

C REUNIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO

Mediante videoconferencia.
el miércoles, 12 de enero de 2022, a las 11:00 hora española.

ORDEN DEL DIA

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

**CXIX REUNIÃO DO COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMENTO
DA OPERAÇÃO DO SISTEMA IBÉRICO
17 DE NOVEMBRO DE 2021
RESUMO E CONCLUSÕES
(APROVADA)**

AGENDA

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

DOCUMENTAÇÃO

As apresentações utilizadas na reunião conjuntamente com a ata aprovada da reunião anterior incluindo os últimos informes mensais de operação da REE ficaram à disposição dos membros do Comité mediante “link” incluído no correio eletrónico enviado na segunda-feira, 17 de novembro de 2021 às 12:28.

RECEPÇÃO E APROVAÇÃO DA ATA DA REUNIÃO ANTERIOR

A reunião WEB realizou-se no dia 17 de novembro de 2021, ligada mediante uma plataforma de videoconferência (ZOOM) moderado por Jaime Sanchiz presente nas instalações da RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA em Alcobendas, Madrid.

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

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

Apresentações

CTSOSEI_211117 (99) _RENELEC_OPERACAO_P.pdf	Apresentações de Paulo Marques (análise da operação do sistema português e previsões para os próximos meses)
CTSOSEI_211117 (99) _RENELEC_PROCURA_P.pdf	
CTSOSEI_211117 (99) _REE_OPERACAO_E.pdf	Apresentações de Tomás Dominguez (análise da operação do sistema espanhol e previsões para os próximos meses)
CTSOSEI_211117 (99) _REE_PROCURA_E.pdf	
CTSOSEI_211117 (99) _RENGAS_P.pdf	Apresentação de Marta Bacharel (análise do sistema do gás em Portugal)
CTSOSEI_211117 (99) _ENAGAS_E.pdf	Apresentação de Rolando Silva (análise da operação do sistema do gás e previsões para os próximos meses em Espanha)
CTSOSEI_211117 (99) _RENELEC_MDOSINTINT_P.pdf	Apresentação de Manuela Damas (resultados dos mercados de operação em Portugal)
CTSOSEI_211117 (99) _REE_MDOSINTINT_E.pdf	Apresentação de María Luisa Llorens (resultados dos mercados de operação em Espanha)
CTSOSEI_211117 (99) _RENELEC_NORMATIVA_P.pdf	Apresentação de Paulo Marques (novidades legislativas)
CTSOSEI_211117 (99) _REE_NORMATIVA_E.pdf	Apresentação de Mauricio Remacha (novidades legislativas e regulação europeia e iniciativas regionais)

INTERVENÇÕES E CONCLUSÕES

Análise da Operação dos Sistemas.

Diego Vela confirmou que os operadores de sistema espanhóis das redes de gás e eletricidade têm mantido um diálogo fluido e permanente a fim de reforçar mutuamente os compromissos de garantia de abastecimento em ambos os sistemas.

Descreveu as medidas paliativas empreendidas, após a anterior reunião deste Comité para as quais os agentes comercializadores contribuíram, colaborando de forma relevante e decisiva através de slots adicionais para atracação de navios; aumento dos armazenamentos de gás do sistema; contratação de espaço em tanques para descarga e contratação de slots. Como resultado destas medidas, a partir de novembro de 2021 o “stock” de gás existente superou a do mesmo mês de 2020, embora tenha terminado o contrato de fornecimento de GNL através de Tarifa.

Os testes realizados para incrementar os fluxos de GNL através de Almeria tiveram resultados satisfatórios, criando expectativas positivas de novo aumento a partir de janeiro de 2022.

Resultados dos Mercados de Operação dos Sistemas e Intercâmbios Internacionais.

Rodrigo Prado agradecerá que neste comité (ou noutro que possa ser considerado mais apropriado) o operador do sistema espanhol possa tratar sobre o nível de risco de incumprimento financeiro por parte dos agentes, situação em que já incorreram alguns comercializadoras e que, dado aos elevados preços atuais, tenderá a ocorrer com maior frequência.

Miguel Duvison respondeu que a REE informou o Ministério e a Comissão prontamente acerca dos incumprimentos ocorridos na prestação de garantias. Adicionalmente, propôs a aprovação de procedimentos operacionais que incorporassem medidas orientadas para a segurança das garantias prestadas, por forma a minimizar o impacto resultante dos incumprimentos e agilizar processos.

Ricardo Bajo esclareceu que alterações contempladas na proposta normativa sobre o Procedimento de Operação 10.5, 14.3, 14.1 e 14, 4 são basicamente orientadas para a redução de prazos e antecipação na disposição de medidas de demanda e liquidações intermédias

O relatório que acompanhou esta proposta da REE aumenta a necessidade de estabelecer uma normativa de classificação superior que possibilite procedimentos com tempos mais curtos para a desqualificação em casos excecionais de incumprimento.

O sucesso na obtenção dos objetivos subjacentes aos procedimentos será muito condicionado à mobilização e diligência dos distribuidores na leitura dos contadores e remissão de suas medidas.

A informação para partilhar com os agentes, dentro das margens de confidencialidade, estará sujeita a revisão por parte da REE, bem como uma melhor estrutura para a sua difusão.

Belén de la Fuente afirmou que seria conveniente visitar o cálculo das garantias de operação básicas e estabelecê-las em função do preço das energias.

Ricardo Bajo respondeu que a REE tomará nota do comentário efetuado.

Previsões na Operação dos Sistemas para os próximos meses.

Paulo Marques, a um pedido de esclarecimento por parte de João Marinho sobre o novo mecanismo de reserva e regulação de 2022, informou que o valor da potência colocada no leilão será publicado pela ERSE, adiantando que pelos estudos realizados pela REN se estima que esse valor esteja compreendido entre 350 a 450 MW.

Regulação Europeia e iniciativas regionais.

Albino Marques, foi felicitado pela Elena López pela recente nomeação como Coordenador da região CE do Comité de Operação ENTSOE, e informou que exerce a função desde o final de setembro e considera como principal desafio e aspeto mais relevante neste mandato de 2 anos, gerir uma rede complexa e muito ampla com uma grande quantidade de geração e consumo, que continua sucessivamente a ser alargada e a interligar-se com outras áreas. O principal objetivo deste comité da ENTSOE é garantir o funcionamento seguro e equilibrado desta rede. A principal missão é gerir o acordo entre todos os TSOs (Synchronous Area Frame Work Agreements) que define as obrigações técnicas complementares aos códigos europeus a serem aplicadas obrigatoriamente por cada um dos TSOs na sua área de controle, garantindo a evolução desse contrato e a sua adequação num período de transição energética de grandes alterações.

Também referiu caso de outras redes elétricas que pretendem interligar-se com a rede da Europa continental, em particular as redes da Ucrânia e dos países bálticos, que estão num processo de finalização dos estudos para estabelecer os requisitos mínimos para se interligarem nos próximos anos.

Respondendo à segunda questão de Elena López, Albino Marques referiu que o ACER ao retirar a sua segunda decisão relativamente à incorporação da região SWE (Portugal, Espanha e França) na SOR Central, contrariando a proposta inicial da ENTSOE, criou uma situação de incerteza quanto à continuidade em termos jurídicos do processo.

Relativamente ao recurso da ENTSOE perante a ACER, informou que a ENTSOE está a progredir com a constituição dessa região alargada da Europa continental (excluindo somente o sul da Itália, a Bulgária e a Grécia). Neste momento referiu que a ENTSOE ainda não tomou nenhuma decisão após a decisão do ACER, apesar do assunto estar em estudo e a evolução do processo continuar a ser acompanhado com interesse.

Tomás Dominguez referiu que a proposta da ENTSOE era organizar duas regiões distintas: o Centro e o Sudoeste (Portugal, Espanha e França) mas a ACER decidiu fundi-las numa só, pelo que foi interposto recurso pela ENTSO e embora a ACER tenha decidido retirar sua segunda decisão, não se sabe como poderá afetar juridicamente o processo e o seu resultado.

Tomás Dominguez é de opinião que a configuração de uma região Sudoeste de ponto vista operativo permitiria um modelo mais simples de gestão harmonizada das capacidades de interligação o entre os seus intervenientes.

Outros assuntos de interesse

Belén de la Fuente comentou que será conveniente que, face à iminente aprovação da nova metodologia de cálculo de desvios, com preço duplo e único, sejam publicados os resultados comparados sobre os desvios segundo os modelos atual e futuro.

Ricardo Bajo respondeu que a REE terá em consideração incorporando nos seus fluxos de informação.

Miguel Duvison anunciou o próximo calendário das reuniões regulares deste Comitê previsto para o próximo ano de 2022:

- C, 12 de janeiro de 2022 (quarta-feira);
- CI, 16 de março de 2022 (quarta-feira);
- CII, 11 de maio de 2022 (quarta-feira);
- CIII, 13 de julho de 2022 (quarta-feira);
- CIV, 21 de setembro de 2022 (quarta-feira);
- CV, 16 de novembro de 2022 (quarta-feira).

Reunião CTSOSEI

12janeiro2022

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

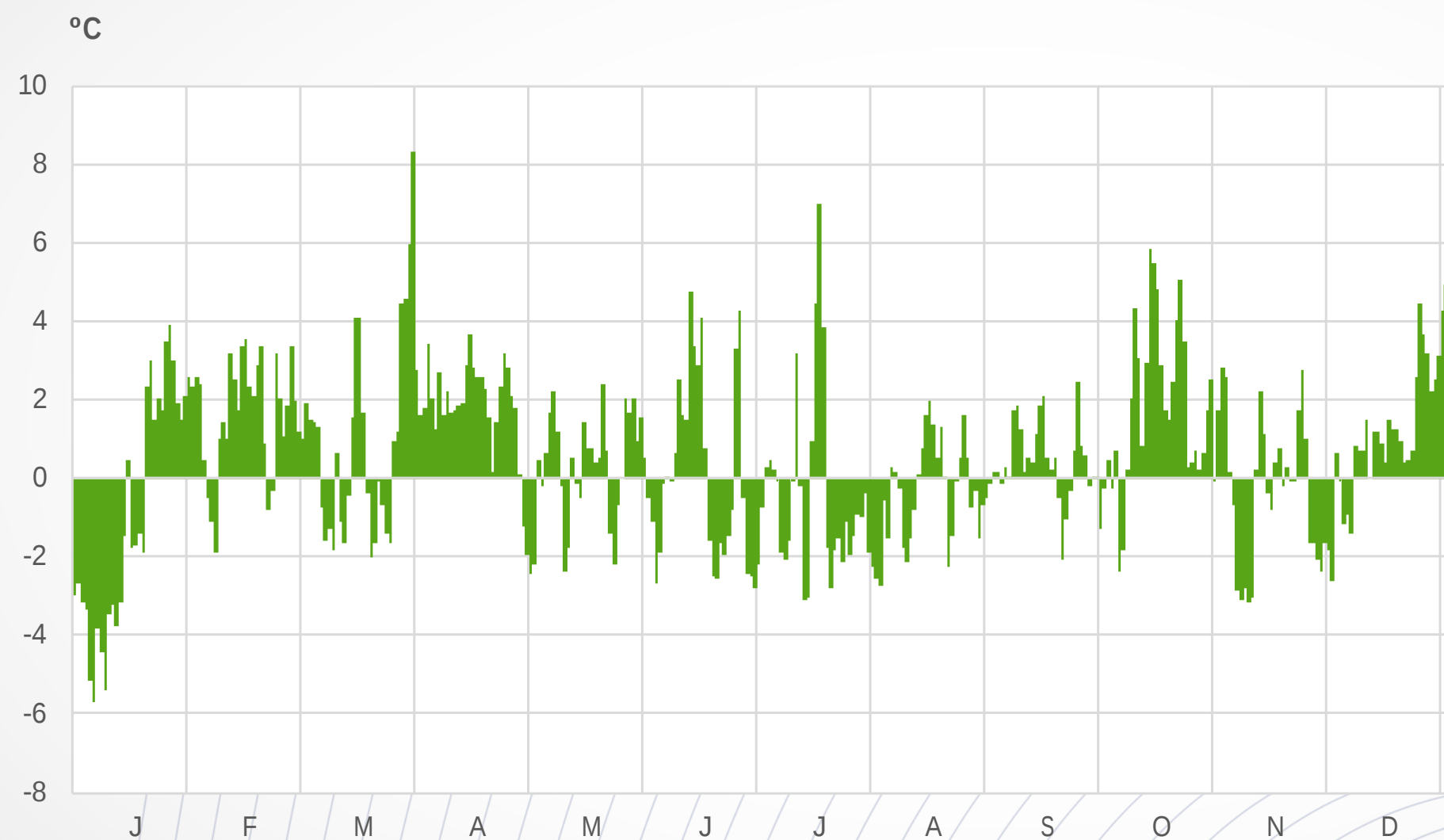
12 de janeiro de 2022

2021 – Evolução do Consumo Mensal de Energia Elétrica

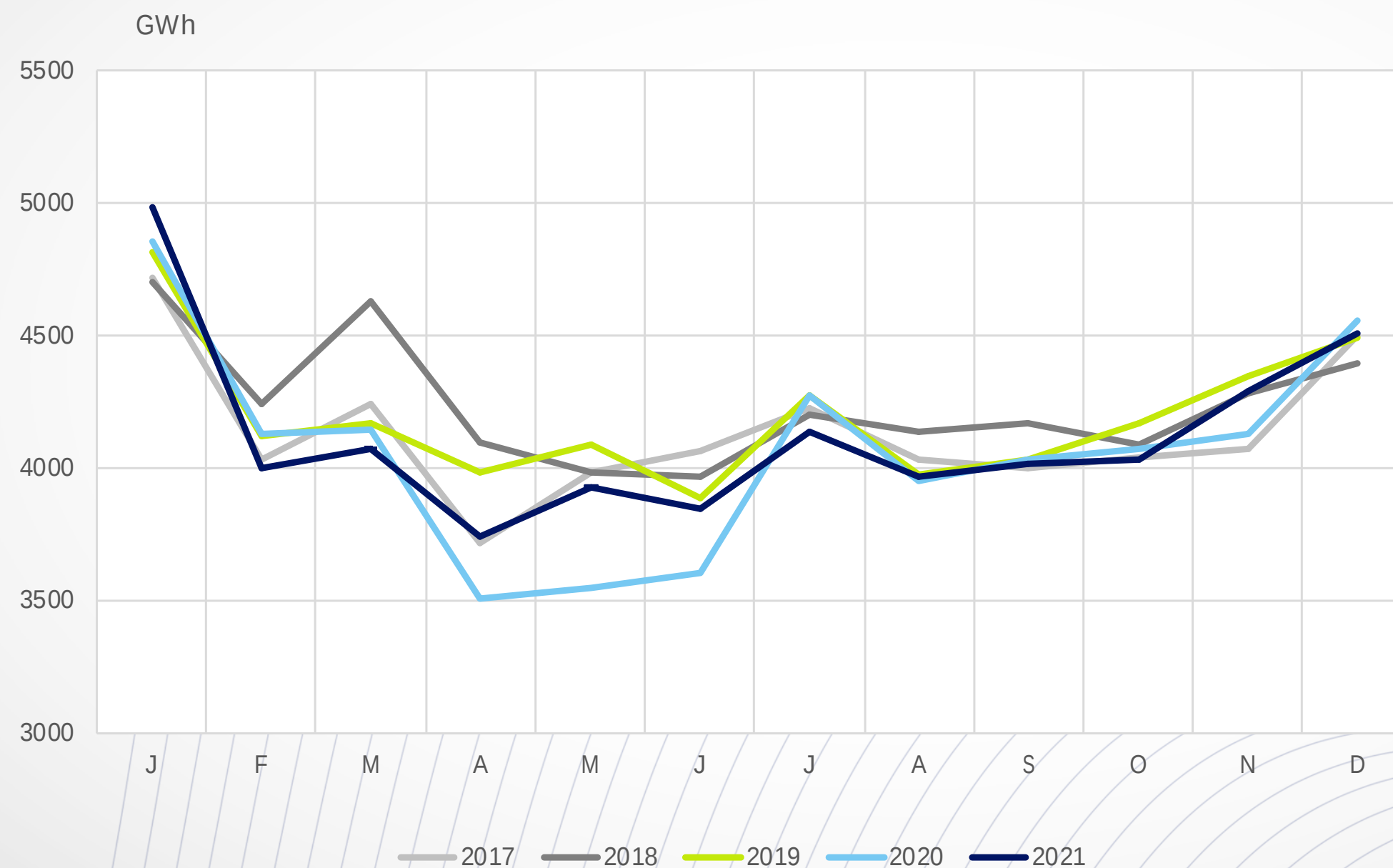
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
PONTA	MW												
PRODUÇÃO		11820	11380	9938	10161	9292	8842	8880	8482	9881	9163	10253	10465
CONSUMO		9888	8117	7261	6664	6645	6771	7020	6742	7056	7294	8387	8450
CONSUMO	GWh												
MAX. DIÁRIO		185	160	143	136	137	142	146	137	145	141	162	163
MENSAL	GWh	4985	3998	4070	3744	3924	3844	4134	3964	4014	4031	4294	4510
VAR.	%	2.6	-3.1	-1.9	6.6	10.5	6.7	-3.2	0.4	-0.4	-1.1	4.0	-1.1
CT		-2.6	-4.6	-1.8	8.7	11.9	7.0	-0.3	1.3	0.6	-0.8	0.8	0.4
CTDU		-1.8	-0.9	-2.3	10.5	11.8	7.1	0.6	0.3	0.5	0.1	0.7	-1.8
ACUMULADO		2.6	0.0	-0.6	0.9	2.6	3.2	2.2	2.0	1.8	1.5	1.7	1.4



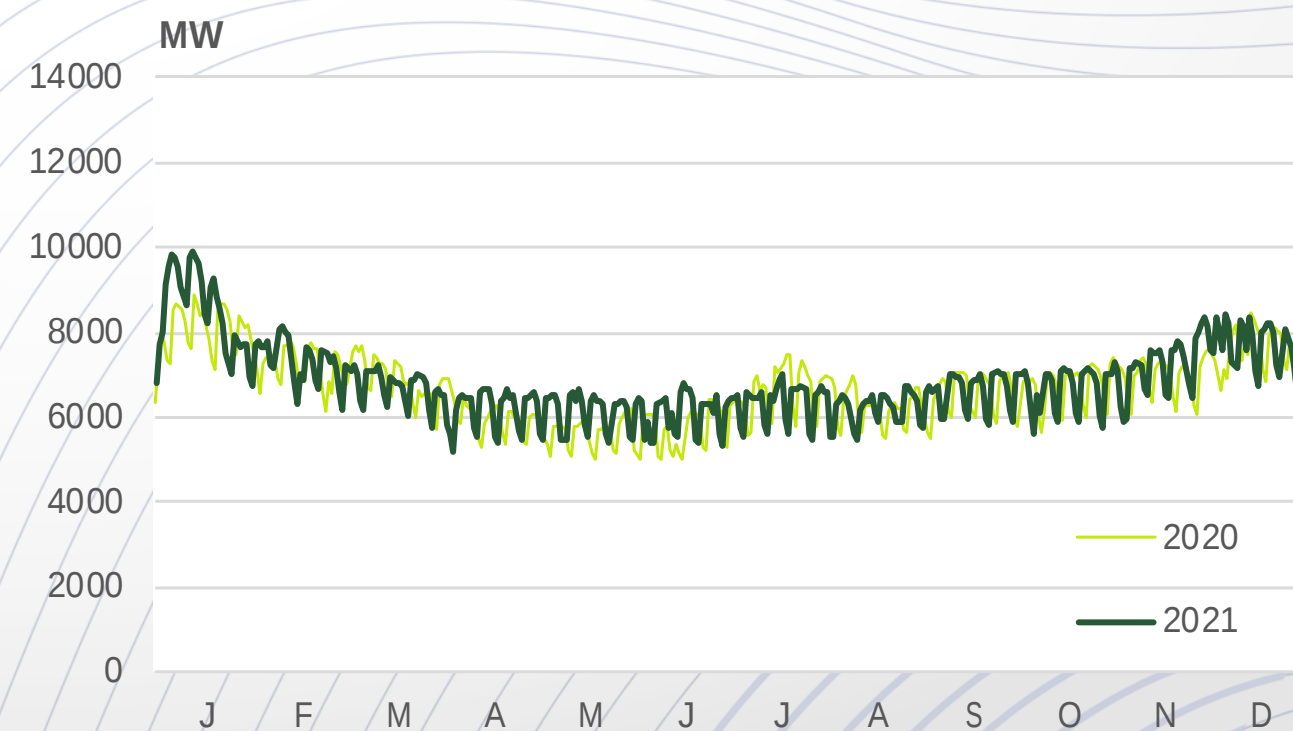
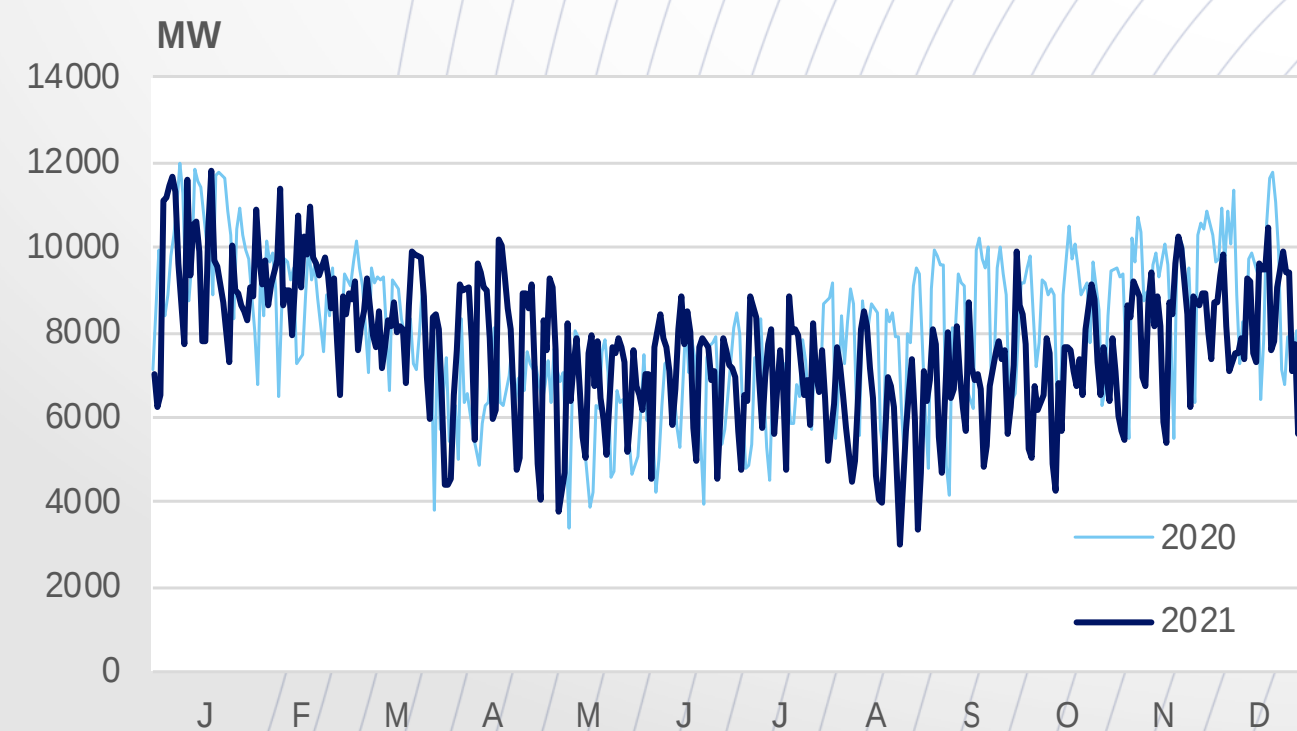
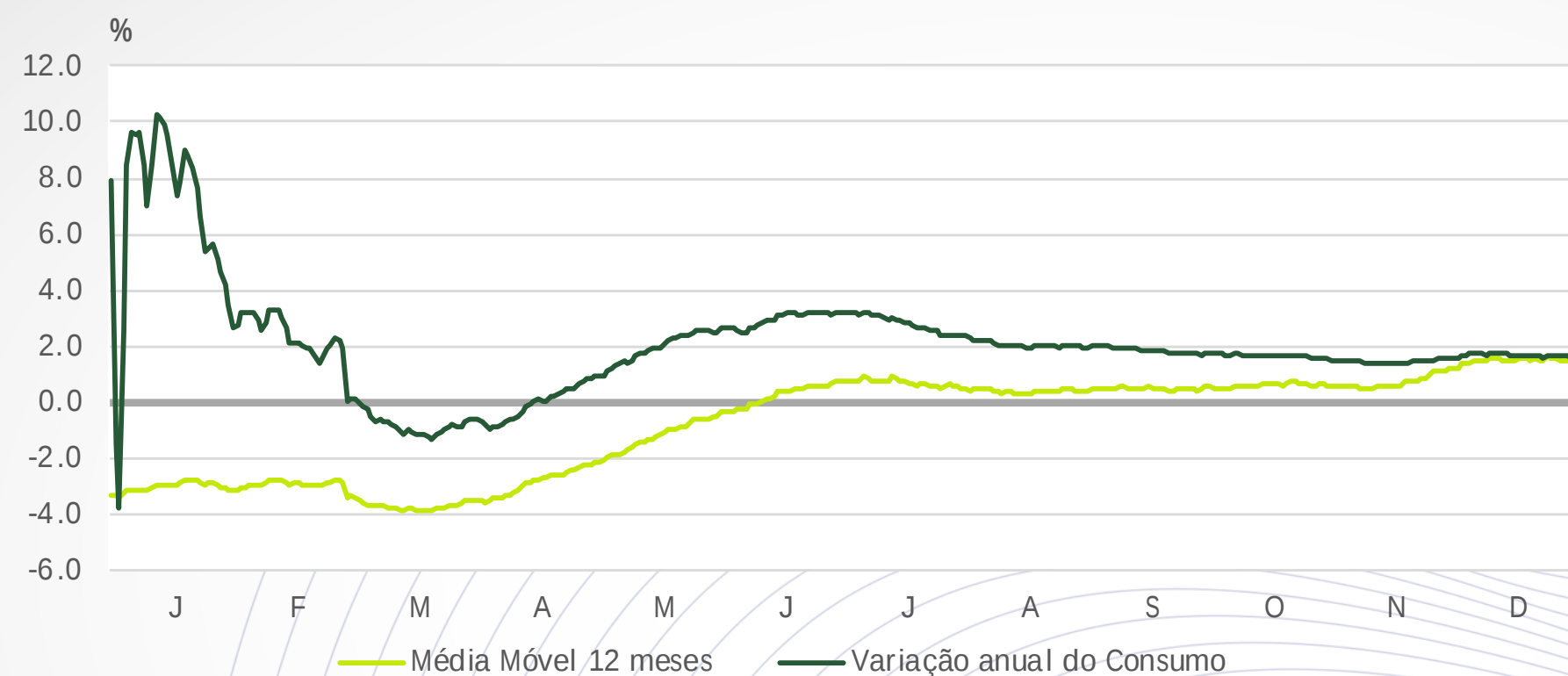
2021 – Desvio da Temperatura Normal



2021 – Evolução do Consumo Mensal



2021 – Variação do Consumo e Pontas Diárias

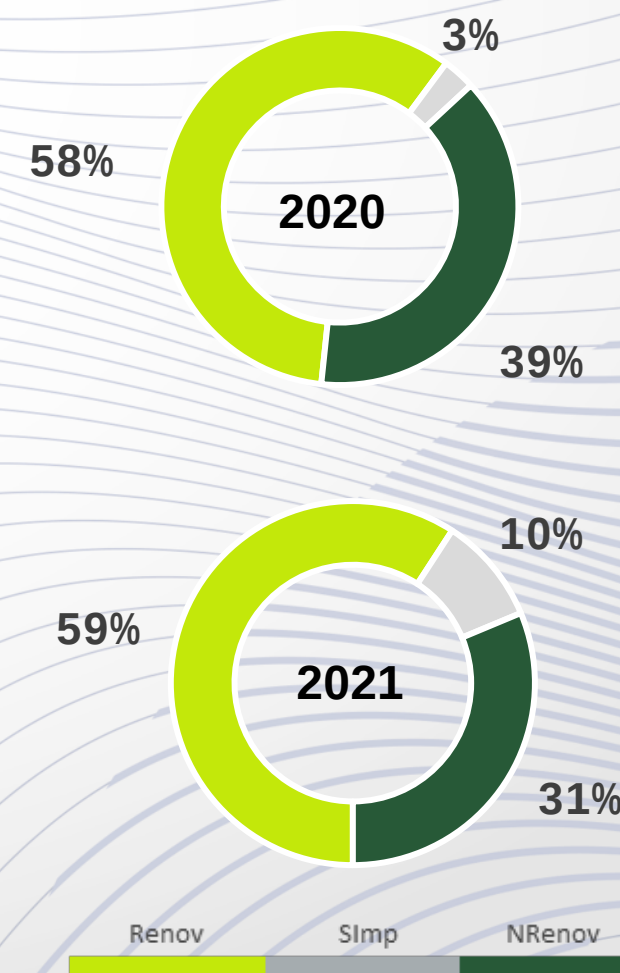
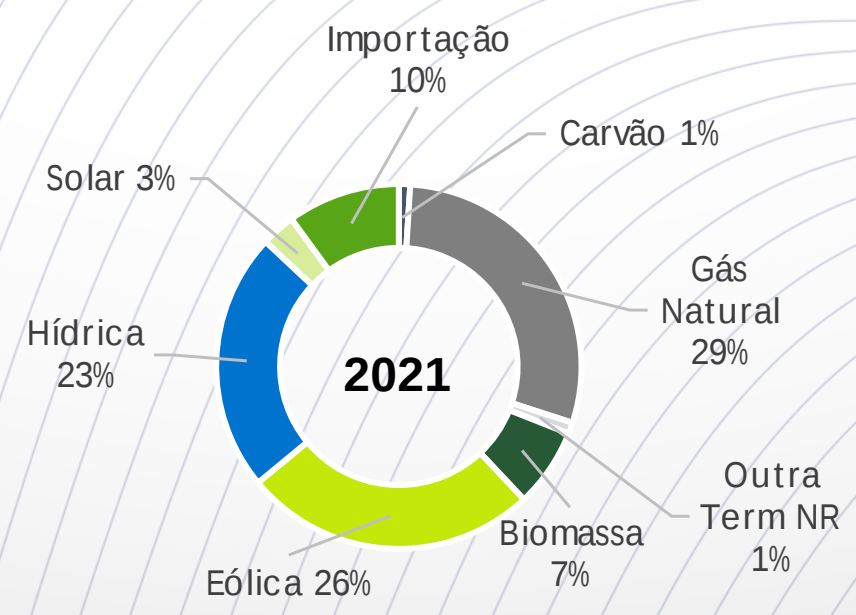
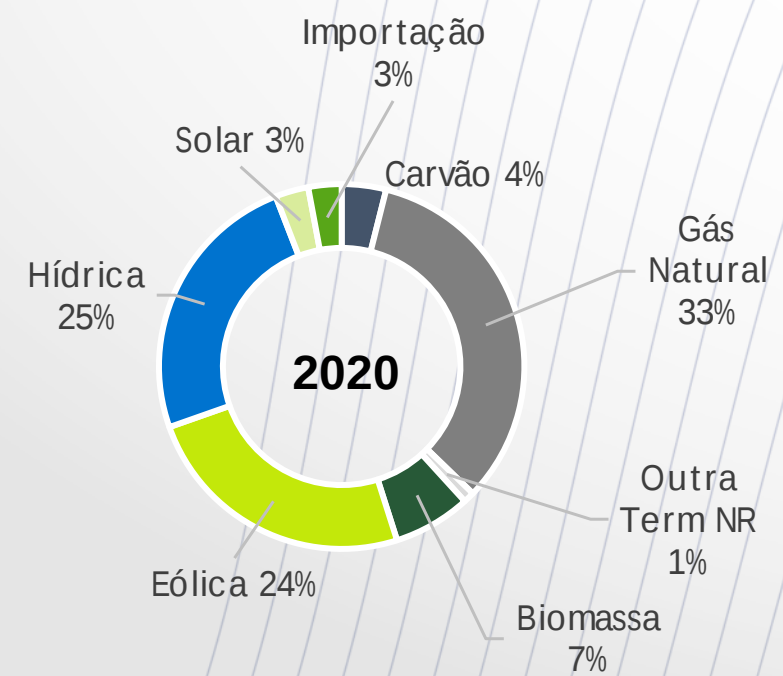
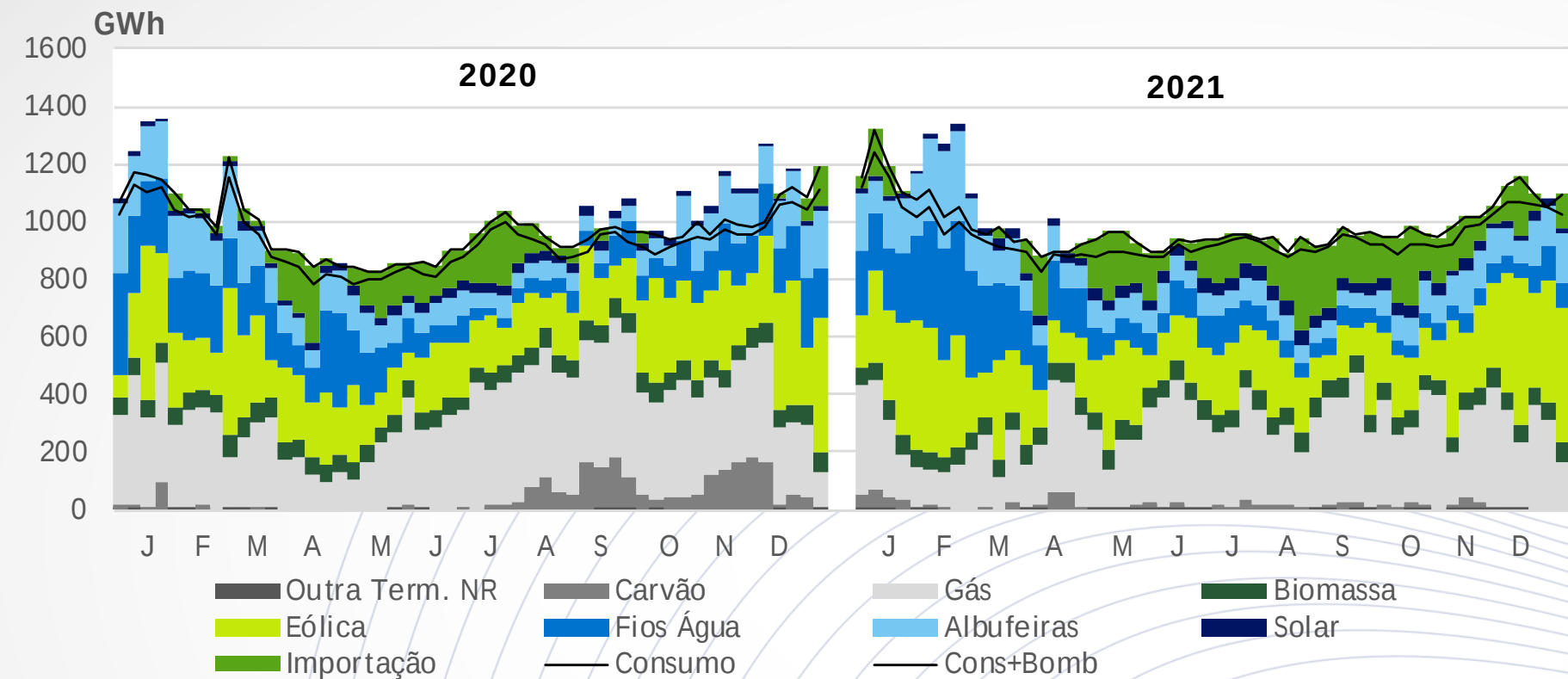


2021/2020 – Valores Máximos Anuais

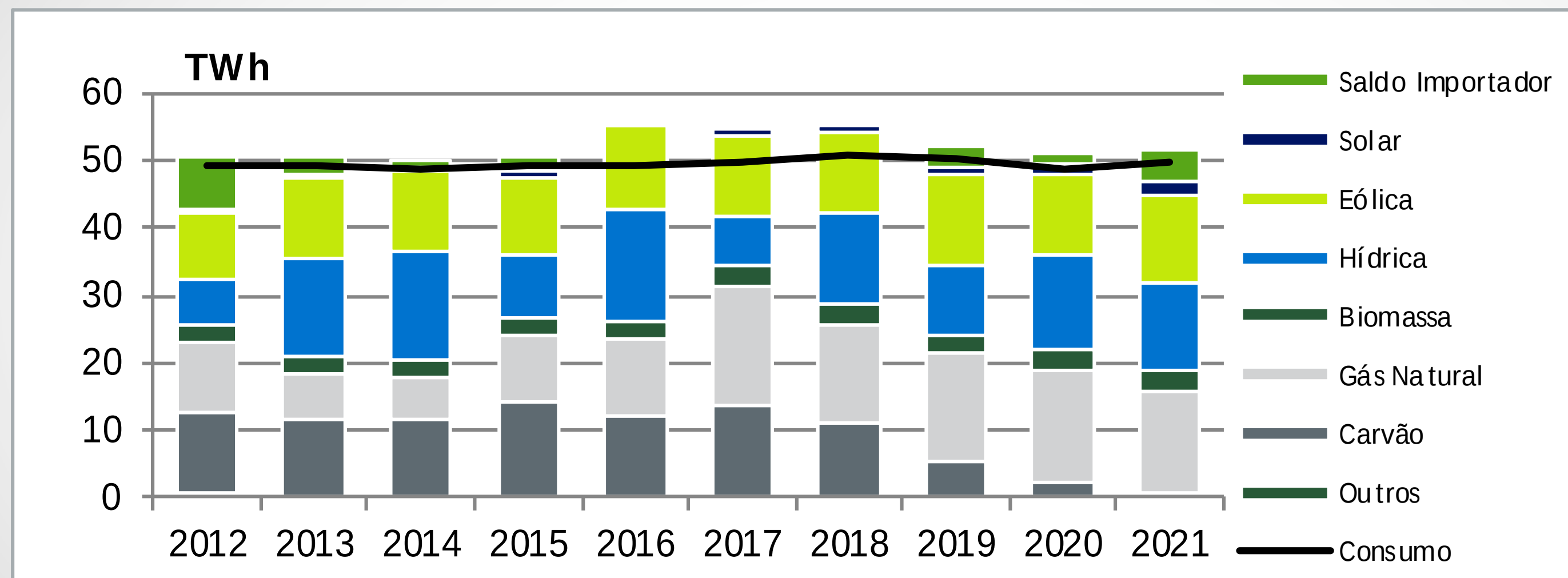
MÁXIMOS	INVERNO		VERÃO	
POTÊNCIA PRODUÇÃO (MW)	11820 (3ªF 19/01/2021)	11965 (5ªF 09/01/2020)	9881 (3ªF 28/09/2021)	10207 (3ªF 15/09/2020)
POTÊNCIA CONSUMO (MW)	9888 (3ªF 12/01/2021)	8906 (2ªF 13/01/2020)	7056 (3ªF 21/09/2021)	7458 (6ªF 17/07/2020)
CONSUMO DIA (GWh)	185 (4ªF 13/01/2021)	172 (3ªF 14/01/2020)	146 (6ªF 16/07/2021)	154 (6ªF 17/07/2020)

VAR CONSUMO %	MÊS	ANO	ACUM 12 MESES
novembro	4.0 (-5.0)	1.7 (-3.5)	1.7 (-3.0)
dezembro	-1.1 (1.5)	1.4 (-3.0)	1.4 (-3.0)

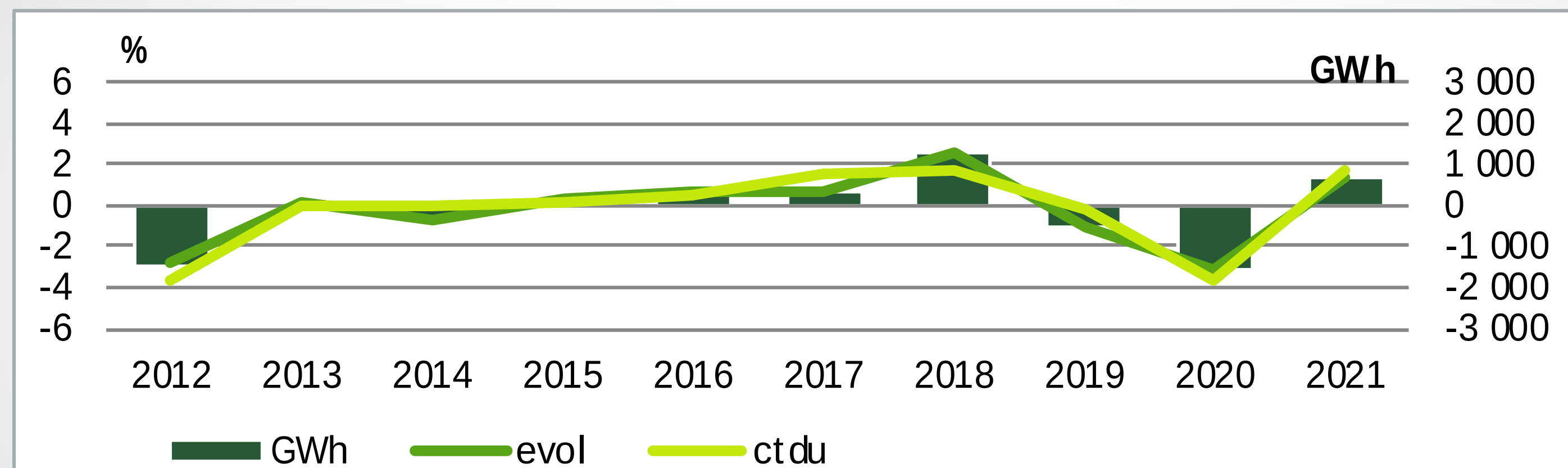
2021 – Satisfação do Consumo



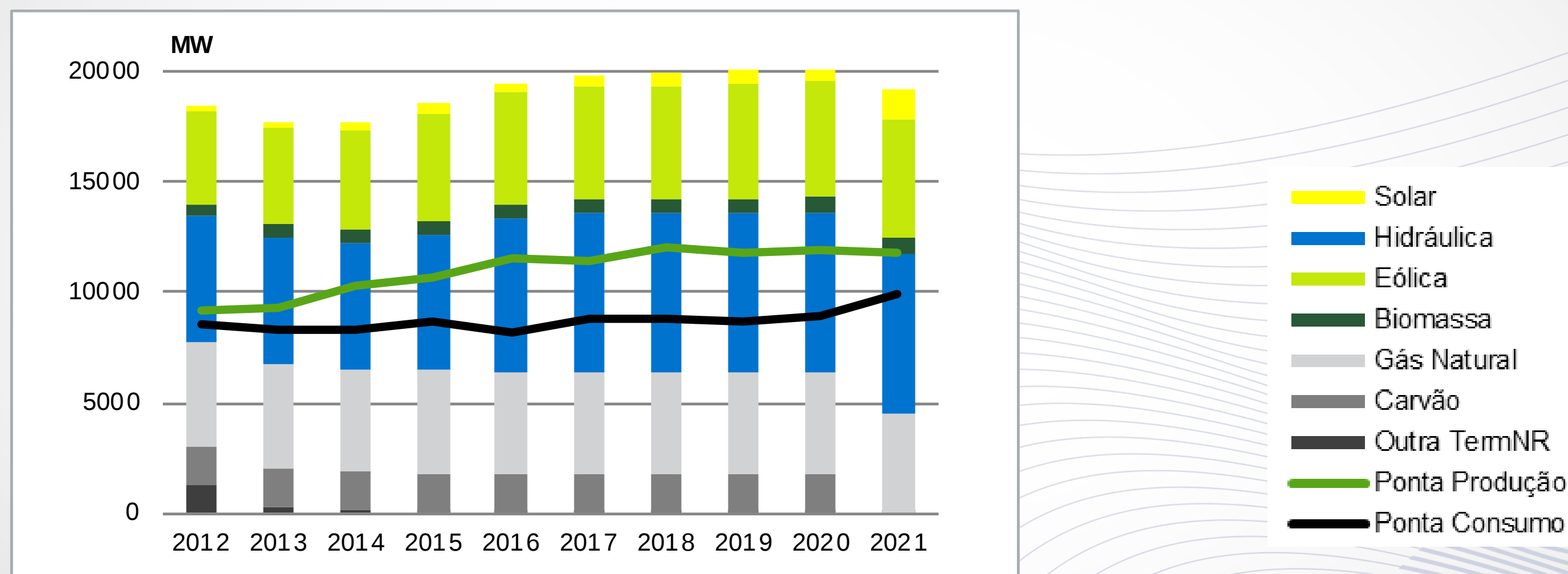
2021 – Satisfação do Consumo



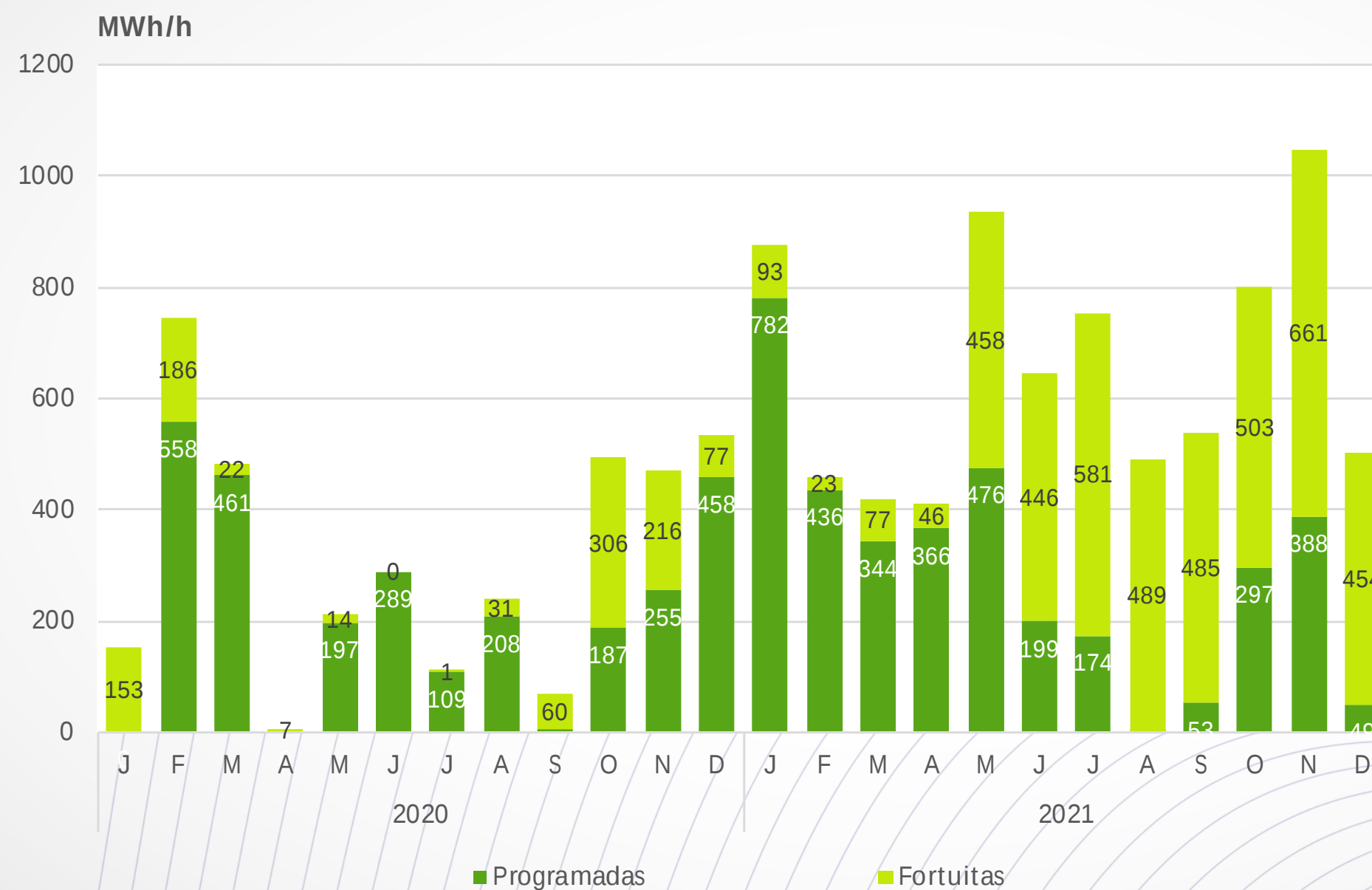
2021 – Evolução do Consumo – Variação Anual



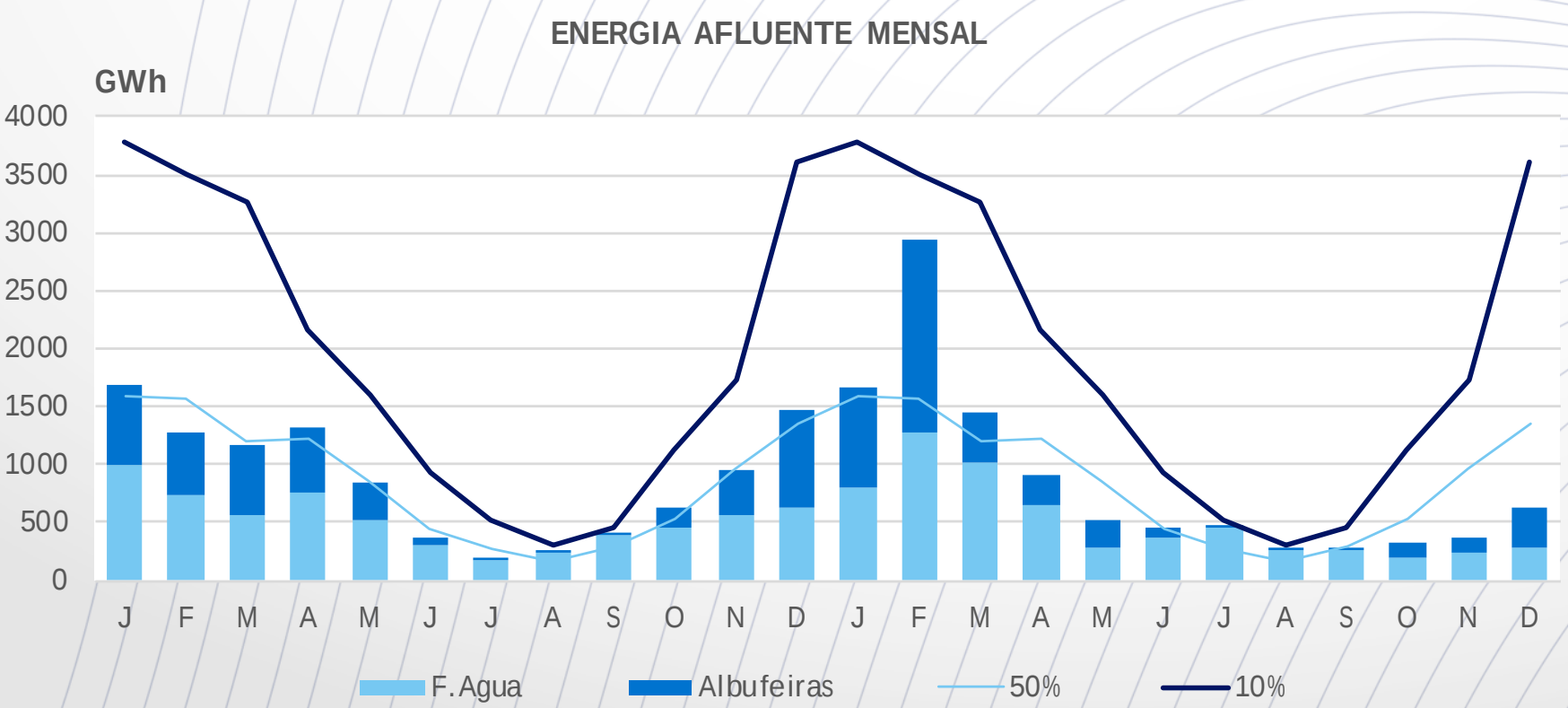
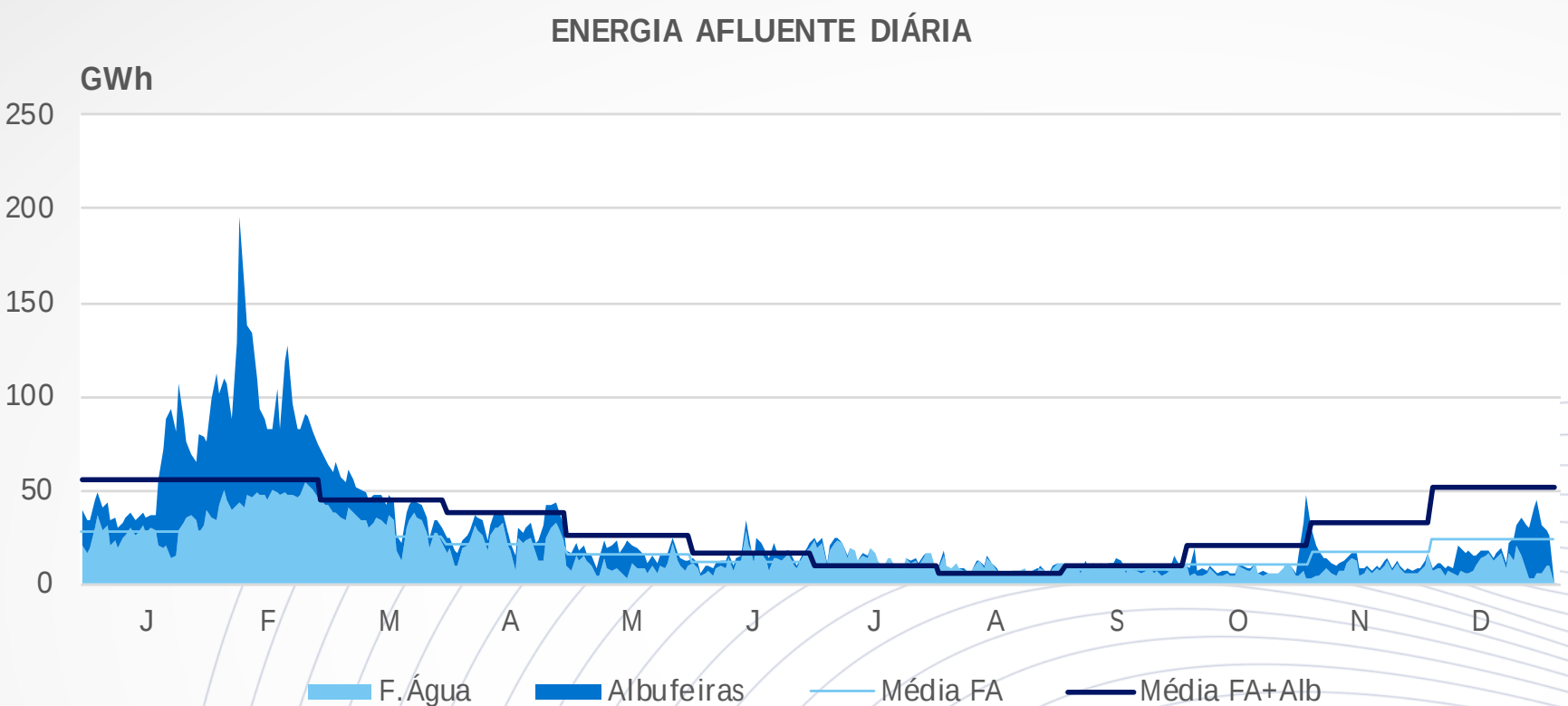
2021 – Evolução da Potência Instalada



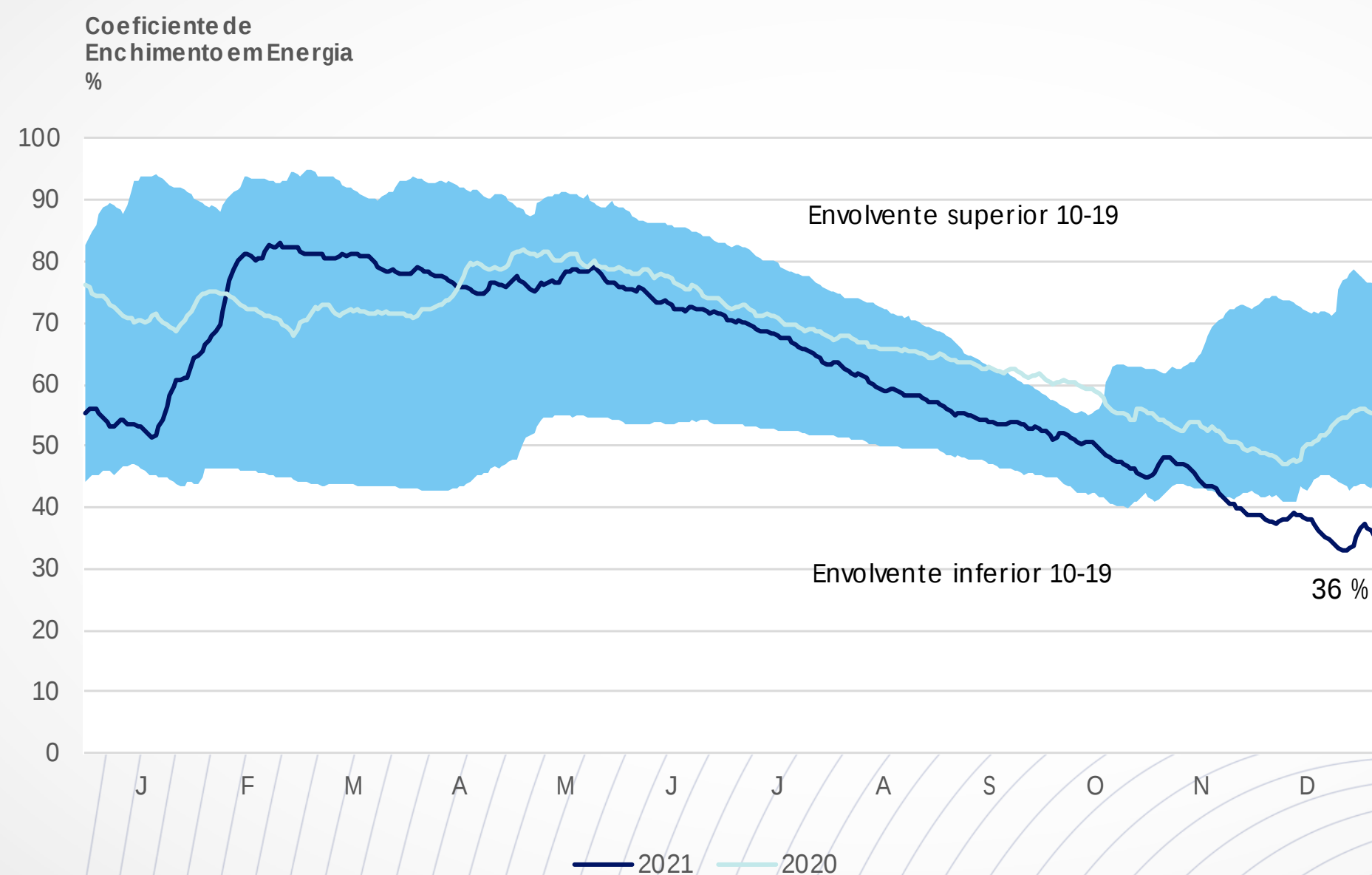
2021 – Indisponibilidades – Média Horária Mensal



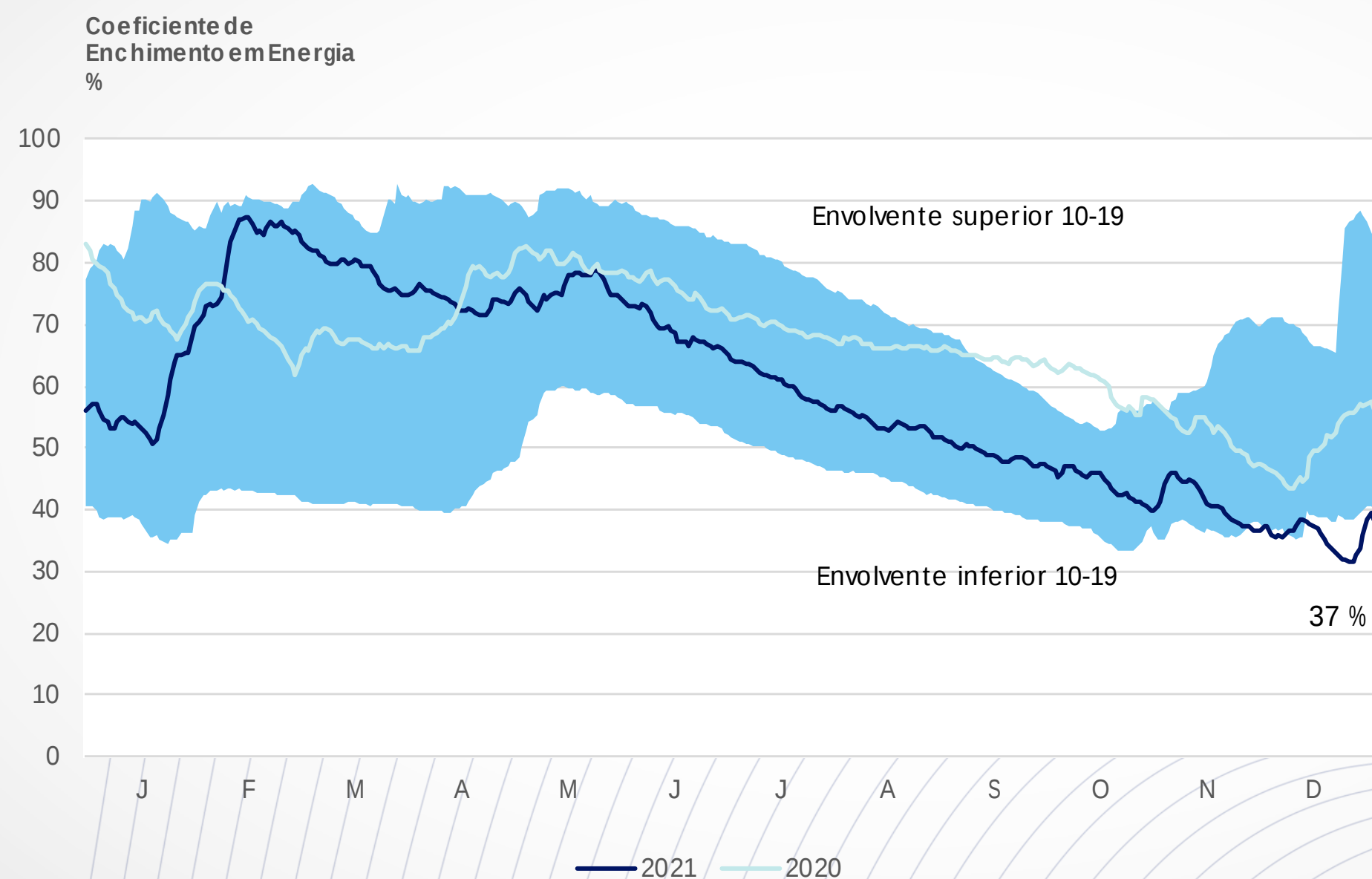
2021 – Afluências



2021 – Armazenamento nas Albufeiras

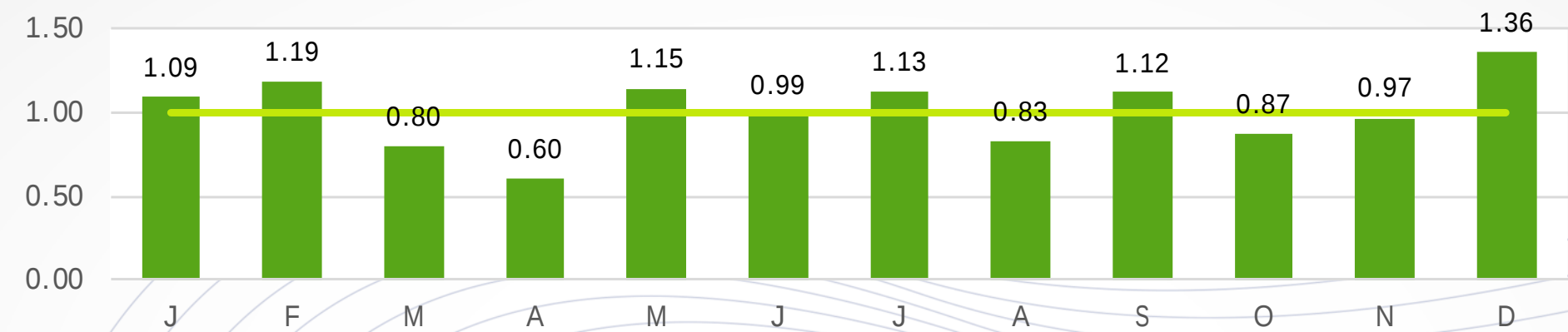


2021 – Armazenamento nas Albufeiras Anuais

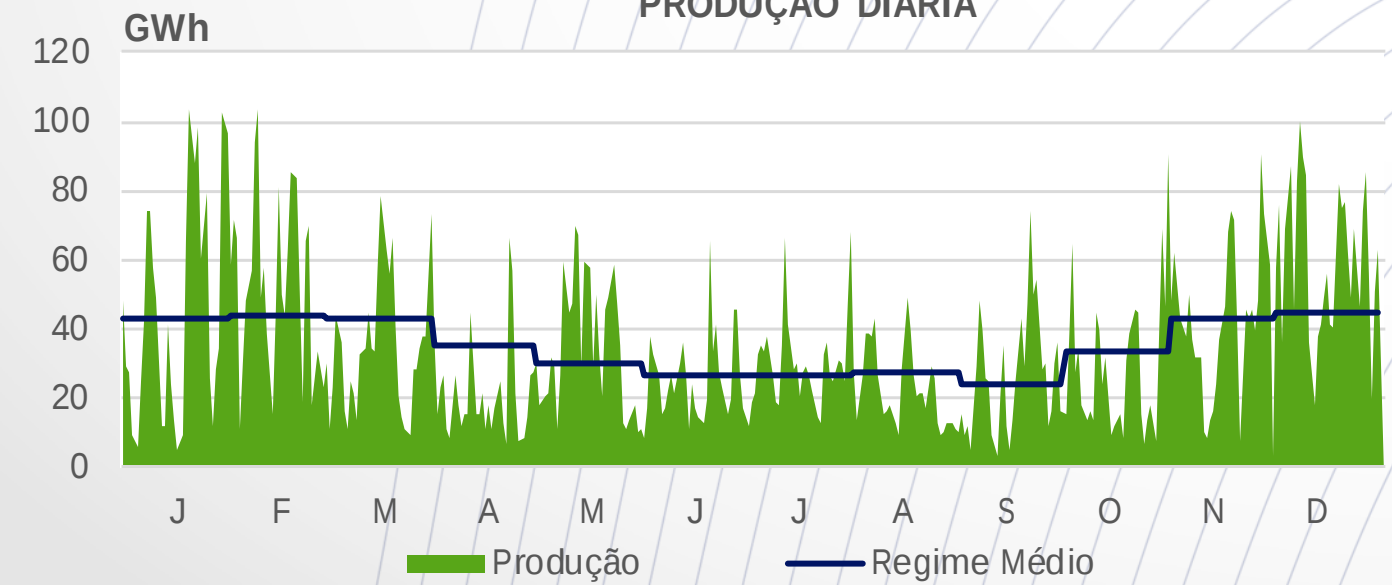


2021 – Eolicidade

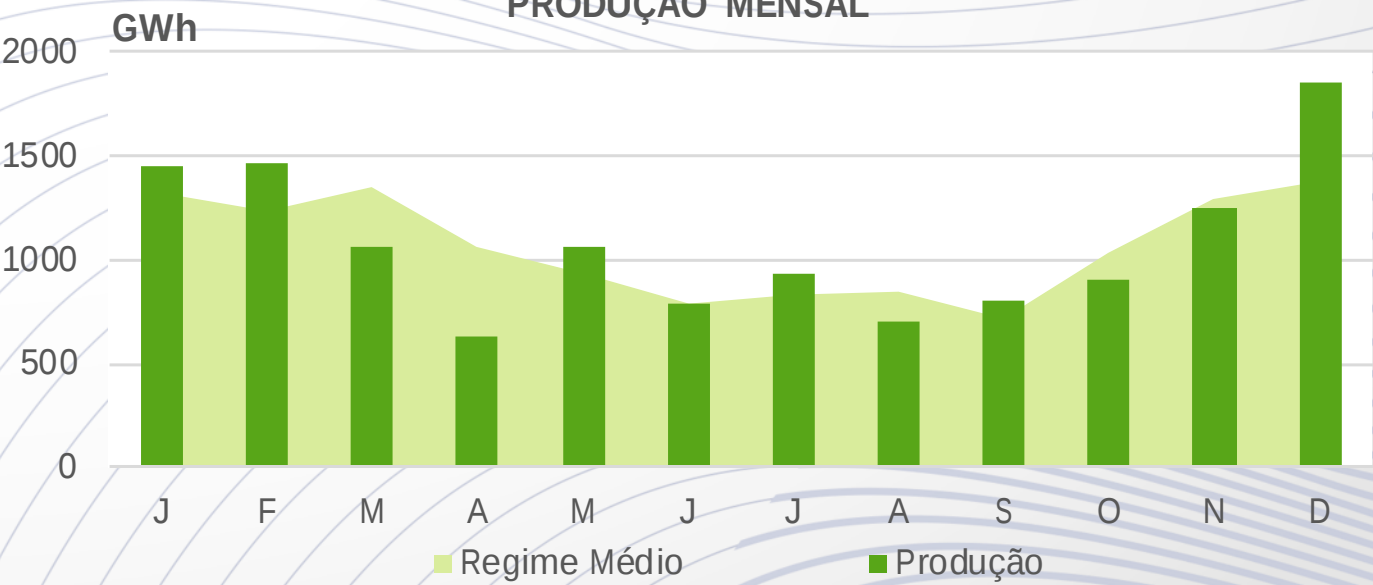
ÍNDICE DE PRODUTIBILIDADE EÓLICA



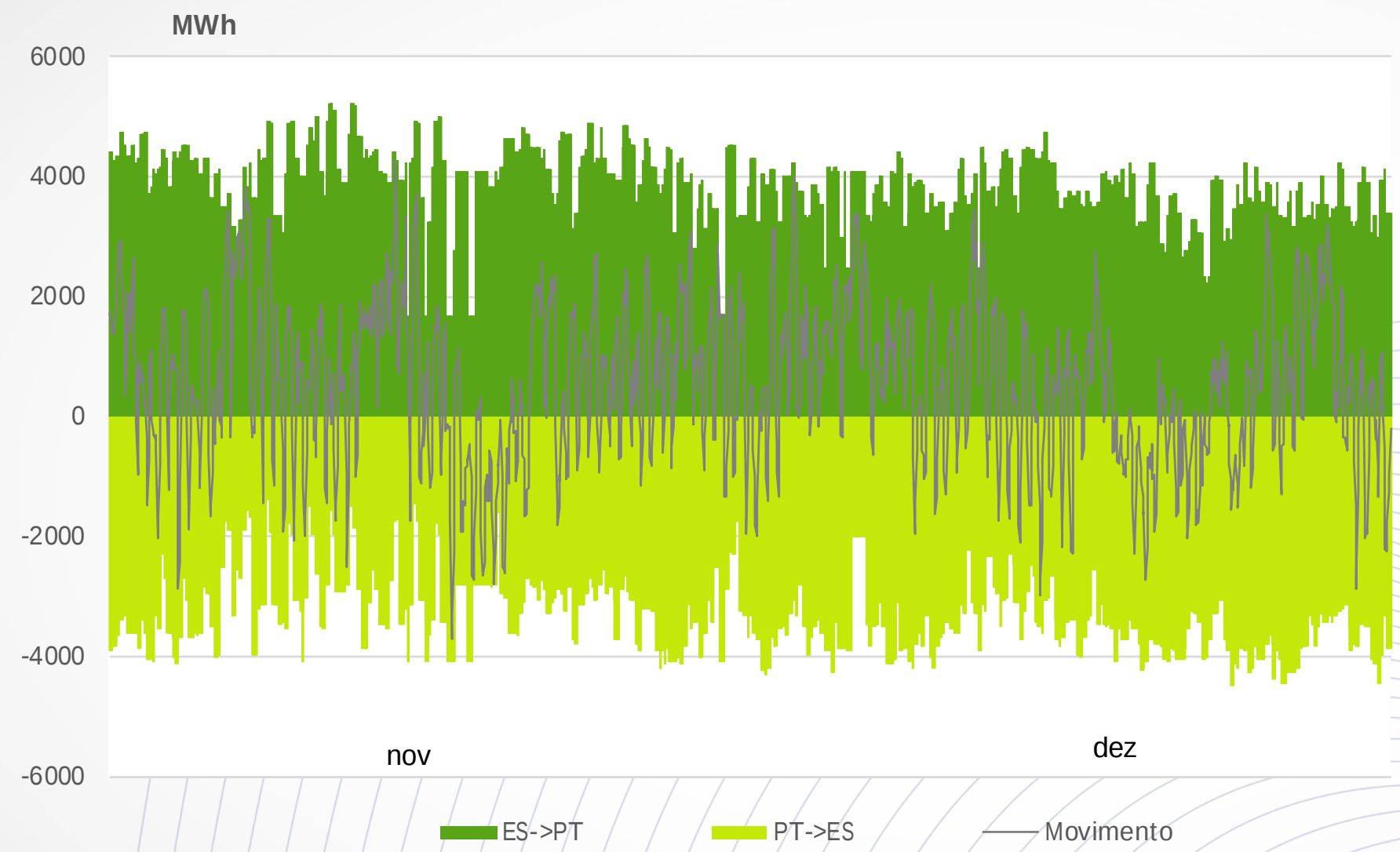
PRODUÇÃO DIÁRIA



PRODUÇÃO MENSAL

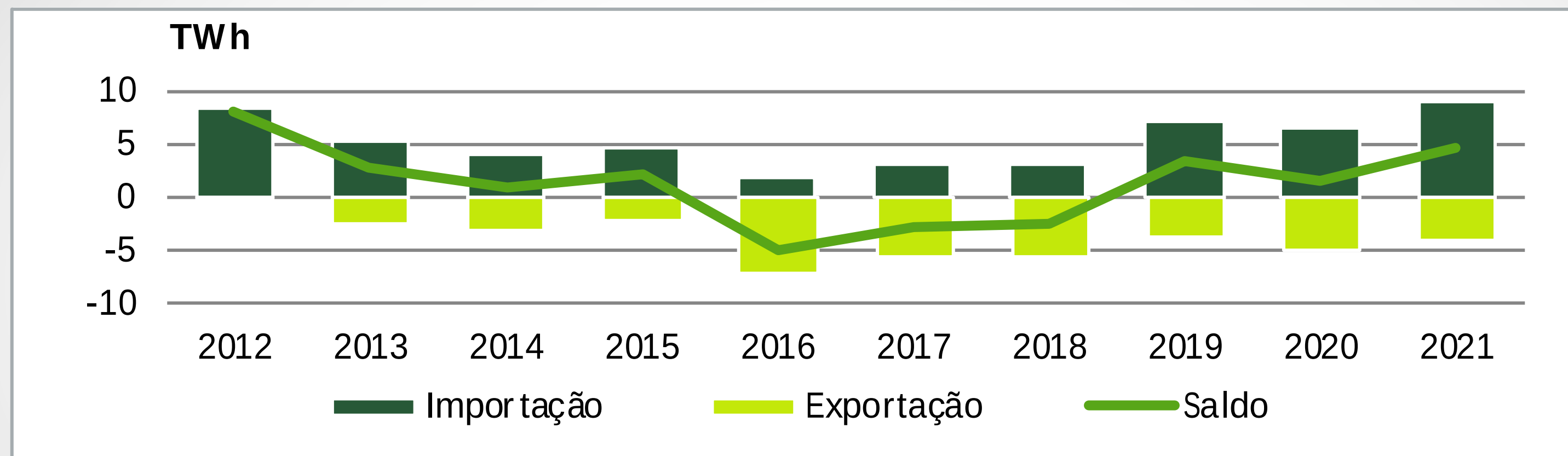


2021 – Interligações



		Disponível			Realizada	
		Mínimo	Máximo	Média	Máximo	Média
novembro	Importação	1700	5220	4036	4275	1062
	Exportação	1395	4185	3074	3756	412
dezembro	Importação	2250	4770	3655	3988	923
	Exportação	2000	4500	3526	2983	442

2021 – Transações via Interligações



PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT EM NOVEMBRO E DEZEMBRO DE 2021



Novos elementos RNT

- L-400 kV Estremoz – Divor (anteriormente explorada a 60 kV)
- SE Divor 400 / 60 kV
- Transformador 4 de 400/60 kV da SE Divor de 170 MVA
- SE Pegões 400 kV
- L-400 kV Divor –Pegões
- Abertura da L-400 kV Palmela – Sines 3 / Fanhões para a SE Pegões, originando as L-400 kV Palmela – Pegões, L-400 kV Pegões – Sines e L-400 kV Fanhões - Pegões
- S. Ribeira de Pena
- 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)
- L-220 kV Pesca – Chafariz a 220 kV (ligação PE Sincelo)
- L-150 kV Morgado – Portimão a 150 kV (ligação CF Morgado de Arge)

Centros Electroprodutores

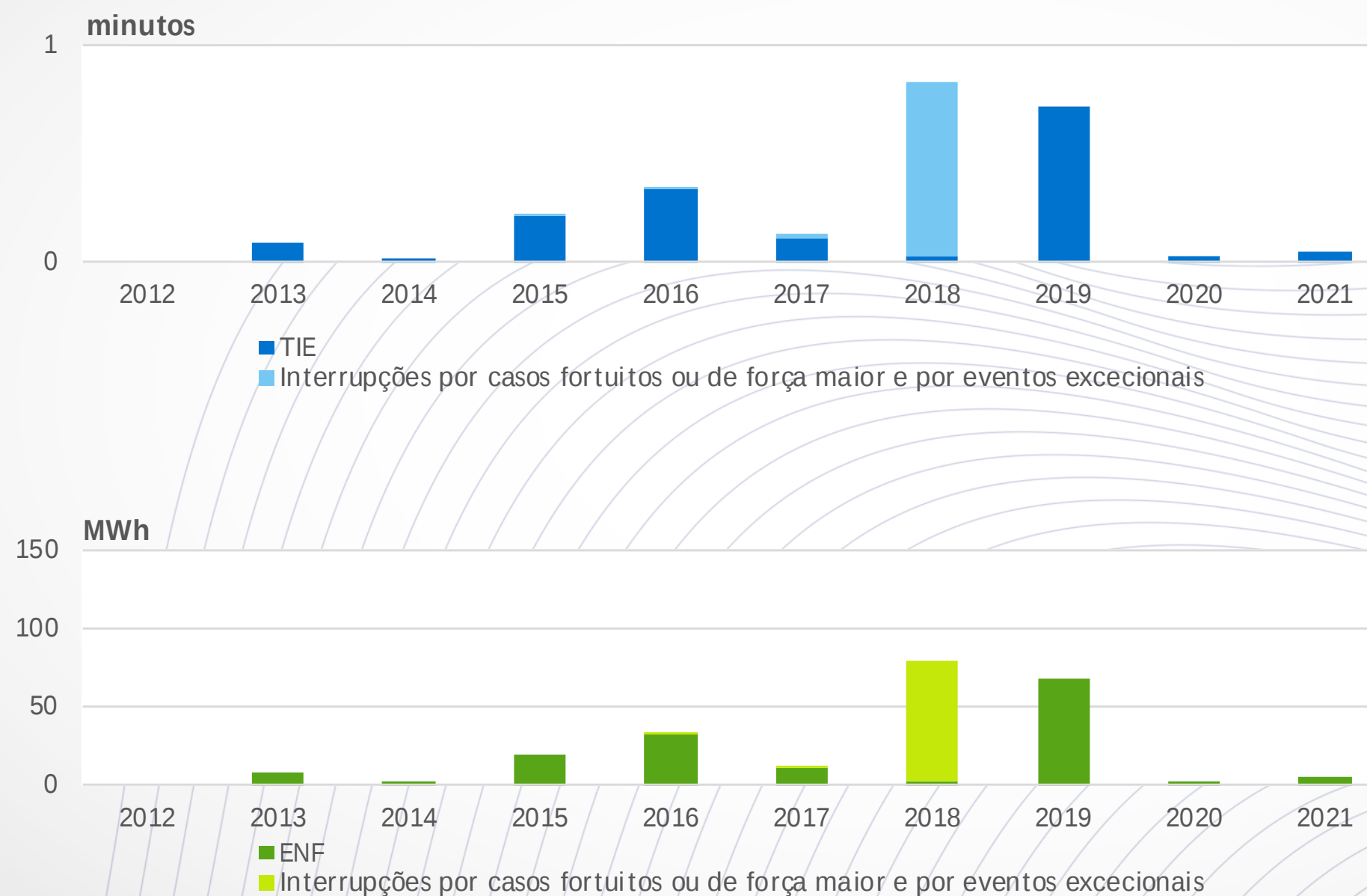
- Central do Pego (carvão) foi desclassificada

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

12 de enero 2022

Índice

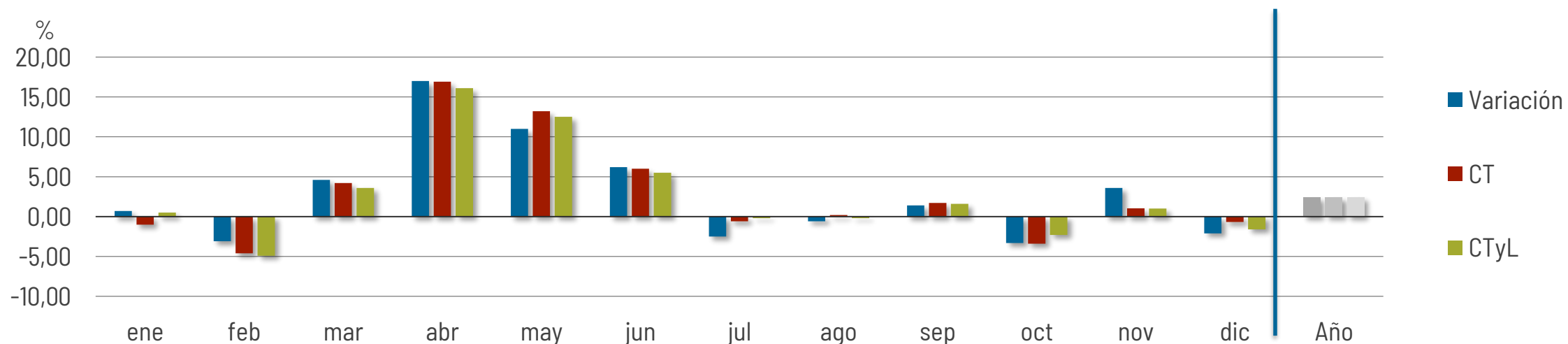
1. Consumo peninsular. Evolución 2021
2. Mix de producción y reservas hidráulicas
3. Interconexiones
4. RdT:
 - Nuevas instalaciones
5. Calidad del servicio.



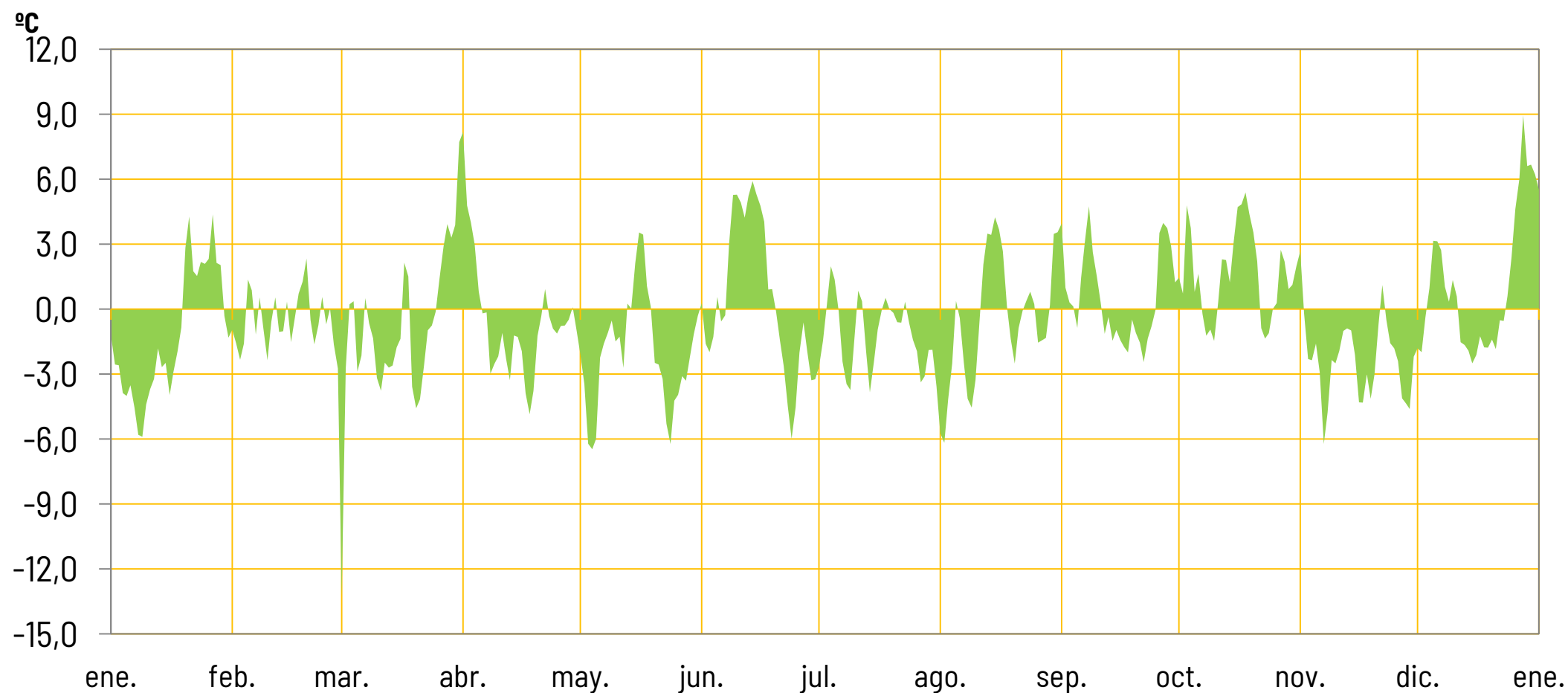
Consumo peninsular. Evolución 2021

2021 Consumo peninsular. Evolución

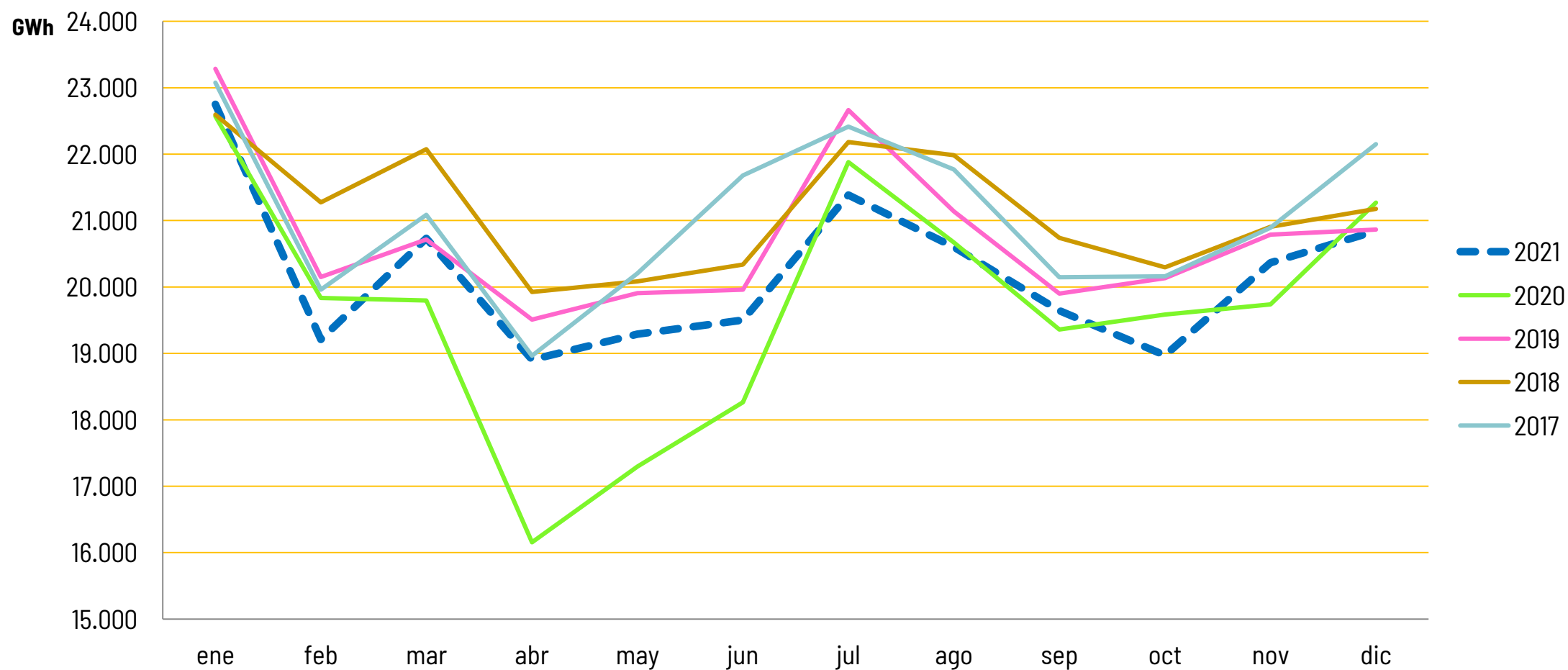
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	42.225	36.761	35.579	33.344	31.666	34.895	37.385	35.024	35.196	31.908	36.707	37.171
Consumo Máximo diario (GWh)	834	753	722	685	663	716	756	712	729	658	748	759
Consumo Mensual (GWh)	22.750	19.211	20.731	18.906	19.291	19.501	21.383	20.601	19.645	18.974	20.261	20.790
Δ Mes (%)	+0,7	-3,1	+4,6	+17,0	+11,0	+6,2	-2,5	-0,6	+1,4	-3,3	+3,6	-2,1
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	+1,0	-0,7
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	+1,0	-1,6
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	+0,7	-1,0	+0,7	+4,1	+5,3	+5,1	+4,2	+3,5	+3,4	+2,8	+2,8	+2,4



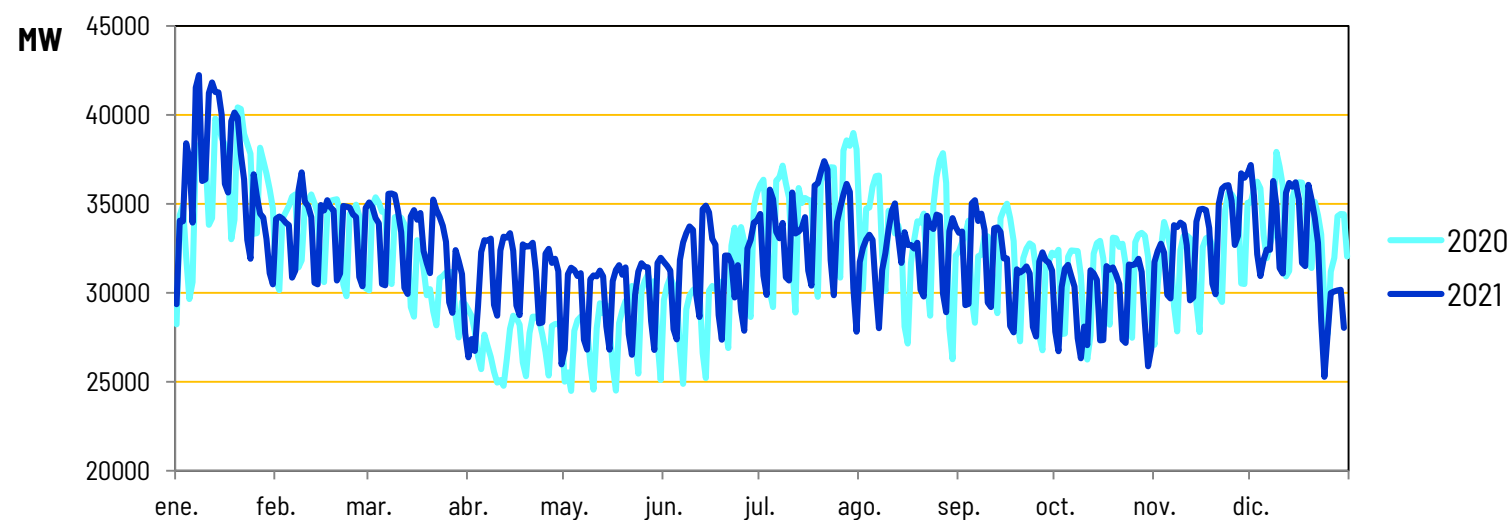
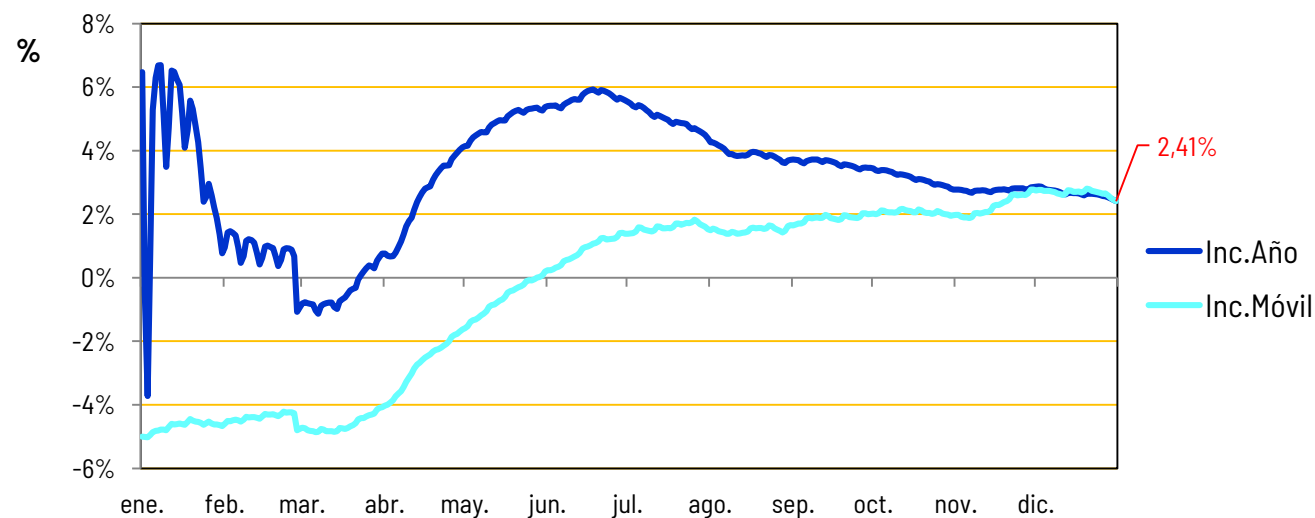
2021 Variación de temperatura media respecto al año anterior



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

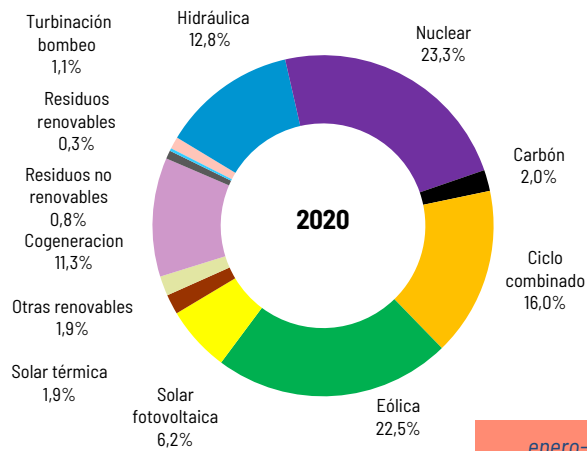
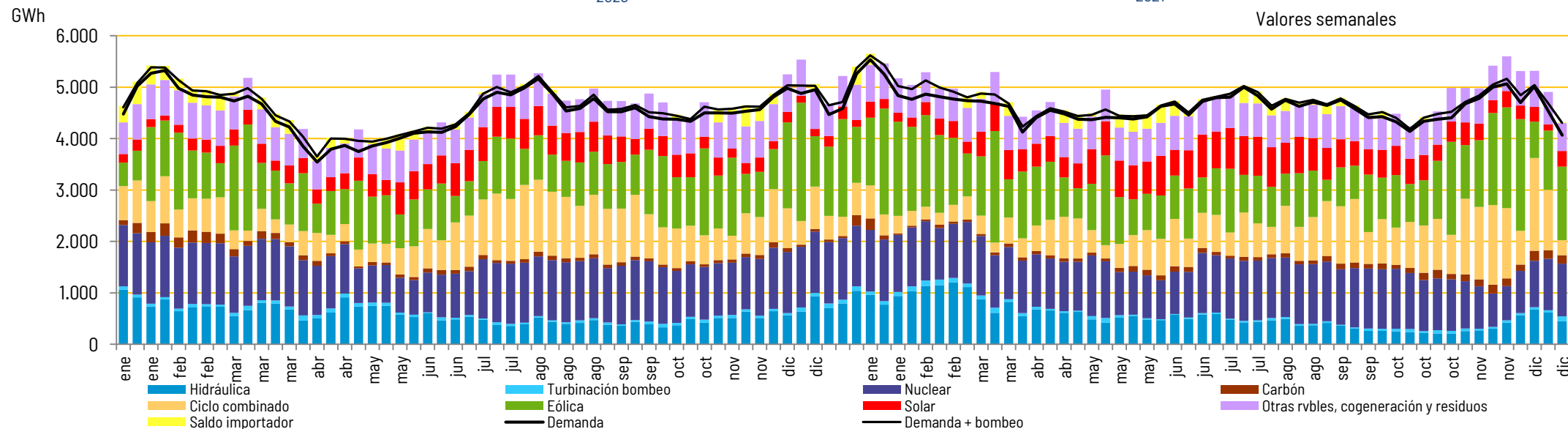
Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Noviembre	+3,6 (-5,6)	+2,9 (-5,6)	+2,8 (-5,3)
Diciembre	-2,4 (+1,9)	+2,4 (-5,0)	+2,4 (-5,0)

Entre paréntesis, valores año anterior.

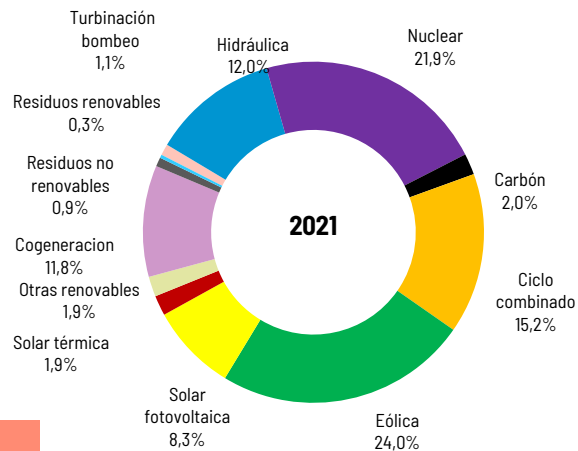


Mix de producción y reservas hidráulicas

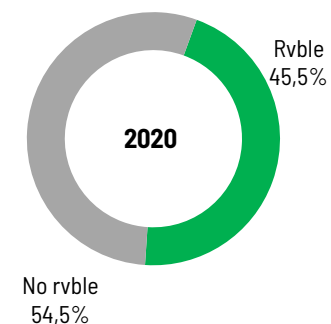
2021 Cobertura de la demanda



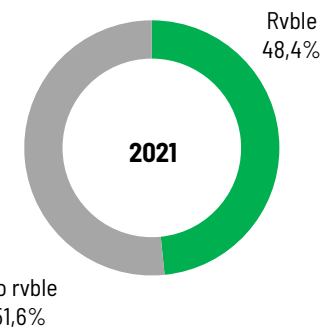
enero-diciembre



Σ Energías sin emisión CO2≈ 69,9 %

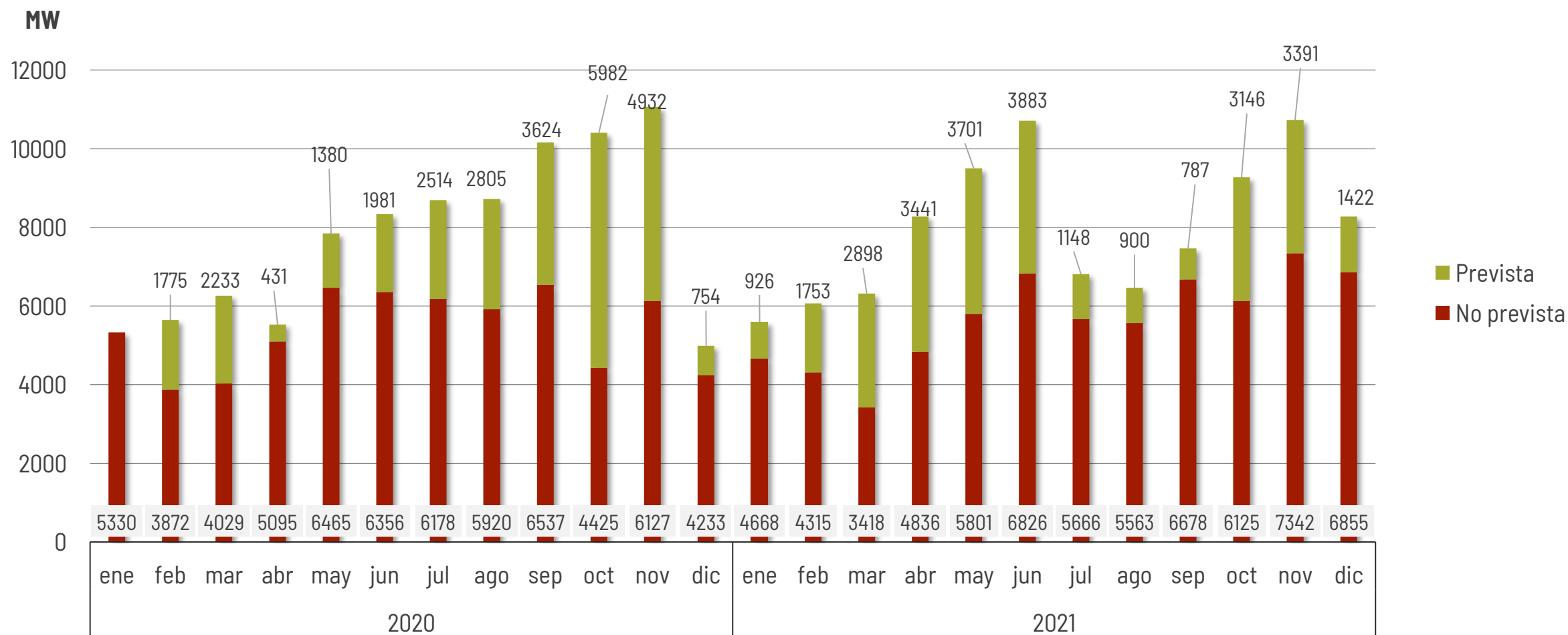


Σ Energías sin emisión CO2≈ 71,4 %

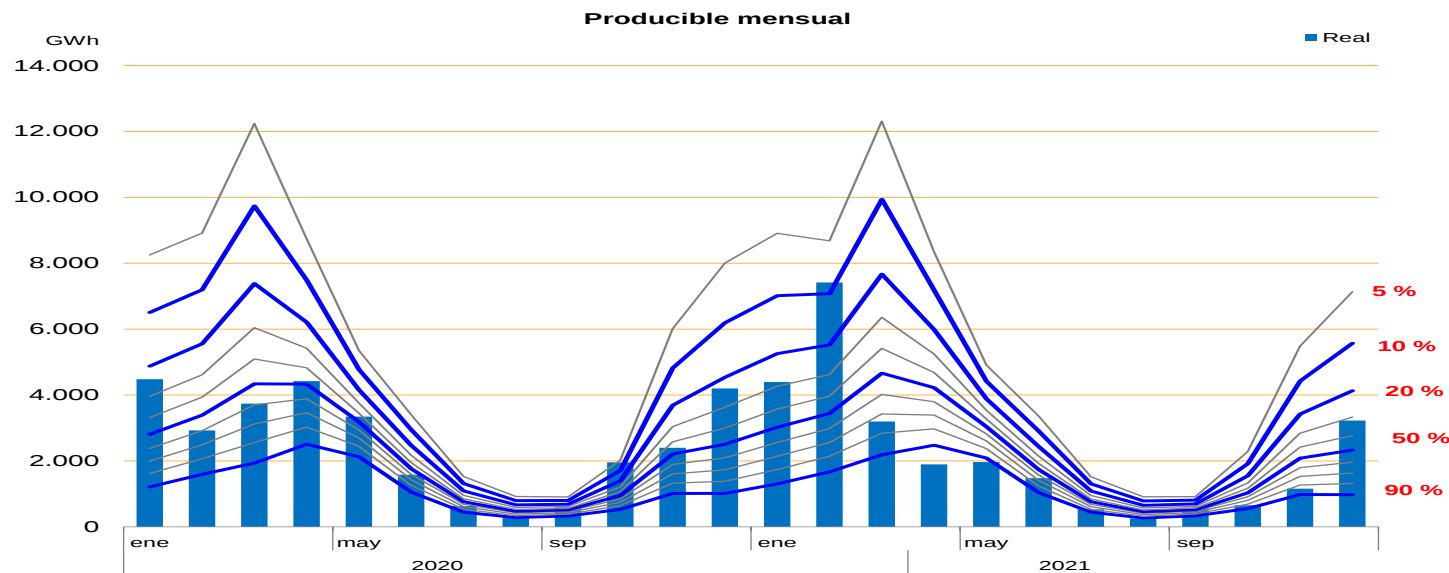
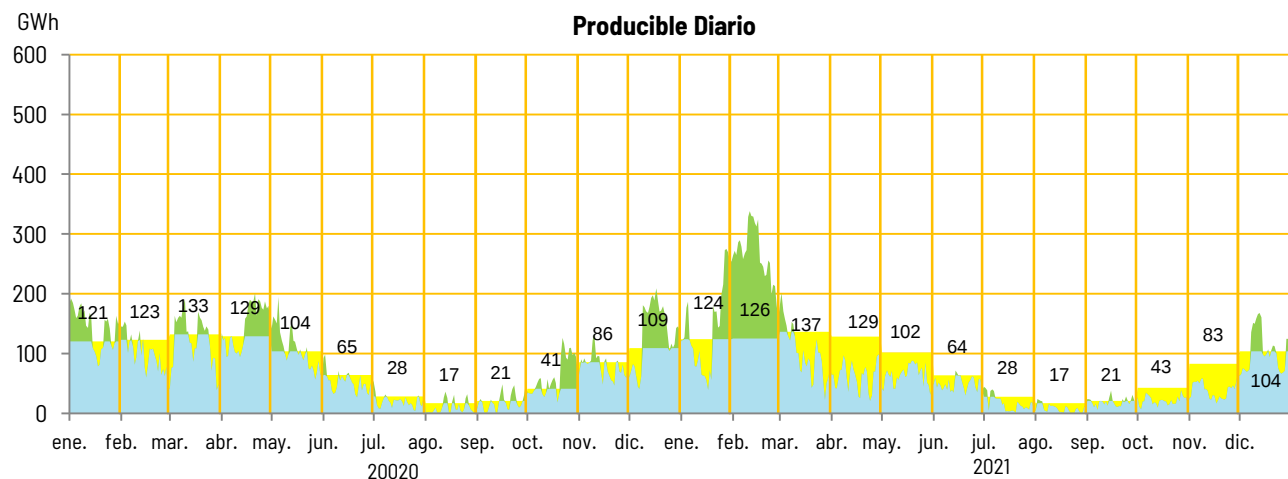


enero-diciembre

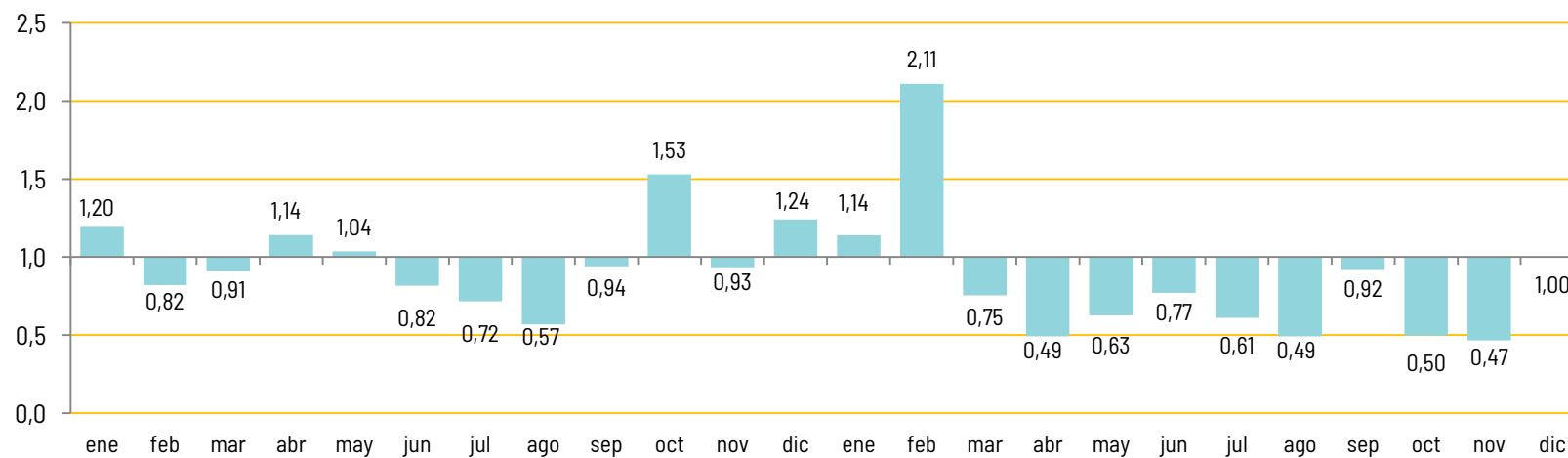
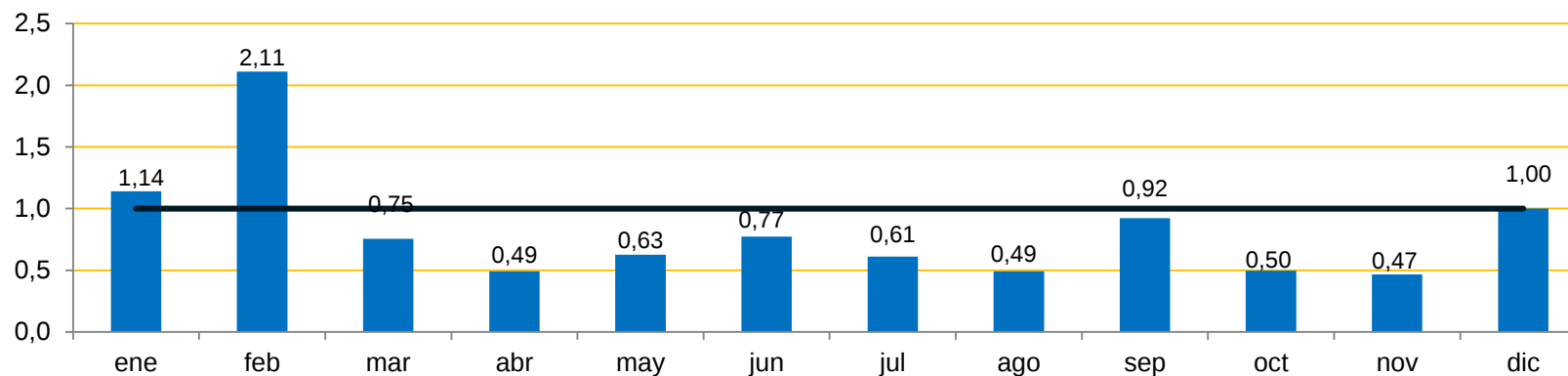
2021/2020 Indisponibilidad equipo térmico



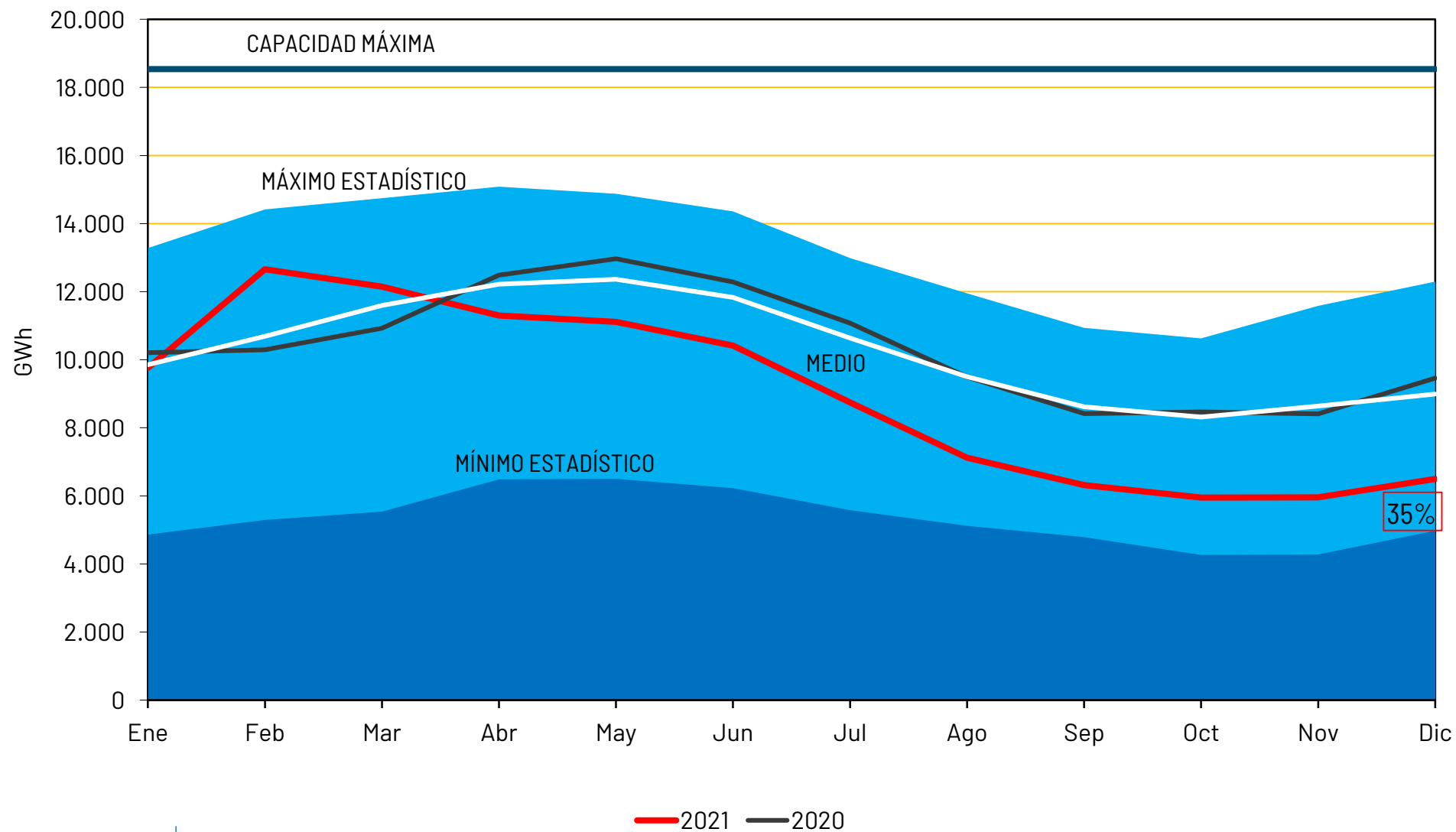
2021 Producible hidráulico diario



2021 Índice de producible hidráulico

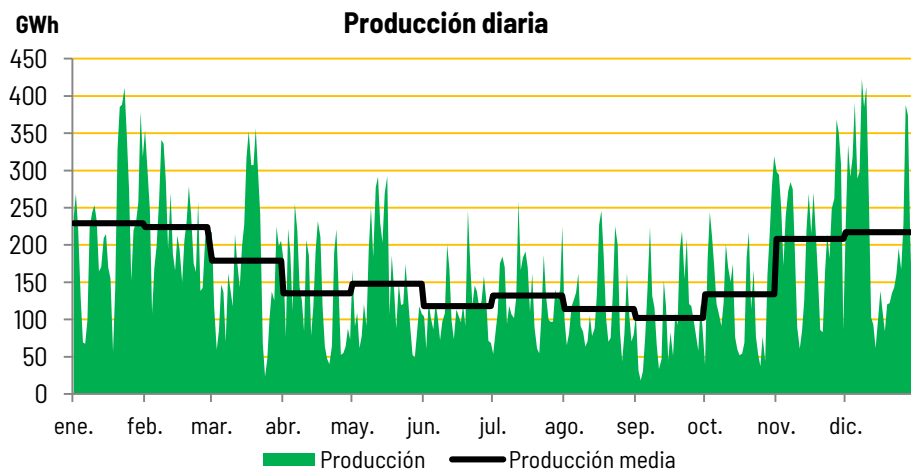
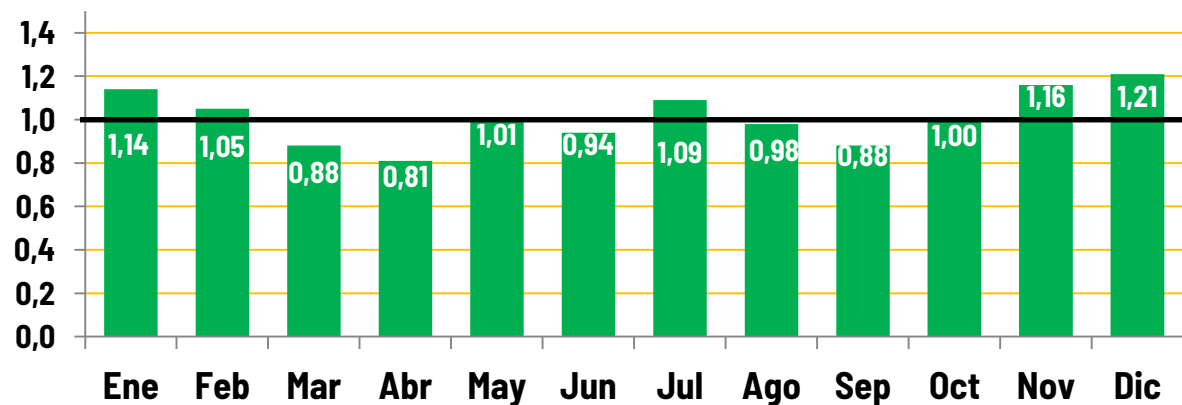


2021 Reservas conjunto de los embalses



2021 Índice de producible eólico

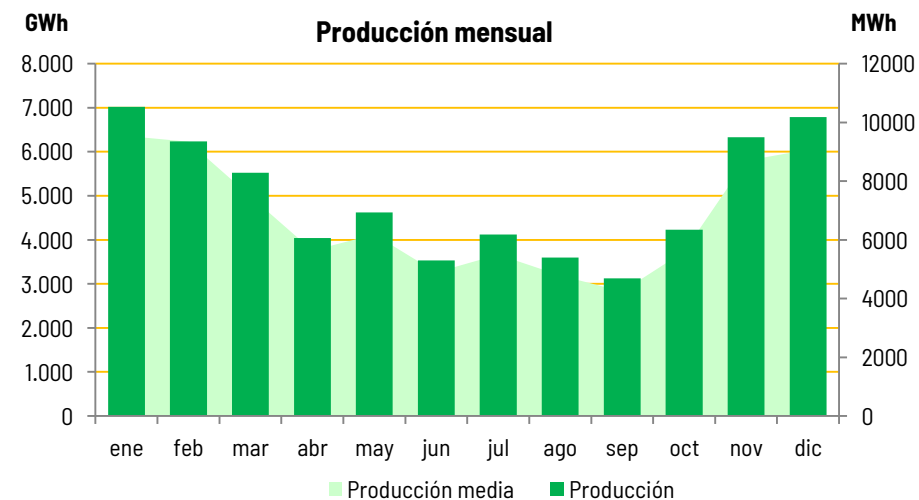
Índice producible eólica 2021



Enero-Diciembre 2021

Generación máxima	20.130 MW	08.12.21 13.34 h
Energía máxima diaria	416 GWh	08.12.21
Producción máxima mensual	7,0TWh	enero

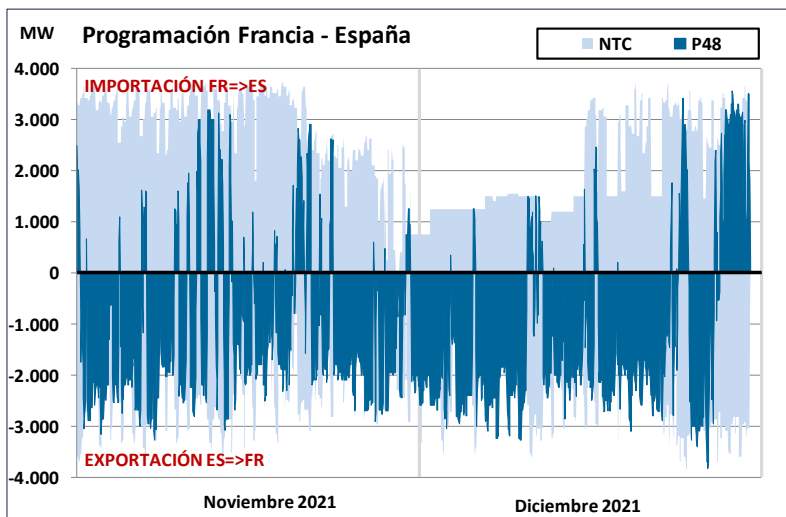
RÉCORD



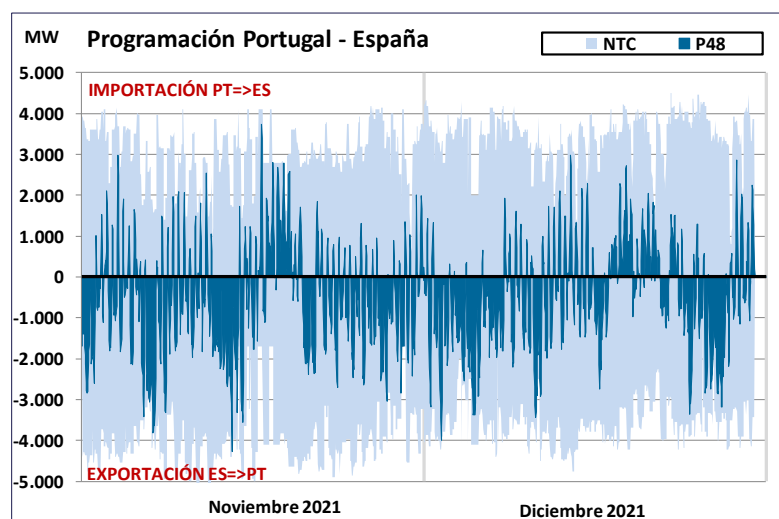


Interconexiones

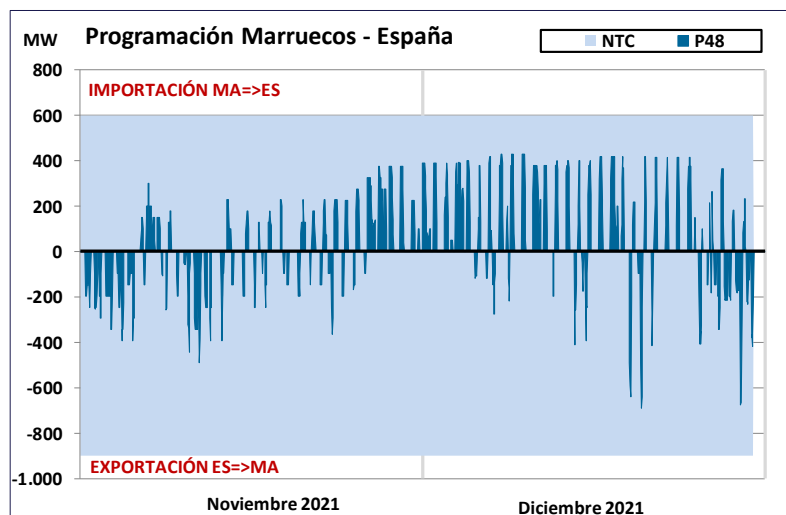
Utilización de la capacidad. Noviembre-Diciembre 2021



IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Noviembre	FR=>ES	0	3.746	2.889	3.450	3.200	319	4%
	ES=>FR	0	3.700	2.441	2.700	3.283	1.488	42%
Diciembre	FR=>ES	750	3.746	2.007	2.867	3.561	383	7%
	ES=>FR	1.400	3.838	2.624	2.960	3.838	1.680	47%



IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Noviembre	PT=>ES	285	4.185	3.044	3.479	3.726	313	0%
	ES=>PT	1.700	5.220	4.028	4.410	4.275	939	1%
Diciembre	PT=>ES	798	4.500	3.451	3.825	2.983	326	0%
	ES=>PT	800	4.770	3.617	3.915	3.988	807	1%



IME		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Noviembre	MA=>ES	600	600	600	600	374	48	0%
	ES=>MA	900	900	900	900	492	49	0%
Diciembre	MA=>ES	600	600	600	600	430	103	0%
	ES=>MA	900	900	900	900	689	37	0%



RdT: Nuevas instalaciones

Nuevas instalaciones (I)

SS.EE.	Provincia	Fecha
SE 220 kV LOS LEONES	Zaragoza	20.11.21
SE 220 kV ARENALES	Cáceres	17.12.21

Transformadores RdD	Potencia (MVar)	Provincia	Fecha
SE 220 kV LOS LEONES: ATP1 220/132 kV	160	Zaragoza	26.11.21
SE 220 kV ÍLLORA: TF-1 220/132 kV	160	Granada	14.12.21
SE 220 kV FACULTATS: TRP-2 220/25 kV	65	Barcelona	16.12.21
SE 220 kV ESCATRÓN: ATP-7 220/132 kV (3)	200	Zaragoza	22.12.21
SE 220 kV J.M. ORIOL: TRP-4 220/45 kV	100	Cáceres	27.12.21

Transformadores RdG	Potencia (MVar)	Provincia	Fecha
SE 400 kV MUNIESA PROMOTORES: ATP-3 400/220 kV (no REE)	260	Teruel	23.11.21

Líneas	Provincia	Fecha
L-220 kV LOS LEONES-VILANUEVA GÁLLEGO 1 y 2	Zaragoza	20.11.21
L-400 kV VILLANUEVA ESCUDEROS-VLLANUEVA (1) (No REE)	Cuenca	04.11.21
L-220 kV ARAVACA-VENTAS BATÁN (2)	Madrid	25.11.21
L-220 kV MEZQUITA-VALDECONEJOS 1	Teruel	02.12.21
L-220 kV J.M. ORIOL-ARENALES	Cáceres	17.12.21
L-220 kV ARENALES-IS ARENALES (1) (No REE)	Cáceres	17.12.21
L-220 kV TORRIJOS-CAROLA 1 (1) (No REE)	Toledo	30.12.21
L-220 kV ZAMORA-VALCABADO 1 (1) (No REE)	Zamora	30.12.21

(1) Evacuación generación renovable.

(2) Desaparecen L-220 kV ARAVACA-VENTAS y L-220 kV VENTAS-VENTAS BATÁN. La SE 220 kV VENTAS causa baja.

(3) Sustituye al anterior de 85,5 MVA.

Nuevas instalaciones (II)

Posiciones	Provincia	Fecha
SE 220 kV HOSPITALET: Nueva posición CERDÁ (52-7, 89B1-7 y 89B2-7) (4)	Barcelona	18.11.21
SE 220 kV TARRAGONA: Nueva posición COVESTRO (89B1-11, 89B2-11, 52-11 y 89-11) (4)	Tarragona	18.11.21
SE 220 kV SAN SERVÁN: Nueva posición INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN (52-12, 89B1-12, 89B2-12 y 89-12) (5)	Badajoz	13.12.21
SE 400 kV BROVALES: Nueva posición APICIO 1 (5)	Badajoz	15.12.21

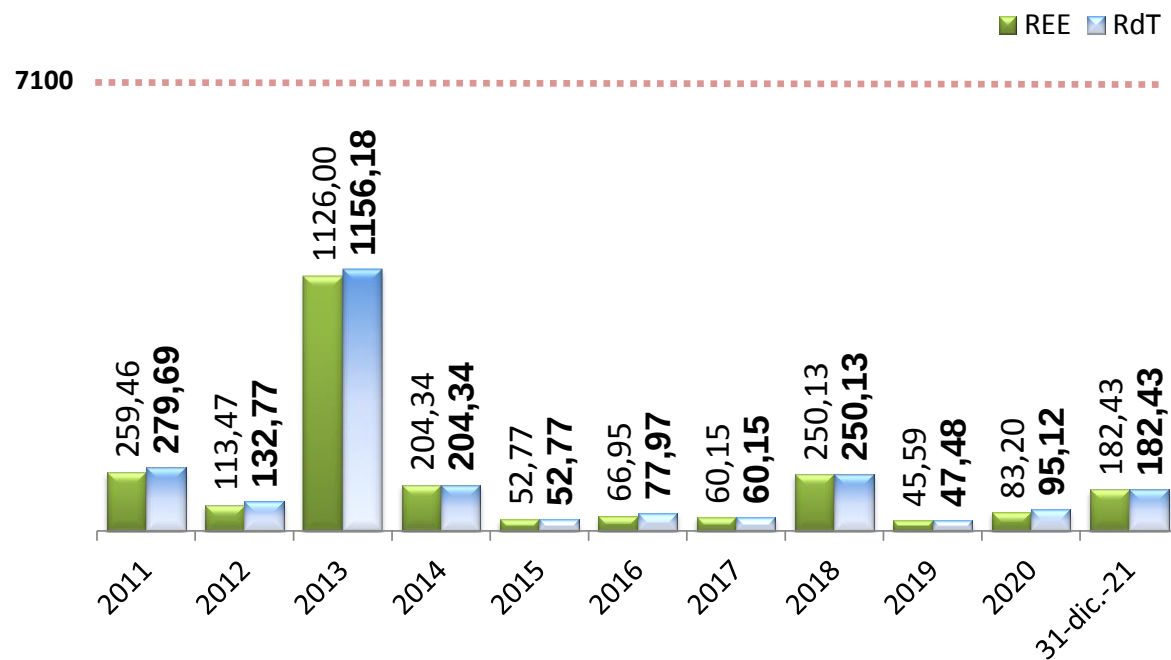
(4) Próxima conexión consumidor conectado a RdT.
 (5) Futura evacuación generación renovable.
 Queda en tensión hasta la realización de medidas en carga.



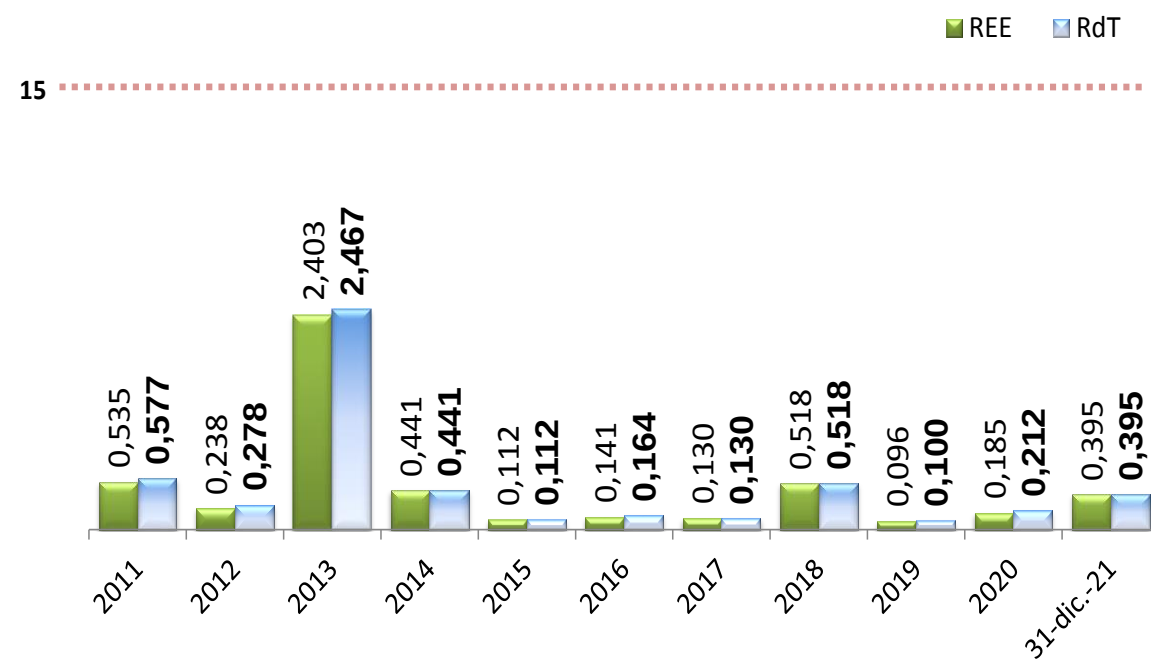
Calidad del servicio

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 – C Reunião

Gestão do Sistema

12 de Janeiro 2022

ÍNDICE

1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA – Nov a Dez 2021

Movimentação de Gás na RNTIAT

Procura de Gás

Notas de Operação

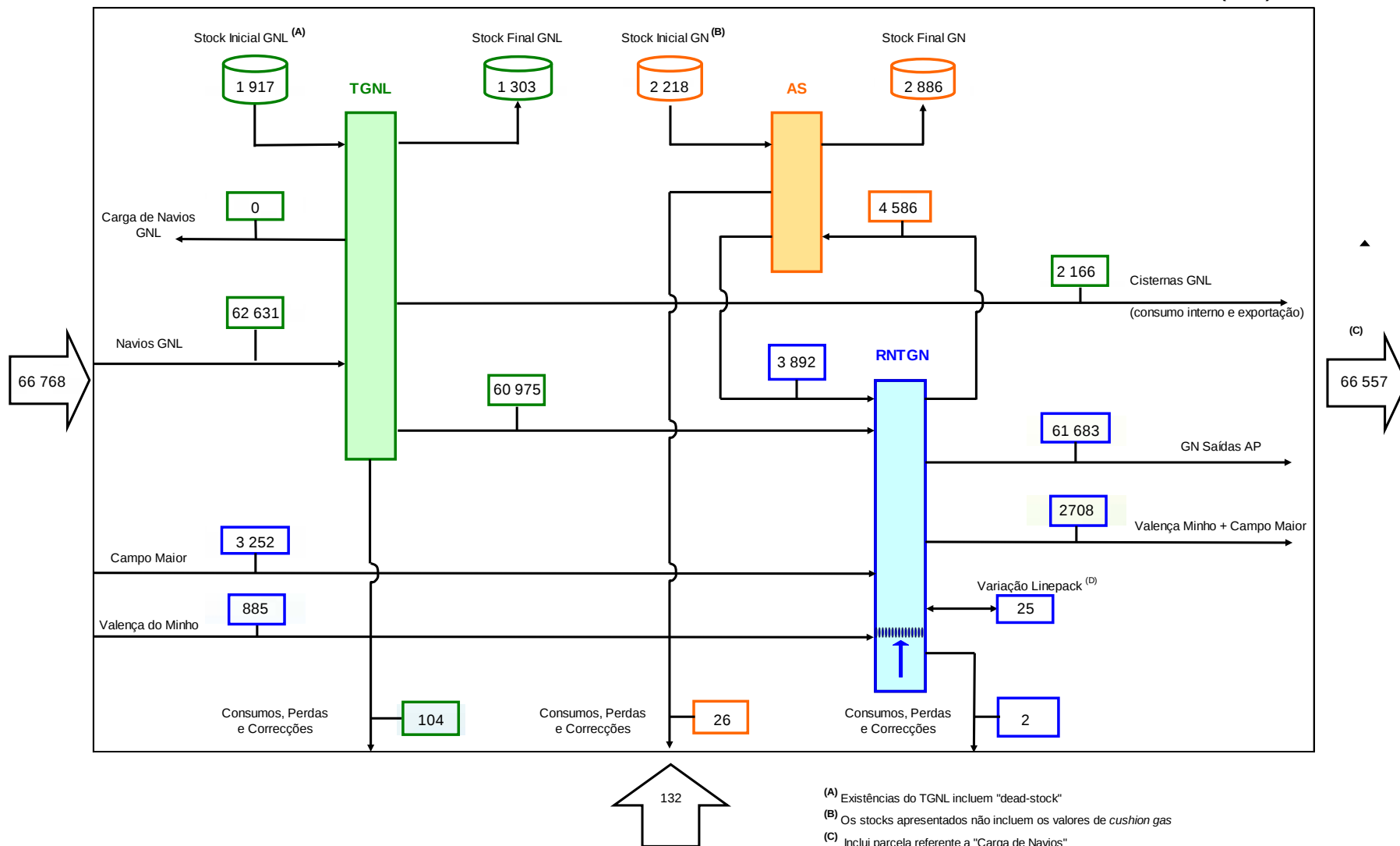
2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Janeiro a Fevereiro 2022

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

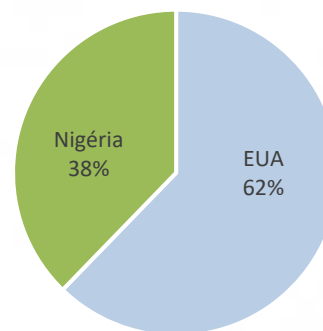
Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

Análise mensal

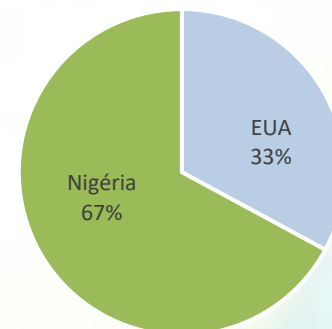
Entradas no TGNL	2021		Nov 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	5	5 279	4	4 343	22%

Entradas no TGNL	2021		Dez 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	5	4 292	5	4 848	-11%

Novembro



Dezembro



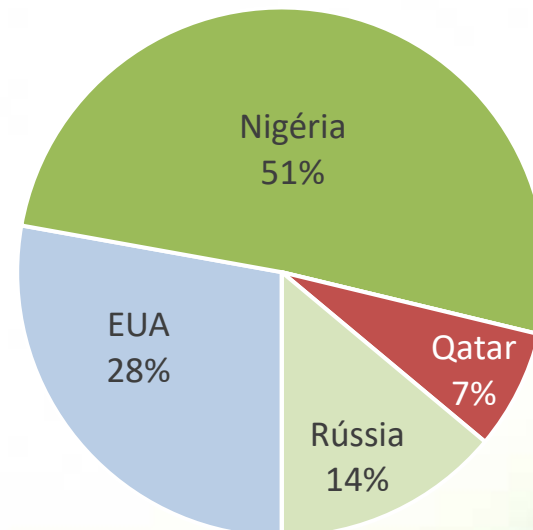
Saídas do TGNL	2021		Nov 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	740	212	601	174	22%
Emissão RNTGN	-	5 502	-	4 956	11%
TOTAL		5 714		5 130	11%

Saídas do TGNL	2021		Dez 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	667	198	641	185	7%
Emissão RNTGN	-	4 853	-	3 860	26%
TOTAL		5 052		4 045	25%

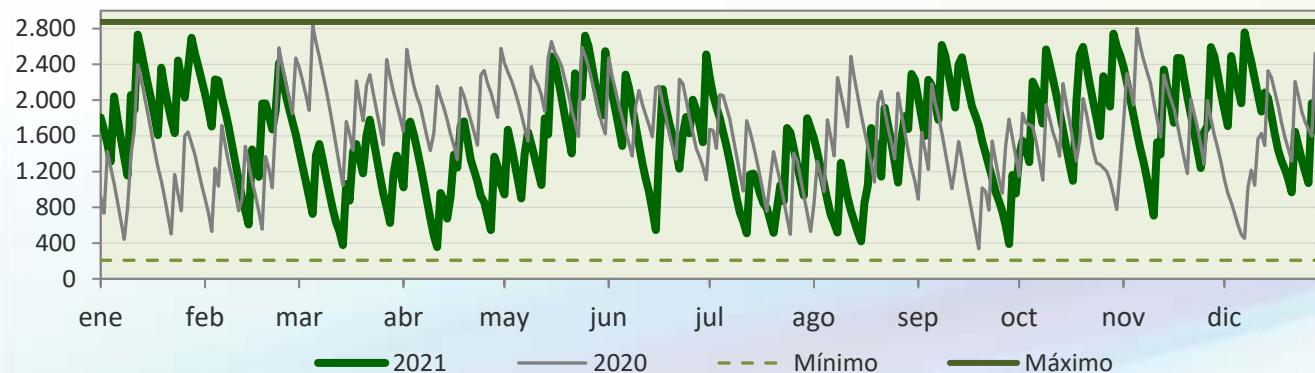
Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

Entradas no TGNL	2021		Jan - Dez 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	64	62 631	62	62 016	1%

Saídas do TGNL	2021		Jan - Dez 2020		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	1	25	
Cisternas	6 123	2 166	6 664	1 942	12%
Emissão RNTGN	-	60 975	-	59 222	3%
TOTAL		63 141		61 189	3%



Existência Total no TGNL



Máximo₂₀₂₁: 2 758 GWh

Notas Relevantes:

- ❑ Contratação da capacidade máxima de regaseificação 247 GWh/d, a 07.Mar (124% CTM)
- ❑ Utilização máxima em 84 dias (23% do período), de Jan a Dez
- ❑ Aplicação do prorata temporal às renomeações desde 01.Out

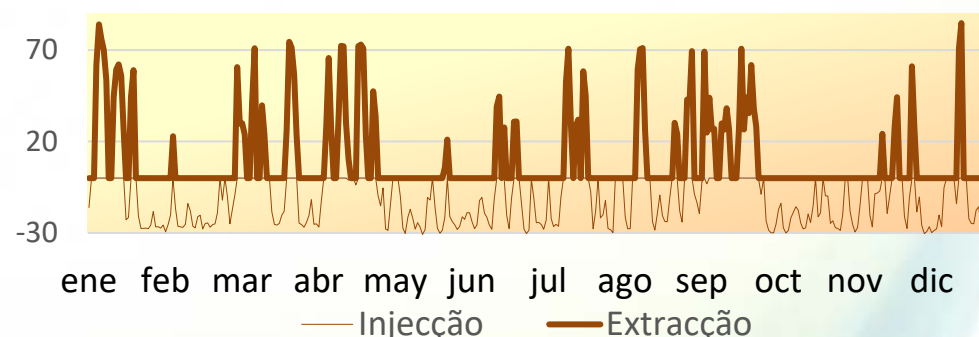
Movimentação de GN na RNTIAT – AS

AS [GWh]	Novembro			Dezembro		
	2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
Injeção	322	117	175%	503	229	120%
Extração	157	464	-66%	184	948	-81%

AS [GWh]	Jan - Dez		
	2021	2020	Δ
Injeção	4 586	2 819	63%
Extração	3 892	4 210	-8%

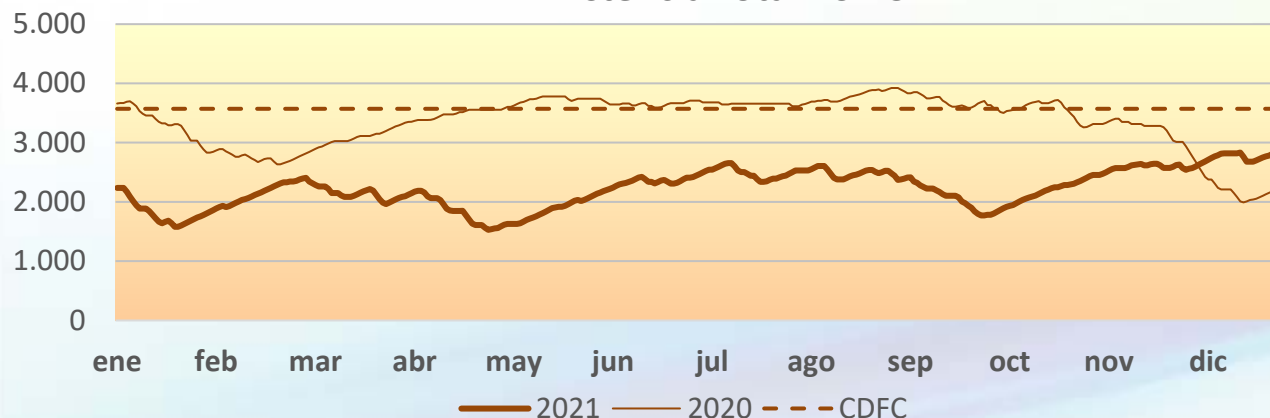
GWh

Movimentos AS - 2021



GWh

Existência Total no AS

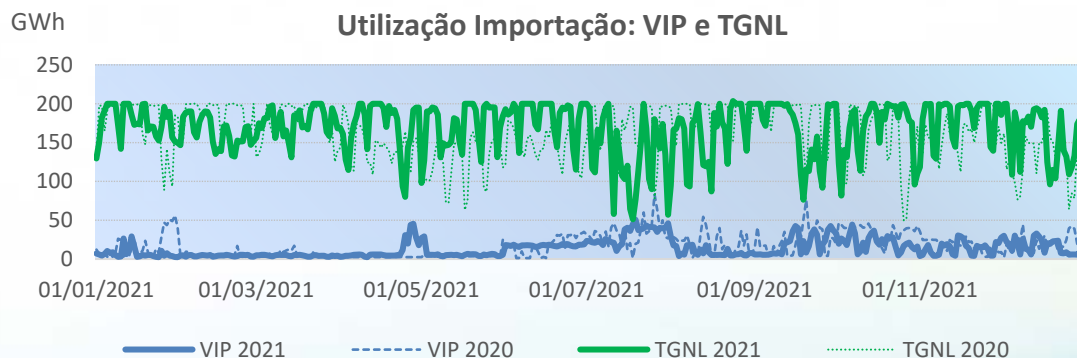
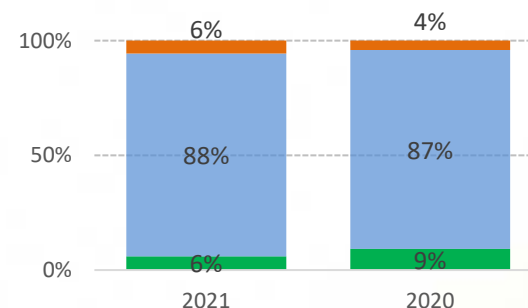
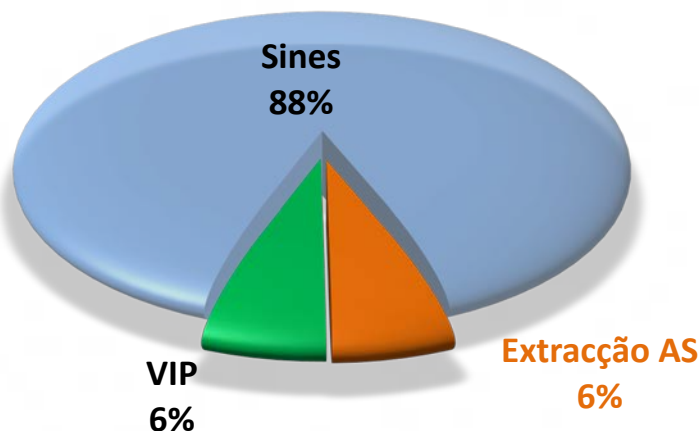


Mínimo₂₀₂₁: 1 529 GWh (máx₂₀₂₁: 2 886GWh)

Notas Relevantes:

- ❑ Contratação da capacidade máxima de injeção, em 212 dias, (58% do período);
- ❑ Contratação máxima de capacidade de injeção de 40,3 GWh, a 24.Dez
- ❑ Contratação máxima da capacidade de extração: em 13 dias, (4% do período)
- ❑ Aplicação do prorata temporal às renomeações desde 01.Out

Entradas RNTG – Evolução Repartição por Ponto de Entrada

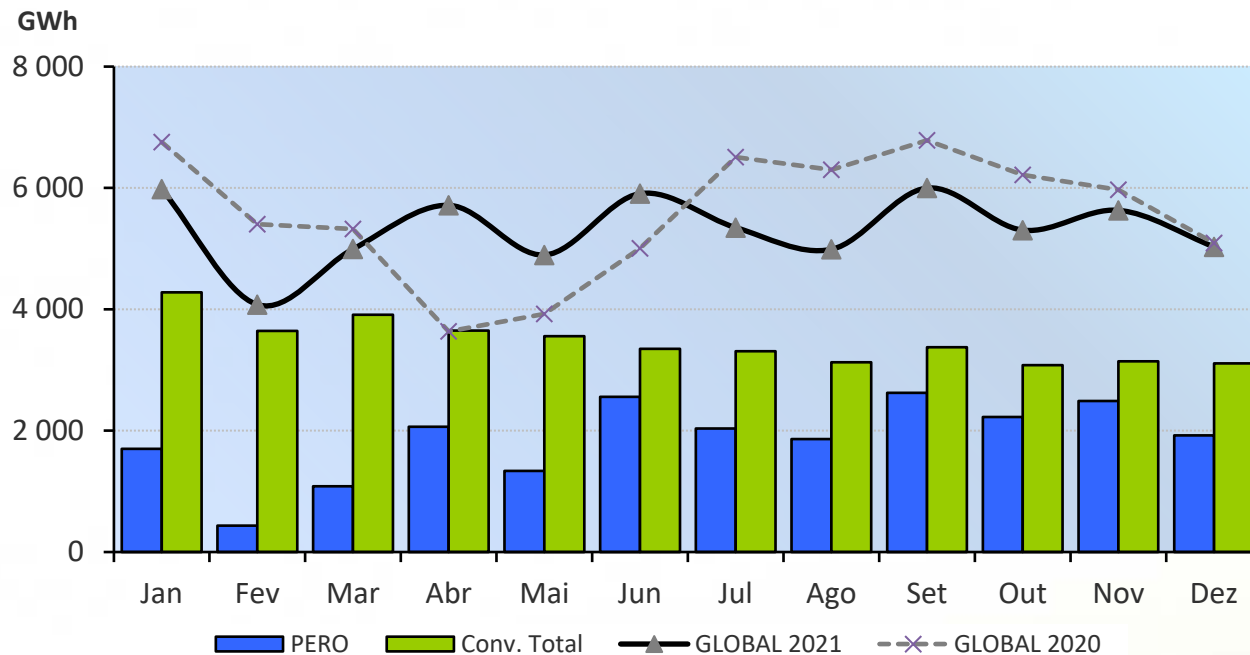


VIP - Utilização Máxima diária	GWh	Data	%
Entrada	50.62	19/ jul	35%
Saída	47.89	11/ fev	60%

Notas Relevantes:

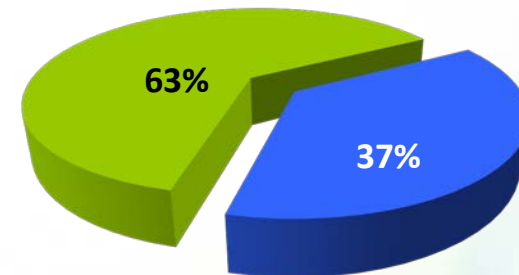
- ❑ Contratação máxima no VIP, entrada: 50,8 GWh, a 19.Julho
- ❑ Contratação máxima no VIP, saída: 48,8 GWh, a 23.Março

Procura de GN por Segmento de Mercado: 2021 vs 2020

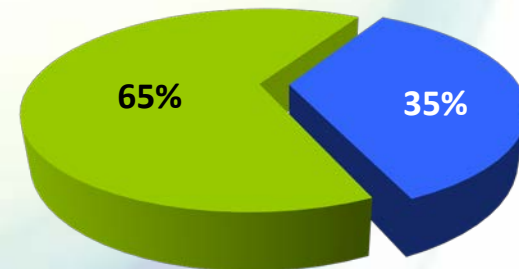


Consumos por Mercado

2020



2021

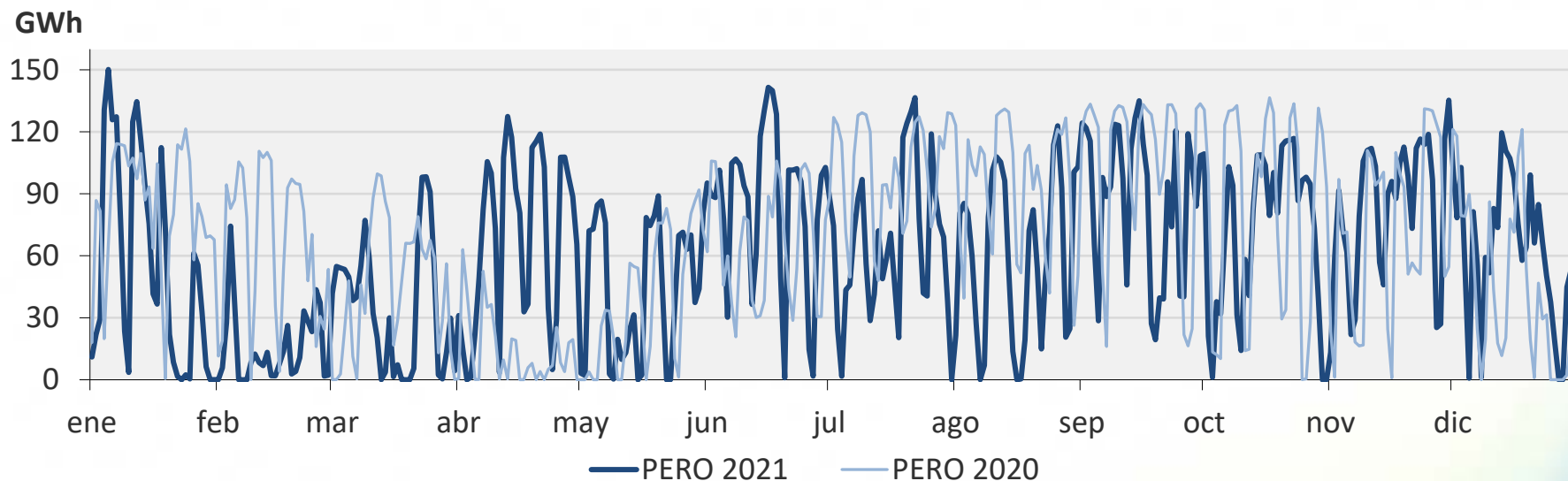


Segmento de Mercado	Jan - Dez 20		Jan - Dez 21		Variação Homóloga
	GWh	Fracção	GWh	Fracção	
Produção Eléctrica Ordinária	24 719	37%	22 327	35%	-10%
Mercado Convencional (*)	42 183	63%	41 522	65%	-2%
Total	66 902	-	63 849	-	-5%

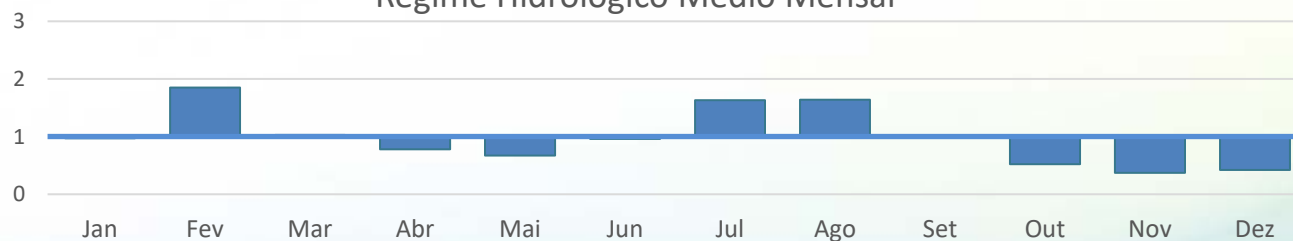
(*) – Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.

Total de Gás entregue entre 1997 e Dez.2021 ≈ 95,12 bcm

Procura Segmento de PERO: 2021 vs 2020



Regime Hidrológico Médio Mensal

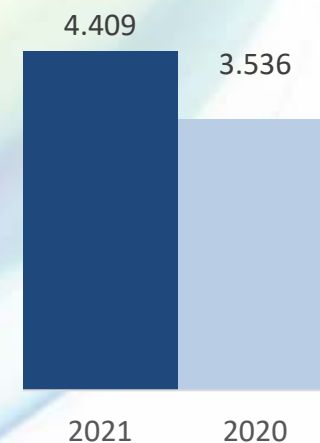


Saldo Exportador de Electricidade



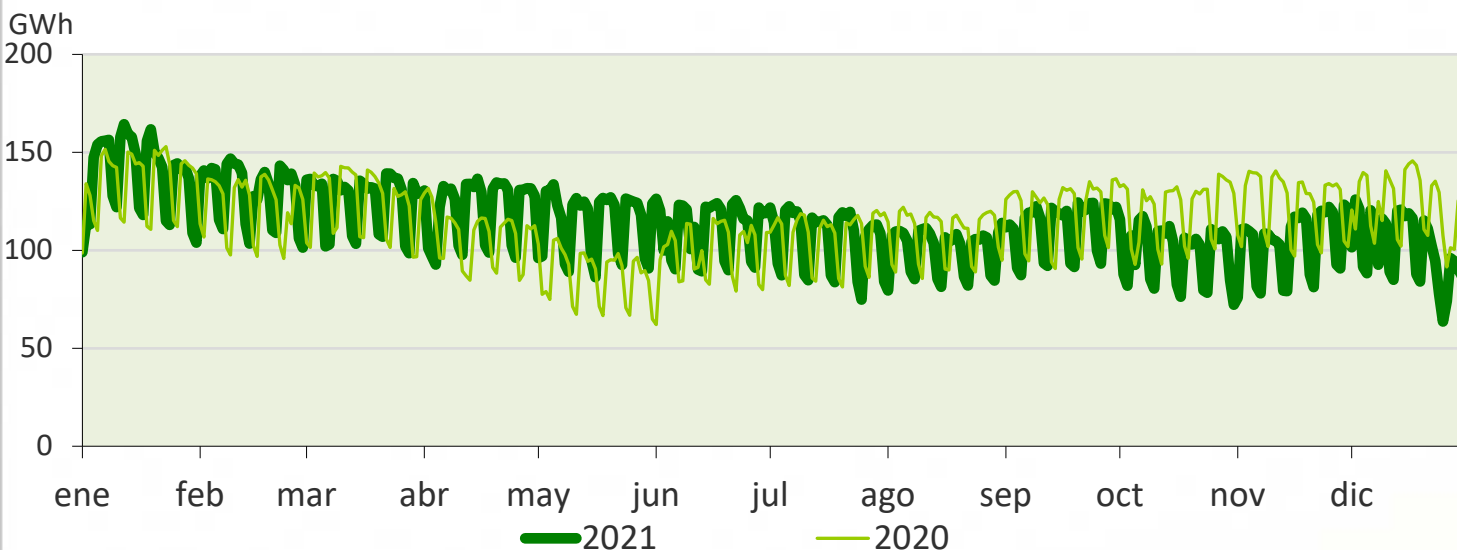
Evolução Homóloga

Nov-Dez_{20/21} [GWh]



+25%

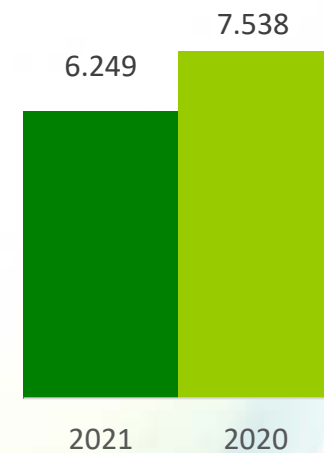
Procura Segmento de Mercado Convencional: 2021 vs 2020



Cientes AP	2021	2020	[%]
Cogeração	7 459.4	9 692.2	-23%
Indústria	2 753.3	2 645.4	4%
Refinaria	4 135.8	3 903.4	6%
Total	14 348.5	16 241.1	-12%

Evolução Homóloga

Nov-Dez_{20/21} [GWh]



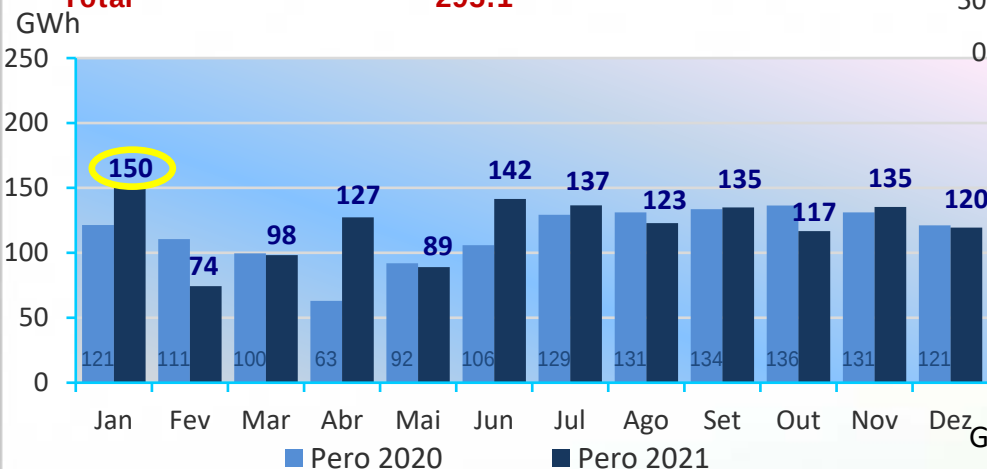
Consumo Mercado Distribuição Total Anual - Acumulado			
Zona Geográfica	2021	2020	Varição [%]
BEIRAGÁS	853.73	833.08	2%
DIANAGÁS	38.6	38.6	0%
LISBOAGÁS	4 535.9	4 446.7	2%
LUSITANIAGÁS	8 900.5	8 281.1	7%
PORTGÁS	7 575.7	7 270.4	4%
SETGÁS	1 860.8	1 896.3	-2%
TAGUSGÁS	1 242.4	1 233.9	1%
Total	25 007.7	24 000.1	4%



Máximos Diários de Procura de Gás na RNTG

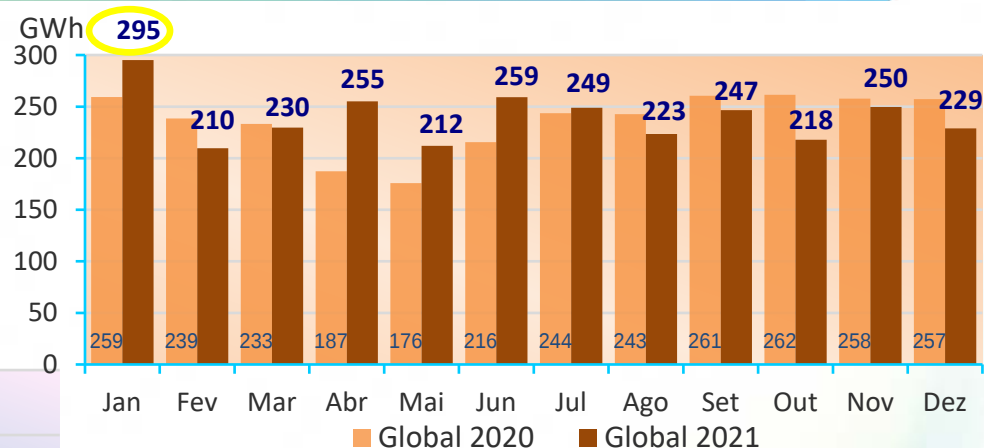
Procura Global

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



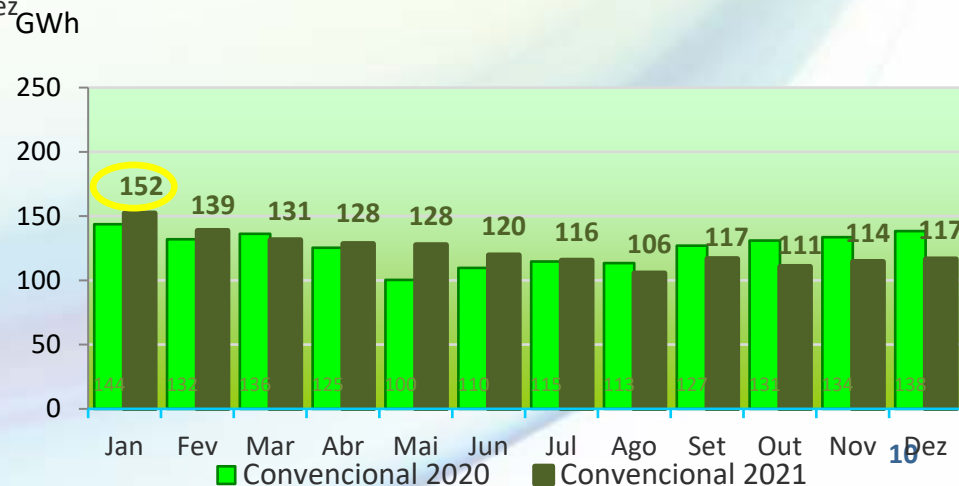
CONVENCIONAL

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.

Novembro: Conclusão das compras de gás pelo GTG na plataforma Mibgás, totalizando (330 + 60) GWh.

Dezembro: Sem factos a assinalar.

Nota Operação – Qualidade de Serviço na RNTG

Indicadores de qualidade de serviço da RNTG, para 2021:

Indicador - 34º RQS	Unidade	Jan-Dez
Número médio de interrupções por ponto de saída	-	0.000
Duração média das interrupções por ponto de saída ^(*)	min/ponto saída	0.000
Duração média da interrupção	min/interrupção	0.000

(*) - Média aritmética anual.

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

Situações de Emergência - 76º RQS	Unidade	Jan-Dez
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 - Nov a Dez 2021

Movimentação de Gás na RNTIAT

Procura de Gás

Notas de Operação

2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Janeiro a Fevereiro 2022

Procura de Gás

Plano de Indisponibilidades

Previsão Procura Total de Gás: Janeiro a Fevereiro 2022

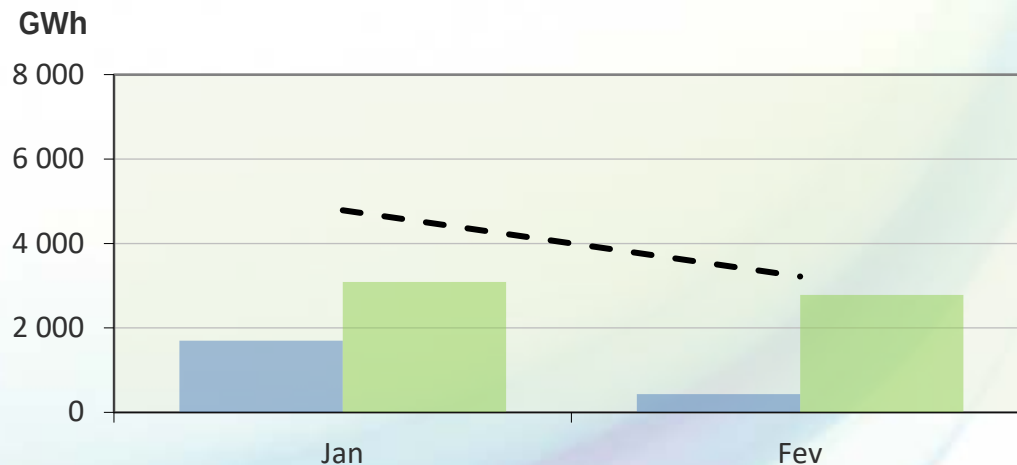
Segmento de Mercado	Jan Prev	Fev Prev	Total Prev	$\Delta_{(21/22)}$ Jan-Fev
Produção Eléctrica Ordinária	1 059	793	1 852	-13%
Mercado Convencional (*)	3 088	2 784	5 872	-26%
Total	4 147	3 577	7 724	-23%

(*) - 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

Sem indisponibilidades previstas para este período

AS - Movimento de Injecção

Sem indisponibilidades previstas para este período

TGNL - Enchimento de Camiões Cisterna

14.Jan - 14.Jan	12h	Total	Testes funcionais vários equipamentos
-----------------	-----	-------	---------------------------------------

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 – C Reunião

Gestão do Sistema

12 de Janeiro 2022

CTSOSEI

Operación y Programación del Sistema Gasista

12/01/2022





**1. Evolución de la demanda
2021 vs 2020**

2. Cobertura de la demanda 2021

3. Avance del mes en curso



1. Evolución de la demanda 2021 vs 2020

2. Cobertura de la demanda 2021

3. Avance del mes en curso

Demanda Nacional Gas Natural

Noviembre-Diciembre 2021 vs Noviembre-Diciembre 2020



Demanda

nov 2021

%D s/ nov 2020

Unidad: TWh

Convencional	27,2	8,6%
D/C + PyMES	8,0	31,6%
Industrial	18,0	0,9%
Cisternas	1,3	7,6%
S. Eléctrico	12,8	72,1%
TOTAL	40,0	23,1%



Incremento del **mercado convencional** respecto a nov-20 debido al incremento del DC/PyMES.



Crecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a una menor generación hidráulica y nuclear junto a un aumento en la demanda y en el saldo exportador.



Demanda

dic 2021

%D s/ dic 2020

Unidad: TWh

Convencional	28,4	-4,2%
D/C + PyMES	9,5	-9,0%
Industrial	17,7	-1,9%
Cisternas	1,3	2,6%
S. Eléctrico	10,3	69,8%
TOTAL	38,7	8,3%



Descenso del **mercado convencional** respecto a dic-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: hidráulica, eólica y nuclear.

Demanda industrial: Índice de Grandes Consumidores Industriales (IGIG)

Noviembre-Diciembre 2021 vs Noviembre-Diciembre 2020

Incremento 2021 vs 2020: **-0,5%**



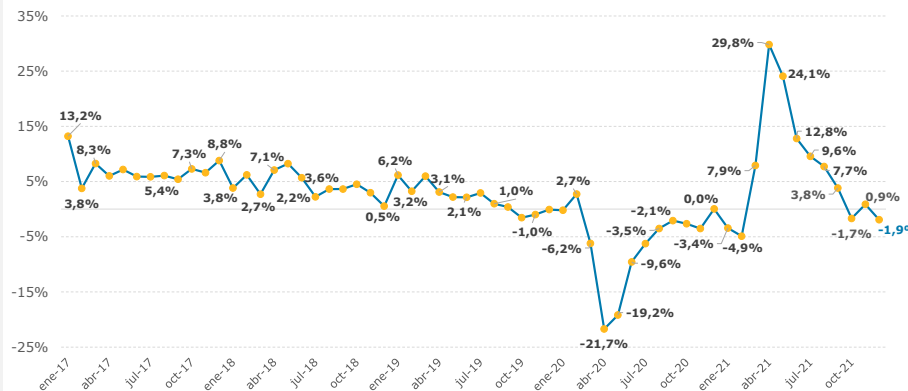
35,6

~64% demanda convencional

~45% demanda total nacional

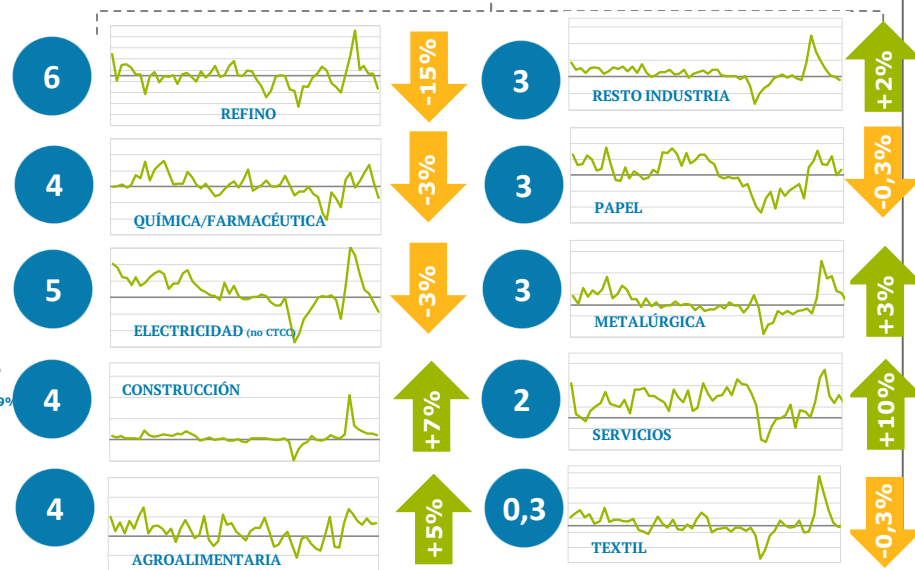
Unidad: TWh

Evolución IGIG mensual



Mayor subida:
Servicios

Mayor bajada:
Refino



● nov-dic 2021

% Δ nov-dic 2021
vs nov-dic 2020

Mercado cisternas GNL

Noviembre-Diciembre 2021 vs Noviembre-Diciembre 2020

Mercado de cisternas

0,1 TWh



+5% Respecto al mismo periodo que año anterior

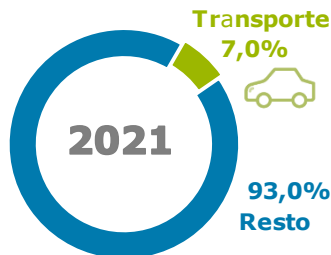
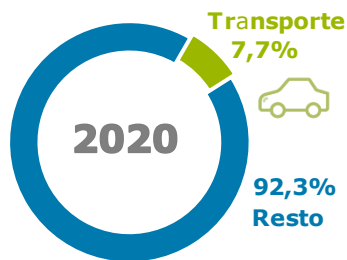
Número de pedidos

+466

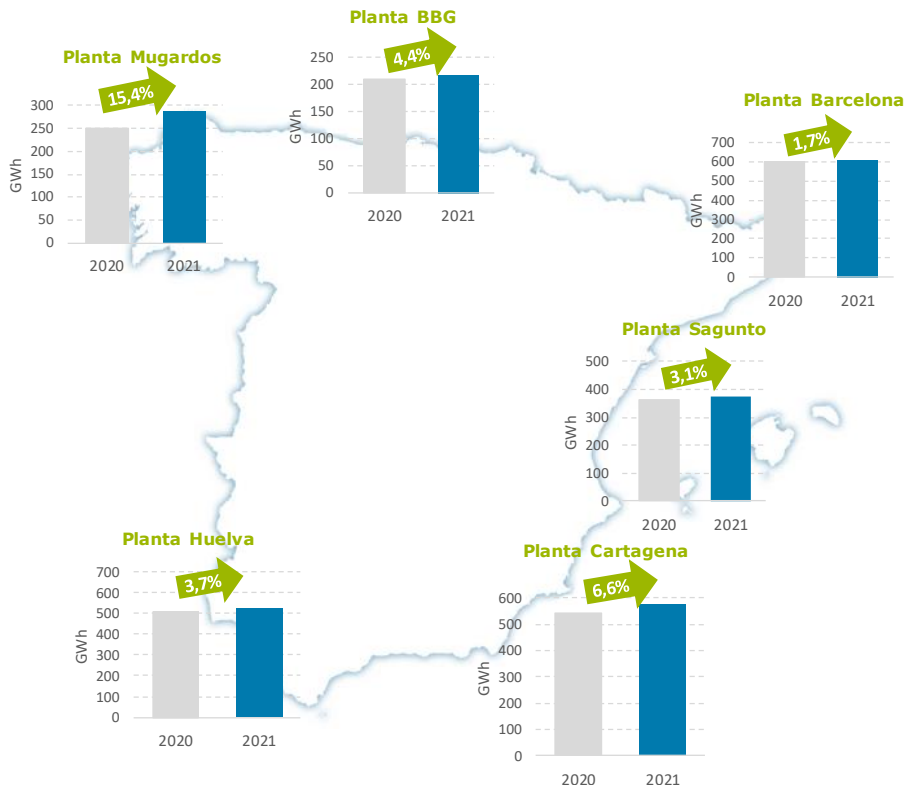


+5,5% Respecto al mismo periodo del año anterior

Demanda para transporte



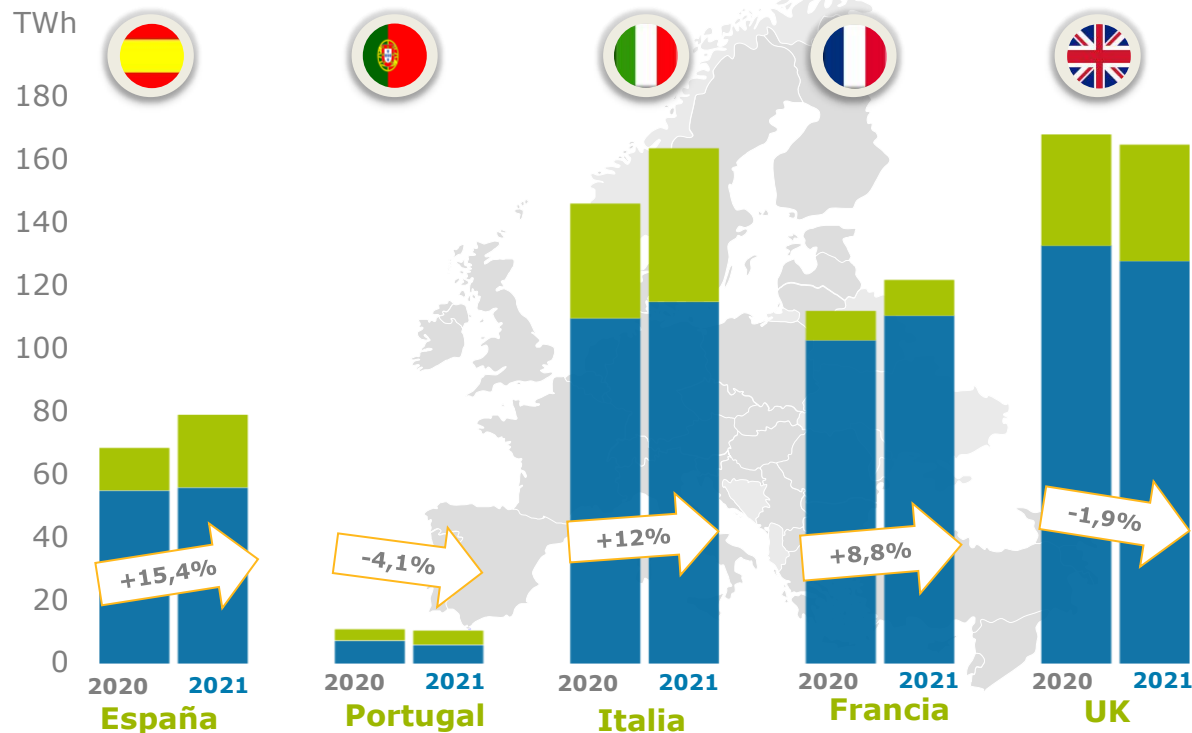
Reparto por terminal de GNL



Fuente: Elaboración propia

Demanda total gas natural marco europeo

Noviembre-Diciembre 2021 vs Noviembre-Diciembre 2020



✓ **Convencional:** Incremento en España (+1,7%), Italia (+4,7%) y Francia (+7,6%). Descenso en Reino Unido (-3,7%) y Portugal (-18,7%).

✓ **Sector eléctrico:** Incremento en España (+71%), Italia (+33,9%), Francia (+21,9%), Reino Unido (+4,8%) y Portugal (+25,7%).

Demanda Nacional Gas Natural

2020 vs 2021

		Acumulado ANUAL	
Demanda		Ene-dic 2021	% Δ s/ 2020
Unidad: TWh			
Convencional		288,1	6,2%
D/C + PyMES		60,4	6,9%
Industrial		213,3	5,9%
Cisternas		14,5	8,5%
S. Eléctrico		90,4	1,6%
TOTAL		378,5	5,1%



Incremento del **mercado convencional** respecto al año 2020 debido al incremento de los tres sectores: DC/Pymes, Industrial y Cisternas.



Crecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** respecto al año 2020.



1. Evolución de la demanda 2021 vs 2020

2. Cobertura de la demanda 2021

3. Avance del mes en curso

Cobertura de la demanda 2021

ENTRADAS

416,8 TWh

GN TWh	Total Anual		Variación	
	2020	2021	ΔTWh	% Δ
Tarifa	41	66	25	62%
Almería	60	89	29	49%
VIP Pirineos	34	31	-3	-8%
VIP Ibérico	2	4	1,6	88%
Producción Nacional	0,6	0,4	-0,2	-35%
Extracción AASS (*)	12	13	0,5	4%
TOTAL	137	190	53	39%

(*) No incluido en el TOTAL

GNL TWh	Total Anual		Variación	
	2020	2021	ΔTWh	% Δ
Barcelona	46	38	-8,1	-17%
Huelva	49	50	0,1	0%
Cartagena	35	37	2,2	6%
Bilbao	58	48	-10,3	-18%
Sagunto	20	29	8,3	41%
Mugardos	22	26	3,4	16%
TOTAL	231	227	-4	-2%

SALIDAS

415,0 TWh

GN TWh	Total Anual		Variación	
	2020	2021	ΔTWh	% Δ
Demanda Nacional	360	379	18,8	5%
VIP Pirineos	6	14	8,0	>100%
VIP Ibérico	6	5	-1,4	-22%
Carga de buques	1	17	16,1	>100%
Inyección AASS (*)	10	8	-1,4	-15%
Gas de operación	1	1	0,0	0%
TOTAL	374	415	41	11%

Entradas 416,8 TWh

↑ 47,6 TWh vs 2020
13% Δ

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

2021
Total Anual



Salidas 415 TWh

↑ 41 TWh vs 2020
11% Δ

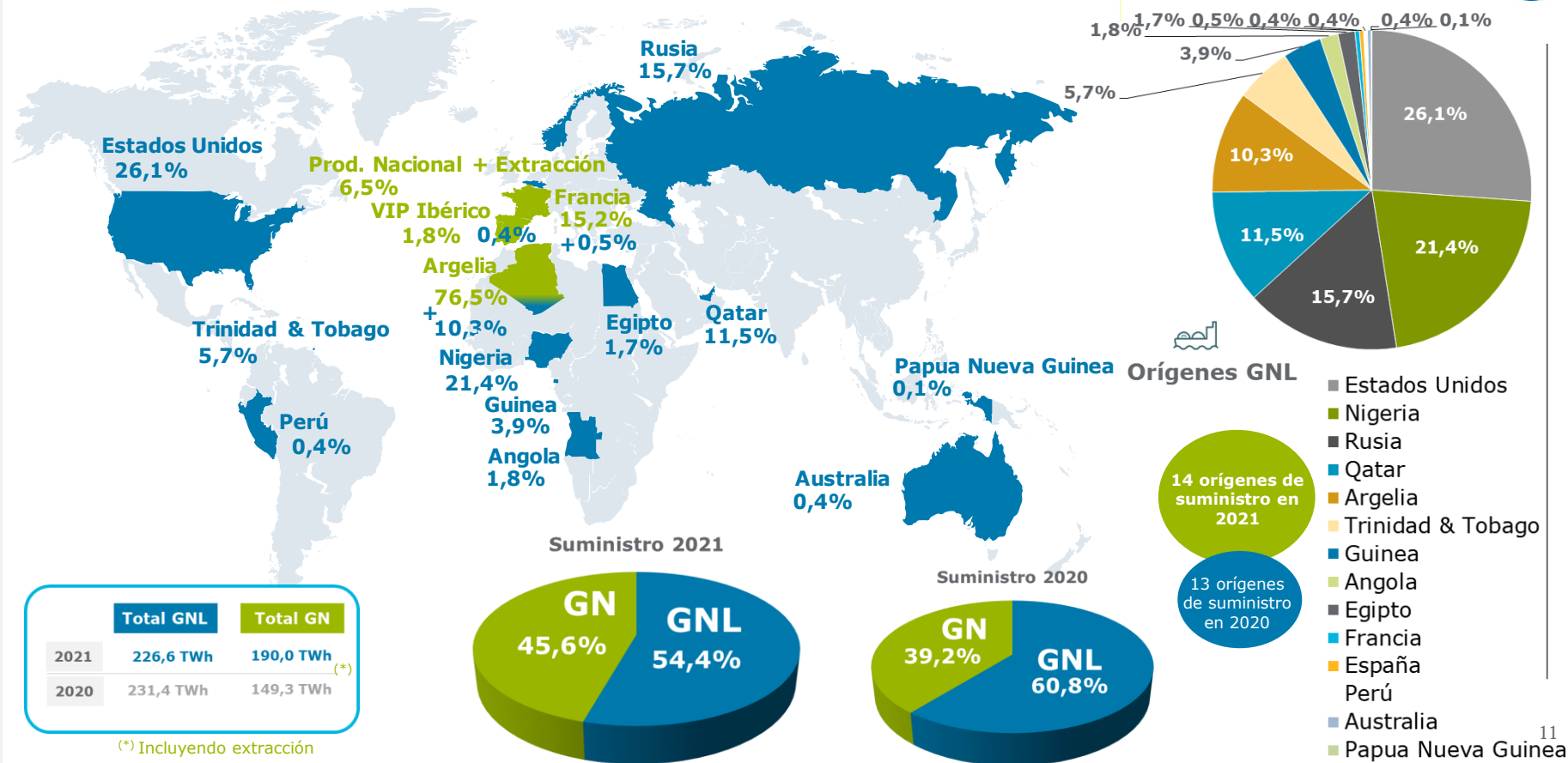
- ✓ Demanda nacional
- ✓ Exportación
- ✓ Gas operación
- ✓ Cargas

Entradas 368,5 TWh

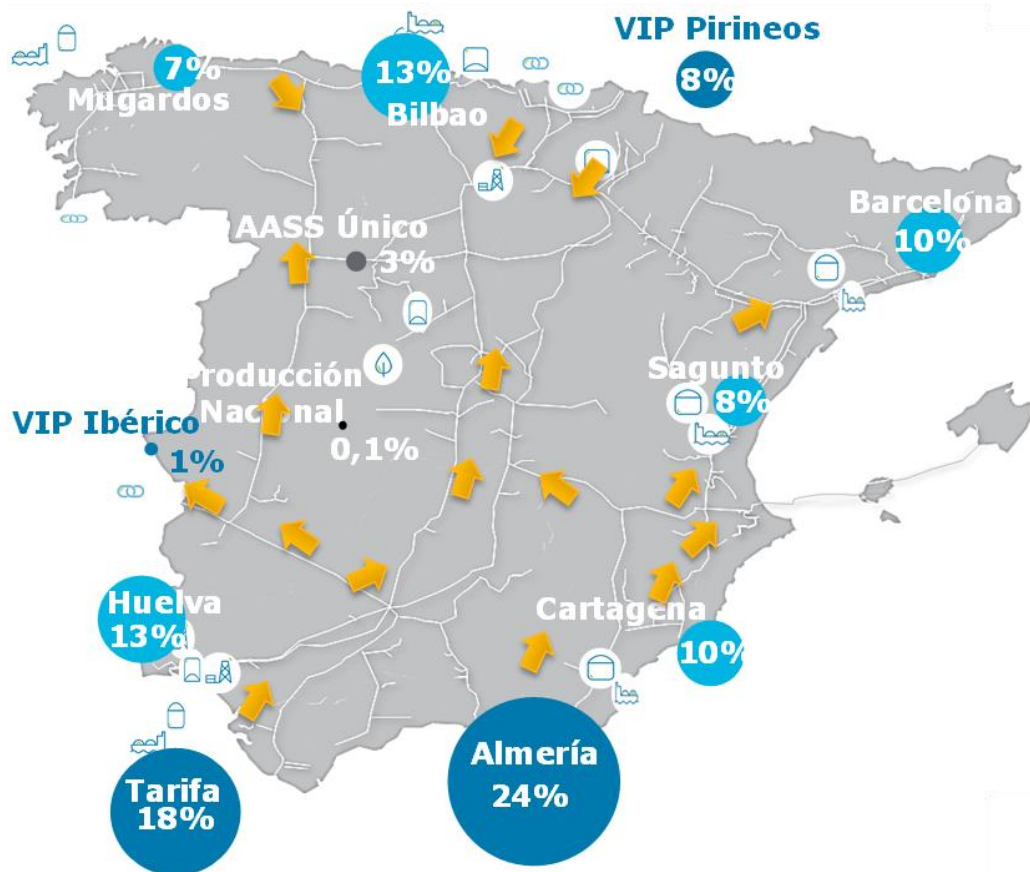
Total Anual
2020

Salidas 374 TWh

Cobertura de la demanda 2021: Orígenes del suministro

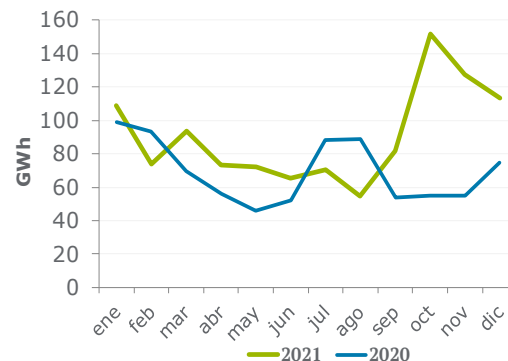


Cobertura de la demanda 2021: Flujos y distribución % entradas



Reparto equilibrado entre las seis plantas del Sistema con aportes entre el 7 y el 13%.

Gas de operación

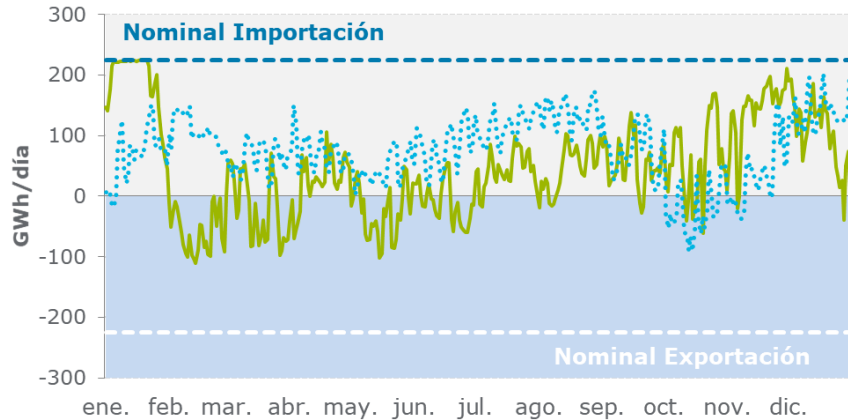


	Total Anual 2021	Total Anual 2020	% Δ
EECC	809	512	+58,0%
Plantas	14	7	+103,7%
AASS	128	176	-27,1%
ERMs	135	136	-0,4%
Total	1.087	831	+30,8%

Cobertura de la demanda 2021: uso de instalaciones

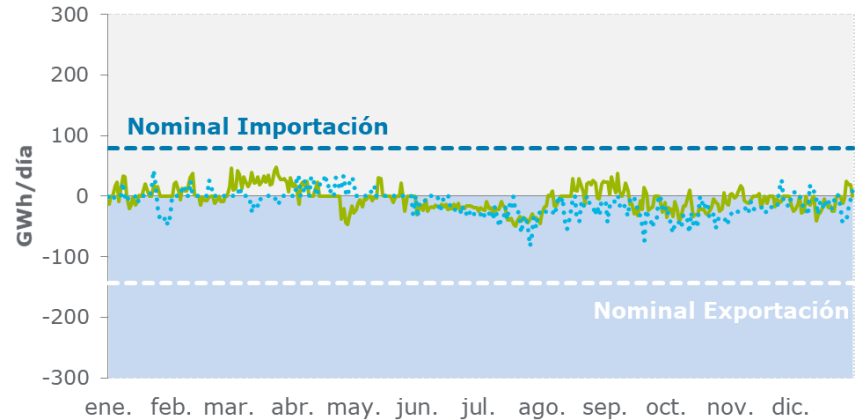
Conexiones internacionales europeas

VIP Pirineos



— 2021 2020

VIP Ibérico



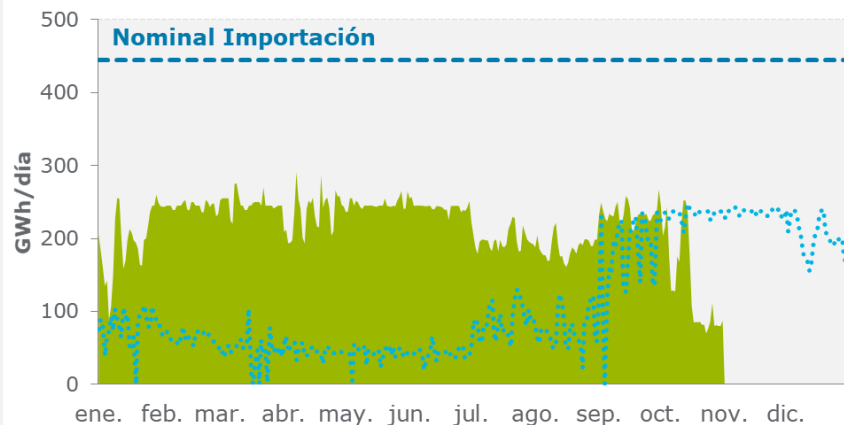
VIP Pirineos: Las conexiones con Francia han registrado flujos netos exportadores en la primera mitad del año e importadores a partir de mediados de año.

VIP Ibérico: Los flujos en esta conexión han mantenido una tendencia similar a los del año anterior.

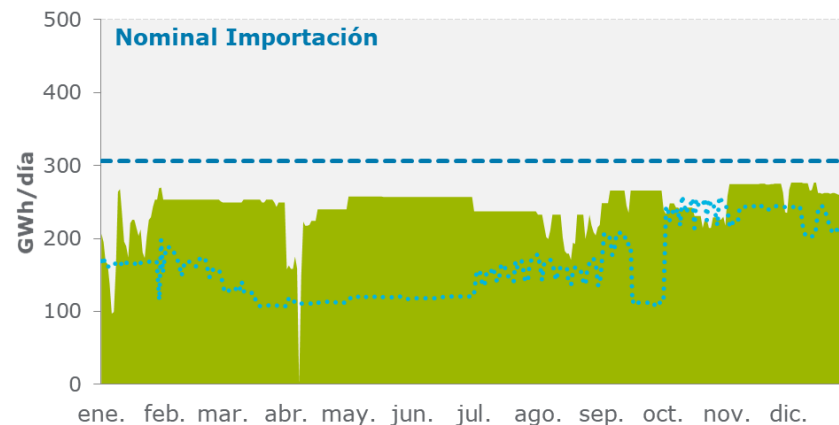
Cobertura de la demanda 2021: uso de instalaciones

Conexiones internacionales norte de África

Tarifa



Almería



— 2021 2020

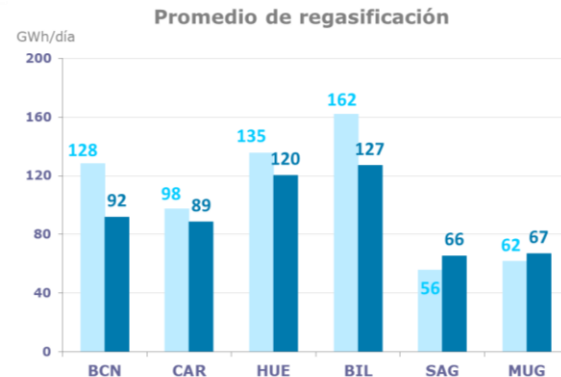
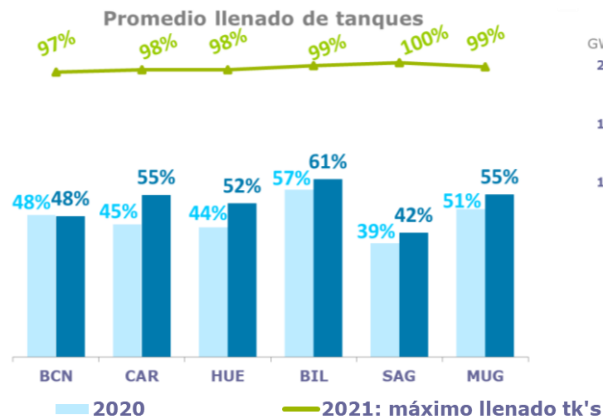
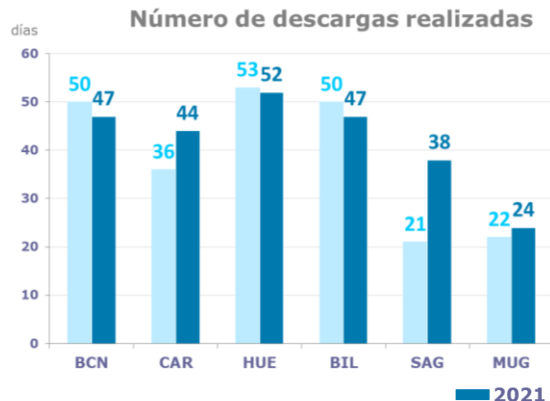
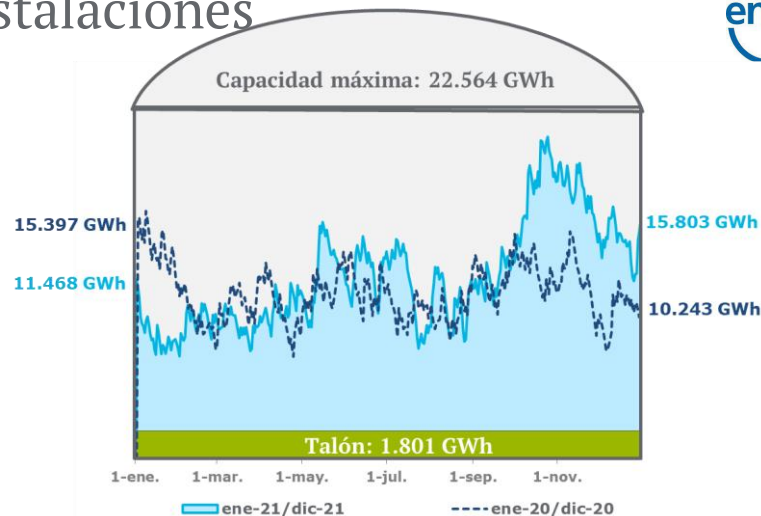
Conexiones con el norte de África:

En Almería se registran cantidades superiores durante el año 2021 con respecto a las del 2020. A partir del 1 de noviembre finaliza la entrada de gas por Tarifa.

Cobertura de la demanda 2021: uso de instalaciones

Plantas de Regasificación

El nivel de GNL a final de 2021 ha registrado un aumento de más del 50% con respecto a 2020. Tres terminales, Cartagena, Sagunto y Mugarlos registran un incremento en el número de descargas, mientras que el resto descienden en volumen descargado.



Cobertura de la demanda 2021: uso de instalaciones

Almacenamientos Subterráneos

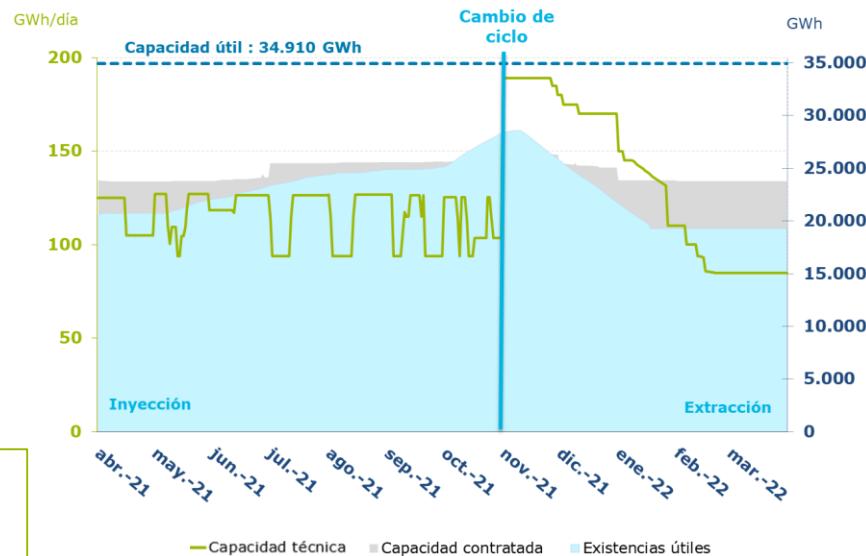
Unidad: GWh

		dic-21	dic-20	Δ
Capacidad útil (*)		34.910	33.787	+3,3%
Contratación		25.122	32.030	-21,6%
Capacidad disponible		9.788	1.757	
Existencias				
Útiles		22.643	27.223	-16,8%
Colchón		28.793	28.793	
% llenado		65%	81%	
Detalle campaña 21/22	Inyección acumulada			
	Física	8.021	9.259	-13%
	para Gas Colchón	0	0	
	Extracción acumulada			
	Física	5.934	5.365	>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).

El año concluye con existencias útiles un 16,8% inferiores a las del año anterior, como resultado de una menor inyección. La extracción se ha comportado de forma similar.

Capacidad técnica vs. Existencias útiles





1. Evolución de la demanda 2021 vs 2020

2. Cobertura de la demanda 2021

3. Avance del mes en curso

Avance del mes en curso: enero 2022

Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **28,1 TWh**
- Contratada por usuarios a 11-ene: **21,7 TWh**

	Flujo Entradas
VIP Pirineos	-0,5 TWh
VIP Ibérico	0,2 TWh
Tarifa	0,0 TWh
Almería	9,7 TWh

Flujo entradas
CCII: 9,4 TWh

Previsión de demanda nacional:
40,3 TWh

29,0 TWh convencional + 1,2 TWh Cisternas
10,1 TWh Sector Eléctrico

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

Nº descargas
programadas:
31 (31,9 TWh)

Neto AASS:
1,6 TWh de
extracción

	Programadas (*)
Barcelona	7
Huelva	5
Cartagena	5
Bilbao	5
Sagunto	6
Mugardos	3

Máximo de existencias
previsto: 18.222 GWh
(80%) el 15-ene

	Máx. existencias previsto
Barcelona	739 Mm3 (97%) el 7-ene
Cartagena	557 Mm3 (95%) el 13-ene
Huelva	603 Mm3 (97%) el 4-ene
Bilbao	430 Mm3 (96%) el 23-ene
Sagunto	586 Mm3 (98%) el 15-ene
Mugardos	287 Mm3 (96%) el 31-ene

(*) Descargas asignadas incorporando modificaciones procedentes de otros meses

Muchas
gracias



CTSOSEI - C Reunião

**RESULTADOS DOS MERCADOS DE OPERAÇÃO
NOVEMBRO DE 2020 A DEZEMBRO DE 2021**

12 Janeiro 2022

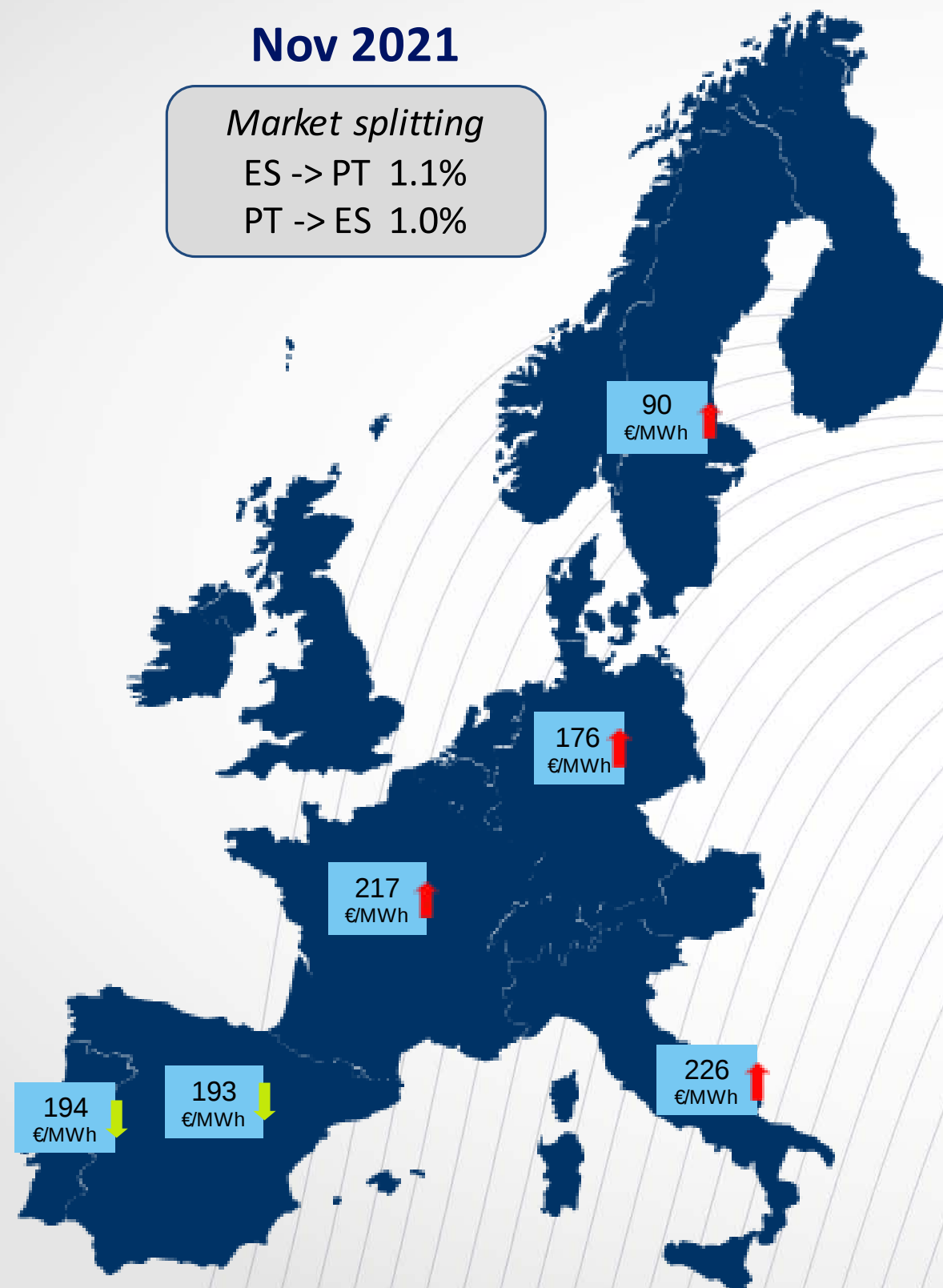
Preço Médio Mercado Diário

Nov 2021

Market splitting

ES -> PT 1.1%

PT -> ES 1.0%

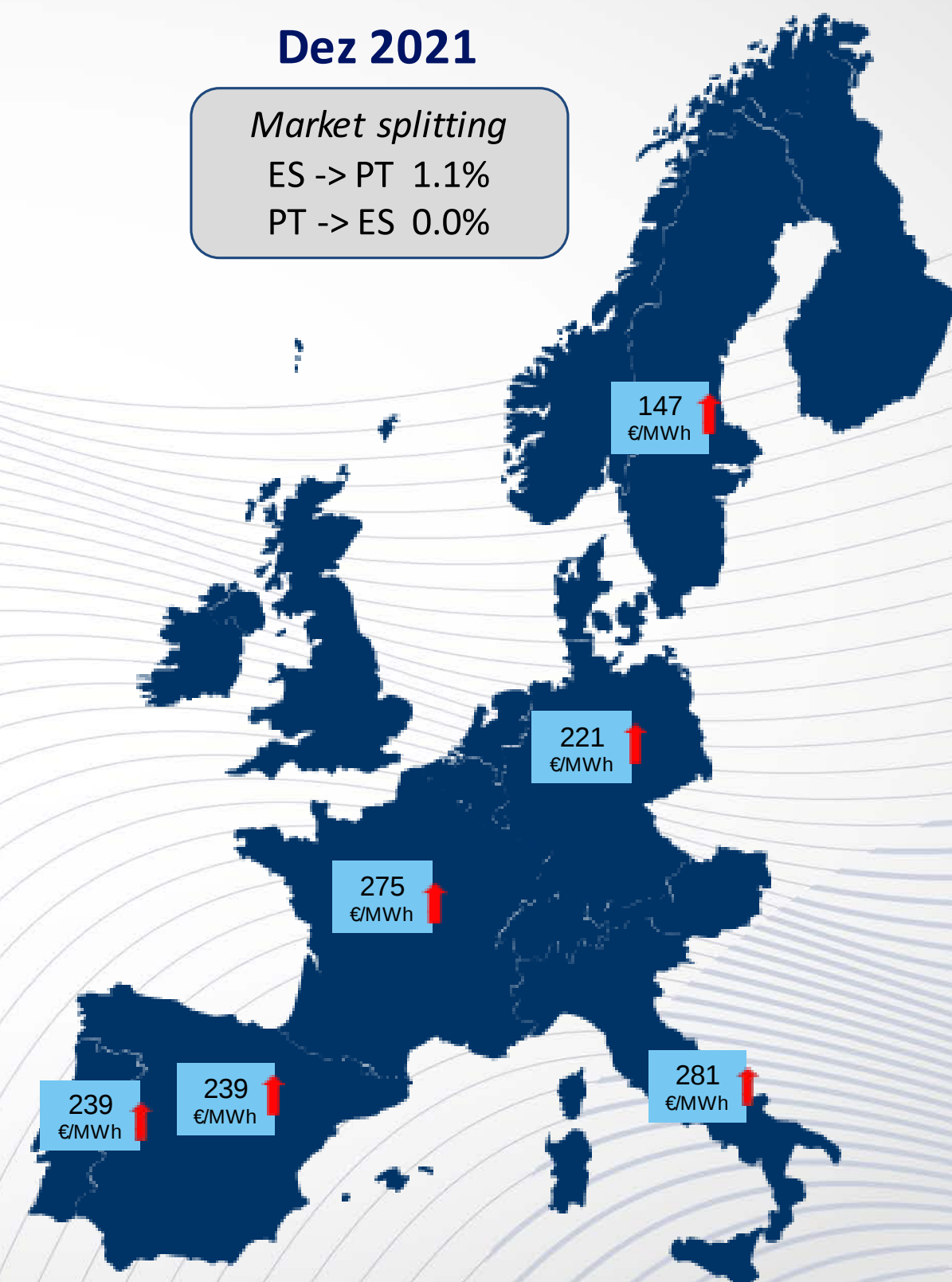


Dez 2021

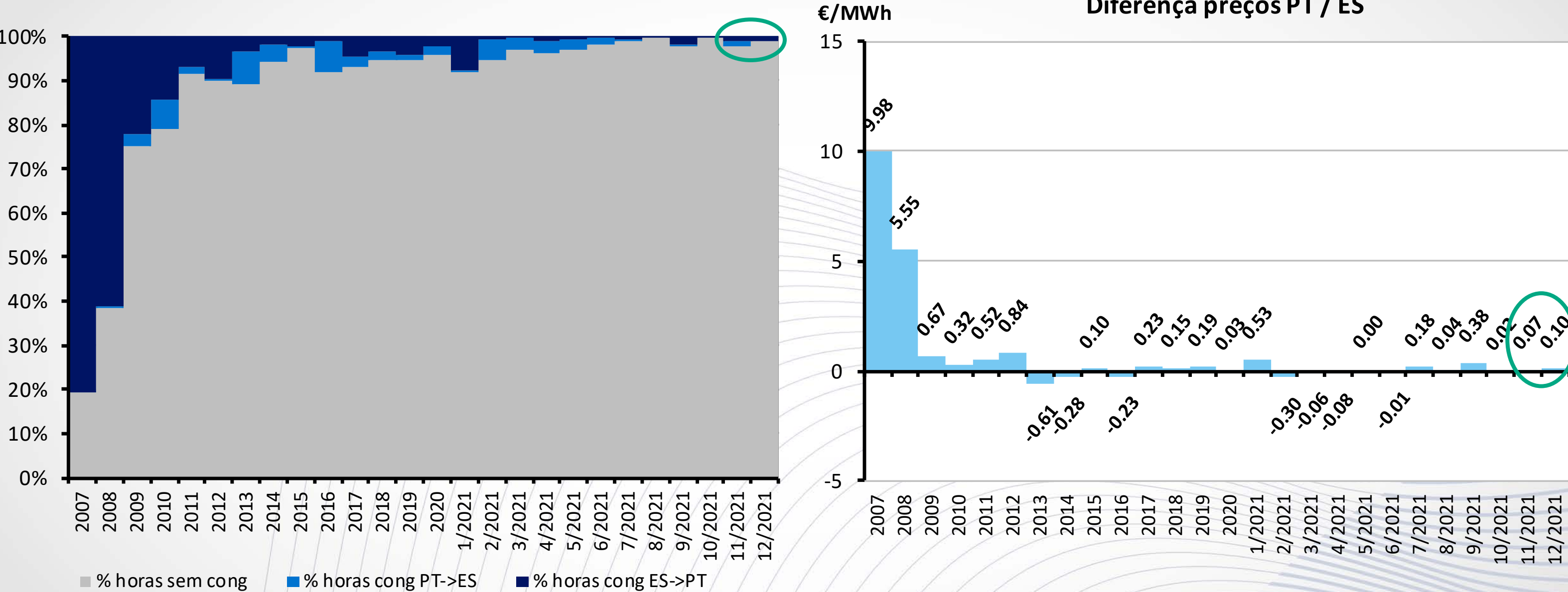
Market splitting

ES -> PT 1.1%

PT -> ES 0.0%



Preço Médio Mercado Diário

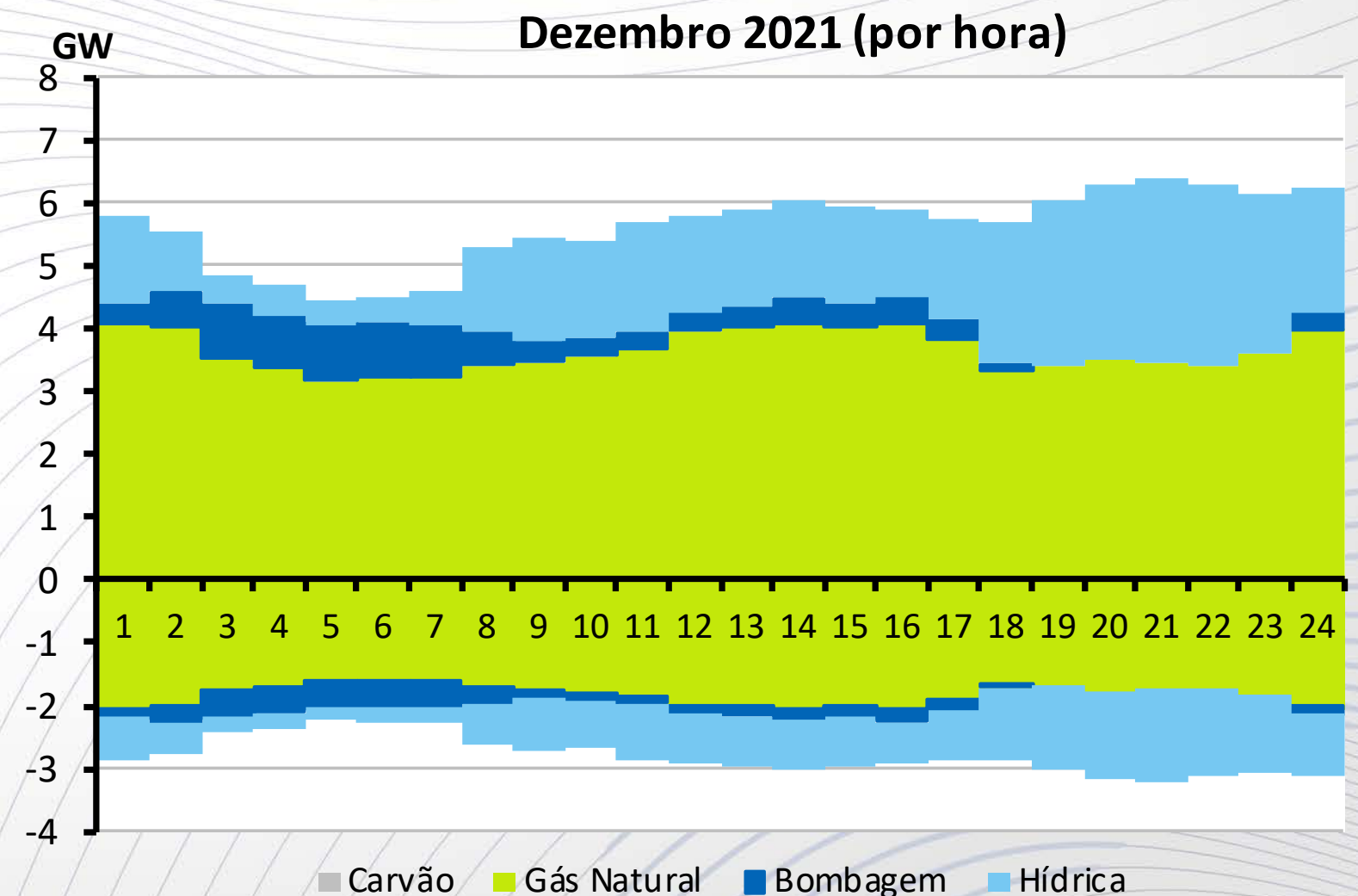
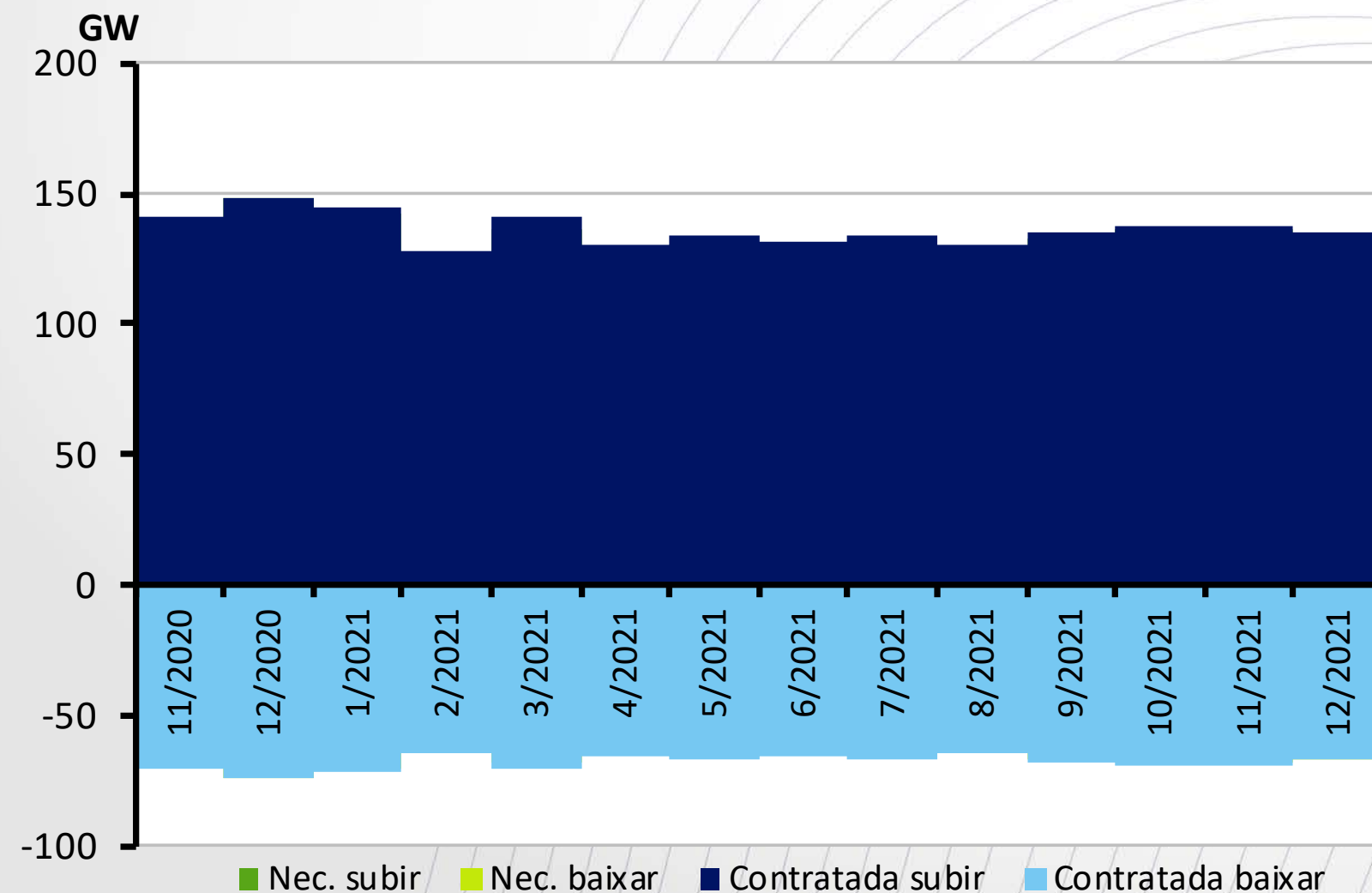


Banda Regulação Secundária

Banda Contratada

Acumulado até Dez	2020	2021
Necessidades banda [GW]	2427.8	2371.3
Banda contratada [GW]	2489.1	2427.3
Satisfação	103%	102%

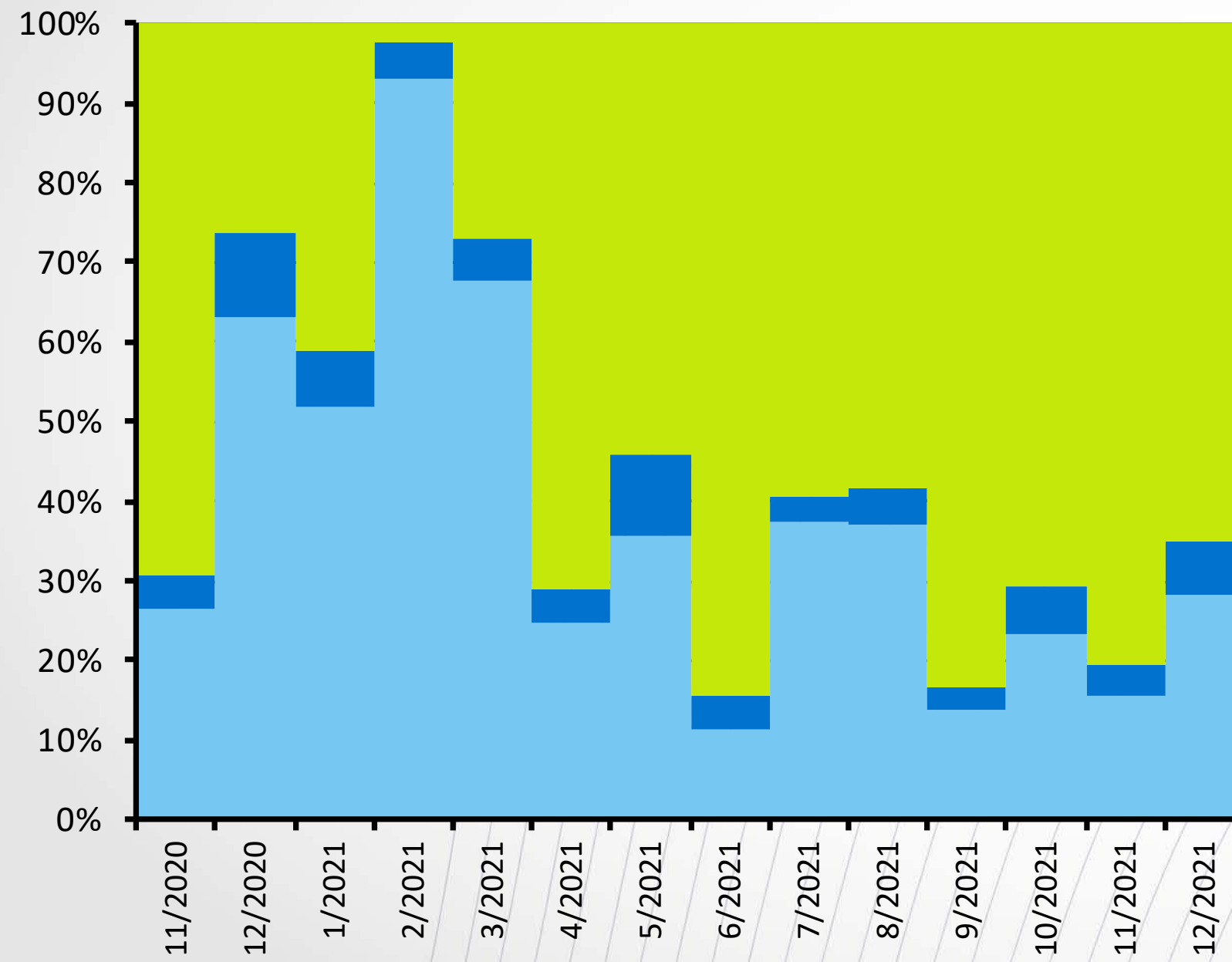
Valores mensais	11/2021	12/2021	Δ
Necessidades banda [GW]	204.5	200.9	-2%
Banda contratada [GW]	206.4	202.0	-2%
Satisfação	101%	101%	-
Consumo do SEN [GWh]	4 334	4 574	6%



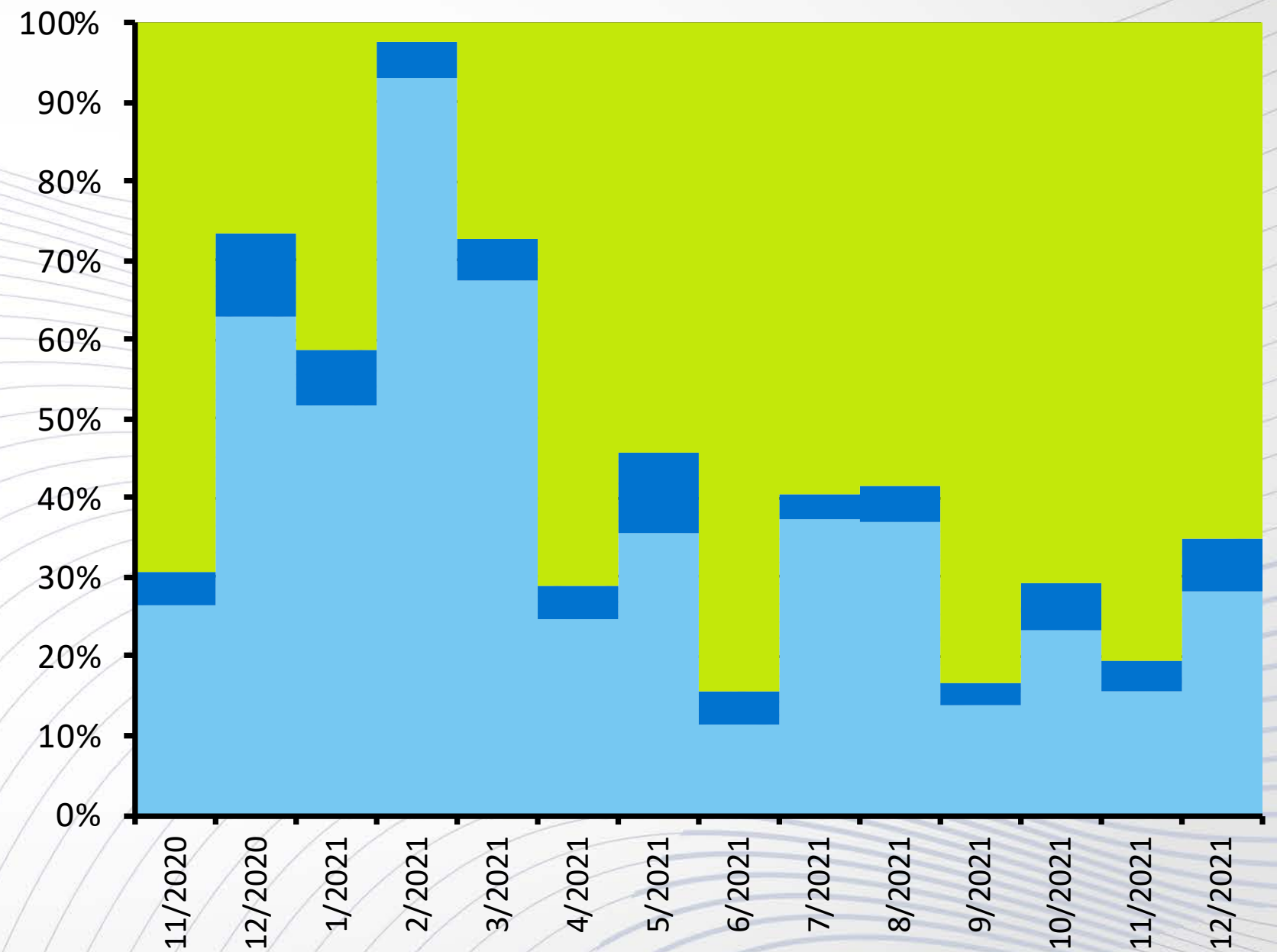
Banda Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

A subir



A baixar

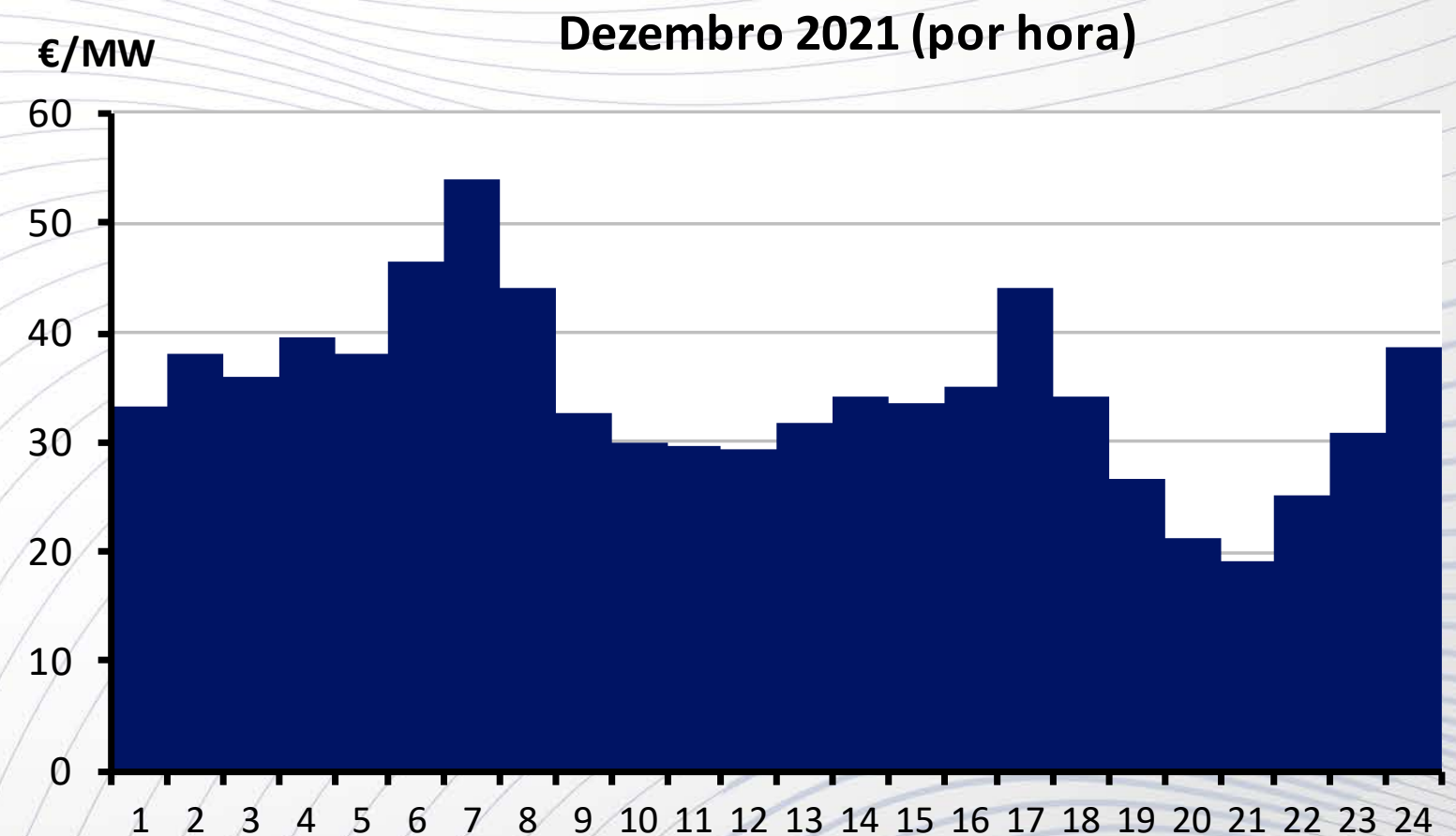
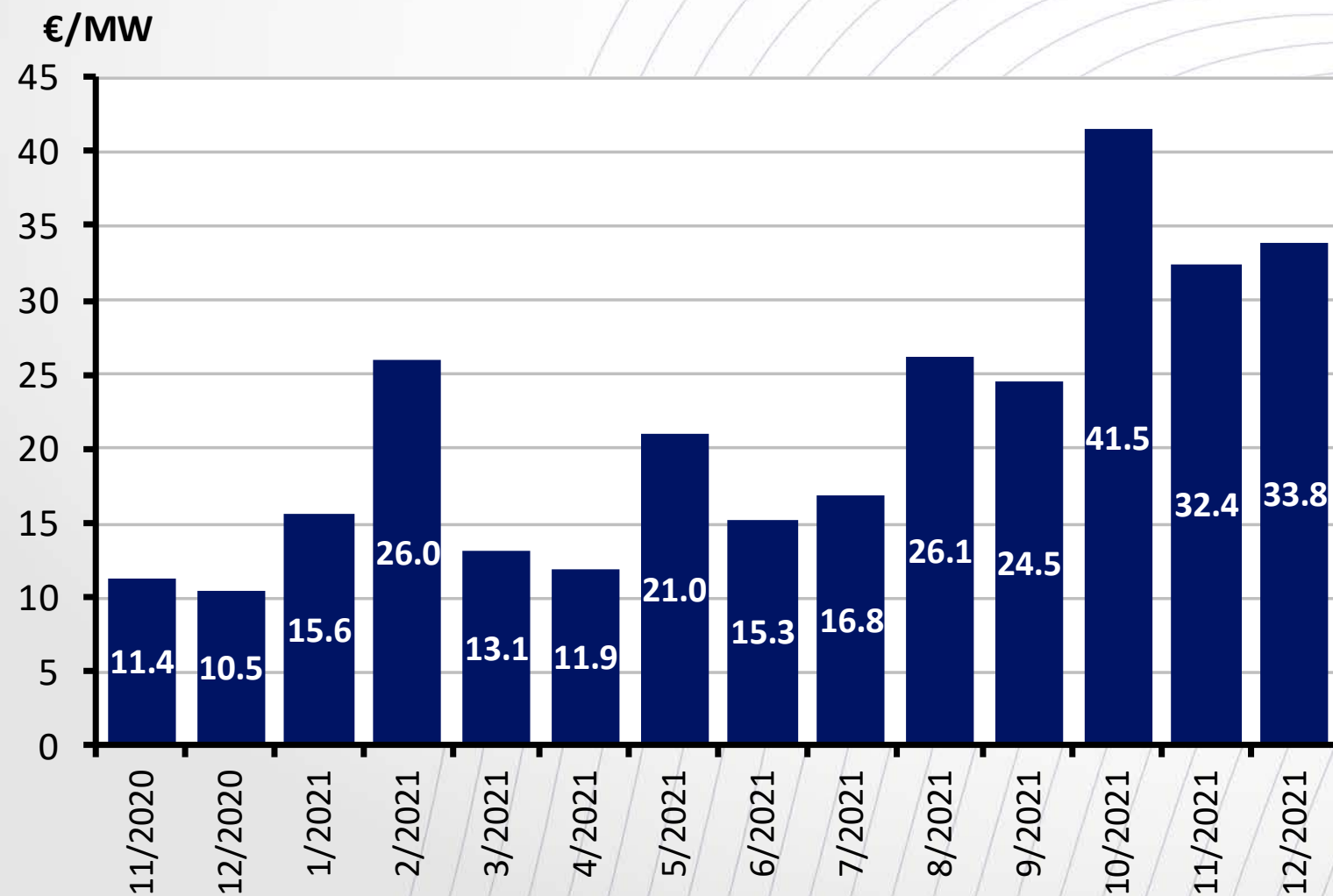


Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica

Banda Regulação Secundária

Preço Médio Ponderado

€/MW	2020	2021	Δ
Novembro	11.37	32.39	185%
Dezembro	10.51	33.84	222%
Valores médios (Jan - Dez)	8.38	23.18	177%

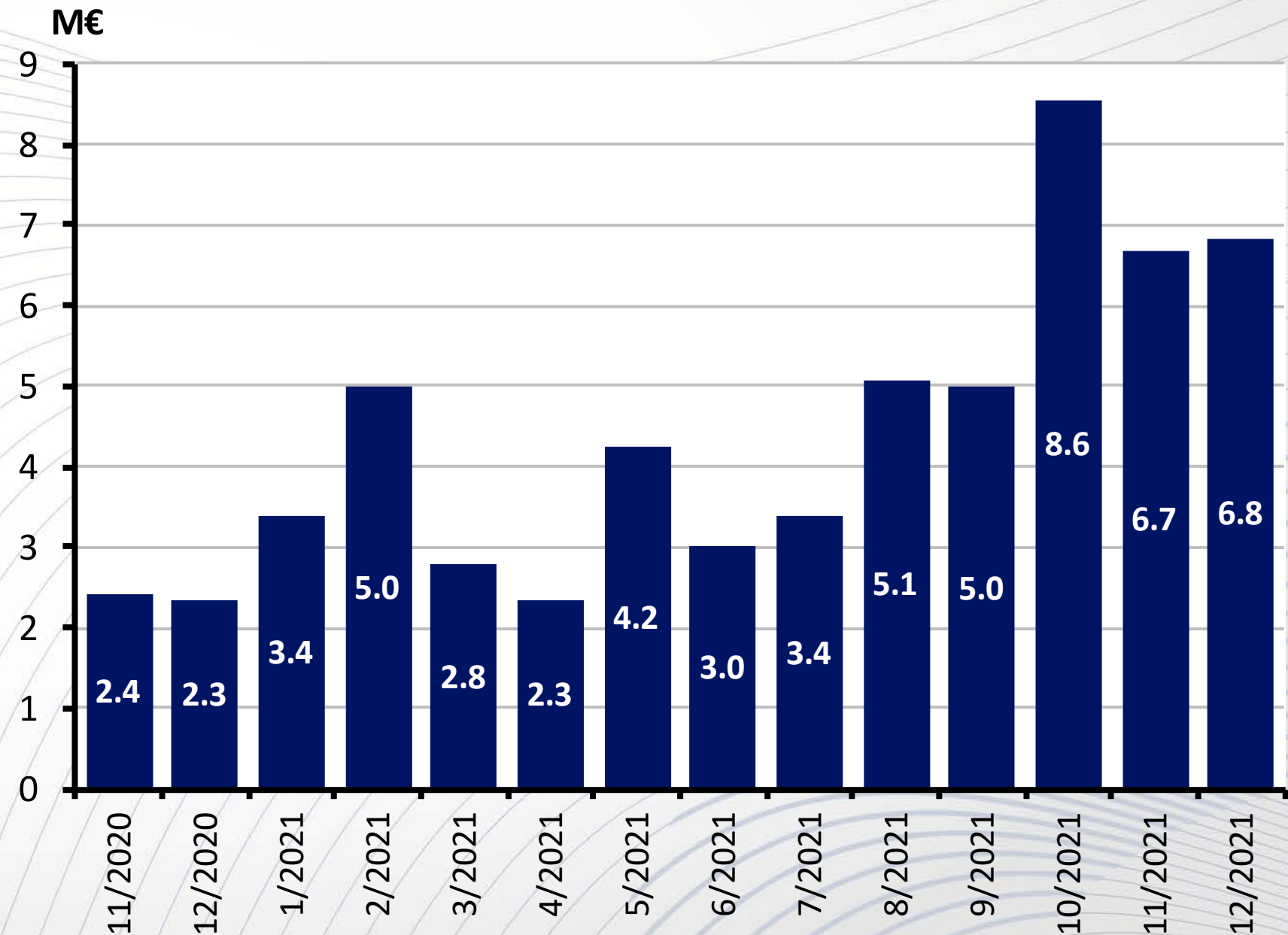


Banda Regulação Secundária

Custo



M€	2020	2021	Δ
Novembro	2.4	6.7	178%
Dezembro	2.3	6.8	192%
Valores médios (Jan - Dez)	1.7	4.7	169%

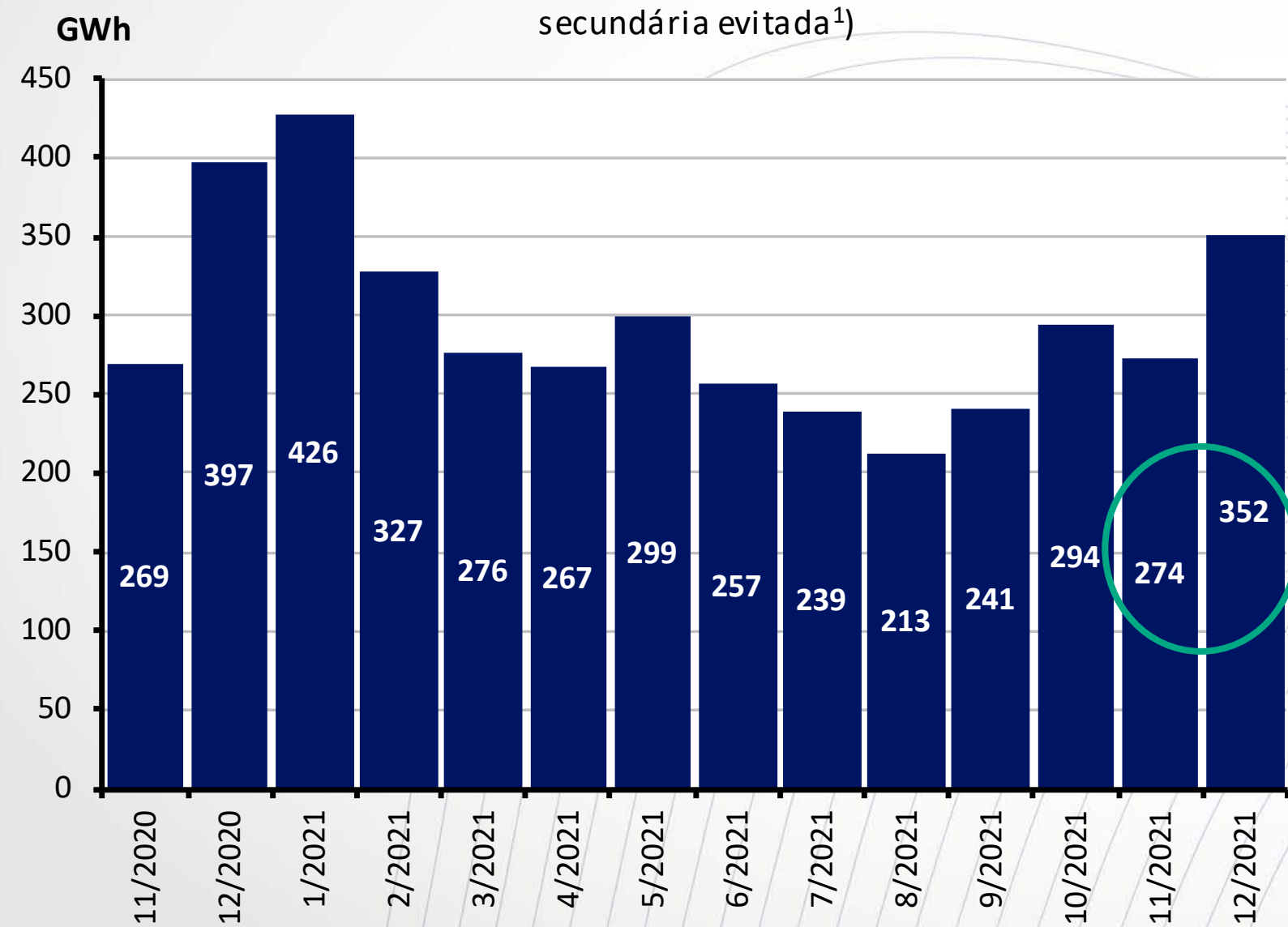


Energia Regulação

Sistema Elétrico Nacional

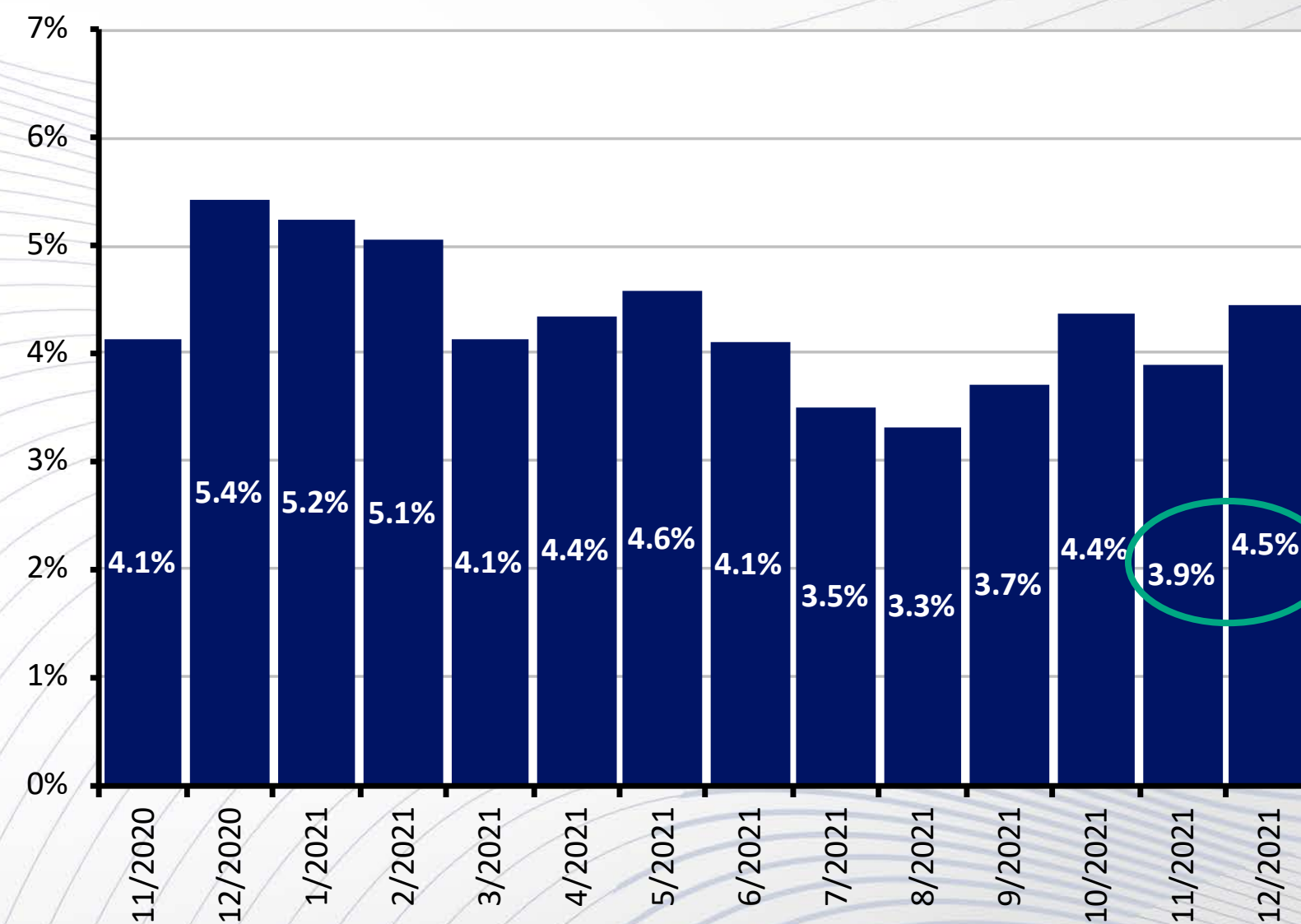
Energia regulação

(secundária + reserva regulação + reposição + resolução RT + secundária evitada¹)



¹ A partir de 16.Dez.2020

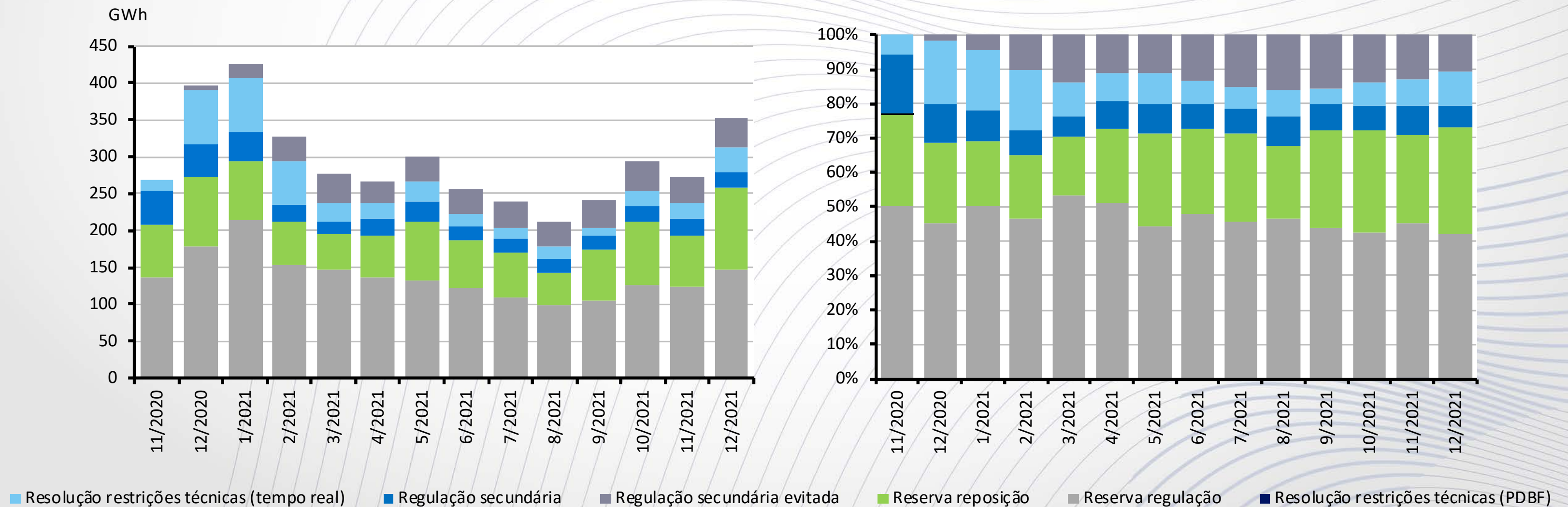
Energia regulação face a energia transaccionada



Energia Usada na Gestão Sistema Elétrico

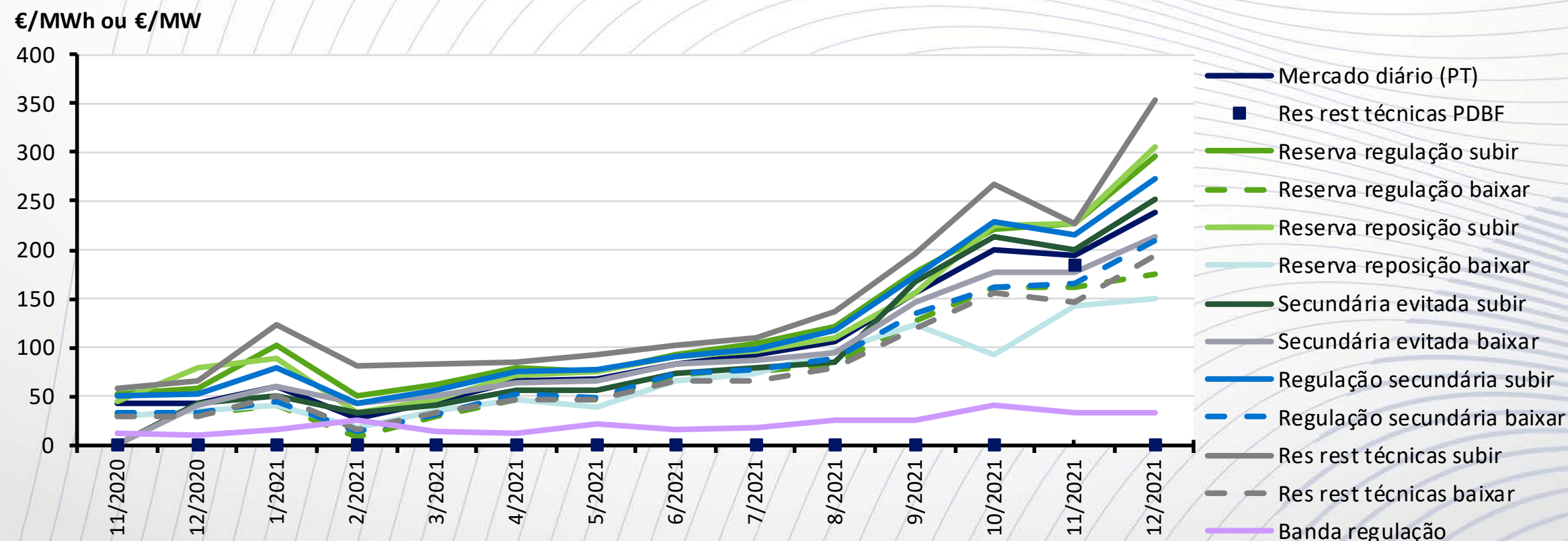
GWh	11/2020	12/2020	1/2021	2/2021	3/2021	4/2021	5/2021	6/2021	7/2021	8/2021	9/2021	10/2021	11/2021	12/2021
Resolução restrições técnicas (PDBF)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reserva regulação	135.9	179.6	213.2	152.9	147.5	136.3	132.4	122.9	109.8	98.8	105.5	125.4	124.0	148.0
Reserva reposição	71.9	92.6	81.5	60.0	46.9	57.4	80.7	63.6	61.1	44.9	68.1	86.8	69.8	109.2
Regulação secundária	45.4	45.0	38.9	22.7	16.6	22.6	25.6	19.3	17.3	18.4	19.0	21.5	23.1	22.8
Regulação secundária evitada ¹	---	6.3	18.4	34.1	38.6	30.0	33.4	34.0	35.8	34.1	37.1	40.0	35.7	37.9
Resolução restrições técnicas (tempo real)	16.0	73.8	74.5	57.4	26.7	21.0	27.2	17.2	15.3	16.4	10.9	20.1	21.0	33.8

¹ A partir de 16.Dez.2020



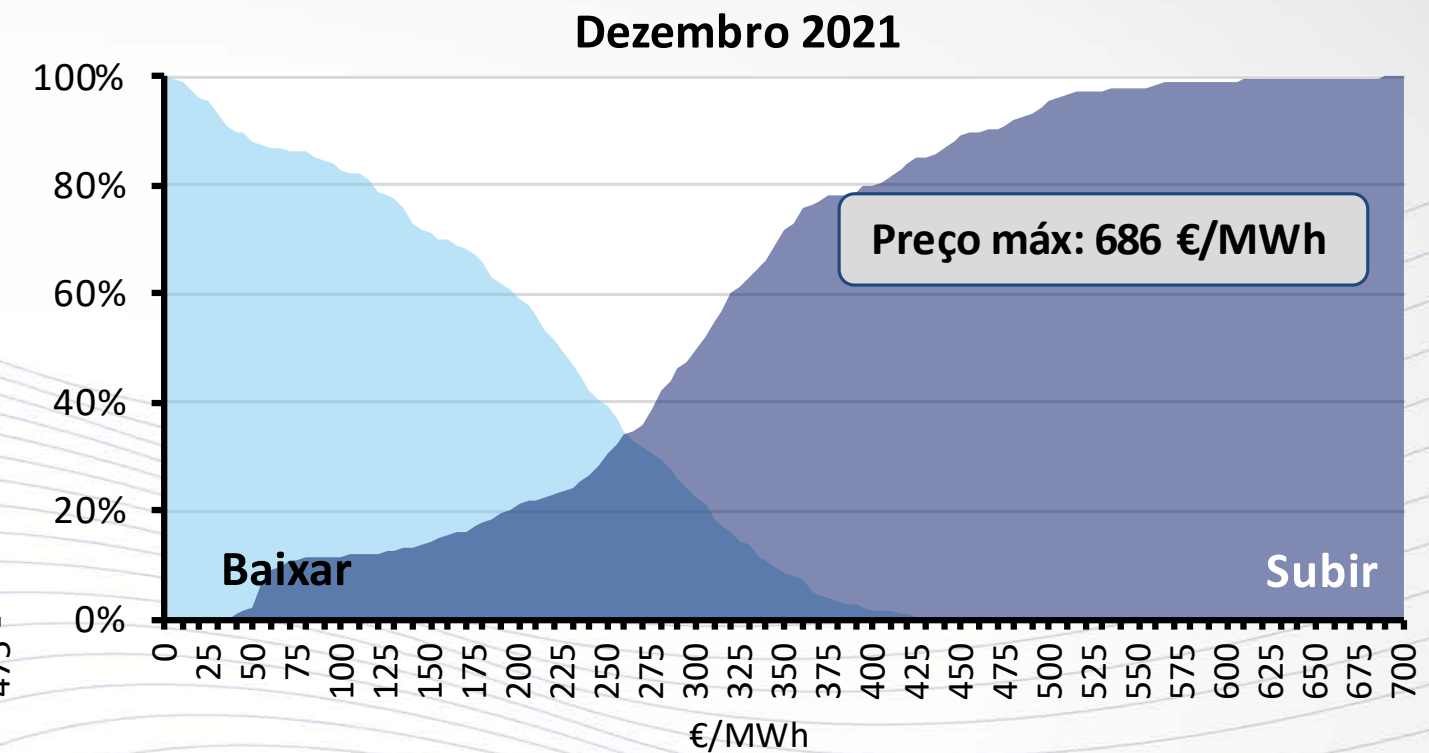
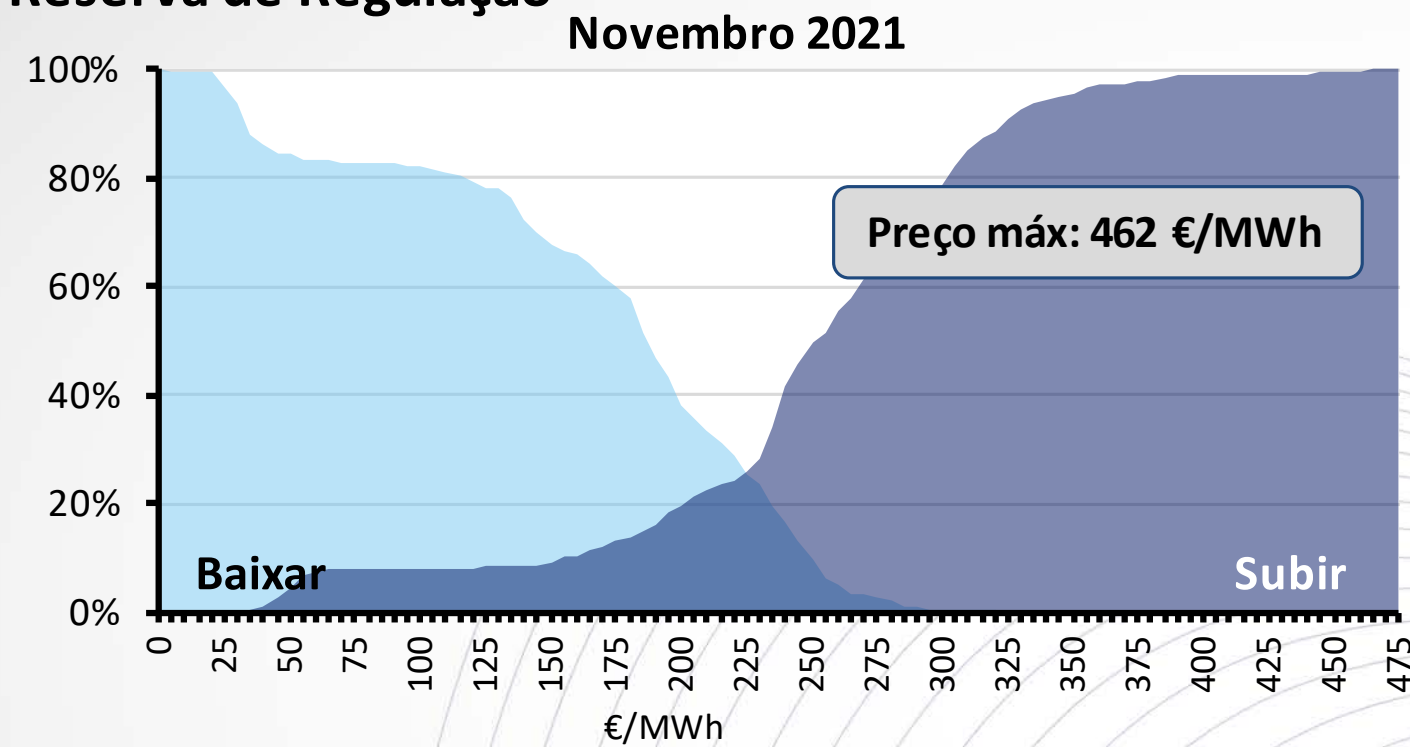
Preços Médios Ponderados Mensais

€/MWh ou €/MW	11/2020	12/2020	1/2021	2/2021	3/2021	4/2021	5/2021	6/2021	7/2021	8/2021	9/2021	10/2021	11/2021	12/2021
Mercado diário (PT)	42.09	42.03	60.69	28.19	45.39	64.93	67.12	83.29	92.60	105.99	156.53	199.92	193.50	239.27
Res rest técnicas PDBF													185.16	
Reserva regulação subir	51.29	57.42	102.44	49.97	61.16	79.71	75.63	93.32	104.91	120.70	177.14	220.94	227.71	296.86
Reserva regulação baixar	31.28	30.95	40.35	7.93	29.95	47.03	46.25	70.81	74.88	83.46	126.91	160.86	161.81	175.39
Reserva reposição subir	45.36	78.80	88.58	33.75	46.64	71.62	75.79	90.20	96.32	109.48	156.23	225.35	226.02	306.59
Reserva reposição baixar	29.01	35.06	40.80	17.05	35.29	46.28	39.50	65.80	72.98	95.93	123.42	93.03	141.95	149.32
Secundária evitada subir		42.25	49.96	32.59	41.09	56.33	56.82	74.27	79.50	85.69	168.19	212.92	199.18	252.63
Secundária evitada baixar		40.99	60.03	42.74	49.66	63.53	66.20	82.25	86.24	95.40	146.33	176.76	176.07	213.07
Regulação secundária subir	49.37	52.59	79.92	42.09	55.15	75.10	78.04	91.01	98.29	116.98	172.77	229.67	216.08	273.85
Regulação secundária baixar	33.30	33.94	44.81	13.07	31.17	52.34	47.98	72.52	77.96	89.22	135.57	162.51	165.67	210.50
Banda regulação	11.37	10.51	15.62	25.96	13.11	11.92	21.02	15.31	16.85	26.15	24.54	41.46	32.39	33.84
Res rest técnicas subir	58.85	65.40	122.67	80.80	83.05	85.57	91.82	101.26	109.89	135.86	195.69	266.78	227.23	354.26
Res rest técnicas baixar	29.32	29.00	50.04	16.55	33.85	46.27	46.14	65.32	65.63	79.61	119.87	155.97	146.36	194.99

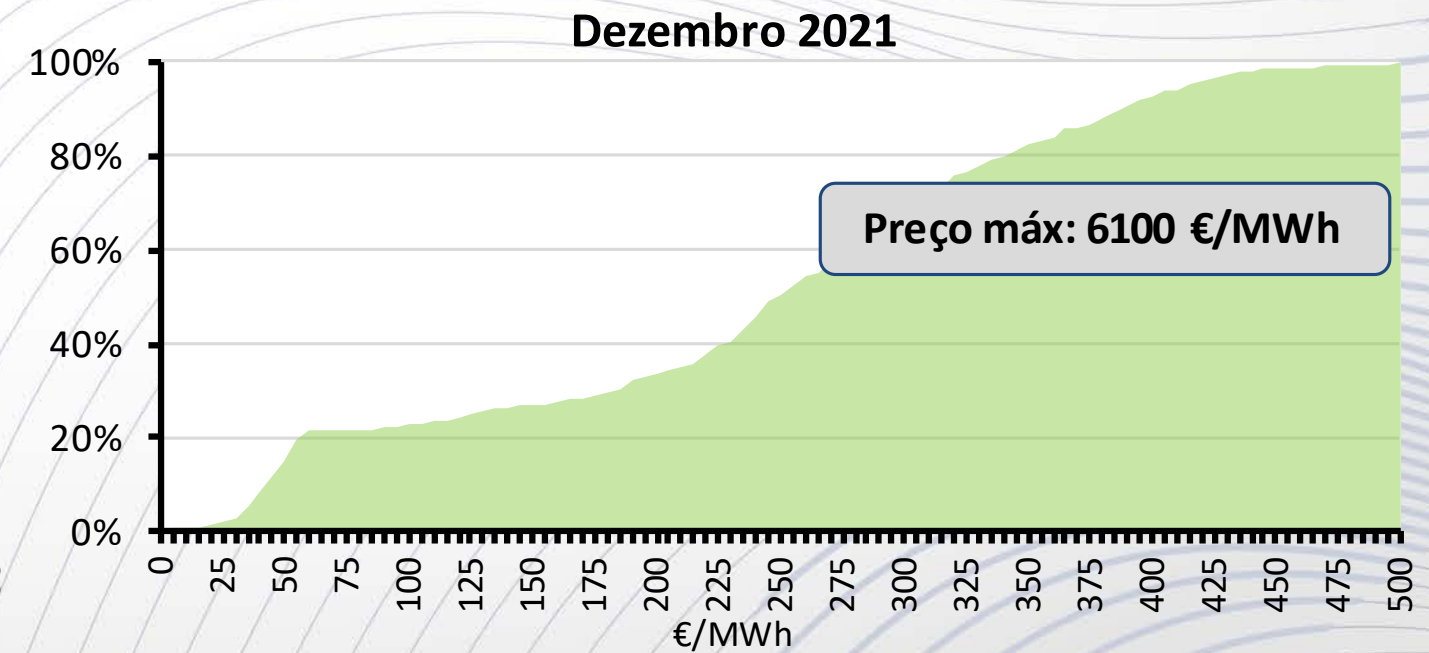
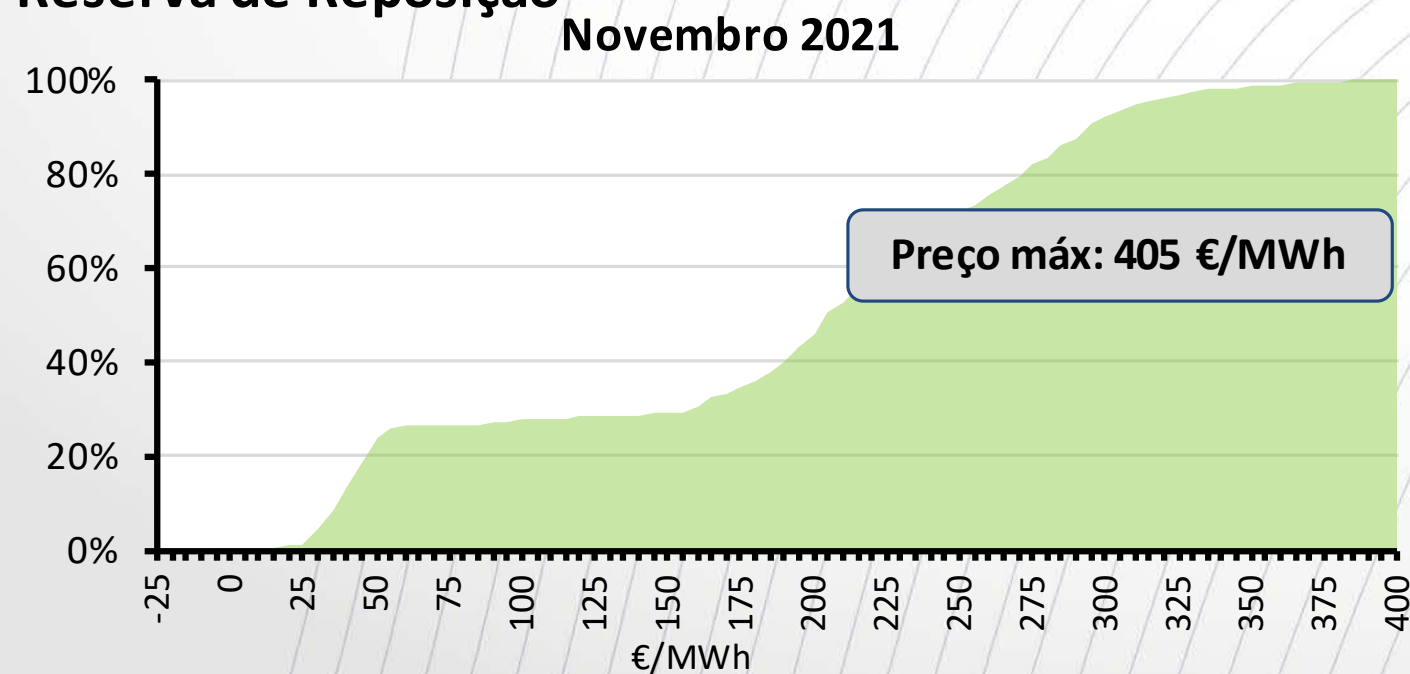


Preços Reserva

Reserva de Regulação



Reserva de Reposição

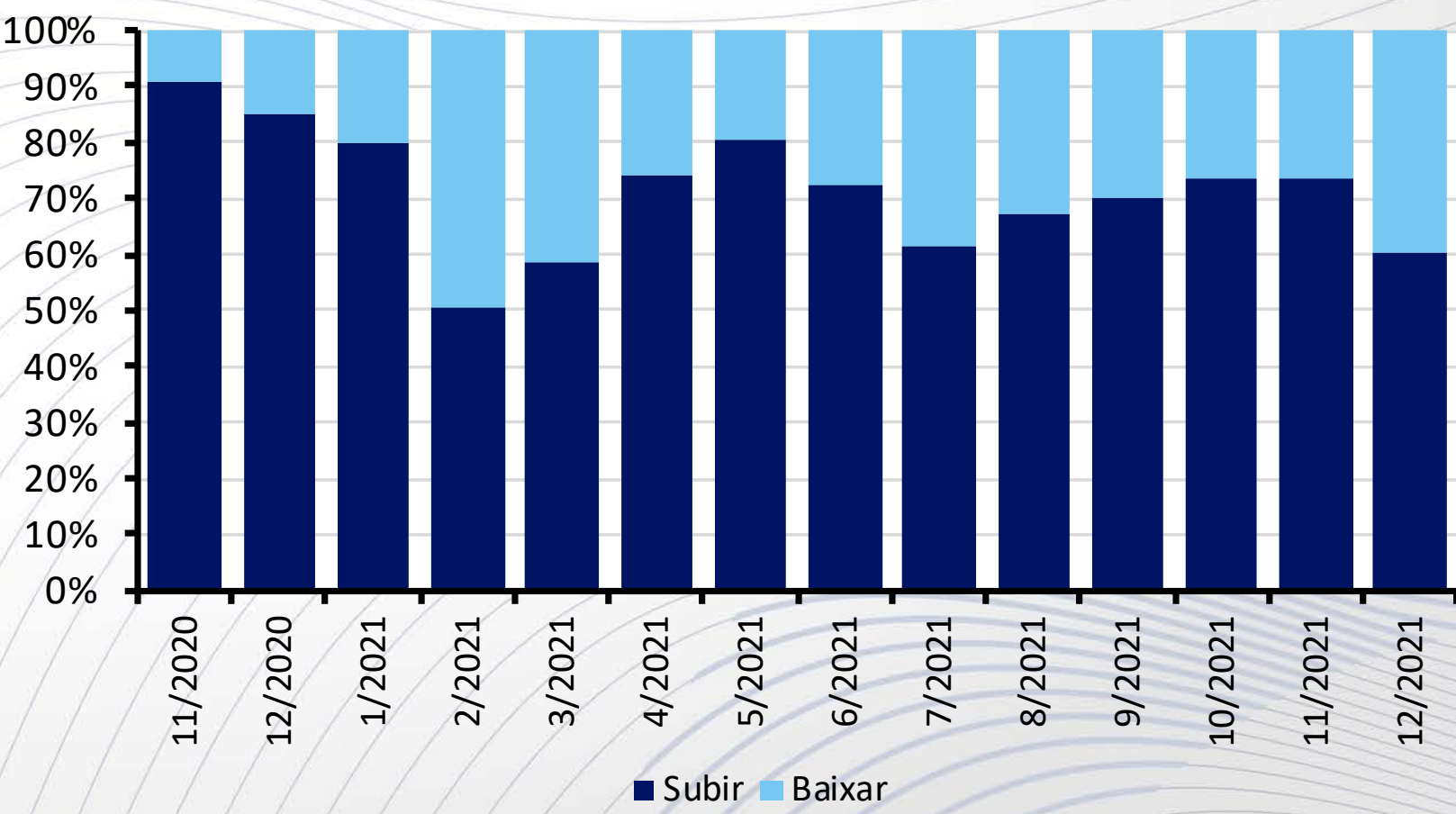
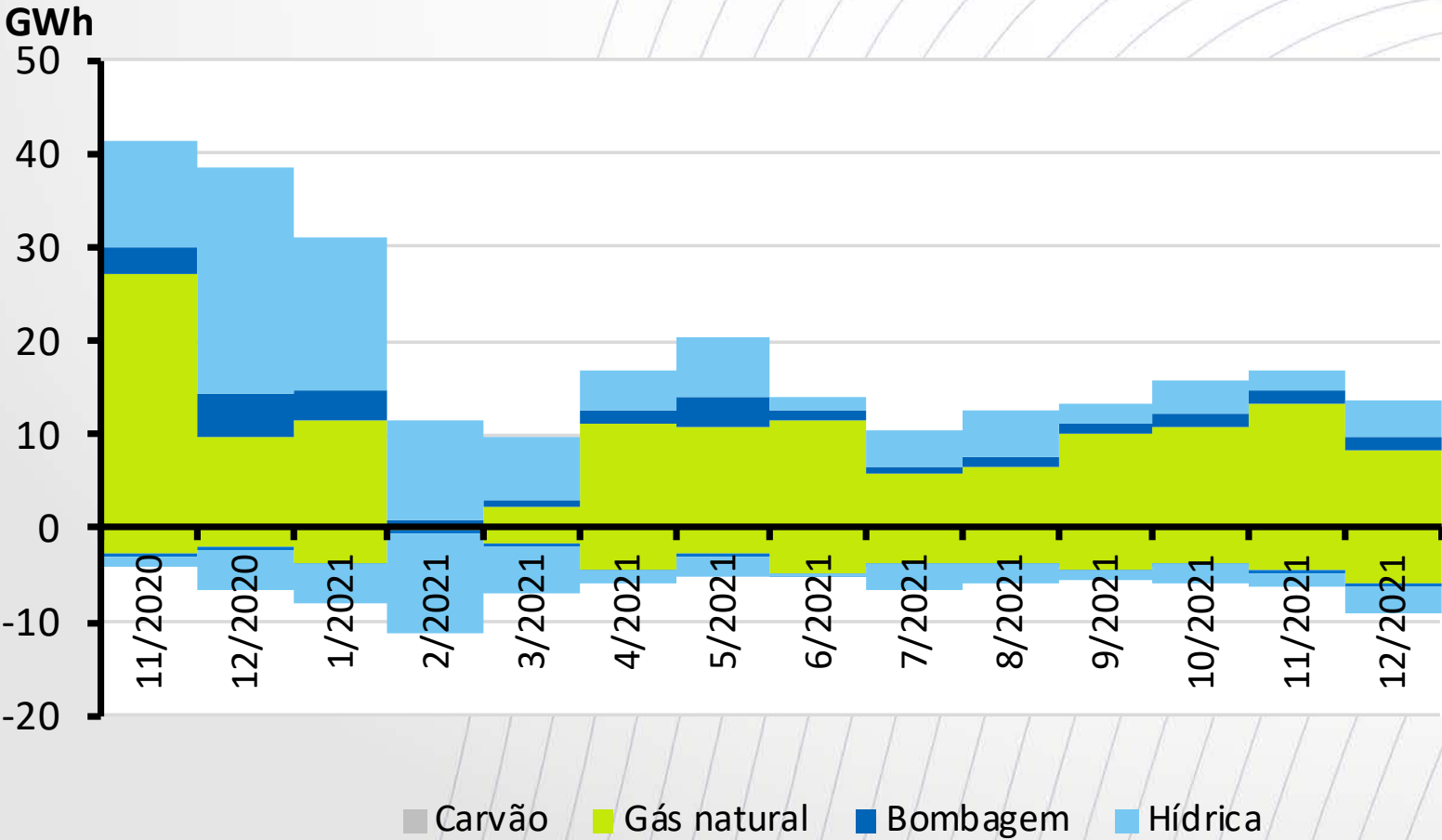


Energia Regulação Secundária



A subir - acumulado até Dez			
Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	285.6	102.5	-64%
Hídrica	112.4	66.9	-40%
Bombagem	29.5	16.9	-43%
Total	427.5	186.3	-56%
Preço médio ponderado [€/MWh]	42.3	127.4	201%

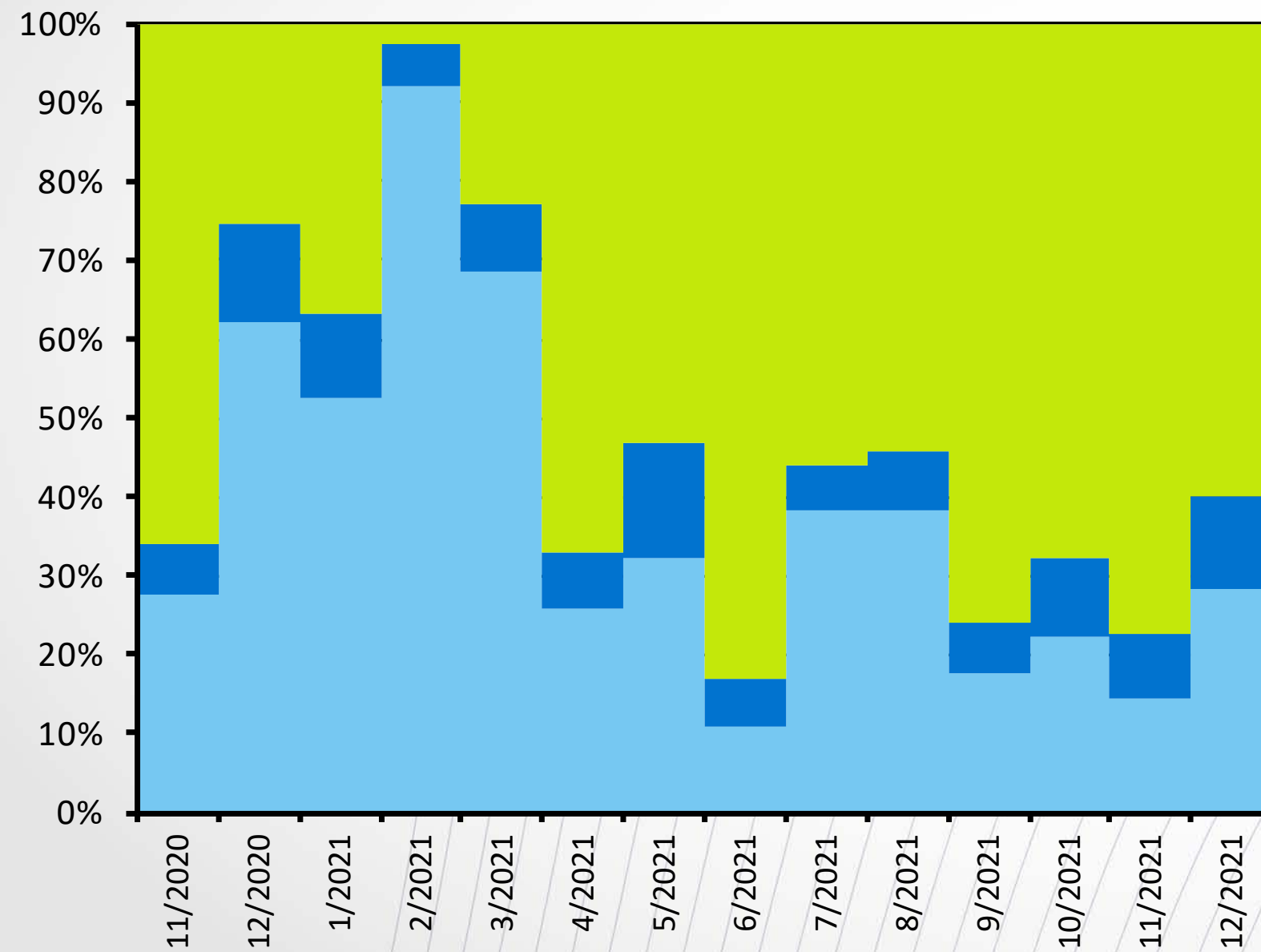
A baixar - acumulado até Dez			
Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	0.0	0.0	--
Gás natural	40.8	43.2	6%
Hídrica	16.8	36.0	114%
Bombagem	1.8	2.3	29%
Total	59.4	81.5	37%
Preço médio ponderado [€/MWh]	25.3	91.9	263%



Energia Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

A subir



A baixar



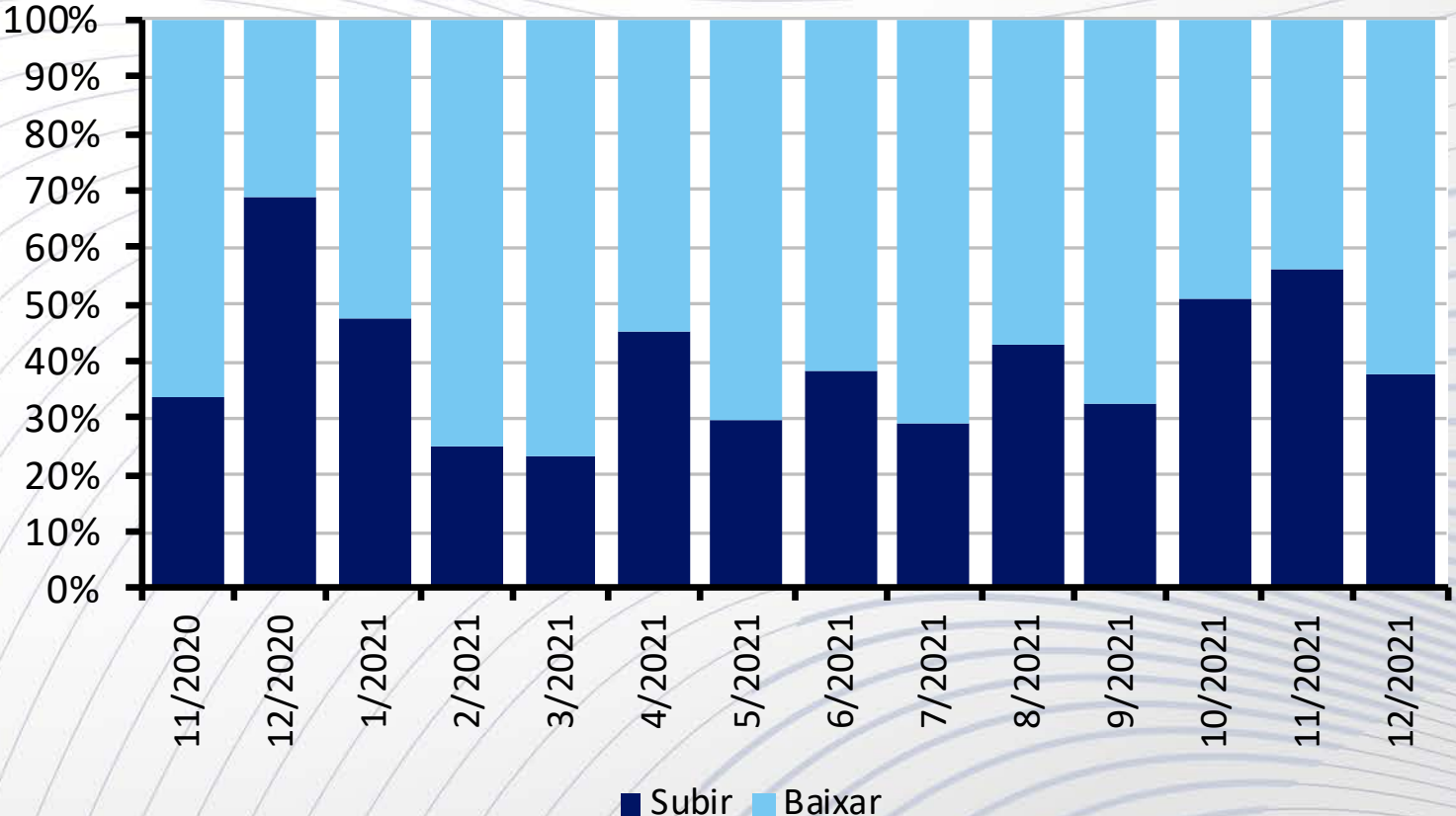
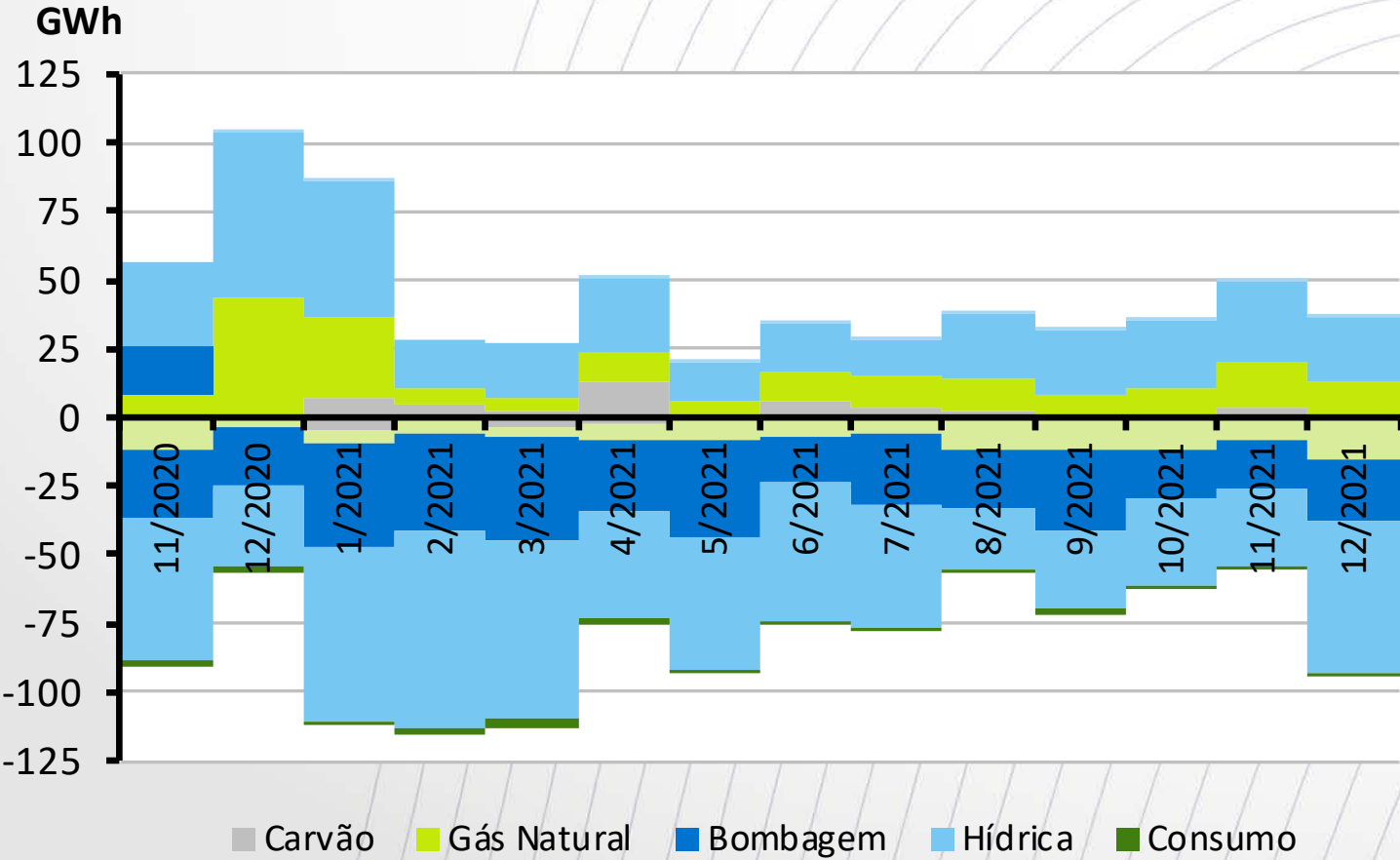
Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica

Energia Reserva Regulação



A subir - acumulado até Dez			
Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	27.7	43.3	56%
Gás natural	134.2	138.3	3%
Hídrica	397.7	284.7	-28%
Bombagem	146.5	150.1	2%
Consumo	0.3	1.7	557%
Total	706.5	618.1	-13%
Preço médio ponderado [€/MWh]	45.8	134.2	193%

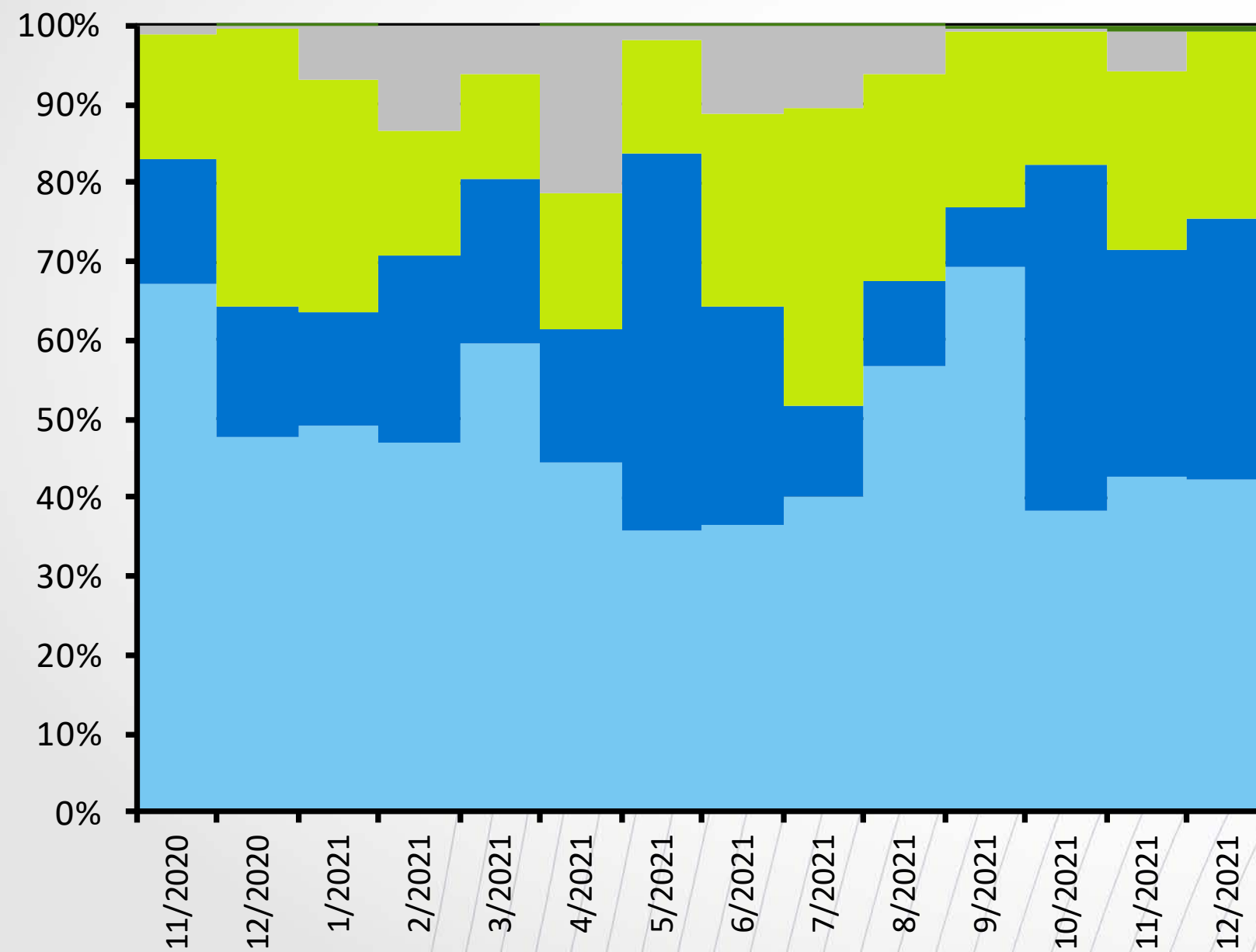
A baixar - acumulado até Dez			
Energia [GWh]	2020	2021	Δ
Carvão	15.6	15.0	-3%
Gás natural	92.9	95.0	2%
Hídrica	583.0	548.4	-6%
Bombagem	436.7	323.9	-26%
Consumo	22.2	16.3	-27%
Total	1150.4	998.6	-13%
Preço médio ponderado [€/MWh]	22.4	85.5	282%



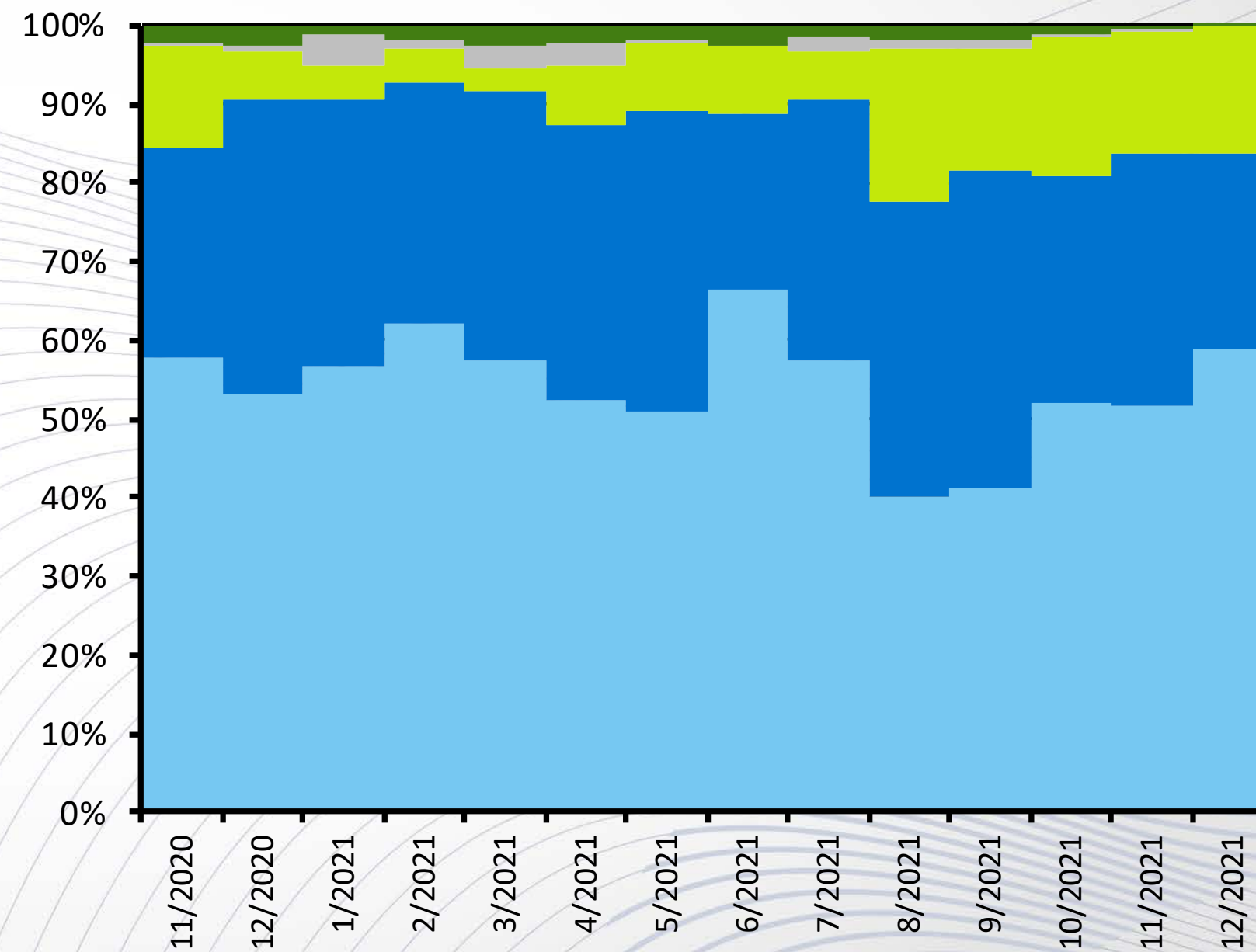
Energia Reserva Regulação

Tecnologia Contratada

A subir



A baixar



Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica Consumo

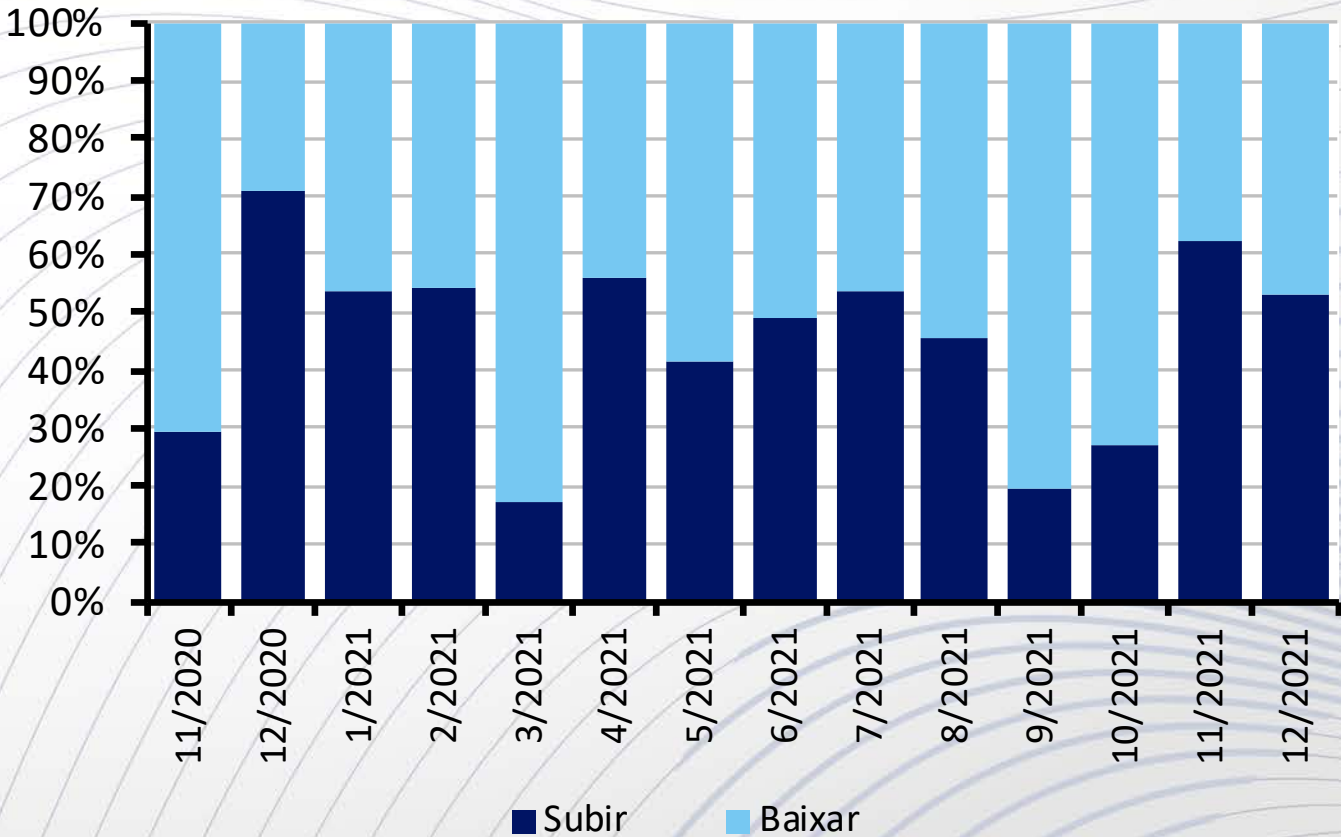
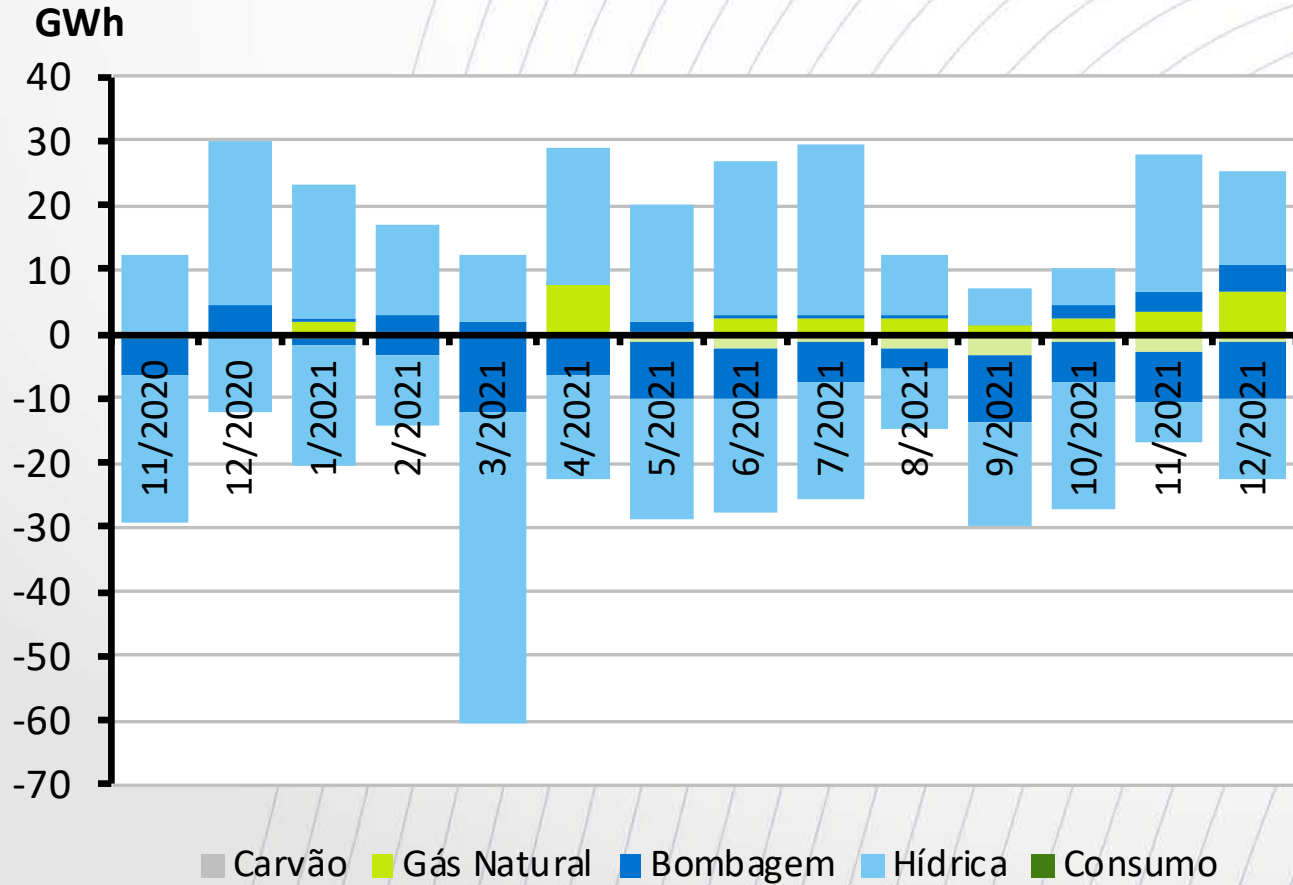
Energia Reserva Reposição



A subir - acumulado até Dez	
Energia [GWh]	2021
Carvão	0.0
Gás natural	31.2
Hídrica	192.3
Bombagem	17.9
Consumo	0.0
Total	241.4

A baixar - acumulado até Dez	
Energia [GWh]	2021
Carvão	0.0
Gás natural	15.6
Hídrica	212.6
Bombagem	83.6
Consumo	0.0
Total	311.8

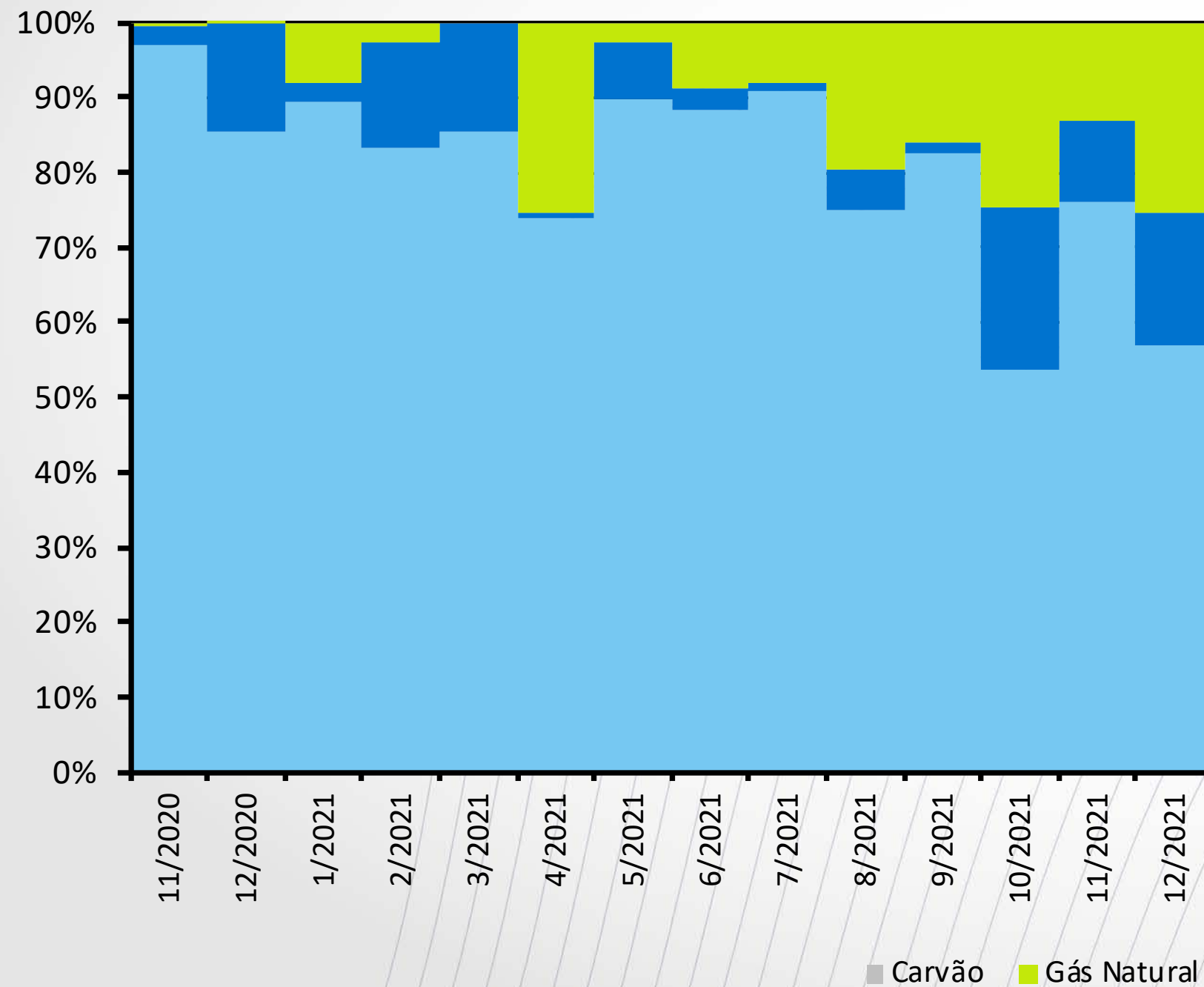
Preço médio ponderado [€/MWh] 111.4



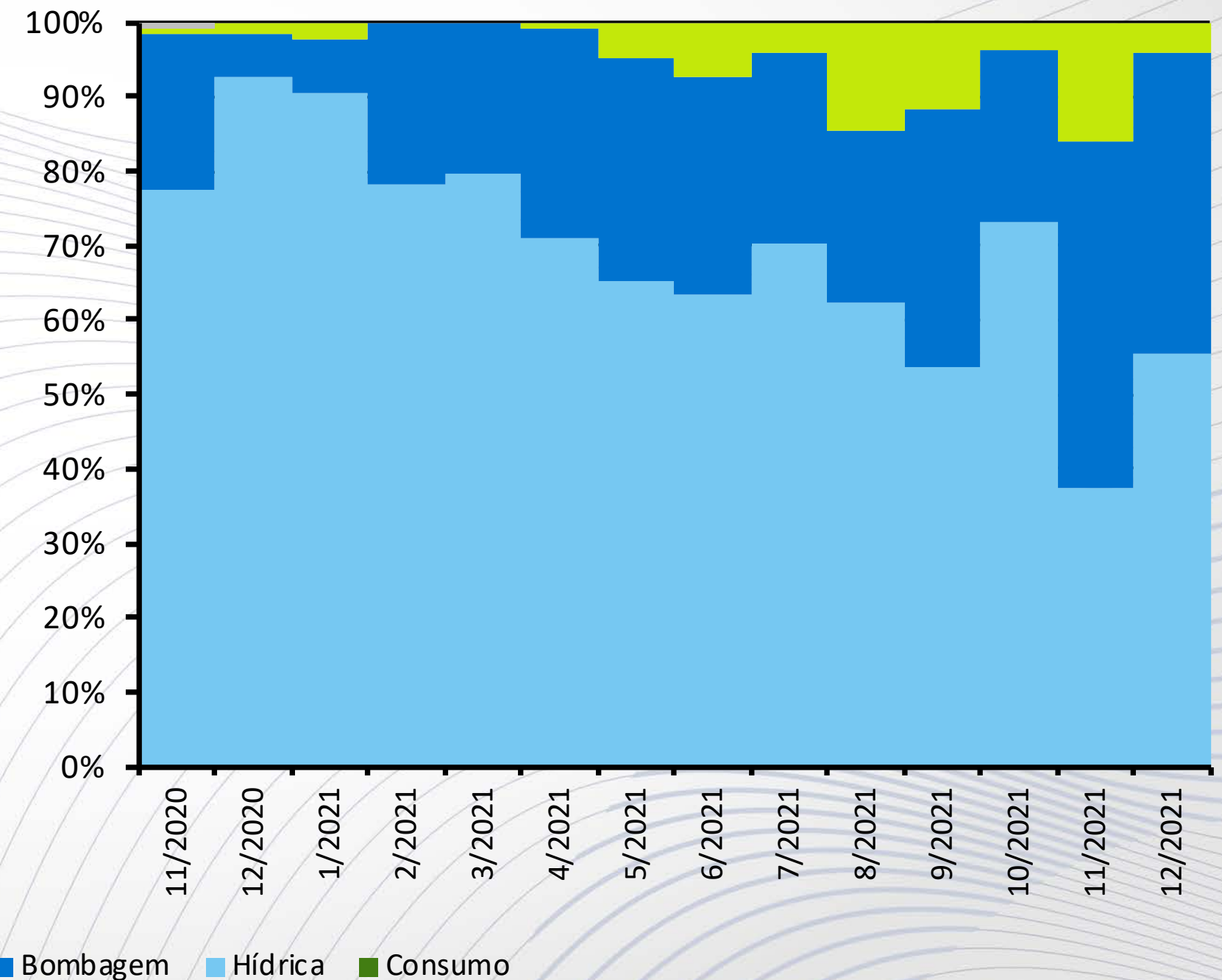
Energia Reserva Reposição

Tecnologia Contratada

A subir

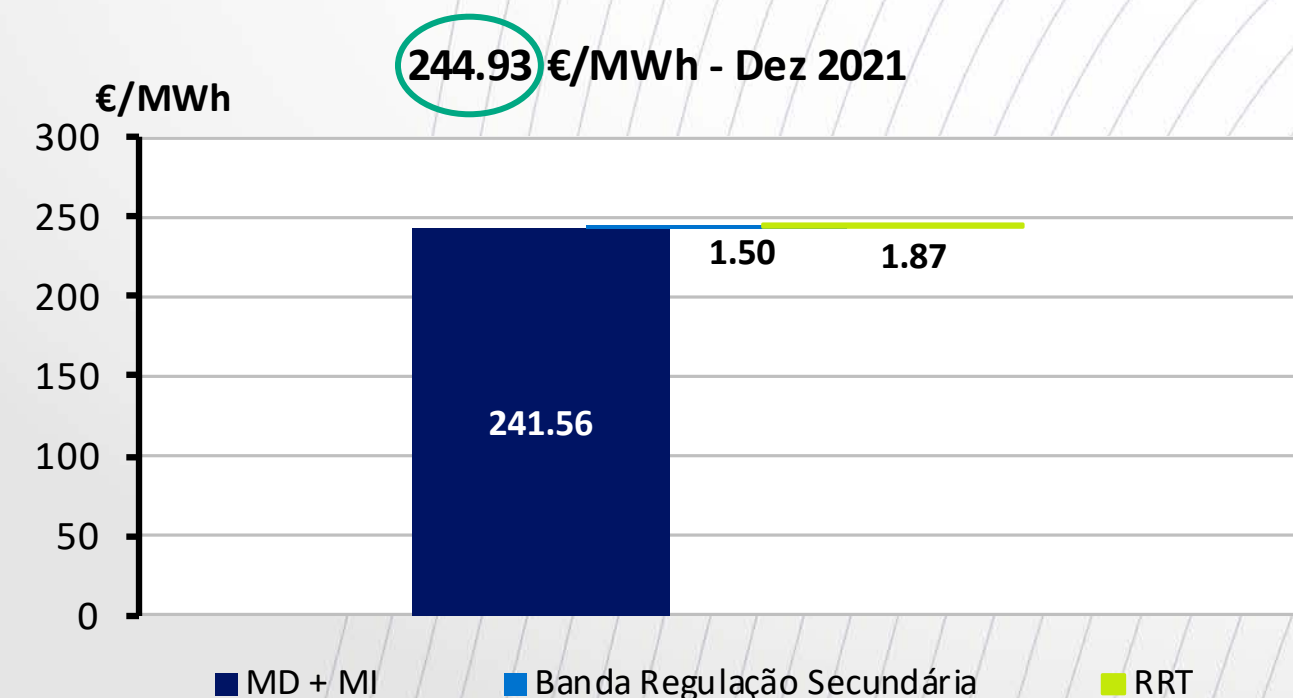
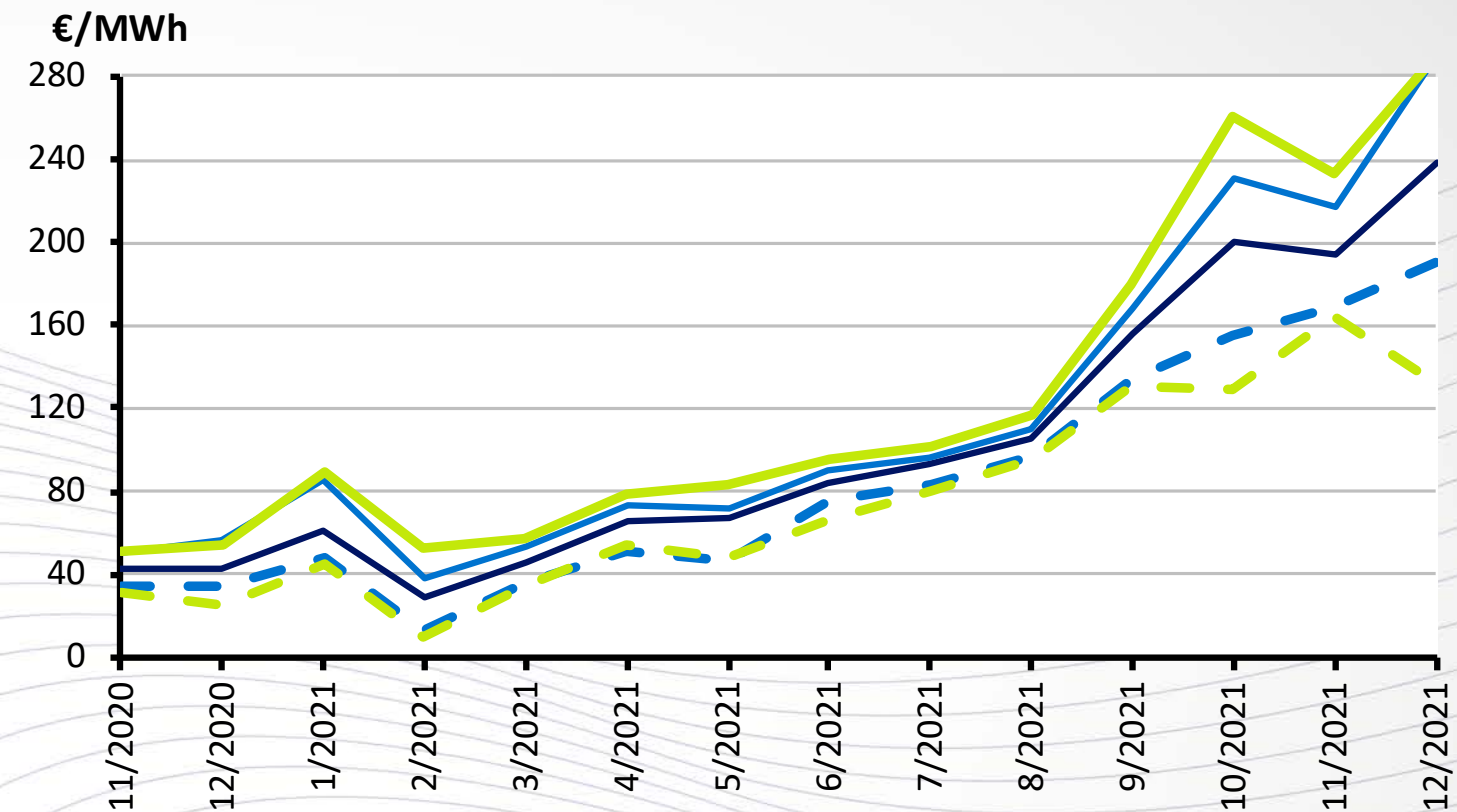
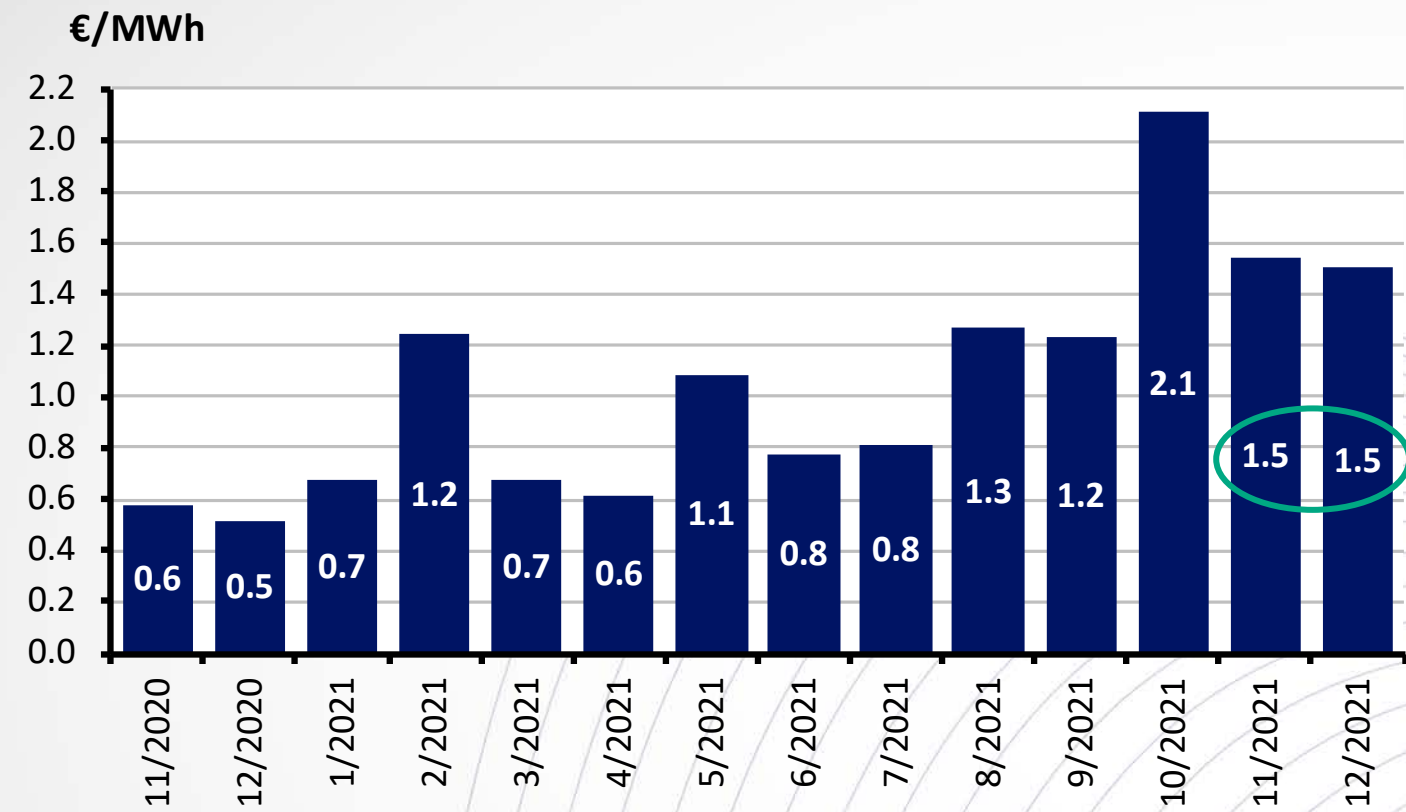


A baixar



Custos Imputados aos Comercializadores

Sobrecusto ponderado banda regulação secundária



- Preço Médio do Mercado Diário
- Desvios por Excesso (Comercial)
- Desvios por Excesso (Produtores)
- Desvios por Defeito (Comercial)
- Desvios por Defeito (Produtores)

Preço médio ponderado desvio em Dezembro (Comercializadores):
Defeito: 290 €/MWh
Excesso: 190 €/MWh

REN 



Obrigado

Resultados de los Mercados de Operación

Enero 2022



Grupo Red Eléctrica



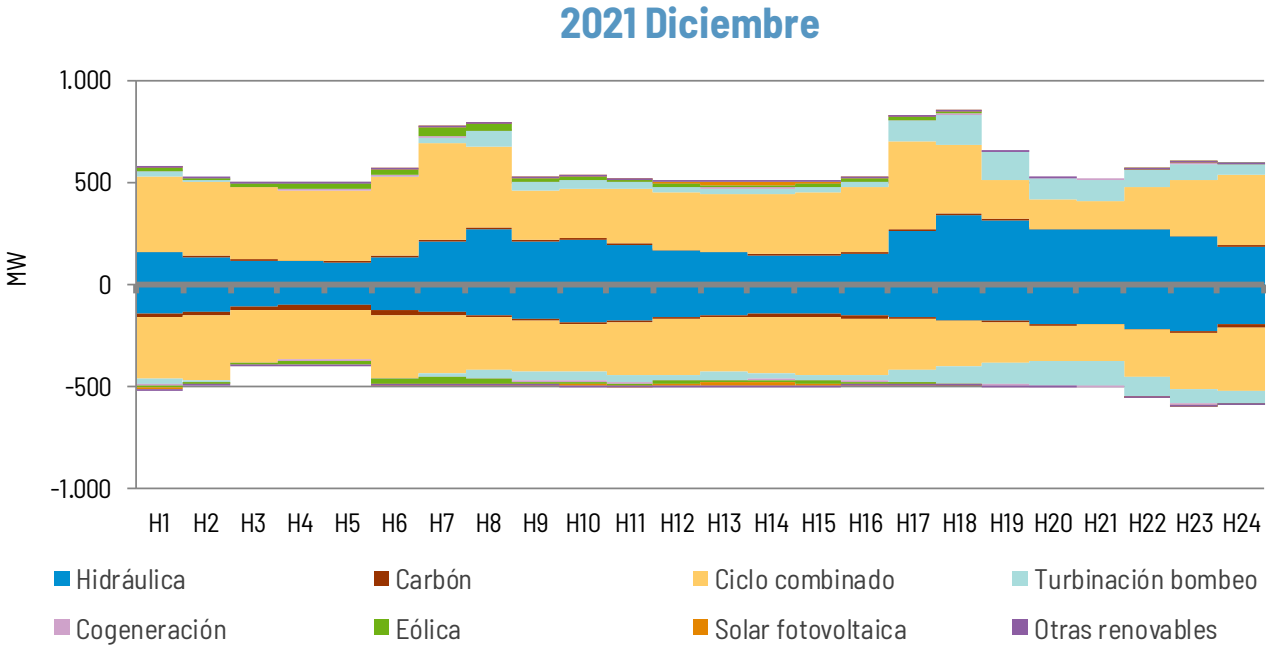
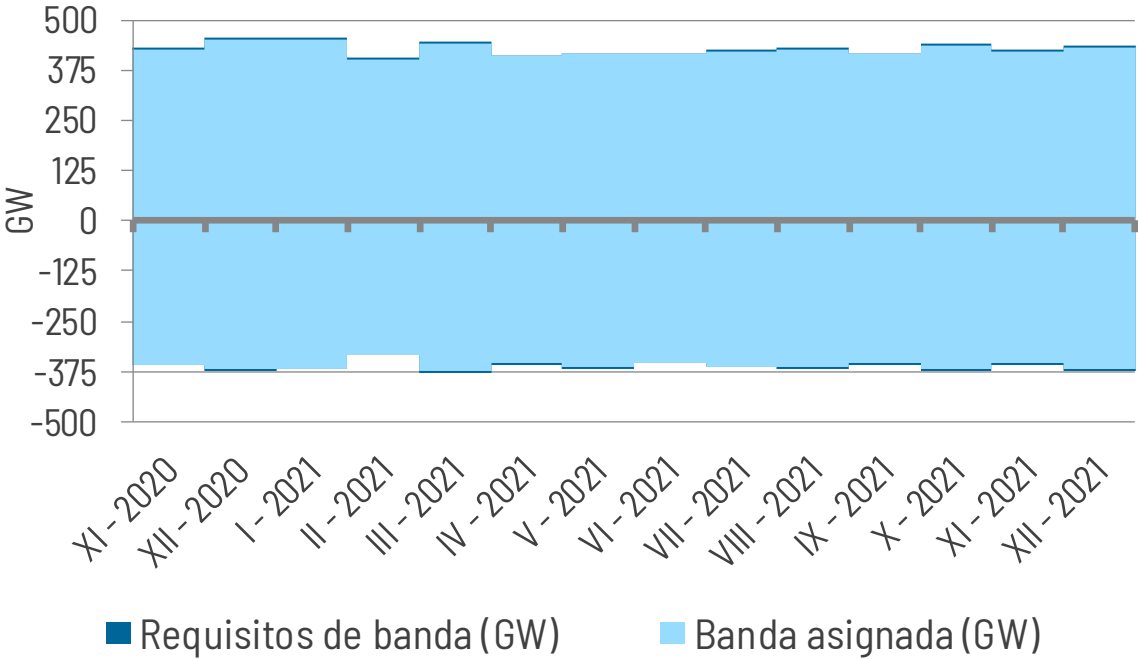
Banda de Regulación Secundaria



Banda asignada

Valores acumulados Anual	2020	2021
Requisitos de banda (GW)	9.582	9.472
Banda asignada (GW)	9.540	9.399
Satisfacción	100%	99%

Valores mensuales	2021 Noviembre	2021 Diciembre	Δ (%)
Requisitos de banda (GW)	786	806	2,5%
Banda asignada (GW)	778	799	2,7%
Satisfacción (%)	99%	99%	0,2%
Demanda Total Servida P48 (GWh)	19.979	20.643	3,3%

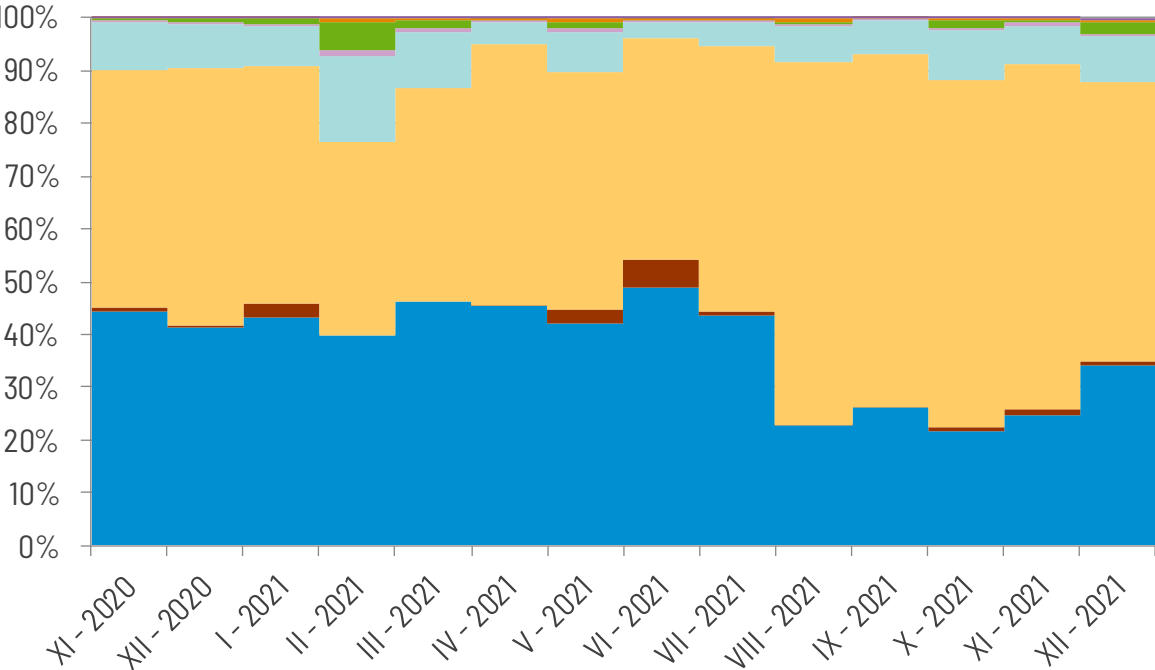


Banda de Regulación Secundaria

Tecnología asignada



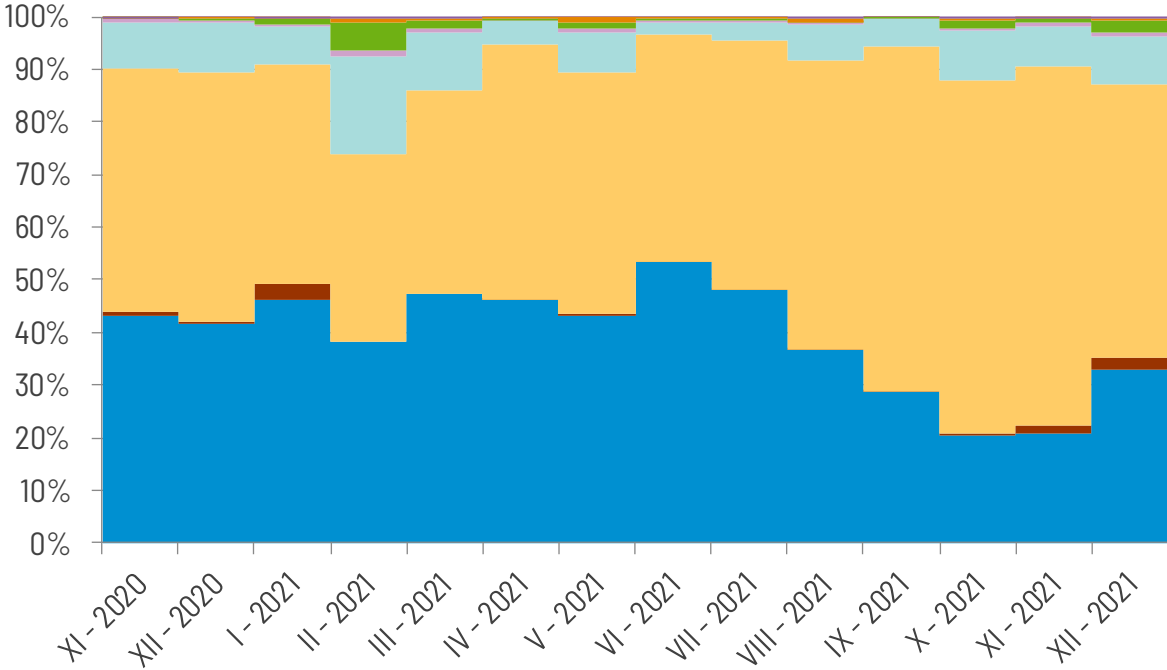
A SUBIR



Hidráulica
Cogeneración

Carbón
Eólica

A BAJAR



Ciclo Combinado
Solar fotovoltaica

Turbinación bombeo
Otras Renovables

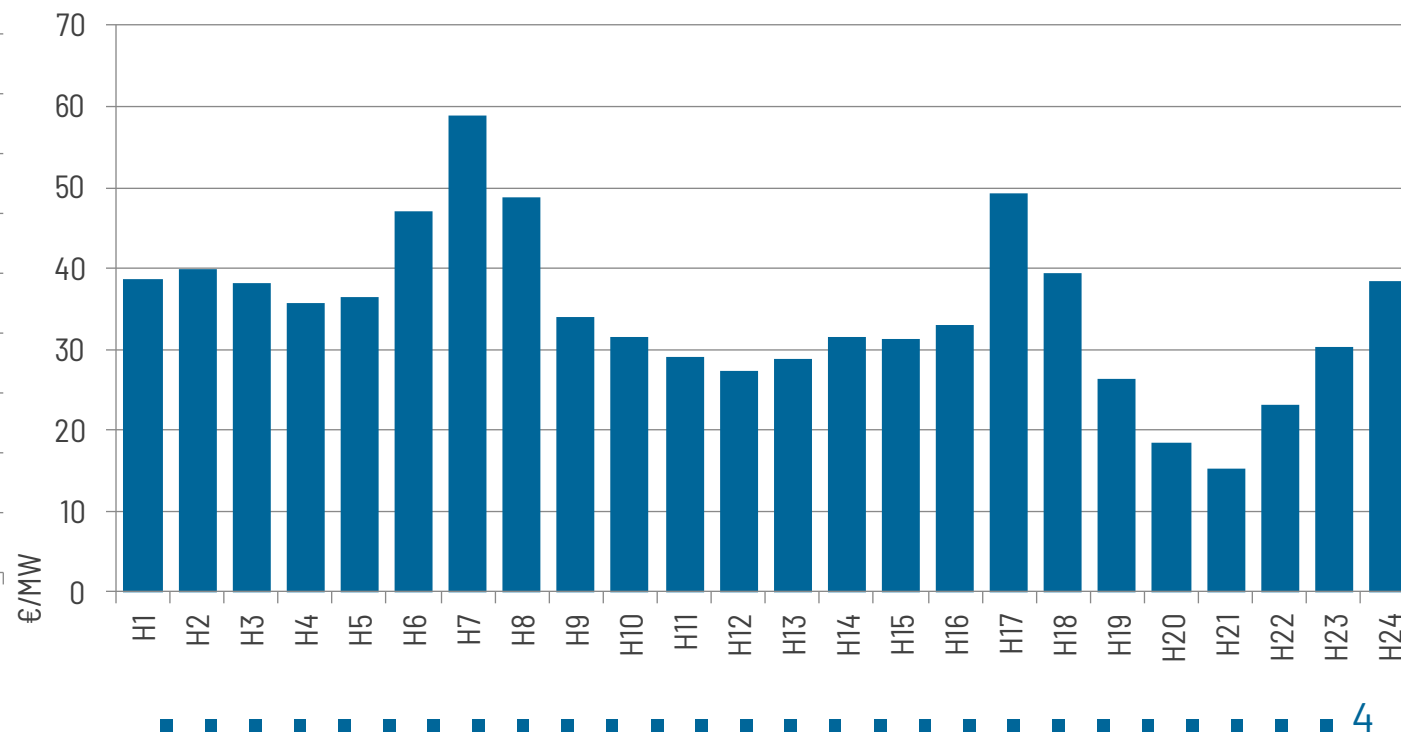
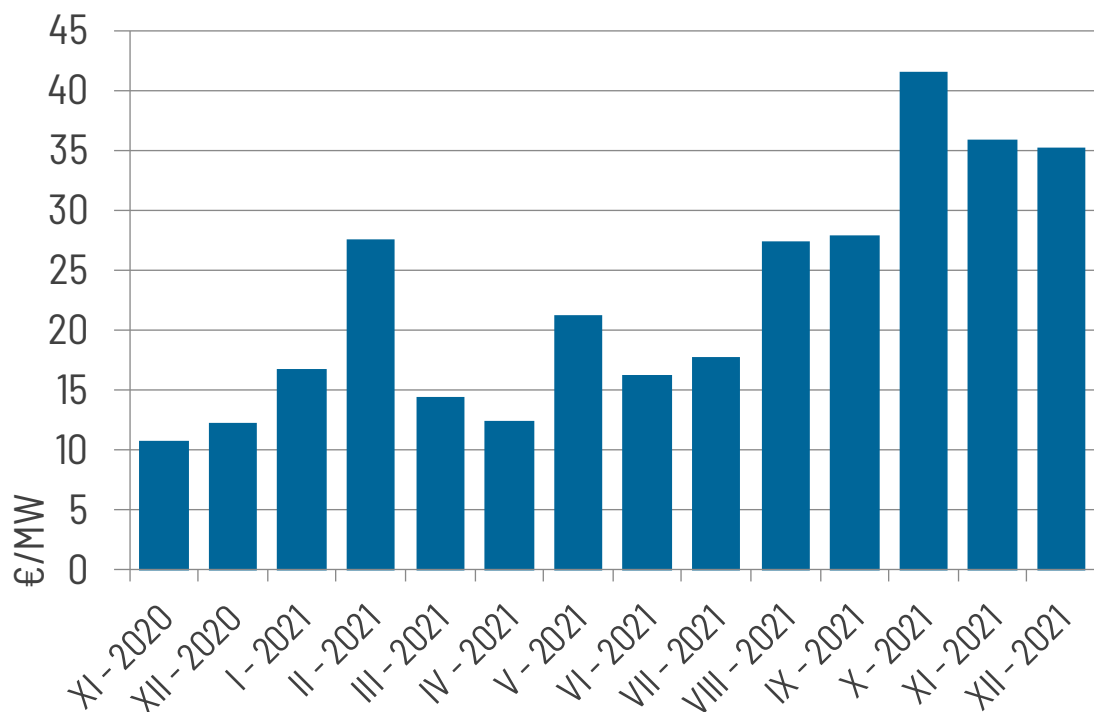
Banda de Regulación Secundaria

Precio Medio Ponderado



Precio Medio Ponderado (€/MW)	2020	2021	Δ (%)
Noviembre	10,70	35,95	235,9%
Diciembre	12,25	35,18	187,2%
Precio Medio Ponderado	8,73	24,49	180,3%

Diciembre 2021 (POR HORA)

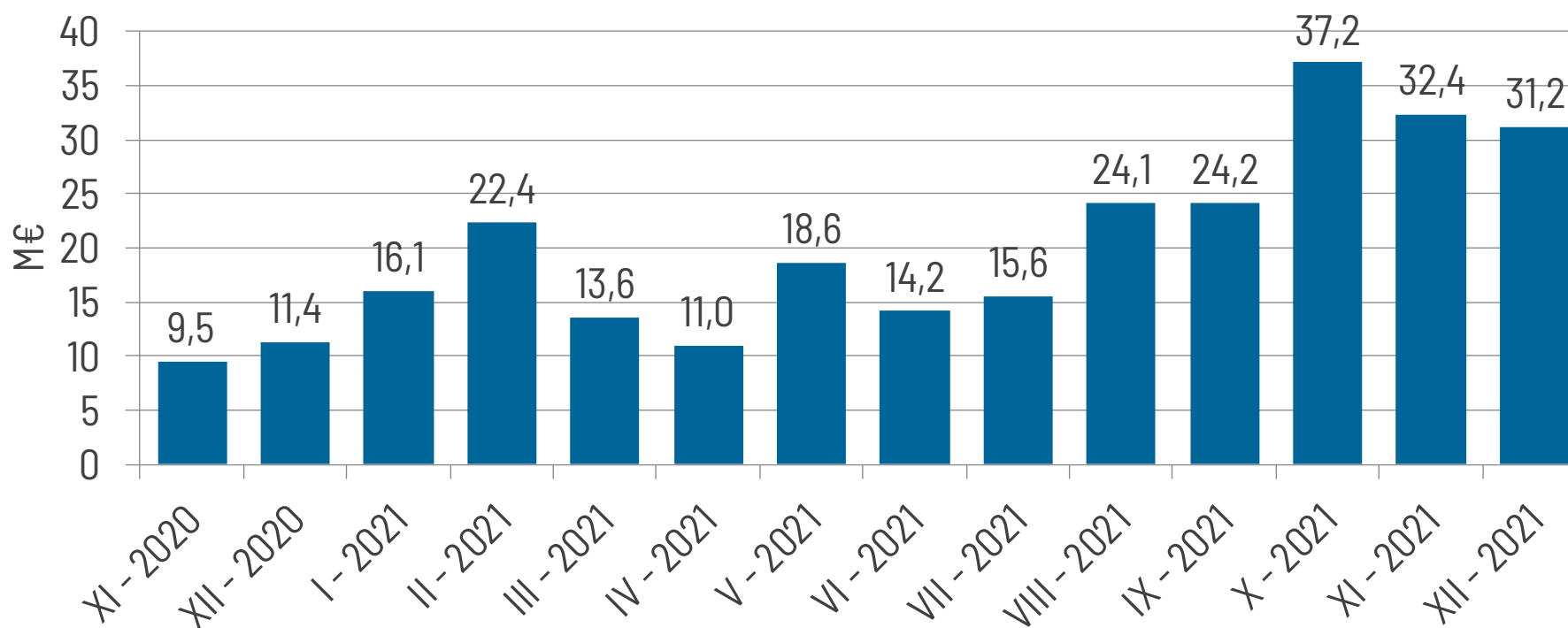


Banda de Regulación Secundaria

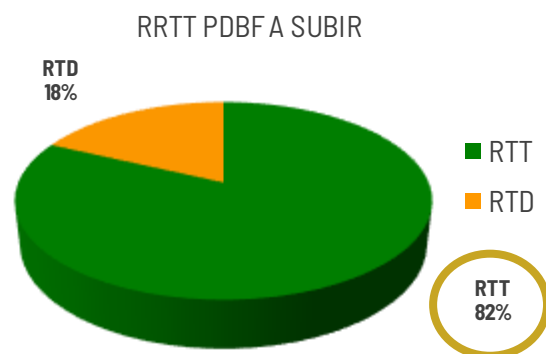
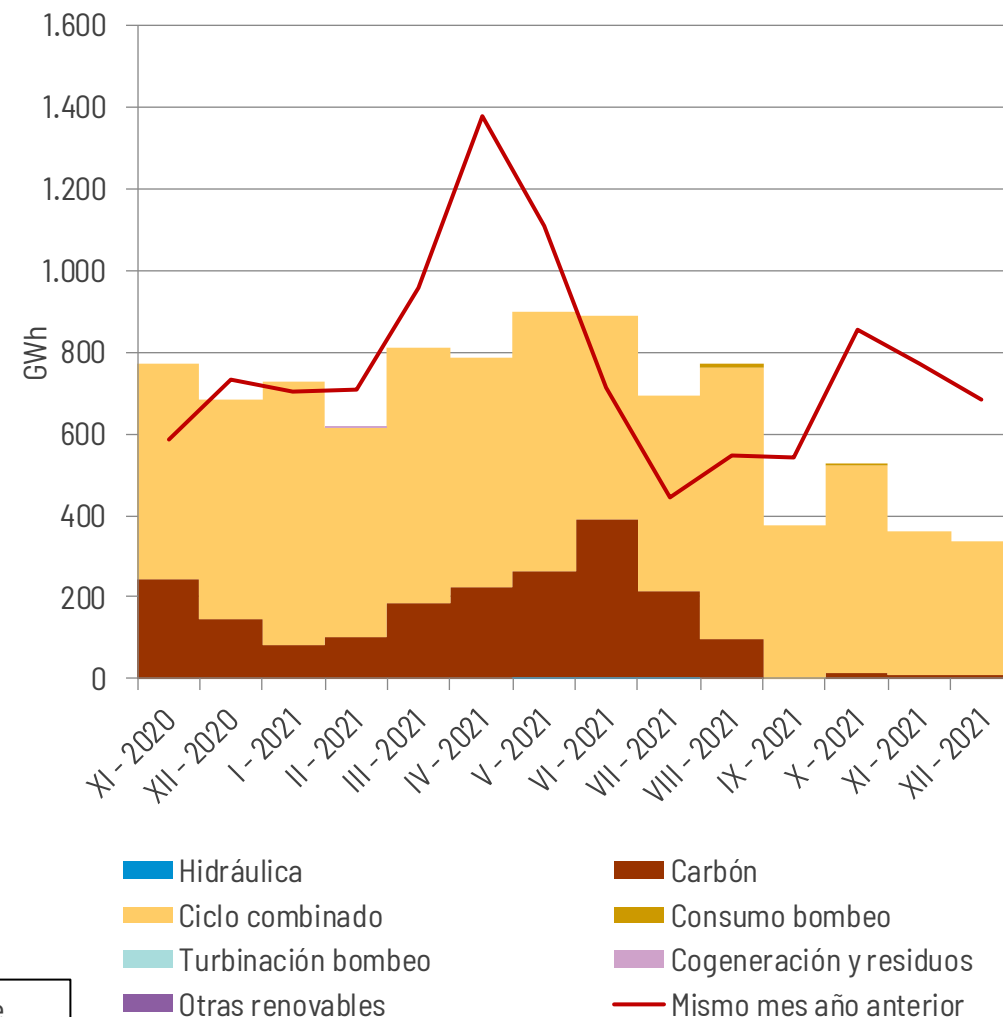
Coste



Coste (M€)	2020	2021	Δ (%)
Noviembre	9,5	32,4	240,3%
Diciembre	11,4	31,2	174,3%
Coste medio mensual	7,9	21,7	174,5%



Energía a Subir (GWh)			
Valores acumulados	2020	2021	Δ (%)
Carbón	2.915	1.577	-46%
Ciclo Combinado	6.489	6.192	-5%
Cogeneración	0	0	-
Hidráulica	6	13	119%
Eólica	0	0	-
Turbinación bombeo	5	0	-100%
Consumo bombeo	15	7	-54%
Otras renovables	0	0	-
Cogeneración y residuos	0	0	-
Total	9.431	7.789	-17%
Precio medio ponderado (€/MWh)	75,29	145,93	94%



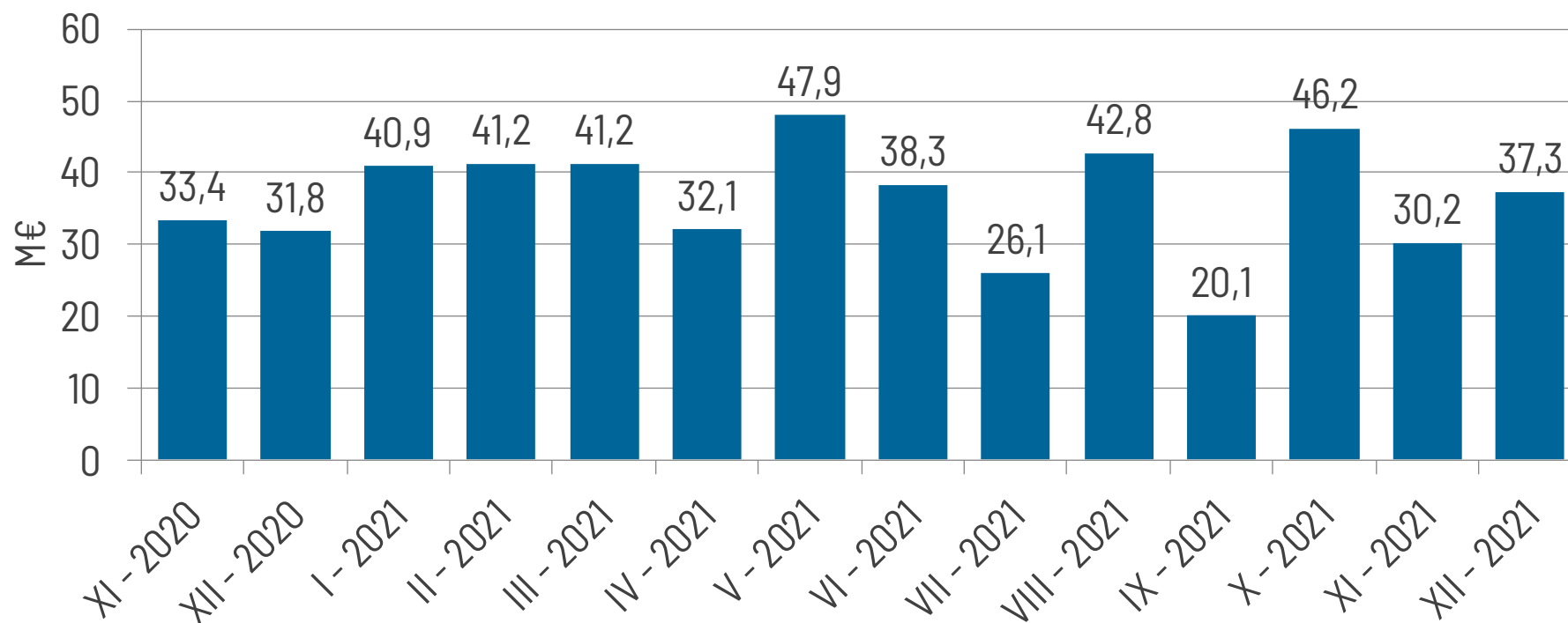
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución

RRTT PDBF

Coste



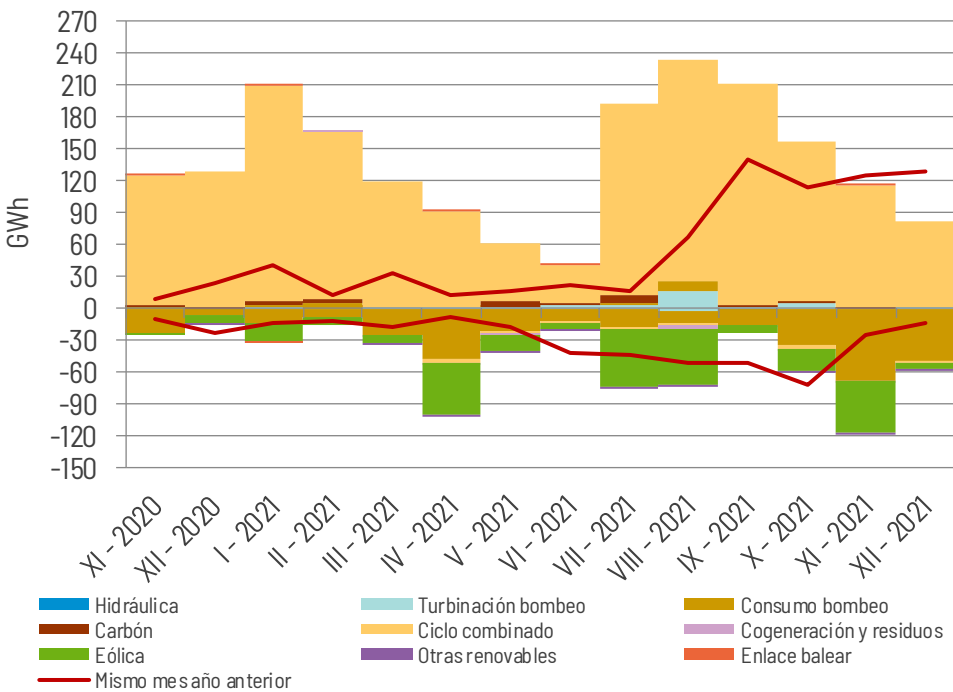
Coste (M€)	2020	2021	Δ (%)
Noviembre	33,4	30,2	-9,6%
Diciembre	31,8	37,3	17,1%
Coste medio mensual	35,3	37,0	4,8%



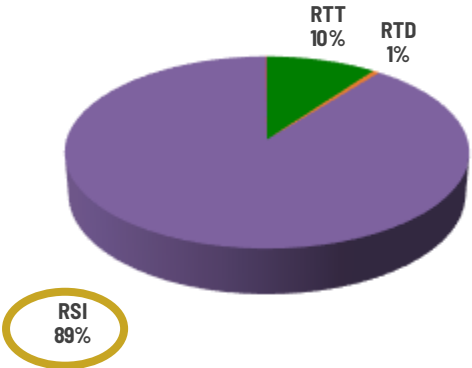
RRTT TR y solución congestiones en interconexiones no UE



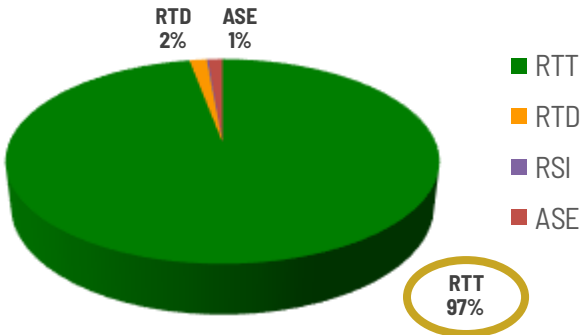
Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2020	2021	Δ (%)	2020	2021	Δ (%)
Hidráulica	1,7	0,7	-59%	2,6	3,4	31%
Carbón	40,3	23,5	-42%	0,0	0,0	-
Ciclo combinado	659,9	1.606,2	143%	24,5	20,4	-17%
Turbinación bombeo	14,6	37,1	154%	3,2	5,0	56%
Consumo bombeo	8,4	17,6	110%	120,4	313,4	160%
Cogeneración y residuos	0,0	0,1	-	10,7	8,2	-23%
Eólica	0,0	0,0	-	192,3	288,8	50%
Solar térmica	0,0	0,0	-	4,8	9,2	92%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	0,9	3,6	300%
Residuos	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Enlace balear	3,4	0,6	-82%	0,0	0,2	-
Total	728,3	1685,8	131%	359,4	652,2	81%
Precio medio ponderado (€/MWh)	146,14	268,02	83%	9,15	50,17	448%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	0,0	-	0,3	1,0	233%



RRTT TR A SUBIR



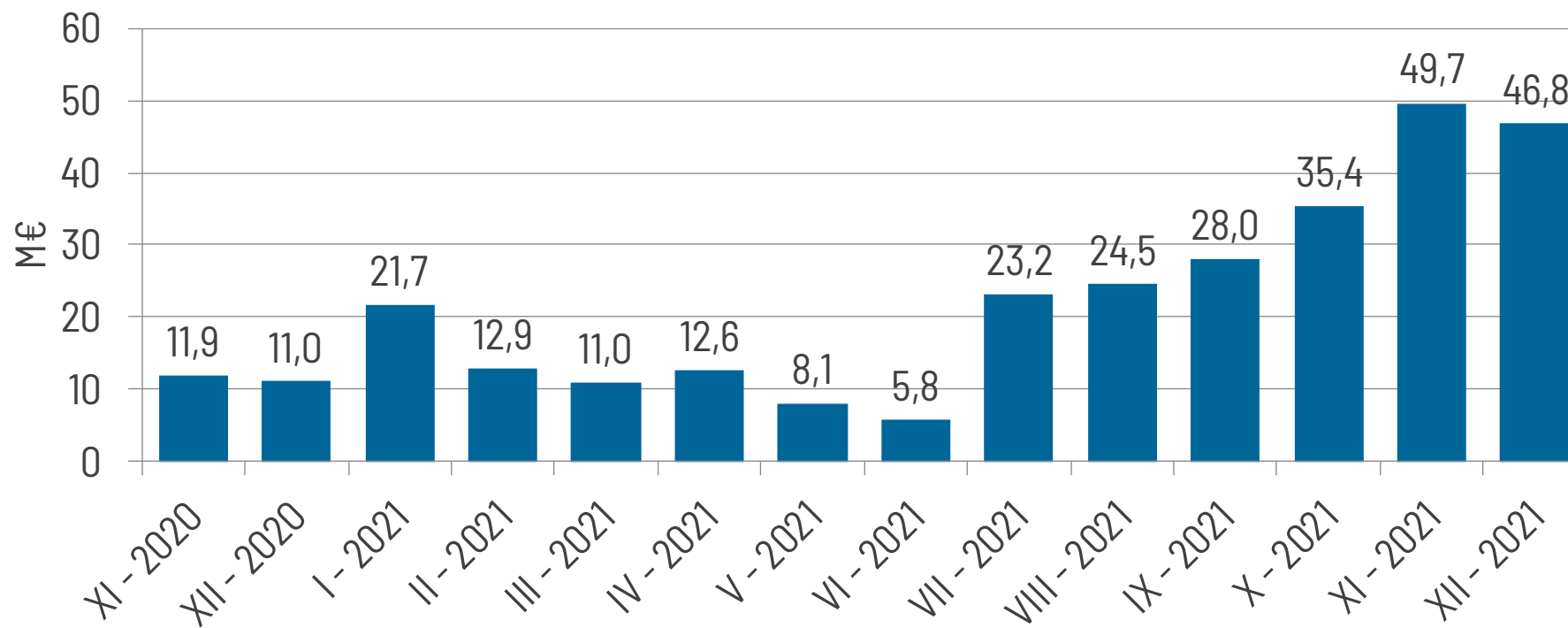
RRTT TR A BAJAR



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

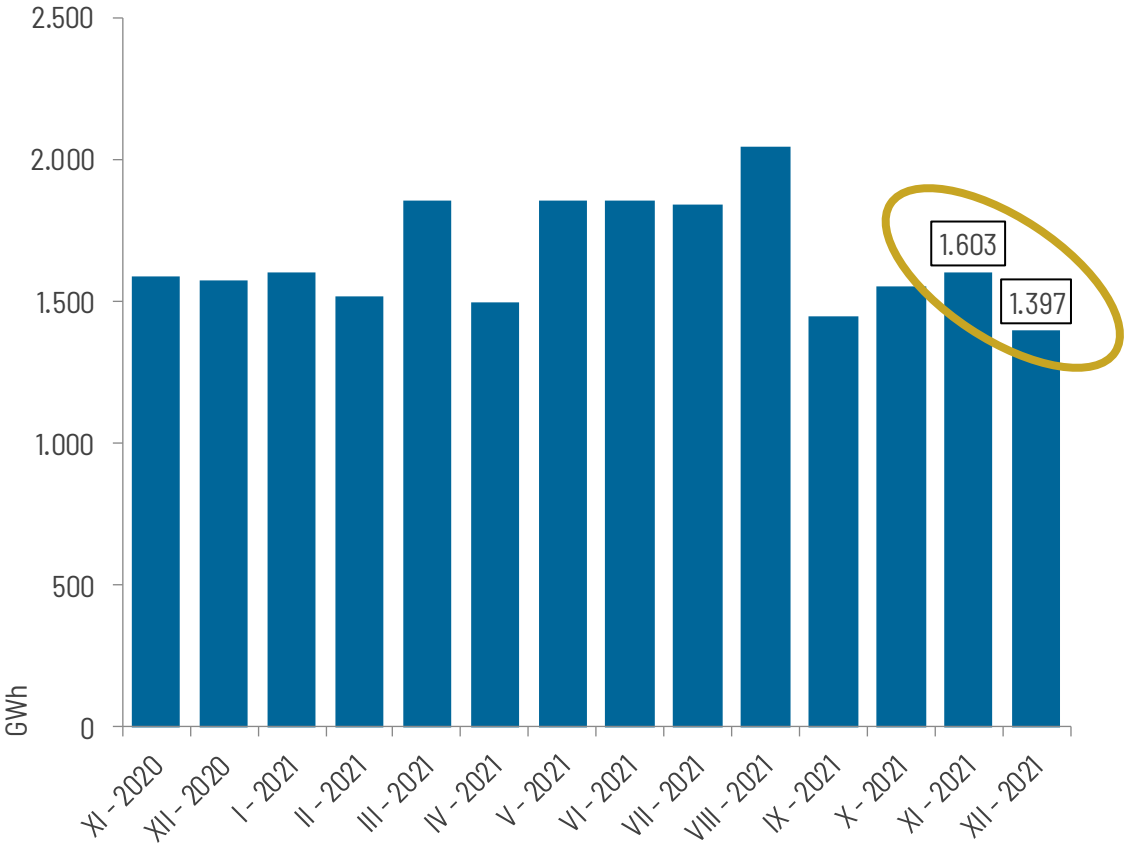


Coste (M€)	2020	2021	Δ (%)
Noviembre	11,9	49,7	317,4%
Diciembre	11,0	46,8	324,5%
Coste medio mensual	6,6	23,3	255,1%

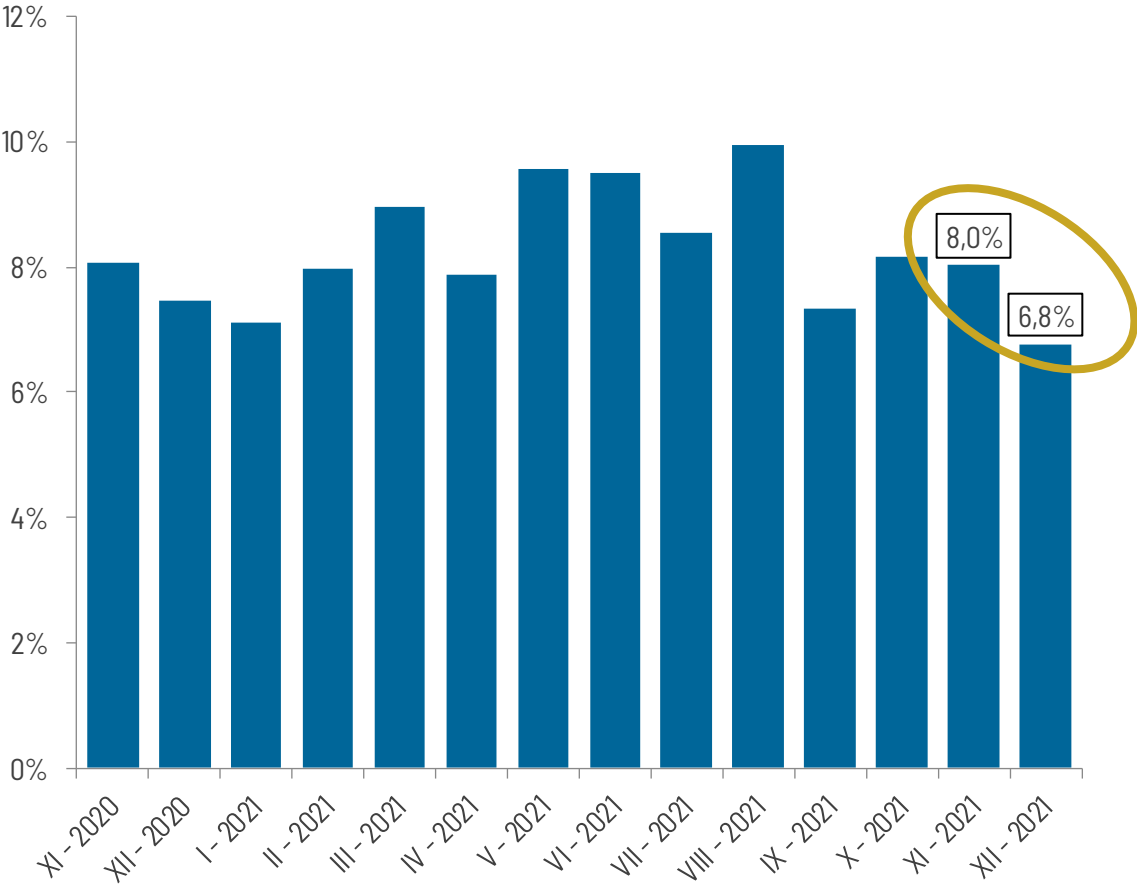


Energías de Regulación y Balance del Sistema Eléctrico Peninsular

Energía de Regulación y Balance
(RRTT PDBF + RRTT TR + RR + REG. TERCIARIA+ REG. SECUNDARIA +
SECUNDARIA EVITADA (IGCC)*)



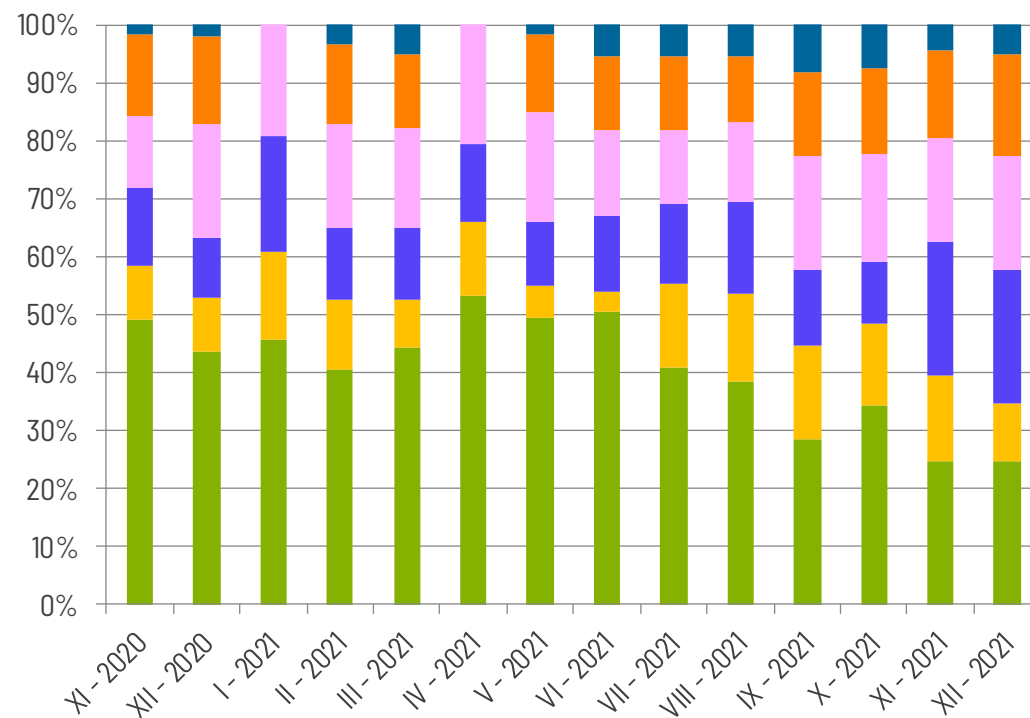
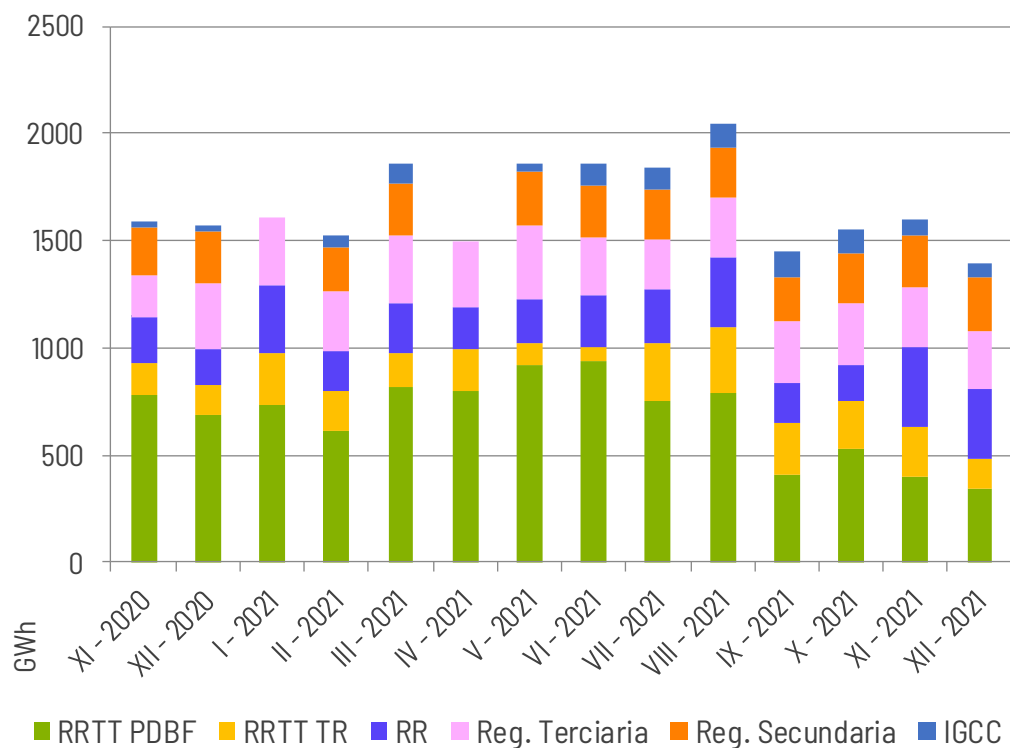
Energía de Regulación y Balance respecto a
Demanda Total Servida (%)



Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico



GWh	XI - 2020	XII - 2020	I - 2021	II - 2021	III - 2021	IV - 2021	V - 2021	VI - 2021	VII - 2021	VIII - 2021	IX - 2021	X - 2021	XI - 2021	XII - 2021
RRTT PDBF	780	688	733	616	821	799	915	938	750	785	411	533	394	345
RRTT TR	149	142	241	182	152	191	103	64	270	309	234	221	235	140
RR	212	166	321	190	235	198	209	242	253	325	189	164	373	322
Reg. Terciaria	199	306	312	275	316	310	347	273	234	284	287	290	284	271
Reg. Secundaria	224	239	0	207	240	0	252	241	233	229	207	233	243	249
IGCC	26	33	0	52	93	0	30	99	100	114	120	116	74	70
Total (GWh)	1.589	1.574	1.607	1.523	1.858	1.499	1.856	1.857	1.840	2.046	1.448	1.556	1.603	1.397
% Sobre Demanda Final Servida	8,1%	7,5%	7,1%	8,0%	8,9%	7,9%	9,6%	9,5%	8,6%	10,0%	7,3%	8,2%	8,0%	6,8%



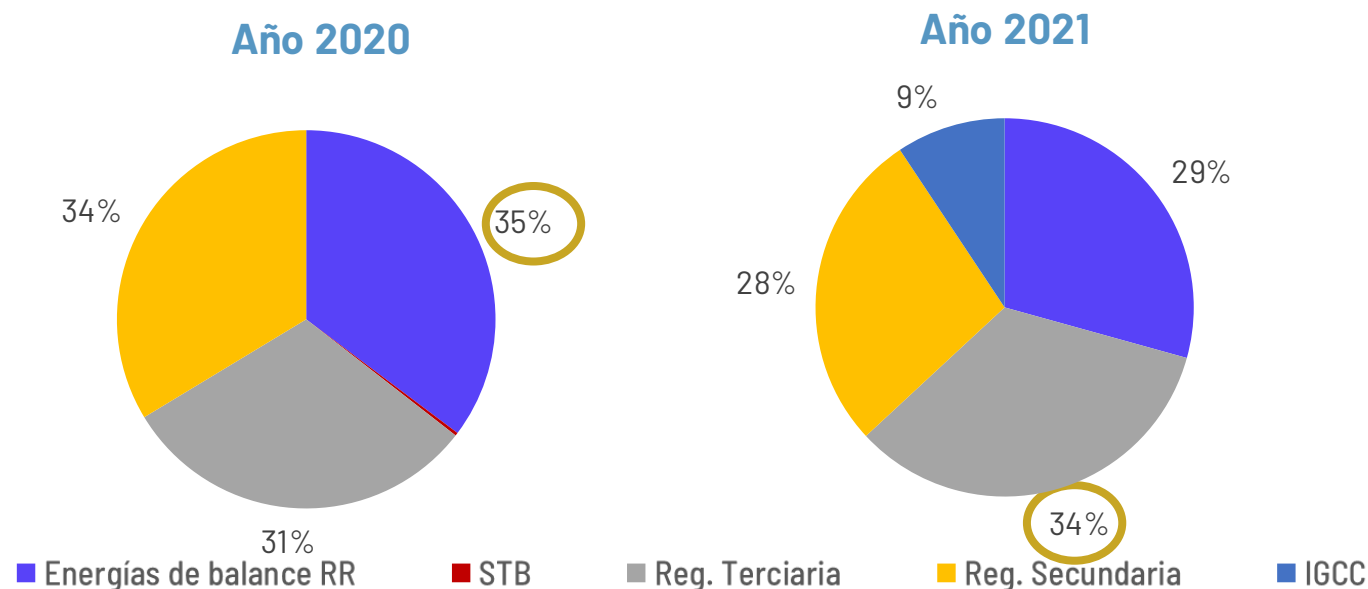
Energía utilizada para el Balance del Sistema Eléctrico



Valores acumulados	Año 2020	Año 2021	Diferencia 2021 c/r 2020
Energías de balance RR*	2.979	3.020	1%
STB*	22	0	-100%
Reg. Terciaria	2.603	3.482	34%
Reg. Secundaria	2.843	2.840	0%
IGCC**	64	962	1398%
Total (GWh)	8.512	10.305	21%

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

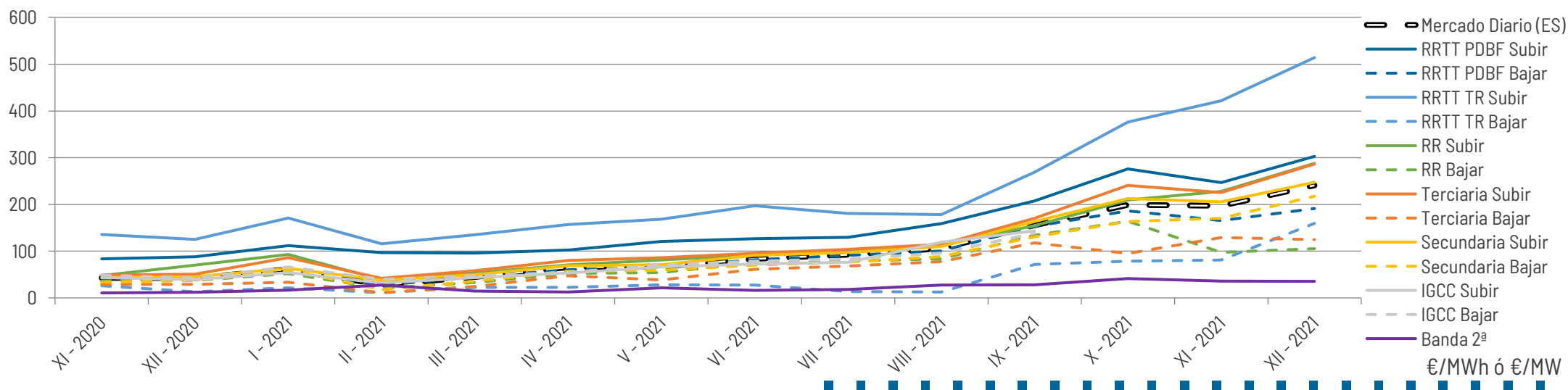
** IGCC desde el 21/10/2020



Precios Medios Ponderados Mensuales



€/MWh ó €/MW	XI - 2020	XII - 2020	I - 2021	II - 2021	III - 2021	IV - 2021	V - 2021	VI - 2021	VII - 2021	VIII - 2021	IX - 2021	X - 2021	XI - 2021	XII - 2021
Mercado Diario (ES)	42,70	42,41	61,37	28,00	44,85	65,68	66,44	83,42	92,20	105,67	155,68	199,00	197,11	240,82
RRTT PDBF Subir	83,69	87,94	111,64	96,66	96,03	102,57	120,88	126,69	129,82	158,98	207,77	275,76	246,64	302,73
RRTT PDBF Bajar	39,83	38,78	53,95	27,16	44,69	60,37	66,06	81,56	90,83	100,26	153,02	186,13	165,39	191,19
RRTT TR Subir	135,80	124,94	170,91	115,72	135,27	156,76	168,41	197,31	180,97	178,46	268,82	376,42	422,02	514,08
RRTT TR Bajar	26,00	13,29	21,34	11,22	22,24	22,69	28,07	27,51	13,58	12,39	71,80	78,76	81,20	159,17
RR Subir	47,97	69,99	92,94	38,74	53,45	70,44	81,01	91,74	98,14	113,58	154,64	209,57	227,96	287,86
RR Bajar	35,18	37,48	51,69	20,34	33,05	52,35	54,20	75,00	78,44	83,34	134,26	164,05	97,50	105,38
Terciaria Subir	48,99	50,60	86,01	41,90	57,96	79,95	86,13	95,53	103,90	114,94	170,42	240,81	225,28	286,18
Terciaria Bajar	28,75	28,75	33,64	10,96	24,63	47,34	38,49	60,99	68,30	77,53	117,72	94,85	129,24	124,57
Secundaria Subir	43,67	45,42	63,12	37,89	49,89	68,74	71,34	91,16	96,76	110,02	163,59	212,36	205,75	247,17
Secundaria Bajar	34,02	37,25	59,95	17,51	35,93	56,92	59,38	70,05	76,44	88,49	130,76	163,60	170,55	217,24
IGCC Subir	43,41	38,73	54,11	31,97	43,27	53,19	65,90	72,42	75,89	119,17	143,39			
IGCC Bajar	48,42	43,14	66,12	39,66	47,37	54,55	70,54	78,67	82,91	95,67	138,51			
Banda 2ª	10,70	12,25	16,66	27,54	14,38	12,33	21,26	16,21	17,79	27,32	27,83	41,45	35,95	35,18

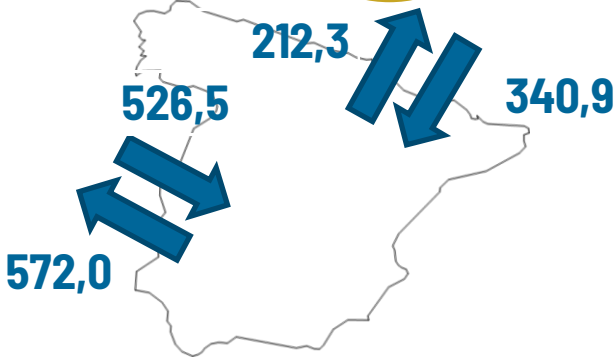


Asignación de energías de balance de tipo RR

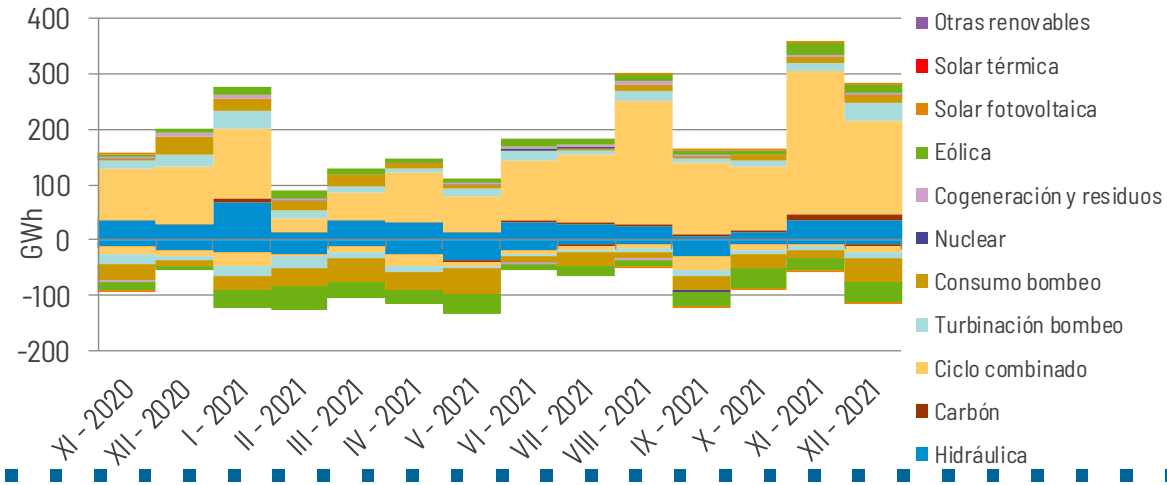
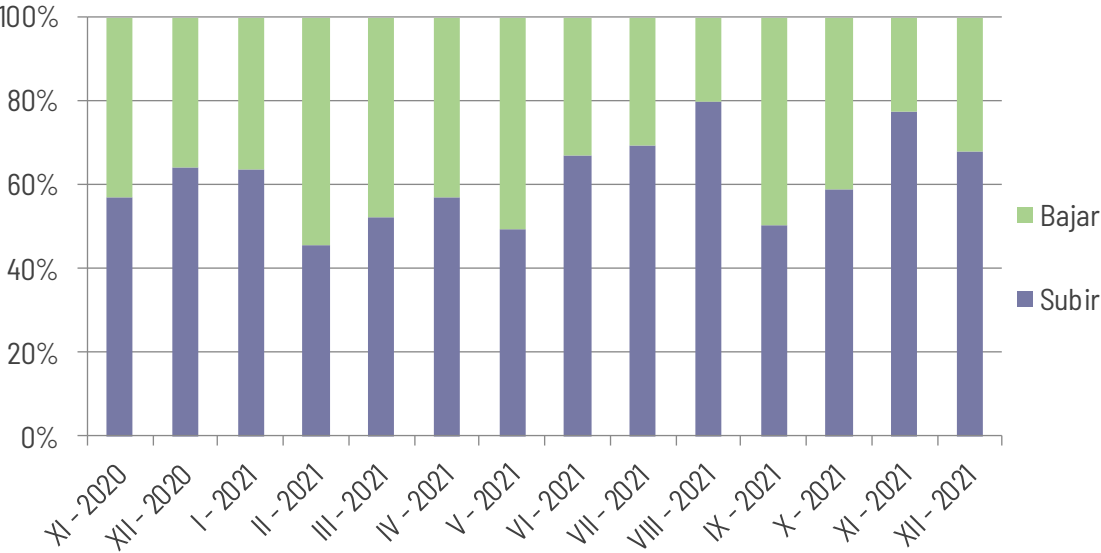


	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
Valores acumulados	2020	2021	Δ (%)	2020	2021	Δ (%)
Hidráulica	594	349	-41%	135	205	52%
Turbinación bombeo	369	188	-49%	100	113	13%
Consumo bombeo	196	136	-31%	436	335	-23%
Carbón	6	43	617%	3	9	200%
Ciclo combinado	960	1480	54%	147	142	-3%
Nuclear	2	4	100%	0	7	-
Cogeneración y residuos	46	37	-20%	11	7	-36%
Eólica	62	140	126%	102	327	221%
Solar fotovoltaica	0	2	-	0	2,0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	0	0	-	0	0	-
Demanda	0	0	-	0	0,002	-
Total	2235	2379	6%	934	1.147	23%
Necesidades cubiertas	2107	2168	3%	872	852	-2%
PMP Necesidades cubiertas (€/MWh)	43,06	144,25	235%	22,04	70,18	218%

Intercambios en frontera (GWh)			
	2020	2021	Δ (%)
Exportación	156,6	784,2	400%
Importación	91,1	867,4	852%



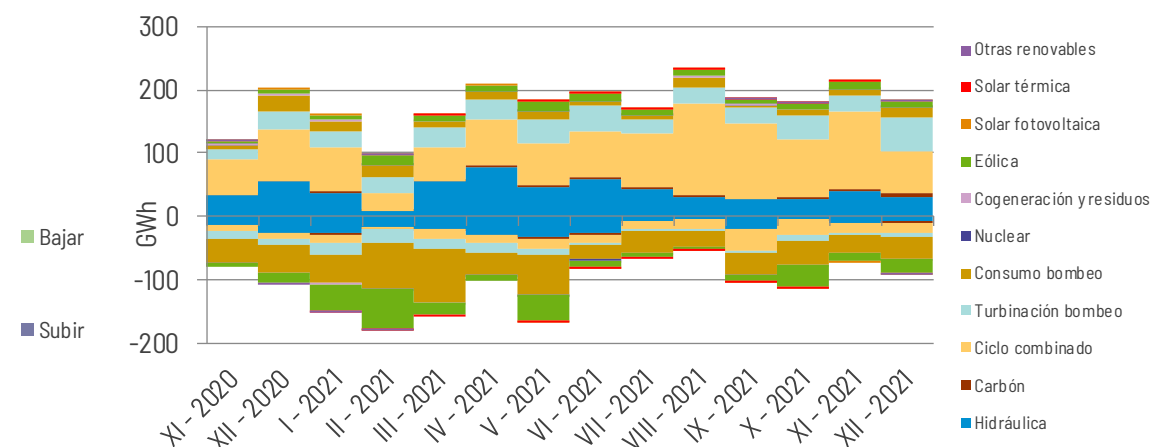
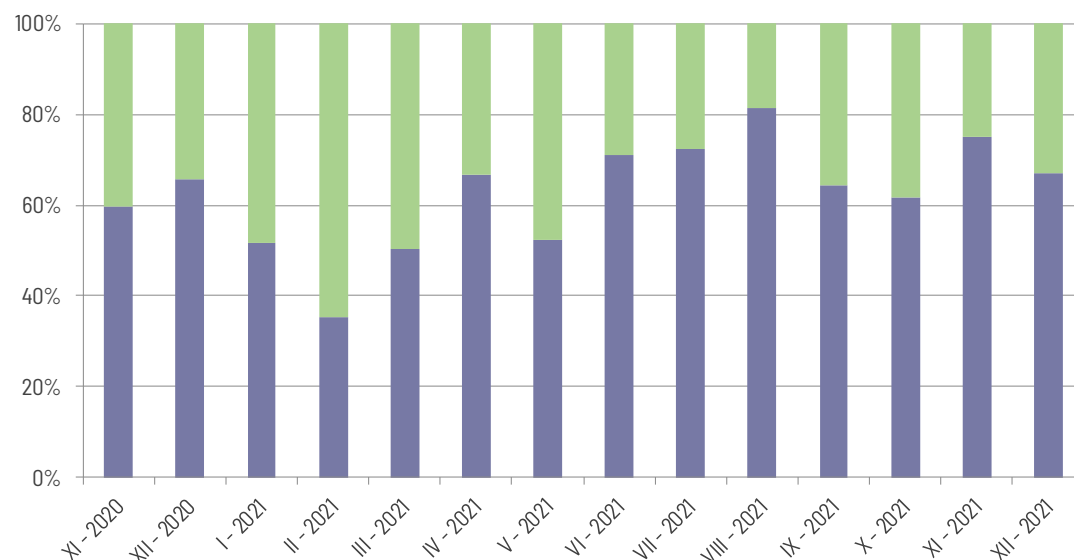
PMP asignación (€/MWh)		
2020	2021	Δ (%)
36,91	123,36	233%



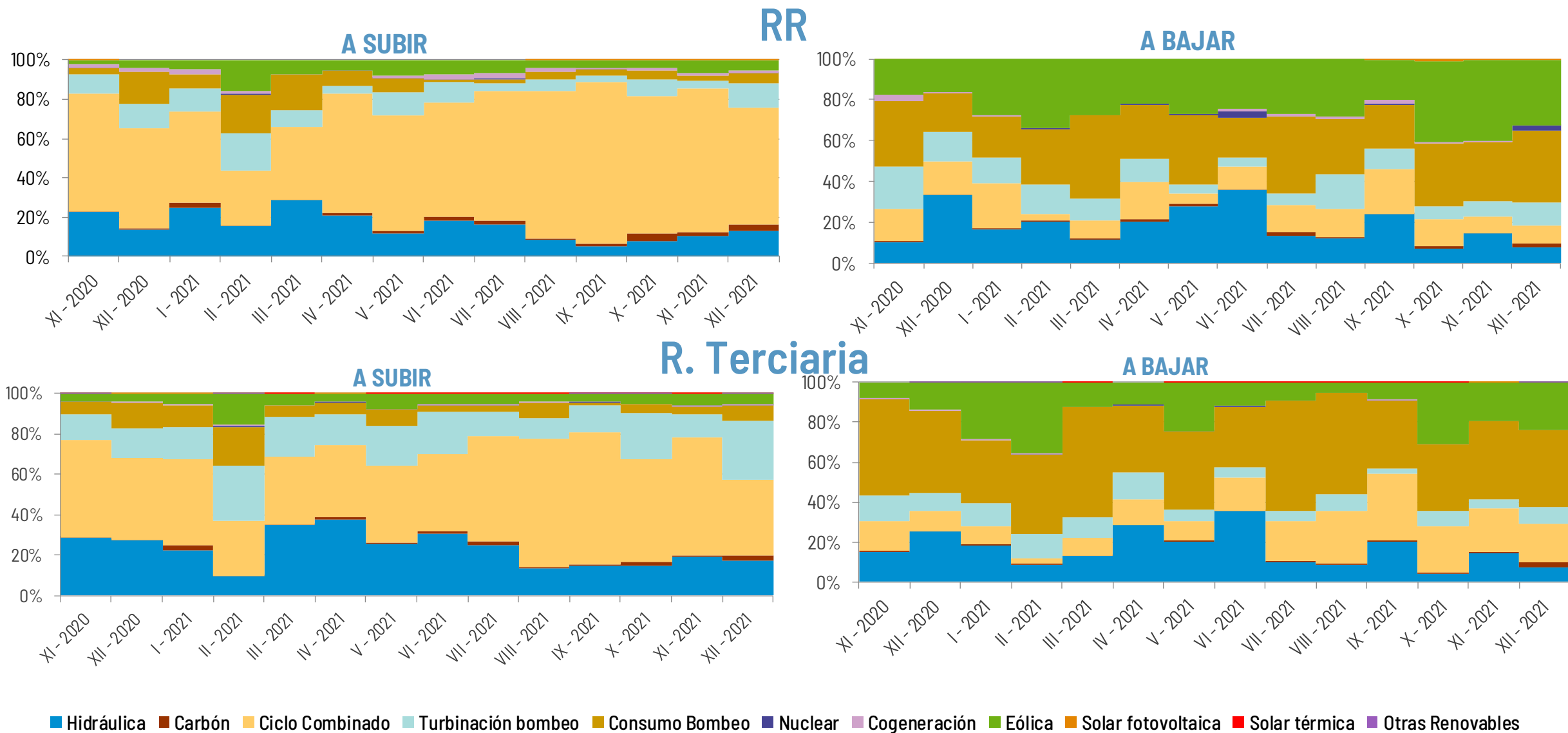
Energía de Regulación Terciaria



	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
Valores acumulados	2020	2021	Δ (%)	2020	2021	Δ (%)
Hidráulica	449	485	8%	140	207	48%
Turbinación bombeo	304	378	24%	89	111	25%
Consumo bombeo	141	133	-6%	491	524	7%
Carbón	6	26	333%	2	8	300%
Ciclo combinado	571	1003	76%	154	195	27%
Nuclear	1	2	100%	0	1	-
Cogeneración y residuos	10	8	-20%	6	4	-33%
Eólica	59	122	107%	174	272	56%
Solar fotovoltaica	0	1	-	0	0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables	2	0	-100%	4	0	-100%
Total	1543	2158	40%	1060	1.322	25%
Precio medio ponderado (€/MWh)	42,60	137,43	223%	19,29	59,10	206%



Energías de balance de tipo RR y Regulación Terciaria



RR



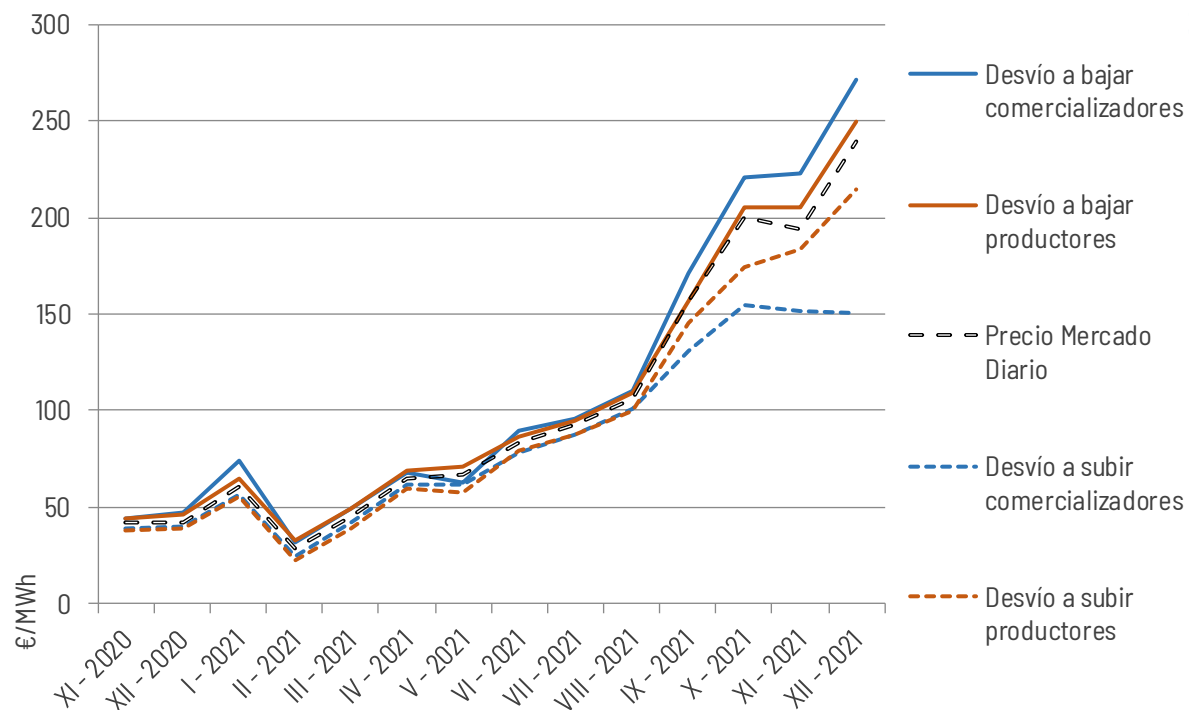
Precio Mín. = -0,25 €/MWh (27/12/21 - H8)

R. Terciaria

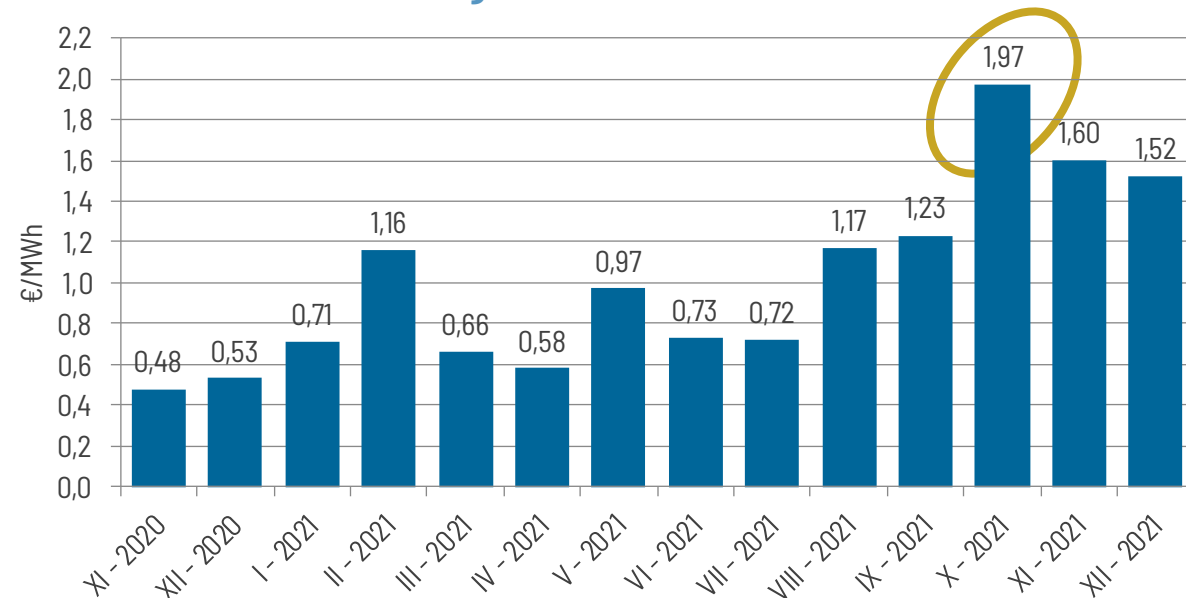


Precio Mín. Bajar = 0,00 €/MWh (8/12/21 - H3)

Precio Final Energía Demanda Peninsular y Precios de Desvíos*



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

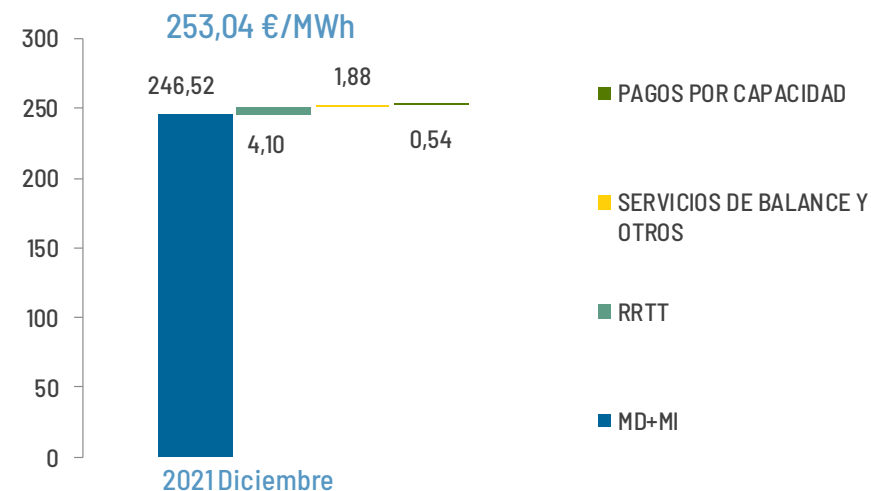


Precio Medio Ponderado Desvíos en Diciembre 2021 Comercializadores

Bajar: 271,48 €/MWh (113 % PMHMD)

Subir: 150,49 €/MWh (62 % PMHMD)

* Precios de los desvíos provisionales para los últimos 11 meses



2021 Diciembre

Precio Final de la Energía de la demanda peninsular



Año 2021 vs. Año 2020



€/MWh	Año 2021	Año 2020	Variación %
MD+MI	113,04	35,19	221%
RRTT	3,00	2,12	42%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	1,27	0,42	202%
TOTAL SAS	4,27	2,54	68%
PAGOS CAP + INT	1,31	2,65	-51%
PFE	118,62	40,38	194%

Gracias por su atención



www.ree.es

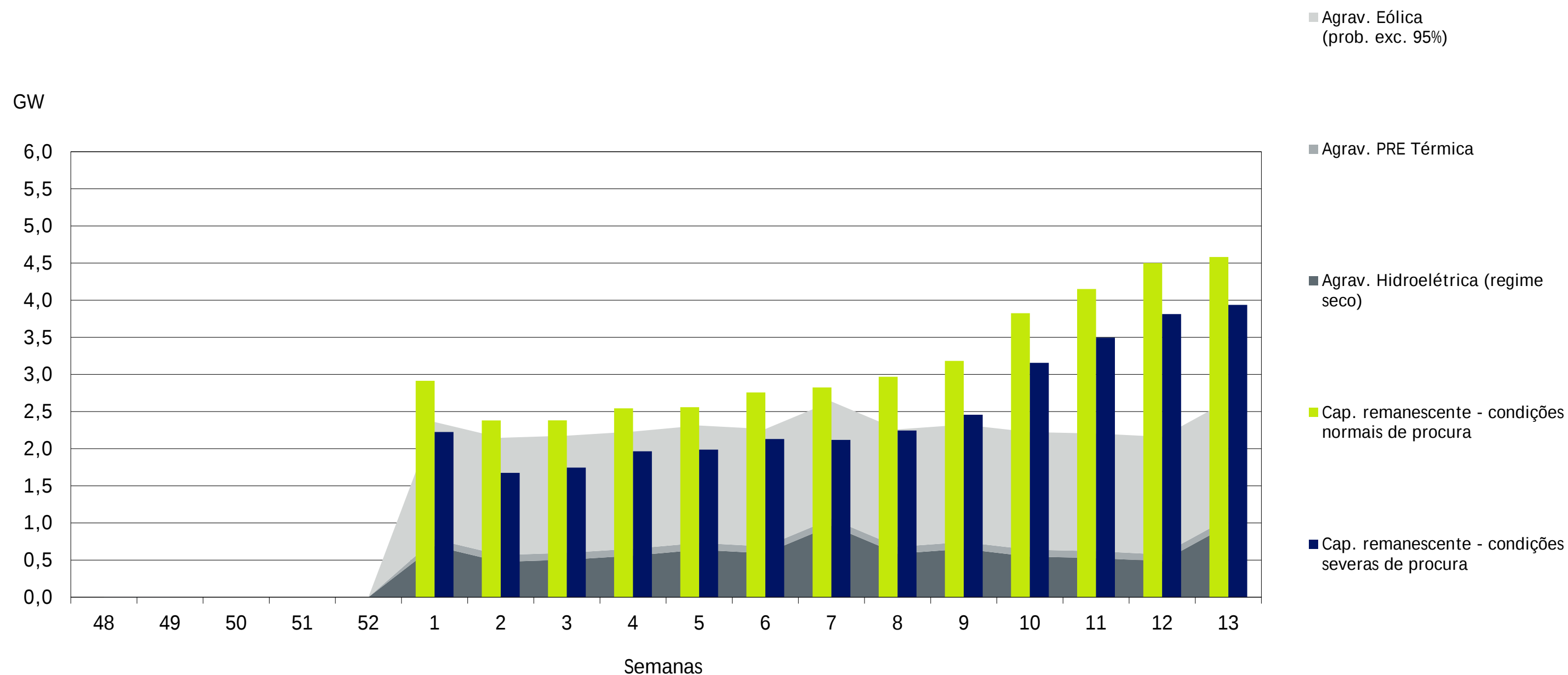


Reunião CTSOSEI

12janeiro2022

2022 – Evolução da Cobertura das Pontas - Inverno

PERSPECTIVA DE INVERNO 2021/2022- ELETRICIDADE
Capacidade remanescente



2022 – Evolução da Cobertura das Pontas - Verão

PERSPECTIVA DE VERÃO 2022- ELETRICIDADE
Capacidade remanescente

Agrav. Eólica (prob. exc. 95%)

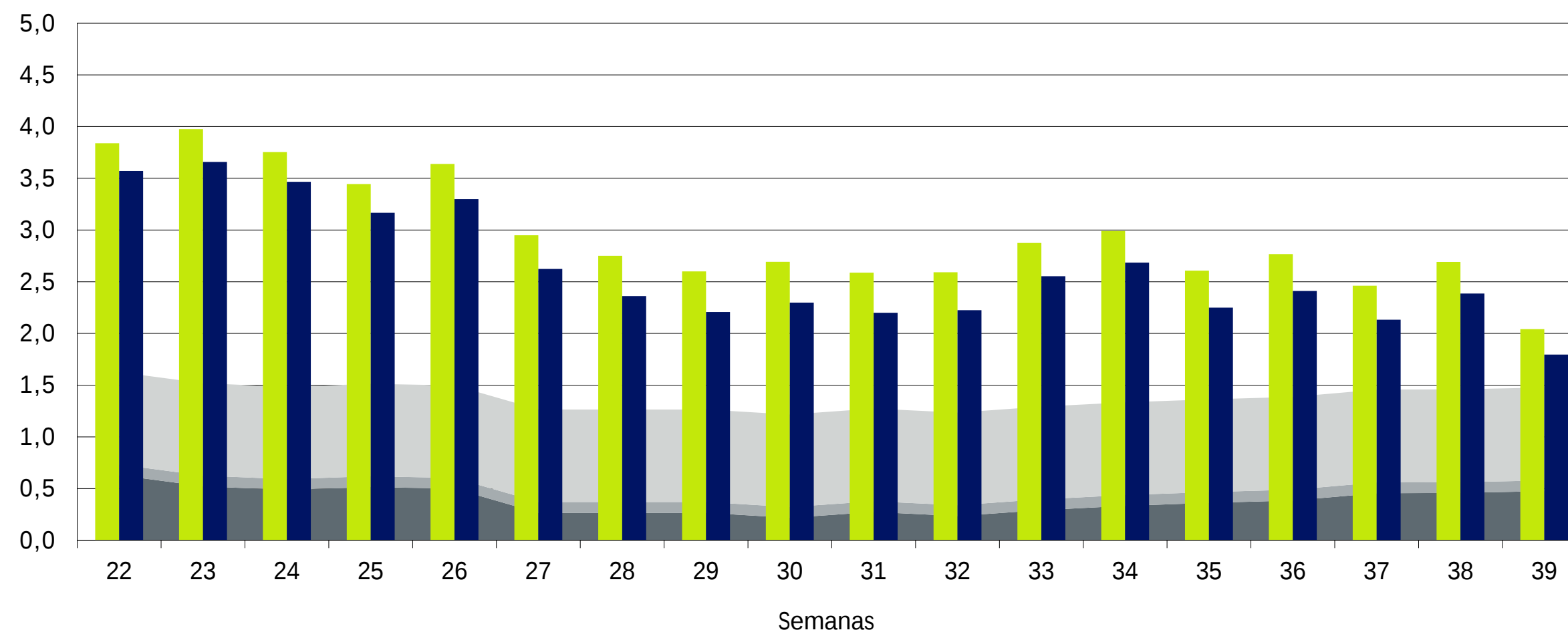
Agrav. PRE Térmica

Agrav. Hidroelétrica (regime seco)

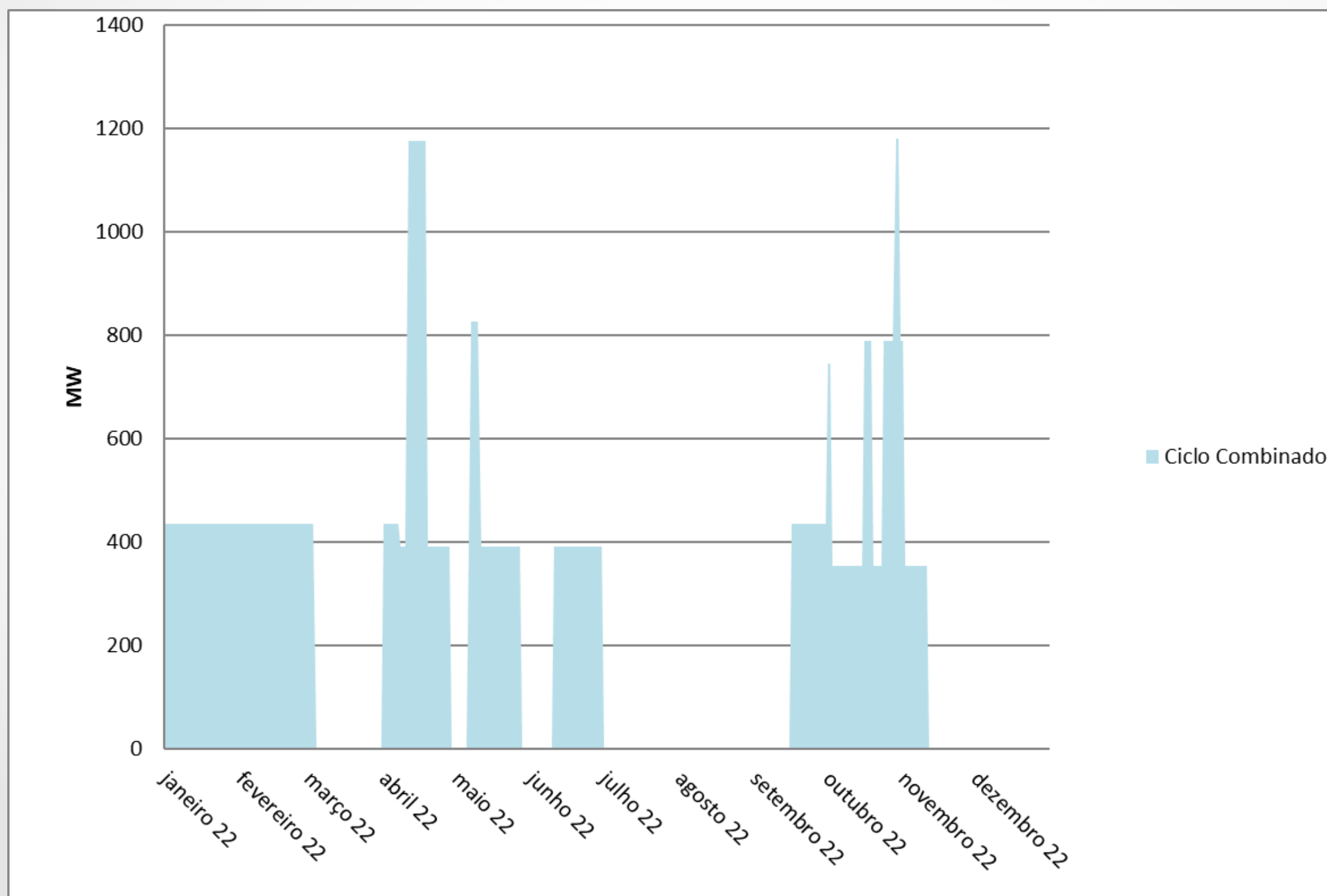
Cap. remanescente - condições normais de procura

Cap. remanescente - condições severas de procura

GW



2022 – Indisponibilidades de Geração

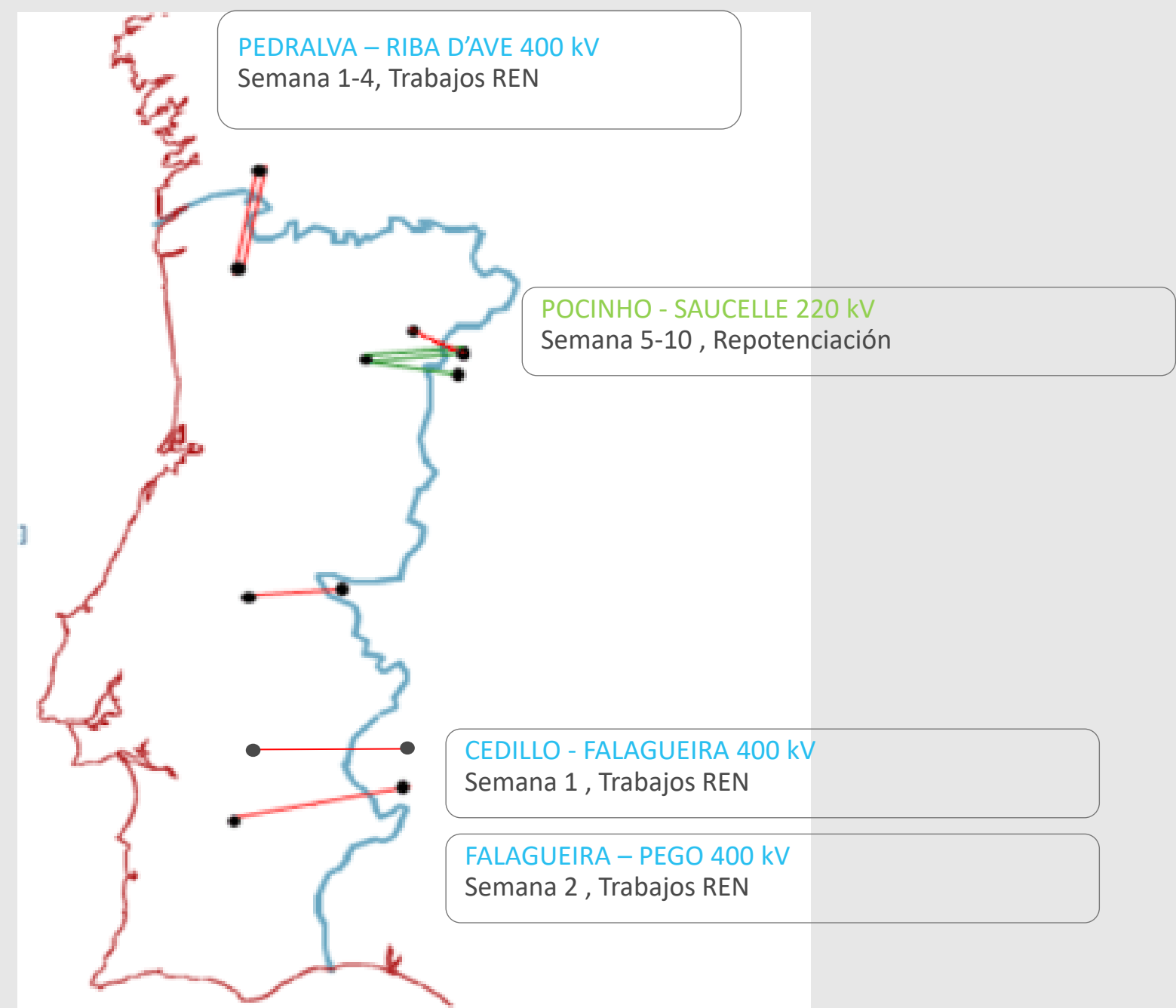




INDISPONIBILIDADES PREVISTAS PASSÍVEIS DE CONDICIONAR A NTC

ID	ELEMENTO	DATA INÍCIO	DATA FIM
1	Batalha-Pego 400	29/11/2021	21/01/2022
2	Cedillo-Falagueira 400	24/01/2022	26/01/2022
3	Pego-Falagueira 400	27/01/2022	29/01/2022
4	Divor-Pegoes 400	07/02/2022	18/02/2022
5	Palmela-Sines 2 400	07/02/2022	17/06/2022
6	Saucelle-Pocinho	21/02/2022	25/03/2022
7	Alcochete-Palmela 400	07/03/2022	10/06/2022
8	Pedralva-Riba dAve 400	07/03/2022	15/04/2022

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



Redução prevista (12JAN - 31MAR)	
	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		

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



PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT

Novos elementos RNT

- Transformador 150/130 kV da SE Pedralva de 140 MVA (reserva operacional)
- L-400 kV Gouvães - Ribeira de Pena 1, 2 e 3
- Central de Gouvães (Iberdrola)

REN 



Obrigado



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

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

Dirección de Operación

12 de enero 2022

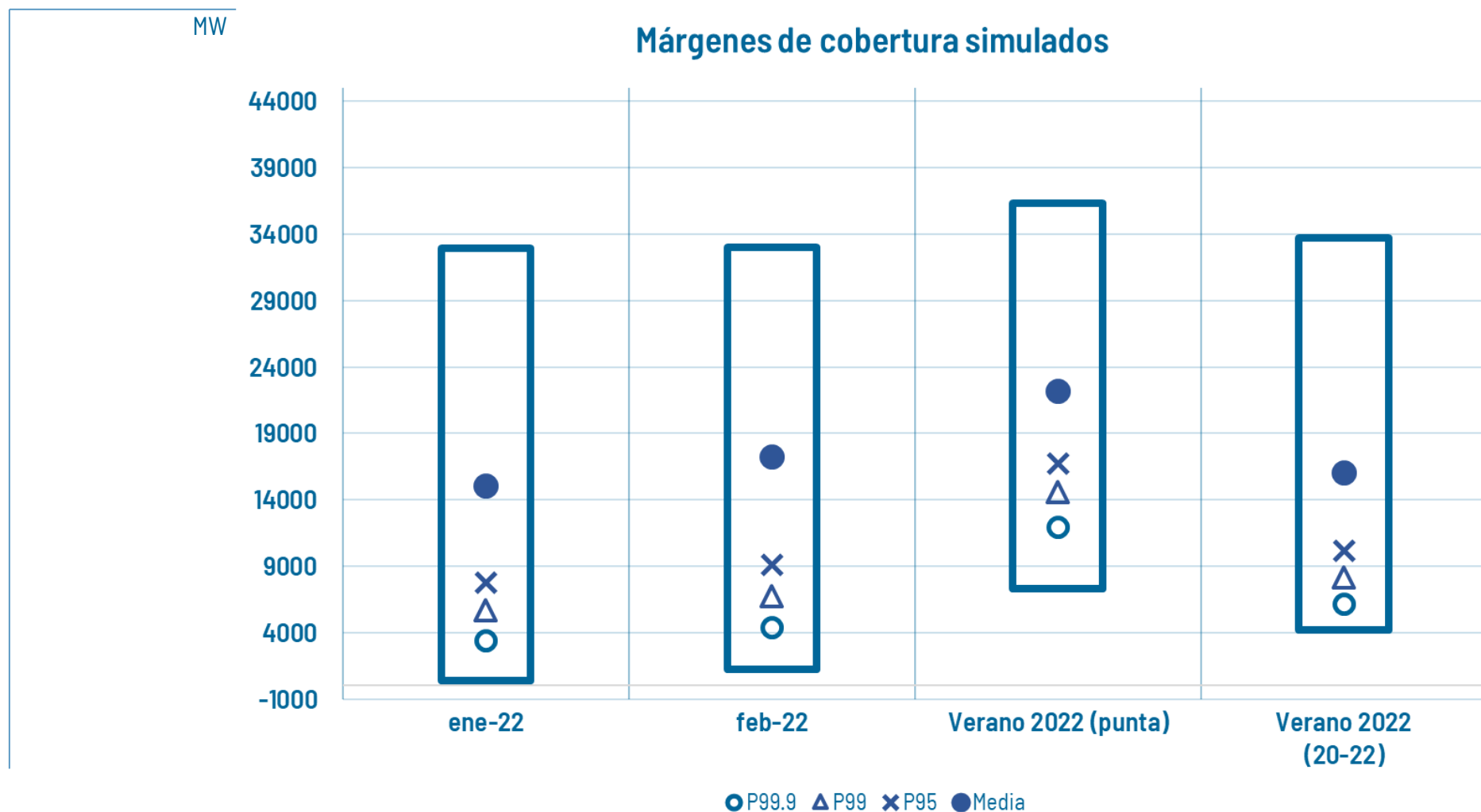
Índice

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



Evolución cobertura puntas demanda 2022

Estudio probabilístico de la cobertura de las puntas de demanda

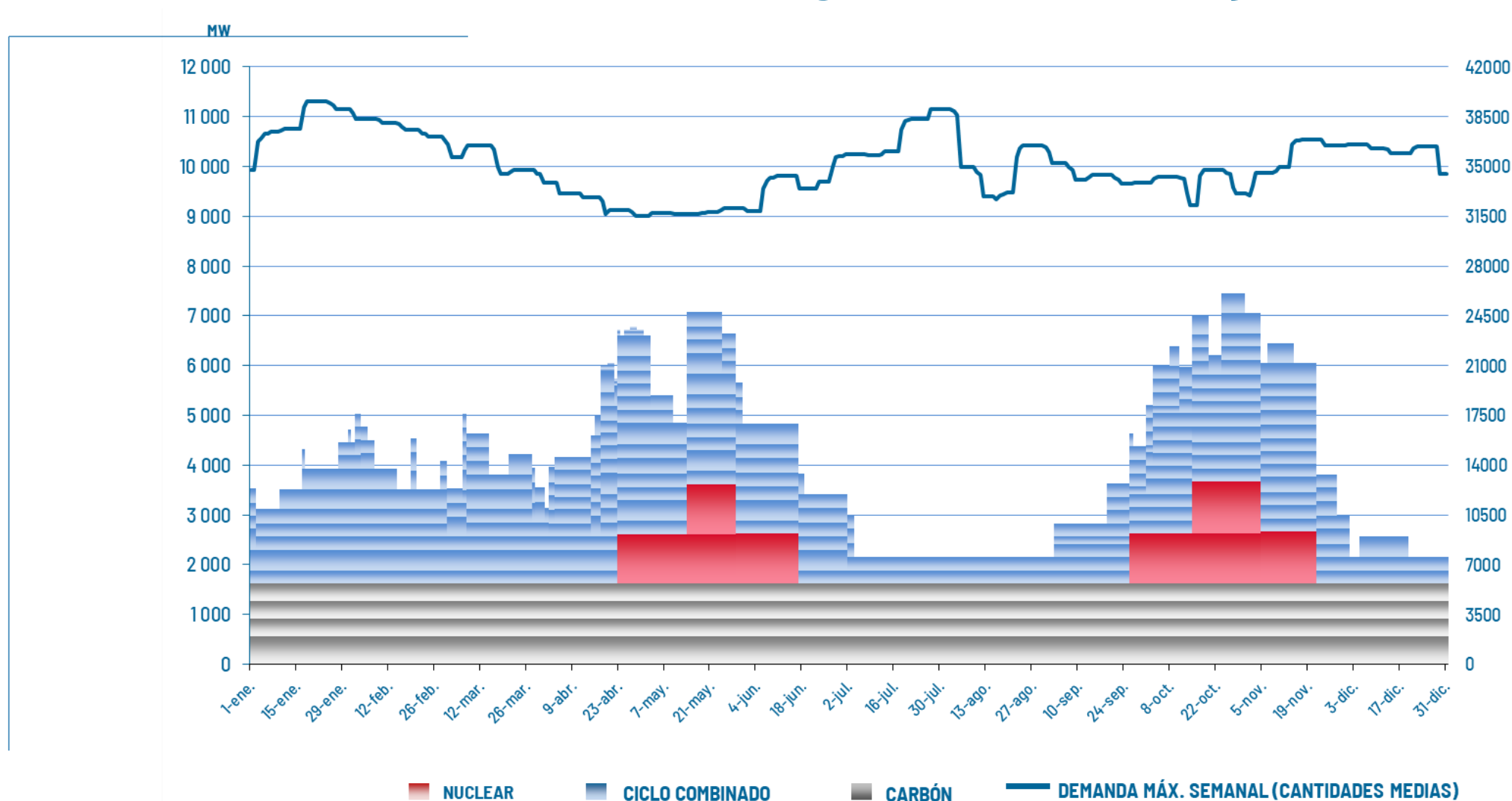




Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

(ENERO – DICIEMBRE 2022)

Indisponibilidades previstas de grupos térmicos y nucleares

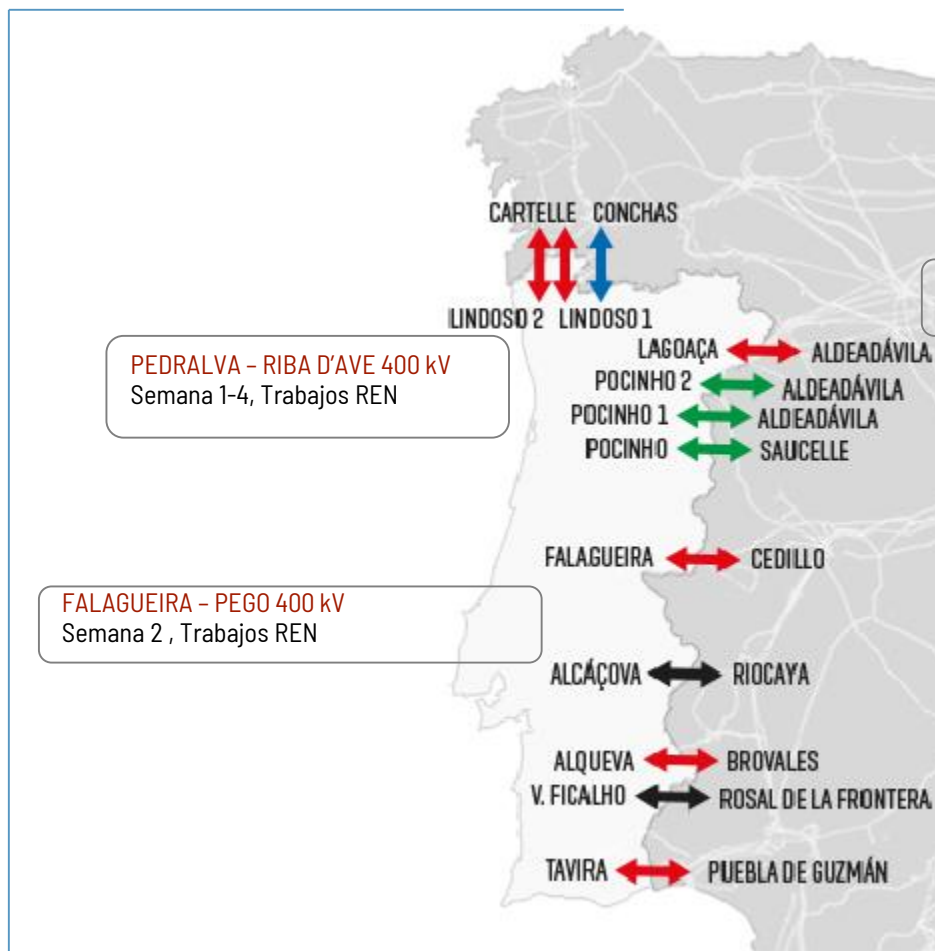




Indisponibilidades RdT influencia NTC

(12 DE ENERO 2022 – 31 DE MARZO 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		

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



Previsión Nuevas instalaciones

Previsión nuevas instalaciones

Líneas	Provincia	Fecha
L-220 kV VILLARES DEL SAZ pos. L/ VILLAR DEL ÁGUILA (EVRE) (1)	Cuenca	Ene-22
SE 220 kV BENAHAVÍS (1) (2) E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Ene-22
SE 220 kV ARENAS DE SAN JUAN pos. L/ ICTIO ALCÁZAR (EVRE) (1)	Ciudad Real	Ene-22
SE 400 kV CARMONITA: E/S L-400 kV ALMARAZ-SAN SERVÁN, 1 (3)	Badajoz	Ene-22
SE 220 kV MIRABAL: E/S DOS HERMANAS-PUERTO REAL (4)	Sevilla	Ene-22
L-220 kV ATIOS-MONTOUTO	Pontevedra	Feb-22
SE 220 kV BEGUES: Pos. MONTBLANC	Barcelona	Mar-22
L-220 kV VALDECONEJOS-MEZQUITA 2 (5)	Teruel	Jul-22
SE 400 kV RUEDA JALÓN: pos. EVRE	Zaragoza	Jul-22

- (1) Evacuación renovables
 (2) Nueva SE 220 kV Benahavís
 (3) Nueva SE 400 kV Carmonita
 (4) Nueva SE 220 kV Mirabal
 (5) Paso a Doble barra.

Transformadores RdD	Potencia	Provincia	Fecha
SE 220 kV ELDA: TRP- 8 220/20 kV	50	Alicante	Mar-22
SE 220 kV TORREVIEJA: TRP-2 220/20 kV	50	Alicante	Mar-22
SE 220 kV ALDAIA: TRP-2 220/20 kV	50	Valencia	Mar-22
SE 220 kV BENAHAVÍS: TRP-1 220/66 kV	120	Málaga	Mar-22
SE 220 kV GUIXERES: TRP2 220/25 kV	60	Barcelona	Mar-22

Gracias por su atención



www.ree.es





Novos Desenvolvimentos Legislativos

2022

12 de janeiro

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 16 de novembro de 2021 foi publicado o Decreto-Lei nº 98/2021, que unifica os procedimentos para a produção de eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros electroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras.
- ▶ Em 16 de novembro de 2021 foi publicada a Declaração de Retificação nº 813/2021, que retifica o Regulamento nº 785/2021 (Regulamento Tarifário setor elétrico).
- ▶ Em 18 de novembro de 2021 foi publicada a Diretiva nº 16/2021, que aprova a implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação
- ▶ Em 26 de novembro de 2021 foi publicado o Despacho nº 11740-B/2021 do Secretário de Estado Ajusto e da Energia e do Secretário de Estado do Ambiente com a abertura do procedimento concorrencial para a atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à RESP para eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros electroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras.
- ▶ Em 10 de dezembro de 2021 foi publicada a Portaria nº 291/2021 que revoga a Portaria nº 962/2010, de 23 de setembro, que procedeu à classificação das albufeiras de Girabolhos e Bogueira.

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 7 de janeiro de 2022 foi publicada a Diretiva (extrato) nº 1/2022 que aprova os perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2022.
- ▶ Em 7 de janeiro de 2022 foi publicada a Diretiva nº 3/2022, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e os parâmetros para o período de regulação de 2022-2025.

REN 

Fim



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

CTSOSEI

Novedades regulatorias

12 enero 2022 – (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



22-dic

Real Decreto-ley 29/2021, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables

Real Decreto 1125/2021, por el que se regula la concesión de subvenciones directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica

Resolución de 16 de diciembre de 2021, de la CNMC, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2022

Resolución de 9 de diciembre de 2021, por la que se formula declaración ambiental estratégica del "Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026"

27-dic

Resolución de la CNMC por la que se establece la cuantía de retribución del Operador del Sistema para 2022 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación

30-dic

Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022

Orden TED/1494/2021, por la que se adoptan orientaciones de política energética en relación con la circular por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución

2. Procedimientos de Operación (PP.00.)

Novedades relevantes

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Procedimientos de Operación aprobados

- **08/12/21** – Publicación en el BOE* de Resolución de 30 nov. 2021, de la CNMC por la que se **modifican los PP.00. 14.1, 14.3 y 14.4** para incorporar una garantía mínima dinámica que acredite la capacidad económica de sujetos responsables de balance para la liquidación de sus consumidores, 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. 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.

(*) <https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/08/pdfs/BOE-A-2021-20308.pdf>

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Procedimientos de Operación aprobados

- **23/12/21** – Publicación en el BOE* de la Resolución de 9 de diciembre de 2021, de la CNMC por la que se modifica el **Anexo II del P.O. 3.3** y se comunica al OS eléctrico un nuevo valor a efectos de la determinación del precio de las necesidades elásticas para el mes de enero de 2022.
 - **P.O. 3.3.- Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) (anteriormente Gestión de desvíos)**
 - 07/10//21 – Resolución CNMC requiriendo al OS propuestas de modificación del Anexo II del P.O. 3.3.
 - 25/10/21 – Envío a CNMC de Propuesta del OS .
 - 03/12/21 – Comunicación del OS a CNMC de valores adicionales aplicables al precio de las necesidades elásticas en el mes de enero de 2022

(*) <https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/23/pdfs/BOE-A-2021-21304.pdf>

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Procedimientos de Operación aprobados

- **27/12/21** - Publicación en el BOE* de Resolución de la CNMC de 16 de diciembre, por la que se modifica el **P.O. 14.4. y el P.O. 14.3**, para la adaptación de los desvíos a la Metodología ISH**, de precio dual, en virtud del Regl. 2017/2195 – EB.

- **P.O. 14.4 – Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema**
- **P.O. 14.3 – Garantías de pago**

14/05/21 – 16/06/21 – Consulta eSIOS sobre propuesta del OS de modificación del P.O. 14.4

30/06/21 – Envío a la CNMC.

05/10/21 – 04/11/21 – Consulta a Consejo Consultivo y resto de agentes (web CNMC).

16/12/21 – Informe de la CNMC sobre propuesta de resolución.

(*) <https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/27/pdfs/BOE-A-2021-21541.pdf>

(**) Metodología para la armonización de las principales características de la liquidación del desvío (artículo 52.2 del Reglamento (UE) 2017/2195 – Directriz de Balance)

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas del Consejo Consultivo finalizadas

- **08/11/21 – 09/12/21** – Consulta de Consejo Consultivo sobre la Propuesta de **P.O. 3.11.- Reducción automática de potencia en las instalaciones de generación y bombeo (nuevo)** – 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 OS 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 consulta de Consejo Consultivo (hasta 9 diciembre)

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

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas del Consejo Consultivo finalizadas - Sin novedad (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)

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas del Consejo Consultivo finalizadas – Sin novedad (ii)

- **08/10/21** – Publicación de 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 (i)

- **15/10/21 - 12/11/21** - Consulta pública del OS relativa a la propuesta de modificación del P.O. 12.2 para armonización en todo el territorio español, extendiendo la aplicación de los requisitos técnicos de los códigos de Red de Conexión (*) a los sistemas eléctricos de los sistemas eléctricos no peninsulares y para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español (**)

- **P.O. 12.2.- “Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y sistemas HVDC: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad”**

15/10/21 - 12/11/21 - Consulta eSIOS

13/11/21 - En fase de evaluación de comentarios.

* Reglamento (UE) 2016/631, sobre los requisitos de conexión de generadores, Reglamento (UE) 2016/1388 de conexión de la demanda y Reglamentos (UE) 2016/1447 (HVDC)

** https://ree.appiancloud.com/suite/sites/pasos/page/pasos/start-process/iQBzk67mRT_Sm-MJPI4IbC5yJeh3xnnHWIj98ZkGNWJWXnubEc?parameters=5a9b86f3-76e9-4e44-bffe-111ca5e42e47

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas (ii)

- **20/12/21** - Envío a la CNMC del informe relativo a la propuesta del OS de modificación del Anexo II del P.O. 7.2 para la centralización de la corrección del desvío de frecuencia del sistema en la Regulación Compartida Peninsular.
 - **P.O. 7.2.- Regulación secundaria**
 - 23/09/21 - 23/09/21 - Consulta eSIOS
 - 20/12/21 - Informe del Operador del Sistema
 - 20/12/21 - Envío de informe a CNMC.

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

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

- **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 OS
 - 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.

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedades (ii)

- **01/02/21** – Envío al MITERD de propuesta 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 (*)**
 - **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**
- 14/12/20 – 11/01/21 – Consulta eSIOS
- 01/02/21 – Envío MITERD

(*) NB.- Se han abierto varios grupos de trabajo sobre almacenamiento – Como resultado, se ha sometido a consulta en SIOS una nueva modificación del P.O. 12.2 (ver slide 12)

(**) Se está trabajando en otra propuesta (prevista para principios de 2022).

Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas - Sin novedades (iii)

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

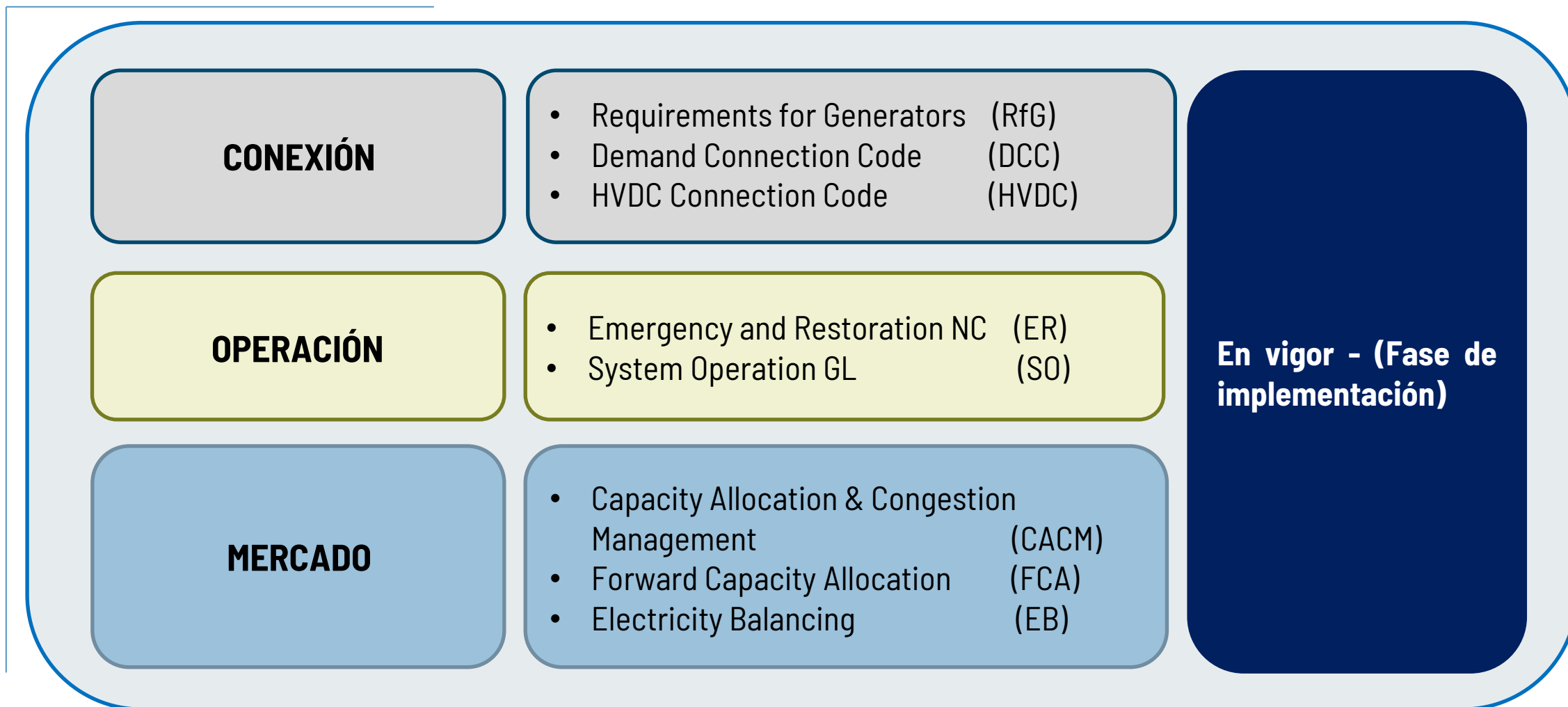
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Consultas públicas del MITERD ya finalizadas sin novedades

- **05/08/21** – Envío de REE a DGPEyM de propuesta de revisión del P.O. 10.5 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)**

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

Situación general



RfG – DCC – HVDC (Implementación nacional)

■ 12/11/2021

- Finaliza el plazo de consulta pública de la propuesta de modificación del PO 12.2:

■ 18/11/2021

- Publicación de adenda a la versión 2.1 de la NTS relativa al requisito de amortiguamiento de oscilaciones y a la necesidad de que a partir del 15/2/2022 éste forme parte del certificado.
- Publicación de la versión 2 de la guía de aplicación para la evaluación del requisito de amortiguamiento de oscilaciones.

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)

✓ **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).

(*) LER : limited energy reservoirs

Principales novedades

Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)

- ✓ **18/11/2021** → Publicación por ENTSO-E del 2021 Bidding Zone Technical Report para el período 2018-2020, dando así, respuesta a la solicitud de ACER de fecha 18 de febrero 2021
- ✓ **18/12/2021** → Aprobación por parte de ACER de la metodología revisada de Reparto de Rentas de Congestión (Anexo I de Decisión No 16/2021) (artículo 73(1) GL CACM)
- ✓ **20/12/2021** → Publicación por parte de ACER de su recomendación de modificaciones de la GL CACM

Forward Capacity Allocation (FCA)

- ✓ **29/11/21** → Aprobación por parte de ACER de la actualización de las Reglas HAR (Harmonised Allocation Rules) (Anexo I de la Decisión No 15/2021), (Art 68(5) de la GL FCA).

Electricity Balancing (EB)

- ✓ **26/11/21 - 28/12/221** → Consulta pública CNMC sobre propuesta de Resolución para la concesión de excepción temporal de conexión a la plataforma PICASSO (art. 21(6) de la EB GL)
- ✓ **30/11/21-30/12/221** → Consulta pública CNMC sobre propuesta de Resolución para la concesión de excepción temporal de conexión a la plataforma MARI (art. 20(6) de la EB GL)
- ✓ **16/12/2021** → Resolución CNMC por la que se aprueban los PP.00. 14,3 y 14.4 con cambios asociados a la armonización de la liquidación del desvío (ISH)

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 (*)

Hitos recientes

- ✓ **27/07/2021** – Publicación de las Framework Guidelines (FGL) en la página web de ACER.
- ✓ **27/07/21 – 11/11/21** – Drafting Team para la cooperación 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.
- ✓ **12/11/2021 – 10/12/2021** – Consulta pública de ENTSO-E y EU-DSO sobre NC de Ciberseguridad + 2 workshop (19 Nov. + 8 Dic.)

Próximos pasos:

- ✓ **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

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

N 15/12/21

- Revisión del 3er Paquete de Gas
- Propuesta Regl. Sobre Mercado interior par gas natural y renovable y para hidrógeno
- Directiva de Eficiencia energética en edificios

N 15/12/21
Acuerdo provisional del "Trilogo"

15/12/20
Propuesta Reglamento TEN-E (REV)

19/11/2020
Estrategia Renovables Marinas (COM)

14/10/20
Informes por EM sobre PNIÉCs
COM - Eficiencia energética de edificios: Estrategia «Oleada de renovación»

17/09/20
COM-Objetivos reducción GEI 2030 - aumento a 55%
Ley Europea del Clima (REV. Regl.)
COM-Revisión PNIÉCs EU-27

15/09/20
Regl. 2020/1294 Mecanismo financiación de EE.RR. de la UE.

8/07/20
Estrategia UE para Integración del sistema energético
Estrategia del Hidrógeno para una Europa Climáticamente neutra

Alianza del Hidrógeno Limpio

18/06/20
Regl. 2020/852 (TAXONOMÍA)
21/04/2021
Acto delegado taxonomía

20/05/20
Estrategia de Biodiversidad (COM)

11/03/20
-Plan de Acción Economía Circular
-Estrategia Industrial de la UE

28/06/2021
Aprobación Cons. 1ª Lectura
4/3/20
Propuesta de Ley Europea del Clima

24/06/2021
Aprobación PE 1ª Lectura

11/12/19
COM - Pacto Verde Europeo

14/01/20
- Propuesta Regl de Fondo de Transición Justa
-Propuesta Plan de Inversiones UE

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:

✓ 12/11/2021

- Finaliza el plazo de consulta pública de la propuesta de modificación del PO 12.2:
 1. Propuesta de armonización para todo el territorio Español, extendiendo la aplicación del RfG, Reg. DCC y Reg. HVDC a los sistemas eléctricos de los sistemas eléctricos no peninsulares.
 2. Para introducir los requisitos técnicos para dar cobertura a las hibridaciones y al almacenamiento para todo el territorio Español.

Tras el cierre del Grupo de Trabajo PO 12.2 con el sector y la fase de consulta pública desde el 15/10 hasta el 12/11/2021, ahora se pasa a la fase de evaluación de los comentarios recibidos.

✓ 18/11/2021

- Publicación de adenda a la versión 2.1 de la NTS relativa al requisito de amortiguamiento de oscilaciones y a la necesidad de que a partir del 15/2/2022 éste forme parte del certificado.
- Publicación de la versión 2 de la guía de aplicación para la evaluación del requisito de amortiguamiento de oscilaciones.

Próximos hitos:

- Envío final a MITERD de la propuesta de modificación del PO 12.2 durante el primer trimestre de 2022

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)

Tiempo de disponibilidad requerida a los proveedores LER (*) de FCR

- ✓ **07/10/2021** → 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).
- ✓ **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).

Intercambio de datos - Próximos hitos y plazos

- ✓ **1T 2022** → 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).
- ✓ **1T 2022** → Aprobación del acuerdo entre el OS y los GRD describiendo los procesos de intercambio de datos entre ambos (Art. 40 (7)).
- ✓ **Sin previsión** → Aprobación de la propuesta de implementación nacional del Artículo 40(5) (MITECO) de la S0 GL.

DIRECTRICES DE MERCADO (I)

Directriz CACM (Reg. 2015/1222)

Hitos recientes

- ✓ **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 la 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, de fecha 7 de mayo de 2021
- ✓ **18/11/2021** → Publicación por ENTSO-E del 2021 Bidding Zone Technical Report para el período 2018–2020, dando así, respuesta a la solicitud de ACER de fecha 18 de febrero 2021
- ✓ **18/12/2021** → Aprobación por parte de ACER de la metodología revisada de Reparto de Rentas de Congestión (Anexo I de Decisión No 16/2021) de acuerdo con el artículo 73(1) GL CACM
- ✓ **20/12/2021** → Publicación por parte de ACER de su recomendación de modificaciones de la GL CACM

Próximos hitos

- ✓ **18/01/2021** → Convocado Webinar de ACER sobre su recomendación de modificaciones de la GL CACM
- ✓ **T1 2022** → 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 se aprobó la metodología FRC (reparto de costes de firmeza y compensación) (art. 61). Esta nueva Decisión de ACER establece la obligatoriedad de que la metodología FRC sea revisada en caso de modificarse la metodología CID (art. 57) derivada de la GL FCA.
- ✓ **29/11/21** → Aprobación por parte de ACER de la actualización de las Reglas HAR (Harmonised Allocation Rules) (Anexo I de la Decisión No 15/2021), de acuerdo con el artículo 68(5) de la GL FCA.

DIRECTRICES DE MERCADO (III)

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

Hitos recientes

- ✓ **5/10/21 - 4/11/21** → [Consulta pública CNMC](#) para la adaptación de los Procedimientos de Operación P.O. 14,3 y 14.4 a la armonización de la liquidación del desvío (Imbalance Settlement Harmonization (ISH) artículo 52 (2) la EB GL) aprobada por ACER en su Decisión 18/2020
- ✓ **15/12/21** → Envío de "All TSOs" a ACER y publicación en web de ENTSO-E 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 la compartición de reservas de balance (tratamiento conjunto de ofertas de energía y de reserva) (artículo 13 de la metodología establecida por ACER en su [Anexo I - Decisión 12-2020](#) derivada del artículo 40.1 de la EB GL)
- ✓ **26/11/21-28/12/221** → [Consulta pública CNMC](#) sobre propuesta de Resolución para la concesión de excepción temporal de conexión a la plataforma PICASSO, de acuerdo con el artículo 21(6) de la EB GL
- ✓ **30/11/21-30/12/221** → [Consulta pública CNMC](#) sobre propuesta de Resolución para la concesión de excepción temporal de conexión a la plataforma MARI, de acuerdo con el artículo 20(6) de la EB GL
- ✓ **16/12/2021** → Resolución CNMC por la que se aprueban los Procedimientos de Operación P.O. 14,3 y 14.4 con cambios asociados a la armonización de la liquidación del desvío (ISH)

Próximos hitos y plazos

- ✓ **Febrero 2022** → Prevista decisión de ACER sobre propuesta "All TSOs" de modificación de 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 la evolución de los precios límite en el MI europeo.
- ✓ **Febrero 2022** → Previsto envío a ACER de la propuesta de modificación "All TSOs" de los Implementation Framework (IF) para las plataformas europeas de intercambio de productos mFRR, aFRR e IN (mFRRIF, aFRRIF e INIF respectivamente) (artículos 20.1, 21.1 y 22.2 de la EB GL).

4. Novedades Legislación UE

Reglamento 2019/943 de Electricidad

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

- ✓ **19/11/2021** → Solicitada excepción temporal por parte de REE para el año 2022 en interconexiones FR-ES y PT-ES

■ 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.
- ✓ **T1 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

NC en ciberseguridad

- ✓ 10/12/21 - Cerrada la consulta pública al borrador propuesto por ENTSOE
- ✓ 14/01/22 - Envío de ENTSOE a ACER del borrador de NC

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

- ✓ 18/10/2021 – ACER retira su decisión 08-2021 por la que se definen las SOR.
- ✓ Q1/2022 – Se espera nueva Decisión de ACER.

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

- ✓ 20/01/2021 – ARNs han acordado el Documento para el Establecimiento de RCCs en Central SOR.
- ✓ Q1/2022 – Propuesta de TSOs a ARNs que actualiza el Documento para el Establecimiento de RCCs en Central SOR.
- ✓ Julio 2022 – RCCs operativos.

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

- ✓ 3.01.2022 ENTSOE enviará a ACER la propuesta de alcance de la implicación de RCCs en los análisis e informes tras la operación y a raíz de perturbaciones de acuerdo con el artículo 37(1)(i) del Reglamento de Electricidad.
- ✓ 17/10/21-31/01/22 – Consulta pública a la propuesta de ENTSOE para el desarrollo de las tareas de RCCs de apoyo al dimensionamiento de las reservas en la región y facilitación de la adquisición de capacidad de balance de acuerdo con el artículo 37(1)(j y k) del Reglamento de Electricidad.

Reglamento 2019/941 – Preparación ante riesgos

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

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



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

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

Dirección de **Operación**

Fecha de ejecución Diciembre-2021

31 de diciembre de 2021



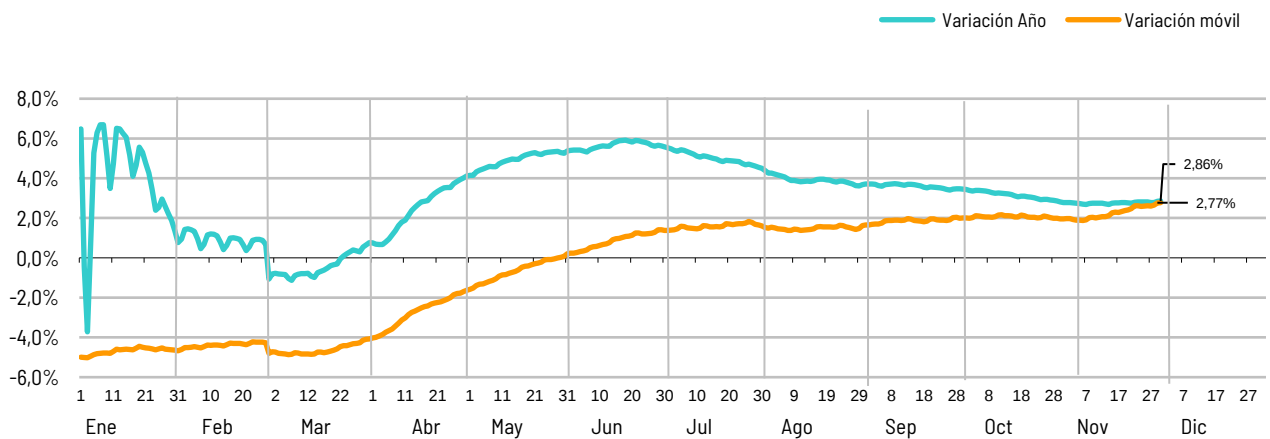
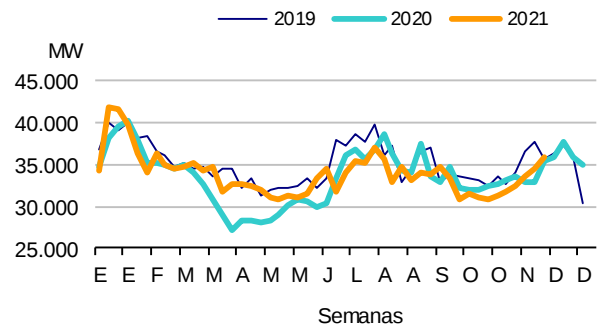
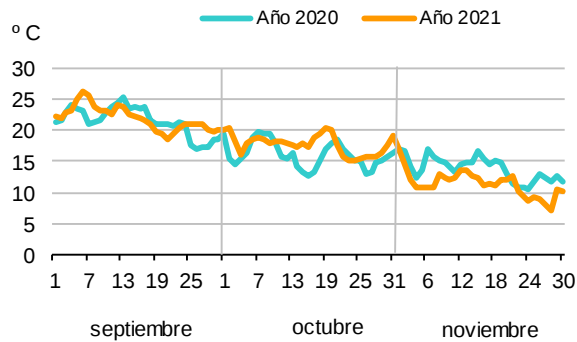
Índice

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 Noviembre en b.c. ha alcanzado un valor de 20.364 GWh. Ello supone un aumento del 3,6% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta un aumento del 1,0%



Punta máxima Noviembre 2021:	36.287 MWh (martes día 30)
Punta máxima Noviembre 2020:	35.103 MWh (martes día 24)
Punta máxima año 2021:	41.476 MWh (viernes día 8 de enero)
Energía diaria máx. Noviembre 2021:	755 GWh (martes día 30)
Energía diaria máx. Noviembre 2020:	730 GWh (jueves día 26)
Energía diaria máx. año 2021:	834 GWh (miércoles día 13 de enero)



2. MEDIOS de GENERACIÓN

2.1. HIDRÁULICA

El mes de Noviembre registra una hidraulicidad inferior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidroeléctrico un valor de 0,4. El índice acumulado anual registra un valor de 0,9.

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	1.158	-52,97	1.161	0,47	84,0
Diciembre					
Total	27.021	-1,5	23.558	0,89	62,6

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

A finales de Noviembre las reservas son inferiores en casi 13,2 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	3.320	37	2.635	28	5.956	32
Diciembre						



2.2. CONSUMO BOMBEO

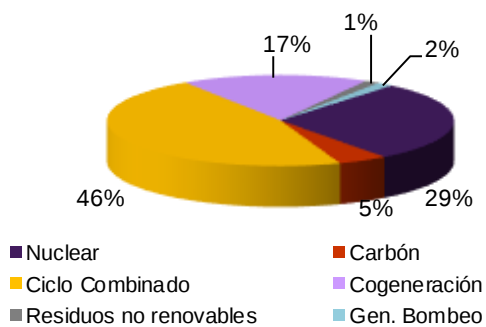
El consumo mensual para el bombeo en Noviembre ha sido de 270 GWh, inferior en un 8,9% al del mismo periodo del año 2020.

2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

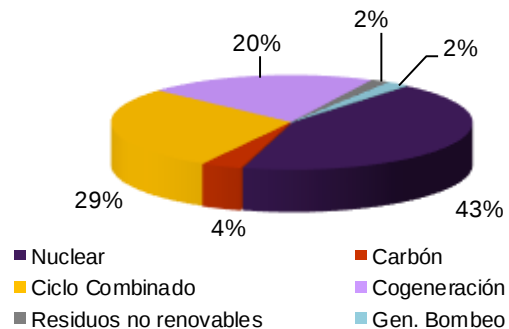
Producción de Noviembre : 12.483 GWh, un 13,7% superior a la del mismo periodo del año 2020.

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

Noviembre 2021

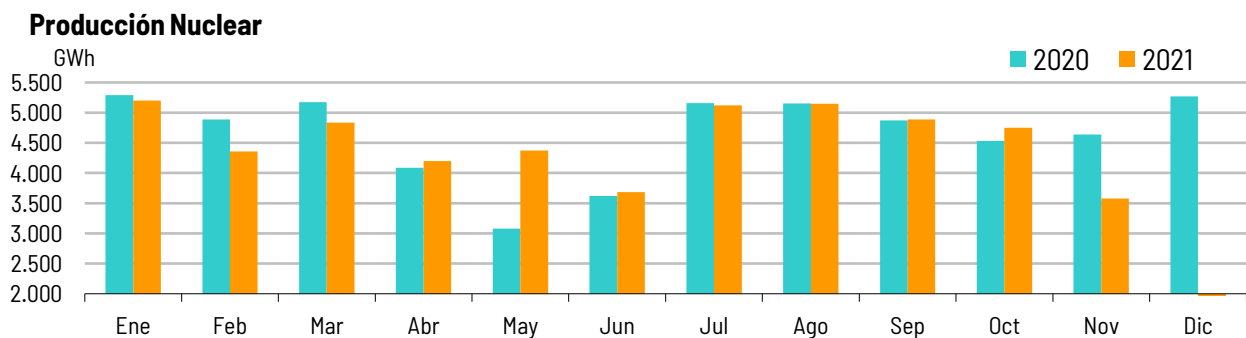


Acumulado 2021



2.3.1. Nuclear

Producción de Noviembre : 3.580 GWh, un 22,8% inferior a la del mismo periodo del año 2020.

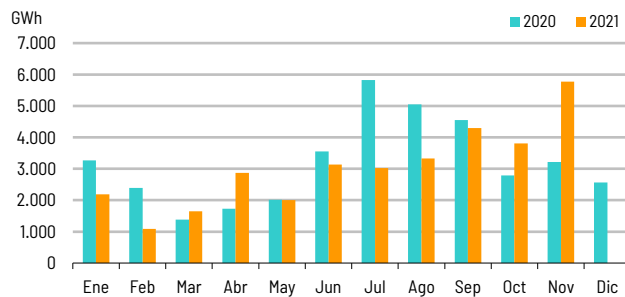




2.3.2. Ciclo Combinado

Producción de Noviembre : 5.777 GWh, un 79,4% superior a la del mismo período del año 2020.

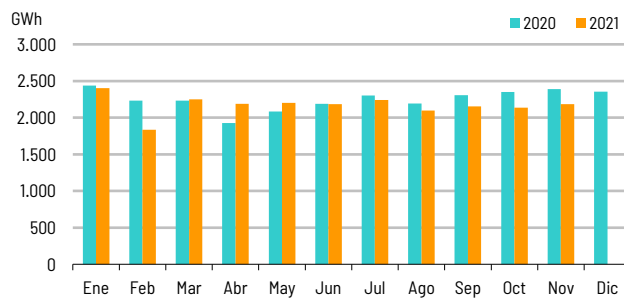
Generación con Ciclo Combinado



2.3.3. Cogeneración

Producción de Noviembre : 2.182 GWh, un 8,7% inferior a la del mismo período del año 2020.

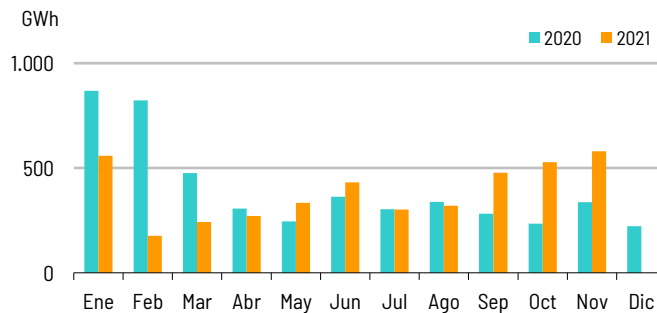
Generación con Cogeneración



2.3.4. Carbón

Producción de Noviembre : 579 GWh, un 72,3% superior a la del mismo período del año 2020.

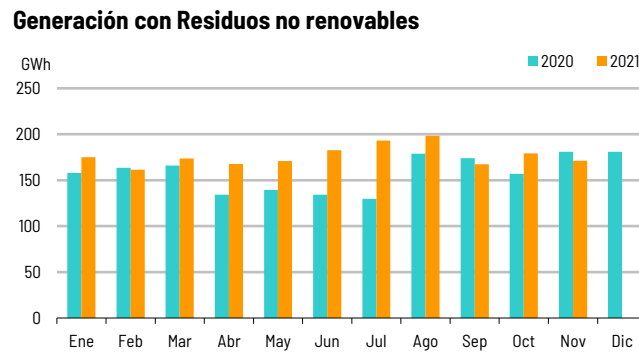
Generación con Carbón





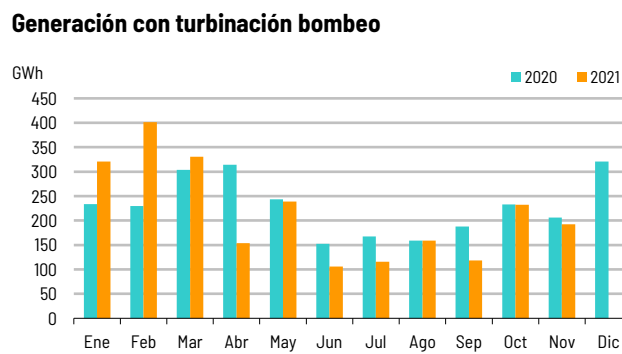
2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Noviembre : 171 GWh, un 5,2% inferior a la del mismo período del año 2020.



2.3.6. Turbinación Bombeo

Producción de Noviembre : 192 GWh, un 6,6% inferior a la del mismo período del año 2020.



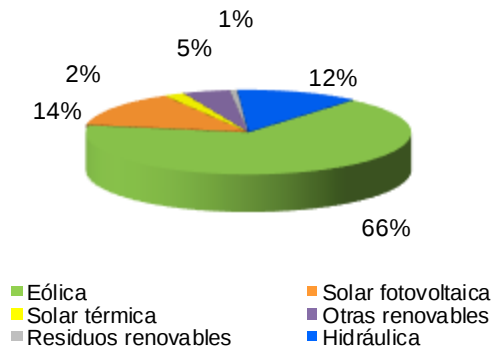


2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

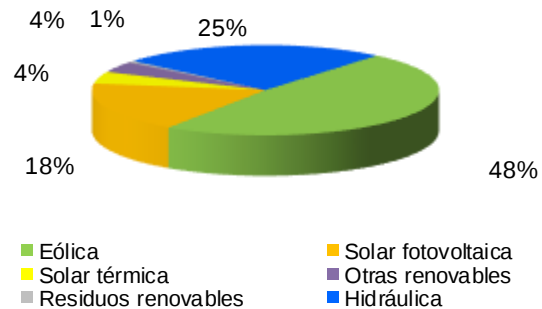
Producción de Noviembre : 7.798 GWh, un 14,6% superior a la del mismo período del año 2020.

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

Noviembre 2021



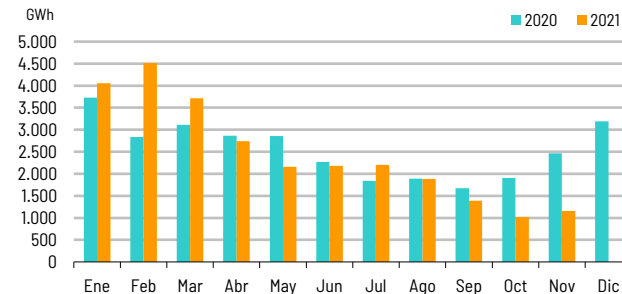
Acumulado 2021



2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Noviembre : 1.158 GWh, un 53,0% inferior a la del mismo período del año 2020.

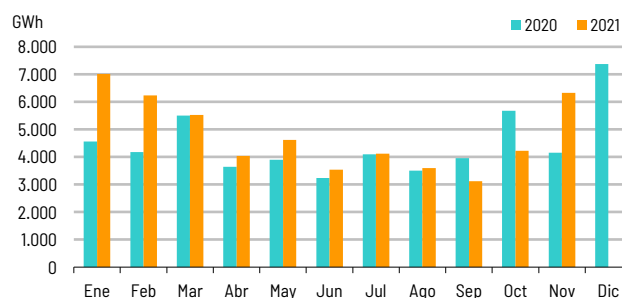
Generación con hidráulica



2.4.2. Eólica

Producción de Noviembre : 6.332 GWh, un 52,4% superior a la del mismo período del año 2020.

Generación con Eólica

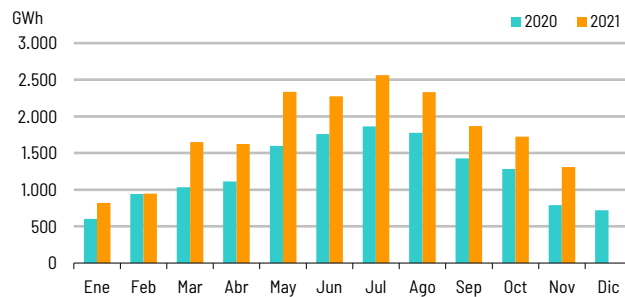




2.4.3. Fotovoltaica

Producción de Noviembre : 1.310 GWh, un 65,7% superior a la del mismo período del año 2020.

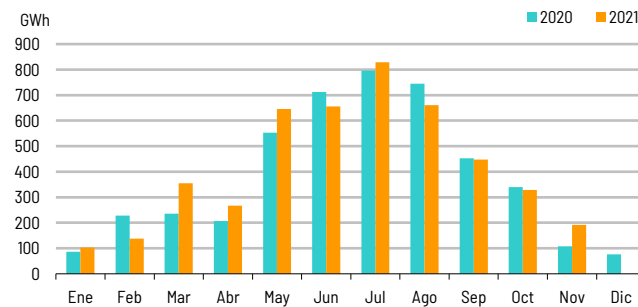
Generación con Solar fotovoltaica



2.4.4. Solar Térmica

Producción de Noviembre : 192 GWh, un 77,9% superior a la del mismo período del año 2020.

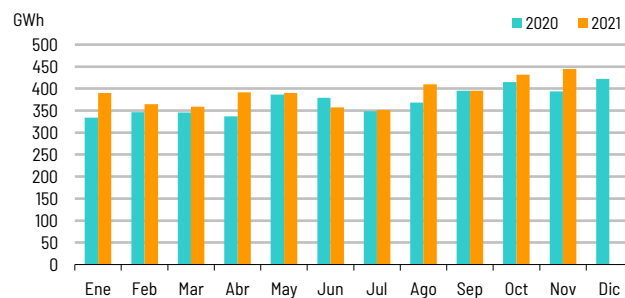
Generación con Solar térmica



2.4.5. Otras Renovables

Producción de Noviembre : 444 GWh, un 12,9% superior a la del mismo período del año 2020.

Generación con otras renovables

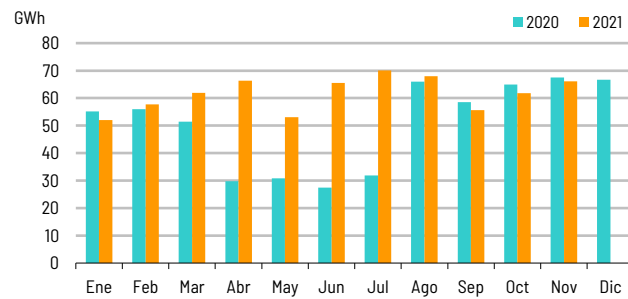




2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Noviembre : 66 GWh, un 2,1% 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 BIESCAS: GR1	20.11.21 20.11.21	REE	Sustitución columna de seccionador.
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 1	22.11.21 30.11.21	REE	Reparar botella terminal del cable 320 kV y mantenimiento de la convertora.
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 1	30.11.21 31.12.21	REE	PET para comprobar reparación en polo positivo.
L-150 kV BENÓS-LAC D'OO	18.11.21 18.11.21	Endesa	Instalación interruptor en Benós.
L-150 kV BENÓS-LAC D'OO	9.11.21 10.11.21	Endesa	Reparación de avería en empalme.
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-66 kV RIOCAYA- ALCAÇOVA,1	23.11.21 23.11.21	REE	Por descargo de Endesa distribución.
L-220 kV ALDEADAVILA-POCIÑO 1	18.11.21 20.11.21	REN	Mantenimiento.
L-220 kV SAUCELLE-POCIÑO	23.11.21 25.11.21	REN	Mantenimiento.
L-220 kV ALDEADAVILA-POCIÑO 1	26.11.21 26.11.21	REN	Pruebas por trabajos de REN .

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.



ANDORRA

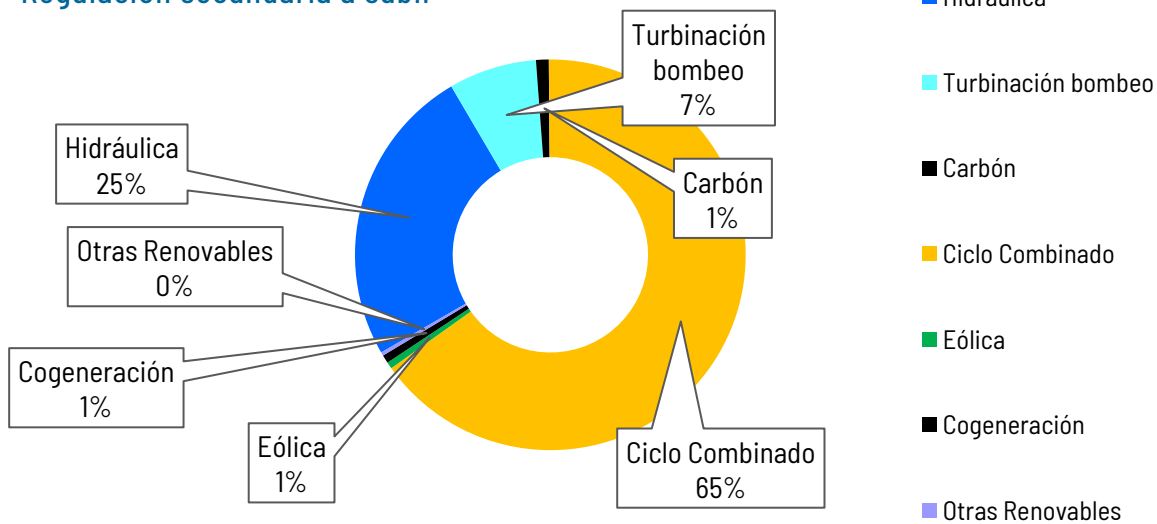
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
-------------	-------	-------------	-------------



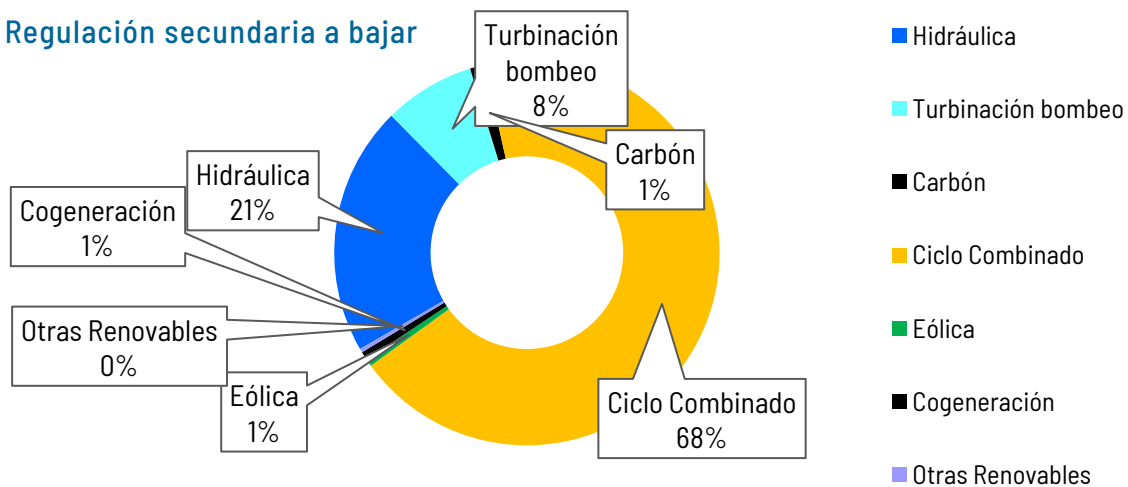
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	104.994	74.251
Turbinación bombeo	30.752	27.163
Carbón	4.449	4.449
Ciclo Combinado	275.543	243.239
Eólica	2.334	2.218
Cogeneración	2.874	2.504
Otras Renovables	1219	1117
Total	422.165	354.941

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
02.11.21	SE 220 kV TORRIJOS	Nueva posición CAROLA (89B1-7, 89B2-7 y 52-7) para futura evacuación de generación renovable.
04.11.21	SE 400 kV VILLANUEVA ESCUDEROS	Nueva posición para evacuación generación renovable. Nueva L-400 kV VILLANUEVA ESCUDEROS-VILLANUEVA ESCUDEROS RENOVABLES (no REE), queda en tensión hasta la realización de medidas en carga en VILLANUEVA ESCUDEROS RENOVABLES del ATP-1 400/132 kV y la SE 132 kV. (ambos no REE).
05.11.21	SE 220 kV J.M. ORIOL	Nueva calle (521-6, 520-6, 89B1-6, 8910-6, 8901-6, 89B2-6 y 893-6). Al crearse esta nueva calle, la posición FV.ORIOL ha pasado de estar en calle 4 a calle 6. La posición que ocupaba en calle 4 queda para colocar una posición futura (ARENALES). Queda en tensión 24 horas. En carga el 06.11.21
18.11.21	SE 220 kV HOSPITALET	Nueva posición CERDÁ (52-7, 89B1-7 y 89B2-7).
20.11.21	SE 220 kV LOS LEONES	Nueva SE 220 kV LOS LEONES blindada con configuración de doble barra con ACP y posiciones VILLANUEVA DE GALLEGO 1, VILLANUEVA DE GALLEGO 2, futuro ATP1 220/132 kV y futuro ATP2 220/132 kV Queda en tensión durante 24 horas. Nuevas L-220 kV LOS LEONES-VILLANUEVA GÁLLEGO 1 y 2. En carga el 21.11.21. - SE 220 kV VILLANUEVA de GÁLLEGO posición LOS LEONES 1 (52-8, 89B1-8, 89B2-8 y 89-8). - SE 220 kV VILLANUEVA de GÁLLEGO posición LOS LEONES 2 (52-10, 89B1-10, 89B2-10 y 89-10). - SE 220 kV LOS LEONES posición VILLANUEVA 1. (52-4, 89B1-4, 89B2-4 y 89-4). - SE 220 kV LOS LEONES posición VILLANUEVA 2. (52-3, 89B1-3, 89B2-3, 89-3). - SE 220 kV LOS LEONES posición ACP. (52-5, 89B1-5 y 89B2-5). SE 220 kV LOS LEONES posición FUTURO ATP-2. (52-6, 89B1-6 y 89B2-6).
23.11.21	SE 400 kV MUNIESA PROMOTORES	NUEVO ATP-3 400/220 kV (260 MVA)(no REE). Queda en carga el 24.11.21.
25.11.21	SE 220 kV TARRAGONA	Nueva posición COVESTRO (89B1-11, 89B2-11, 52-11 y 89-11).
25.11.21	L-220 kV ARAVACA-VENTAS BATÁN	Nuevo circuito L-220 kV ARAVACA-VENTAS BATÁN. Desaparecen L-220 kV ARAVACA-VENTAS y L-220 kV VENTAS-VENTAS BATÁN. La SE 220 kV VENTAS causa baja.
26.11.21	SE 400 kV VALDECABALLEROS	Nuevo transformador PVT de SS.AA. posición TRA2
27.11.21	SE 220 kV LOS LEONES	Nueva posición ATP-1. (52-7, 89B1-7 y 89B2-7) y nuevo ATP-1 220/132 kV (160 MVA)(no REE). En carga el 28.11.21.



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 Diciembre 2021**

Dirección de **Operación**

Fecha de ejecución Diciembre-2021

7 de enero de 2022



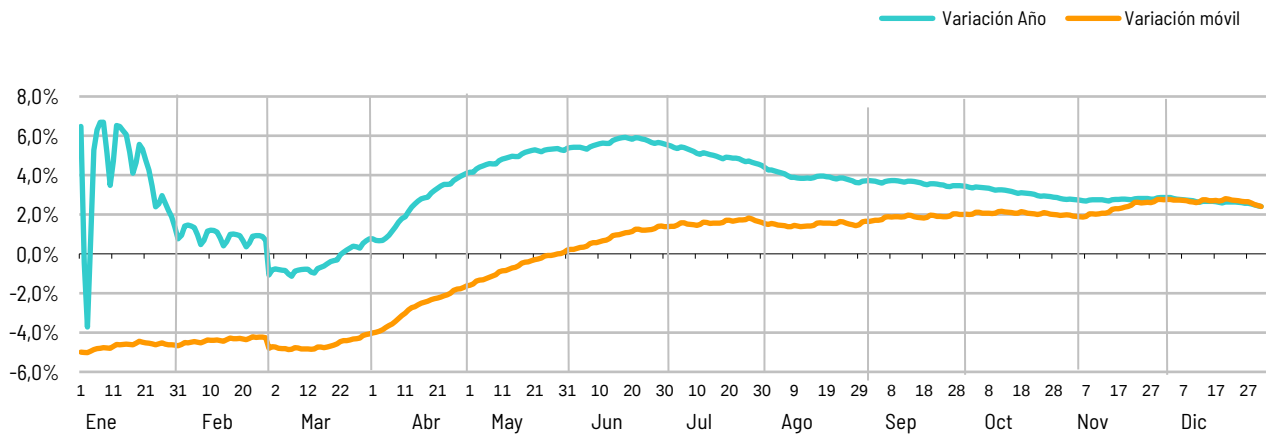
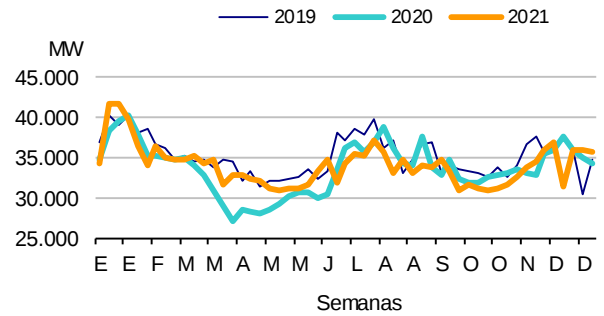
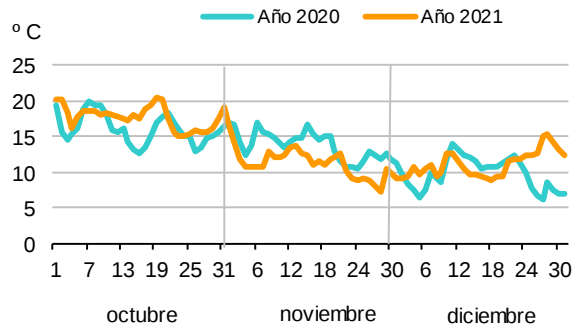
Índice

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.....	10
5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED	11
6. NUEVAS INSTALACIONES RdT	12



1. DEMANDA

La demanda del mes de Diciembre en b.c. ha alcanzado un valor de 20.846 GWh. Ello supone un descenso del 2,1% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta un descenso del 1,6%



Punta máxima Diciembre 2021:	36.941 MWh (jueves día 2)
Punta máxima Diciembre 2020:	37.953 MWh (miércoles día 9)
Punta máxima año 2021:	41.476 MWh (viernes día 8 de enero)
Energía diaria máx. Diciembre 2021:	760 GWh (jueves día 2)
Energía diaria máx. Diciembre 2020:	770 GWh (jueves día 19)
Energía diaria máx. año 2021:	834 GWh (miércoles día 13 de enero)



2. MEDIOS de GENERACIÓN

2.1. HIDRÁULICA

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

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	1.158	-52,97	1.161	0,47	84,0
Diciembre	2.503	-21,58	3.226	1,00	31,7
Total	29.525	-3,6	26.784	0,90	60,4

En Diciembre , el conjunto de las reservas hidroeléctricas ha aumentado en 3,9 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Diciembre las reservas son inferiores en casi 14,8 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	3.320	37	2.635	28	5.956	32
Diciembre	3.921	44	2.758	29	6.679	36



2.2. CONSUMO BOMBEO

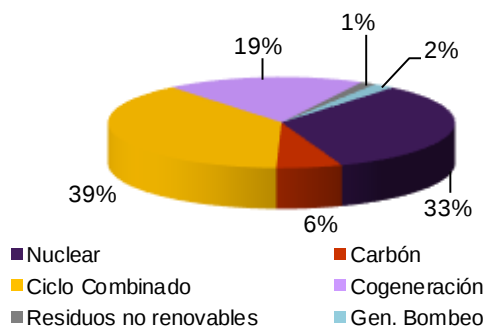
El consumo mensual para el bombeo en Diciembre ha sido de 552 GWh, superior en un 4,5% al del mismo periodo del año 2020.

2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

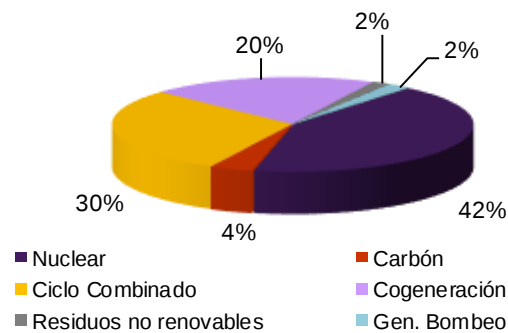
Producción de Diciembre : 11.826 GWh, un 8,3% superior a la del mismo período del año 2020.

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

Diciembre 2021



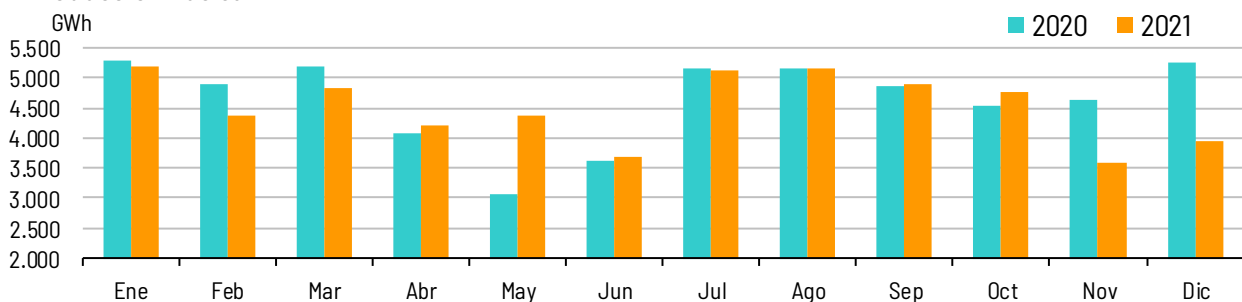
Acumulado 2021



2.3.1. Nuclear

Producción de Diciembre : 3.932 GWh, un 25,4% inferior a la del mismo período del año 2020.

Producción Nuclear

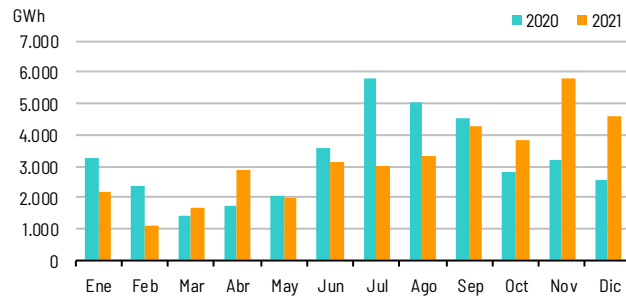




2.3.2. Ciclo Combinado

Producción de Diciembre : 4.567 GWh, un 78,1% superior a la del mismo período del año 2020.

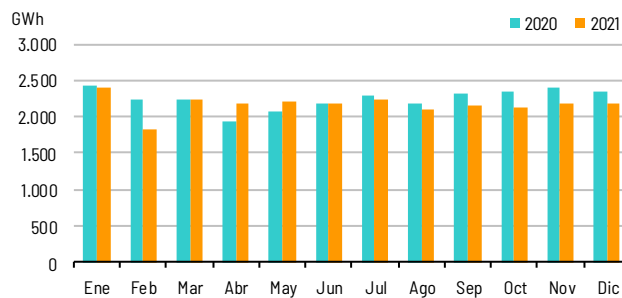
Generación con Ciclo Combinado



2.3.3. Cogeneración

Producción de Diciembre : 2.182 GWh, un 8,7% inferior a la del mismo período del año 2020.

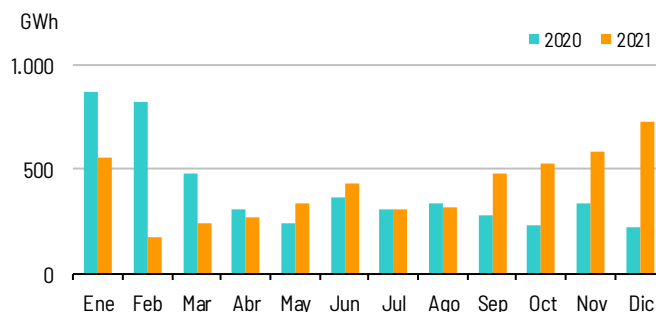
Generación con Cogeneración



2.3.4. Carbón

Producción de Diciembre : 723 GWh, un 225,7% superior a la del mismo período del año 2020.

Generación con Carbón

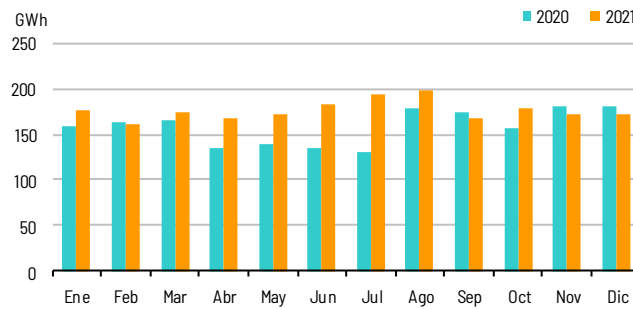




2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Diciembre : 172 GWh, un 5,1% inferior a la del mismo período del año 2020.

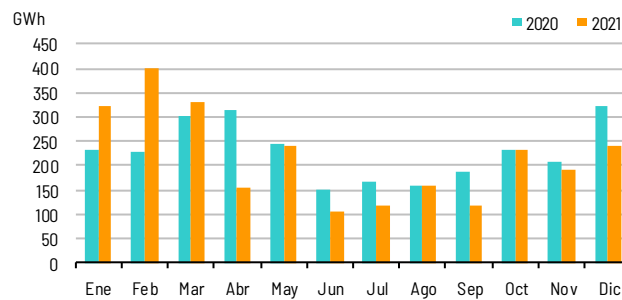
Generación con Residuos no renovables



2.3.6. Turbinación Bombeo

Producción de Diciembre : 239 GWh, un 25,5% inferior a la del mismo período del año 2020.

Generación con turbinación bombeo



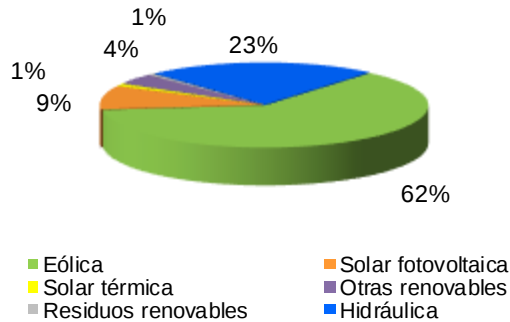


2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

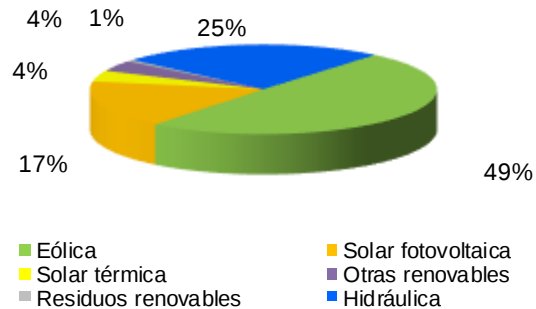
Producción de Diciembre : 10.918 GWh, un 55.0% superior a la del mismo período del año 2020.

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

Diciembre 2021



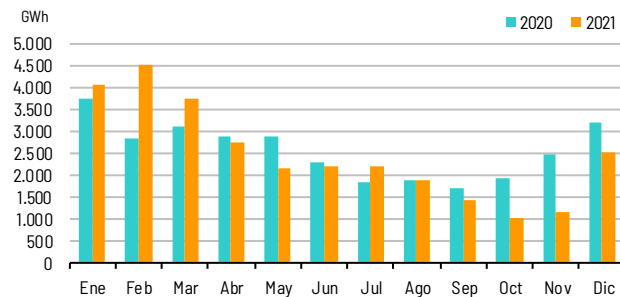
Acumulado 2021



2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Diciembre : 2.503 GWh, un 21,6% inferior a la del mismo período del año 2020.

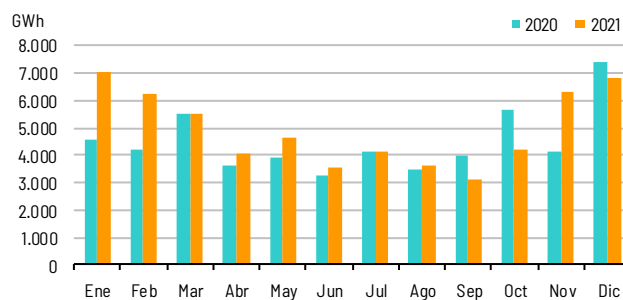
Generación con hidráulica



2.4.2. Eólica

Producción de Diciembre : 6.789 GWh, un 8,0% inferior a la del mismo período del año 2020.

Generación con Eólica

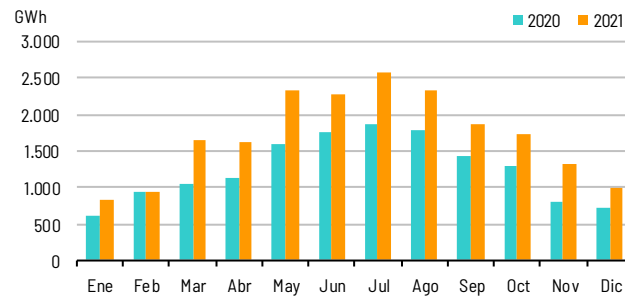




2.4.3. Fotovoltaica

Producción de Diciembre : 989 GWh, un 37,3% superior a la del mismo período del año 2020.

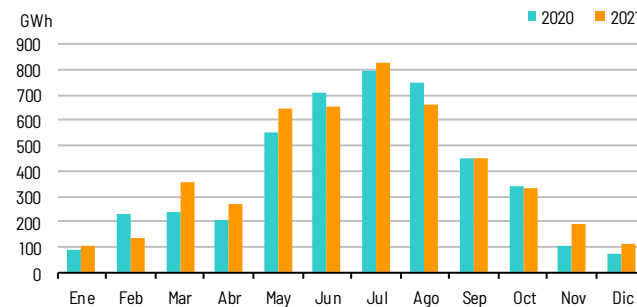
Generación con Solar fotovoltaica



2.4.4. Solar Térmica

Producción de Diciembre : 114 GWh, un 49,6% superior a la del mismo período del año 2020.

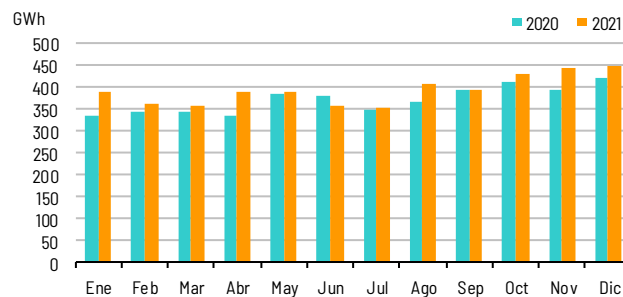
Generación con Solar térmica



2.4.5. Otras Renovables

Producción de Diciembre : 449 GWh, un 6,4% superior a la del mismo período del año 2020.

Generación con otras renovables

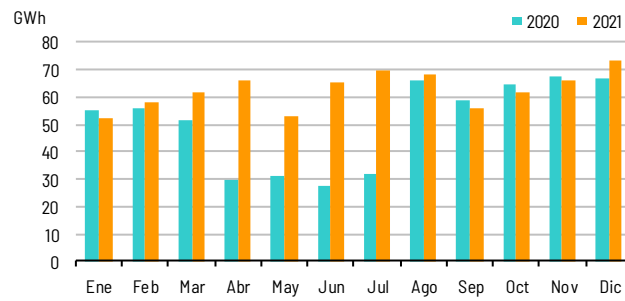




2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Diciembre : 73 GWh, un 10,1% superior 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
320 kV EC SANTA LLOGAIA EC BAIXAS 1	30.11.21 01.12.21	REE	PET para comprobar reparación en polo positivo.
SE 220 KV ARKALE:DF1	05.12.21 05.12.21	REE	Sustitución de fusibles en terciario.
L-150 kV BENÓS-LAC D'OO	12.12.21 16.12.21	REE	Desacopla para Mantenimiento.
L-220 kV BIESCAS-PRAGNERES	15.12.21 15.12.21	REE	Sin renganches para trabajos.
320 kV EC BAIXAS 1:TRP-1	22.12.21 22.12.21	RTE	Trabajos RTE.
L-132 kV IRUN-ERRONDENIA	22.12.21 23.12.21	RTE	Trabajos de RTE. PES nuevo interruptor.
L-132 kV IRUN-ERRONDENIA	25.10.21 22.12.21	RTE	Desacopla para trabajos de RTE
L-400 kV VIC-BAIXAS	25.10.21 31.01.22	RTE	Sin renganches para trabajos RTE
L-132 kV IRUN-ERRONDENIA	28.12.21 30.12.21	RTE	Trabajos de RTE. en TR5.

PORTUGAL

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-132 kV CONCHAS-LINDOSO	11.08.18 31.12.22	REN	Abierta, aislada y p.a.t. por parte de REN sin trabajos asociados.

MARRUECOS

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV PTO.CRUZ-E.T.TARIFA-E.T.FARDIOUA-BENI HARCHANE-MELLOUSA	08.03.21 31.01.22	REE	Reparación de CABLE4, queda en descargo tras disparo del mismo en PES.

ANDORRA

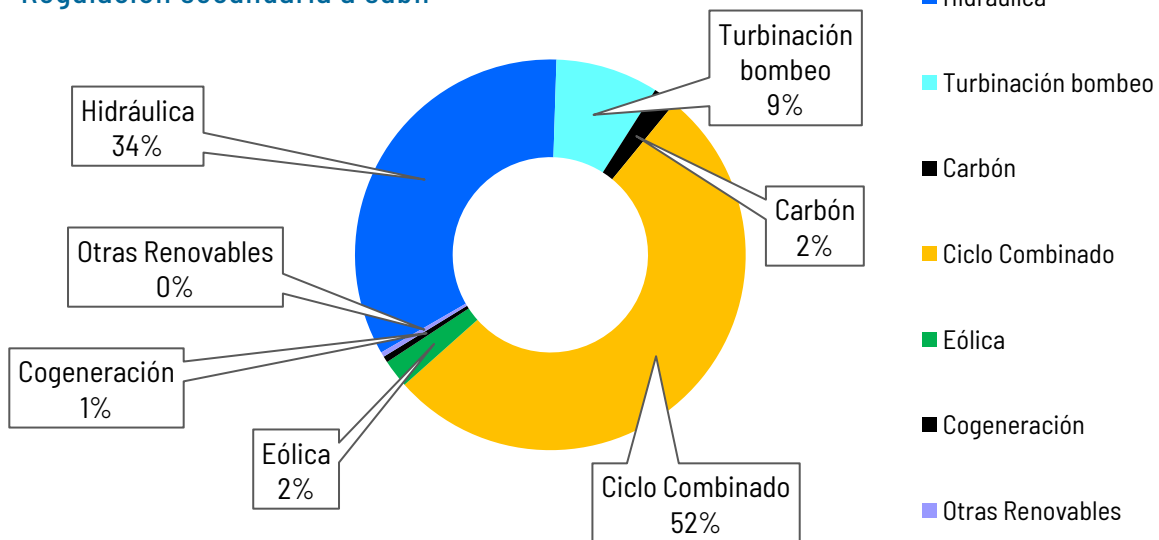
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios



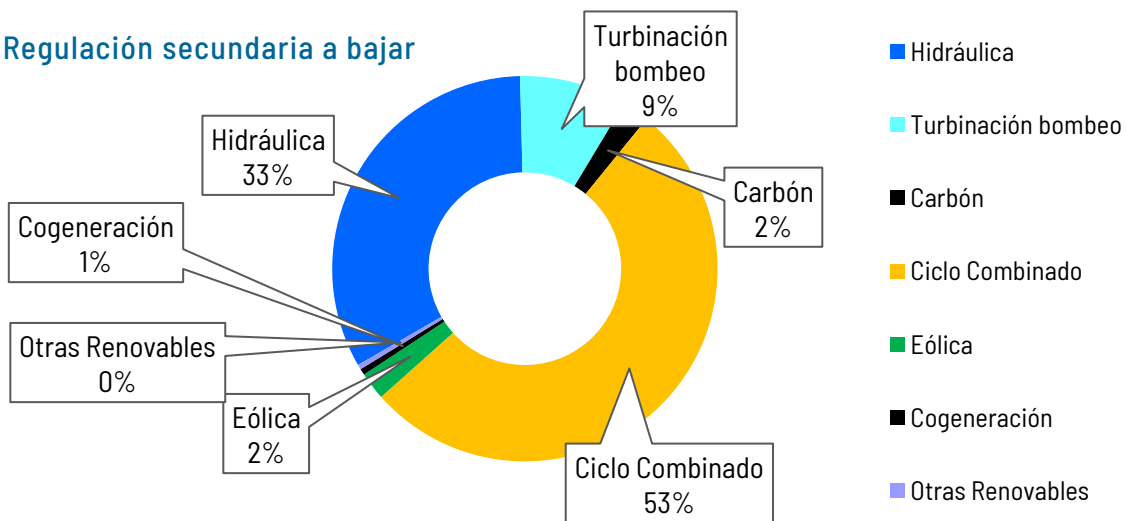
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	146.487	120.540
Turbinación bombeo	36.895	32.990
Carbón	8.241	8.241
Ciclo Combinado	227.258	192.291
Eólica	10.112	8.533
Cogeneración	2.243	1.925
Otras Renovables	1719	1477
Total	432.955	365.997

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
01.12.21	SE 220 kV J.M. ORIOL	Nueva posición TRP4 (521-5, 89B1-5, 893-5, 8910-5 y 8901-5). Queda en carga del TRP-4 220/45/16 kV (100 MVA) el 27.12.21.
02.12.21	L-220 kV MEZQUITA- VALDECONEJOS 1	Nueva línea. En SE 220 kV VALDECONEJOS se pone en posición SIERRA COSTERA. Se deja fuera servicio el automatismo de Escucha.
12.12.21	SE 220 kV ILLORA	Nuevo transformador a distribución TF-1 220/132 kV BERMEJALES. En carga el 14.12.21.
13.12.21	SE 220 kV SAN SERVAN	Nueva posición INFRAESTRUCTURAS SAN SERVAN (52-12, 89B1-12, 89B2-12 y 89-12), para próxima evacuación generación renovable.
15.12.21	SE 400 kV BROVALES	Nueva posición para evacuación de generación renovable. Queda en tensión hasta la realización de medidas en carga.
16.12.21	SE 220 kV FACULTATS	Nuevo transformador TRP2 220/25 kV (65 MVA) (no REE). En carga el 16.12.21.
17.12.21	SE 400 kV CARRIL	Nueva Calle 3: POS. Futura COLECTORA CARRIL (521-3, 520-3, 89B1-3, 8910-3, 8901-3 y 89B2-3).
17.12.21	SE 220 kV ARENALES	Nueva SE de doble barra con posiciones: J.M. ORIOL 1, IS ARENALES 1 y ACP, y dos posiciones futuras CACERES 1 y TRUJILLO 1. Nueva SE de enlace IS ARENALES (no REE). Nuevas líneas J.M. ORIOL- ARENALES y ARENALES-IS ARENALES.
17.12.21	SE 220 kV ACECA	Nuevo transformador PVT de SS.AA. posición TRA4
18.12.21	SE 400 kV LITORAL	Baja CC.TT. Litoral 1 y 2.
21.12.21	SE 220 kV ESCATRÓN	Nuevo ATP-7 220/132 kV ESCATRÓN (200 MVA). Sustituye al anterior de 85,5 MVA. En carga el 22.12.21.
27.12.21	SE 220 kV TORRIJOS	Nueva L-220 kV TORRIJOS-CAROLA 1, para evacuación de generación renovable. El 30.12.21, finalizan medidas en carga.
28.12.21	SE 220 kV ZAMORA	Nueva posición VALCABADO 1 (52-6, 89B1-6, 89B2-6 y 89-6), para próxima evacuación generación renovable. El 30.12.21, finalizadas pruebas en carga y nueva L-220 kV ZAMORA-VALCABADO 1 (no REE).



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

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es