

Informe de Seguimiento de Mercados Nº 167

Diciembre 2022

24 Enero 2023



Índice

1. Resumen Mensual
2. Evolución de la Demanda
3. Intercambios Internacionales
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. Mercados de Ajuste
8. Territorios No Peninsulares
9. Mercados de Futuros

RESUMEN DE DICIEMBRE 2022

OPERACIÓN

- Disminución de la demanda un **2,9%** en 2022 respecto a 2021. Demanda eléctrica en **diciembre** de **19.107 GWh**, un **7,8%** de reducción respecto al mismo mes de 2021 si se consideran las correcciones por laboralidad y temperatura.
- Temperaturas superiores a la media, tanto en diciembre como en el global de 2022.
- En 2022, la **eólica** ha generado **59.739 GWh**, cubriendo el 22,8% de la generación peninsular anual y un 1% más que en 2021. En diciembre produjo **5.532 GWh**, el **26,2%** de la generación eléctrica mensual. Reducción del **18,79%** respecto al mismo mes de 2021. **Factor de Capacidad** de **25,42%**. Recurso eólico medio.
- El saldo de **intercambios internacionales** ha sido **exportador**.
- En 2022 se ha registrado baja hidraulicidad. Sin embargo, el aumento en los últimos meses del año ha supuesto que las reservas, de estar cerca del mínimo estadístico, hayan pasado a niveles medios (**44,4%**). El Índice de Producible Hidráulico ha sido de **1,55** en diciembre.

RESUMEN DE DICIEMBRE 2022

MERCADO

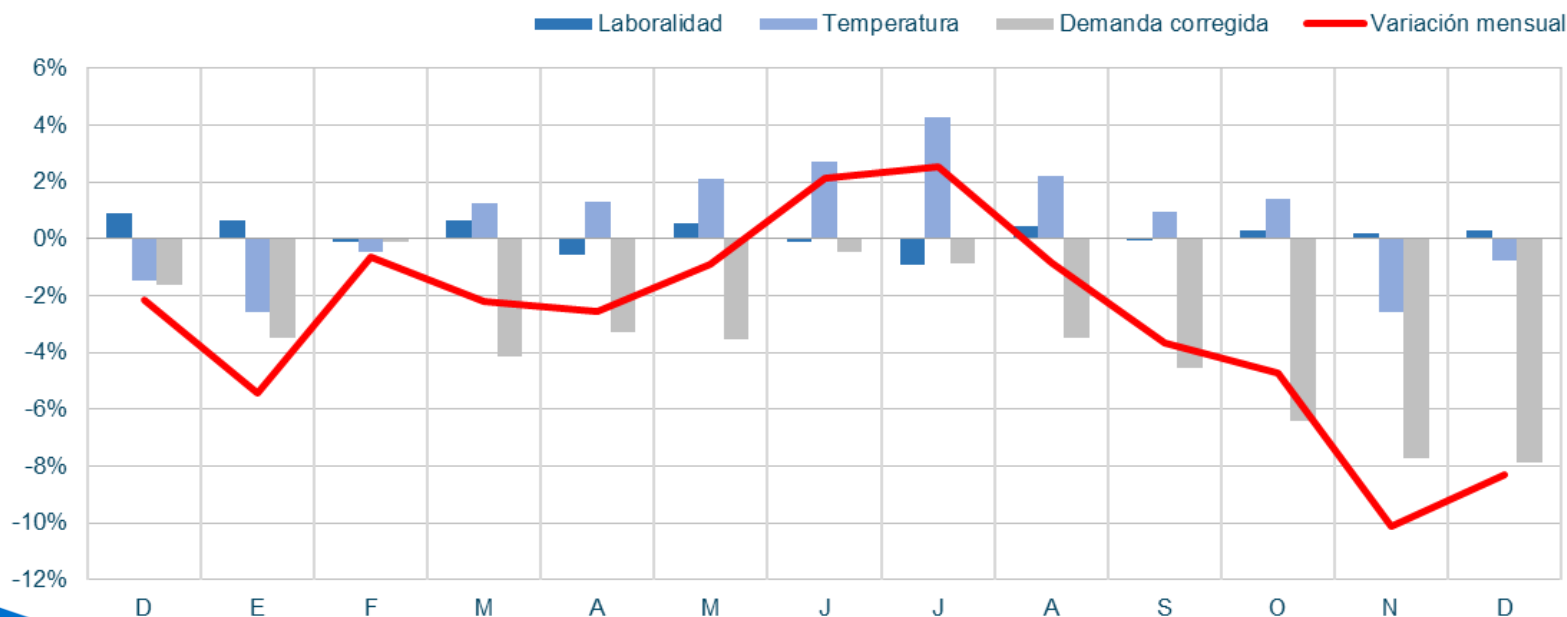
- El **precio medio de la electricidad** en 2022 ha sido de **167,52 €/MWh**, un 50% más que en 2021, a pesar de la disminución de precios de los últimos meses. En diciembre, el precio medio ha sido de **96,95 €/MWh**, un descenso del 59% respecto a DIC21 y del 16% respecto a NOV22. Importante descenso interanual de los precios.
- El **Efecto Reductor** de la eólica en 2022 ha sido de **31,25 €/MWh**, lo que supone un ahorro total de **8.252 M€** en el acumulado de 2022.
- En diciembre, importante aumento de los precios en los **mercados europeos**, salvo en el español.
- El precio de los **derechos del CO2** se ha incrementado un 12,3% respecto al mes anterior, hasta los **85,76 €/ton** de media.
- Los **Servicios de Ajuste** suponen el 9,7% del precio final de la electricidad y los **Pagos por Capacidad** el 0,3%. Los costes del mecanismo de ajuste del gas suponen el 21,7% del precio final de la energía para los consumidores que les afecte.

Índice

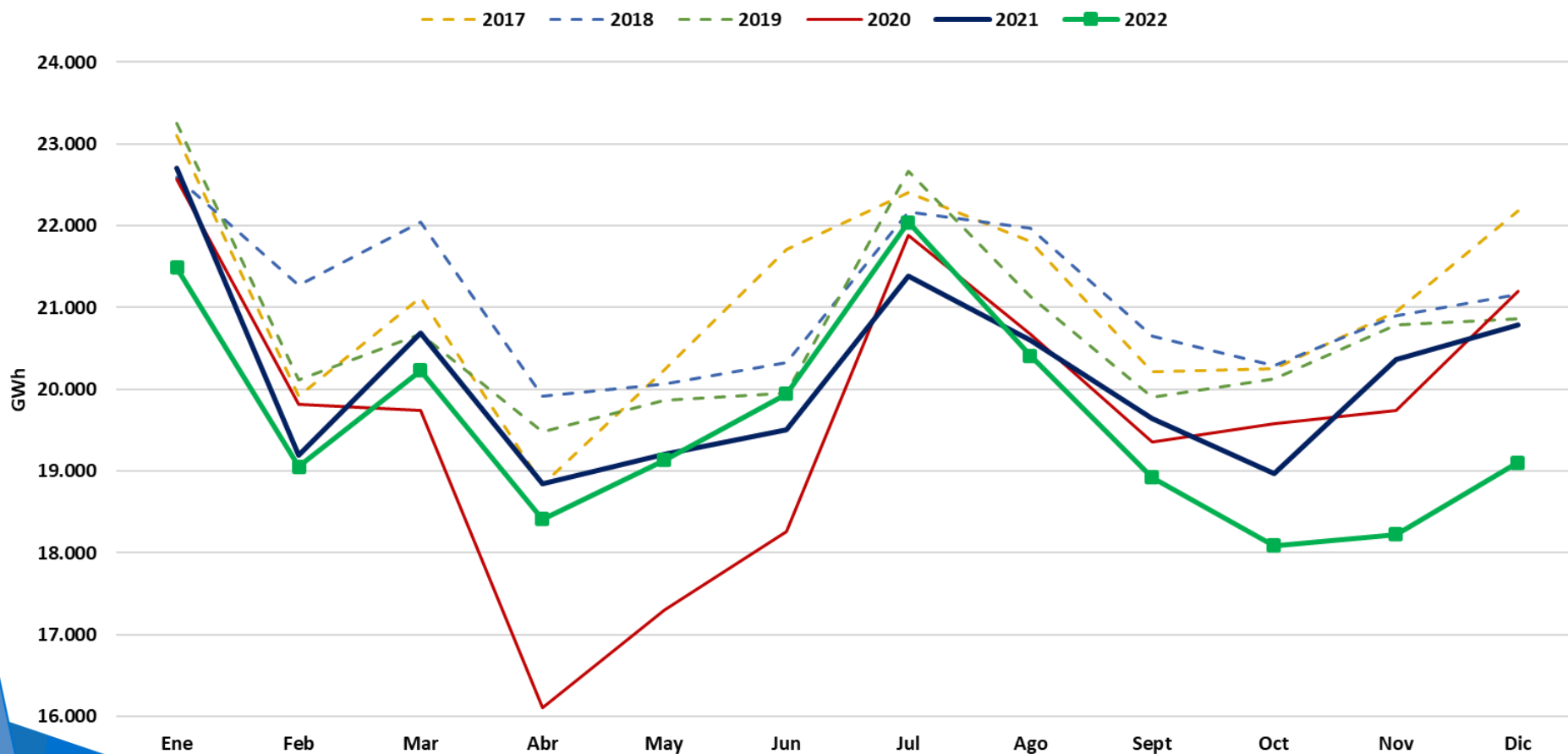
1. Resumen mensual
2. **Evolución de la Demanda**
3. Intercambios Internacionales
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. Mercados de Ajuste
8. Territorios No Peninsulares
9. Mercados de Futuros

Demanda Peninsular. En DIC22 se registra una demanda de 19.107 GWh, disminuyendo la demanda corregida un 7,8% respecto al mismo mes de 2021.

CONSUMO PENINSULAR	2021	2022											
	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Potencia Máx Instantánea (MW)	37.171	37.926	36.291	34.446	35.198	33.067	37.080	38.284	36.435	34.291	31.442	33.954	34.346
Consumo Máx. Diario (GWh)	759	773	733	703	721	714	769	784	746	696	643	685	695
Consumo Mensual (GWh)	20.791	21.489	19.053	20.234	18.415	19.135	19.947	22.040	20.409	18.924	18.089	18.228	19.107
Δ Mes (%21/20)	-2,4	-5,6	-0,8	-2,4	-2,6	-0,8	1,7	2,2	-1,2	-3,9	-4,7	-10,2	-8,3
Δ Mes (%21/20) Corregida CT y L	-1,9	-3,6	-0,3	-4,4	-3,4	-3,5	-0,8	-1,1	-3,8	-4,8	-6,4	-7,8	-7,8
Δ Año Acumulado Absoluto (%21/20)	2,4	-5,6	-3,4	-3	-3	-2,6	-1,8	-1,2	-1,2	-1,4	-1,7	-2,4	-2,9

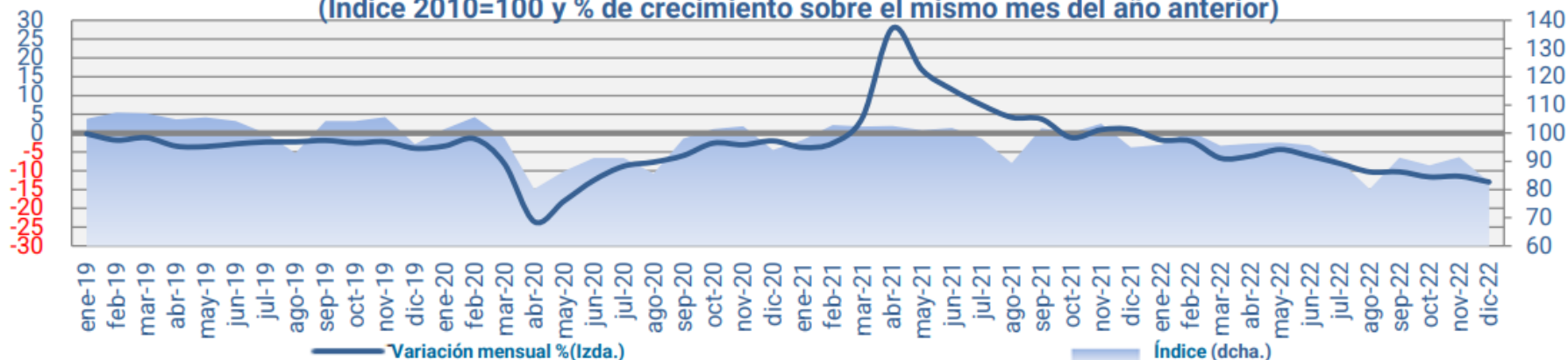


Demanda Peninsular. La demanda peninsular no corregida en DIC22 ha disminuido un 8,3% respecto a DIC21, situándose en niveles de consumo muy inferiores a años anteriores. Esta reducción se debe, entre otros factores, a unas temperaturas suaves, la situación de precios elevados de la electricidad, el aumento de instalaciones de autoconsumo y a la disminución del consumo industrial.

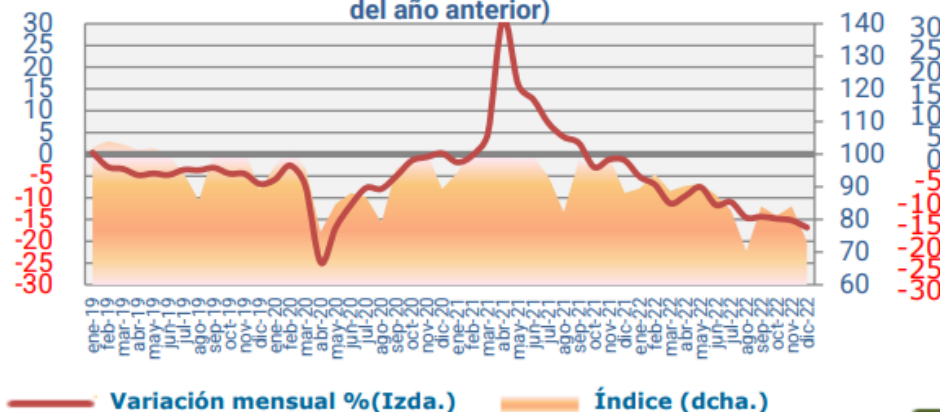


IRE En diciembre continúa la tendencia negativa de meses anteriores. Se produce un retroceso importante de la actividad industrial, debido principalmente a la caída en la actividad de la metalurgia.

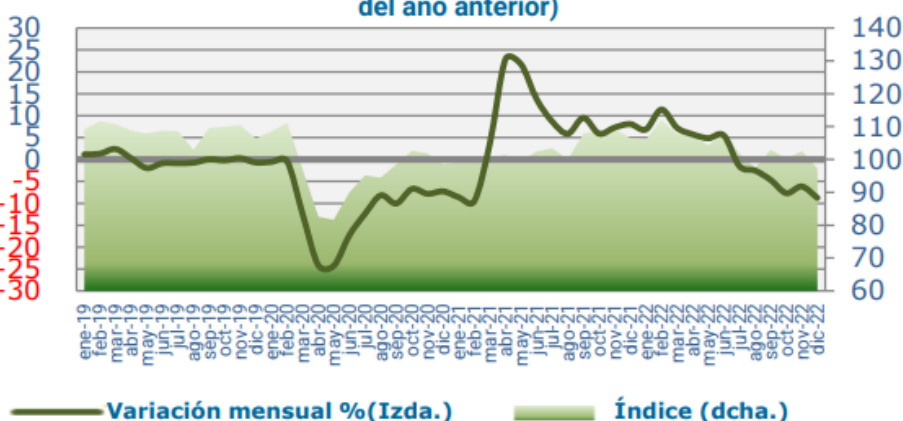
IRE GENERAL (DATOS CORREGIDOS DE LABORALIDAD Y TEMPERATURA)
(Índice 2010=100 y % de crecimiento sobre el mismo mes del año anterior)



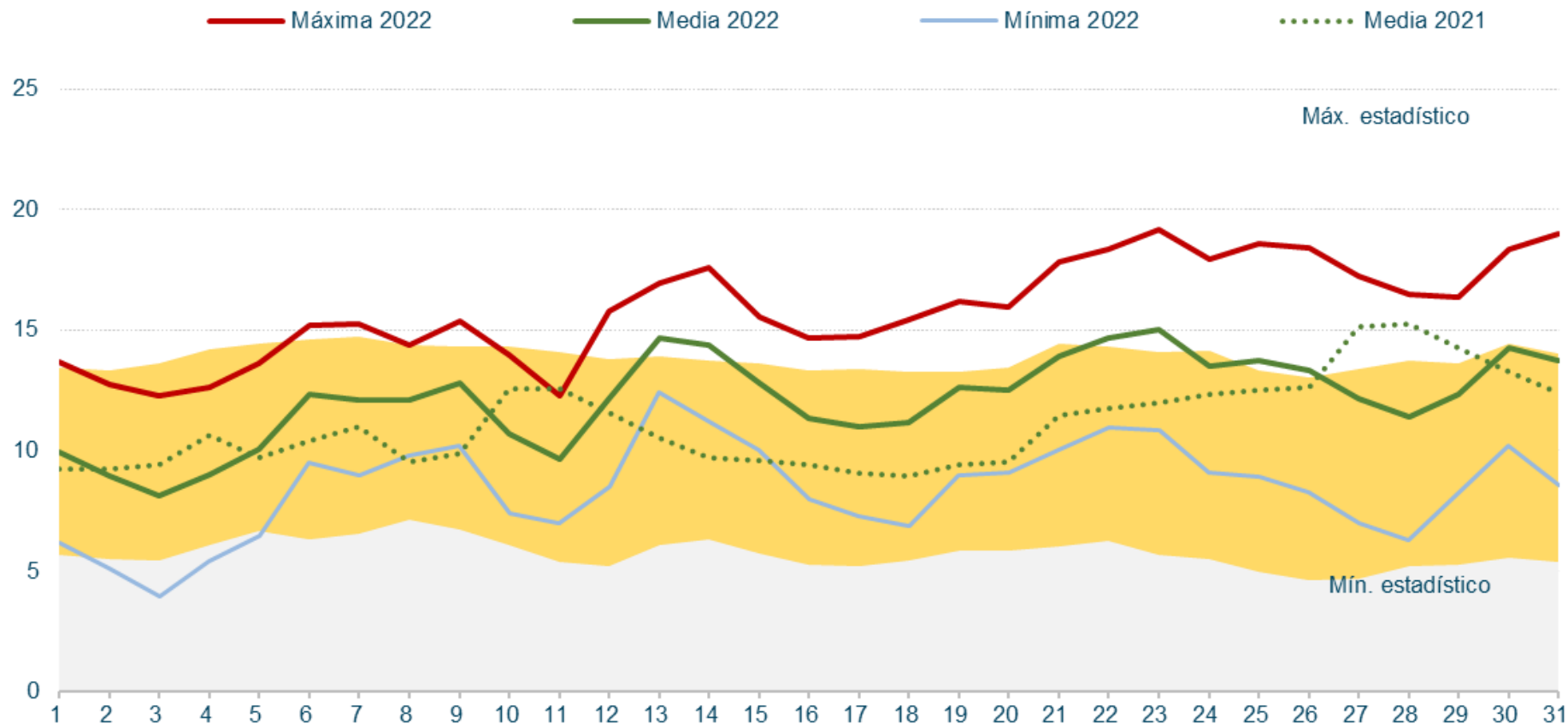
IRE INDUSTRIA (DATOS CORREGIDOS)
(índice 2010=100 y % de crecimiento sobre el mismo mes del año anterior)



IRE SERVICIOS (DATOS CORREGIDOS)
(índice 2010=100 y % de crecimiento sobre el mismo mes del año anterior)

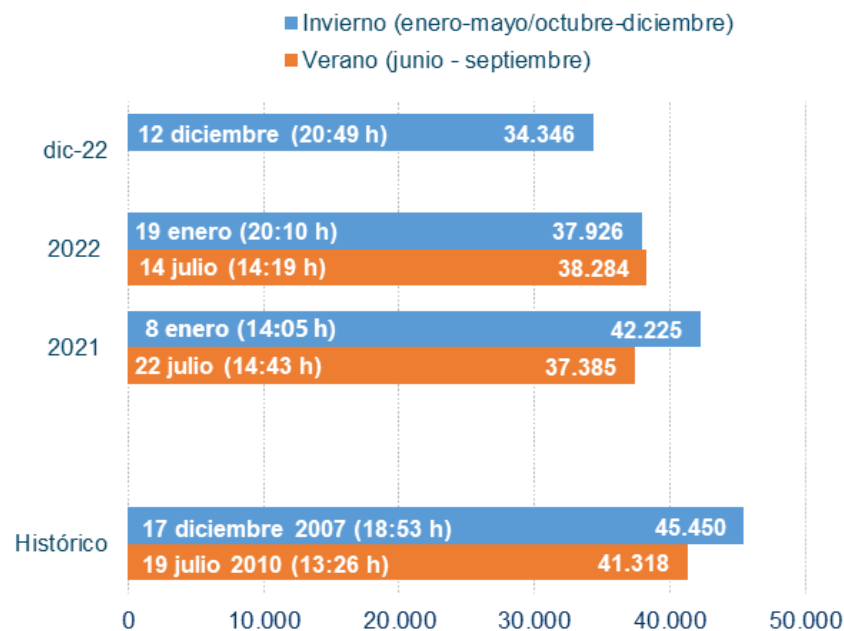


Demanda Peninsular. Evolución diaria de las temperaturas peninsulares. Diciembre 2022. Temperaturas más cálidas a las registradas en DIC21 (+1,0°C de media).

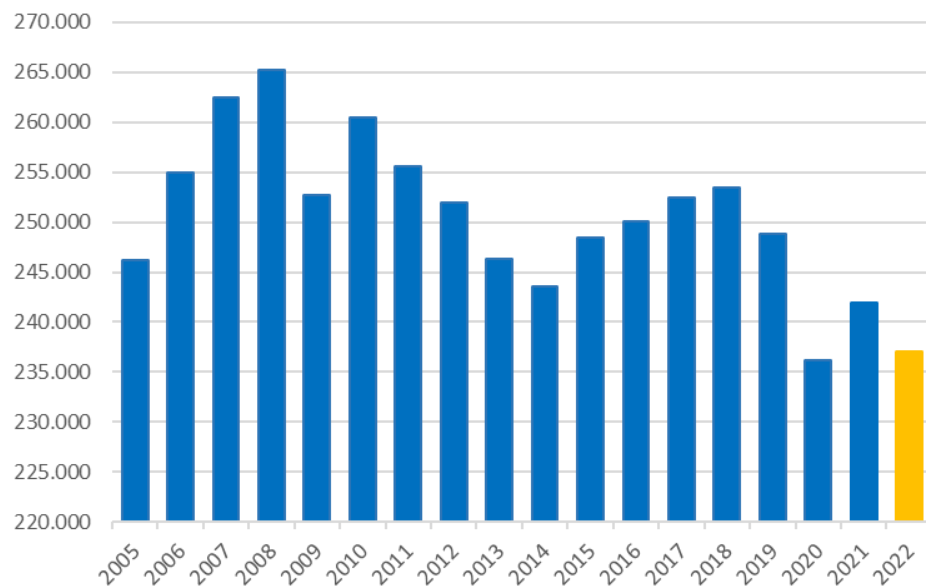


Demanda Peninsular. Valores máximos anuales de demanda. En 2022, la demanda peninsular ha sido de 235.459 GWh, un descenso del 2,9% respecto a 2021. Se ha obtenido una punta de verano superior a la de invierno debido a las temperaturas más cálidas de este año.

Potencia instantánea máxima peninsular (MW)



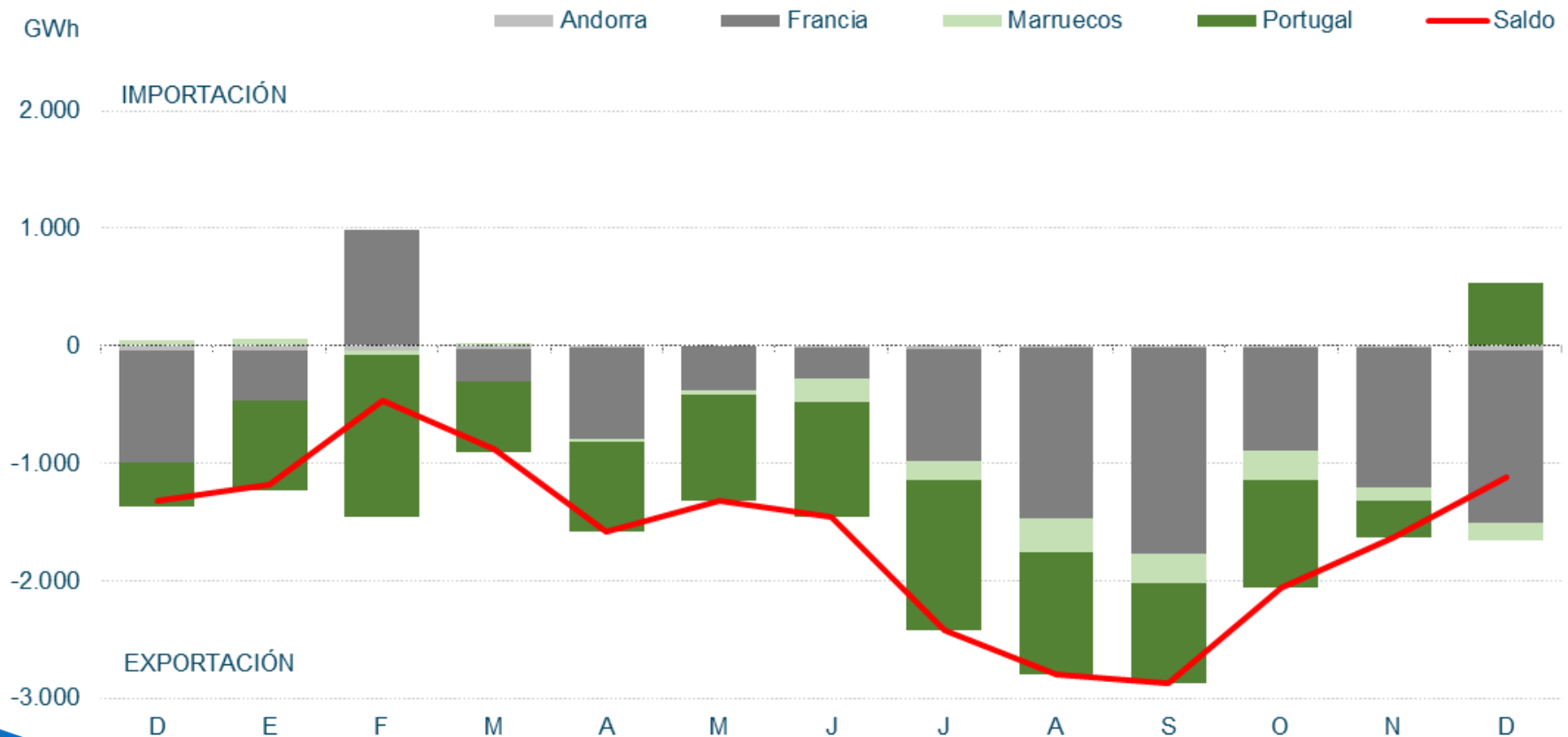
Demanda peninsular acumulada Anual (GWh)



Índice

1. Resumen mensual
2. Evolución de la Demanda
3. **Intercambios Internacionales**
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. Mercados de Ajuste
8. Territorios No Peninsulares
9. Mercados de Futuros

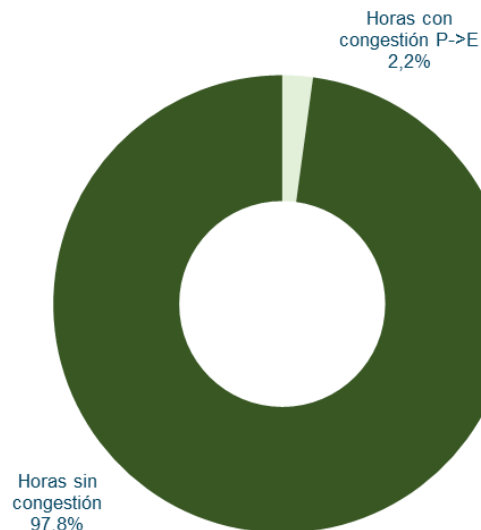
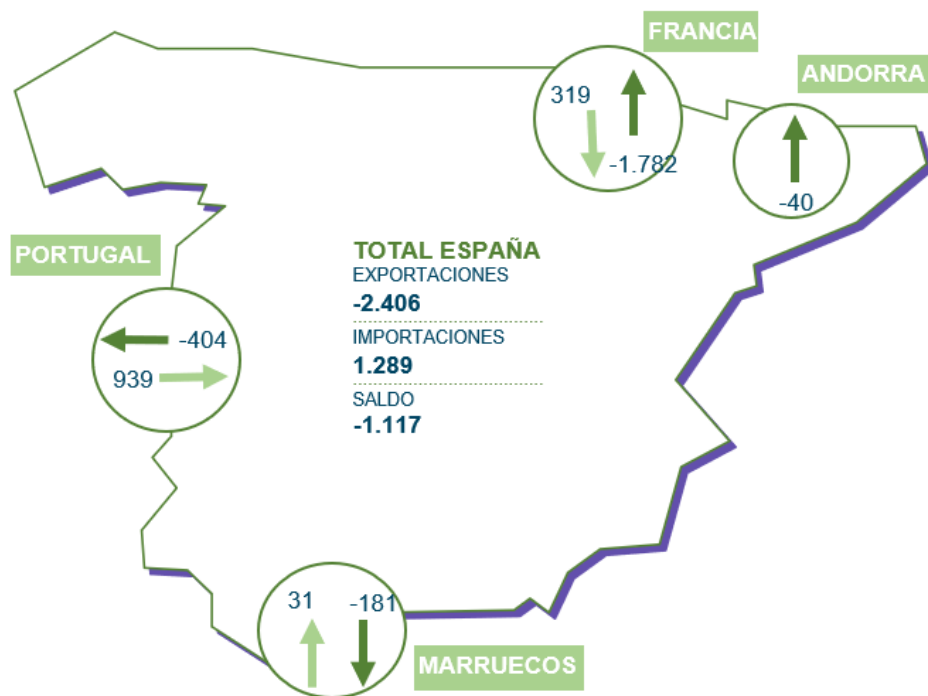
Intercambios Internacionales. 2022 ha sido un año completamente exportador. En diciembre se reduce el saldo exportador en comparación con meses anteriores, gracias especialmente a las importaciones desde Portugal, donde se ha producido una elevada generación hidráulica y eólica en los dos últimos meses del año.



Fuente: REE

Intercambios Internacionales. El saldo total de los intercambios internacionales ha sido exportador.

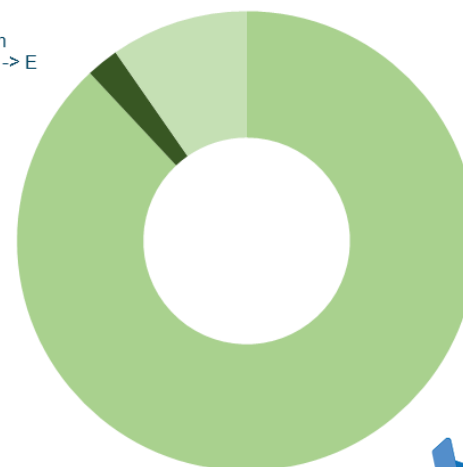
Diciembre 2022



Portugal

Horas sin congestión
9,7%

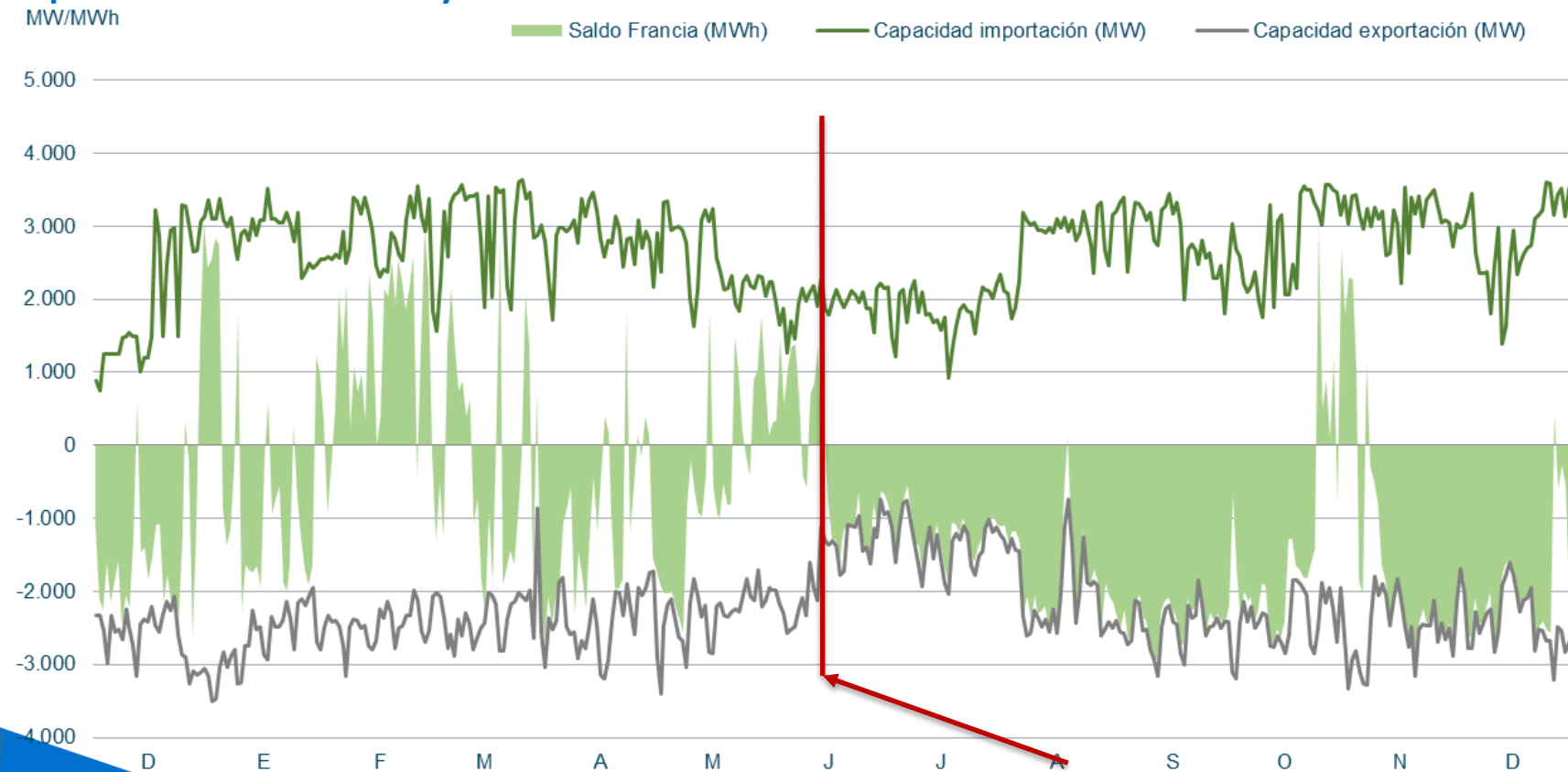
Horas con congestión F -> E
2,3%



Francia

Intercambios Internacionales. El menor precio en el mercado español por la elevada producción eólica, sumado a la presencia de la Excepción Ibérica, han supuesto que en diciembre hayan primado los flujos exportadores hacia Francia. Esta tendencia, salvo ciertas semanas excepcionales, sucede desde la introducción de dicho mecanismo de ajuste. Influye también la baja disponibilidad del parque nuclear francés y, en los últimos meses, la elevada producción renovable en la Península.

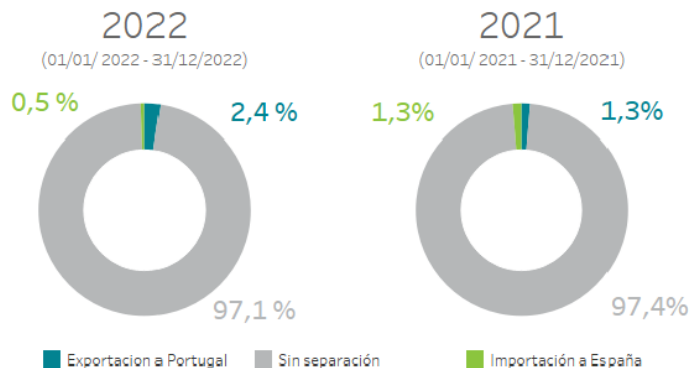
Capacidad de intercambio y saldo neto en la interconexión con Francia.



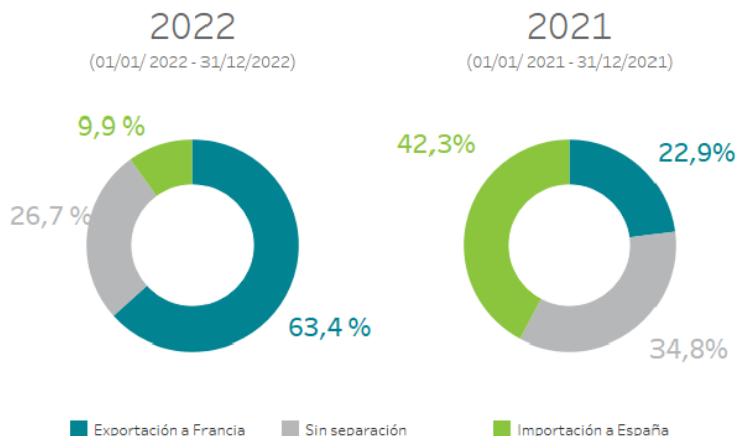
**INTRODUCCIÓN
EXCEPCIÓN IBÉRICA**

Intercambios Internacionales. Energía Total de importaciones y Exportaciones en el MIBEL.

Porcentaje de acoplamiento España/Portugal

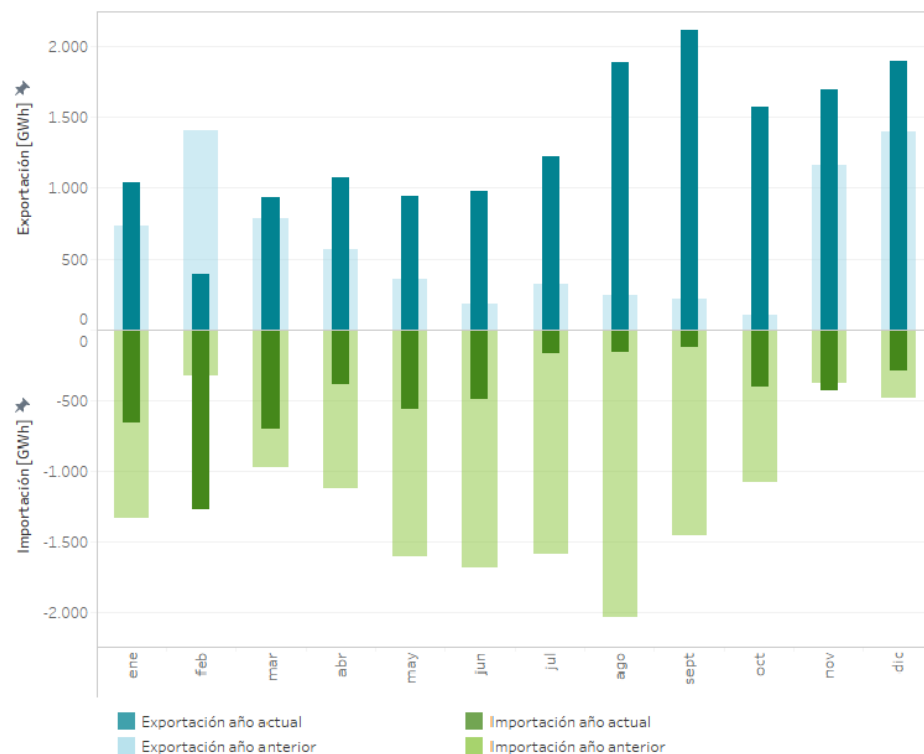


Porcentaje de acoplamiento España/Francia



Fuente: OMIE

	2022 (01/01/2022 - 31/12/2022)	2021 (01/01/2021 - 31/12/2021)
Exportación [GWh]	15.763,4	7.507,6
Importación [GWh]	5.659,0	14.083,8



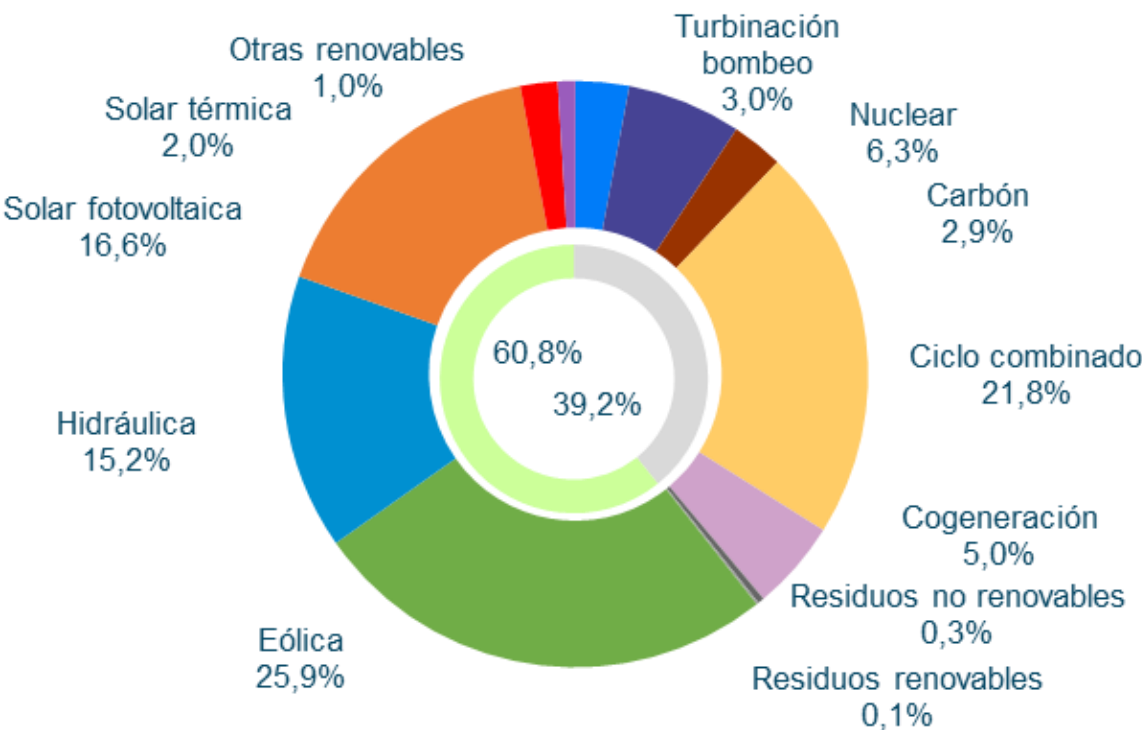
Índice

1. Resumen mensual
2. Evolución de la Demanda
3. Intercambios Internacionales
4. **Potencia Instalada y Mix de Generación**
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. Mercados de Ajuste
8. Territorios No Peninsulares
9. Mercados de Futuros

Potencia Instalada Peninsular. En 2022 se instalaron en la Península 1.149 MW eólicos, lejos del ritmo necesario para cumplir los objetivos marcados por el PNIEC. A cierre de 2022, la eólica representaba el 25,9%.

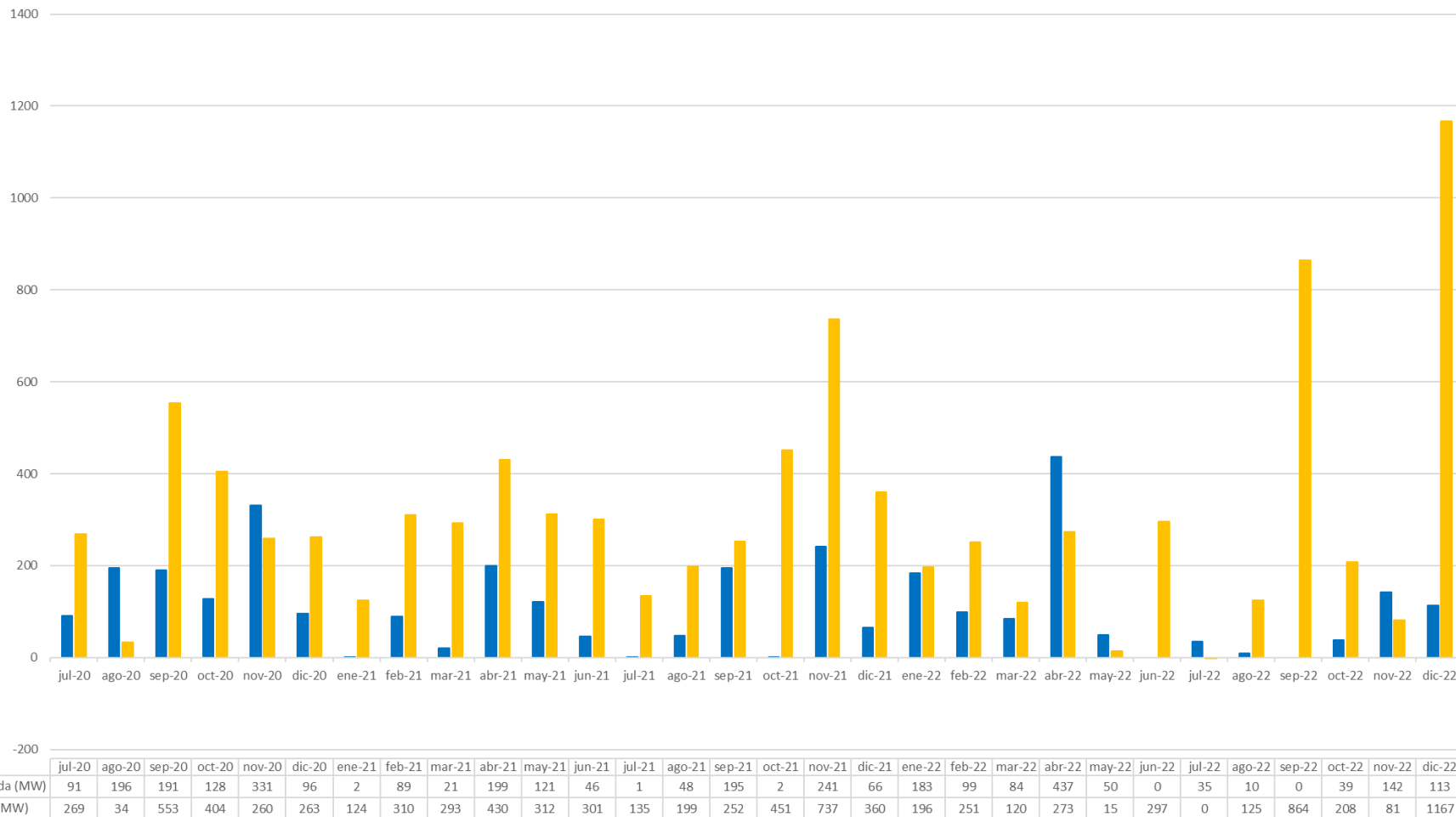
Potencia Acumulada Instalada Peninsular (MW)

TECNOLOGÍAS	2020	2021	2022
Hidráulica	20.427	20.423	20.423
Hidráulica convencional	17.096	17.092	17.092
Bombeo puro	3.331	3.331	3.331
Nuclear	7.117	7.117	7.117
Carbón	5.492	3.523	3.223
Ciclo combinado	24.562	24.562	24.562
Eólica	26.917	28.102	29.250
Solar PV	11.415	14.858	18.916
Solar térmica	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	1.086	1.087	1.087
Cogeneración	5.622	5.593	5.584
Residuos	508	534	519
Total	105.451	108.103	112.985



Datos publicados en la aplicación de REE a 01/01/2023

Potencia Instalada Peninsular. Evolución de la potencia eólica y fotovoltaica instalada en la Península en los últimos años. En DIC22 se instalaron 113 MW eólicos.

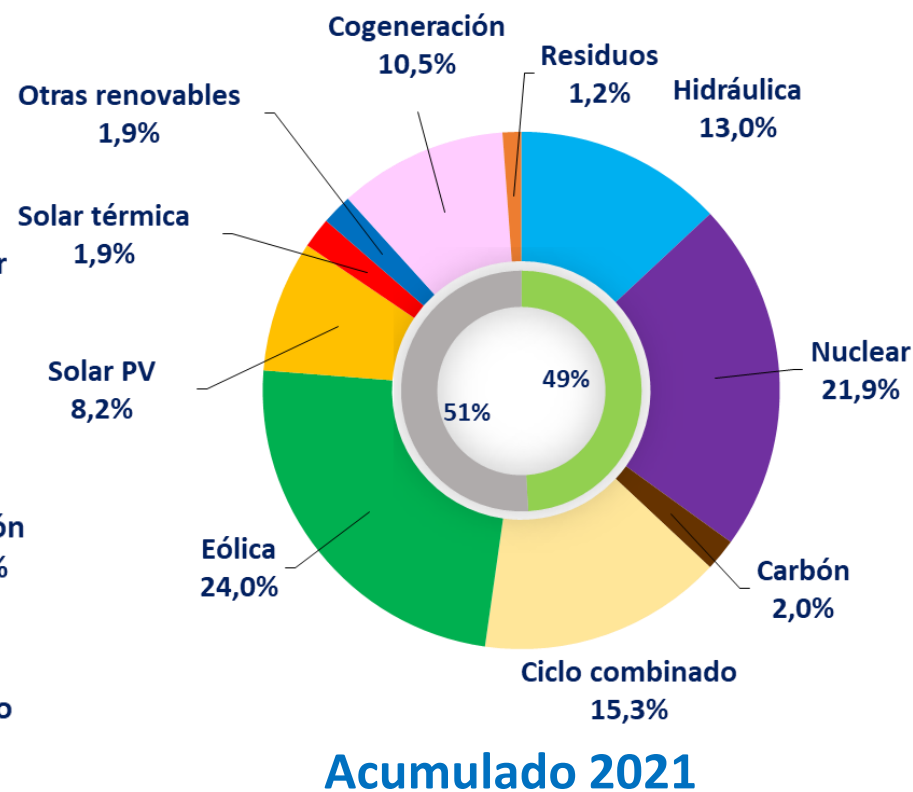
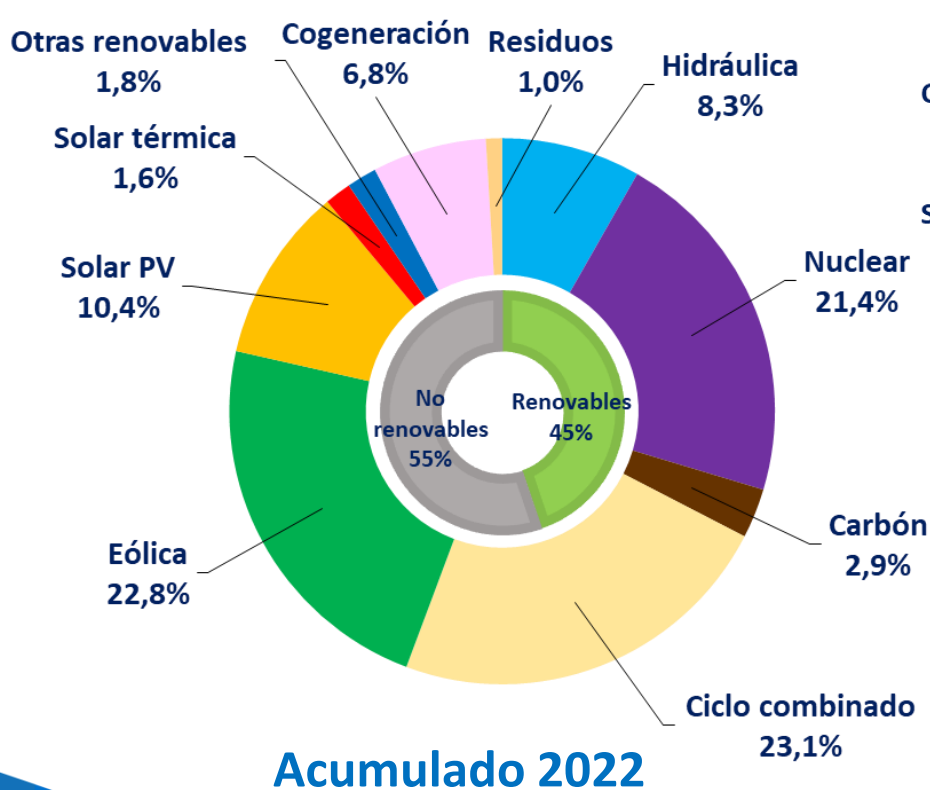


Estructura de la Demanda Peninsular. En 2022 la eólica generó 59.739 GWh, el 22,8% de la producción peninsular y un 1% más que en 2021. La eólica ha sido la segunda tecnología del mix en 2022, cerca de los ciclos combinados. El gas ha generado un 60,8% más que en 2021 por la introducción de la Excepción Ibérica y el importante aumento de las exportaciones. En diciembre, la generación eólica ha sido de 5.532 GWh, con un Factor de Capacidad de 25,42%.

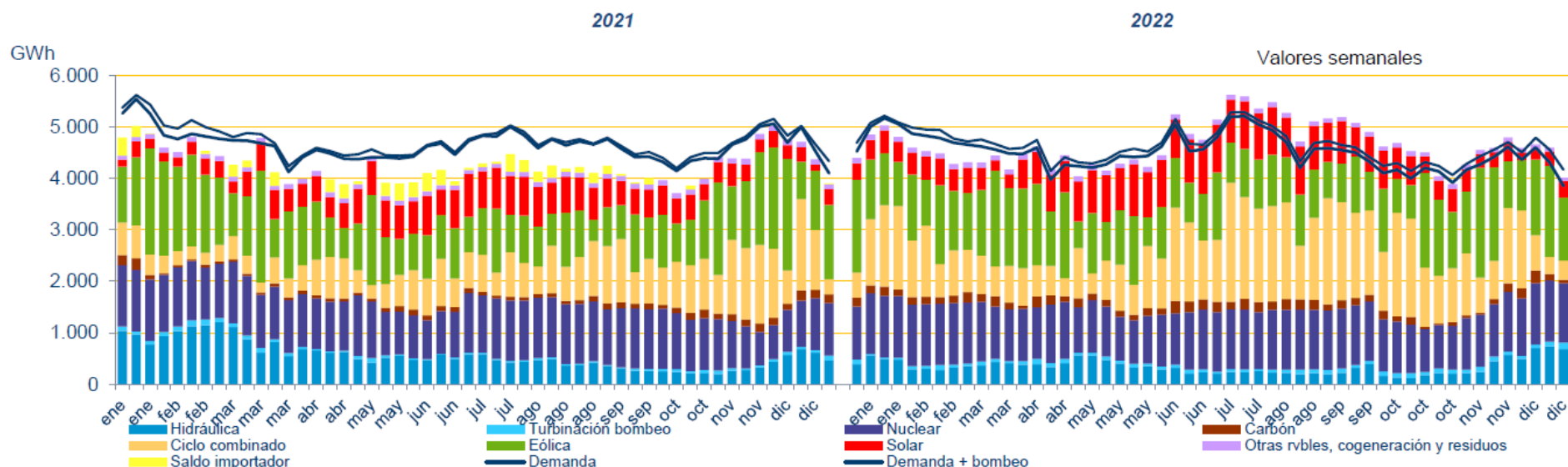
Balance eléctrico mensual peninsular. Energía generada por tecnologías (GWh)

	2021	2022												Total	% 22/21	% Gen. Dic 2022	% Gen. Acum 2022
	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic	2022			
Hidráulica	2.789	2.286	1.453	2.036	2.116	2.218	1.461	1.258	1.310	1.456	1.103	1.670	3.230	21.596	-32,8%	15,3%	8,3%
Nuclear	3.923	5.048	4.771	4.767	4.414	4.066	4.459	5.073	5.122	4.848	4.021	4.232	5.161	55.983	3,6%	24,4%	21,4%
Carbón	721	711	569	706	692	528	804	832	814	633	382	322	694	7.687	55,5%	3,3%	2,9%
Ciclo combinado	4.500	5.197	4.087	3.253	2.574	3.092	5.828	7.768	7.356	7.042	6.464	4.128	3.770	60.560	60,8%	17,8%	23,1%
Eólica	6.813	5.352	4.618	6.415	5.535	4.570	3.629	4.381	4.053	4.070	5.015	6.568	5.532	59.739	1,0%	26,2%	22,8%
Solar fotovoltaica	989	1.516	1.645	1.399	2.524	3.351	3.144	3.279	3.162	2.632	1.955	1.491	1.082	27.180	34,0%	5,1%	10,4%
Solar térmica	104	171	209	121	413	621	534	667	620	437	166	105	60	4.123	-12,7%	0,3%	1,6%
Otras renovables	434	428	374	423	430	396	415	408	382	342	368	365	319	4.650	-1,4%	1,5%	1,8%
Cogeneración	2.180	2.170	2.102	2.200	1.707	1.862	1.465	1.052	778	741	1.098	1.449	1.095	17.720	-31,8%	5,2%	6,8%
Residuos	245	229	205	246	229	226	205	223	201	171	204	174	186	2.498	-12,7%	0,9%	1,0%
Generación	22.697	23.107	20.033	21.566	20.632	20.931	21.944	24.941	23.798	22.373	20.777	20.505	21.130	261.736	6,2%	100,0%	100,0%
Consumos en bombeo	-551	-414	-484	-421	-597	-450	-504	-414	-514	-502	-561	-587	-826	-6.274	35,9%		
Enlace Península-Baleares	-32	-31	-28	-31	-34	-32	-35	-67	-78	-71	-61	-56	-80	-603	-32,2%		
Saldo intercambios	-1.324	-1.173	-468	-880	-1.587	-1.314	-1.459	-2.423	-2.798	-2.877	-2.065	-1.634	-1.117	-19.795	-2406,3%		
Demanda transporte (b.c.)	20.790	21.489	19.054	20.234	18.414	19.135	19.946	22.037	20.409	18.924	18.089	18.228	19.107	235.065	-2,8%		

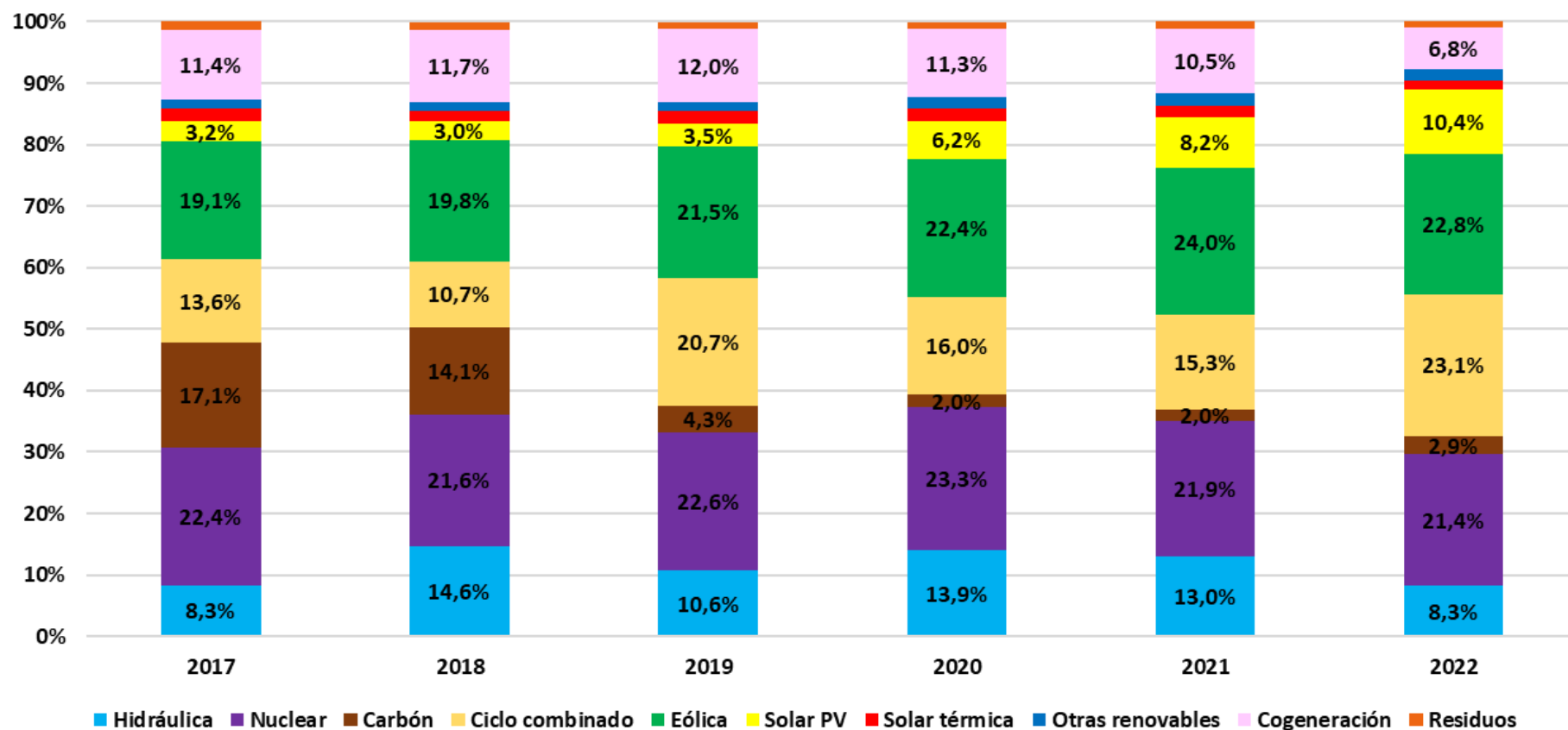
Estructura de la Demanda Peninsular. En el acumulado de 2022, la eólica ha cubierto el 22,8% de la demanda eléctrica peninsular, cerca del ciclo combinado (23,1%). El peso de la generación eólica en el mix ha disminuido un 1,2% a pesar del incremento en la producción eólica (+1,0%) debido al aumento de la generación nacional (+6,2%) por el crecimiento de las exportaciones.



Estructura de la Demanda Peninsular. Valores semanales en 2021 y 2022. Se aprecia el incremento de la participación de los ciclos combinados. Además, se observa cómo en 2021 se requerían de importaciones para cubrir la demanda, mientras que en 2022, a partir de junio (introducción Excepción Ibérica), se ha tenido un saldo exportador.

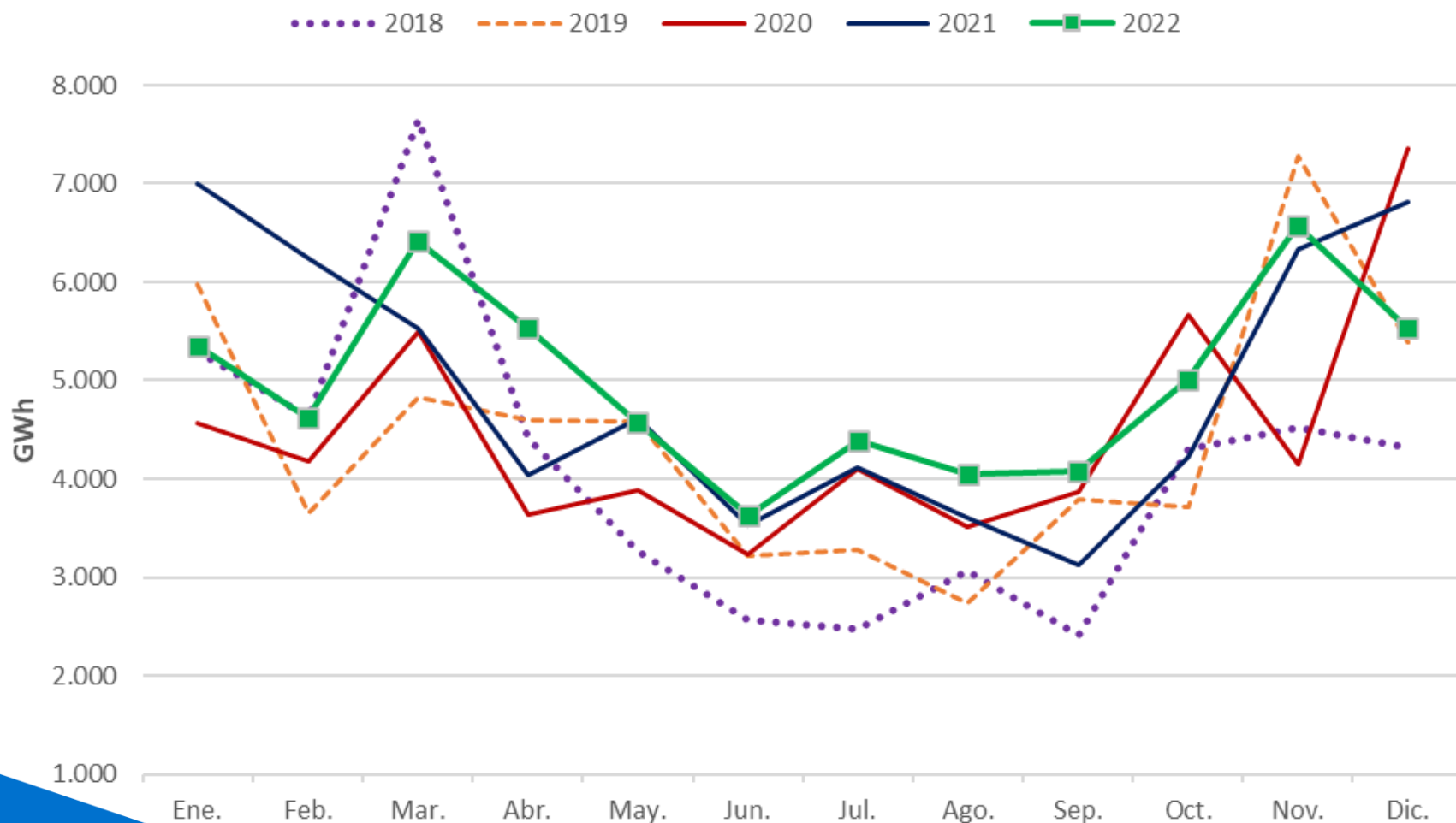


Estructura de la Demanda Peninsular. Evolución del mix de generación.



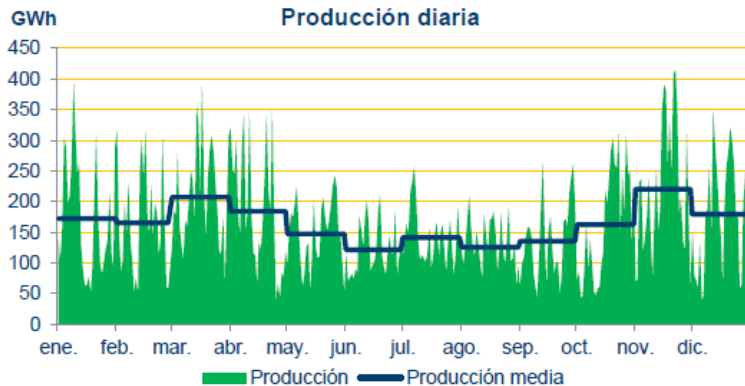
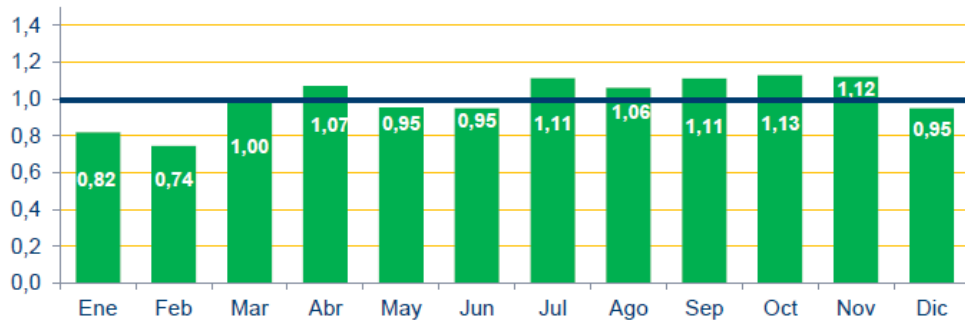
4.1. Generación Eólica

Generación Eólica. En 2022, la eólica generó 59.739 GWh, un 22,8% de la generación peninsular total y un 1% más que en 2021. Segunda tecnología del mix de producción después de los ciclos combinados. En DIC 22, la eólica ha generado 5.532 GWh, un 18,8% menos que en DIC21.



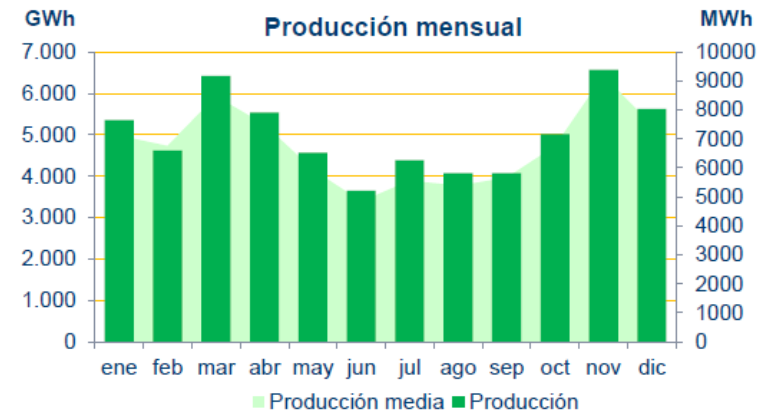
Generación Eólica. Energía producible eólica comparada con el producible eólico medio histórico. Recurso eólico medio en DIC22.

Índice producible eólica 2022

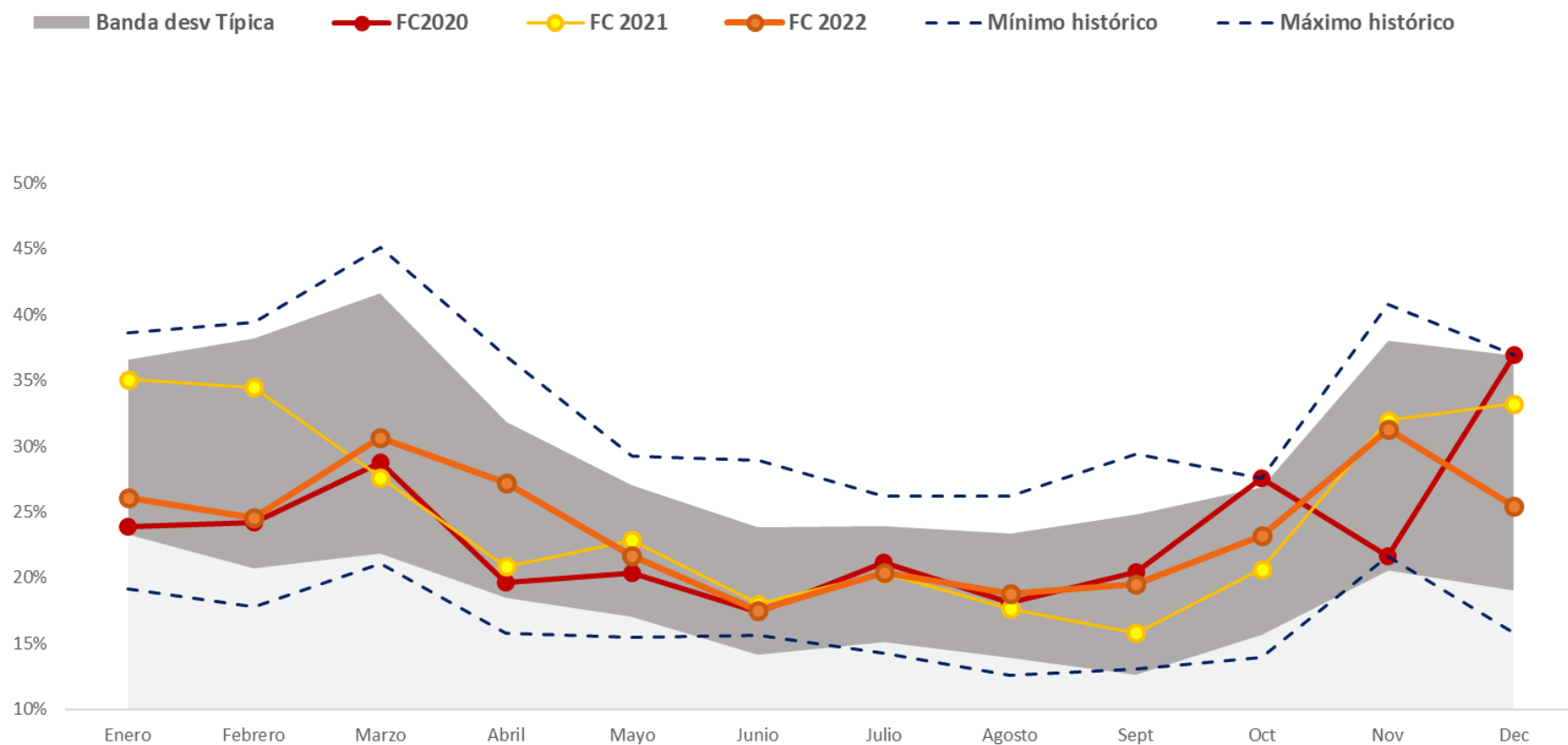


Enero-Diciembre 2022

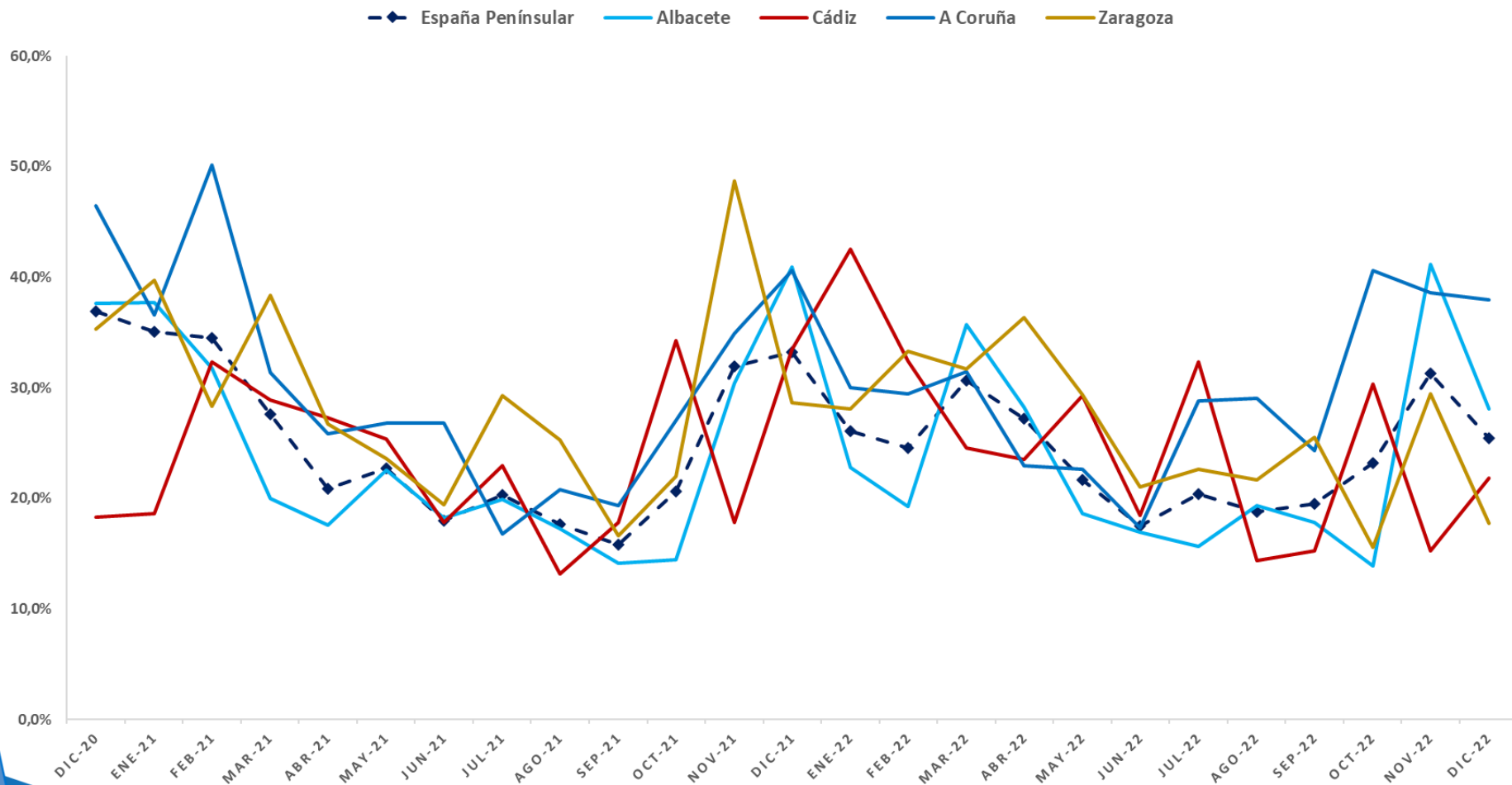
Generación máxima	RÉCORD	20.330 MW	21.11.22 18.37 h
Energía máxima diaria		415 GWh	22.11.22
Producción máxima mensual		6,56 GWh	noviembre



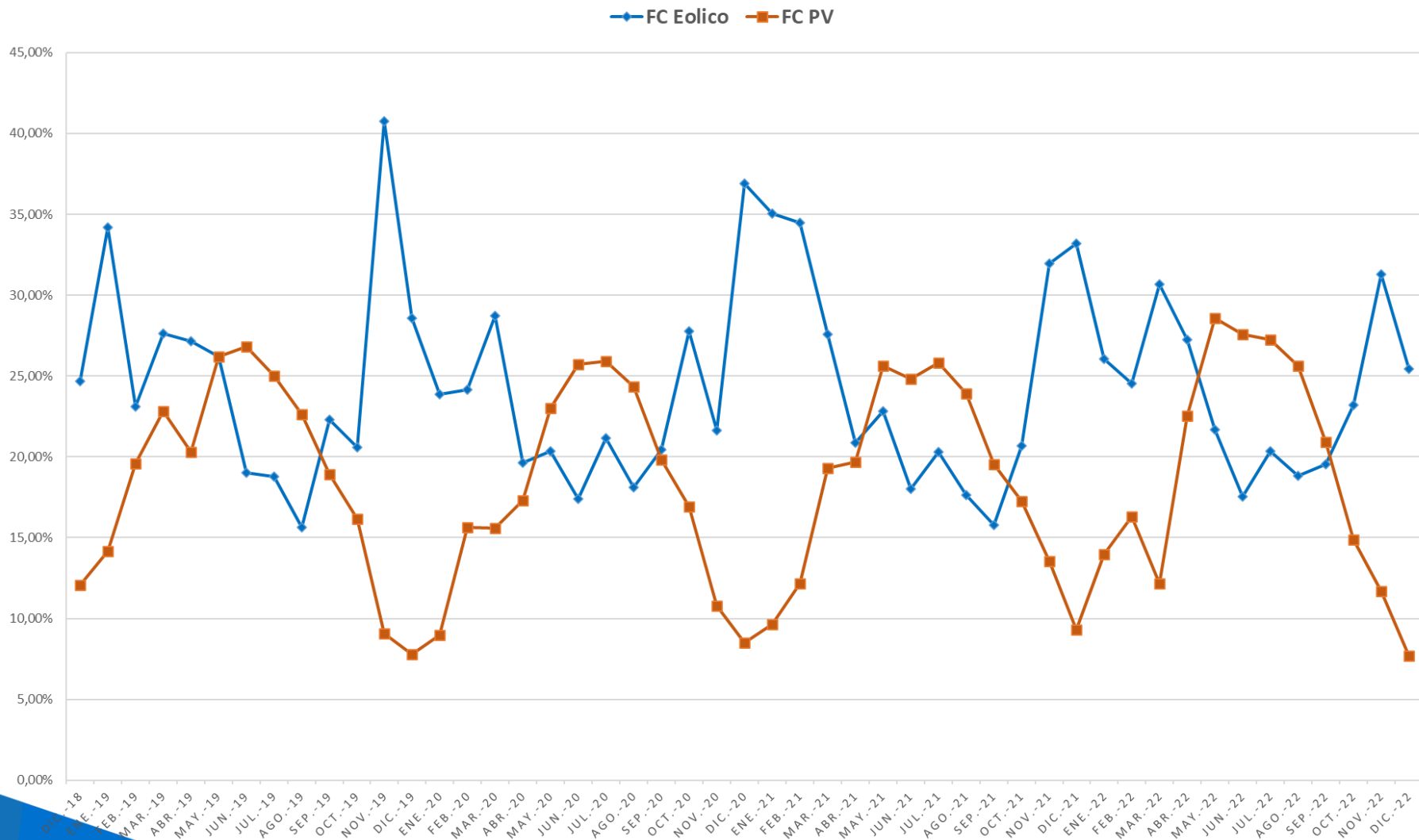
Generación Eólica. El Factor de Capacidad de la eólica en DIC22 ha sido de 25,42%, bastante inferior a DIC21 (33,22%). Se obtiene un FC promedio en 2022 de 23,86%, frente a 24,87% en 2021 debido al menor recurso eólico del primer trimestre.



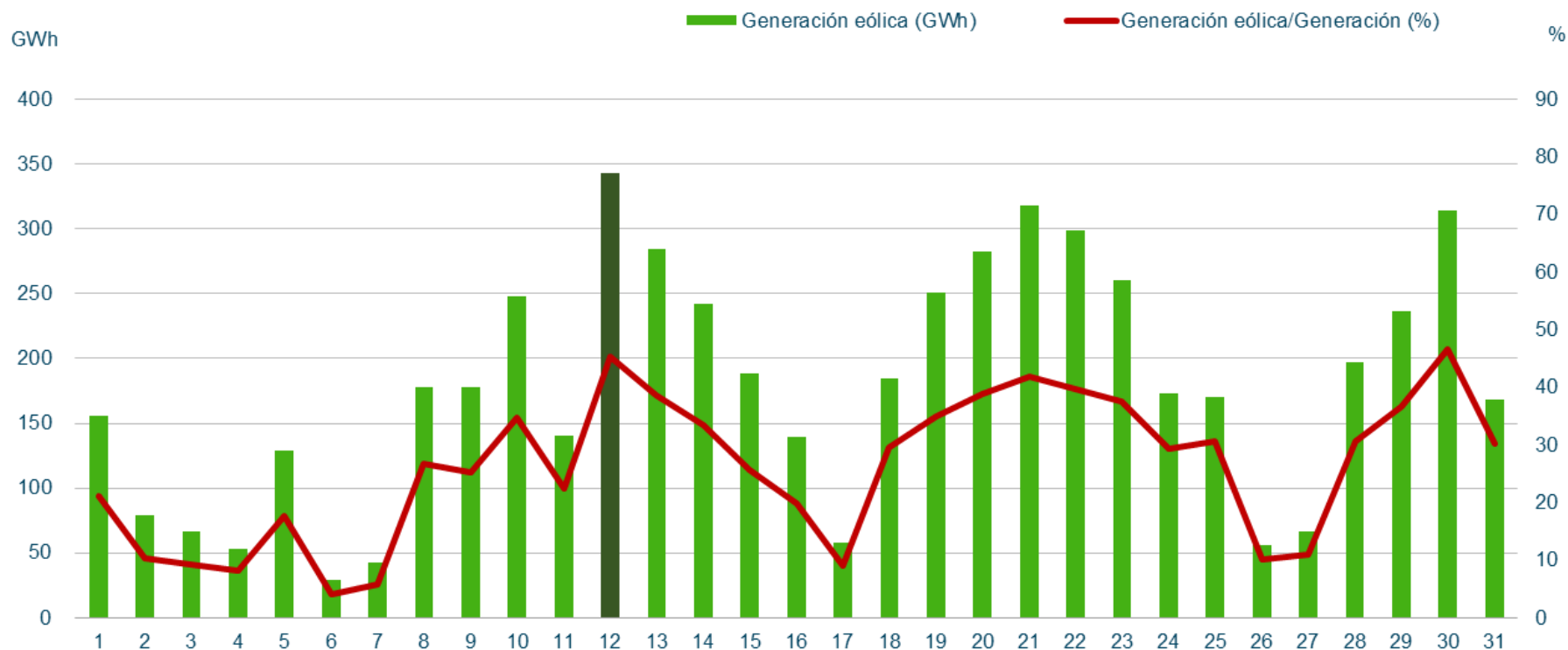
Generación Eólica. Factor de capacidad de la eólica en las provincias representativas, comparado con el peninsular. FC=37,9% en A Coruña, Cádiz en contrapuesto.



Generación Eólica. Comparación del Factor Capacidad eólico y fotovoltaico en España. Complementariedad estacional.



Generación Eólica. Generación diaria. El día de máxima generación eólica diaria del mes fue el 12 de diciembre, con 342 GWh, que representaron el 43,8% de la producción eléctrica total del día.



Máximos de generación eólica peninsular (Potencia Instantánea)

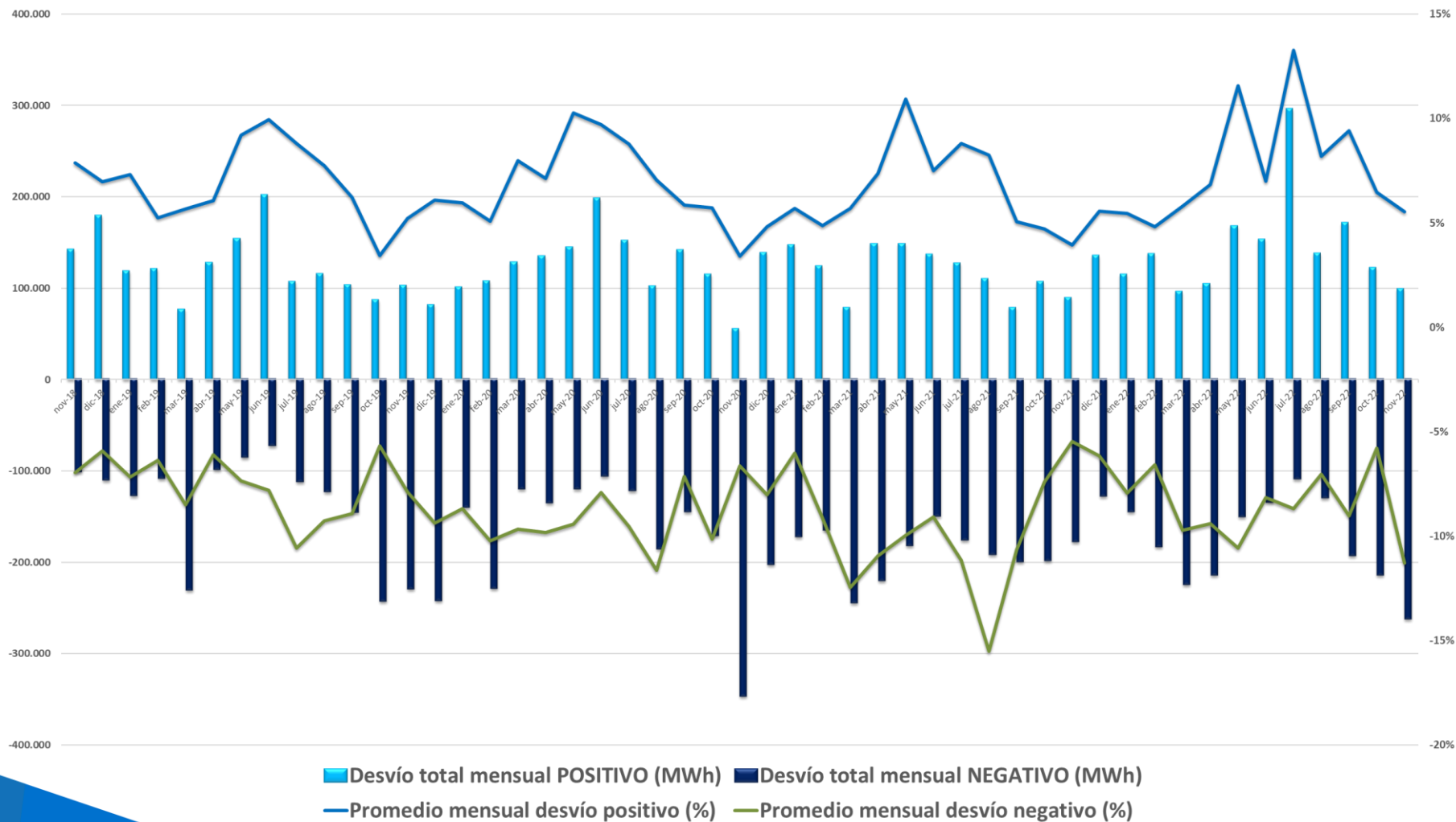
	Diciembre 2022		Histórica
Potencia (MW)	18.993	Lunes 12/12/2022 (15:30 h)	20.330 Lunes 21/11/2022 (18:37 h)
Cobertura de la demanda (%)	69,1	Martes 13/12/2022 (01:13 h)	83,6 Martes 28/12/2021 (03:03 h)

Generación Eólica. Evolución del promedio mensual de los desvíos de los parques eólicos fuera de la zona de regulación. Aumento de los desvíos negativos.

Fecha	Promedio mensual desvío positivo (%)	Promedio mensual desvío negativo (%)	Desvío total mensual POSITIVO (MWh)	Desvío total mensual NEGATIVO (MWh)
dic.-21	4,0%	-5,5%	89.355	-177.765
ene.-22	5,6%	-6,2%	135.386	-128.067
feb.-22	5,5%	-7,9%	115.129	-144.709
mar.-22	4,8%	-6,6%	137.669	-183.312
abr.-22	5,8%	-9,7%	96.115	-224.345
may.-22	6,8%	-9,4%	104.648	-214.250
jun.-22	11,6%	-10,6%	167.969	-150.313
jul.-22	7,0%	-8,2%	153.415	-134.718
ago.-22	13,3%	-8,7%	295.873	-109.140
sep.-22	8,2%	-7,0%	138.271	-129.613
oct.-22	9,4%	-9,0%	171.236	-193.071
nov.-22	6,5%	-5,8%	122.340	-214.212
dic.-22	5,5%	-11,3%	99.098	-262.274

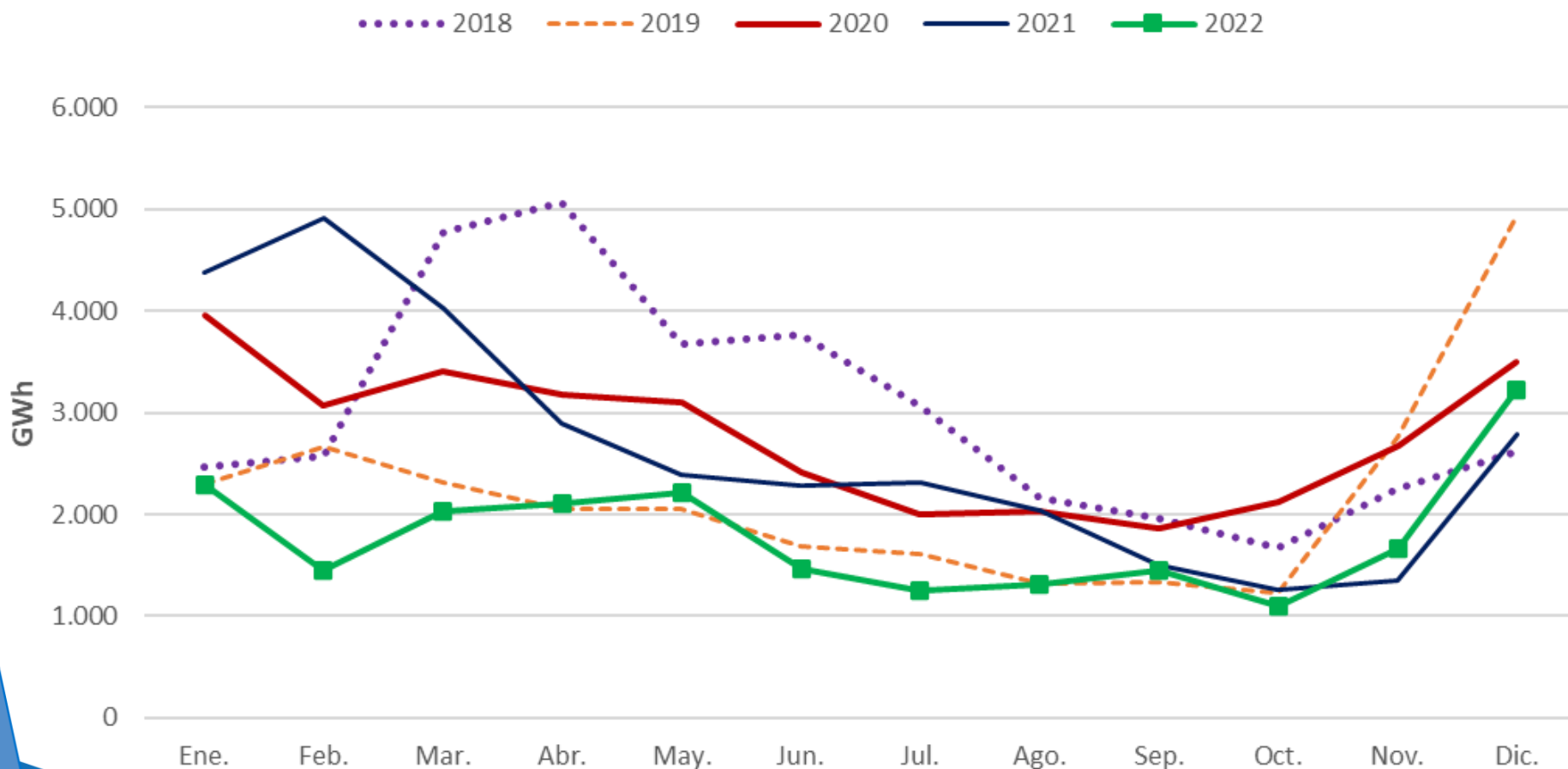
$$\text{Desvío (\%)} = \frac{\text{Medida} - \text{PHL}}{\text{PHL}}$$

Generación Eólica. Evolución del promedio mensual de los desvíos eólicos.

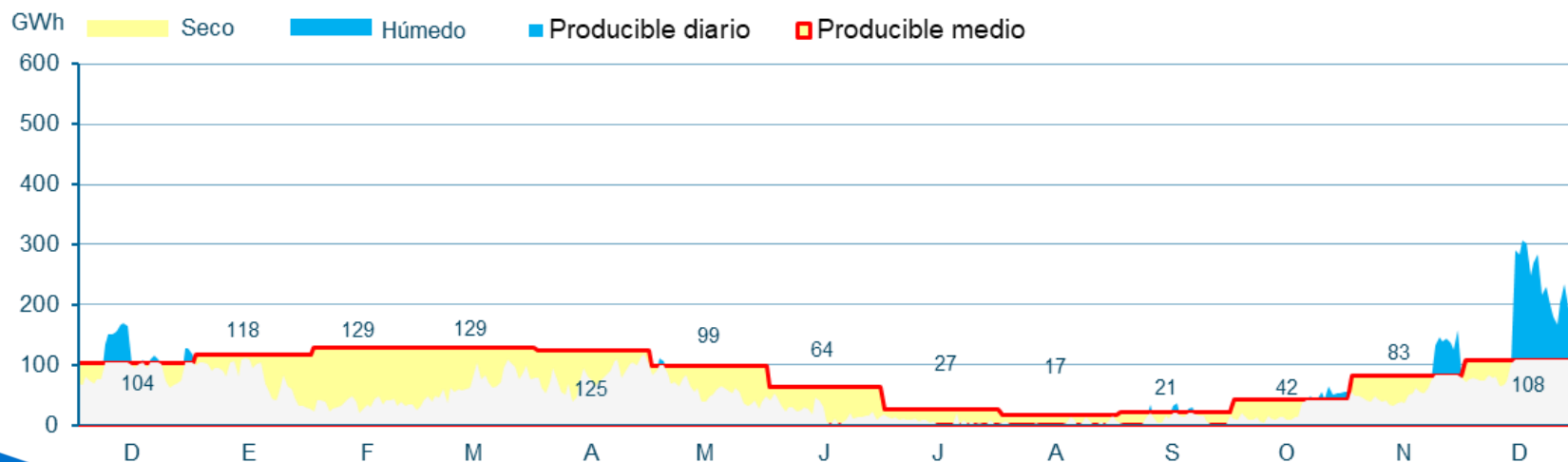
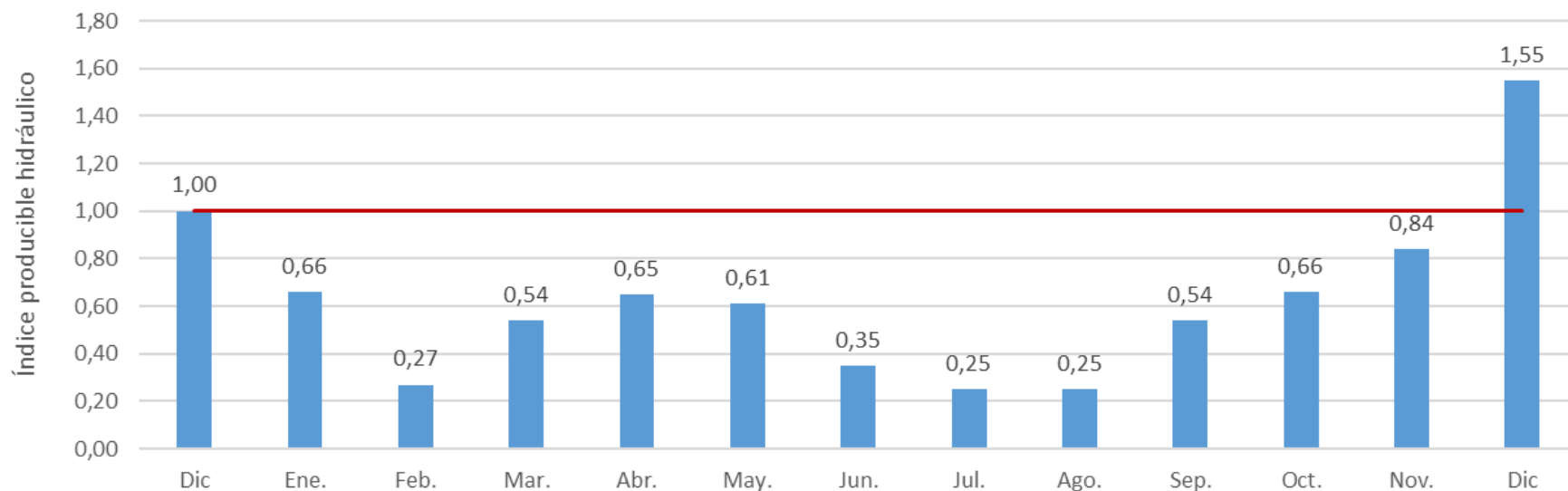


4.2. Resto de Tecnologías

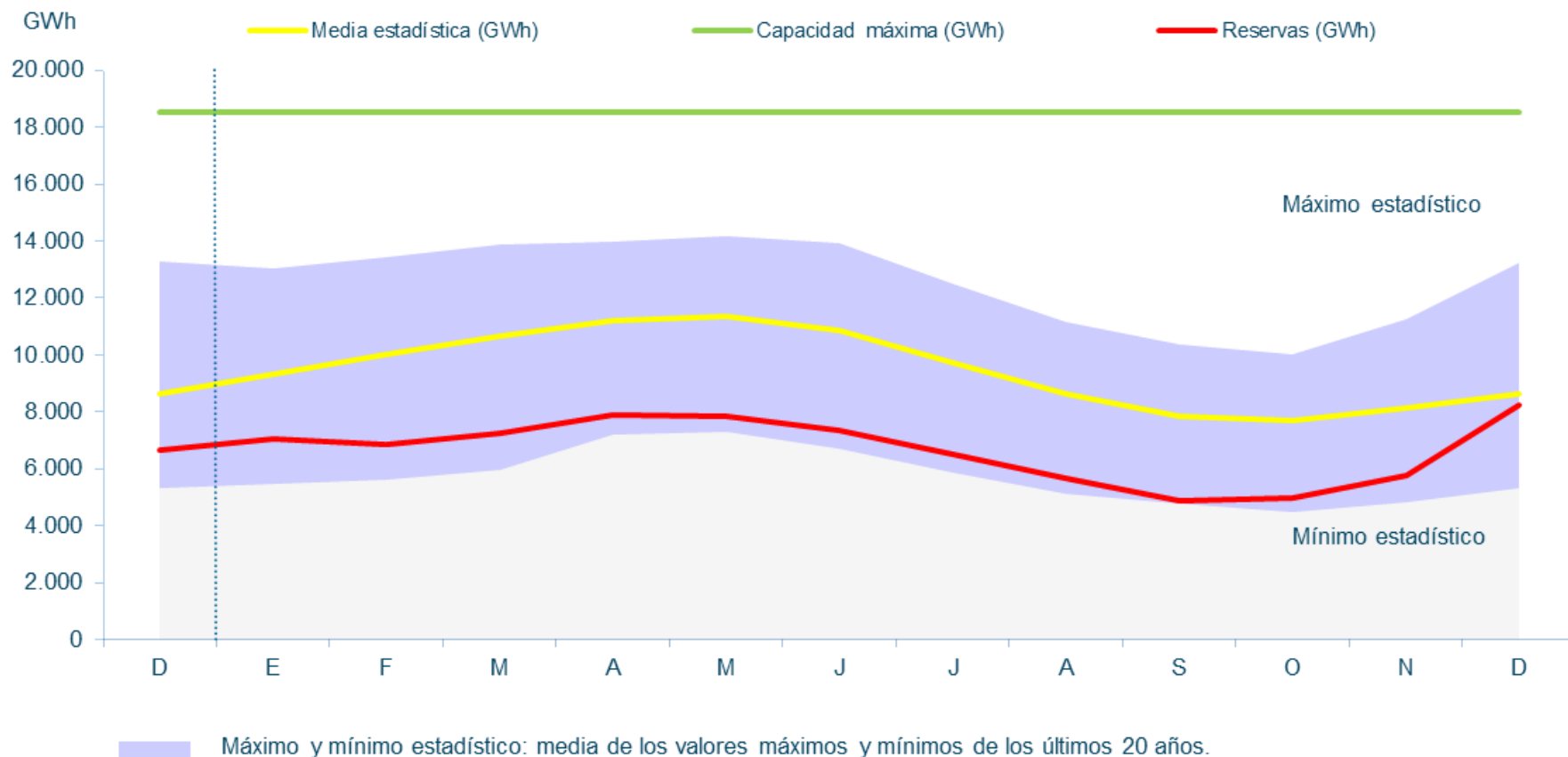
Hidráulica. En 2022, la hidráulica supuso 21.596 GWh, el 8,3% de la generación peninsular total, un 32,8% menos que en 2021 debido a un año muy seco. La hidráulica generó 3.230 GWh en DIC22.



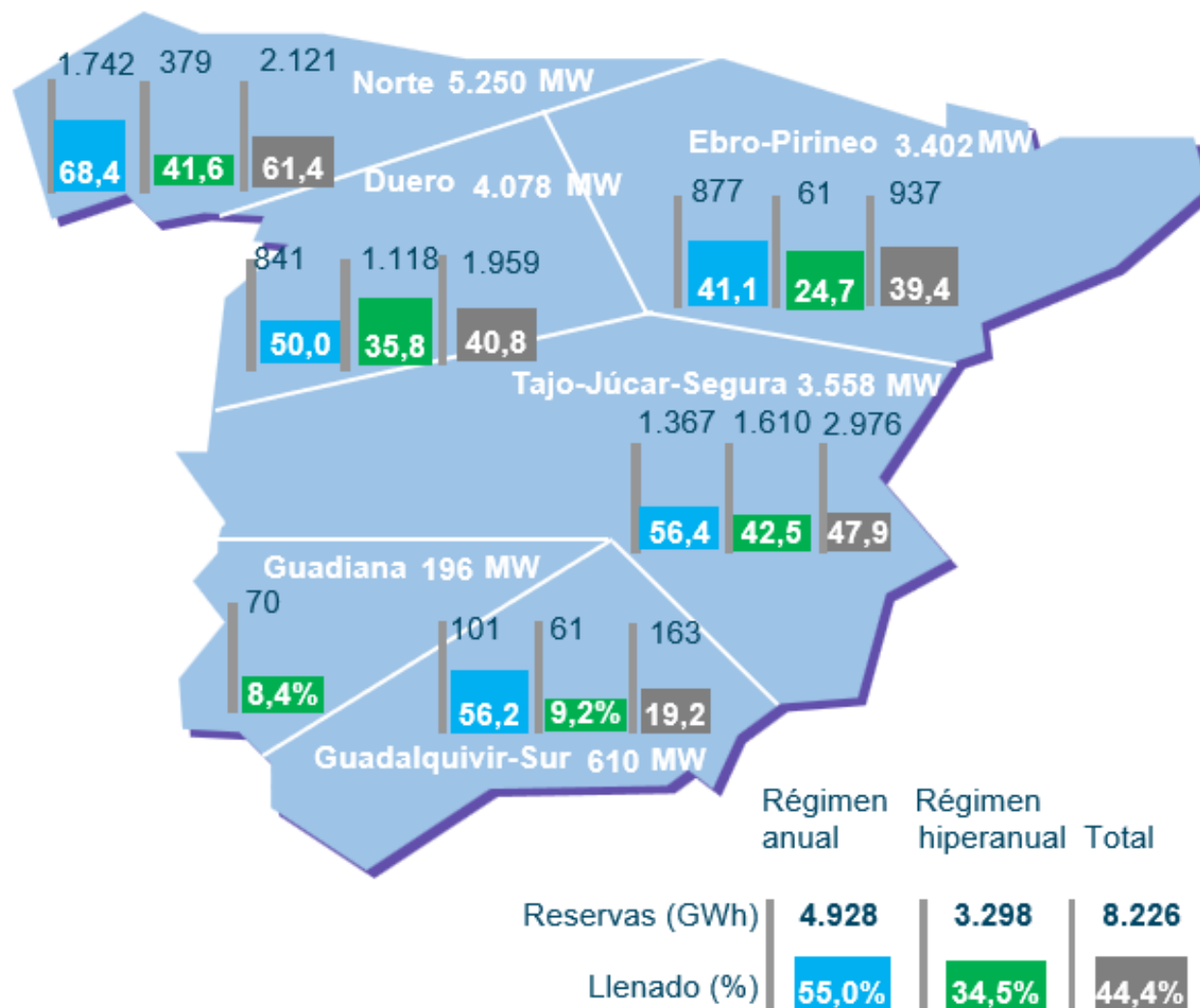
Hidráulica. Índice de producible hidráulico 2021-2022.



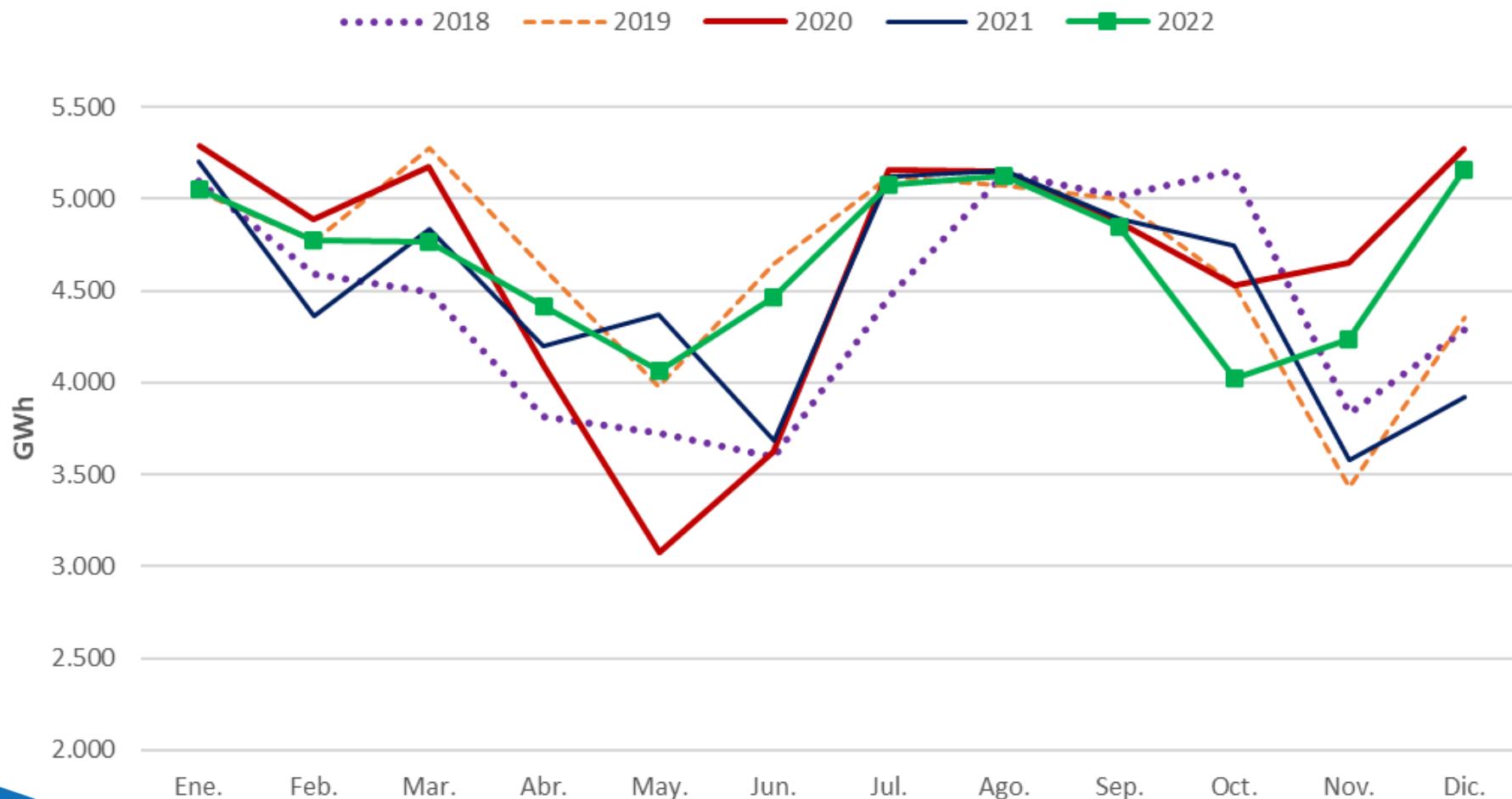
Hidráulica. El notable incremento del producible hidráulico en los dos últimos meses ha llevado a que las reservas, que estaban en mínimos estadísticos, hayan cerrado el año en la media (44,4%).



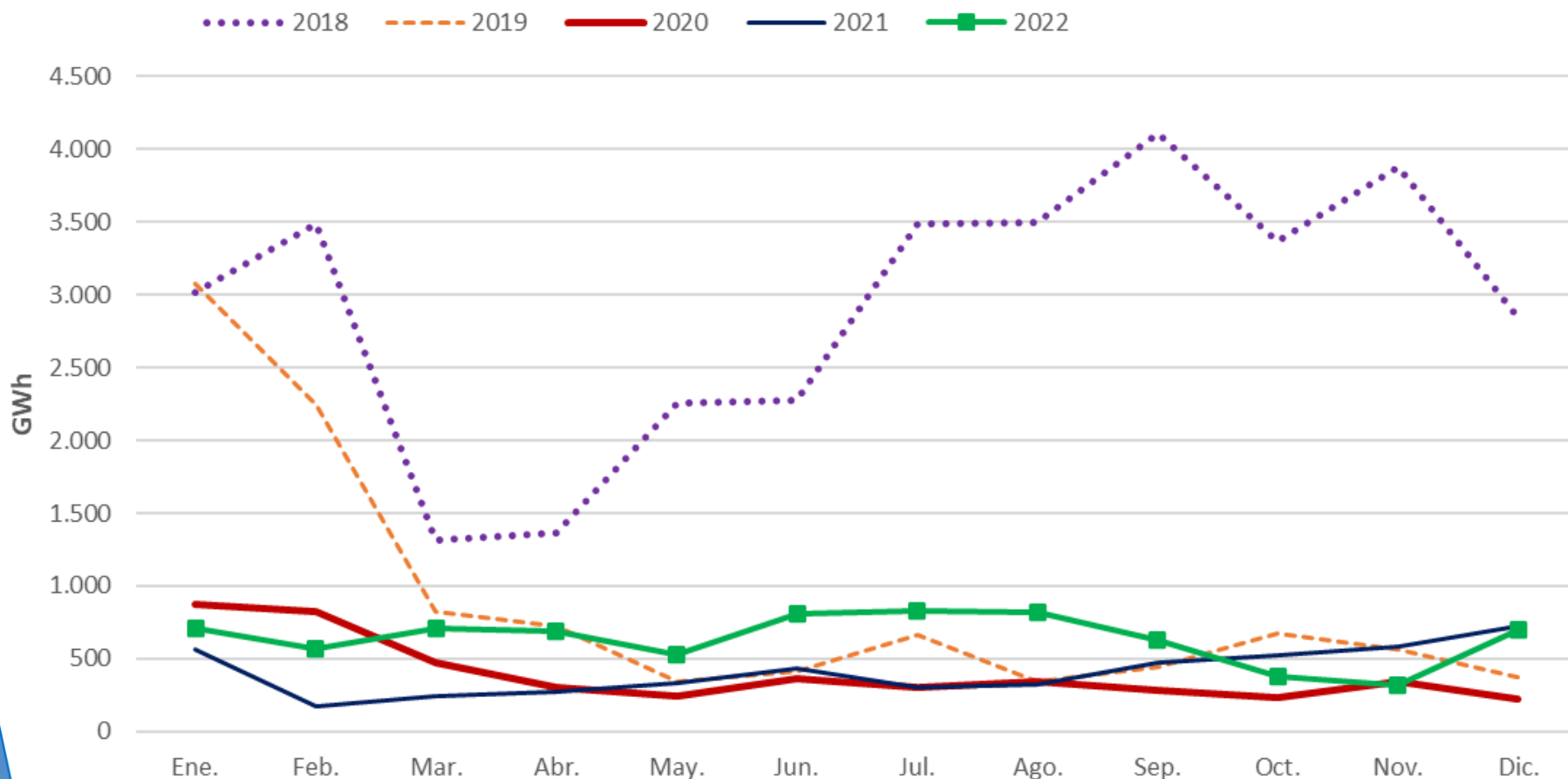
Hidráulica. Reservas hidroeléctricas en DIC22, 8,3% por encima de DIC21, y 13,1% más que NOV22. Mes muy húmedo respecto a su media histórica.



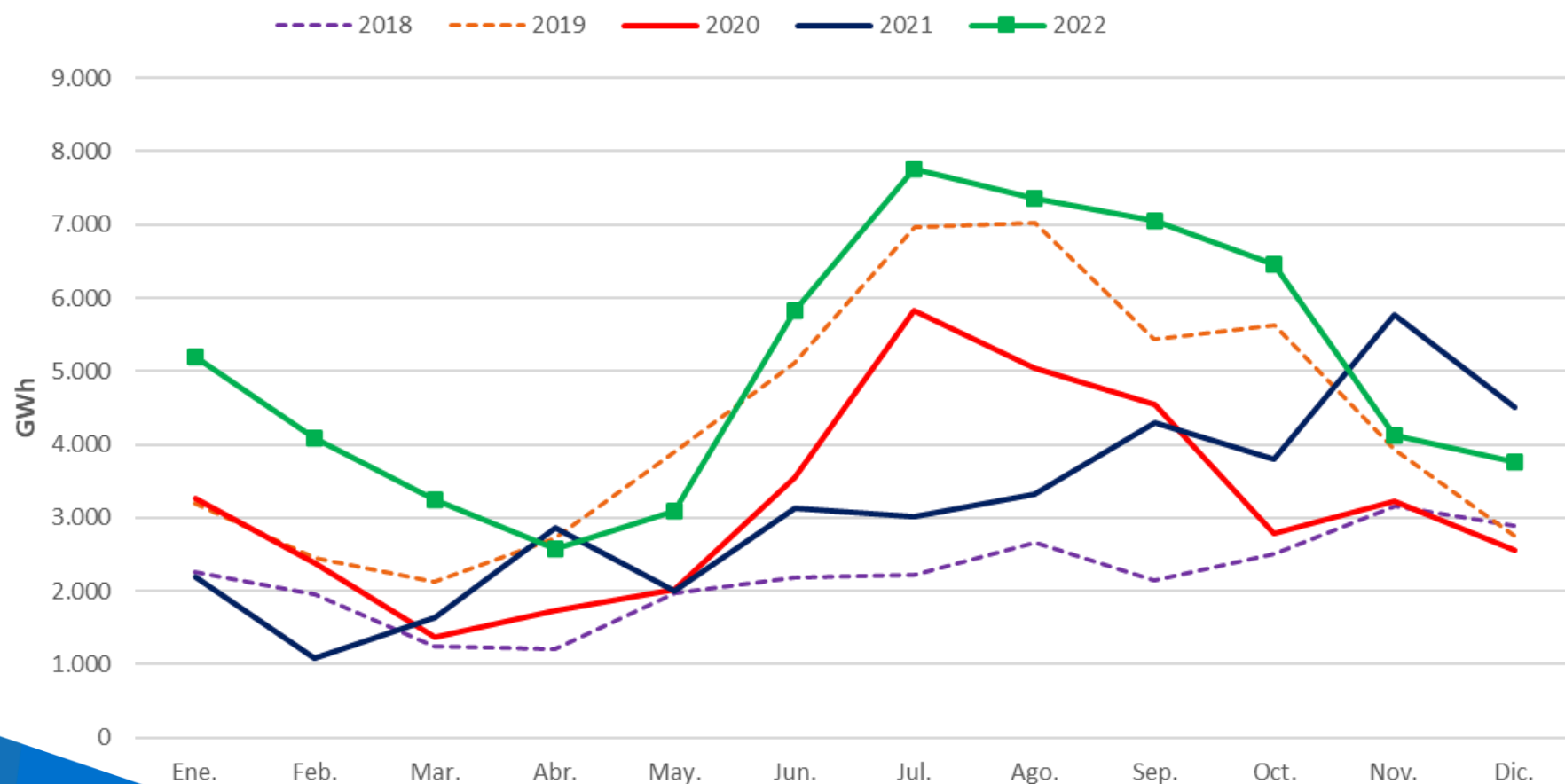
Nuclear. La nuclear ha producido 5.161 GWh en DIC22, y 55.983 GWh en 2022. Ha cubierto el 21,4% de la generación peninsular total, un 3,6% más que en 2021. La nuclear ha sido la tercera tecnología del mix de generación en 2022.



Carbón. En 2022, las térmicas de carbón han producido 7.687 GWh, un 55,5% más que en 2022. La mayor utilización de las térmicas se ha debido a los altos precios del gas, a los que han sustituido. El carbón ha generado 694 GWh en DIC22.



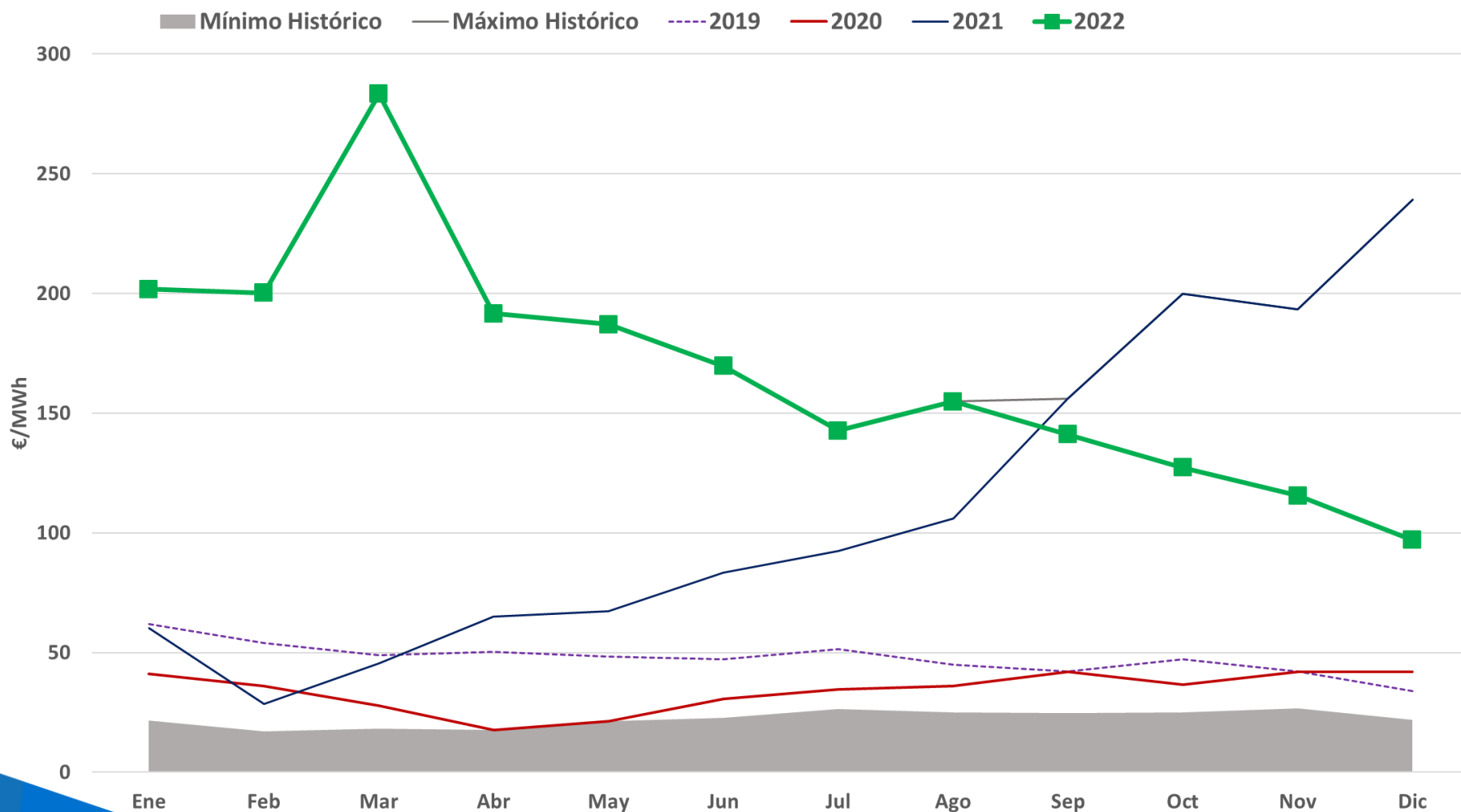
Ciclo Combinado. El CC ha generado 3.770 GWh en DIC22 y 60.560 GWh de la producción peninsular total de 2022. En el acumulado del año, los ciclos han producido un 60,8% más que en 2021. En 2022 se produjo este importante aumento de la utilización del gas debido a la aplicación de la Excepción Ibérica y al gran incremento de las exportaciones.



Índice

1. Resumen mensual
2. Evolución de la Demanda
3. Intercambios Internacionales
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. **Evolución de los Mercados**
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. Mercado de Ajustes
8. Territorios No Peninsulares
9. Mercados de Futuros

Mercado Eléctrico. Evolución de los precios del mercado eléctrico. Descenso de los precios en diciembre debido a la mayor generación renovable.



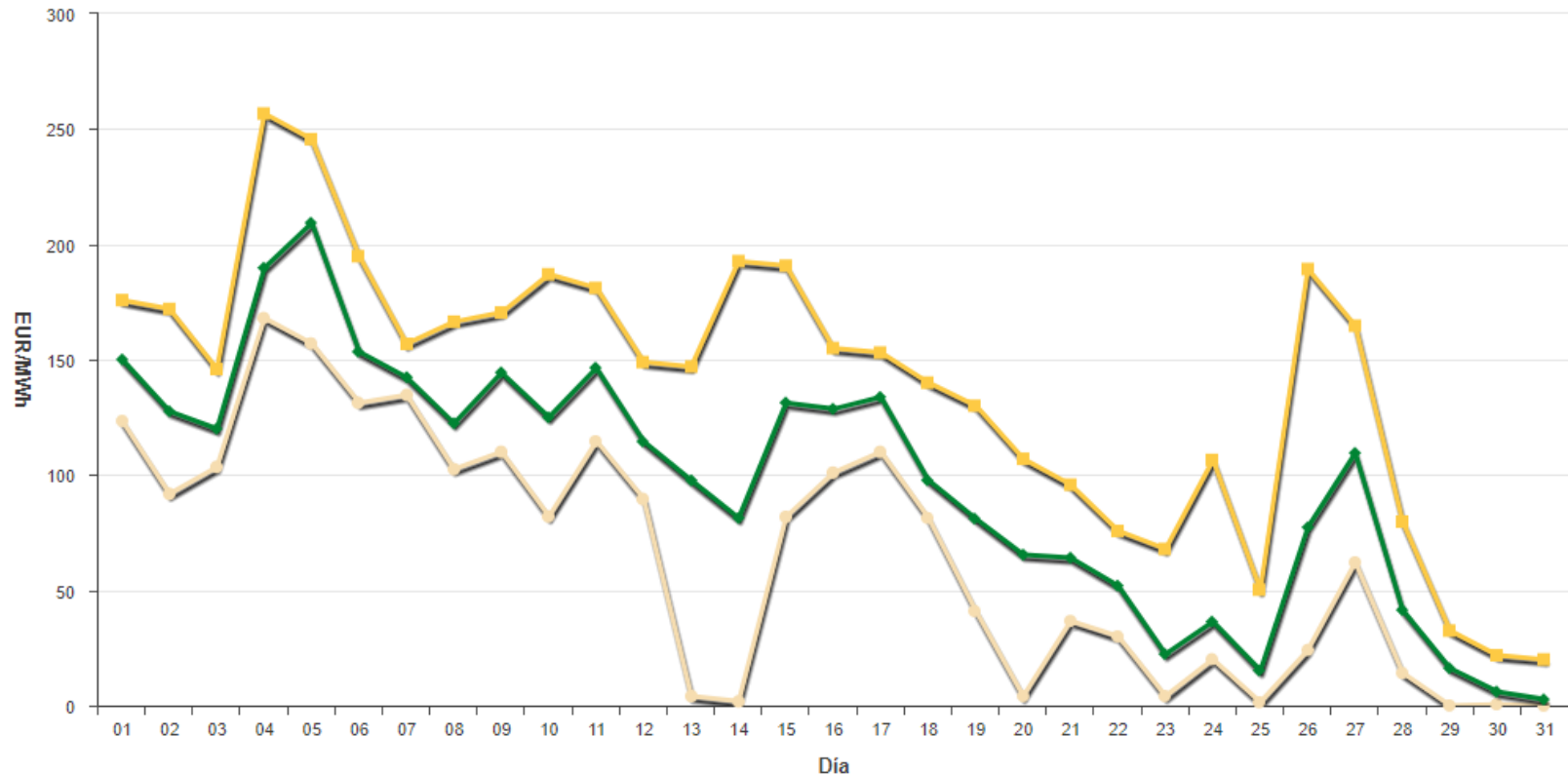
Mercado Eléctrico. En 2022, el precio medio ha sido de 167,52€/MWh, un 49,66% superior a 2021. En diciembre, el PMD ha sido de 96,95 €/MWh, un descenso del 16% respecto a NOV22 y del 59% respecto DIC21, lo que supone un importante descenso interanual, continuando con la tendencia iniciada en septiembre. Se registran 85 horas con precios inferiores a los 5€/MWh, 3 de ellas a precio 0.

Mes	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sist. Español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas con PMH < 5€/MWh	Δ respecto al mes anterior (%)	Δ respecto al mes año anterior (%)
2018	2,06	57,29	84,13			-14,97%
2019	0,03	47,68	74,74			-16,77%
2020	1,02	33,96	68,90			-28,78%
Nov-21	15,00	193,43	309,30	0	-3%	361%
Dic-21	2,67	239,16	409,00	7	24%	470%
2021	0,01	111,93	409,00			229,59%
Ene-22	14,00	201,72	297,33	0	-16%	235%
Feb-22	70,00	200,22	350,00	0	-1%	603%
Mar-22	144,80	283,30	700,00	0	41%	523%
Abr-22	1,03	191,52	319,32	16	-32%	195%
May-22	1,03	187,13	265,88	3	-2%	179%
Jun-22	50,00	169,63	262,60	0	-9%	104%
Jul-22	69,05	142,66	221,10	0	-16%	54%
Ago-22	25,09	154,89	253,07	0	9%	46%
Sep-22	1,29	141,07	300,00	5	-9%	-10%
Oct-22	4,11	127,21	280,00	2	-10%	-36%
Nov-22	4,11	115,56	237,00	2	-9%	-40%
Dec-22	0	96,95	256,68	85	-16%	-59%
2022	0,00	167,52	700,00	113,00		49,66%

Mercado Eléctrico. En diciembre ha continuado la tendencia decreciente de los precios, especialmente en la última quincena del mes, cuando la producción eólica se incrementó y la demanda se redujo por el periodo navideño.

Mínimo, medio y máximo precio mercado diario

España - 12/2022

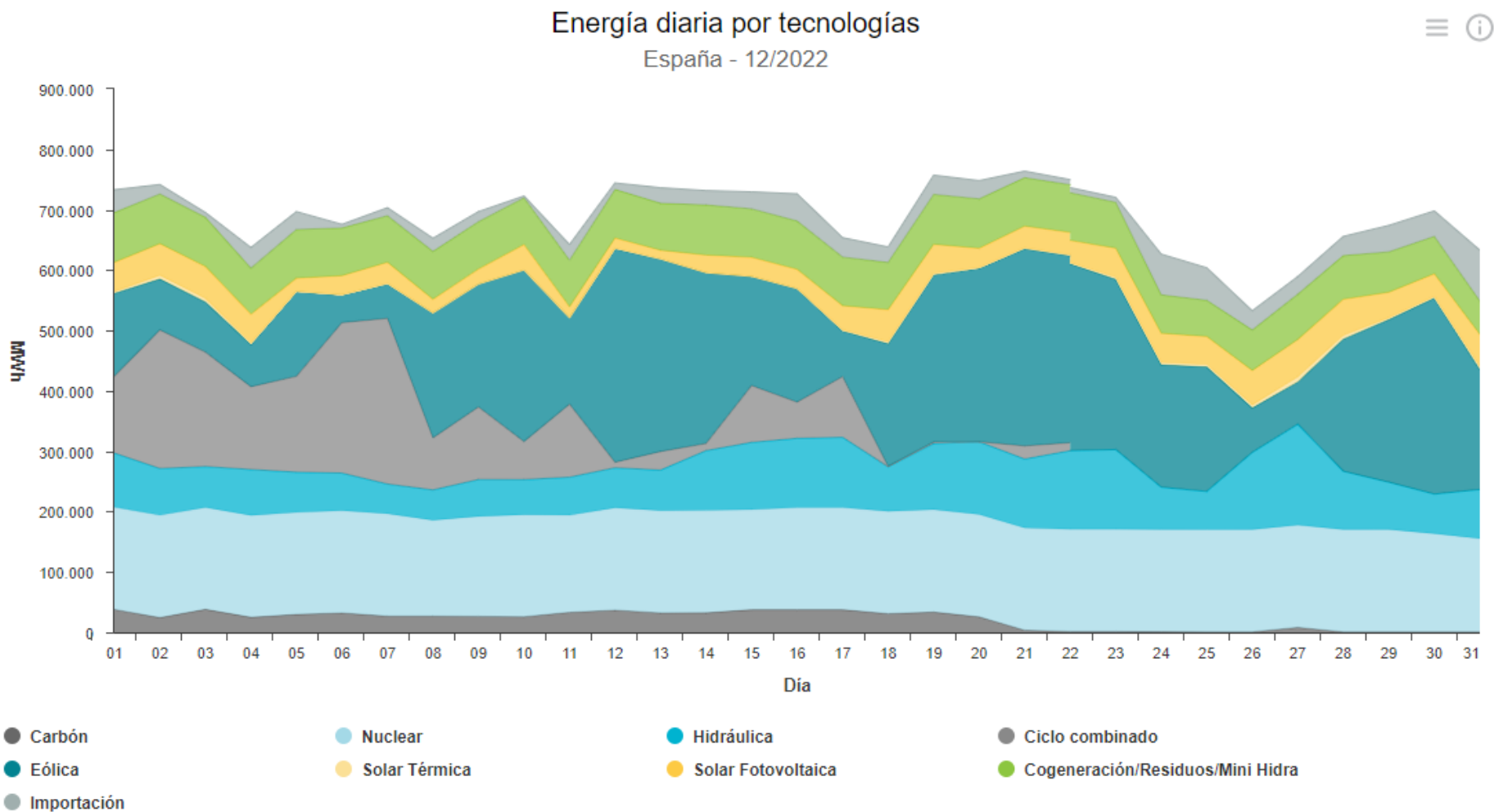


— Precio mínimo — Precio medio aritmético — Precio máximo

El precio no incluye el mecanismo de ajuste del precio del gas con el que se compensa a los CC y repercute en parte del consumo.

Fuente: OMIE

Mercado Eléctrico. Energía diaria por tecnología. Diciembre 2022.



Fuente: OMIE

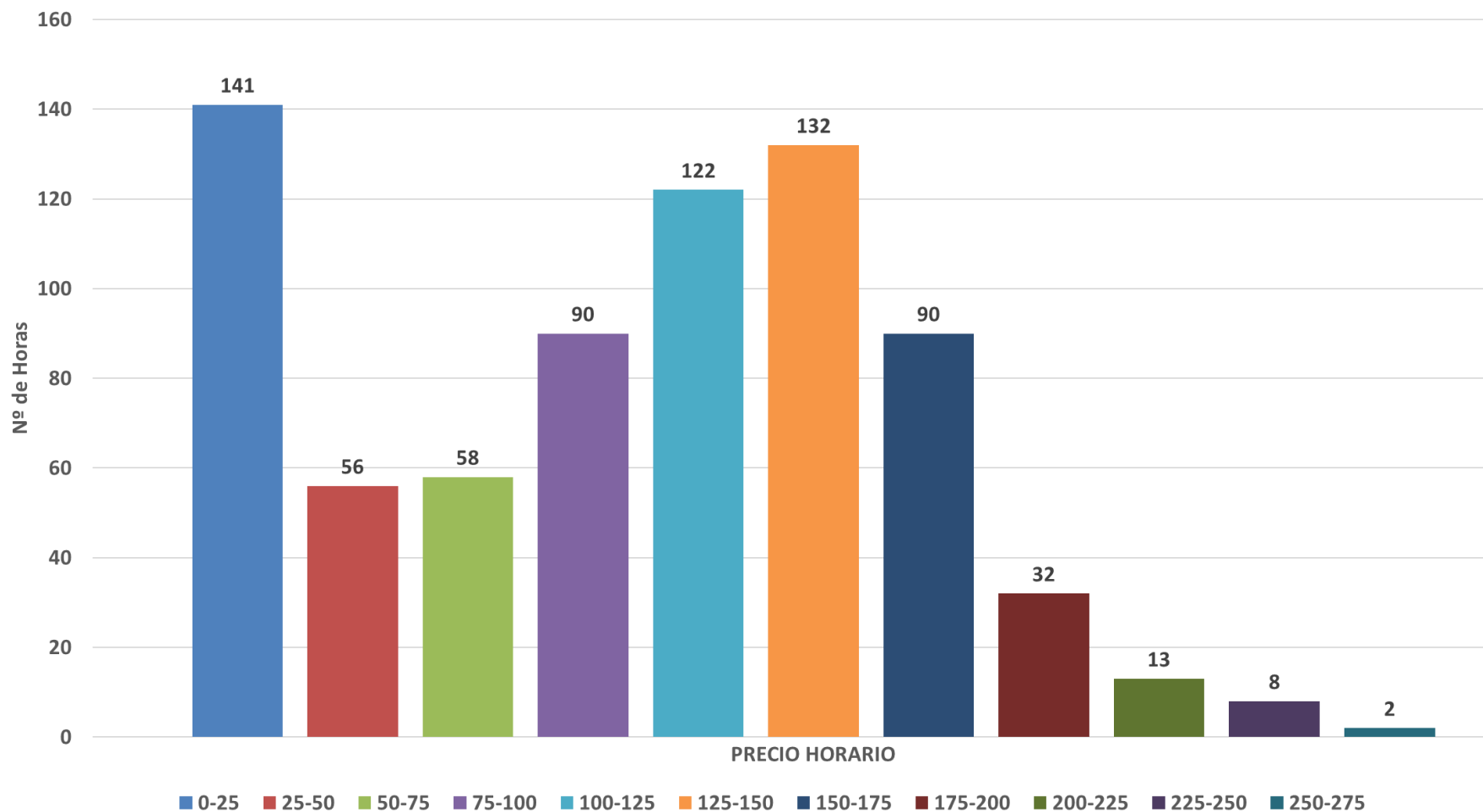
Mercado Eléctrico. Tecnologías que Fijan Precio. Diciembre 2022. La tecnologías RECORE han casado el 30%, la hidráulica el 41% de las horas; el bombeo ha marcado precio el 13%, los ciclos combinados el 14%, y la térmica el 2%.

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01/12/21	BG	HI	HI	HI	TCC	HI	BGHI	TCC	BG	TCC	RE	BG	RE	HI	HI	TCC	BG	HI	BG	RE	BG	HI	TCC	HI
02/12/21	BG	HI	RE	RE	RE	HI	HI	TCC	TCC	HI	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	TCC	HI	HI	BG	BG	BG	HI	HI	TCC
03/12/21	HI	HI	RE	HI	HI	HI	HI	TCC	TCC	HI	HI	HI	TCC	HI	RE	HI	HI	TCC	TCC	HI	HI	HI	TCC	HI
04/12/21	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	BG	HI	RE	HI	TCC	HI	HI
05/12/21	RE	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	BG	HI	HI	TCC	BG	TCC	TCC	RE	BG	TCC	TCC	HI	BG	HI	HI	HI
06/12/21	HI	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	TCC	HI	HI	TCC	HI	TCC	RE	HI	HI	TCC	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	HI
07/12/21	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	TCC	HI	TCC	HI	TCC	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	HI
08/12/21	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	RE	RE	HI	HI	RE	RE	HI	HI	RE	RE	HI	BG	BG	HI	BG	RE	HI
09/12/21	RE	RE	HI	RE	RE	RE	RE	BG	BG	BG	TCC	HI	RE	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	BG	RE	HI	BG	BG	RE
10/12/21	HI	HI	HI	RE	RE	RE	HI	TCC	HI	HI	HI	RE	HI	HI	RE	RE	RE	HI	TCC	BG	HI	HI	BG	TCC
11/12/21	HI	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	TCC	HI	BG	HI	HI	HI	HI	TCC	BG	TCC	BG	HI	BG	HI
12/12/21	HI	HI	RE	RE	RE	RE	HI	HI	BG	BG	HI	HI	HI	RE	HI	HI	HI	BG	HI	HI	RE	HI	HI	RE
13/12/21	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	TCC	TCC	RE	TCC	HI	HI	TCC	HI	BG	TCC	TCC	HI	BG	TCC	TCC	HI
14/12/21	TCC	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	TCC	TCC	HI	RE	HI	HI	BG	HI	BG	BG	HI
15/12/21	HI	RE	TCC	RE	RE	RE	TCC	HI	BG	TCC	BG	BG	BG	BG	BG	BG	HI	TCC	RE	HI	RE	BG	BG	HI
16/12/21	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	BG	BG	BG	BG	HI	HI	RE	HI
17/12/21	HI	BG	HI	TCC	TCC	HI	HI	HI	BG	TCC	BG	BG	HI	HI	TCC	TCC	HI	HI	BG	HI	HI	HI	HI	TCC
18/12/21	BG	RE	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE
19/12/21	RE	HI	RE	RE	RE	RE	HI	RE	RE	HI	RE	RE	TER	TER	RE	RE	HI	BG	RE	BG	BG	HI	RE	TER
20/12/21	TER	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	BG	HI	HI	HI	HI	RE	RE	HI	BG	HI	HI	HI	HI	BG	RE	RE
21/12/21	HI	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	TER	RE	HI	HI	BG	RE	HI	HI	BG	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI
22/12/21	RE	RE	RE	RE	RE	HI	RE	BG	RE	RE	BG	BG	RE	RE	RE	RE	BG	BG	HI	HI	HI	HI	BG	RE
23/12/21	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	BG	BG	BG	HI	BG	HI	BG	HI	HI	BG	HI	RE
24/12/21	HI	RE	BG	BG	RE	RE	RE	RE	HI	HI	HI	HI	RE	RE	RE	RE	BG	BG	TER	HI	BG	BG	RE	BG
25/12/21	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	HI	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	HI	BG	HI	HI	HI	HI
26/12/21	BG	BG	RE	RE	RE	RE	RE	HI	HI	HI	BG	BG	RE	RE	BG	RE	HI	RE	TCC	HI	HI	RE	HI	TCC
27/12/21	HI	HI	BG	RE	BG	HI	TCC	HI	HI	HI	TCC	HI	BG	HI	HI	BG	RE	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	TCC
28/12/21	HI	RE	RE	HI	RE	RE	RE	RE	HI	BG	RE	HI	RE	RE	RE	RE	HI	BG	HI	HI	HI	RE	HI	RE
29/12/21	RE	RE	RE	RE	HI	RE	RE	RE	RE	HI	BG	RE	RE	RE	RE	RE	RE	BG	BG	HI	BG	HI	RE	RE
30/12/21	RE	RE	RE	RE	RE	HI	RE	RE	RE	HI	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	BG	BG	RE	RE	RE	RE	RE
31/12/21	HI	HI	HI	BG	BG	BG	BG	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	RE	RE	HI	RE	BG	BG	RE	HI	RE	HI

BG Generación Hidráulica de Bombeo.
 HI Generación Hidráulica.
 RE Renovables, Cogeneración y Residuos.

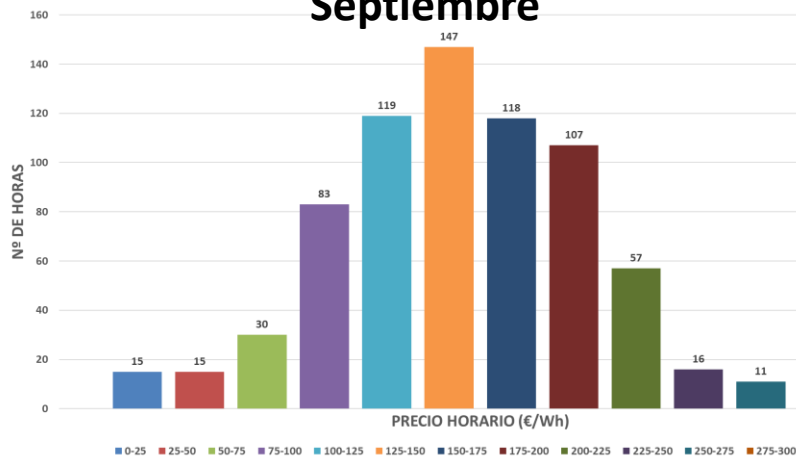
TCC Generación Térmica de Ciclo Combinado.
 TER Generación Térmica Convencional.

Mercado Eléctrico. Intervalos de Precios. En diciembre se registra un elevado número de horas a precios bajos: un 19% por debajo de los 25€/MWh.

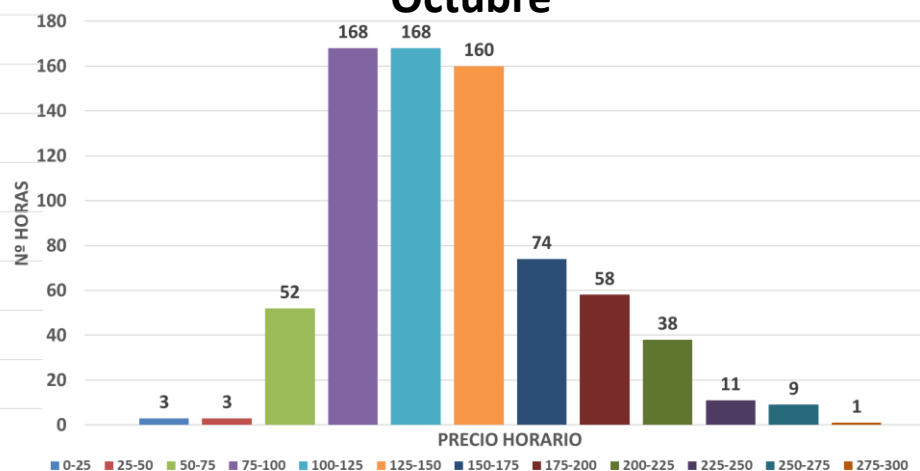


Mercado Eléctrico. Intervalos de Precios. Evolución en últimos meses de 2022.

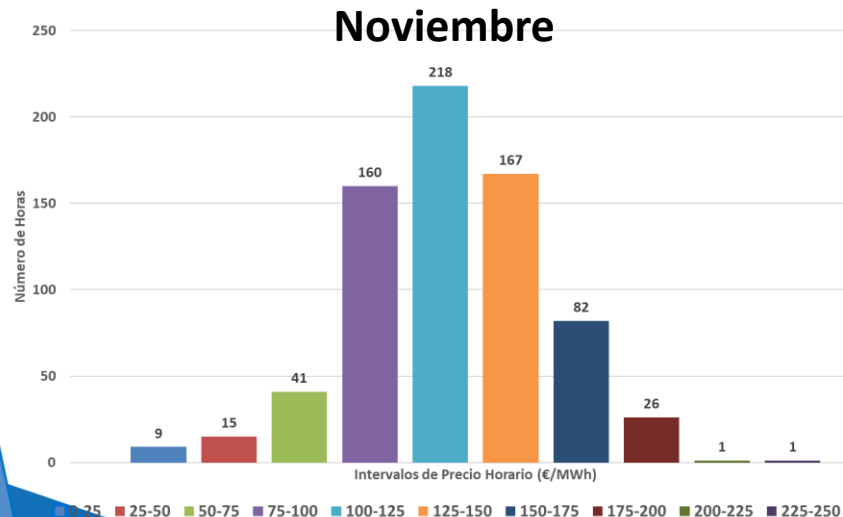
Septiembre



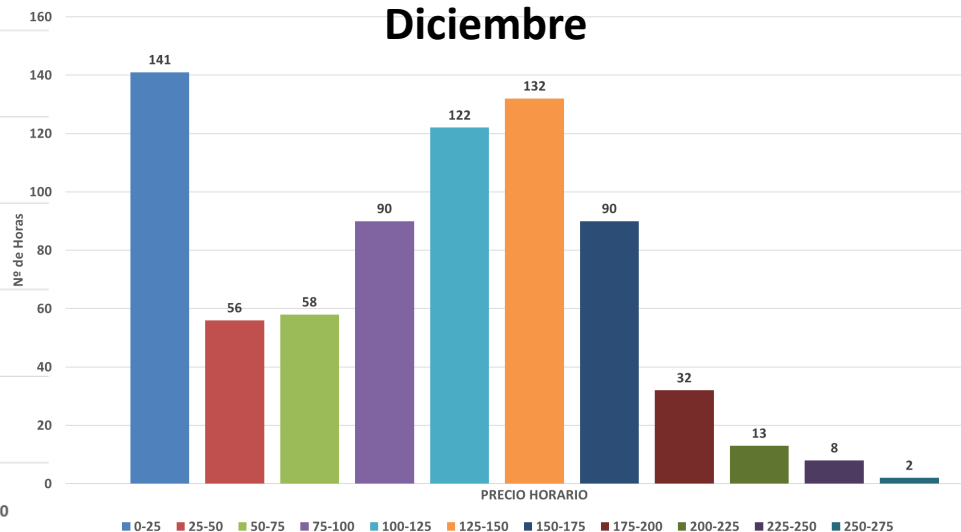
Octubre



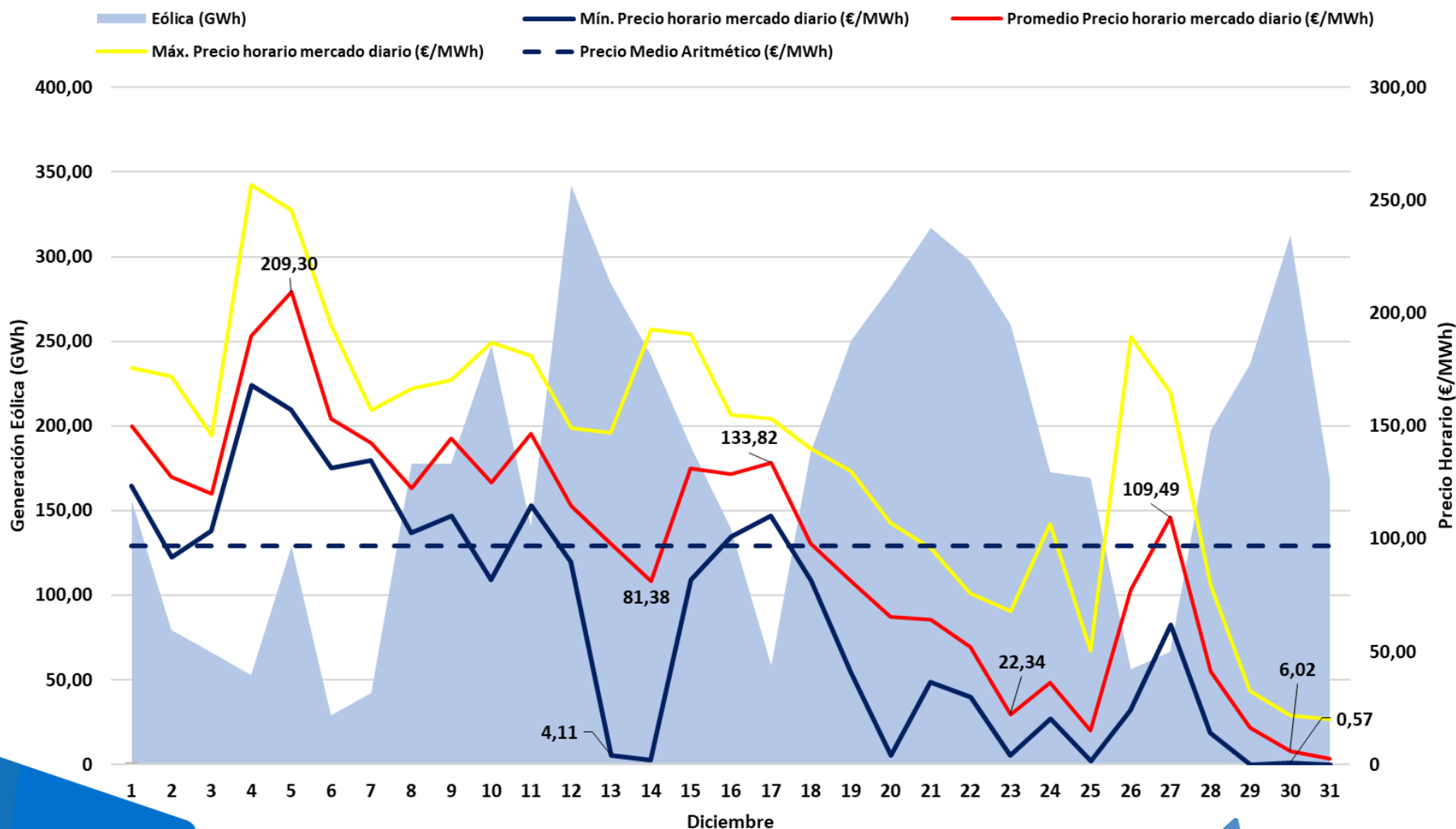
Noviembre



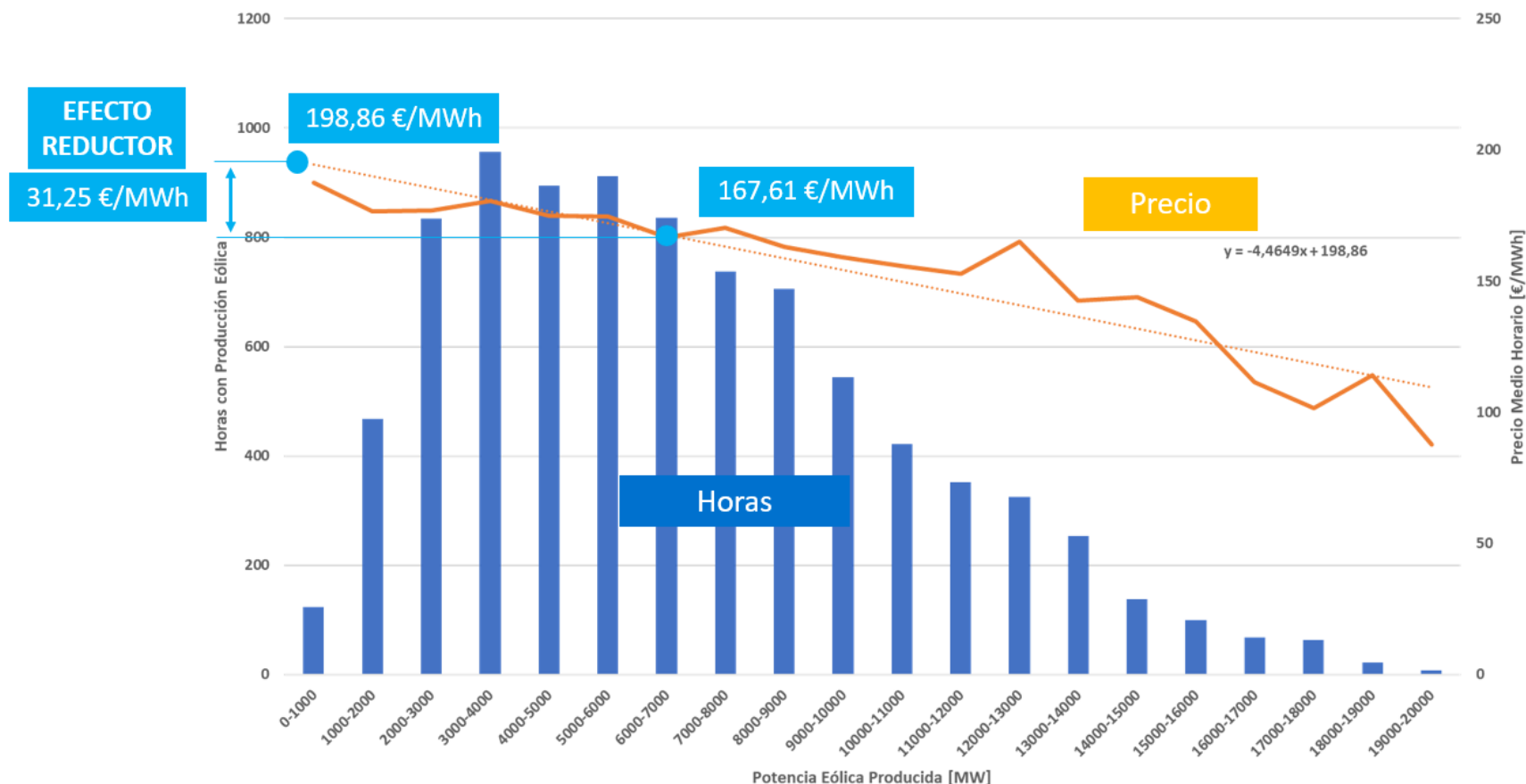
Diciembre



Mercado Eléctrico. Precio horario vs Generación eólica. Durante diciembre, gracias al elevado recurso eólico, se puede observar con claridad el efecto reductor de la eólica. Se observa un gran contraste entre los precios diarios entre los días donde hay mayor viento y aquellos con menor recurso eólico.



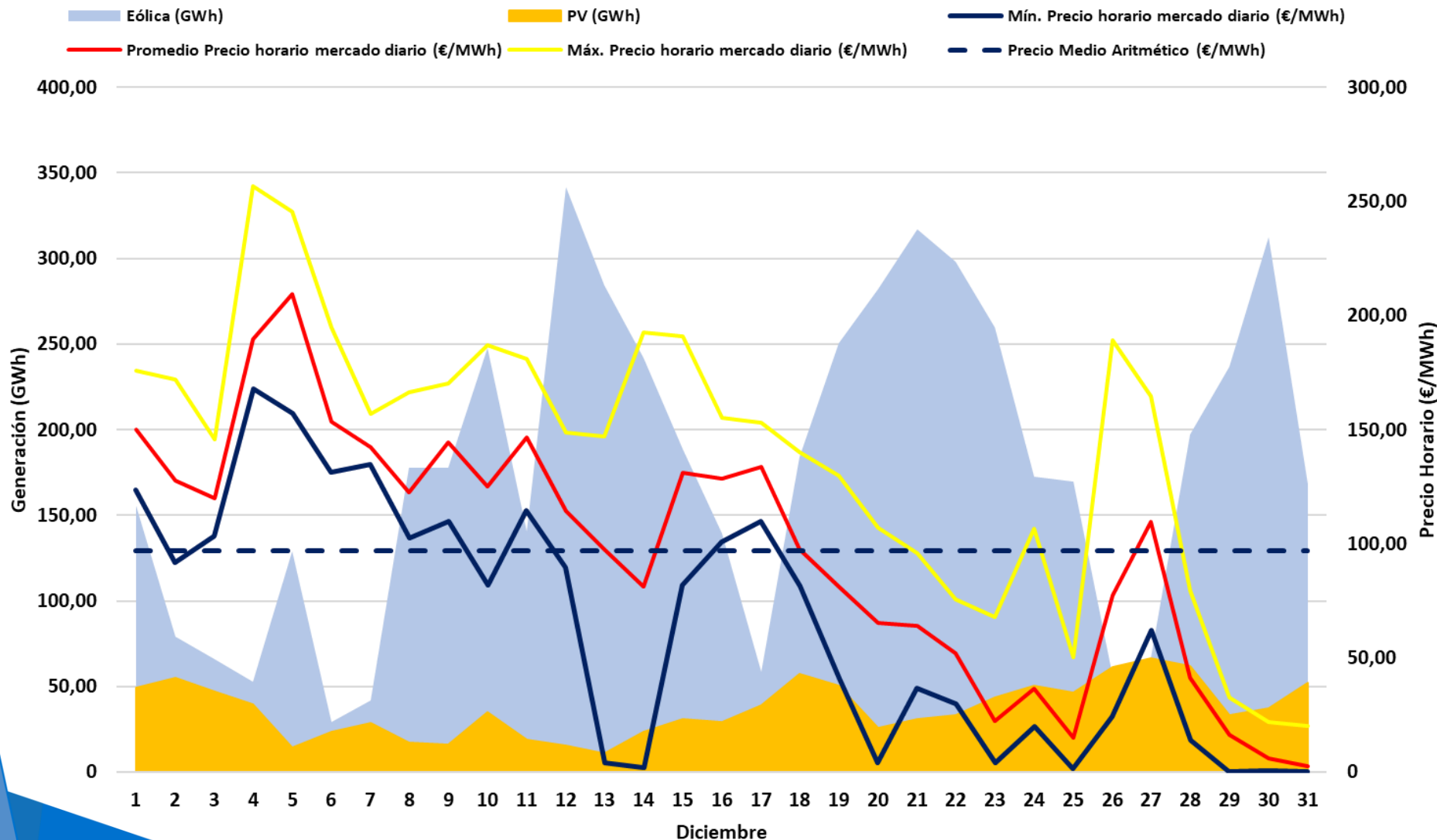
Efecto reductor de la eólica. Acumulado 2022 (Ene-Dic)



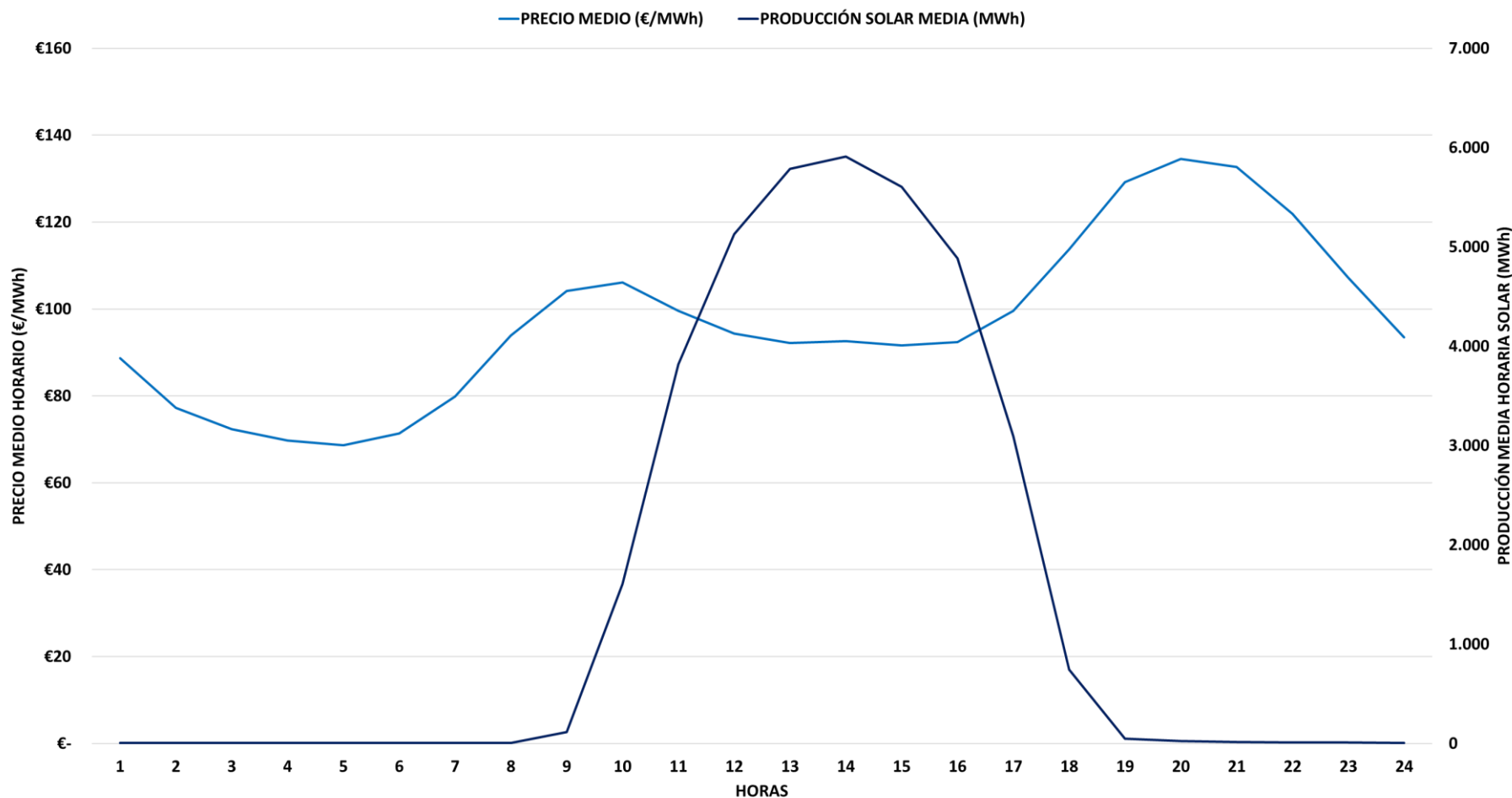
El **efecto reductor de la eólica en el acumulado de 2022** ha sido de **31,25 €/MWh**, y el valor de generación media instantánea eólica **6.800 MW**. Es decir, sin eólica el precio medio de la electricidad hubiese sido un **18,6%** superior.

La energía eólica generada durante 2022 ha supuesto un ahorro de **8.252 M€** en el valor económico de la energía casada en el mercado mayorista.

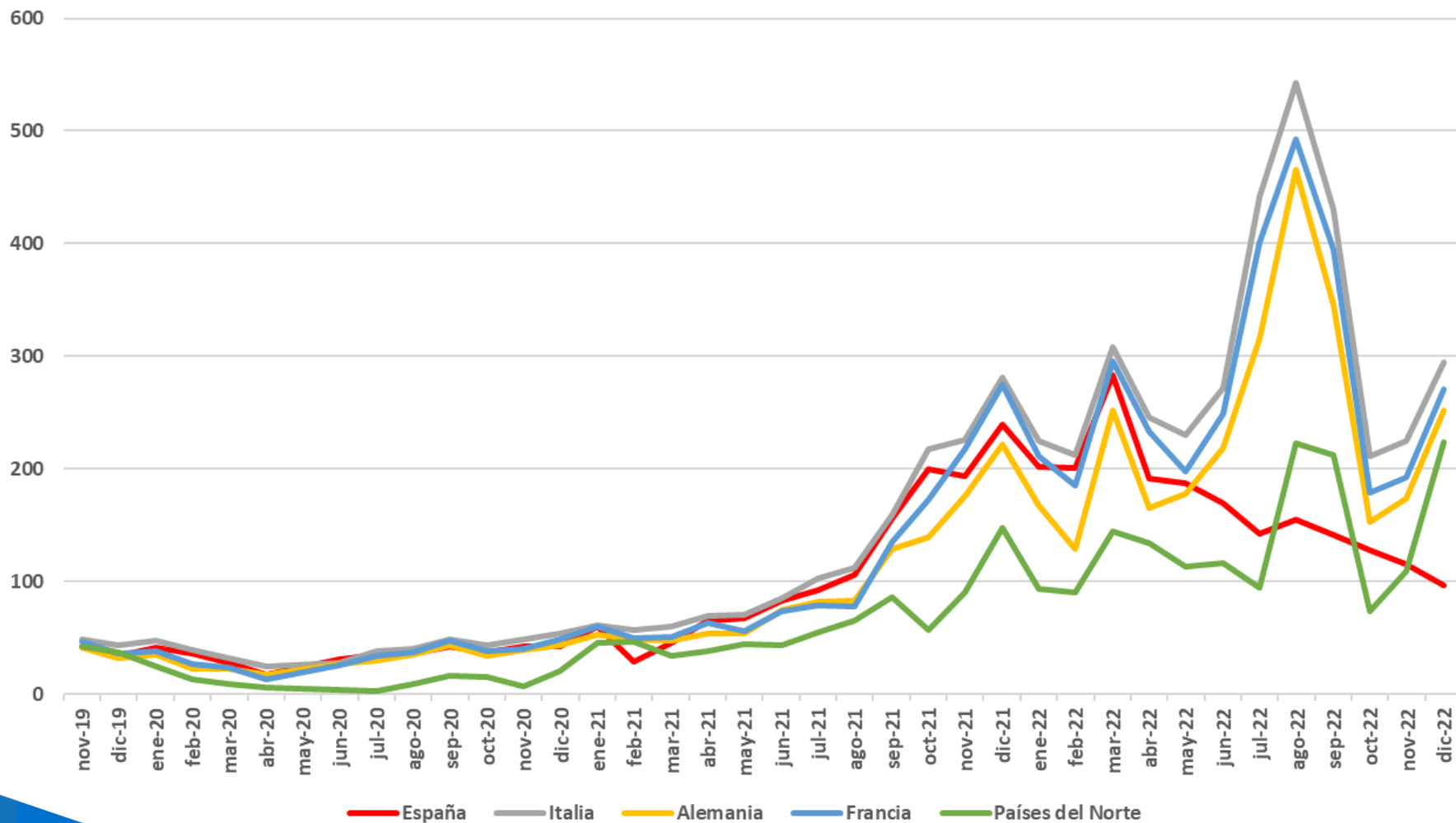
Mercado Eléctrico. Precio horario vs Generación eólica y Fotovoltaica.



Mercado Eléctrico. Precio medio horario vs Producción media horaria Fotovoltaica. De acuerdo con el borrador de la nueva orden de parámetros el apuntamiento solar es ya inferior al eólico para el 2023.



Mercados Eléctricos Europeos. Aumento del precio de la electricidad en todos los mercados europeos (salvo España, que mantiene su descenso).

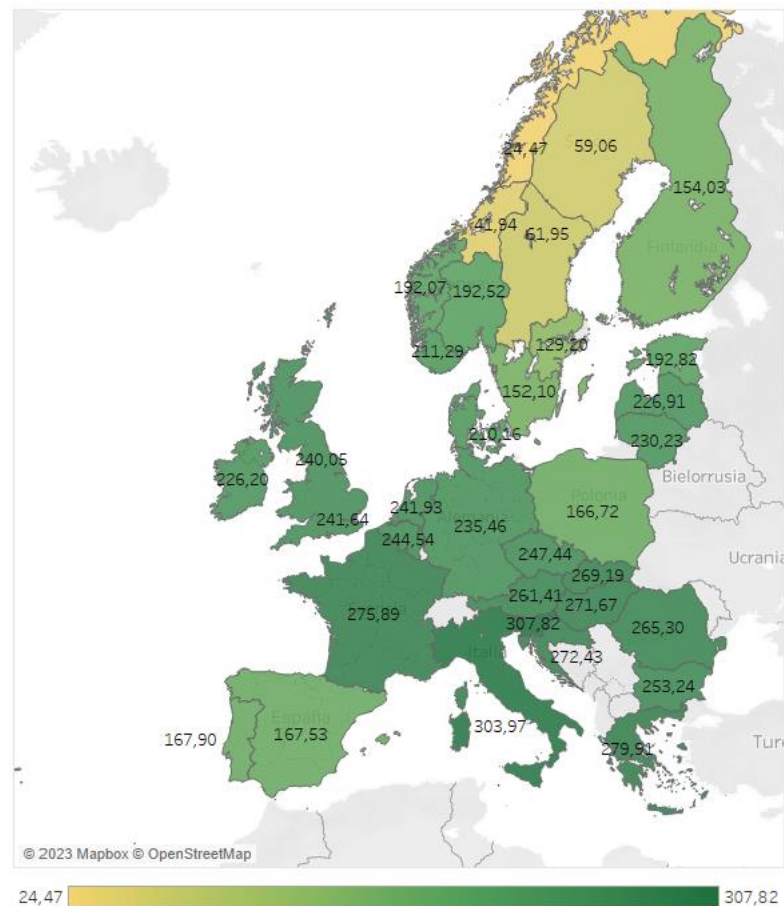


Mercados Eléctricos Europeos. Comparación de los precios registrados en diciembre de 2022 y media del año.

Diciembre 2022



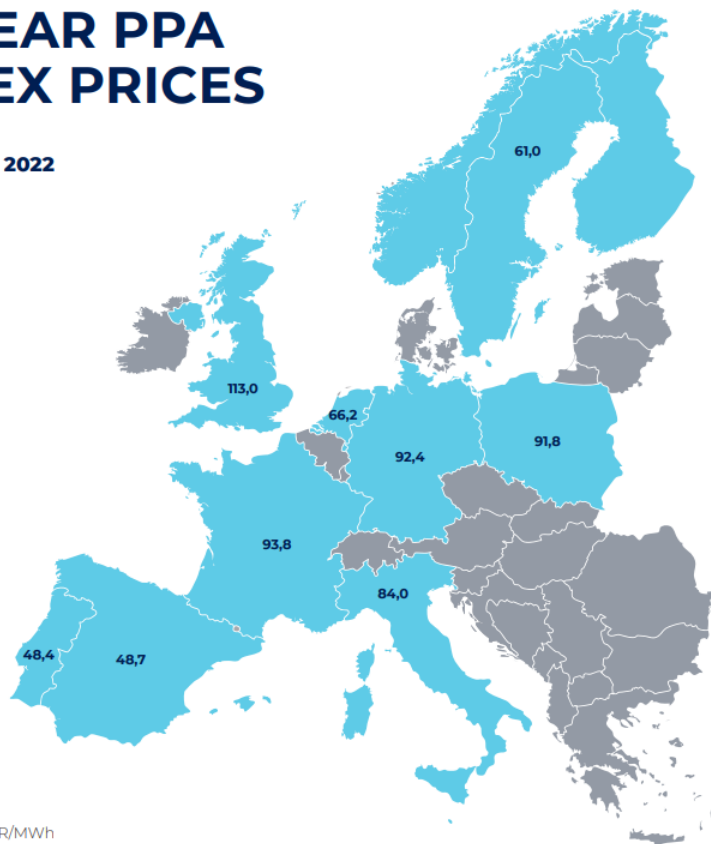
2022



Mercados Eléctricos Europeos. PPAs firmados a 10 años.

10 YEAR PPA INDEX PRICES

December 2022



	EURO	France	GB	Germany	Italy	Netherlands	Nordics	Poland	Portugal	Spain
END OF NOVEMBER	94,0	114,8	138,0	100,4	110,2	97,6	65,1	97,3	54,9	55,3
END OF DECEMBER	79,9	93,8	113,0	92,4	84,0	66,2	61,0	91,8	48,4	48,7
% CHANGE	▼-15,0%	▼-18,3%	▼-18,1%	▼-7,9%	▼-23,8%	▼-32,1%	▼-6,2%	▼-5,7%	▼-11,8%	▼-12,1%

Eólica en el Mercado. En DIC22, el mayor recurso eólico y su efecto reductor han supuesto un descenso del Factor de Apuntamiento de la eólica respecto a meses anteriores. La estabilización interhoraria de los precios en los meses centrales del año ha supuesto que el FA de 2022 haya sido 3 puntos superior al de 2021.

	Generación eólica medida Peninsular (GWh)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual (€/MWh)	Precio medio PONDERADO eólica (€/MWh)	Diferencia €/MWh	Variación (%)	Factor Apuntamiento
nov-21	6.314	8.769	193,43	187,26	-6,17	-3,19%	0,9681
dic-21	6.804	9.146	239,16	210,00	-29,16	-12,19%	0,8781
2021	59.007	6.735	111,93	104,22	-7,71	-6,89%	0,9311
ene-22	5.357	7.200	201,72	194,25	-7,47	-3,70%	0,9630
feb-22	4.618	6.871	200,22	193,99	-6,23	-3,11%	0,9689
mar-22	6.413	8.631	283,3	270,44	-12,86	-4,54%	0,9546
abr-22	5.533	7.684	191,52	178,71	-12,81	-6,69%	0,9331
may-22	4.555	6.122	187,13	184,32	-2,81	-1,50%	0,9850
jun-22	3.617	5.024	169,63	164,92	-4,71	-2,78%	0,9722
jul-22	4.358	5.858	142,66	142,02	-0,64	-0,45%	0,9955
ago-22	4.040	5.431	154,89	154,45	-0,44	-0,28%	0,9972
sep-22	4.067	5.648	141,07	132,07	-9,00	-6,38%	0,9362
oct-22	4.998	6.708	127,22	113,32	-13,90	-10,92%	0,8908
nov-22	6.568	9.123	115,56	106,61	-8,95	-7,74%	0,9226
dic-22	5.522	7.422	96,95	81,44	-15,51	-16,00%	0,8400
2022	59.645	6.809	167,52	160,82	-6,70	-4,00%	0,9600

Eólica en el Mercado. Retribución a mercado de la eólica.

	Precio medio a m. diario (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas (€/MWh)	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
nov-21	187,26	-0,21	1,76	-1,6	187,21 €
dic-21	210,00	0	0,31	-2,21	208,10 €
ene-22	194,25	-0,06	1,37	-1,63	193,93 €
feb-22	193,99	-0,20	2,16	-2,08	193,87 €
mar-22	270,44	-0,12	2,38	-2,67	270,03 €
abr-22	178,71	-0,11	2,04	-3,24	177,40 €
may-22	184,32	-0,01	0,87	-3,69	181,49 €
jun-22	164,92	0,00	0,15	-5,02	160,05 €
jul-22	142,02	0,00	0,14	-3,24	138,92 €
ago-22	154,45	-0,21	0,13	-6,00	148,37 €
sep-22	132,07	0,30	0,11	-3,63	128,85 €
oct-22	113,32	-0,20	0,11		113,23 €
nov-22	106,61	-0,32	0,14		106,43 €
dic-22	81,44	-0,03	0,3		81,71 €

Eólica en el Mercado. Factor de Apuntamiento en las Provincias más representativas. Diciembre 2022

Diciembre 22	Generación eólica medida (GWh)	Producción a precio mercado horario (€)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual (€/MWh)	Precio medio PONDERADO eólica (€/MWh)	Diferencia €/MWh	Variación (%)	FA
España Peninsular	5.532	450.310.248,75	7.436	96,95	81,39	-15,56	-16,04%	0,8396
A Coruña	370	29.440.965,80	498	96,95	79,50	-17,45	-18,00%	0,8200
Albacete	436	41.993.105,05	586	96,95	96,27	-0,68	-0,70%	0,9930
Cádiz	227	25.679.718,56	306	96,95	112,97	16,02	16,53%	1,1653
Zaragoza	461	34.264.272,73	619	96,95	74,35	-22,60	-23,31%	0,7669

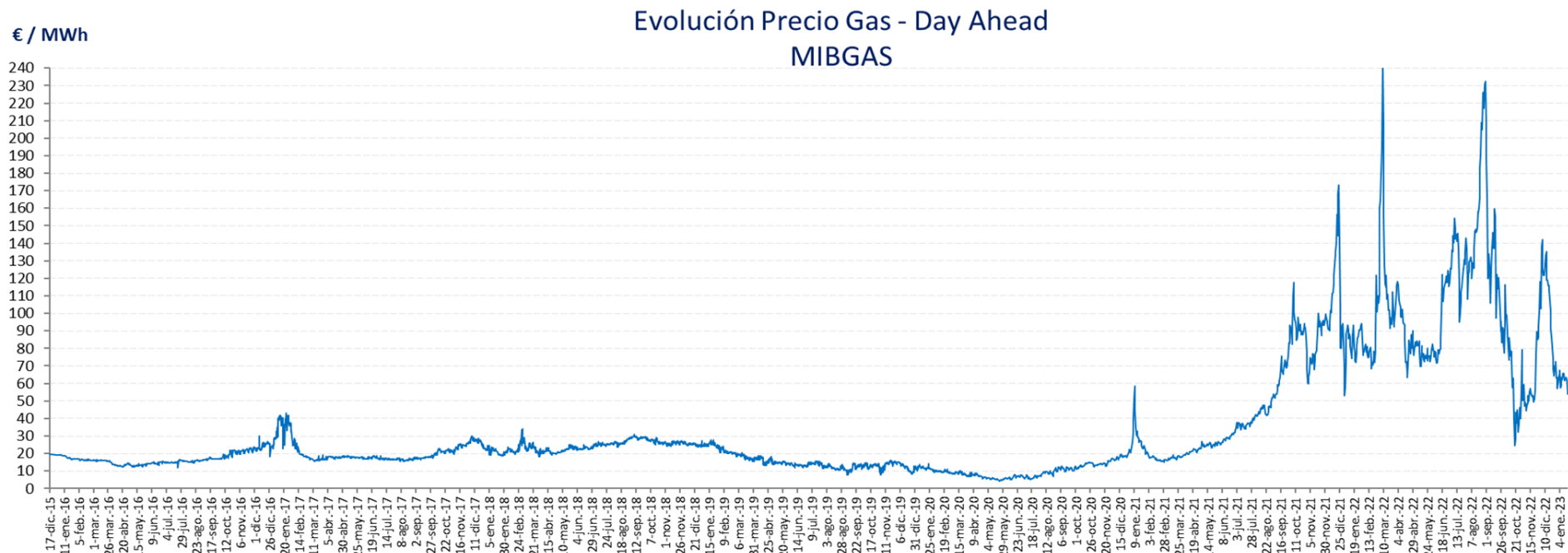
Mes	España	A Coruña	Albacete	Cádiz	Zaragoza
nov-20	0,94	0,92	0,96	1,02	0,94
dic-20	0,94	0,99	0,94	0,92	0,91
ene-21	0,88	0,88	0,87	0,84	0,96
feb-21	0,88	0,99	0,91	0,79	0,82
mar-21	0,89	0,87	0,99	0,95	0,87
abr-21	0,94	0,92	0,98	1,02	0,90
may-21	0,89	0,89	0,92	1,04	0,90
jun-21	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98
jul-21	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96
ago-21	0,96	0,97	0,97	0,97	0,94
sep-21	0,99	1,01	0,98	0,97	1,02
oct-21	0,91	0,94	0,83	0,98	0,97
nov-21	0,97	1,00	0,98	1,01	0,96
dic-21	0,88	0,91	0,85	1,10	0,79
ene-22	0,96	0,91	0,97	1,05	0,99
feb-22	0,97	0,99	0,99	1,05	0,94
mar-22	0,95	1,03	0,89	0,90	0,96
abr-22	0,93	0,98	0,96	0,92	0,91
may-22	0,98	0,98	1,01	0,99	1,00
jun-22	0,97	1,00	1,00	1,01	0,96
jul-22	1,00	0,98	1,01	1,00	1,00
ago-22	1,00	0,99	1,02	0,97	0,99
sep-22	0,94	0,97	0,93	0,96	0,89
oct-22	0,89	0,89	0,97	0,99	0,85
nov-22	0,92	0,96	0,91	0,95	0,93
dic-22	0,84	0,82	0,99	1,17	0,77

La variabilidad del viento en diferentes provincias de la geografía española hace que los parques eólicos no tengan los mismos ingresos por MWh a escala mensual.

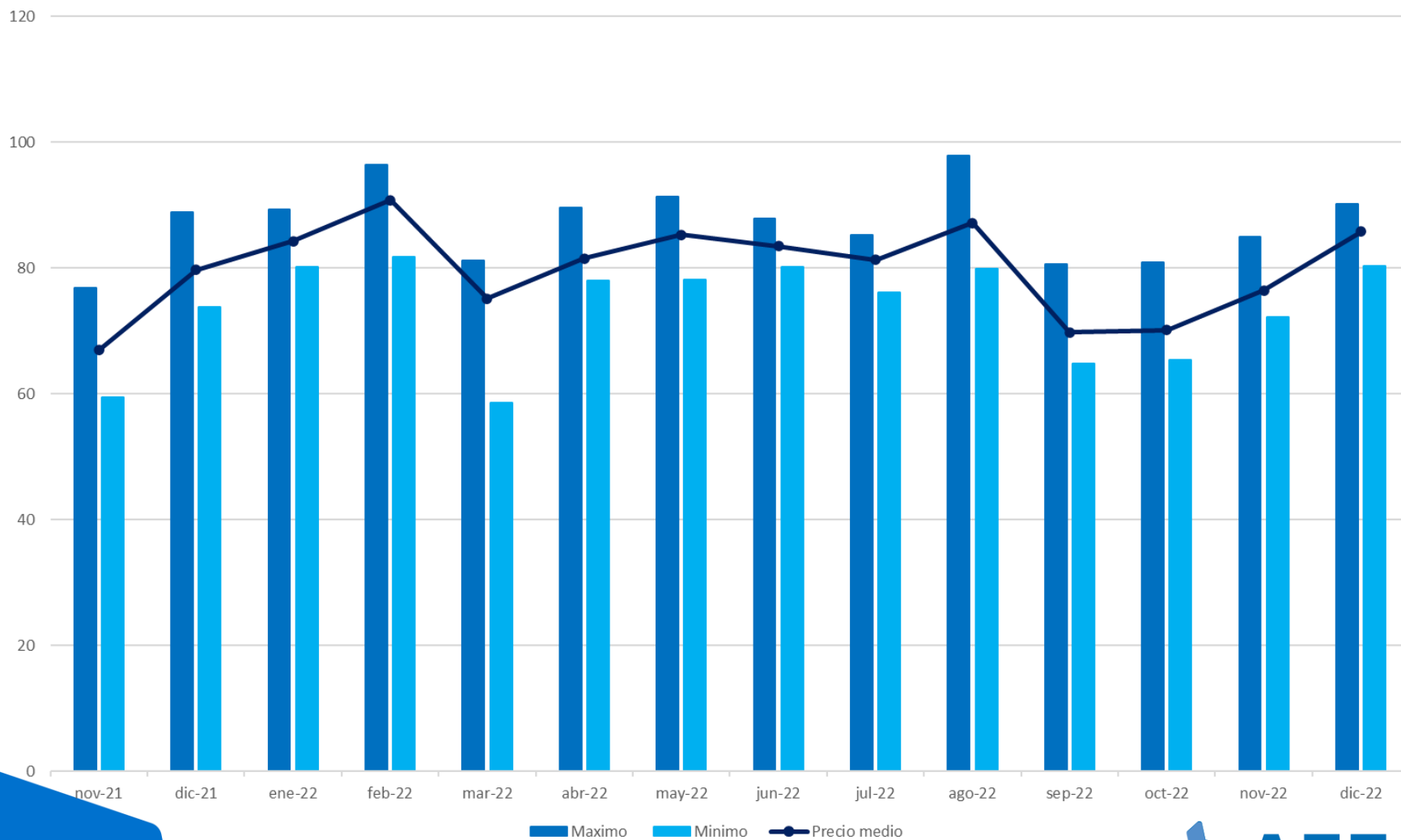
Índice

1. Resumen mensual
2. Evolución de la Demanda
3. Intercambios Internacionales
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. **Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO₂**
7. Mercados de Ajuste
8. Territorios No Peninsulares
9. Mercados de Futuros

Evolución precio del Gas Natural. Los precios del gas vuelven a caer por el descenso de los precios europeos.

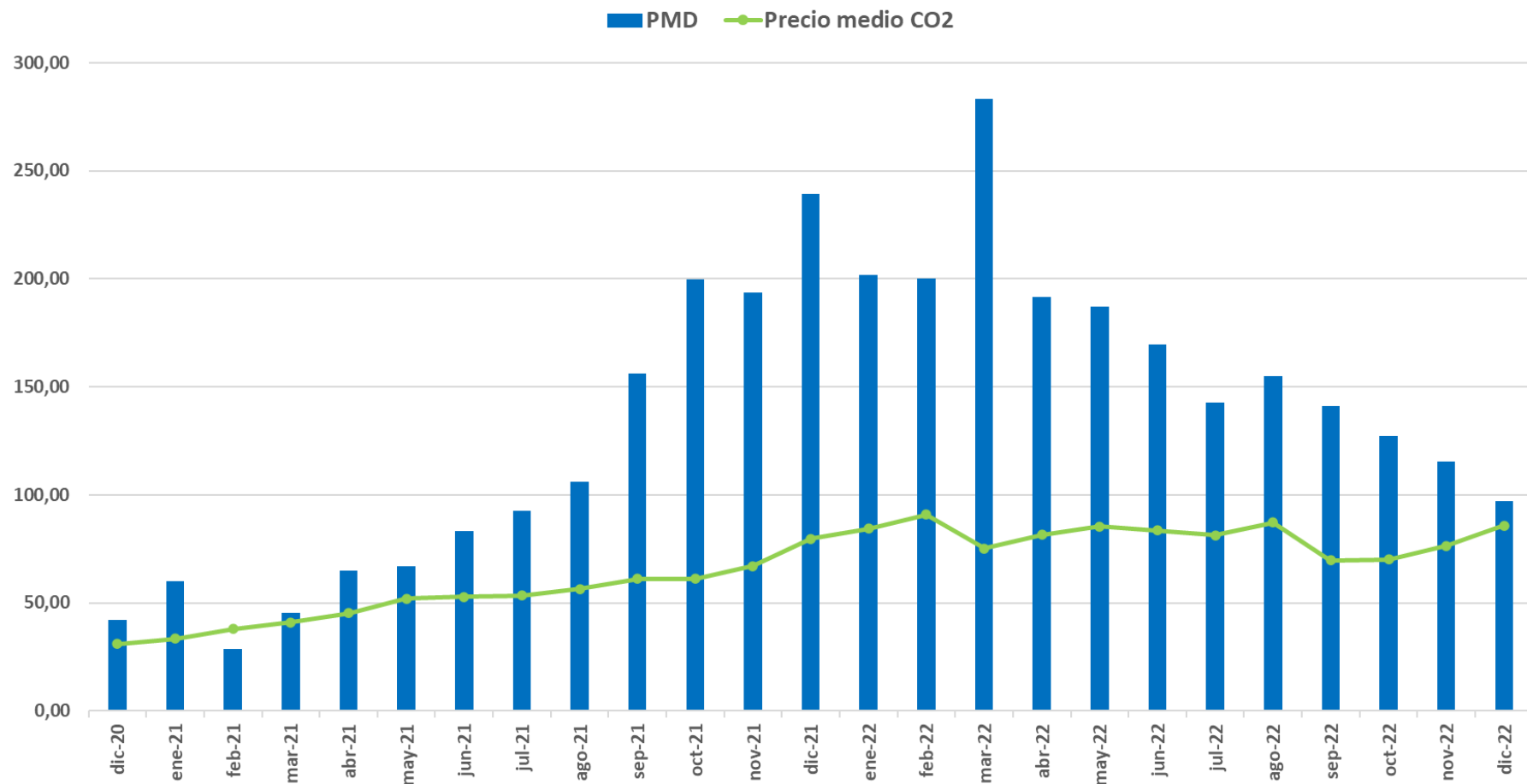


Derechos de emisión CO2. El precio del CO2 se ha incrementado un 12,3% respecto a NOV22, hasta los 85,76 €/ton de media en DIC22.



Fuente: SENDECO /Elaboración AEE

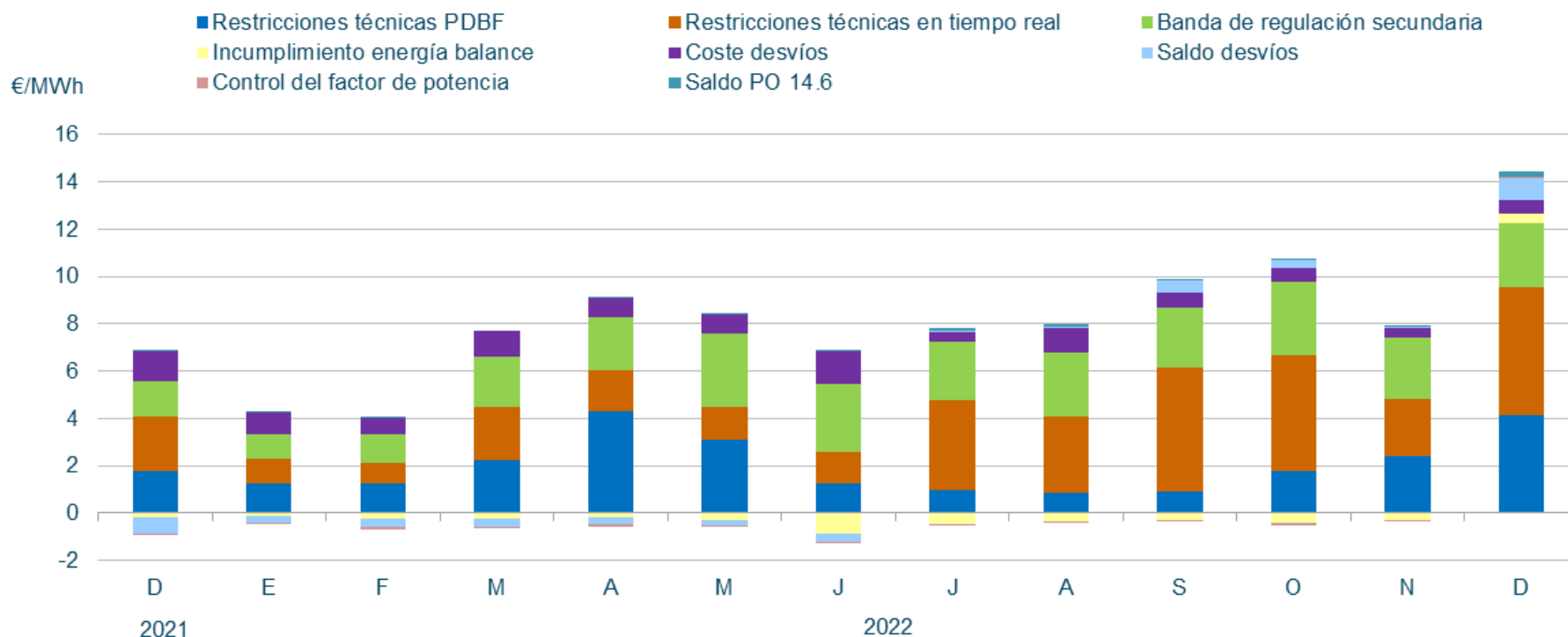
Derechos de emisión CO2. Comparación de la evolución del PMD y del precio medio del CO2.



Índice

1. Resumen mensual
2. Evolución de la Demanda
3. Intercambios Internacionales
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. **Mercados de Ajuste**
8. Territorios No Peninsulares
9. Mercados de Futuros

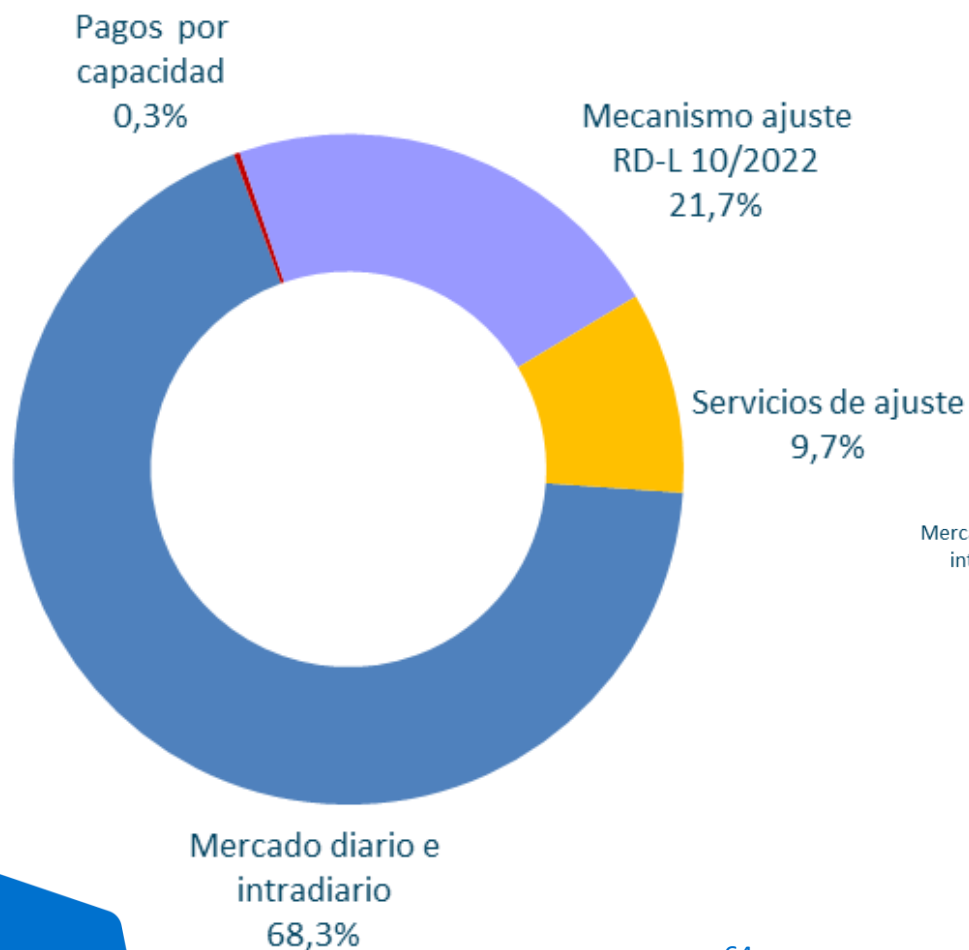
Mercados de Ajuste. Repercusión de los Servicios de Ajuste en el Precio Final Medio. Aumento del coste de las RRTT al PDBF y en TREAL a subir.



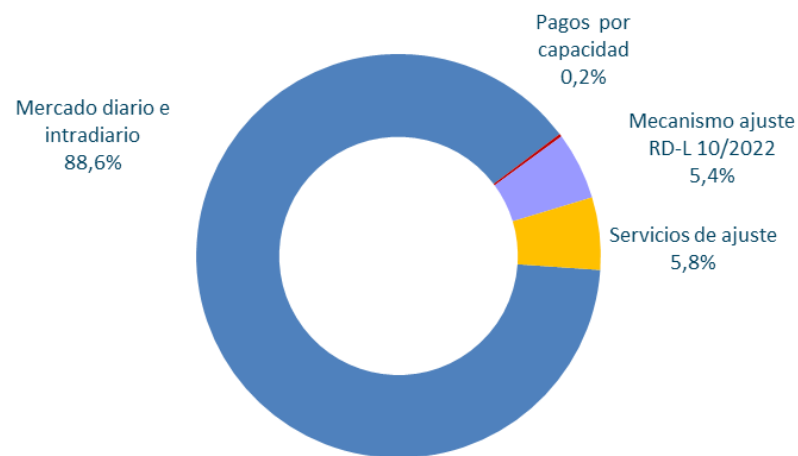
En **diciembre**, la repercusión total de los servicios de ajuste sobre el precio de la electricidad ha sido de **14,42 €/MWh** (9,7% del Precio Final Medio).

Mercados de Ajuste. Componentes del precio medio final de la energía. Importante aumento del peso de los servicios de ajuste y de los costes del mecanismo de ajuste de precio del gas (Excepción Ibérica).

Diciembre 2022



Noviembre 2022



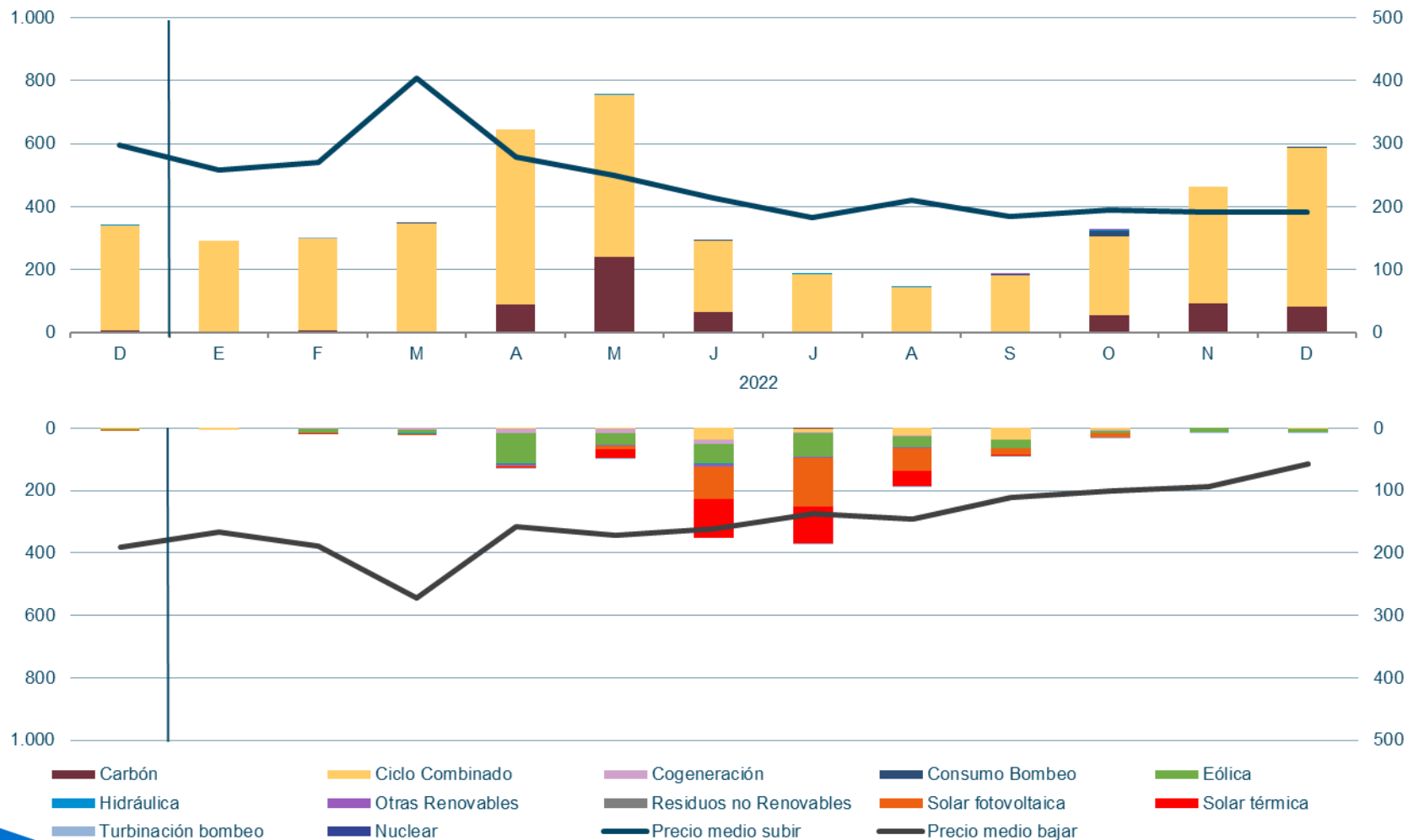
Fuente: REE

Mercados de Ajuste. Coste de los servicios de ajuste en M€. Aumento del 120,7% del coste de los Servicios de Ajuste respecto al mismo mes en 2021, principalmente por el aumento experimentado en las RRTT, tanto al PDBF como en Tiempo Real.

	2021 Diciembre	2022 Diciembre
<i>Restricciones técnicas al PDBF</i>	37,3	79,6
<i>Restricciones técnicas en tiempo real</i>	47,3	102,3
Restricciones técnicas	84,5	182,0
Banda	31,2	51,6
Desvíos	27,3	11,5
Otros (*)	-16,7	29,0
Control de factor de potencia	-1,7	1,3
Total Servicios ajuste	124,7	275,3
Δ2022/2021		120,7%

(*) Incluye incumplimiento de energía de balance, saldo de desvíos y desvíos entre sistemas

Mercados de Ajuste. Restricciones técnicas al PDBF. Energía a subir y bajar – Fase I (GWh).



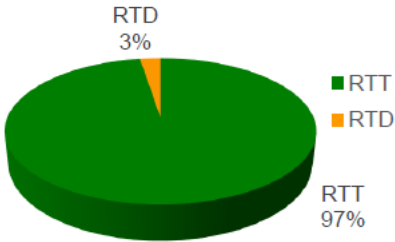
Fuente: REE

Mercados de Ajuste. Restricciones técnicas al PDBF. Energía a bajar – Fase I (GWh).

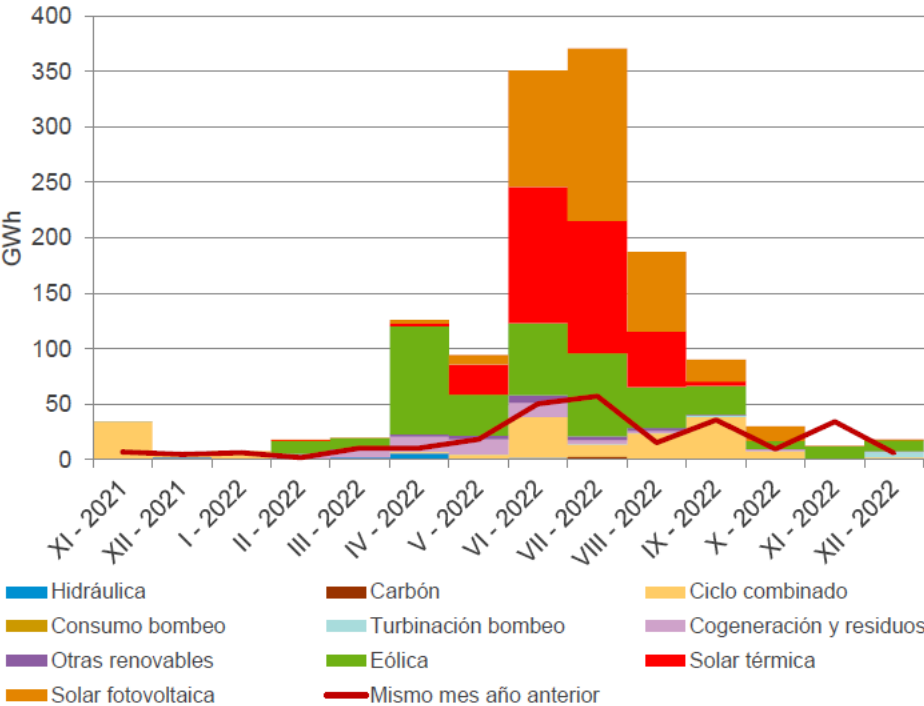
Fase I

Energía a Bajar (GWh)			
Valores acumulados	2021	2022	Δ (%)
Carbón	0	2	-
Ciclo combinado	146	131	-11%
Cogeneración y residuos	3	59	1612%
Hidráulica	20	11	-45%
Eólica	70	388	457%
Turbinación bombeo	6	8	39%
Consumo bombeo	0,0	0	-
Otras renovables	0,3	21	7895%
Solar fotovoltaica	1,3	378	29236%
Solar térmica	6,1	327	5219%
Total	253	1.325	424%
Precio medio ponderado (€/MWh)	88,97	146,84	65%

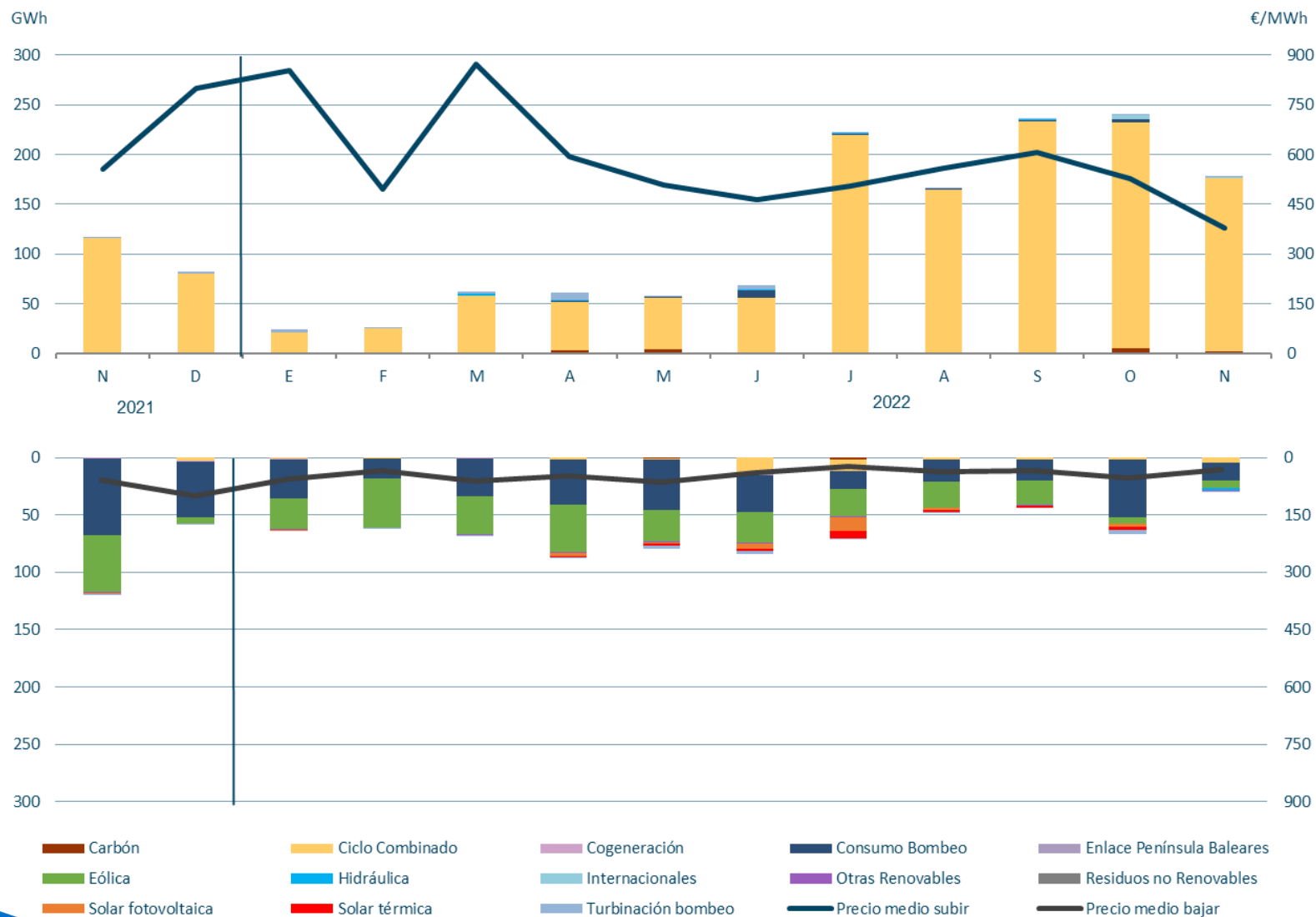
RRTT PDBF A BAJAR



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



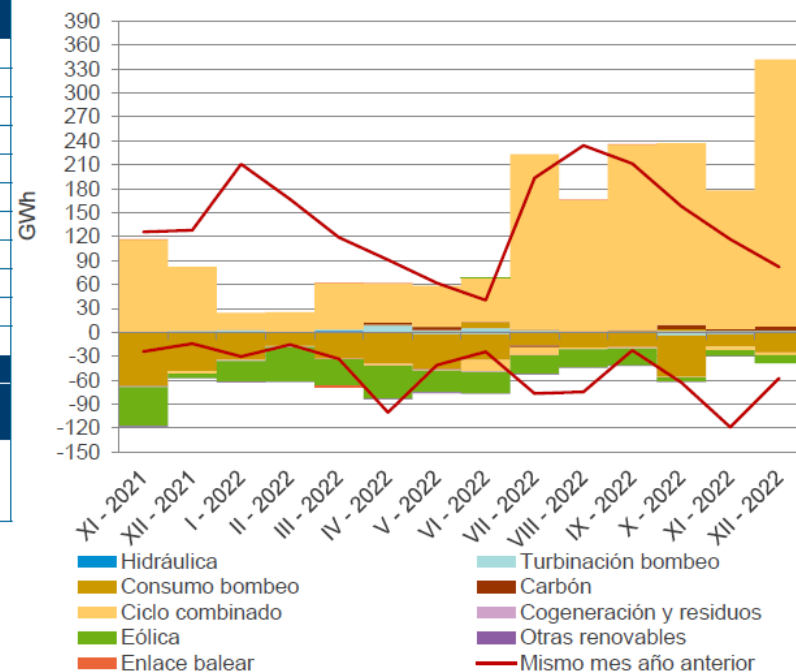
Mercados de Ajuste. RRTT en Tiempo Real.



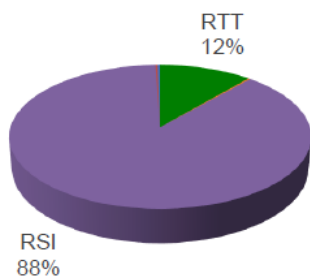
Fuente: REE

Mercados de Ajuste. RRTT en Tiempo Real.

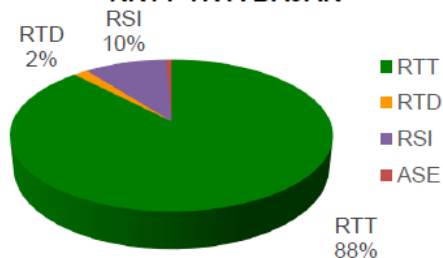
Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2021	2022	Δ (%)	2021	2022	Δ (%)
Hidráulica	0,7	6,1	772%	3,4	4,6	35%
Carbón	23,5	20,9	-11%	0,0	2,5	-
Ciclo combinado	1.606,2	1.615,0	1%	20,4	41,2	102%
Turbinación bombeo	37,1	24,9	-33%	5,0	11,5	133%
Consumo bombeo	17,6	15,5	-12%	313,4	342,4	9%
Cogeneración y residuos	0,1	0,0	-100%	8,8	4,9	-45%
Eólica	0,0	0,0	-	288,8	286,9	-1%
Solar térmica	0,0	0,0	-	9,2	17,4	90%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	3,6	24,8	594%
Otras renovables	0,0	0,0	-	5,1	4,7	-9%
Enlace balear	0,6	0,9	55%	0,2	0,2	19%
Total	1.685,7	1.683,3	0%	657,8	741,1	13%
Precio medio ponderado (€/MWh)	269,44	522,27	94%	50,17	59,38	18%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	4,4	-	1,0	0,0	-100%



RRTT TR A SUBIR



RRTT TR A BAJAR



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

Mercados de Ajuste. RRTT aplicadas a la eólica el 22 de Enero

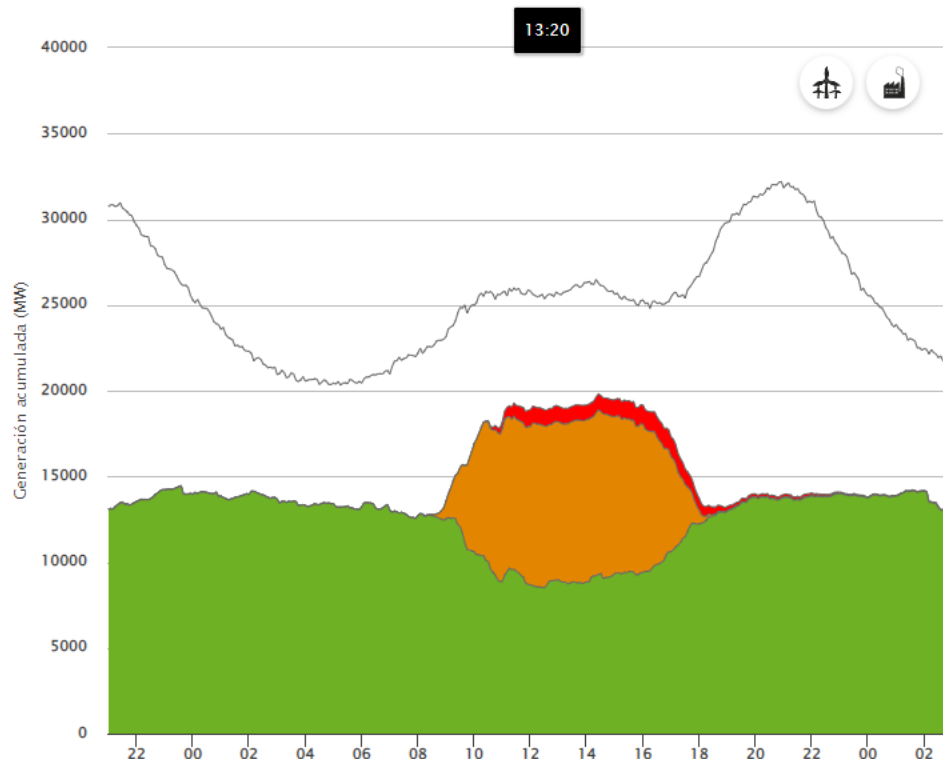
El increíble mordisco que la fotovoltaica pegó a la eólica: REE tuvo que apagar 5 GW de aerogeneradores en uno de los mayores 'curtailment' que se hayan producido en España

España comienza a denotar una mayor demanda eléctrica, más almacenamiento energético y una mayor capacidad de interconexión

23/01/2023 · Ramón Roca

Estructura de generación acumulado progresivo (MW) a las 13:20 - 22/01/2023

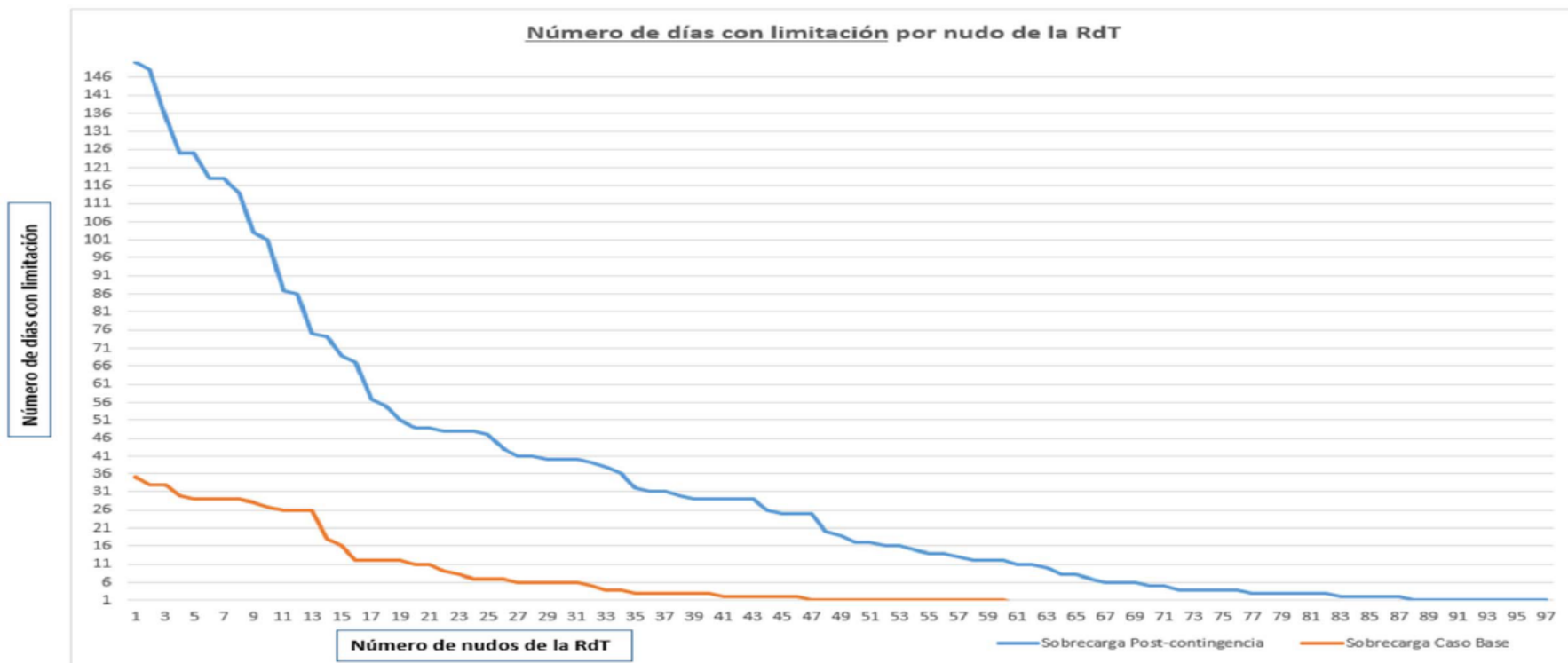
Cogeneración y residuos	1411	5(%)
Térmica renovable	372	1,32(%)
Solar térmica	890	4,69(%)
Solar fotovoltaica	9334	49,22(%)
Hidráulica	3325	11,79(%)
Ciclo combinado	1748	6,2(%)
Carbón	256	0,91(%)
Nuclear	7097	25,16(%)
Eólica	8738	46,08(%)
Intercambios int	-3756	0(%)
Enlace balear	-102	0(%)



Mercados de Ajuste. Resumen aplicación RRTT

Número de limitaciones en cada nudo de la RdT

red eléctrica



- La generación RCR vierte en 261 nudos de la RdT
- Datos del 01/03 al 25/11 de 2022

Mercados de Ajuste. Resumen aplicación RRTT

●● Detalle sobrecarga post-contingencia

El creciente número de instalaciones habilitadas para participar en el servicio SRAP, así como las repotenciaciones llevadas a cabo en la RdT hacen previsible que, a igualdad de otras condiciones, la necesidad de limitaciones por **sobrecargas ante contingencia** se vea reducido en 2023.

		TOTAL DIAS SOBRECARGA CASO BASE	TOTAL DIAS SOBRECARGA POST- CONTING.
1	VAGUADAS	12	150
2	ALVARADO	12	148
3	MÉRIDA	11	135
4	SAN SERVÁN	12	125
5	TRUJILLO	11	125
6	ARENAS SAN JUAN	4	118
7	MADRIDEJOS	3	118
8	CARROYUELAS	3	114
9	JALON	26	103
10	ACECA	3	101
11	MANZANARES	3	87
12	LA PALOMA	5	86
13	LOS VIENTOS	6	75
14	ALARCOS	1	74
15	ELCOGÁS	2	69

Mercados de Ajuste. Resumen aplicación RRTT

Detalle sobrecarga caso base

Con respecto a las limitaciones por **sobrecargas en caso base**, la solución pasaría por la repotenciación de líneas y construcción de nuevas infraestructuras de la RdT, por lo que se cabe esperar que la reducción de las mismas sea, en general, un proceso más lento que la habilitación en el SRAP.

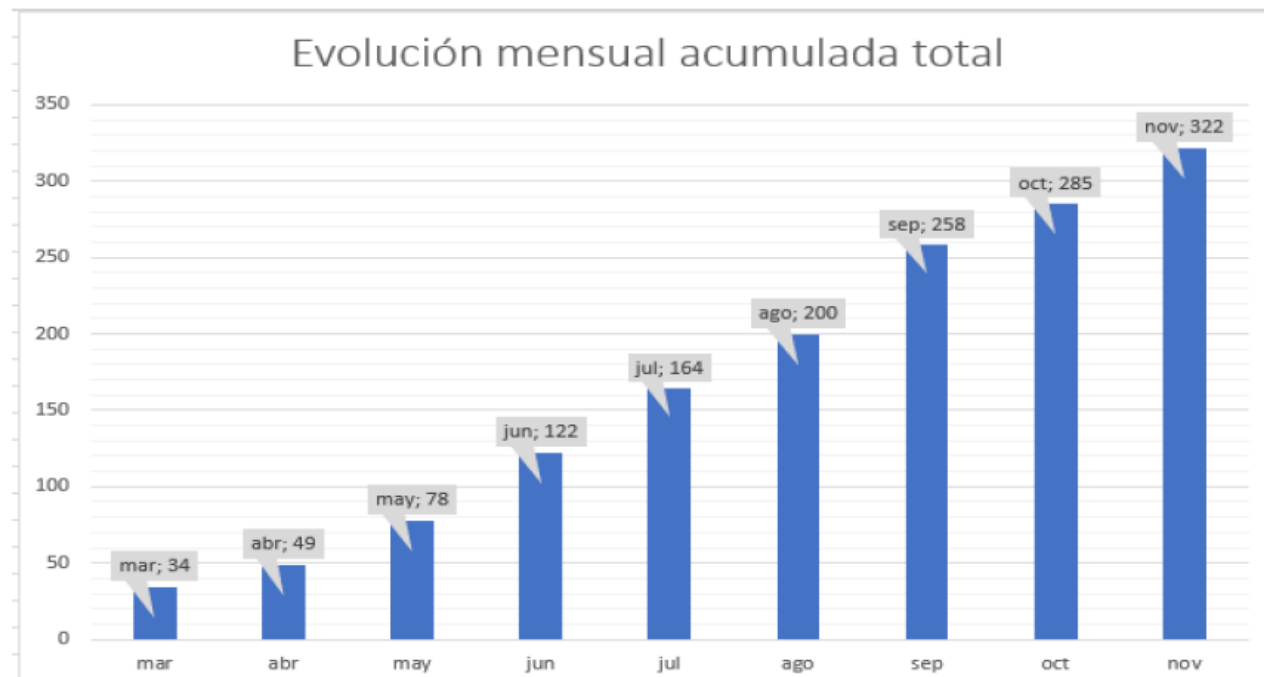
		TOTAL DIAS SOBRECARGA CASO BASE	TOTAL DIAS SOBRECARGA POST- CONTING.
1	VIMIANZO	35	26
2	REGOELLE	33	31
3	MAZARICOS	33	25
4	CORDOVILLA	30	47
5	MAGALLÓN	29	49
6	TAFALLA	29	48
7	SANGÜESA	29	41
8	OLITE	29	12
9	MONCAYO	28	48
10	LANZAS AGUDAS	27	49
11	JALON	26	103
12	TRÉVAGO	26	67
13	ONCALA	26	51
14	BOIMENTE	18	3
15	ORCOYEN	16	48

Mercados de Ajuste. Resumen aplicación RRTT

red eléctrica

Limitaciones en Caso base en Octubre

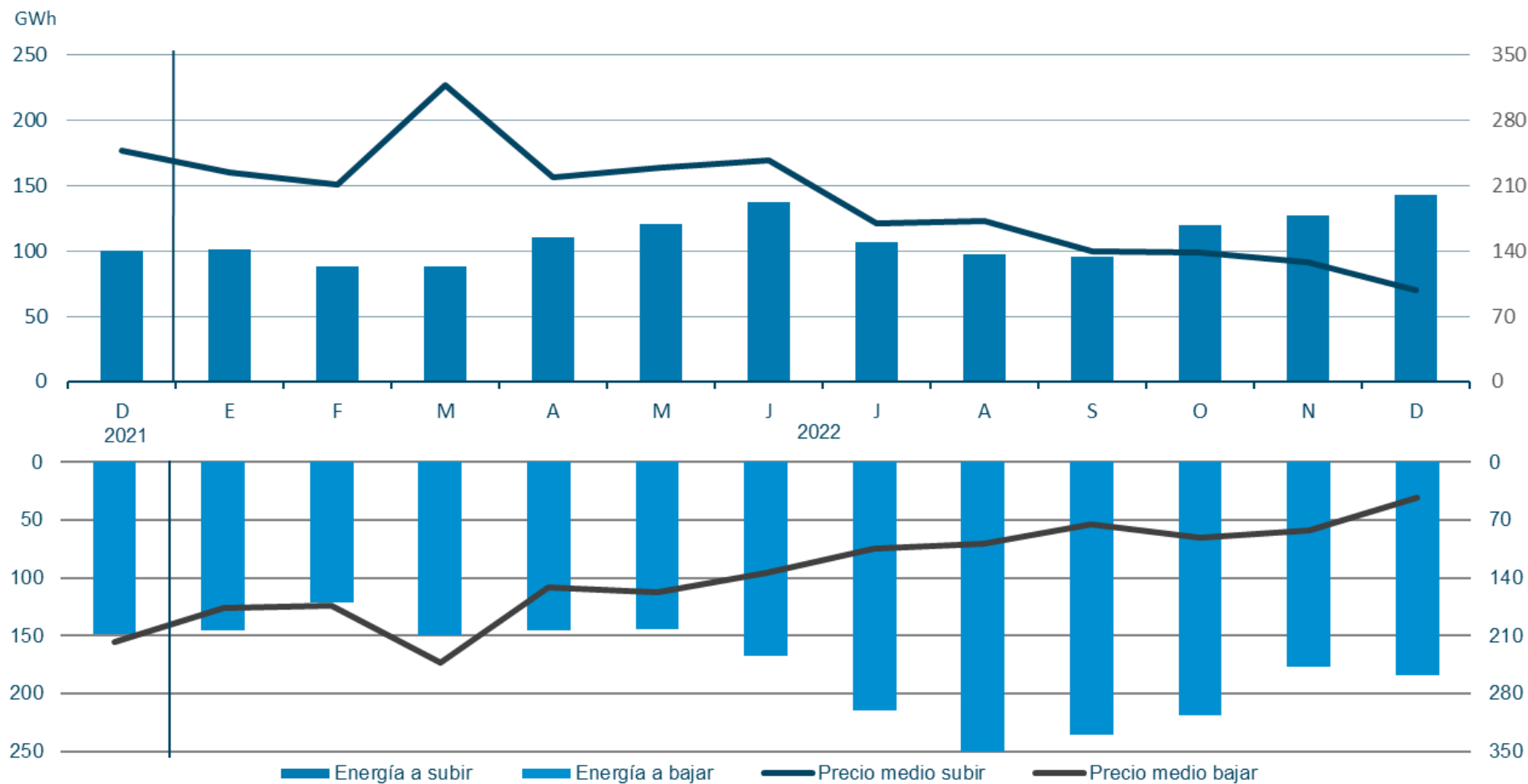
- Incremento de Unidades habilitadas en SRAP.(datos hasta 28 de Noviembre).



EÓLICA = 4.600 MW habilitados (datos 30/11/2022)

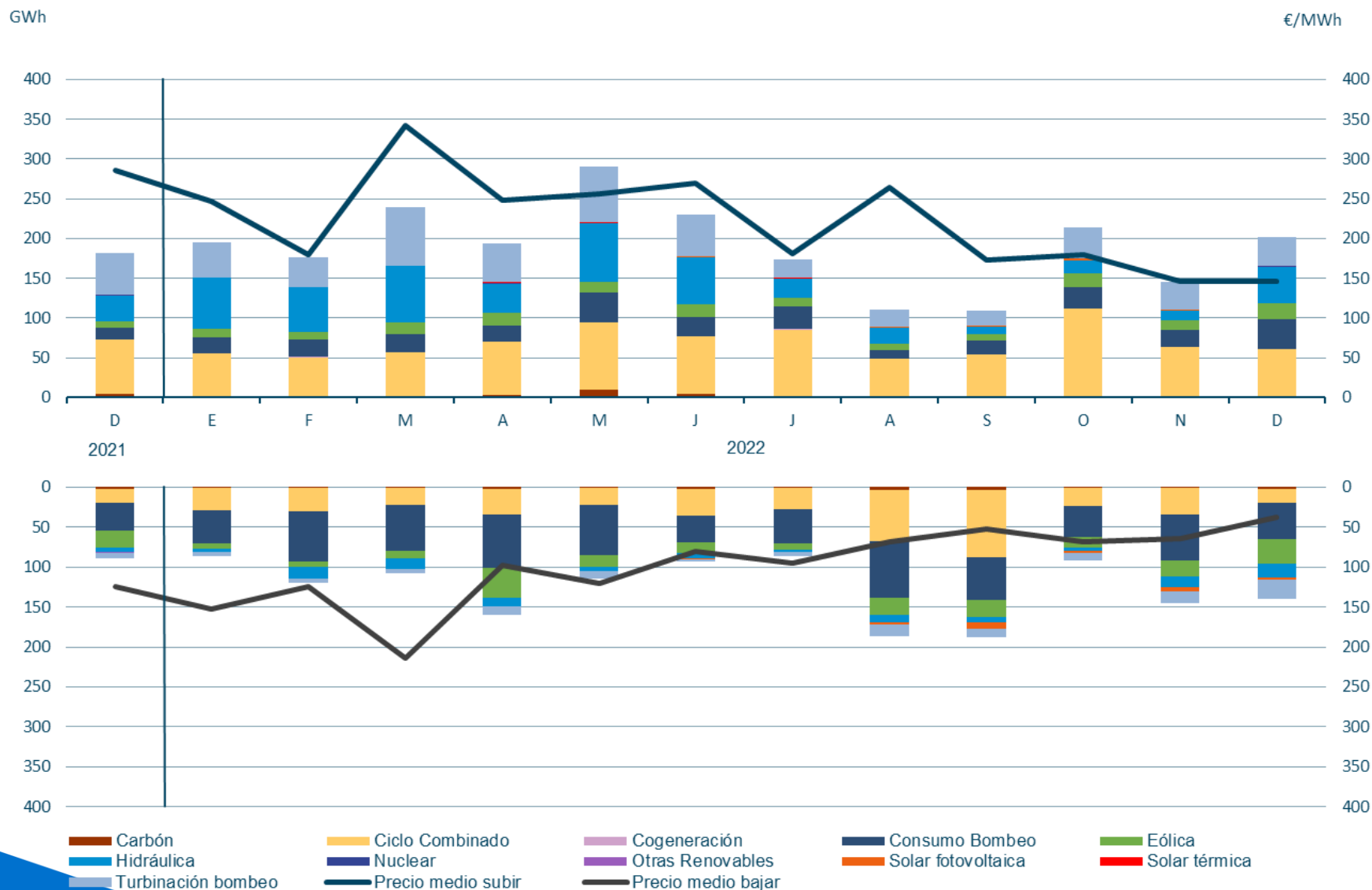
Fuente: REE

Mercados de Ajuste. Energía de Regulación Secundaria Utilizada



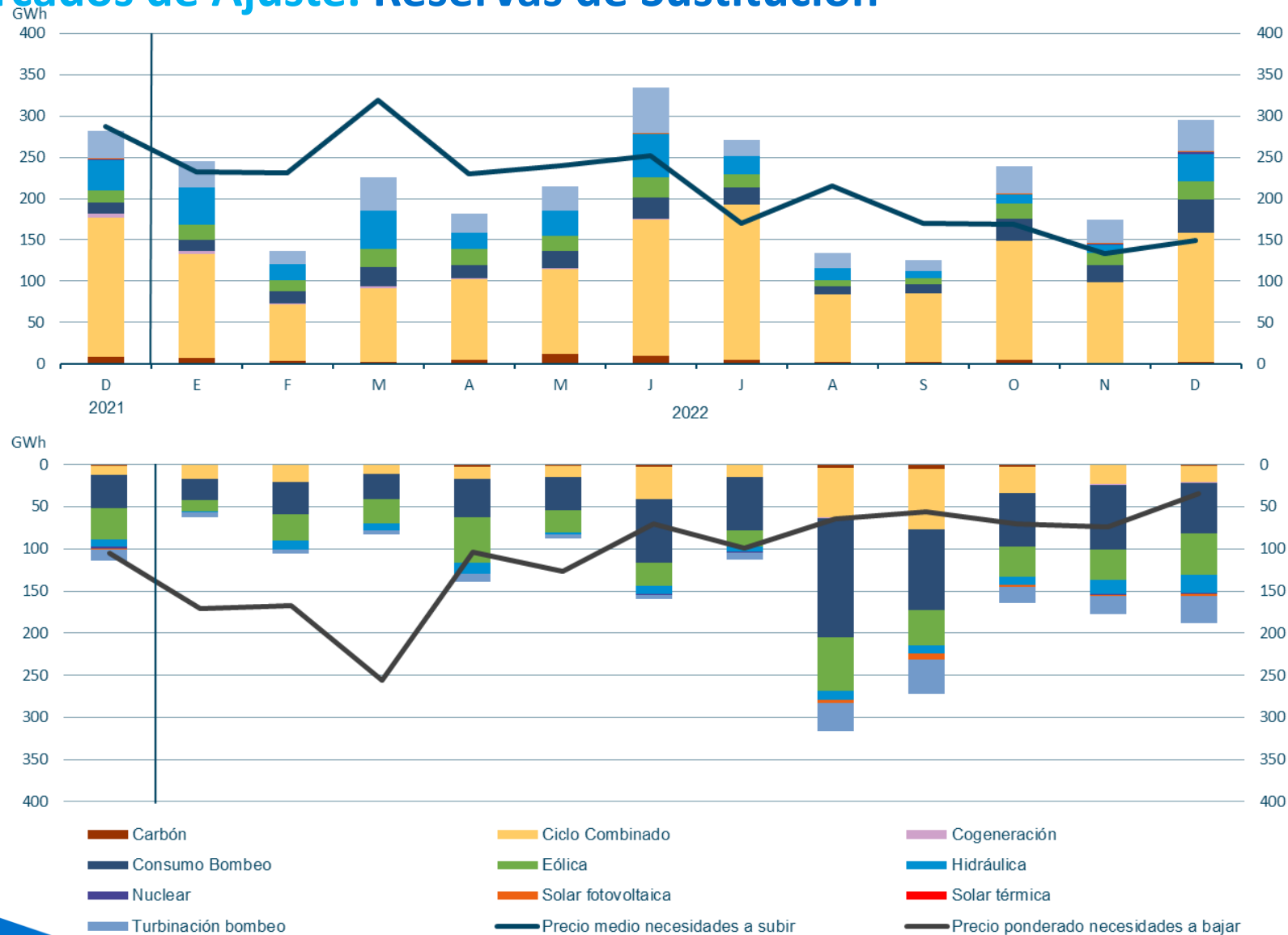
Fuente: REE

Mercados de Ajuste. Energía de Regulación Terciaria

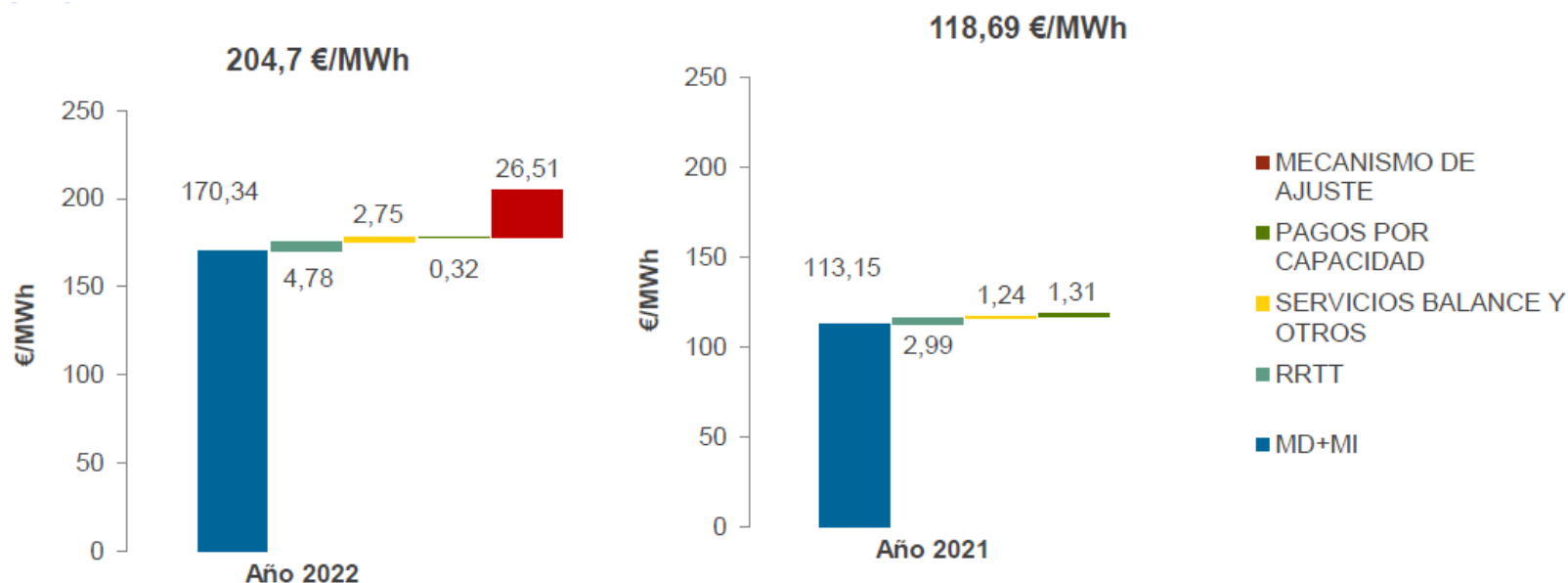


Fuente: REE

Mercados de Ajuste. Reservas de Sustitución



Mercados de Ajuste. Precio Final de la Energía de la demanda peninsular.



€/MWh	Año 2022	Año 2021	Variación %
MD+MI	170,34	113,15	51%
RRTT	4,78	2,99	60%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	2,75	1,24	122%
TOTAL SAS	7,53	4,23	78%
PAGOS CAP	0,32	1,31	-76%
MECANISMO DE AJUSTE	26,51	-	-
PFE	204,70	118,69	72%

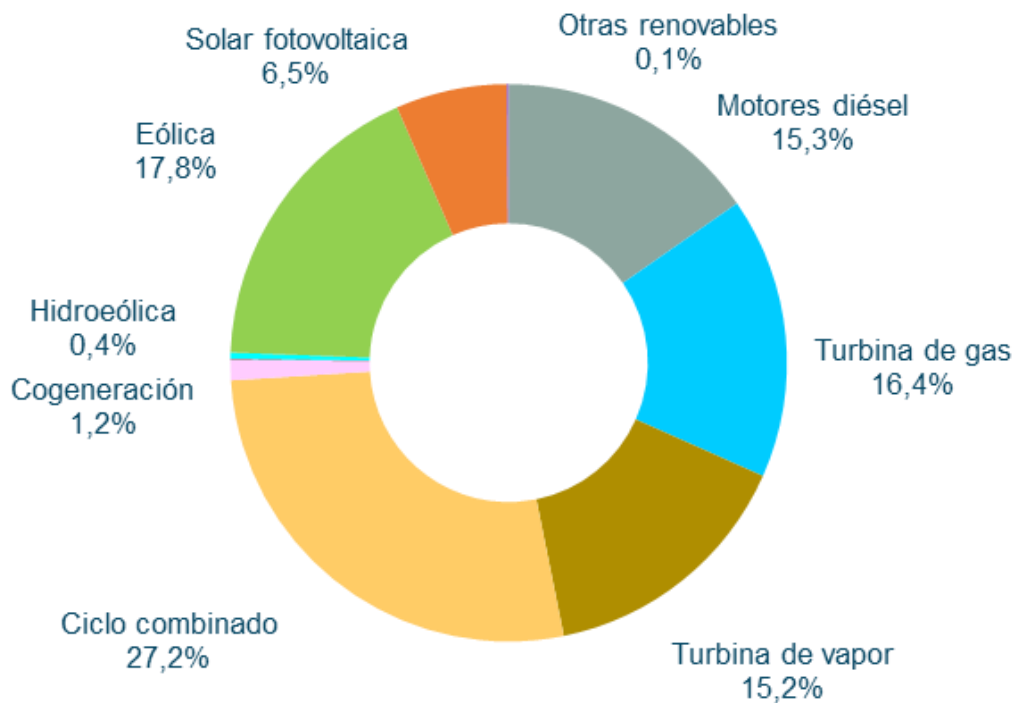
Mercados de Ajuste. Potencia habilitada a 10 de enero de 2023

RCR	Potencia habilitada RR o Regulación Terciaria (MW)	Potencia habilitada Regulación Secundaria (MW)	Potencia habilitada Fase II RRTT (MW)	Potencia habilitada RR o Regulación Terciaria (% sobre pot. Instalada)	Potencia habilitada Regulación Secundaria (% sobre pot. Instalada)	Potencia habilitada Fase II RRTT (% sobre pot. Instalada)	Potencia instalada
Eólica	15.961	1.958	16.298	55,5%	6,8%	56,7%	28.758
Cogeneración	243	247	1.487	4,4%	4,4%	26,6%	5.589
Minihidráulica	255	226	255	11,7%	10,4%	11,7%	2.182
Termosolar	379	0	379	16,5%	0,0%	16,5%	2.304
Solar fotovoltaica	1.688	1.119	1.717	10,7%	7,1%	10,8%	15.841
Biomasa y biogás	84	284	98	7,8%	26,1%	9,0%	1.087
Residuos	0	0	424	0,0%	0,0%	54,7%	774
Demanda	7	0	0	0,3%	-	-	25

Índice

1. Resumen mensual
2. Evolución de la Demanda
3. Intercambios Internacionales
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. Mercado de Ajustes
8. **Territorios No Peninsulares**
9. Mercados de Futuros

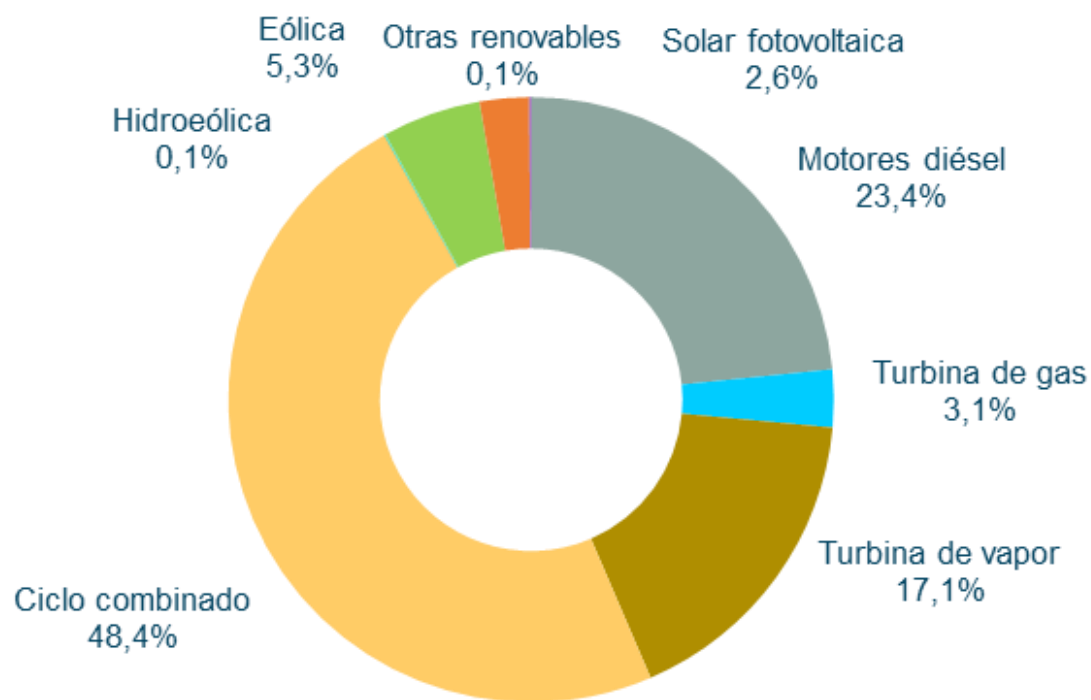
Islas Canarias. Potencia instalada en las Islas Canarias. Diciembre 2022.
Instalación de 60 MW eólicos en el acumulado de 2022. La eólica supone el 17,8% de la potencia instalada.



Estructura de potencia instalada mensual. Islas Canarias

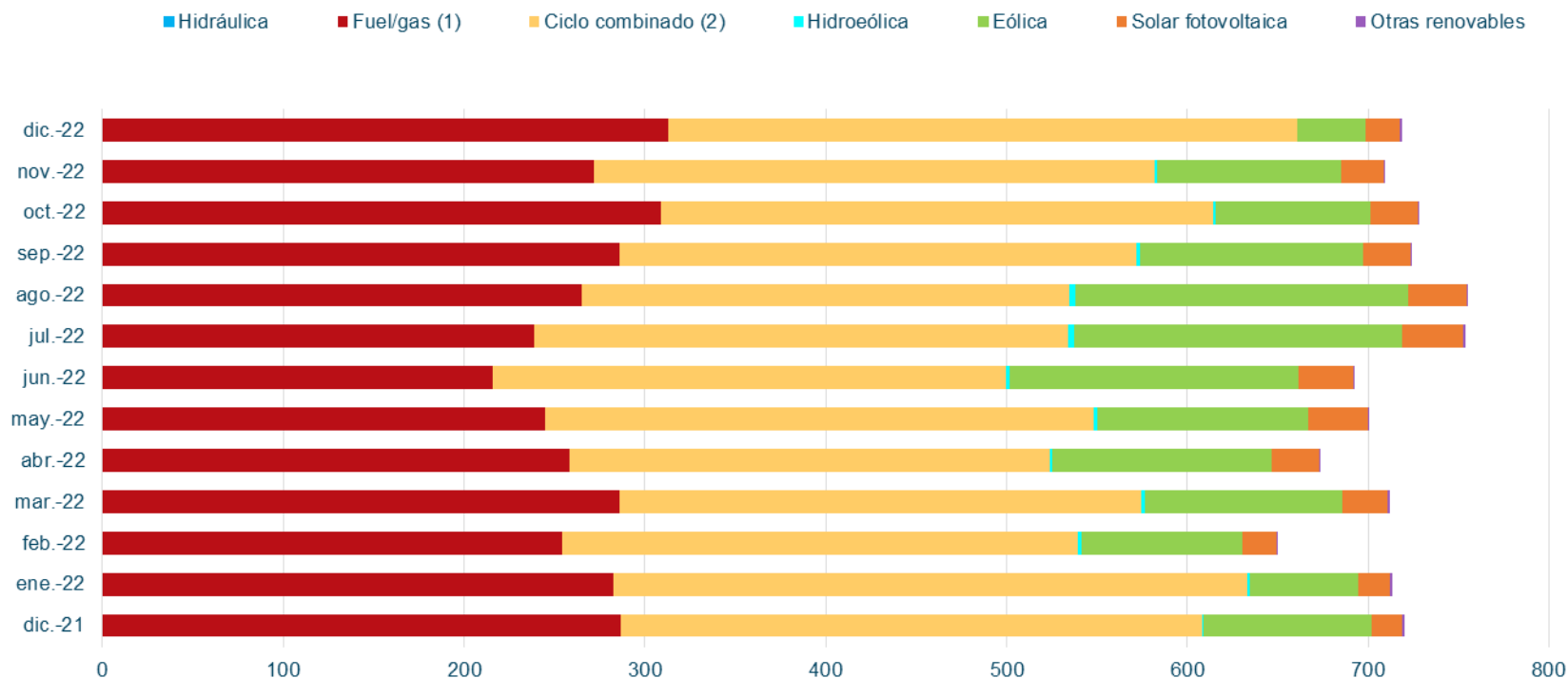
	MW	%
Motores diésel	488	15,3
Turbina de gas	521	16,4
Turbina de vapor	483	15,2
Ciclo combinado	865	27,2
Cogeneración	38	1,2
Hidráulica	1,5	0,0
Hidroeólica	11	0,4
Eólica	568	17,8
Solar fotovoltaica	206	6,5
Otras renovables	4	0,1
Total	3.185	100,0

Islas Canarias. Cobertura de demanda. Diciembre 2022. Se redujo la generación eólica un 59,3% respecto al mismo mes de 2022.



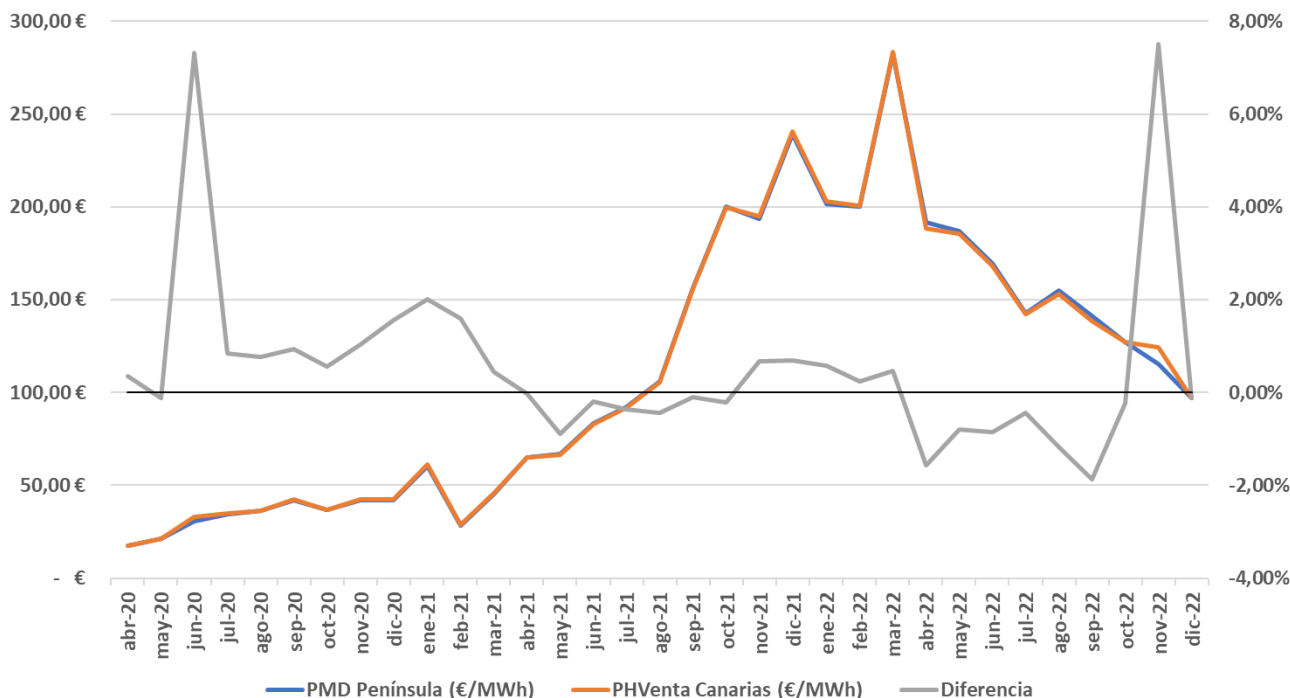
	Islas Canarias	
	GWh	% 22/21
Hidráulica	0,3	86,0
Hidroeólica	0	-70,1
Eólica	38	-59,3
Solar fotovoltaica	19	10,7
Otras renovables	1	-5,1
Residuos renovables	-	-
Generación renovable	58	-48,2
Carbón	-	-
Motores diésel	168	7,5
Turbina de gas	22	26,1
Turbina de vapor	123	8,7
Fuel/gas	313	9,1
Ciclo combinado	348	8,3
Cogeneración	0	-
Residuos no renovables	-	-
Generación no renovable	661	8,7
Enlace Península-Baleares	-	-
Demanda (b.c.)	719	-0,2

Islas Canarias. La demanda corregida en Canarias de DIC22 ha disminuido un 0,2% respecto al mismo mes de 2021. En el acumulado de 2022, la demanda en Canarias ha aumentado un 5,7%



En diciembre 2022 la eólica ha aportado un **5,3%** a la cobertura de demanda de Canarias, con una generación de **38 GWh**.

Islas Canarias. Comparación PMD Peninsular y PHVenta.



El PHVenta medio en Canarias ha sido **96,83 €/MWh**, un 0,12% inferior al PMD Peninsular.

	PMD Península (€/MWh)	PHVenta Canarias (€/MWh)	Diferencia
abr-20	17,65 €	17,71 €	0,35%
may-20	21,25 €	21,23 €	-0,12%
jun-20	30,62 €	32,86 €	7,32%
jul-20	34,64 €	34,93 €	0,84%
ago-20	36,20 €	36,47 €	0,76%
sep-20	41,96 €	42,35 €	0,93%
oct-20	36,56 €	36,76 €	0,55%
nov-20	41,94 €	42,37 €	1,04%
dic-20	41,97 €	42,62 €	1,55%
ene-21	60,17 €	61,37 €	2,01%
feb-21	28,49 €	28,95 €	1,60%
mar-21	45,45 €	45,66 €	0,45%
abr-21	65,02 €	65,00 €	-0,03%
may-21	67,12 €	66,53 €	-0,89%
jun-21	83,30 €	83,14 €	-0,19%
jul-21	92,42 €	92,08 €	-0,36%
ago-21	105,94 €	105,47 €	-0,44%
sep-21	156,14 €	155,99 €	-0,10%
oct-21	199,90 €	199,46 €	-0,22%
nov-21	193,43 €	194,74 €	0,68%
dic-21	239,16 €	240,81 €	0,69%
ene-22	201,72 €	202,87 €	0,57%
feb-22	200,22 €	200,70 €	0,24%
mar-22	282,30 €	283,59 €	0,46%
abr-22	191,52 €	188,50 €	-1,58%
may-22	187,13 €	185,65 €	-0,79%
jun-22	169,63 €	168,17 €	-0,86%
jul-22	142,66 €	142,04 €	-0,43%
ago-22	154,89 €	153,06 €	-1,18%
sep-22	141,07 €	138,42 €	-1,88%
oct-22	127,22 €	126,93 €	-0,23%
nov-22	115,56 €	124,23 €	7,51%
dic-22	96,95 €	96,83 €	-0,12%

Índice

1. Resumen mensual
2. Evolución de la Demanda
3. Intercambios Internacionales
4. Potencia Instalada y Mix de Generación
 1. Generación Eólica
 2. Resto de Tecnologías
5. Evolución de los Mercados
6. Evolución del Gas Natural y los Derechos de Emisión de CO2
7. Mercados de Ajuste
8. Territorios No Peninsulares
9. **Mercados de Futuros**

Mercados de Futuros. Futuros de OMIP de la electricidad a 18 de Enero.

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de Febrero de 2023, actualmente se sitúan en **119,63 €/MWh** para la carga base y en **132,82 €/MWh** para carga punta.

Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q2-2023	131,00	145,78
Q3-2023	147,25	164,29
Q4-2023	152,50	170,28
Q1-2024	134,04	147,89

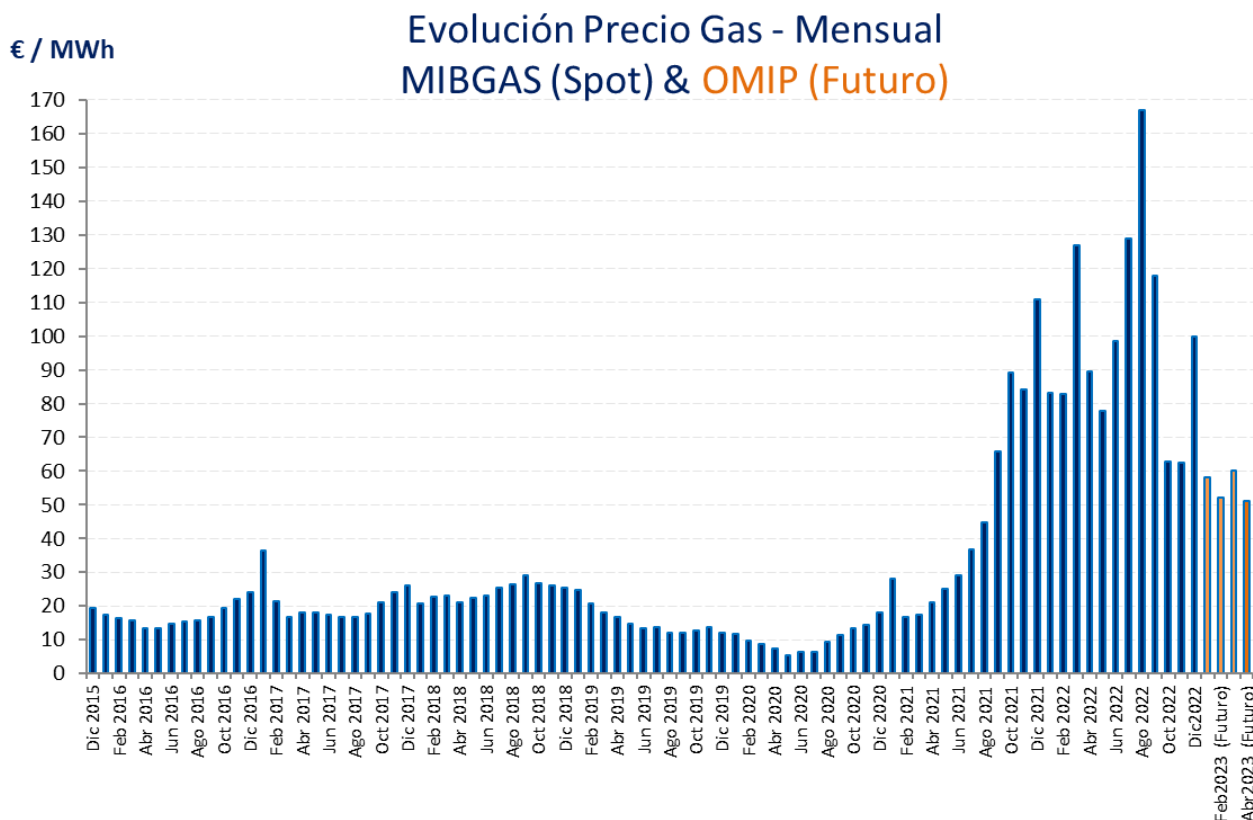
Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2024	118,68	130,53
2025	88,25	96,64
2026	69,90	75,69
2027	61,50	65,47

Mercados de Futuros. Futuros de OMIP del gas natural a 16 de diciembre.

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de febrero de 2023, actualmente se sitúan en **119,63 €/MWh**.

Instrumento	€/MWh
Mar-23	119,63
Q2-23	131,00
Q3-23	147,25
Q4-23	152,50
Q1-24	134,04
YR-24	118,68
YR-25	88,25



10. Regulación

Regulación. Non-Paper enviado por España a la UE

El diseño del mercado eléctrico no está preparado para situaciones de alta volatilidad, deficiencias de corto plazo, ni para la penetración masiva de las energías renovables y flexibilidad que garantice la equidad.

Principales deficiencias identificadas:

1. No ofrece **visibilidad de ingresos** a los productores durante la vida útil de la instalación renovable.
2. El **coste del mix energético** no refleja el coste medio real de generación del mix eléctrico.
3. No ofrece las señales adecuadas para inversión en **capacidad firme o flexible** (seguridad de suministro).
4. Traslada directamente la **volatilidad** de los mercados a los consumidores finales.
5. **Windfall profits** para productores con costes de generación por debajo del mercado eléctrico

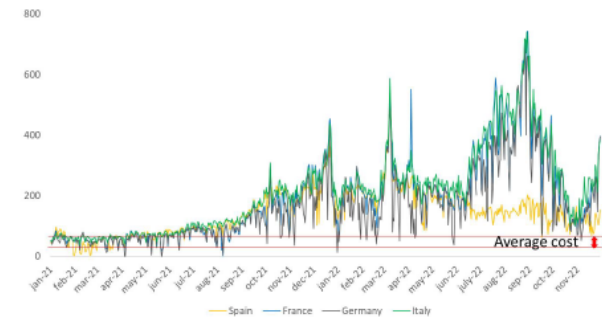
Proposal to reform the EU's wholesale power market

Non-paper by Spain

1. *The current design of EU electricity markets is not fit to deliver affordable, clean and secure electricity during this decade*

Over the past year, EU consumers have paid electricity prices several multiples above the average cost of producing electricity. Inframarginal generators have captured those rents, obtaining excessive profits, while record-high electricity prices were fuelling inflation, which has become the main economic hurdle in the EU.

Figure 1. Day-ahead price (€/MWh) in Spain, France, Germany and Italy, January 21 – November 22



Note: On the 14th of June the Iberian mechanism was introduced in Spain.

The welfare loss borne by EU electricity consumers is largely attributable to the current design of wholesale electricity markets. By and large, the EU relies on short-term markets, and particularly the day-ahead market, to deliver long-term price signals to supply and demand. Such design is neither stress-proof nor future proof: In a context of high gas prices, it has led to excessive electricity prices. In the longer run, it is not fit to deliver affordable, clean, and secure energy.

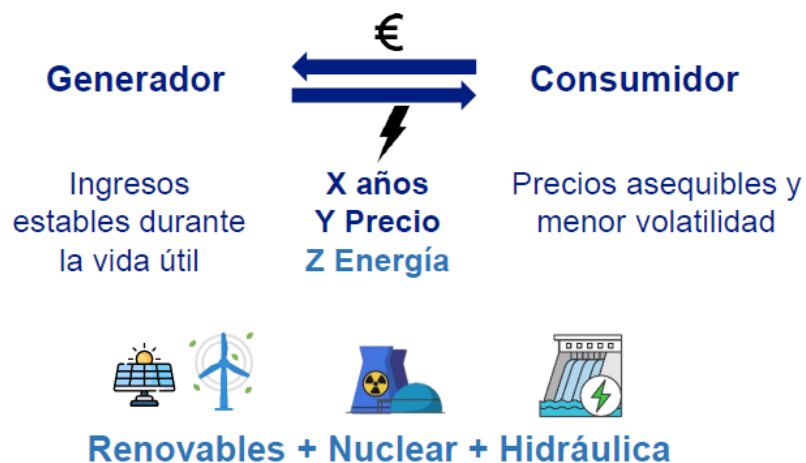
1.1 Current electricity markets will not deliver affordable, and stable, electricity prices

Generators' revenues depend on the prices set by short-term electricity markets (i.e. day-ahead, intraday and balancing markets). In an ideal setting, with no market failures, the current market design would lead to the efficient outcome: Short-term markets would incentivise efficient entry, and competition would drive electricity prices to the long run incremental cost (i.e. the average cost). In addition, nothing would prevent

Regulación. Non-Paper enviado por España a la UE

Propuestas de España

1 CONTRATOS A PLAZO DE **ENERGÍA**



2 CONTRATOS A PLAZO DE **CAPACIDAD**



Regulación. Comisión Europea - Consulta Pública Modificación del Mercado Eléctrico Europeo.

Comunicado de prensa | 23 de enero de 2023 | Bruselas

Configuración del mercado de la electricidad: la Comisión pone en marcha una consulta sobre la reforma para apoyar una transición energética limpia y asequible

Fechas: 23/01/2023 al 13/02/2023

Información Consulta: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_23_324

Enlace consulta: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13668-Mercado-de-la-electricidad-reforma-de-la-organizacion-del-mercado-de-la-electricidad-de-la-UE_es

Dentro de los principales temas planteados:

- PPAs como mecanismo para mitigar el impacto de los mercados a corto plazo en el precio pagado por el consumidor. ¿Barreras? ¿Medidas para impulsarlos? ¿Riesgos?
- Mercados a plazo para mitigar la exposición de los consumidores a los mercados a corto plazo. ¿Creación de hubs virtuales? ¿Medidas para impulsar su desarrollo?
- CfDs para mitigar el impacto de los precios. ¿Qué tecnologías deberían incluirse? ¿Cuáles no? ¿Riesgos? ¿Duración? ¿Imposición a instalaciones existentes?
- Acelerar la integración de renovables. ¿Propuesta de medidas?
- Limitación de los beneficios para las tecnologías inframarginales. ¿Deberían mantenerse?

11. Eventos

EÓLICA Y MERCADO

La gestión económica de los parques
eólicos en el nuevo escenario energético

EVENTO PRESENCIAL

MARTES
14 DE FEBRERO



Hotel Meliá Avenida de América
Madrid

Más información en:
www.aeeolica.org



Contacto:
eventos@aeolica.org

PROGRAMA

INSCRIPCIÓN



C/ Sor Ángela de la Cruz, 2. planta 14 D
28020, Madrid

Tel. +34 917 451 276

aeolica@aeolica.org

www.aeolica.org

