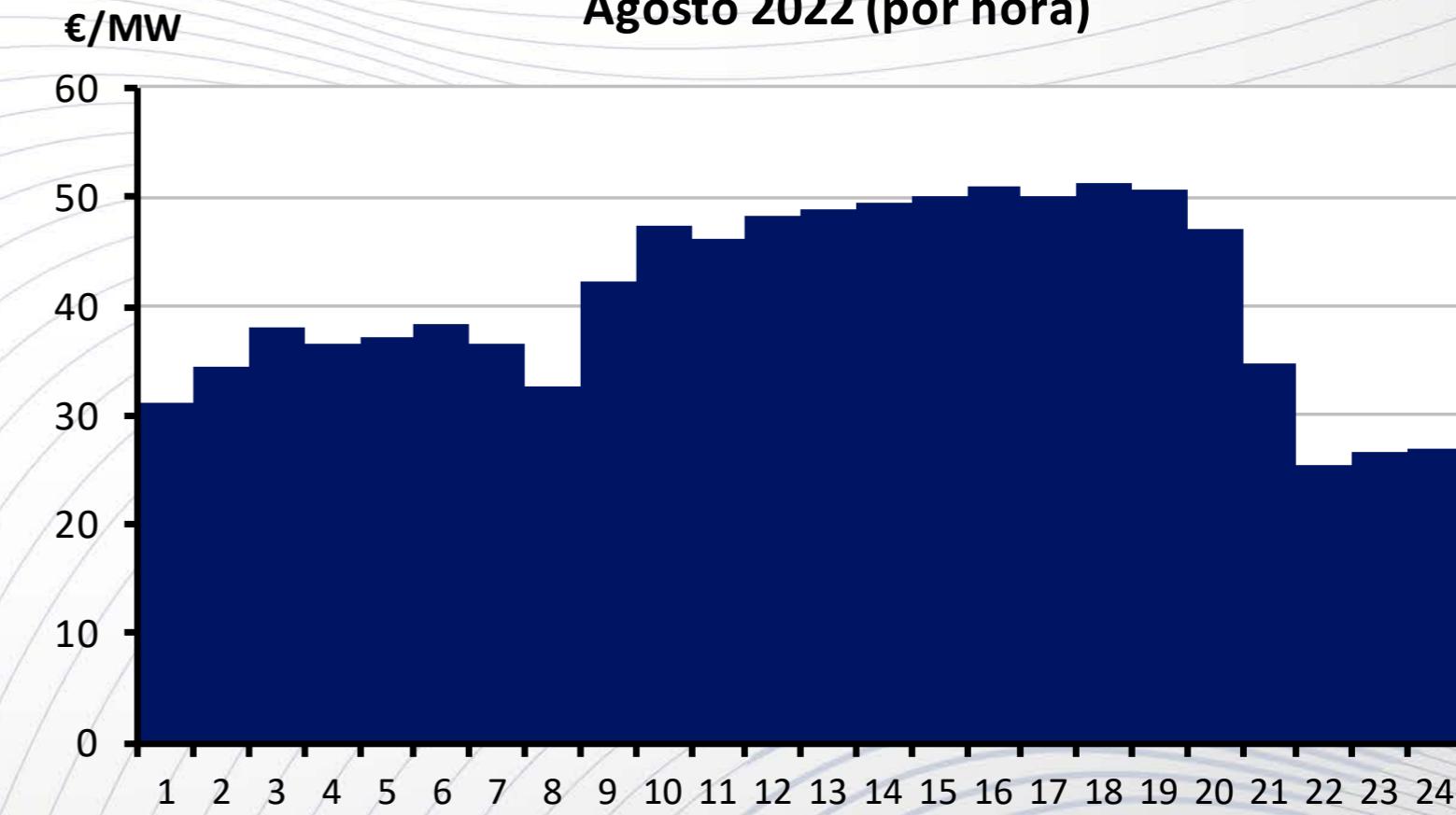
Preço Médio Ponderado

REN

€/MW	2021	2022	Δ
Julho	16.85	40.75	142%
Agosto	26.15	40.92	57%
Valores médios (Jan - Ago)	18.24	38.96	114%



Agosto 2022 (por hora)

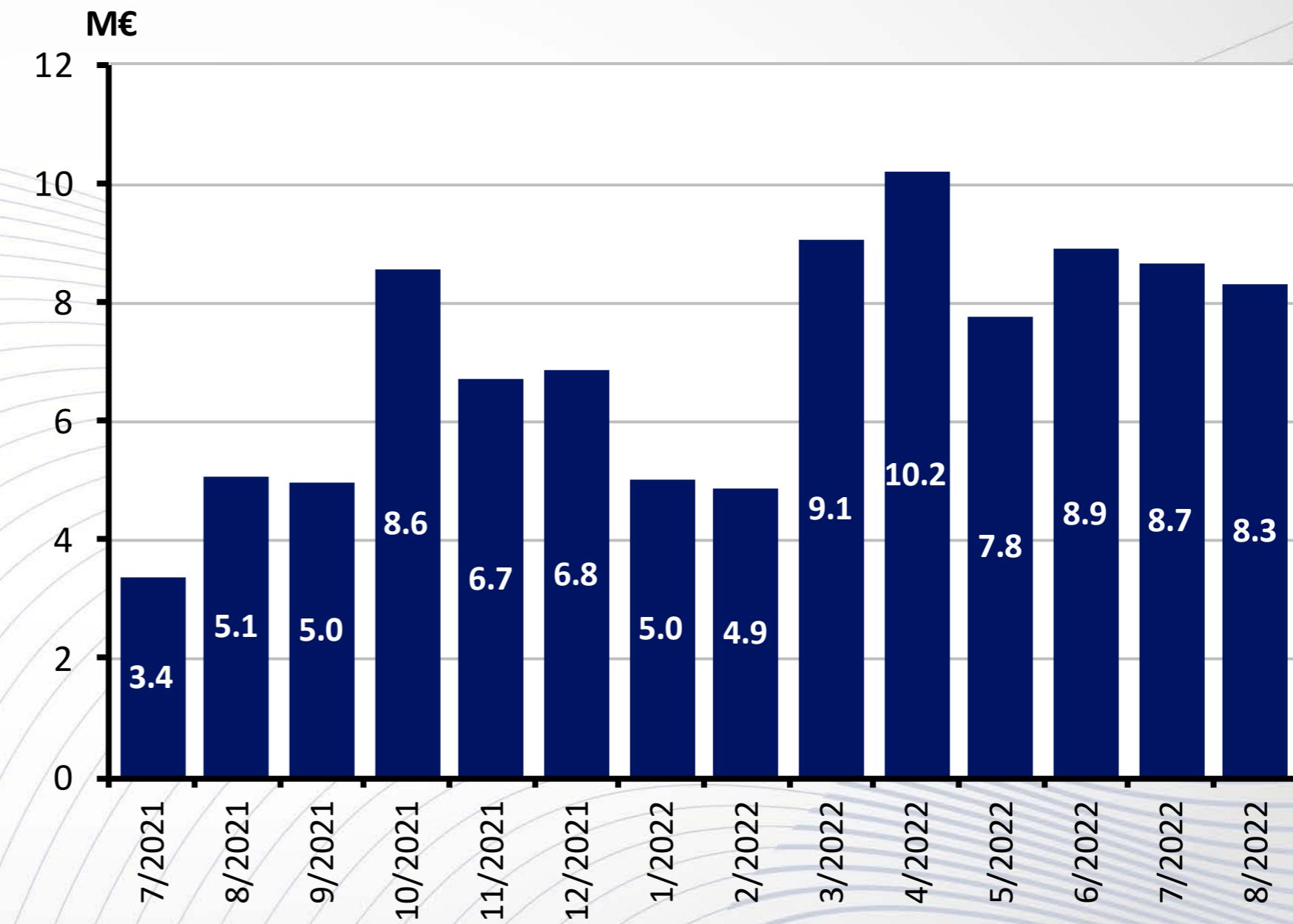


Banda Regulação Secundária

Custo

REN

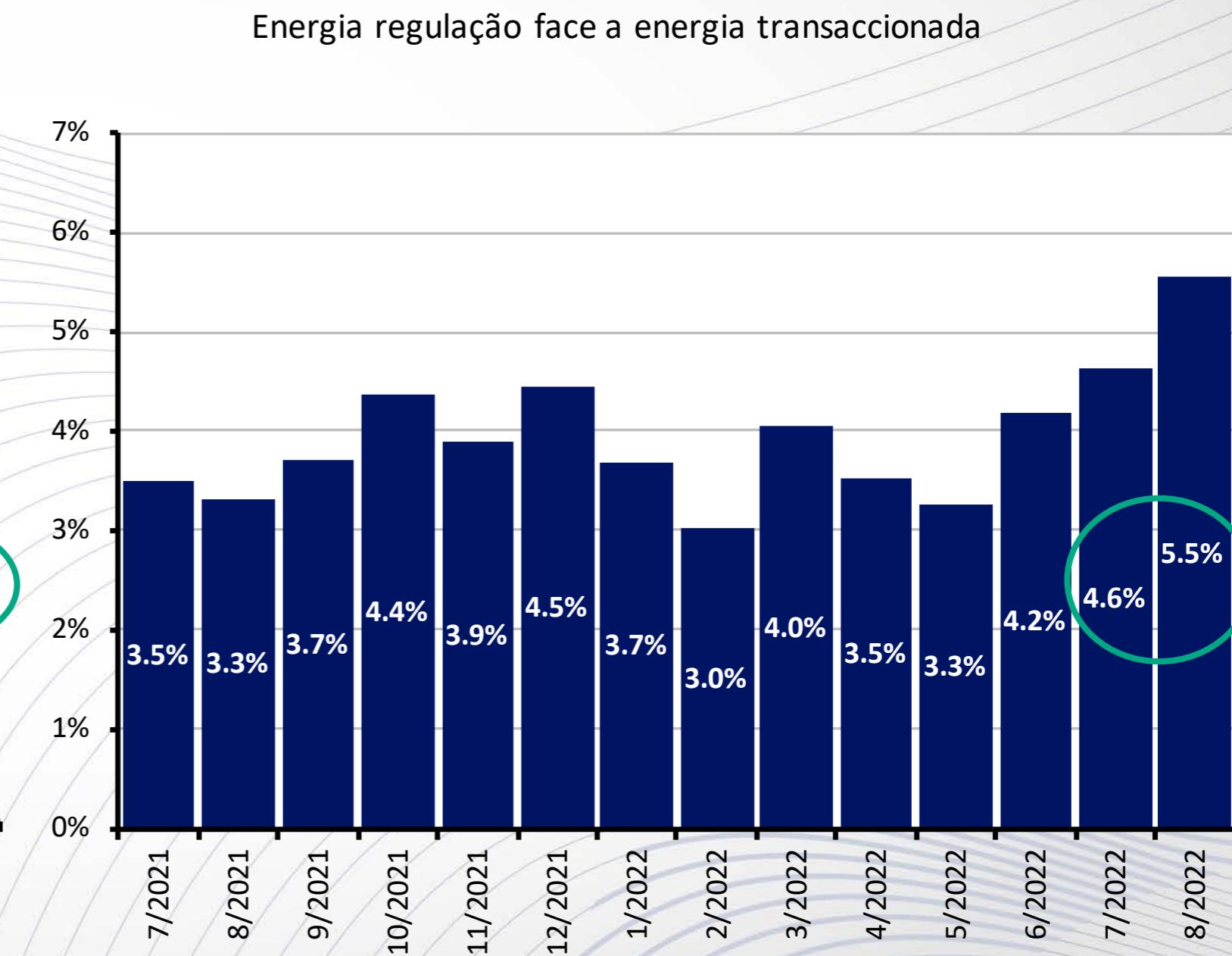
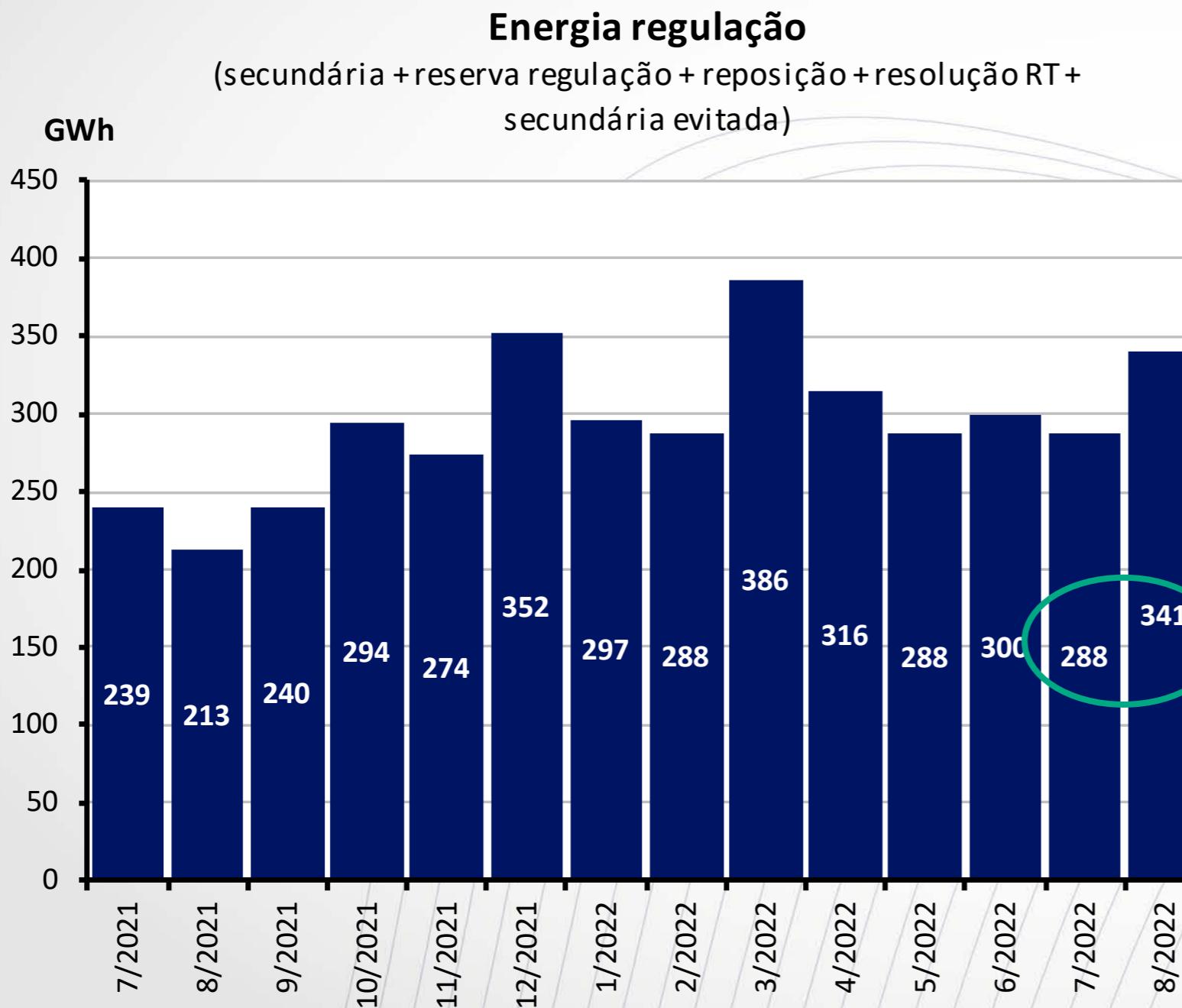
M€	2021	2022	Δ
Julho	3.4	8.7	157%
Agosto	5.1	8.3	64%
Valores médios (Jan - Ago)	3.6	7.9	115%



Energia Regulação

Sistema Elétrico Nacional

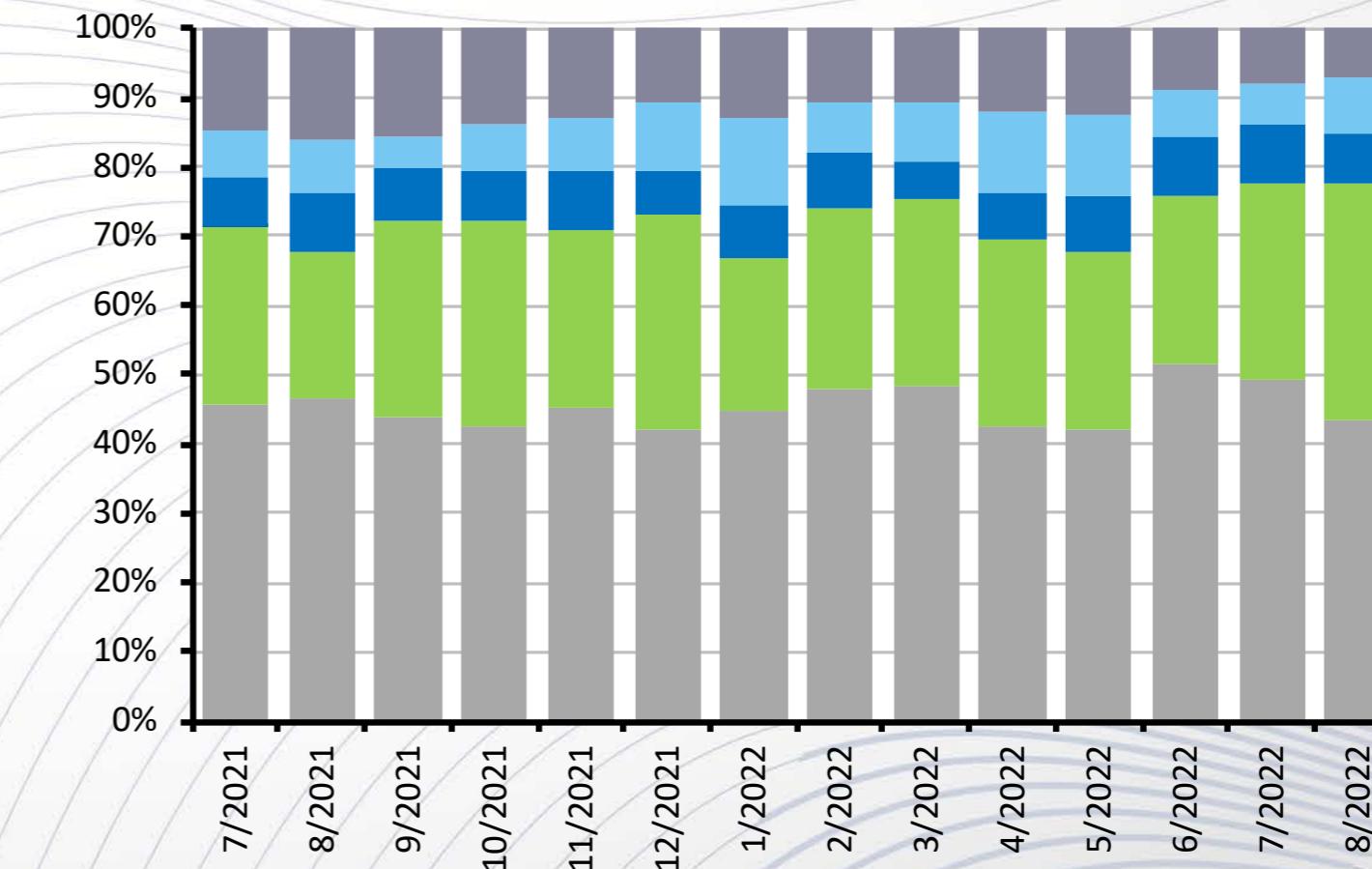
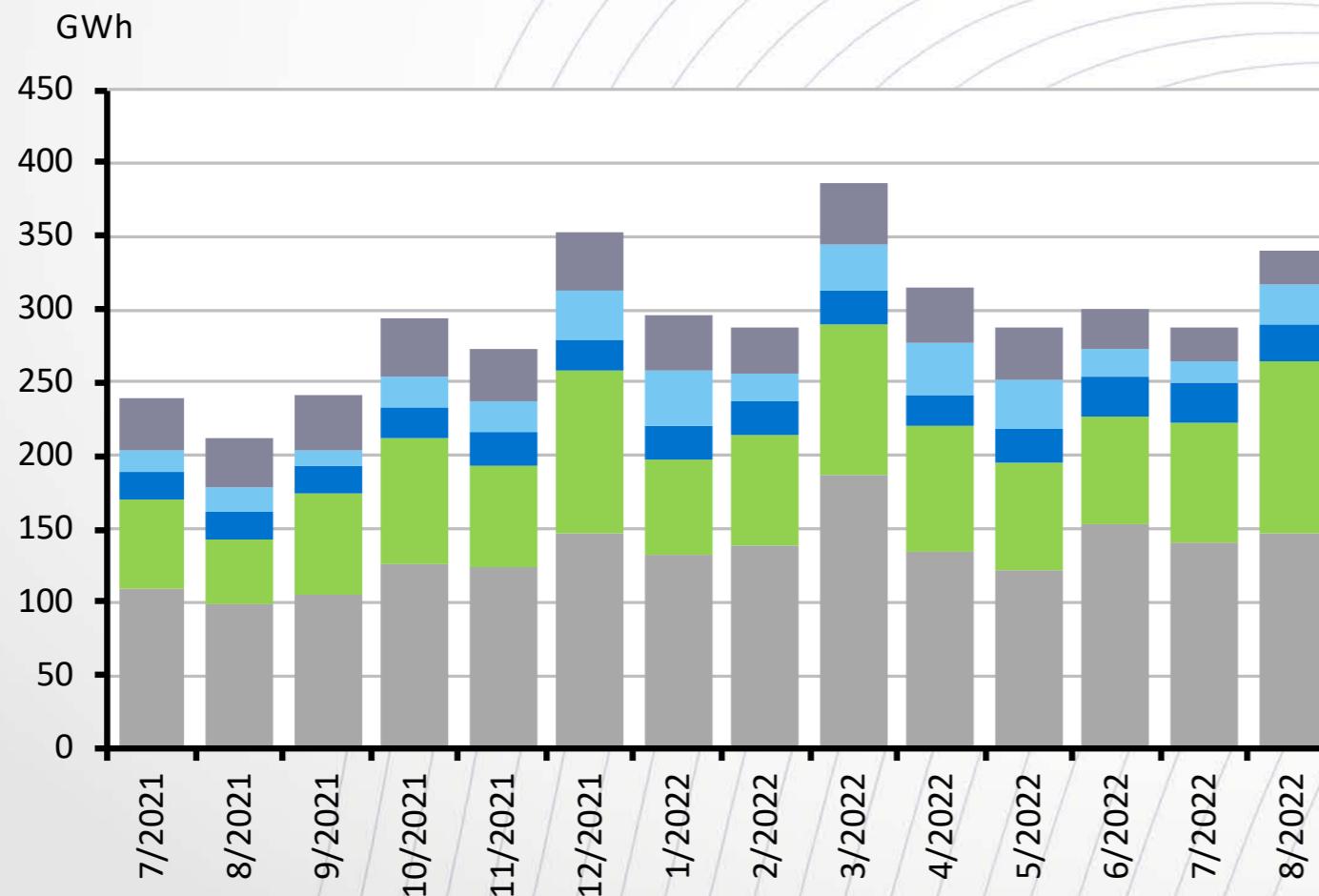
REN



Energia Usada na Gestão Sistema Elétrico

REN

GWh	7/2021	8/2021	9/2021	10/2021	11/2021	12/2021	1/2022	2/2022	3/2022	4/2022	5/2022	6/2022	7/2022	8/2022
Resolução restrições técnicas (PDBF)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reserva regulação	109.8	98.8	105.4	125.4	124.0	148.0	133.1	138.5	186.6	133.7	121.6	154.4	141.8	148.0
Reserva reposição	61.1	44.9	68.1	86.8	69.8	109.2	64.9	75.2	103.5	86.1	73.3	72.3	81.3	117.0
Regulação secundária	17.3	18.4	19.0	21.5	23.1	22.8	23.4	22.7	22.0	21.2	22.7	26.8	25.8	24.1
Regulação secundária evitada	35.8	34.1	37.1	40.0	35.7	37.9	37.8	31.1	41.8	38.4	36.4	26.8	23.0	23.9
Resolução restrições técnicas (tempo real)	15.3	16.4	10.9	20.0	21.0	33.8	37.3	20.7	32.0	36.1	33.4	19.4	16.2	27.5



■ Resolução restrições técnicas (tempo real)

■ Regulação secundária

■ Reserva reposição

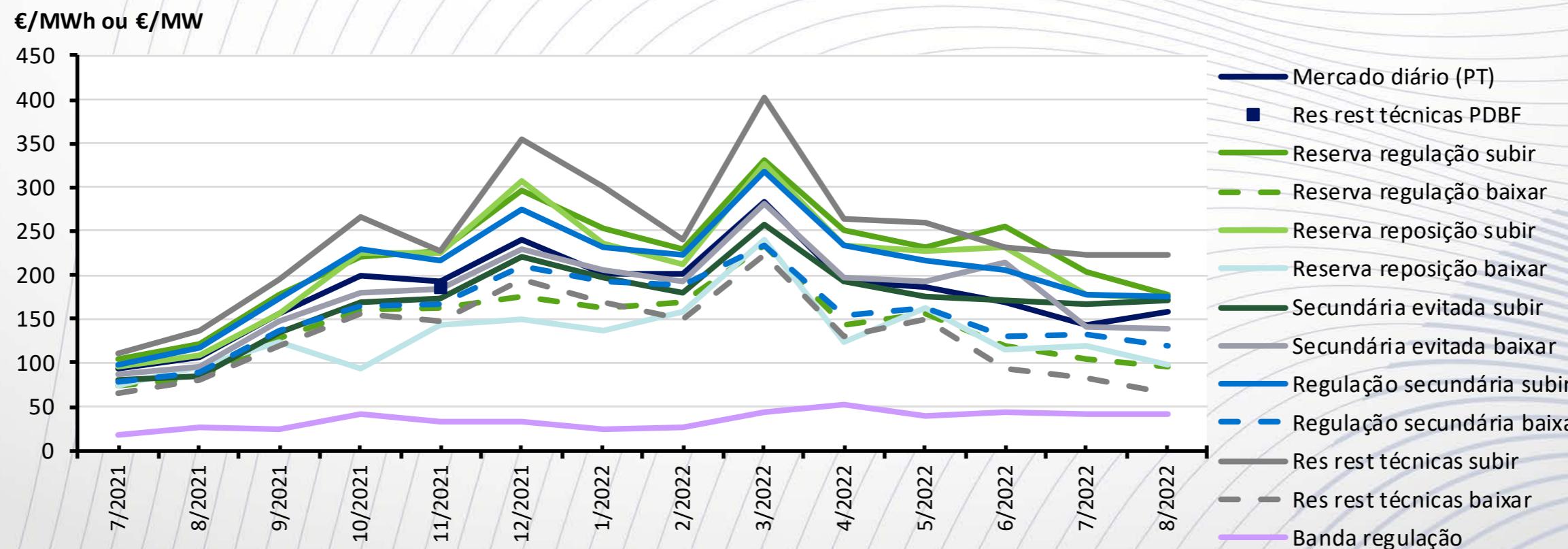
■ Reserva regulação

■ Resolução restrições técnicas (PDBF)

Preços Médios Ponderados Mensais

REN

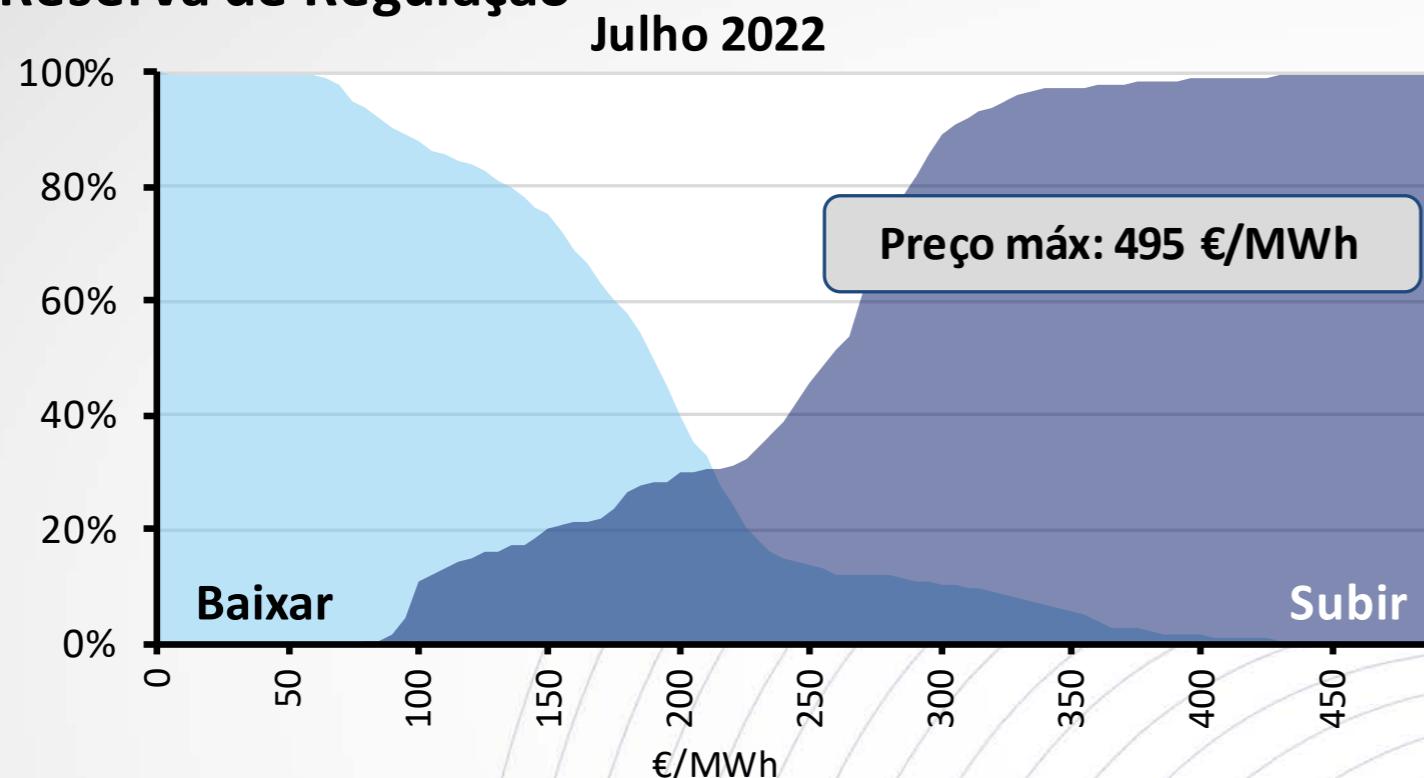
€/MWh ou €/MW	7/2021	8/2021	9/2021	10/2021	11/2021	12/2021	1/2022	2/2022	3/2022	4/2022	5/2022	6/2022	7/2022	8/2022
Mercado diário (PT)	92.60	105.99	156.53	199.92	193.50	239.27	201.89	200.72	283.29	192.01	187.15	169.82	143.80	157.27
Res rest técnicas PDBF						185.16								
Reserva regulação subir	104.91	120.70	177.08	220.94	227.71	296.86	253.09	229.93	330.16	251.20	231.20	254.24	204.07	177.99
Reserva regulação baixar	74.88	83.46	126.91	160.86	161.81	175.39	161.41	168.58	234.48	142.78	155.74	119.22	103.46	95.50
Reserva reposição subir	96.32	109.48	156.23	225.35	226.02	306.59	236.55	212.08	327.60	233.74	226.56	230.63	178.45	173.71
Reserva reposição baixar	72.98	95.93	123.42	93.03	141.95	149.32	135.89	158.31	240.17	122.66	161.78	114.43	118.85	96.69
Secundária evitada subir	79.50	85.69	134.43	168.24	174.27	221.48	196.81	180.55	257.74	193.05	175.34	170.40	166.32	171.73
Secundária evitada baixar	86.24	95.40	147.45	179.15	183.26	229.36	204.96	192.33	281.53	196.37	192.45	214.77	141.37	138.88
Regulação secundária subir	98.29	116.98	172.77	229.60	216.08	273.91	232.02	223.56	317.51	233.46	216.40	206.22	177.90	175.59
Regulação secundária baixar	77.96	89.22	135.57	163.53	165.67	210.27	191.93	187.87	234.71	153.95	161.84	130.15	132.65	118.45
Banda regulação	16.85	26.15	24.54	41.46	32.39	33.84	23.86	26.19	44.45	52.63	38.82	44.02	40.75	40.92
Res rest técnicas subir	109.89	135.86	195.69	266.78	227.23	354.32	301.43	240.16	401.17	263.64	258.84	232.23	222.51	222.57
Res rest técnicas baixar	65.63	79.61	119.87	156.55	146.36	194.95	168.22	149.31	223.71	129.47	149.93	92.83	82.64	65.19



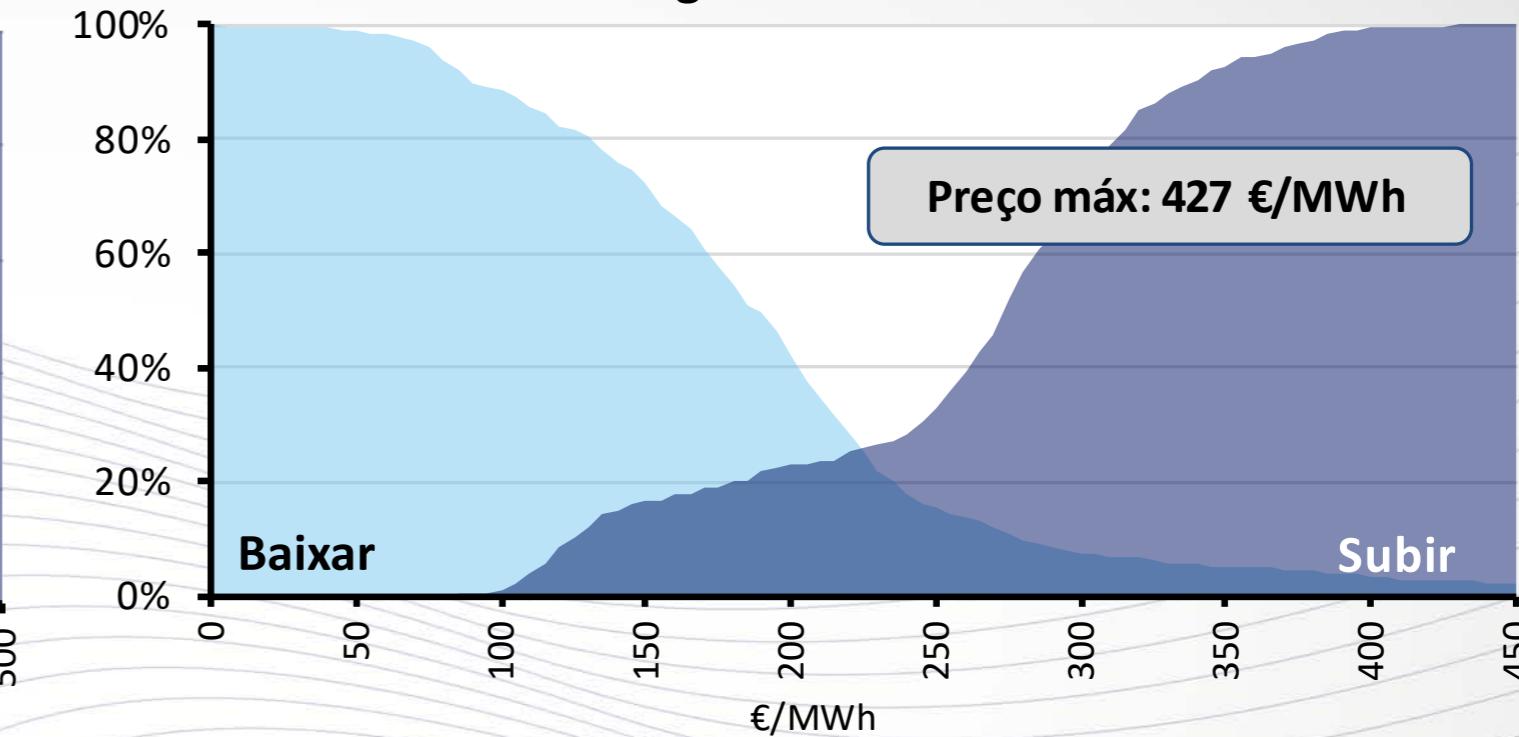
Preços Reserva

REN

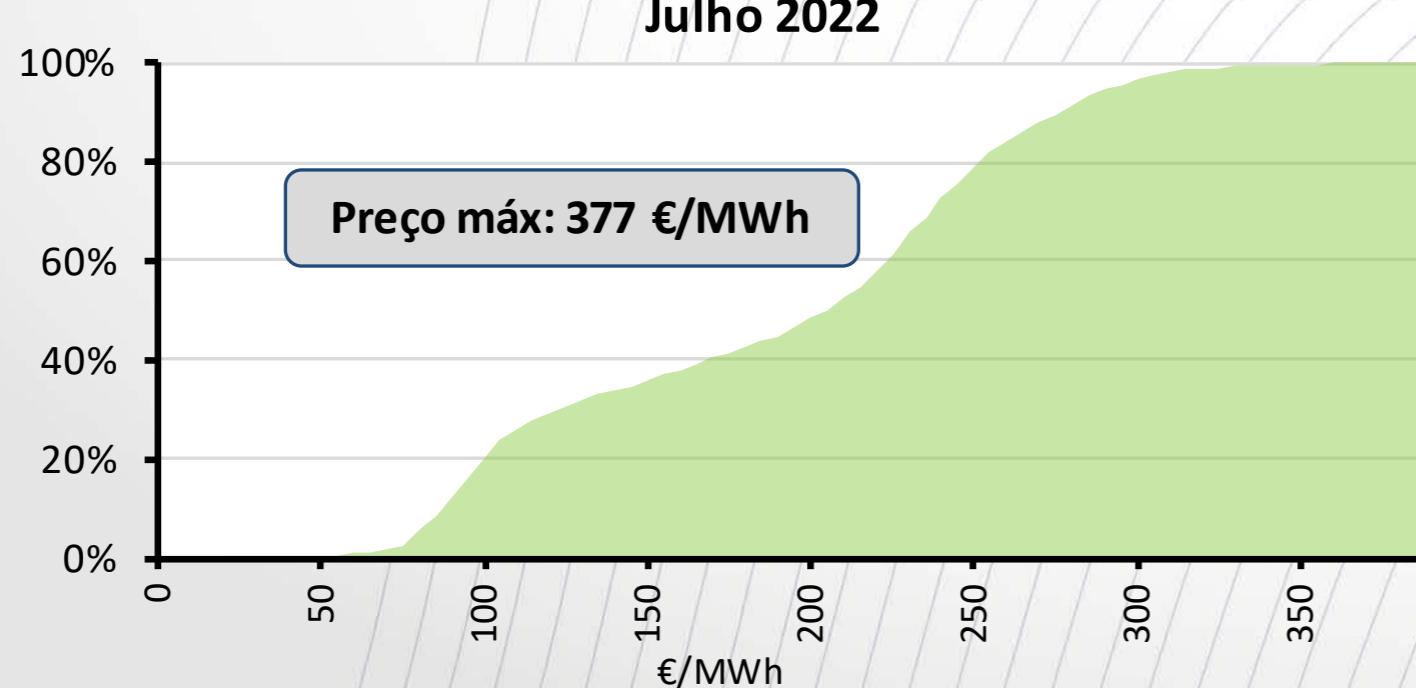
Reserva de Regulação



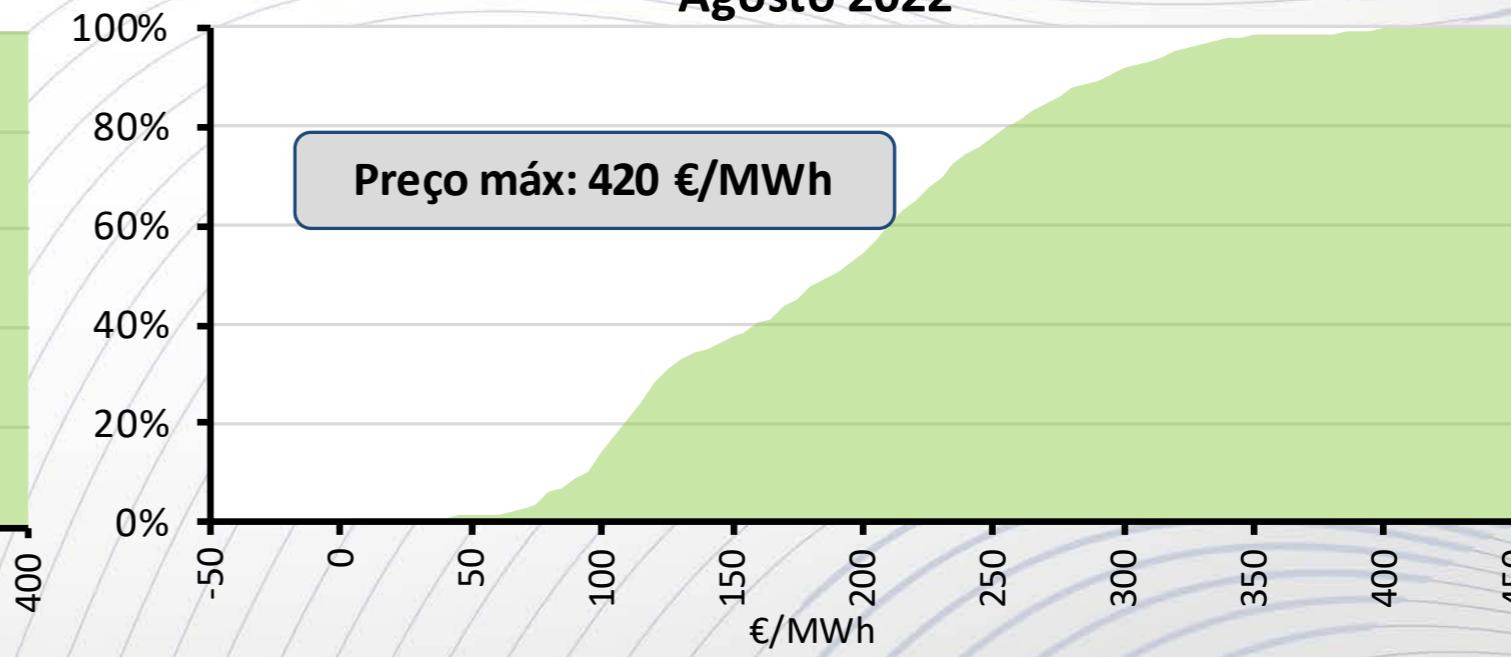
Agosto 2022



Reserva de Reposição



Agosto 2022

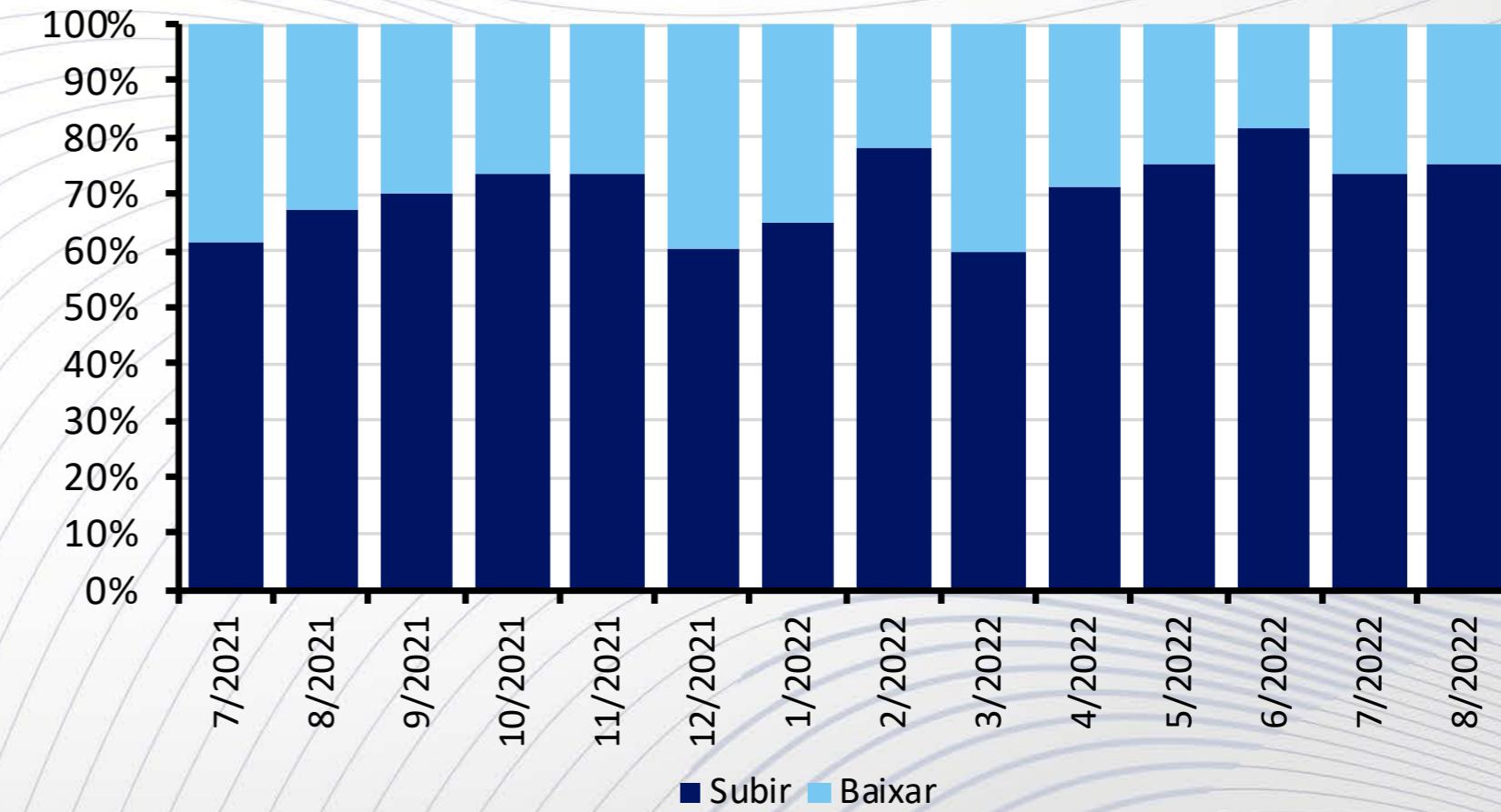
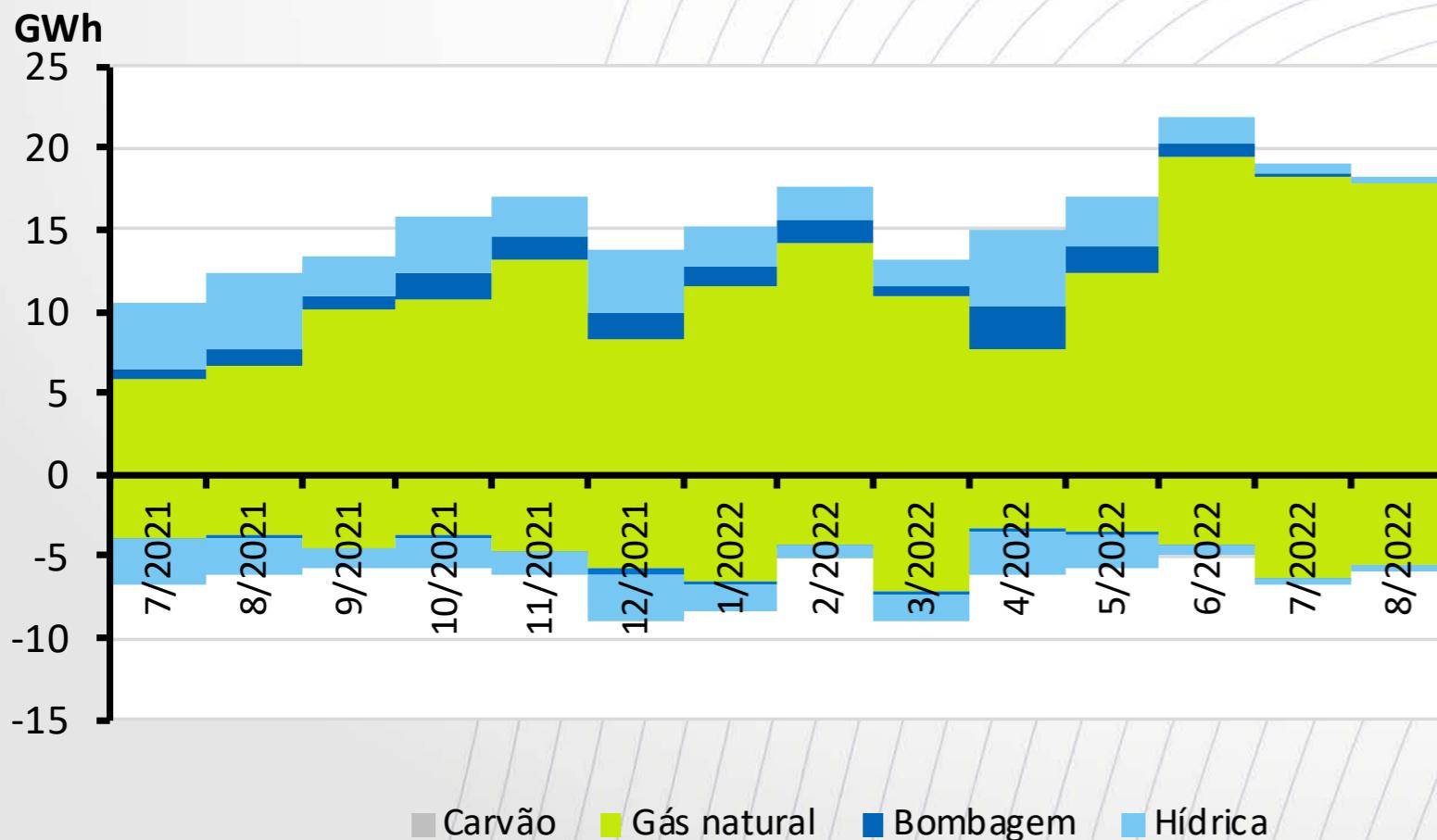


Energia Regulação Secundária

REN

Energia [GWh]	A subir - acumulado até Ago		
	2021	2022	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	60.3	112.0	86%
Hídrica	54.7	16.0	-71%
Bombagem	11.3	9.1	-20%
Total	126.3	137.1	9%
Preço médio ponderado [€/MWh]	79.5	222.8	180%

Energia [GWh]	A baixar - acumulado até Ago		
	2021	2022	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	24.7	40.9	65%
Hídrica	28.5	9.9	-65%
Bombagem	1.7	0.9	-44%
Total	54.9	51.7	-6%
Preço médio ponderado [€/MWh]	53.7	163.9	205%

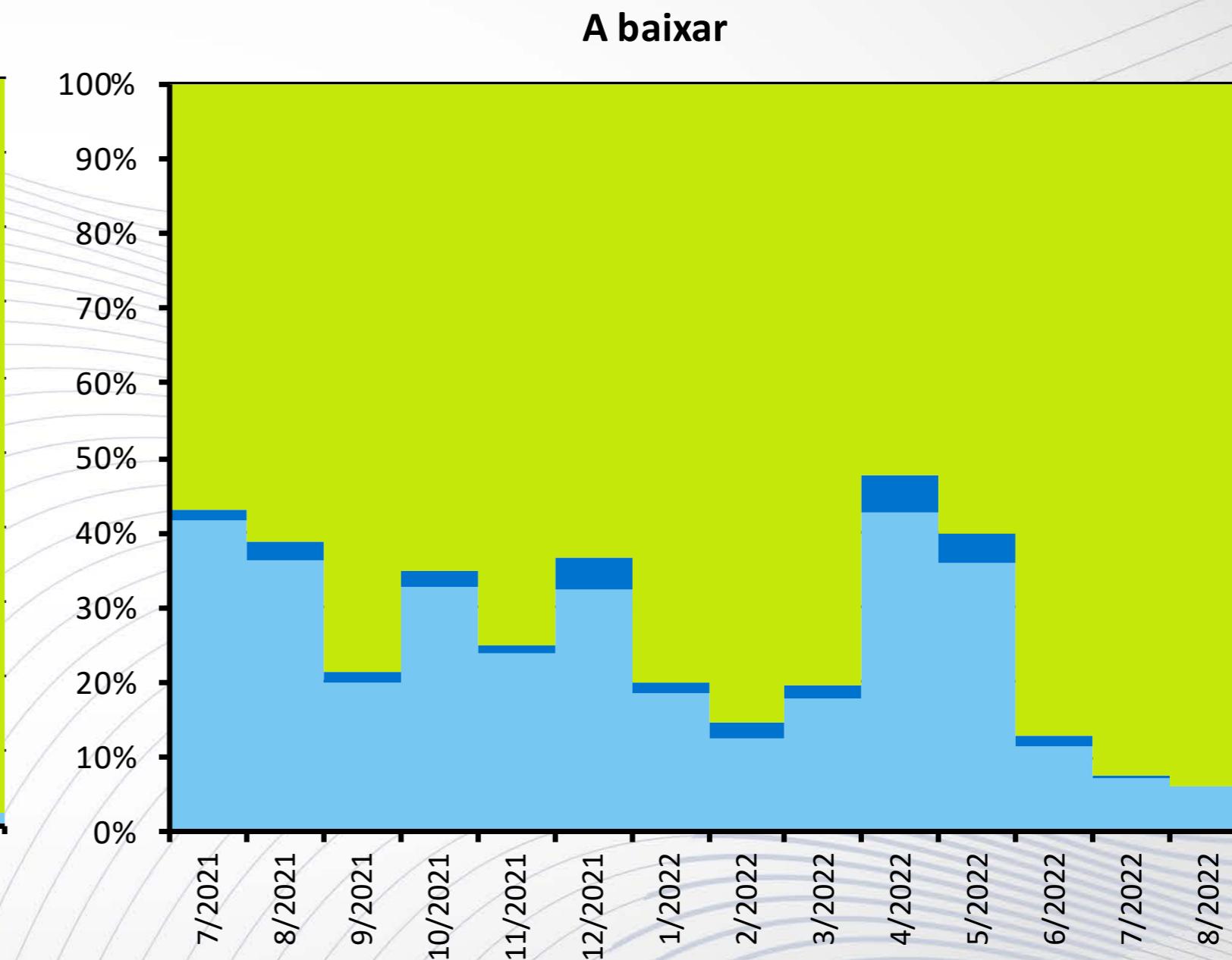
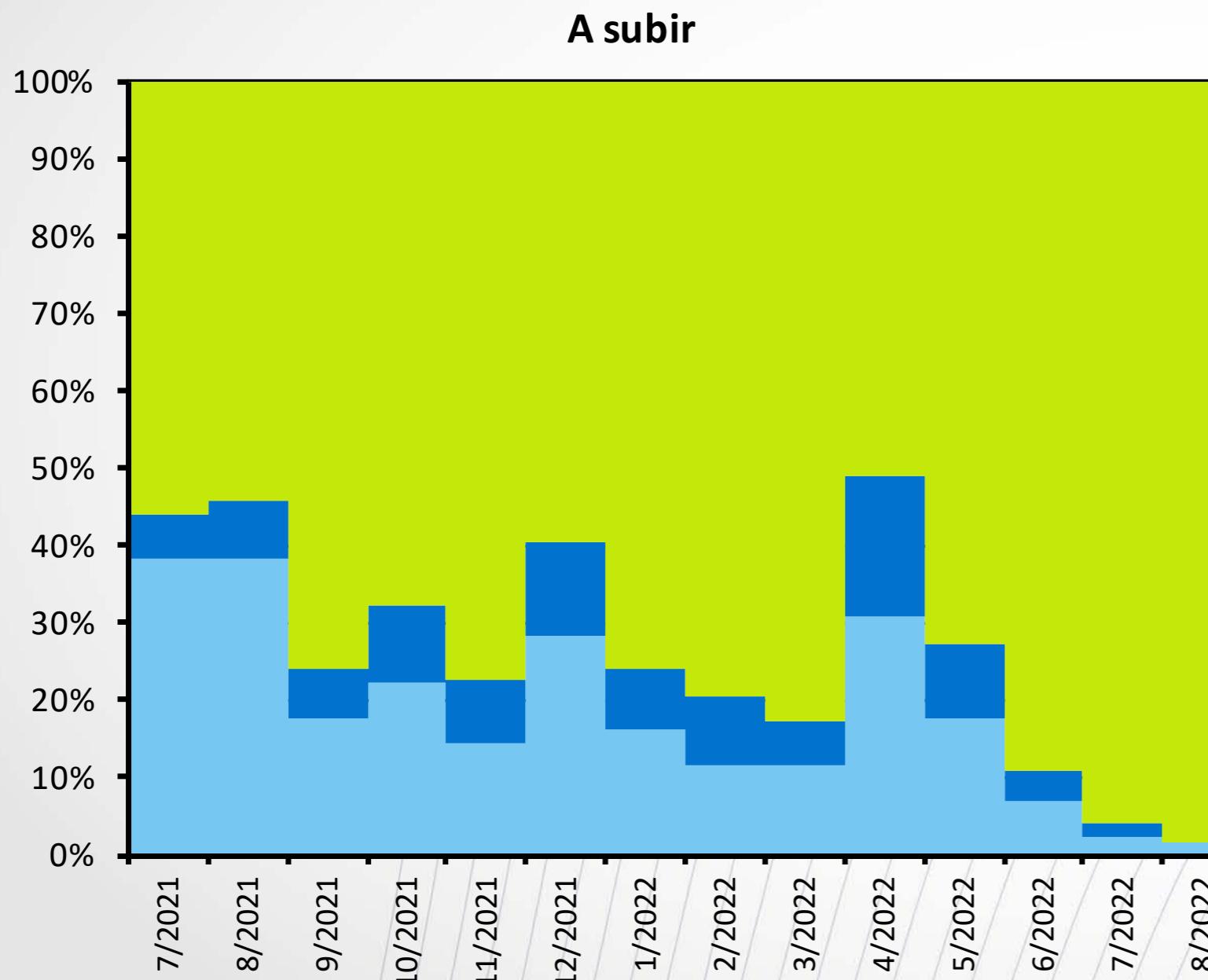


■ Carvão ■ Gás natural ■ Bombagem ■ Hídrica

Energia Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

REN



Carvão Gás Natural

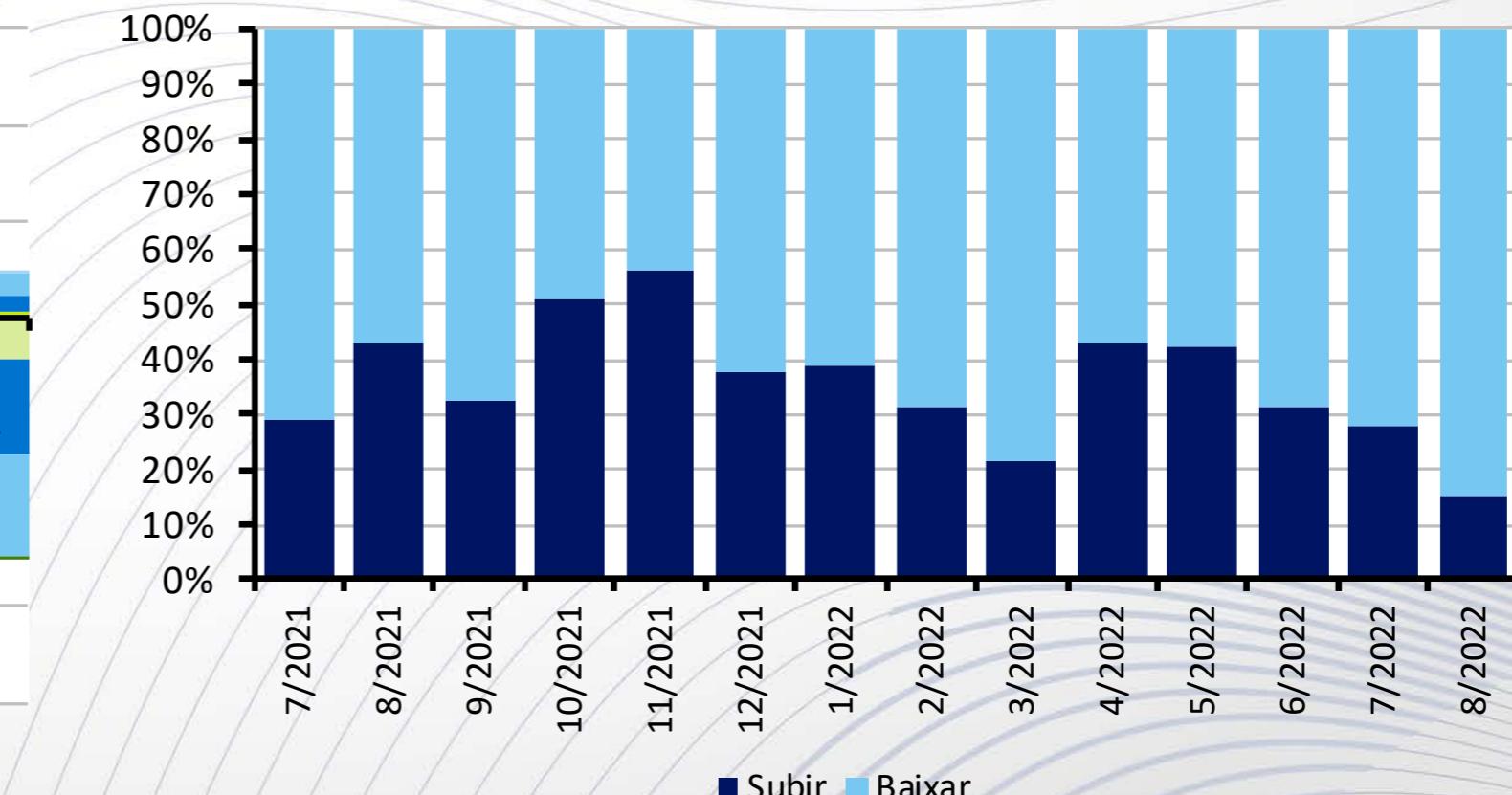
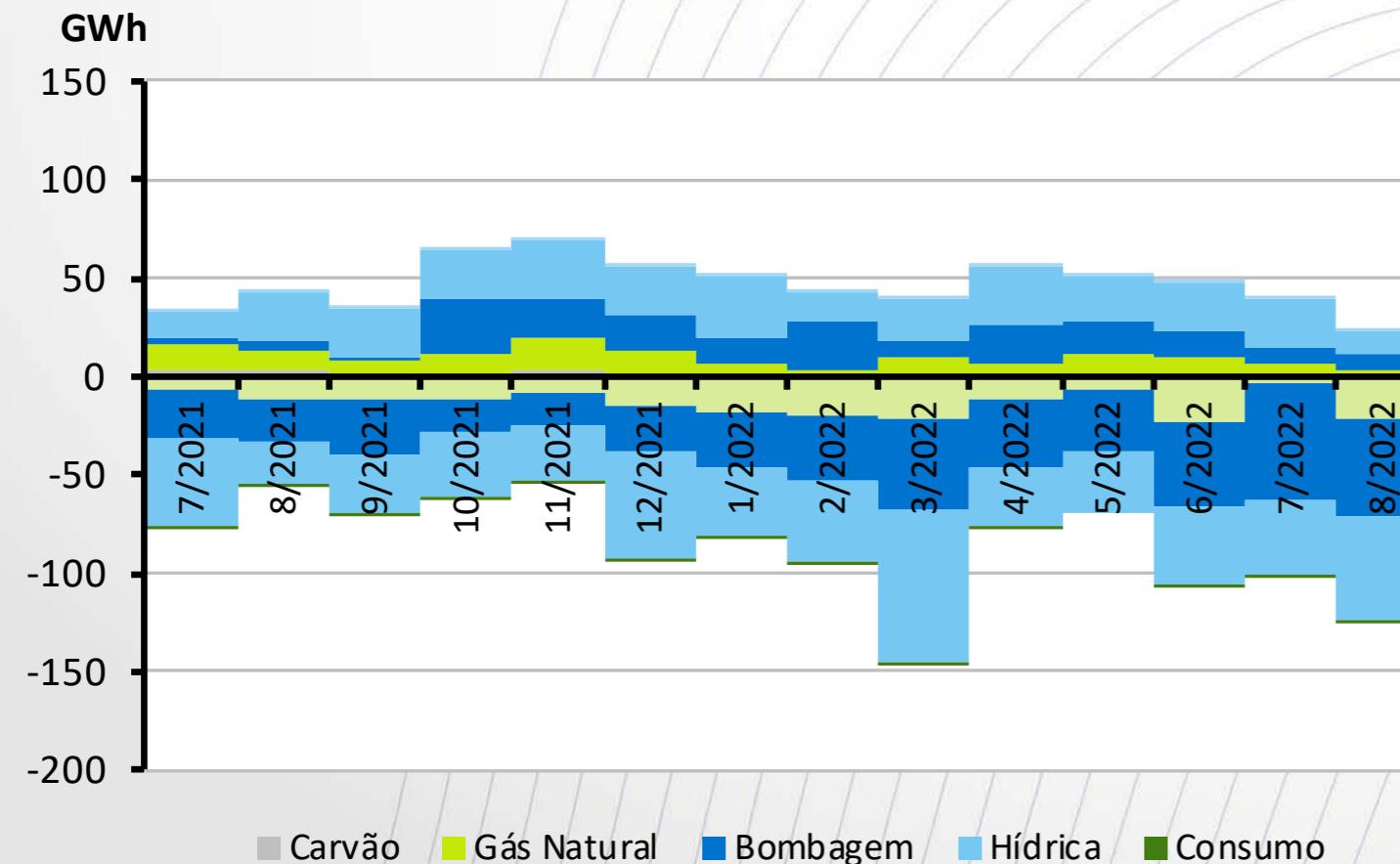
Bombagem Hídrica

Energia Reserva Regulação

REN

Energia [GWh]	A subir - acumulado até Ago		
	2021	2022	Δ
Carvão	39.2	0.0	-100%
Gás natural	91.3	56.9	-38%
Hídrica	183.8	182.0	-1%
Bombagem	81.2	109.3	35%
Consumo	0.3	5.8	1969%
Total	395.8	354.0	-11%
Preço médio ponderado [€/MWh]	85.5	241.5	182%

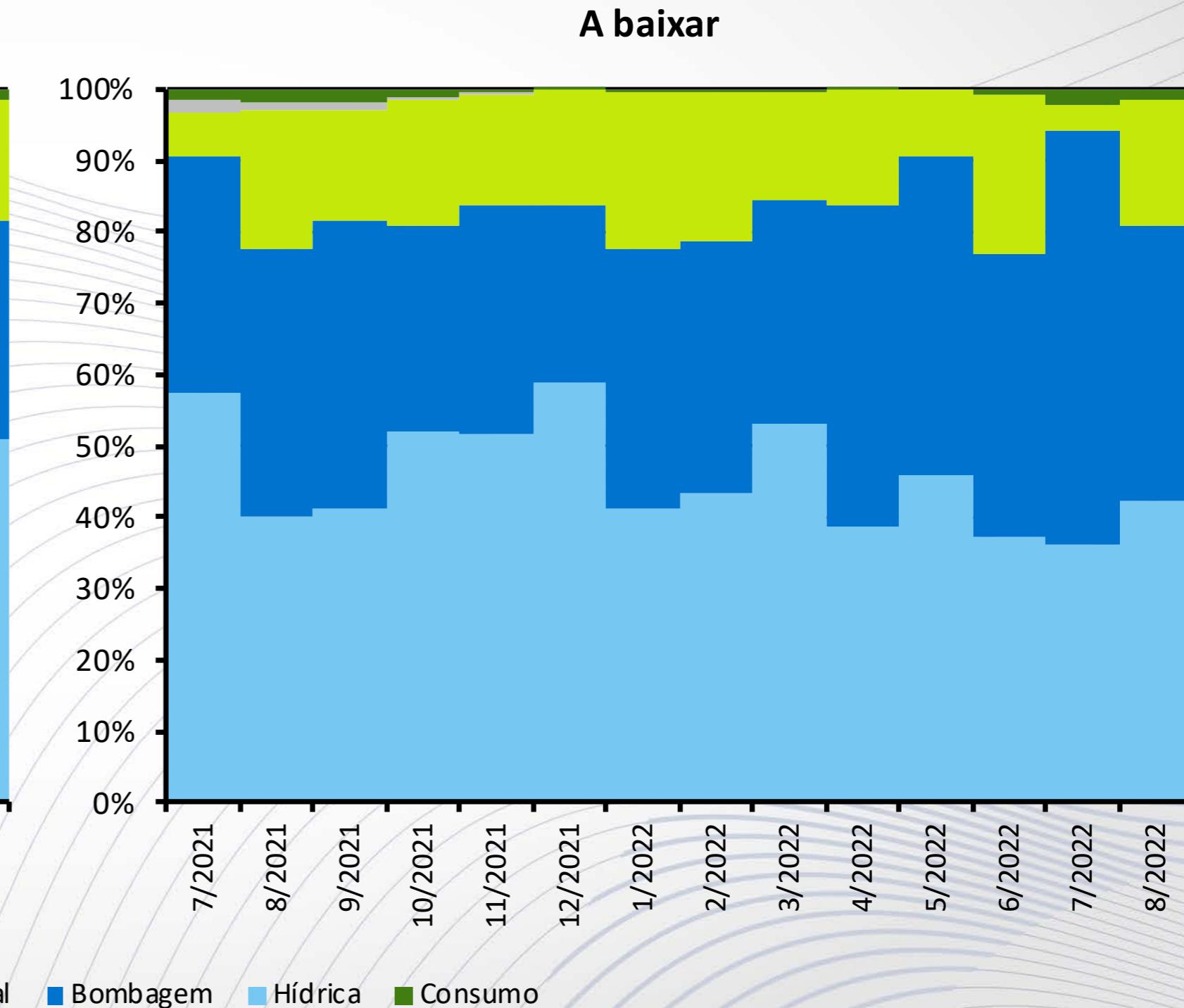
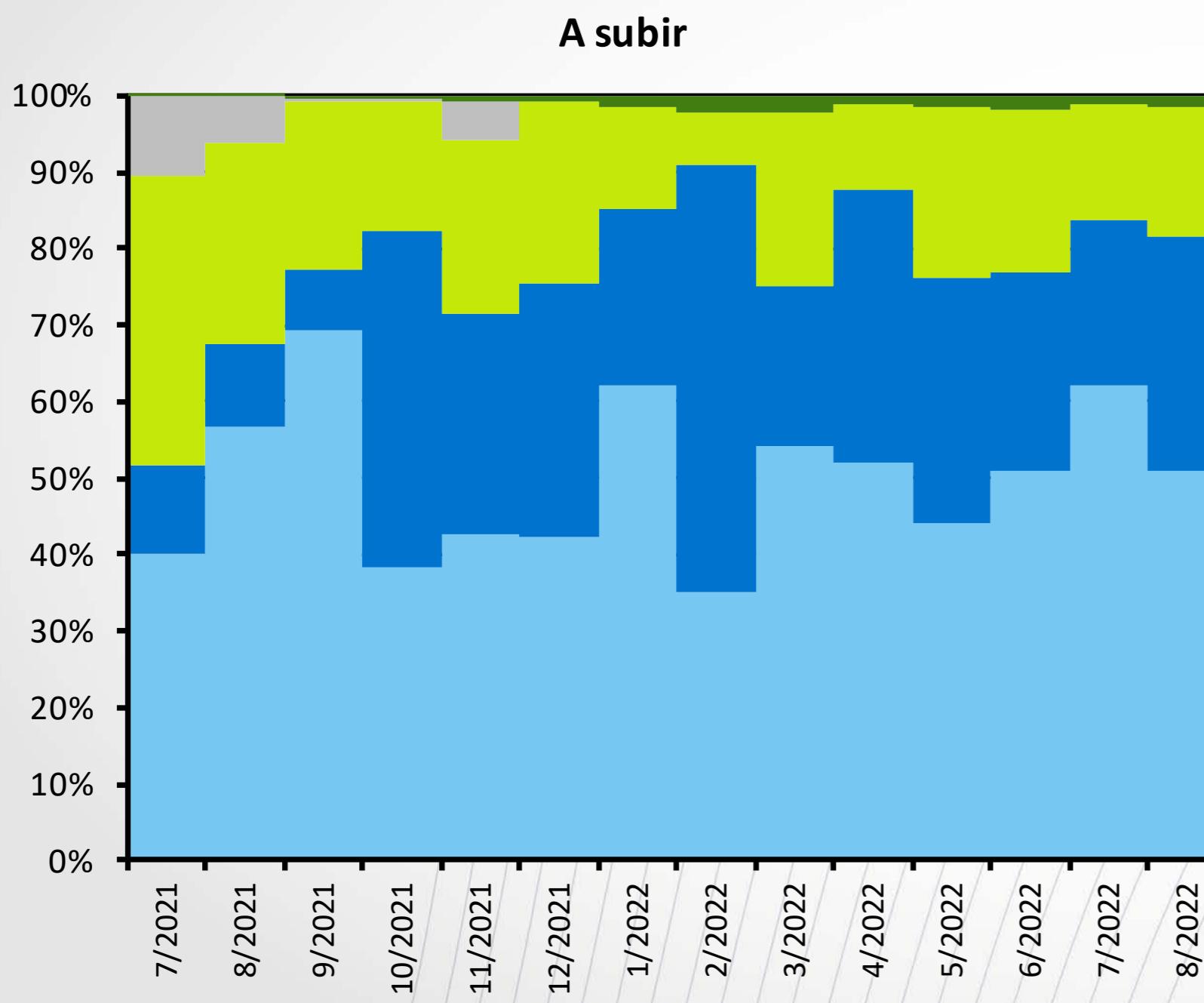
Energia [GWh]	A baixar - acumulado até Ago		
	2021	2022	Δ
Carvão	13.6	0.0	-100%
Gás natural	49.5	128.5	160%
Hídrica	405.0	344.3	-15%
Bombagem	238.0	323.9	36%
Consumo	14.0	7.2	-49%
Total	720.0	803.8	12%
Preço médio ponderado [€/MWh]	50.1	147.6	195%



Energia Reserva Regulação

Tecnologia Contratada

REN



Energia Reserva Reposição

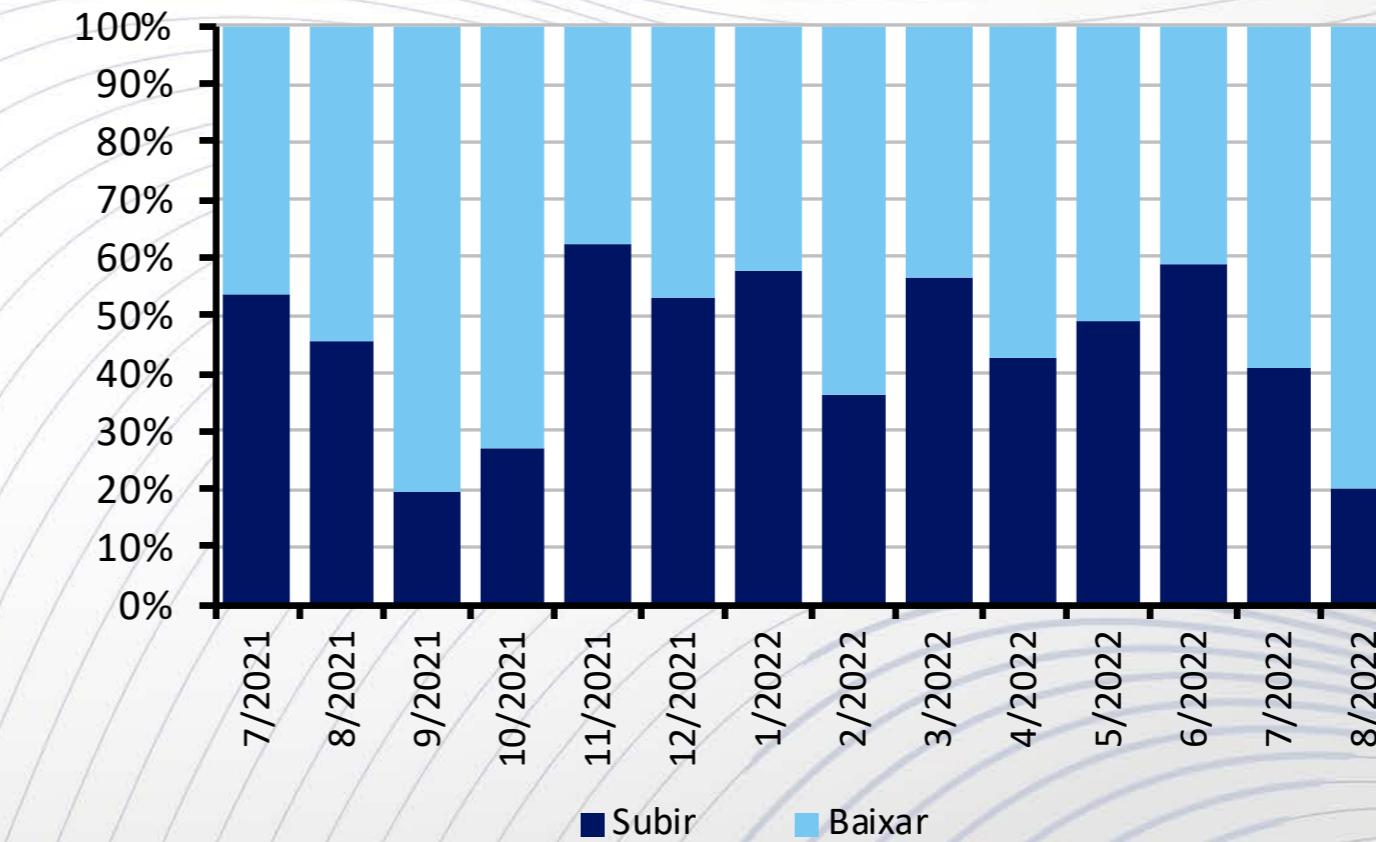
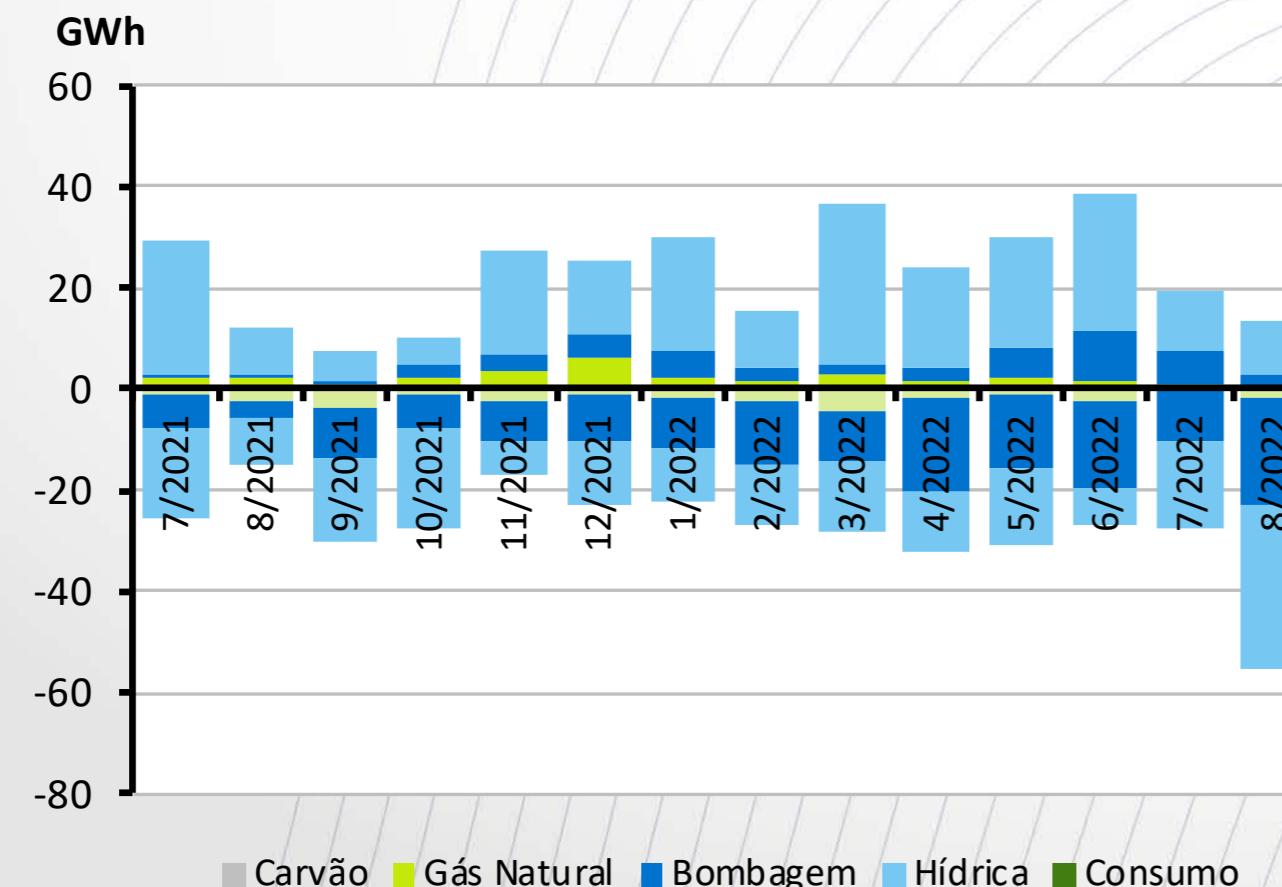
REN

Energia [GWh]	A subir - acumulado até Ago		
	2021	2022	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	17.4	13.6	-22%
Hídrica	145.3	156.1	7%
Bombagem	8.2	37.9	364%
Consumo	0.0	0.0	--
Total	170.9	207.6	21%

Energia [GWh]	A baixar - acumulado até Ago		
	2021	2022	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	7.4	15.4	109%
Hídrica	157.8	119.8	-24%
Bombagem	49.9	115.1	131%
Consumo	0.0	0.0	--
Total	215.0	250.4	16%

Preço médio ponderado [€/MWh]

194.7

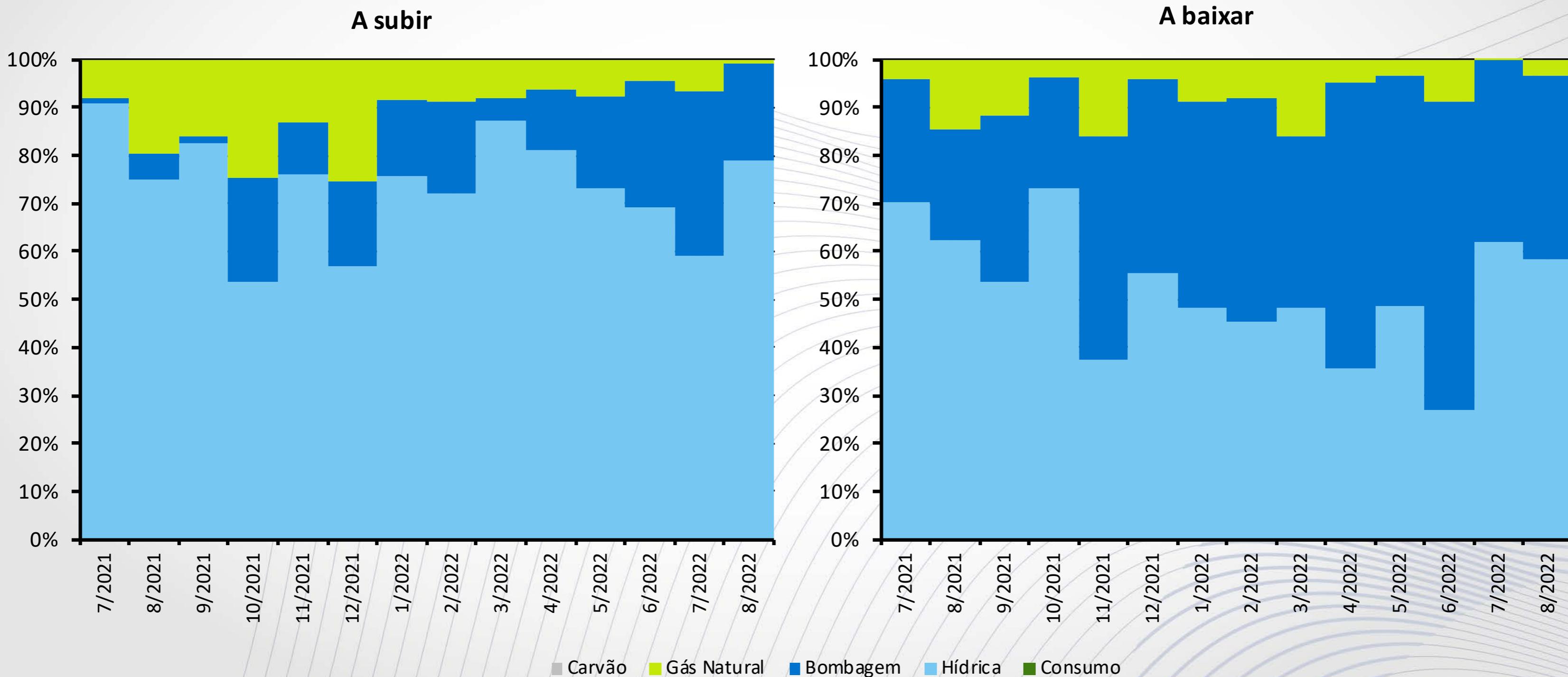


Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica Consumo

Energia Reserva Reposição

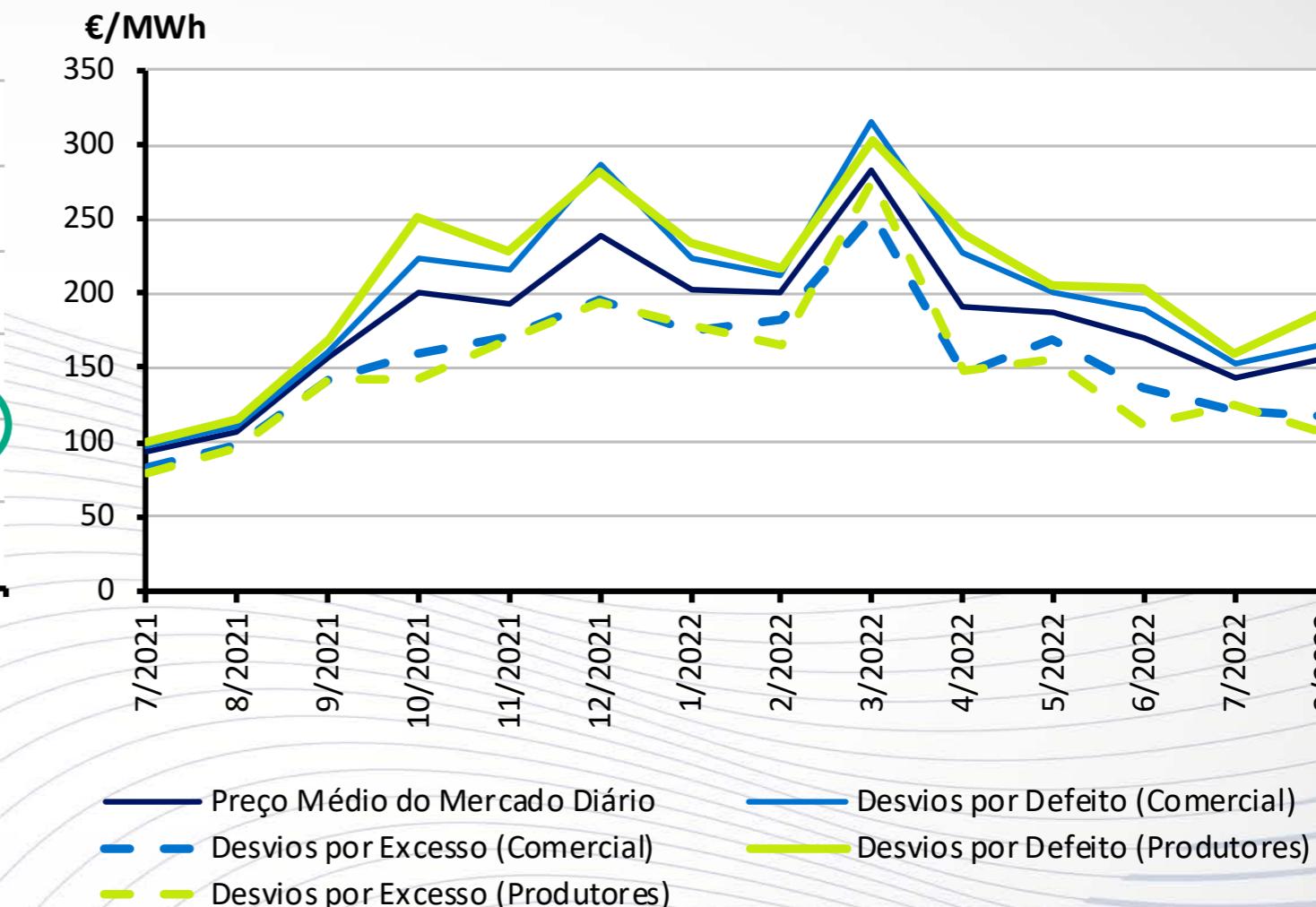
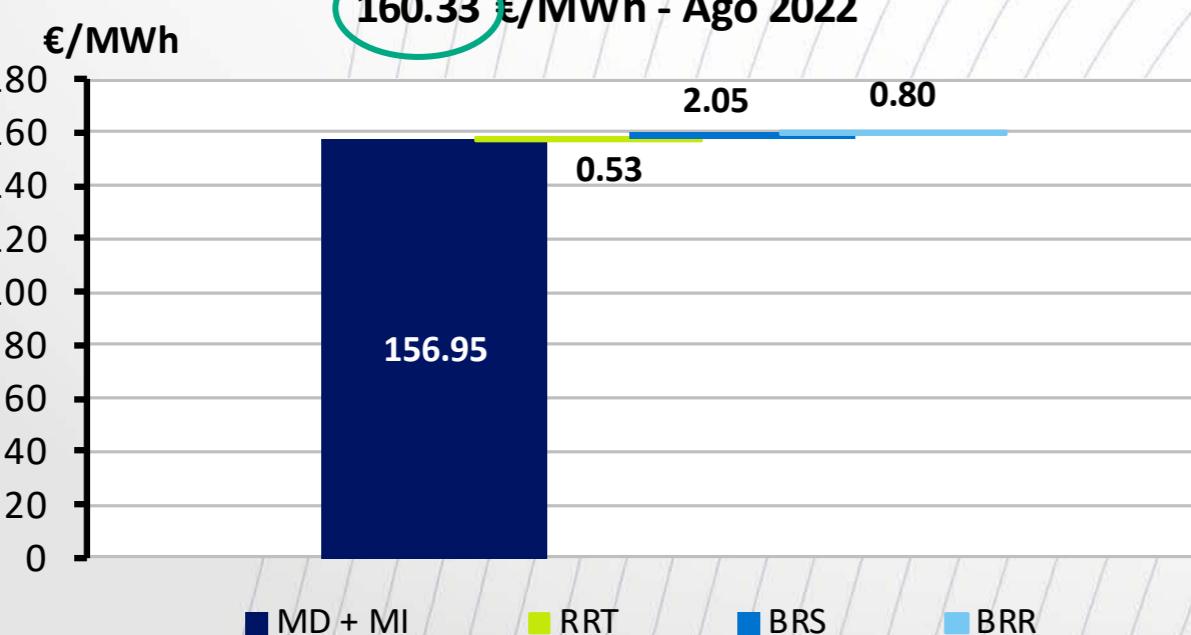
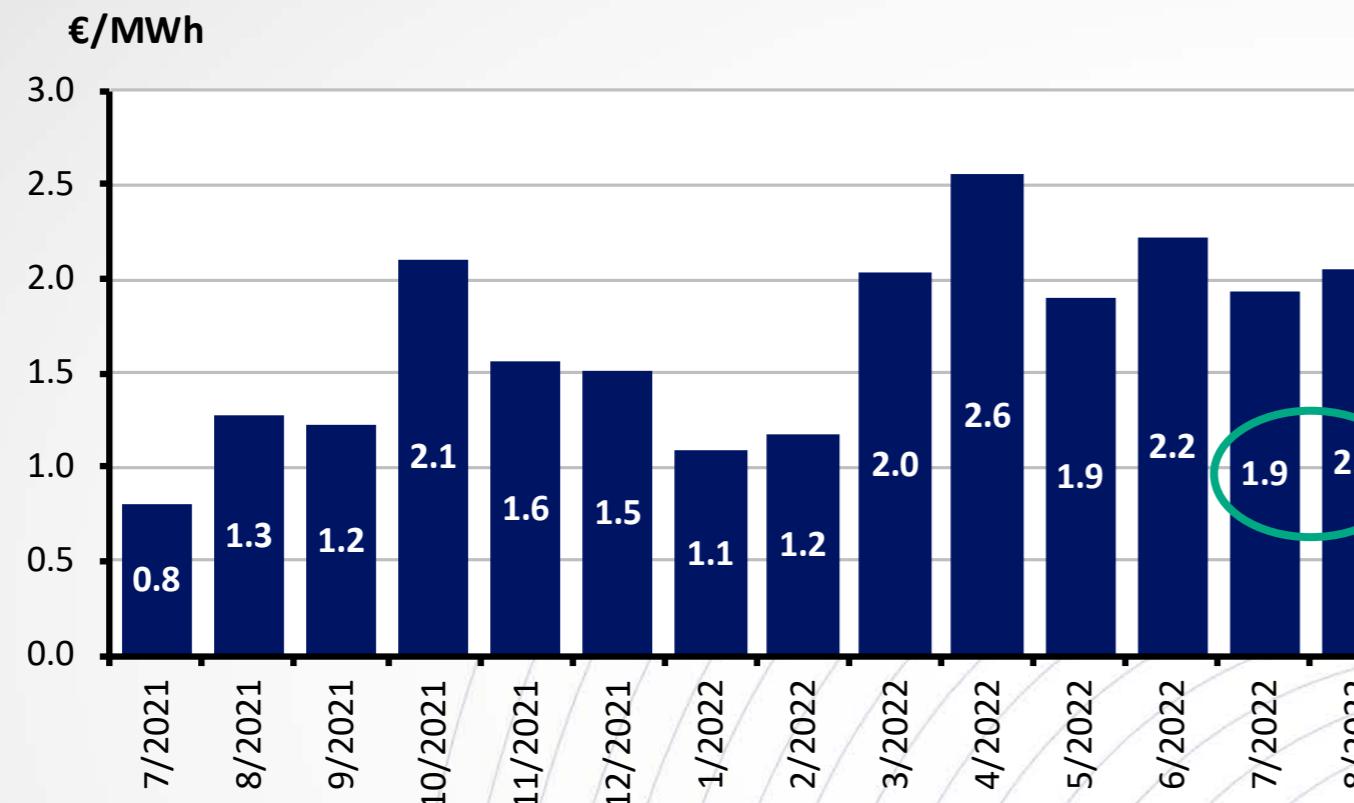
Tecnologia Contratada

REN



Custos Imputados aos Comercializadores

Sobrecusto ponderado banda regulação secundária



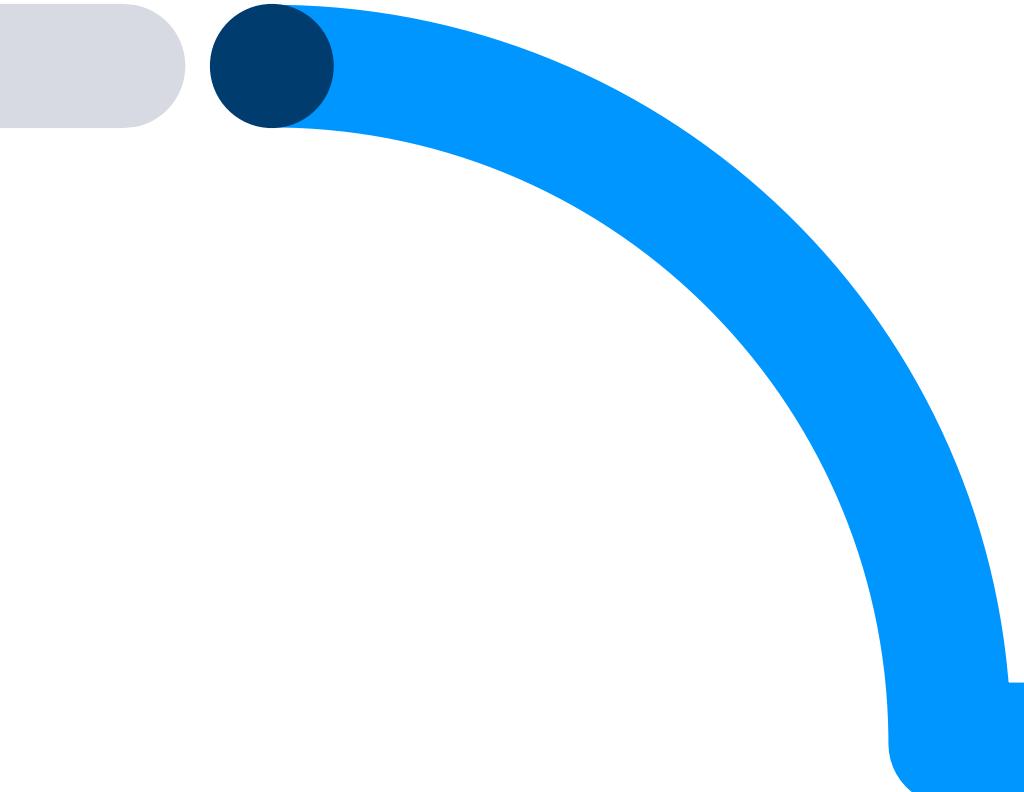
Preço médio ponderado desvio em Agosto
(Comercializadores):
Defeito: 167 €/MWh
Excesso: 118 €/MWh

REN 

Obrigado

red eléctrica

Una empresa de Redeia



Resultados de los Mercados de Operación

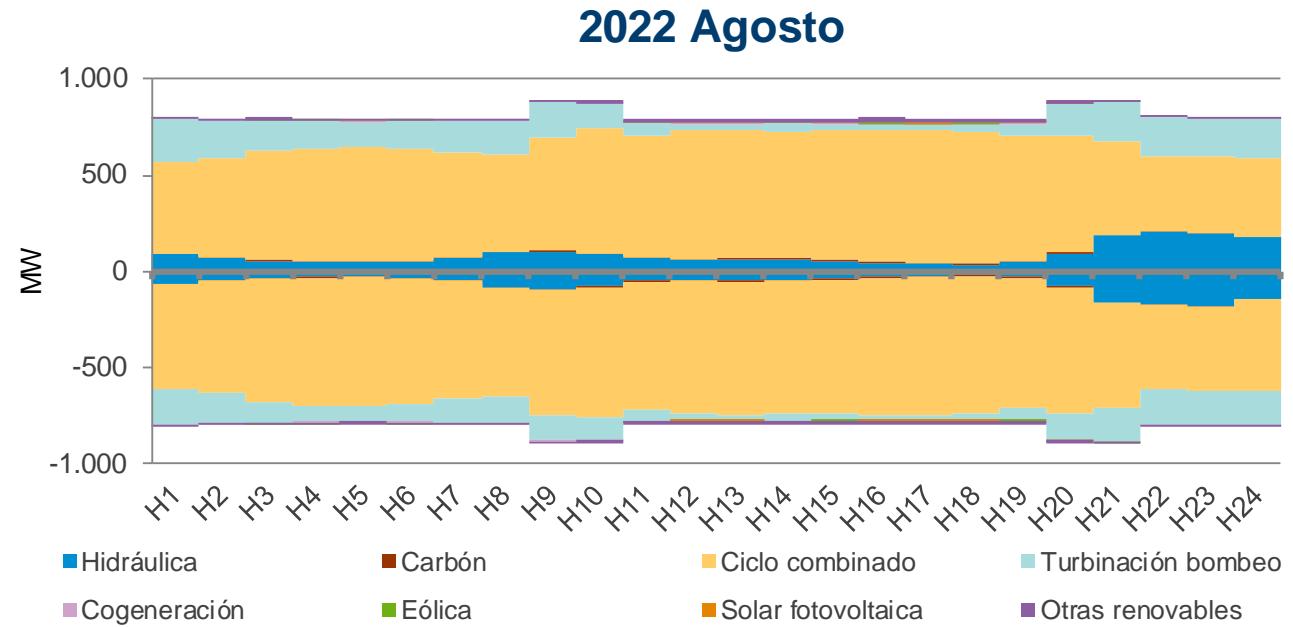
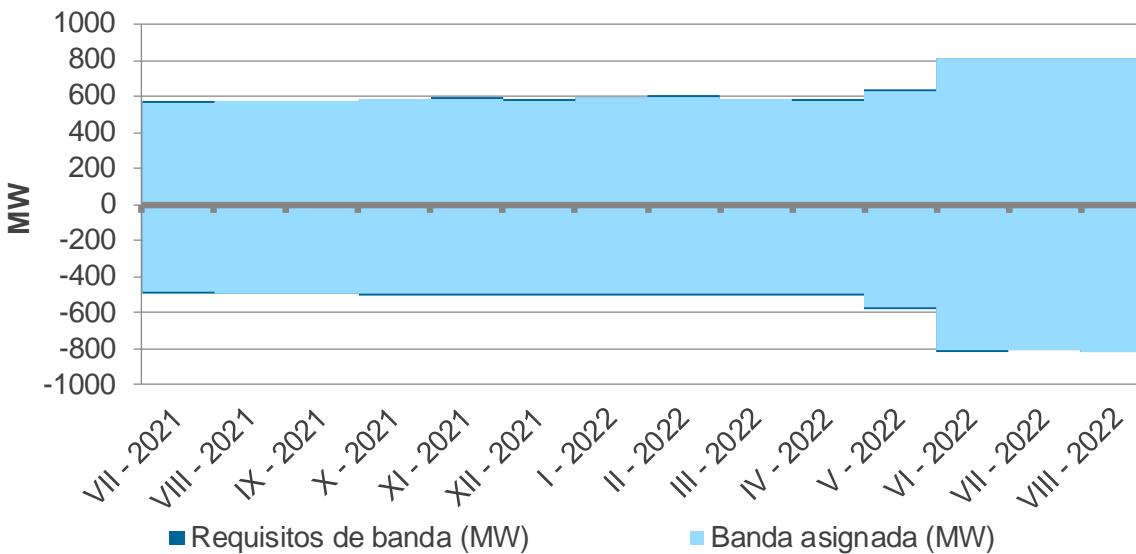
Septiembre, 2022



Banda media horaria asignada

Valores acumulados Ene-Ago	2021	2022
Requisitos de banda (MW)	1.080	1.308
Banda asignada (MW)	1.072	1.301
Satisfacción	99%	99%

Valores mensuales	2022 Julio	2022 Agosto	Δ (%)
Requisitos de banda (MW)	1.621	1.632	0,7%
Banda asignada (MW)	1.618	1.630	0,7%
Satisfacción (%)	100%	100%	0,0%
Demanda Media Servida P48 (MWh)	29.297	27.625	-5,7%

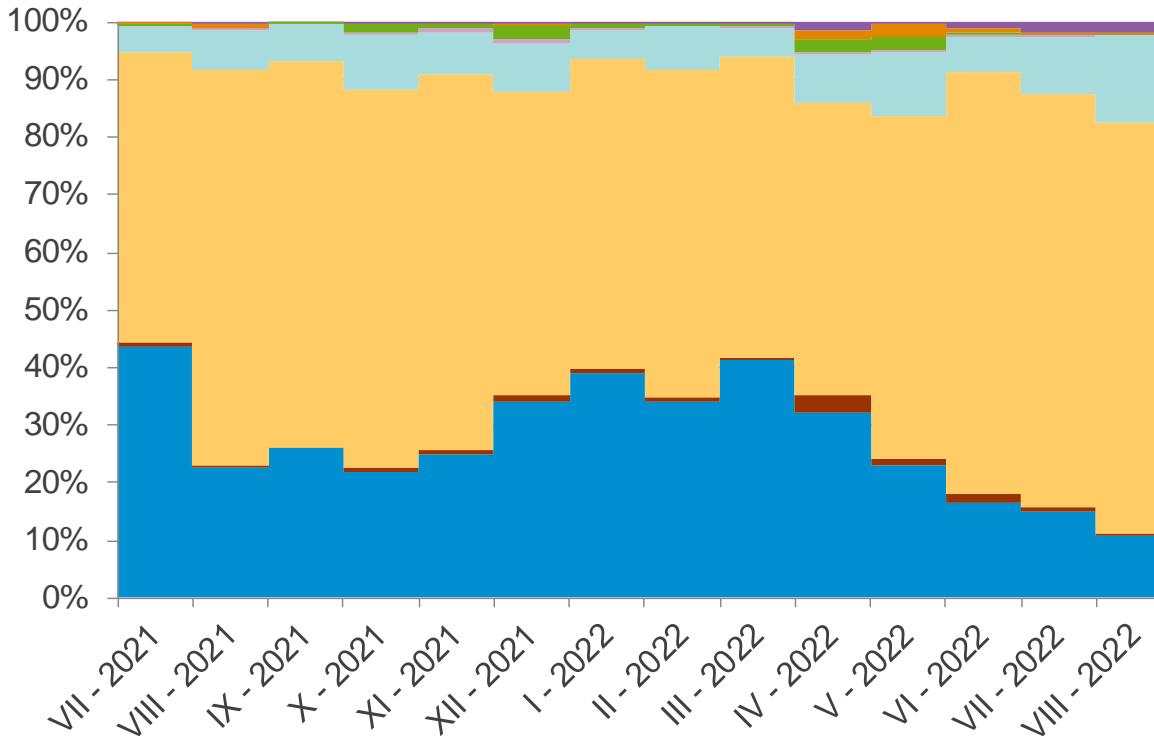


» Valores correspondientes a asignaciones de potencia media horaria

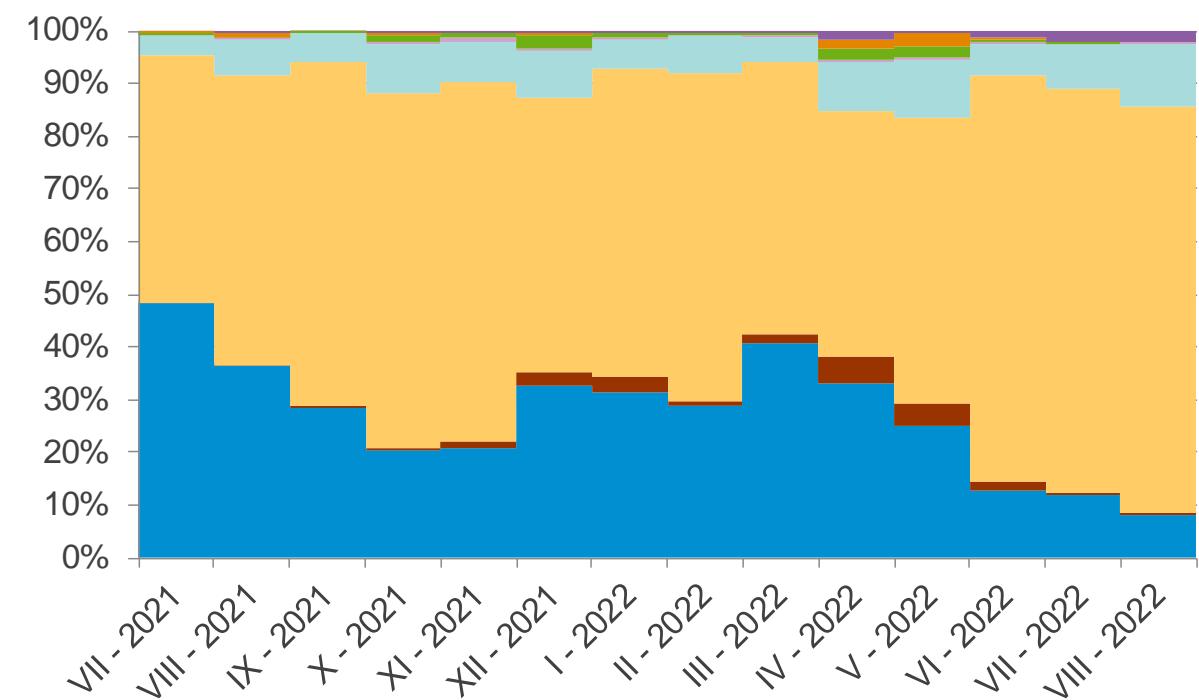


Tecnología asignada

A SUBIR



A BAJAR



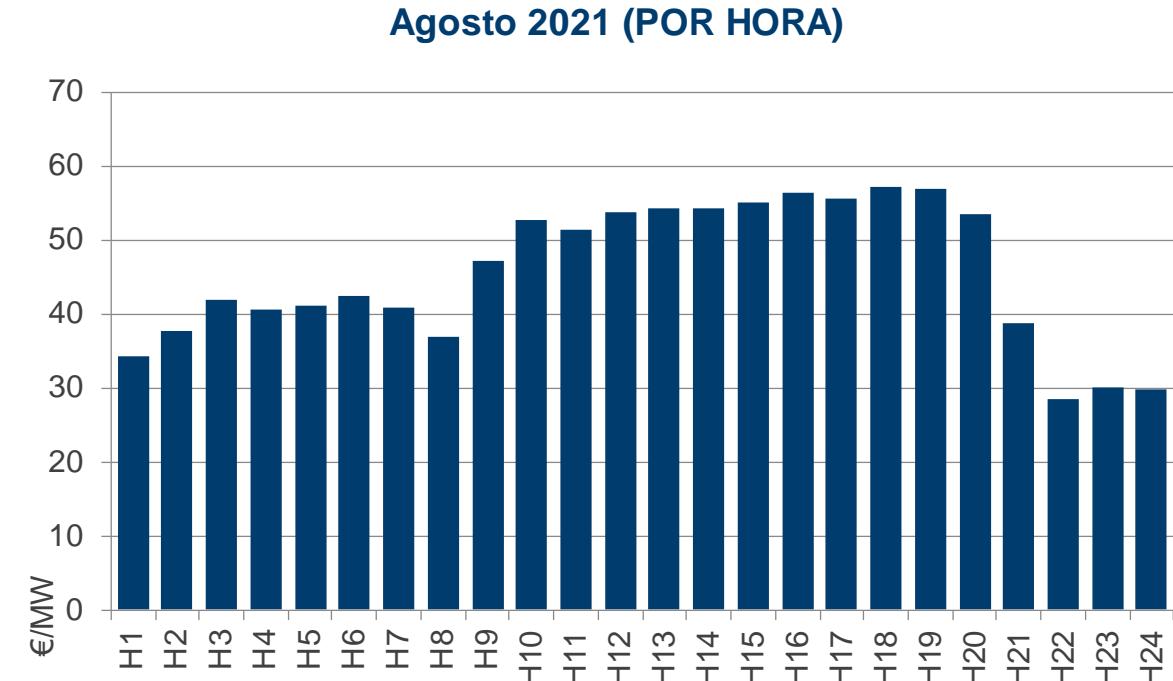
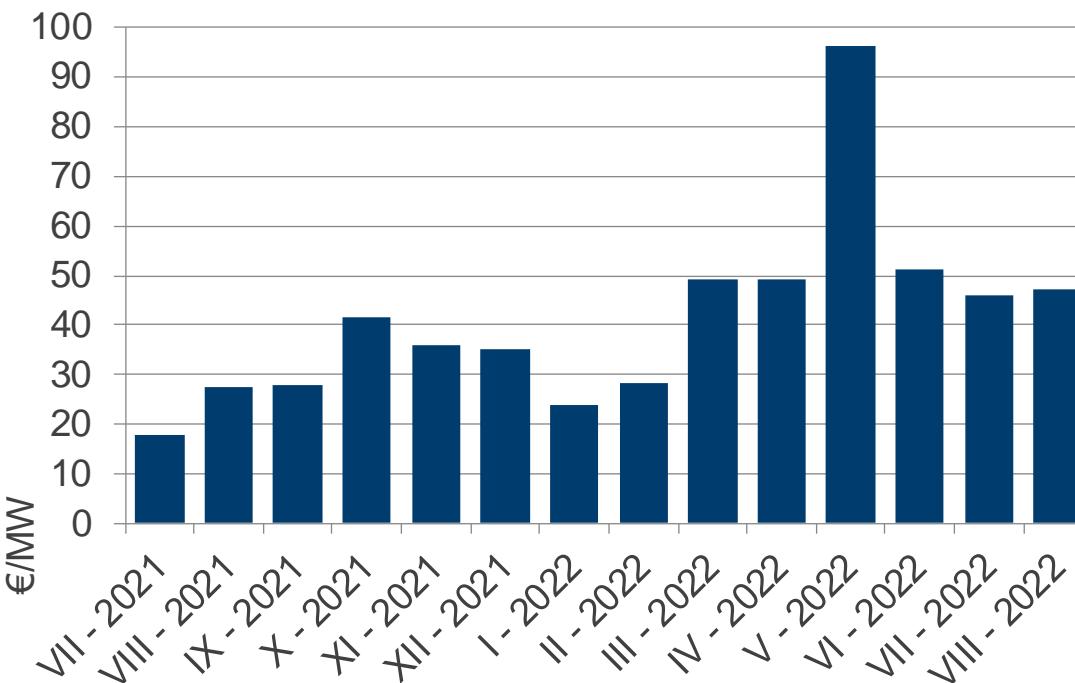
■ Hidráulica ■ Carbón ■ Ciclo Combinado ■ Turbinación bombeo

■ Cogeneración ■ Eólica ■ Solar fotovoltaica ■ Otras Renovables



Precio Medio Ponderado

Precio Medio Ponderado (€/MW)	2021	2022	Δ (%)
Julio	17,79	46,13	159,3%
Agosto	27,32	47,10	72,4%
Precio Medio Ponderado (Ene-Ago)	19,11	48,87	155,7%

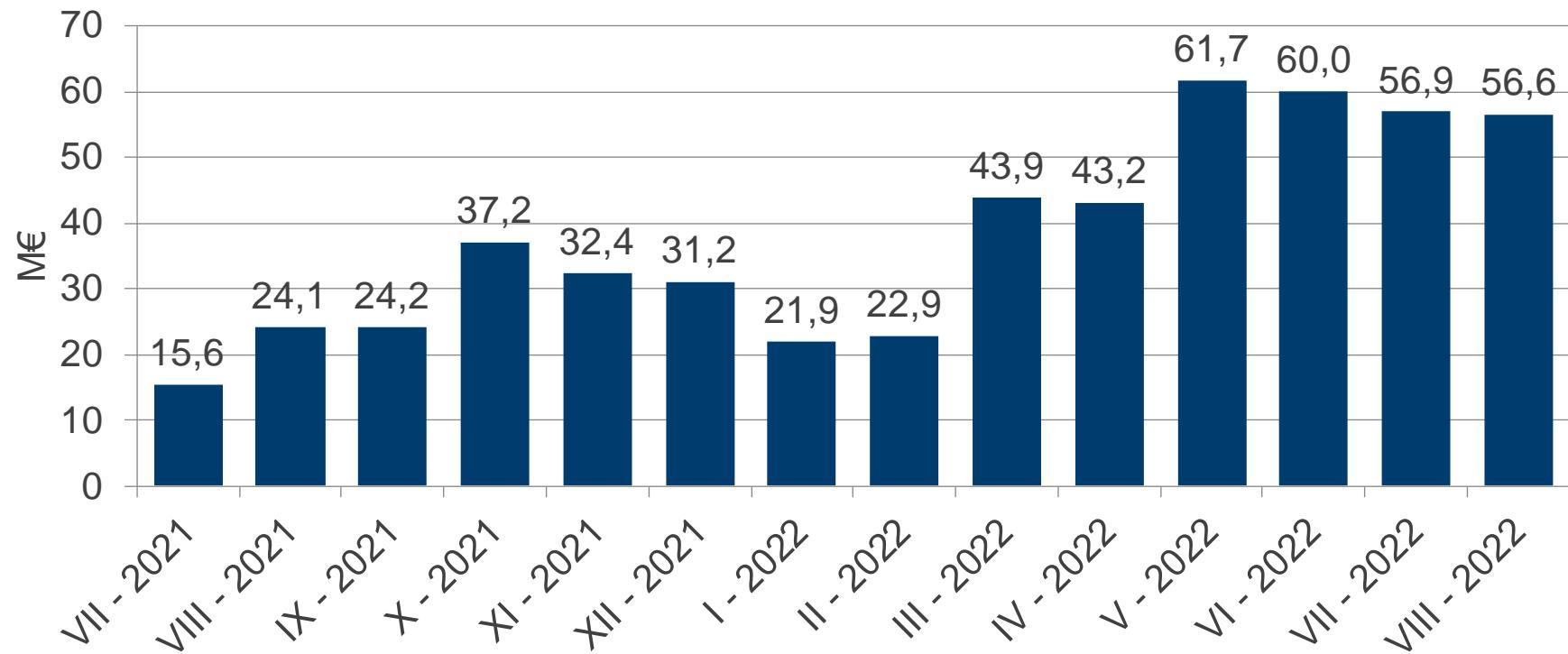


» Los valores de precios medios horarios se facilitan teniendo en cuenta valores medios horarios de potencia asignada



Coste

Coste (M€)	2021	2022	Δ (%)
Julio	15,6	56,9	265,8%
Agosto	24,1	56,6	134,8%
Coste medio mensual (Ene-Ago)	16,9	45,9	170,8%

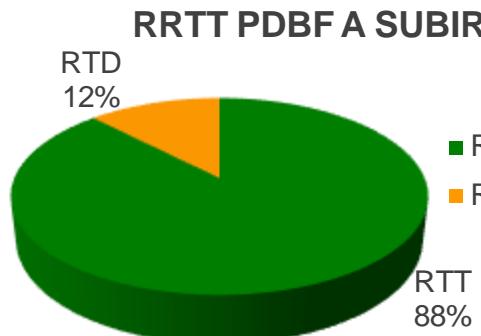




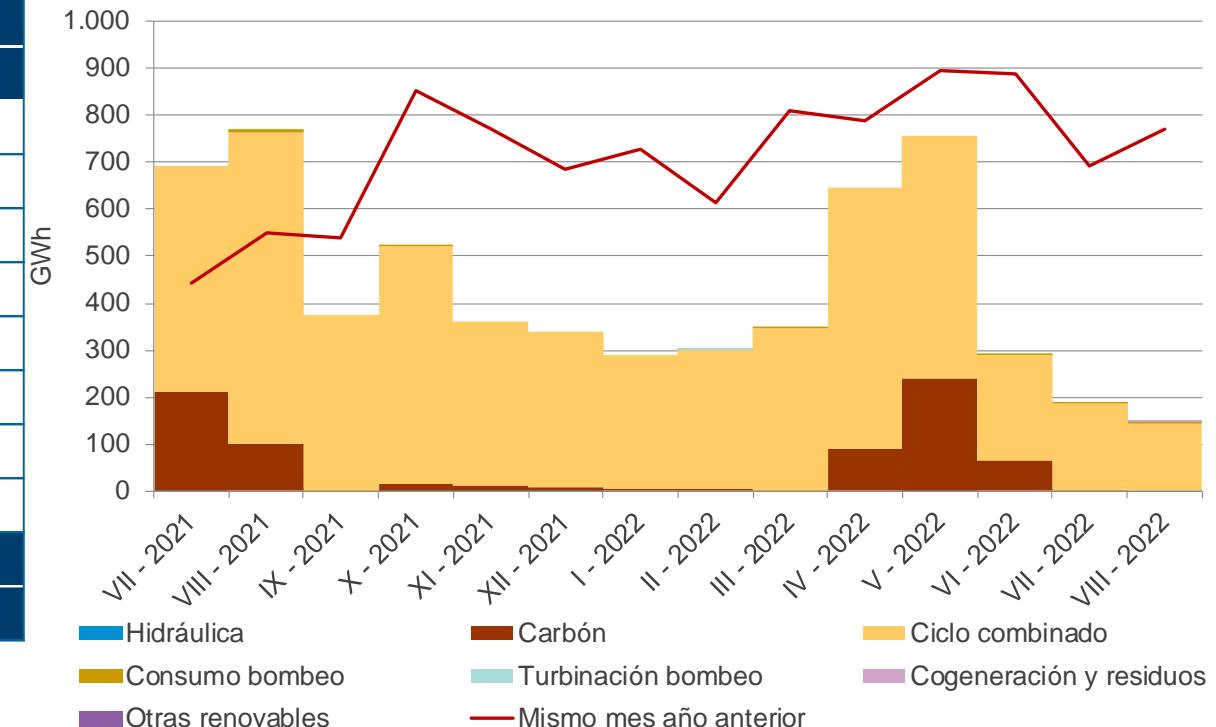
Fase I

Energía a Subir (GWh)

Valores acumulados Ene-Ago	2021	2022	Δ (%)
Carbón	1.545	401	-74%
Ciclo combinado	4.628	2.554	-45%
Cogeneración y residuos	0	0	-
Hidráulica	12	3	-76%
Eólica	0	0	-
Turbinación bombeo	0	0	-
Consumo bombeo	5	8	46%
Otras renovables	0	0	-
Total	6.191	2.966	-52%
Precio medio ponderado (€/MWh)	116,90	255,93	119%



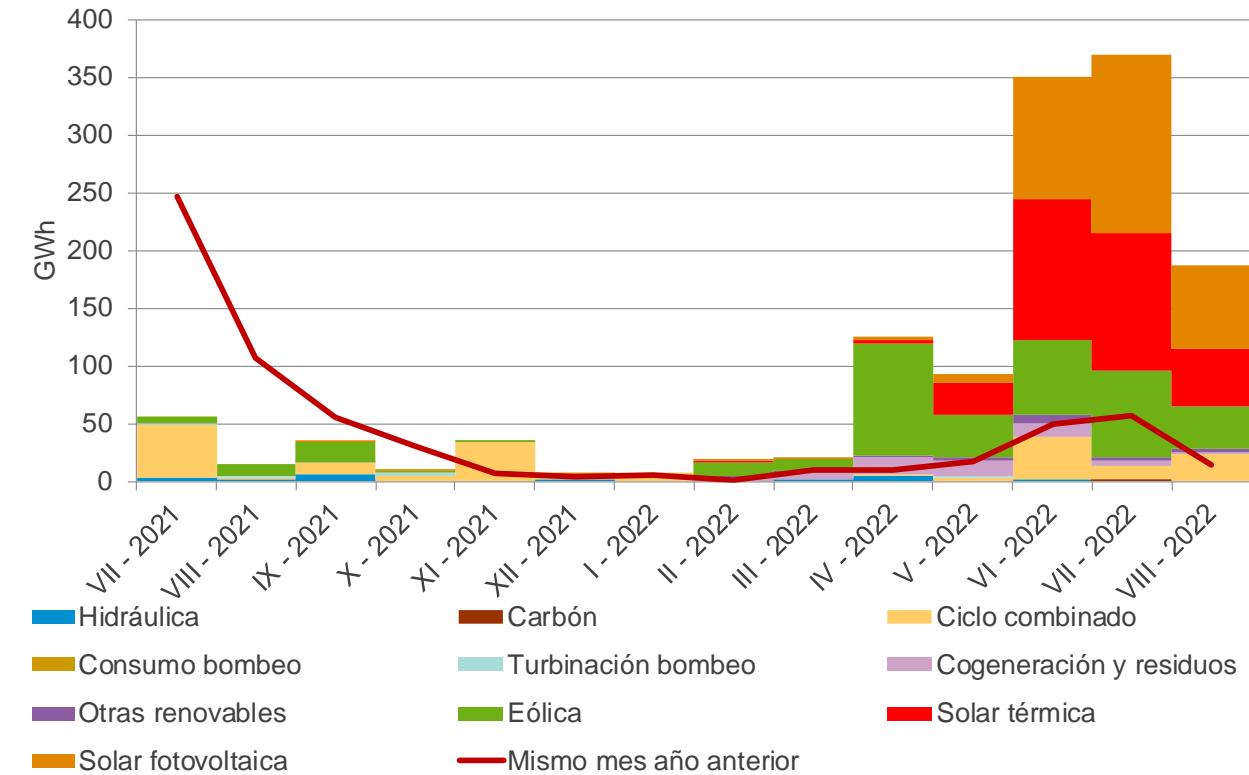
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución



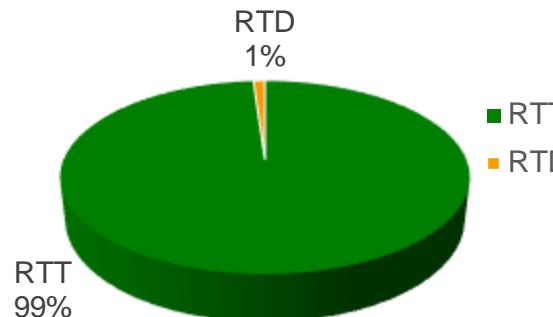


Fase I

Energía a Bajar (GWh)			
Valores acumulados Ene-Ago	2021	2022	Δ (%)
Carbón	0	2	-
Ciclo combinado	95	84	-12%
Cogeneración y residuos	3	57	1642%
Hidráulica	11	11	-2%
Eólica	51	333	557%
Turbinación bombeo	2	1	-39%
Consumo bombeo	0,0	0	-
Otras renovables	0,3	20	7479%
Solar fotovoltaica	0,2	345	190522%
Solar térmica	6,1	323	5149%
Total	168	1.175	600%
Precio medio ponderado (€/MWh)	66,51	175,12	163%



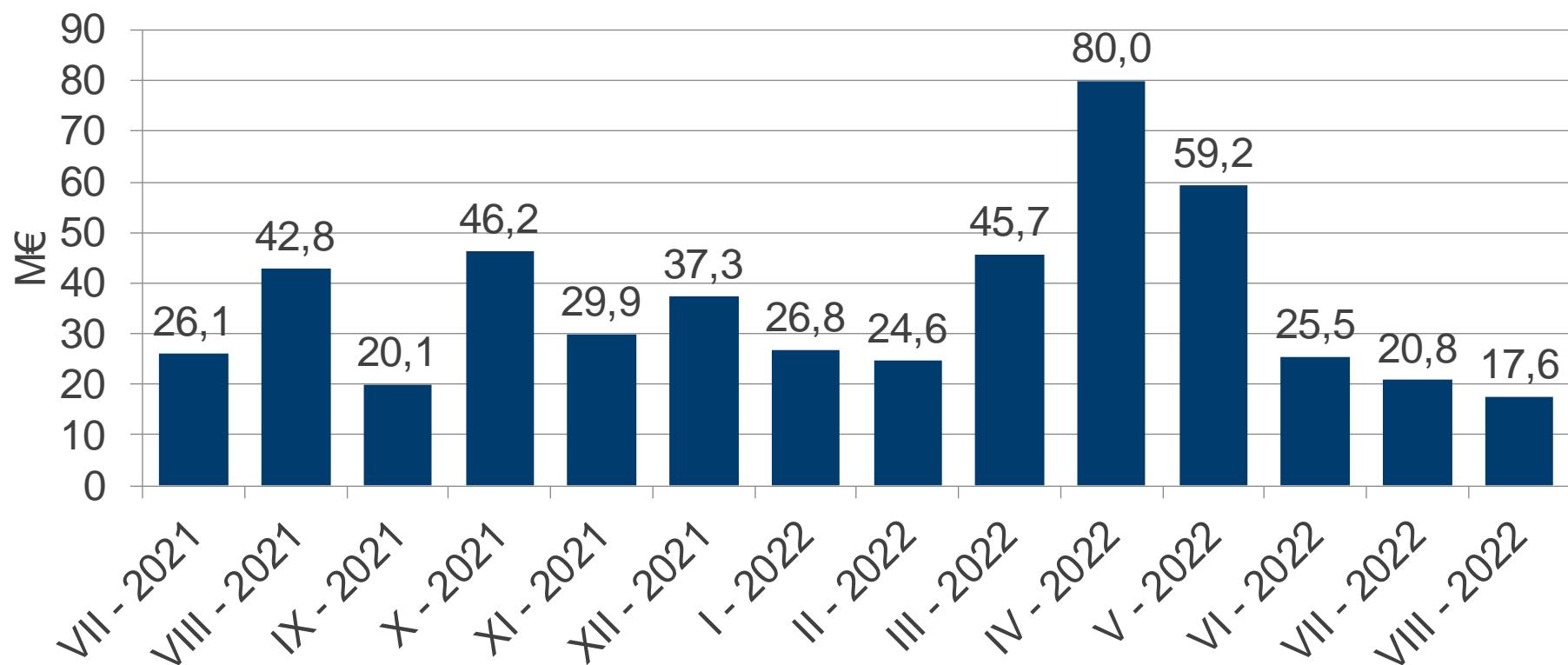
RRTT PDBFA BAJAR



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

Coste

Coste (M€)	2021	2022	Δ (%)
Julio	26,1	20,8	-20,2%
Agosto	42,8	17,6	-58,9%
Coste medio mensual (Ene-Ago)	38,8	37,5	-3,3%

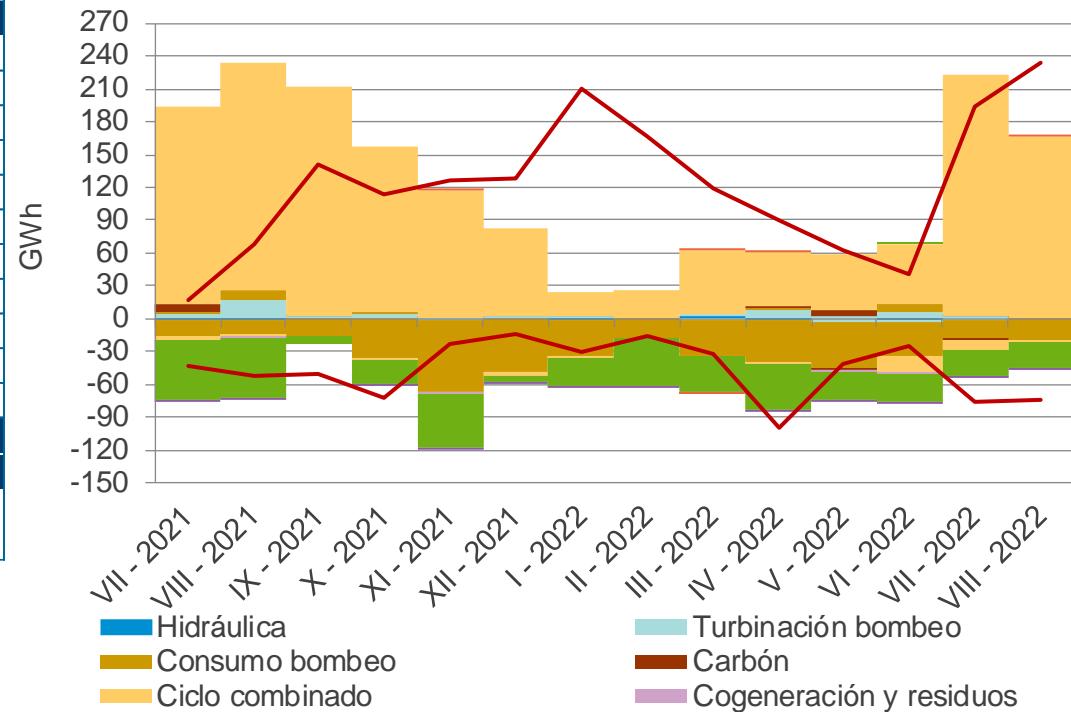




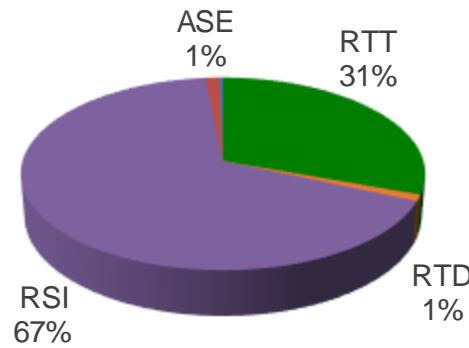
RRTT TR y solución congestiones en interconexiones no UE

red eléctrica

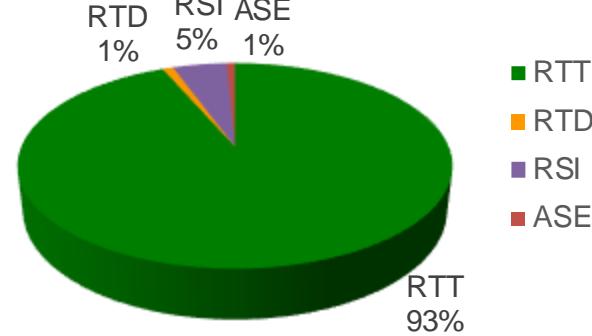
Valores acumulados Ene-Ago	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2021	2022	Δ (%)	2021	2022	Δ (%)
Hidráulica	0,3	4,8	1318%	2,9	2,1	-27%
Carbón	20,8	7,8	-62%	0,0	2,5	-
Ciclo combinado	1.050,1	645,9	-38%	14,5	30,8	113%
Turbinación bombeo	28,7	19,9	-31%	4,3	6,3	46%
Consumo bombeo	17,2	11,3	-34%	147,5	233,3	58%
Cogeneración y residuos	0,1	0,0	-100%	7,4	4,0	-46%
Eólica	0,0	0,0	-	206,3	243,7	18%
Solar térmica	0,0	0,0	-	6,7	13,6	105%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	2,3	21,9	857%
Otras renovables	0,0	0,0	-	3,6	4,1	16%
Enlace balear	0,6	0,6	-4%	0,2	0,2	19%
Total	1117,7	690,3	-38%	395,6	562,6	42%
Precio medio ponderado (€/MWh)	175,68	566,40	222%	19,26	58,87	206%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	0,0	-	1,0	0,0	-100%



RRTT TR A SUBIR



RRTT TR A BAJAR

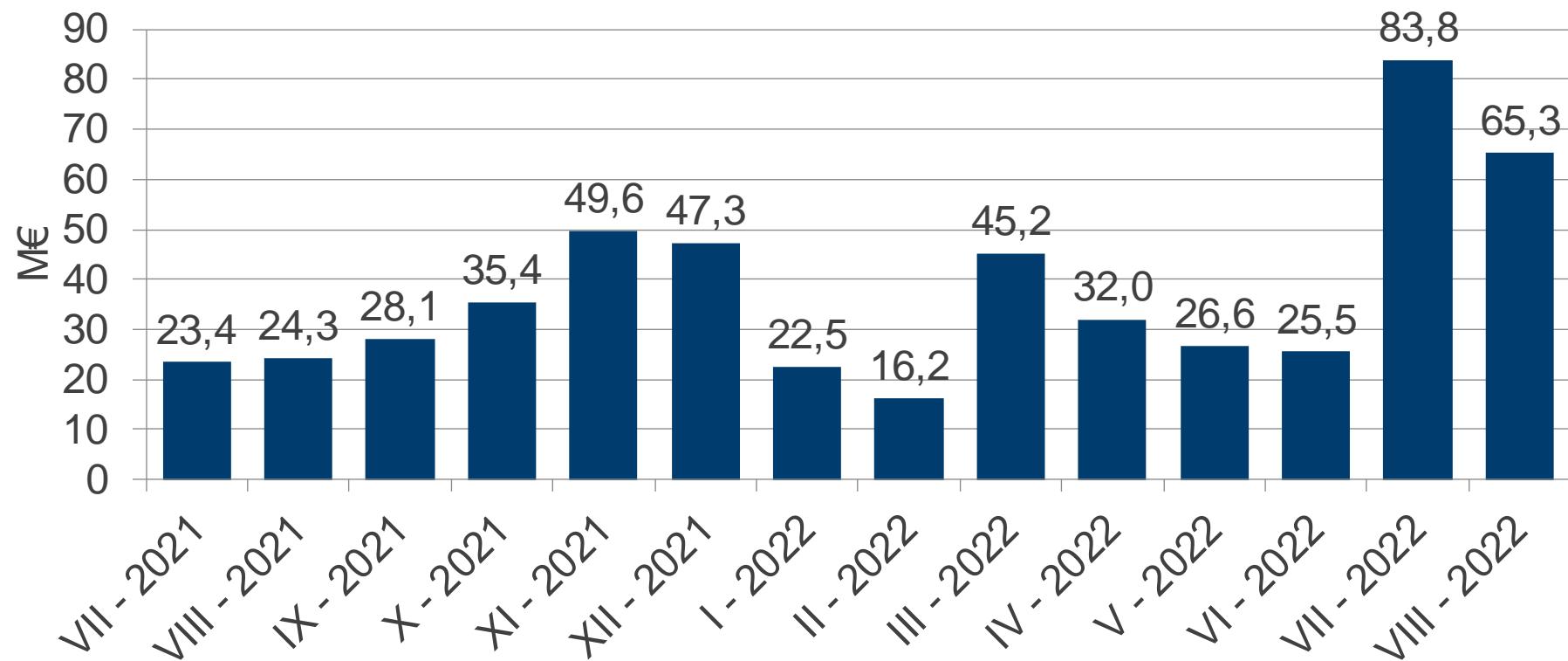


- RTT
- RTD
- RSI
- ASE

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

Coste

Coste (M€)	2021	2022	Δ (%)
Julio	23,4	83,8	258,1%
Agosto	24,3	65,3	168,7%
Coste medio mensual (Ene-Ago)	15,1	39,6	163,2%





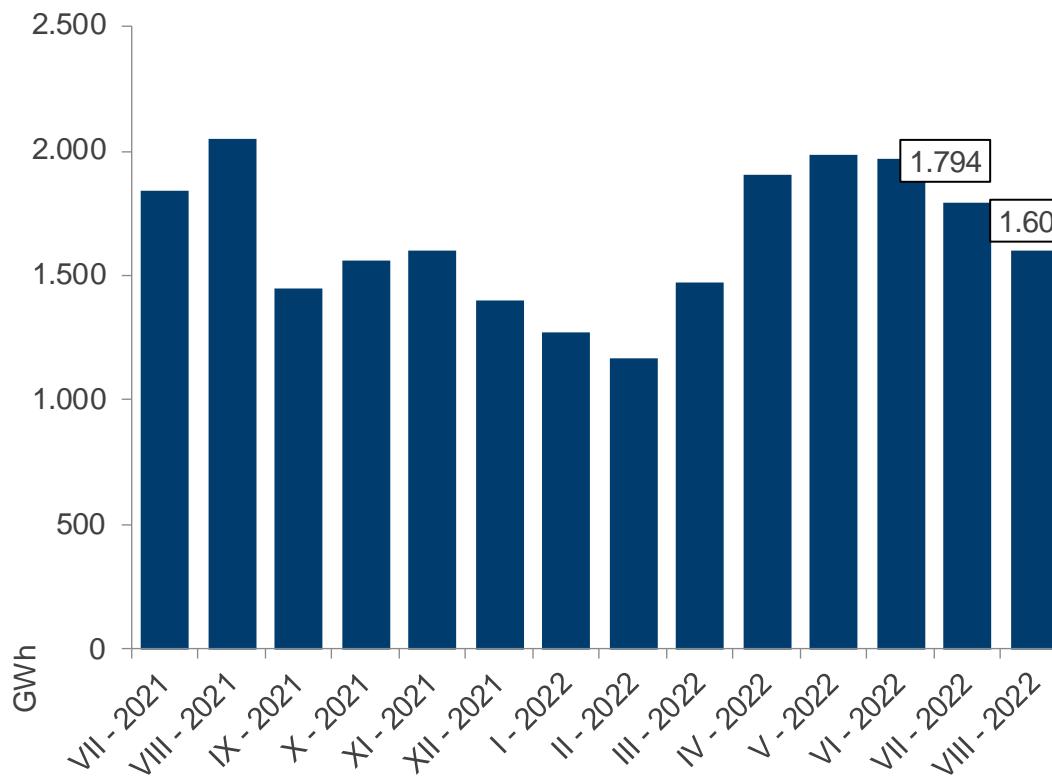
Energías de servicios de ajuste del Sistema Eléctrico Peninsular

red eléctrica

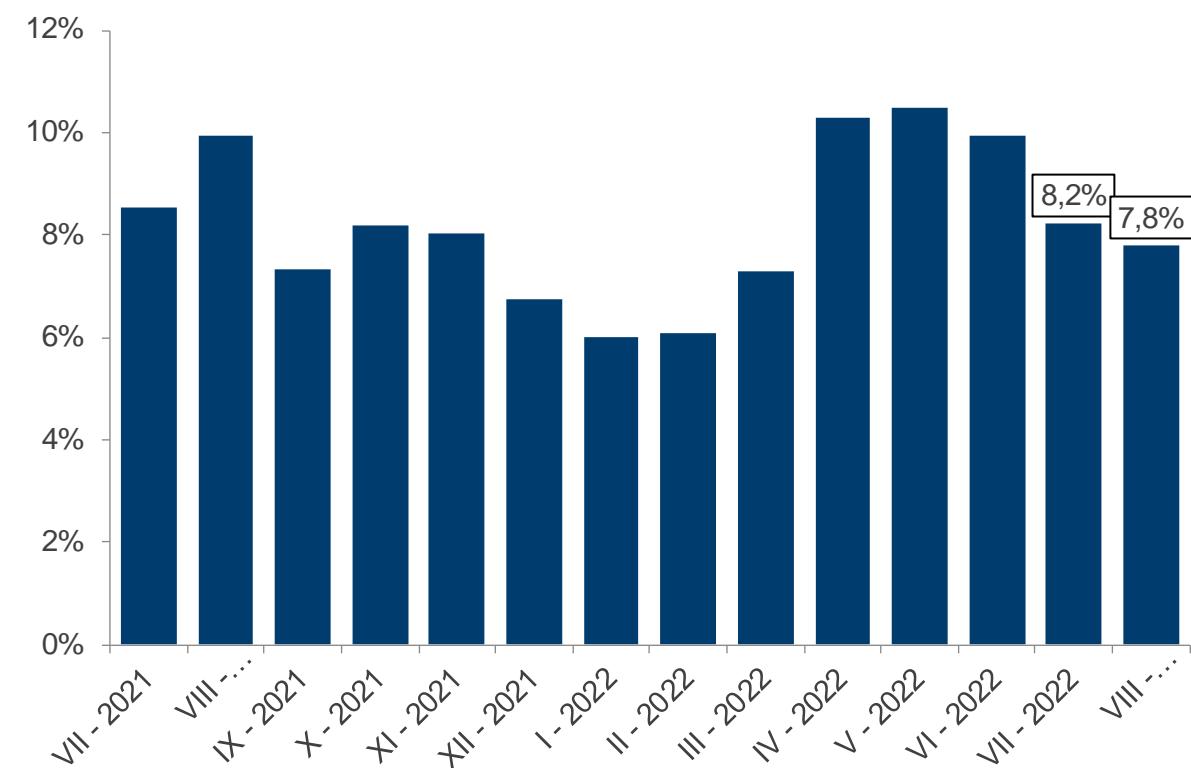
Energía utilizada para gestión de SAS

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

SECUNDARIA + SECUNDARIA EVITADA (IGCC)



Energía de SAS respecto a Demanda Total Servida (%)



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

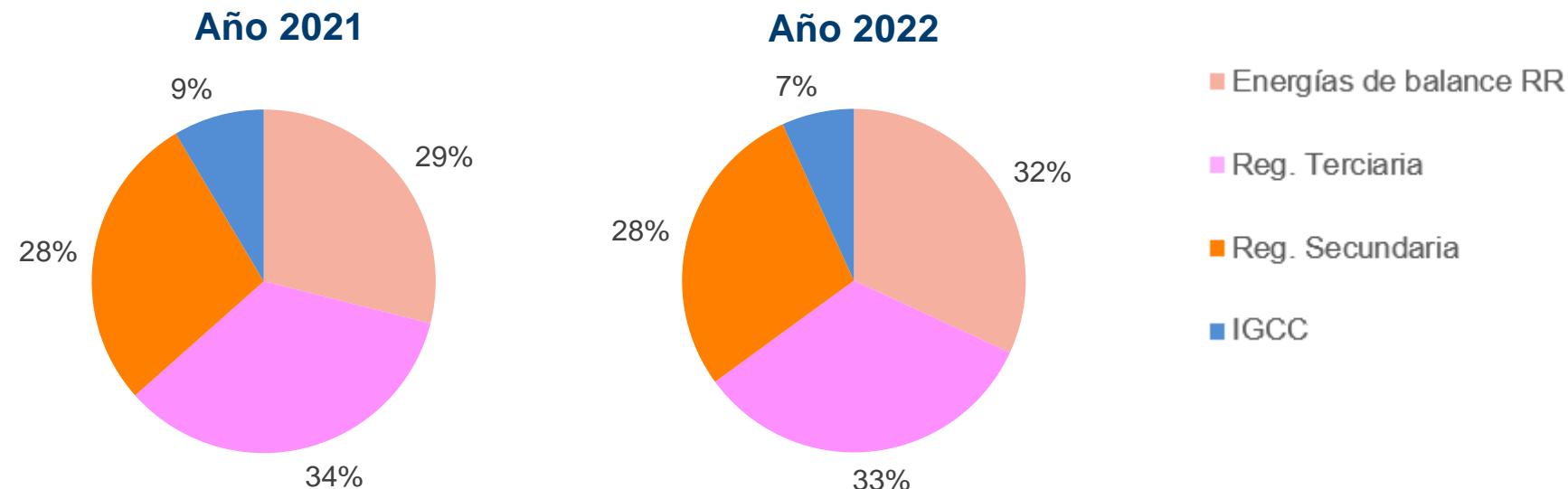
⁽²⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022



Energía utilizada para la gestión del Sistema Eléctrico

red eléctrica

Valores acumulados Ene-Ago	Año 2021	Año 2022	Diferencia 2022 c/r 2021
Energías de balance RR ⁽¹⁾	1.973	2.470	25%
Reg. Terciaria ⁽²⁾	2.350	2.563	9%
Reg. Secundaria	1.909	2.187	15%
IGCC	582	527	-10%
Total (GWh)	6.814	7.747	13,7%



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

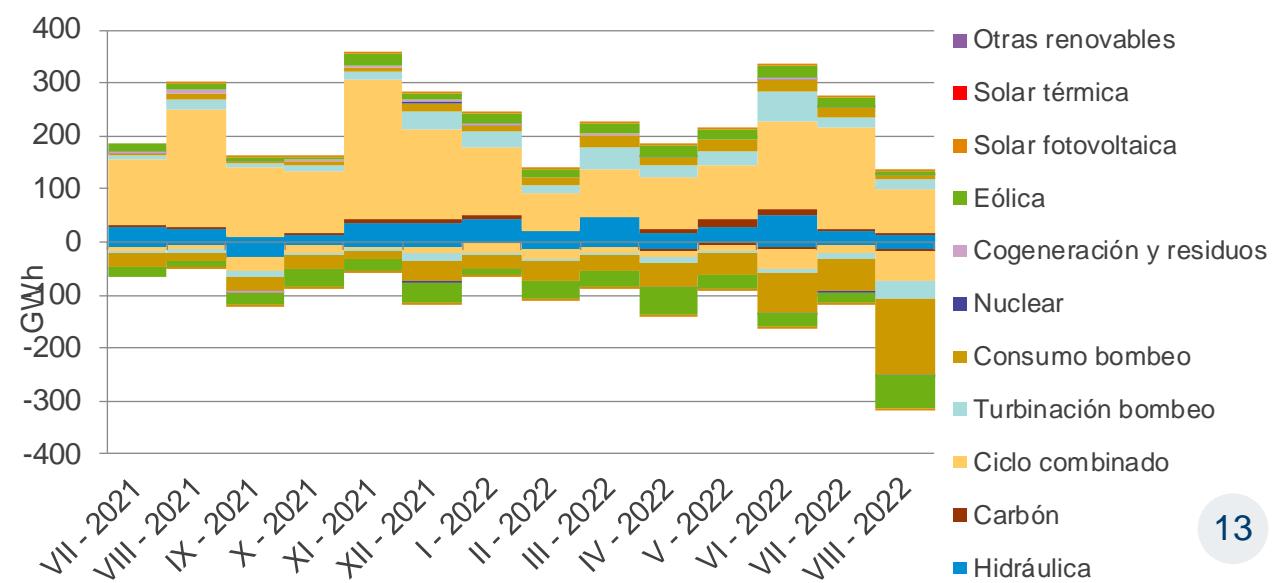
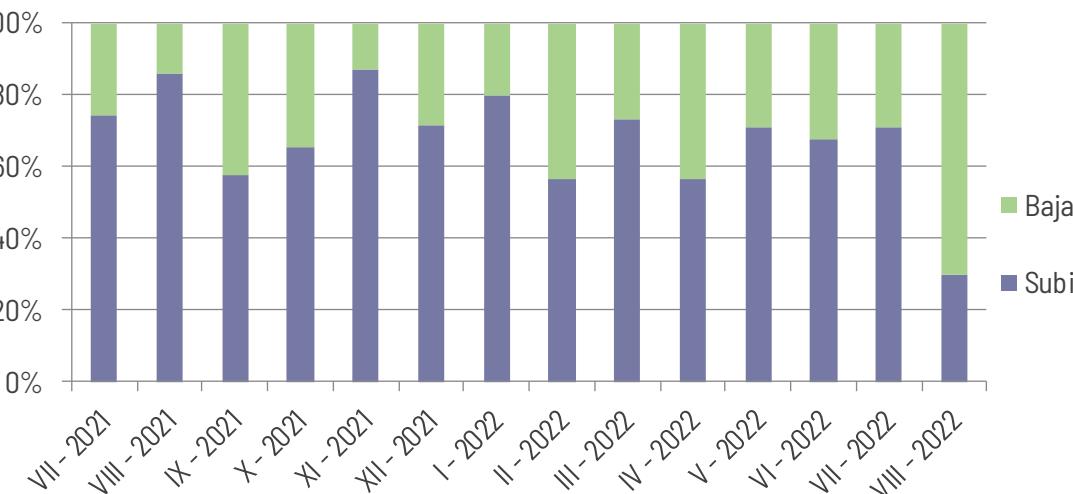
⁽²⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, desde la puesta en servicio de la Programación QH el 24 de mayo de 2022



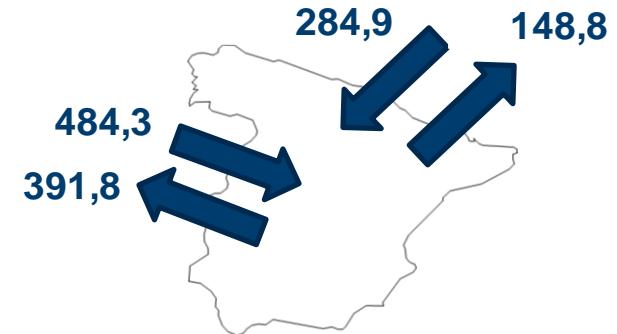
Asignaciones de energías de balance de tipo RR

red eléctrica

	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2021	2022	Δ (%)	2021	2022	Δ (%)
Valores acumulados Ene-Ago						
Hidráulica	254	249	-2%	154	64	-58%
Turbinación bombeo	121	234	93%	78	77	-1%
Consumo bombeo	100	145	45%	227	457	101%
Carbón	19	43	126%	6	11	83%
Ciclo combinado	807	918	14%	90	188	109%
Nuclear	3	1	-67%	4	2	-50%
Cogeneración y residuos	25	10	-60%	3	3	0%
Eólica	91	140	54%	211	261	24%
Solar fotovoltaica	0	4	-	0	4	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Demandas	0	0	-	0	0	-
Total	1.420	1.744	23%	773	1.067	38%
Necesidades cubiertas	1.344	1.688	26%	628	783	25%
PMP Necesidades cubiertas (€/MWh)	87,97	240,64	174%	49,51	106,92	116%



Intercambios en frontera (GWh)			
	2021	2022	Δ (%)
Exportación	471,3	540,5	15%
Importación	542,8	769,1	42%



PMP asignación (€/MWh)		
2021	2022	Δ (%)
75,72	198,28	161%

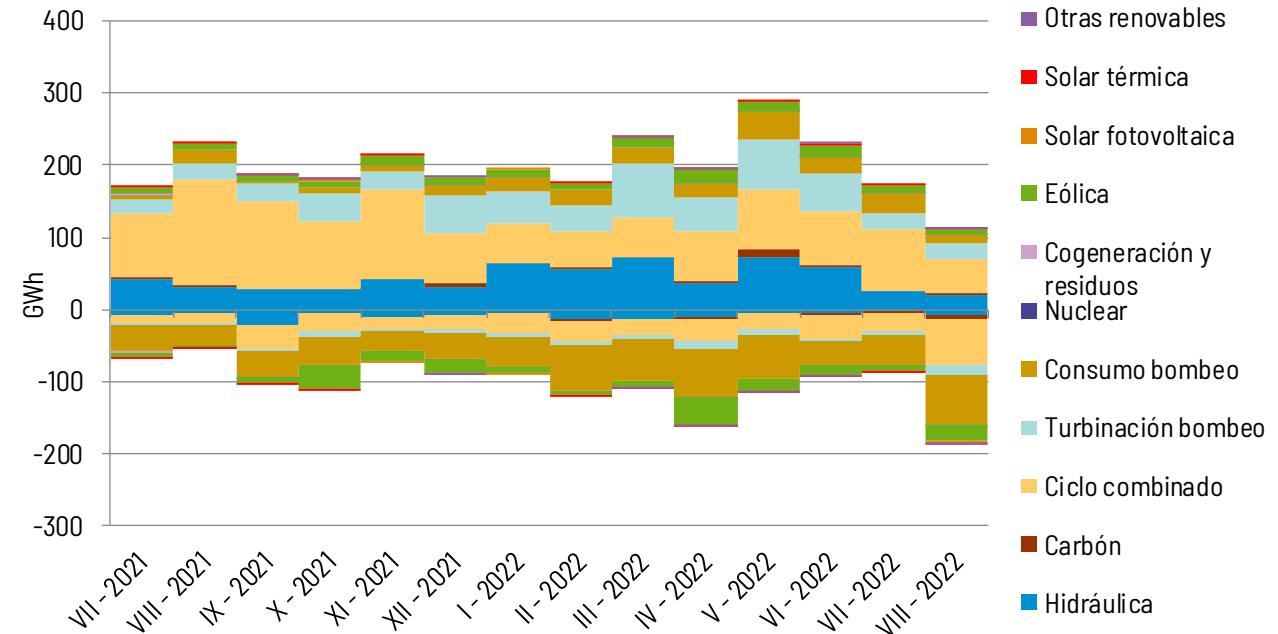
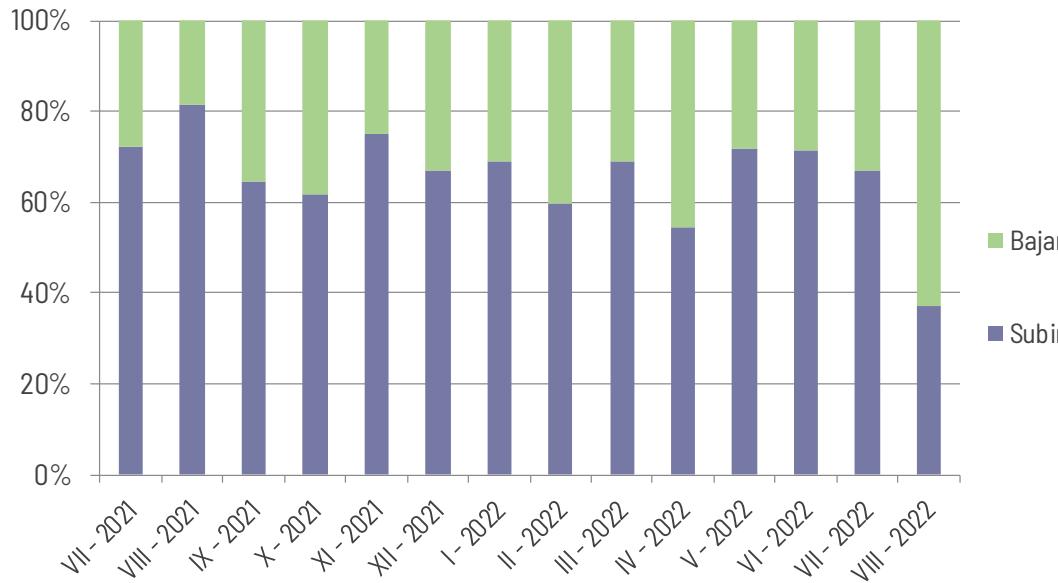
- Otras renovables
- Solar térmica
- Solar fotovoltaica
- Eólica
- Cogeneración y residuos
- Nuclear
- Consumo bombeo
- Turbinación bombeo
- Ciclo combinado
- Carbón
- Hidráulica



Energía de Regulación Terciaria⁽¹⁾

red eléctrica

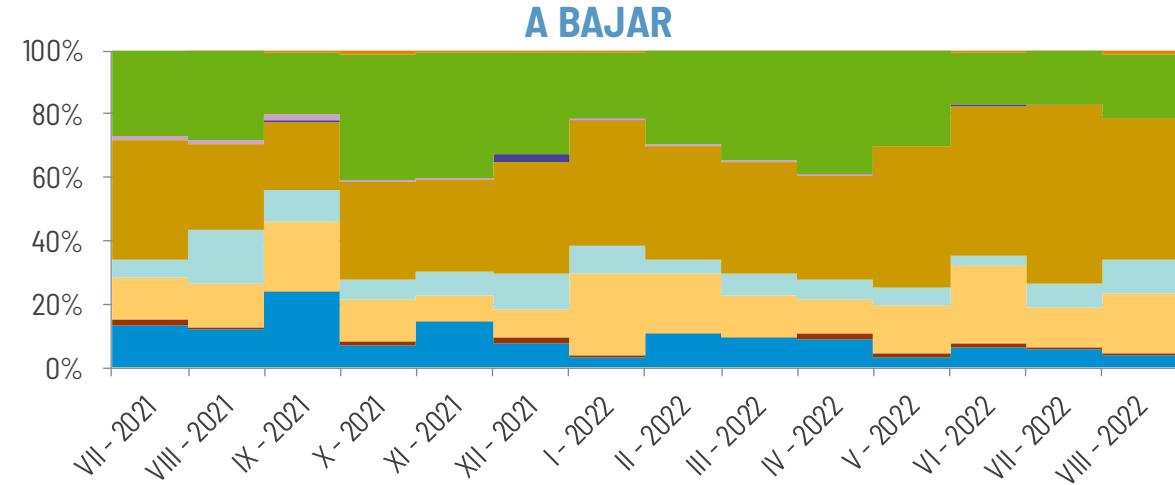
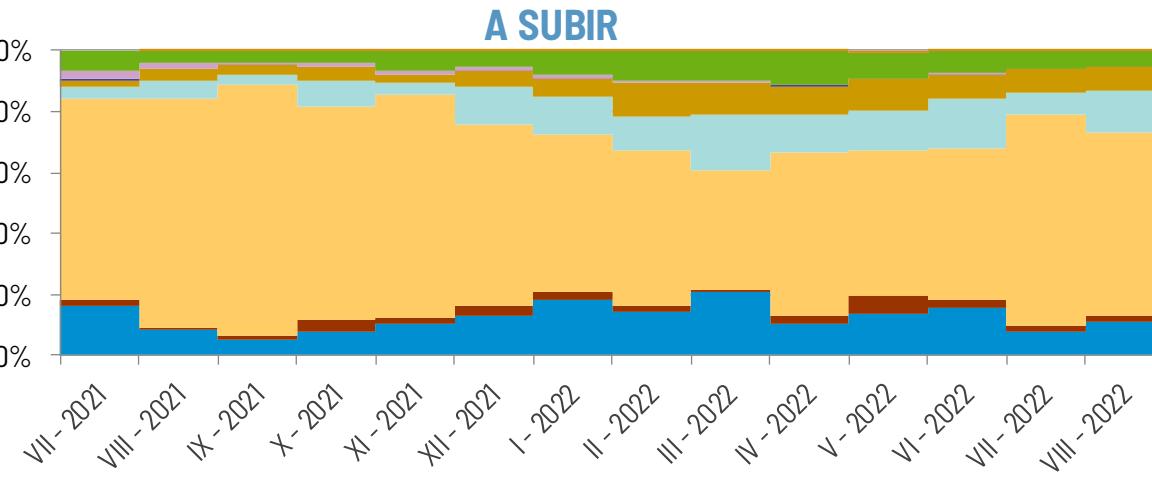
Valores acumulados Ene-Ago	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2021	2022	Δ (%)	2021	2022	Δ (%)
Hidráulica	358	404	13%	164	65	-60%
Turbinación bombeo	236	369	56%	90	58	-36%
Consumo bombeo	100	183	83%	390	434	11%
Carbón	17	24	41%	4	11	175%
Ciclo combinado	598	514	-14%	103	258	150%
Nuclear	1	2	100%	1	1	0%
Cogeneración y residuos	5	3	-40%	3	1	-67%
Eólica	84	101	20%	194	117	-40%
Solar fotovoltaica	0	2	-	0	3	-
Solar térmica	0	2	-	0	2	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Total	1399	1604	15%	949	950	0%
Precio medio ponderado (€/MWh)	87,13	272,89	213%	37,28	114,08	206%



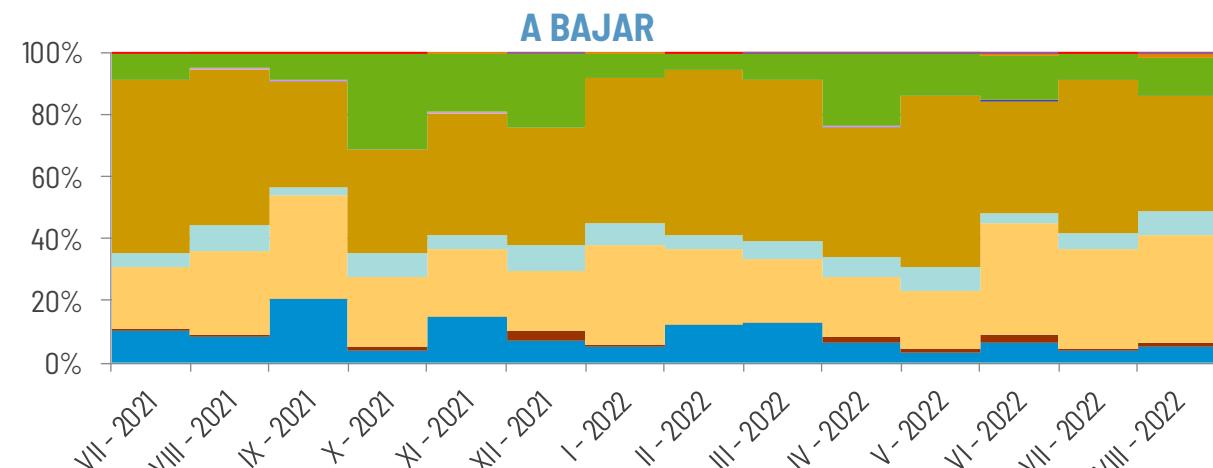
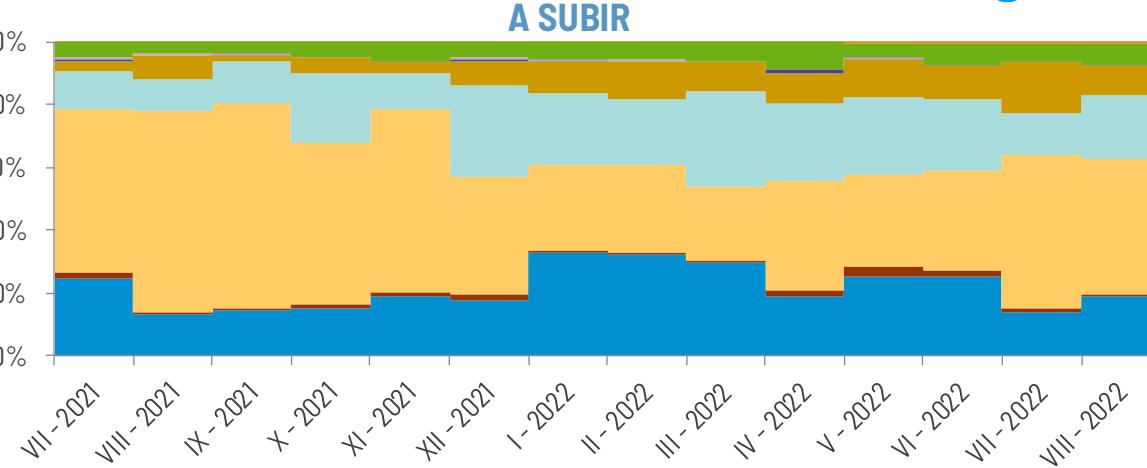
⁽¹⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022



Energías de balance RR



Regulación Terciaria

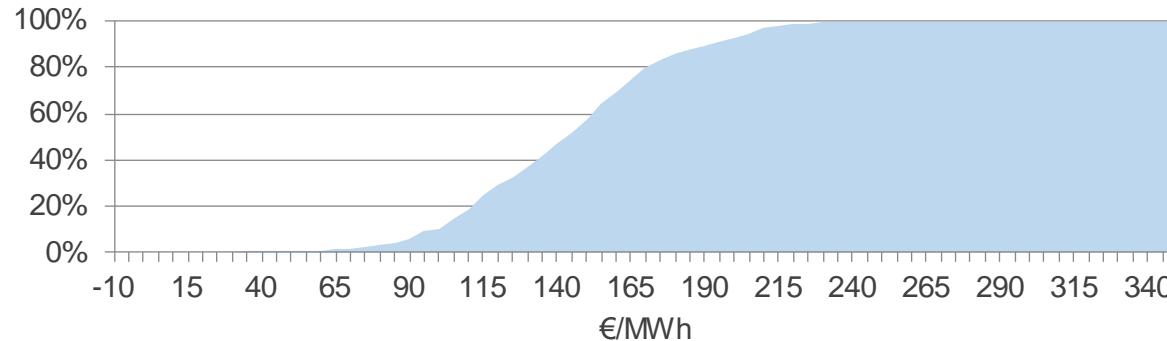


Otras renovables ■ Solar térmica ■ Solar fotovoltaica ■ Eólica ■ Cogeneración y residuos ■ Nuclear ■ Consumo bombeo ■ Turbinación bombeo ■ Ciclo combinado ■ Carbón ■ Hidráulica



2022 Julio

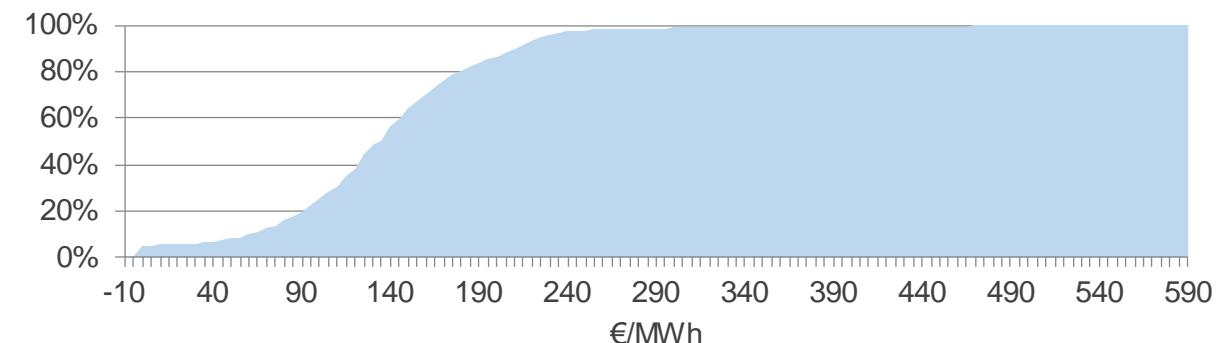
Energías de balance RR



Precio Máx. Asig. RR = 380,30 €/MWh (13/07/2022 09:00)

Precio Mín. Asig. RR = 0,00 €/MWh (03/07/2022 17:00)

2022 Agosto

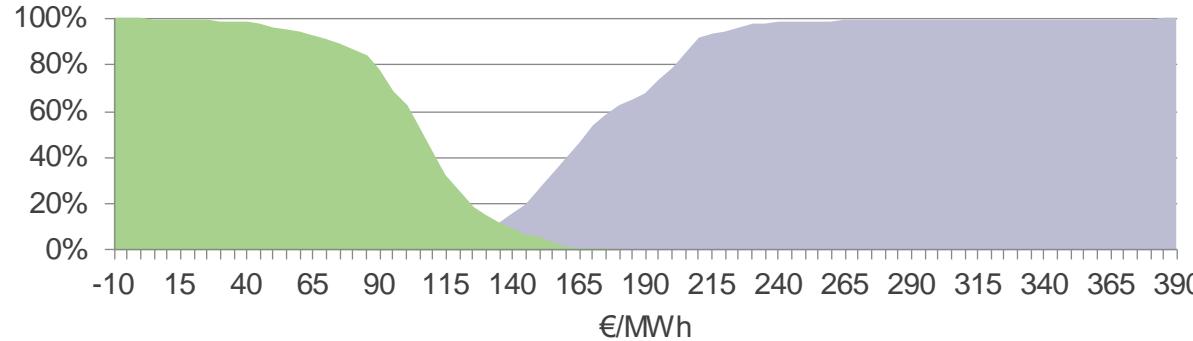


Precio Máx. Asig. RR = 582,47 €/MWh (20/08/2022 08:15)

Precio Mín. Asig. RR = -10,00 €/MWh (15/08/2022 11:45)

2022 Julio

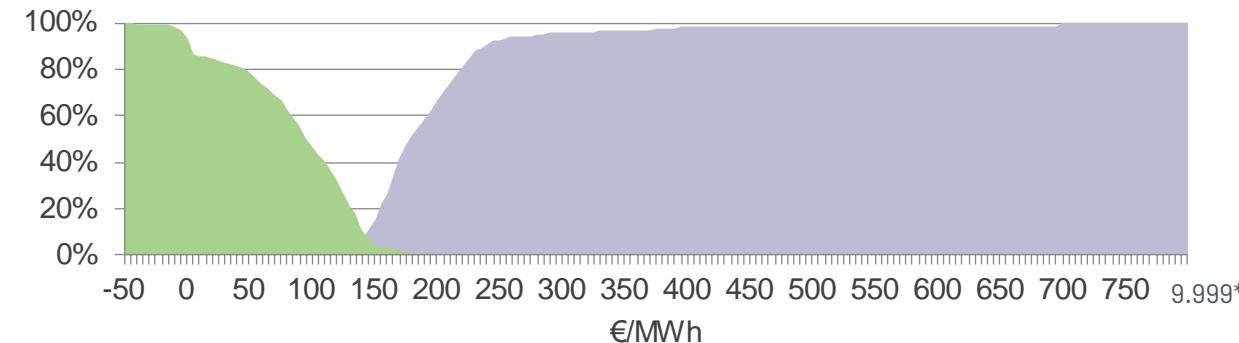
Regulación Terciaria



Precio Máx. Subir = 384,00 €/MWh (12/07/2022 19:15:00)

Precio Mín. Bajar = 0,00 €/MWh (03/07/2022 16:30:00)

2022 Agosto



Precio Máx. Subir = 9.999,00 €/MWh (13/08/2022 10:45:00)

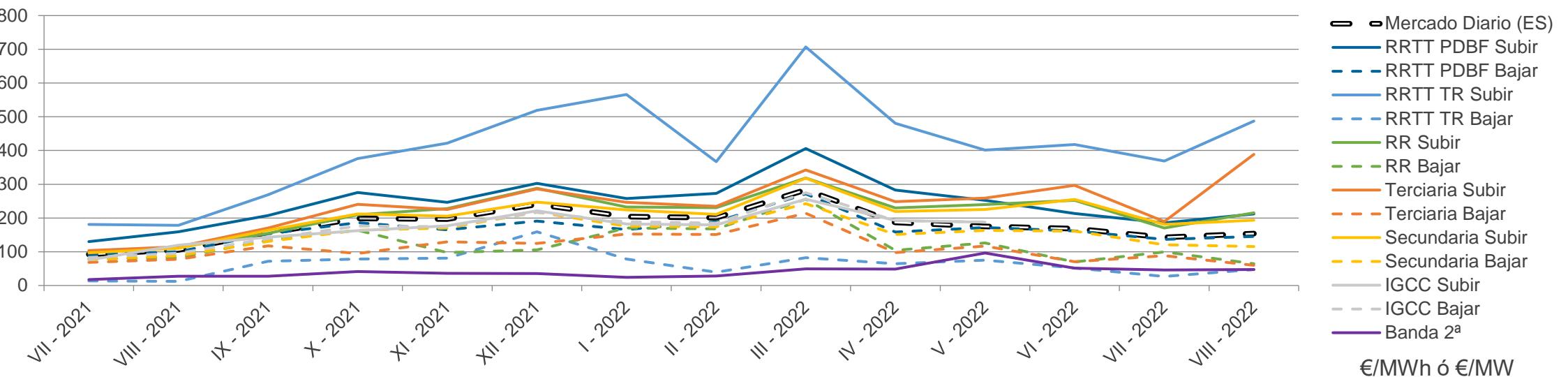
Precio Mín. Bajar = -50,00 €/MWh (15/08/2022 11:45:00)



Precios Medios Ponderados Mensuales⁽¹⁾

red eléctrica

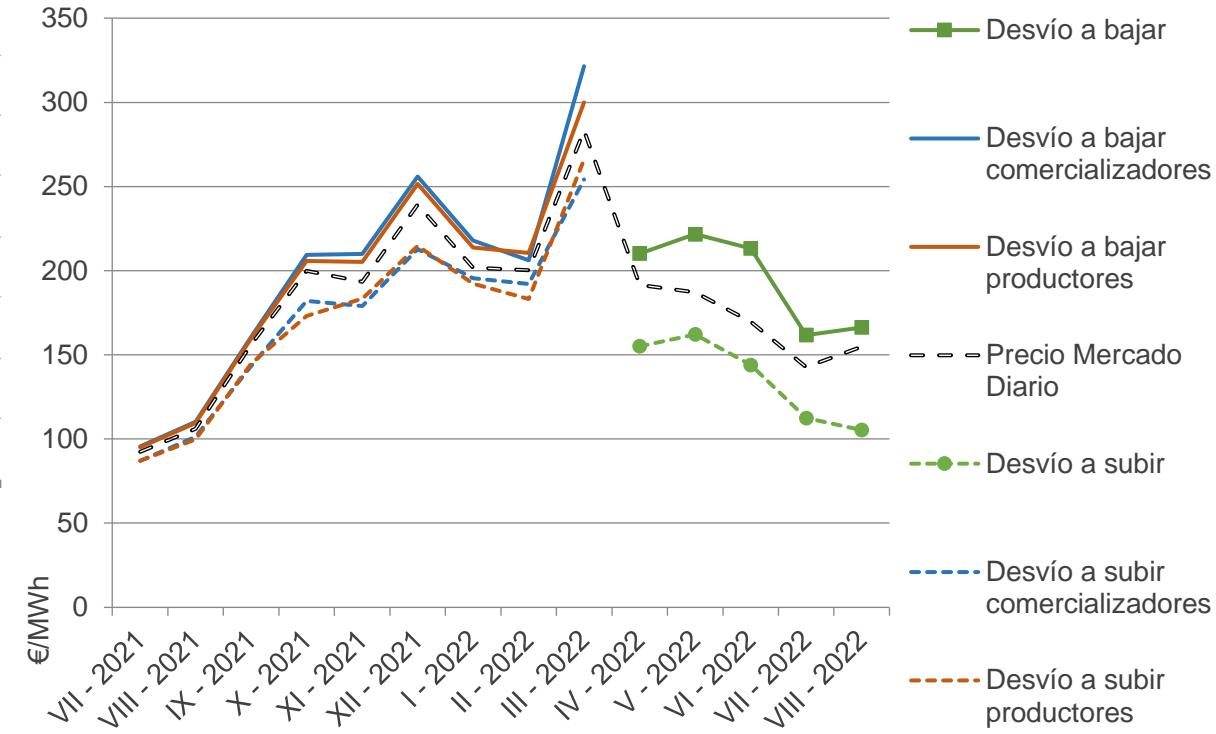
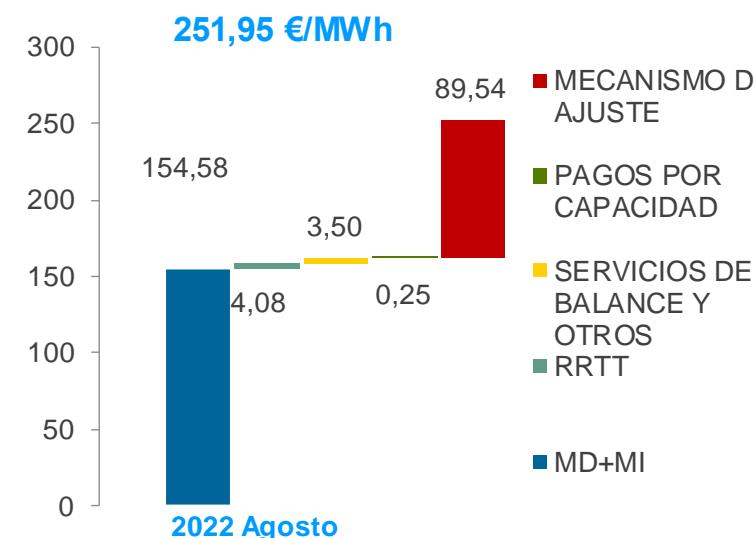
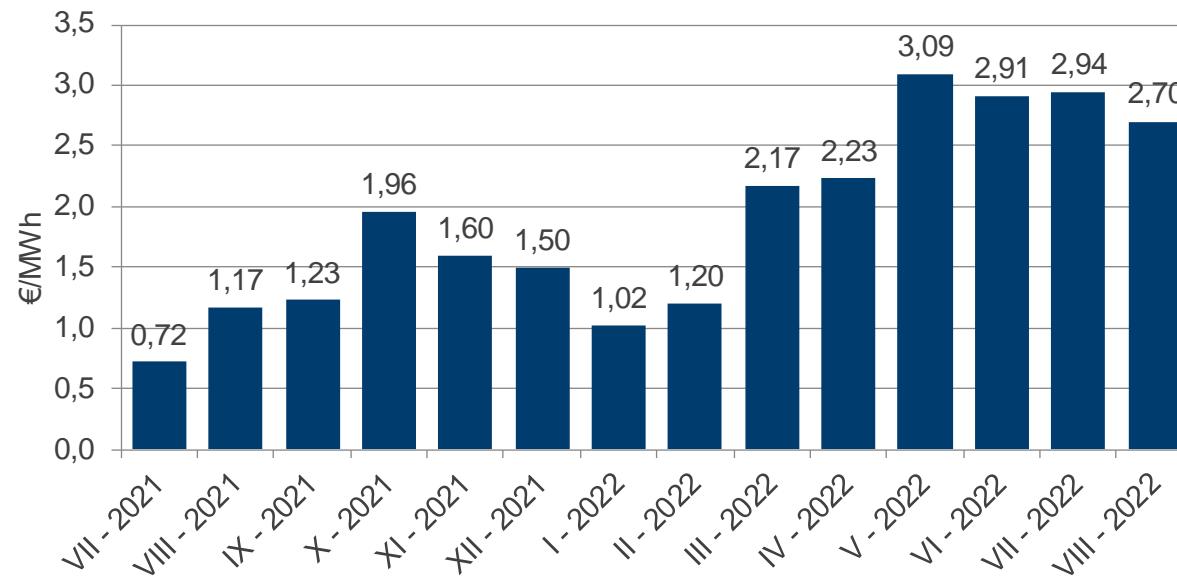
€/MWh ó €/MW	VII - 2021	VIII - 2021	IX - 2021	X - 2021	XI - 2021	XII - 2021	I - 2022	II - 2022	III - 2022	IV - 2022	V - 2022	VI - 2022	VII - 2022	VIII - 2022
Mercado Diario (ES)	92,20	105,67	155,68	199,00	197,11	240,82	204,28	200,66	283,49	186,76	174,75	168,19	142,44	153,60
RRTT PDBF Subir	129,82	158,98	207,77	275,76	246,64	302,73	257,71	272,83	406,22	283,20	252,48	213,49	185,95	212,27
RRTT PDBF Bajar	90,83	100,26	153,02	186,13	165,39	191,19	165,90	189,25	271,96	158,38	171,77	162,01	136,40	145,58
RRTT TR Subir	180,97	178,46	268,82	376,42	422,02	519,20	565,90	367,21	707,26	480,70	401,25	417,63	368,83	487,00
RRTT TR Bajar	13,58	12,39	71,80	78,76	81,20	159,17	78,22	39,44	82,25	64,31	75,40	52,01	26,91	47,09
RR Subir	98,14	113,58	154,64	209,57	227,96	287,86	232,66	230,70	318,69	229,73	240,01	252,50	170,53	215,50
RR Bajar	78,44	83,34	134,26	164,05	97,50	105,38	170,30	167,77	255,86	104,02	126,02	70,15	99,37	64,67
Terciaria Subir	103,90	114,94	170,42	240,81	225,28	286,18	246,25	234,65	342,67	248,18	258,98	296,75	189,83	388,62
Terciaria Bajar	68,30	77,53	117,72	94,85	129,24	124,57	152,44	151,39	214,24	97,35	117,15	70,44	88,36	60,19
Secundaria Subir	96,76	110,02	163,59	212,36	205,75	247,17	223,86	211,10	317,93	219,18	225,60	254,85	180,83	193,52
Secundaria Bajar	76,44	88,49	130,76	163,60	170,55	217,24	176,02	173,51	242,77	151,23	163,17	160,92	120,62	115,33
IGCC Subir	75,89	119,17	143,39	162,61	177,23	221,65	182,45	180,00	256,01	193,24	187,84			
IGCC Bajar	82,91	95,67	138,51	176,09	174,64	216,50	189,06	185,14	274,85	192,17	188,48			
Banda 2 ^a	17,79	27,32	27,83	41,45	35,95	35,18	24,03	28,19	49,05	49,01	96,12	51,34	46,13	47,10



⁽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



Coste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh)



Precio Medio Ponderado Desvíos en Agosto 2022

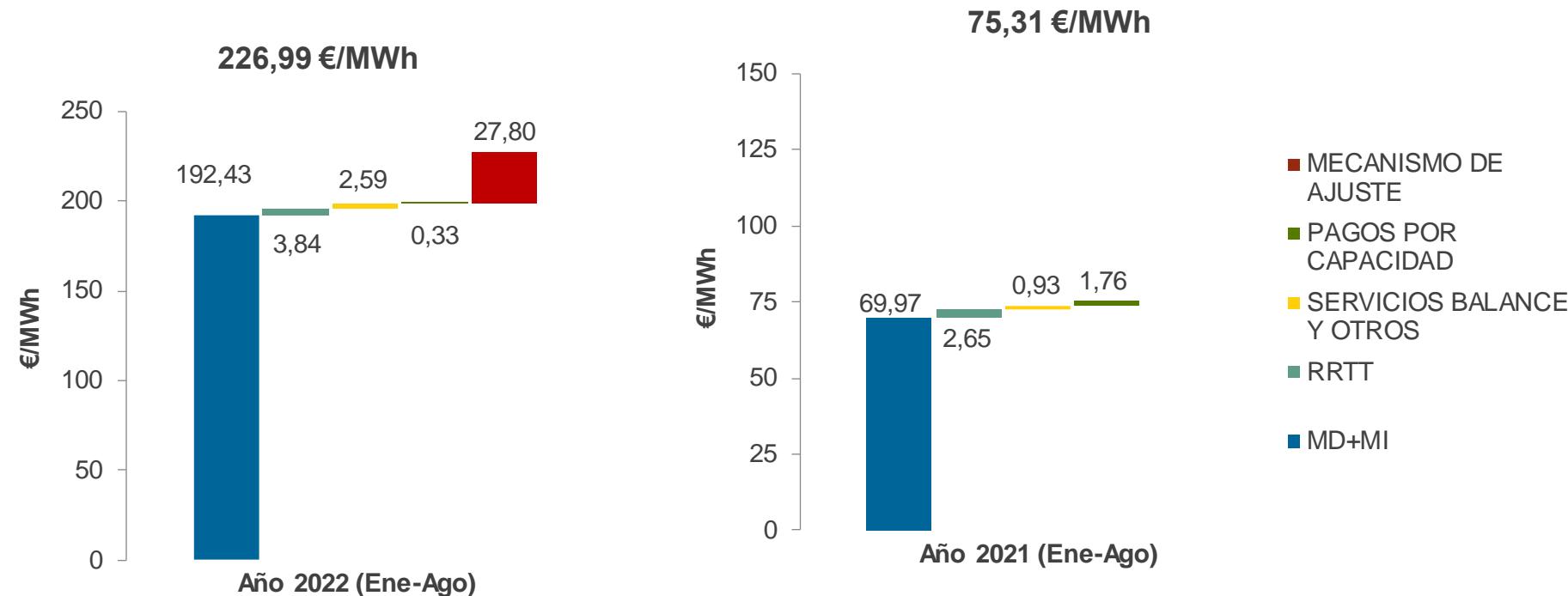
Bajar: 166,31 €/MWh

Subir: 105,32 €/MWh

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



Año 2022 vs. Año 2021



€/MWh	Año 2022 (Ene-Ago)	Año 2021 (Ene-Ago)	Variación %
MD+MI	192,43	69,97	175%
RRTT	3,84	2,65	45%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	2,59	0,93	178%
TOTAL SAS	6,43	3,58	80%
PAGOS CAP	0,33	1,76	-81%
MECANISMO DE AJUSTE	27,80	-	-
PFE (Ene-Ago)	226,99	75,31	201%

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

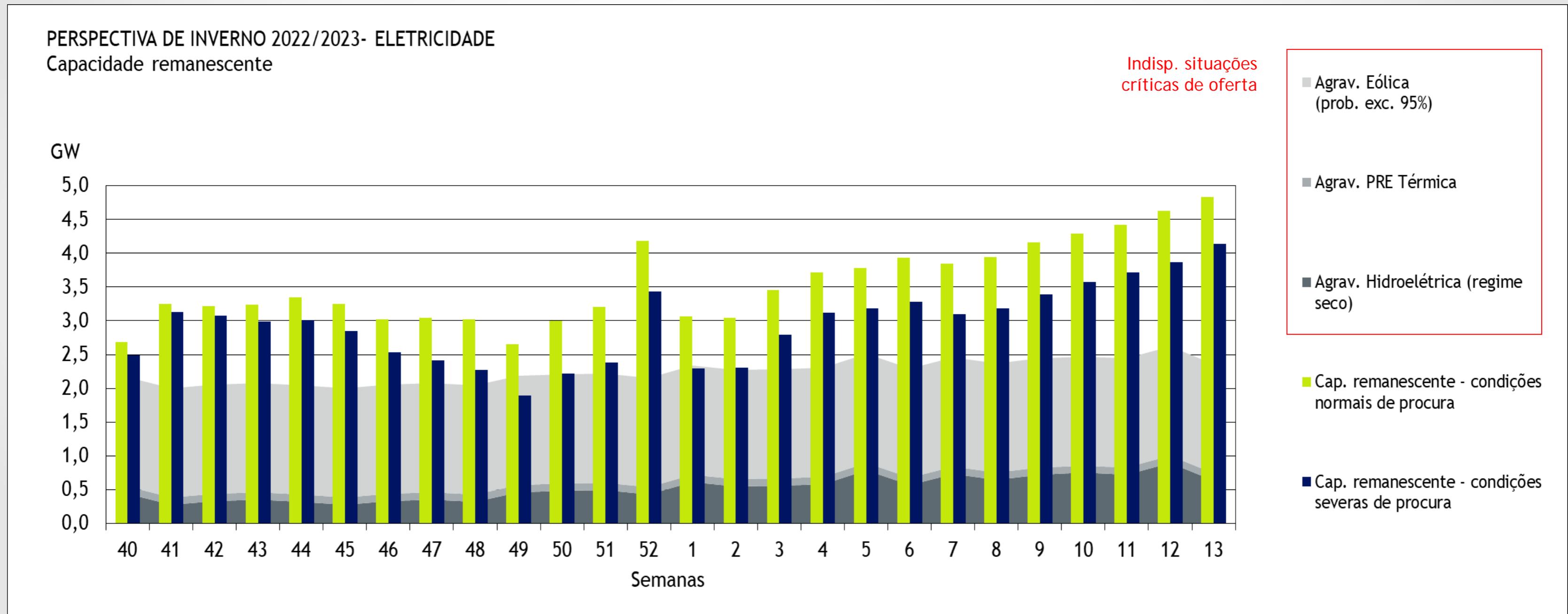
elewit



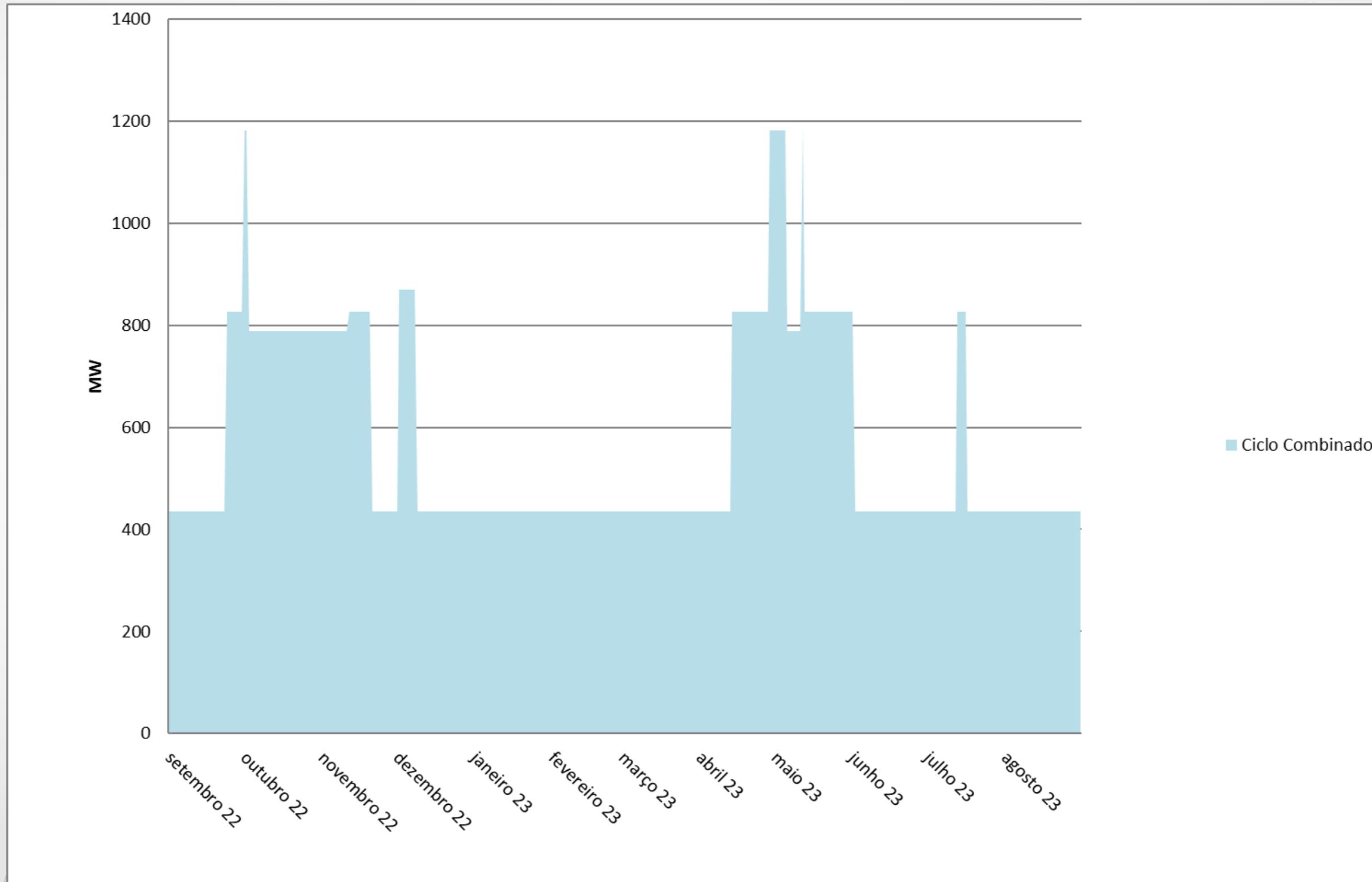
Reunião CTSOSEI

21setembro2022

2022/2023 – Evolução da Cobertura das Pontas



2022 – Indisponibilidades de Geração





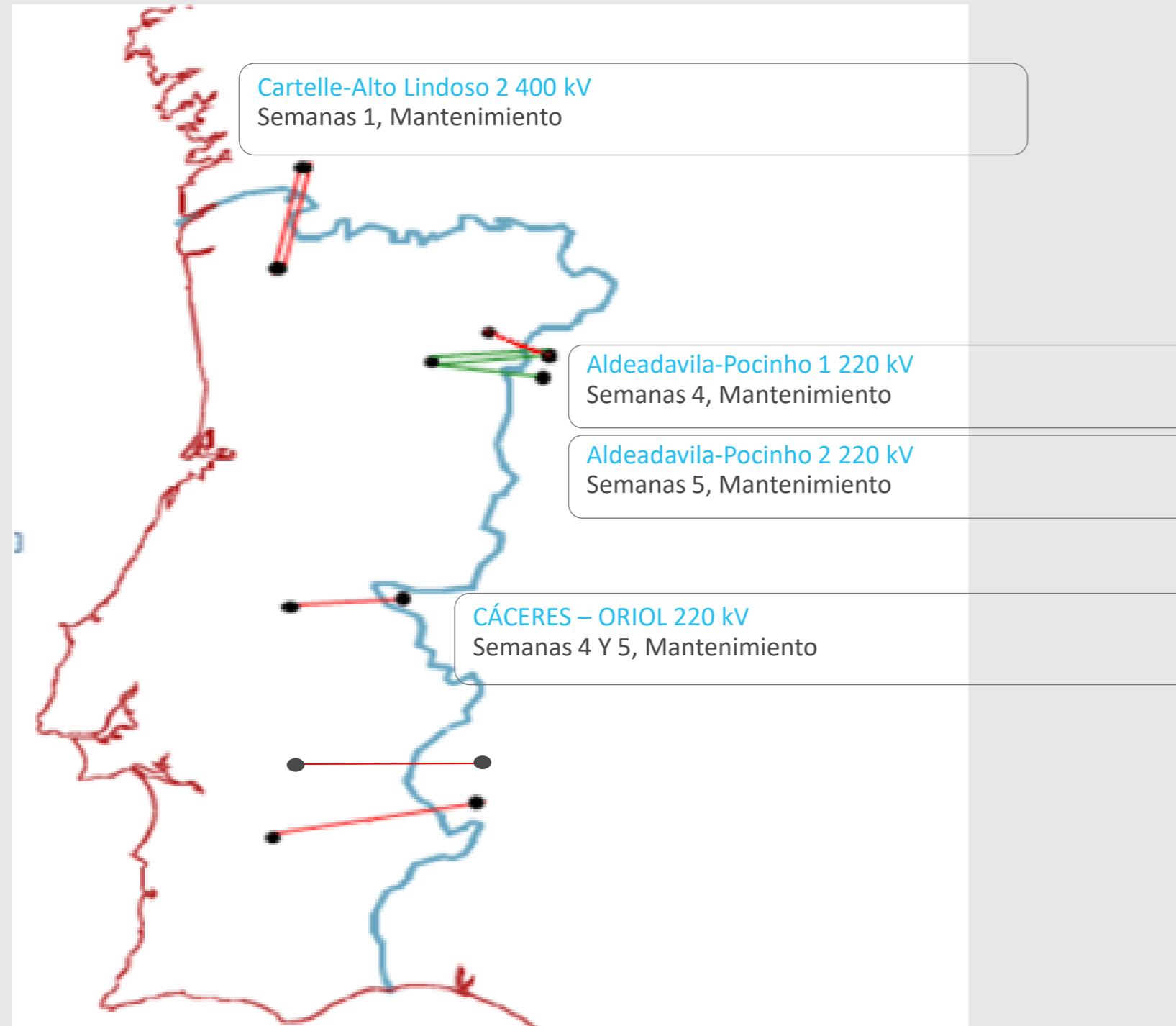
INDISPONIBILIDADES PREVISTAS PASSÍVEIS DE CONDICIONAR A NTC

ID	ELEMENTO	DATA INÍCIO	DATA FIM
1	Alcochete-Fanhões 400	09-05-2022	31-10-2022
2	Palmela-Sines 2 400	19-09-2022	31-12-2022
3	Bodiosa-Paraimo 2 400	26-09-2022	30-09-2022
4	Aldeadavila-Pocinho 1 220	03-10-2022	07-10-2022
5	Armamar-Recarei 400	10-10-2022	19-10-2022
6	Aldeadavila-Pocinho 2 220	10-10-2022	14-10-2022
7	Aldeadavila-Lagoaça 400	19-10-2022	19-10-2022
8	Saucelle-Pocinho 220	26-10-2022	26-10-2022
9	Fernao Ferro-Ribatejo 400	01-11-2022	31-12-2022
10	Alcochete-Palmela 400	01-11-2022	31-12-2022
11	Recarei-Paraimo 400	14-11-2022	18-11-2022
12	Recarei-Vila Nova Famalicao 400	14-11-2022	18-11-2022
13	Vermoim-Vila Nova Famalicao 400	14-11-2022	18-11-2022
14	Lavos-Paraimo 400	21-11-2022	25-11-2022

ID	Motivo
1	Remodelação/Uprate desta linha; Manut. Subestações
2	Remodelação/Uprate desta linha e remodelação AT/SCP na SE Palmela
3	Manut. Subestações
4	Trabalhos REE
5	Rebaixamento da linha e sobrepassagem os cabos da nova linha L-400 kV Feira - Ribeira de Pena
6	Trabalhos REE
7	Trabalhos REE
8	Trabalhos REE
9	Remodelação SCP no PC Ribatejo; Manut. Subestações
10	Remodelação/Uprate desta linha e remodelação AT/SCP na SE Palmela
11	Manut. Subestações
12	Abertura das linhas para a nova Subestação de Sobrado
13	Abertura das linhas para a nova Subestação de Sobrado
14	Manut. Subestações

Indisponibilidades planeadas de elementos de rede com possível influência na capacidade de interligação

12 de setembro – 30 de novembro de 2022



Redução prevista (12SET - 30NOV)	
	Redução prevista <10%
	Redução prevista < 30% e > 10%
	Redução prevista > 30%

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

NOTA: Análise realizada de acordo com os cálculos de NTC mensal e trimestral

PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT

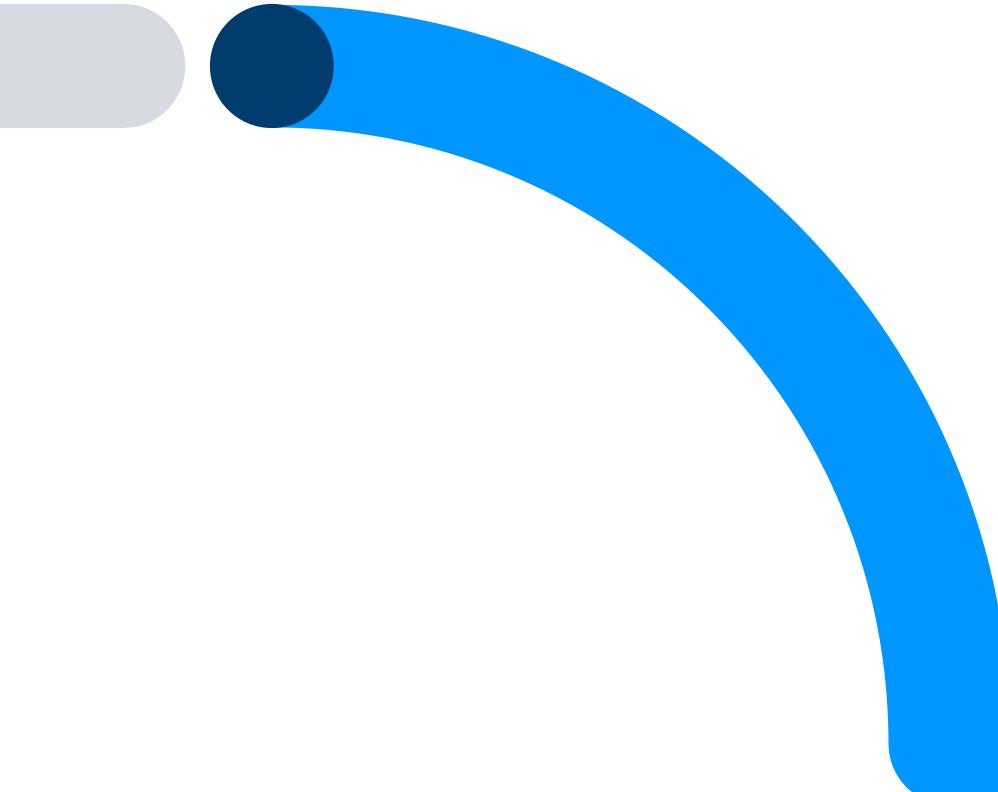


Novos elementos RNT

- Autotransformador 400 / 220 kV Fanhões de 450 MVA (substituição)
- Transformador 3 de 150/60 kV SE Falagueira de 126 MVA



Obrigado



red eléctrica

Una empresa de Redeia

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

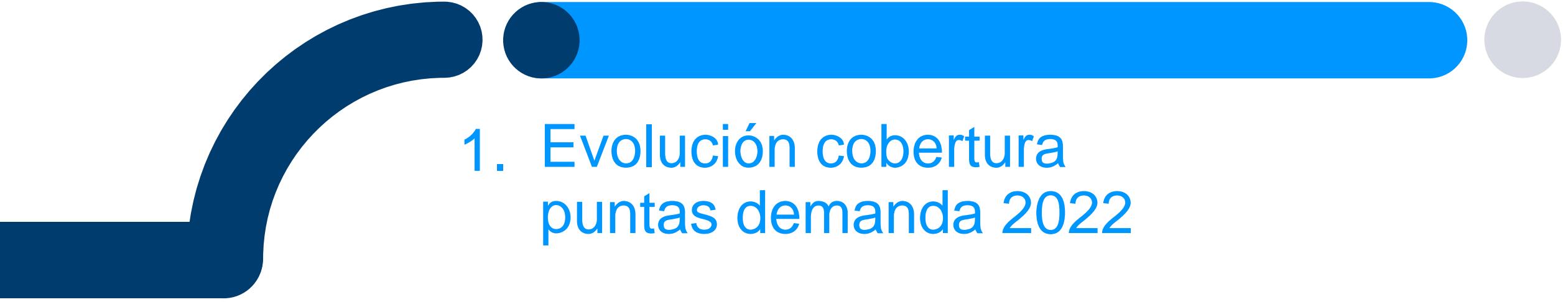
Dirección de Operación

Septiembre, 2022



1. Evolución cobertura puntas demanda 2022
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC
4. Previsión Nuevas instalaciones

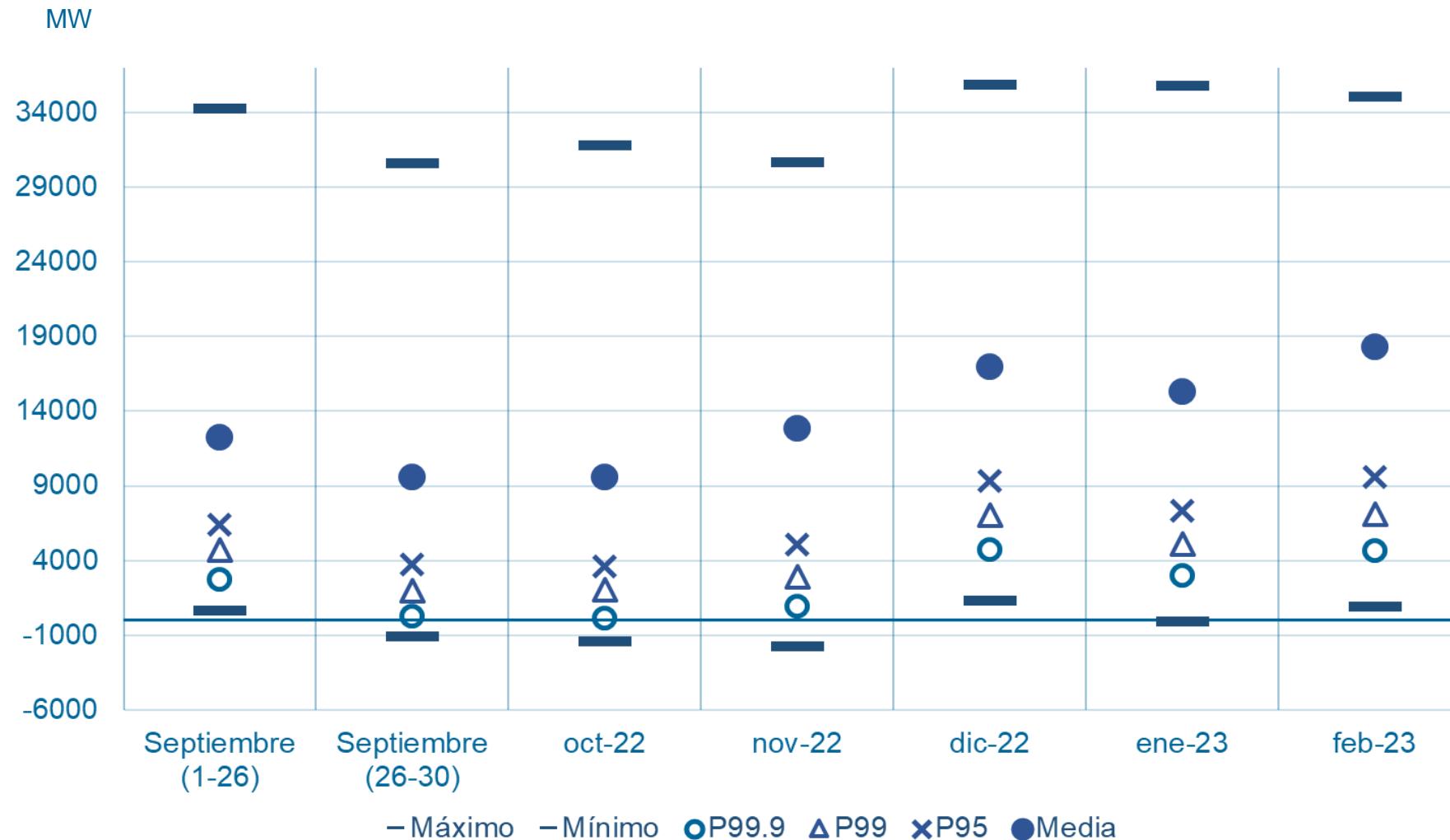
red eléctrica

- 
1. Evolución cobertura
puntas demanda 2022

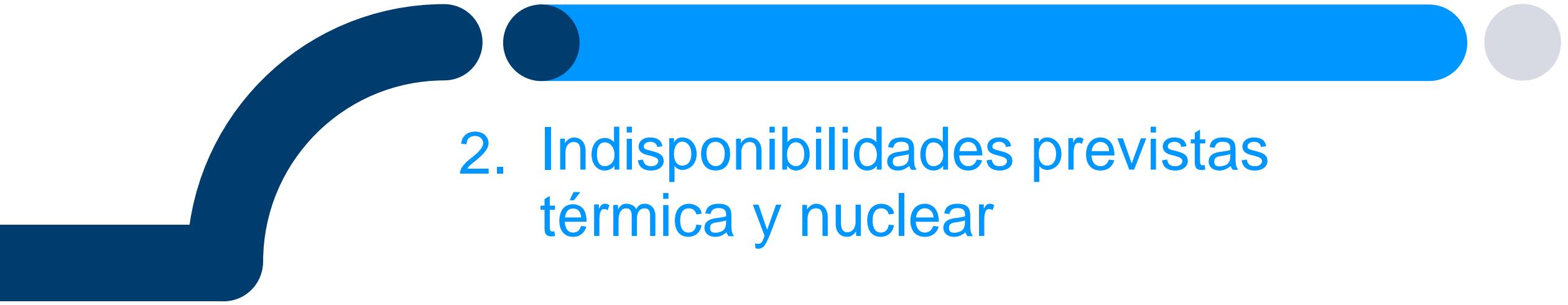


Estudio probabilístico de la cobertura de las puntas de demanda. Márgenes de cobertura simulados

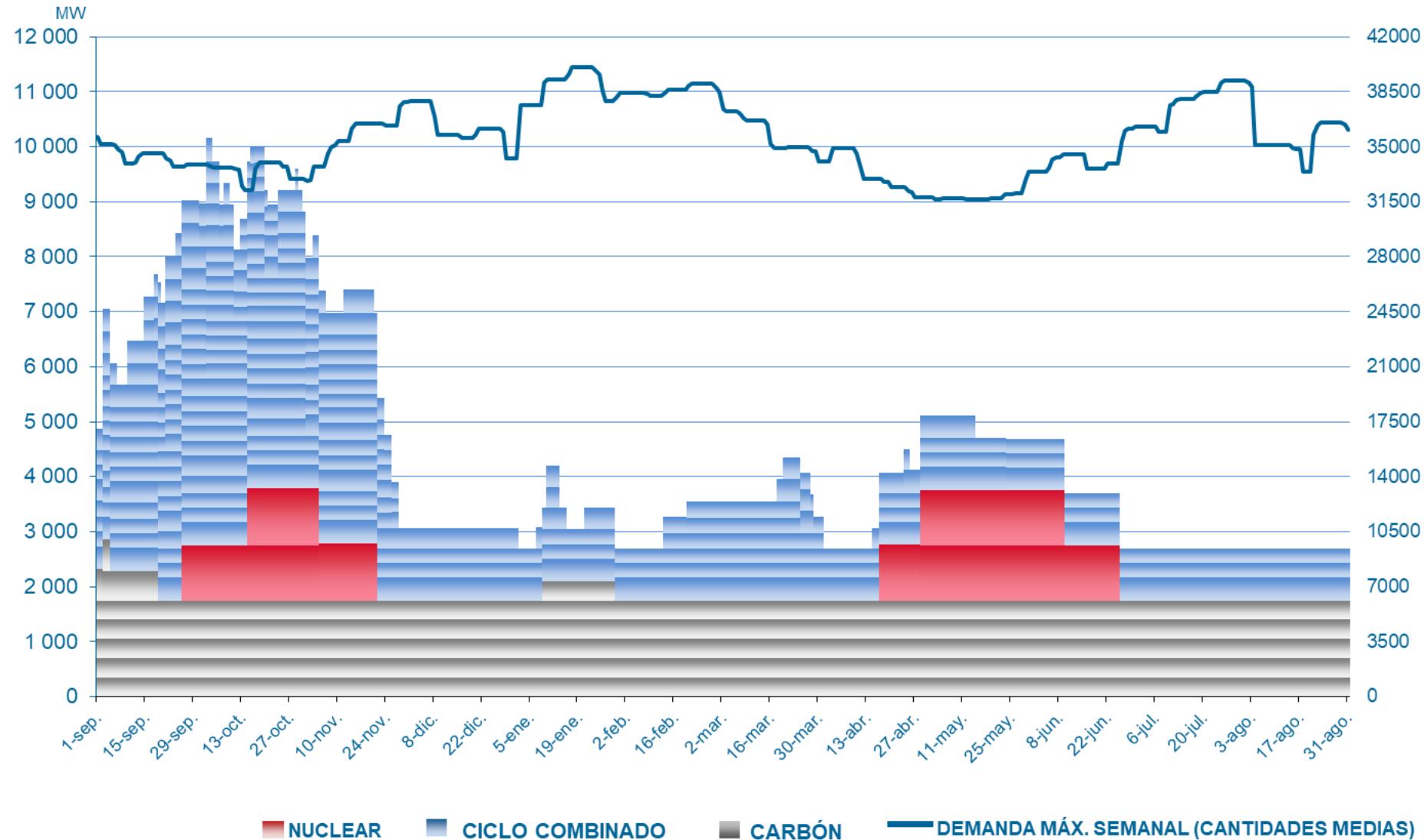
red eléctrica



red eléctrica

- 
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

SEPTIEMBRE 2022 – AGOSTO 2023



red eléctrica

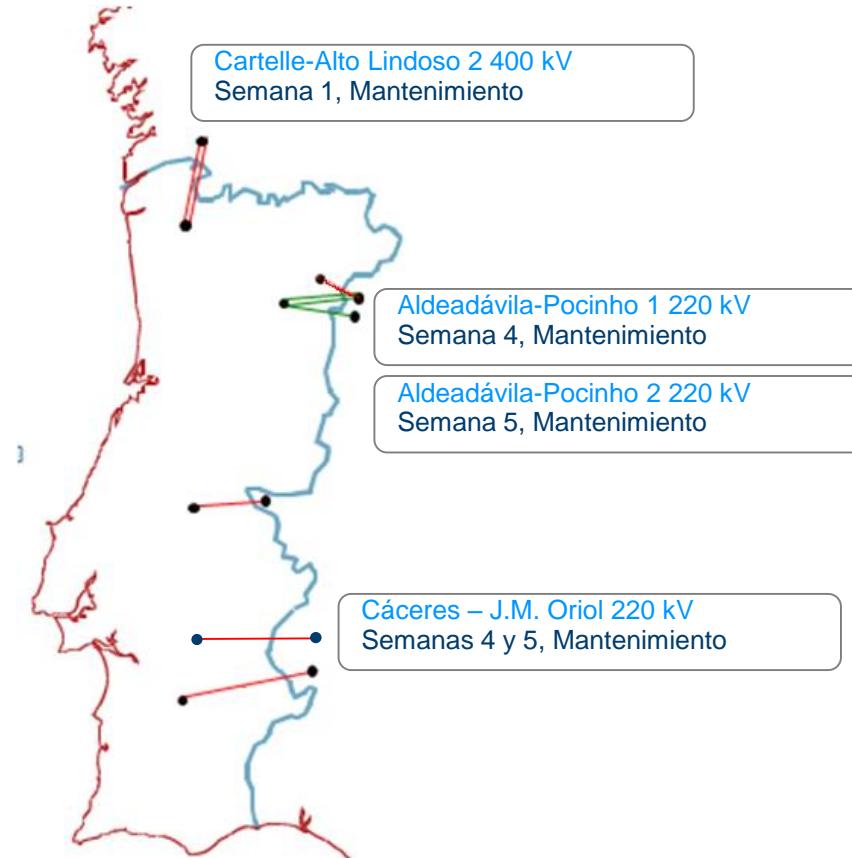
- 
3. Indisponibilidades RdT
influencia NTC



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

red eléctrica

(12 DE SEPTIEMBRE – 30 DE NOVIEMBRE DEL 2022)

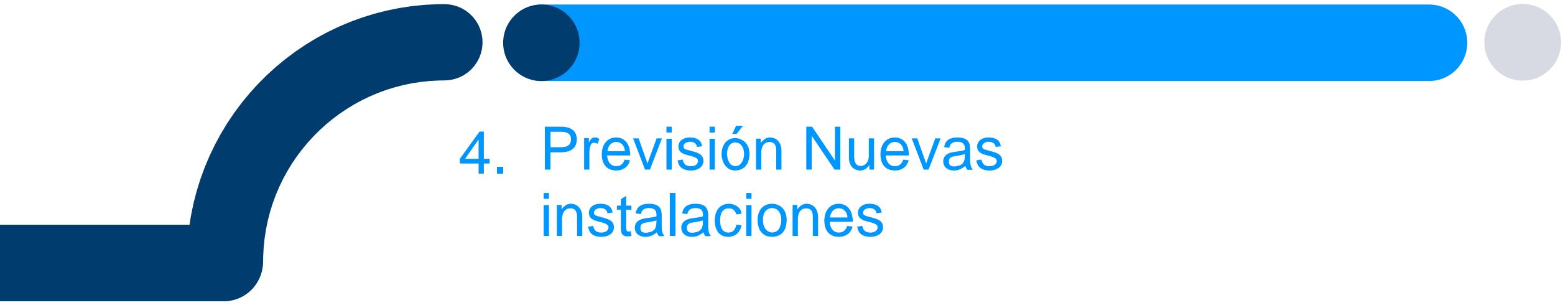


Reducción prevista	
Verde	Reducción prevista <10%
Ambar	Reducción prevista < 30% y > 10%
Rojo	Reducción prevista > 30%

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

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

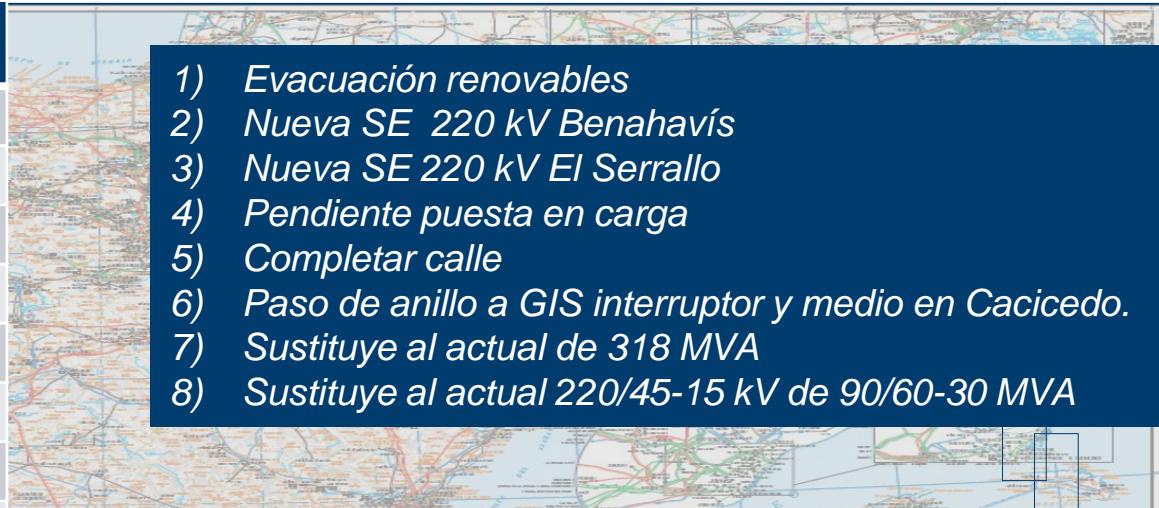
red eléctrica



4. Previsión Nuevas instalaciones



Líneas	Provincia	Fecha
L-220 kV PALENCIA-ANISAL 1 (FV) (1)	Palencia	Sep-22
SE 220 kV TOMEZA: TR-1 Y 2 220/55 kV (ADIF)	Pontevedra	Oct-22
SE 220 kV BENAHAVÍS (1) (2) E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Oct-22
SE 220 kV EL SERRALLO (3) E/S LA PLANA-EL INGENIO	Castellón	Oct-22
SE 220 kV PLASENCIA posición EVRE (1)	Cáceres	Sep-22
L-220 kV ILLORA-SECCIONADORA PINOS PUENTE (1) (4)	Granada	Sep-22
SE 400 kV VALDECARRETAS: TORO RENOVABLES 1 (1) (4)	Zamora	Sep-22
SE 400 kV MORELLA: Nueva pos. Futura renovables (5)	Castellón	Oct-22
SE 400 kV RUEDA JALÓN: pos. EVRE (1)	Zaragoza	Oct-22
L-220 kV ASTILLERO-CACICEDO (6)	Cantabria	Oct-22
SE 400 kV BELINCHÓN: Nueva pos. Futura renovables (5)	Cuenca	Dic-22
SE 400 kV FUENTES de la ALCARRÍA: Nueva pos. Futura renovables (5)	Guadalajara	Dic-22
SE 400 kV MANZANARES pos. L/ MANZANARES RENOVABLES (1)	Ciudad Real	Dic-22
SE 400 kV SEGOVIA pos. L/EVRE (1)	Segovia	Dic-22



Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 400 kV AGUAYO: ATP-1 400/220 kV (7)	600	Cantabria	Dic-22
Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 220 kV TORREVIEJA: TRP-2 220/20 kV	50	Alicante	Oct-22
SE 220 kV ALDAIA: TRP-2 220/20 kV	50	Valencia	Oct-22
SE 220 kV BENAHAVÍS: TRP-1 220/66 kV	120	Málaga	Oct-22
SE 220 kV GUIXERES: TRP2 220/25 kV	60	Barcelona	Oct-22
SE 220 kV ET ALMARAZ: ATP2 220/132 kV	225	Cáceres	Oct-22
SE 220 kV NORTE: TF-1 220/15-15 kV (8)	60/30-30	Madrid	Dic-22



redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

hispasat

redinter

elewit



Novos Desenvolvimentos Legislativos

2022

21 de setembro

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 9 de agosto de 2022 foi publicado o Aviso (extrato) nº 15715 da ERSE relativo à consulta pública à proposta de atualização do plano de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade para o período 2021-2025 (PDIRD-E-2020-atualização 2022)
- ▶ Em 9 de agosto de 2022 foi publicada a Declaração de Retificação nº 702/2022 da ERSE que retifica a Diretiva nº 16/2022, de 1 de junho, que aprova os perfis de consumo de gás para o período de julho 2022 a junho 2023.
- ▶ Em 9 de agosto de 2022 foi publicado o Despacho nº 9838/2022 que define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de julho e 31 dezembro 2022.
- ▶ Em 2 de setembro de 2022 foi publicada a Diretiva nº 19/2022 que estabelece o preço regulado para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo.

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

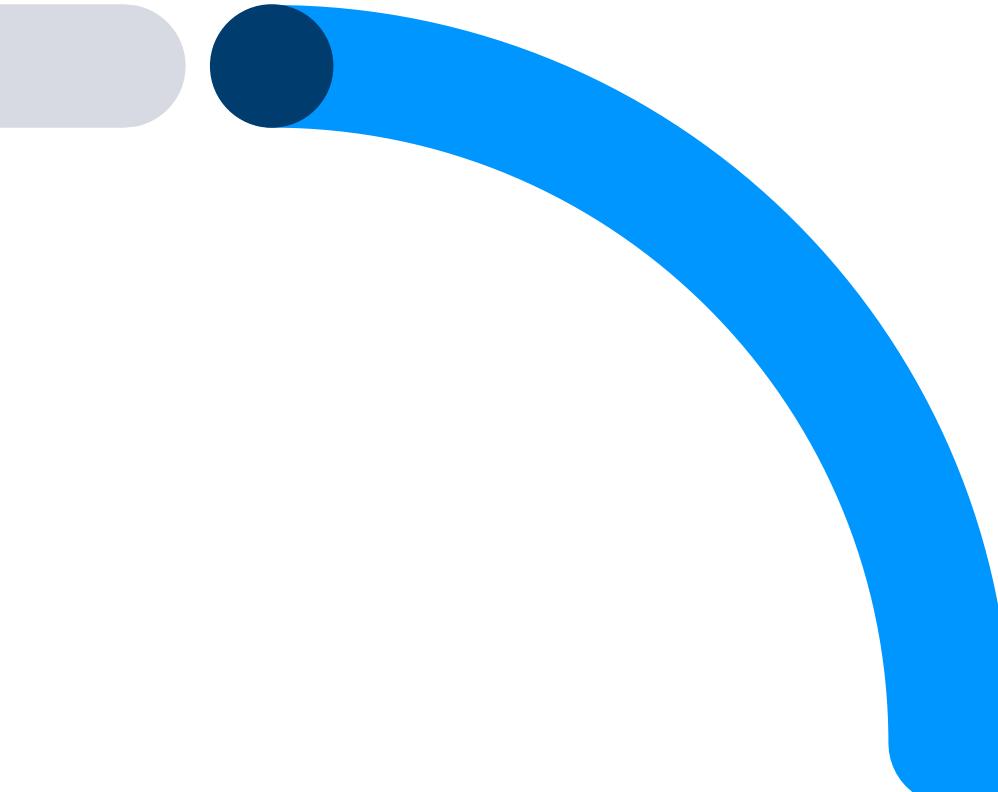
- ▶ Em 6 de setembro de 2022 foi publicado o Decreto-Lei nº 57-B/2022 que permite o regresso dos clientes finais com consumos inferiores ou iguais a 10.000 m³ ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural.

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Comunitária

- ▶ Em 08 de agosto de 2022 foi publicado o Regulamento (UE) 2022/1369 relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás

Fim





red eléctrica

Una empresa de Redeia

CTSOSEI Novedades regulatorias

21 de septiembre, 2022



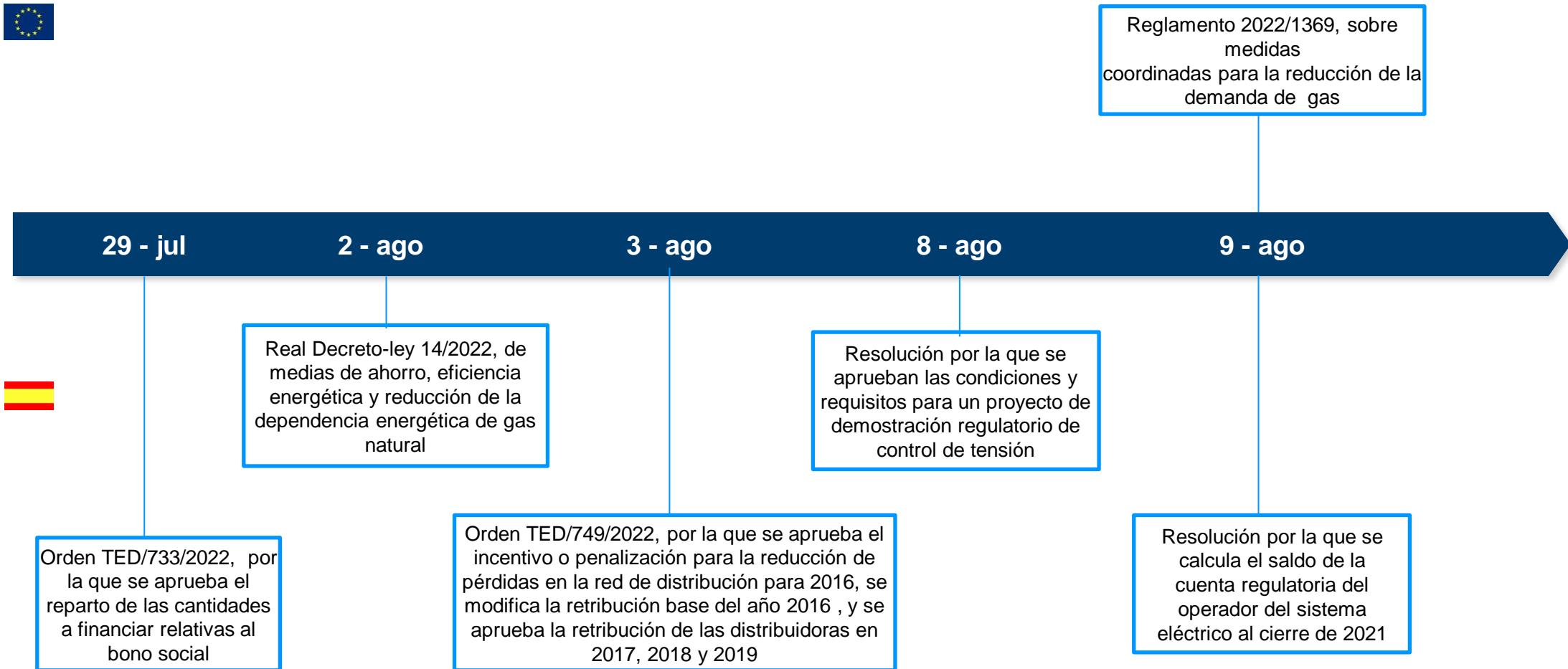
1. Novedades regulación nacional.
2. Procedimientos de operación: Novedades relevantes.
3. Regulación Europea.
 - Códigos de Red (Network Codes - NCs).
 - Directrices (Guidelines - GLs).

red eléctrica



1. Novedades

Regulación nacional





2. Procedimientos de Operación

Novedades relevantes



Procedimientos de Operación aprobados

- **15/08/22 - Publicación en BOE*** de varios PP.OO. para **adecuar el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado**, en cumplimiento del artículo 3 de la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la CNMC de adaptación a las condiciones de balance de la Resolución de 11 de diciembre de 2019 en cumplimiento con el Regl. (UE) 2017/2195 – EB.
 - » P.O. 10.5 - Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas (Nb.- en consulta de DGPyM)
 - » P.O. 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones
 - » P.O. 10.6. Agregaciones de puntos de medida
 - » P.O. 10.11. Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes
 - › 08/04/21 - 09/05/21 – Consulta eSIOS del PO 10.5
 - › 23/03/20 - 30/04/20 – Consulta eSIOS de los PPOO 10.4, 10.6 y 10.11
 - › 05/08/21 – Envío al MITERD del PO 10.5
 - › 08/06/20 – Envío al MITERD de los de los PO 10.4, 10.6 y 10.11
 - › 14/03/22 - 20/04/22 – Consulta MITERD. Ampliado el plazo del 1 al 20 de abril
 - › **15/08/22 – Publicación en BOE**



Novedades en Consultas públicas de la CNMC ya finalizadas

- **15/07/22 - 16/08/22** - Consulta CNMC de la propuesta de modificación del P.O. 14.3 Garantías de pago, con el fin de aliviar la presión financiera de las garantías ante el Operador del Sistema con el actual escenario de precios
 - › 23/05/22 - 30/05/22 – Consulta eSIOS
 - › 31/05/22 – En fase de evaluación de comentarios.
 - › 13/06/22 – Enviado a la CNMC.
 - › **15/07/22 - 16/08/22 – Consulta CNMC ***



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

- **24/01/22 - 11/02/22** - Consulta eSIOS relativa a la propuesta de modificación del P.O. 1.2 - **Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema**, para adaptar el cálculo de capacidad de la red de transporte teniendo en cuenta el modelo térmico y tomando condiciones climatológicas representativas en base a datos estadísticos, según se indica en el Principio Rector h) de la Orden TEC/212/2019 (la maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes)
 - › 24/01/22 - 11/02/22 – Consulta eSIOS
 - › 12/02/22 – En fase de evaluación de comentarios.
 - › **Próximo envío al MITERD**



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

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

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

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



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

- **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. 3.8.- Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el OS.
 - » P.O. 9.1.- Intercambios de información relativos al proceso de programación
 - » 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

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



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

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



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

- 01/02/21 – Envío al MITERD de propuesta de adaptación de varios PP.OO. 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
 - » P.O. 9.3.- Información estructural del sistema eléctrico intercambiada por el OS
 - » P.O. 1.4.- Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el OS
- › 14/12/20 - 11/01/21 – Consulta eSIOS
- › 01/02/21 – Envío MITERD

NB: En este paquete de procedimientos se incluyó también el PO 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, que está siendo objeto de revisión de forma independiente.



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.



Emergencia y Reposición (ER NC)

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



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

Gestión de la RdT (SO GL)

- 29 Junio 2022 → Aprobación por el OS y los GRD del “Acuerdo sobre procesos efectivos, eficientes y proporcionales para llevar a cabo y gestionar los intercambios de datos entre el OS y los GRD” según establece el Art. 40.7



Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)

- **08/06/22** → Entrada en vigor de la nueva versión aprobada del Procedimiento de respaldo del mercado diario en la región SWE (SWE DA Fallback Procedures) y Reglas SAR (Shadow Auction Rules) para la programación del día 9 de junio.
- **30/06/22** → Publicación en la web de ENTSO-E del informe europeo Market Report 2022 (anual)

Sin
Novedad

Forward Capacity Allocation (FCA)

- 13/7/22 → Decisión de ACER No 09/2022 para la modificación de los requerimientos de la plataforma central de asignación de capacidad (Requirements of the Single Allocation Platform – SAP – art. 49)
- 13/7/22 → Decisión de ACER No 10/2022 de la metodología revisada de reparto de rentas de congestión resultantes de la asignación de capacidad de largo plazo (CIDM, Congestion Income Distribution Methodology - art. 57)



Electricity Balancing (EB)

- **15/09/2022** → Go Live técnico de la plataforma MARI. Los primeros TSOs tienen prevista su conexión en el Go Live operacional del 5/10/2022 (4TSOs alemanes + CEPS)



Revisión de NCs de conexión – RfG/DCC/HVDC

- Para adaptación a nuevo entorno regulatorio (CEP) y evolución tecnológica
 - » Sept. 2022 – ENTSO-E - Prevista aprobación de propuestas de enmiendas por el SDC para su posterior remisión a ACER.
 - » Oct. 2022 – Previsto envío a ACER (para someterlo a consulta pública de agentes)
 - » Q4 2023 – Previsto envío de propuesta final de ACER a la CE



Próximo NC/GL sobre Demand Response (DR)

- ACER lanzó consulta pública sobre Framework Guidelines para desarrollar NC o GL de Participación de la Demanda (“Demand Response”)
 - » **02/06/22 – 02/08/22** - Consulta pública de ACER sobre el proyecto de directrices marco sobre respuesta a la demanda en aplicación de la [Decisión de ejecución \(UE\) 2020/1479](#) de la CE por la que se establecen las listas de prioridades para la elaboración de directrices y códigos de red en lo que se refiere a la electricidad para el período 2020-2023 y al gas para 2020
 - » **28/06/2022** – Workshop de ACER
 - » **12/08/22** – Envío de respuesta de ENTSO-E. (REE realizó adicionalmente respuesta individual).
 - » **Oct. 2022** – ACER enviará FGLs a la CE.
 - » **Nov. 2022** – CE prevé pedir a ENTSO-E y EU-DSO entity la creación de un Drafting Cttee. para empezar a trabajar en diciembre 2022.



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

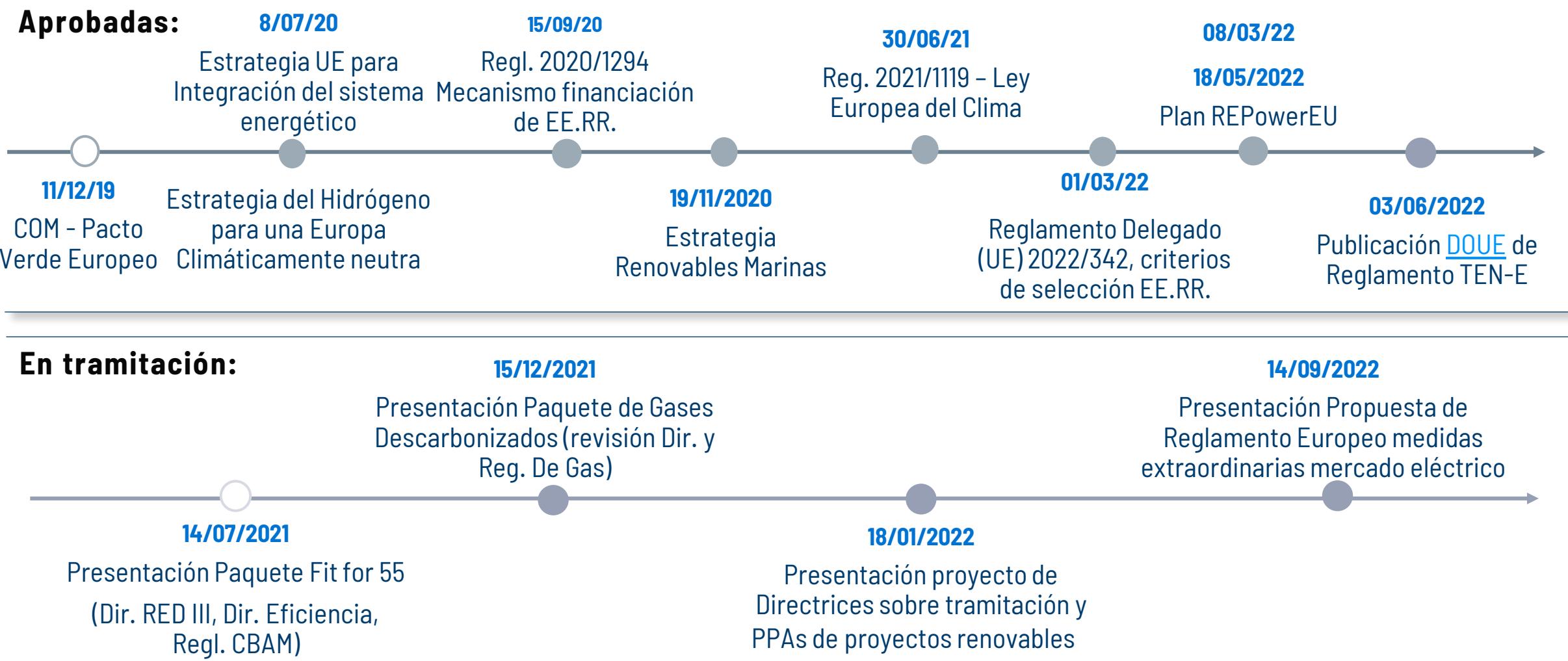
- Hitos pasados

- » 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 julio – Envío de propuesta de NC de ACER a la CE.

- Próximos pasos:

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

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



Gracias por su atención



w w w . r e e . e s



Mauricio Remacha. mremacha@ree.es 



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

- **Hitos recientes:**

- » **12/11/2021-** Finaliza el plazo de consulta pública de la propuesta de modificación del PO 12.2:
 1. Propuesta de armonización para todo el territorio Español, extendiendo la aplicación del RfG, Reg. DCC y Reg. HVDC a los sistemas eléctricos de los sistemas eléctricos no peninsulares.
 2. Para introducir los requisitos técnicos para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español.
- » **03/06/2022** - Envío a MITERD de la propuesta de modificación del PO 12.2.
- » **28/04/2022** - Publicación por MITERD de Proyecto de Orden por la que se amplía el plazo para que los gestores de redes de transporte y distribución de energía eléctrica puedan expedir notificaciones operacionales limitadas (LON) conforme a la disposición transitoria 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**

- » **Fin 2022** → ACER y los reguladores pidieron en mayo en el SOCG que los TSOs analizaran los motivos de los desvíos prolongados de frecuencia en el requisito y cómo pueden estos desvíos impactar los requisitos de FCR con LER. Dicho análisis está en curso y se va a discutir con las NRAs en octubre, para acordar soluciones/mitigación en diciembre (y, eventualmente, su afección en la decisión acerca del Tmin for LER). En investigación el posible efecto de las medidas de mitigación.
- » **29 Junio 2022** → Aprobación por el OS y los GRD del “*Acuerdo sobre procesos efectivos, eficientes y proporcionales para llevar a cabo y gestionar los intercambios de datos entre el OS y los GRD*” según establece el Art. 40.7

- **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

- » **14/02/22** → Aprobación de la CNMC de la propuesta enviada por REE de “SWE TSOs” de modificación de la metodología de Cálculo de Capacidad de horizonte diario e intradiario (Art. 21) para su adaptación a las condiciones establecidas por el Reglamento 2019/943
- » **24/03/22** → Aprobación de la CNMC de la propuesta de modificación “SWE TSOs” de los SWE DA Fallback Procedures (Art. 44) y Reglas SAR (Shadow Auction Rules)
- » **16/03/22 – 27/04/2022** → Consulta pública de la Comisión Europea acerca de la recomendación de ACER para la revisión de la Directriz CACM
- » **08/06/22** → Entrada en vigor de la nueva versión aprobada de SWE DA Fallback Procedures y Reglas SAR (Shadow Auction Rules) para la programación del día 9 de junio.
- » **30/06/22** → Publicación en la web de ENTSO-E del informe europeo *Market Report 2022* (anual)

• Próximos hitos

- » **Octubre 2022** → Prevista consulta pública “All TSOs” de propuesta revisada de metodología de cálculo de los intercambios programados derivados del acoplamiento único diario (Day-ahead Scheduled Exchanges Calculation – DA SEC) para su adaptación al paso de 15 min (art. 43)



Directriz FCA (Reg. 2016/1719)

- **Hitos recientes**

- » **13/7/22** → [Decisión de ACER No 09/2022](#) para la modificación de los requerimientos de la plataforma central de asignación de capacidad (Requirements of the Single Allocation Platform – SAP – art. 49)
- » **13/7/22** → [Decisión de ACER No 10/2022](#) de la metodología revisada de reparto de rentas de congestión resultantes de la asignación de capacidad de largo plazo (CIDM, Congestion Income Distribution Methodology - art. 57)

- **Próximos hitos**

- » **Octubre 2022** → Previsto envío de “All TSOs” a ACER de propuestas revisadas de metodologías 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 en entornos Flow-based.



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

- Hitos recientes

- » **29/06/22-29/08/22** → [Consulta pública “All TSOs”](#) de la propuesta armonizada de metodología CZCA para la asignación de capacidad de intercambio para la compartición e intercambio de reservas de acuerdo con el artículo 38(3)
- » **15/09/2022** → **Go Live técnico** de la plataforma MARI. Los primeros TSOs tienen prevista su conexión en el Go Live operacional del 5/10/2022 (4TSOs alemanes + CEPS)

- Próximos hitos

- » **Septiembre 2022** → Prevista aprobación de Board de ACER a las propuestas de modificación “All TSOs” de los Implementation Framework (IF) para las plataformas europeas de intercambio de productos mFRR, aFRR e IN (mFRRIF, aFRRIF e INIF respectivamente) (artículos 20.1, 21.1 y 22.2 de la EB GL).
- » **Octubre 2022** → Prevista consulta pública de “SWE TSOs” sobre la propuesta de cálculo de capacidad en horizonte de balance (Art. 37)
- » **Diciembre 2022** → Previsto envío de “SWE TSOs” a SWE NRAs de propuesta de cálculo de capacidad en horizonte de balance (Art. 37)

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)
 - » 24/11/2020 → Aprobación por ACER de la metodología para la revisión de la configuración de BZ propuesta por los TSOs
 - » 24/6/2021 → Workshop público de ACER sobre metodología para la determinación de las configuraciones alternativas a estudiar
 - » 6/7/2021 - 3/8/2021 → Consulta pública de ACER sobre propuesta para la identificación de las configuraciones alternativas de zonas de oferta a considerar en la Bidding Zone Review (BZR).
 - » 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”
- Metodología optimización de las liquidaciones Inter-TSOs (Art. 37)
 - » 01/07/2022 → Envío “All TSOs” a ACER de propuesta para la optimización de las liquidaciones Inter-TSOs asociadas a las metodologías regionales de Redespacho y Countertrading
 - » 05/07/2022 - 10/08/2022 → Consulta pública de ACER de la propuesta “All TSOs” para la optimización de las liquidaciones Inter-TSOs asociadas a las metodologías regionales de Redespacho y Countertrading



Reglamento 2019/943 de Electricidad

- NC en ciberseguridad

- » 14/07/22 – Publicación de ACER del NC. La CE sigue analizando el borrador de NC propuesto por ENTSO-E

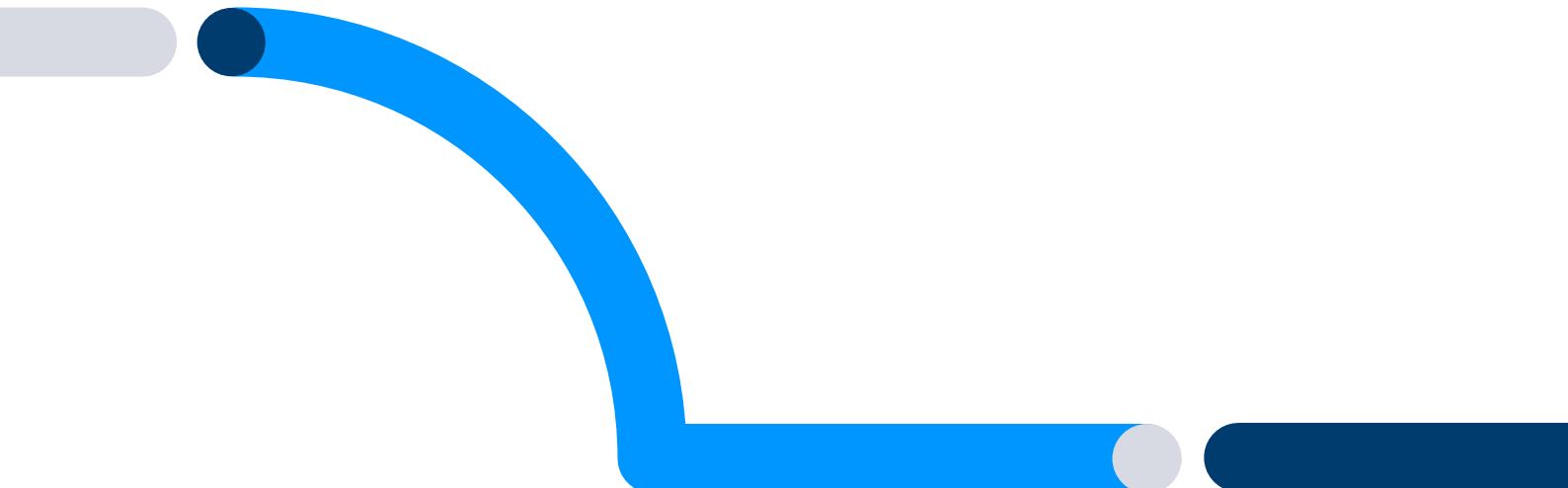
- Propuestas de tareas de los Centros Regionales de Coordinación (RCCs)

- » 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.
 - » Q4 2022 → Propuesta de ENTSOE a ACER de como dar apoyo los RCC a los TSOs en la elaboración de los Planes (nacionales y europeos) de Desarrollo de las Redes.



Reglamento 2019/941 - Preparación ante riesgos

- Metodología para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica – (Art. 5)
 - » **06/03/2020** – Decisión de ACER sobre propuestas de metodologías para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica (Art. 5) y sobre la metodología de cobertura de corto plazo (Art. 8).
 - » **26/06/2020** – Envío a ENTSO-E de la evaluación de REE de los escenarios regionales de crisis proporcionados por ENTSO-E
 - » **Sept. 2020** – ENTSO-E y TSOs envían los escenarios regionales de crisis de electricidad más 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).
 - » **Abril 2021** – ARNs elaborarán sus Planes de preparación frente a los riesgos (Pendiente MITERD)



**Resultados de la
Operación del
Sistema
Boletín Mensual Julio 2022**

Dirección de Operación
Fecha de ejecución Agosto-2022
5 de septiembre del 2022

Resultados de la Operación del Sistema

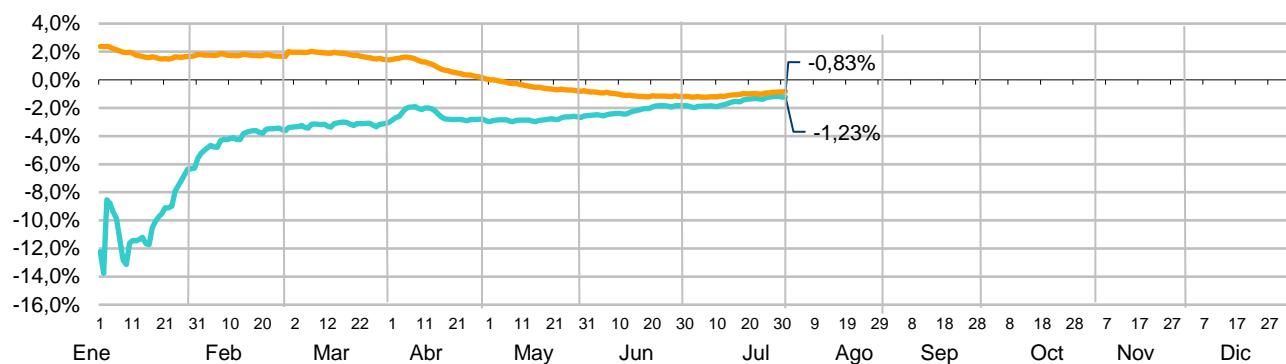
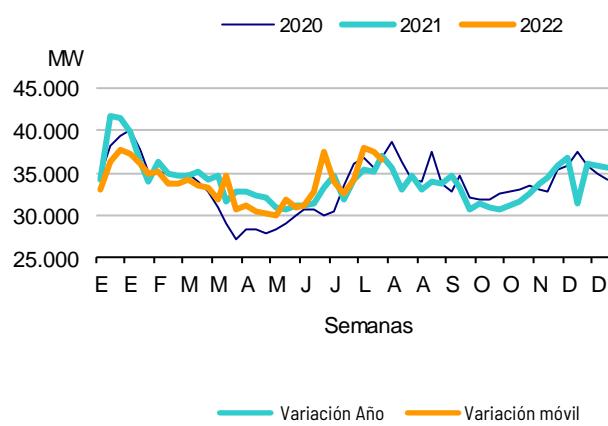
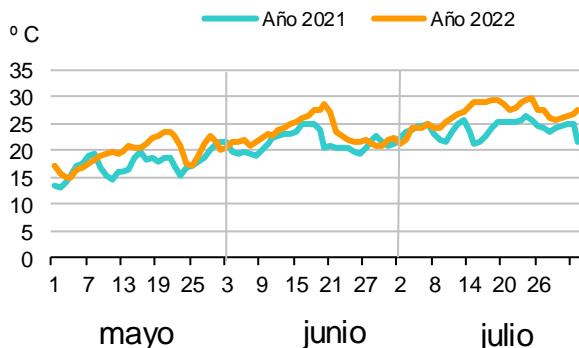
Índice

1 Demanda.....	1
2 Medios de generación	2
2.1 Hidráulica.....	2
2.2 Almacenamiento	3
2.2.1 Almacenamiento Turbinación Bombeo	3
2.2.2 Almacenamiento Consumo Bombeo.....	3
2.3 Generación no renovable.....	4
2.3.1 Nuclear	4
2.3.2 Ciclo Combinado	4
2.3.3 Cogeneración	5
2.3.4 Carbón.....	5
2.3.5 Residuos No renovables.....	5
2.4 GENERACIÓN RENOVABLE	6
2.4.1 Hidráulica convencional	6
2.4.2 Eólica	6
2.4.3 Fotovoltaica	7
2.4.4 Solar Térmica	7
2.4.5 Otras Renovables.....	7
2.4.6 Residuos Renovables.....	8
3 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	9
4 COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN	10
5 HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED.....	11
6 NUEVAS INSTALACIONES RdT.....	12



1 Demanda

La demanda del mes de Julio en b.c. ha alcanzado un valor de 22.040 GWh. Ello supone un aumento del 2,2% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta un descenso del 1,1%



Punta máxima Julio 2022: 37.693 MWh (jueves día 14)

Punta máxima Julio 2021: 36.923 MWh (jueves día 22)

Punta máxima año 2022: 37.693 MWh (jueves día 14 de julio)

Energía diaria máx. Julio 2022: 784 GWh (jueves día 14)

Energía diaria máx. Julio 2021: 762 GWh (jueves día 22)

Energía diaria máx. año 2022: 784 GWh (jueves día 14 de julio)

2 Medios de generación

2.1 Hidráulica

El mes de Julio registra una hidraulicidad inferior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidro-eléctrico un valor de 0,3. El índice acumulado anual registra un valor de 0,5.

2022	Producción (GWh)	% 22/21	Producible	Índice	%P>
Enero	2.070	-48,97	2.405	0,66	59,12
Febrero	1.254	-72,24	965	0,27	98,91
Marzo	1.756	-52,7	2.149	0,54	88,21
Abril	1.811	-34,0	2.433	0,65	85,57
Mayo	1.918	-11,2	1.884	0,61	91,86
Junio	1.193	-45,3	667	0,35	99,09
Julio	1.041	-52,8	209	0,33	99,8
Agosto					
Septiembre					
Octubre					
Noviembre					
Diciembre					
Acumulado	10.892	-49,5	10.718	0,5	96,3

En Julio, el conjunto de las reservas hidroeléctricas se reducen en casi 4,5 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Julio las reservas son inferiores en casi 12 puntos a las del mismo periodo del año 2021.

La evolución de las reservas hidráulicas es la siguiente:

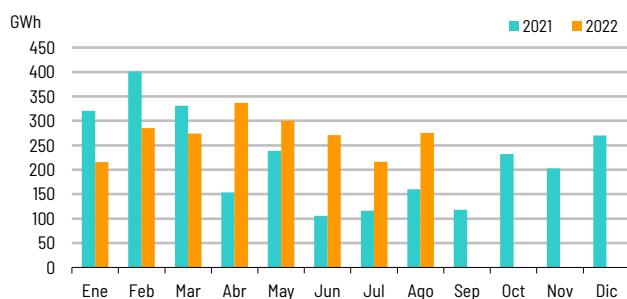
2022	ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Diciembre 21	3.921	44	2.758	29	6.679	36
Enero	4.304	48	2.727	28	7.030	38
Febrero	4.137	46	2.713	28	6.850	37
Marzo	4.524	50	2.719	28	7.243	39
Abril	5.017	56,0	2.879	30,1	7.896	42,6
Mayo	5.005	55,8	2.858	29,9	7.863	42,4
Junio	4.578	51,1	2.758	28	7.336	39,6
Julio	3.936	43,9	2.568	26,8	6.504	35,1
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						

2.2 Almacenamiento

2.2.1 Almacenamiento Turbinación Bombeo

Producción de Julio: 217 GWh, un 87,1% superior a la del mismo período del año 2021.

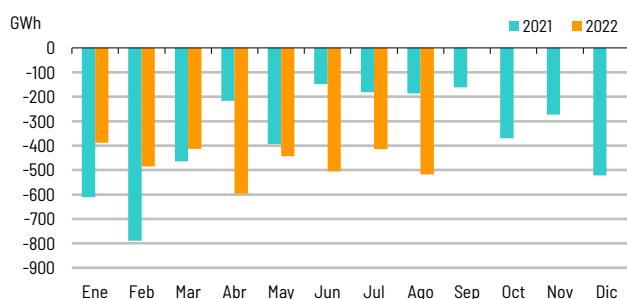
Almacenamiento turbinación bombeo



2.2.2 Almacenamiento Consumo Bombeo

Consumo de Julio: -414 GWh, un 128,6% superior a la del mismo período del año 2021.

Almacenamiento CONSUMO bombeo

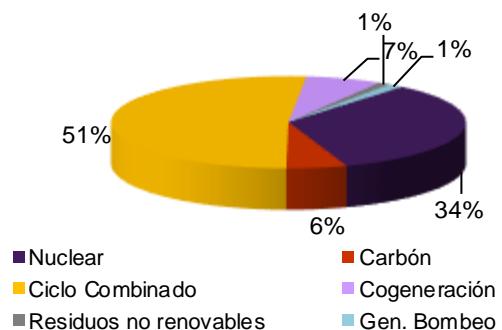


2.3 Generación no renovable

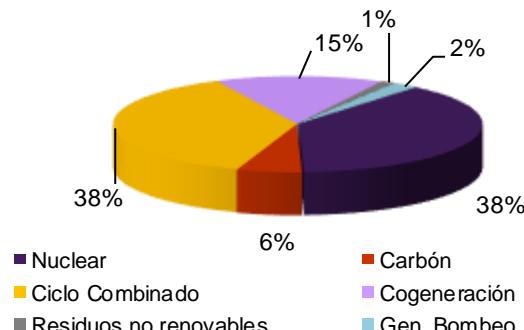
Producción de Julio: 15.106 GWh, un 37,4% superior a la del mismo período del año 2021.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:

Julio 2022



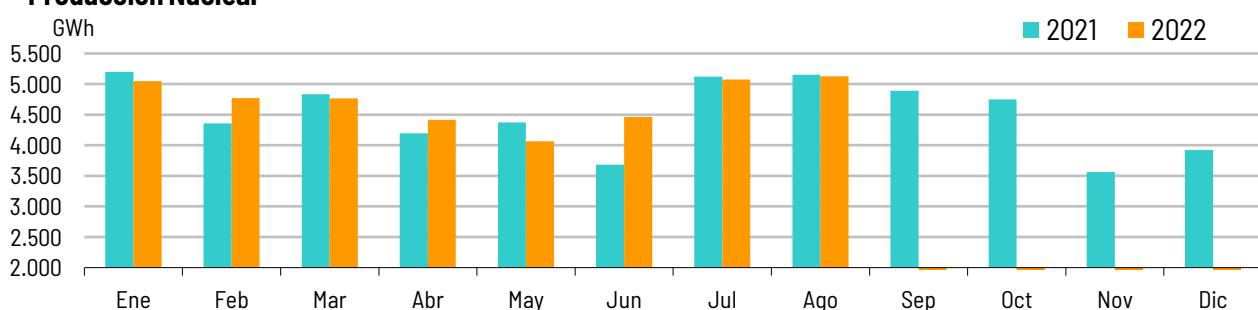
Acumulado 2022



2.3.1 Nuclear

Producción de Julio: 5.073 GWh, un 0,9% inferior a la del mismo período del año 2021.

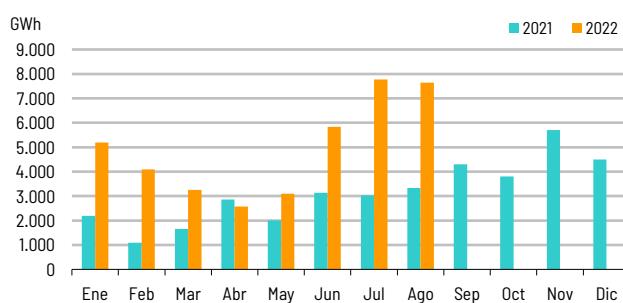
Producción Nuclear



2.3.2 Ciclo Combinado

Producción de Julio: 7.768 GWh, un 156,8% superior a la del mismo período del año 2021.

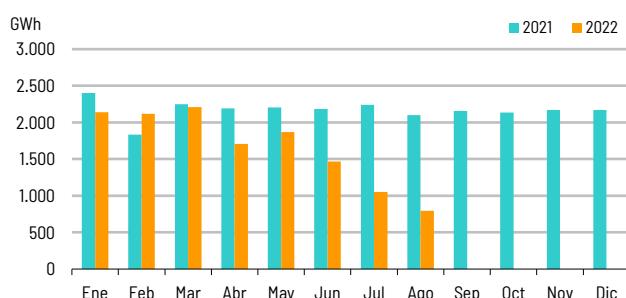
Generación con Ciclo Combinado



2.3.3 Cogeneración

Producción de Julio: 1.052 GWh, un 53,0% inferior a la del mismo período del año 2021.

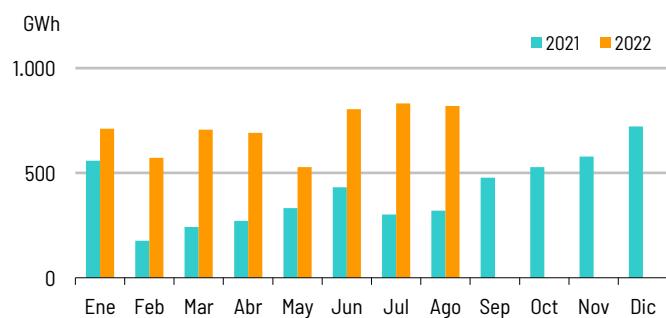
Generación con Cogeneración



2.3.4 Carbón

Producción de Julio: 832 GWh, un 175,2% superior a la del mismo período del año 2021.

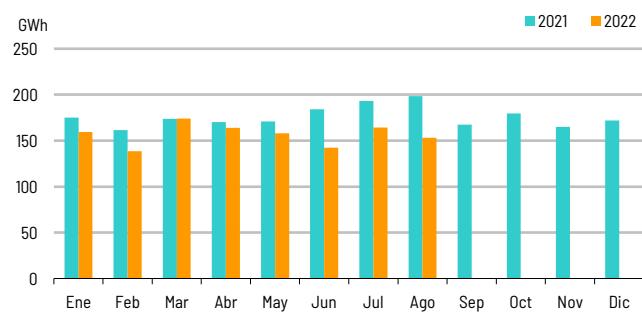
Generación con Carbón



2.3.5 Residuos No renovables

Producción de Julio: 164 GWh, un 14,9% inferior a la del mismo período del año 2021.

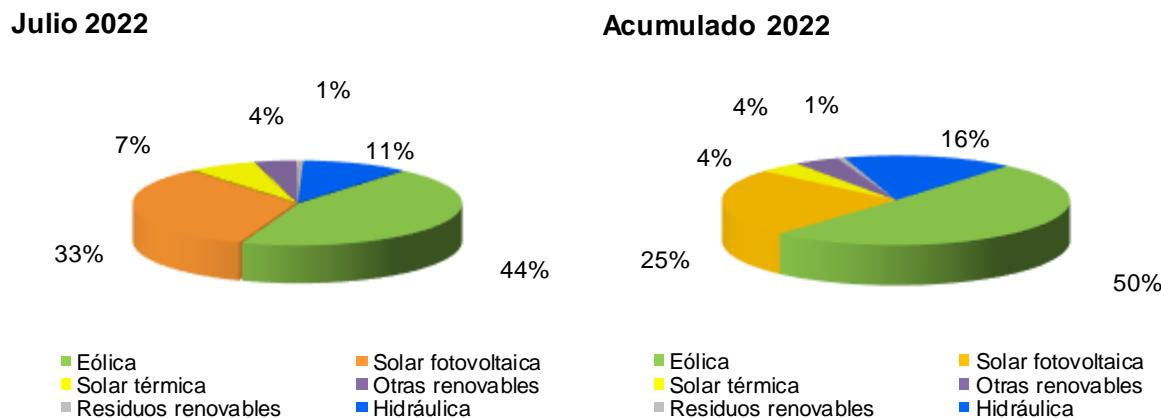
Generación con Residuos no renovables



2.4 GENERACIÓN RENOVABLE

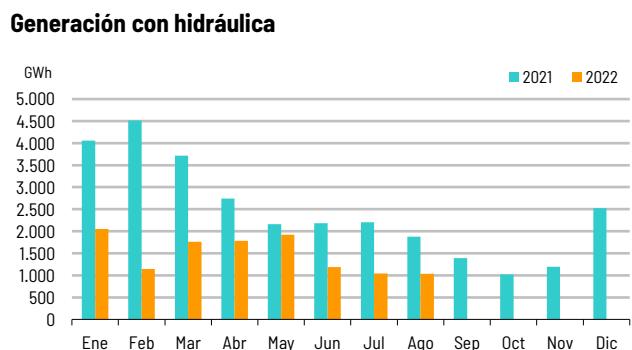
Producción de Julio: 9.837 GWh, un 8,73% superior a la del mismo período del año 2021.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:



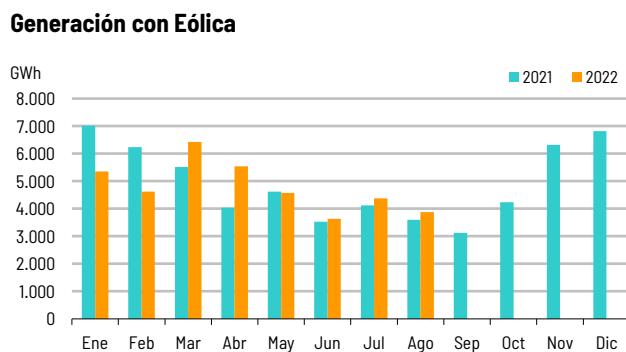
2.4.1 Hidráulica convencional

Producción de Julio: 1.041 GWh, un 52,8% inferior a la del mismo período del año 2021.



2.4.2 Eólica

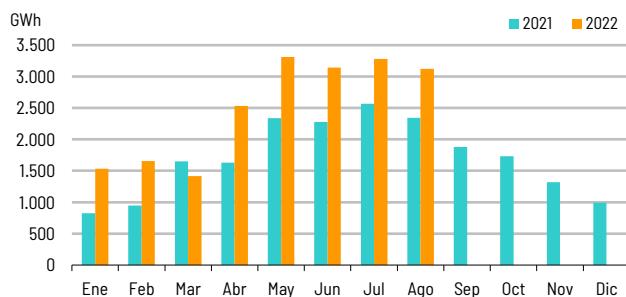
Producción de Julio: 4.381 GWh, un 6,3% superior a la del mismo período del año 2021.



2.4.3 Fotovoltaica

Producción de Julio: 3.279 GWh, un 27,8% superior a la del mismo período del año 2021.

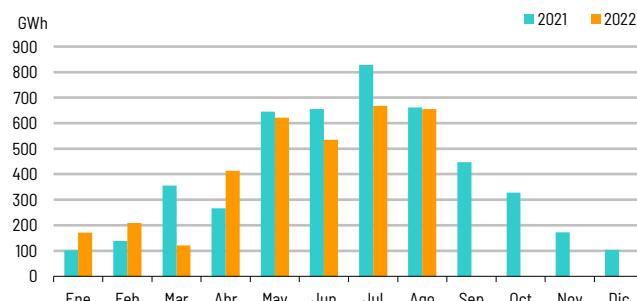
Generación con Solar fotovoltaica



2.4.4 Solar Térmica

Producción de Julio: 667 GWh, un 19,5% inferior a la del mismo período del año 2021.

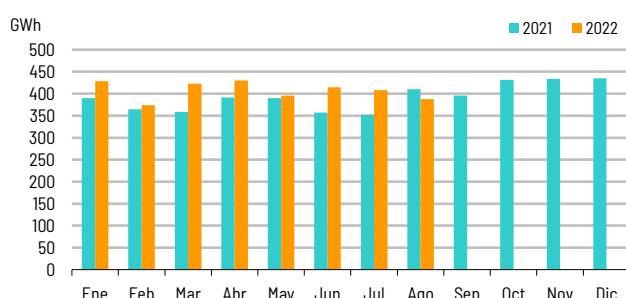
Generación con Solar térmica



2.4.5 Otras Renovables

Producción de Julio: 408 GWh, un 16,1% superior a la del mismo período del año 2021.

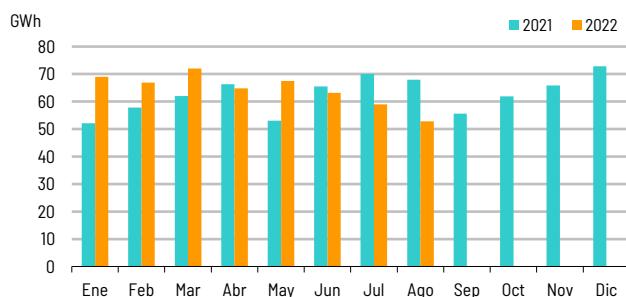
Generación con otras renovables



2.4.6 Residuos Renovables

Producción de Julio: 59 GWh, un 15,8% inferior a la del mismo período del año 2021.

Generación con residuos renovables



3 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
320 kV ECSLLOGA ECSL-TRP1	13.07.22 13.07.22	REE	Ajustar mandos por mal funcionamiento reguladores de TRP1.
L-400 kV VIC-BAIXAS	19.07.22 22.07.22	RTE	Anulación de renganches por trabajos en tensión.

PORUGAL

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
400 kV CEDILLO: JBP-1	05.07.22 05.07.22	REE	Cambio TI Gº-3.
400 kV CEDILLO: JBP-1	07.07.22 07.07.22	REE	Cambio TI Gº-3.
L-400 KV ALDEADAVILA-LAGUACA	11.07.22 30.09.22	REE	Renovación secc.
L-400 kV PUEBLA DE GUZMAN-TAVIRA	04.07.22 04.07.22	REN	Mantenimiento de línea, limpieza de aisladores.

MARRUECOS

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA-BENI HARCHANE-MELLOUSA	08.03.21 31.12.22	REE	Reparación de CABLE4, queda en descargo tras disparo del mismo en PES.
L-400 kV PINAR-PTO. CRUZ	15.07.22 16.07.22	REE	Inspección de aislamiento.
L-400 kV TARIFA-PTO. CRUZ,2	03.07.22 03.07.22	ONEE	Mantenimiento.
L-400 kV TARIFA-PTO. CRUZ,1	03.07.22 03.07.22	ONEE	Mantenimiento.

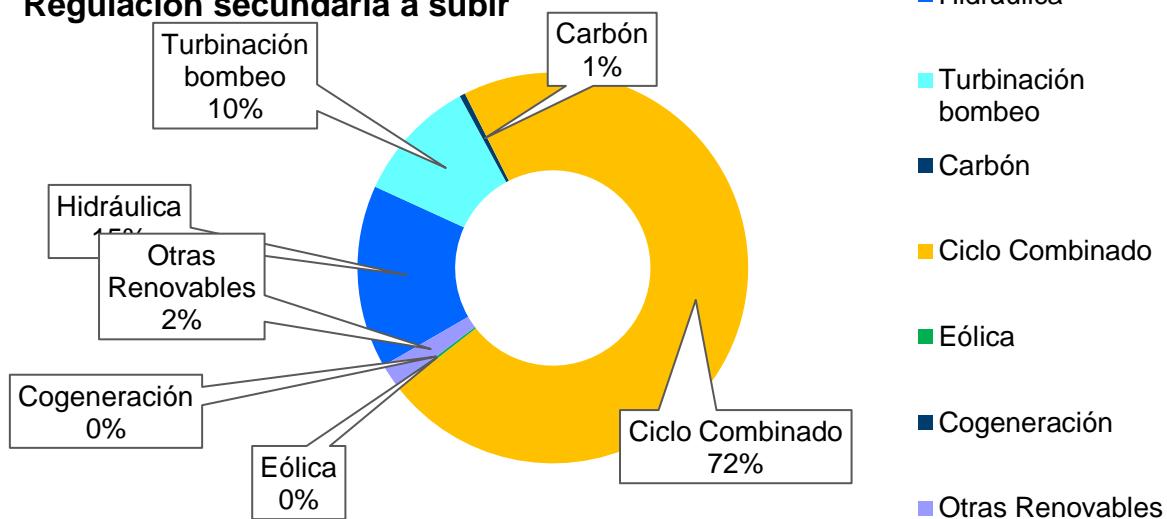
ANDORRA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios

4 COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	365.012	290.776
Turbinación bombeo	247.360	202.032
Carbón	11.128	11.128
Ciclo Combinado	1.729.684	1.842.496
Eólica	5.448	5.448
Cogeneración	588	588
Otras Renovables	47844	47760
Total	2.407.064	2.400.228

Regulación secundaria a subir



■ Hidráulica

■ Turbinación bombeo

■ Carbón

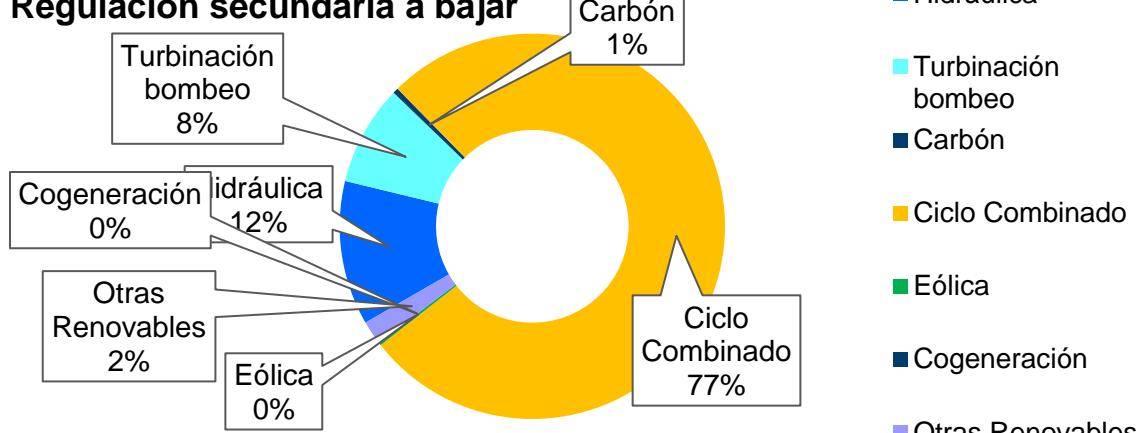
■ Ciclo Combinado

■ Eólica

■ Cogeneración

■ Otras Renovables

Regulación secundaria a bajar



■ Hidráulica

■ Turbinación bombeo

■ Carbón

■ Ciclo Combinado

■ Eólica

■ Cogeneración

■ Otras Renovables

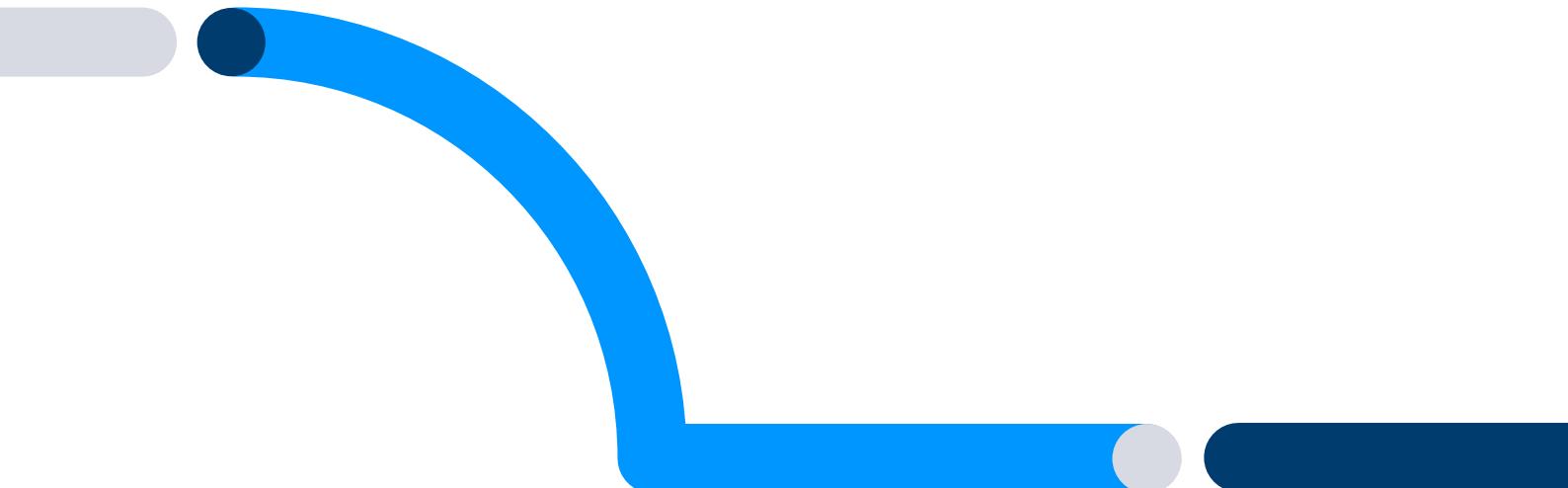
5 HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

Sin incidencias reseñables.

6 NUEVAS INSTALACIONES RdT

Fecha	Instalación	Comentarios
01.07.22	L-400 kV MINGLANILLA-GECAMA 1	Finaliza puesta en carga. Pendientes desde 23.05.22.
03.07.22	SE 220 kV CASAQUEMADA	Nuevo TRP1 220/66 kV (360 MVA), en sustitución del antiguo TRP1 220/66 kV (120 MVA), para evacuación de generación renovable. Finalizan pruebas en carga el 05.07.22.
05.07.22	SE 400 kV CEDILLO (no RE): Pos. GIS CEDILLO	En tensión la nueva SE 400 kV GIS CEDILLO (antigua pos. CH CEDILLO 3) propiedad de IBERDROLA CLIENTES. Finalizan pruebas carga 07.07.22.
14.07.22	SE 400 kV SS. REYES	Nueva posición Loeches 2-JBP2 (8902-5, 8920-5 y 522-5)
20.07.22	SE 400 kV OLMEDILLA	Nuevo ATP4 400/220 kV (600 MVA). Queda en carga el 21.07.22.
21.07.22	SE 220 kV OLMEDILLA	Nueva posición ATP4 400/220 kV (89B1-2, 52-2 y 89-2).
22.07.22	L-400 kV OLMEDILLA-SABINAR GENERACIÓN	Se realizan las medidas en carga. La Puesta en tensión se hizo el 31.05.22.

red eléctrica
Una empresa de Redeia



**Resultados de la
Operación del
Sistema
Boletín Mensual Agosto 2022**

Dirección de Operación
Fecha de ejecución Agosto-2022
5 de septiembre del 2022

Resultados de la Operación del Sistema

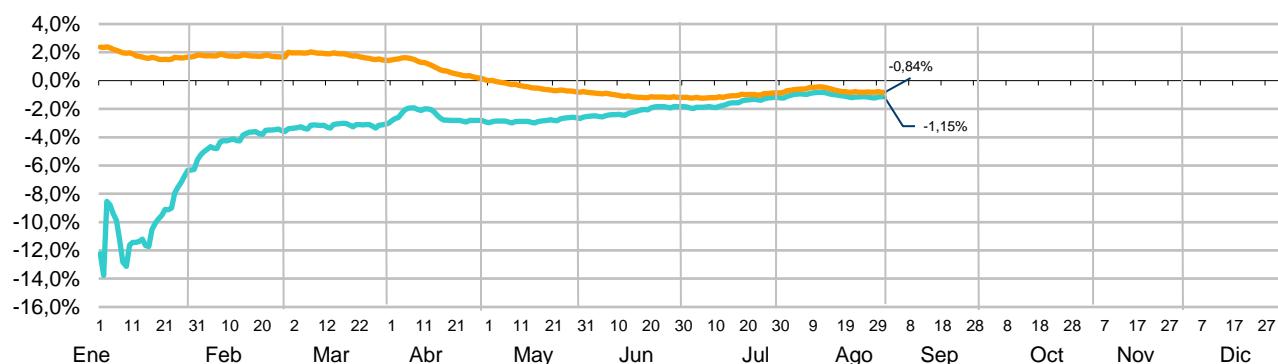
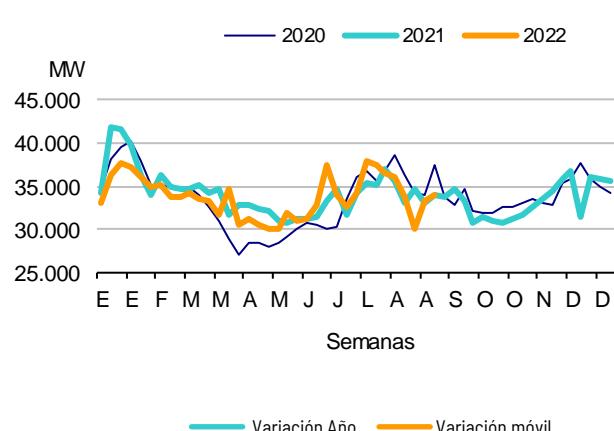
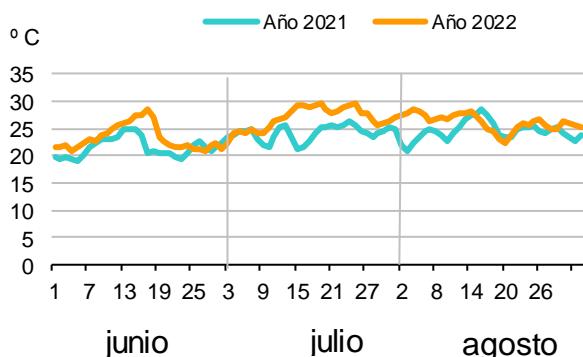
Índice

1 Demanda.....	1
2 Medios de generación	2
2.1 Hidráulica.....	2
2.2 Almacenamiento	3
2.2.1 Almacenamiento Turbinación Bombeo	3
2.2.2 Almacenamiento Consumo Bombeo.....	3
2.3 Generación no renovable.....	4
2.3.1 Nuclear	4
2.3.2 Ciclo Combinado	4
2.3.3 Cogeneración	5
2.3.4 Carbón.....	5
2.3.5 Residuos No renovables.....	5
2.4 GENERACIÓN RENOVABLE	6
2.4.1 Hidráulica convencional	6
2.4.2 Eólica	6
2.4.3 Fotovoltaica	7
2.4.4 Solar Térmica	7
2.4.5 Otras Renovables.....	7
2.4.6 Residuos Renovables.....	8
3 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	9
4 COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN	10
5 HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED.....	11
6 NUEVAS INSTALACIONES RdT.....	12



1 Demanda

La demanda del mes de Agosto en b.c. ha alcanzado un valor de 20.534 GWh. Ello supone un descenso del 0,6% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta un descenso del 3,2%



Punta máxima Agosto 2022:

36.177 MWh (martes día 2)

Punta máxima Agosto 2021:

36.177 MWh (viernes día 13)

Punta máxima año 2022:

37.693 MWh (jueves día 14 de Julio)

Energía diaria máx. Agosto 2022:

746 GWh (martes día 2)

Energía diaria máx. Agosto 2021:

714 GWh (viernes día 13)

Energía diaria máx. año 2022:

784 GWh (jueves día 14 de Julio)

2 Medios de generación

2.1 Hidráulica

El mes de Agosto registra una hidraulicidad inferior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidro-eléctrico un valor de 0,4. El índice acumulado anual registra un valor de 0,5.

2022	Producción (GWh)	% 22/21	Producible	Índice	%P>
Enero	2.070	-48,97	2.405	0,66	59,12
Febrero	1.254	-72,24	965	0,27	98,91
Marzo	1.756	-52,7	2.149	0,54	88,21
Abril	1.811	-34,0	2.433	0,65	85,57
Mayo	1.918	-11,2	1.884	0,61	91,86
Junio	1.193	-45,3	667	0,35	99,09
Julio	1.041	-52,8	209	0,33	99,8
Agosto	1.036	-49,2	185	0,40	97,1
Septiembre					
Octubre					
Noviembre					
Diciembre					
Acumulado	11.928	-49,2	10.902	0,5	96,5

En Agosto, el conjunto de las reservas hidroeléctricas se reducen en casi 2,2 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Agosto las reservas son inferiores en casi 8 puntos a las del mismo periodo del año 2021.

La evolución de las reservas hidráulicas es la siguiente:

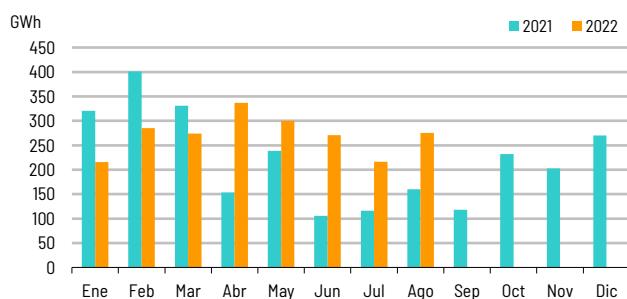
2022	ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Diciembre 21	3.921	44	2.758	29	6.679	36
Enero	4.304	48	2.727	28	7.030	38
Febrero	4.137	46	2.713	28	6.850	37
Marzo	4.524	50	2.719	28	7.243	39
Abril	5.017	56,0	2.879	30,1	7.896	42,6
Mayo	5.005	55,8	2.858	29,9	7.863	42,4
Junio	4.578	51,1	2.758	28	7.336	39,6
Julio	3.936	43,9	2.568	26,8	6.504	35,1
Agosto	3.344	37,3	2.340	24,4	5.684	30,7
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						

2.2 Almacenamiento

2.2.1 Almacenamiento Turbinación Bombeo

Producción de Agosto: 276 GWh, un 72,5% superior a la del mismo período del año 2021.

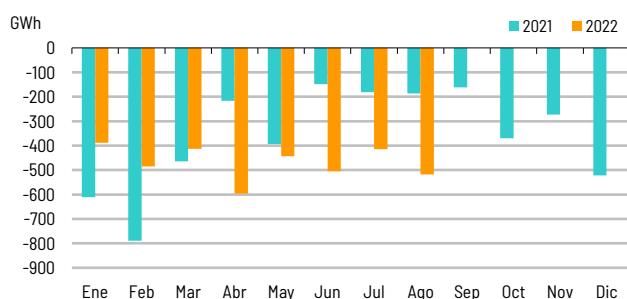
Almacenamiento turbinación bombeo



2.2.2 Almacenamiento Consumo Bombeo

Consumo de Agosto: -518 GWh, un 177,6% superior a la del mismo período del año 2021.

Almacenamiento CONSUMO bombeo

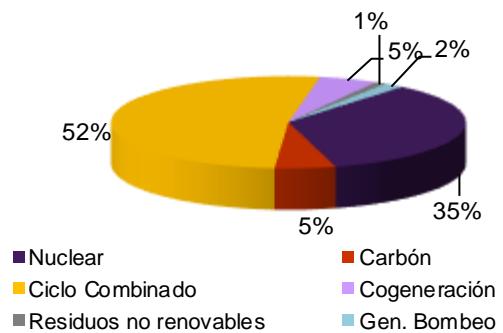


2.3 Generación no renovable

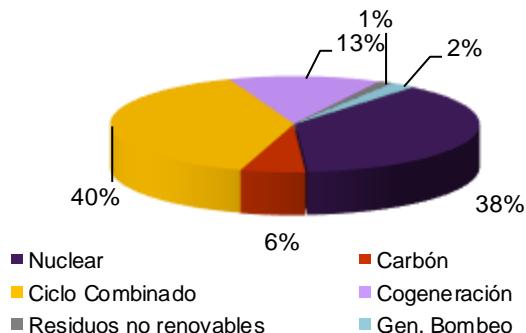
Producción de Agosto: 14.812 GWh, un 31,5% superior a la del mismo período del año 2021.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:

Agosto 2022



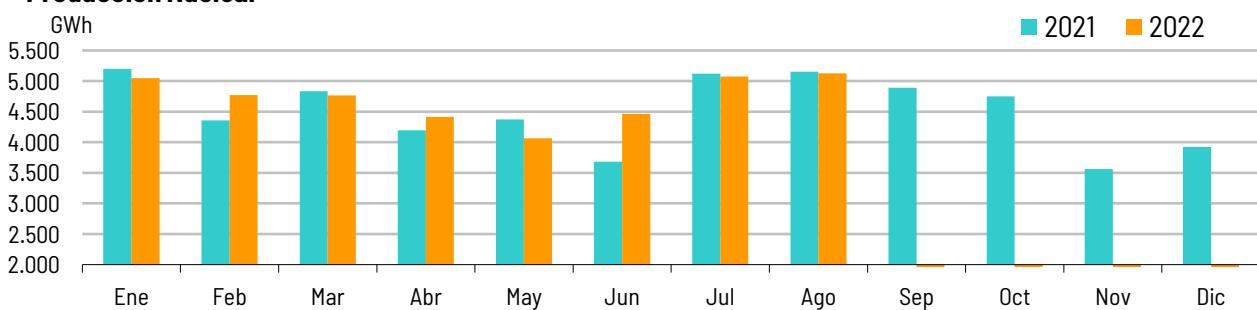
Acumulado 2022



2.3.1 Nuclear

Producción de Agosto: 5.127 GWh, un 0,5% inferior a la del mismo período del año 2021.

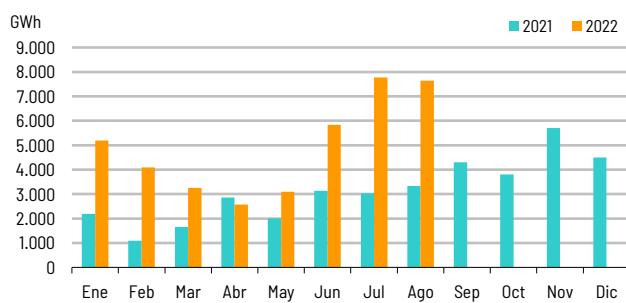
Producción Nuclear



2.3.2 Ciclo Combinado

Producción de Agosto: 7.644 GWh, un 130,0% superior a la del mismo período del año 2021.

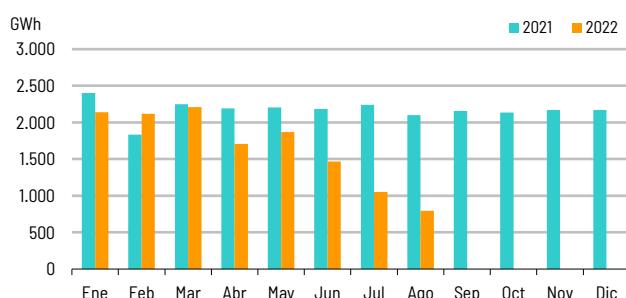
Generación con Ciclo Combinado



2.3.3 Cogeneración

Producción de Agosto: 794 GWh, un 62,3% inferior a la del mismo período del año 2021.

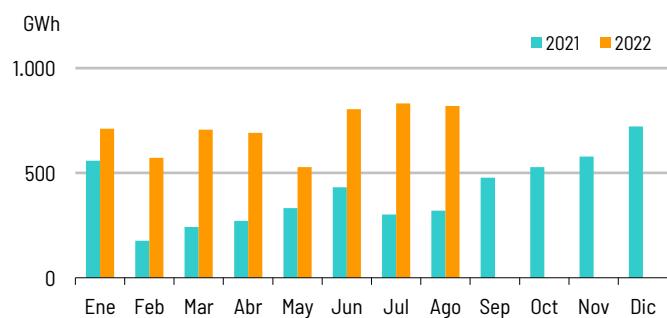
Generación con Cogeneración



2.3.4 Carbón

Producción de Agosto: 819 GWh, un 155,6% superior a la del mismo período del año 2021.

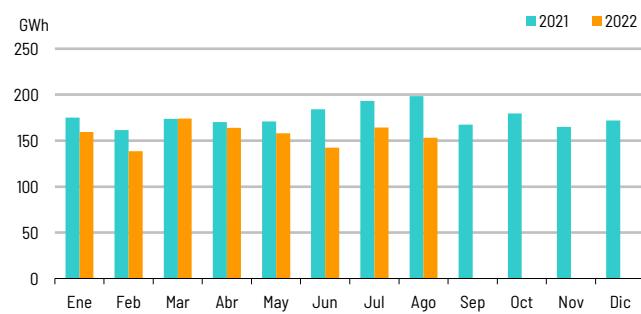
Generación con Carbón



2.3.5 Residuos No renovables

Producción de Agosto: 53 GWh, un 22,3% inferior a la del mismo período del año 2021.

Generación con Residuos no renovables

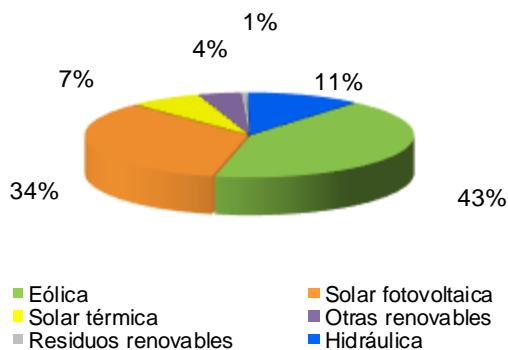


2.4 GENERACIÓN RENOVABLE

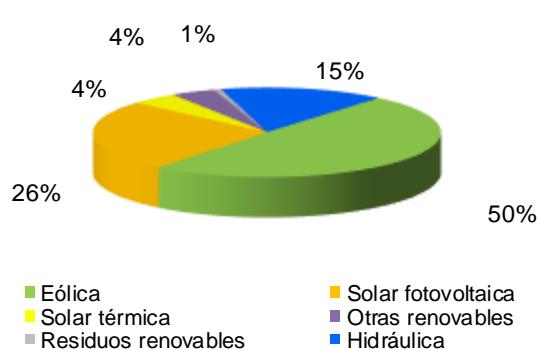
Producción de Agosto: 9.131 GWh, un 5,13% superior a la del mismo período del año 2021.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:

Agosto 2022



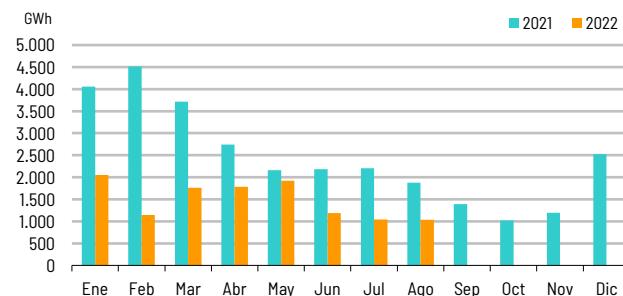
Acumulado 2022



2.4.1 Hidráulica convencional

Producción de Agosto: 1.036 GWh, un 44,9% inferior a la del mismo período del año 2021.

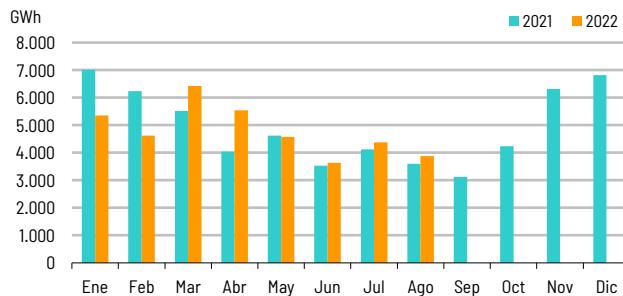
Generación con hidráulica



2.4.2 Eólica

Producción de Agosto: 3.874 GWh, un 7,7% superior a la del mismo período del año 2021.

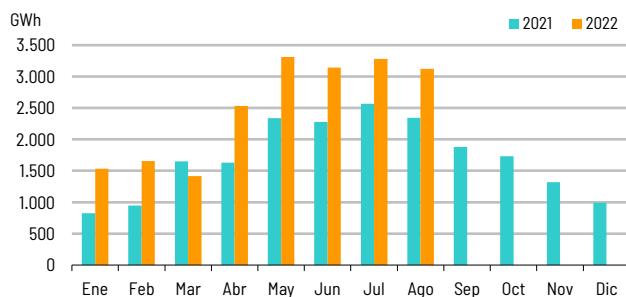
Generación con Eólica



2.4.3 Fotovoltaica

Producción de Agosto: 3125 GWh, un 33,3% superior a la del mismo período del año 2021.

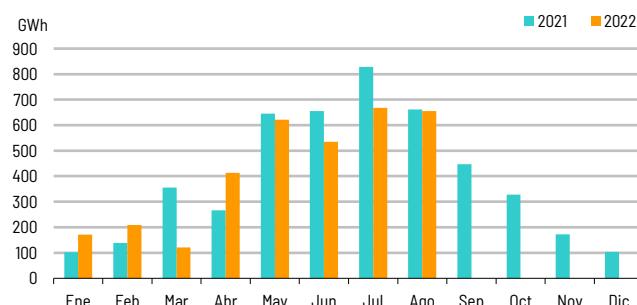
Generación con Solar fotovoltaica



2.4.4 Solar Térmica

Producción de Agosto: 655 GWh, un 0,9% inferior a la del mismo período del año 2021.

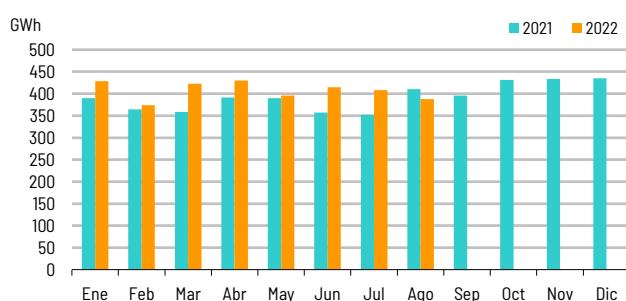
Generación con Solar térmica



2.4.5 Otras Renovables

Producción de Agosto: 388 GWh, un 5,4% inferior a la del mismo período del año 2021.

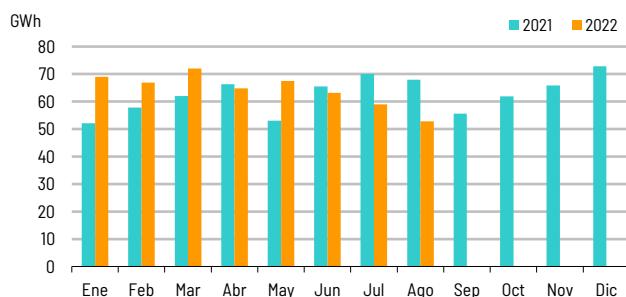
Generación con otras renovables



2.4.6 Residuos Renovables

Producción de Agosto: 53 GWh, un 22,3% inferior a la del mismo período del año 2021.

Generación con residuos renovables



3 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-132 kV IRUN-ERRONDENIA	08.08.22 12.08.22	REE	Descargo.
L-220 kV ARKALE-ARGIA	13.08.22 14.08.22	REE	Desacopla para pintado de estructura.
SE 220 kV ARKALE: DF1	16.08.22 16.08.22	REE	Desconectar conexiones a terciario de CT.
SE 220 kV ARKALE: DF1	20.08.22 20.08.22	REE	Montaje pantalla acústica. Conectar conexiones a terciario de CT.
L-220 kV ARKALE-ARGIA	20.08.22 21.08.22	REE	Desacopla para pintado de estructura.
L-400 kV VIC-BAIXAS	28.08.22 16.09.22	RTE	Mantenimiento en RTE.

PORUGAL

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV ALDEADAVILA-LAGOAÇA	11.07.22 12.08.22	REE	Renovación seccionadores.

MARRUECOS

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA-BENI HARCHANE-MELLOUSA	08.03.21 31.12.22	REE	Reparación de CABLE4, queda en descargo tras disparo del mismo en PES.
L-400 kV TARIFA-PTO. CRUZ,2	14.08.22 14.08.22	ONEE	Desacopla por mantenimiento.
L-400 kV TARIFA-PTO. CRUZ,1	14.08.22 14.08.22	ONEE	Desacopla por mantenimiento.

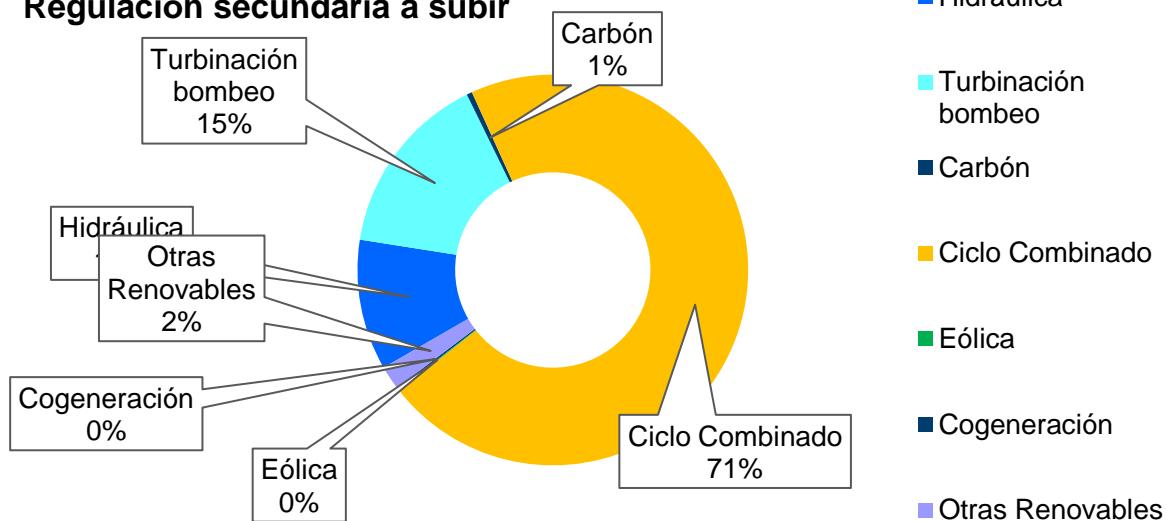
ANDORRA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios

4 COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	262.176	193.200
Turbinación bombeo	369.692	290.820
Carbón	10.940	10.940
Ciclo Combinado	1.725.152	1.871.832
Eólica	2.440	2.440
Cogeneración	4.740	4.740
Otras Renovables	47440	47616
Total	2.422.580	2.421.588

Regulación secundaria a subir



■ Hidráulica

■ Turbinación
bombeo

■ Carbón

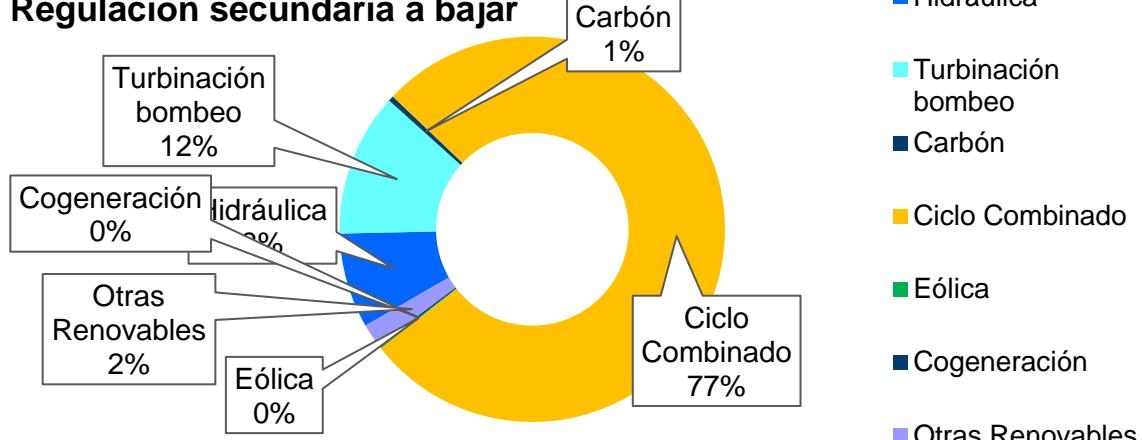
■ Ciclo Combinado

■ Eólica

■ Cogeneración

■ Otras Renovables

Regulación secundaria a bajar



■ Hidráulica

■ Turbinación
bombeo

■ Carbón

■ Ciclo Combinado

■ Eólica

■ Cogeneración

■ Otras Renovables

5 HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

Sin incidencias reseñables.

6 NUEVAS INSTALACIONES RdT

Fecha	Instalación	Comentarios
02.08.22	SE 400 kV VALDECARRETAS	Nueva posición TORO RENOVABLES (8910-3, 8901-3, 893-3 y 521-3) y nueva línea para evacuación de generación renovable. Se realiza la puesta en carga el 18.08.22.
03.08.22	SE 400 kV ALMARAZ	Nueva posición FRANCISCO PIZARRO (89B2-5, 522-5, 8920-5, 8902-5, 520-5, 8901-5, y 894-5) y nueva línea para evacuación de generación renovable. Pendientes pruebas en carga.
04.08.22	SE 220 kV EL PALMAR	En tensión nuevo ATP-1 220/132 kV (225 MVA). Sustituye al anterior de 150 MVA. Queda en carga el 05.08.22.
11.08.22	L-220 kV PENAGOS-ACERIASA	Línea provisional, por trabajos en SE 220 kV CACICEDO (paso a interruptor y medio). La previsión es que este circuito provisional se mantenga en servicio hasta finales de Noviembre 2022.
23.08.21	SE 220 kV TELLEDO	Se realizan pruebas en carga del TRP-1 220/20 kV (20.0 MVA) (no REE) para futura alimentación ADIF. Pendientes desde año pasado, 06.08.21.
25.08.22	SE 220 kV VALDECONEJOS	Paso de barra simple a doble barra. Nuevo ACP (89B1-6, 89B2-6 y 52-6). Nueva posición Mezquita 2 (89B1-4, 89B2-4, 89-4 y 52-4) y en SE 220 kV Mezquita: Salida Valdeconejos 2 (89B1-4, 89B2-4, 89-4 y 52-4). Nueva L-220 kV VALDECONEJOS-MEZQUITA 2. Nuevo Trafo SS.AA.TRA-1 220/0,4 kV y de 3 x 25 kVA en salida línea Escucha. Nuevo Trafo SS.AA.TRA-2 220/0,4 kV y de 3 x 25 kVA en JBP2.
25.08.22	SE 220 kV PLASENCIA	Nueva posición Futura MERENGUE II (89B1-2, 89B2-2, 89-2 y 52-2).
29.08.22	SE 400 kV MORELLA	Nueva posición Futura LA PLANAS 2-JBP2 (522-2, 8902-2, 8920-2 y 894-2).

red eléctrica
Una empresa de Redeia