

**XCIX REUNIÃO DO COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMENTO
DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO IBÉRICO
17 de Novembro 2021**

Mediante videoconferência.

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.

**XCVIII REUNIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMIENTO DE LA
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO
MIÉRCOLES, 22 DE SEPTIEMBRE DE 2021, MADRID**

ACTA DE RESUMEN Y CONCLUSIONES

(APROBADA)

ORDEN DEL DÍA DE LA REUNIÓN

1. Aprobación del acta de la anterior reunión
2. Análisis de la Operación de los Sistemas
3. Resultado de los mercados de operación de los sistemas
4. Perspectivas para la operación de los próximos meses
5. Novedades regulatorias nacionales
6. Novedades regulatorias europeas

DOCUMENTACIÓN

Las presentaciones utilizadas en la reunión junto con el acta aprobada de la reunión previa y los últimos informes mensuales de operación de REE se pusieron a disposición de los miembros del Comité mediante enlace incluido en el correo electrónico a éstos enviado el: miércoles, 22 de septiembre de 2021 14:02.

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Tuvo lugar virtualmente la reunión el miércoles, 22 de septiembre de 2021 mediante sistema de videoconferencia (aplicación Zoom), siendo el orden del día de la reunión el incluido anteriormente en éste acta.

INTERVENCIONES Y CONCLUSIONES

En relación con la **aprobación del acta de la XCVII Reunión**, tras informar Jaime Sanchiz y José Lameiras de no haber recibido comentario anticipado alguno acerca del borrador distribuido a los miembros del Comité junto a la convocatoria de esta reunión y no haciendo los presentes tampoco comentario alguno se procede a considerar el borrador como acta aprobada de la XCVII Reunión.

Tras el **análisis de la operación del sistema eléctrico portugués**, Jorge Costa se interesa por si de la investigación en marcha del incidente del 24 de julio, cuando se produjo la desincronización del sistema ibérico y el sistema continental europeo, pudiera concluirse que el origen no se localizó en Francia como se ha publicado en los medios. Paulo Marques concreta que el origen del incidente ocurrió efectivamente en Francia, añadiendo que REE hará una presentación a continuación en esta reunión confirmando el origen de ese incidente.

Paulo Marques, a pregunta de Juan Temboury sobre ampliar detalles de los 900 MW de generación perdida, avanza que gran parte de estos disparos tuvieron origen en protecciones instaladas en la red de distribución, por el distribuidor, en su conexión con la generación embebida para minimizar la probabilidad de la formación de islas eléctricas locales en distribución. Medida que REN entiende es contraproducente a escala nacional siendo su intención manifestar este mismo desacuerdo a las entidades oficiales.

Expuesto el impacto del incidente del 24 de julio en el sistema eléctrico español tras el **análisis de la operación del sistema eléctrico español**, Tomás Domínguez, a pregunta de Juan Temboury sobre los escalones de deslastre de carga activados el 24 de julio en respuesta al incidente ya mencionado, pormenoriza y cuantifica la secuencia de actuaciones de deslastre y concreta que los diferentes sujetos actuaron en consonancia con lo regulado en el plan de deslastre con la consideración particular que una parte importante de los antiguos proveedores del servicio de interrumpibilidad mantenían activo el relé de subfrecuencia. Por otro lado, anuncia una revisión del plan de deslastre a requerimiento de la regulación europea y de cambios ocurridos en el sector eléctrico. Juan Temboury destaca la disposición de los consumidores capaces de proveer el servicio de interrumpibilidad a contribuir con la seguridad del sistema en la medida de sus posibilidades, algo interesante a considerar durante la mencionada revisión.

Tras el tratamiento de las **perspectivas para la operación de los próximos meses** Juan Temboury y Rodrigo Fernandez se interesan por si los análisis de robustez de la cobertura consideran la contingencia de problemas en el suministro de combustible a las centrales térmicas y su disponibilidad efectiva. Tomás Domínguez explica que los análisis de cobertura no contemplan restricciones en la disponibilidad de combustible por parte del equipo térmico, resaltando Miguel Duvison que, si bien los operadores de sistema consideran en sus cálculos unos coeficientes de disponibilidad del equipo generador estocásticos, la responsabilidad última sobre la disponibilidad del equipo y su declaración corresponde al propietario del mismo.

Interviene Diego Vela y desarrolla los aspectos de seguridad en el suministro de gas en el sistema español destacando que la capacidad técnica de suministro de la demanda para el próximo invierno está asegurada y que, para hacer frente al hipotético cierre de la conexión Maghreb-Europa en noviembre de 2021, la subasta anual de septiembre incluyó un mayor volumen de *slots* para atraque de buques reforzando así la posibilidad de suministro marítimo. La revisión de octubre podría incluso incrementar su número. Complementariamente se ha programado una redistribución física de las existencias de gas en el sistema para dotarle mejor capacidad de respuesta ante una demanda inesperada. Así mismo el Plan Invernal aprobado por el MITERD, capacita a ENAGAS para la movilización de reservas de seguridad almacenadas en caso de necesidad

Respecto a los precios actuales y futuros del gas, sin ser competente ni responsable en su predicción, recuerda que los que actualmente son noticia, con ser muy altos, no son desconocidos en el pasado y que los mercados globales de gas están experimentando ahora la concurrencia de una reducción de oferta por parte rusa, la indisponibilidad por mantenimientos en el Mar del Norte y el incremento de demanda asociado a los ciclos alcistas de la actividad general tras la pandemia y en particular la de los países asiáticos.

Al tratar sobre **las novedades regulatorias nacionales españolas** Eduardo Arcos pregunta acerca de la definición que aplica el operador del sistema eléctrico español para la categoría gestionable cuando se trata de plantas fotovoltaicas, a la que el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, se refiere en su artículo 3, fomento de la contratación a plazo mediante mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora, poniéndola en contraposición con lo establecido en el P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema: gestionable es la que haya superado las pruebas establecidas, y la definición incluida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de carácter genérica.

Miguel Duvison informa de que el operador del sistema eléctrico español elevó una consulta-interpretación de norma a la Secretaría de Estado de Energía sobre distintos aspectos recogidos en el Real Decreto ley respondida el día 20 de septiembre si bien, a medida que se vaya acercando el momento de aplicación, en particular del hecho de la minoración, habrá que ir ratificando otras cuestiones de instrumentalización precisas tanto con el MITERD como con la CNMC.

Ricardo Bajo toma nota de la cuestión planteada asumiendo su tratamiento y de cuya conclusión se hará partícipe a los asistentes.

La próxima reunión **del Comité** programada es la XCIX Reunión el miércoles, 17 de noviembre de 2021.

Reunião CTSOSEI

17 novembro 2021

Índice

Consumo Nacional
Evolução

Meios de produção
utilizados para a
satisfação do consumo
Hidraulicidade

Interligação com Espanha

Rede Nacional de Transporte
Evolução
Incidentes

REN



Reunião CTSOSEI

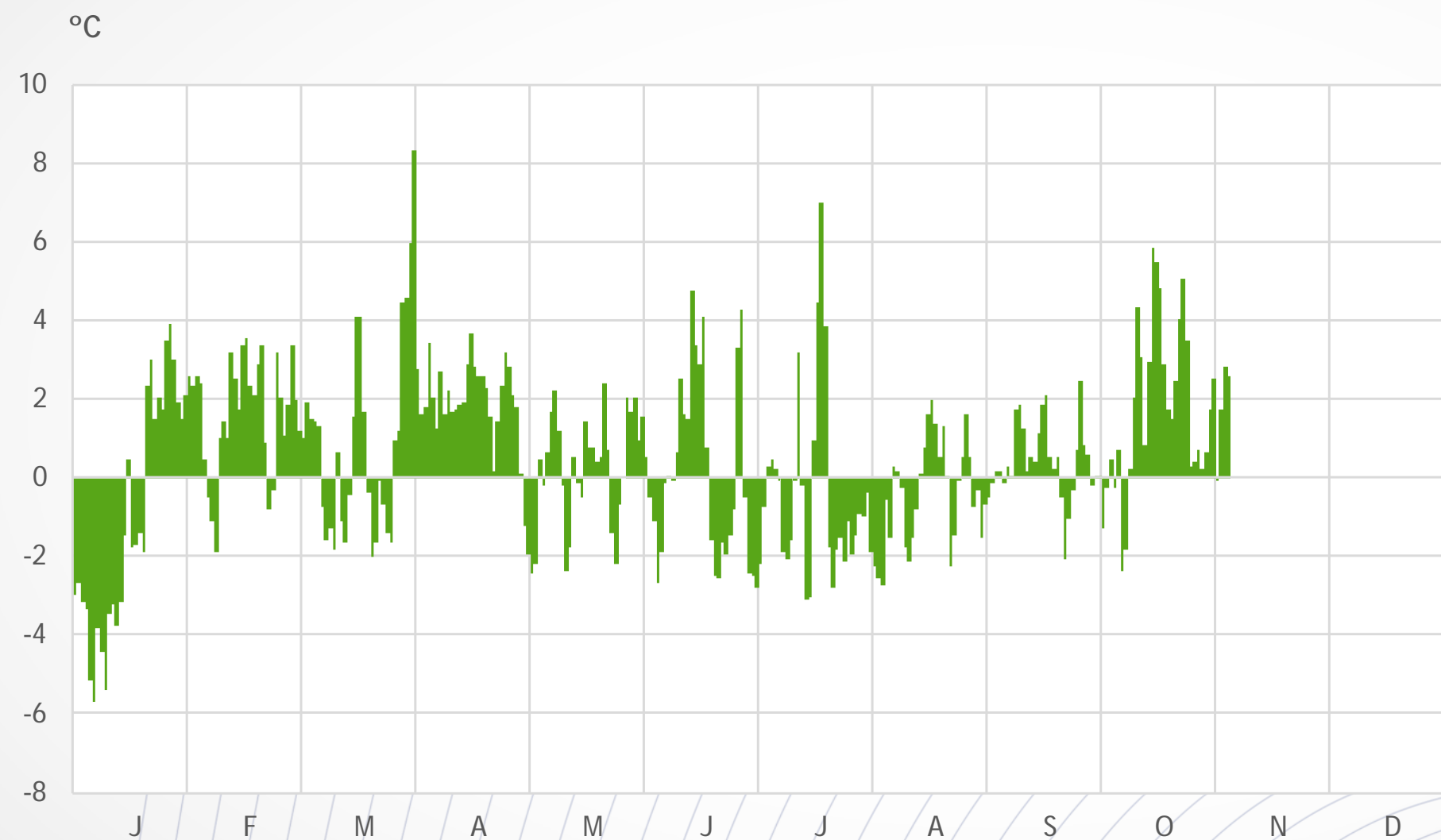
17 de Novembro de 2021

2021 – Evolução do Consumo Mensal de Energia Elétrica

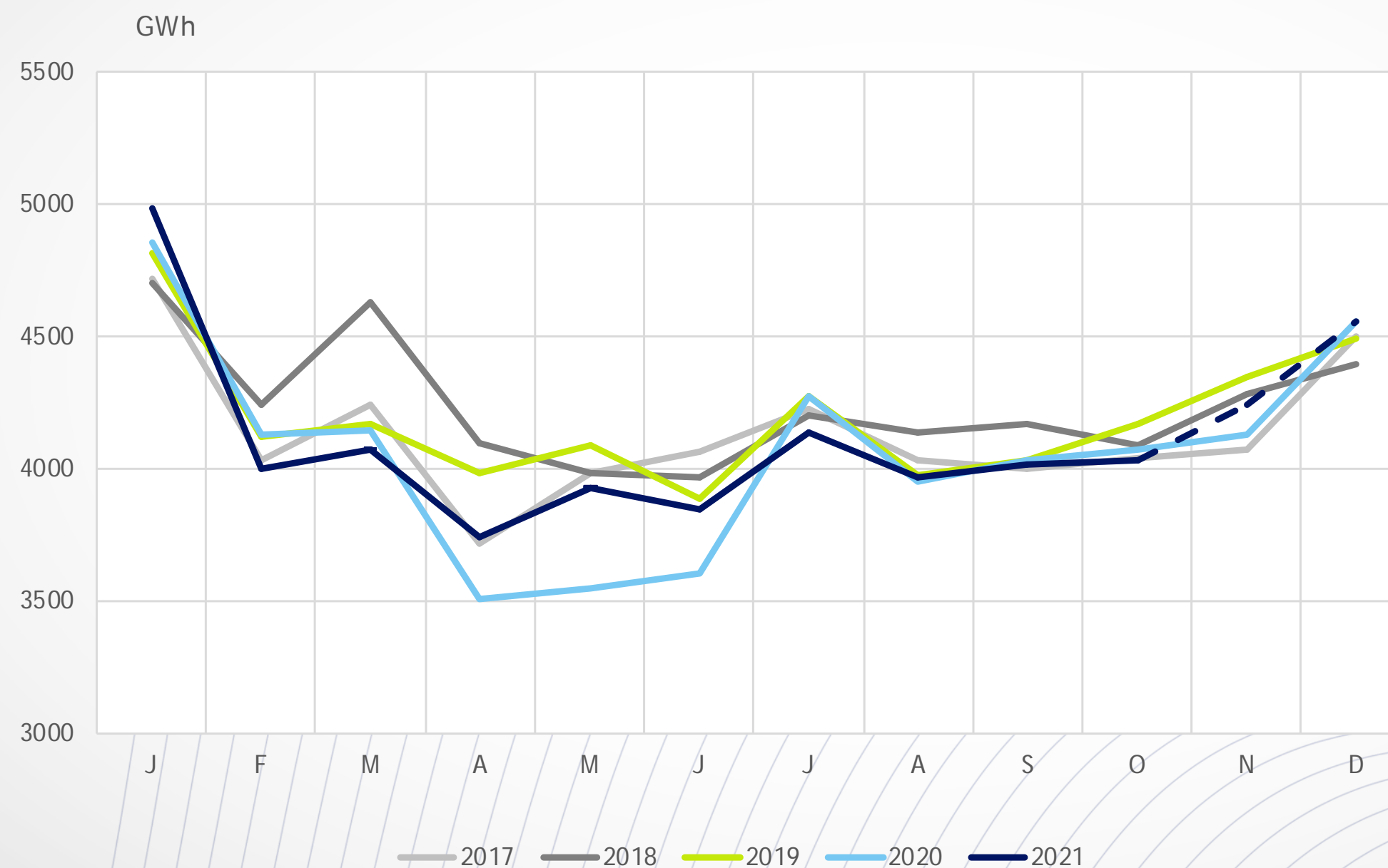
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out
PONTA	MW										
PRODUÇÃO		11820	11379	9937	10161	9293	8841	8880	8484	9882	9165
CONSUMO		9888	8117	7261	6664	6651	6778	7020	6742	7057	7294
CONSUMO	GWh										
MAX. DIÁRIO		185	160	143	136	137	142	146	137	145	141
	MENSAL GWh	4985	3998	4070	3744	3926	3846	4134	3966	4016	4033
	VAR. %	2.6	-3.1	-1.9	6.6	10.6	6.7	-3.2	0.5	-0.4	-1.1
	CT	-2.6	-4.6	-1.8	8.6	11.9	7.1	-0.3	1.4	0.6	-0.7
	CTDU	-1.8	-0.9	-2.3	10.5	11.9	7.1	0.6	0.4	0.6	0.3
	ACUMULADO	2.6	0.0	-0.6	0.9	2.6	3.2	2.3	2.0	1.8	1.5



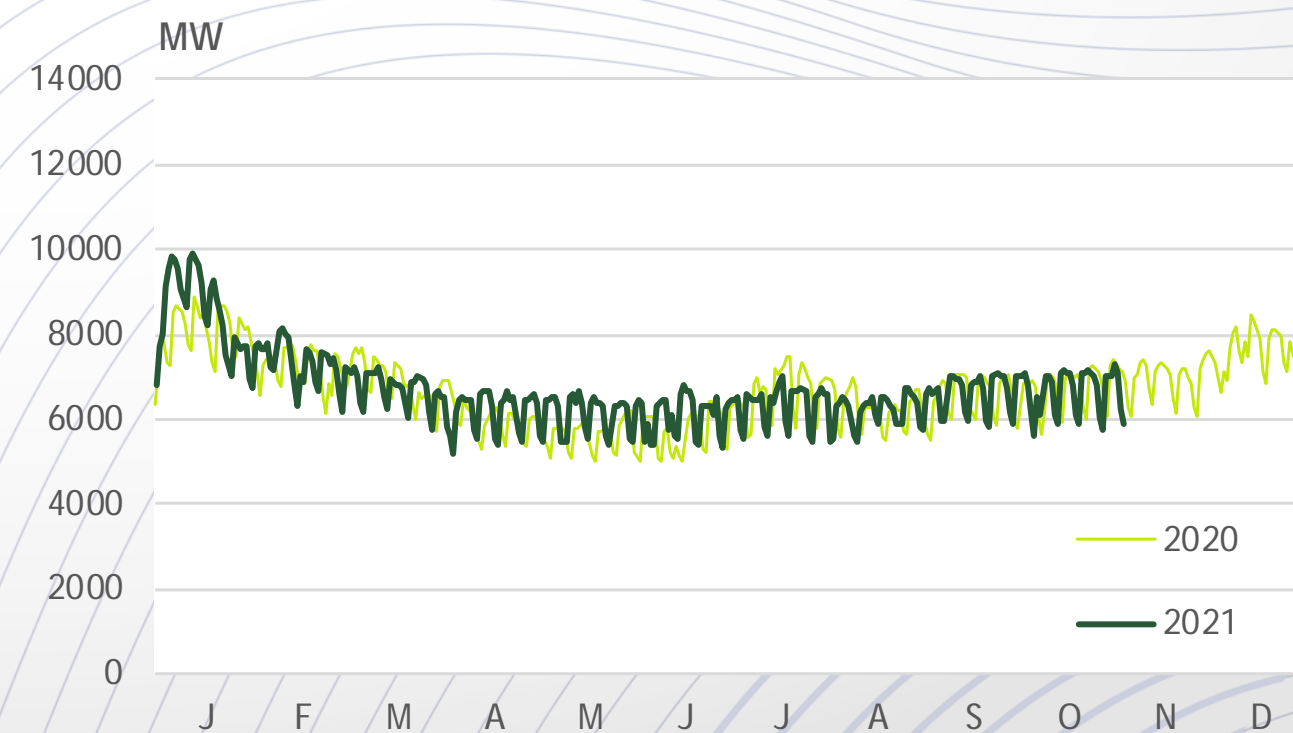
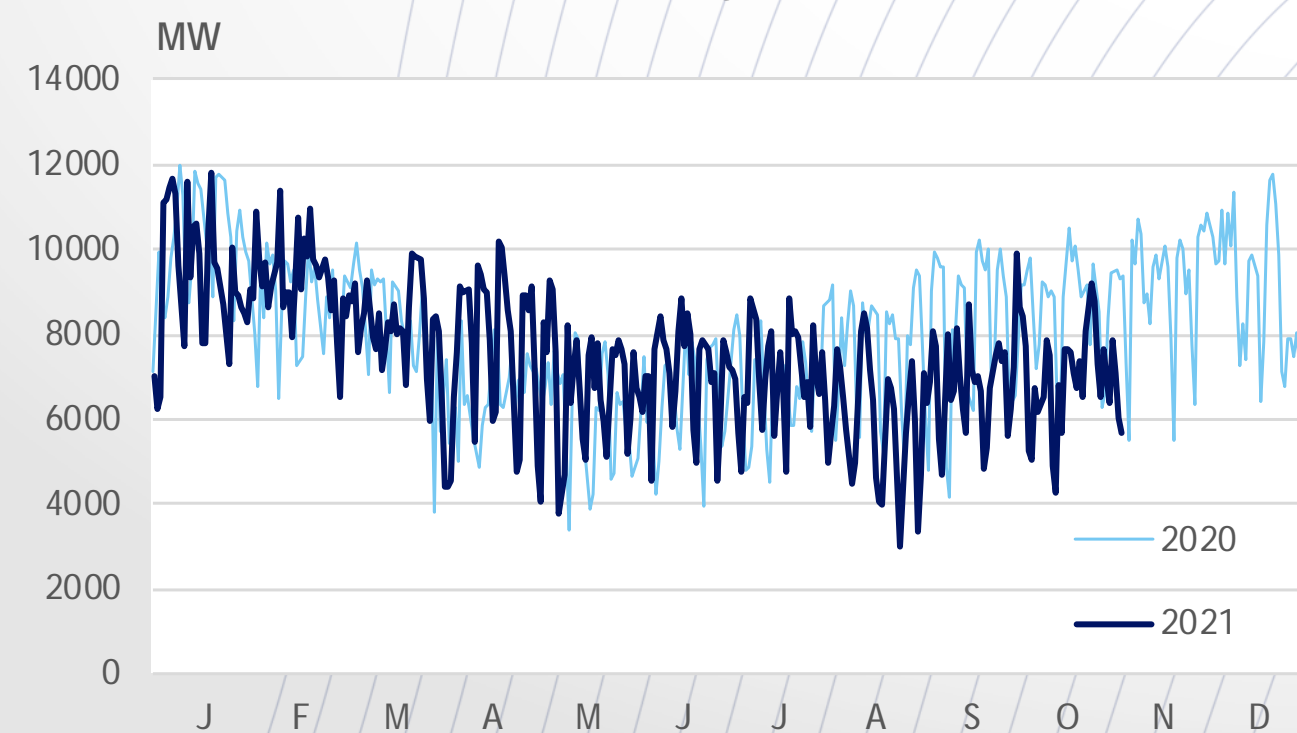
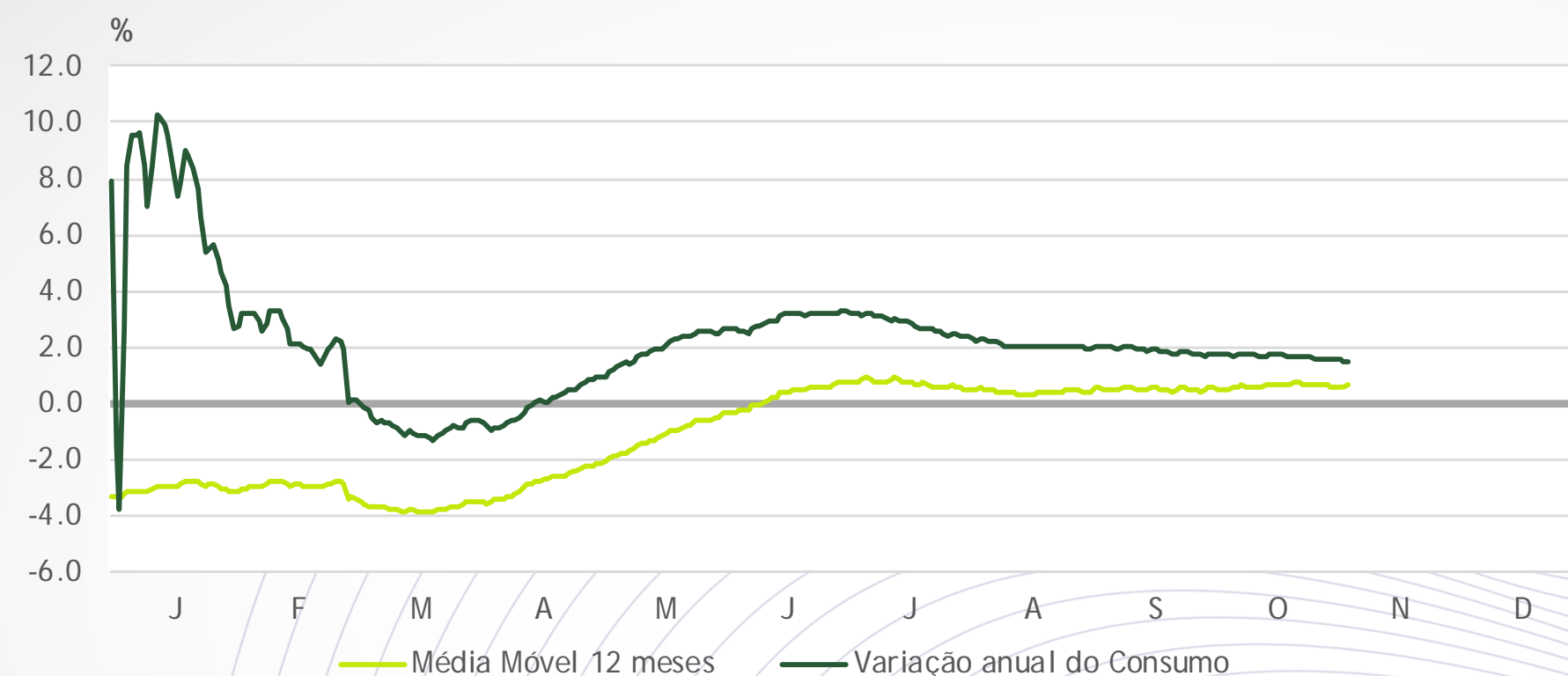
2021 – Desvio da Temperatura Normal



2021 – Evolução do Consumo Mensal



2021 – Variação do Consumo e Pontas Diárias

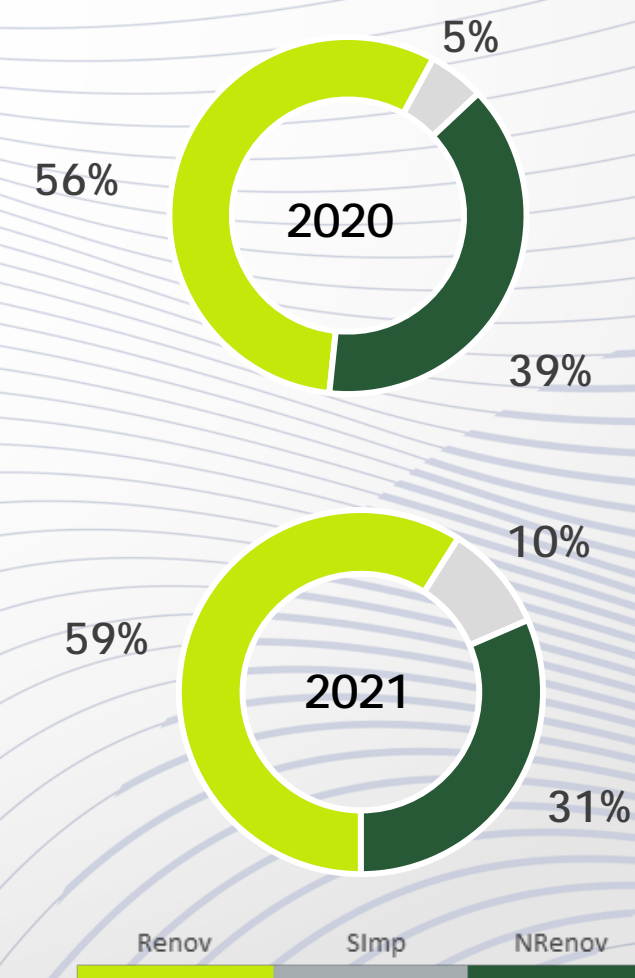
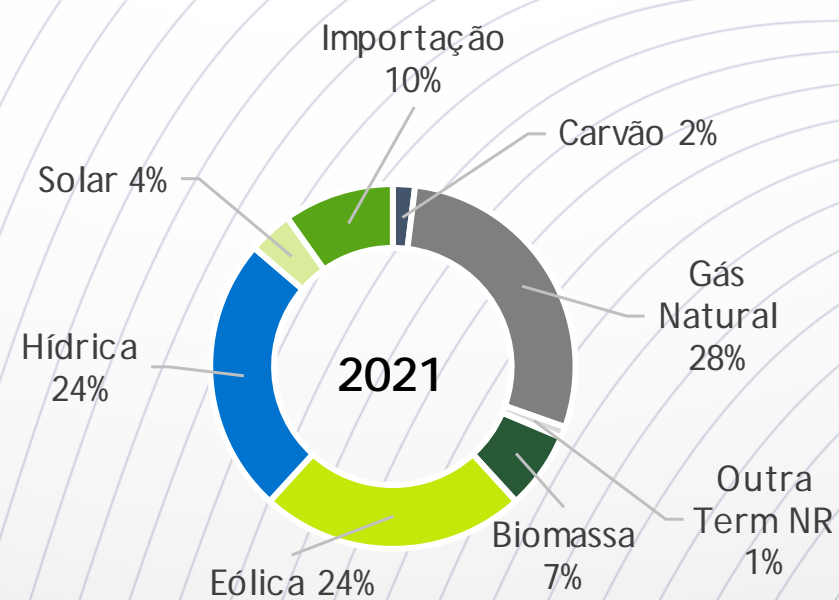
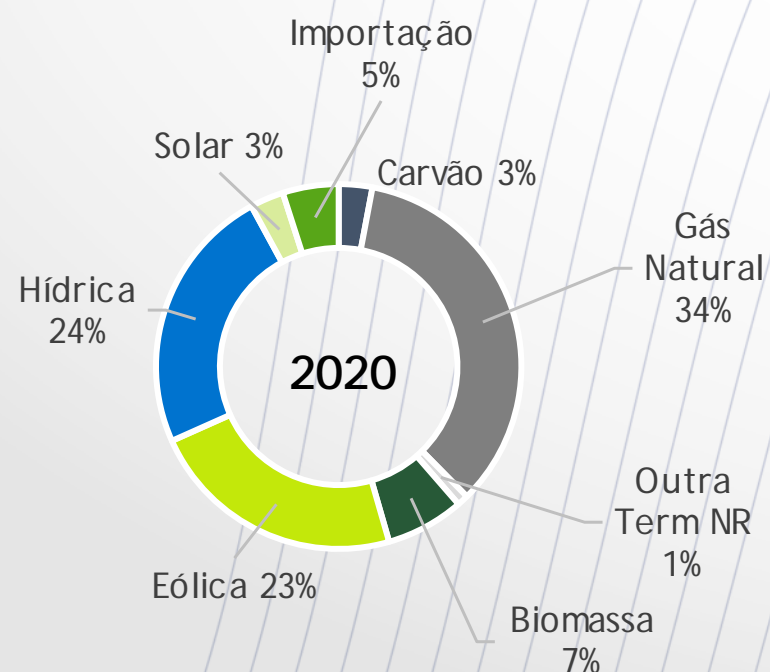
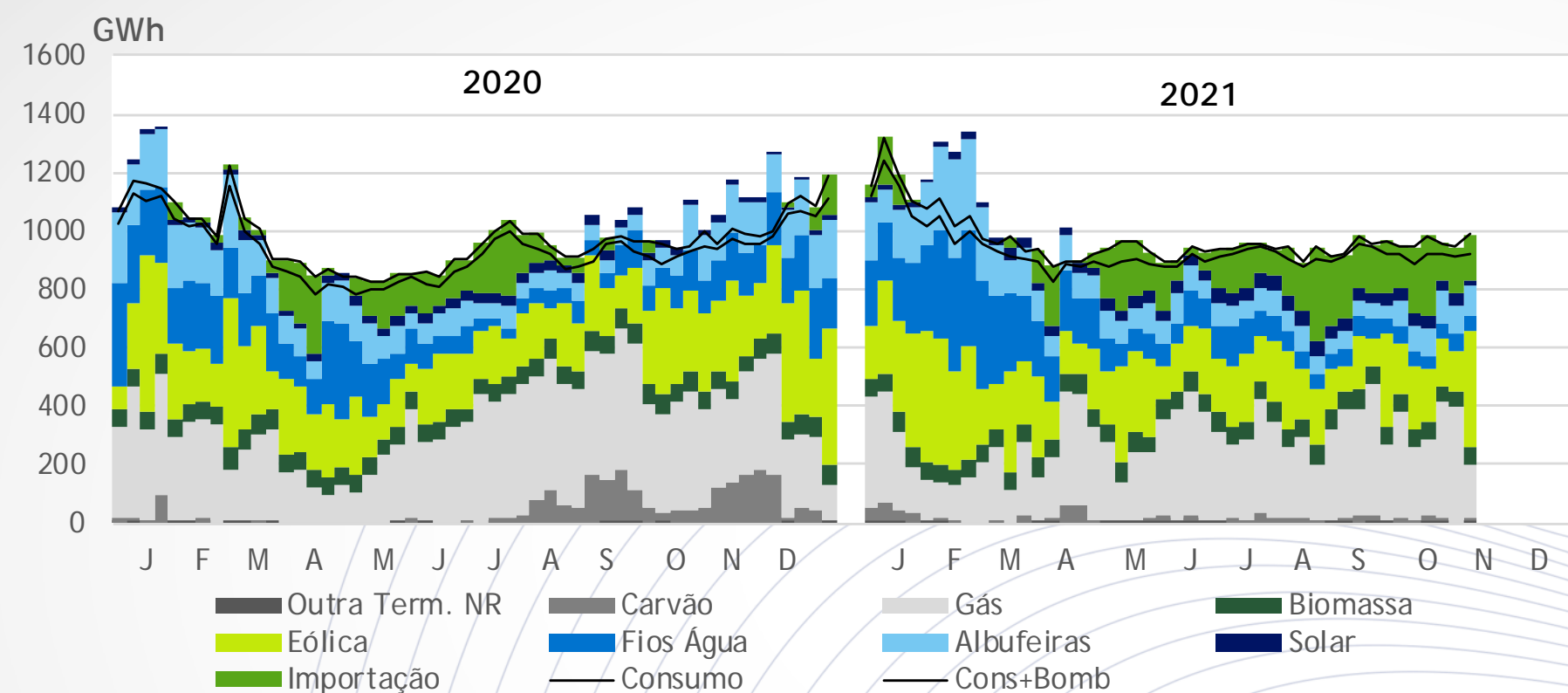


2021/2020 – Valores Máximos Anuais

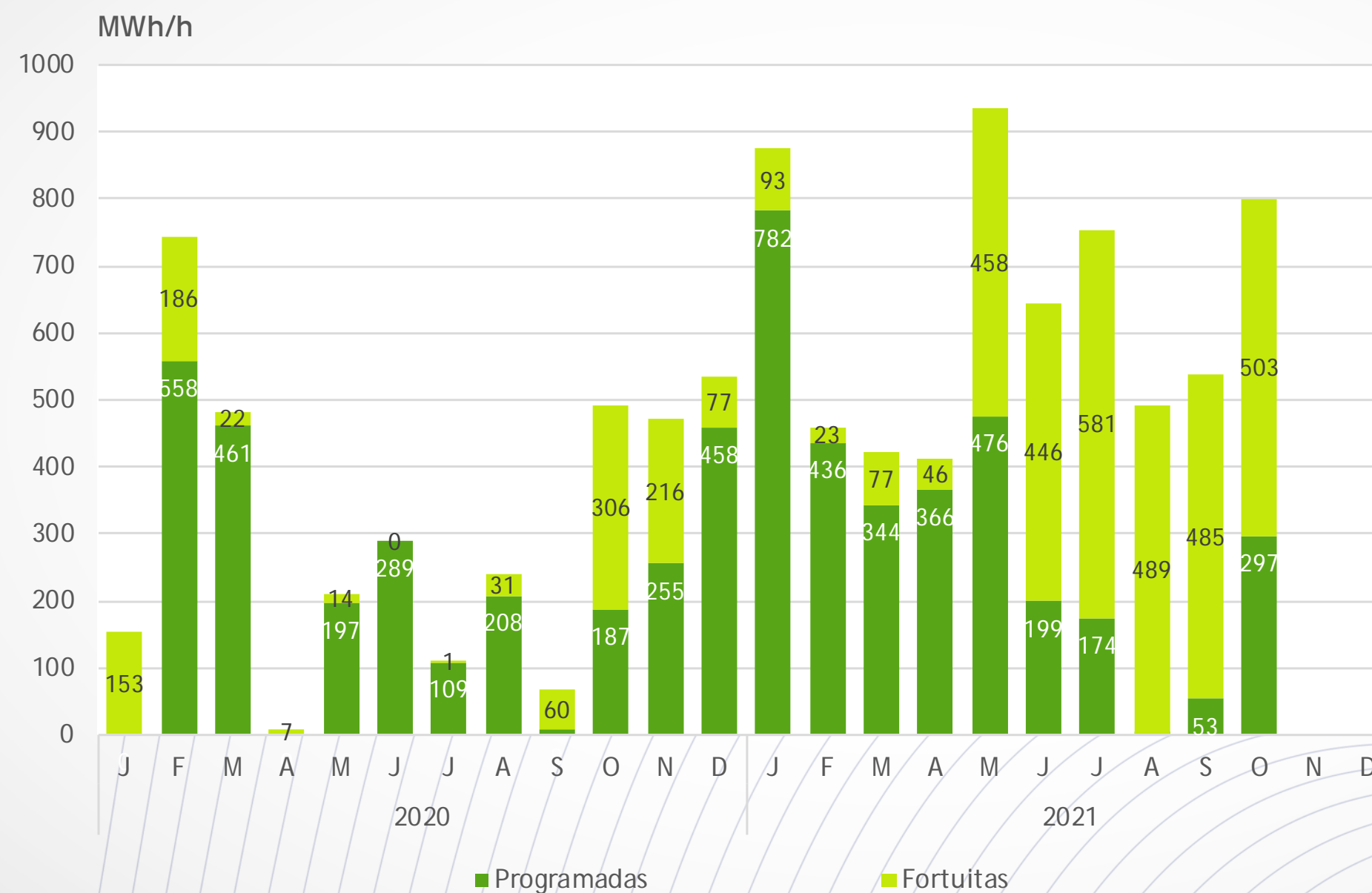
MÁXIMOS	INVERNO		VERÃO	
POTÊNCIA PRODUÇÃO (MW)	11820	11965	9882	10207
	(3ªF 19/01/2021)	(5ªF 09/01/2020)	(3ªF 28/09/2021)	(3ªF 15/09/2020)
POTÊNCIA CONSUMO (MW)	9888	8906	7057	7458
	(3ªF 12/01/2021)	(2ªF 13/01/2020)	(3ªF 21/09/2021)	(6ªF 17/07/2020)
CONSUMO DIA (GWh)	185	172	146	154
	(4ªF 13/01/2021)	(3ªF 14/01/2020)	(6ªF 16/07/2021)	(6ªF 17/07/2020)

VAR CONSUMO %	MÊS	ANO	ACUM 12 MESES
setembro	-0.4 (-0.1)	1.8 (-3.5)	0.8 (-2.1)
outubro	-1.1 (-2.2)	1.5 (-3.3)	0.9 (-2.4)

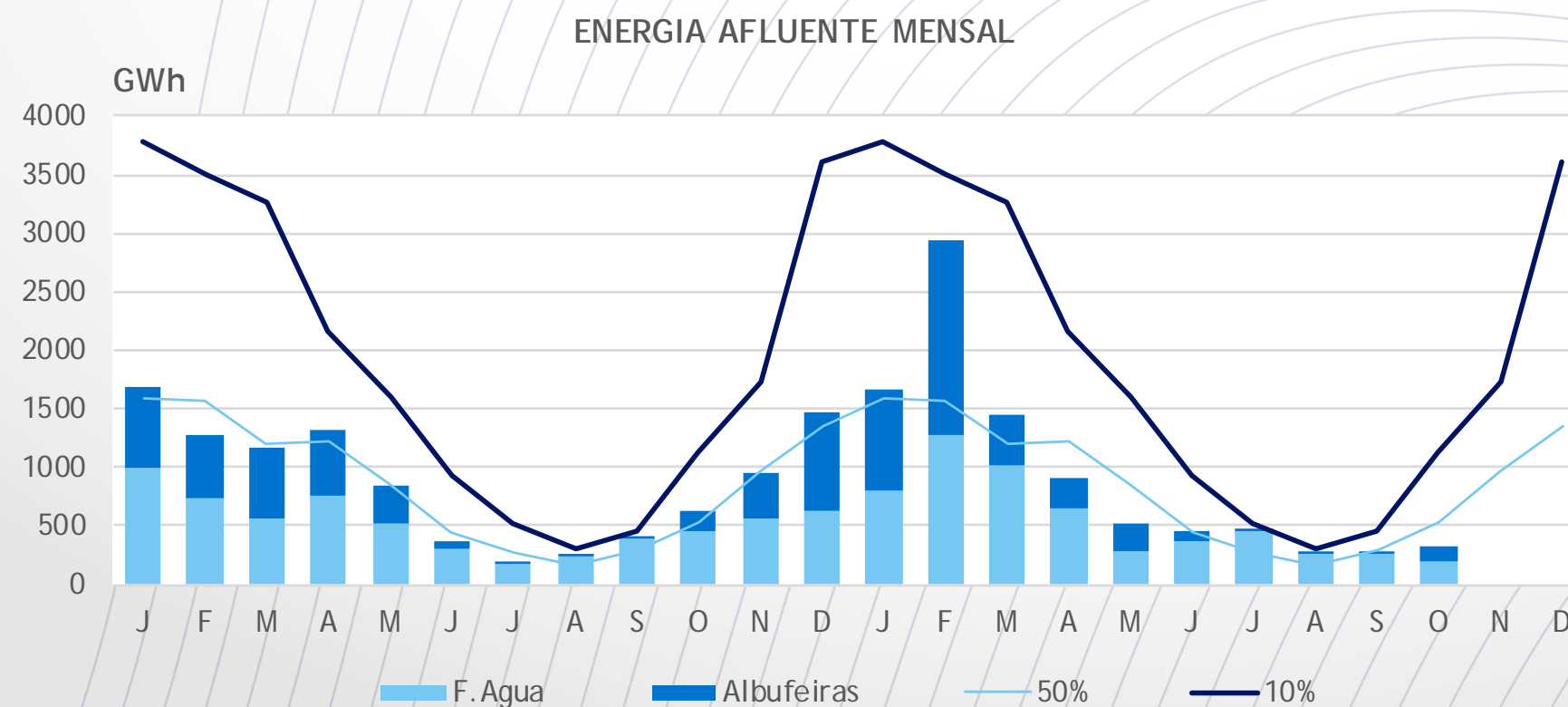
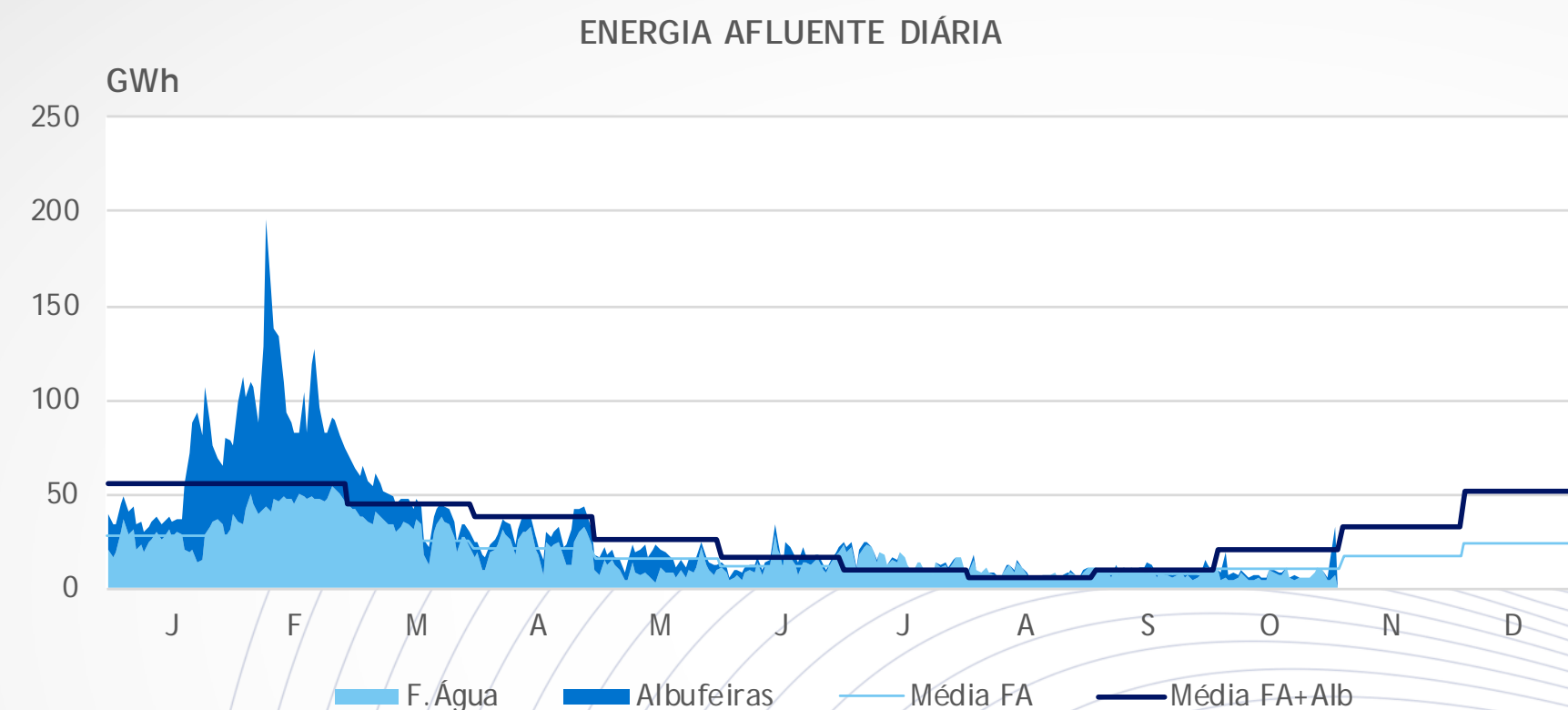
2021 – Satisfação do Consumo



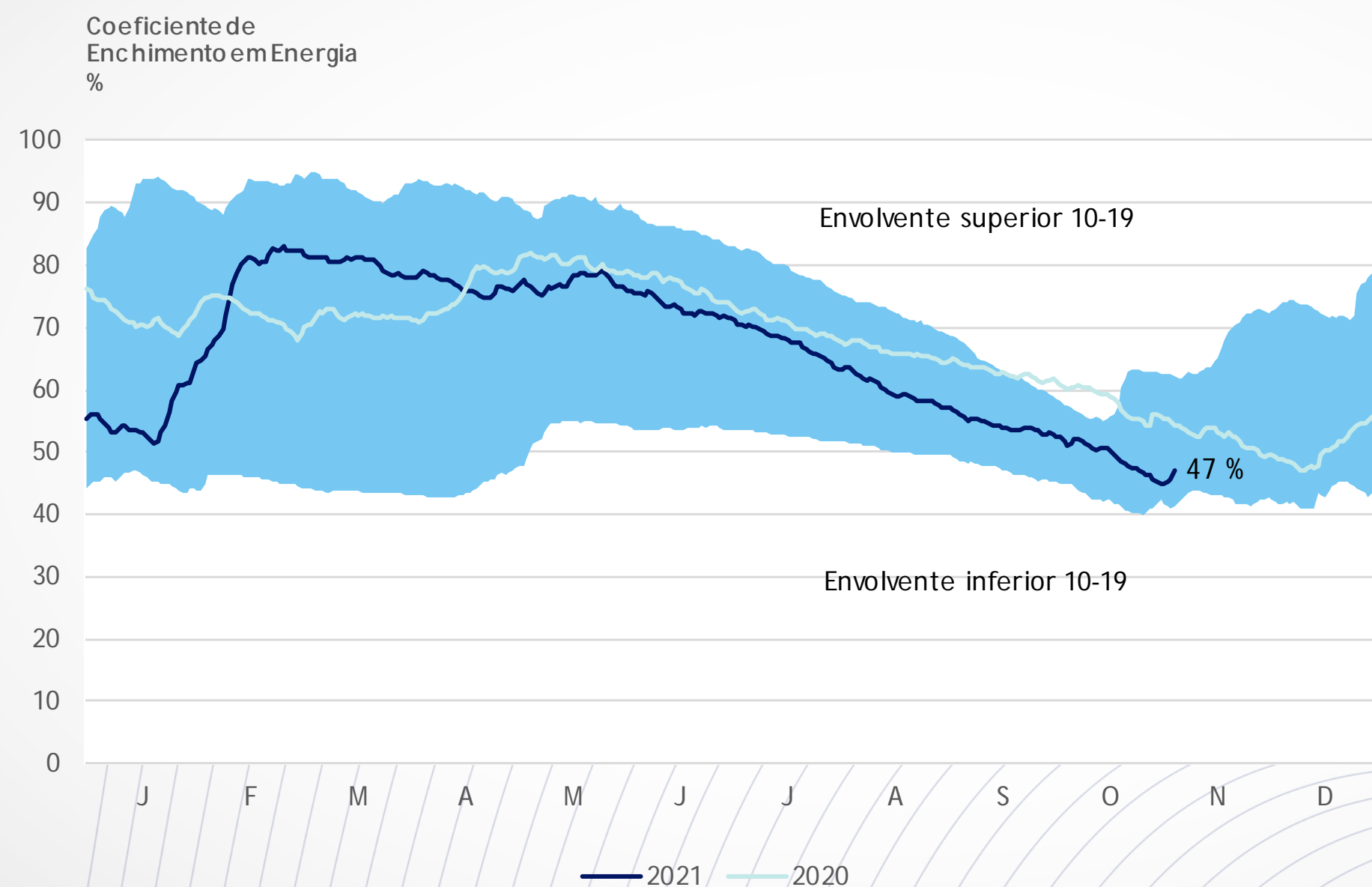
2021 – Indisponibilidades – Média Horária Mensal



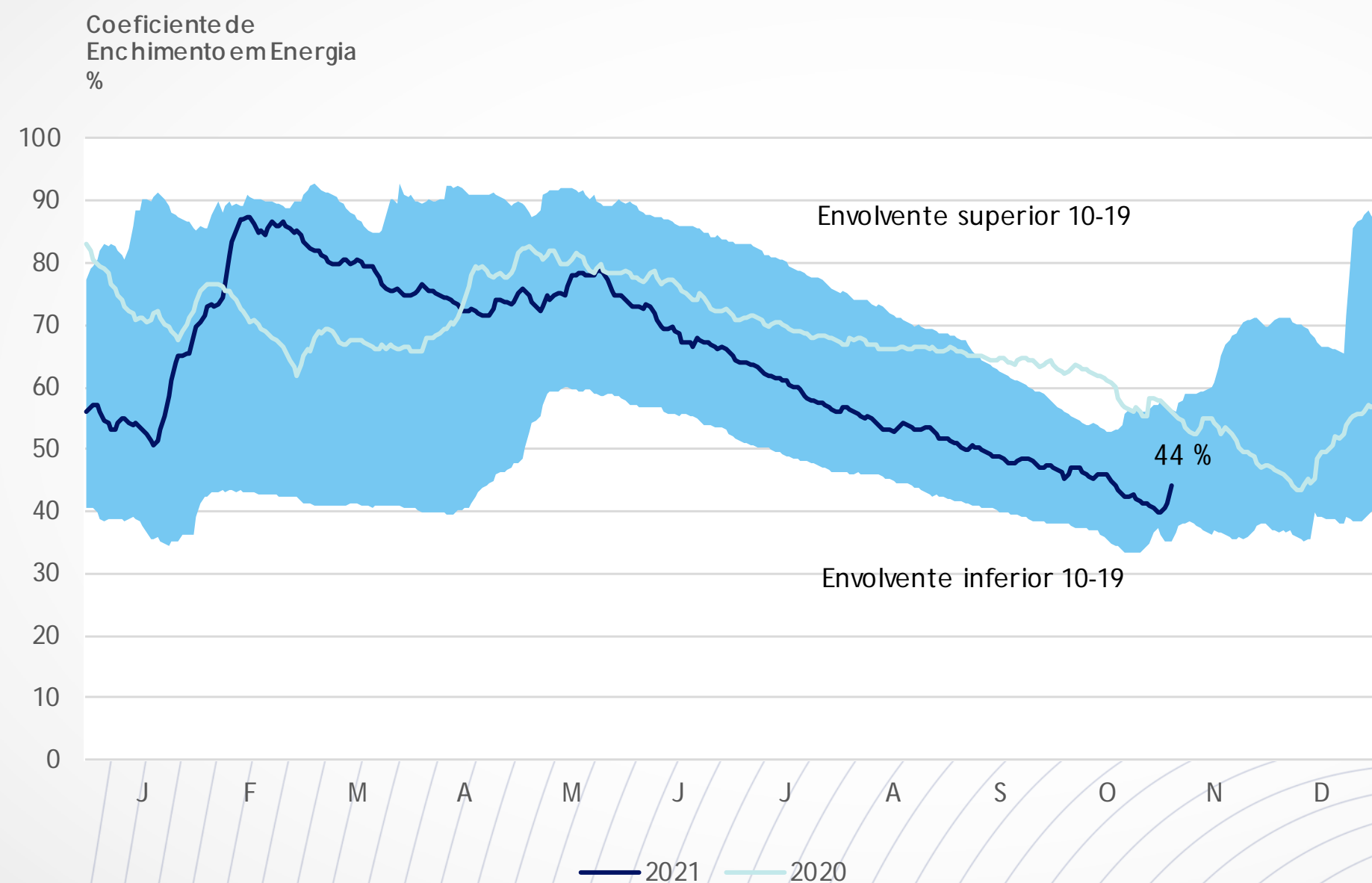
2021 – Afluências



2021 – Armazenamento nas Albufeiras

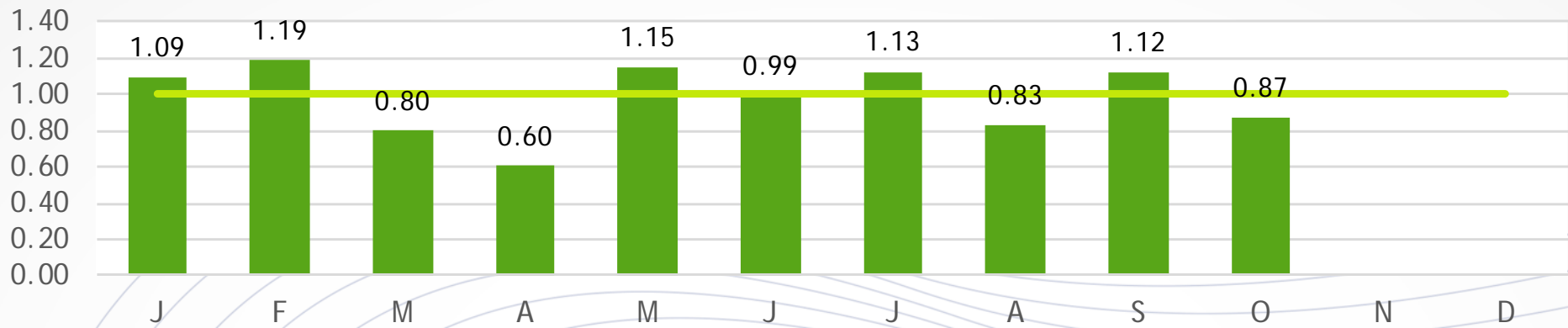


2021 – Armazenamento nas Albufeiras Anuais

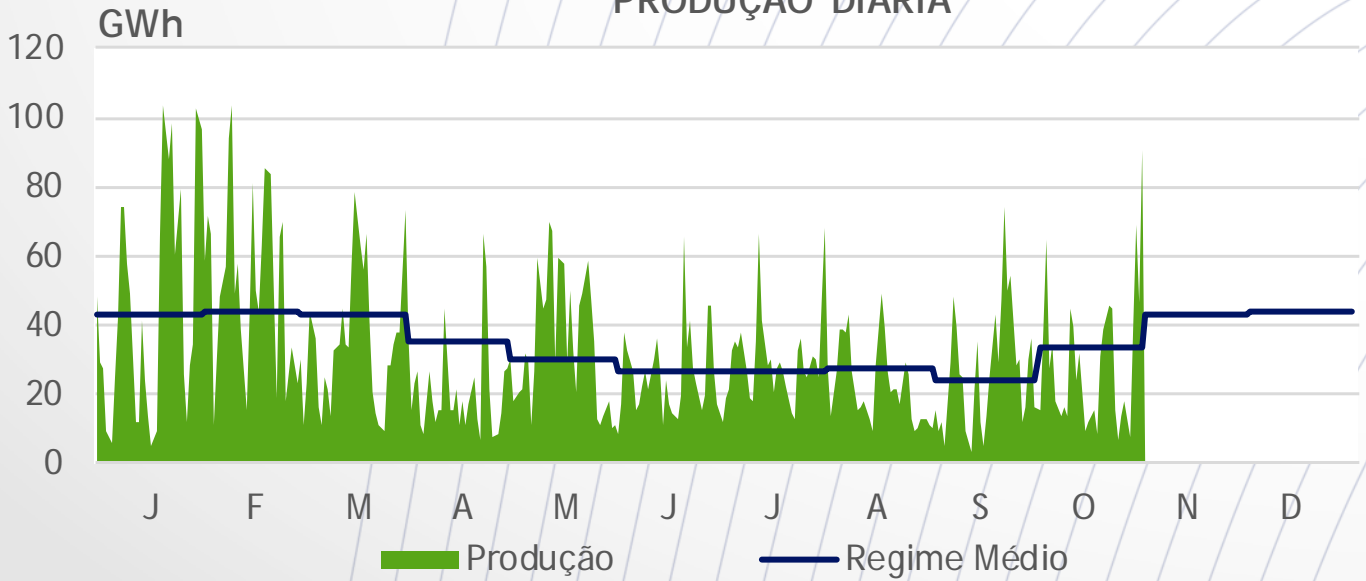


2021 – Eolicidade

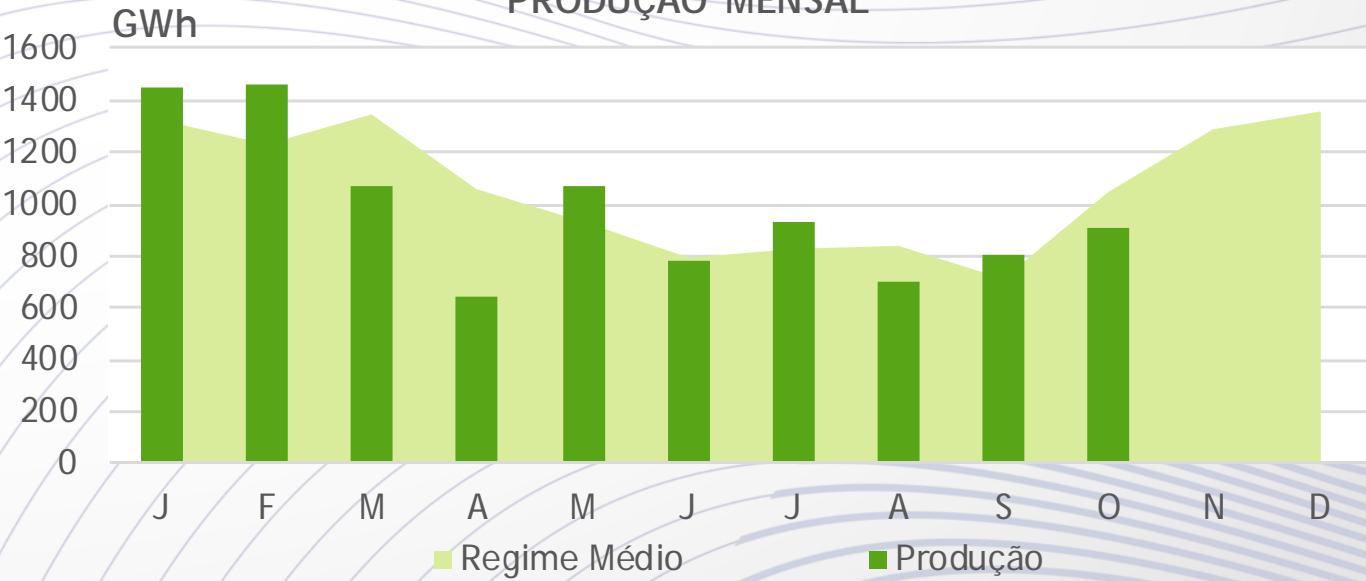
ÍNDICE DE PRODUTIBILIDADE EÓLICA



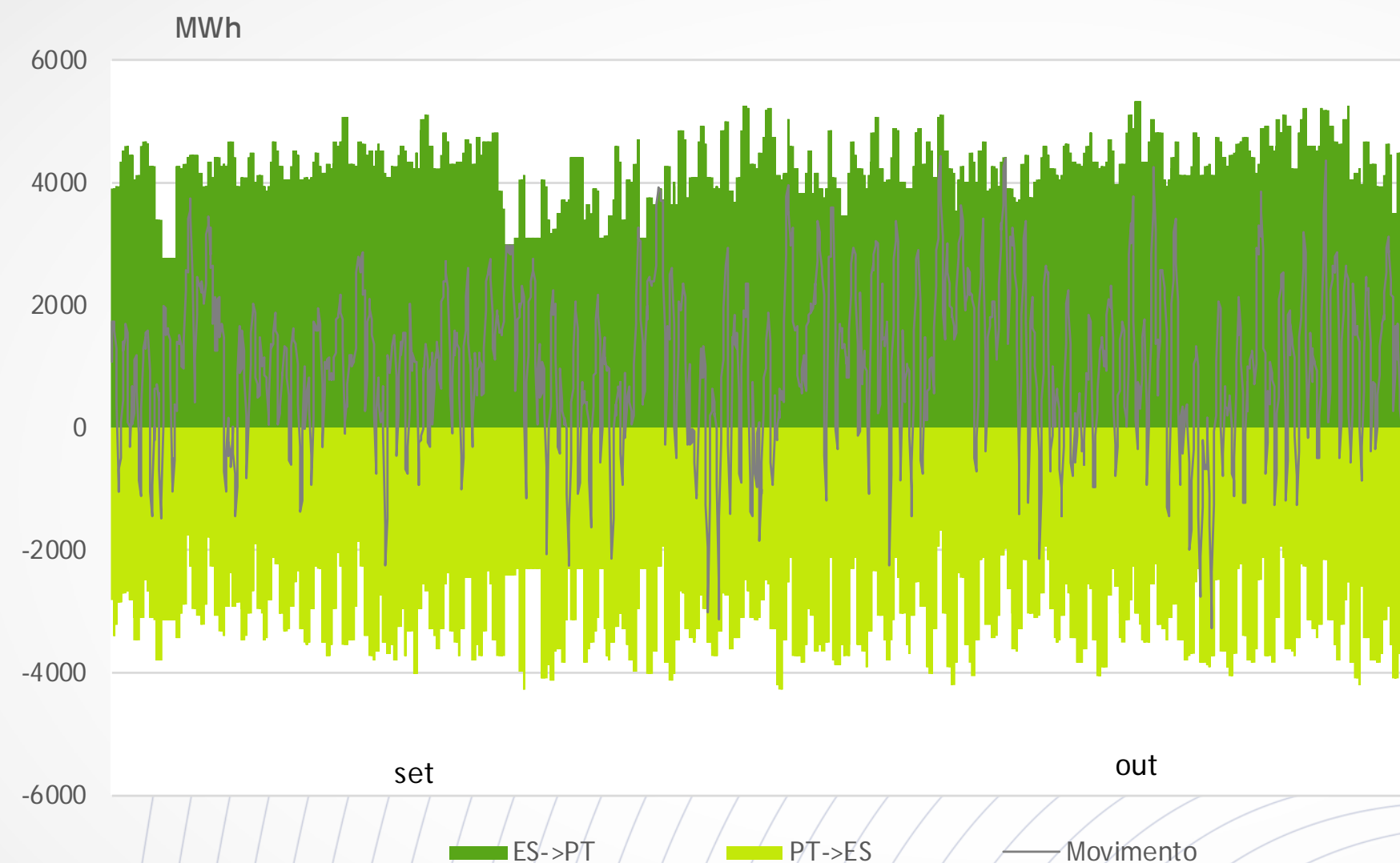
PRODUÇÃO DIÁRIA



PRODUÇÃO MENSAL



2021 – Interligações



		Disponível			Realizada	
		Mínimo	Máximo	Média	Máximo	Média
setembro	Importação	2790	5265	4114	3974	1175
	Exportação	1755	4275	3063	3415	215
outubro	Importação	3150	5355	4370	4481	1443
	Exportação	1665	4275	3159	3267	260

PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT SETEMBRO E OUTUBRO DE 2021

Novos elementos RNT

- Transformador 1 de 220 / 60 kV da SE Valdigem (170 MVA)
- SE Estremoz de 400 / 60 kV (anteriormente explorada a 150 / 60 kV)
- L-400 kV Falagueira – Estremoz (anteriormente explorada a 150 kV)
- Transformador 2 de 400 / 60 kV da SE Estremoz (170 MVA)
- SE Fundão de 400 / 220 kV
- L-400 kV Falagueira - Fundão a 400kV
- Autotransformador 400/220 kV da SE Fundão (450 MVA)
- Abertura da L-220 kV Penamacor - Ferro a 220kV para a nova SE Fundão
- L-400 kV Alcoutim – Tavira
- Central Fotovoltaica de Alcoutim (219 MW)

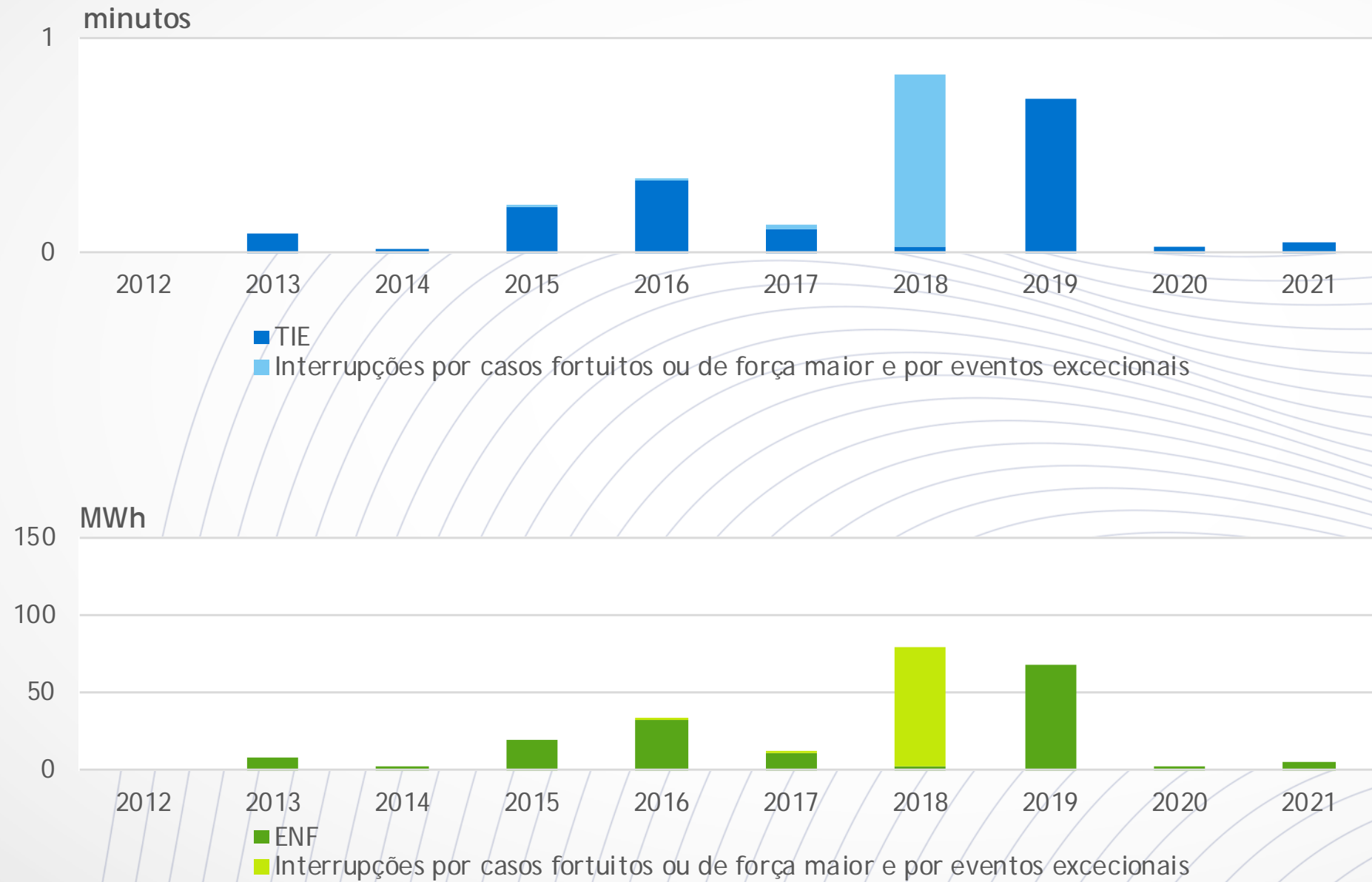


INCIDENTES

- Nada a assinalar



2021 – Tempo Interrupção Equiv./Energia Não Fornecida



REN 



Obrigado



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

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

Dirección de Operación

17 de noviembre 2021

Índice

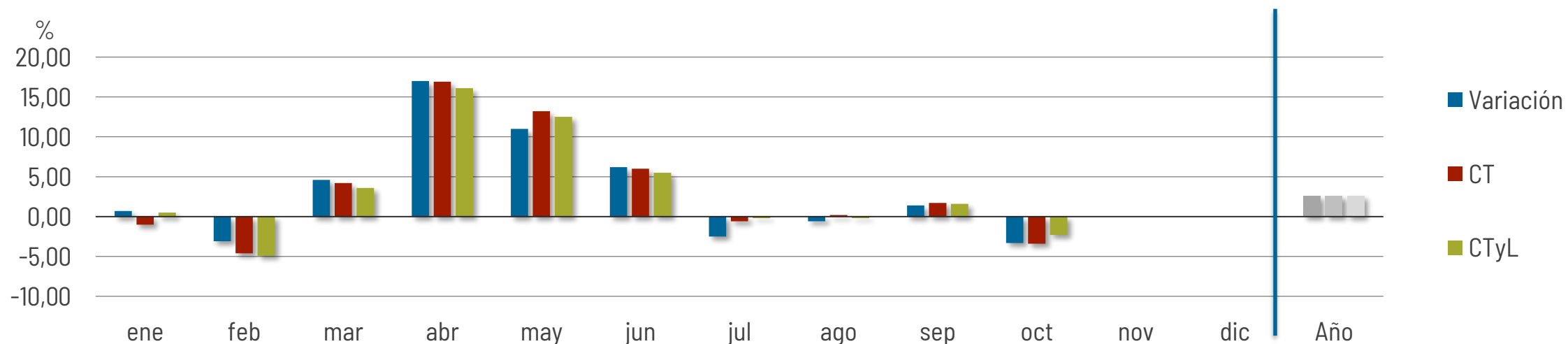
1. Consumo peninsular. Evolución 2021
2. Mix de producción y reservas hidráulicas
3. Interconexiones
4. RdT:
 - Nuevas instalaciones
5. Calidad del servicio.



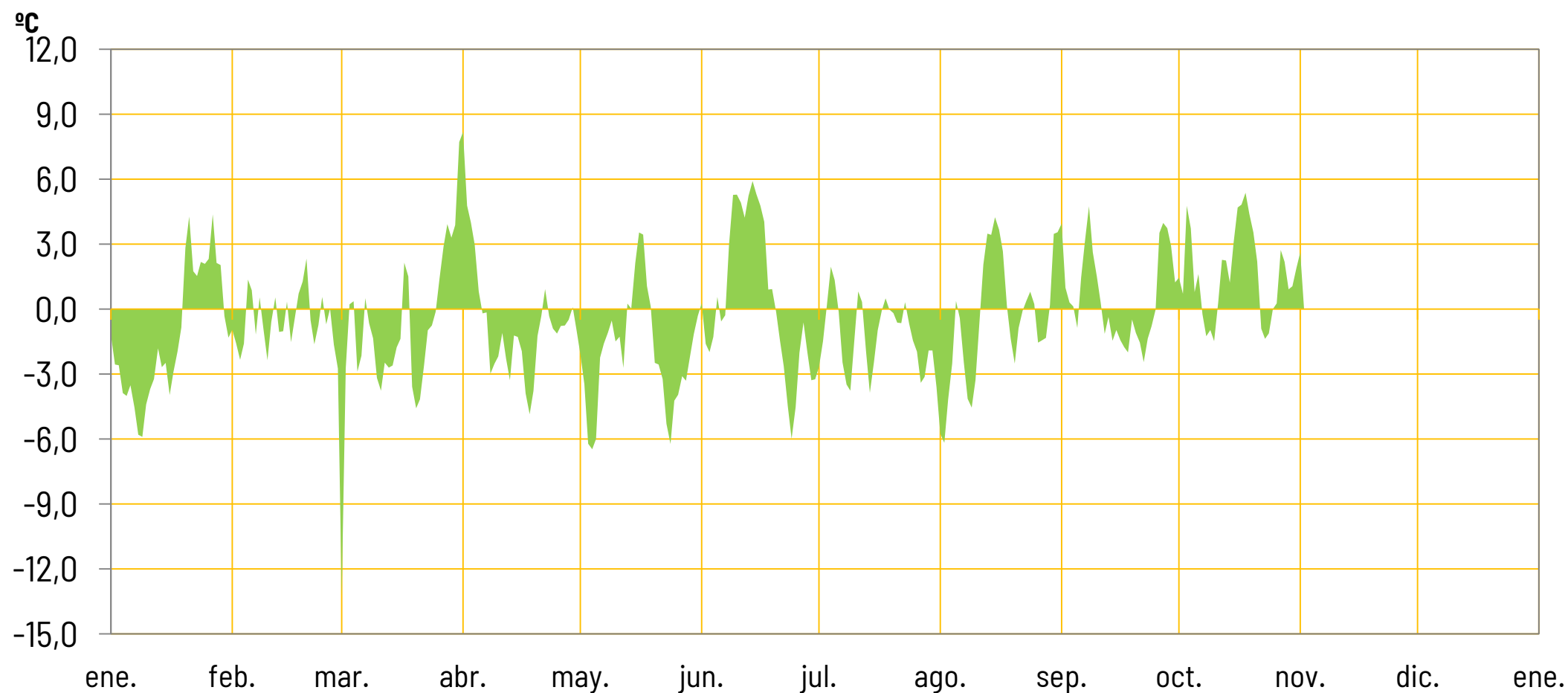
Consumo peninsular. Evolución 2021

2021 Consumo peninsular. Evolución

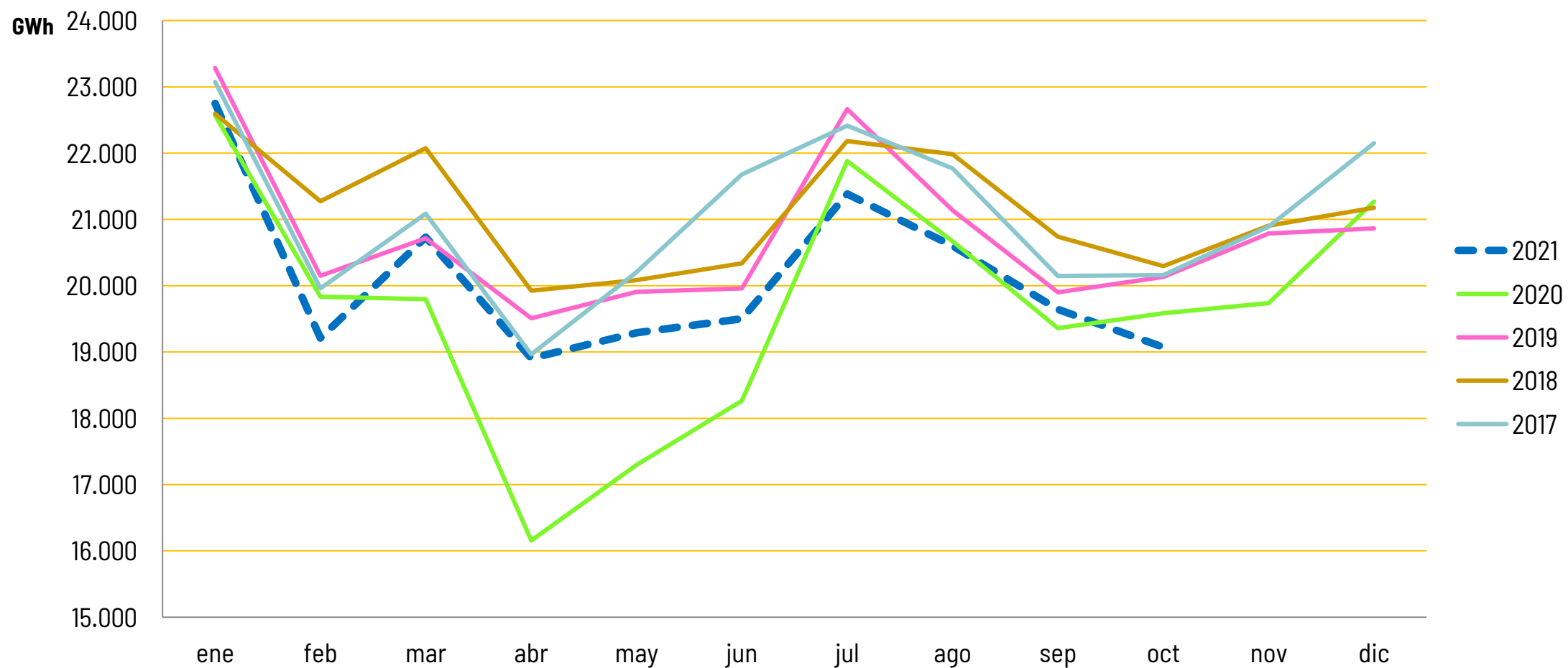
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	42.225	36.761	35.579	33.344	31.666	34.895	37.385	35.024	35.196	31.908		
Consumo Máximo diario (GWh)	834	753	722	685	663	716	756	712	729	658		
Consumo Mensual (GWh)	22.750	19.211	20.731	18.906	19.291	19.501	21.383	20.601	19.645	18.974		
Δ Mes (%)	+0,7	-3,1	+4,6	+17,0	+11,0	+6,2	-2,5	-0,6	+1,4	-3,3		
Δ Mes Corregida temperatura (CT)(%)	-1,0	-4,6	+4,2	+16,9	+13,2	+6,0	-0,6	+0,2	+1,7	-3,4		
Δ Mes Corregida (CT y L)(%)	+0,5	-4,9	+3,6	+16,1	+12,5	+5,5	-0,2	-0,2	+1,6	-2,3		
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	+0,7	-1,0	+0,7	+4,1	+5,3	+5,1	+4,2	+3,5	+3,4	+2,8		



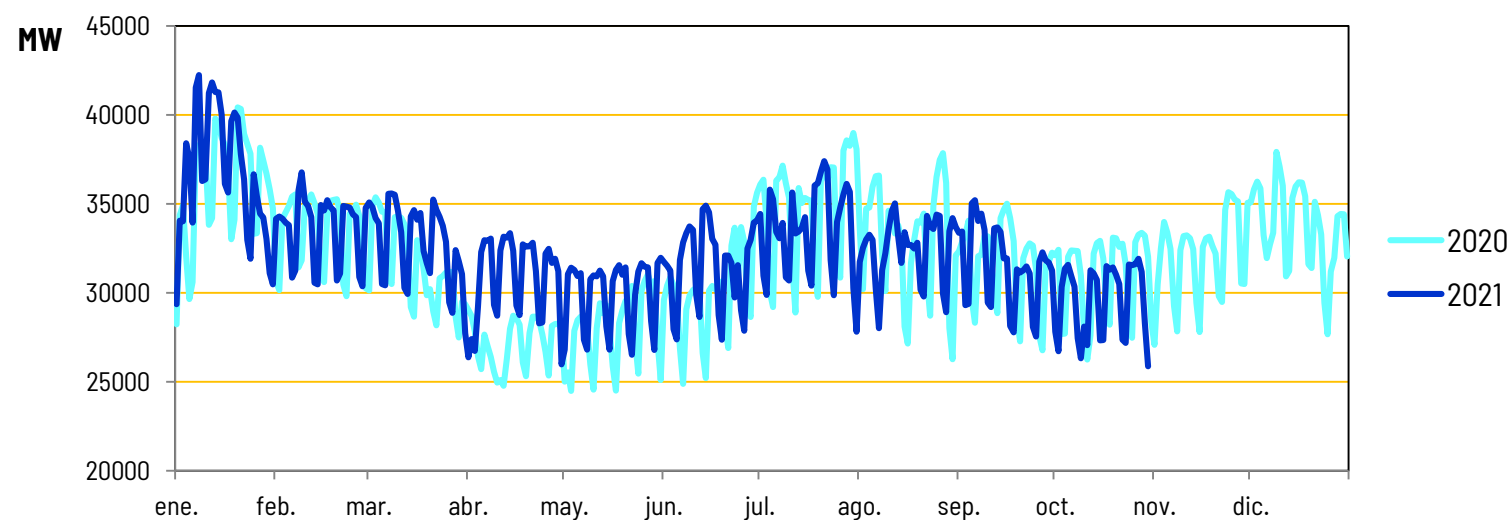
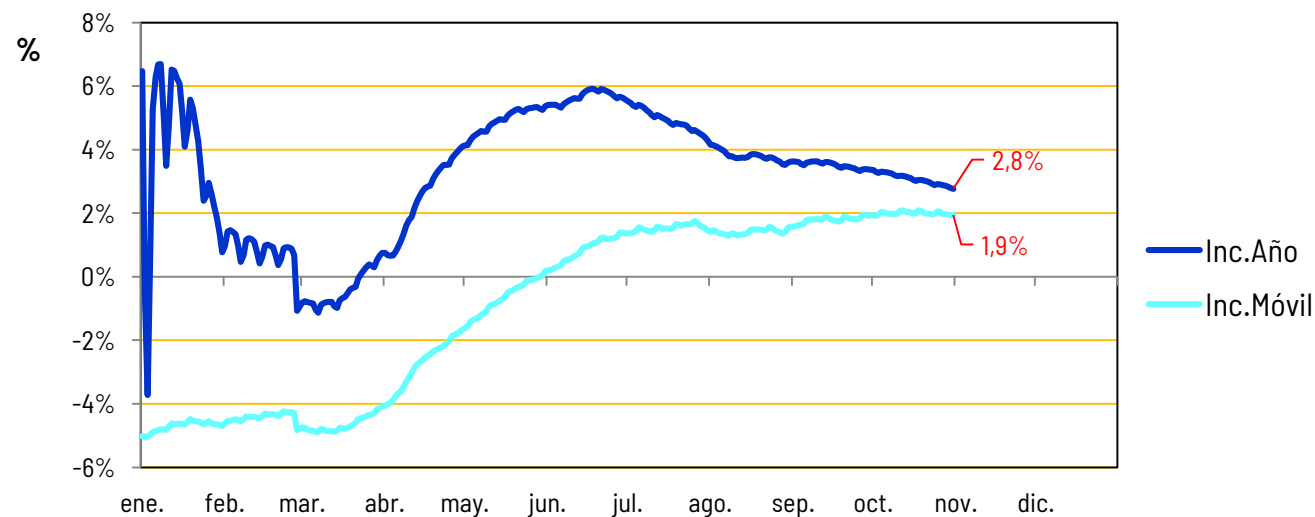
2021 Variación de temperatura media respecto al año anterior



2021 Evolución consumo mensual



2021 Variación demanda diaria y Puntas diarias



2021/2020 Valores máximos anuales

	Invierno		Verano	
Potencia (MW)	(2ª sem. 08.01.21)	(4ª sem. 20.01.20)	(4ª sem. 22/07/21)	(5ª sem. 30/07/20)
	42.225	40.423	37.385	38.972
Consumo Diario (GWh)	(3ª sem. 13.01.21)	(4ª sem. 21.01.20)	(4ª sem. 22/07/21)	(5ª sem. 30/07/20)
	834	820	756	777

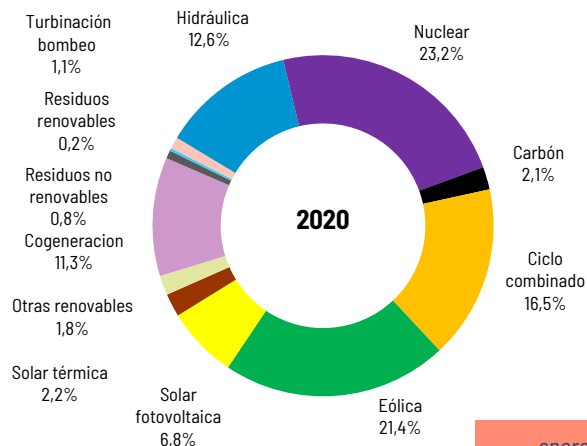
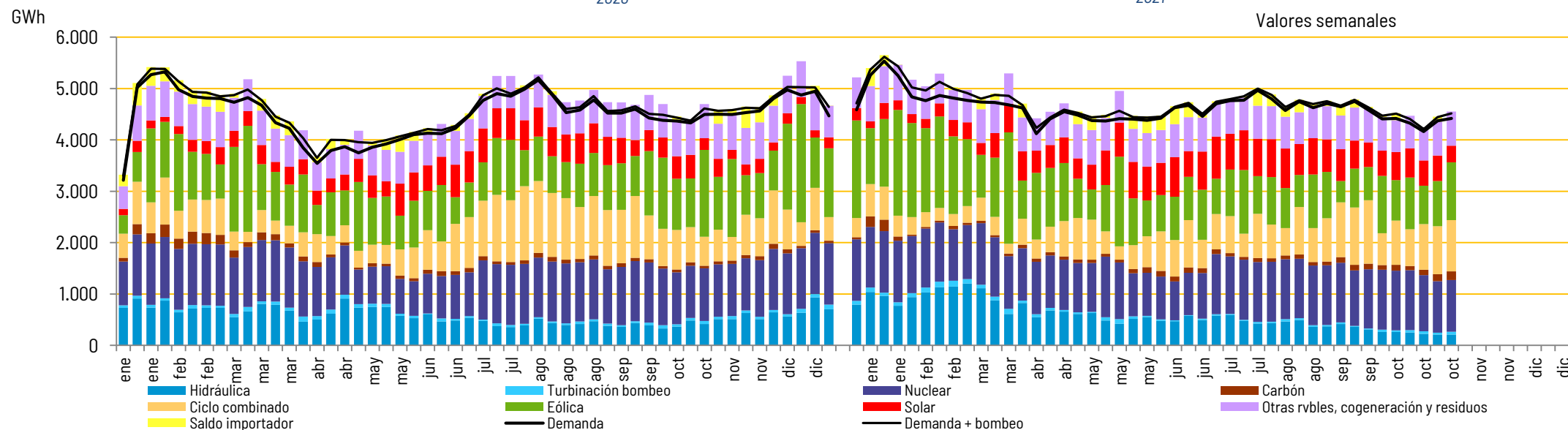
Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Septiembre	+1,4 (-2,8)	+3,4 (-6,0)	+1,9 (-4,7)
Octubre	-3,3 (-2,8)	+2,8 (-5,7)	+1,9 (-4,9)

Entre paréntesis, valores año anterior.

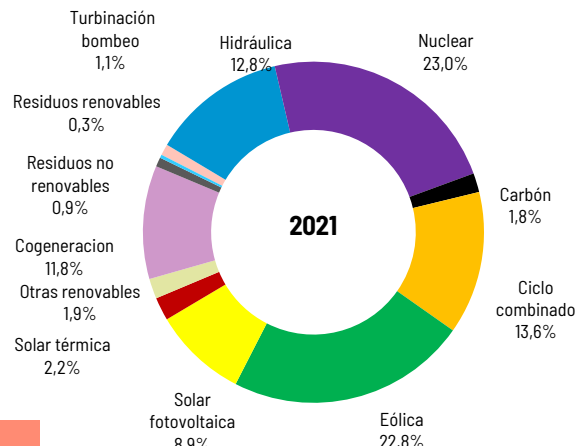


Mix de producción y reservas hidráulicas

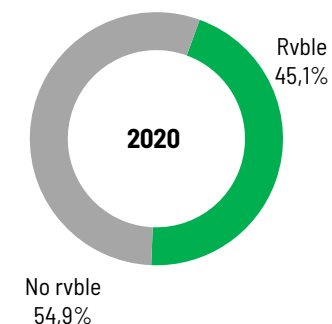
2021 Cobertura de la demanda



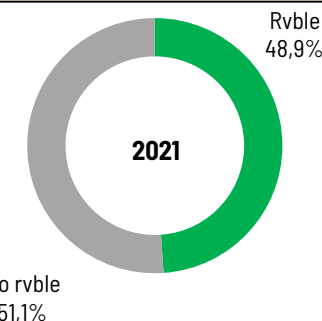
enero-octubre



Σ Energías sin emisión CO₂ ≈ 69,3 %

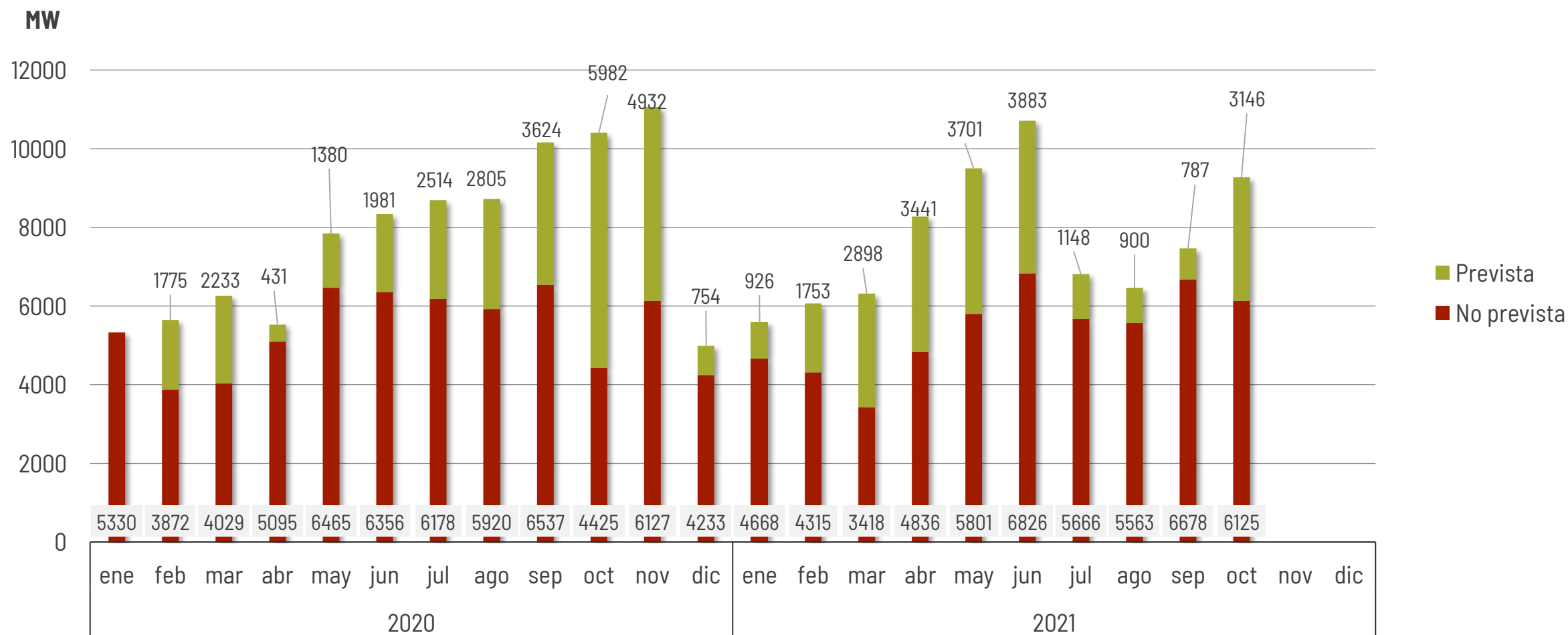


Σ Energías sin emisión CO₂ ≈ 73,0 %

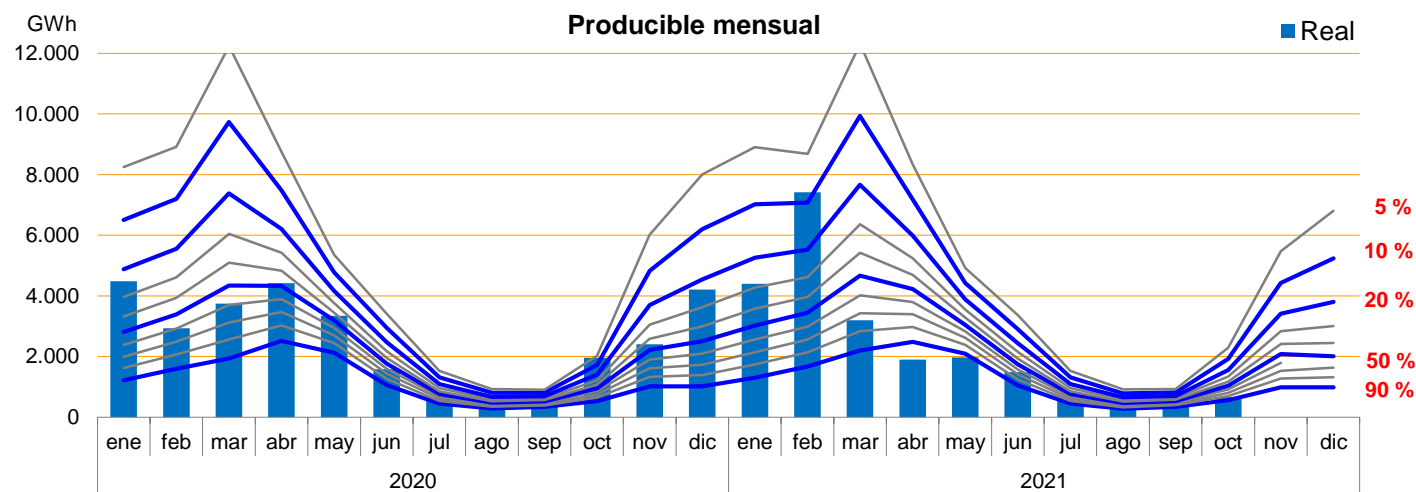
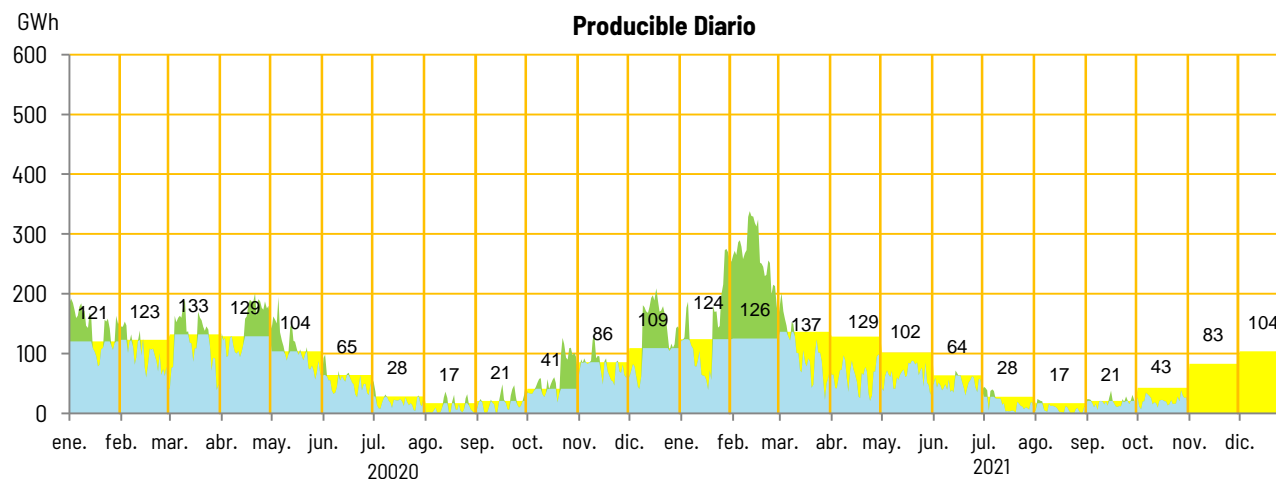


enero-octubre

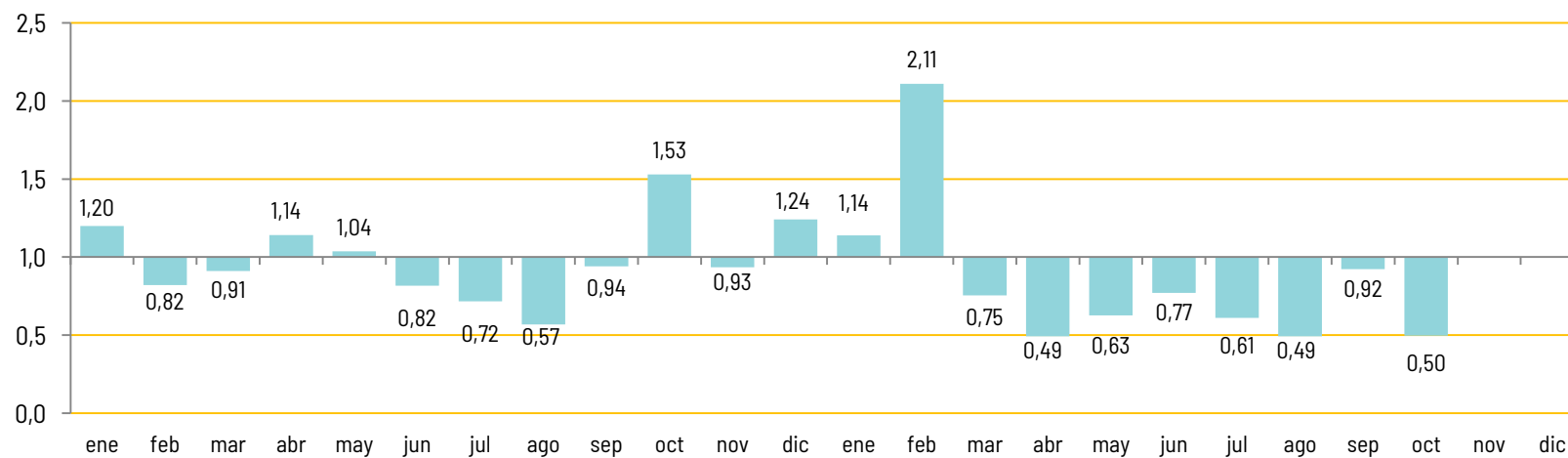
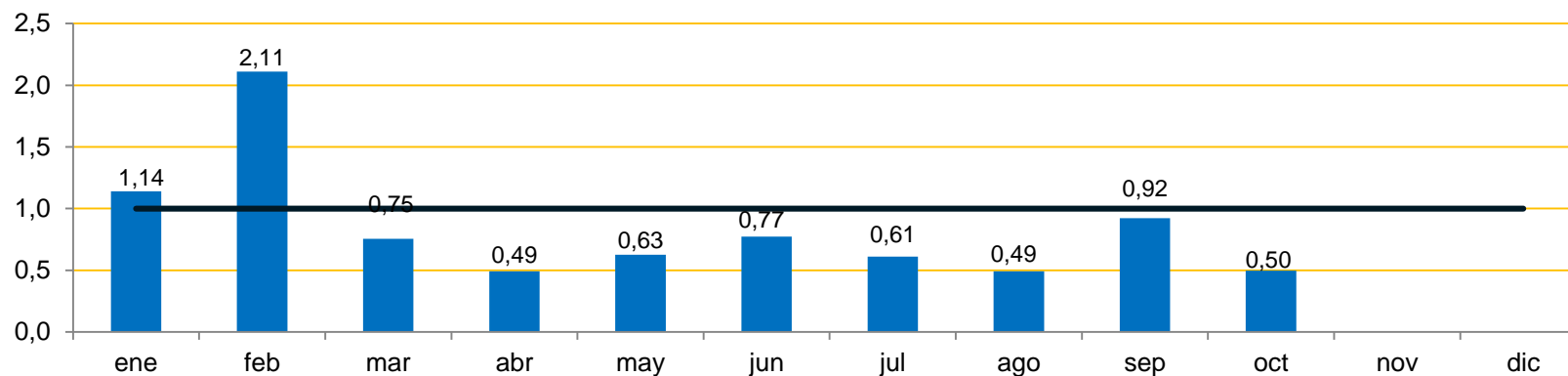
2021/2020 Indisponibilidad equipo térmico



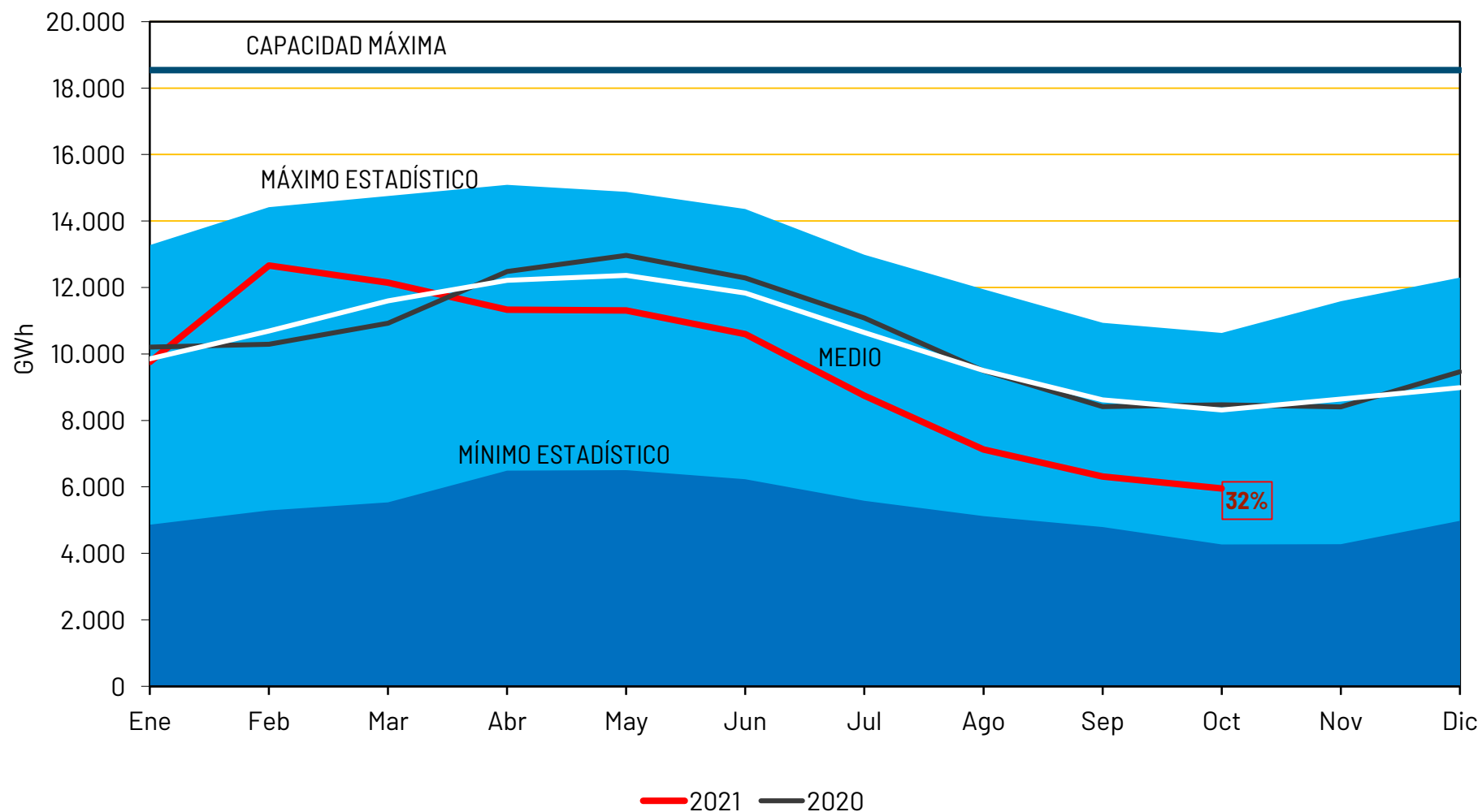
2021 Producible hidráulico diario



2021 Índice de producible hidráulico

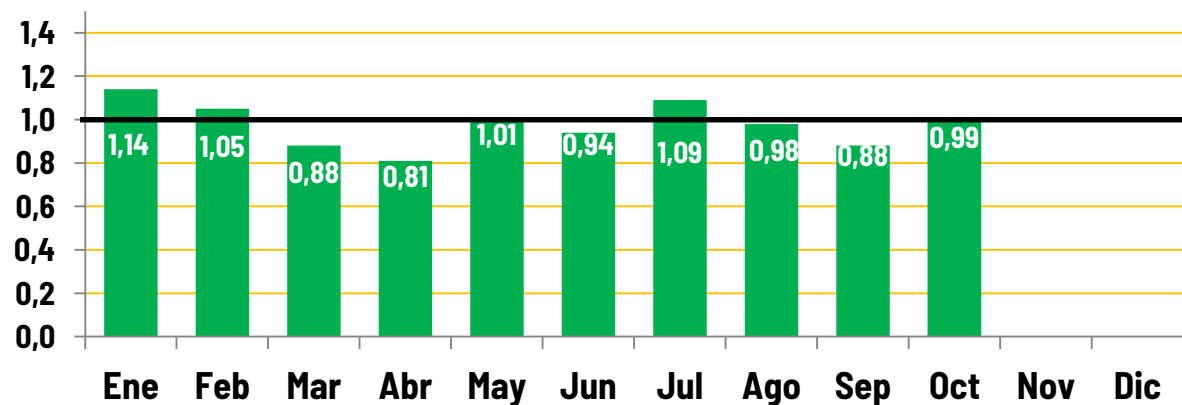


2021 Reservas conjunto de los embalses



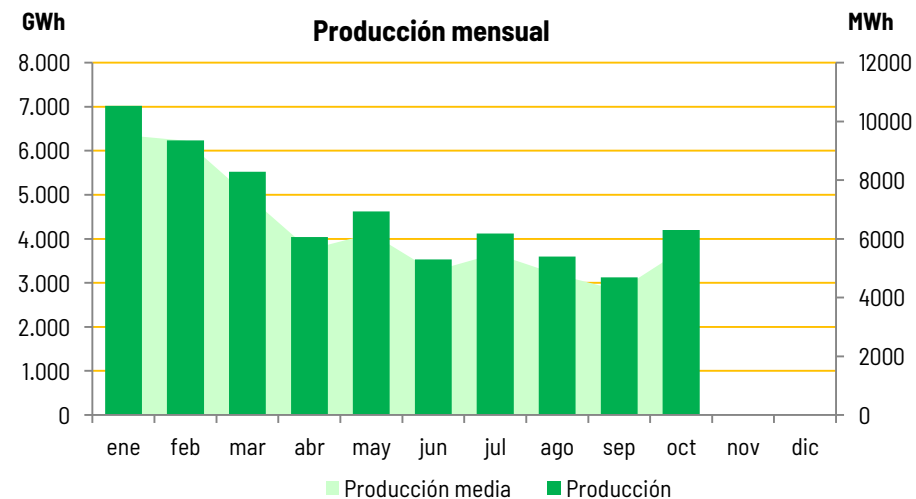
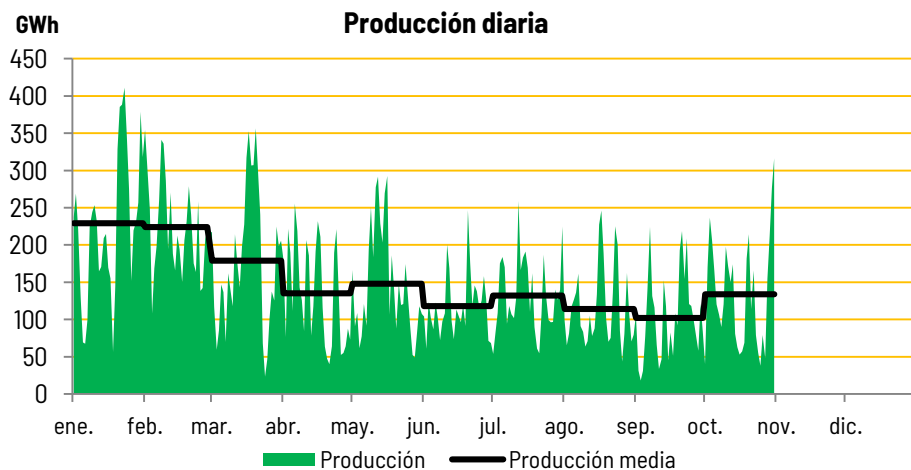
2021 Índice de producible eólico

Índice producible eólica 2021



Enero-Octubre 2021

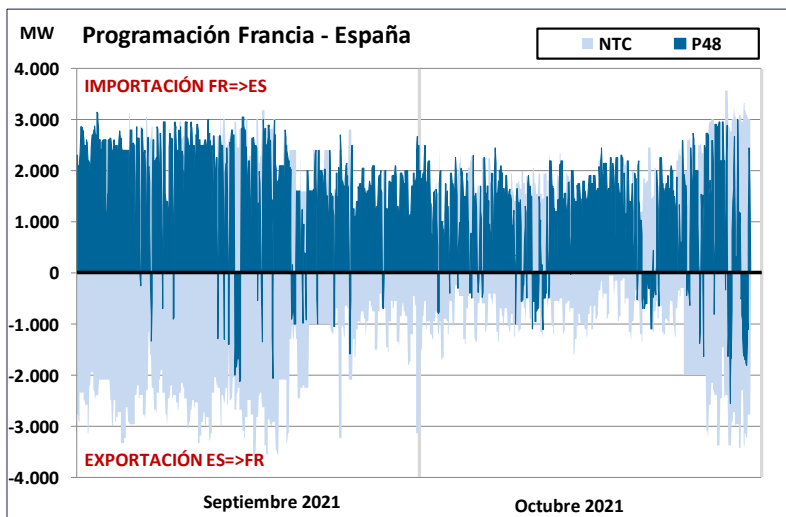
Generación máxima	19.307 MW	23.01.21 13.32 h
Energía máxima diaria	410 GWh	23.01.21
Producción máxima mensual	7,0TWh	enero



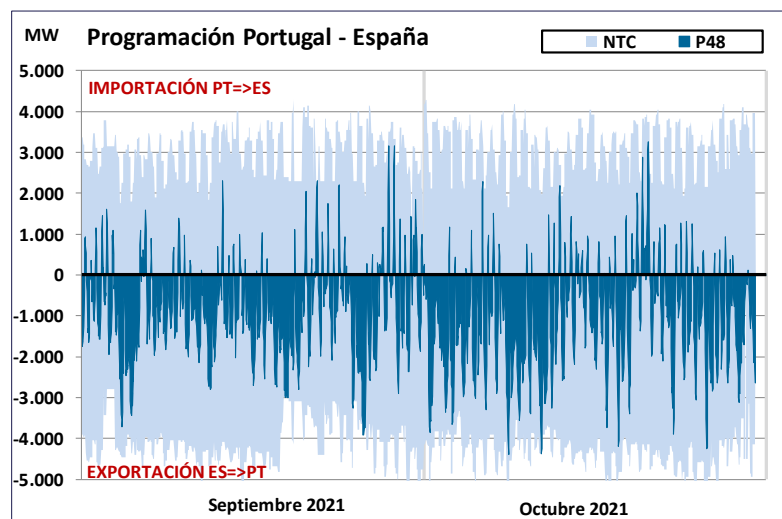


Interconexiones

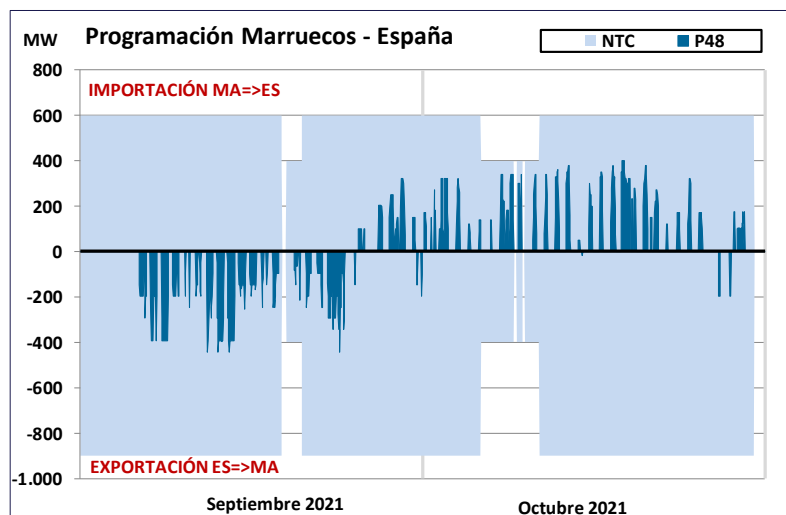
Utilización de la capacidad. Septiembre-Octubre 2021



IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Septiembre	FR=>ES	800	3.237	2.317	2.636	3.145	1.863	57%
	ES=>FR	400	3.561	2.076	2.543	2.133	80	1%
Octubre	FR=>ES	950	3.561	2.000	2.200	3.006	1.270	42%
	ES=>FR	50	3.422	1.134	1.200	2.559	114	5%



IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Septiembre	PT=>ES	1.230	4.275	3.054	3.465	3.167	150	0%
	ES=>PT	2.790	5.265	4.114	4.410	3.915	1.085	2%
Octubre	PT=>ES	159	4.275	3.148	3.600	3.267	151	0%
	ES=>PT	0	5.355	4.358	4.590	4.399	1.306	0%



IME		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Septiembre	MA=>ES	0	600	583	600	320	13	0%
	ES=>MA	0	900	864	900	443	75	0%
Octubre	MA=>ES	0	600	561	600	400	76	0%
	ES=>MA	0	900	809	900	197	3	0%



RdT: Nuevas instalaciones

Nuevas instalaciones (I)

SS.EE.	Provincia	Fecha
SE 66 kV RIOCAYA (no REE) (1)	Badajoz	06.10.21

Líneas	Provincia	Fecha
L-220 kV LOUSAME-MAZARICOS	Pontevedra	09.09.21
L-220 kV F.S. LUIS-TORRENTE (2)	Valencia	24.09.21
L-66 kV RIOCAYA-ALCAÇOVA 1 (1)	Badajoz	06.10.21

Transformadores RdD	Potencia (MVar)	Provincia	Fecha
SE 220 kV HERNANI: TRP3 220/30 kV (3)	60	Guipúzcoa	21.10.21

Transformadores RdG	Potencia (MVar)	Provincia	Fecha
SE 400 kV ROMICA: ATP-4 400/132 kV (4)	450	Albacete	01.10.21

(1) Nuevas Posiciones L/Alcaçova 1 y 2 (ambas de REE) en SE 66 kV Riocaya 66 kV (No REE).

- Nueva L-66 kV Riocaya-Alcaçova 1 (Nueva interconexión con Portugal) (REE y REN) y L-66 kV Riocaya-Badajoz 1 (No REE).
- La L-66 kV Riocaya-Alcaçova 1 ha quedado abierta en el extremo portugués según lo acordado con REN.
- La L-66 kV Riocaya-Alcaçova 2 tiene puentes abiertos en el extremo portugués.
- Desaparece L-66 kV Badajoz-Alcaçova.

(2) Desaparece L-220 kV FUENTE S. LUIS-PATRAIX-TORRENTE.

(3) Sustituye al anterior averiado de la misma carga.

(4) Reposición máquina definitiva, (No REE) tras avería de la anterior en enero de 2021, para evacuación generación renovable.

Nuevas instalaciones (II)

Posiciones	Provincia	Fecha
SE 220 kV ARENAS SAN JUAN: Nueva posición ICTIO ALCAZAR 1 (5)	Ciudad Real	24.09.21
SE 400 kV BROVALES: Ampliación calle 2 nueva posición Futura Apicio 1-JBP1(521-2) (5)	Badajoz	14.10.21

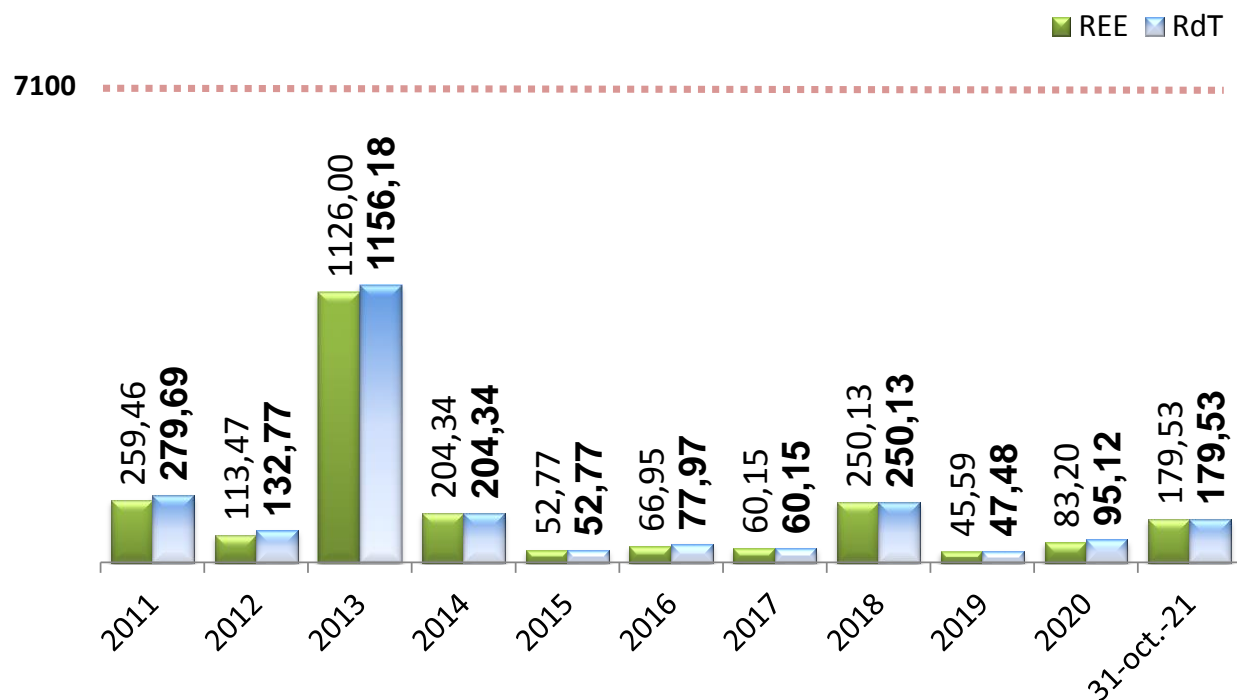
(5) Futura evacuación generación renovable.



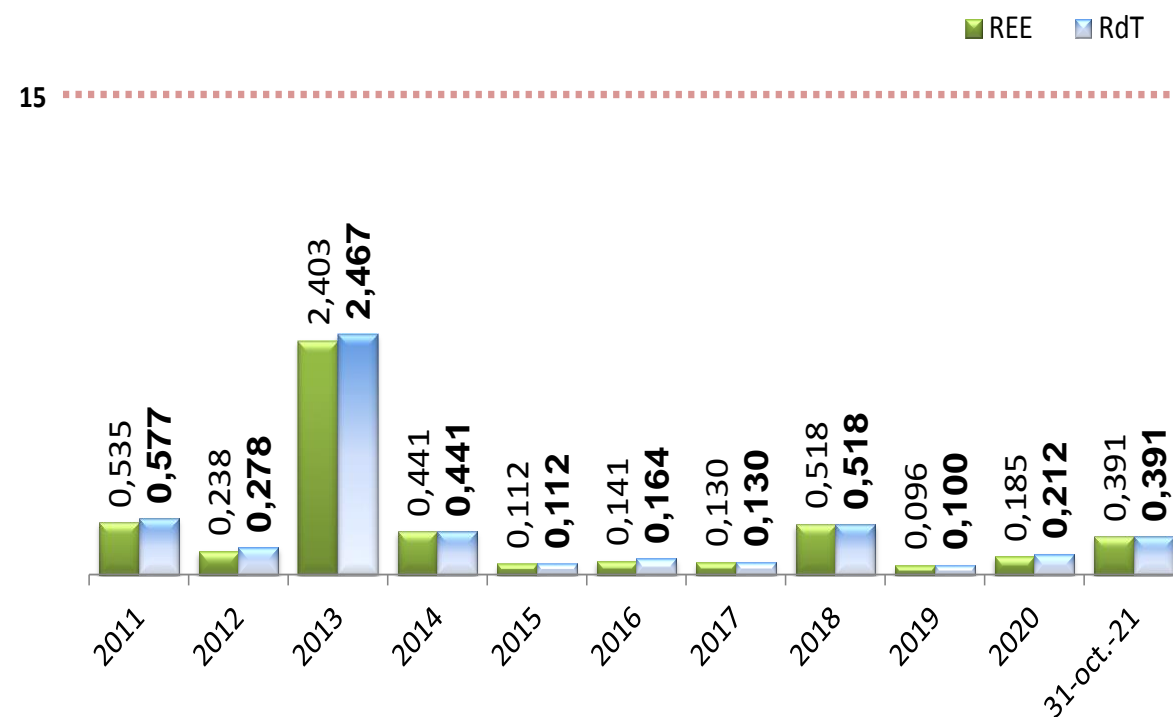
Calidad del servicio

Energía no suministrada y Tiempo interrupción medio (SEPE)

Energía no Suministrada (ENS) Peninsular (MWh)



Tiempo de interrupción medio (TIM) Peninsular (minutos)



Los datos para el año 2021 son provisionales.

Gracias por su atención



www.ree.es





CTSOSEI – XCIX Reunião

Gestão do Sistema

17 de Novembro 2021

ÍNDICE

1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA – Set a Out 2021

Movimentação de Gás na RNTIAT

Procura de Gás

Notas de Operação

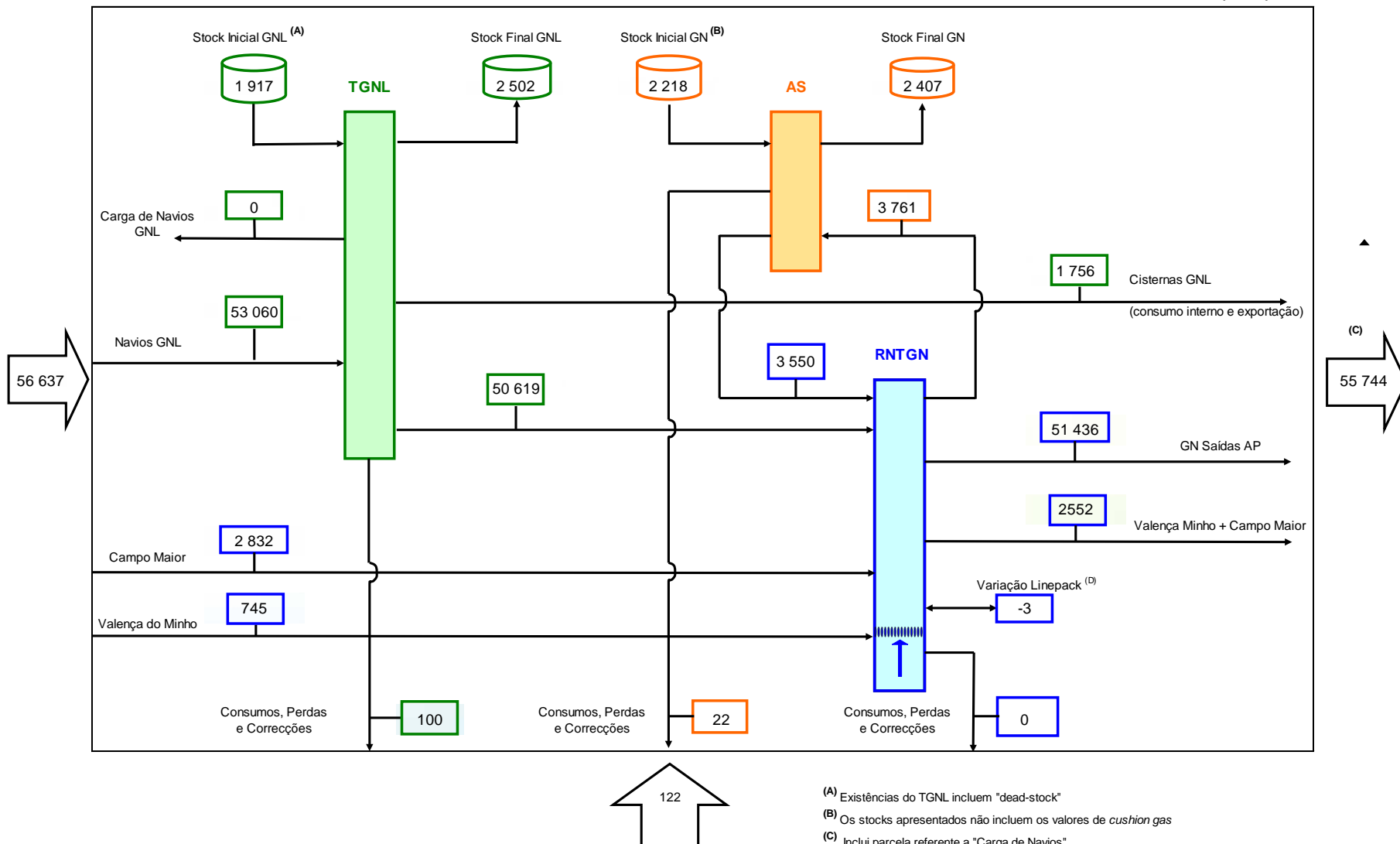
2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Novembro a Dezembro 2021

Procura de Gás

Plano de Indisponibilidades

Movimentação de GN na RNTIAT - Balanço Global

(GWh)



(A) Existências do TGNL incluem "dead-stock"

(B) Os stocks apresentados não incluem os valores de *cushion gas*

(C) Inclui parcela referente a "Carga de Navios"

(D) Variação de "Linepack" = (Existência final de GN - Existência inicial de GN) da RNTGN

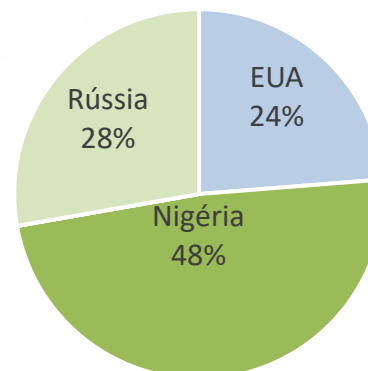
Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

Análise mensal

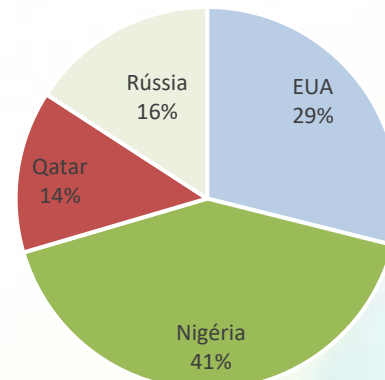
Entradas no TGNL	2021		Set 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	4	3 985	6	6 050	-34%

Entradas no TGNL	2021		Out 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	7	6 905	6	5 608	23%

Setembro



Outubro



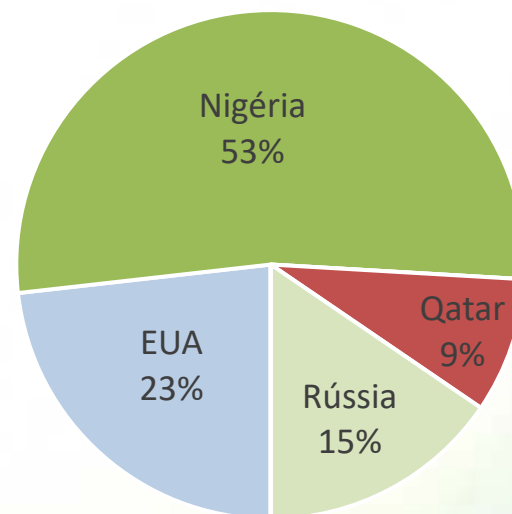
Saídas do TGNL	2021		Set 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	724	209	743	218	-4%
Emissão RNTGN	-	5 049	-	5 578	-9%
TOTAL		5 258		5 796	-9%

Saídas do TGNL	2021		Out 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	580	172	561	163	6%
Emissão RNTGN	-	5 187	-	4 690	11%
TOTAL		5 359		4 853	10%

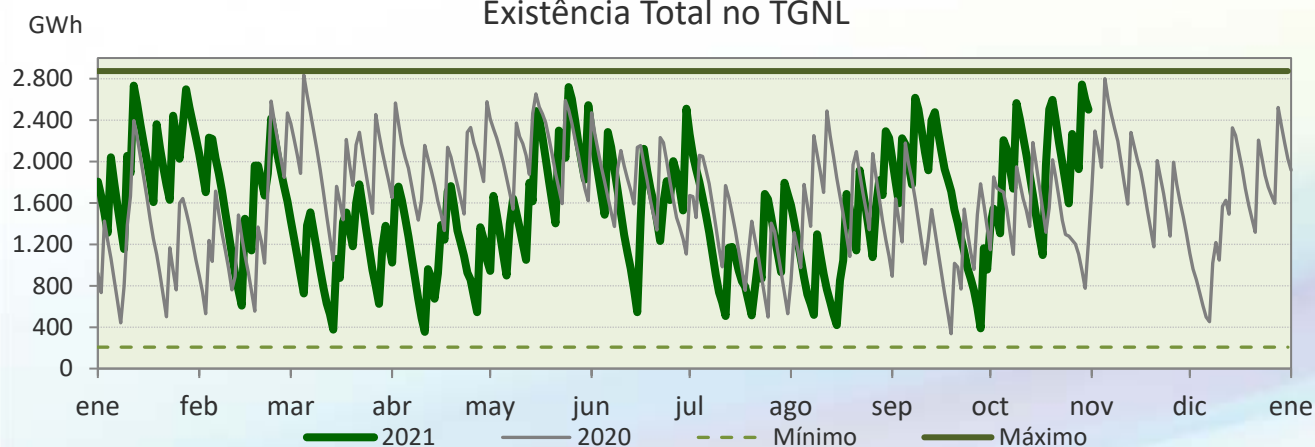
Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

Entradas no TGNL	2021		Jan - Out 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	55	53 060	53	52 826	0%

Saídas do TGNL	2021		Jan - Out 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	1	25	
Cisternas	6 123	1 756	5 422	1 583	11%
Emissão RNTGN	-	50 619	-	50 406	0%
TOTAL		52 375		52 014	1%



Existência Total no TGNL



Máximo₂₀₂₁: 2 744 GWh

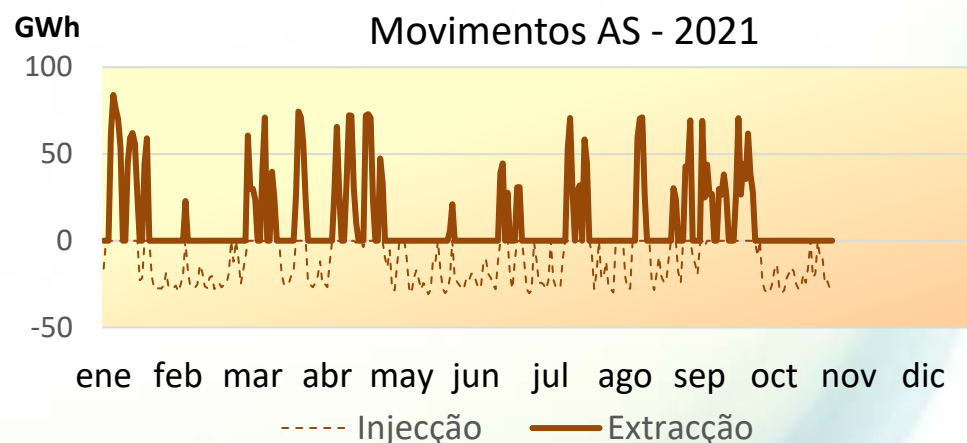
Notas Relevantes:

- ☐ Contratação da capacidade máxima de regaseificação 247 GWh/d, a 07.Mar (124% CTM)
- ☐ Utilização máxima em 65 dias (21% do período), de Jan a Out
- ☐ Início da aplicação do prorata temporal às renomeações.

Movimentação de GN na RNTIAT – AS

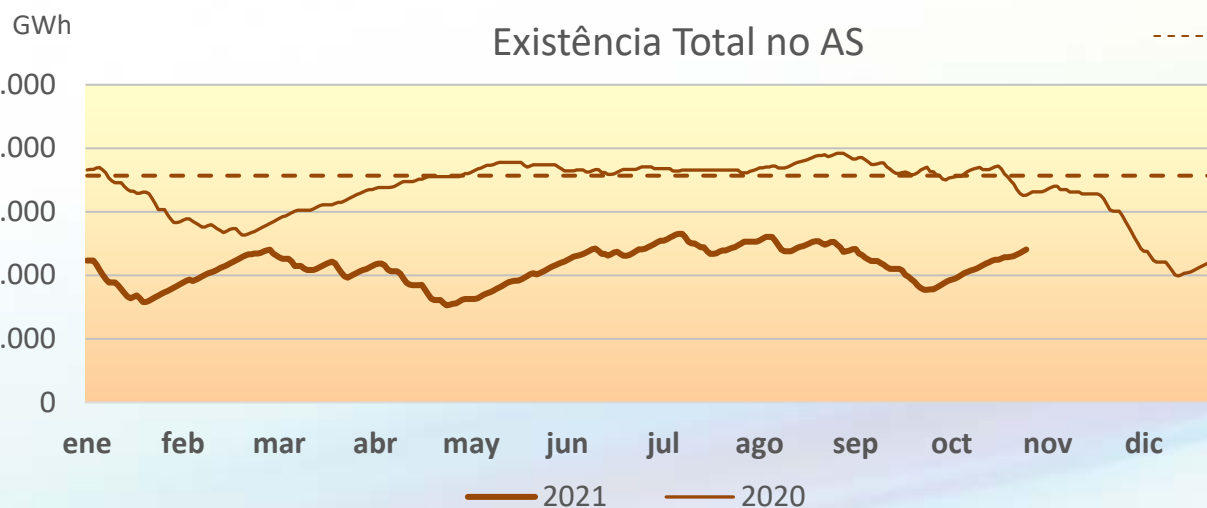
AS [GWh]	Setembro			Outubro		
	2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
Injeção	57	191	-70%	629	295	113%
Extração	756	477	58%	0	638	-100%

AS [GWh]	Jan - Out		
	2021	2020	Δ
Injeção	3 761	2 473	52%
Extração	3 551	2 798	27%



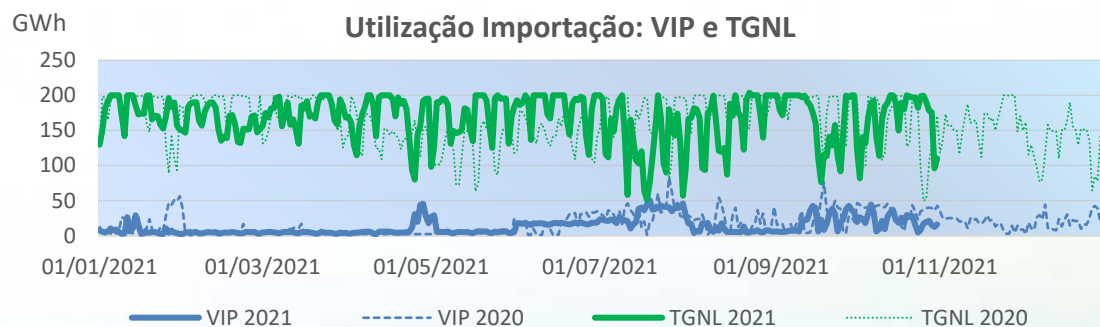
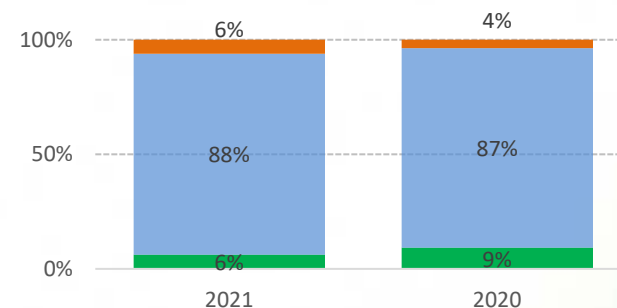
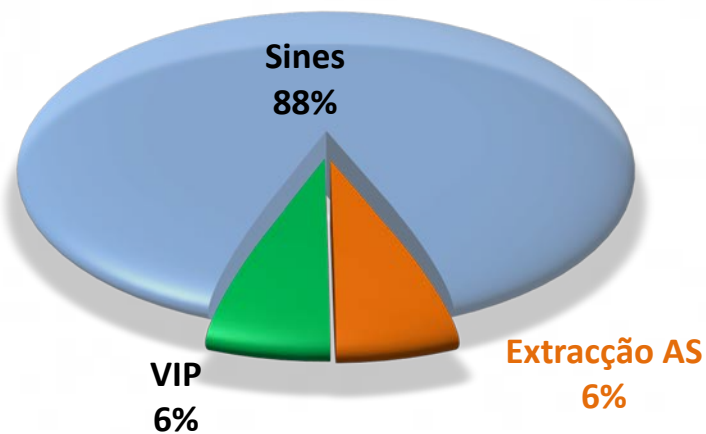
Notas Relevantes:

- ❑ Contratação da capacidade máxima de injeção, em 170 dias, (56% do período);
- ❑ Contratação máxima de 29,0 GWh, a 23 e 24.Maio
- ❑ Contratação máxima da capacidade de extração: em 12 dias, (4% do período)
- ❑ Início da aplicação do prorata temporal às renomeações.

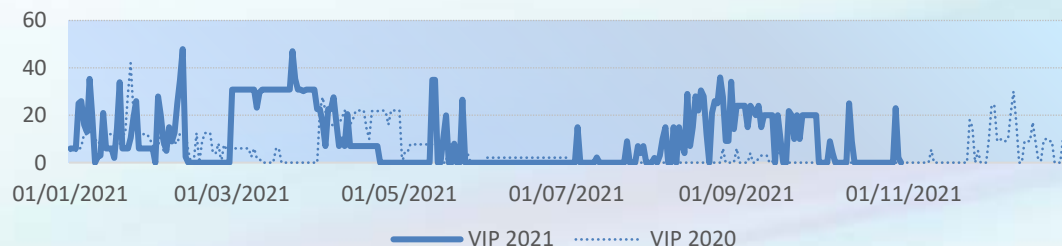


Mínimo₂₀₂₁: 1 529 GWh (máx₂₀₁₉: 2 343GWh)

Entradas RNTGN – Evolução Repartição por Ponto de Entrada



Utilização Exportação: VIP

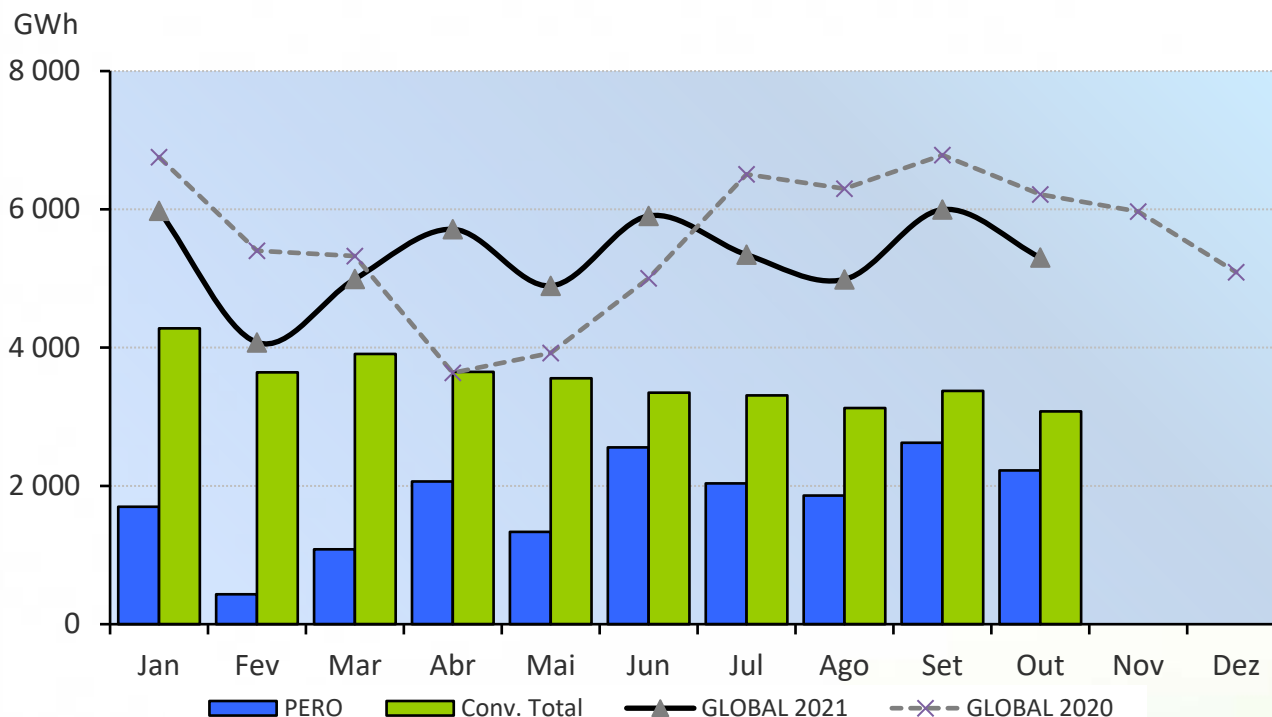


VIP - Utilização Máxima diária		GWh	Data	%
Entrada		45.48	28/abr	32%
Saída		47.89	11/fev	60%

Notas Relevantes:

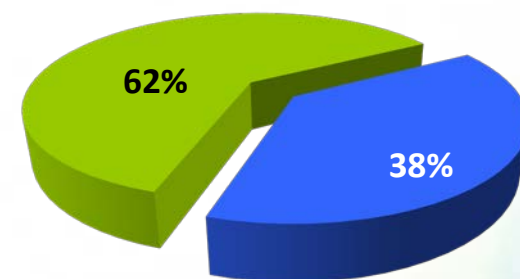
- ❑ Contratação máxima no VIP, entrada: 50,8 GWh, a 19.Julho
- ❑ Contratação máxima no VIP, saída: 48,8 GWh, a 23.Março

Procura de GN por Segmento de Mercado: 2021 vs 2020

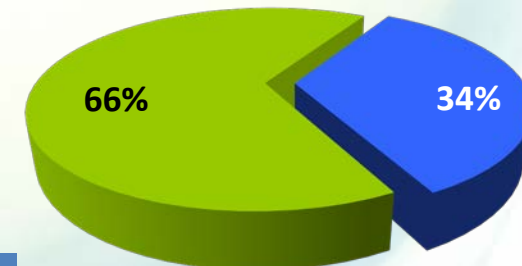


Consumos por Mercado

2020



2021



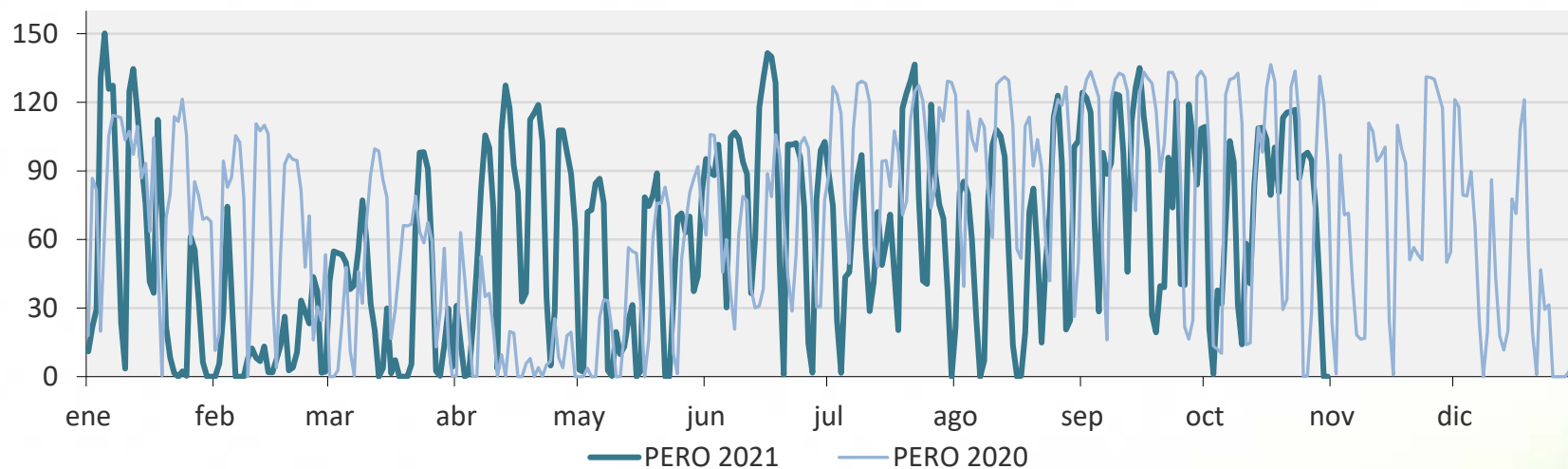
Segmento de Mercado	Jan - Out 20		Jan - Out 21		Variação Homóloga
	GW h	Fracção	GW h	Fracção	
Produção Eléctrica Ordinária	21 199	38%	17 918	34%	-15%
Mercado Convencional (*)	34 644	62%	35 273	66%	2%
Total	55 843	-	53 191	-	-5%

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

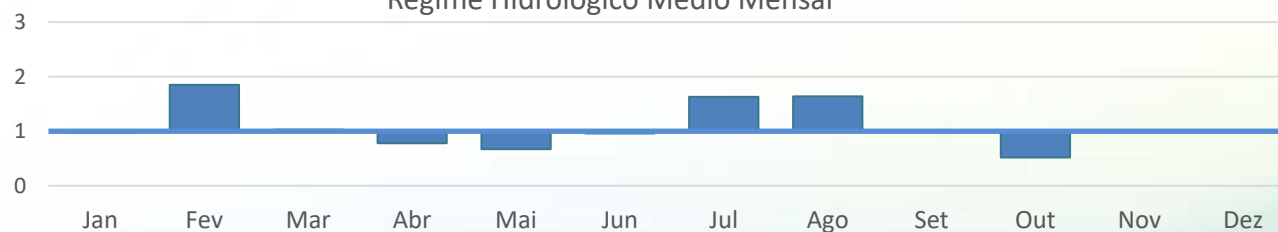
Total de Gás entregue entre 1997 e Out.2021 ≈ 94,3 bcm

Procura Segmento de PERO: 2021 vs 2020

GWh

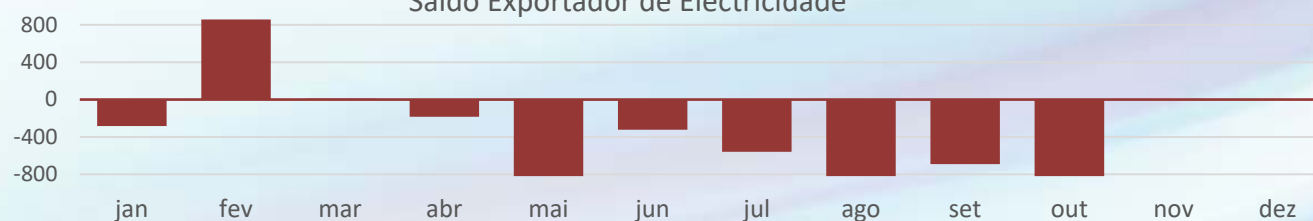


Regime Hidrológico Médio Mensal



GWh

Saldo Exportador de Electricidade



Evolução Homóloga

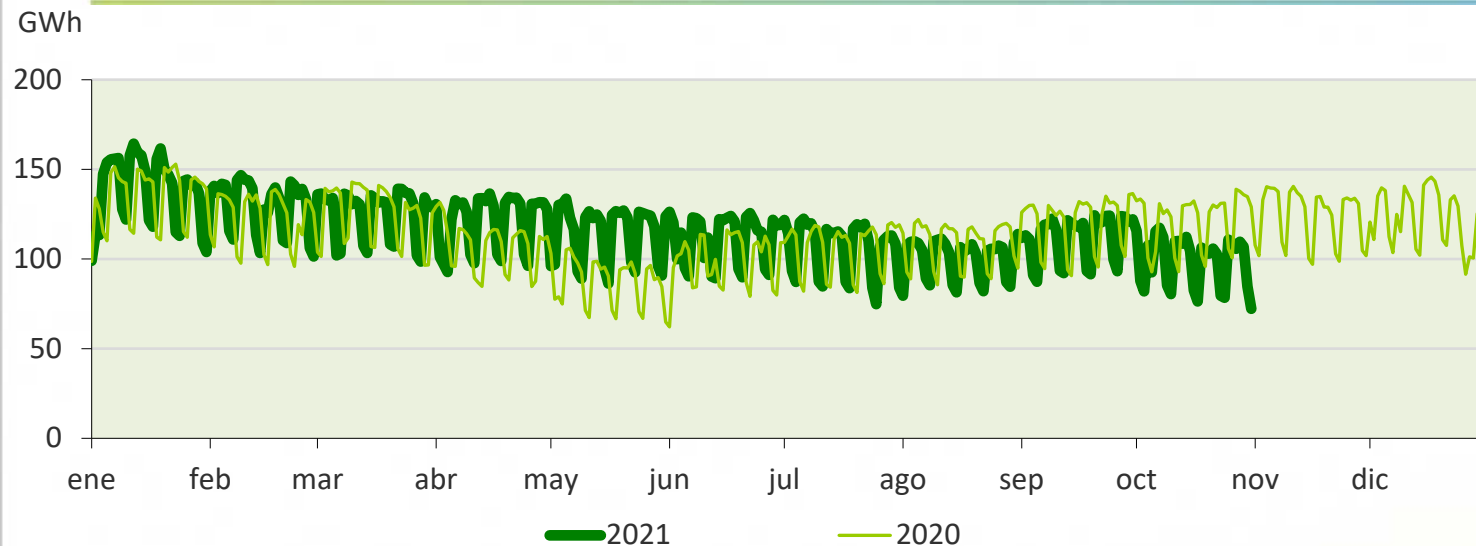
20/21 [TWh]

21,2

17,9

-15%

Procura Segmento de Mercado Convencional: 2021 vs 2020



Evolução Homóloga

20/21 [TWh]

34,6

35,3

+2%

Cientes AP	2021	2020	[%]
Cogeração	6 762.5	8 051.0	-16%
Indústria	2 321.6	2 222.1	4%
Refinaria	3 802.2	3 173.9	20%
Total	12 886.3	13 446.9	-4%

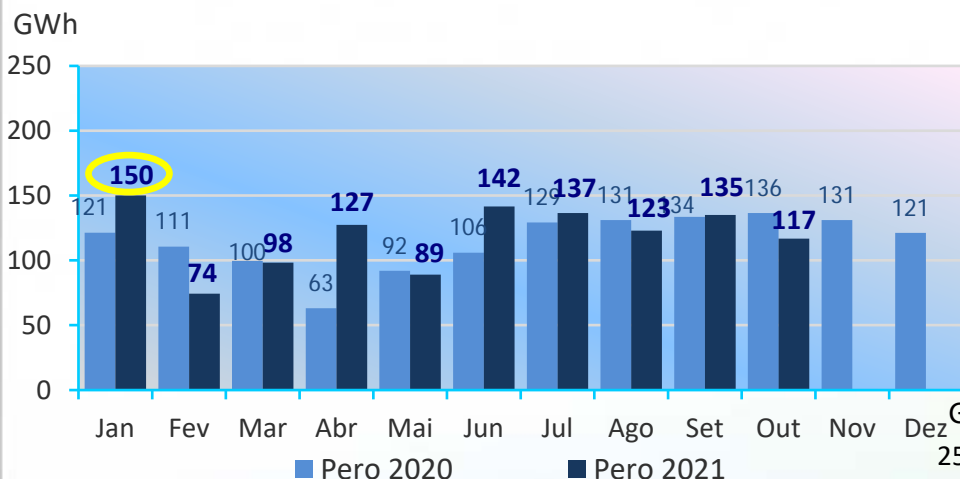
Consumo Mercado Distribuição Total Anual - Acumulado			
Zona Geográfica	2021	2020	Variação [%]
BEIRAGÁS	687.61	671.48	2%
DIANAGÁS	31.5	31.8	-1%
LISBOAGÁS	3 709.7	3 625.1	2%
LUSITANIAGÁS	7 361.9	6 813.5	8%
PORTGÁS	6 262.6	5 903.2	6%
SETGÁS	1 536.3	1 557.9	-1%
TAGUSGÁS	1 042.1	1 010.6	3%
Total	20 631.7	19 613.6	5%



Máximos Diários de Procura de Gás na RNTG

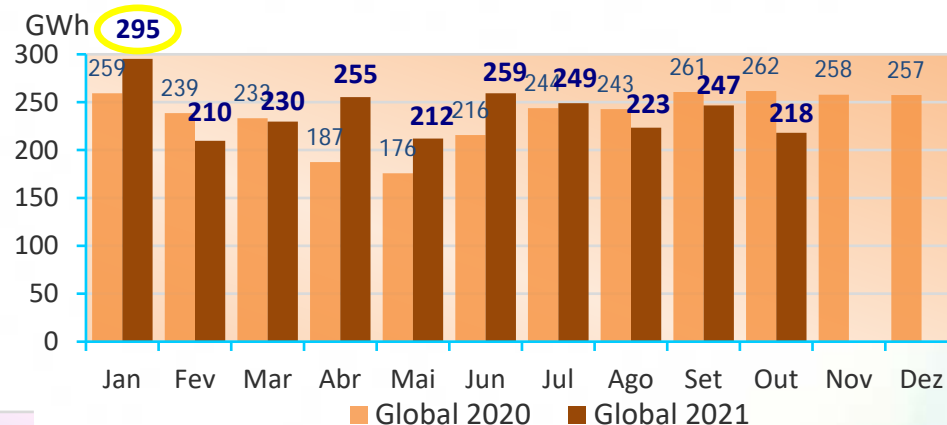
Procura Global

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



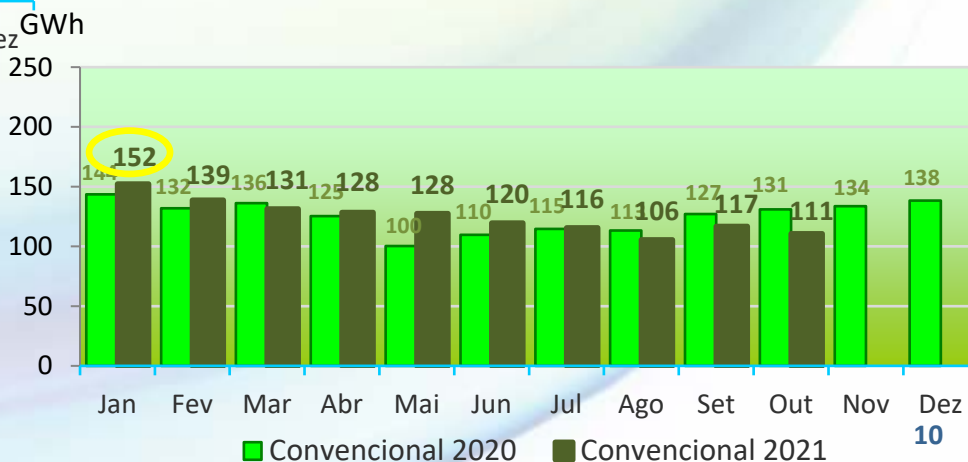
CONVENCIONAL

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: Valores mínimos de temperatura conduzem a máximos históricos no consumo de gás (05.Janeiro)

Fevereiro: Valor máximo diário de exportação física para Espanha pela interligação internacional de Campo Maior, num total de 49 GWh.

Março: Utilização comercial mensal de exportação no VIP Ibérico com máximo histórico. Entrada em funcionamento da plataforma Mibgas para o Sistema Nacional.

Abril: Início das compras de gás pelo GTG na plataforma Mibgás relativo ao gás de enchimento, para devolução aos Agentes de Mercado, no âmbito da Directiva ERSE 5/2021.

Maior: Paragem intempestiva da emissão do TGNL obriga ao acionamento do mecanismo de assistência mútua à Enagás.

Junho: Sem factos a assinalar.

Julho: Sem factos a assinalar.

Agosto: Arranque do programa de inspecção em linha, com pigagem da linha LN 08000.

Setembro: Continuação do programa de inspecção em linha.

Outubro: Arranque do ano gás de 2021/2022, com a implementação das novas regras constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Nota Operação – Qualidade de Serviço na RNTG

Indicadores de qualidade de serviço da RNTG, para 2021:

Indicador - 34° RQS	Unidade	Jan-Out
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 - 40° RQS	Jan-Out
Composição	Conforme
Parâmetros	Conforme

Situações de Emergência - 76° RQS	Unidade	Jan-Out
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 2021 = 0,29 incidentes/1000 km.ano

ÍNDICE

1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA - Set a Out 2021

Movimentação de Gás na RNTIAT

Procura de Gás

Notas de Operação

2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Novembro a Dezembro 2021

Procura de Gás

Plano de Indisponibilidades

Previsão Procura Total de Gás: Novembro a Dezembro 2021

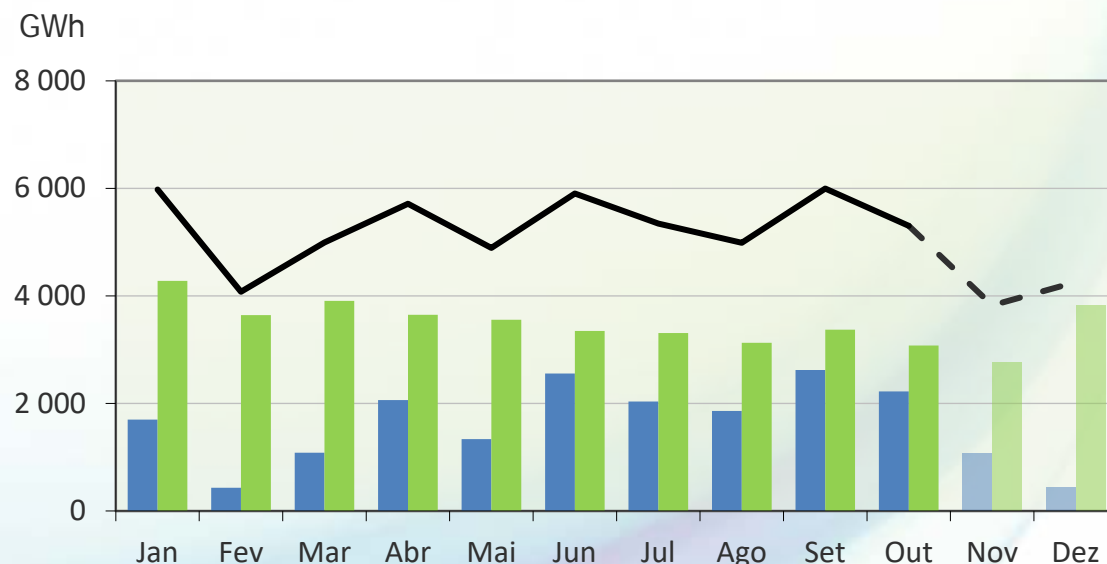
Segmento de Mercado	Jan Real	Fev Real	Mar Real	Abr Real	Mai Real	Jun Real	Jul Real	Ago Real	Set Real	Out Real	Nov Prev	Dez Prev	Total Prev	$\Delta_{(20/21)}$ Jan-Dez
Produção Eléctrica Ordinária	1 700	433	1 084	2 064	1 337	2 557	2 036	1 860	2 624	2 225	1 069	441	19 428	-21%
Mercado Convencional (*)	4 279	3 643	3 909	3 649	3 557	3 348	3 309	3 127	3 373	3 078	2 756	3 814	41 844	-1%
Total	5 979	4 076	4 993	5 713	4 893	5 905	5 345	4 987	5 997	5 303	3 825	4 255	61 272	-8%

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

Notas relativas às previsões:

⇒ PERO: estimativa prevista pela Informação de Mercados para um regime hidrológico médio.

⇒ Os valores do Mercado Convencional apresentados foram estimados tendo por base o histórico dos consumos e variação de temperatura prevista para o período em análise.



Plano de Indisponibilidades

AS - Movimento de Extracção

13.Dez - 17.Dez	96h	Total	Manutenção preventiva - Sistemas ESD
-----------------	-----	-------	--------------------------------------

AS - Movimento de Injecção

13.Dez - 17.Dez	96h	Total	Manutenção preventiva - Sistemas ESD
-----------------	-----	-------	--------------------------------------

TGNL - Enchimento de Camiões Cisterna

Sem indisponibilidades previstas para este período.

TGNL - Descarga de Navios Metaneiros

Sem indisponibilidades previstas para este período.

TGNL - Emissão para a RNTGN

Sem indisponibilidades previstas para este período.

RNTGN

Sem indisponibilidades previstas para este período.

CTSOSEI – XCIX Reunião

Gestão do Sistema

17 de Novembro 2021

Operación y Programación del Sistema Gasista

17/11/2021





**1. Evolución de la demanda
bimestral**

2. Evolución de la operación

**3. Avance del mes en curso y mes
siguiente**



1. Evolución de la demanda bimestral

2. Evolución de la operación

3. Avance del mes en curso y mes
siguiente

Demanda Nacional Gas Natural

Septiembre-Octubre 2021 vs Septiembre-Octubre 2020



Demanda

sep-2021

% Δ s/ sep 2020

Unidad: TWh

Convencional	20,1	4,2%
D/C + PyMES	1,5	3,6%
Industrial	17,4	4,0%
Cisternas	1,2	7,5%
S. Eléctrico	10,2	2,2%
TOTAL	30,3	3,5%



Incremento del **mercado convencional** respecto a sep-20 debido al incremento del DC/Pymes y el sector industrial.



Crecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a una menor generación renovable: eólica e hidráulica.



Demanda

oct-2021

% Δ s/ oct 2020

Unidad: TWh

Convencional	20,8	-6,9%
D/C + PyMES	2,5	-32,2%
Industrial	17,2	-1,7%
Cisternas	1,1	-5,0%
S. Eléctrico	8,9	38,0%
TOTAL	29,7	3,1%



Descenso del **mercado convencional** respecto a oct-20 debido al descenso del DC/Pymes y el sector industrial.



Crecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a una menor generación renovable: eólica e hidráulica.

Demanda industrial: Índice de Grandes Consumidores Industriales (IGIG)

Septiembre-Octubre 2021 vs Septiembre-Octubre 2020

Incremento 2021 vs 2020: **+1,1%**



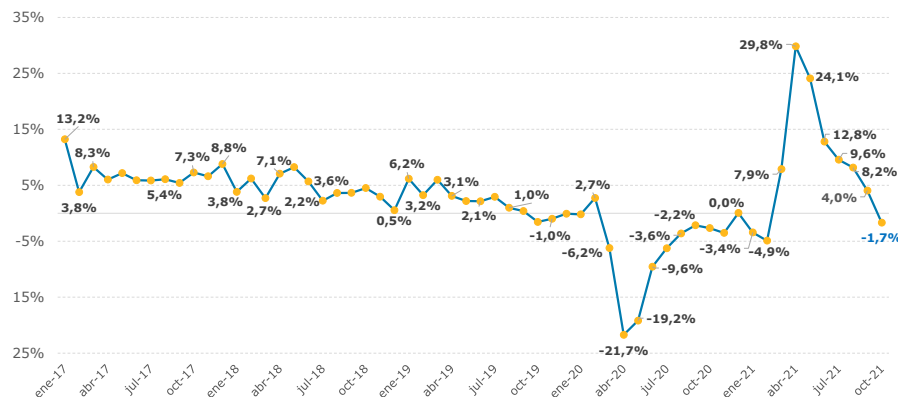
35

~85% demanda convencional

~58% demanda total nacional

Unidad: TWh

Evolución IGIG mensual



Mayor subida:
Construcción

Mayor bajada:
Textil



● sep-oct 2021

% Δ sep-oct 2021
vs sep-oct 2020

Mercado cisternas GNL

Septiembre-Octubre 2021 vs Septiembre-Octubre 2020

Mercado de **cisternas**

0,02 TWh



1% Respecto al mismo periodo que año anterior

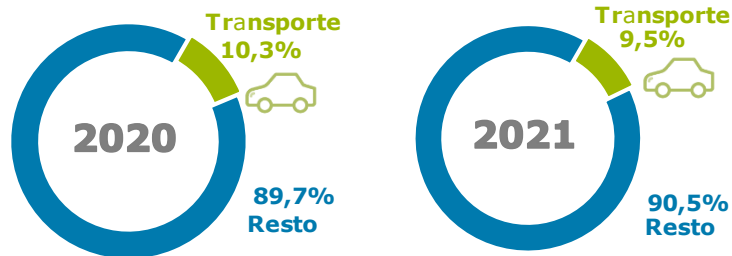
Número de **pedidos**

+158

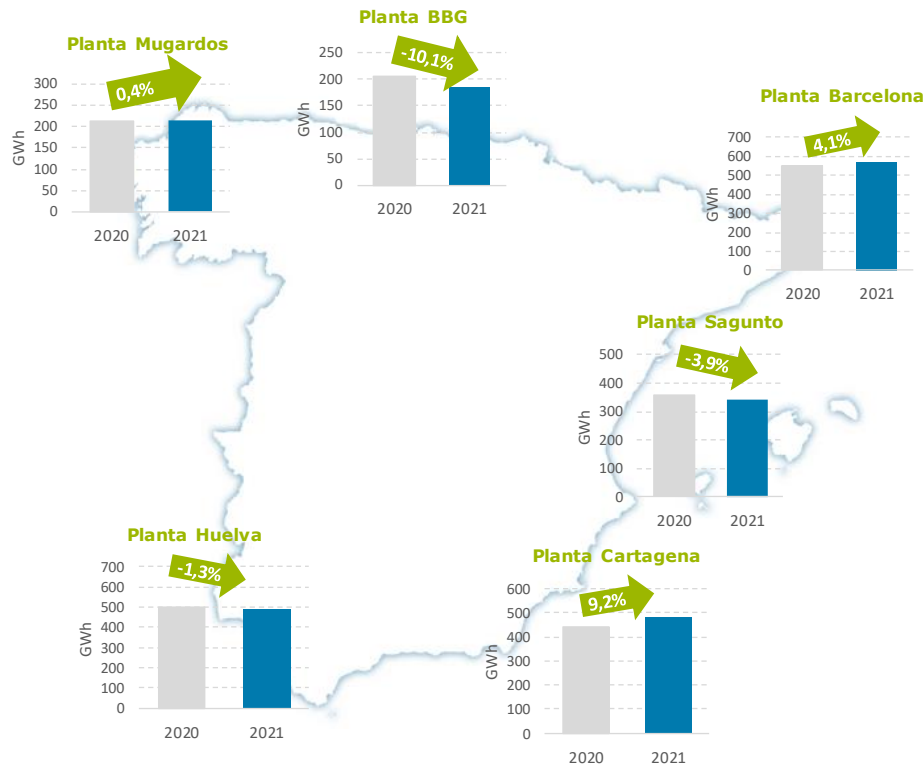


+2% Respecto al mismo periodo del año anterior

Demanda para **transporte**



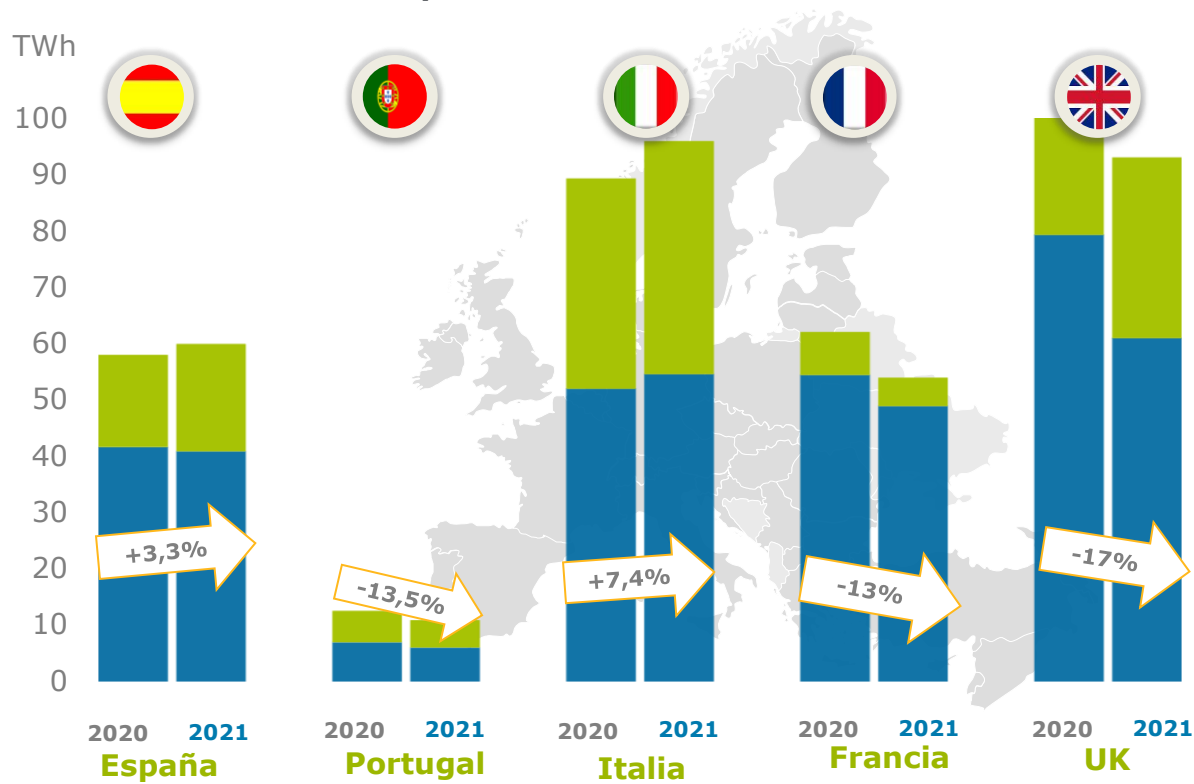
Reparto por terminal de GNL



Fuente: Elaboración propia

Demanda total gas natural marco europeo

Septiembre-Octubre 2021 vs Septiembre-Octubre 2020



✓ **Convencional:** Incremento en Italia (+5%). Descenso en España (-1,8%), Francia (-10,1%), Reino Unido (-23,1%) y Portugal (-13,3%).

✓ **Sector eléctrico:** Descenso, Francia (-33,8%), Reino Unido (-2,4%) y Portugal (-13,7%). Incremento en España (+16,2%) e Italia (+10,7%)



1. Evolución de la demanda bimestral

2. Evolución de la operación

3. Avance del mes en curso y mes siguiente

¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones?

ENTRADAS

77,0 TWh

GN TWh	sep-oct		Variación	
	2020	2021	ΔTWh	% Δ
Tarifa	12,7	11,3	-1,4	-11 %
Almería	12,1	15,1	3,0	+25 %
VIP Pirineos	3,0	5,9	2,8	+94 %
VIP Ibérico	0,0	0,6	0,6	>100 %
Producción Nacional	0,1	0,1	0,0	-40 %
Extracción AASS (*)	0,1	0,0	-0,1	-100 %
TOTAL	27,9	32,9	5,0	18%

(*) No incluido en el TOTAL

GNL TWh	sep-oct		Variación	
	2020	2021	ΔTWh	% Δ
Barcelona	5,8	8,6	2,7	+47 %
Huelva	7,9	10,0	2,1	+27 %
Cartagena	4,8	6,1	1,2	+25 %
Bilbao	8,0	7,0	-0,9	-12 %
Sagunto	3,5	8,2	4,7	>100 %
Mugardos	4,1	4,2	0,1	+1 %
TOTAL	34,1	44,0	9,9	29%

SALIDAS

66,1 TWh

GN TWh	sep-oct		Variación	
	2020	2021	ΔTWh	% Δ
Demanda Nacional	58,0	59,8	1,9	+3 %
VIP Pirineos	1,5	2,4	0,9	+59 %
VIP Ibérico	1,8	1,3	-0,6	-32 %
Carga de buques	0,1	2,5	2,4	>100 %
Inyección AASS (*)	1,0	3,5	2,5	>100 %
Gas de operación	0,1	0,2	0,1	+63 %
TOTAL	61,5	66,1	4,6	8%

Entradas 77 TWh

↑ 15 TWh vs. 2020
24,2% Δ

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

2021
sep-oct



Salidas 66,1 TWh

↑ 4,6 TWh vs. 2020
7,5% Δ

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

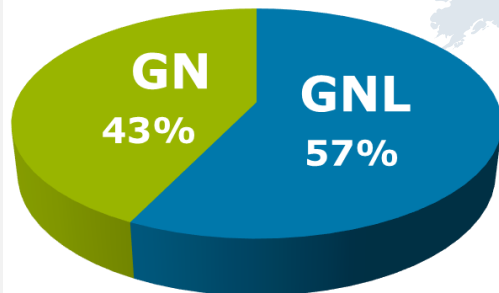
Entradas 62 TWh

sep-oct
2020

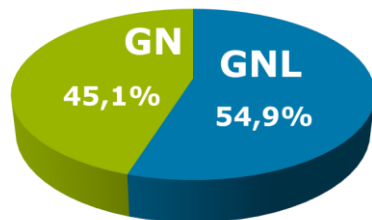
Salidas 61,5 TWh

Orígenes del suministro: septiembre-octubre

Suministro 2021

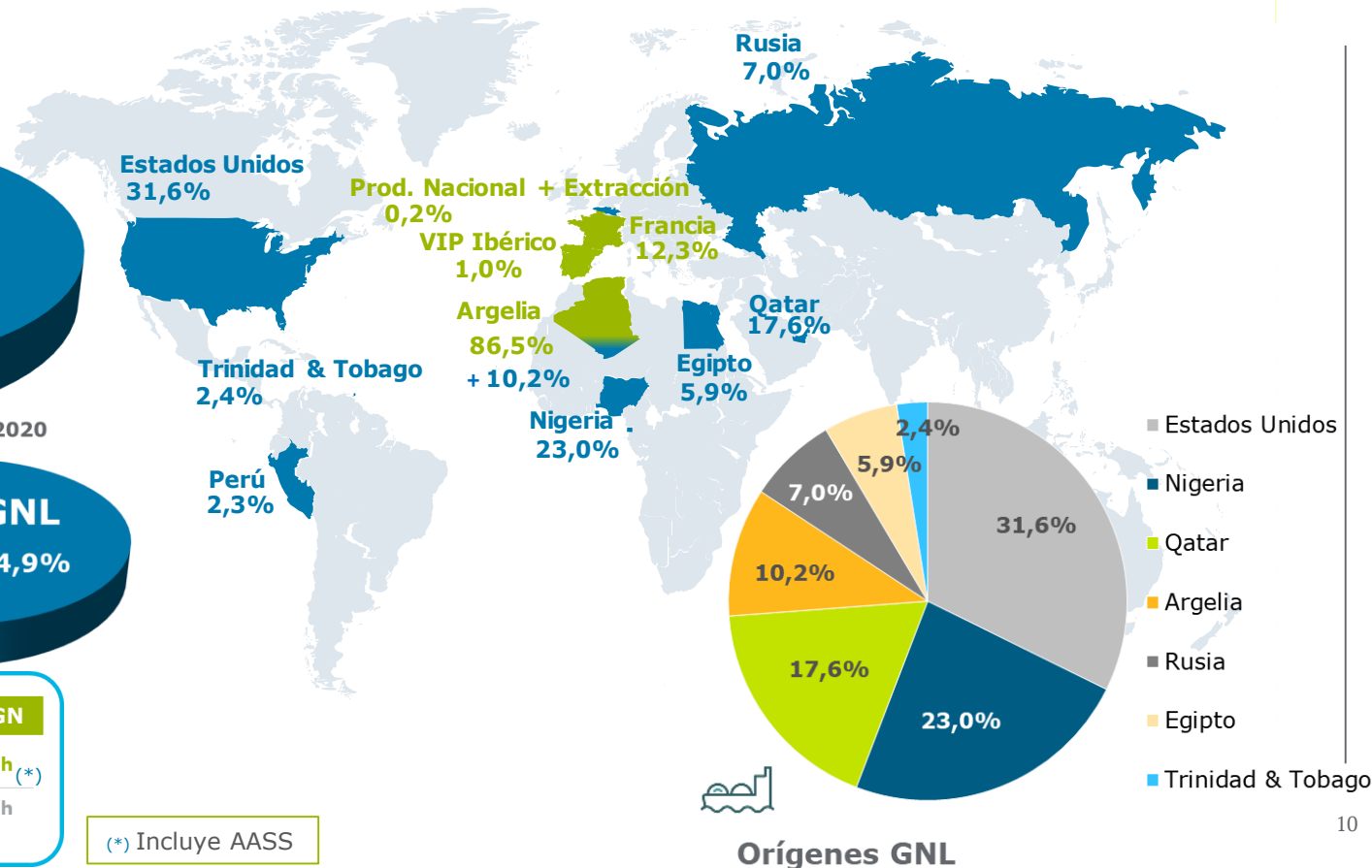


Suministro 2020

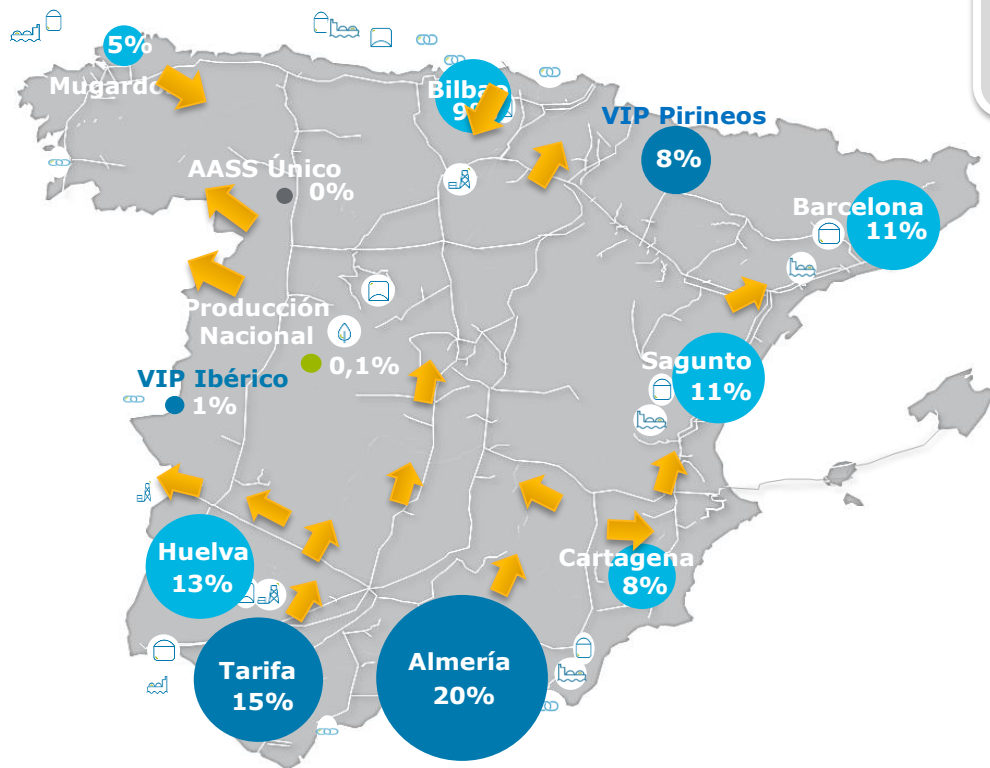


	Total GNL	Total GN
2021	44,0 TWh	32,9 TWh (*)
2020	34,1 TWh	28,0 TWh

(*) Incluye AASS

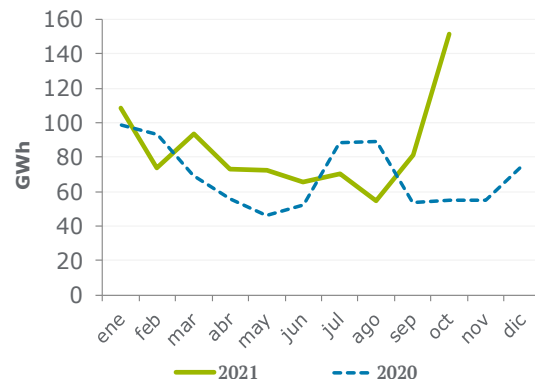


Flujos y distribución % entradas



Las conexiones internacionales con el norte de África han representado el 35% de los volúmenes totales de entrada al sistema.

Gas de operación

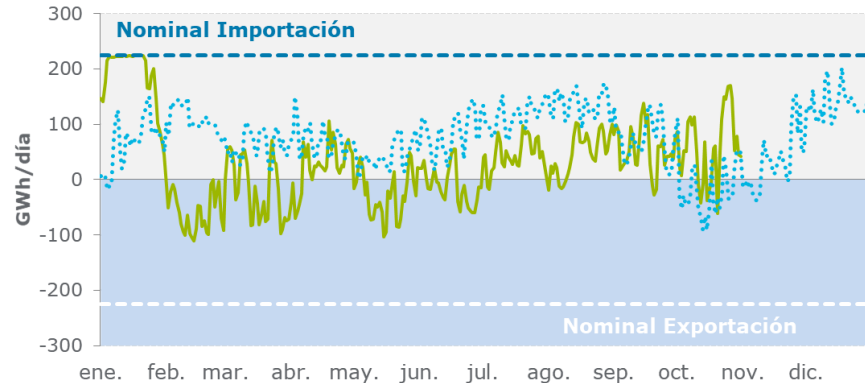


	sep-oct 2021	sep-oct 2020	% Δ
EECC	151,0	73,0	+106,8%
Plantas	9,0	0,8	+959,2%
AASS	56,0	15,8	+255,4%
ERMs	17,0	19,2	-11,4%
Total	233	109	+114,2%

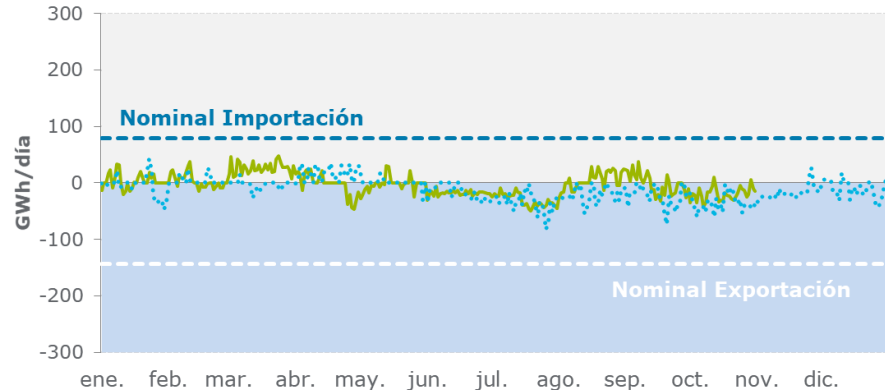
¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones? septiembre-octubre

Conexiones internacionales europeas

VIP Pirineos



VIP Ibérico



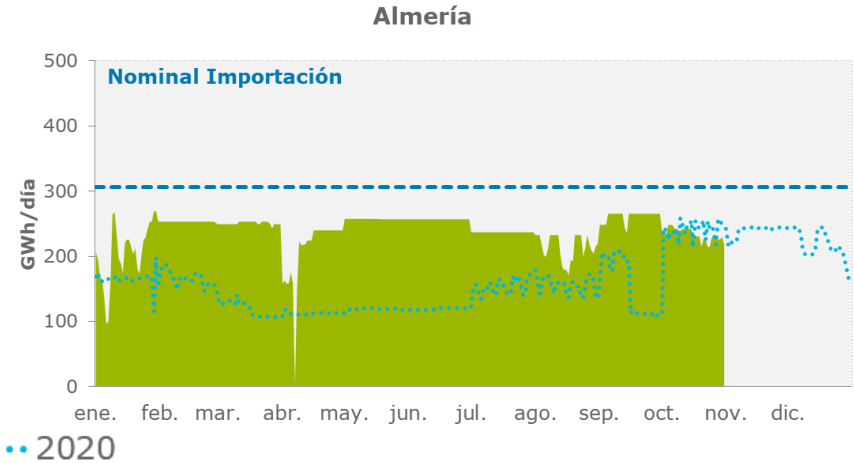
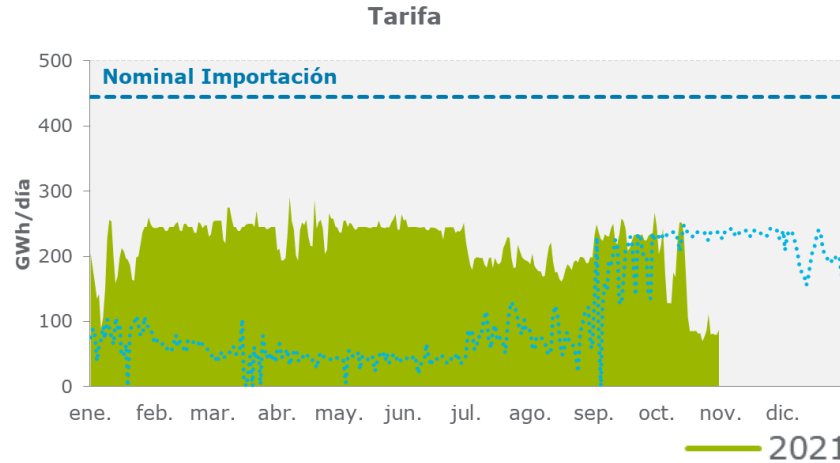
— 2021 2020

VIP Pirineos: Sentido importador durante la mayor parte de los días de septiembre y octubre. Con respecto al 2020, los valores han sido superiores en octubre.

VIP Ibérico: Se registra flujo exportador en septiembre y octubre, como ocurrió en el año anterior aunque con valores ligeramente inferiores

¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones? septiembre-octubre

Conexiones internacionales norte de África



Conexiones con el norte de África:

En Almería se registran valores similares con respecto al mismo periodo del año anterior mientras que por Tarifa hay un notable descenso.

¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones? septiembre-octubre

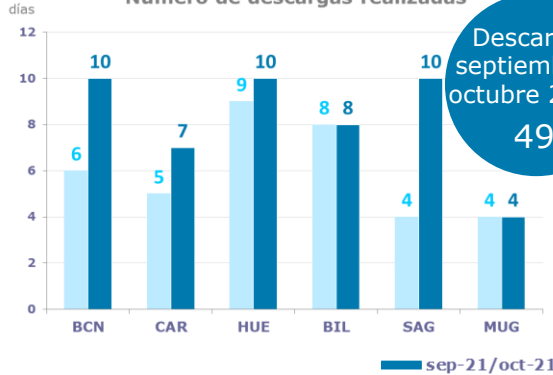
Plantas de Regasificación

Destaca el elevado número de descargas durante el mes de octubre, 30, frente a las 19 del mes de septiembre.

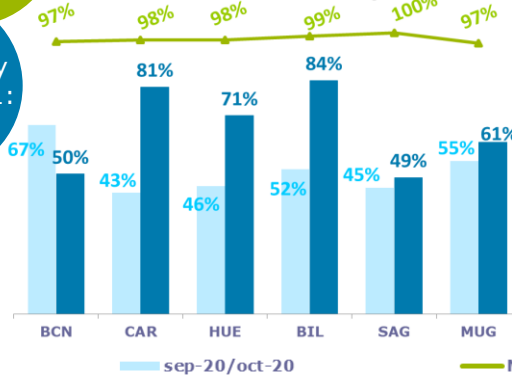
Descargas
septiembre y
octubre 2020: 36

Descargas
septiembre y
octubre 2021: 49

Número de descargas realizadas

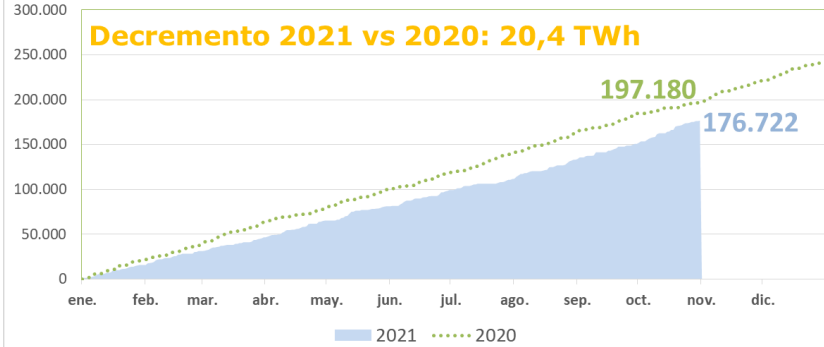


Promedio llenado de tanques

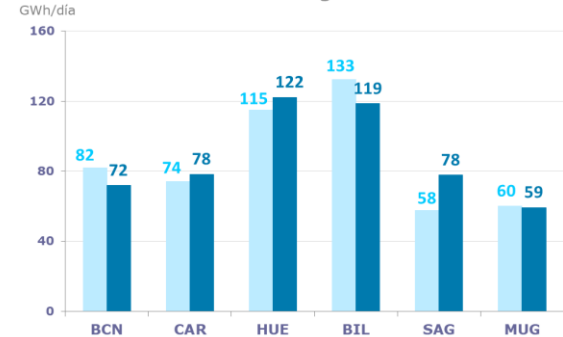


GWh

GNL descargado acumulado



Promedio de regasificación



Resumen de la campaña 21-22 a 31 de octubre

Almacenamientos Subterráneos

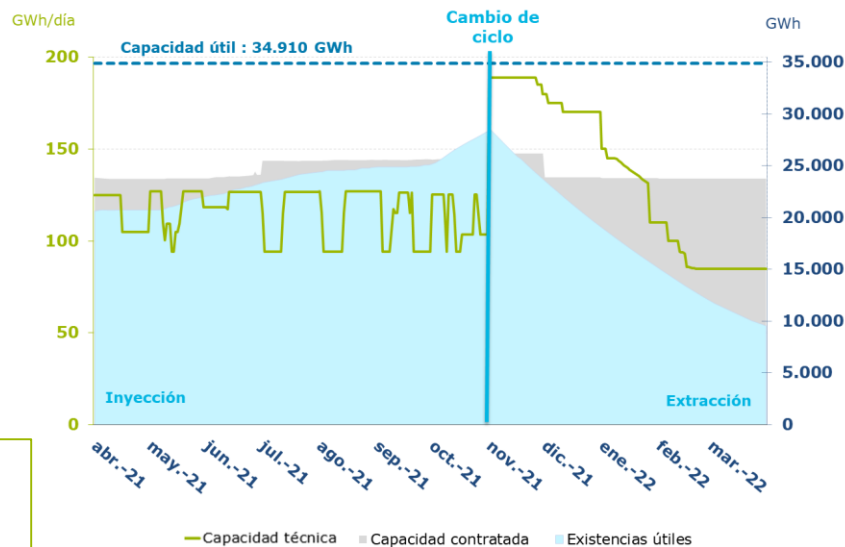
Unidad: GWh

		oct-21	oct-20	Δ
Capacidad útil (*)		34.910	33.787	+3,3%
Contratación		26.171	33.735	-22,4%
Capacidad disponible		8.739	52	
Existencias				
Útiles		28.338	32.618	-13,1%
Colchón		28.793	28.793	
% llenado		81%	97%	
Detalle campaña 21/22	Inyección acumulada			
	Física	7.771	9.245	-16%
	para Gas Colchón	0	0	
	Extracción acumulada			
	Física	19	95	>100%

(*) Marismas: reducción de 300 GWh de la capacidad útil en mayo 2021 debido a un mantenimiento programado y de 590 GWh a partir del 31-julio-2021 (Nota de operación nº 6-20.05.2021 y nº 6-21.07.2021 continuación).

A 31 de octubre el porcentaje de llenado de los AASS es del 81%.

Capacidad técnica vs. Existencias útiles





1. Evolución de la demanda bimestral

2. Evolución de la operación

3. Avance del mes en curso y mes siguiente

¿Cómo se presentan los próximos meses?: noviembre

Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **22,8 TWh**
- Contratada por usuarios a 16-nov: **21,5 TWh**

Flujo entradas
CCII: 11,4 TWh

Previsión de demanda nacional:
37,7 TWh

25,4 TWh convencional + 1,3 TWh Cisternas
11,1 TWh Sector Eléctrico

	Flujo Entradas
VIP Pirineos	3,4 TWh
VIP Ibérico	-0,1 TWh
Tarifa	0,0 TWh
Almería	8,1 TWh

Nº cargas (LS)
programadas: 2
(1,6 TWh)

Nº descargas
programadas:
25 (25,0 TWh)

Neto AASS:
2,3 TWh de
extracción

	Programadas (*)
Barcelona	5
Huelva	5
Cartagena	5
Bilbao	5
Sagunto	3
Mugardos	2

Máximo de existencias
previsto: 19.023 GWh
(84%) el 2-nov

	Máx. existencias previsto
Barcelona	714 Mm3 (94%) el 13-nov
Cartagena	563 Mm3 (96%) el 18-nov
Huelva	608 Mm3 (98%) el 22-nov
Bilbao	442 Mm3 (98%) el 23-nov
Sagunto	579 Mm3 (97%) el 1-nov
Mugardos	279 Mm3 (93%) el 3-nov

(*) Descargas asignadas incorporando modificaciones procedentes de otros meses

¿Cómo se presentan los próximos meses?: diciembre

Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **25 TWh**
- Contratada por usuarios a 16-nov: **14,5 TWh**

	Flujo Entradas
VIP Pirineos	2,6 TWh
VIP Ibérico	-0,1 TWh
Tarifa	0,0 TWh
Almería	6,2 TWh

Flujo entradas
CCII: 8,8 TWh

Previsión de demanda nacional:
39,3 TWh

27,6 TWh convencional + 1,2 TWh Cisternas
10,4 TWh Sector Eléctrico

Nº cargas (LS)
programadas: 1
(1,0 TWh)

Nº descargas
programadas:
32 (30,9 TWh)

Neto AASS:
2,5 TWh de
extracción

	Programadas ^(*)
Barcelona	4
Huelva	5
Cartagena	8
Bilbao	7
Sagunto	5
Mugardos	3

Máximo de existencias
previsto: **20.599 GWh**
(91%) el 9-dic

	Máx. existencias previsto
Barcelona	767 Mm3 (101%) el 10-dic
Cartagena	587 Mm3 (100%) el 12-dic
Huelva	608 Mm3 (98%) el 7-dic
Bilbao	434 Mm3 (96%) el 30-dic
Sagunto	607 Mm3 (101%) el 7-dic
Mugardos	318 Mm3 (106%) el 28-dic

(**) Descargas asignadas incorporando modificaciones procedentes de otros meses

Muchas
gracias



CTSOSEI - XCIX Reunião

**RESULTADOS DOS MERCADOS DE OPERAÇÃO
SETEMBRO DE 2020 A OUTUBRO DE 2021**

17 Novembro 2021

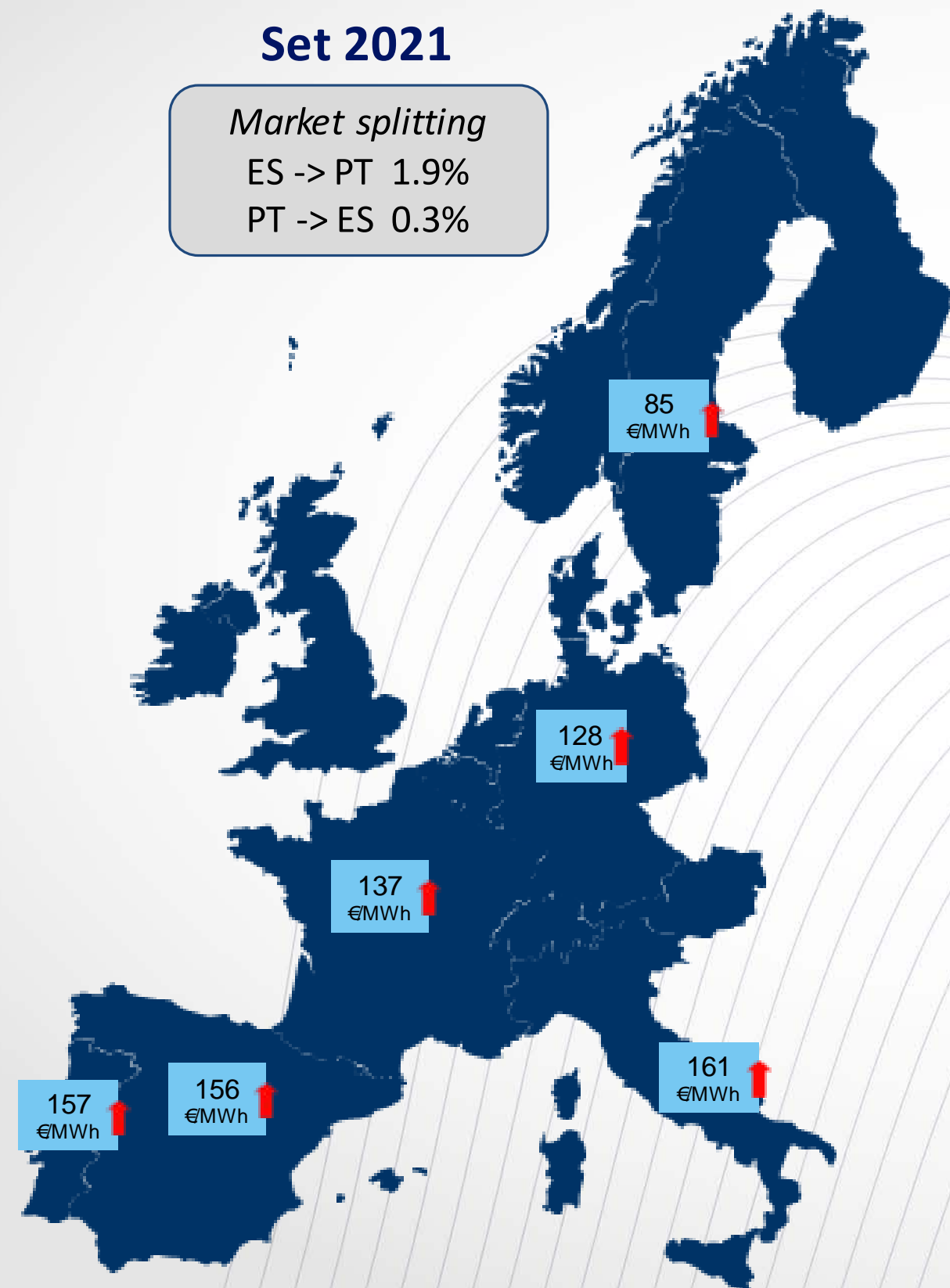
Preço Médio Mercado Diário

Set 2021

Market splitting

ES -> PT 1.9%

PT -> ES 0.3%

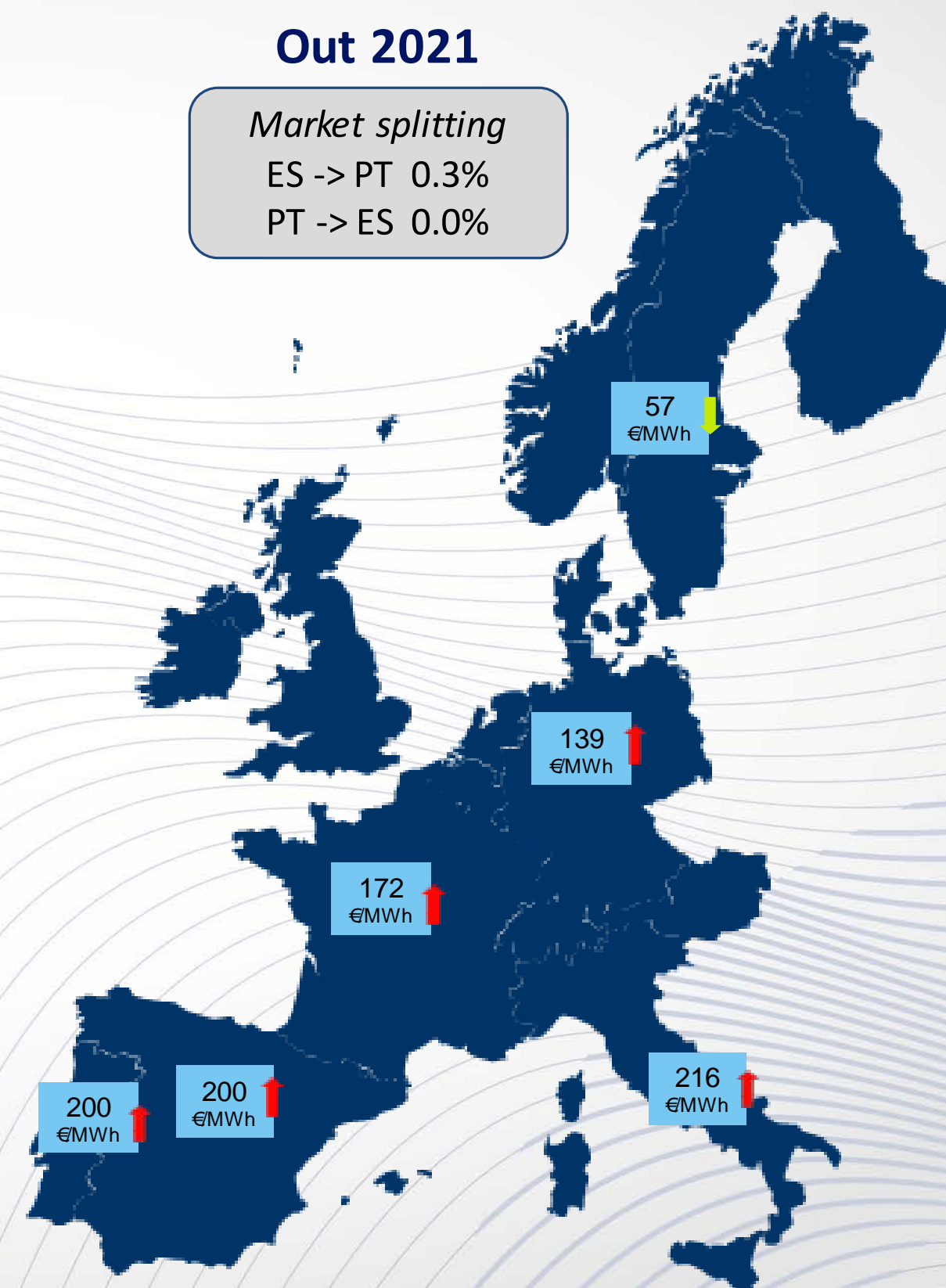


Out 2021

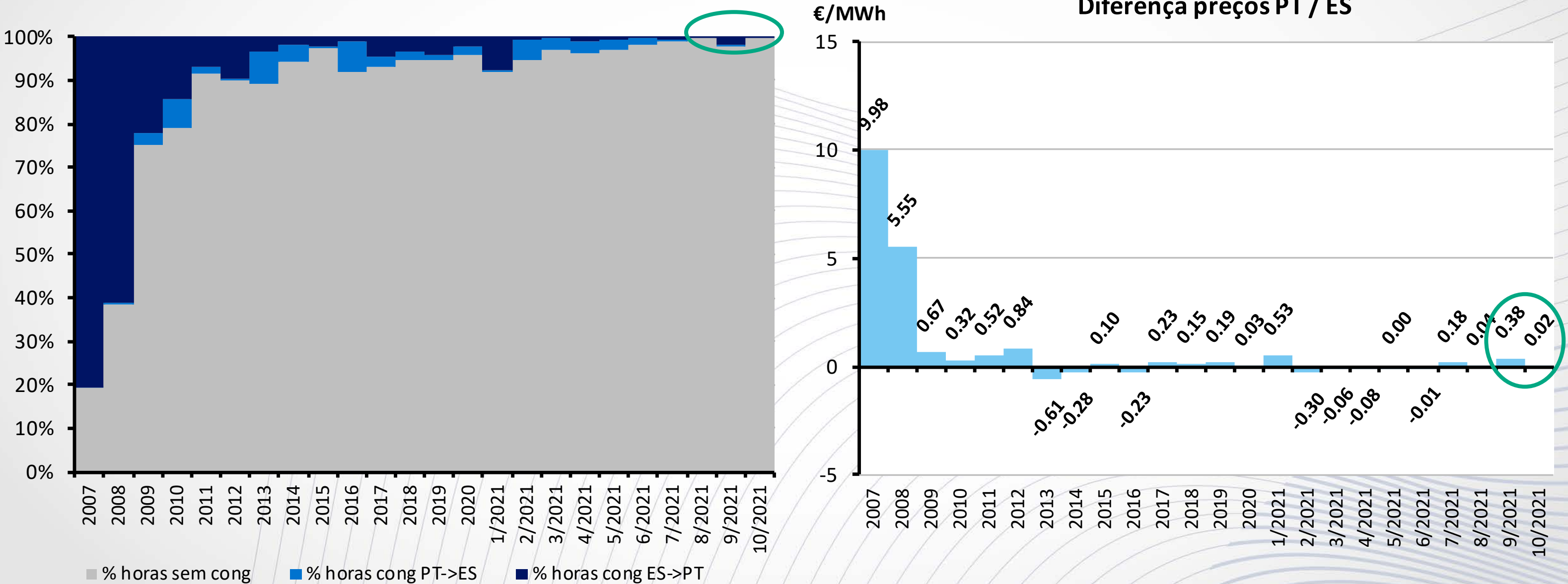
Market splitting

ES -> PT 0.3%

PT -> ES 0.0%



Preço Médio Mercado Diário

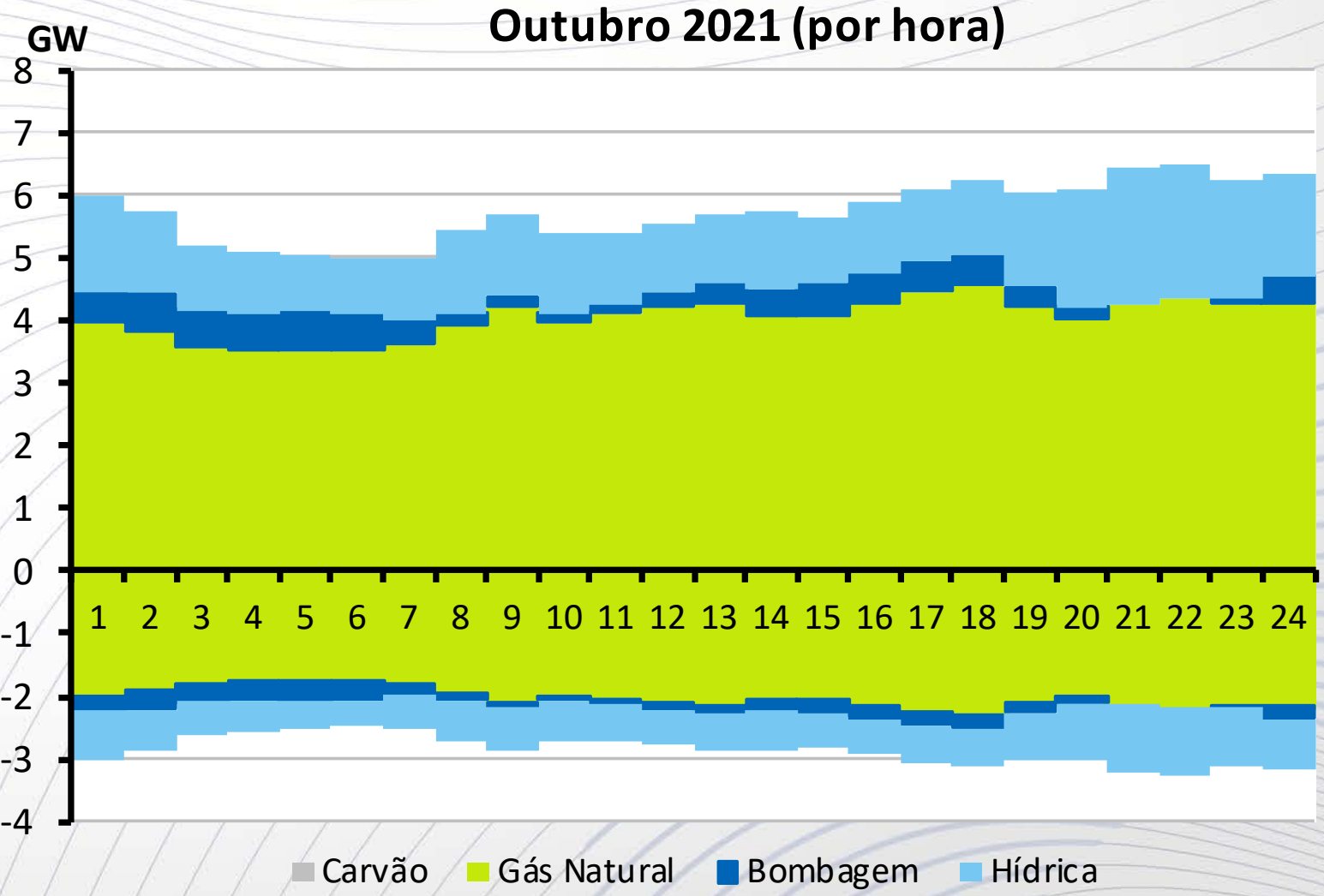
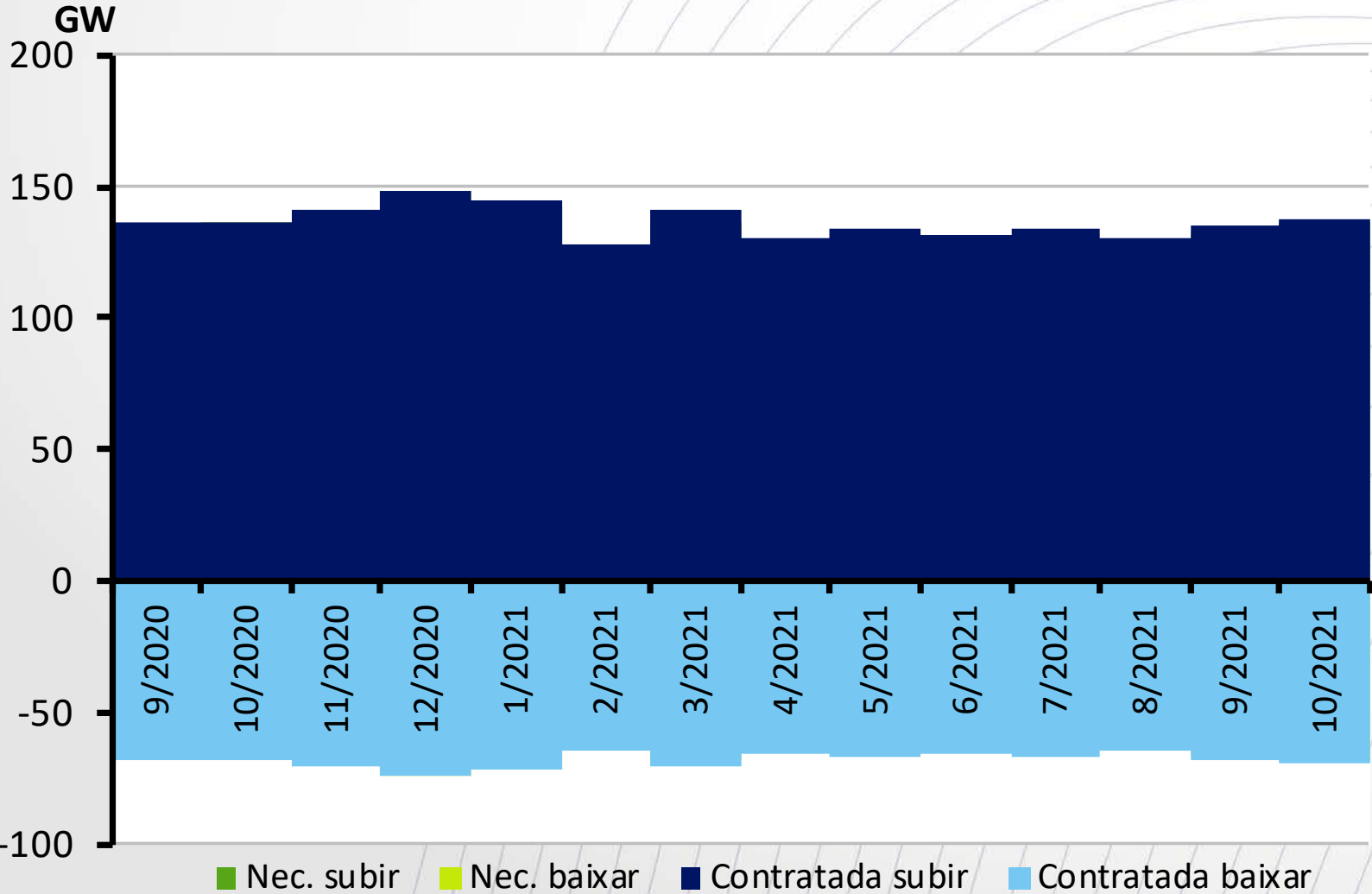


Banda Regulação Secundária

Banda Contratada

Acumulado até Out	2020	2021
Necessidades banda [GW]	2001.4	1965.9
Banda contratada [GW]	2054.2	2018.9
Satisfação	103%	103%

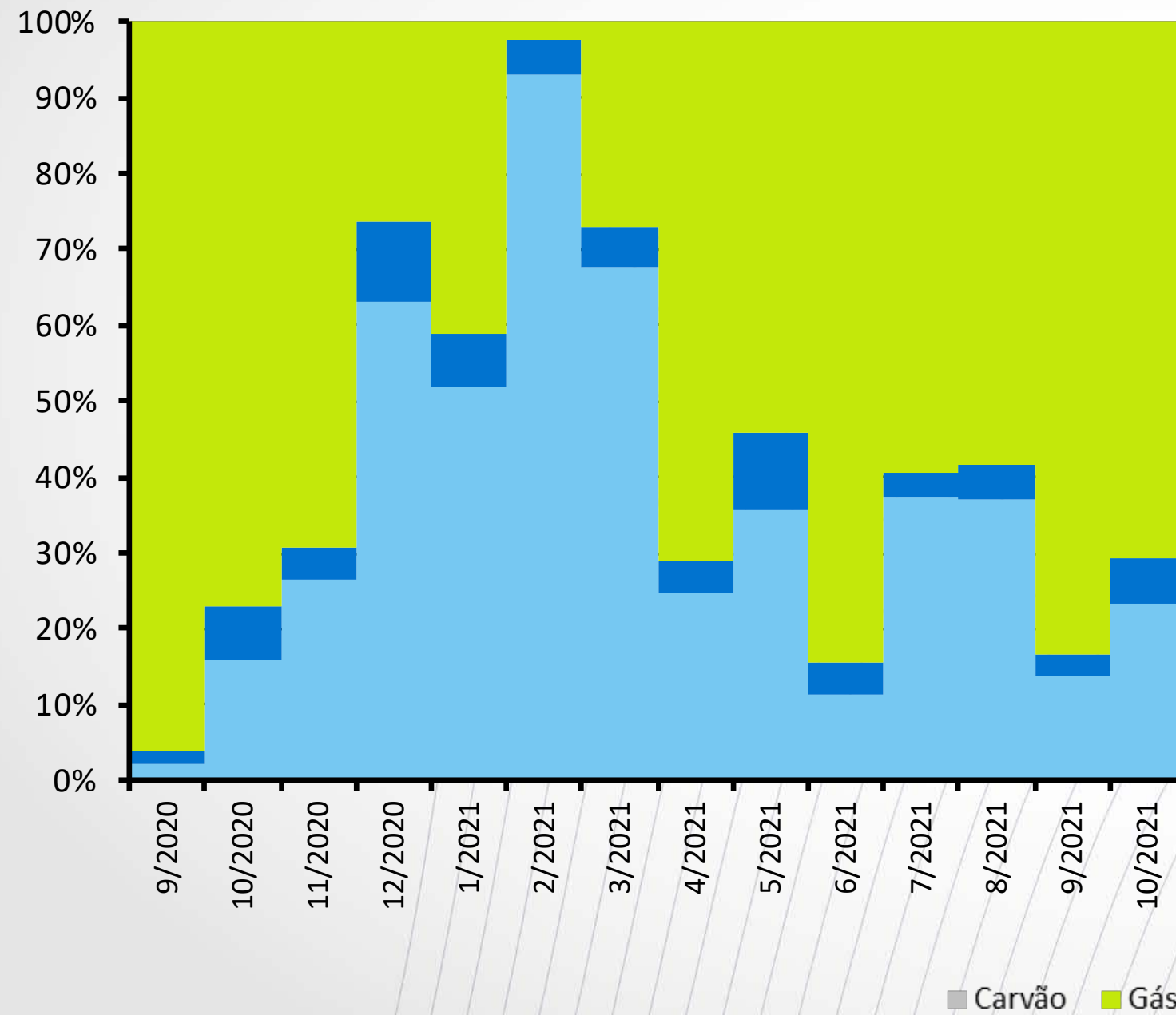
Valores mensais	9/2021	10/2021	Δ
Necessidades banda [GW]	199.5	203.5	2%
Banda contratada [GW]	202.9	206.5	2%
Satisfação	102%	101%	-
Consumo do SEN [GWh]	4 052	4 075	1%



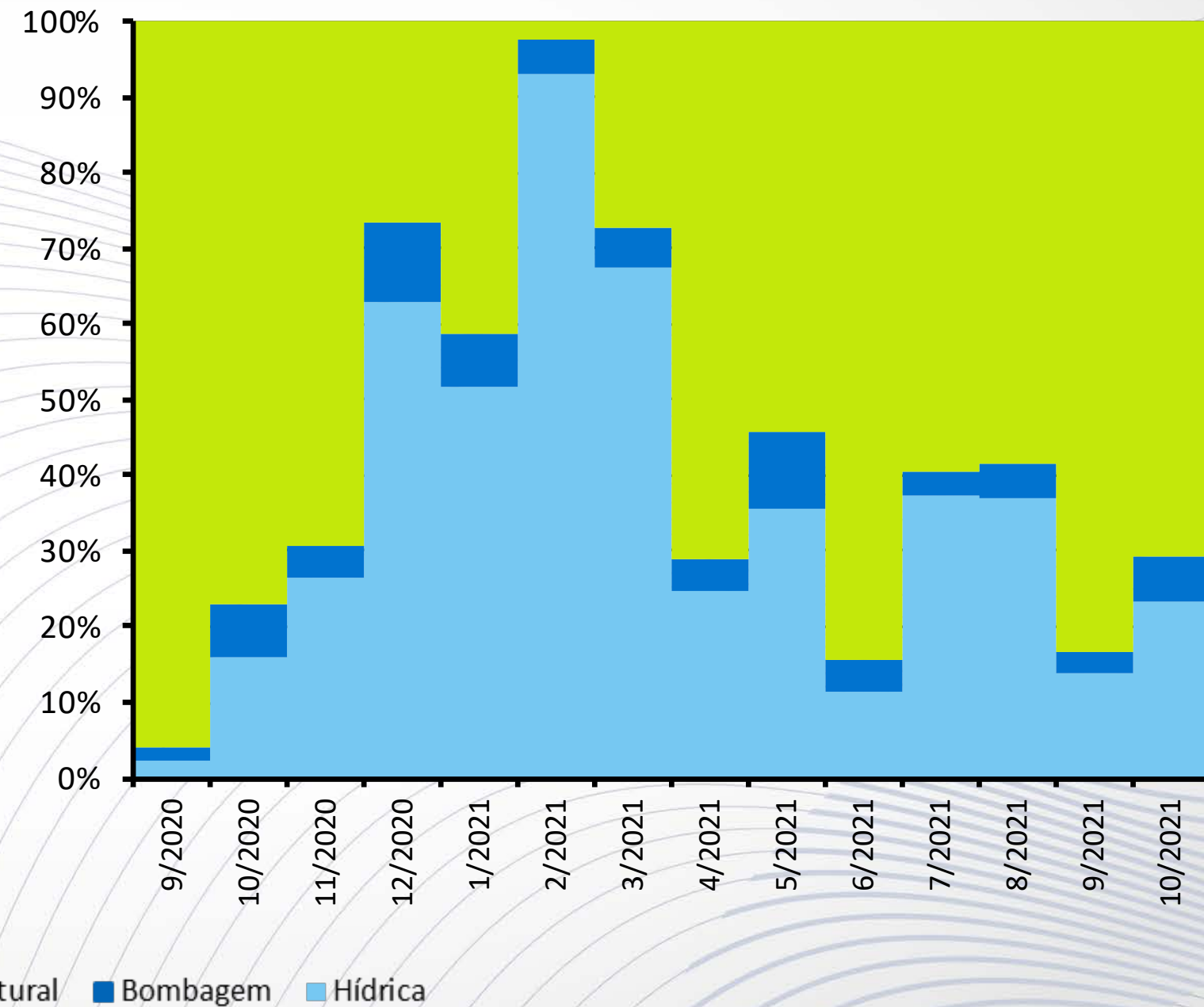
Banda Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

A subir



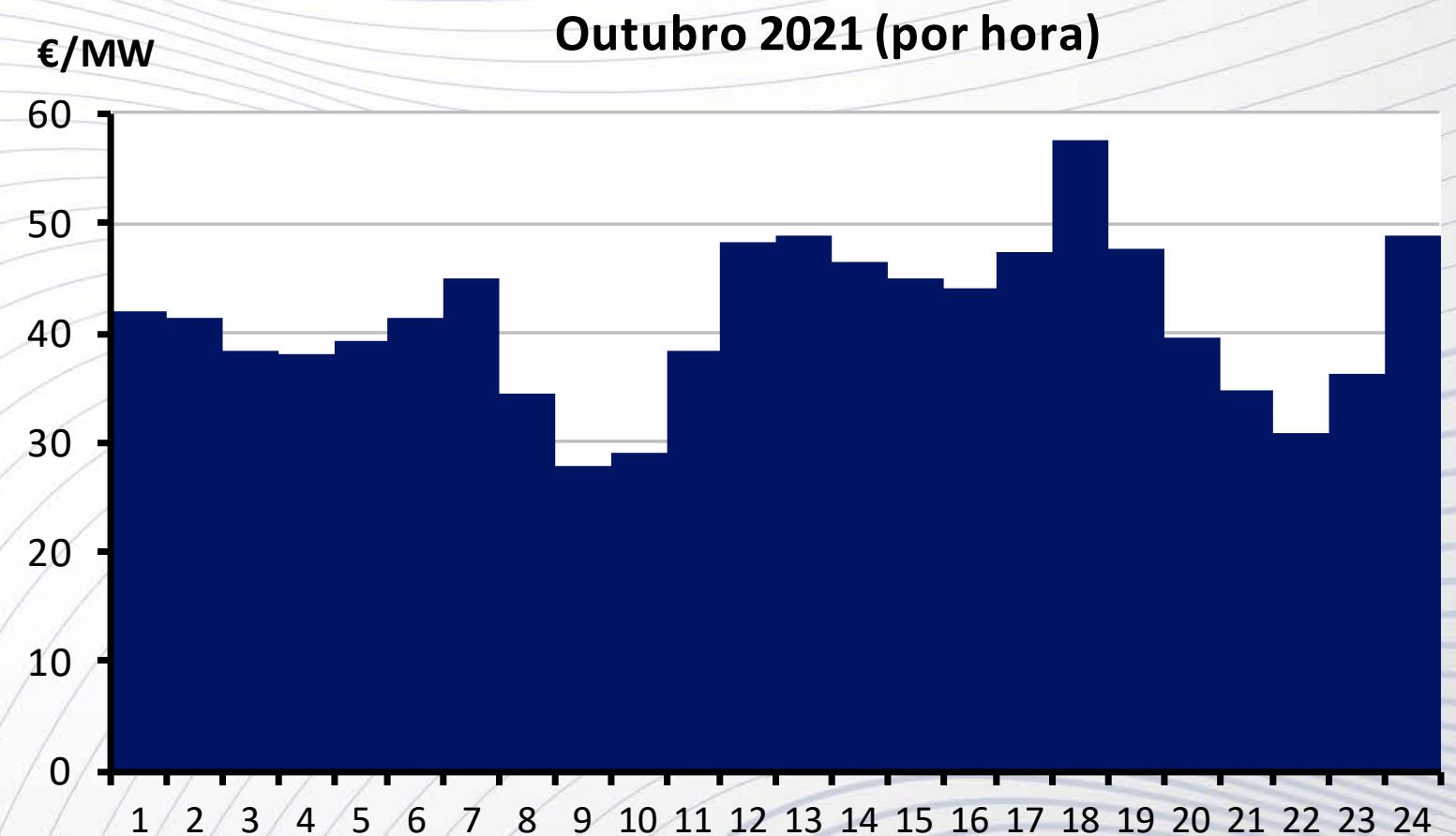
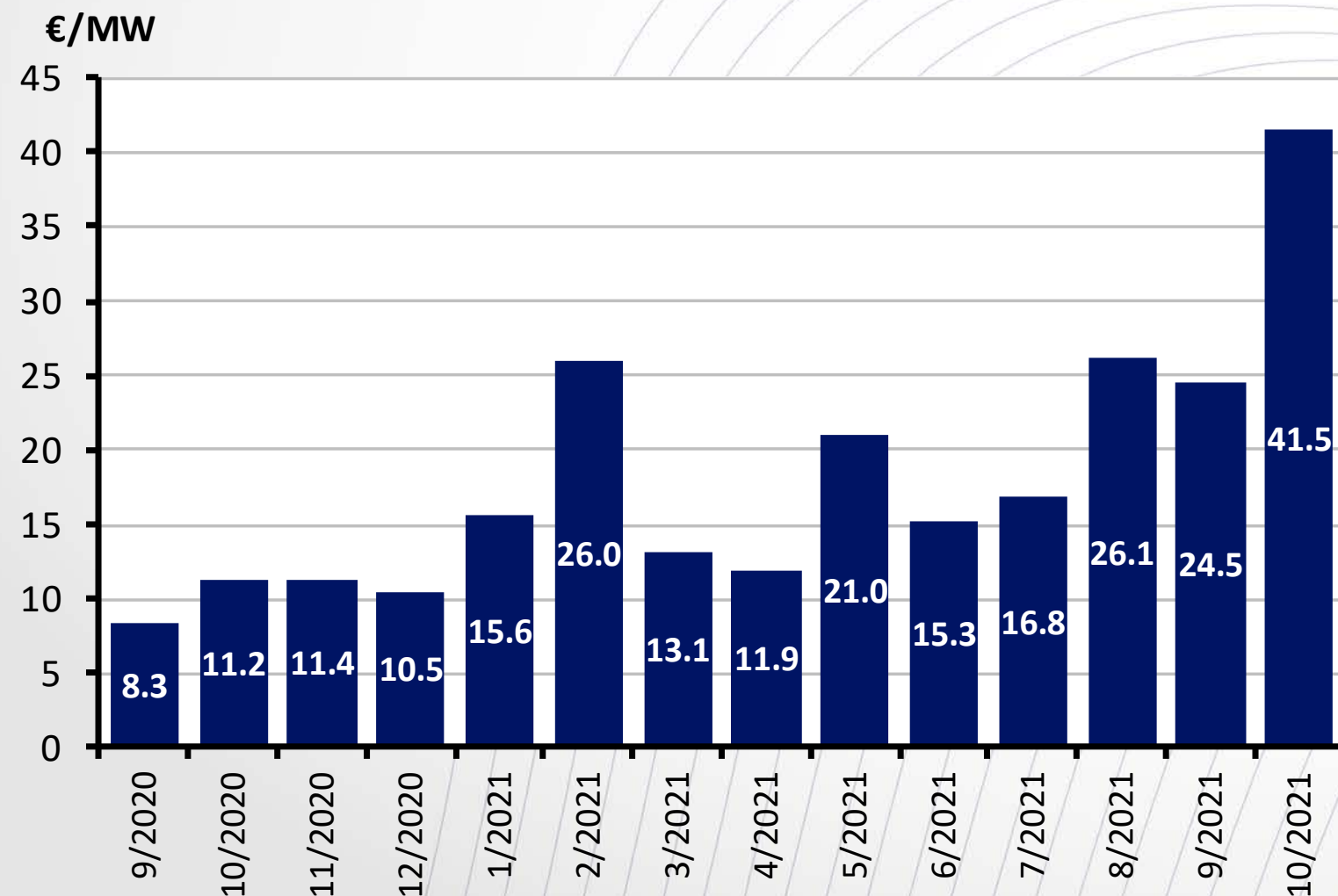
A baixar



Banda Regulação Secundária

Preço Médio Ponderado

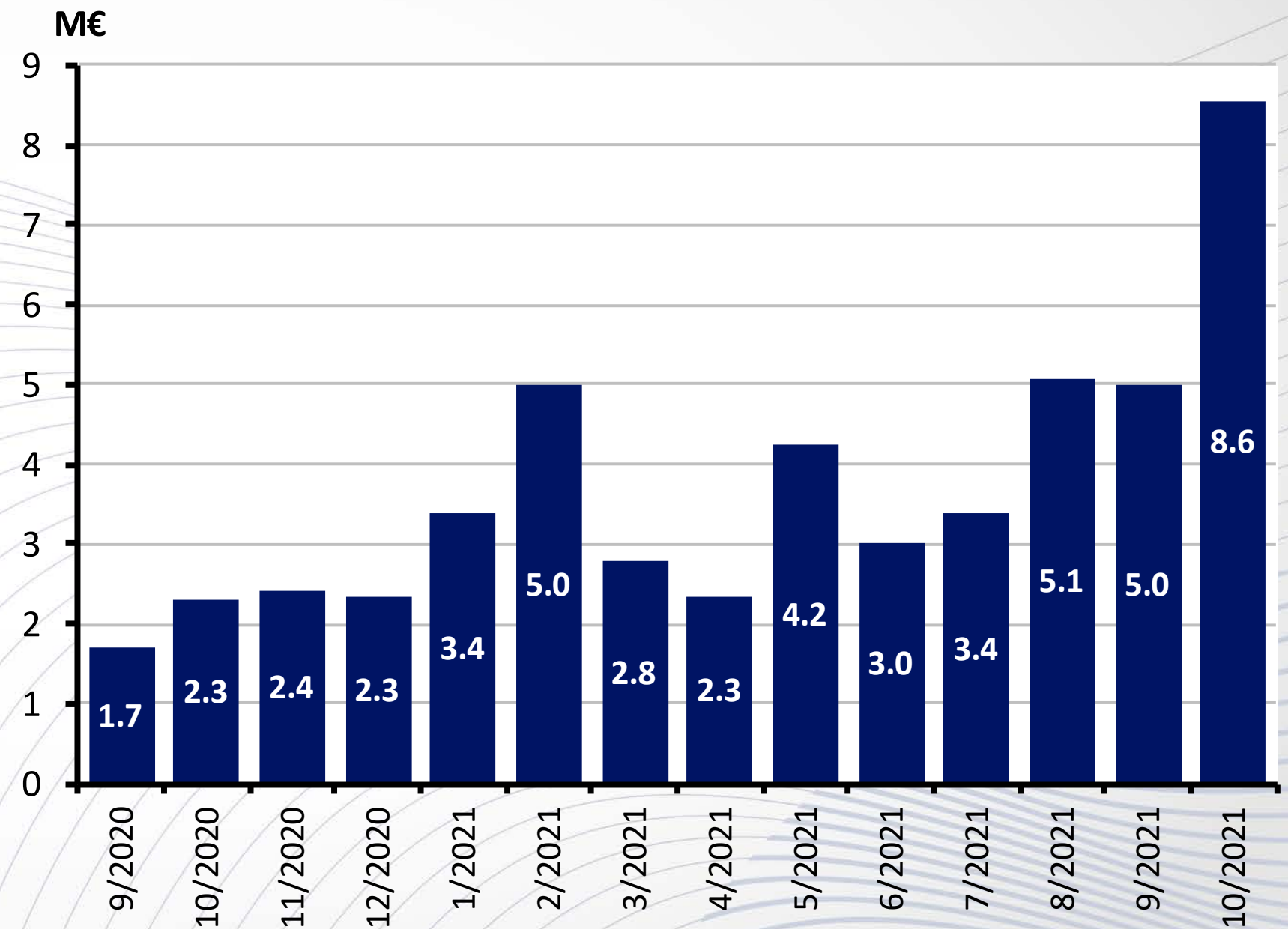
€/MW	2020	2021	Δ
Setembro	8.28	24.54	196%
Outubro	11.24	41.46	269%
Valores médios (Jan - Out)	7.87	21.19	169%



Banda Regulação Secundária

Custo

M€	2020	2021	Δ
Setembro	1.7	5.0	193%
Outubro	2.3	8.6	271%
Valores médios (Jan - Out)	1.6	4.3	165%

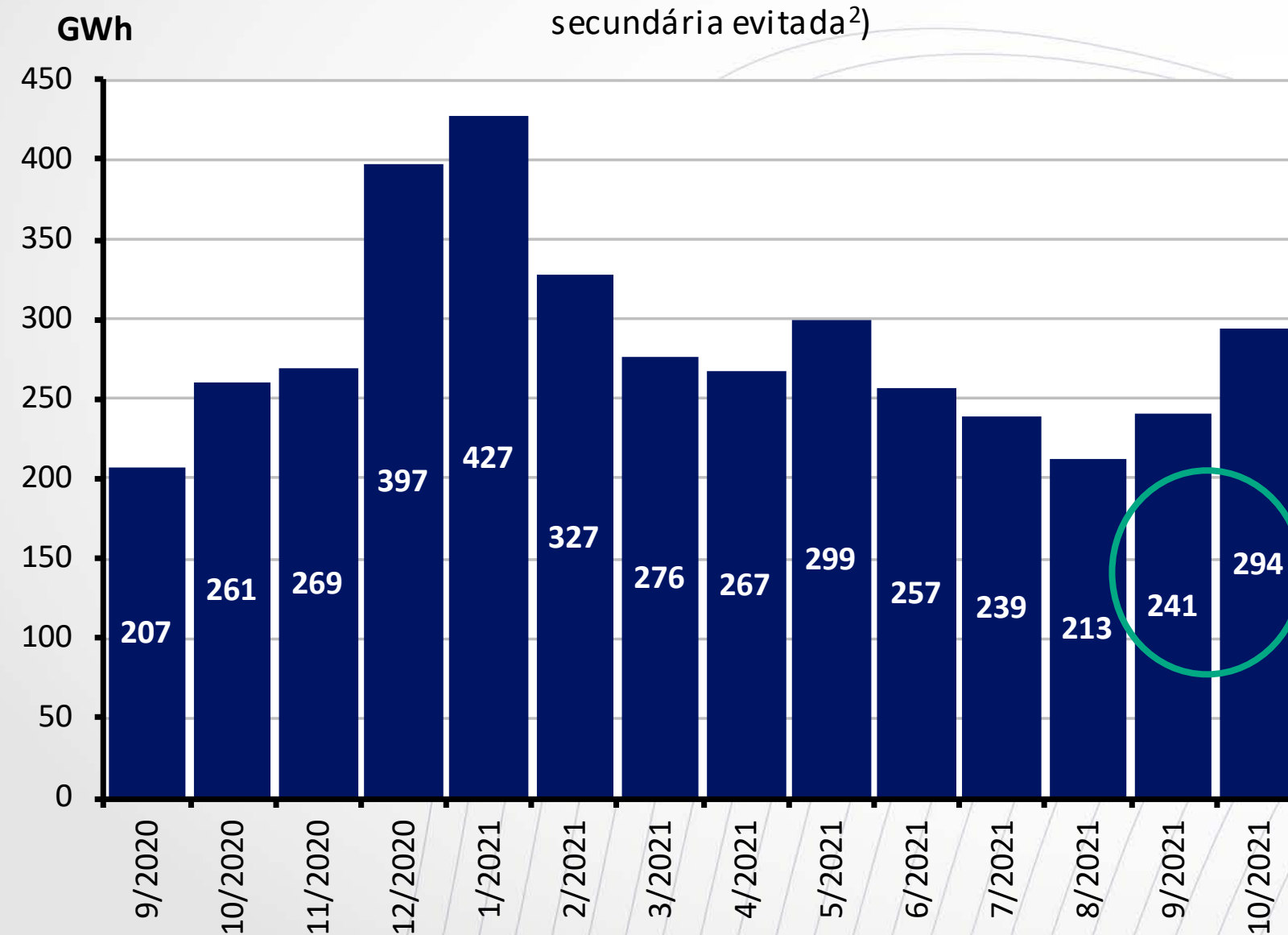


Energia Regulação

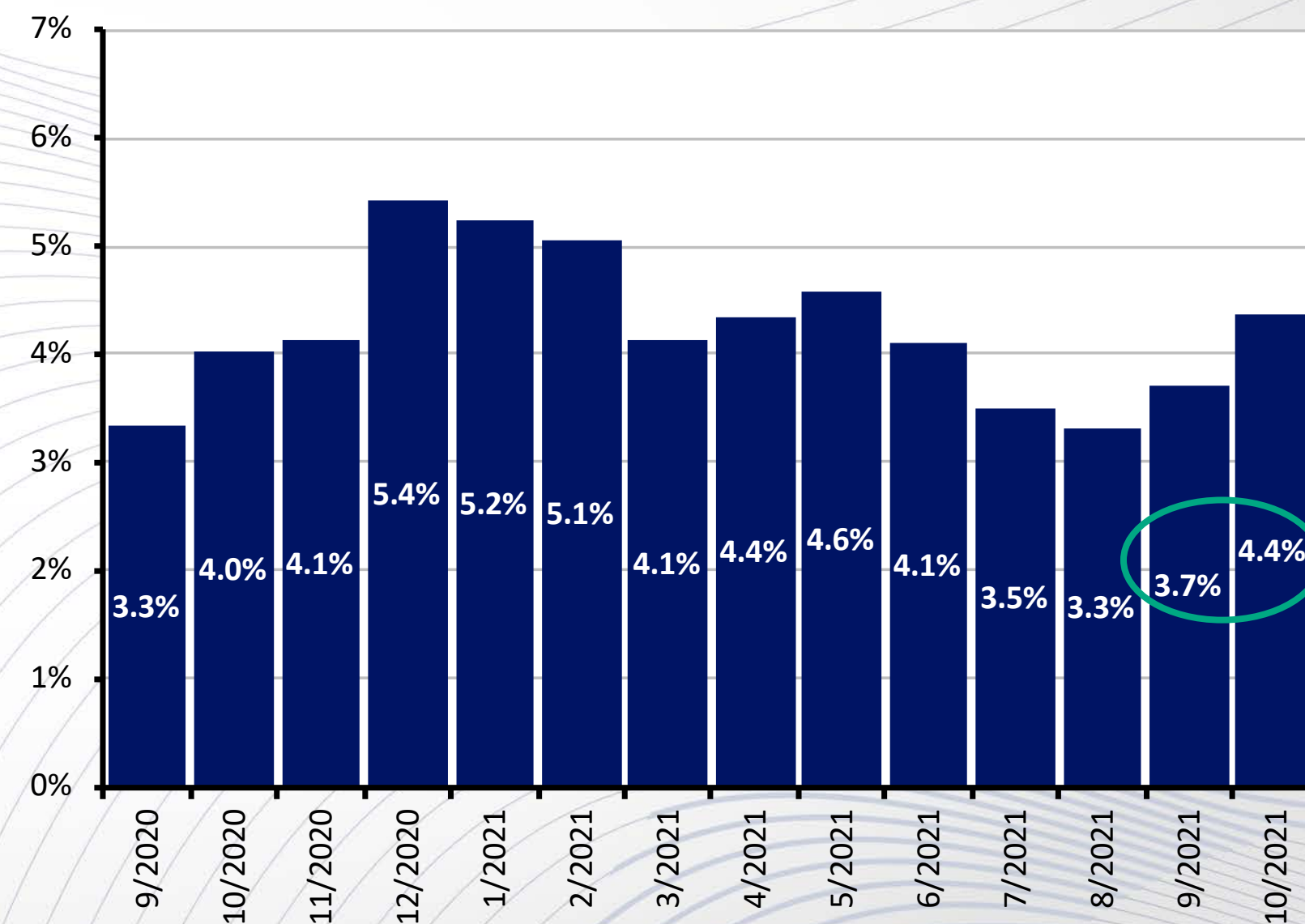
Sistema Elétrico Nacional

Energia regulação

(secundária + reserva regulação + reposição¹ + resolução RT + secundária evitada²)



Energia regulação face a energia transaccionada



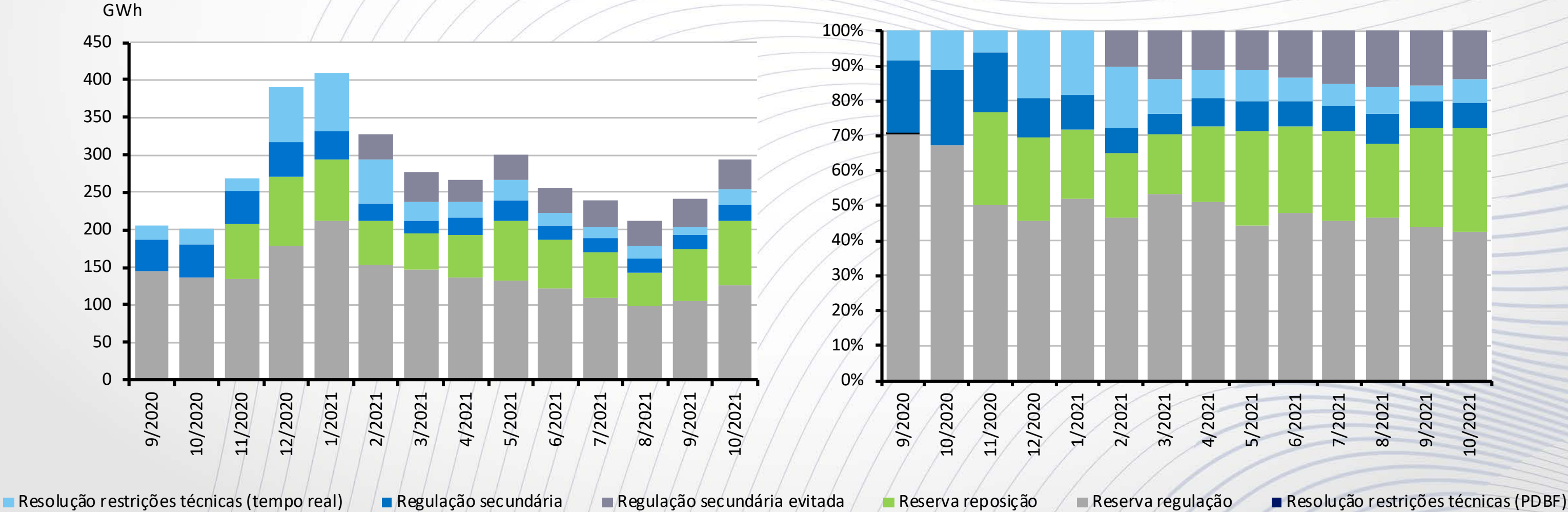
¹ A partir de 29.Set.2020; ² A partir de 16.Dez.2020

Energia Usada na Gestão Sistema Elétrico



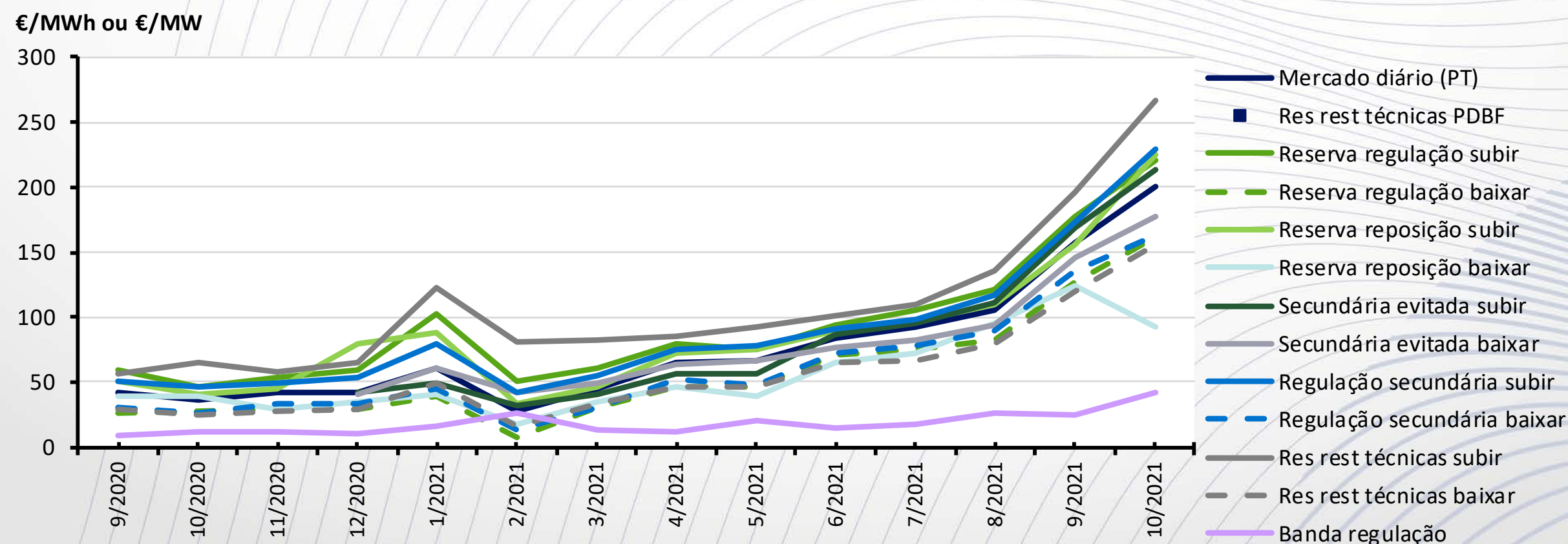
GWh	9/2020	10/2020	11/2020	12/2020	1/2021	2/2021	3/2021	4/2021	5/2021	6/2021	7/2021	8/2021	9/2021	10/2021
Resolução restrições técnicas (PDBF)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reserva regulação	145.3	136.0	135.1	178.5	212.2	152.9	147.5	136.3	132.4	122.9	109.7	98.8	105.5	125.4
Reserva reposição ¹	---	---	71.9	92.6	81.5	60.0	46.9	57.4	80.7	63.6	61.1	44.9	68.1	86.8
Regulação secundária	42.6	44.2	45.4	45.1	38.9	22.7	16.6	22.6	25.6	19.3	17.3	18.4	19.0	21.5
Regulação secundária evitada ²	---	---	---	---	---	34.1	38.6	30.0	33.4	34.0	35.8	34.1	37.1	40.0
Resolução restrições técnicas (tempo real)	17.7	22.1	16.8	74.9	75.5	57.4	26.7	21.0	27.2	17.2	15.3	16.4	10.9	20.1

¹ A partir de 29.Set.2020; ² A partir de 16.Dez.2020



Preços Médios Ponderados Mensais

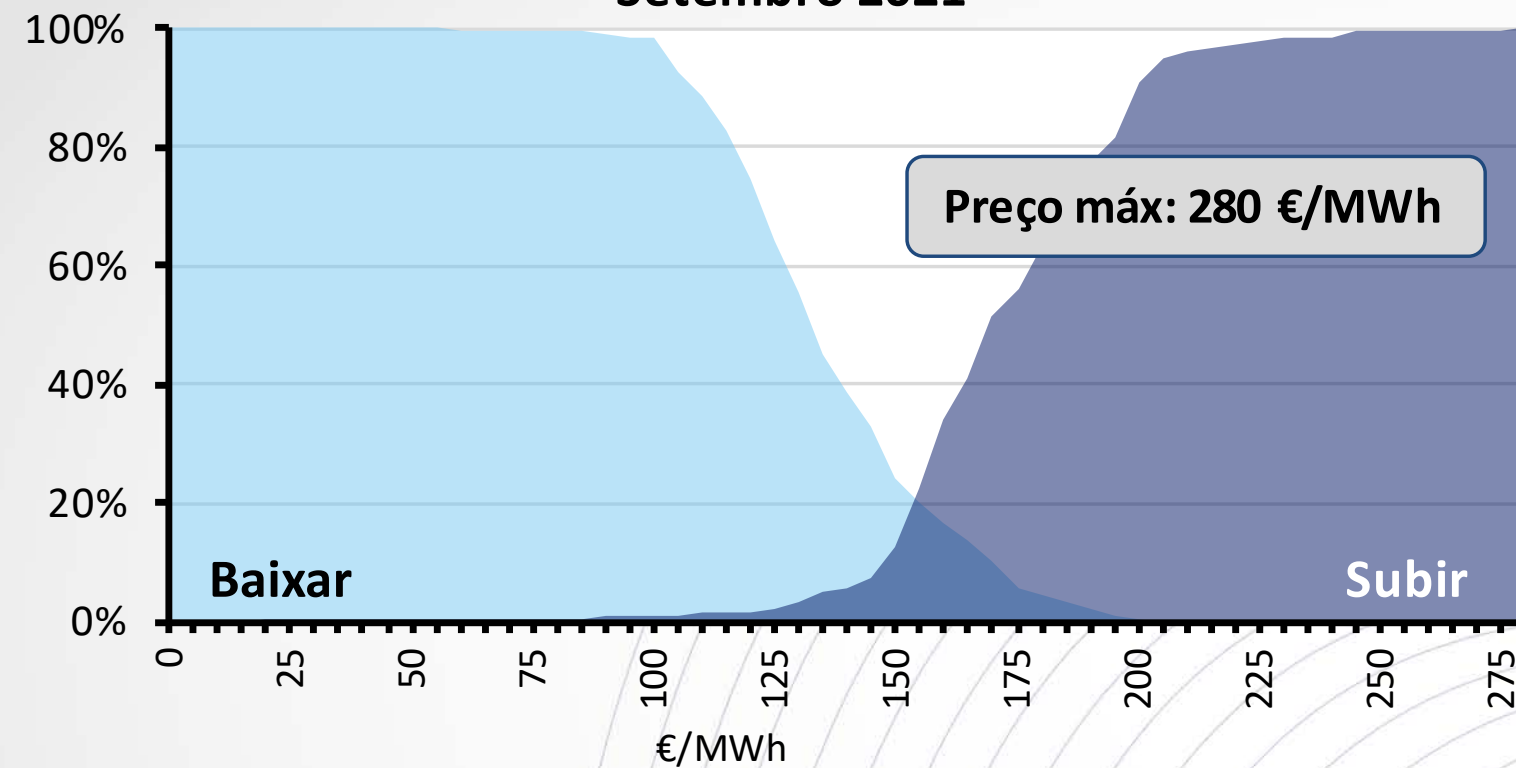
€/MWh ou €/MW	9/2020	10/2020	11/2020	12/2020	1/2021	2/2021	3/2021	4/2021	5/2021	6/2021	7/2021	8/2021	9/2021	10/2021
Mercado diário (PT)	41.93	36.43	42.09	42.03	60.69	28.19	45.39	64.93	67.12	83.29	92.60	105.99	156.53	199.92
Res rest técnicas PDBF														
Reserva regulação subir	58.75	45.68	53.31	59.05	103.12	49.97	61.16	79.71	75.63	93.32	104.91	120.70	177.14	220.94
Reserva regulação baixar	26.83	27.03	29.66	29.03	39.26	7.93	29.95	47.03	46.25	70.78	74.67	83.00	126.91	160.86
Reserva reposição subir	50.11	41.20	45.36	78.80	88.58	33.75	46.64	71.62	75.79	90.20	96.32	109.48	156.23	225.35
Reserva reposição baixar	38.73	38.66	29.01	35.06	40.80	17.05	35.29	46.28	39.50	65.80	72.98	95.93	123.42	93.03
Secundária evitada subir				42.30	49.93	32.59	41.09	56.33	56.82	87.08	94.68	111.80	168.19	212.92
Secundária evitada baixar				41.00	60.10	42.74	49.66	63.53	66.20	77.25	82.46	94.27	146.33	176.76
Regulação secundária subir	50.37	46.73	49.84	53.56	80.14	42.09	55.15	75.10	78.04	91.01	98.29	116.98	172.77	229.67
Regulação secundária baixar	30.46	26.12	33.00	33.15	44.70	13.07	31.17	52.34	47.98	72.51	77.79	89.22	135.57	162.51
Banda regulação	8.28	11.24	11.37	10.51	15.62	25.96	13.11	11.92	21.02	15.31	16.85	26.15	24.54	41.46
Res rest técnicas subir	56.85	64.52	57.81	65.36	122.25	80.80	83.05	85.57	91.82	101.26	109.89	135.86	195.69	266.78
Res rest técnicas baixar	29.57	24.84	28.23	28.84	49.47	16.55	33.85	46.27	46.14	65.32	65.88	79.64	119.87	155.97



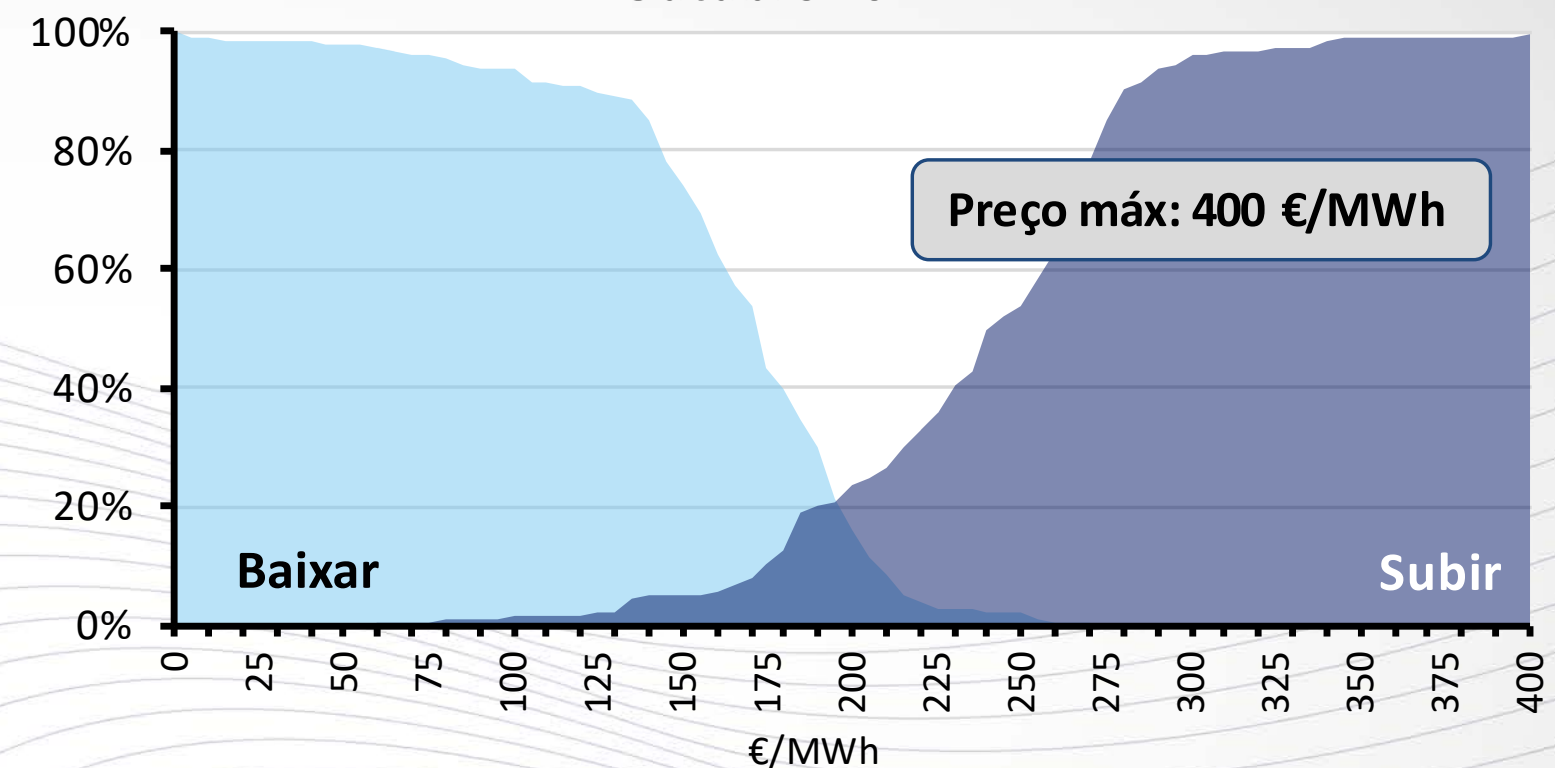
Preços Reserva

Reserva de Regulação

Setembro 2021

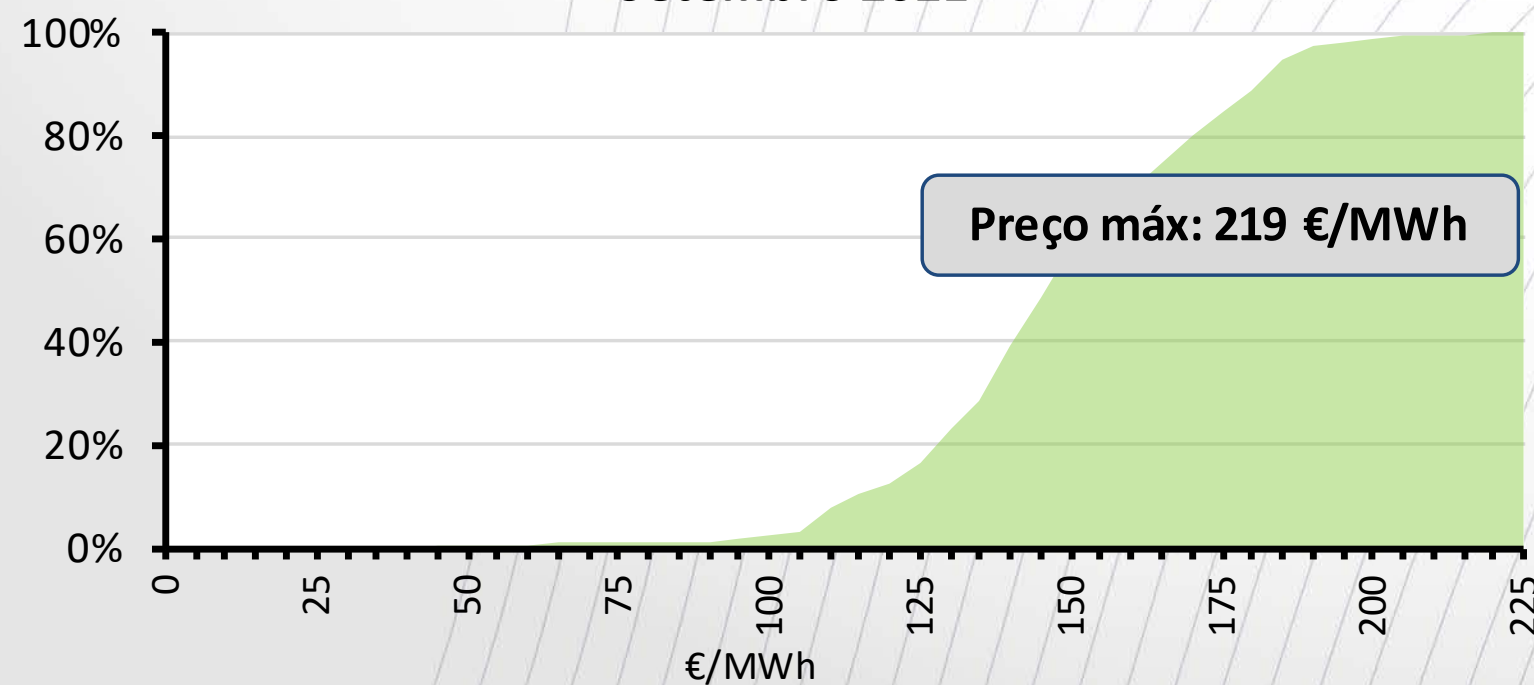


Outubro 2021

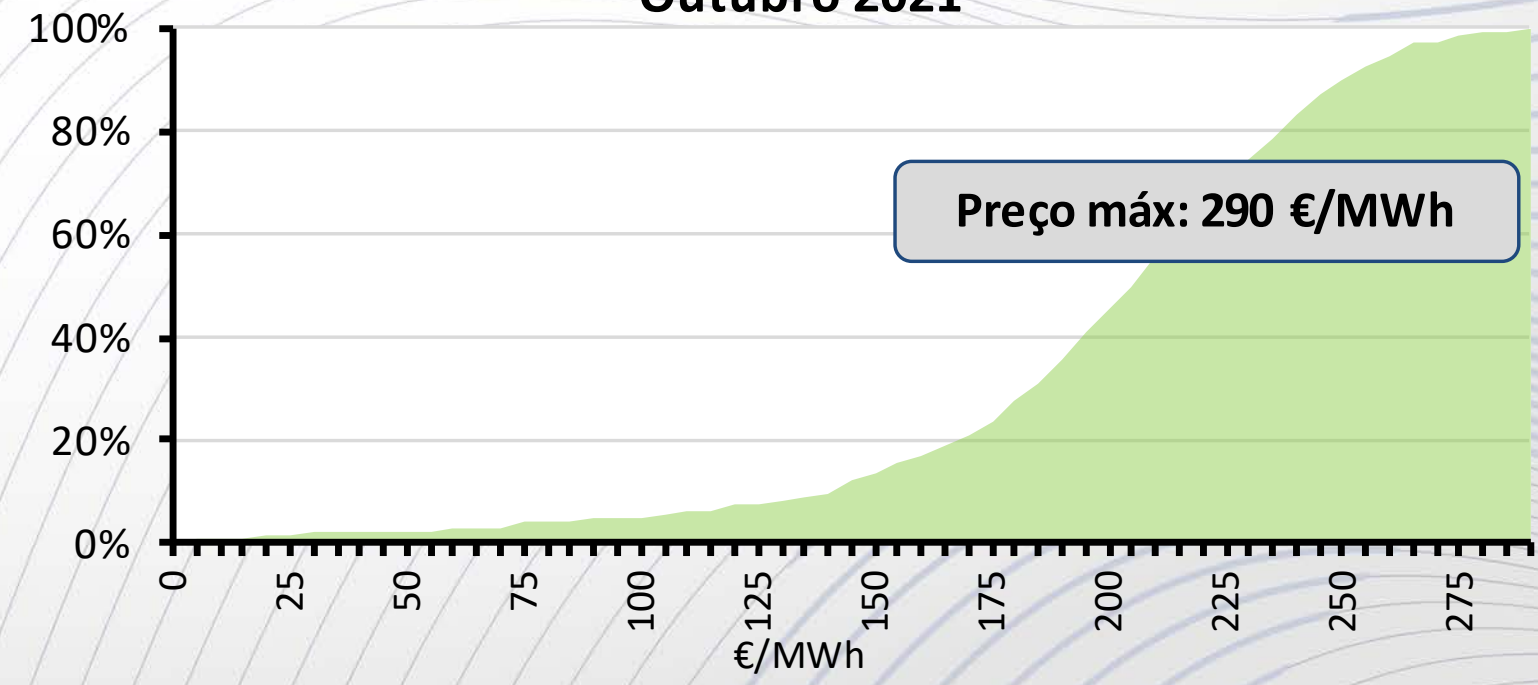


Reserva de Reposição

Setembro 2021



Outubro 2021

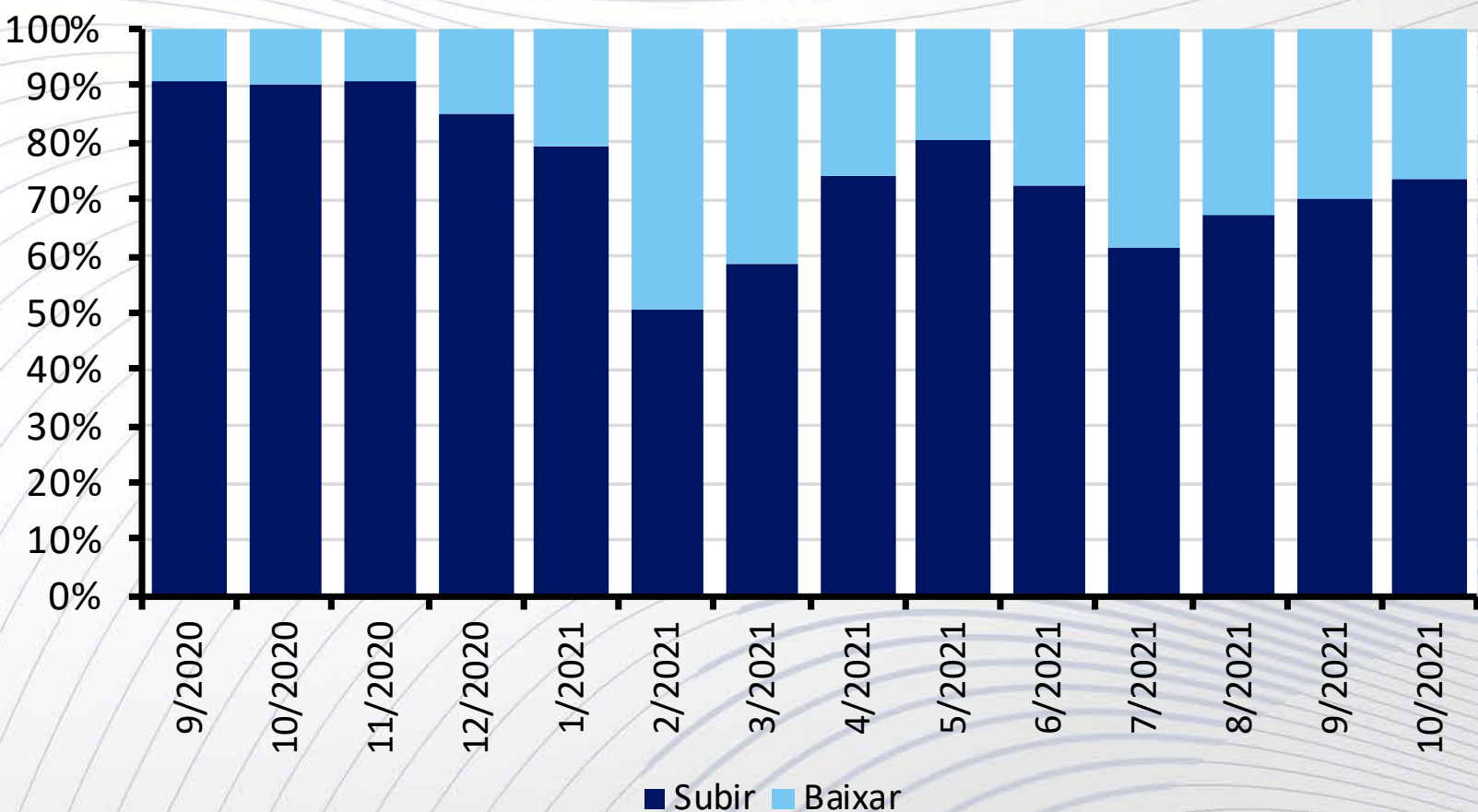
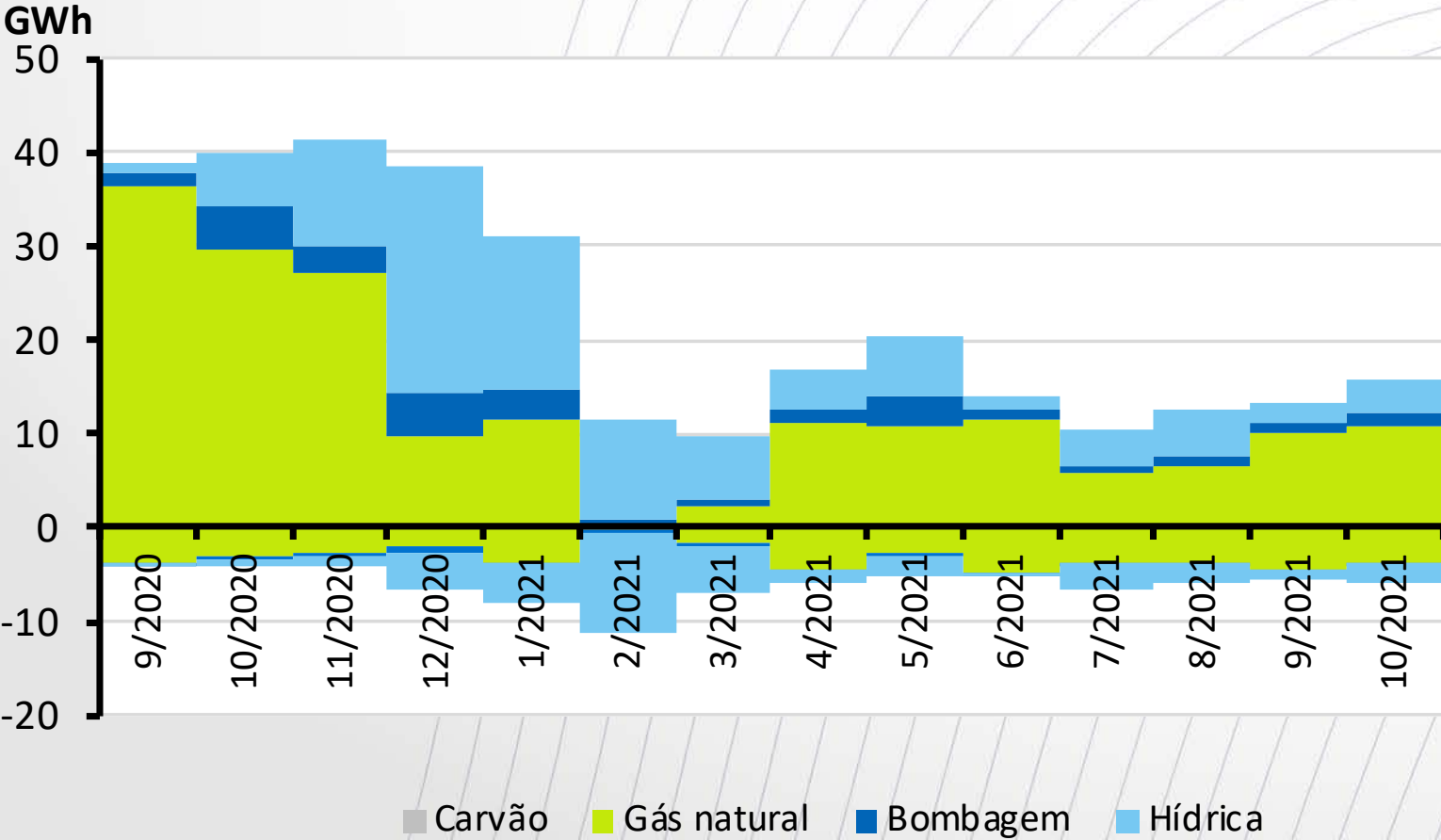


Energia Regulação Secundária



A subir - acumulado até Out			
Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	248.7	81.2	-67%
Hídrica	77.1	60.5	-22%
Bombagem	22.0	13.8	-37%
Total	347.9	155.5	-55%
Preço médio ponderado [€/MWh]	40.6	103.9	156%

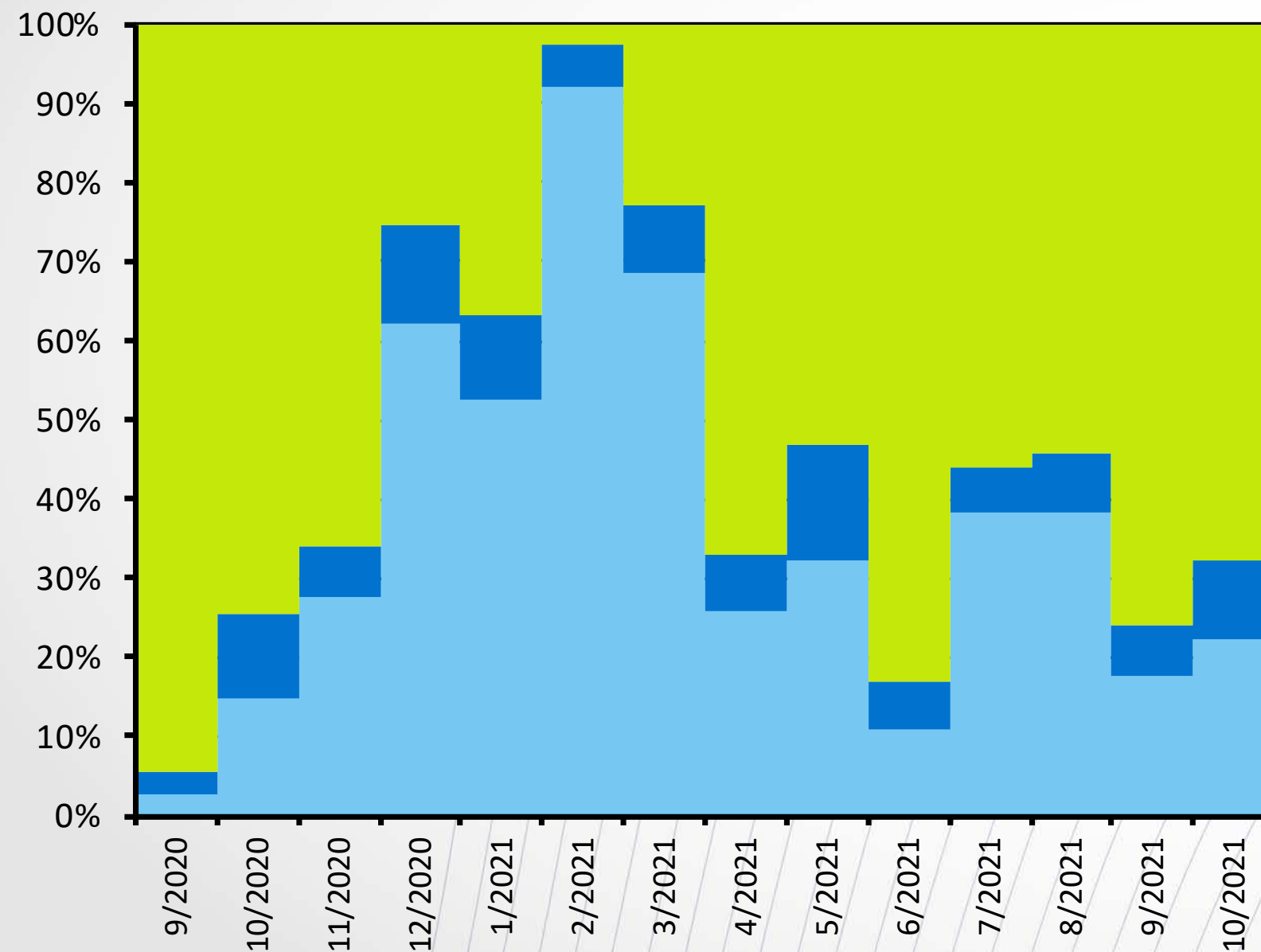
A baixar - acumulado até Out			
Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	36.1	32.9	-9%
Hídrica	11.4	31.5	178%
Bombagem	1.2	1.9	64%
Total	48.6	66.3	36%
Preço médio ponderado [€/MWh]	23.6	72.7	207%



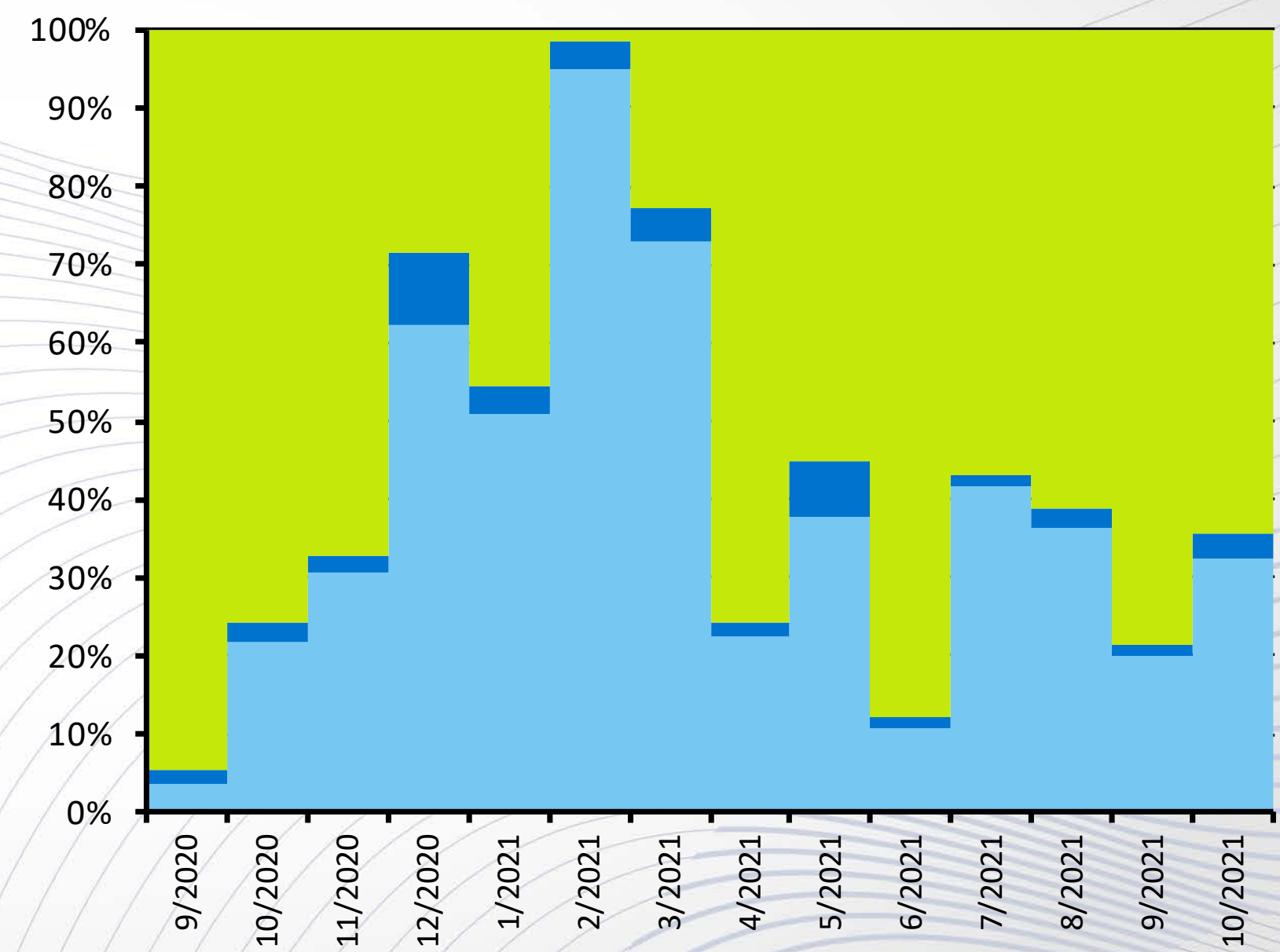
Energia Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

A subir



A baixar



Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica

Energia Reserva Regulação

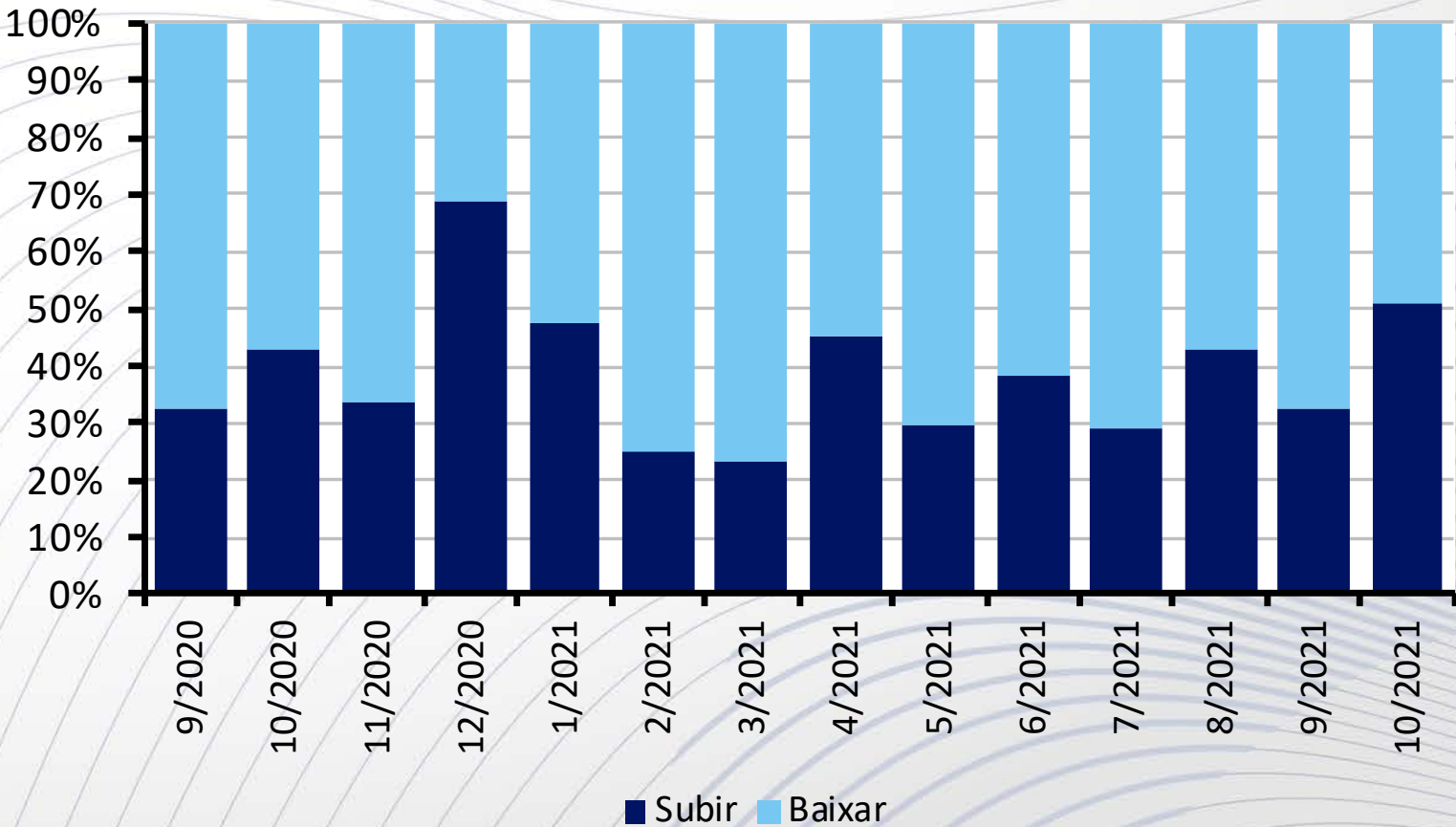
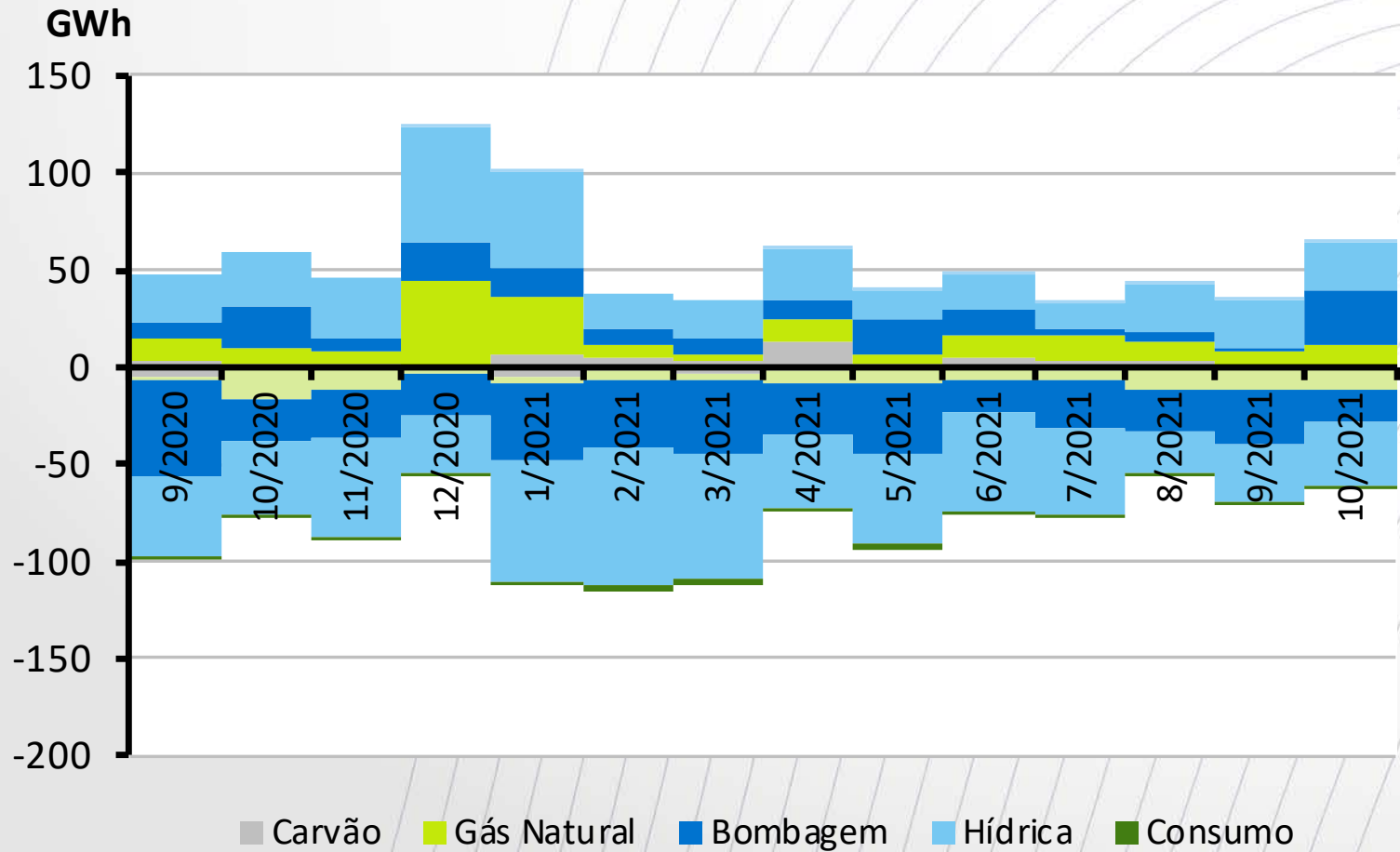


A subir - acumulado até Out

Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	26.7	39.6	49%
Gás natural	83.5	109.4	31%
Hídrica	308.0	231.3	-25%
Bombagem	118.9	111.3	-6%
Consumo	0.3	0.8	192%
Total	537.3	492.4	-8%
Preço médio ponderado [€/MWh]	44.0	108.7	147%

A baixar - acumulado até Out

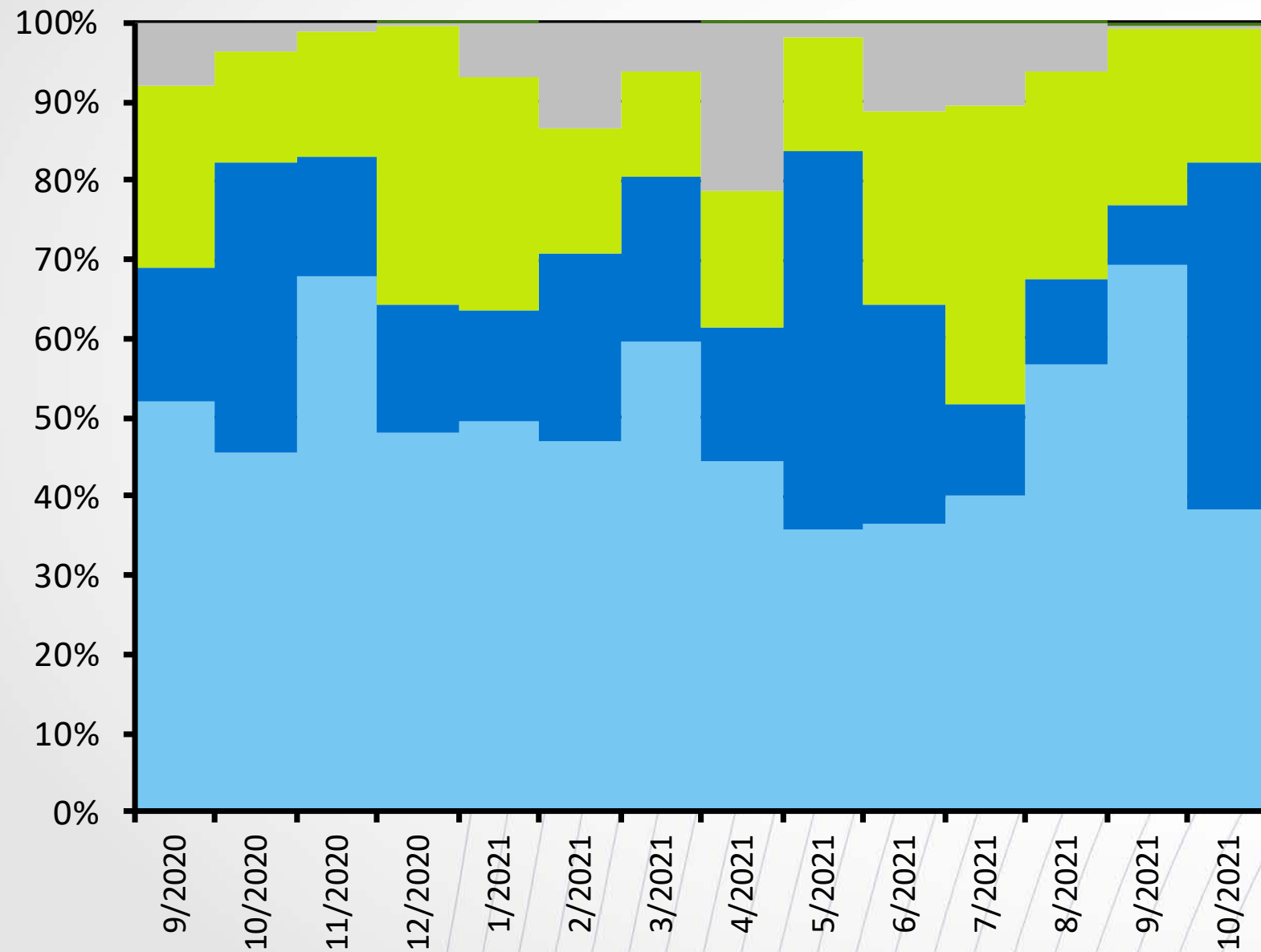
Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	14.6	15.0	2%
Gás natural	77.9	71.4	-8%
Hídrica	501.1	465.4	-7%
Bombagem	391.7	283.6	-28%
Consumo	18.8	15.9	-15%
Total	1004.1	851.2	-15%
Preço médio ponderado [€/MWh]	20.6	68.7	233%



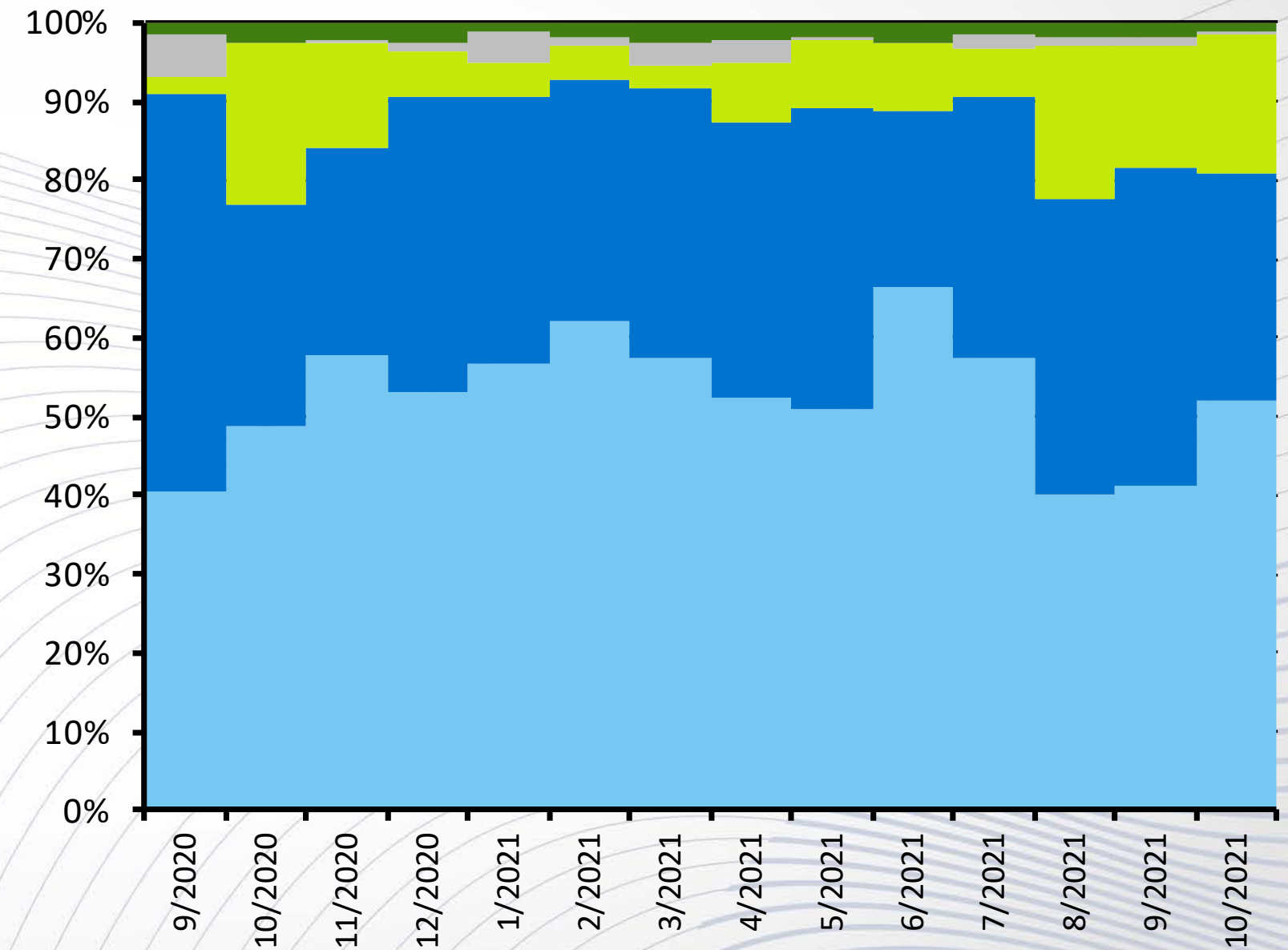
Energia Reserva Regulação

Tecnologia Contratada

A subir



A baixar



Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica Consumo

Energia Reserva Reposição

A subir - acumulado até Out

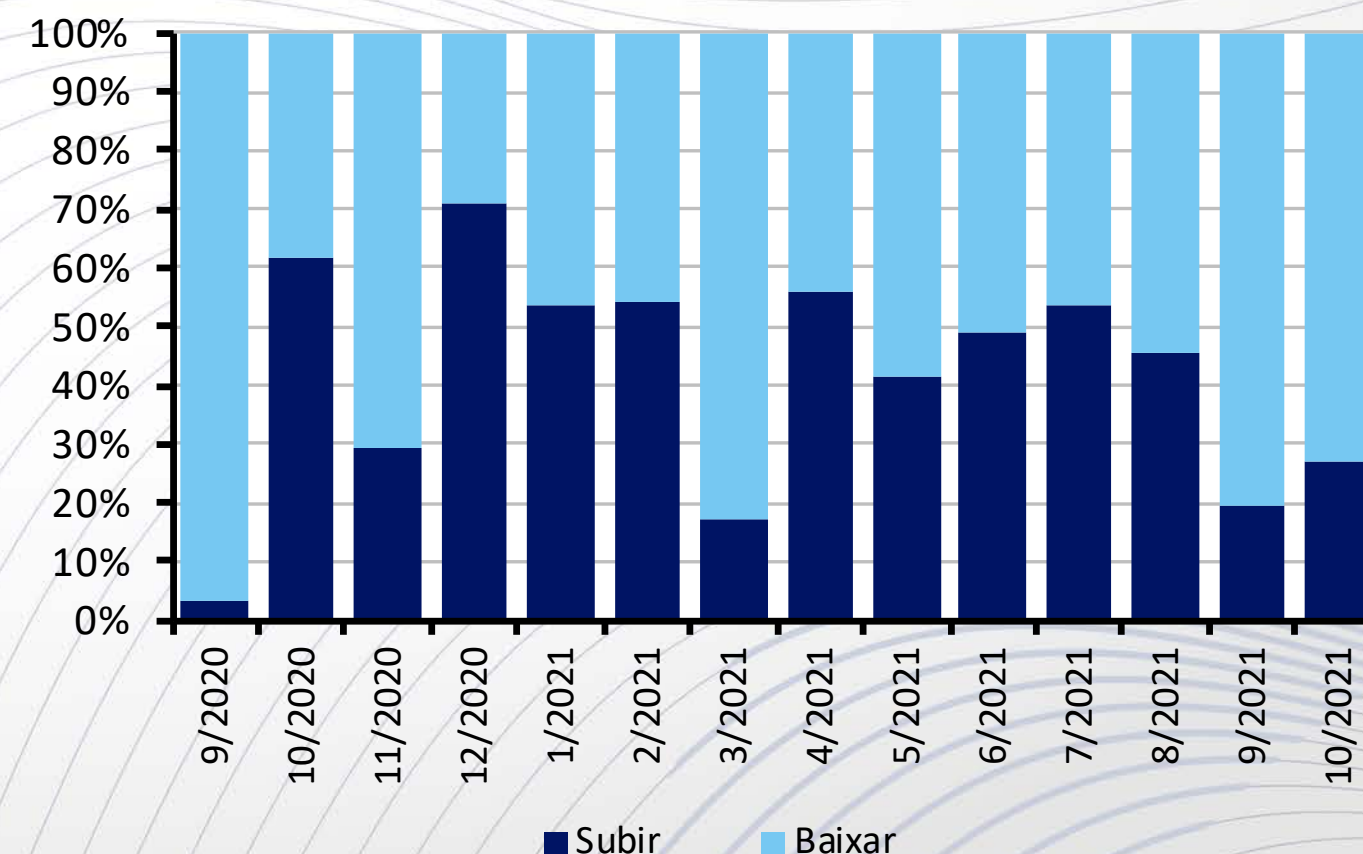
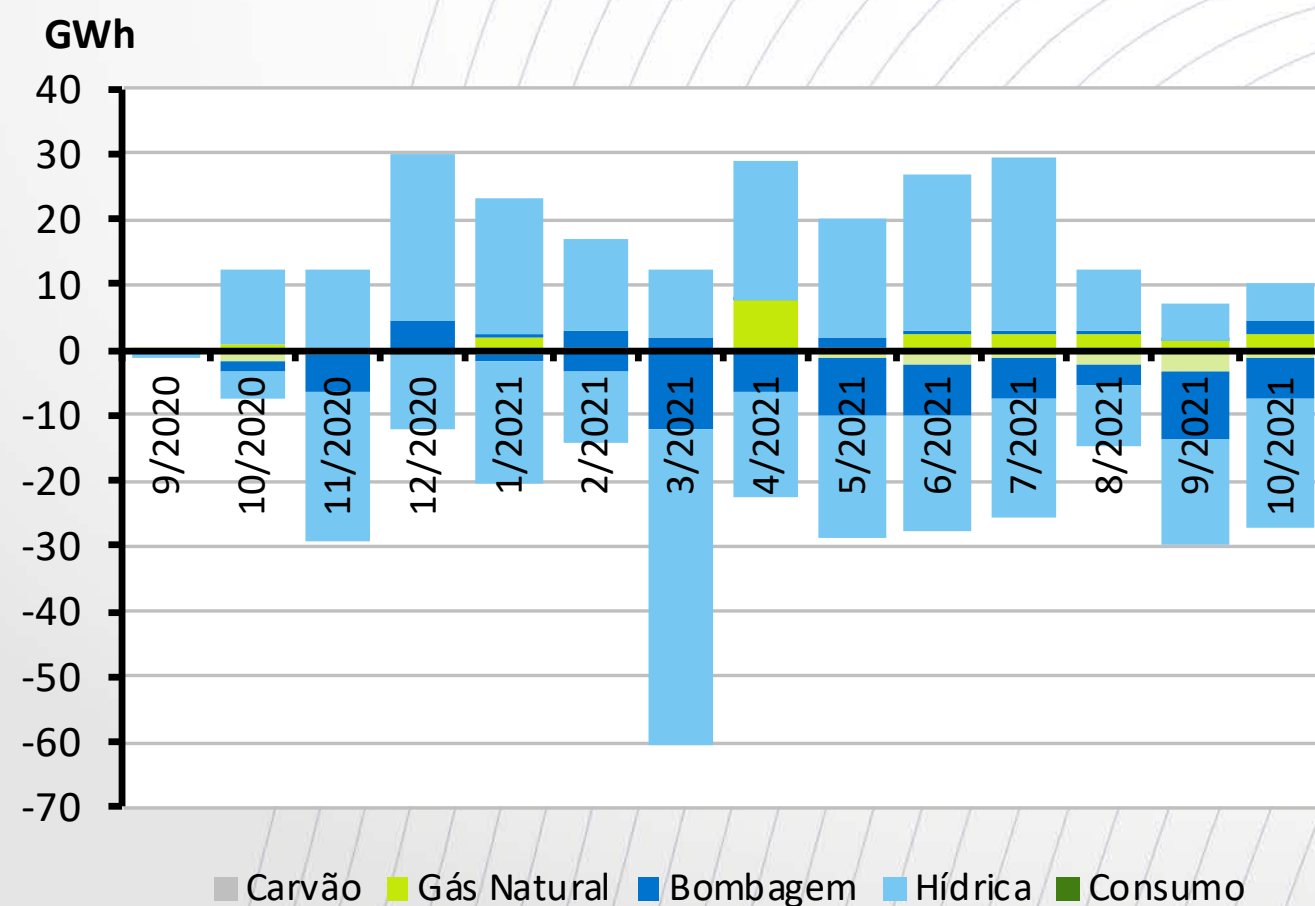
Energia [GWh]	2021
Carvão	0.0
Gás natural	21.1
Hídrica	156.8
Bombagem	10.5
Consumo	0.0
Total	188.3

A baixar - acumulado até Out

Energia [GWh]	2021
Carvão	0.0
Gás natural	11.9
Hídrica	193.7
Bombagem	66.6
Consumo	0.0
Total	272.2

Preço médio ponderado [€/MWh]

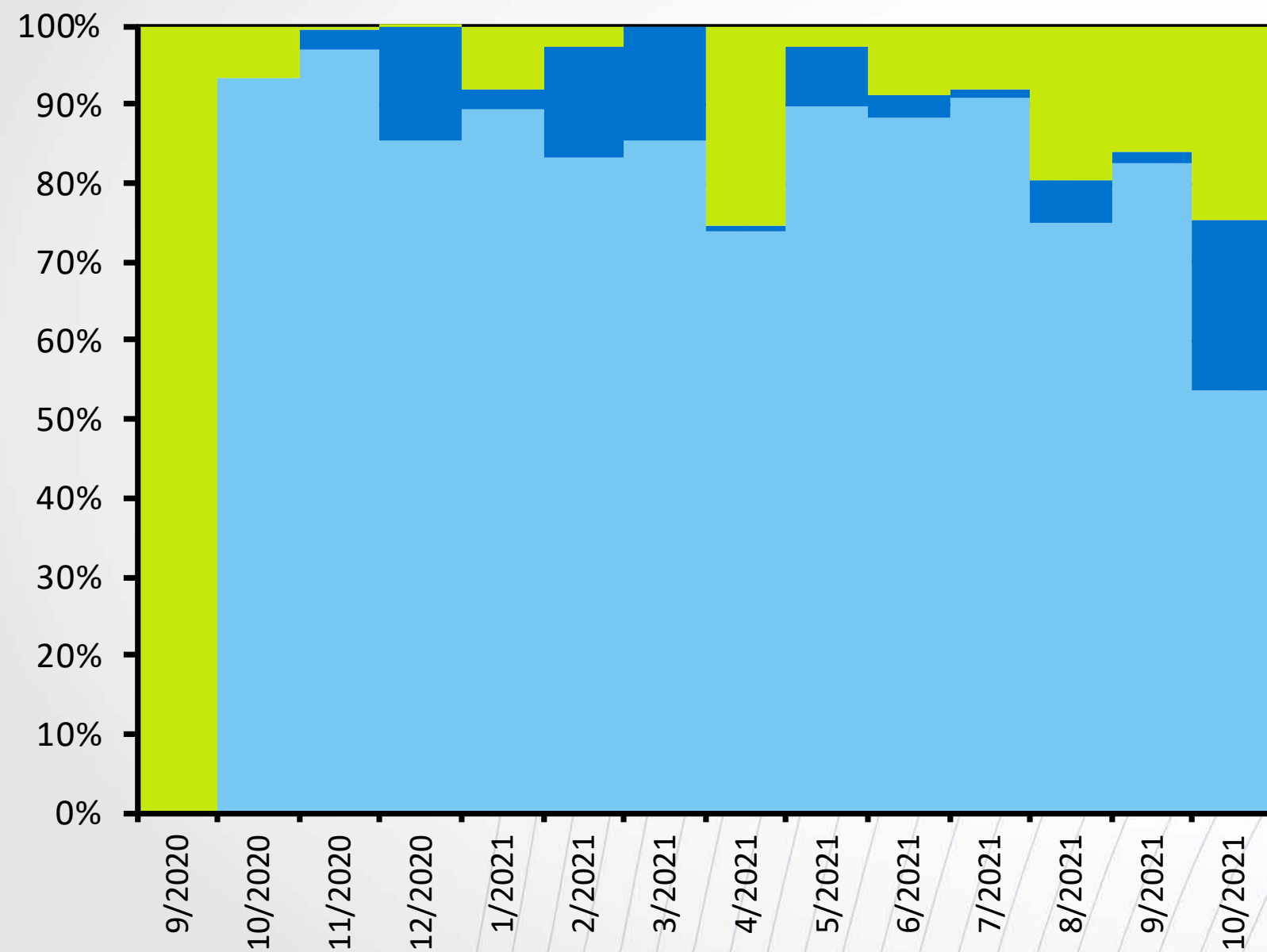
90.0



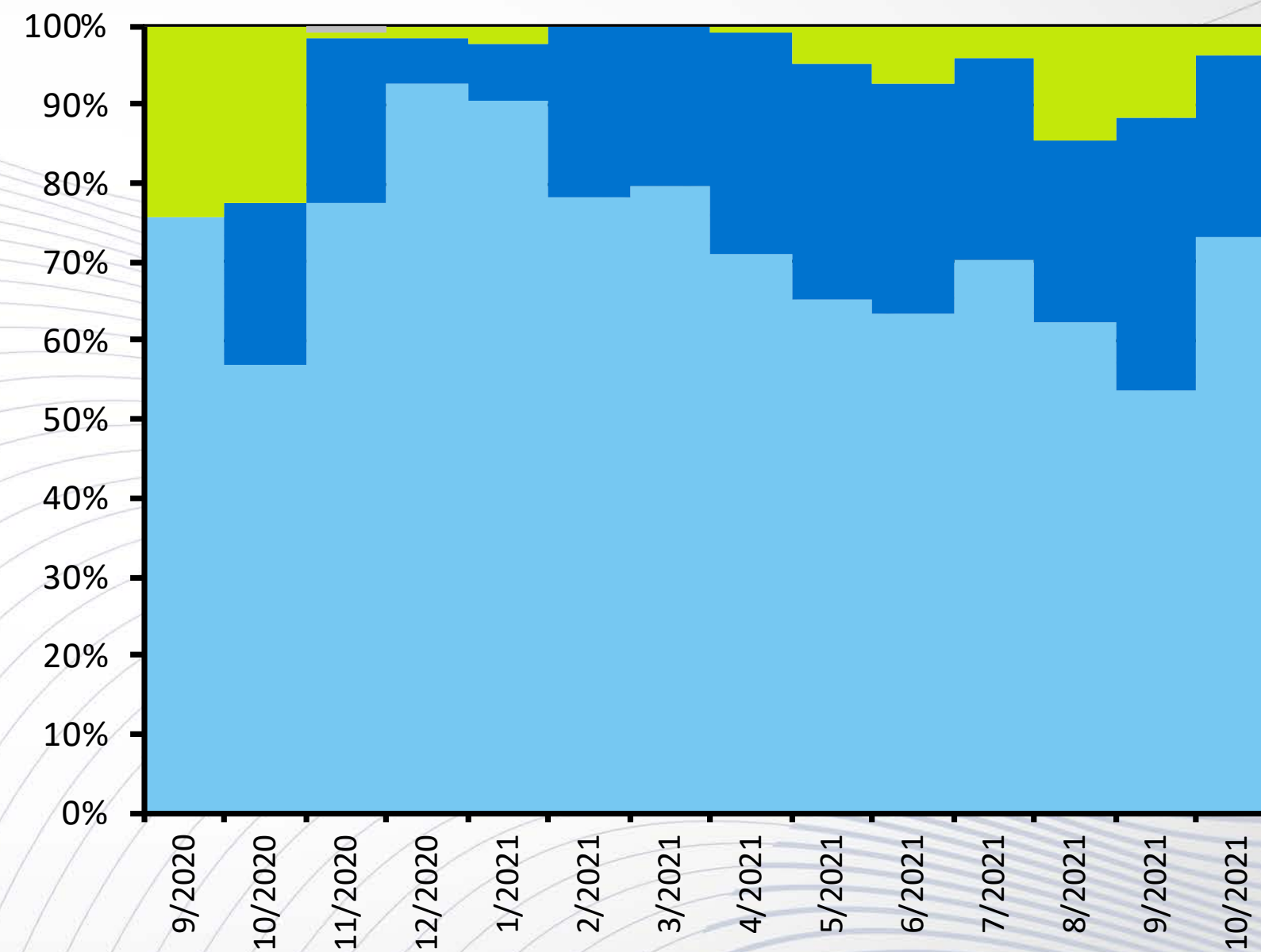
Energia Reserva Reposição

Tecnologia Contratada

A subir



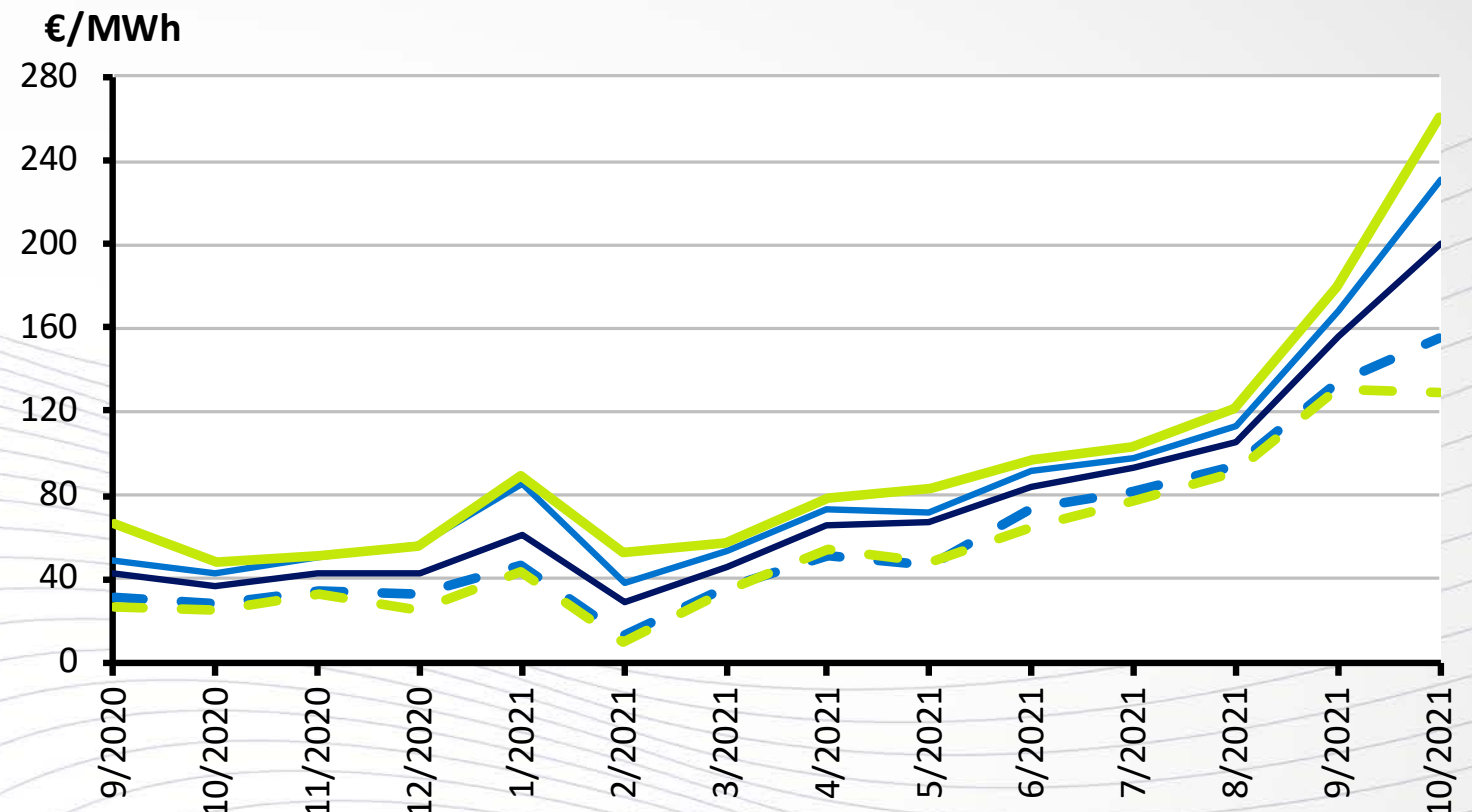
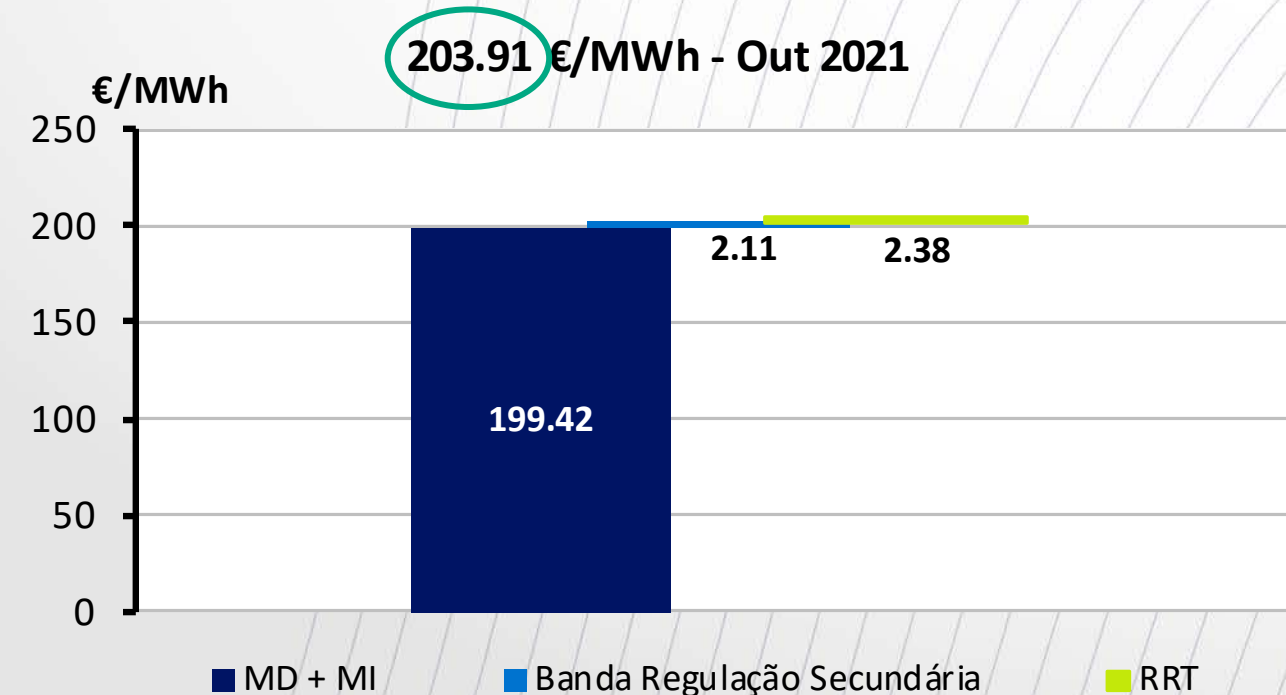
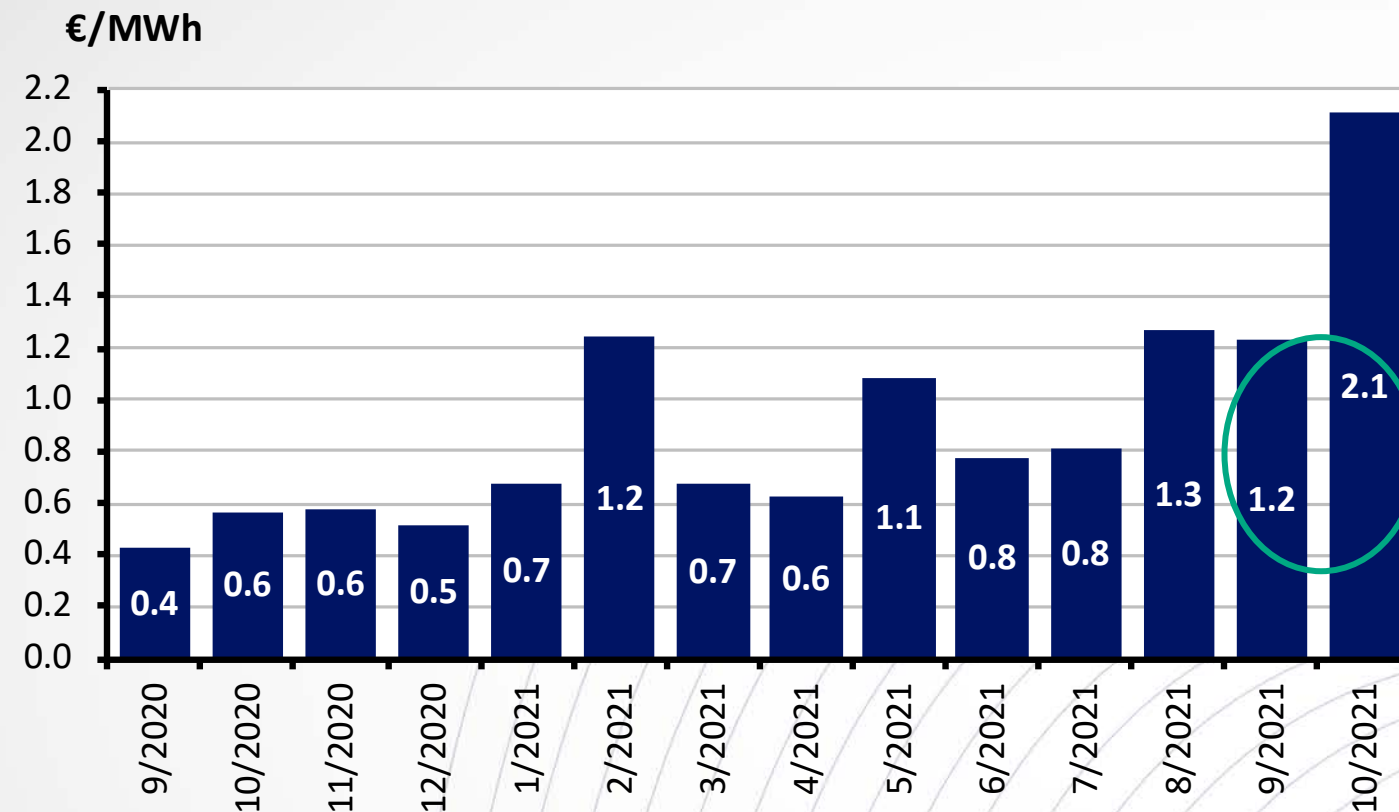
A baixar



Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica Consumo

Custos Imputados aos Comercializadores

Sobrecusto ponderado banda regulação secundária

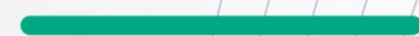


Preço médio ponderado desvio em Outubro
(Comercializadores):

Defeito: 230 €/MWh

Excesso: 155 €/MWh

REN 



Obrigada

Resultados de los Mercados de Operación

Noviembre 2021



Grupo Red Eléctrica



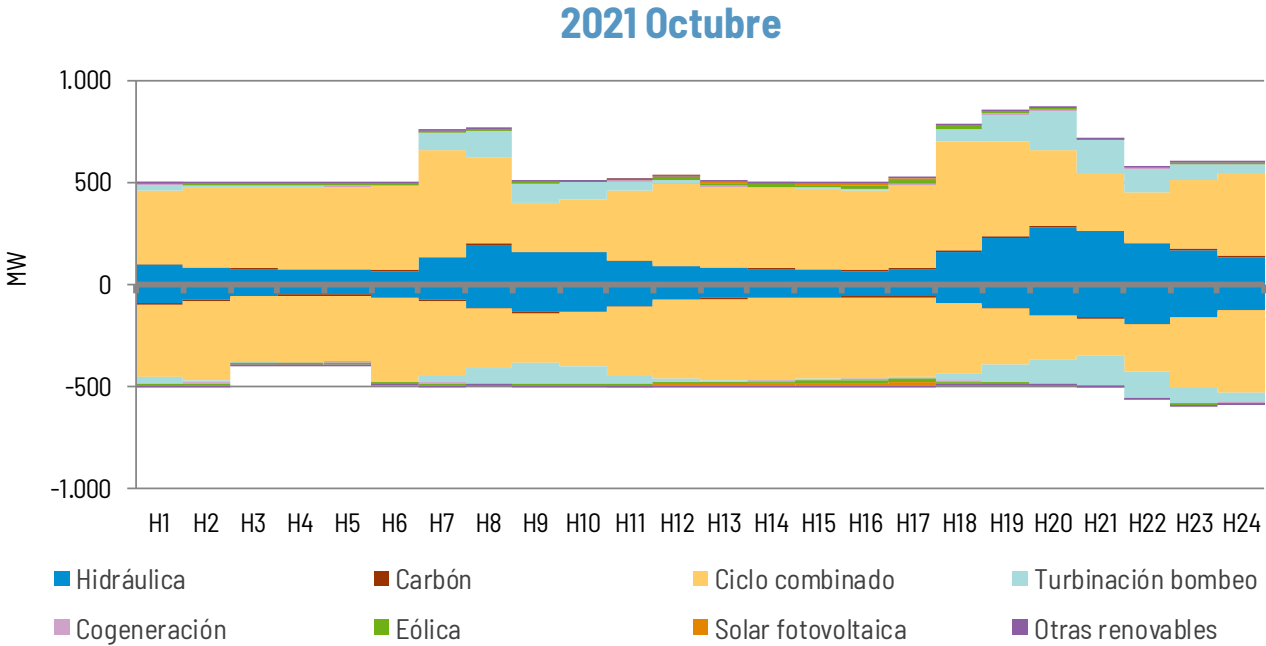
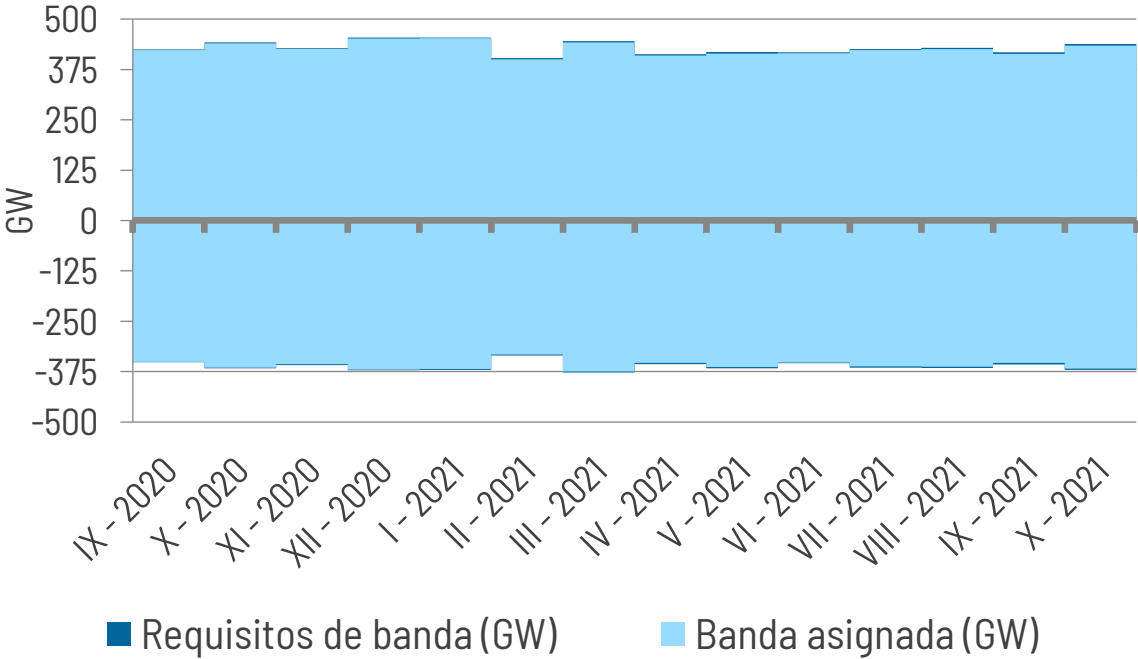
Banda de Regulación Secundaria



Banda asignada

Valores acumulados (Ene-Oct)	2020	2021
Requisitos de banda (GW)	7.970	7.880
Banda asignada (GW)	7.935	7.822
Satisfacción	100%	99%

Valores mensuales	2021 Septiembre	2021 Octubre	Δ (%)
Requisitos de banda (GW)	774	809	4,5%
Banda asignada (GW)	767	802	4,6%
Satisfacción (%)	99%	99%	0,1%
Demanda Total Servida P48 (GWh)	19.727	19.040	-3,5%

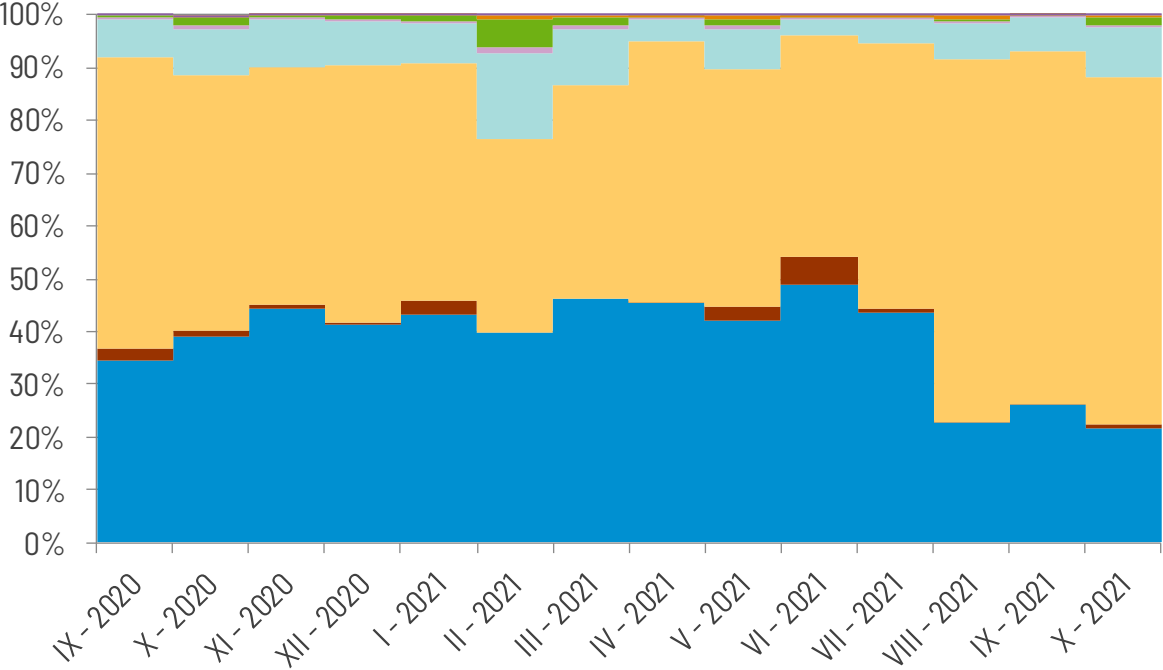


Banda de Regulación Secundaria

Tecnología asignada



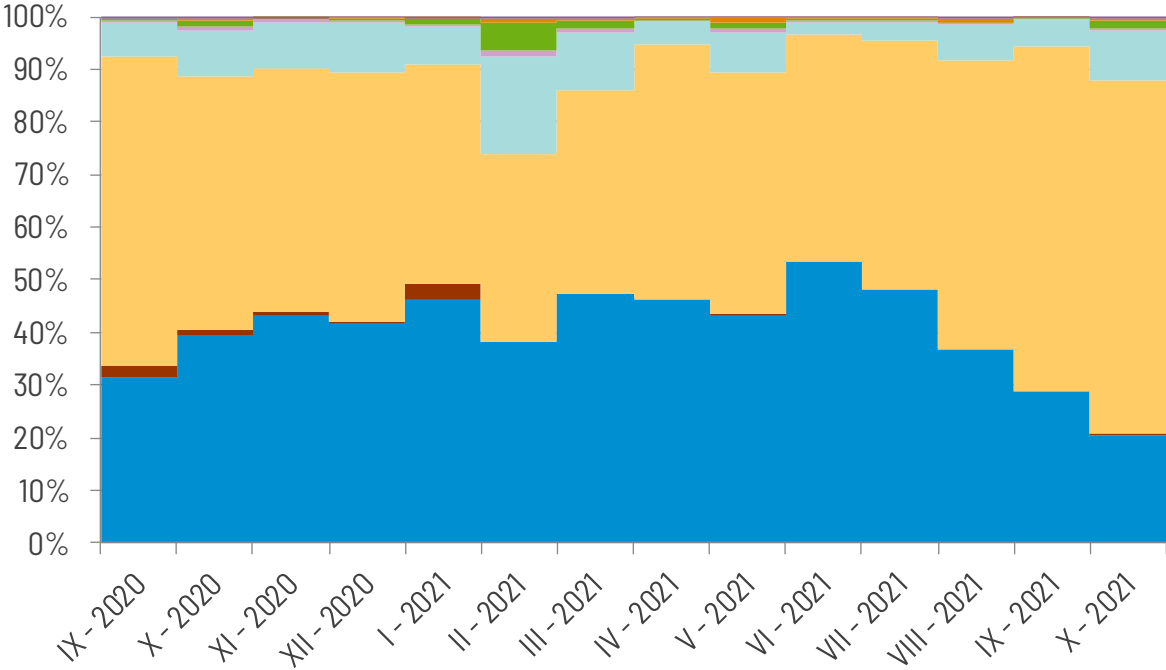
A SUBIR



Hidráulica
Cogeneración

Carbón
Eólica

A BAJAR



Ciclo Combinado
Solar fotovoltaica

Turbinación bombeo
Otras Renovables

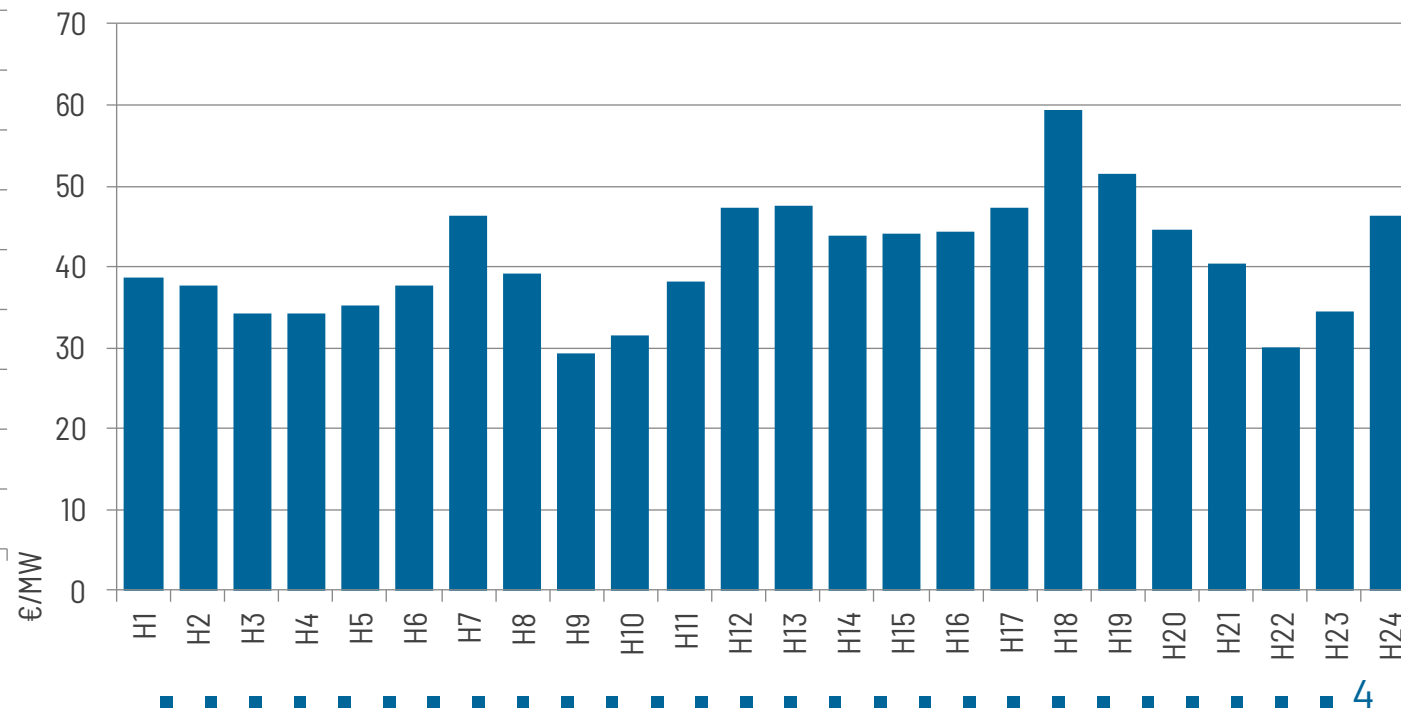
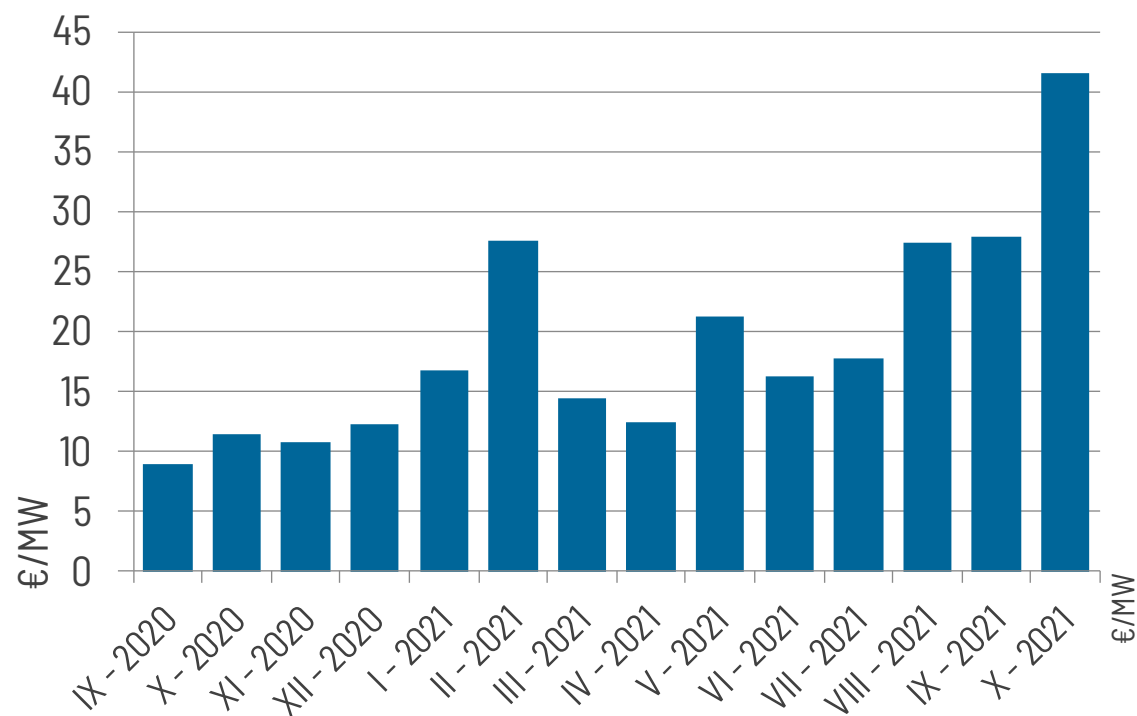
Banda de Regulación Secundaria

Precio Medio Ponderado



Precio Medio Ponderado (€/MW)	2020	2021	Δ (%)
Septiembre	8,93	27,83	211,7%
Octubre	11,37	41,45	264,4%
Precio Medio Ponderado (Ene-Oct)	8,18	22,25	172,2%

Octubre 2021 (POR HORA)

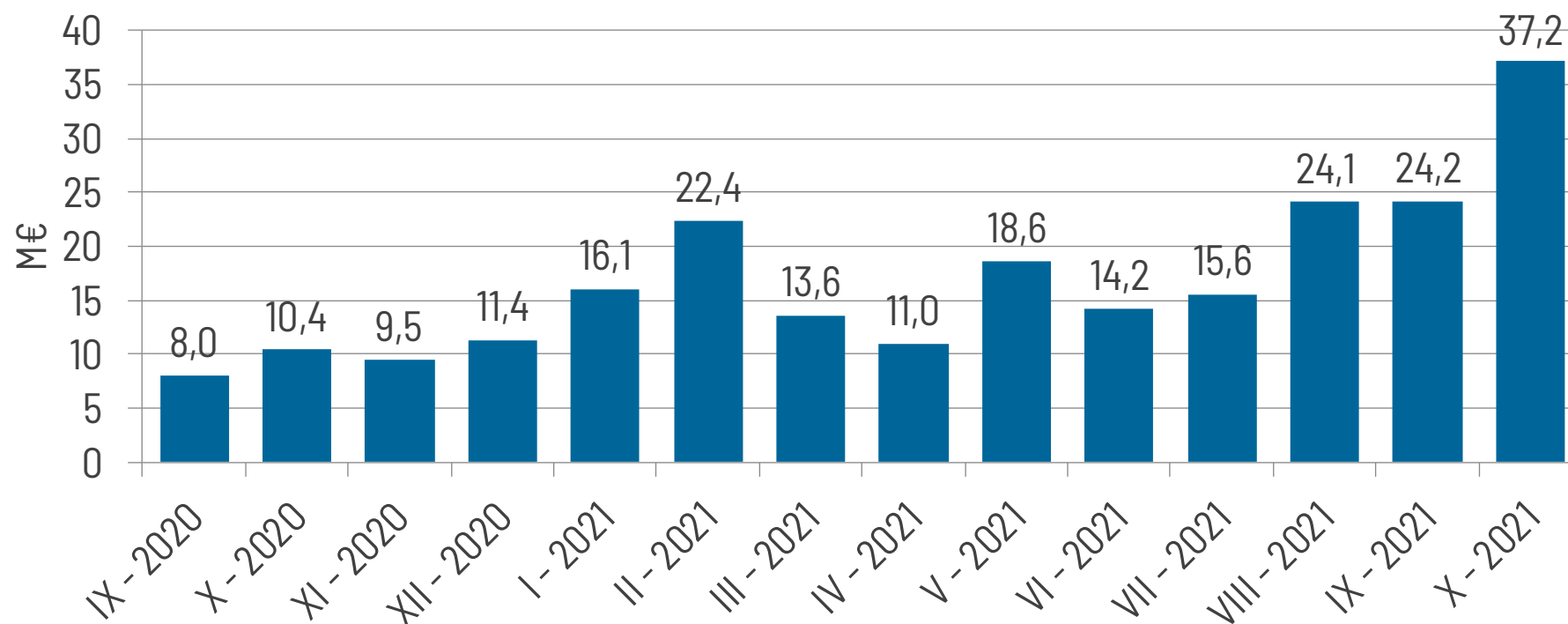


Banda de Regulación Secundaria

Coste



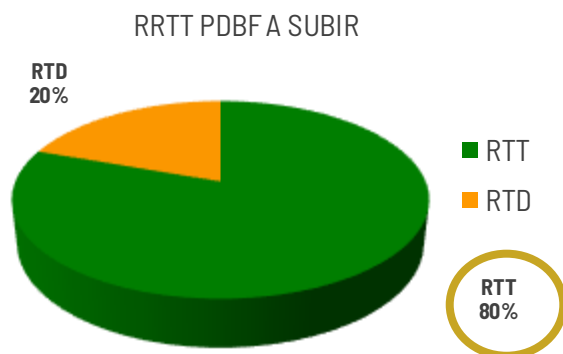
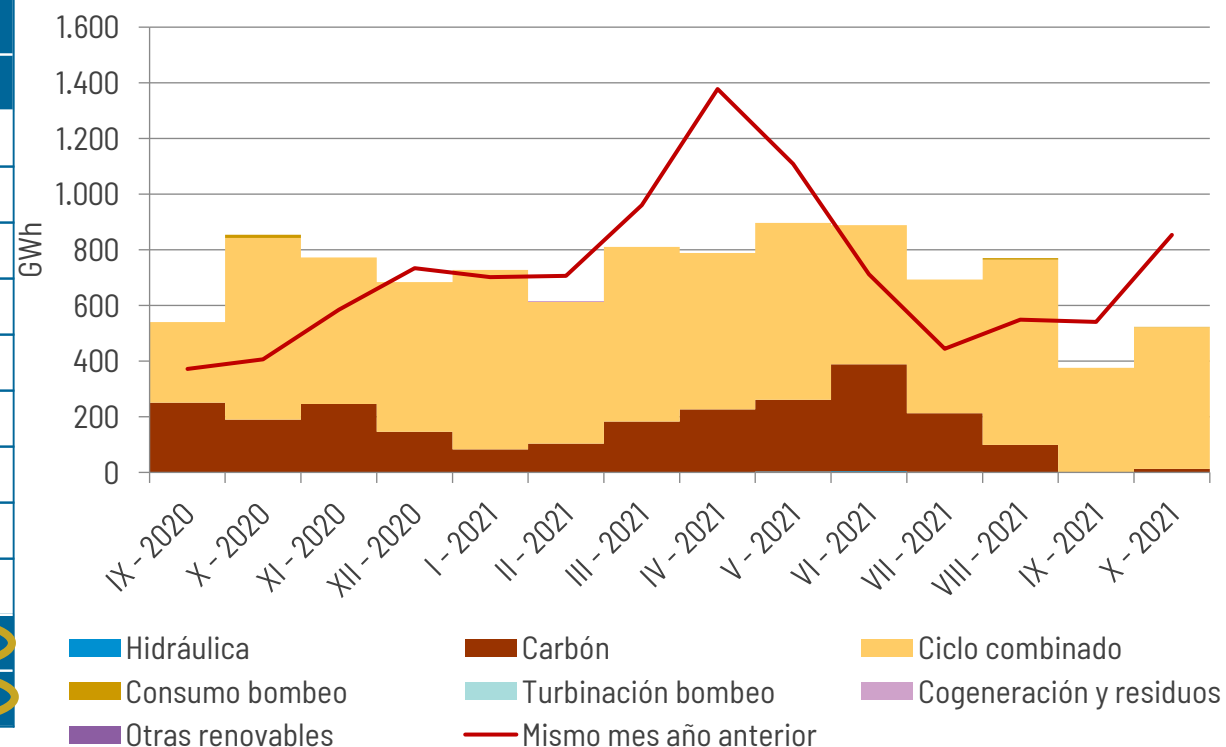
Coste (M€)	2020	2021	Δ (%)
Septiembre	8,0	24,2	201,6%
Octubre	10,4	37,2	257,3%
Coste medio mensual (Ene-Oct)	7,4	19,7	166,1%



RRTT PDBF Energía a Subir

Fase I

Energía a Subir (GWh)			
Valores acumulados (Ene-Oct)	2020	2021	Δ (%)
Carbón	2.525	1.559	-38%
Ciclo Combinado	5.425	5.511	2%
Cogeneración	0	0	-
Hidráulica	5	13	176%
Eólica	0	0	-
Turbinación bombeo	5	0	-100%
Consumo bombeo	15	7	-54%
Otras renovables	0	0	-
Cogeneración y residuos	0	0	-
Total	7.975	7.089	-11%
Precio medio ponderado (€/MWh)	73,67	133,26	81%



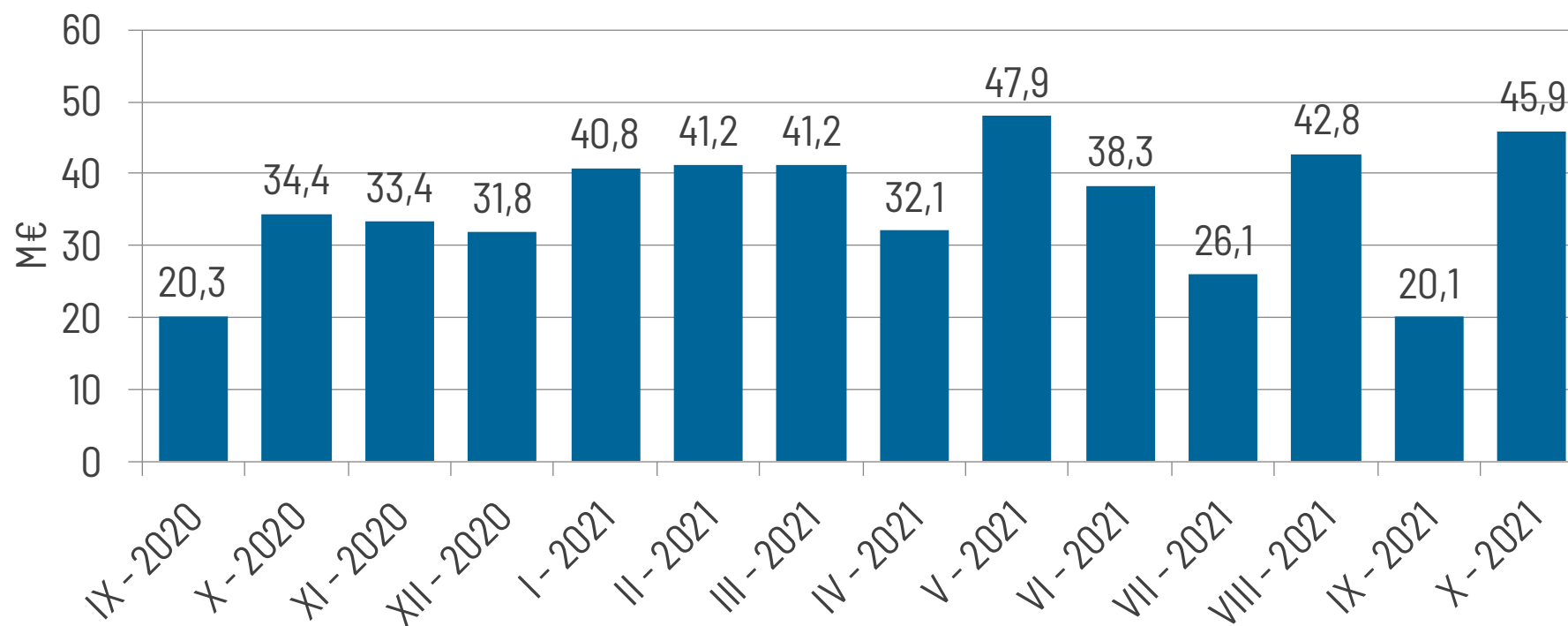
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución

RRTT PDBF

Coste



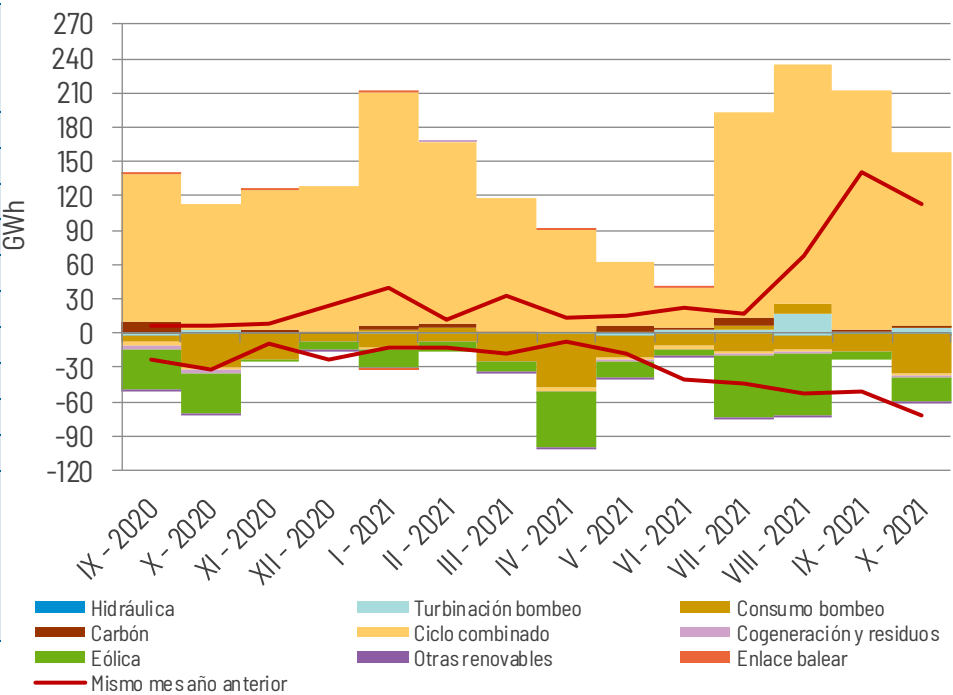
Coste (M€)	2020	2021	Δ (%)
Septiembre	20,3	20,1	-1,2%
Octubre	34,4	45,9	33,5%
Coste medio mensual (Ene-Oct)	35,8	37,6	5,0%



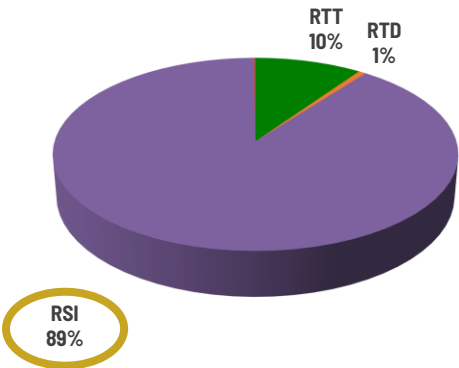
RRTT TR y solución congestiones en interconexiones no UE



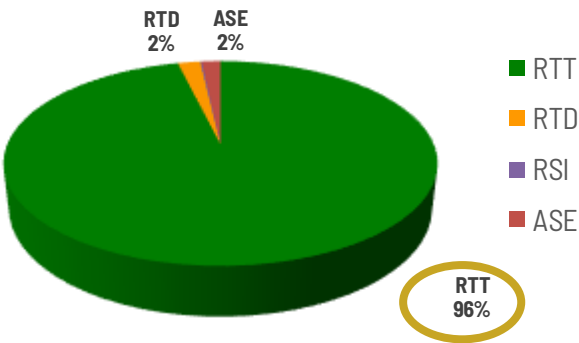
Valores acumulados (Ene-Oct)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2020	2021	Δ (%)	2020	2021	Δ (%)
Hidráulica	1,6	0,5	-69%	2,5	3,1	24%
Carbón	36,4	23,3	-36%	0,0	0,0	-
Ciclo combinado	411,3	1.410,3	243%	24,5	17,3	-29%
Turbinación bombeo	14,3	35,2	146%	3,1	4,6	48%
Consumo bombeo	8,2	17,3	111%	90,5	197,5	118%
Cogeneración y residuos	0,0	0,1	-	10,6	7,4	-30%
Eólica	0,0	0,0	-	184,3	234,2	27%
Solar térmica	0,0	0,0	-	4,8	9,2	92%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	0,9	3,0	233%
Residuos	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Enlace balear	2,3	0,6	-74%	0,0	0,2	-
Total	474,1	1487,3	214%	321,2	476,5	48%
Precio medio ponderado (€/MWh)	147,55	216,78	47%	7,74	29,50	281%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	0,0	-	0,3	1,0	233%



RRTT TR A SUBIR



RRTT TR A BAJAR



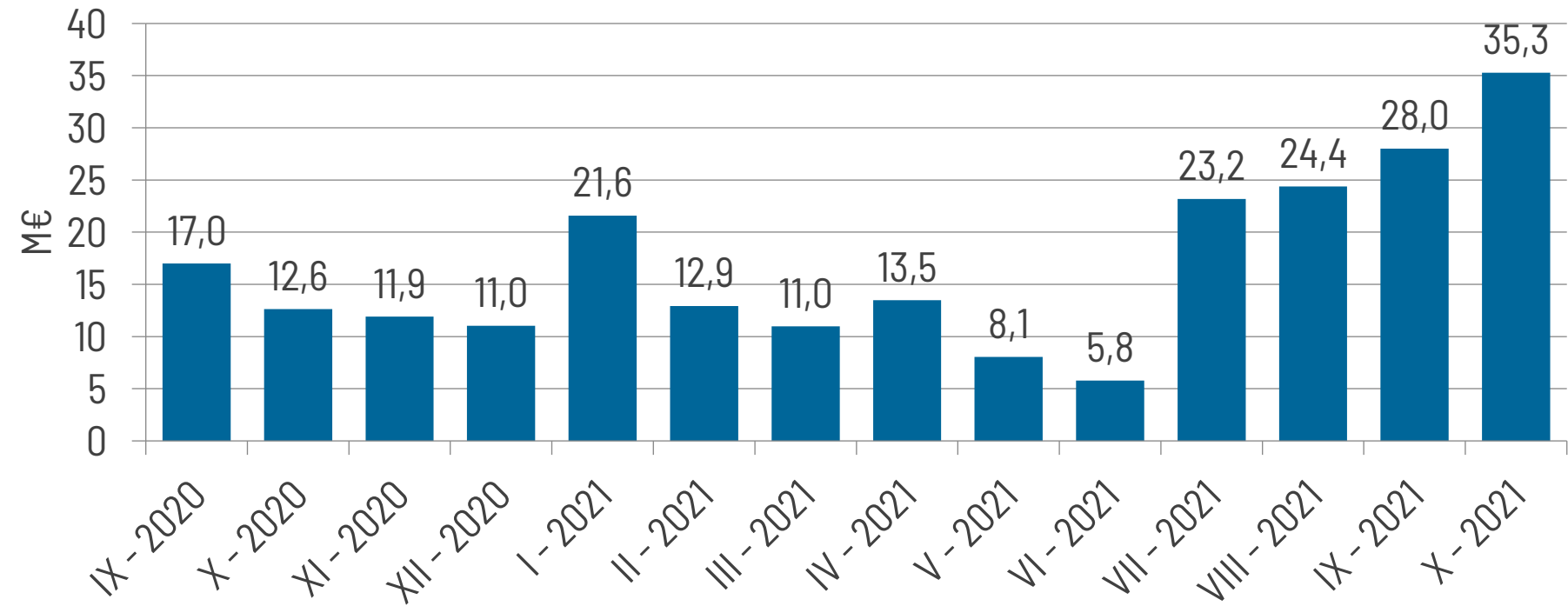
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución
RSI: Reserva Potencia a Subir Insuficiente
ASE: Control Desvíos Área Sincrona Europa Continental

RRTT TR

Coste



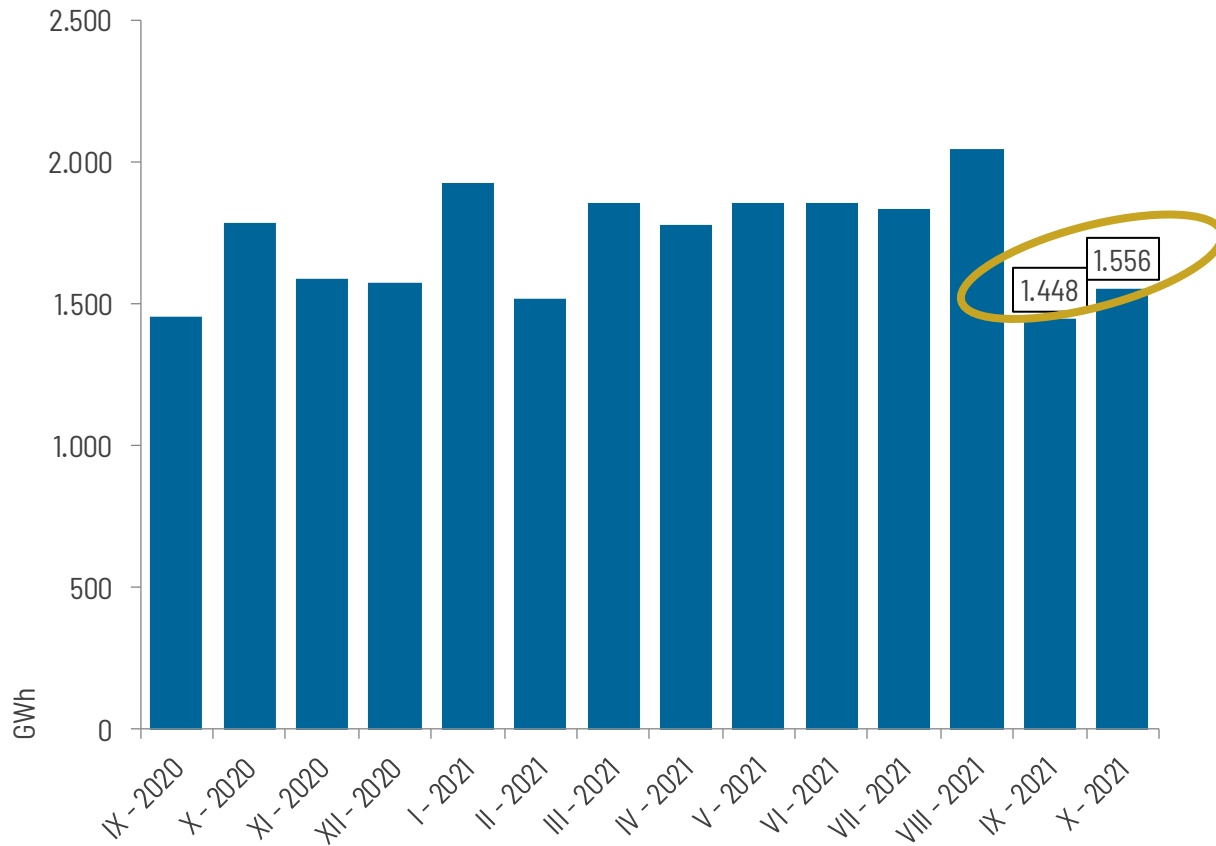
Coste (M€)	2020	2021	Δ (%)
Septiembre	17,0	28,0	64,7%
Octubre	12,6	35,3	179,2%
Coste medio mensual (Ene-Oct)	5,6	18,4	229,0%



Energías de Regulación y Balance del Sistema Eléctrico Peninsular

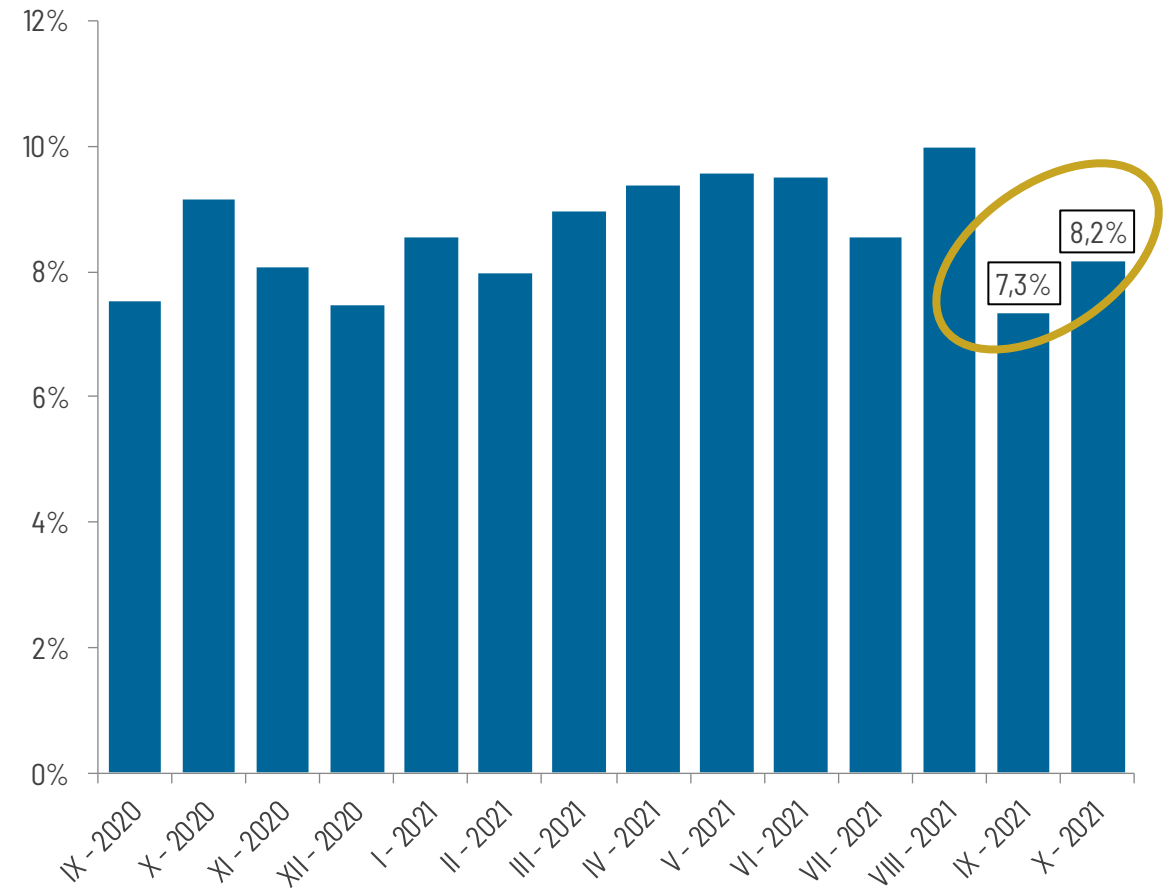
Energía de Regulación y Balance

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



* IGCC desde el 21/10/2020

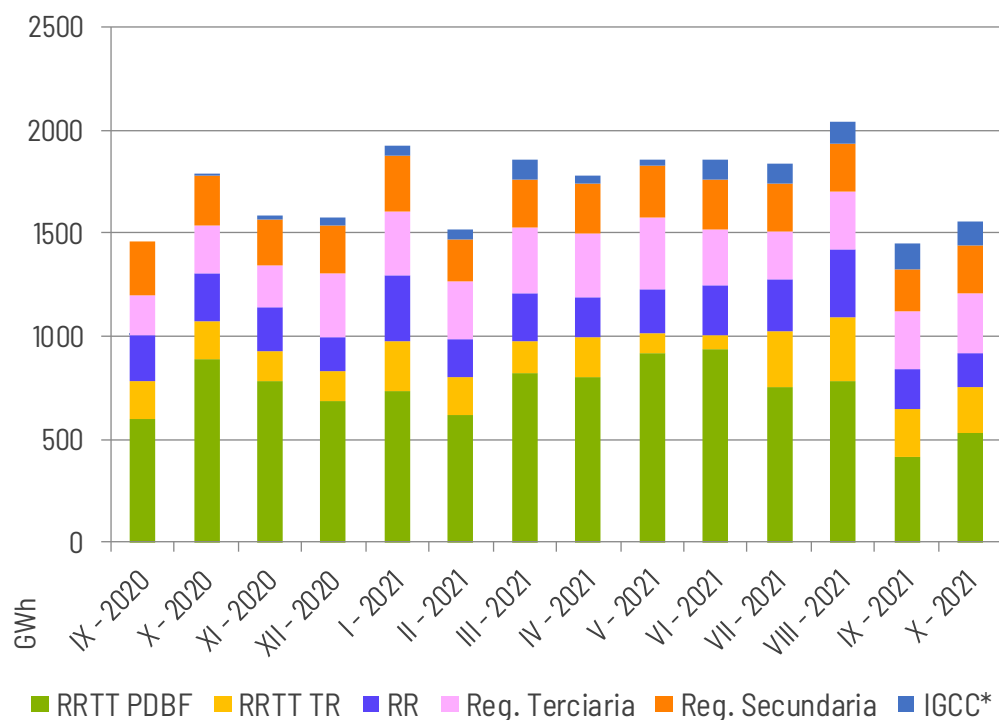
Energía de Regulación y Balance respecto a Demanda Total Servida (%)



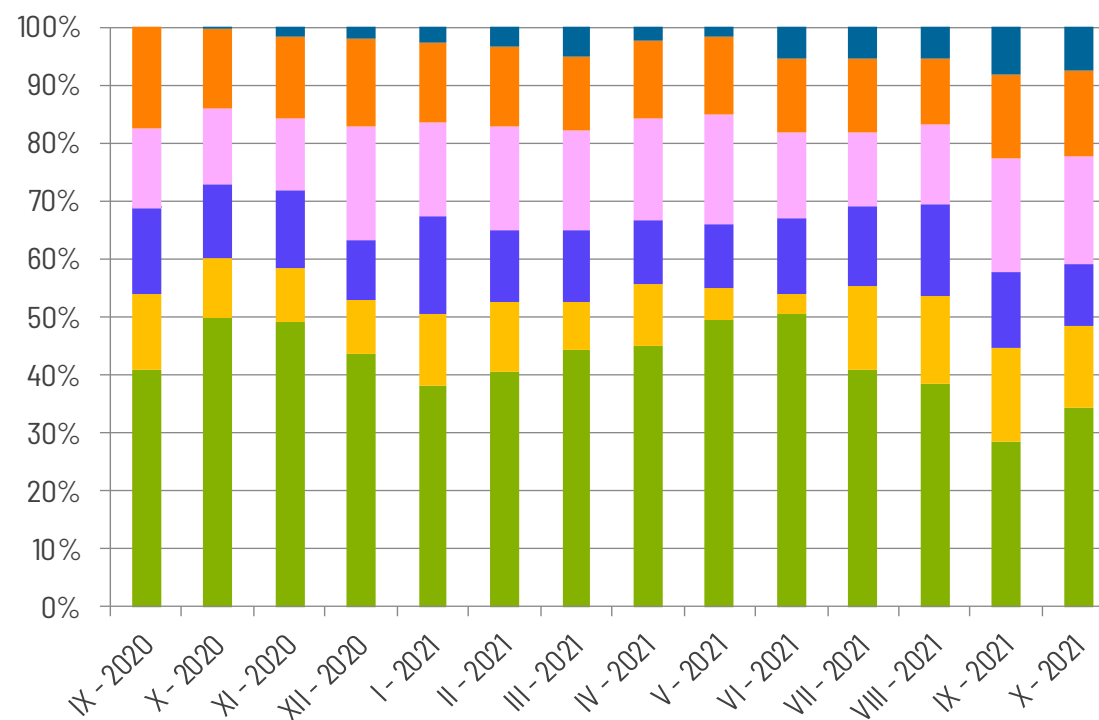
Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico



GWh	IX - 2020	X - 2020	XI - 2020	XII - 2020	I - 2021	II - 2021	III - 2021	IV - 2021	V - 2021	VI - 2021	VII - 2021	VIII - 2021	IX - 2021	X - 2021
RRTT PDBF	596	885	780	688	733	616	821	799	915	938	750	785	411	533
RRTT TR	190	185	149	142	241	182	152	191	103	64	269	309	234	221
RR	216	231	212	166	321	190	235	198	209	242	253	325	189	164
Reg. Terciaria	200	234	199	306	312	275	316	310	347	273	234	284	287	290
Reg. Secundaria	258	244	224	239	268	207	240	239	252	241	233	229	207	233
IGCC*	0	5	26	33	52	52	93	42	30	99	100	114	120	116
Total (GWh)	1.460	1.784	1.589	1.574	1.927	1.523	1.858	1.779	1.856	1.857	1.839	2.046	1.448	1.556
% Sobre Demanda Final Servida	7,5%	9,2%	8,1%	7,5%	8,5%	8,0%	8,9%	9,4%	9,6%	9,5%	8,5%	10,0%	7,3%	8,2%



* IGCC desde el 21/10/2020



Energía utilizada para el Balance del Sistema Eléctrico

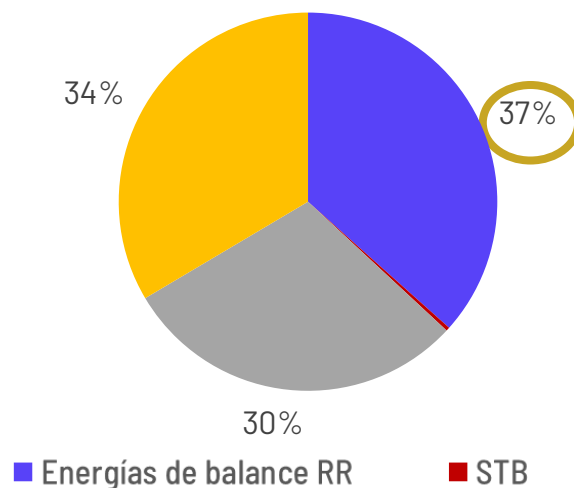


Valores acumulados (Ene-Oct)	Año 2020	Año 2021	Diferencia 2021 c/r 2020
Energías de balance RR*	2.600	2.326	-11%
STB*	22	0	-100%
Reg. Terciaria	2.098	2.927	39%
Reg. Secundaria	2.381	2.349	-1%
IGCC**	5	818	15292%
Total (GWh)	7.107	8.420	18%

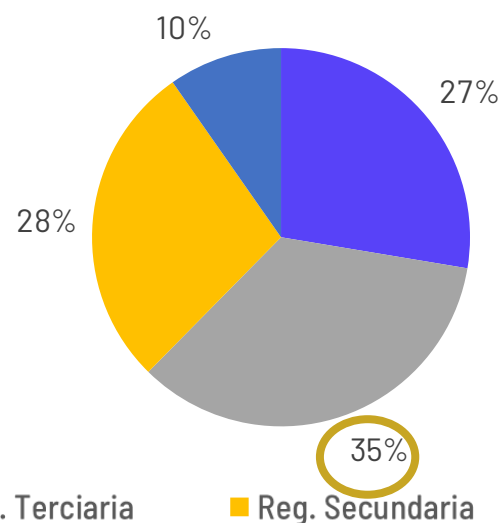
* GD y STB (BALIT) hasta el 3/3/2020 y RR desde esa misma fecha

** IGCC desde el 21/10/2020

Año 2020



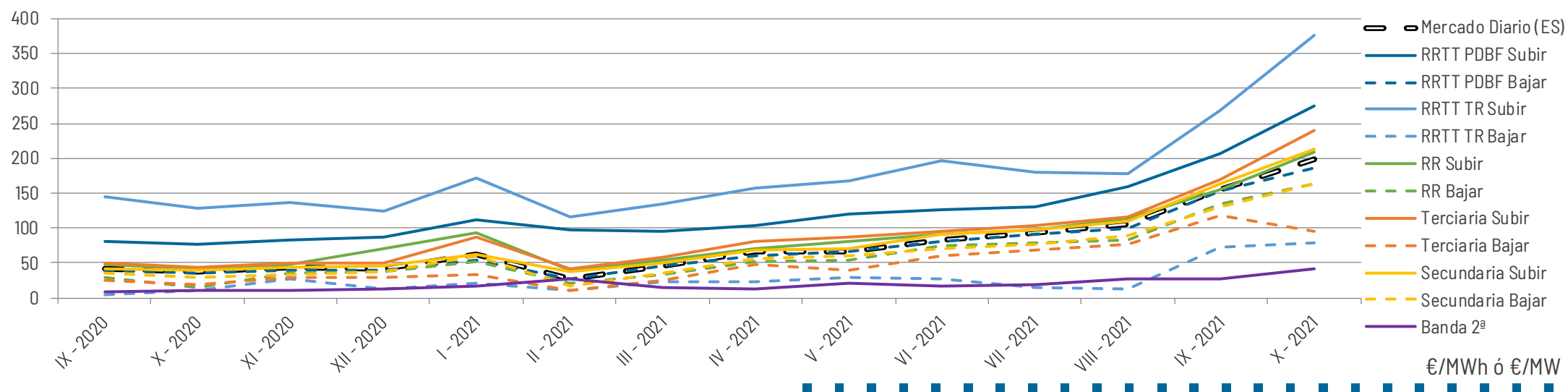
Año 2021



Precios Medios Ponderados Mensuales



€/MWh ó €/MW	IX - 2020	X - 2020	XI - 2020	XII - 2020	I - 2021	II - 2021	III - 2021	IV - 2021	V - 2021	VI - 2021	VII - 2021	VIII - 2021	IX - 2021	X - 2021
Mercado Diario (ES)	42,22	36,61	42,70	42,41	61,37	28,00	44,85	65,68	66,44	83,42	92,20	105,67	155,68	199,00
RRTT PDBF Subir	79,86	76,50	83,69	87,94	111,64	96,66	96,03	102,57	120,88	126,69	129,82	158,98	207,77	275,76
RRTT PDBF Bajar	40,43	35,12	39,83	38,78	53,95	27,16	44,69	60,37	66,06	81,56	90,83	100,26	153,02	186,13
RRTT TR Subir	145,45	128,86	135,80	124,94	170,91	115,72	135,27	156,76	168,41	197,31	180,97	178,46	268,82	376,42
RRTT TR Bajar	4,02	11,39	26,00	13,29	21,34	11,22	22,24	22,69	28,07	27,51	13,58	12,39	71,80	78,76
RR Subir	46,93	42,35	47,97	69,99	92,94	38,74	53,45	70,44	81,01	91,74	98,14	113,58	154,64	209,57
RR Bajar	28,43	15,17	35,18	37,48	51,69	20,34	33,05	52,35	54,20	75,00	78,44	83,34	134,26	164,05
Terciaria Subir	48,97	44,19	48,99	50,60	86,01	41,90	57,96	79,95	86,13	95,53	103,90	114,94	170,42	240,81
Terciaria Bajar	25,51	18,97	28,75	28,75	33,64	10,96	24,63	47,34	38,49	60,99	68,30	77,53	117,72	94,85
Secundaria Subir	42,41	39,15	43,67	45,42	63,12	37,89	49,89	68,74	71,34	91,16	96,76	110,02	163,59	212,36
Secundaria Bajar	34,67	28,51	34,02	37,25	59,95	17,51	35,93	56,92	59,38	70,05	76,44	88,49	130,76	163,60
Banda 2ª	8,93	11,37	10,70	12,25	16,66	27,54	14,38	12,33	21,26	16,21	17,79	27,32	27,83	41,45

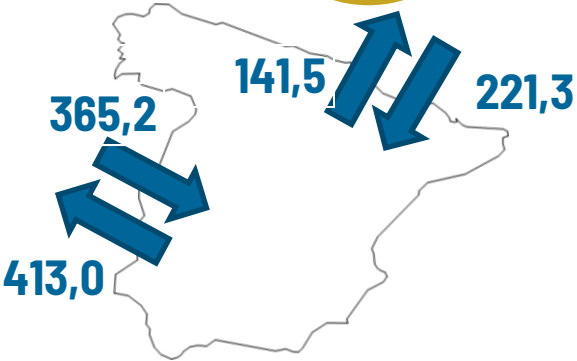


Asignación de energías de balance de tipo RR

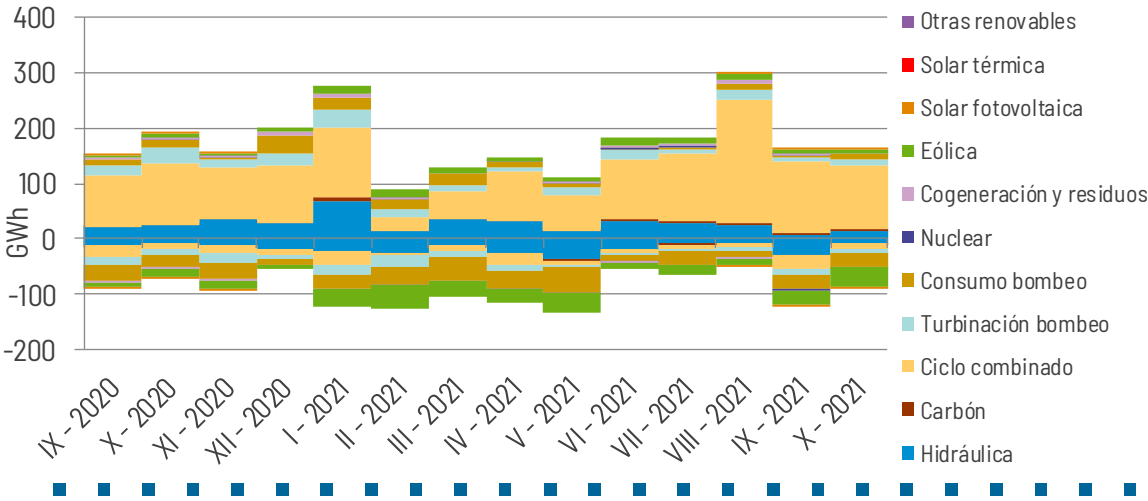
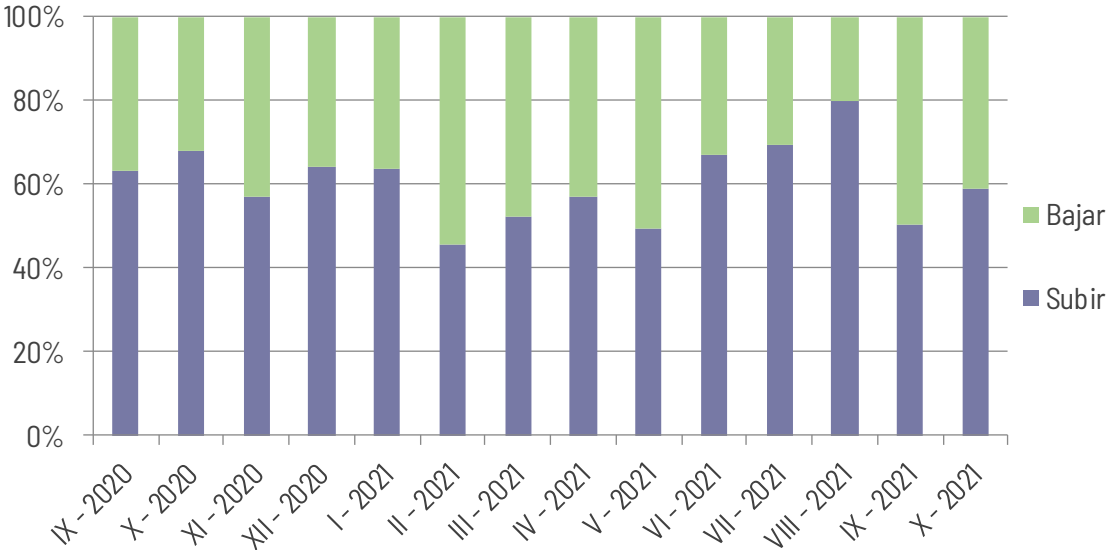


Valores acumulados (Ene-Oct)	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2020	2021	Δ (%)	2020	2021	Δ (%)
Hidráulica	531	274	-48%	107	188	76%
Turbinación bombeo	329	140	-57%	73	95	30%
Consumo bombeo	159	113	-29%	397	279	-30%
Carbón	6	28	367%	3	7	133%
Ciclo combinado	764	1051	38%	124	127	2%
Nuclear	2	3	50%	0	4	-
Cogeneración y residuos	39	28	-28%	8	6	-25%
Eólica	51	104	104%	77	269	249%
Solar fotovoltaica	0	1	-	0,0	1,0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0,0	0,0	-
Total	1881	1742	-7%	789	976	24%
Necesidades cubiertas	1881	1559	-17%	789	767	-3%
PMP Necesidades cubiertas (€/MWh)	40,78	101,31	148%	19,93	66,58	234%

Intercambios en frontera (GWh)			
	2020	2021	Δ (%)
Exportación	34,7	636,3	1734%
Importación	31,5	666,1	2010%



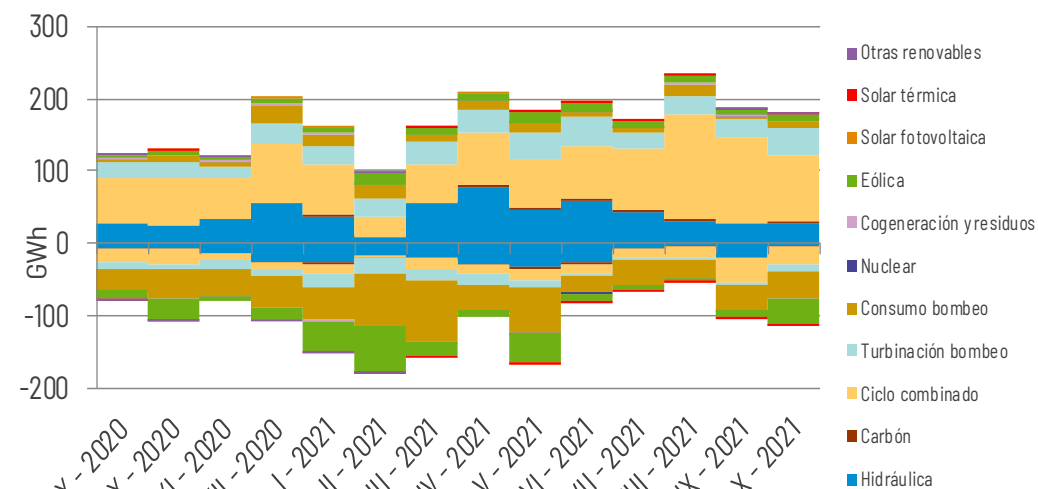
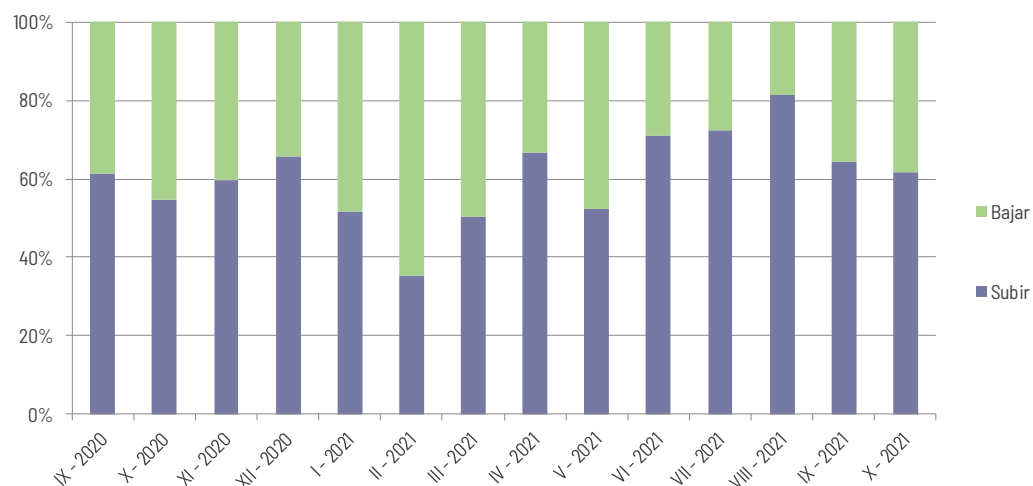
PMP asignación (€/MWh)		
2020	2021	Δ (%)
34,72	89,86	158%



Energía de Regulación Terciaria



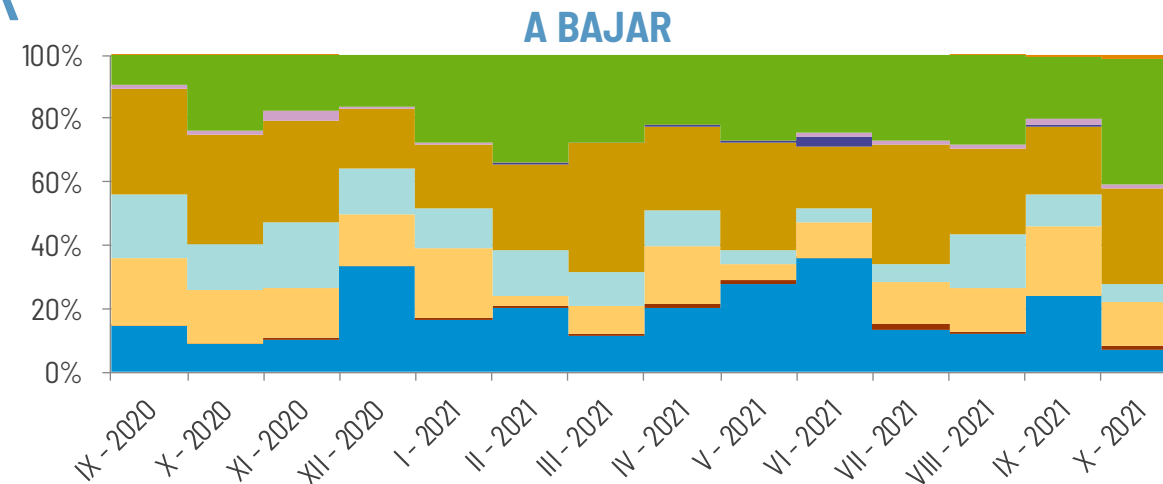
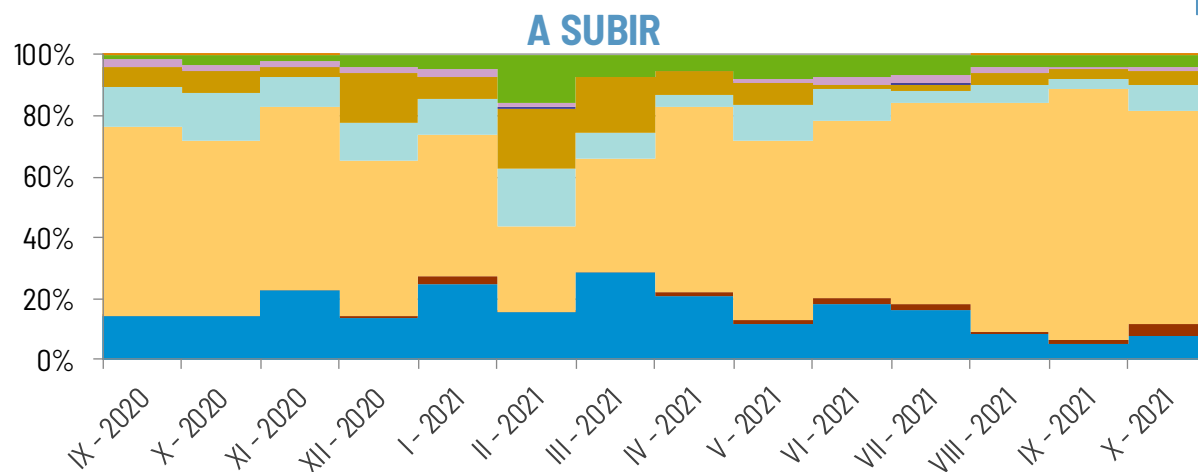
	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Oct)	2020	2021	Δ (%)	2020	2021	Δ (%)
Hidráulica	360	412	14%	102	190	86%
Turbinación bombeo	260	301	16%	69	101	46%
Consumo bombeo	109	112	3%	409	463	13%
Carbón	5	20	300%	2	5	150%
Ciclo combinado	432	810	88%	131	162	24%
Nuclear	1	2	100%	0	1	-
Cogeneración y residuos	8	6	-25%	4	4	0%
Eólica	46	100	117%	154	237	54%
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	2	0	-100%	4	0	-100%
Total	1223	1763	44%	875	1.163	33%
Precio medio ponderado (€/MWh)	40,66	111,45	174%	17,30	49,83	188%



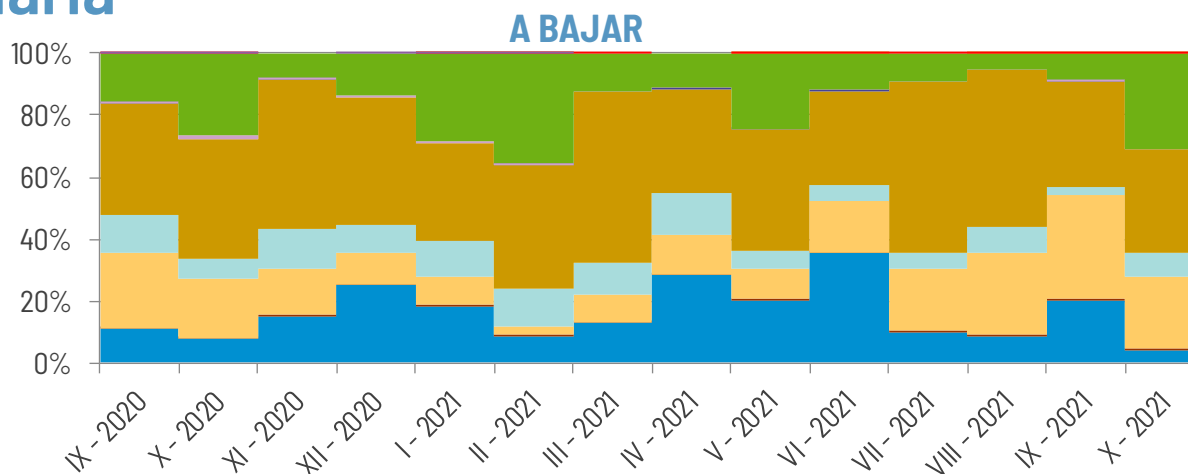
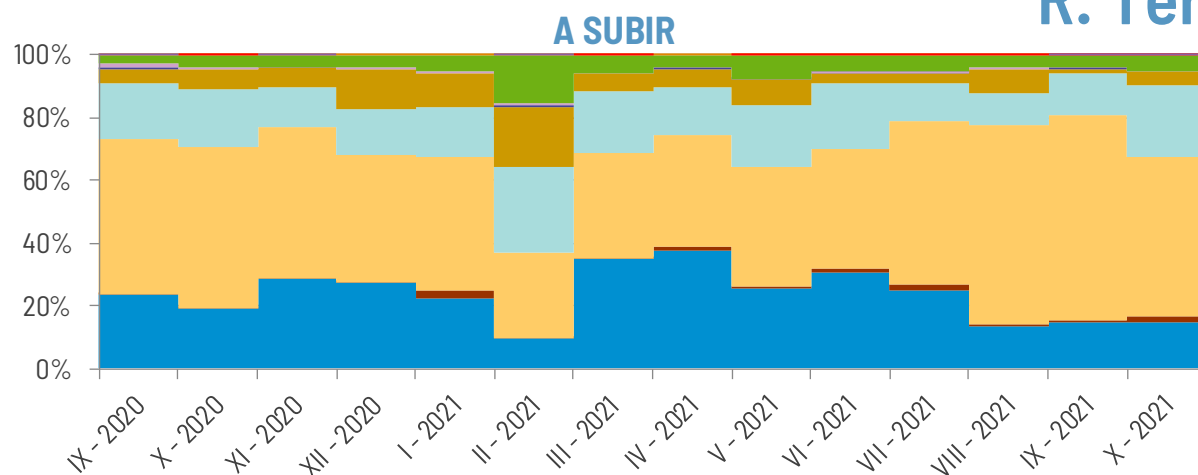
Energías de balance de tipo RR y Regulación Terciaria



RR



R. Terciaria



■ Hidráulica ■ Carbón ■ Ciclo Combinado ■ Turbinación bombeo ■ Consumo Bombeo ■ Nuclear ■ Cogeneración ■ Eólica ■ Solar fotovoltaica ■ Solar térmica ■ Otras Renovables

RR



The chart illustrates the cumulative distribution of electricity generation costs. The x-axis represents the price in €/MWh, ranging from -10 to 310. The y-axis represents the percentage of electricity generated, ranging from 0% to 100%. The curve shows that as the price increases, the percentage of electricity generated by technologies with lower marginal costs (like wind and solar) increases, eventually reaching 100%.

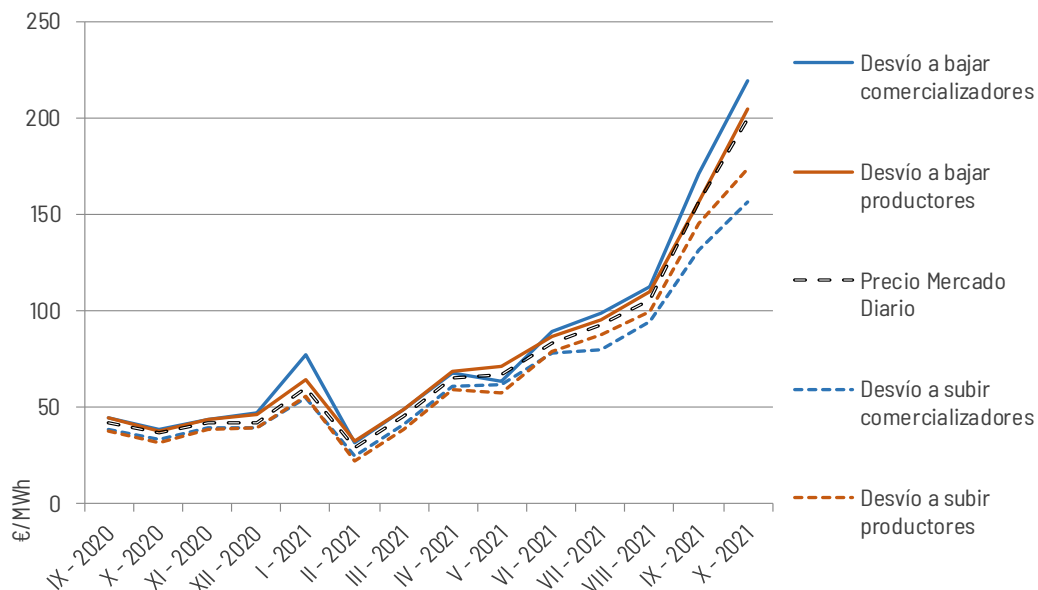
Precio Mín. = 0,00 €/MWh (2/10/21 - H17)

R. Terciaria

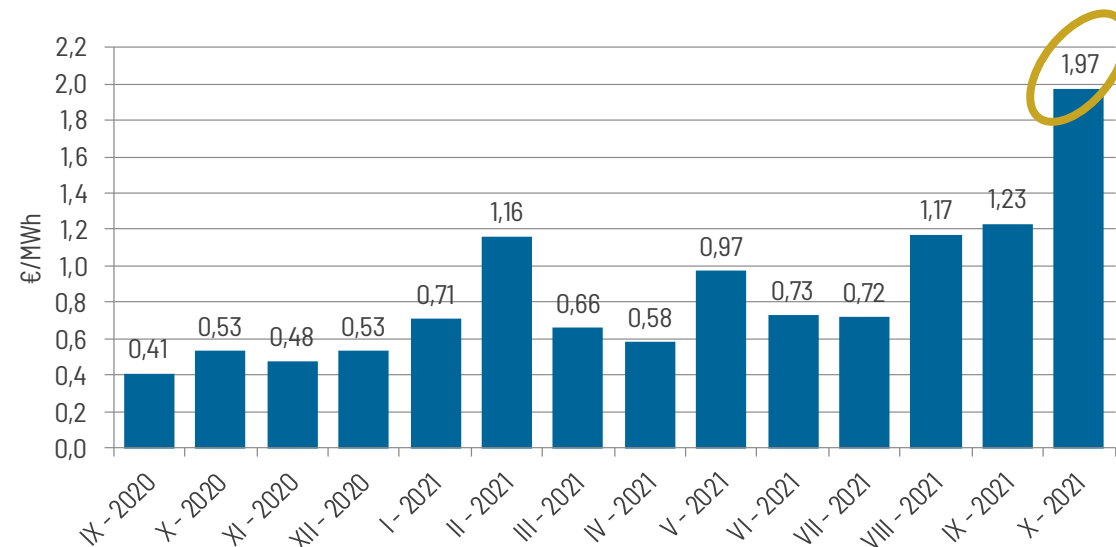


Precio Mín. Bajar = -0,01 €/MWh (10/10/21 - H12)

Precio Final Energía Demanda Peninsular y Precios de Desvíos*



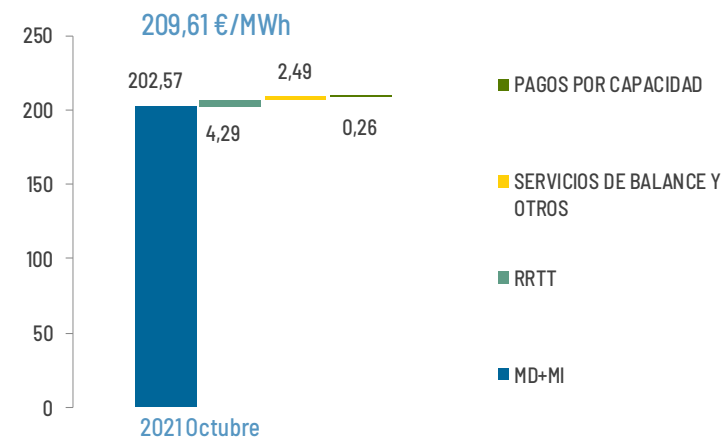
Sobrecoste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh demanda)



Precio Medio Ponderado Desvíos en Octubre 2021 Comercializadores

Bajar: 219,43 €/MWh (110 % PMHMD)

Subir: 156,03 €/MWh (78 % PMHMD)

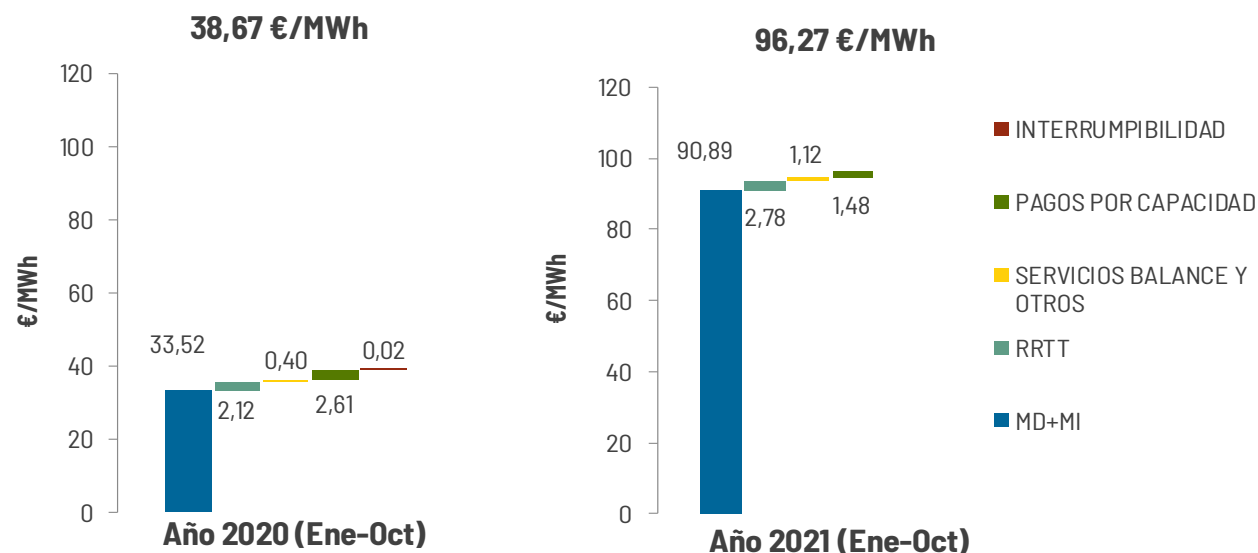


* Precios de los desvíos provisionales para los últimos 11 meses

Precio Final de la Energía de la demanda peninsular



Año 2021 vs. Año 2020



€/MWh	Año 2021 (Ene-Oct)	Año 2020 (Ene-Oct)	Variación %
MD+MI	90,89	33,52	171%
RRTT	2,78	2,12	31%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	1,12	0,40	180%
TOTAL SAS	3,90	2,52	55%
PAGOS CAP + INT	1,48	2,63	-44%
PFE	96,27	38,67	149%

Gracias por su atención



www.ree.es

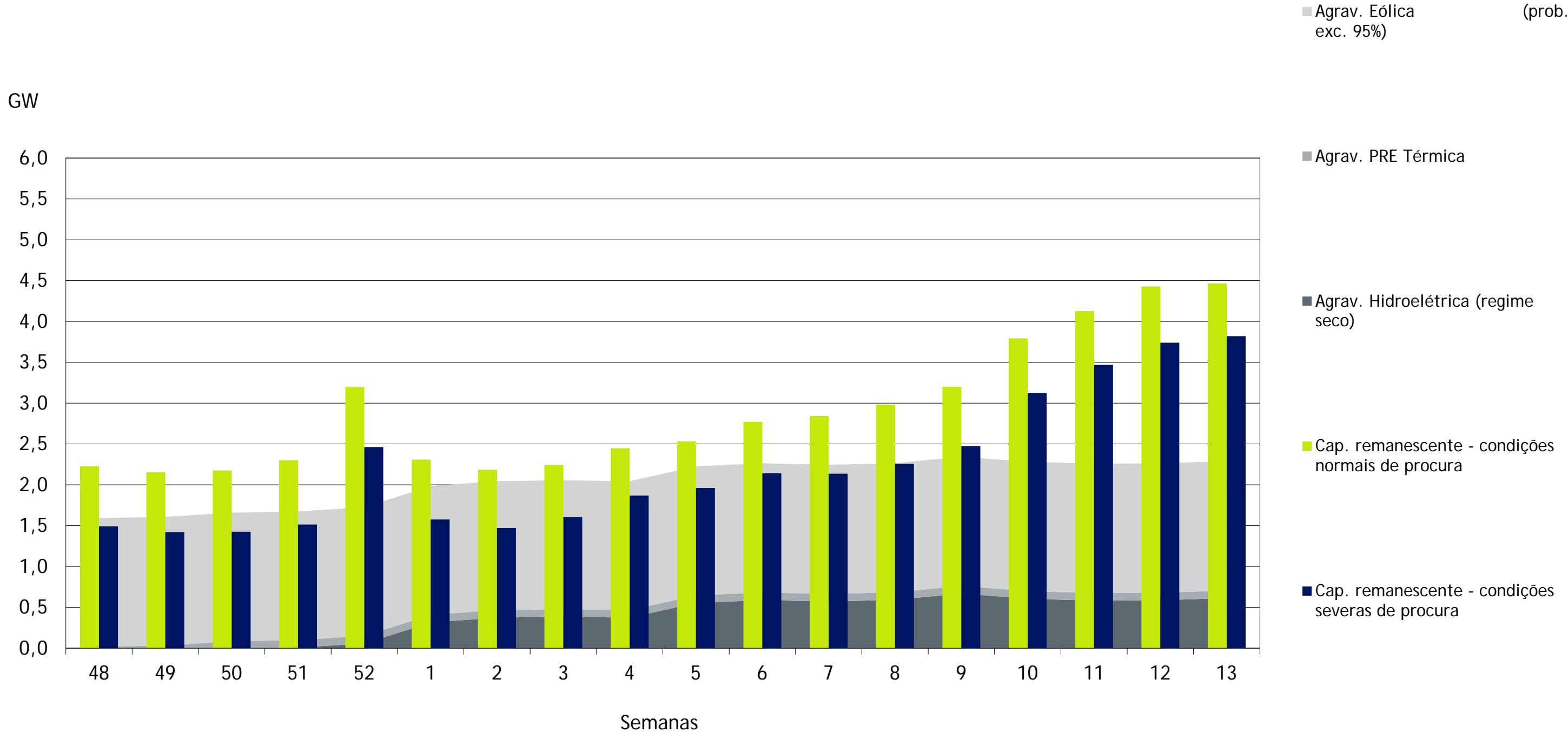


Reunião CTSOSEI

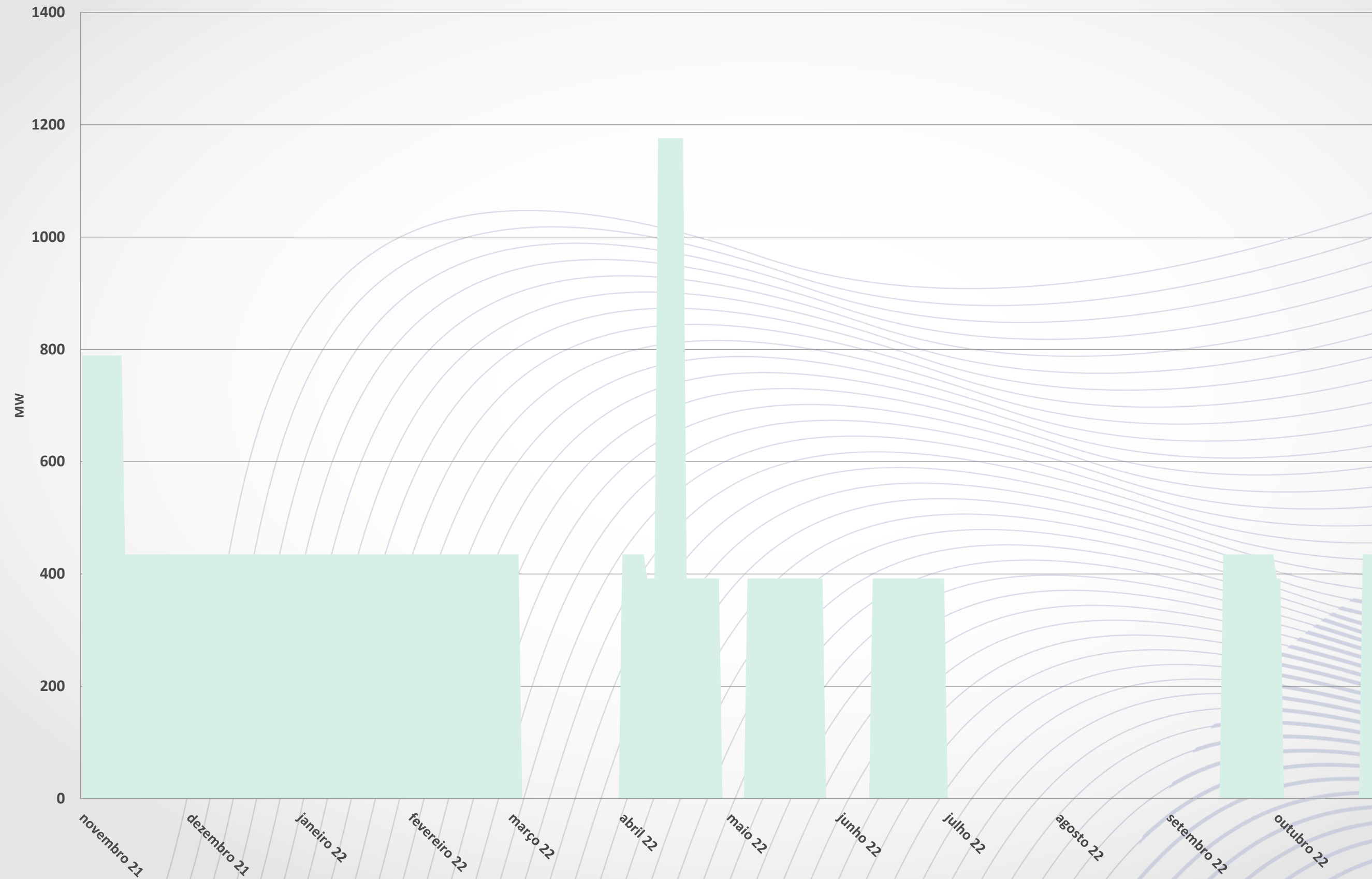
17 novembro 2021

2021 – Evolução da Cobertura das Pontas

PERSPECTIVA DE INVERNO 2021/2022- ELETRICIDADE
Capacidade remanescente



2021 – Evolução da Cobertura das Pontas





INDISPONIBILIDADES PREVISTAS PASSÍVEIS DE CONDICIONAR A NTC

ID	ELEMENTO	DATA INÍCIO	DATA FIM
1	Palmela-Sines 3/Ramal Fanhoes 400	20/09/2021	26/11/2021
2	Riba dAve-Recarei 2 400	18/10/2021	20/12/2021
3	Rio Maior-Alto Mira 400	23/10/2021	17/12/2021
4	Aldeadavila-Pocinho 1 220	17/11/2021	18/11/2021
5	Cedillo-Falagueira 400	22/11/2021	24/11/2021
6	Aldeadavila-Pocinho 2 220	22/11/2021	23/11/2021
7	Saucelle-Pocinho 220	24/11/2021	25/11/2021
8	Pego-Falagueira 400	25/11/2021	27/11/2021
9	Pocinho-Armamar 1 220	29/11/2021	30/11/2021
10	Batalha-Pego 400	29/11/2021	28/01/2022
11	Palmela-Sines 3/Ramal Fanhoes 400	29/11/2021	18/03/2022

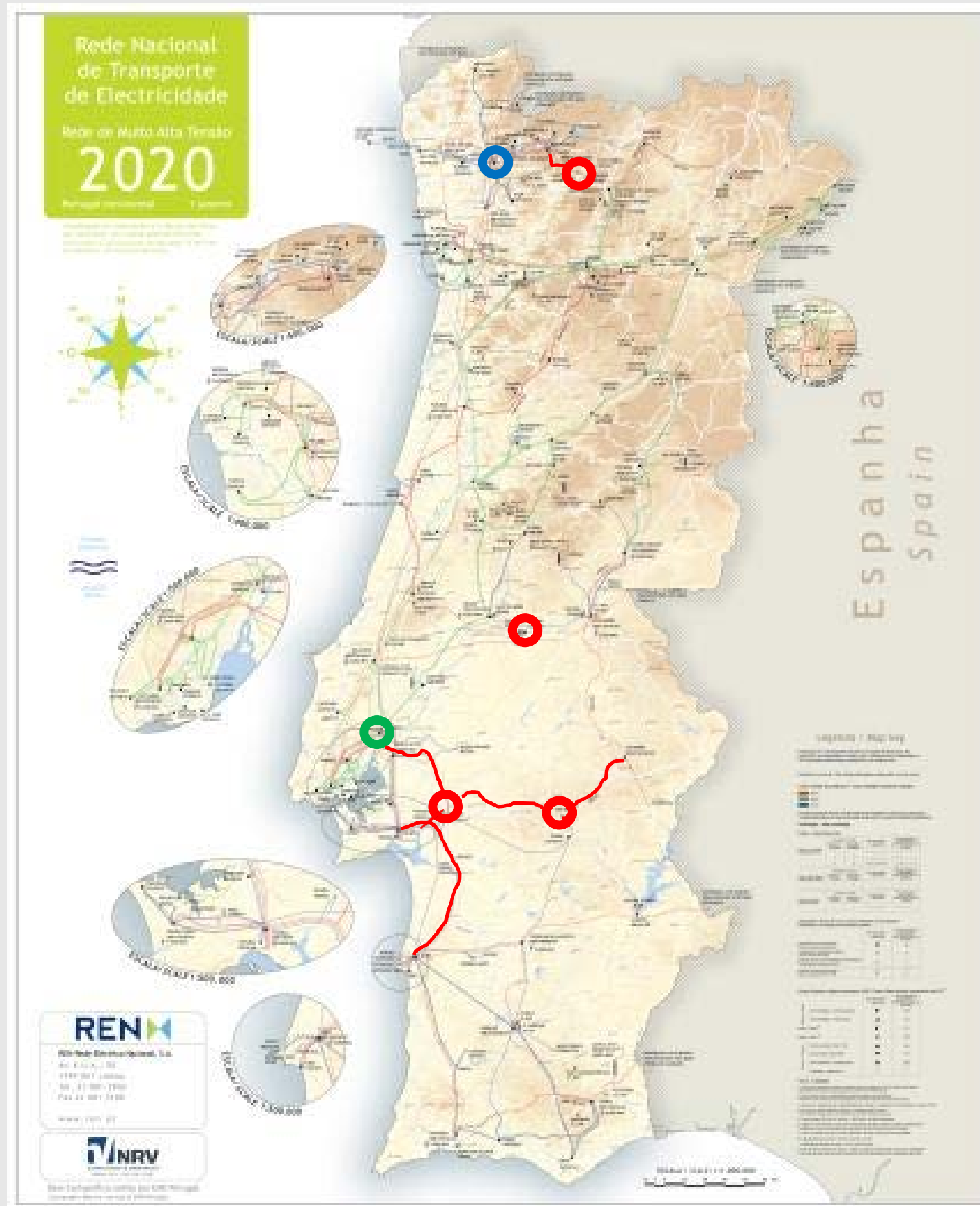
Redução prevista (17NOV - 31JAN)	
	Redução prevista <10%
	Redução prevista < 30% e > 10%
	Redução prevista > 30%

SEMANAS	P→E	E→P
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		

PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT

Novos elementos RNT

- SE Divor 400 / 60 kV
- SE Pegões 400 kV
 - L-400 kV Estremoz – Divor (anteriormente explorada a 60 kV)
 - L-400 kV Divor –Pegões
 - Abertura da L-400 kV Palmela – Sines 3 / Fanhões para a SE Pegões
- PC Ribeira de Pena (400kV)
- L-400 kV Vieira do Minho – Ribeira de Pena 1 e 2
- Transformador 2 de 220/60 kV da SE Carregado de 170 MVA (substituição)
- Transformador 150/130 kV da SE Pedralva de 140 MVA (reserva operacional)
- Desclassificação da CPG (600 MW)





RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

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

Dirección de Operación

17 de Noviembre 2021

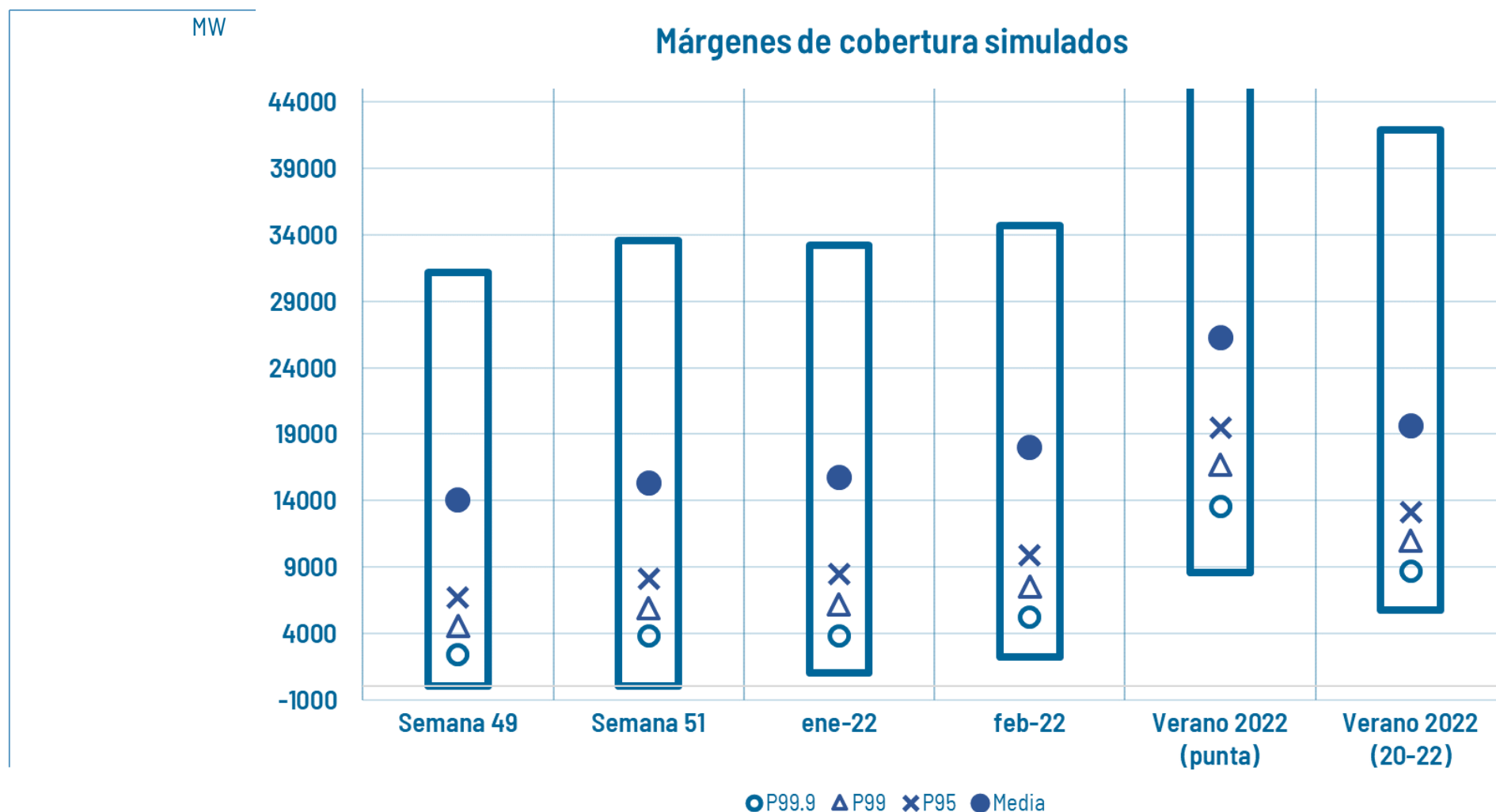
Índice

1. Evolución cobertura puntas demanda 2021
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC
4. Previsión Nuevas instalaciones



Evolución cobertura puntas demanda 2021

Estudio probabilístico de la cobertura de las puntas de demanda

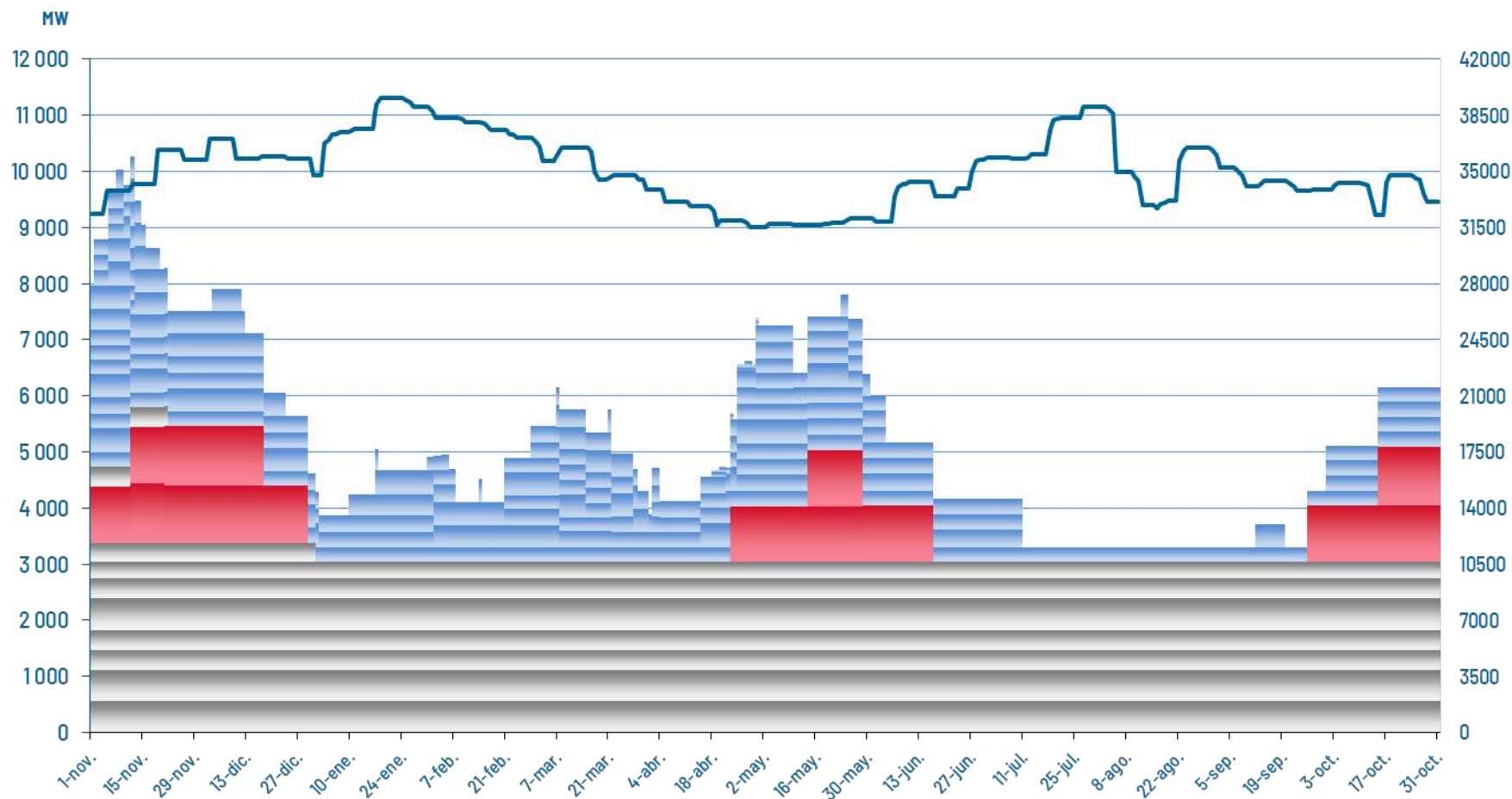




Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

(NOVIEMBRE 2021 - OCTUBRE 2022)

Indisponibilidades previstas de grupos térmicos y nucleares



■ NUCLEAR

■ CICLO COMBINADO

■ CARBÓN

— DEMANDA MÁX. SEMANAL (CANTIDADES MEDIAS)



Indisponibilidades RdT influencia NTC

(17 DE NOVIEMBRE 2021 – 31 DE ENERO DE 2022)

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



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

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

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



Previsión Nuevas instalaciones

Previsión nuevas instalaciones

Líneas	Provincia	Fecha
SE 220 kV TORRIJOS: pos. CAROLA (1)	Toledo	Nov-21
SE 220 kV LOS LEONES (2) L-220 kV LOS LEONES-VILLANUEVA 1 y 2	Zaragoza	Nov-21
SE 220 kV BENAHAVÍS (1) (3) E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Nov-21
L-220 kV VALDECONEJOS-MEZQUITA 1	Teruel	Nov-21
SE 220 kV TARRAGONA: pos. COVESTRO	Tarragona	Nov-21
SE 220 kV SAN SERVAN: POS. INFRAESTRUCTURAS SAN SERVAN 1 (1)	Badajoz	Nov-21
SE 400 kV CARMONITA: E/S L-400 kV ALMARAZ-SAN SERVAN, 1 (4)	Badajoz	Nov-21
SE 220 kV MIRABAL: E/S DOS HERMANAS-PUERTO REAL (5)	Sevilla	Nov-21
L-220 kV ATIOS-MONTOUTO	Pontevedra	Feb-22

- (1) Evacuación renovables
- (2) Nueva SE 220 kV Los Leones
- (3) Nueva SE 220 kV Benahavís
- (4) Nueva SE 400 kV Carmonita
- (5) Nueva SE 220 kV Mirabal

Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 220 kV LOS LEONES	160	Zaragoza	Nov-21
SE 220 kV FACULTATS	65	Barcelona	Nov-21
SE 220 kV ÍLLORA: TRP-1 220/132 kV	160	Granada	Dic-21
SE 220 kV ELDA: TRP- 8 220/20 kV	50	Alicante	Dic-21
SE 220 kV TORREVIEJA: TRP-2 220/20 kV	50	Alicante	Dic-21
SE 220 kV ALDAIA: TRP-2 220/20 kV	50	Valencia	Dic-21
SE 220 kV BENAHAVÍS: TRP-1 220/66 kV	120	Málaga	Dic-21
SE 220 kV GUIXERES: TRP2 220/25 kV	60	Barcelona	2022

Gracias por su atención



www.ree.es





Novos Desenvolvimentos Legislativos

2021

17 de novembro

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 28 de setembro de 2021 foi publicada a Portaria nº 203/2021 que estabelece uma medida de auxílio a custos indiretos a favor de instalações abrangidas pelo regime de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE nos termos do Decreto-Lei nº 12/2020, de 6 de abril).
- ▶ Em 28 de Setembro de 2021 foi publicada a Diretiva nº 15/2021 que atualiza a tarifa de energia do setor elétrico
- ▶ Em 14 de outubro de 2021 foi publicado o Despacho da SEAE nº 9974/2021 que determina a compensação final para o ano de 2020 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público.
- ▶ Em 14 de outubro de 2021 foi publicado o Despacho da SEAE nº 9975/2021 que define o parâmetro correspondente ao impacto das medidas e eventos extramercado registadas no âmbito da União Europeia na formação dos preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal a aplicar entre 1 out e 31 dezembro 2021.
- ▶ Em 14 de outubro de 2021 foi publicado o Despacho da SEAE nº 9977/2021 que fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 janeiro 2022.

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 22 de outubro de 2021 foi publicado o Despacho do Secretário de Estado Ajunto e da Energia nº 10376/2021, que prorroga, até final de 2022, o prazo estabelecido no nº 1 do Despacho nº 6453/2020, de 19 de junho, sobre as condições para a isenção dos encargos correspondentes a custos de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso às redes determinadas pela ERSE.
- ▶ Em 29 de outubro de 2021 foi publicada a Portaria nº 230-A/2021 que revoga a Portaria nº 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual (serviço de Interruptibilidade) e estabelece o regime transitório.
- ▶ Em 2 de novembro de 2021 foi publicada a Portaria nº 231/2021 que altera a Portaria nº 203/2021, de 28 de setembro, que estabelece uma medida de auxílio a custos indiretos a favor de instalações abrangidas pelo regime do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), nos termos do Decreto-Lei nº 12/2020, de 6 de abril.
- ▶ Em 2 de novembro de 2021 foi publicado o Regulamento nº 951/2021 que aprova medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás.

REN 

Fim



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

CTSOSEI

Novedades regulatorias

17 noviembre 2021 – (TELCO)

Índice

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

1. Novedades

Regulación nacional

Novedades regulatorias

4-oct

Orden TED/1098/2021, de 8 de octubre, por la que se ejecutan diversas sentencias del Tribunal Supremo en relación con las refacturaciones de los suplementos territoriales del año 2013

13-oct

Resolución de 20 de octubre de 2021, de la DGPEM, por la que se resuelve subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables

25-oct

27-oct

Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural

28-oct

3-nov

Orden TED/1182/2021, de 2 de noviembre, por la que se regula el procedimiento y requisitos aplicables al concurso público para la concesión de capacidad de acceso de evacuación a la red de instalaciones renovables en el Nudo de Transición Justa Mudéjar 400 kV

2. Procedimientos de Operación (PP.00.)

Novedades relevantes

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Procedimientos de Operación aprobados

- **24/09/21** – Publicación en el **BOE*** de la Resolución de 16 de septiembre de 2021, de la CNMC, por la que se modifican los PP.00. 3.3 y 14.4 para incorporar un mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en el servicio de reserva de sustitución (para adaptación al proceso de programación cuarto horario, en cumplimiento del Regl. (UE) 2017/2195 – EB)
 - **P.O. 3.3.- Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)**
 - **P.O. 14.4.- Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema**

05/04/21 – 07/05/21 – A consulta eSIOS

08/05/21 – Analizando comentarios

05/07/21 – Envío a la CNMC

30/07/21 – Envío a consulta de Consejo Consultivo (CNMC) y de agentes (MITECO) – Plazo – 27/08/21

(*) <https://boe.es/boe/dias/2021/09/24/pdfs/BOE-A-2021-15526.pdf>

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas del Consejo Consultivo en curso

- Propuesta de **P.O. 3.11.- Reducción automática de potencia en las instalaciones de generación y bombeo (nuevo)** el cual requiere la adaptación del **P.O. 3.2.- Restricciones técnicas**

06/10/20 – Foro organizado por el Operador del Sistema

14/12/20 – 14/01/21 – A consulta eSIOS

15/01/21 – Analizando comentarios

08/03/21- 16/04/21 – Mención en la Propuesta del Operador del Sistema de condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema a consulta pública hasta el 16/04/21

11/05/21 – Reabierto de nuevo en webinar organizado por el OS para permitir la participación del almacenamiento y la hibridación que se tramitarán en otro proceso de modificación de procedimiento de operación paralelo

01/07/21 – Envío a la CNMC

08/11/21 – Envío a consejo Consultivo (hasta 9 diciembre)

<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/sistema-reduccion-automatica-potencia>

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas del Consejo Consultivo finalizadas (i)

- **15/10/21 – 16/11/21** – Consulta a Consejo Consultivo de Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se aprueban los PP.00. adaptados a la programación cuarto-horaria en cumplimiento con el Regl. (UE) 2017/2195 – EB. (**)
 - **P.O. 1.5 – Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia**
 - **P.O. 3.1.- Proceso de programación**
 - **P.O. 3.2.- Restricciones técnicas**
 - **P.O. 3.3.- Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)**
 - **P.O. 7.2.- Regulación secundaria**
 - **P.O. 7.3.- Regulación terciaria**
 - **P.O. 9.1.- Intercambios de información relativos al proceso de programación**
 - **P.O. 14.4.- Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema**

05/04/21 – 07/05/21 – Consulta eSIOS

08/05/21 – Analizando comentarios

05/07/21 – Envío a la CNMC

15/10/21 – Envío a consulta de Consejo Consultivo (CNMC) y de agentes (página web de CNMC) – (Plazo de 20 días)

Consultas del Consejo Consultivo finalizadas (ii)

- **05/10/21 - 04/11/21** – Consulta pública de la CNMC sobre la propuesta de Resolución por la que se modifica al **P.O. 14.4.- Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema**, para la **adaptación de los desvíos a la Metodología ISH, de precio dual**, en virtud del Regl. (UE) 2017/2195 – EB (*).

14/05/21 - 16/06/21 – A consulta eSIOS

30/06/21 – Envío a la CNMC

5/10/21 – Comentarios Consejo Consultivo y resto de agentes (web CNMC). Hasta 4 de noviembre

(*) <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/PO-14-4-Adaptacion-precio-desvio>

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas del Consejo Consultivo finalizadas (iii)

- **11/10/21 - 11/11/21** – Consulta de la CNMC sobre propuesta de Resolución de la CNMC para la revisión de varios PP.00. 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. 14.1.- Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema**
- **P.O. 14.3.- Garantías de pago**
- **P.O. 14.4.- Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema**

08/04/21 - 09/05/21 – Consulta eSIOS

11/05/21 – Análisis de comentarios del OS.

05/08/21 – Envío a CNMC de Propuesta de REE de modificación de PP.00. 14.1, 14.2 y 14.3; y envío de REE a DGPEyM de propuesta de modificación de P.O. 10.5

08/10/21 – Remitida propuesta de resolución de la CNMC a DGPEyM para comentarios.

Consultas del Consejo Consultivo finalizadas (iv)

- **08/10/21** – Informe de la CNMC, de 9 de septiembre de 2021, sobre la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueba el **P.O. 3.4.- Programación del mantenimiento de la red de transporte**, para considerar los **plazos y terminología del Reglamento (UE) 2017/1485¹**, así como adelantar la programación, concretar plazos y otras mejoras operativas (*).

13/11/19 – 13/12/19 – Consulta eSIOS

31/03/20 – Enviado a MITERD

02/03/21 – 23/03/21 – Consulta del Consejo Consultivo

23/03/21 – Envío de comentarios del Consejo Consultivo a CNMC y MITERD.

(*) <https://www.cnmc.es/expedientes/infde03221>

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas

- **01/10/21** - Envío a la CNMC de informe del OS - Para modificar varios PP.00. a las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y redespachos por restricciones técnicas en el sistema eléctrico peninsular español **adaptándose al Reglamento (UE) 944/2019, del mercado interior, para el control de tensión.**
- **P.O. 3.8.- Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema**
 - **P.O. 3.1.- Proceso de programación**
 - **P.O. 3.6.- Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento**
 - **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.

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas sin novedades (I)

- 01/02/21 – Envío al MITERD de adaptación de varios PP.00. 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. 12.2.- Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y HVDC**
Se han abierto varios grupos de trabajo sobre almacenamiento, por lo que se enviará una nueva consulta eSIOS de este P.O.
 - **P.O. 9.3.- Información estructural del sistema eléctrico intercambiada por el Operador del Sistema**
 - **P.O. 1.4.- Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el Operador del Sistema**

14/12/21 – 11/01/21 – Consulta eSIOS

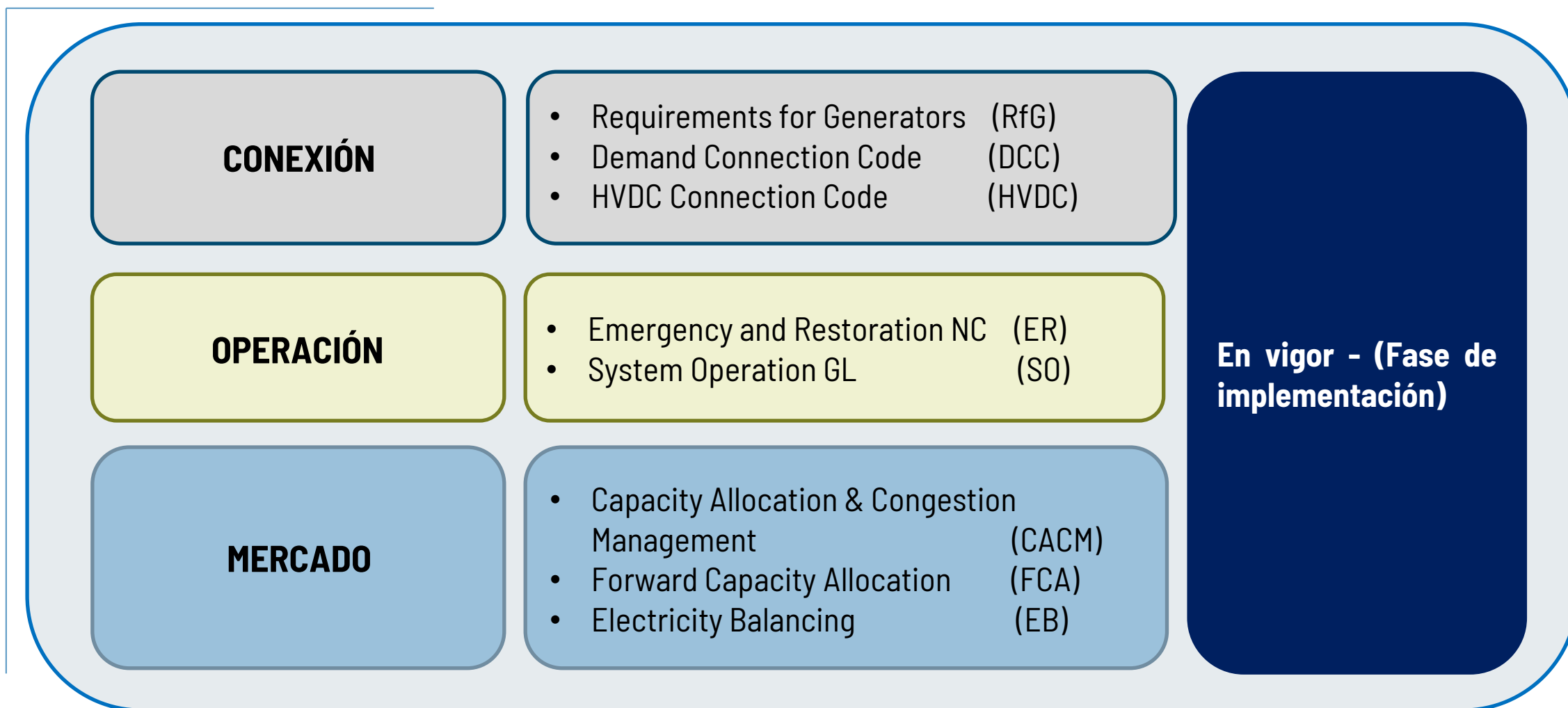
01/02/21 – Envío MITERD

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas sin novedades (II)

- 13/11/20 - 14/12/20 - Consulta eSIOS sobre el **P.O. 7.4.- Nuevo servicio de control de tensión y modificación del PO 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**

3. Regulación Europea: Códigos de Red (NC) y Directrices (GL)

Situación general



RfG – DCC – HVDC (Implementación nacional)

■ 08/10/2021

- Publicación de la corrección de erratas de la versión 2.1 de la NTS
- Publicación de la guía de aplicación para la evaluación del requisito de amortiguamiento de oscilaciones.

Principales novedades

Emergencia y Reposición (ER NC)

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

Sin novedad

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

Gestión de la RdT (SO GL)

- **07/10/21** → Propuesta de ENTSO-E a ACER una solución 'interim' determinando el tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER (*) de FCR en el área síncrona Continental Europe, conforme al Art. 156(11).

(*) FCR: Frequency containment reserves o Reservas de contención de la frecuencia

Principales novedades

Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)

- ✓ **10/11/2021-10/12/2021** → Consulta pública "All TSOs" de su propuesta de modificación de la metodología "Determination of CCRs" (artículo 15(1) de la GL CACM) que fue aprobada por ACER en su Decision 04/2021

Forward Capacity Allocation (FCA)

- ✓ **04/10/21** → Decisión No 12-2021 de ACER que modifica su Decisión No 25-2020 mediante la que establecía la metodología FRC (reparto de costes de firmeza y compensación) (art. 61) y establece la obligatoriedad de ser revisada en caso de modificación de la metodología de distribución de rentas de congestión (CID) - (art. 57)

Principales novedades

Electricity Balancing (EB)

- ✓ **11/10/2021 – 10/11/2021** → Consulta pública de ACER sobre propuesta “All TSOs” de modificación de la metodología de Pricing (art. 30 de la EBGL) para el establecimiento de nuevos límites de precios para las ofertas de energías de balance (RR, mFRR y aFRR): (+/- 99.999 → +/- 15.000 €/MWh), valor revisable en función de evolución de los precios límite en el MI europeo.
- ✓ **19/10/21-19/12/2021** → Consulta pública “All TSOs” de la propuesta de modificación de los Implementation Framework (IF) para las plataformas europeas de intercambio de productos mFRR, aFRR, IN (mFRRIF, aFRRIF, INIF respectivamente)
- ✓ **5/10/21 – 4/11/21** → Consulta pública CNMC para la adaptación del P.O. 14.4 a la armonización de la liquidación del desvío (Imbalance Settlement Harmonization - ISH - Artículo 52 (2) EB GL) aprobada por ACER en su Decisión 18/2020

OTRAS NOVEDADES RELEVANTES

ACER – Borrador de Directrices Marco (Framework GL) – Reglas sectoriales específicas sobre aspectos de ciberseguridad de intercambios transfronterizos de electricidad de 22 de julio (*)

- ✓ **27/07/2021** – Publicación de las Framework Guidelines (FGL) en la página web de ACER.
- ✓ Propuesta incluye, entre otros aspectos:
 - ✓ Metodología mejorada de evaluación de riesgos;
 - ✓ Unos roles y una gobernanza mas equilibrados entre ENTSO-E y EU-DSO;
 - ✓ Una metodología de verificación actualizada para comprobar el cumplimiento con un marco comun de ciberseguridad;
- ✓ **27/07/21 – 11/11/21** – Drafting Team para la cooperacion de ENTSO-E y EU DSO prepare una propuesta de NC basada en las FGL de ACER. Envío de propuesta a ACER dentro de los 12 meses desde que ENTSO-E recibe el mandato de la CE.

Próximos pasos:

- ✓ **12/11/2021 – 10/12/2021** – Consulta pública de ENTSO-E y EU-DSO sobre NC de Ciberseguridad + 2 workshop (19 Nov. + 8 Dic.)
- ✓ **14/01/2022** – Envío de la propuesta de NC a la CE
- ✓ **T4 2021 – T3 2022** – Revisión por ACER de la propuesta de NC (plazo de 12 meses desde recepción)
- ✓ **T3 2022 – T1 2023** – Envío de ACER a CE de NC revisado (Plazo de 6 meses desde recepción de propuesta).

GREEN DEAL: HOJA DE RUTA

Estado de tramitación de principales iniciativas (17/11/2021)

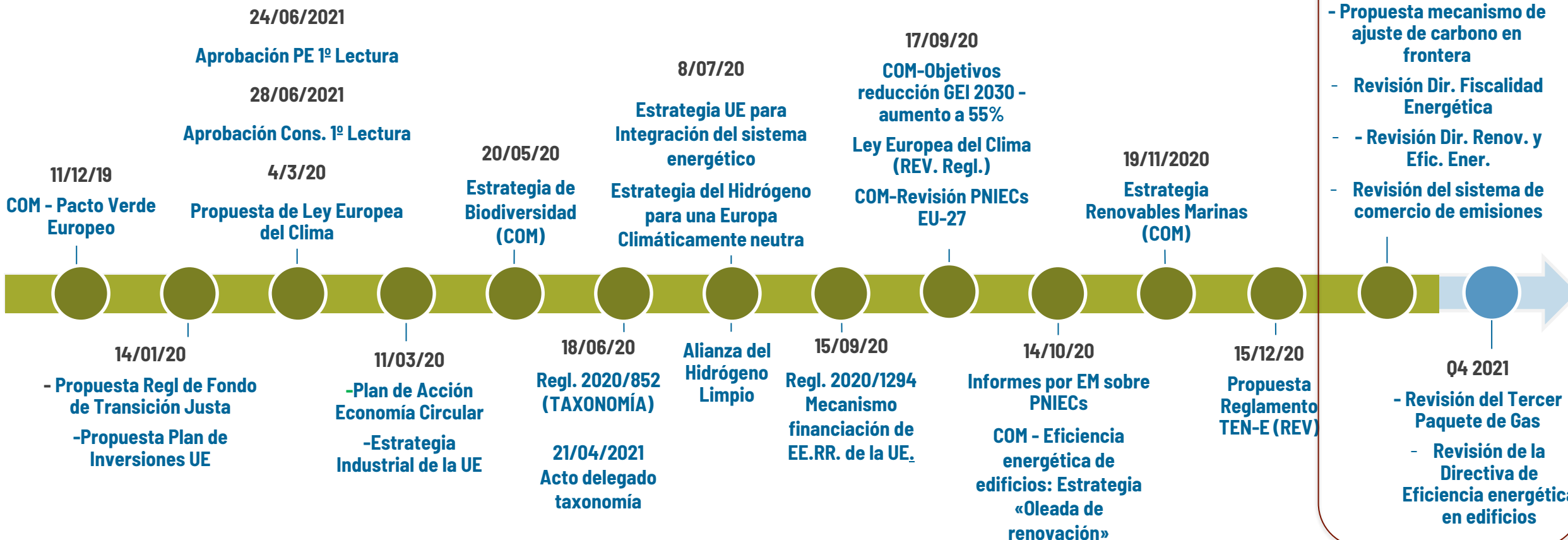
Paquete "Fit for 55"

14/07/2021

- Propuesta mecanismo de ajuste de carbono en frontera
- Revisión Dir. Fiscalidad Energética
- Revisión Dir. Renov. y Efic. Ener.
- Revisión del sistema de comercio de emisiones

Q4 2021

- Revisión del Tercer Paquete de Gas
- Revisión de la Directiva de Eficiencia energética en edificios



Gracias por su atención



www.ree.es



Mauricio Remacha. mremacha@ree.es



CÓDIGOS DE RED DE CONEXIÓN

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

Hitos recientes:

- ✓ **09/07/2021** → Publicación de la versión 2.1 de la NTS tras propuestas de modificación por parte del Grupo de Trabajo de Supervisión (GTSUP).
- ✓ **08/10/2021**
 - Publicación de la corrección de erratas de la versión 2.1 de la NTS
 - Publicación de la guía de aplicación para la evaluación del requisito de amortiguamiento de oscilaciones.

Próximos hitos:

- ✓ 4T 2021 – Prevista consulta pública de propuesta de modificación del PO 12.2 y envío final a MITERD :
 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 territorios no peninsulares.
 2. Requisitos técnicos para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español.

Hitos recientes

- ✓ **21 Abr. 2020** → Envío al MITECO del informe de ENTSOE para evaluar la coherencia de los planes de ER entre sistemas. (art 6.4 y 52 NC ER).
- ✓ **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)*

Próximos hitos y plazos

- ✓ **2021** → Aprobación por NRAs de propuestas de TSOs - (plazo de 6 meses desde su envío)
 - Términos y Condiciones para ejercer como proveedor de servicios de ER (enviado el 18/12/2018)
 - Plan de pruebas (enviado el 18/12/2019)

CÓDIGOS DE OPERACIÓN (II)

Directriz sobre gestión de la RdT (S0) – (Reg. 2017/1485)

Hitos recientes

- ✓ **08/04/2021** → Envío a la CNMC del “Análisis de alternativas de dimensionamiento de las reservas de recuperación de la frecuencia”, en cumplimiento al requerimiento de la CNMC al OS tras la aprobación de metodología y condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque de Control Frecuencia Potencia en el sistema eléctrico peninsular español, previstos en el artículo 119.
- ✓ 14.06.21: Aprobación de ACER de la enmienda a la metodología para coordinar los análisis de la seguridad de la operación (Art. 75 de la S0 GL)
- ✓ 30.06.21: Aprobación de las ARNs del área Continental Europe de los requisitos adicionales de FCR (Art. 118(1)(B) de la S0 GL)
- ✓ 7 Oct 2021: Propuesta de ENTSO-E a ACER una solución ‘interim’ determinando el tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER (*) de FCR en el área síncrona Continental Europe, conforme al Art. 156(11).

Próximos hitos y plazos

- ✓ Octubre 2021 – Febrero 2022: NRAs y TSOs del área síncrona Continental Europe establecerán un proceso de interacción y discusión con grupos de interés para adoptar una solución final determinando el tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER de FCR en el área síncrona Continental Europe, conforme al Art. 156(11).

4T 2021

- ✓ Firma del acuerdo entre el OS y los GRD para el control de la tensión en el punto frontera RdT-RdD (Art. 29 de la S0 GL).
- ✓ 4T 2021 – 1T 2022 - Aprobación de la propuesta de implementación nacional del Artículo 40(5) (MITECO) de la S0 GL.
- ✓ Firma del acuerdo entre el OS y los GRD describiendo los procesos de intercambio de datos entre ambos (Art. 40 (7)) → Sujeto a la aprobación anterior

Directriz CACM (Reg. 2015/1222)

Hitos recientes

- ✓ **9/07/2021** → Envío de “All TSOs” a ACER de propuesta de modificación de la metodología de Reparto de Rentas de Congestión (Congestion Income Distribution CID- art. 73(1)).
- ✓ **19/07/2021** → Envío de “SWE TSOs” a “SWE NRAs” de la propuesta 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.
- ✓ **10/11/2021-10/12/2021** → Consulta pública “All TSOs” de su propuesta de modificación de la metodología “Determination of CCRs” (artículo 15(1) de la GL CACM) que fue aprobada por ACER en su Decisión 04/2021

Próximos hitos

- ✓ **T4 2021** → Prevista aprobación de ACER de propuesta de “All TSOs” de modificación de la metodología de Reparto de Rentas de Congestión (CID- art. 73(1)).
- ✓ **T4 2021** → Aprobación por parte de “SWE NRAs” de la propuesta 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.

Hitos recientes

- ✓ **4/10/21** → Decisión No 12-2021 de ACER que modifica su Decisión No 25-2020 mediante la que establecía la metodología FRC (reparto de costes de firmeza y compensación) (art. 61) y establece la obligatoriedad de ser revisada en caso de modificación de la metodología CID (art. 57) derivada de la GL FCA.

Próximos hitos

- ✓ **T4 2021** → Aprobación por parte de ACER de la propuesta de revisión de las Reglas HAR (Harmonised Allocation Rules) enviada por "All TSOs" a ACER el pasado 25 de junio.

DIRECTRICES DE MERCADO (III)

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

Hitos recientes

- ✓ **11/10/2021 - 10/11/2021** → Consulta pública de ACER de la propuesta "All TSOs" de modificación de la metodología de Pricing (art. 30 de la EBGL) para el establecimiento de nuevos límites de precios para las ofertas de energías de balance (RR, mFRR y aFRR): (+/- 99.999 → +/- 15.000 €/MWh), valor revisable en función de evolución de los precios límite en el MI europeo.
- ✓ **19/10/21-19/12/2021** → Consulta pública "All TSOs" de la propuesta de modificación de los Implementation Framework (IF) para las plataformas europeas de intercambio de productos mFRR, aFRR, IN (mFRRIF, aFRRIF, INIF respectivamente) (artículos 20.1, 21.1 y 22.2 de la EB GL)
- ✓ **5/10/21 - 4/11/21** → Consulta pública CNMC para la adaptación del Procedimiento de Operación P.O. 14.4 a la armonización de la liquidación del desvío (Imbalance Settlement Harmonization (ISH) artículo 52 (2) EB GL) aprobada por ACER en su Decisión 18/2020

Próximos hitos y plazos

- ✓ **Diciembre 2021** → Publicación "All TSOs" del análisis de impacto (Implementation Impact Assessment, IIA) de la implantación de la metodología de asignación co-optimizada en D-1 de capacidad de intercambio para el intercambio o compartición de reservas de balance (tratamiento conjunto de ofertas de energía y reserva) (artículo 13 de la metodología derivada del artículo 40.1 de la EB GL).
- ✓ **Enero 2022** → Prevista aprobación P.O. 14.4 con cambios asociados a la armonización de la liquidación del desvío (ISH).

4. Novedades Legislación UE

Reglamento 2019/943 de Electricidad

■ Criterio de valor mínimo de capacidad de intercambio (Art. 16(8))

- ✓ Aplicación en interconexiones FR-ES y PT-ES desde 1/1/2022 tras finalización derogaciones en región SWE

■ 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 a aplicar para determinación de las configuraciones alternativas a estudiar
- ✓ 6/7/21-3/8/21 – Consulta pública de ACER sobre propuesta para la identificación de las configuraciones alternativas de zonas de ofertas a considerar en la Bidding Zone Review.
- ✓ Q1 2022 → Definición por parte de ACER de las configuraciones alternativas a estudiar en la BZ Review

4. Novedades Legislación UE

Reglamento 2019/943 de Electricidad

■ Criterio de valor mínimo de capacidad de intercambio (Art. 16(8))

- ✓ Aplicación en interconexiones FR-ES y PT-ES desde 1/1/2022 tras finalización derogaciones en región SWE

■ 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 a aplicar para determinación de las configuraciones alternativas a estudiar
- ✓ 6/7/21-3/8/21 – Consulta pública de ACER sobre propuesta para la identificación de las configuraciones alternativas de zonas de ofertas a considerar en la Bidding Zone Review.
- ✓ Q1 2022 → Definición por parte de ACER de las configuraciones alternativas a estudiar en la BZ Review

DESARROLLOS DERIVADOS DEL CEP – OPERACIÓN

Reglamento 2019/943 de Electricidad

Regiones de Operación del Sistema – (System Operation Regions - SOR) – (Art. 36)

- ✓ 29/06/2021 – Nueva Decisión 08-2021 de ACER sobre Regiones de Operación en la que SWE forma parte de una misma SOR 'Central' junto con las CCRs CORE y Italy North (sustituye decisión de 6 abril 2020).
- ✓ 26/08/2021 – ENTSO-E registra un nuevo recurso de apelación ante el Board of Appeal de ACER, solicitando una revisión de la Decisión.
- ✓ 18/10/2021 – ACER retira su decisión 08-2021 por la que se definen las SOR.
- ✓ 26/12/2021 – Decisión del Board of Appeal de ACER.

Propuesta de Centros Regionales de Coordinación – (Regional Coordination Centres- RCC) – (Art. 35)

- ✓ 20/01/2021 – ARNs han acordado el Documento para el Establecimiento de RCCs en Central SOR.
- ✓ Q4/2021 – Propuesta de TSOs a ARNs de actualización de ciertos aspectos del Documento para el Establecimiento de RCCs en Central SOR.
- ✓ Julio 2022 – RCCs operativos.

Reglamento 2019/941 – Preparación ante riesgos

Metodología para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica – (Art. 5)

- ✓ 06/03/2020 – Decisión de ACER sobre propuestas de metodologías para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica (Art. 5) y sobre la metodología de cobertura de corto plazo (Art. 8).
- ✓ 26/06/2020 – Envío a ENTSO-E de la evaluación de REE de los escenarios regionales de crisis proporcionados por ENTSO-E
- ✓ Sept. 2020 – ENTSO-E y TSOs envían los escenarios regionales de crisis de electricidad mas relevantes a ARN
- ✓ Enero 2021 – Identificación de los escenarios de crisis de electricidad nacionales más pertinentes por parte de las ARNs (en consulta con REE). Notificación a GCE y a la Comisión
- ✓ 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

Próximas Reuniones d Reunión el CTSOSEI

- **C** Reunión el miércoles, **12 de enero** de 2022
- **CI** Reunión el miércoles, **16 de marzo** de 2022
- **CII** Reunión el miércoles, **11 de mayo** de 2022
- **CIII** Reunión el miércoles, **13 de julio** de 2022
- **CIV** Reunión el miércoles, **21 de septiembre** de 2022
- **CV** Reunión el miércoles, **16 de noviembre** de 2022



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Resultados de la Operación del Sistema **Boletín Mensual Septiembre 2021**

Dirección de **Operación**

Fecha de ejecución Noviembre-2021

5 de noviembre de 2021



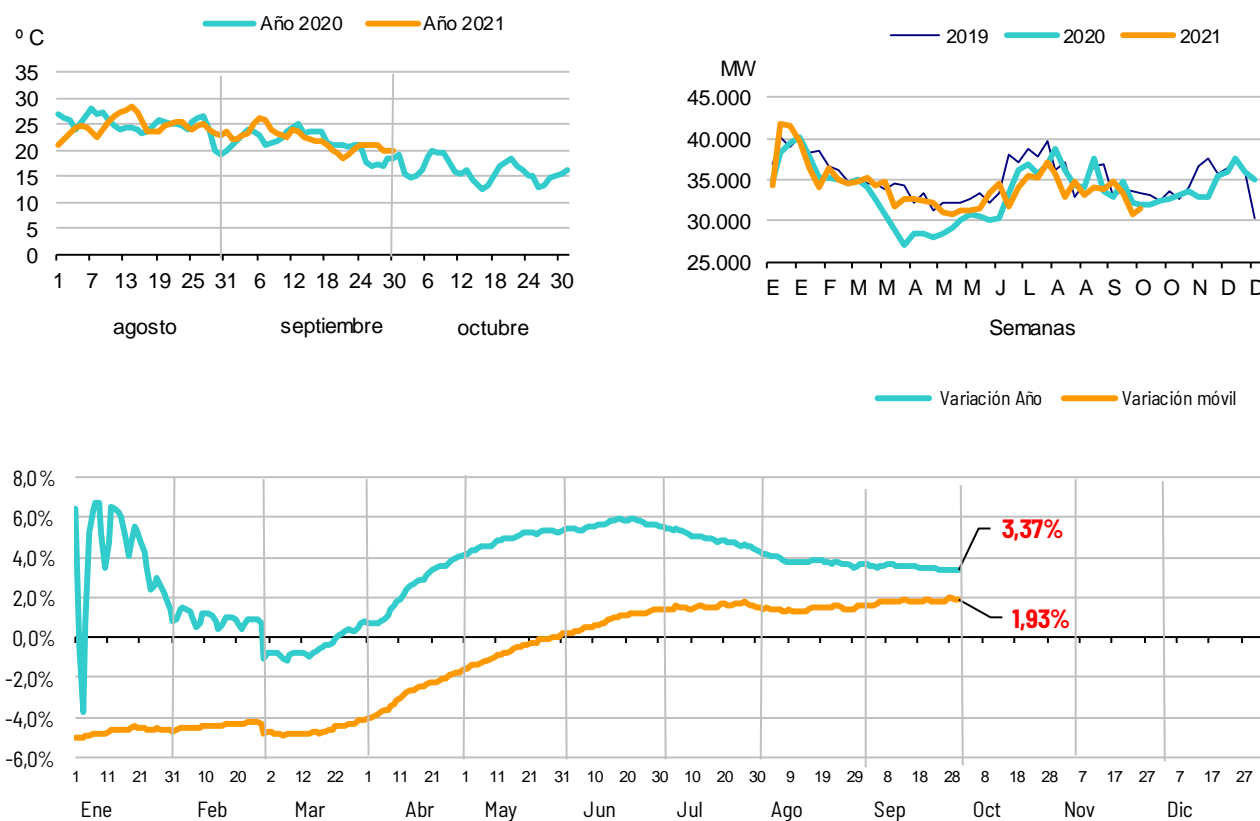
Índice

1. DEMANDA.....	1
2. MEDIOS de GENERACIÓN.....	2
2.1. HIDRÁULICA	2
2.2. CONSUMO BOMBEO	3
2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE	3
2.3.1. Nuclear.....	3
2.3.2. Ciclo Combinado	4
2.3.3. Cogeneración	4
2.3.4. Carbón.....	4
2.3.5. Residuos No renovables.....	5
2.3.6. Turbinación Bombeo.....	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.....	11
5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED	12
6. NUEVAS INSTALACIONES RdT	13



1. DEMANDA

La demanda del mes de Septiembre en b.c. ha alcanzado un valor de 19.645 GWh. Ello supone un aumento del 1,4% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta un aumento del 1,6%



Punta máxima Septiembre 2021:	34.759 MWh (martes día 7)
Punta máxima Septiembre 2020:	34.195 MWh (miércoles día 16)
Punta máxima año 2021:	41.476 MWh (viernes día 8 de enero)
Energía diaria máx. Septiembre 2021:	729 GWh (martes día 7)
Energía diaria máx. Septiembre 2020:	712 GWh (miércoles día 16)
Energía diaria máx. año 2021:	834 GWh (miércoles día 13 de enero)



2. MEDIOS de GENERACIÓN

2.1. HIDRÁULICA

El mes de Septiembre registra una hidraulicidad inferior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidroeléctrico un valor de 0,9. El índice acumulado anual registra un valor de 1,0.

2021	Producción (GWh)	% 21/20	Producible	Indice	%P>
Enero	4.056	8,76	4.395	1,14	28,5
Febrero	4.516	59,10	7.419	2,11	8,6
Marzo	3.714	19,27	3.197	0,75	73,9
Abril	2.743	-4,16	1.897	0,49	97,3
Mayo	2.157	-24,59	1.971	0,63	93,1
Junio	2.179	-3,83	1.481	0,77	65,7
Julio	2.207	20,07	536	0,61	80,1
Agosto	1.880	-0,50	260	0,49	91,8
Septiembre	1.392	-16,70	582	0,92	37,9
Octubre					
Noviembre					
Diciembre					
Total	24.839	7,7	21.734	1,0	54,2

En Septiembre, el conjunto de las reservas hidroeléctricas ha disminuido en 4,0 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Septiembre las reservas son inferiores en casi 11,0 puntos a las del mismo periodo del año 2020.

La evolución de las reservas hidráulicas es la siguiente:

	ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO	
2021	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Diciembre 2020	5.564	62	3.855	40	9.419	51
Enero	5.987	67	3.771	39	9.759	53
Febrero	7.280	81	5.382	56	12.662	68
Marzo	6.783	76	5.362	56	12.145	66
Abril	6.144	69	5.156	54	11.299	61
Mayo	6.063	68	5.051	53	11.114	60
Junio	5.668	63	4.748	50	10.416	56
Julio	4.642	52	4.103	43	8.745	47
Agosto	3.722	42	3.403	36	7.125	38
Septiembre	3.327	37	2.987	31	6.314	34
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						



2.2. CONSUMO BOMBEO

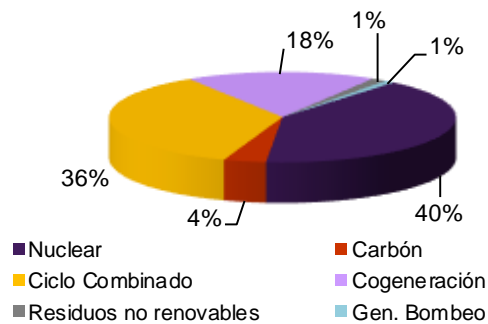
El consumo mensual para el bombeo en Septiembre ha sido de 183 GWh, inferior en un 17,6% al del mismo periodo del año 2020.

2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

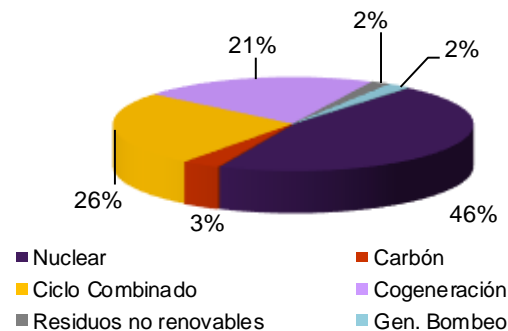
Producción de Septiembre: 12.105 GWh, un 2,11% inferior a la del mismo periodo del año 2020.

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

Septiembre 2021



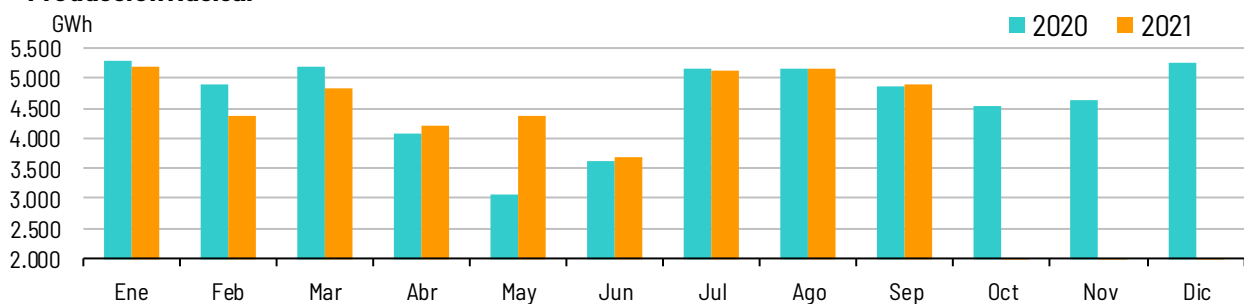
Acumulado 2021



2.3.1. Nuclear

Producción de Septiembre: 4.891 GWh, un 0,4% superior a la del mismo periodo del año 2020.

Producción Nuclear

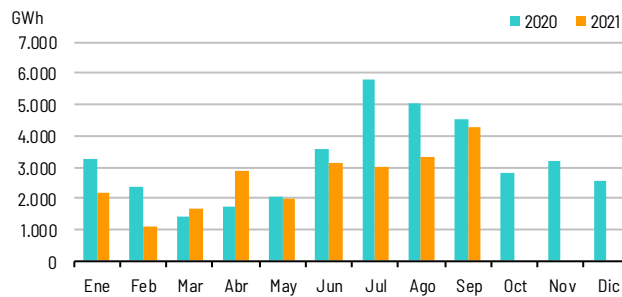




2.3.2. Ciclo Combinado

Producción de Septiembre: 4.296 GWh, un 5,5 % inferior a la del mismo período del año 2020.

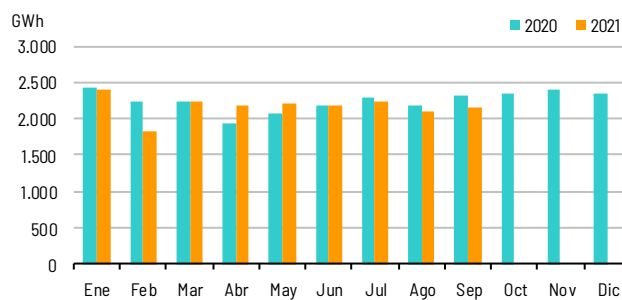
Generación con Ciclo Combinado



2.3.3. Cogeneración

Producción de Septiembre: 2.155 GWh, un 6,5% inferior a la del mismo período del año 2020.

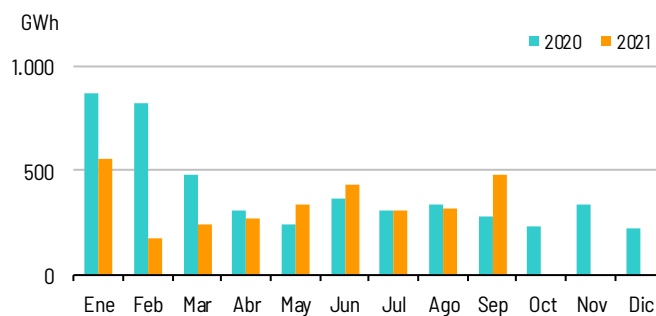
Generación con Cogeneración



2.3.4. Carbón

Producción de Septiembre: 478 GWh, un 69,1% superior a la del mismo período del año 2020.

Generación con Carbón

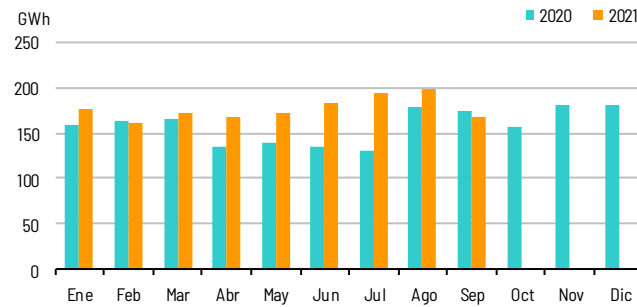




2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Septiembre: 167 GWh, un 3,7% inferior a la del mismo período del año 2020.

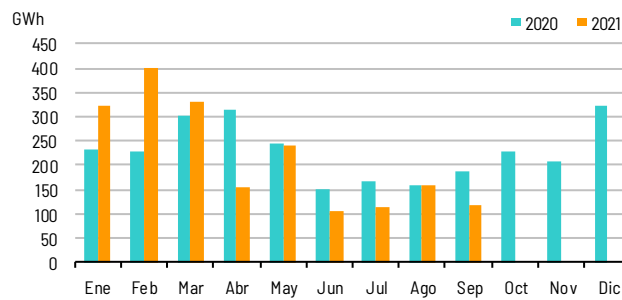
Generación con Residuos no renovables



2.3.6. Turbinación Bombeo

Producción de Septiembre: 118 GWh, un 37,0% inferior a la del mismo período del año 2020.

Generación con turbinación bombeo



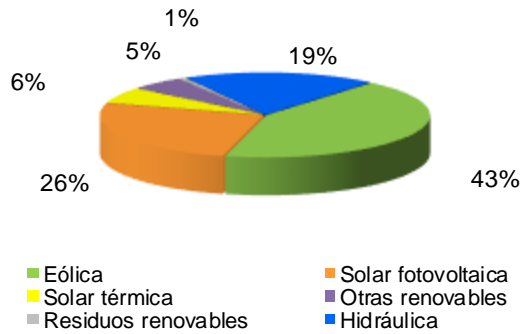


2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

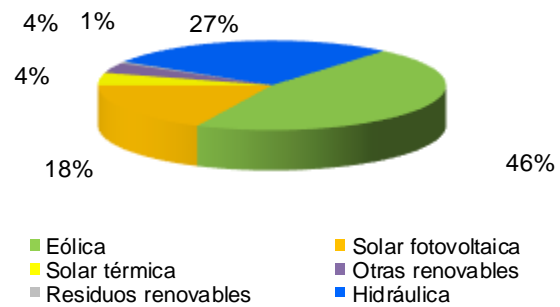
Producción de Septiembre: 7.280 GWh, un 14,9% inferior a la del mismo período del año 2020.

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

Septiembre 2021



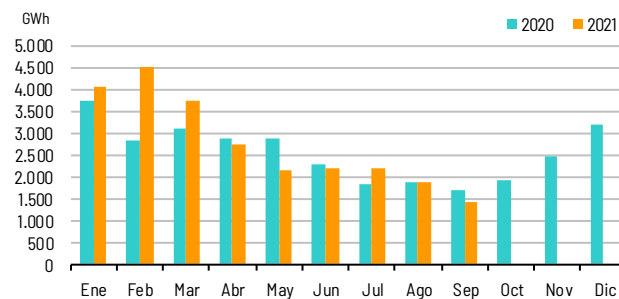
Acumulado 2021



2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Septiembre: 1.392 GWh, un 17,0% inferior a la del mismo período del año 2020.

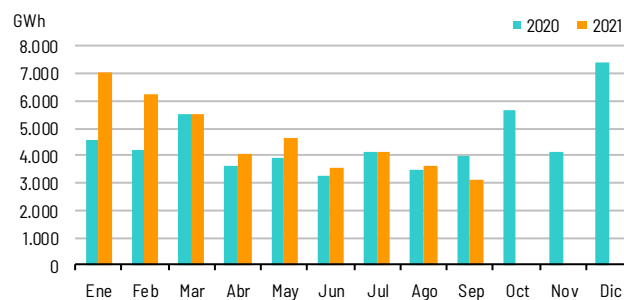
Generación con hidráulica



2.4.2. Eólica

Producción de Septiembre: 3.123 GWh, un 21,2% inferior a la del mismo período del año 2020.

Generación con Eólica

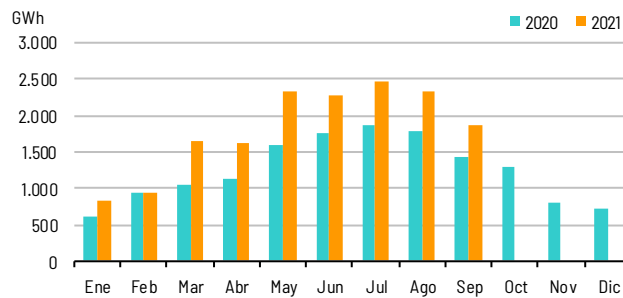




2.4.3. Fotovoltaica

Producción de Septiembre: 1.867 GWh, un 30,8% superior a la del mismo período del año 2020.

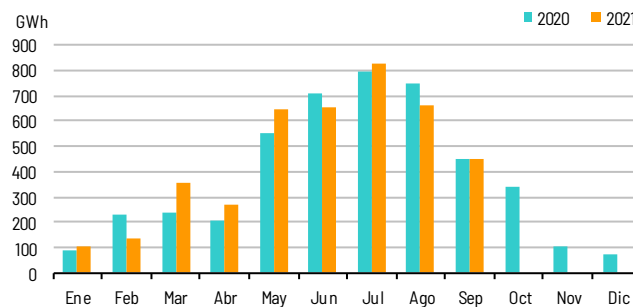
Generación con Solar fotovoltaica



2.4.4. Solar Térmica

Producción de Septiembre: 447 GWh, un 1,0% inferior a la del mismo período del año 2020.

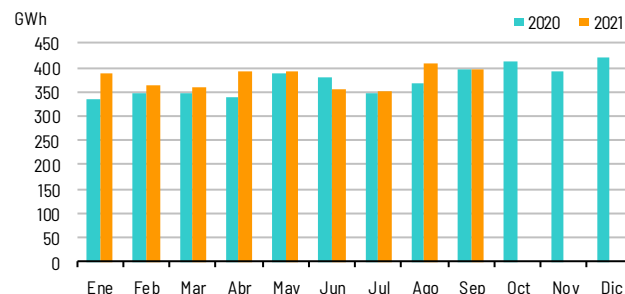
Generación con Solar térmica



2.4.5. Otras Renovables

Producción de Septiembre: 395 GWh, un 0,1% superior a la del mismo período del año 2020.

Generación con otras renovables

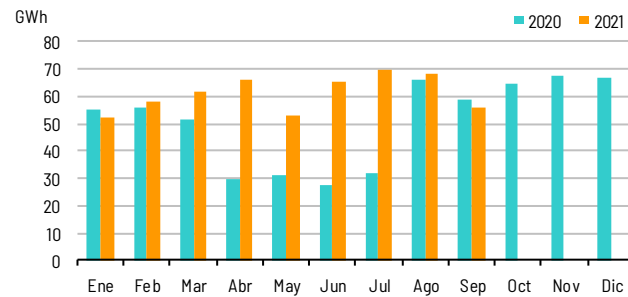




2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Septiembre: 56 GWh, un 4,9% inferior a la del mismo período del año 2020.

Generación con residuos renovables





3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-220 kV BIESCAS-PRAGNÈRES	23.08.21 04.09.21	RTE	Trabajos RTE
L-220 kV ARKALE-ARGIA	06.09.21 10.09.21	RTE	Sustitución de aisladores en seccionadores y aisladores soportes.
SE 220 kV ARKALE: DF1	06.09.21 10.09.21	REE	Reparación tubería desde conservador a cambiador de tomas para evitar disparos intempestivos por Jansen.
SE 220 kV ARKALE: DF1	20.09.21 30.09.21	REE	Revisión de la máquina por disparo relé Jansen.
L-150 kV BENÓS-LAC D'OO	21.09.21 21.09.21	e.de	Actualizar protecciones en la posición 662 Benos en la S.E. Arties. Afecta la salida L150 BENOS-LAC D'OO con un cero a la preparación.
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 1	27.09.21 01.10.21	RTE	Trabajos RTE
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 1	27.09.21 30.09.21	REE	Mantenimiento anual de la Conversora.
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 1	27.09.21 29.09.21	REE	Rellenar deposito botella terminal del cable 320 kV del polo positivo
L-150 kV BENÓS-LAC D'OO	28.09.21 28.09.21	e.de	Mantenimiento.

PORTUGAL

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-132 kV CONCHAS-LINDOSO	11.08.18 31.12.21	REN	Abierta, aislada y p.a.t. por parte de REN sin trabajos asociados.
L-220 kV ALDEADAVILA-POCIÑO 1	08.09.21 08.09.21	REN	Trabajos REN de análisis de aceite en TT.
L-220 kV ALDEADAVILA-POCINHO 2	08.09.21 08.09.21	REN	Trabajos REN de análisis de aceite en TT.
L-220 kV SAUCELLE-POCINHO	09.09.21 09.09.21	REN	Trabajos REN de análisis de aceite en TT.
L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 1	20.09.21 24.09.21	REE	Mantenimiento de la posición Cartelle.
L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 1	20.09.21 24.09.21	REE	Sustitución de grapas.
L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 2	20.09.21 23.09.21	REE	Retirada reenganches en ambos extremos por trabajos en L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 1



L-66 kV BADAJOZ ALCAÇOVA	27.09.21 04.10.21	REE	Izado del apoyo 2RN, tendido, regulado y engrapado de conductores y cable de tierra.
L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 2	27.09.21 01.10.21	REE	Mantenimiento de la posición Cartelle.

MARRUECOS

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA-BENI HARCHANE-MELLOUSA	08.03.21 12.01.22	REE	Reparación de CABLE4, queda en descargo tras disparo del mismo en PES.
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA 2	19.09.21 19.09.21	ONEE	Trabajos de limpieza del aislamiento sin tensión. Se solicita circuito abierto en SE 400 kV PTO. CRUZ.
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA-BENI HARCHANE-MELLOUSA	19.09.21 21.09.21	REE	Reparación cable 4.
L-400 kV E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA 2	19.09.21 19.09.21	REE	Reparación cable 4.

ANDORRA

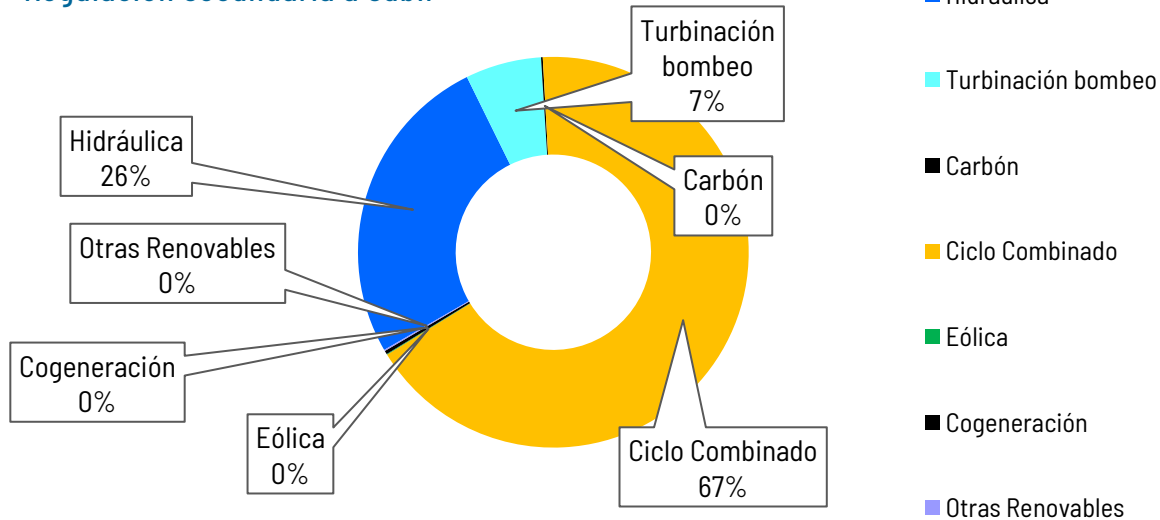
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
-------------	-------	-------------	-------------



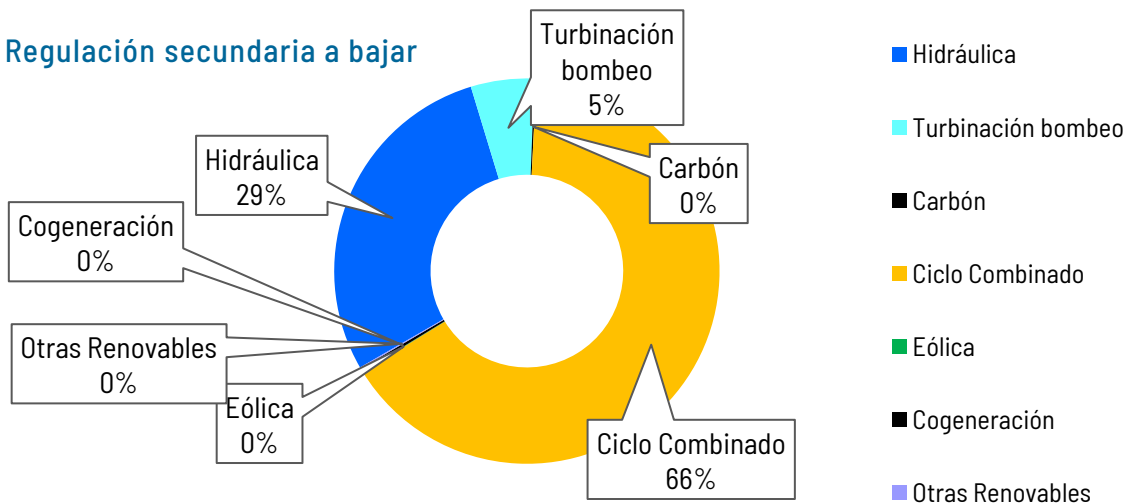
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	107.588	101.143
Turbinación bombeo	25.985	18.799
Carbón	588	588
Ciclo Combinado	277.204	231.143
Eólica	236	173
Cogeneración	1.192	1.022
Otras Renovables	421	366
Total	413.214	353.234

Regulación secundaria a subir



Regulación secundaria a bajar





5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

Sin incidencias reseñables.



6. NUEVAS INSTALACIONES RdT

Fecha	Instalación	Comentarios
09.09.21	L-220 kV LOUSAME-MAZARICOS.	Nueva línea.
20.09.21	SE 220 kV ARENAS DE SAN JUAN	Nueva posición ICTIO ALCAZAR 1
24.09.21	Desaparición T PATRAIX	Desde 26.07.21 desaparece L-220 kV F.S.Luis-Patraix-Torrente y Nueva L-220 kV Patraix-Torrente. Ahora nueva L-220 kV F.S. Luis-Torrente aprovechando circuito L-132 kV F.S. Luis-Torrente.



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Resultados de la Operación del Sistema **Boletín Mensual Octubre 2021**

Dirección de **Operación**

Fecha de ejecución Noviembre-2021

13 de noviembre de 2021



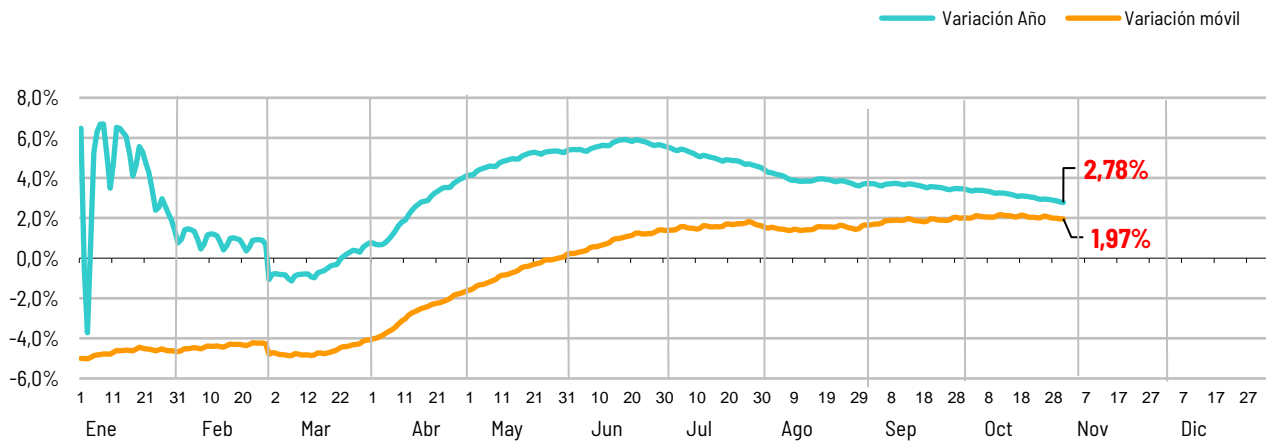
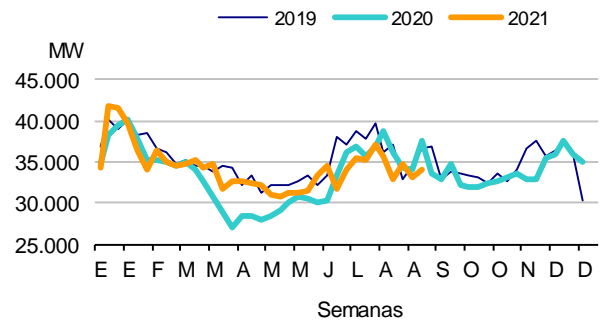
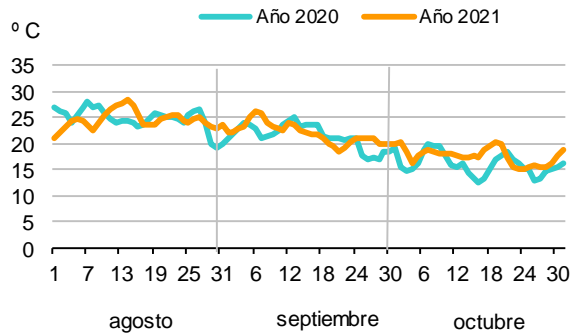
Índice

1. DEMANDA.....	1
2. MEDIOS de GENERACIÓN.....	2
2.1. HIDRÁULICA	2
2.2. CONSUMO BOMBEO	3
2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE	3
2.3.1. Nuclear.....	3
2.3.2. Ciclo Combinado	4
2.3.3. Cogeneración	4
2.3.4. Carbón.....	4
2.3.5. Residuos No renovables.....	5
2.3.6. Turbinación Bombeo.....	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.....	11
5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED	12
6. NUEVAS INSTALACIONES RdT	13



1. DEMANDA

La demanda del mes de Octubre en b.c. ha alcanzado un valor de 18.974 GWh. Ello supone un descenso del 3,3% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta un descenso del 2,3%



Punta máxima Octubre 2021:	31.430 MWh (jueves día 28)
Punta máxima Octubre 2020:	32.987 MWh (martes día 27)
Punta máxima año 2021:	41.476 MWh (viernes día 8 de enero)
Energía diaria máx. Octubre 2021:	658 GWh (miércoles día 6)
Energía diaria máx. Octubre 2020:	681 GWh (miércoles día 28)
Energía diaria máx. año 2021:	834 GWh (miércoles día 13 de enero)



2. MEDIOS de GENERACIÓN

2.1. HIDRÁULICA

El mes de Octubre registra una hidraulicidad inferior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidroeléctrico un valor de 0,5. El índice acumulado anual registra un valor de 0,94.

2021	Producción (GWh)	% 21/20	Producible	Indice	%P>
Enero	4.056	8,76	4.395	1,14	28,5
Febrero	4.516	59,10	7.419	2,11	8,6
Marzo	3.714	19,27	3.197	0,75	73,9
Abril	2.743	-4,16	1.897	0,49	97,3
Mayo	2.157	-24,59	1.971	0,63	93,1
Junio	2.179	-3,83	1.481	0,77	65,7
Julio	2.207	20,07	536	0,61	80,1
Agosto	1.880	-0,50	260	0,49	91,8
Septiembre	1.392	-16,70	582	0,92	37,9
Octubre	1.020	-46,45	659	0,50	82,5
Noviembre					
Diciembre					
Total	25.863	9,6	22.397	0,94	56,6

En Octubre, el conjunto de las reservas hidroeléctricas ha disminuido en 2,0 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Octubre las reservas son inferiores en casi 13,6 puntos a las del mismo periodo del año 2020.

La evolución de las reservas hidráulicas es la siguiente:

2021	ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Diciembre 2020	5.564	62	3.855	40	9.419	51
Enero	5.987	67	3.771	39	9.759	53
Febrero	7.280	81	5.382	56	12.662	68
Marzo	6.783	76	5.362	56	12.145	66
Abril	6.144	69	5.156	54	11.299	61
Mayo	6.063	68	5.051	53	11.114	60
Junio	5.668	63	4.748	50	10.416	56
Julio	4.642	52	4.103	43	8.745	47
Agosto	3.722	42	3.403	36	7.125	38
Septiembre	3.327	37	2.987	31	6.314	34
Octubre	3.215	36	2.738	29	5.953	32
Noviembre						
Diciembre						



2.2. CONSUMO BOMBEO

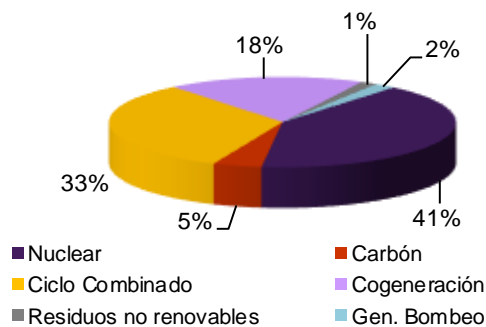
El consumo mensual para el bombeo en Octubre ha sido de 217 GWh, inferior en un 16,4% al del mismo periodo del año 2020.

2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

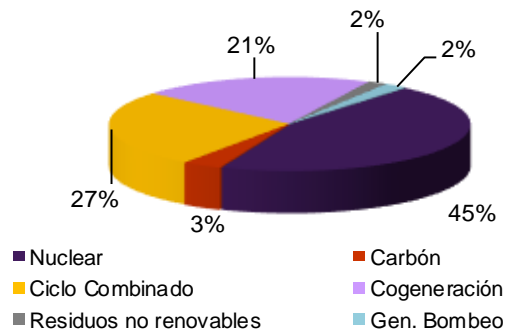
Producción de Octubre: 11.631 GWh, un 12,9% superior a la del mismo periodo del año 2020.

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

Octubre 2021



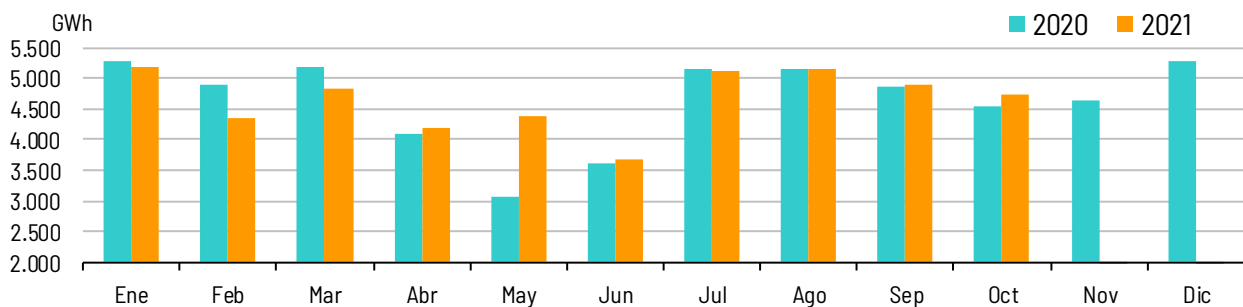
Acumulado 2021



2.3.1. Nuclear

Producción de Octubre: 4.748 GWh, un 4,8% superior a la del mismo periodo del año 2020.

Producción Nuclear

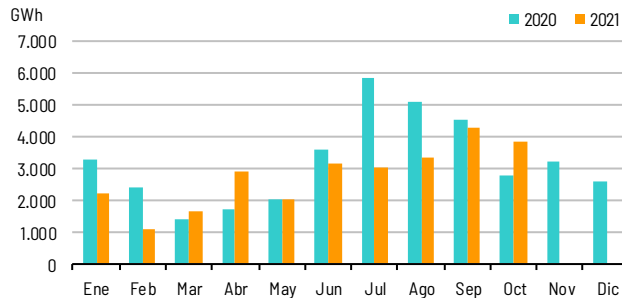




2.3.2. Ciclo Combinado

Producción de Octubre: 3.806 GWh, un 36,4% superior a la del mismo período del año 2020.

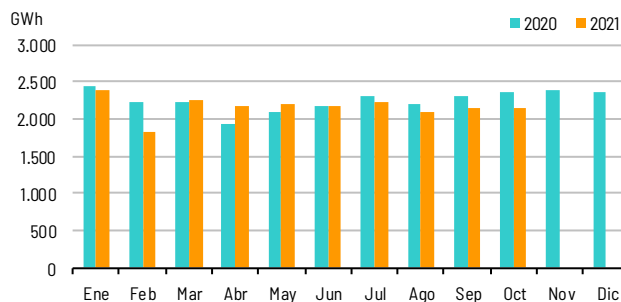
Generación con Ciclo Combinado



2.3.3. Cogeneración

Producción de Octubre: 22.138 GWh, un 9,1% inferior a la del mismo período del año 2020.

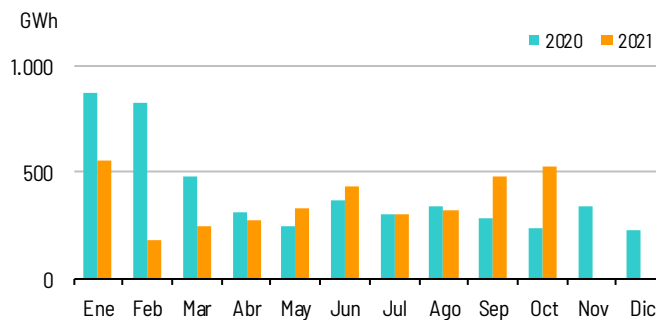
Generación con Cogeneración



2.3.4. Carbón

Producción de Octubre: 528 GWh, un 124,8% superior a la del mismo período del año 2020.

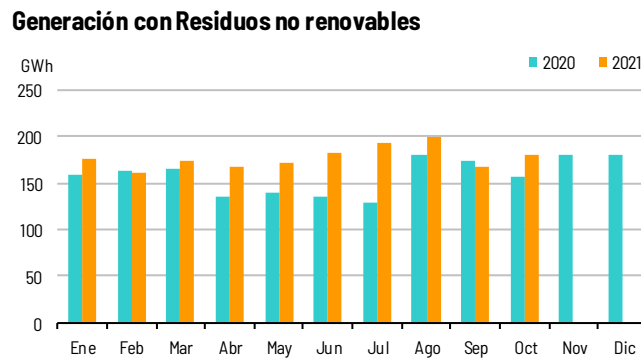
Generación con Carbón





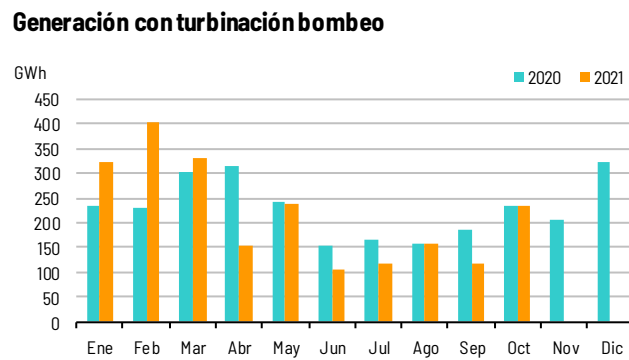
2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Octubre: 179 GWh, un 14,2% superior a la del mismo período del año 2020.



2.3.6. Turbinación Bombeo

Producción de Octubre: 232 GWh, un 0,5% inferior a la del mismo período del año 2020.



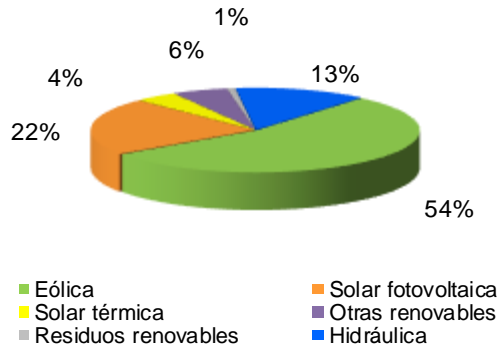


2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

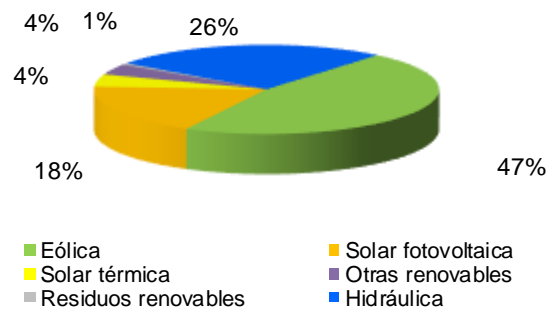
Producción de Octubre: 7.798 GWh, un 14.6% superior a la del mismo período del año 2020.

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

Octubre 2021



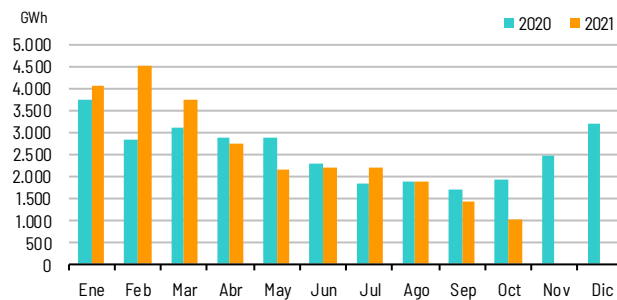
Acumulado 2021



2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Octubre: 1.020 GWh, un 46,4% inferior a la del mismo período del año 2020.

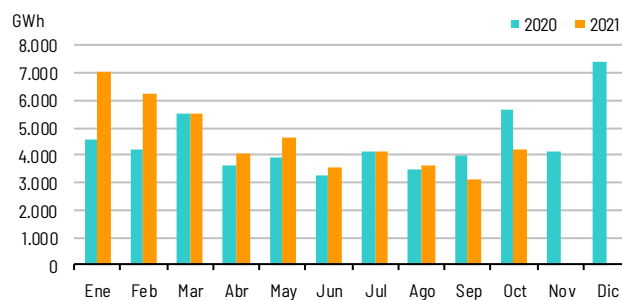
Generación con hidráulica



2.4.2. Eólica

Producción de Octubre: 4.229 GWh, un 25,5% inferior a la del mismo período del año 2020.

Generación con Eólica

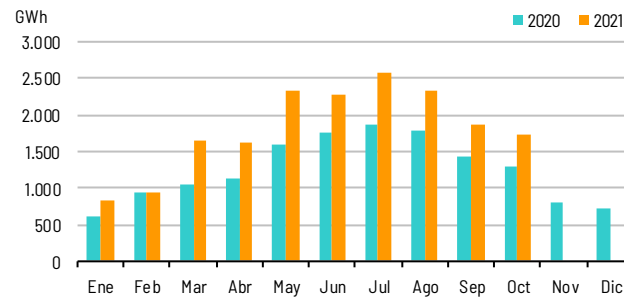




2.4.3. Fotovoltaica

Producción de Octubre: 1.726 GWh, un 34,3% superior a la del mismo período del año 2020.

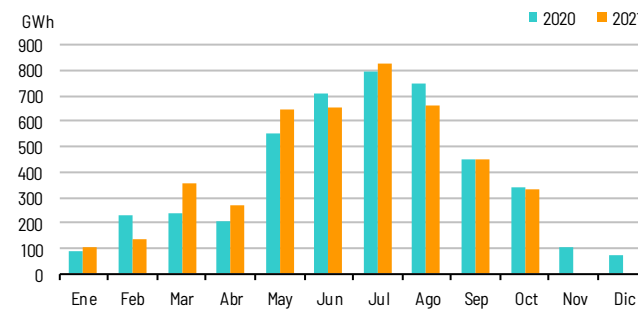
Generación con Solar fotovoltaica



2.4.4. Solar Térmica

Producción de Octubre: 632861 GWh, un 3,6% inferior a la del mismo período del año 2020.

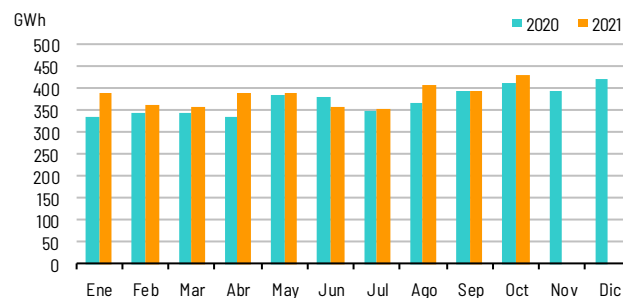
Generación con Solar térmica



2.4.5. Otras Renovables

Producción de Octubre: 431 GWh, un 4,1% superior a la del mismo período del año 2020.

Generación con otras renovables

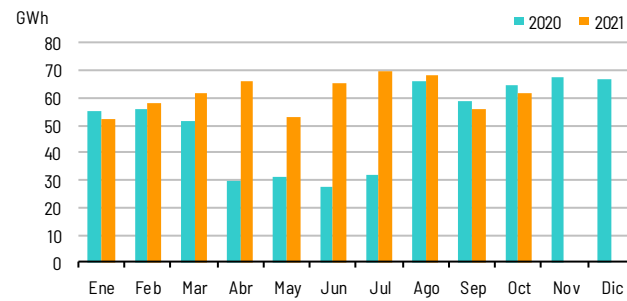




2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Octubre: 62 GWh, un 4,8% inferior a la del mismo período del año 2020.

Generación con residuos renovables





3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
SE 220 kV ARKALE: DF1	20.09.21 25.10.21	REE	Revisión de la máquina por disparo relé Jansen.
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 2	4.10.21 7.10.21	REE	Insp. sist. P.A.T./cubiertas.
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 2	04.10.21 08.10.21	RTE	Trabajos RTE
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 2	4.10.21 6.10.21	REE	Mantenimiento anual de la Conversora.
L-400 kV VIC-BAIXAS	11.10.21 22.10.21	RTE	Desacopla para trabajos RTE
L-150 kV BENÓS-LAC D'OO	25.10.21 02.11.21	REE	Desacopla para Mantenimiento.
L-132 kV IRUN-ERRONDENIA	25.10.21 31.12.21	RTE	Desacopla para trabajos de RTE
L-400 kV VIC-BAIXAS	25.10.21 31.12.21	RTE	Sin renganches para trabajos RTE

PORTUGAL

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-132 kV CONCHAS-LINDOSO	11.08.18 31.12.21	REN	Abierta, aislada y p.a.t. por parte de REN sin trabajos asociados.
L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 2	27.09.21 01.10.21	REE	Mantenimiento de la posición Cartelle.
L-66 kV BADAJOZ ALCAÇOVA	27.09.21 04.10.21	REE	Desacopla para izado del apoyo 2RN, tendido, regulado y engrapado de conductores y cable de tierra.
L-220 kV ALDEADAVILA-POCIÑO 1	04.10.21 08.10.21	REN	Desacopla para mantenimiento preventivo.
L-66 kV BADAJOZ ALCAÇOVA	06.10.21 06.10.21	REE	Desacopla para energización de la nueva subestación REE RIOCAYA 66 kV
L-220 kV ALDEADAVILA-POCIÑO 2	07.10.21 07.10.21	REN	Sin renganches por trabajos de REN .
L-220 kV ALDEADAVILA-POCIÑO 1	11.10.21 11.10.21	REN	Sin renganches por trabajos de REN .
L-220 kV ALDEADAVILA-POCIÑO 2	11.10.21 15.10.21	REN	Desacopla para mantenimiento preventivo.



L-132 kV CONCHAS-LINDOSO	18.10.21 21.10.21	REE	Instalación de salvapájaros.
L-132 kV CONCHAS-LINDOSO	18.10.21 22.10.21	REN	MTTO. PLANIFICADO POSICIÓN.

MARRUECOS

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA-BENI HARCHANE-MELLOUSA	08.03.21 12.01.22	REE	Reparación de CABLE4, queda en descargo tras disparo del mismo en PES.
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA-BENI HARCHANE-MELLOUSA	07.10.21 12.10.21	REE	Desacopla para reparación cable 4.
L-400 kV E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA 2	10.10.21 11.10.21	REE	Desacopla para reparación cable 4.

ANDORRA

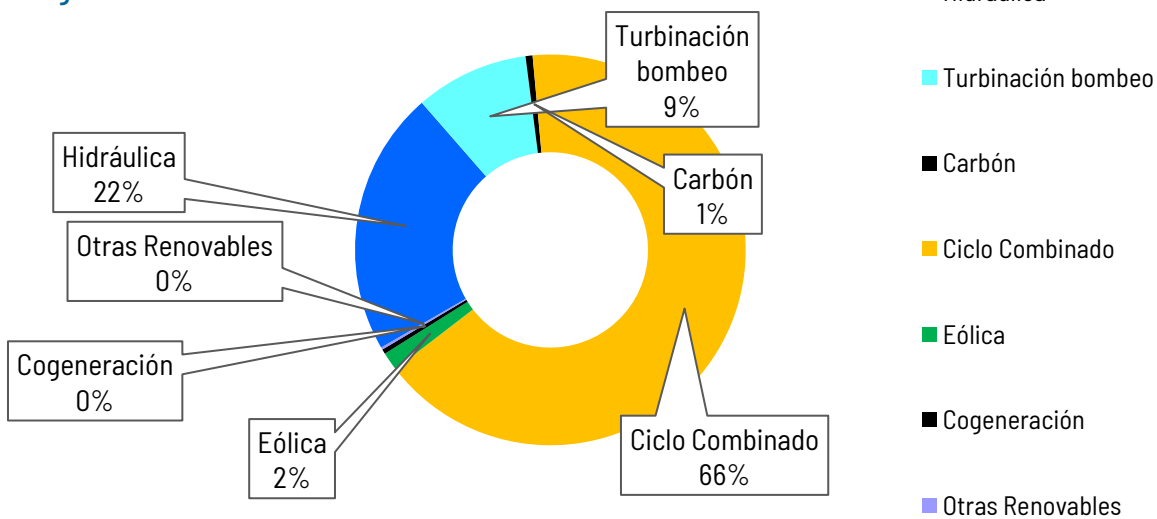
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
-------------	-------	-------------	-------------



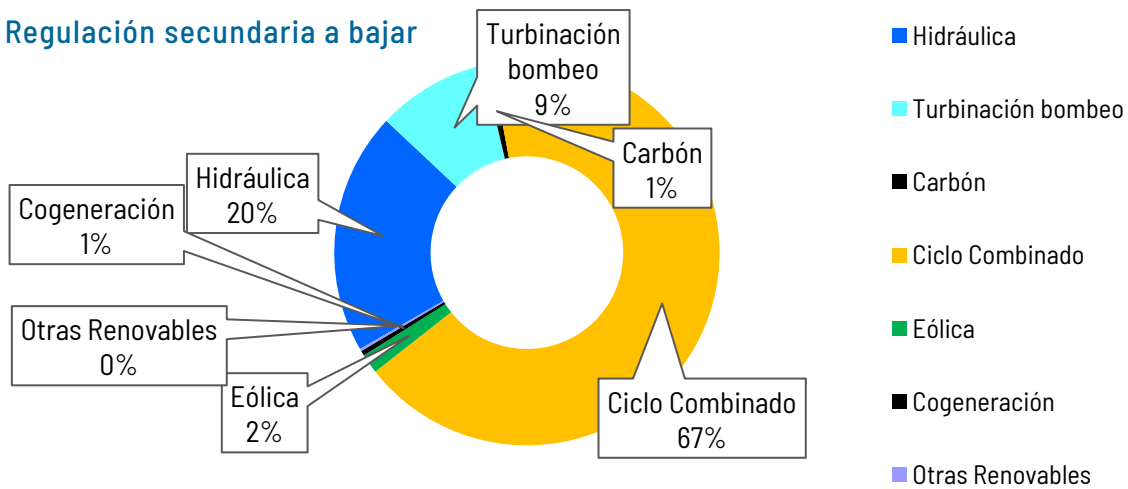
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	94.794	74.387
Turbinación bombeo	40.653	34.196
Carbón	2.516	2.516
Ciclo Combinado	285.669	246.585
Eólica	6.574	5.992
Cogeneración	1.716	1.558
Otras Renovables	800	723
Total	432.722	365.957

Regulación secundaria a subir



Regulación secundaria a bajar





5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

Sin incidencias reseñables.



6. NUEVAS INSTALACIONES RdT

Fecha	Instalación	Comentarios
01.10.21	SE 400/132 kV ROMICA	Reposición máquina definitiva ATP 400/132 kV (450 MVA) (No REE) tras avería de la anterior en enero de 2021 en sustitución del AT1 provisional de las mismas características para la evacuación de generación renovable.
06.10.21	SE 66 kV RIOCAYA (no REE)	Nuevas Posiciones L/Alcaçova 1 ((52-6, 89B1-6, 89B2-6, 89-6) y 2 (52-5, 89B1-5, 89B2-5, 89-5) (ambas de REE) en SE 66 kV Riocaya 66 kV (No REE). Nueva L-66 kV Riocaya-Alcaçova 1 (Nueva interconexión con Portugal) (REE y REN) y L-66 kV Riocaya-Badajoz 1 (No REE). La L-66 kV Riocaya-Alcaçova 1 ha quedado abierta en el extremo portugués según lo acordado con REN. La L-66 kV Riocaya-Alcaçova 2 tiene puentes abiertos en el extremo portugués. Desaparece L-66 kV Badajoz-Alcaçova.
14.10.21	SE 400 kV BROVALES	Ampliación de la calle 2 en SE 400 kV BROVALES, nueva posición Futura Apicio 1-JBP1 (521-2).
21.10.21	SE 220 kV HERNANI	Nuevo TRP-4 220/30 kV (60 MVA). Sustituye al anterior de la misma potencia averiado. Queda en carga el 22.10.21.
28.10.21	SE 400 kV J.M. ORIOL	Nuevo TRA-1 33/0,4 kV posición ATP-1 400/220 kV.



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es