

Informe de Seguimiento de Mercados Nº 139

Agosto 2020

Dirección Técnica
Septiembre 2020



RESUMEN DEL MES DE AGOSTO

- Recuperación de la demanda eléctrica tras el estado de emergencia, aunque con niveles inferiores a los de años anteriores. Bajada del 6,5% en los primeros ocho meses de 2020 respecto al 2019.
- Elevadas temperaturas máximas, que superan los valores medios.
- Menor producible eólico acumulado en el 2020 si se compara con el 2019, factor de capacidad de agosto de 18,09%.
- Saldo neto exportador de los intercambios, aunque muy inferior a otros meses. Se exporta energía principalmente a Portugal y Marruecos.
- El ciclo combinado ha sido la tecnología que ha fijado más del 28% de las horas del mercado eléctrico y la hidráulica el 33%.
- PMD medio del mes de 36,20 €/MWh entre los más altos en el contexto europeo, con precios mínimos superiores a 20 €/MWh.
- Bajo precio del Gas Natural, aunque marcando una tendencia al alza, y aumento de los precios de los derechos de CO₂, alcanzando un valor en agosto de 27,76 €/tonelada.
- Los pagos por capacidad suponen en 5% frente a un 5,3% de los mercados de ajuste. Se ha producido un aumento del uso de energías de balance RR del 19% y de un 8% en la regulación terciaria respecto al mismo periodo de 2019.
- Los futuros ya pasan de los 42,7 €/MWh para el mes de octubre por la recuperación económica.

Índice

1. Situación actual:

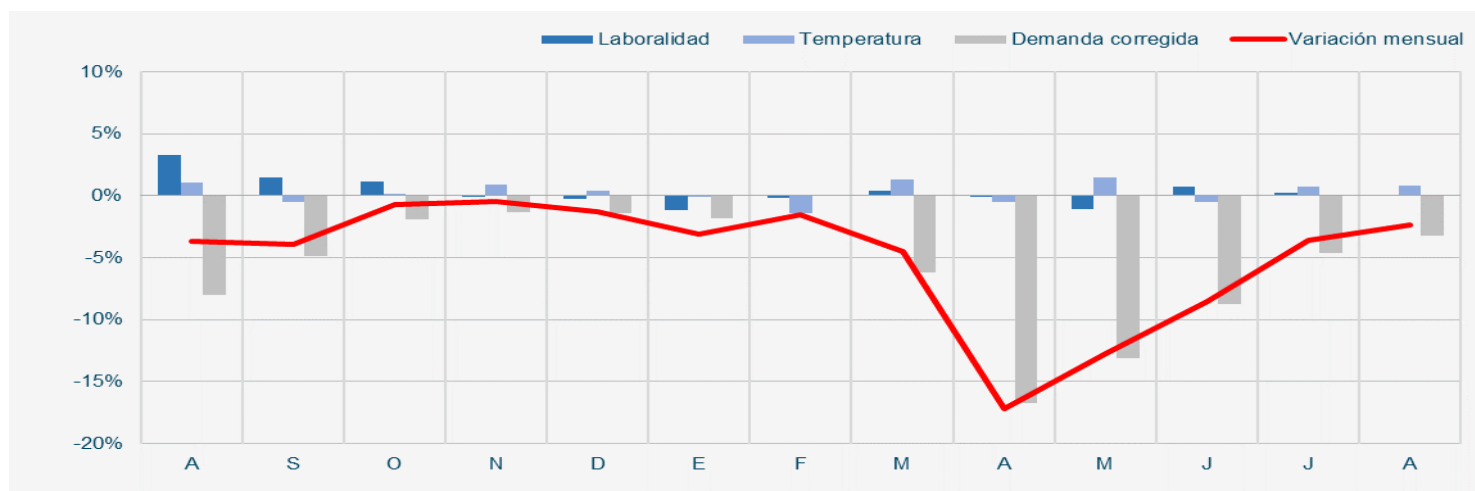
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste

2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

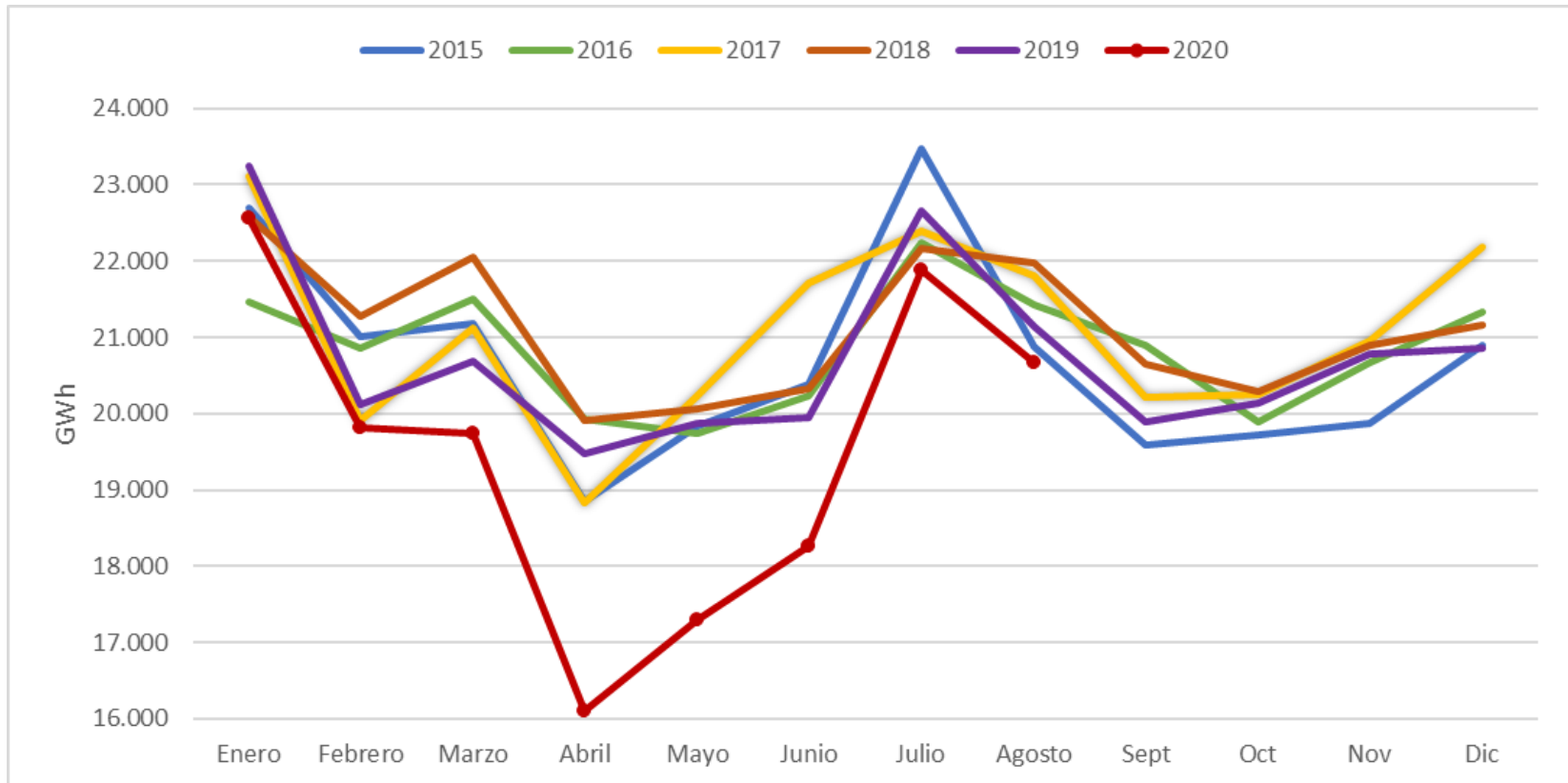
3. Mercados futuros

2020. Evolución Demanda en BC Peninsular. Continúa el descenso en agosto, aunque es inferior al del mes de julio y se nota cierta recuperación en el acumulado anual.

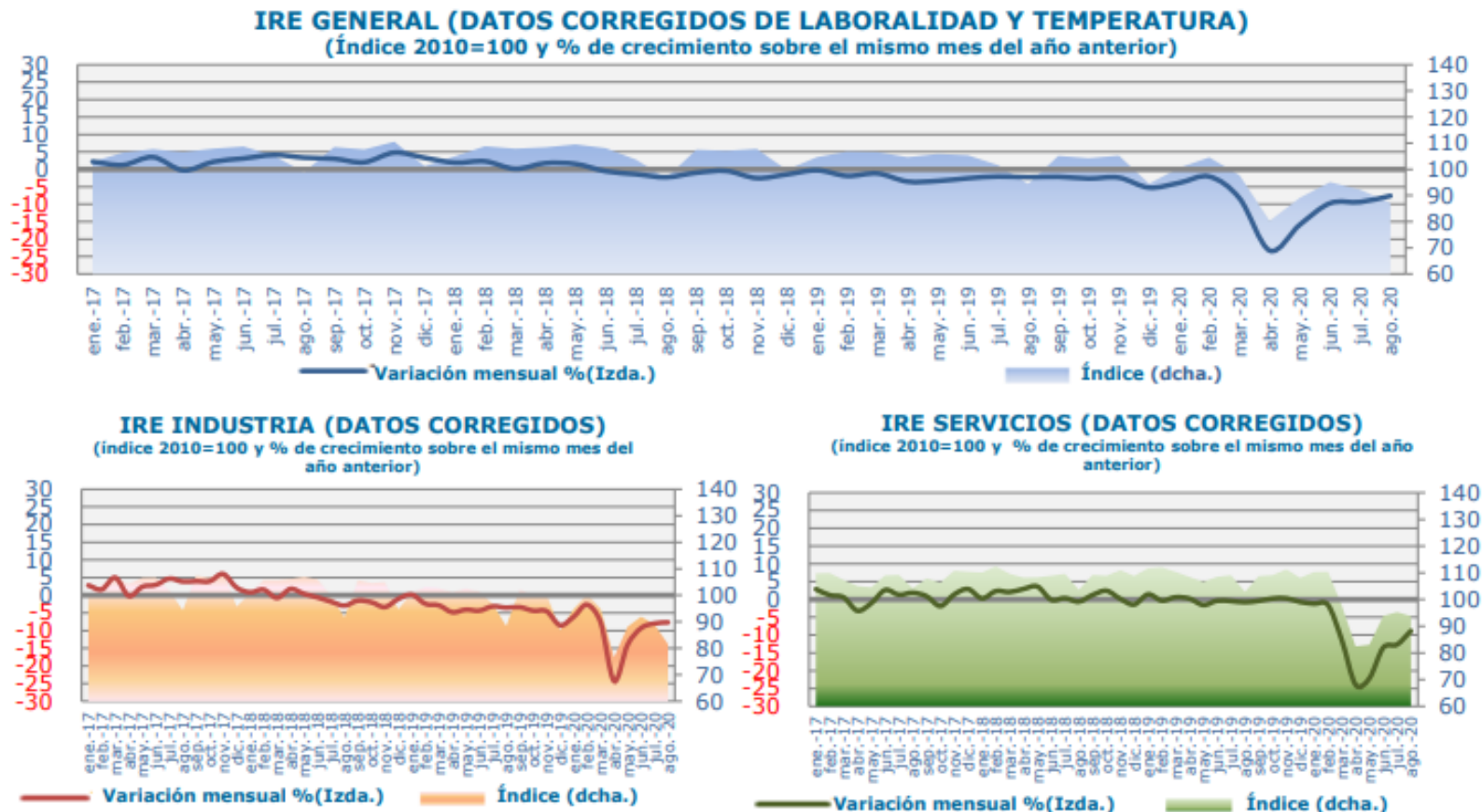
CONSUMO PENINSULAR	2019					2020							
	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Potencia Máx Instantánea (MW)	37.573	37.168	34.007	37.936	37.631	40.423	35.524	35.355	29.026	31.024	35.609	38.972	37.850
Consumo Máx. Diario (GWh)	738,1	753,0	695	778	783	824	731	728	569,4	610,7	708	777	749
Consumo Mensual (GWh)	21.139	19.901	20.133	20.785	20.865	22.562	19.820	19.746	16.103	17.297	18.263	21.880	20.670
Δ Mes (%20/19)	-3,8	-4,1	-0,8	-0,6	-1,5	-3,2	-1,7	-4,7	-17,5	-13,1	-8,5	-3,6	-2,4
Δ Mes (%20/19) Corregida CT y L	-5,1	-4,5	-2,0	-1,5	-1,6	-1,9	-0,03	-6,4	-17	-13,5	-8,7	-4,6	-3,3
Δ Año Acumulado Absoluto (%20/19)	-1,9	-2,1	-2,0	-1,8	-1,7	-3,2	-2,3	-3	-6,5	-7,8	-7,8	-7,2	-6,5



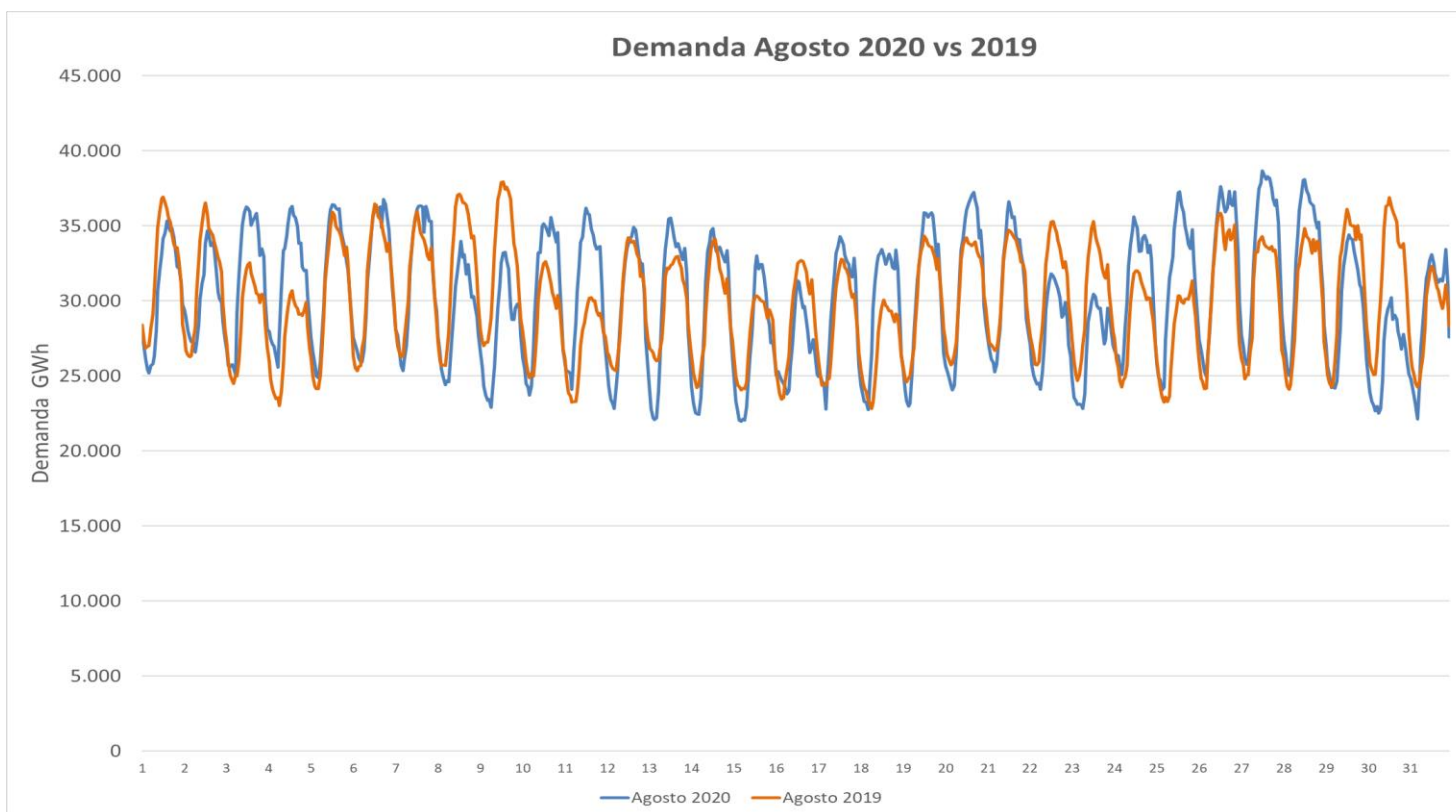
La demanda peninsular ha descendido un 6,5% en el acumulado de 2020 respecto a la de 2019 y un 2,4% en agosto.



Bajada de la demanda sectorial: se observa una estabilización del IRE de la demanda en agosto, mejor la industria que los servicios (turismo).

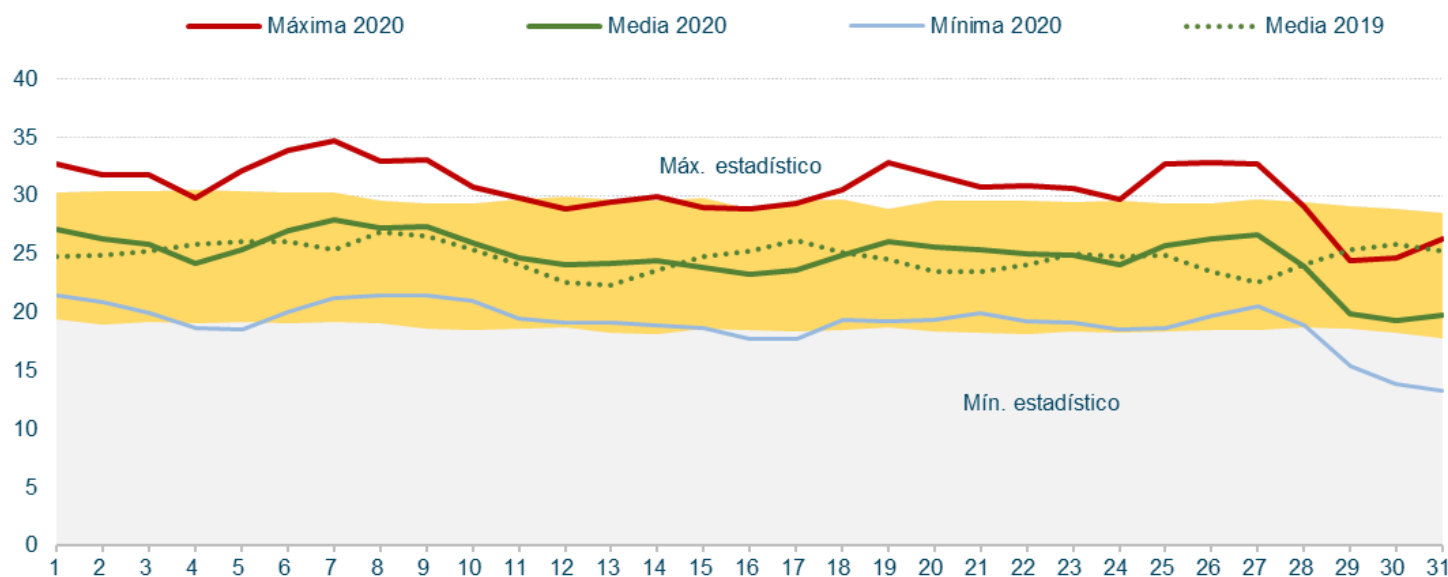


La demanda peninsular en agosto de 2020 vs 2019



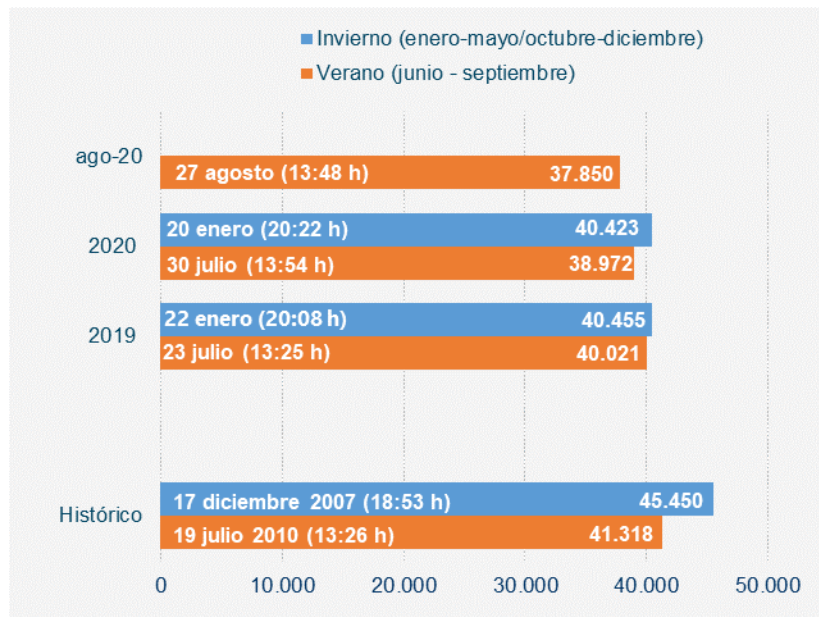
A pesar de la menor demanda de agosto 2020 frente a la de 2019, en el gráfico diario se observa que esta se solapa en algunas ocasiones o incluso supera a la del año anterior. Este hecho puede deberse a la coincidencia de periodos de fin de semana con días laborables y a una mayor laboralidad en agosto de 2020. Siendo en general la demanda de agosto de 2020 un 2,4% inferior a la del mismo mes de 2019.

Evolución diaria de las temperaturas peninsulares en agosto 2020, mes que ha presentado temperaturas máximas por encima de la media y más frías en los últimos días del mes.

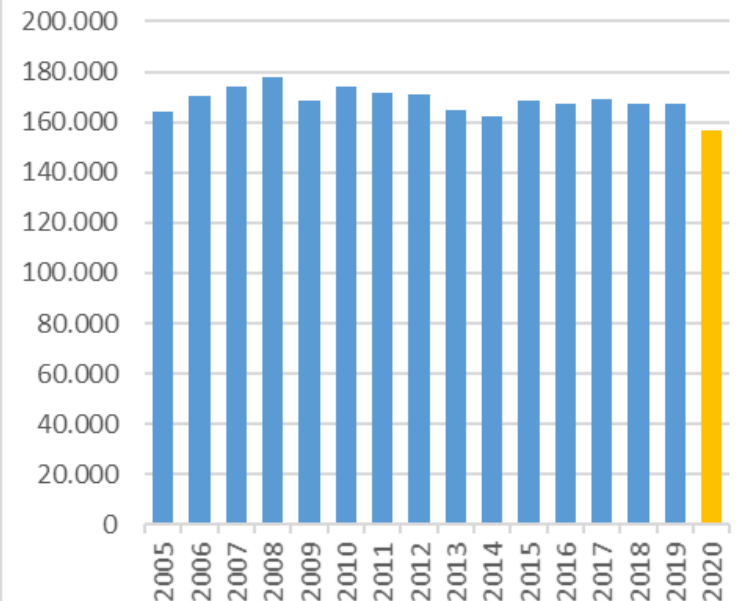


Valores máximos anuales de demanda (2020/2019): valor de punta por debajo del histórico y mínimo histórico de la demanda acumulada en el 2020.

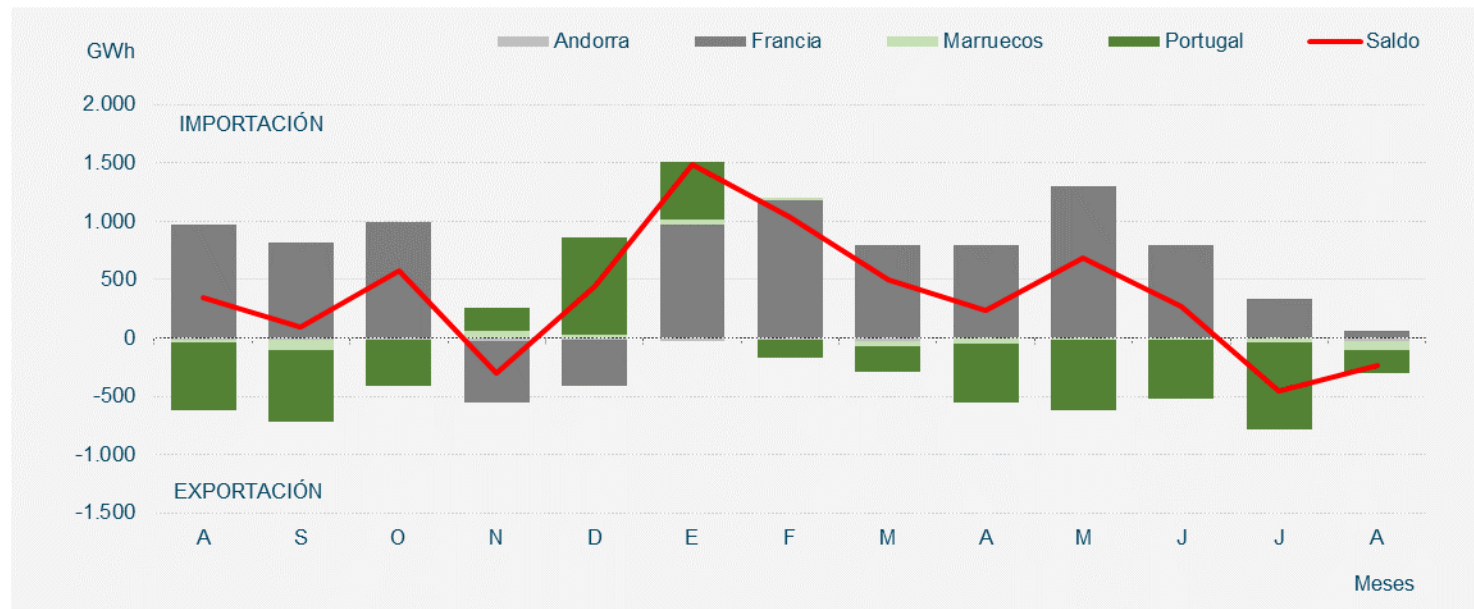
Potencia instantánea máxima peninsular (MW)



Demanda peninsular acumulada Enero - Agosto 2020 (GWh)



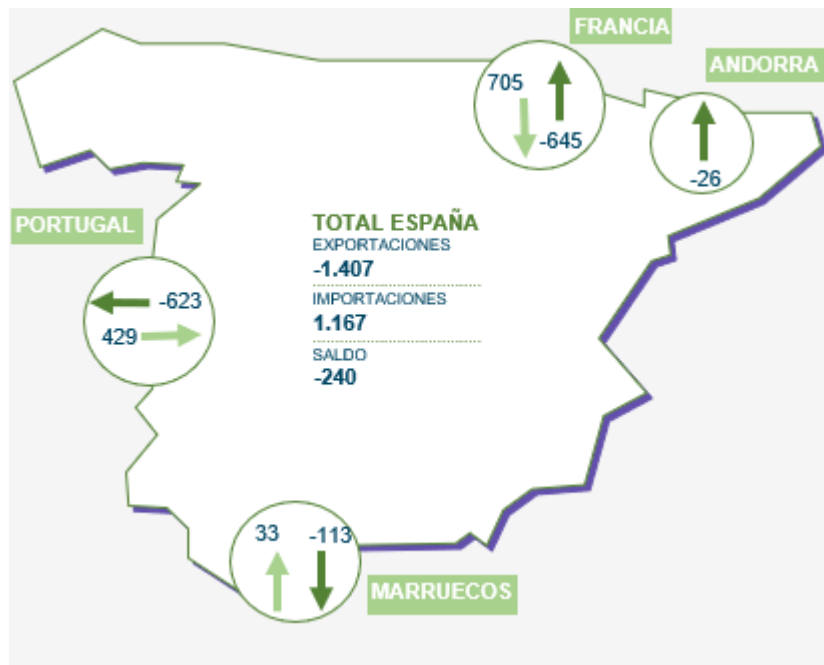
En agosto el saldo de los intercambios internacionales ha sido muy bajo y exportador, principalmente con Portugal y Marruecos



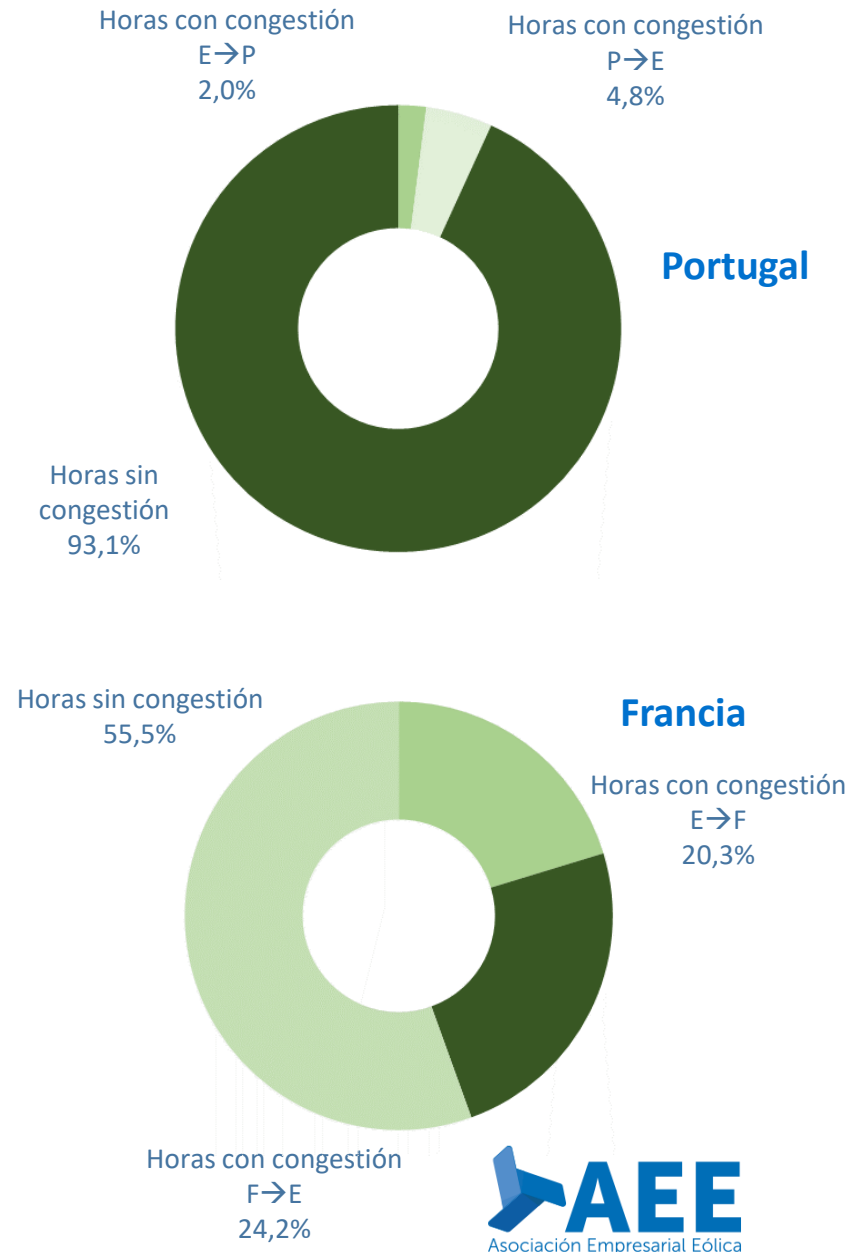
Fuente: REE

El saldo de los intercambios internacionales ha sido exportador (GWh)

Agosto 2020



Fuente: REE



Mix de producción

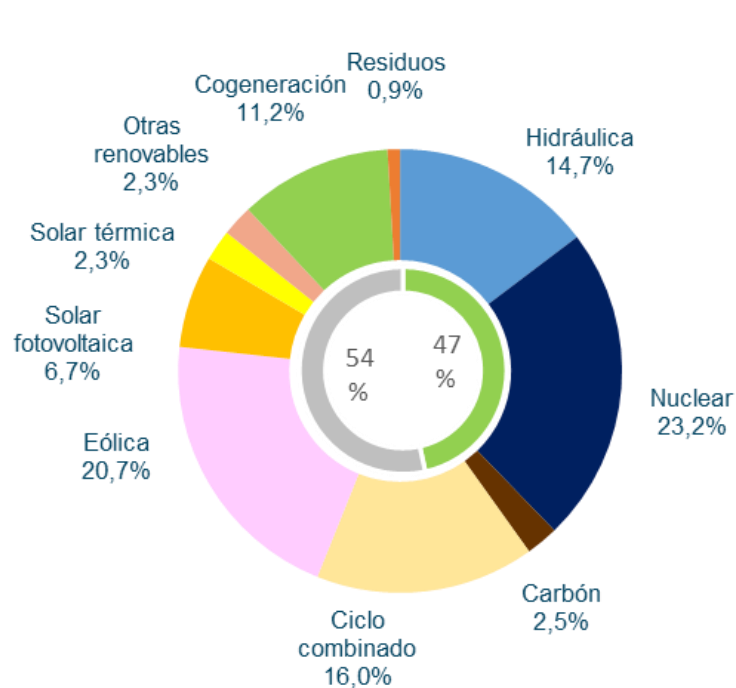
En agosto la generación eólica ha sido de 3.508 GWh, cubriendo un 16,4% de la demanda. Por lo que respecta al acumulado, es un 0,7% inferior al de 2019, a pesar del incremento de potencia.

Balance eléctrico mensual peninsular (GWh)

2020	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene-Ago 2020	Ene-Ago 2019	% 20/19
Hidráulica	3.958	3.064	3.414	3.175	3.102	2.413	2.003	2.039					23.168	16.011	44,7%
Nuclear	5.289	4.886	5.175	4.086	3.079	3.621	5.159	5.152					36.446	38.521	-5,4%
Carbón	869	823	477	307	245	363	303	338					3.725	8.633	-56,9%
Ciclo combinado (2)	3.272	2.388	1.366	1.731	2.018	3.549	5.830	5.051					25.206	33.473	-24,7%
Eólica	4.563	4.174	5.497	3.636	3.890	3.237	4.098	3.508					32.602	32.840	-0,7%
Solar fotovoltaica	596	938	1.021	1.110	1.587	1.749	1.854	1.769					10.624	6.203	71,3%
Solar térmica	86	228	236	207	552	712	796	745					3.562	4.269	-16,6%
Otras renovables (4)	334	344	344	329	385	379	348	367					2.831	2.385	18,7%
Cogeneración	2.435	2.229	2.229	1.907	2.080	2.176	2.295	2.189					17.540	19.887	-11,8%
Residuos	213	219	217	164	170	162	162	123					1.430	1.897	-24,6%
Generación	21.616	19.293	19.996	16.651	17.108	18.361	22.849	21.403					157.277	164.118	-4,2%
														0	
Consumos en bombeo	-399	-393	-631	-700	-415	-273	-350	-311					-3.472	-1.819	90,9%
Enlace Península-Baleares (6)	-136	-116	-113	-81	-80	-93	-168	-183					-969	-1.193	-18,7%
Saldo intercambios internacionales (7)	1.482	1.036	494	232	684	269	-451	-240					3.507	6.032	-41,9%
Demanda transporte (b.c.)	22.562	19.820	19.746	16.103	17.297	18.263	21.880	20.670					156.341	167.137	-6,5%

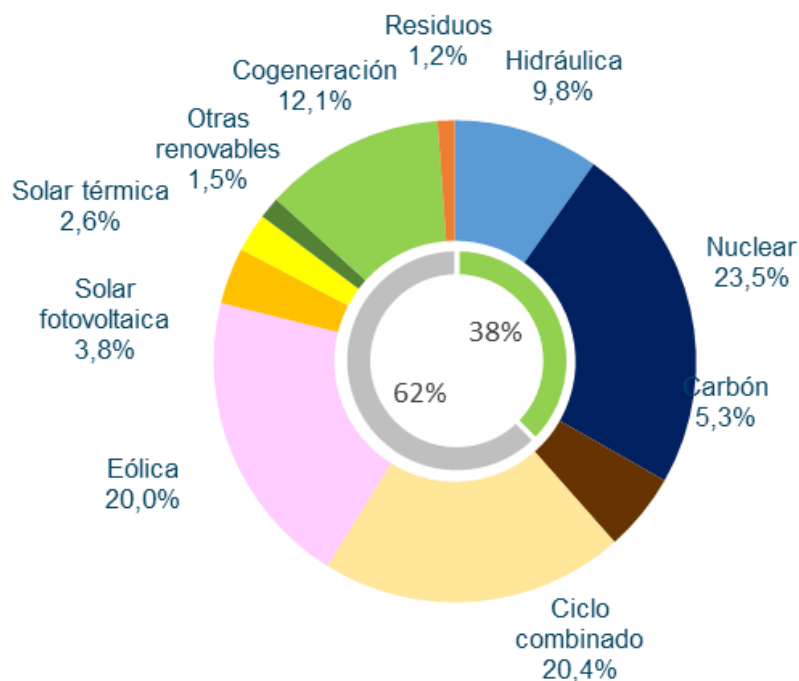
Energía generada por tecnologías (GWh)

En el acumulado enero-agosto de 2020 la eólica ha cubierto el 20,7% de la demanda eléctrica peninsular, dato similar al del año pasado.



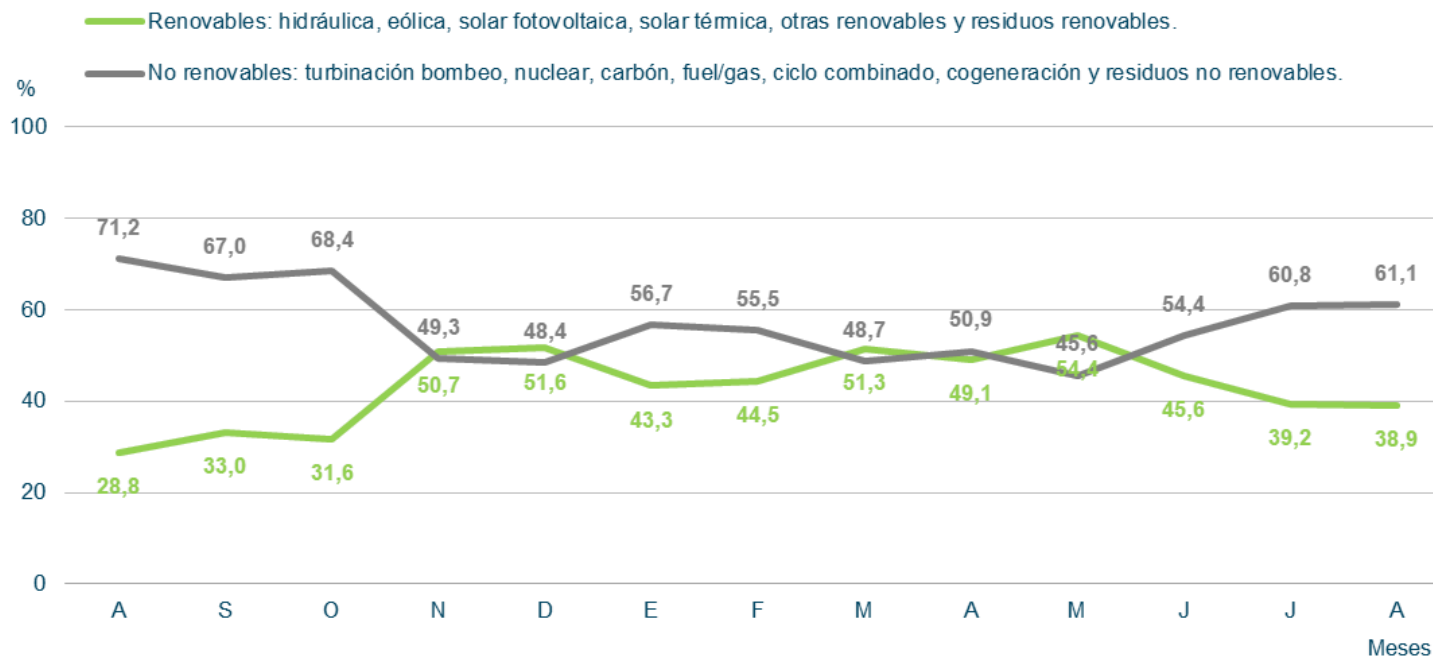
**Acumulado
Enero-Agosto 2020**

Fuente: REE/Elaboración AEE

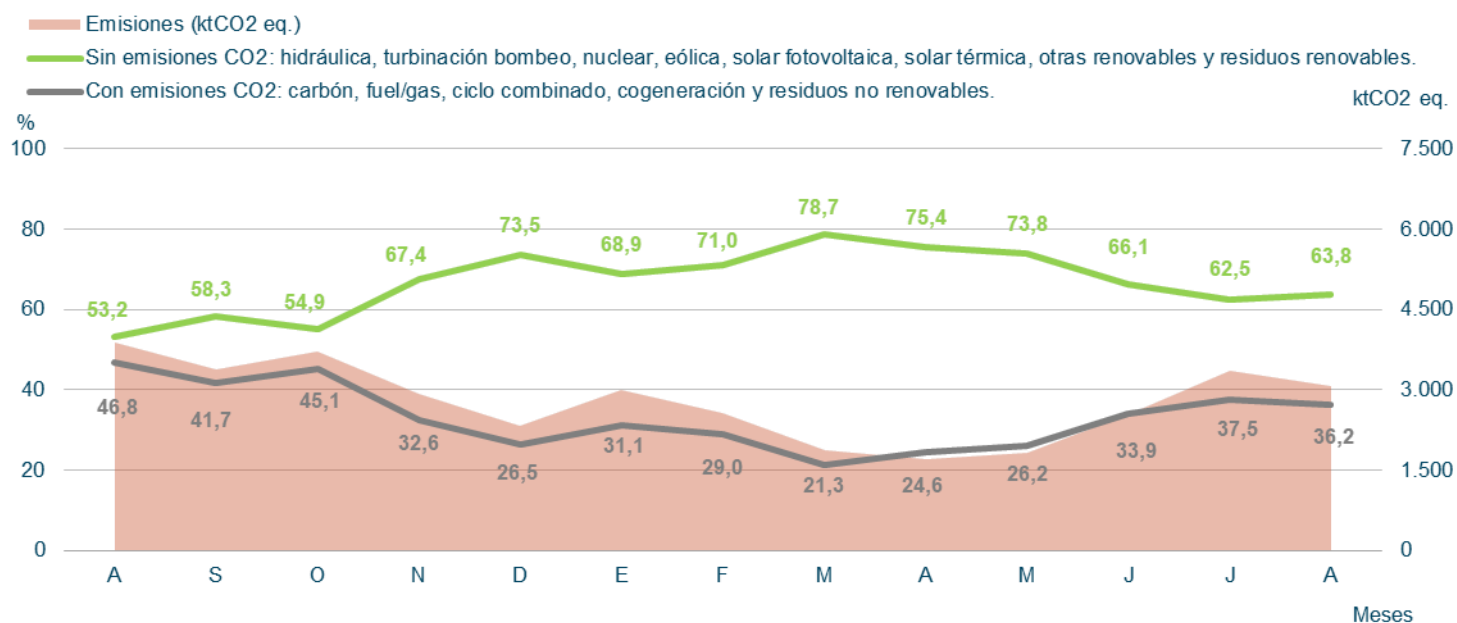


**Acumulado
Enero-Agosto 2019**

La generación renovable se ha reducido en el último mes, alcanzando una cobertura de la demanda del 38,9% en agosto.



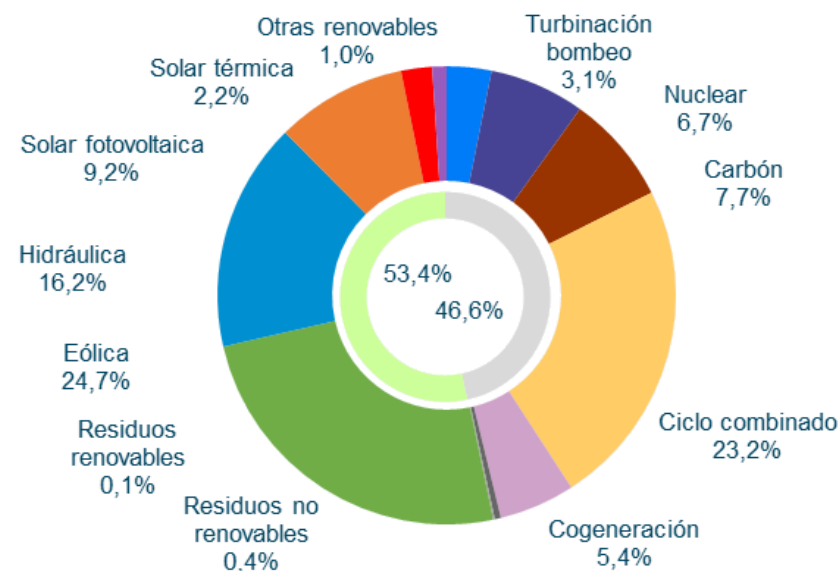
Evolución de las emisiones de CO2 peninsular: sufren un ligero descenso



Estructura de potencia instalada en la península a 31 de agosto de 2020

Potencia Instalada Peninsular (MW)

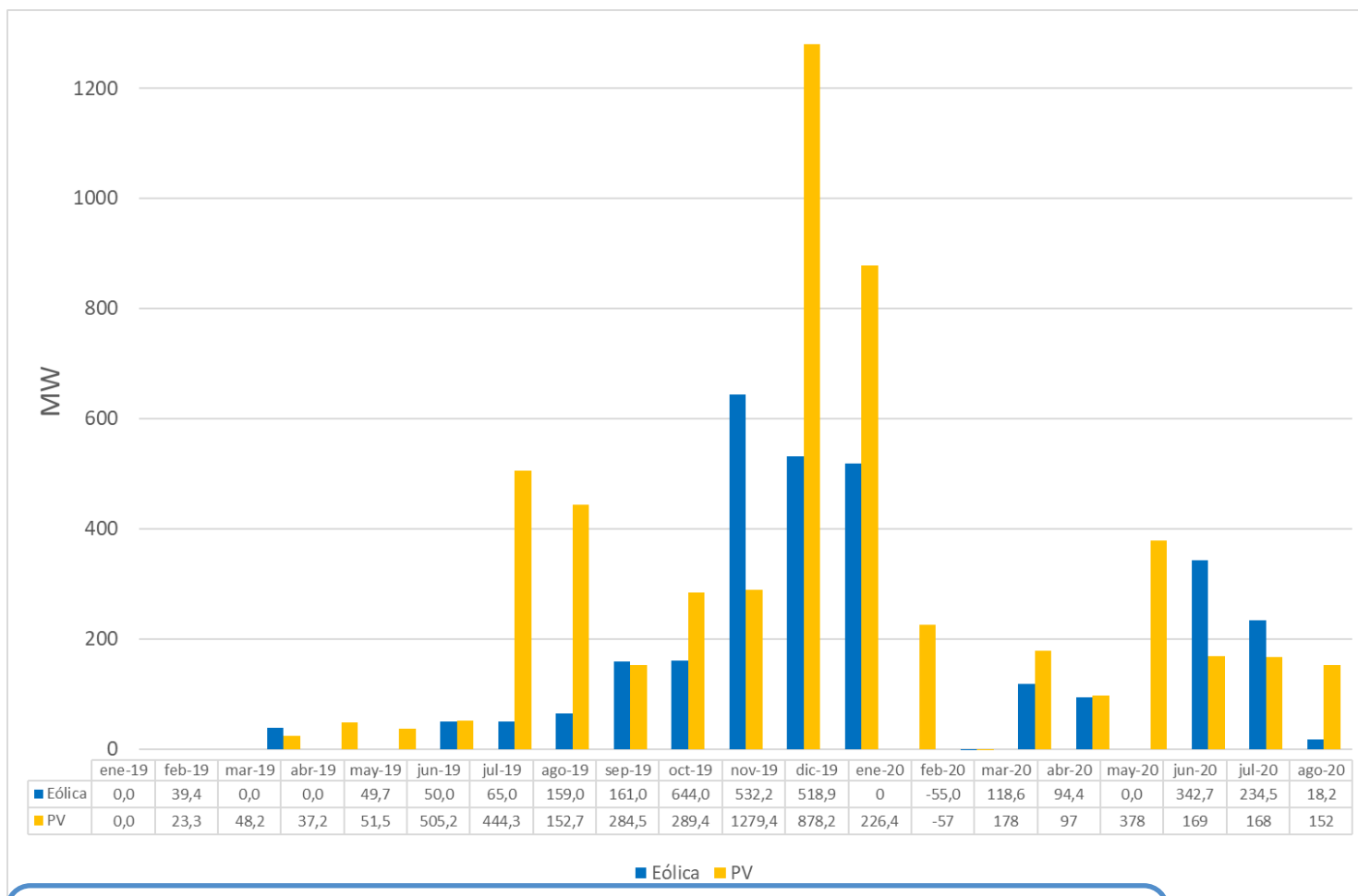
TECNOLOGÍAS	2018	2019	2020
Hidráulica	20.376	20.414	20.412
Hidráulica convencional y mixta	17.047	17.085	17.083
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329
Nuclear	7.117	7.117	7.117
Carbón	9.562	9.215	8.159
Ciclo combinado	24.562	24.562	24.562
Eólica	23.173	25.310	26.063
Solar fotovoltaica	4.466	8.454	9.765
Solar térmica	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	873	1.025	1.071
Cogeneración	5.718	5.678	5.661
Residuos	573	573	573
	98.724	104.652	105.687



Fuente: REE/Elaboración AEE

Fuente: REE

Evolución de la potencia eólica/fotovoltaica peninsular instalada en los últimos meses. La eólica ha instalado 753 MW nuevos en 2020.

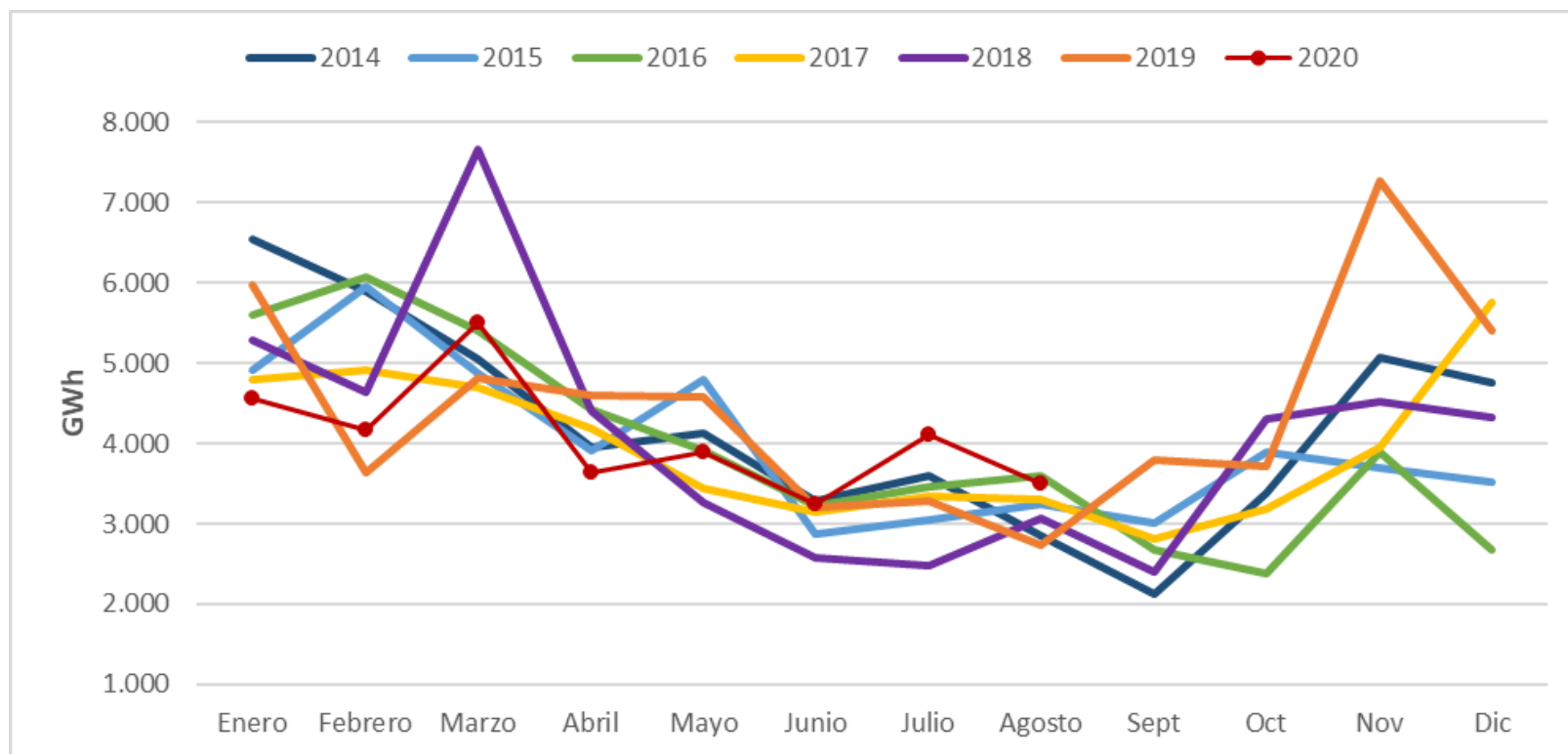


*El dato negativo en la potencia PV y eólica de febrero corresponde a una corrección en los datos por parte de REE

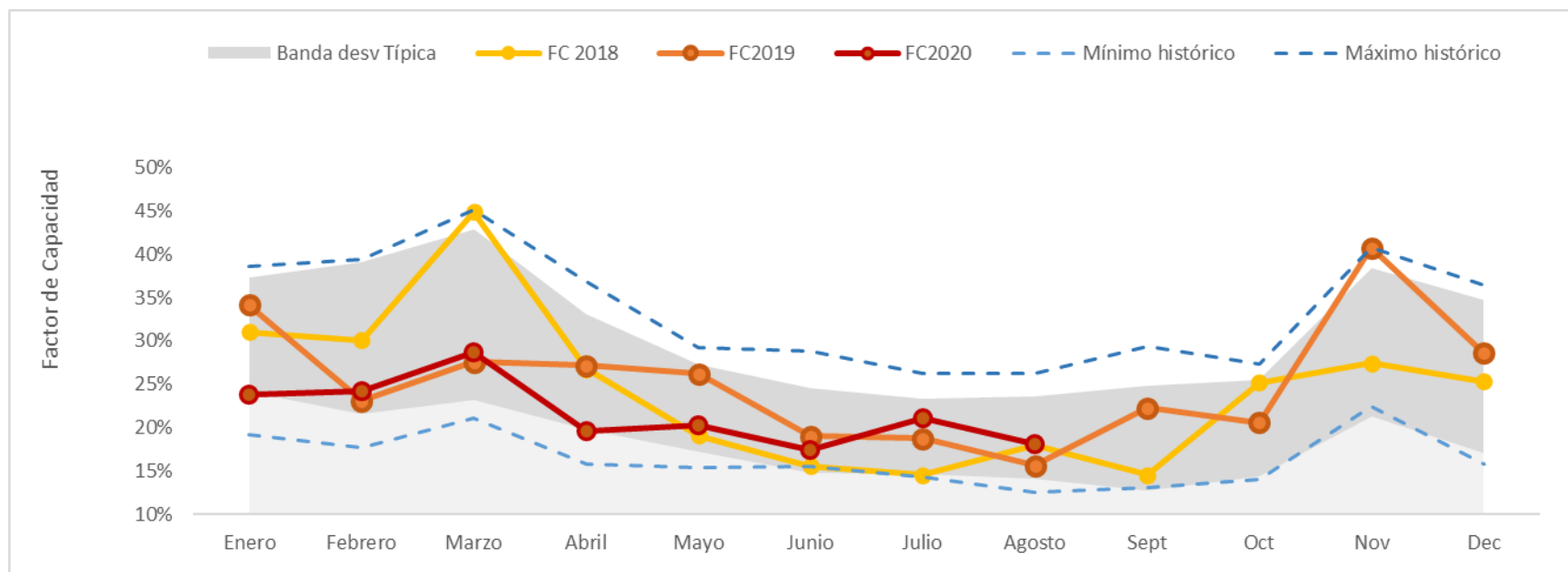
Generación eólica



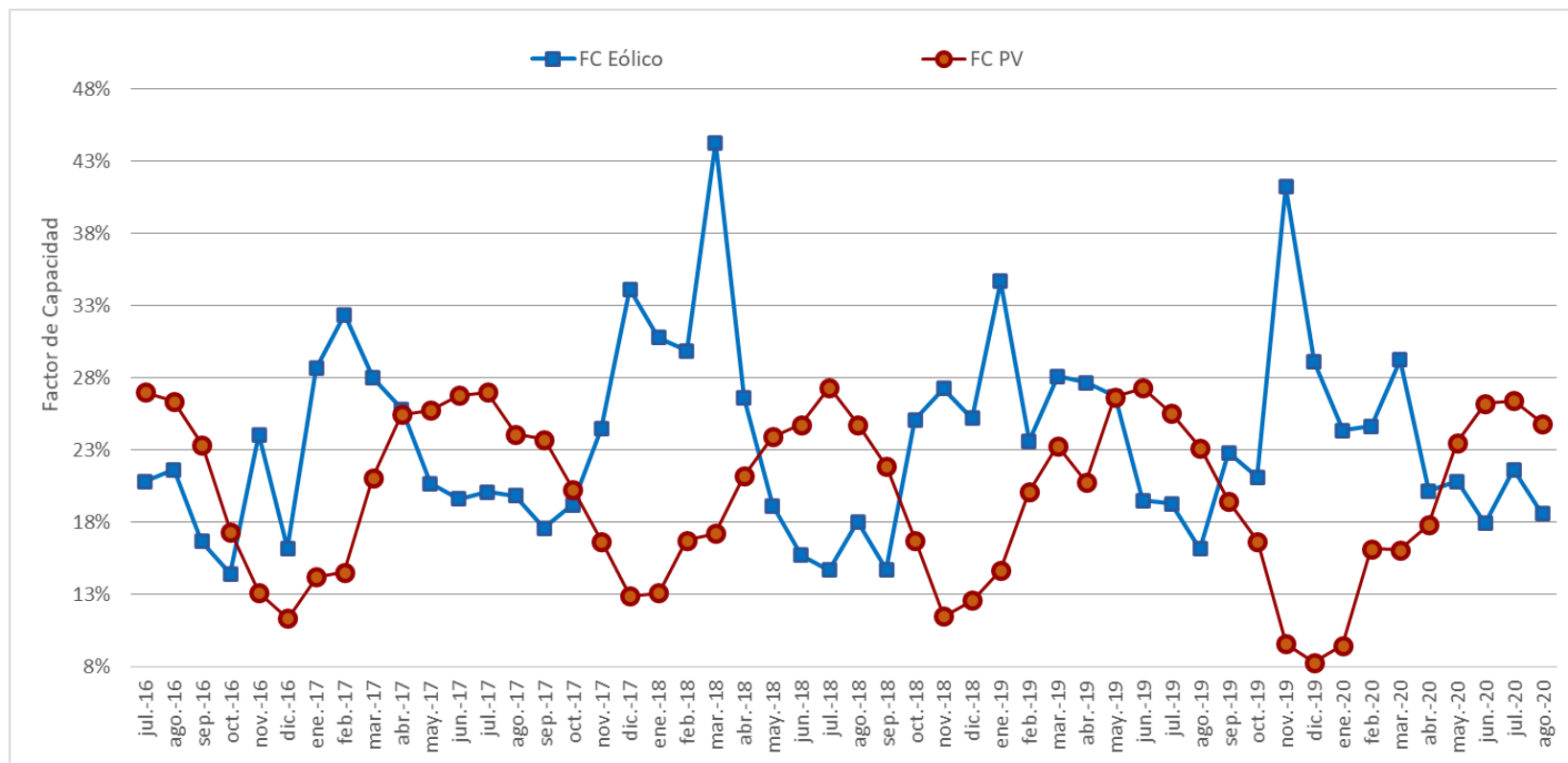
En el mes de agosto, la generación eólica ha sido de 3.508 GWh. Dato que es inferior en un 0,7% respecto al acumulado en 2019.



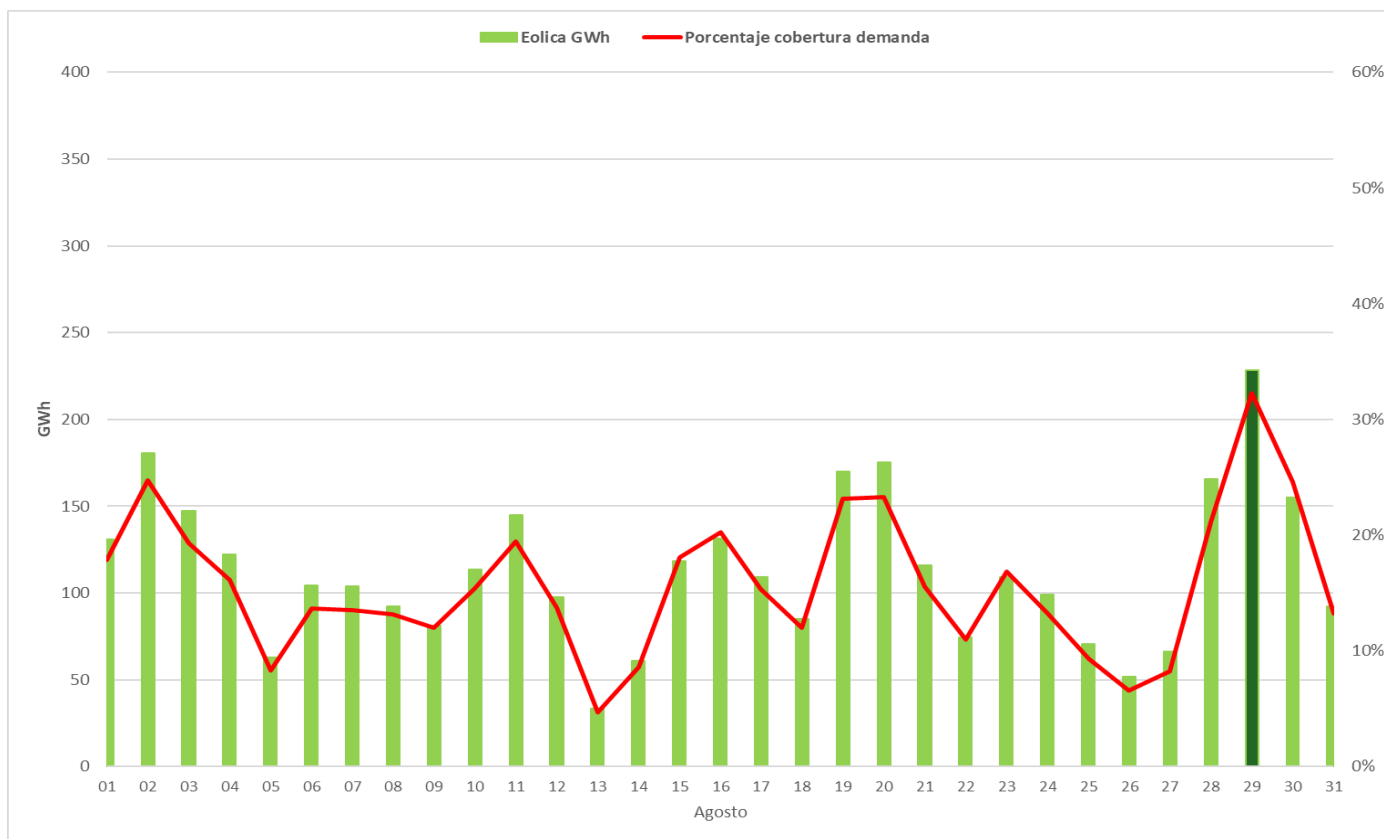
El factor de capacidad de la eólica en agosto alcanza un valor de 18,09 % dato superior al de agosto de 2019, por la mayor generación eólica.



Comparación del Factor capacidad Eólico vs. Fotovoltaico en España: complementariedad estacional.



Generación eólica diaria peninsular. Agosto 2020

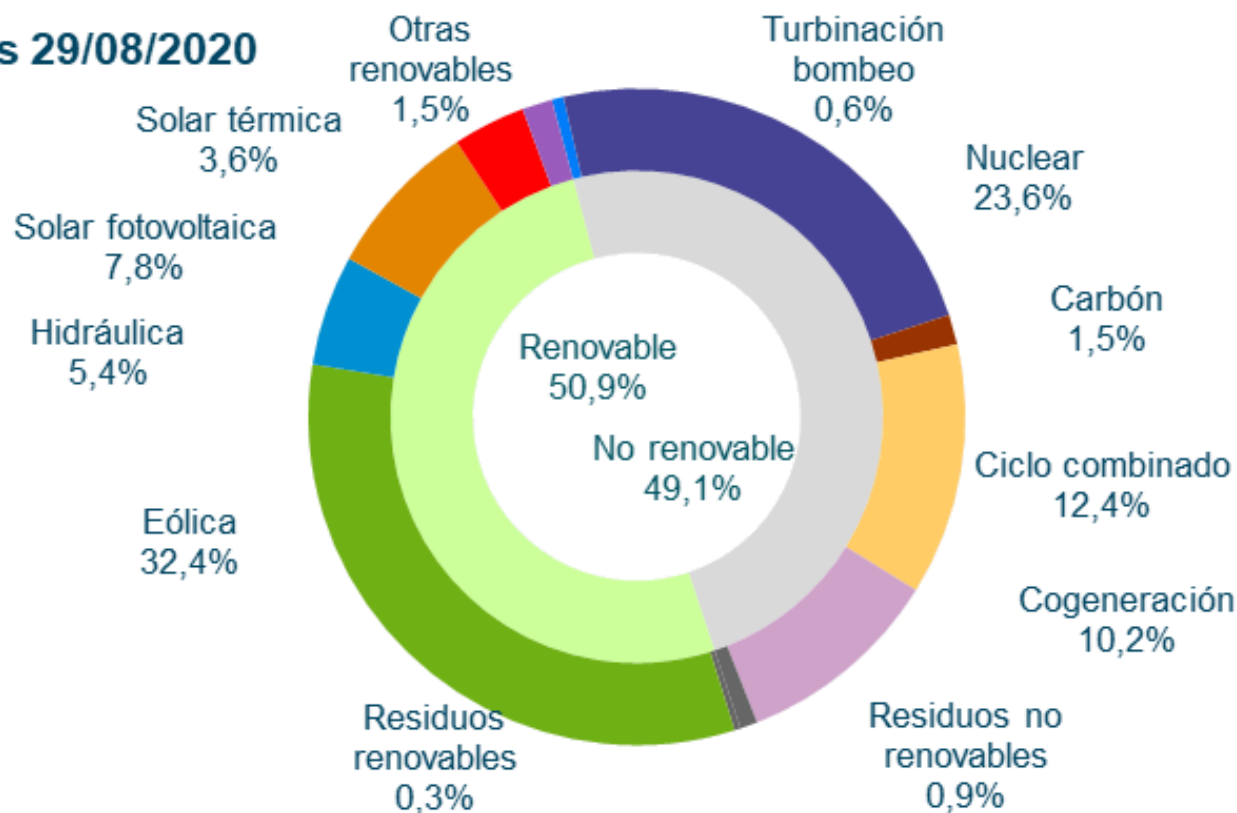


Máximos de generación eólica peninsular

Agosto 2020			Histórica	
Potencia (MW)	12.706	Jueves 20/08/2020 (18:18 h)	18.879	Jueves 12/12/2019 (16:21 h)
Cobertura de la demanda (%)	50,5	Martes 29/08/2020 (18:19 h)	75,9	Domingo 03/11/2019 (05:20 h)

Día de máxima generación renovable peninsular en Agosto

Mes 29/08/2020

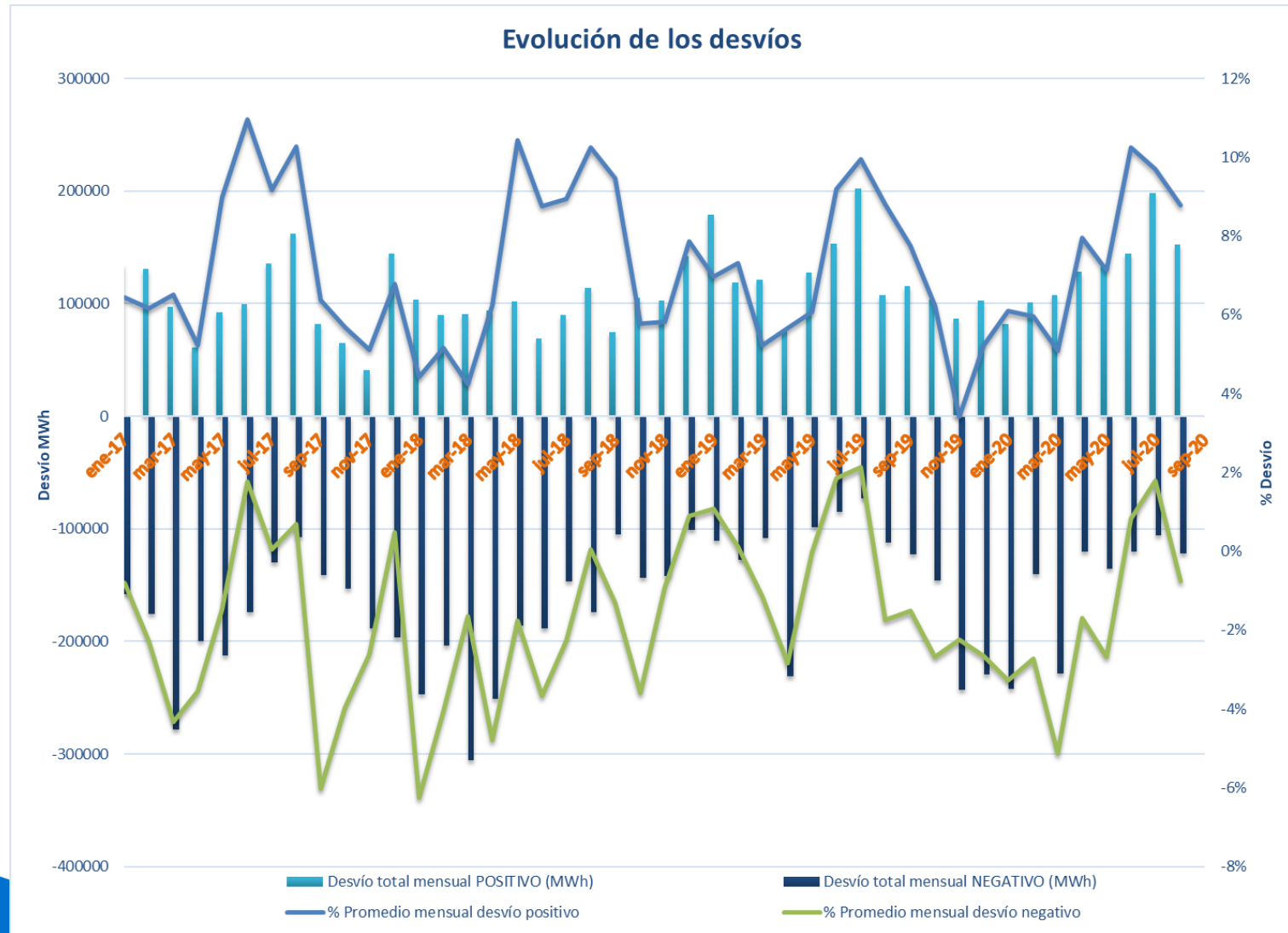


Evolución del promedio mensual de los desvíos de los parques eólicos fuera de la zona de regulación. En agosto se ha producido una disminución de los desvíos positivos y un aumento en los negativos en términos relativos, respecto al mes anterior.

Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo	Desvío total mensual POSITIVO (MWh)	Desvío total mensual NEGATIVO (MWh)
Ago- 19	8,8%	-10,6%	107.297	-112.376
Sep-19	7,8%	-9,3%	115.439	-123.034
Oct-19	6,2%	-8,9%	103.427	-145.593
Nov-19	3,4%	-5,7%	86.777	-242.706
Dic-19	5,2%	-7,9%	102.663	-229.087
Ene-20	6,1%	-9,4%	81.653	-242.061
Feb-20	6,0%	-8,7%	100.969	-140.198
Mar-20	5,1%	-10,2%	107.586	-228.802
Abr-20	8,0%	-9,7%	128.098	-119.921
May-20	7,1%	-9,8%	134.799	-135.172
Jun-20	10,3%	-9,4%	144.563	-120.101
Jul-20	9,7%	-7,9%	198.021	-106.162
Ago -20	8,8%	-9,5%	152.161	-121.678

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

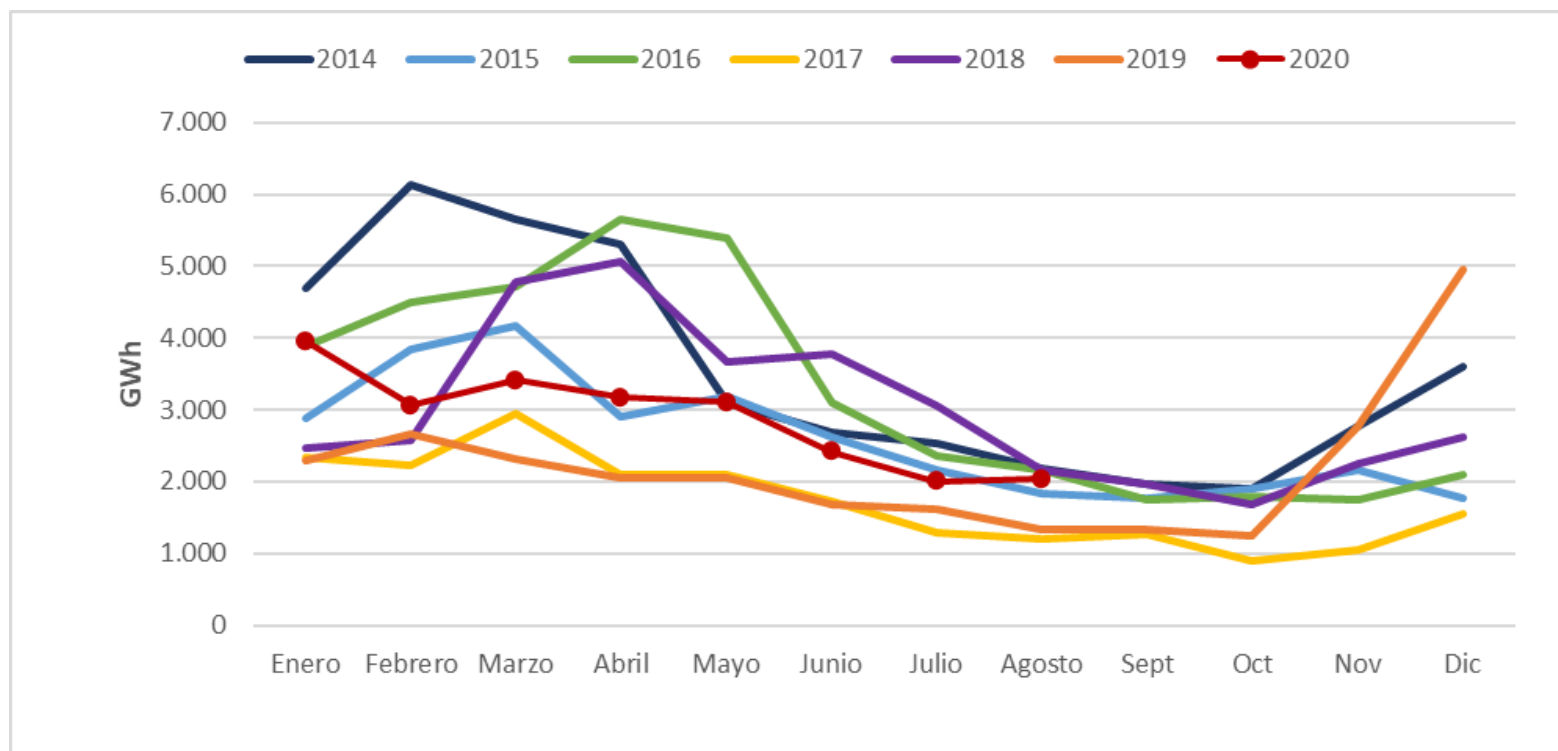
Evolución del promedio mensual de los desvíos eólicos. Se observa cierta estacionalidad en el comportamiento de los desvíos eólicos de los parques fuera de las zonas de regulación.



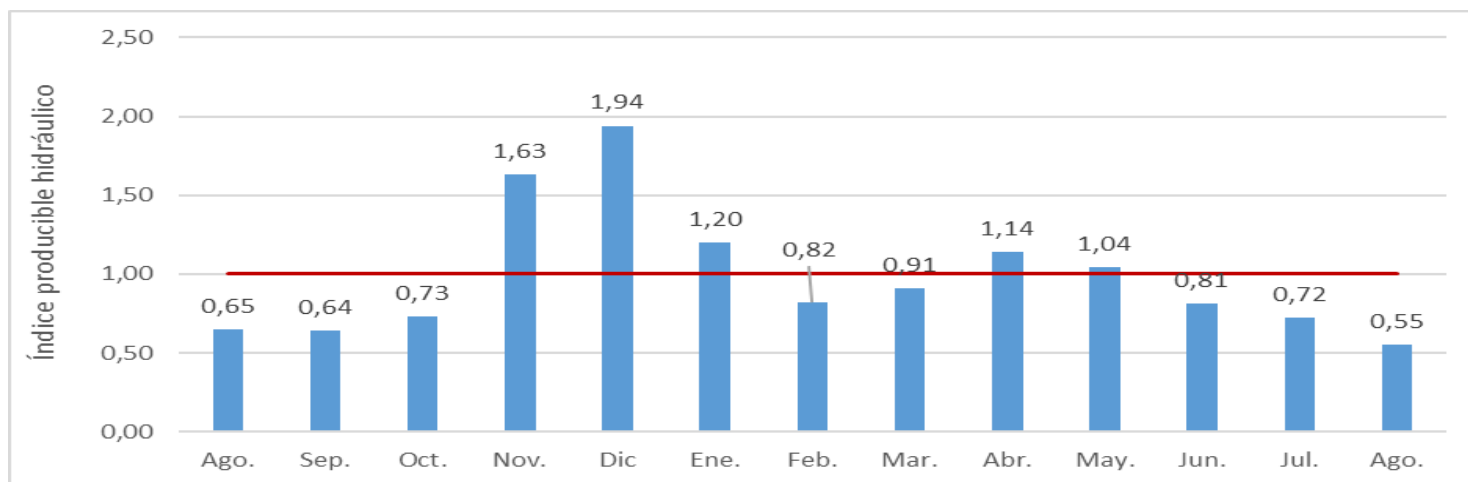
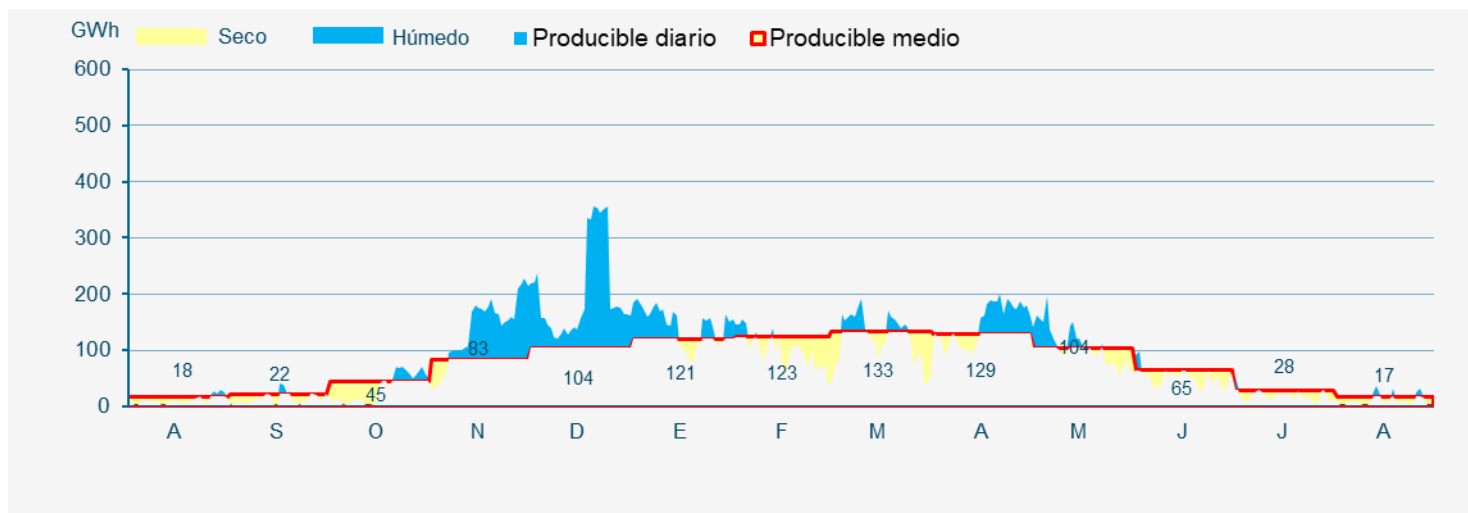
A photograph of a wind farm with several large wind turbines standing in a green field under a blue sky with light clouds. The turbines are white with red and green accents on the tower. The text "Generación resto de tecnologías" is overlaid in white.

Generación resto de tecnologías

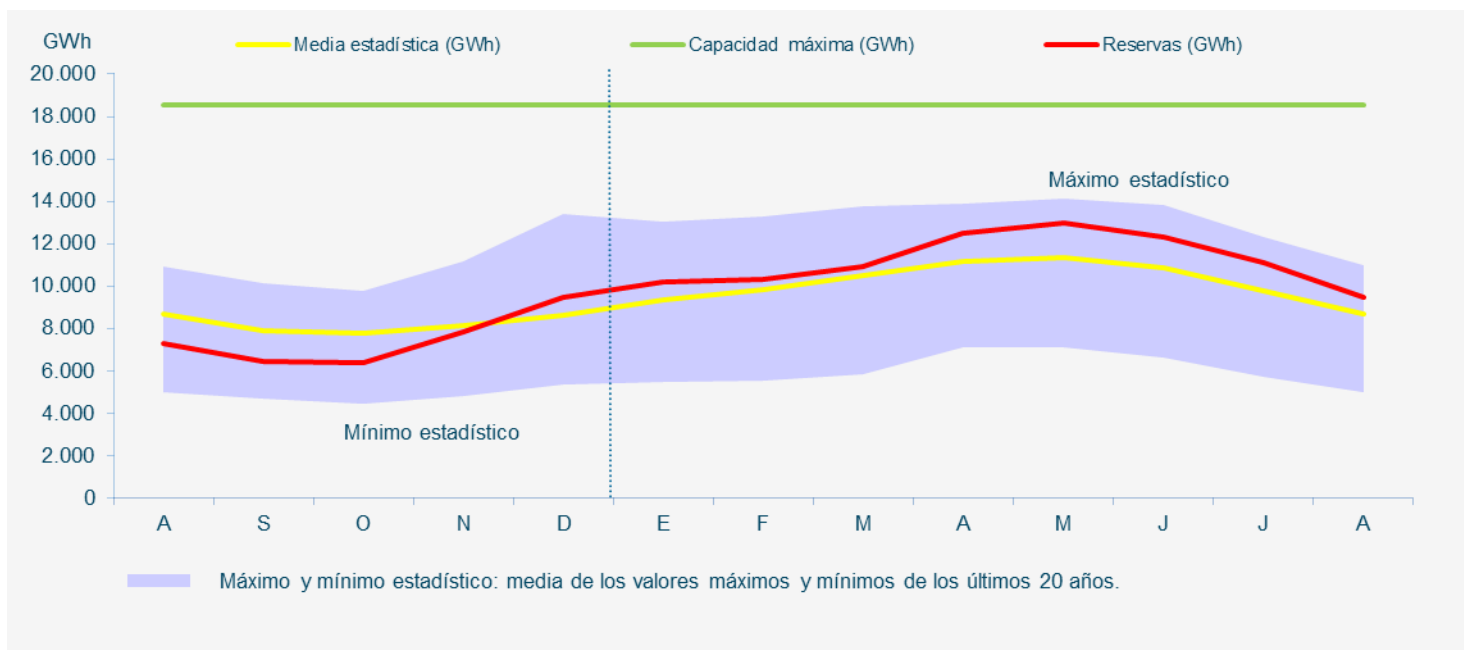
Hidráulica: La hidráulica ha generado en agosto 2.039 GWh cubriendo el 14,7% en el acumulado de año, siendo la producción un 44,7% superior a 2019.



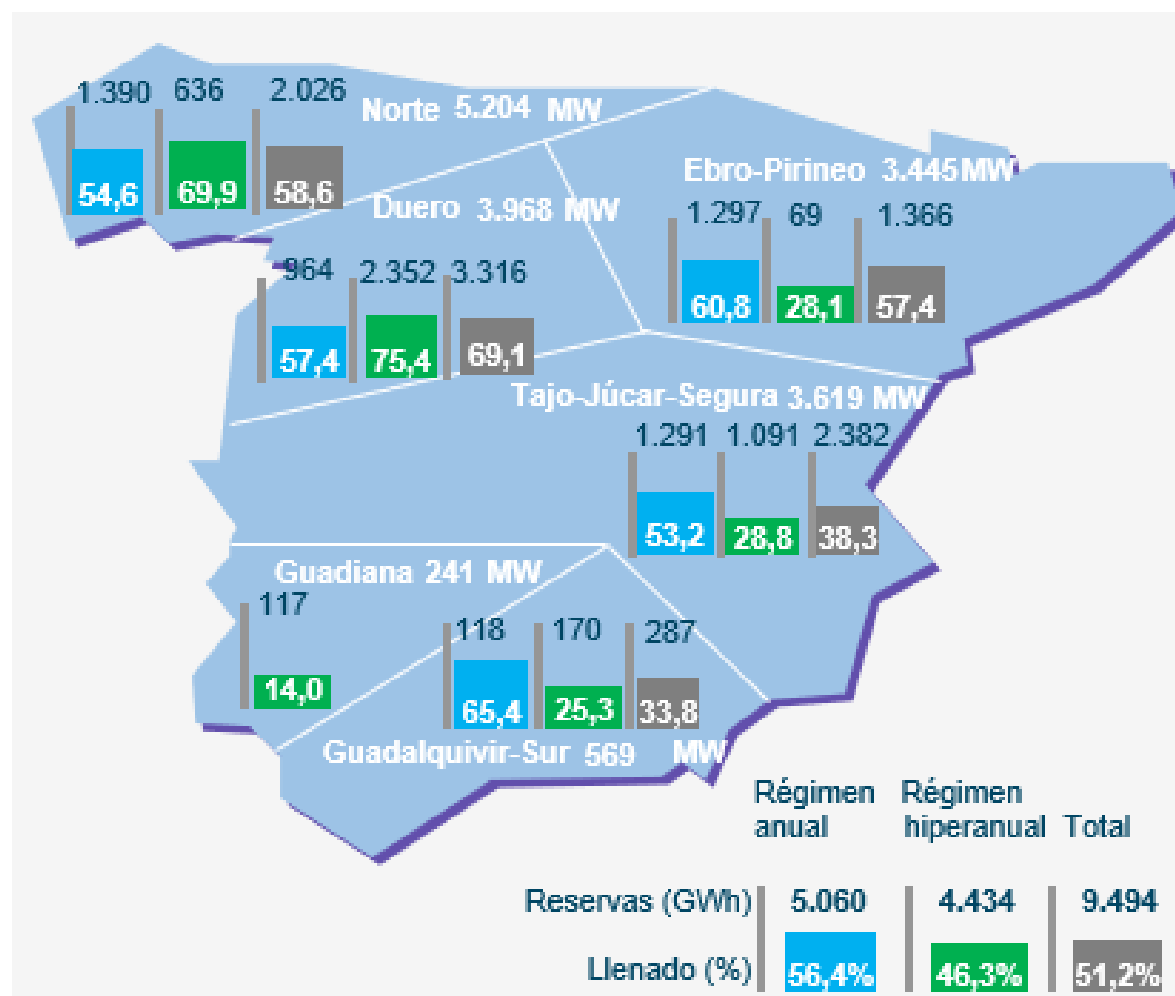
Índice de producible hidráulico 2020: bajas lluvias en los últimos meses.



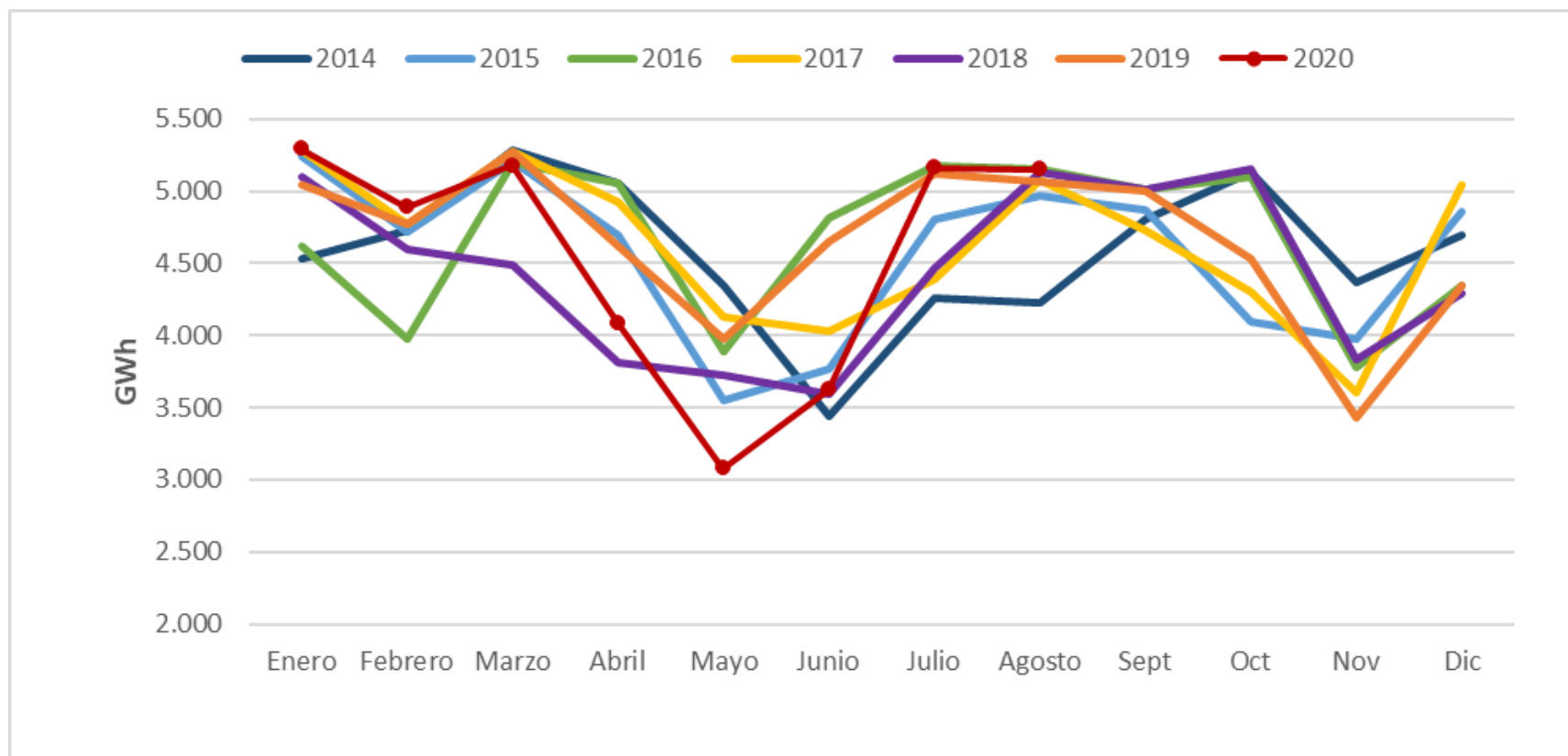
Las reservas del conjunto de los embalses se encontraban en agosto al 51,2% de capacidad, por encima de la media estadística.



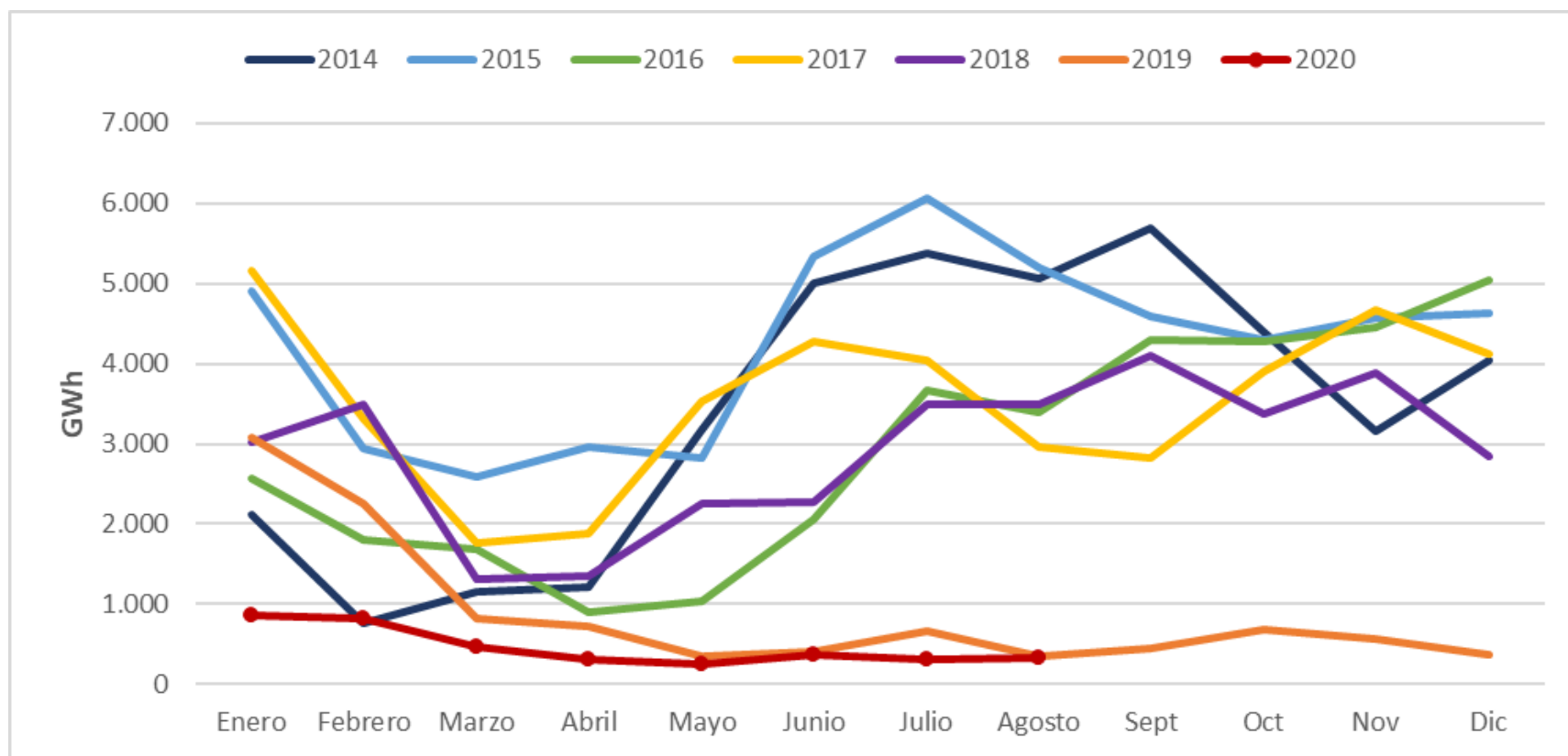
Reservas hidroeléctricas a final de agosto de 2020



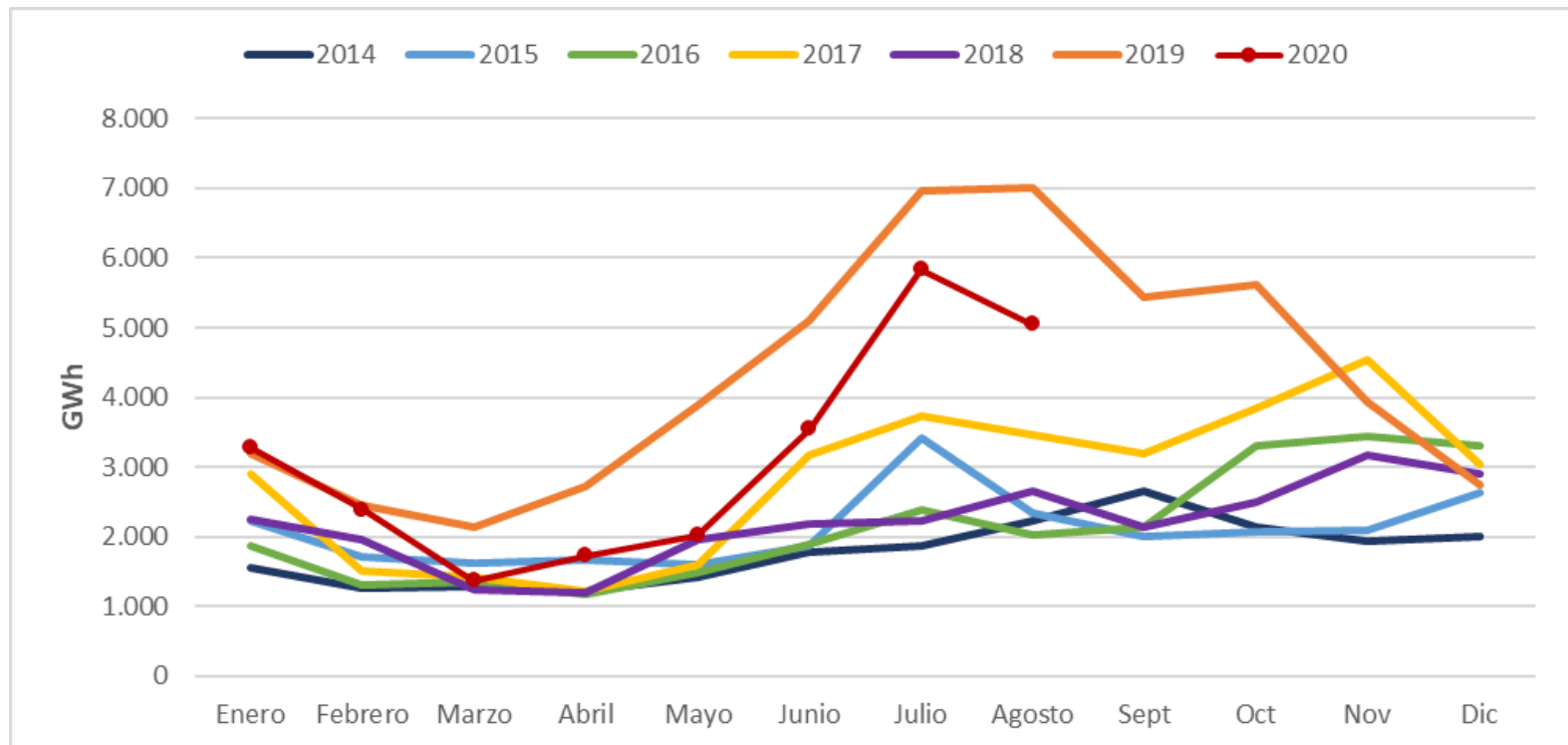
Nuclear: La nuclear ha generado en agosto 5.152 GWh, siendo el acumulado un 5,4% inferior al año anterior. Cubre el 24,1% de la demanda en el acumulado del año.



Carbón: El carbón ha generado en agosto 338 GWh, cubriendo un 1,6 % de la demanda, siendo la generación un 56,9% inferior al mismo periodo de 2019.



Ciclo combinado: El CC ha generado en agosto 5.051 GWh, reduciendo la producción un 24,7% en 2020 respecto al mismo periodo de 2019, causado por el menor hueco térmico por la bajada de la demanda y la mayor producción hidráulica.



Índice

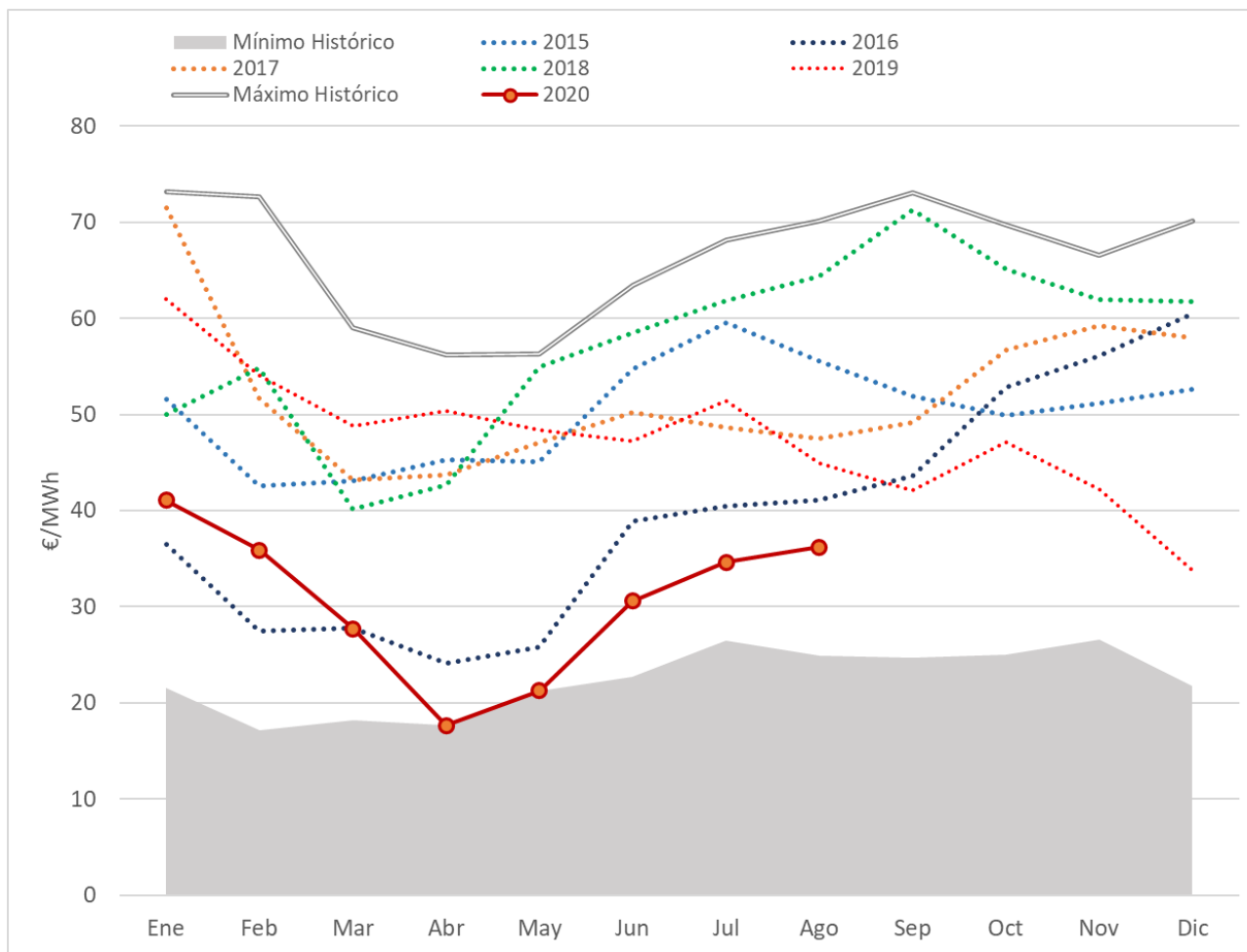
1. Situación actual:

- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste

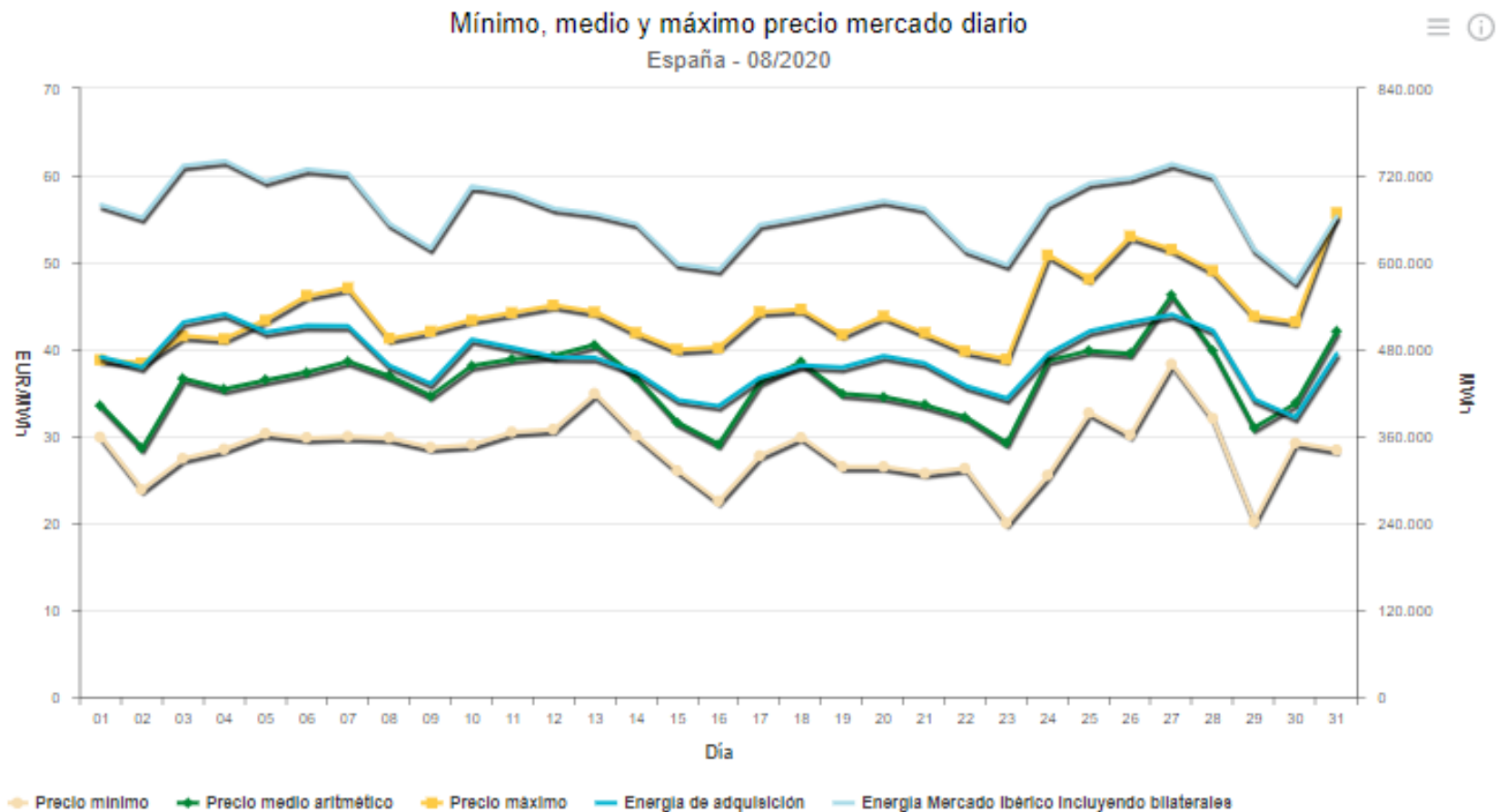
2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

3. Mercados futuros

En agosto de 2020 se observa una tendencia de recuperación al alza del PMD, alcanzando un valor de 36,20 €/MWh, siendo un 19% inferior al PMD marcado en agosto de 2019.



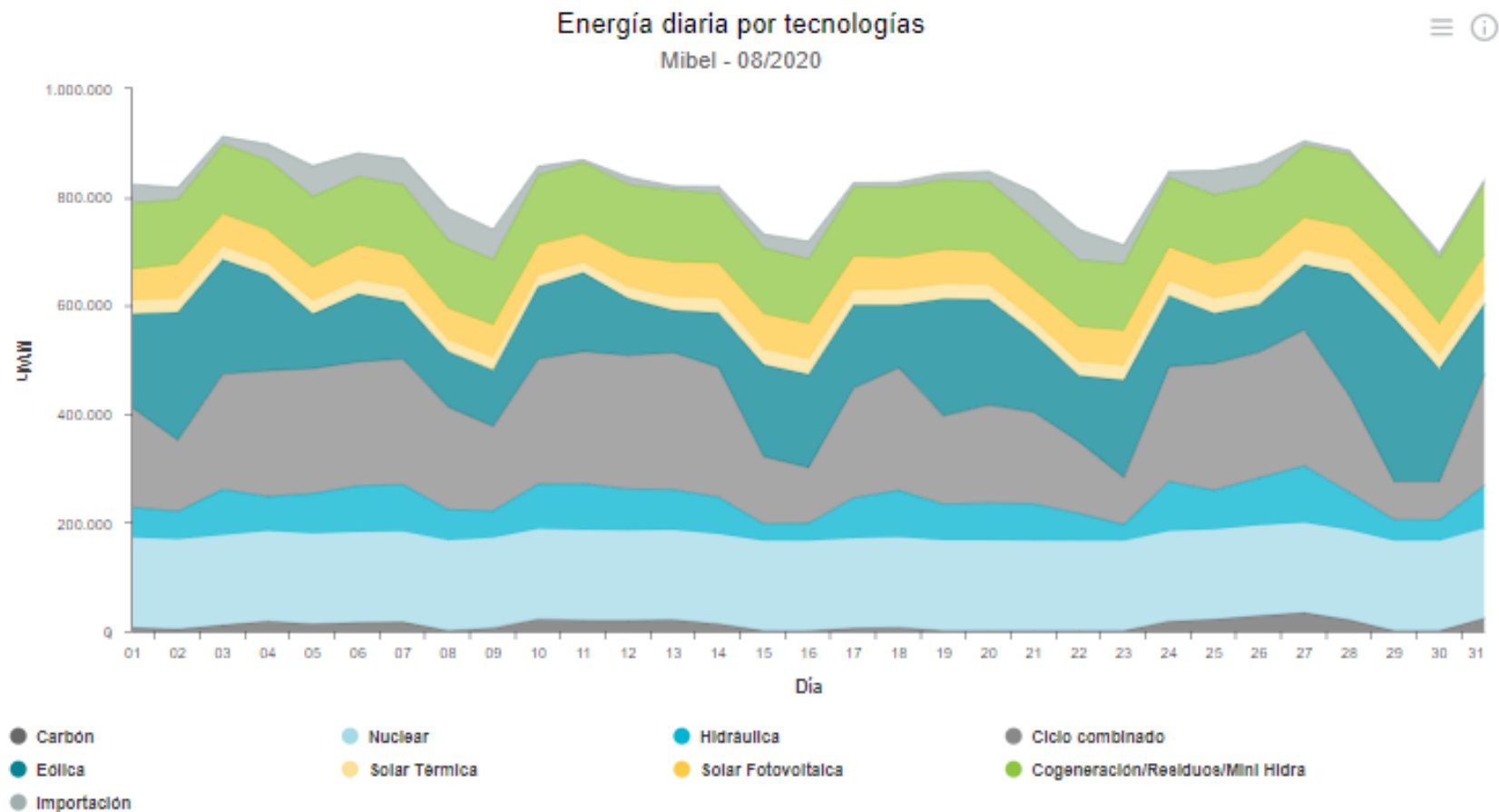
Agosto marca un PMD bajo, aunque se observa una tendencia ascendente en el precio.



Tecnologías que fijan precio: el ciclo combinado casa el 28% de las horas y la hidráulica el 33%.

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
01/08/20	TCC	RE	RE	TCC	TCC	RE	TER	TER	RE	RE	TCC	TCC	RE	RE	TER	TCC	TCC	RE	RE	RE	RE	HI	RE	TCC
02/08/20	RE	RE	TCC	RE	TCC	RE	TCC	RE	RE	RE	RE	TCC	TCC	RE	RE	TCC	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	HI
03/08/20	RE	TCC	TCC	RE	RE	TCC	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	RE	RE	RE	RE	HI	HI	HI	RE	HI	TCC
04/08/20	RE	RE	RE	RE	RE	TCC	TCC	RE	HI	HI	TCC	RE	RE	TCC	HI	TCC	TER	TCC	TCC	RE	HI	HI	HI	TCC
05/08/20	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TER	TER	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	HI	TCC	TCC	TER	HI	HI	TCC	HI	HI	HI
06/08/20	HI	RE	TCC	TER	TCC	TER	TER	RE	HI	HI	RE	TCC	HI	HI	HI	BG	TCC	RE	HI	HI	HI	HI	HI	TCC
07/08/20	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	HI	BG	TCC	BG	HI	HI
08/08/20	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	HI	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	HI	HI	HI	HI	HI
09/08/20	TCC	HI	TCC	RE	TER	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	TER	TER	RE	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	HI	HI	HI	BG	HI	HI
10/08/20	TER	TCC	HI	TCC	HI	TCC	HI	RE	HI	RE	HI	HI	BG	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	BG	BG	RE	TCC
11/08/20	HI	TER	TER	TER	TCC	RE	RE	TCC	HI	TCC	HI	HI	HI	TCC	HI	TCC	TCC	HI	HI	BG	BG	BG	HI	HI
12/08/20	RE	RE	TCC	RE	TER	TCC	TER	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	HI	HI	BG	TCC	BG	HI
13/08/20	HI	HI	TCC	RE	RE	TCC	TER	HI	RE	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	HI	TER	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE
14/08/20	TER	TER	TCC	TCC	RE	RE	RE	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	RE	TCC	TCC	TCC	HI	RE	HI	HI	HI
15/08/20	HI	TCC	RE	TCC	RE	TCC	RE	HI	RE	TCC	RE	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	RE	TCC	HI	HI	HI	TCC
16/08/20	HI	HI	RE	RE	RE	RE	TCC	RE	RE	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	RE	RE	RE	HI	HI	HI	HI
17/08/20	TCC	HI	RE	RE	RE	RE	TCC	RE	HI	HI	HI	RE	RE	HI	HI	TCC	RE	TCC	TCC	HI	RE	RE	HI	RE
18/08/20	RE	TCC	TCC	RE	RE	TER	TCC	HI	HI	BG	HI	HI	BG	HI	TCC	RE	RE	HI	BG	HI	HI	BG	HI	HI
19/08/20	HI	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	HI	HI	RE	HI	HI	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	HI	BG	HI	TCC
20/08/20	TCC	TCC	RE	RE	RE	TCC	RE	TCC	HI	TCC	HI	HI	RE	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	HI	RE
21/08/20	RE	TCC	RE	RE	TCC	RE	TCC	HI	HI	BG	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	HI	BG	HI	HI	RE
22/08/20	TCC	TCC	RE	TCC	RE	RE	RE	TCC	TCC	HI	TCC	RE	HI	HI	HI	TCC	TCC	RE	RE	TCC	TCC	HI	HI	HI
23/08/20	HI	TCC	TCC	HI	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	RE	HI	HI	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	HI	TCC
24/08/20	RE	RE	RE	TCC	TCC	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	RE	HI	HI	BG	BG	BG	BG	RE	BG	HI
25/08/20	HI	RE	TER	TER	TER	TER	HI	HI	RE	BG	TCC	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	HI	HI	HI	RE
26/08/20	TER	TCC	TCC	TCC	TER	TCC	TER	TCC	TCC	TER	TCC	HI	TCC	HI	RE	HI	TCC	TCC	HI	BG	BG	BG	BG	BG
27/08/20	HI	TCC	TCC	RE	TER	TCC	HI	TCC	BG	BG	RE	HI	BG	BG	HI	HI	HI	BG	HI	HI	HI	BG	TCC	HI
28/08/20	TCC	RE	RE	RE	RE	RE	HI	HI	RE	RE	HI	BG	HI	HI	HI	TCC	TCC	RE	TCC	TER	RE	HI	HI	HI
29/08/20	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	TCC	TCC	RE	RE	RE	TCC	HI	HI	HI
30/08/20	RE	TCC	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	TCC	RE	RE	TCC	HI	HI	HI	HI	RE
31/08/20	TER	TER	RE	RE	TER	TER	HI	HI	HI	HI	RE	TCC	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI

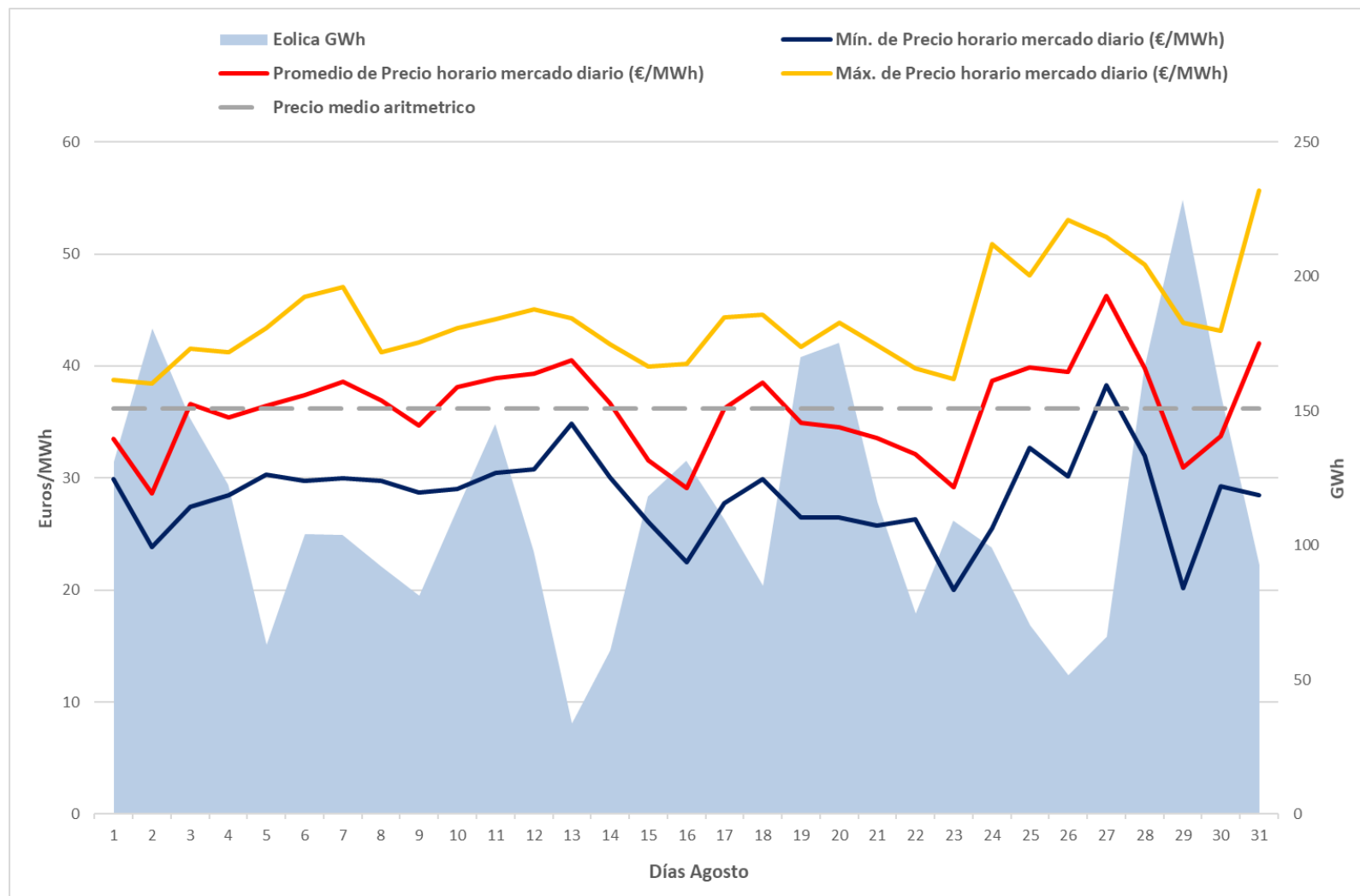
Comparativa Producción, Demanda y PMD



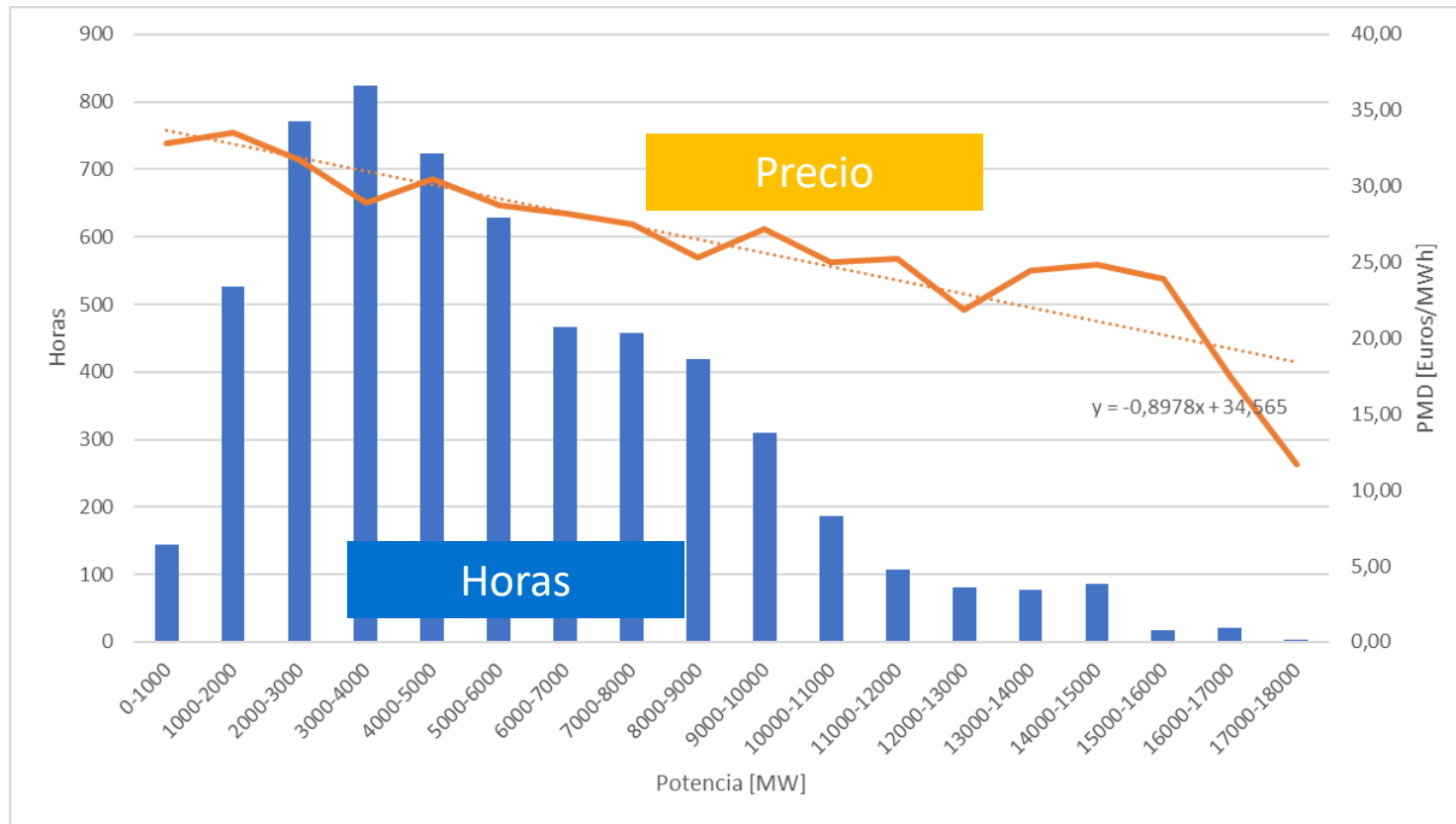
El PMD medio en agosto aumenta respecto a los meses anteriores, desaparecen precios por debajo de 20€/MWh.

Mes	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Δ respecto al mes anterior (%)	Δ respecto mismo mes año anterior (%)
Marz-19	3,52	48,82	61,41	0	-10%	22%
Abr - 19	5	50,41	62,48	0	3%	18%
May-19	20	48,39	60,00	0	-4%	-12%
Jun-19	26,73	47,19	59,21	0	-2%	-19%
Jul-19	39,10	51,46	60,10	0	9%	-17%
Ago-19	32,00	44,96	53,80	0	-13%	-30%
Sep-19	25,00	42,11	58,86	0	-6%	-41%
Oct-19	24,27	47,17	61,5	0	12%	-28%
Nov-19	5,95	42,19	65,64	0	-11%	-32%
Dic -19	0,03	33,80	64,26	0	-20%	-45%
Ene-20	14,00	41,10	62,48	0	22%	-34%
Feb-20	5,1	35,87	50,77	0	-13%	-34%
Mar-20	5,64	27,74	48,28	0	-23%	-43%
Abr-20	1,95	17,65	31,01	0	-36%	-65%
May-20	1,02	21,25	36,19	0	20%	-56%
Jun-20	10,64	30,62	42,09	0	44%	-35%
Jul-20	28,16	34,64	40,71	0	13%	-33%
Ago-20	20,0	36,20	56,69	0	5%	-19%

Agosto 2020: Precio horario vs Generación eólica

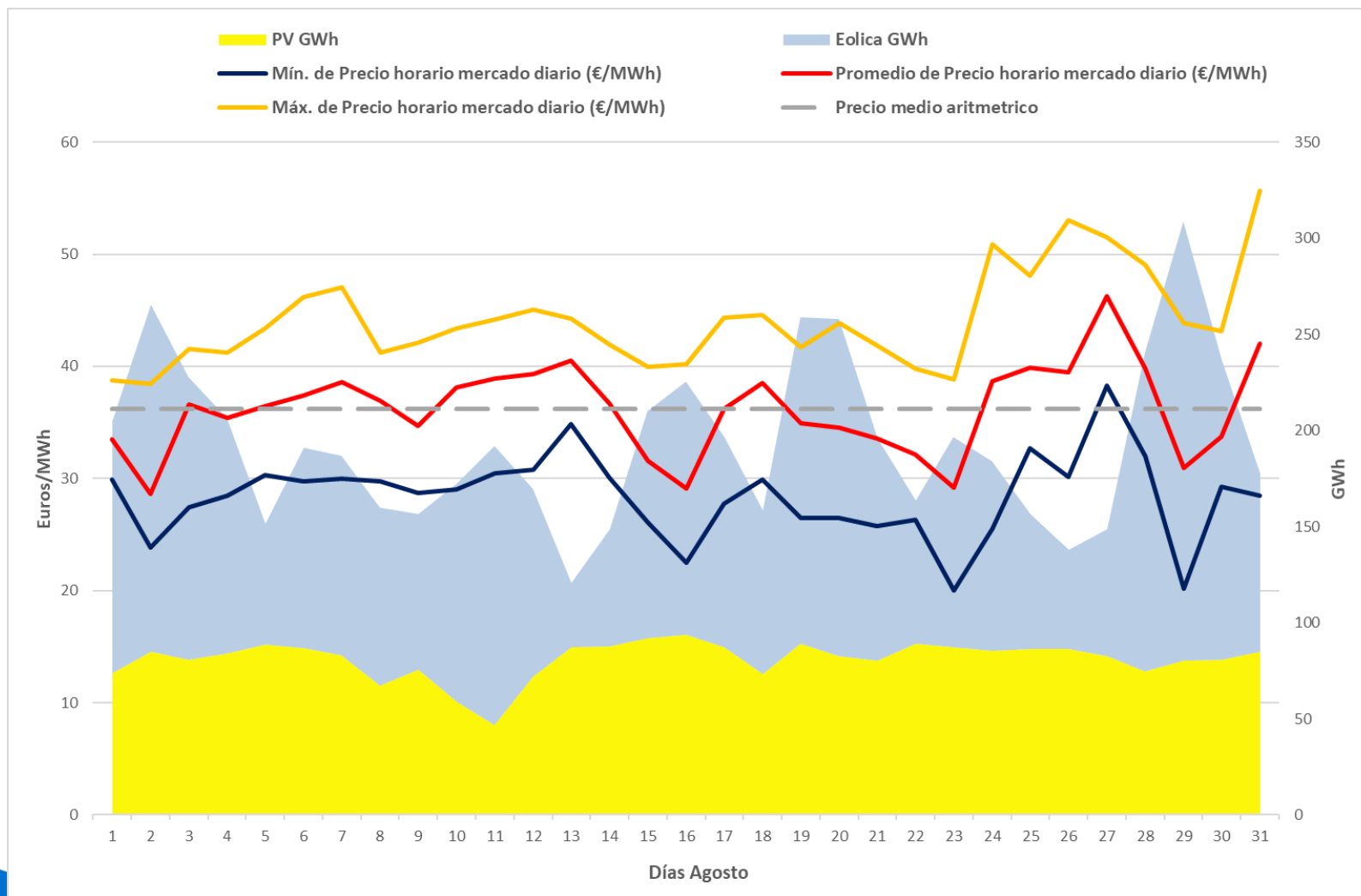


Acumulado 2020: Efecto reductor de la eólica, mayor en periodos de precios altos.

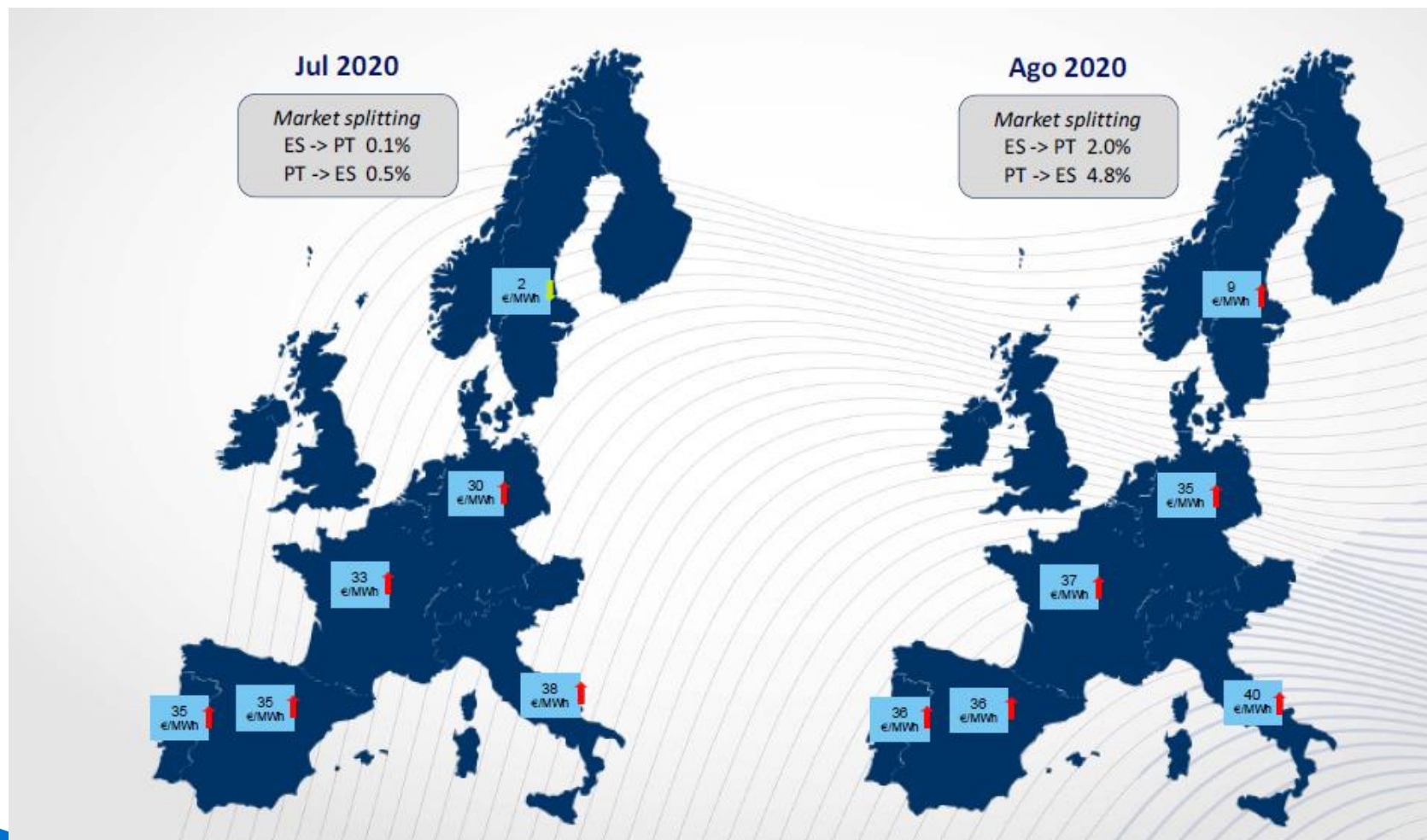


En el mes de Agosto se han generado 3.508 GWh con energía eólica, lo cual implica una potencia eólica media de 2.308 MW, lo que constituye un ahorro de 52,7 millones de euros.

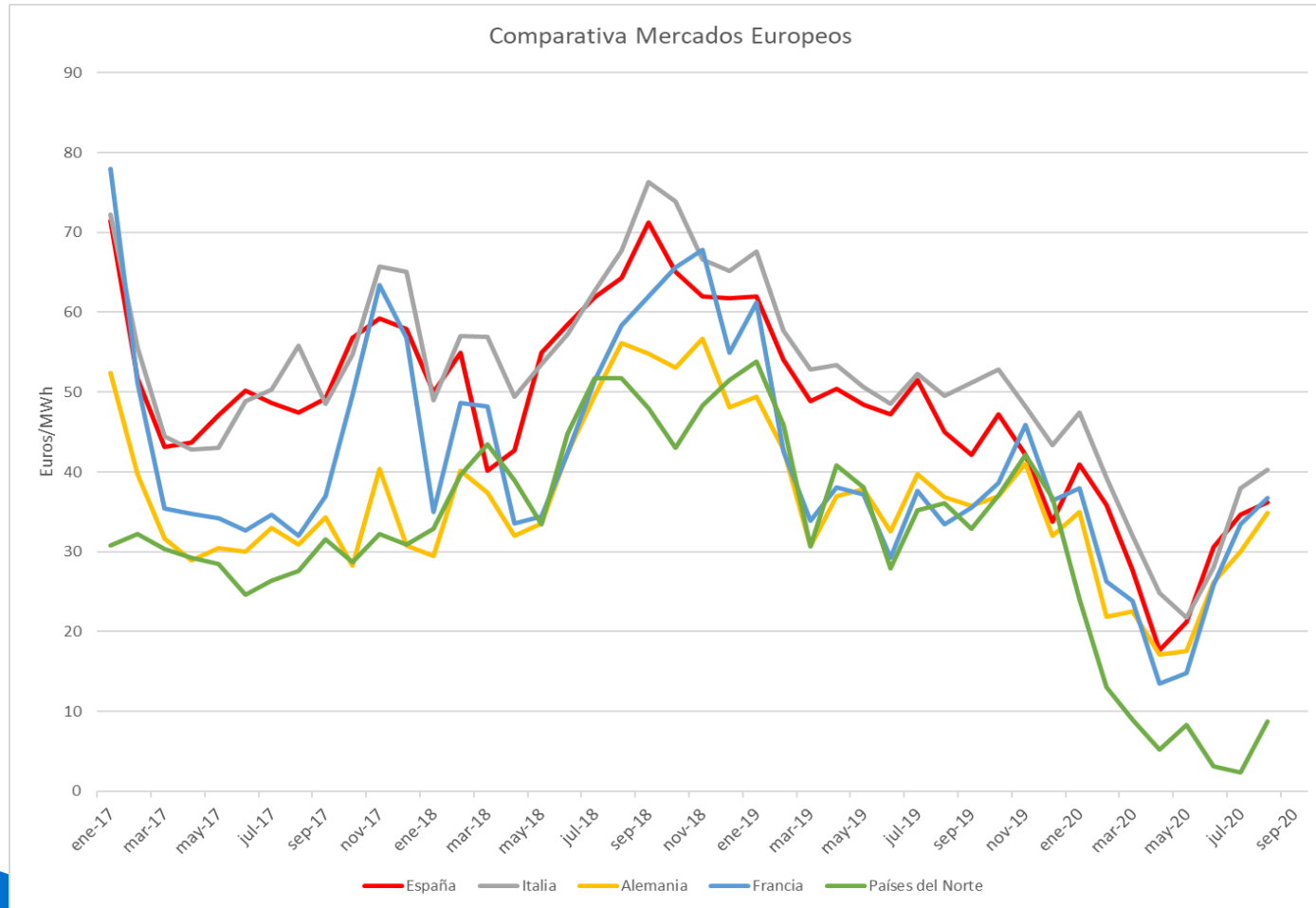
Agosto 2020: Precio horario vs Generación eólica y fotovoltaica



Comparativa de PMD con otros Mercados Europeos



Evolución de PMD en otros Mercados Europeos: empieza a notarse una tendencia ascendente general en todos los mercados. España está entre los máximos europeos.



El factor de apuntamiento de la eólica...

AÑO	Generación eólica medida Peninsular (GWh)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual (€/MWh)	Precio medio PONDERADO eólica (€/MWh)	Diferencia €/MWh	Factor Apuntamiento
Ago-19	2.732	3.672	44,96	43,82	-1,138	0,9847
Sep-19	3.791	5.266	42,11	39,19	-2,92	0,9306
Oct- 19	3.719	4.985	47,17	45,44	-1,725	0,9634
Nov-19	7.271	10.099	42,19	40,04	-2,155	0,9489
Dic-19	5.394	7.250	33,80	31,76	-2,04	0,9397
Ene-20	4.563	6.133	41,1	38,91	-2,19	0,9466
Feb-20	4.174	5.997	35,87	33,04	-2,83	0,9211
Mar-20	5.497	7.388	27,74	25,86	-1,88	0,9321
Abr-20	3.636	5.050	17,65	15,52	-2,13	0,8791
May-20	3.890	5.228	21,25	19,29	-1,96	0,9076
Jun-20	3.237	4.496	30,62	28,39	-2,23	0,9271
Jul-20	4.098	5.509	34,64	33,91	-0,73	0,9789
Ago-20	3.508	4.715	36,20	35,36	-0,84	0,9847
Acumulado	32.603		30,63	28,95	-1,69	0,9450

La retribución a mercado de la eólica

Año	Precio medio PONDERADO eólica (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas (€/MWh)	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
Ago-19	43,82	0	0,07	-0,55	0	43,34
Sep-19	39,19	-0,04	0,22	-0,51	0	38,86
Oct-19	45,44	-0,04	0,14	-0,72	0	44,82
Nov-19	40,04	-0,04	0,05	-0,48	0	39,57
Dic-19	31,76	-0,04	0,04	-0,82	0	30,94
Ene-20	38,91	-0,05	0,04	-0,59	0	38,31
Feb-20	33,04	-0,04	0,06	-0,51	0	32,55
Mar-20	25,86	-0,05	0,08	-0,59	0	25,30
Abr-20	15,52	-0,05	0,14	-0,51	0	15,10
May-20	19,29	-0,07	0,08	-0,44	0	18,86
Jun-20	28,39	-0,05	0,3	-0,58	0	28,06
Jul-20	33,91	-0,01	0,4	-0,67	0	33,63
Ago-20	35,36	-0,04	0,4	-0,54	0	35,18

Índice

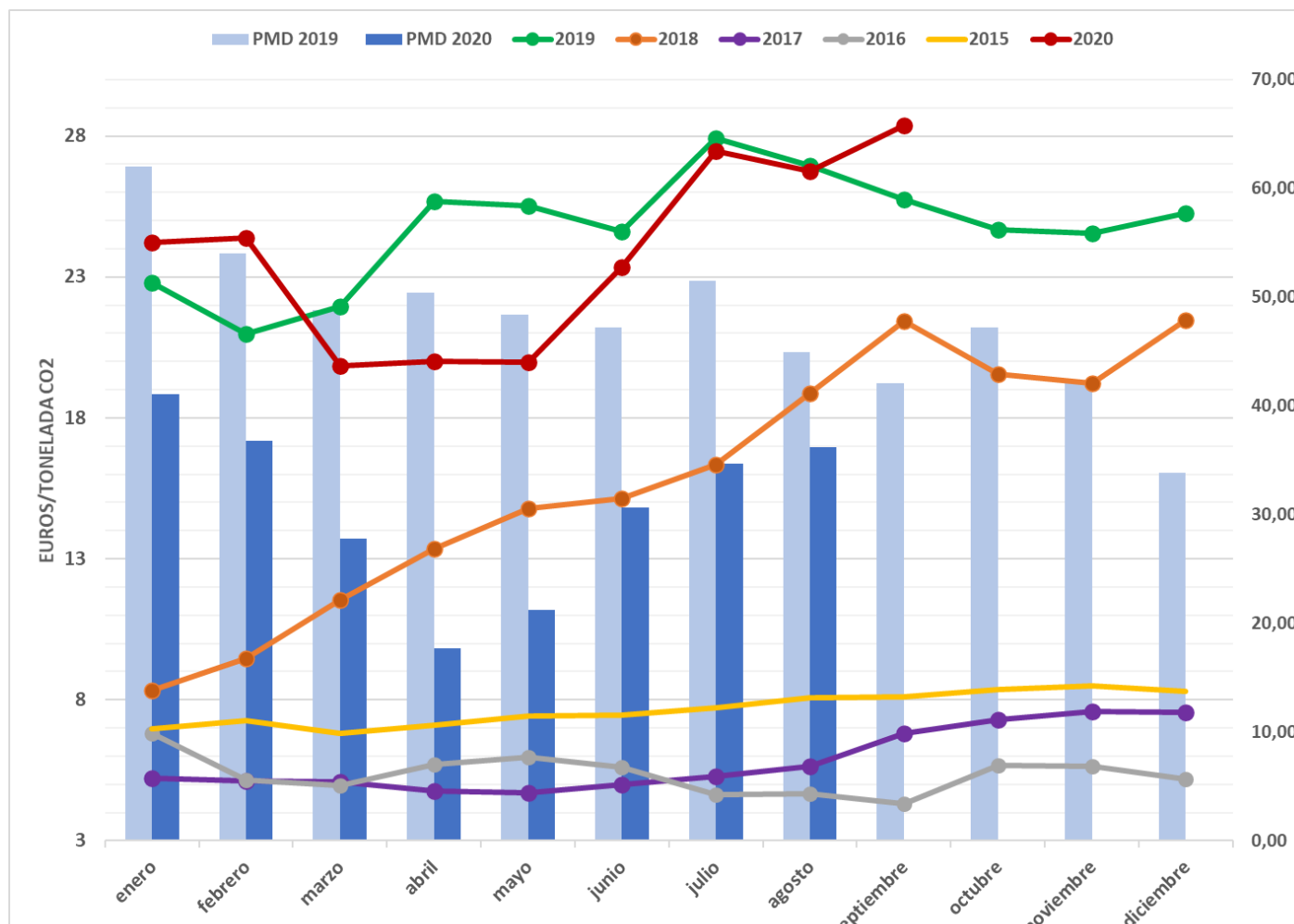
1. Situación actual:

- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario
- **Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2**
- Evolución de los mercados ajuste

2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

3. Mercados futuros

Evolución Precio Derechos de emisión CO2

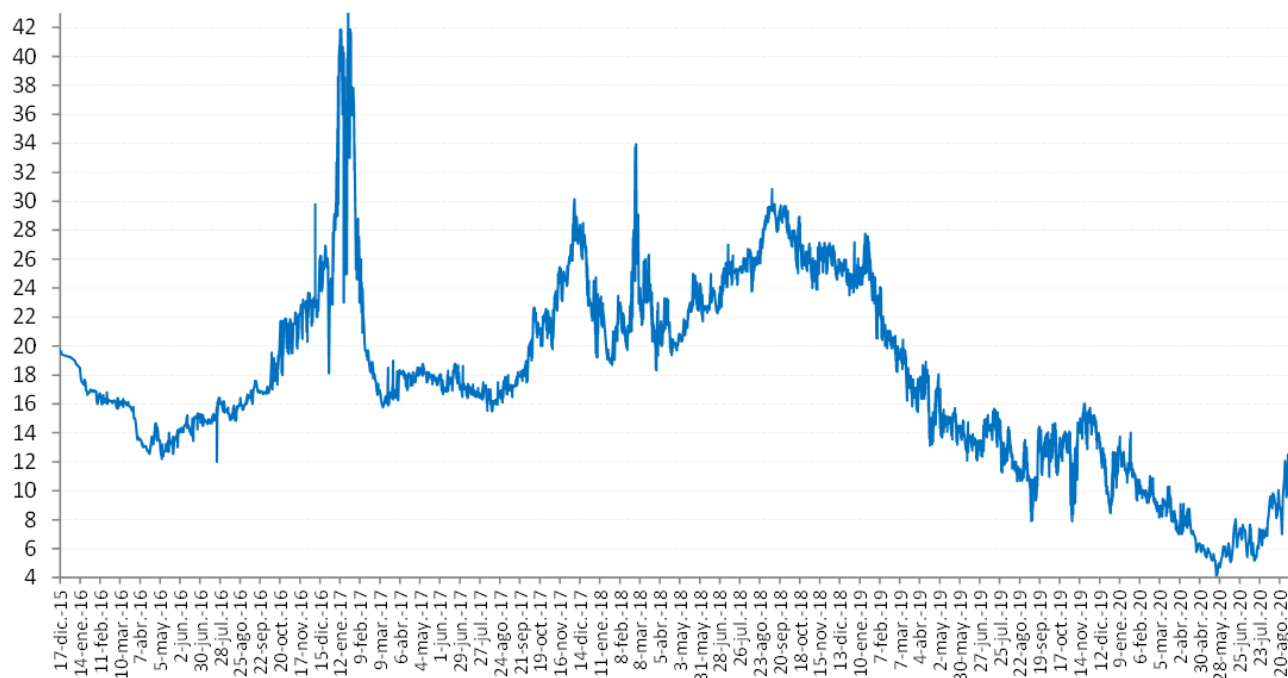


El valor promedio de los derechos de emisión de CO2 ha alcanzado en agosto el valor medio de **27,76** Euros/tonelada, manteniendo el valor del último mes. En septiembre, hasta el día 18, se marcaba un valor medio de **28,38** Euros/tonelada.

Evolución precio del gas natural: siguen los precios bajos, aunque con una tendencia alcista

€/ MWh

Evolución Precio Gas - Day Ahead
MIBGAS



Mes	MIBGAS+	Difer.	%	MIN	MAX
Dic 2015	19,39			19,3	19,7
Ene 2016	17,48	-1,91	-9,9%	16,6	19,0
Feb 2016	16,38	-1,10	-6,3%	16,0	16,9
Mar 2016	15,78	-0,60	-3,7%	14,9	16,4
Abr 2016	13,43	-2,35	-14,9%	12,6	14,7
May 2016	13,28	-0,15	-1,1%	12,2	14,4
Jun 2016	14,63	1,35	10,2%	13,5	15,4
Jul 2016	15,25	0,62	4,2%	12,0	16,4
Ago 2016	15,63	0,38	2,5%	14,9	16,4
Sep 2016	16,84	1,21	7,7%	16,0	17,6
Oct 2016	19,31	2,47	14,7%	16,7	21,9
Nov 2016	22,02	2,71	14,0%	19,5	23,7
Dic 2016	24,11	2,09	9,5%	18,1	29,8
Ene 2017	37,01	12,90	53,5%	22,9	43,0
Feb 2017	21,75	-15,26	-41,2%	17,8	33,9
Mar 2017	16,80	-4,95	-22,8%	15,8	19,0
Abr 2017	18,02	1,22	7,3%	16,3	18,5
May 2017	18,04	0,02	0,1%	17,3	18,8
Jun 2017	17,65	-0,39	-2,2%	16,7	18,8
Jul 2017	16,92	-0,73	-4,1%	16,3	18,6
Ago 2017	16,63	-0,29	-1,7%	15,5	17,9
Sep 2017	17,73	1,10	6,6%	16,5	19,0
Oct 2017	21,21	3,48	19,6%	17,6	22,7
Nov 2017	24,05	2,84	13,4%	19,8	26,3
Dic 2017	26,16	2,11	8,8%	21,8	30,2
Ene 2018	20,72	-5,44	-20,8%	18,7	24,8
Feb 2018	23,01	2,29	11,1%	19,7	28,0
Mar 2018	23,49	0,48	2,1%	18,4	33,9
Abr 2018	20,87	-2,62	-11,2%	19,4	23,3
May 2018	22,63	1,76	8,4%	20,3	25,0
Jun 2018	23,32	0,69	3,0%	21,7	25,0
Jul 2018	25,35	2,03	8,7%	23,5	27,0
Ago 2018	26,50	1,15	4,5%	23,8	29,0
Sep 2018	29,08	2,58	9,7%	27,8	30,8
Oct 2018	26,85	-2,23	-7,7%	25,1	29,3
Nov 2018	26,18	-0,67	-2,5%	23,9	27,2
Dic 2018	25,28	-0,90	-3,4%	23,5	26,9
Ene 2019	24,81	-0,47	-1,9%	23,0	27,8
Feb 2019	20,78	-4,03	-16,2%	19,4	24,1
Mar 2019	18,12	-2,66	-12,8%	15,6	20,4
Abr 2019	16,60	-1,52	-8,4%	13,2	18,9
May 2019	14,60	-2,00	-12,0%	13,2	17,0
Jun 2019	13,14	-1,46	-10,0%	12,1	14,9
Jul 2019	13,81	0,67	5,1%	11,3	15,7
Ago 2019	12,00	-1,81	-13,1%	10,7	14,4
Sep 2019	11,94	-0,06	-0,5%	8,0	14,4
Oct 2019	12,72	0,78	6,5%	9,0	14,7
Nov 2019	14,22	1,50	11,8%	7,9	16,0
Dic 2019	11,93	-2,29	-16,1%	8,5	15,2
Ene 2020	11,69	-0,24	-2,0%	9,5	14,0
Feb 2020	9,86	-1,83	-15,6%	8,6	11,0
Mar 2020	8,60	-1,26	-12,8%	7,0	10,3
Abr 2020	7,38	-1,21	-14,1%	5,8	9,1
May 2020	5,39	-2,00	-27,1%	4,1	6,3
Jun 2020	6,46	1,08	20,0%	5,1	8,0
Jul 2020	6,44	-0,02	-0,3%	5,2	7,7
Ago 2020	9,39	2,95	45,8%	6,9	12,5
Sep 2020 (Benchmark)*	11,48	2,09	22,2%	9,5	12,7
*Cotizaciones Day-Ahead Mibgas hasta 15Sep & Resto Mes Futuros Ga:					
Año 2016	17,02			12,0	29,8
Año 2017	21,01	3,99	23,5%	15,5	43,0
Año 2018	24,45	3,44	16,4%	18,4	33,9
Año 2019	15,36	-9,09	-37,2%	7,9	27,8
Año 2020 (Benchmark)+	9,64	-5,72	-37,3%	4,1	25,3
Futuro 2021	14,36	4,72	49,0%	12,3	22,7
Futuro 2022	15,41	1,05	7,3%	13,4	18,5

Fuente: MIBGAS/ACOGEN

Índice

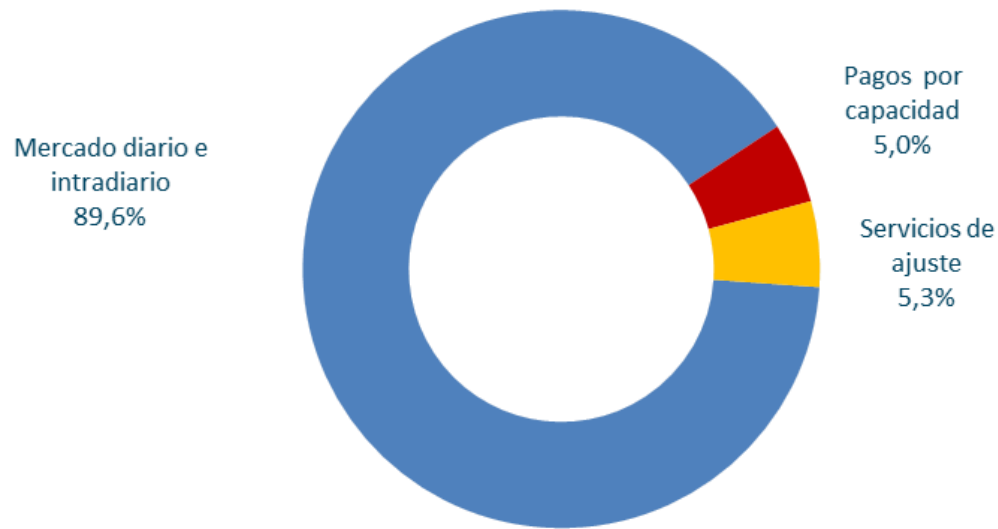
1. Situación actual:

- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- **Evolución de los mercados ajuste**

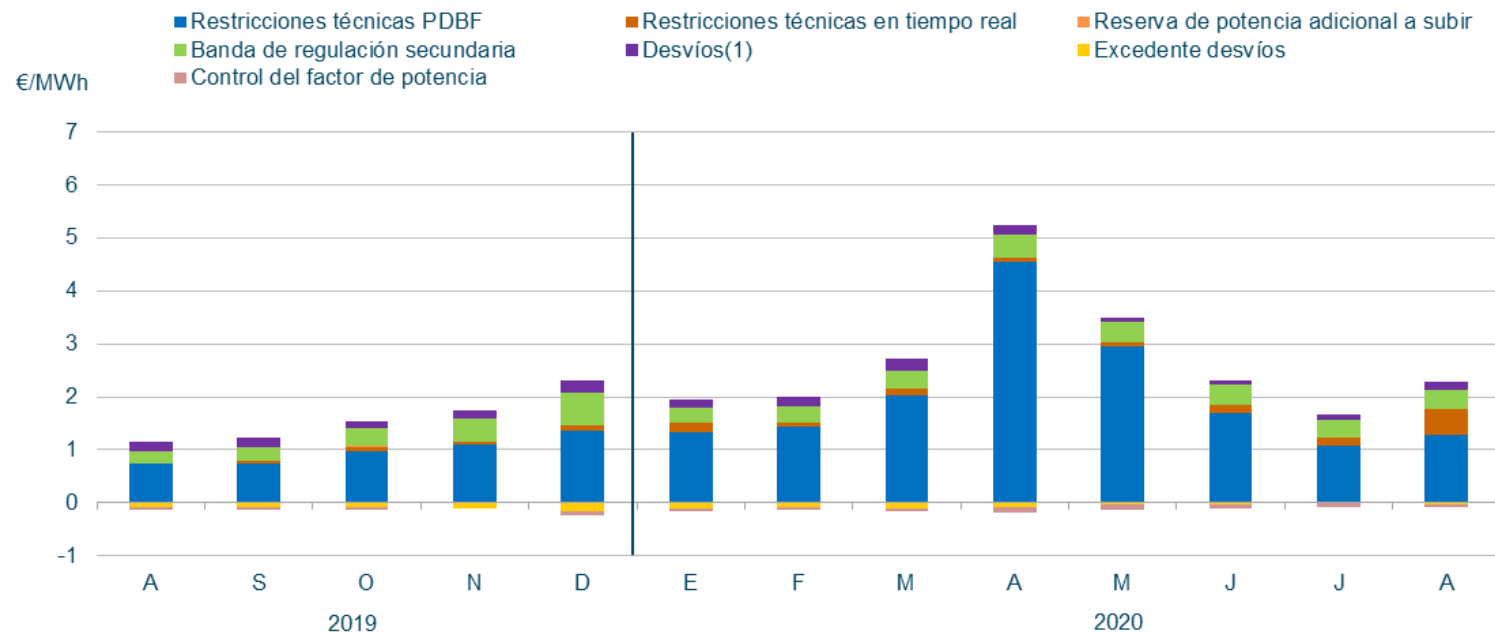
2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares

3. Mercados futuros

Componentes del precio final medio de la energía en agosto (€/MWh), alto peso de pagos por capacidad.

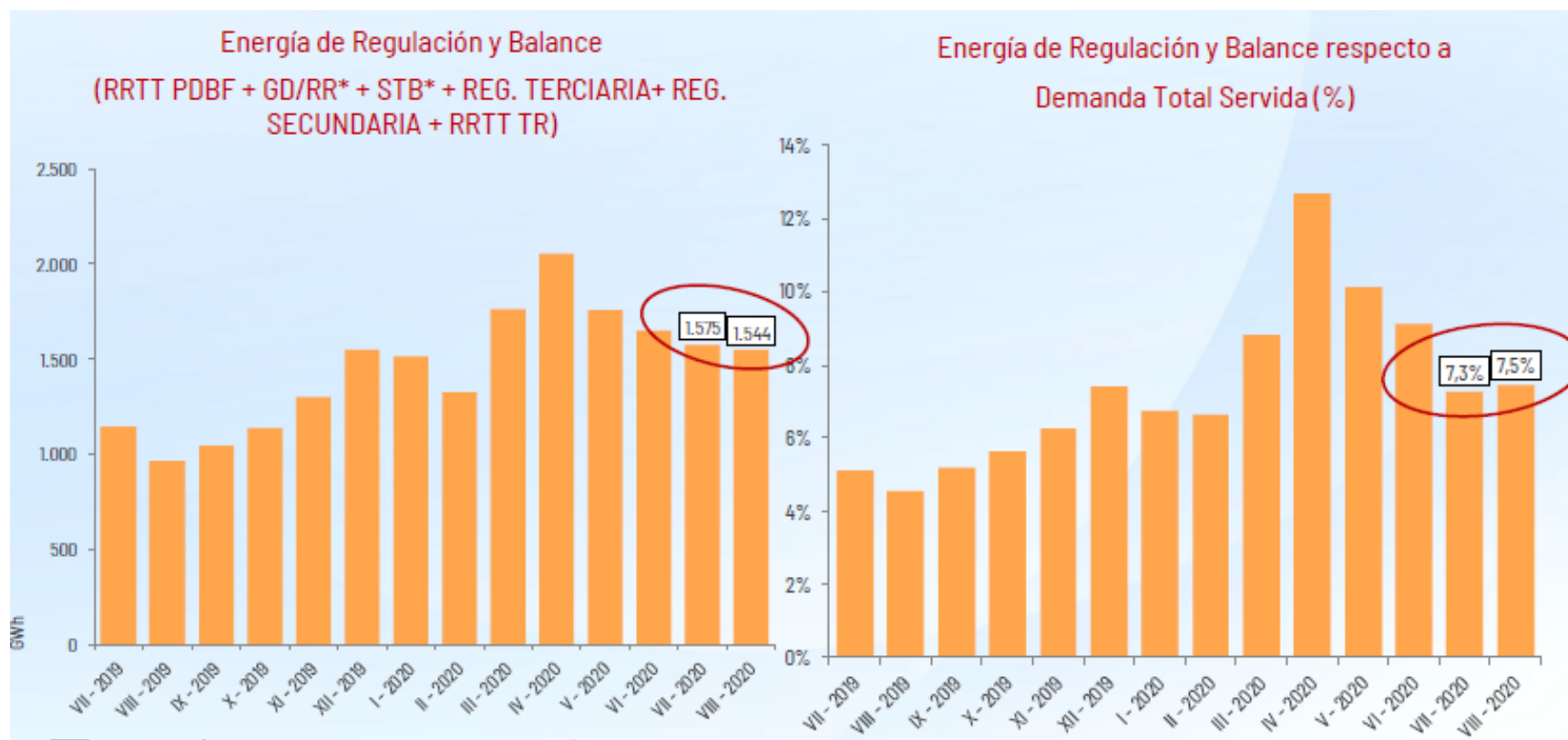


Repercusión de los servicios de ajuste en el Precio Final Medio



En el mes de agosto de 2020, la repercusión total de los servicios de ajuste sobre el precio de la electricidad ha sido de **2,19 €/MWh**.

Energía de Regulación y Balance del Sistema Eléctrico Peninsular, se observa un descenso en agosto

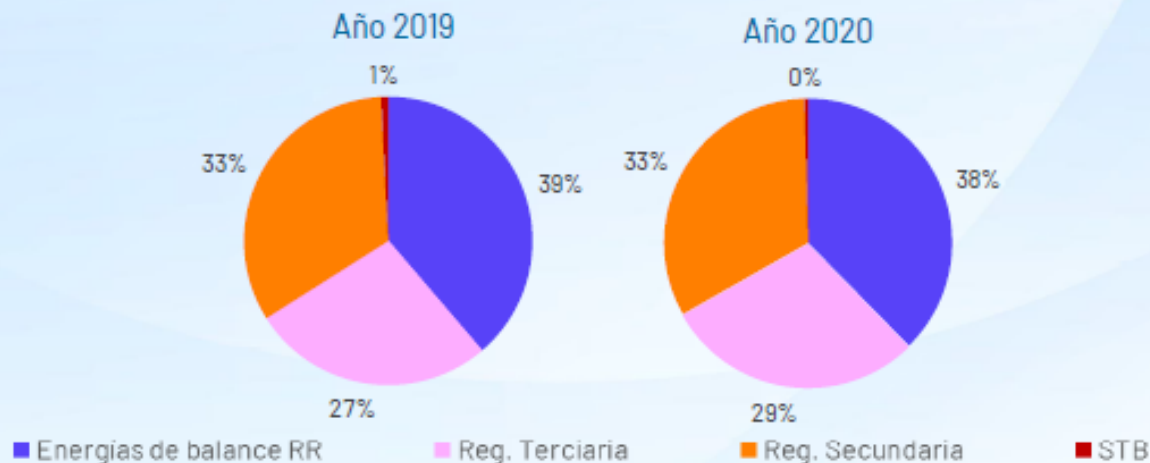


Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico: se incrementa la energía de reservas de sustitución (gestión de desvíos)

Valores acumulados (Ene-Ago)	Año 2019	Año 2020	Diferencia 2020 c/r 2019
Energías de balance RR*	1.997	2.153	8%
Reg. Terciaria	1.404	1.665	19%
Reg. Secundaria	1.711	1.879	10%
STB**	41	22	-46%
Total (GWh)	5.152	5.720	11%

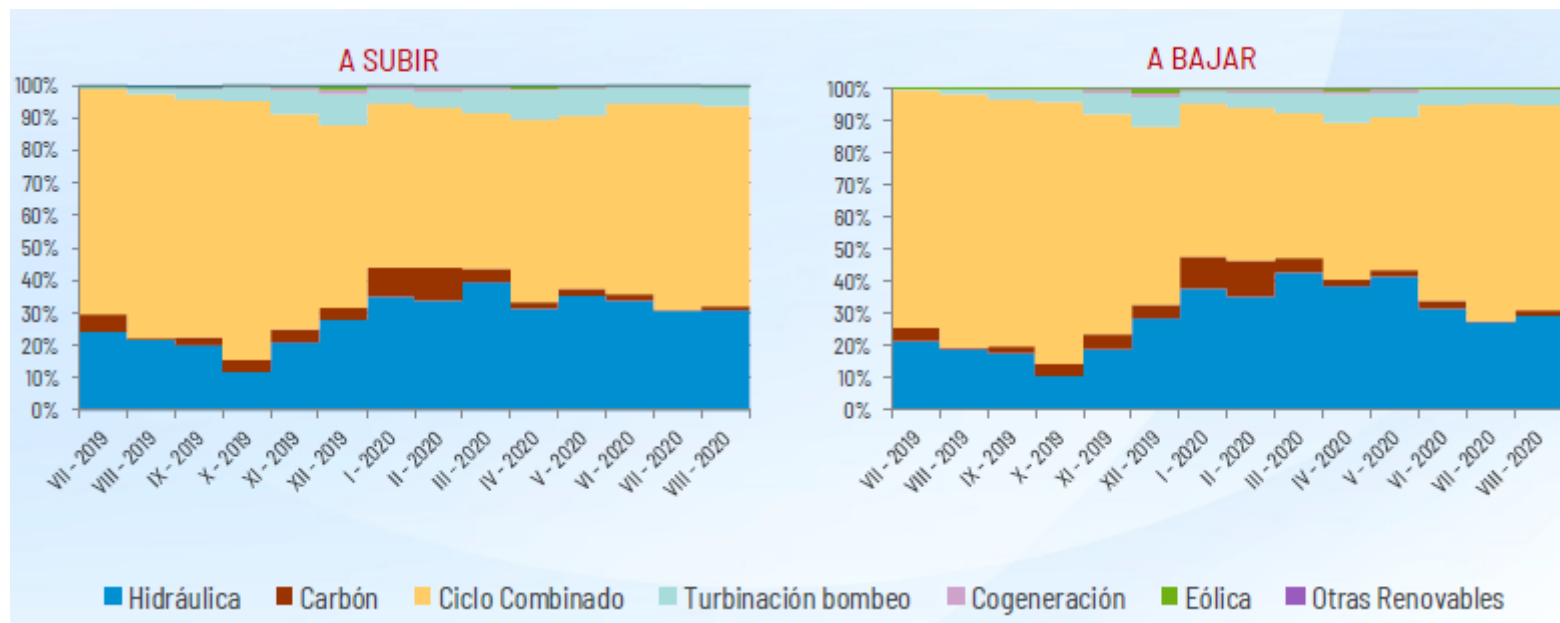
* Energías de gestión de desvíos (asignaciones anteriores al 3 de marzo de 2020)

** Servicios transfronterizos de balance (BALIT) hasta el 3 de marzo de 2020 (inicio utilización energías de balance de tipo RR en plataforma LIBRA)



Banda de Regulación Secundaria

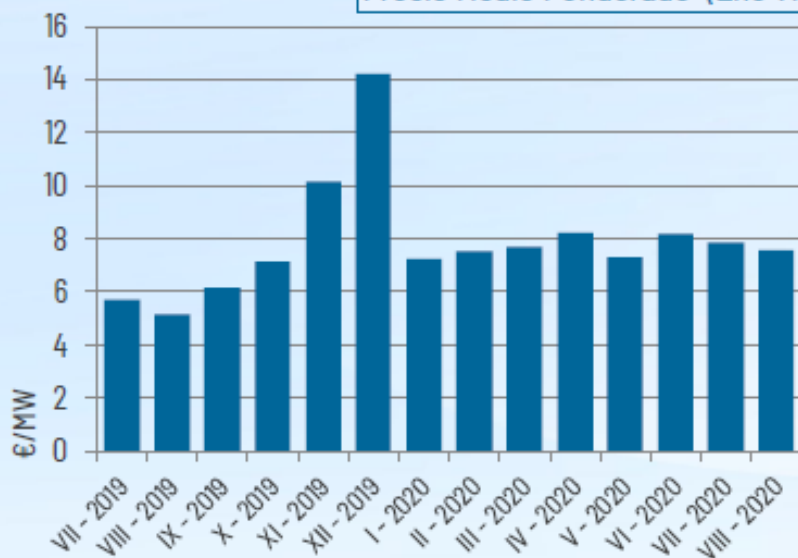
Tecnología Asignada: alto peso del ciclo combinado



Banda de Regulación Secundaria

Precio Medio Ponderado: bajo por el menor coste del combustible

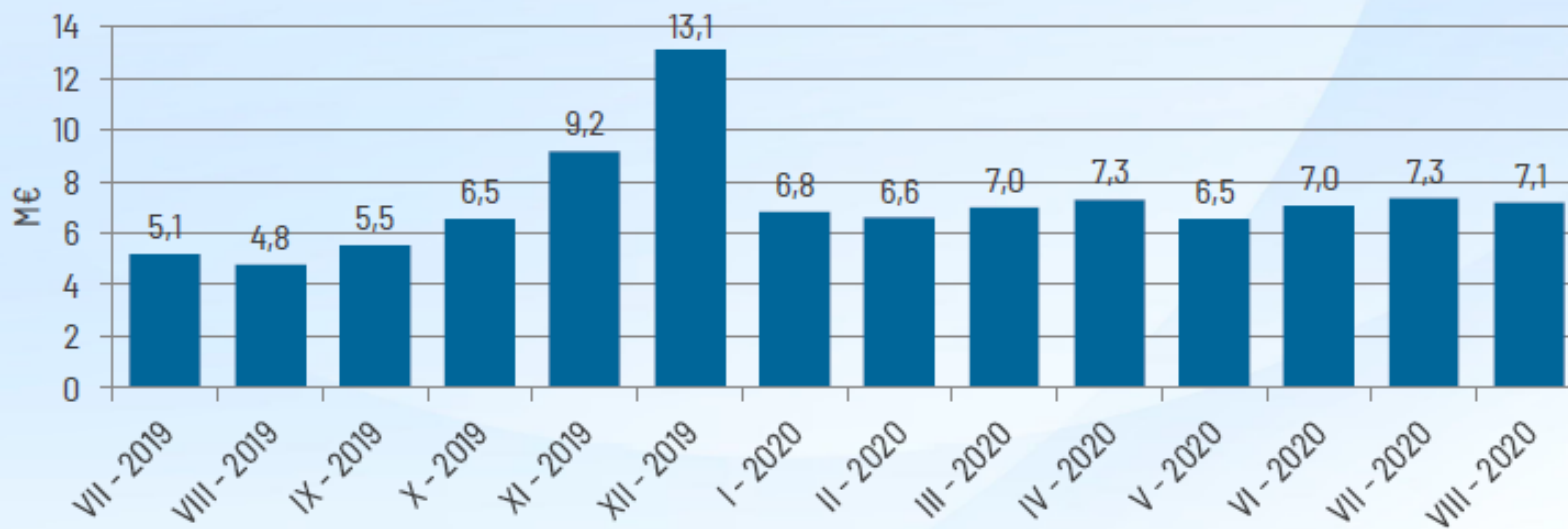
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2019	2020	Δ (%)
Julio	5,68	7,82	37,7%
Agosto	5,16	7,59	47,0%
Precio Medio Ponderado (Ene-Ago)	7,99	7,68	-3,9%



Banda de Regulación Secundaria

Coste

Coste (M€)	2019	2020	Δ (%)
Julio	5,1	7,3	42,5%
Agosto	4,8	7,1	49,9%
Coste medio mensual (Ene-Ago)	7,1	7,0	-2,1%



Restricciones técnicas en el PDBF

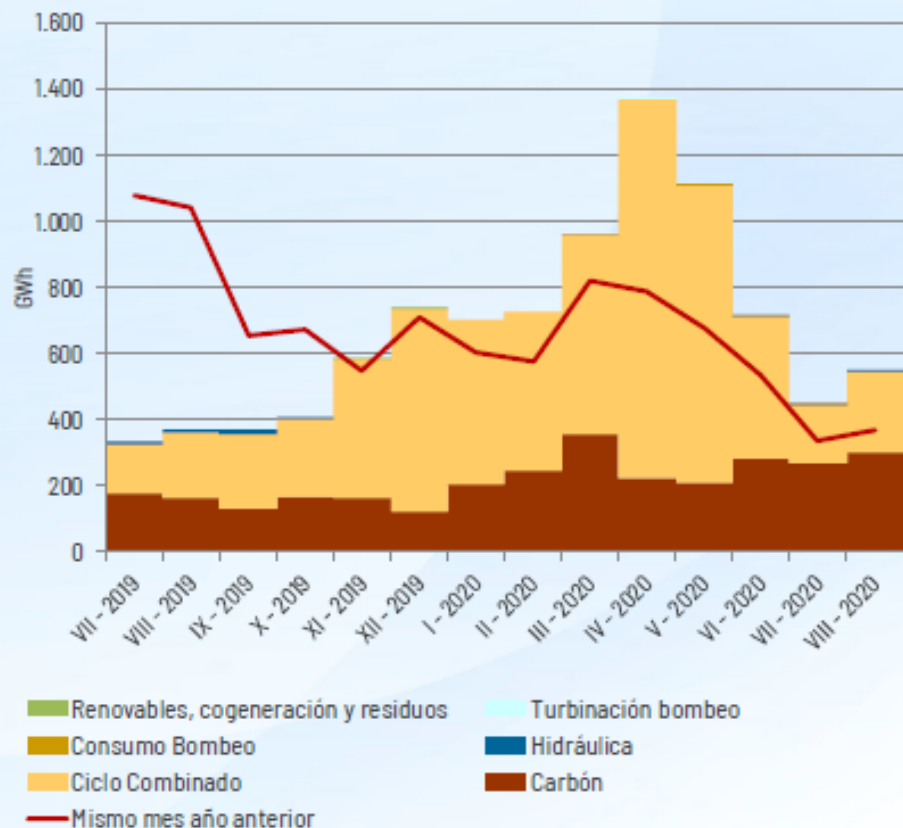
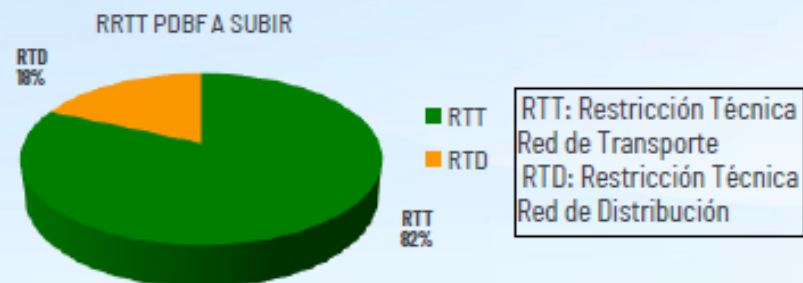
Energía a subir y bajar– Fase I (GWh)



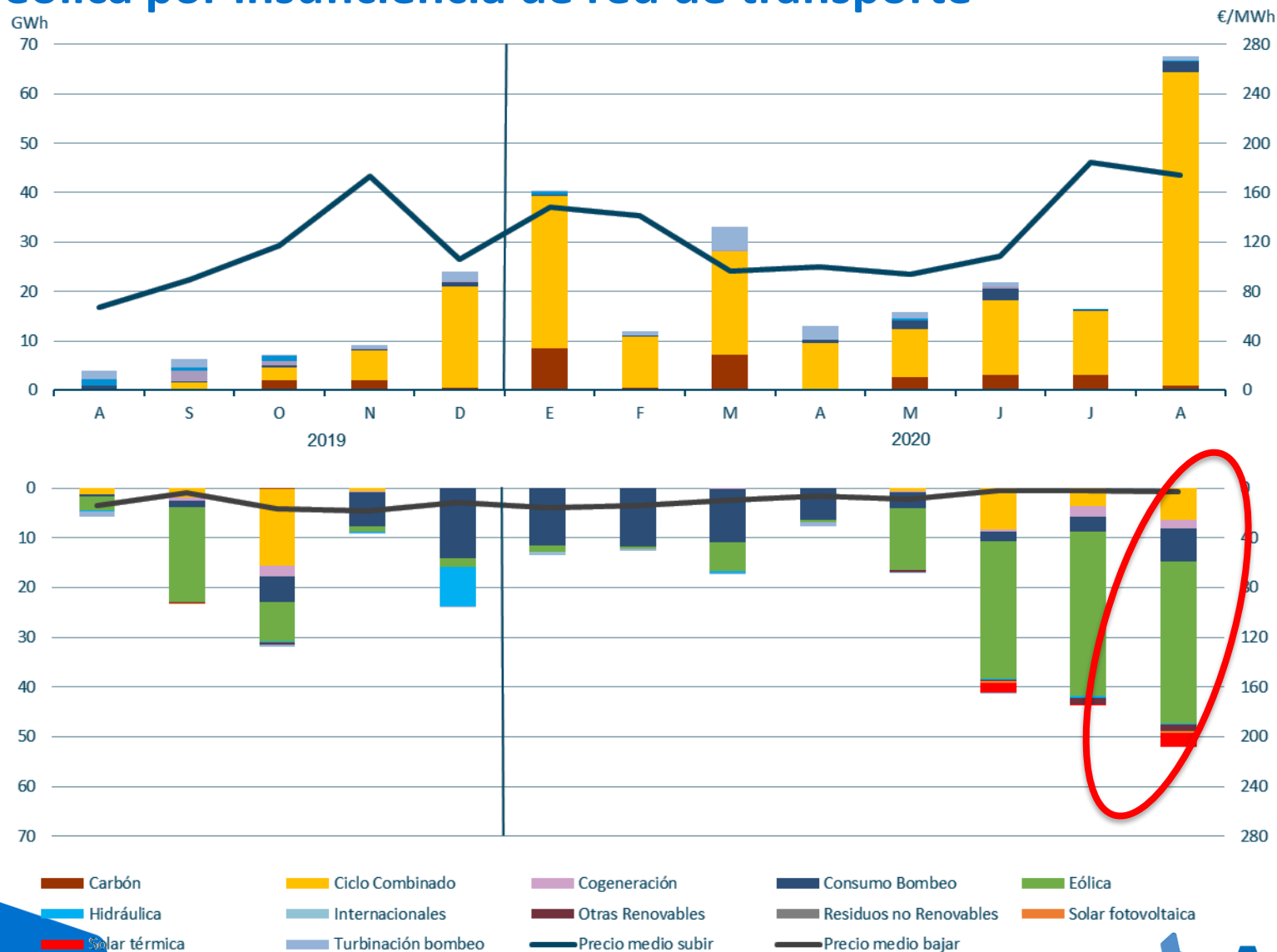
Restricciones técnicas en el PDBF: Fuerte subida

Energía a subir– Fase I (GWh)

	Energía a Subir (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Ago)	2019	2020	Δ (%)
Carbón	1.889,2	2.083,8	10%
Ciclo Combinado	2.787,5	4.482,1	61%
Consumo Bombeo	1,0	4,6	349%
Hidráulica	27,0	4,5	-83%
Turbinación bombeo	0,0	5,0	-
Eólica	0,0	0,0	-
Otras renovables	0,0	0,0	-
Cogeneración y residuos	0,0	0,0	-
Total	4.705	6.580	40%
Precio medio ponderado (€/MWh)	82,26	73,19	-11%



Restricciones técnicas en tiempo real: incrementos a bajar para la eólica por insuficiencia de red de transporte



Fuente: REE

Reservas de sustitución



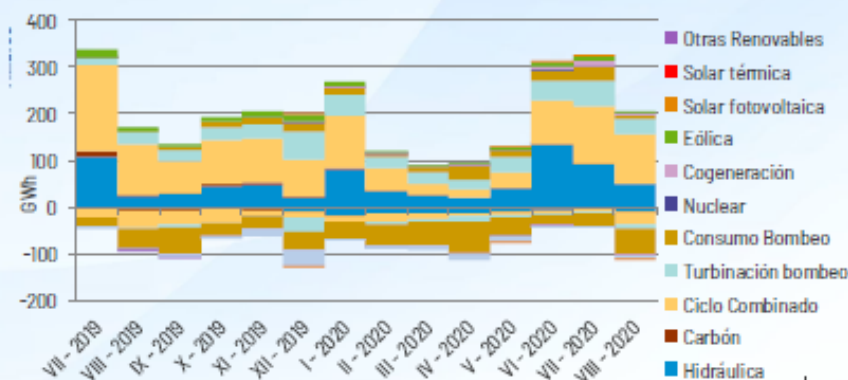
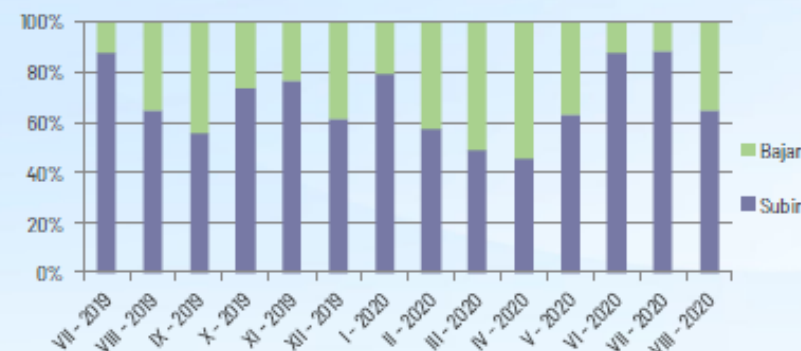
Nota: con la entrada en marzo de 2020 del producto RR (Reservas de sustitución), que sustituye a Gestión de Desvíos, se ha adecuado la información para poder ofrecer, de la mejor forma posible, los datos actuales de este producto y los históricos del antiguo mecanismo.

Energías de balance RR (Gestión de Desvíos)

Energía

Valores acumulados (Ene-Ago)	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
	2019	2020	Δ(%)	2019	2020	Δ(%)
Hidráulica	445	482	8%	55	89	62%
Turbinación bombeo	149	280	88%	18	46	156%
Consumo bombeo	48	137	185%	215	344	60%
Carbón	101	6	-94%	48	2	-96%
Ciclo combinado	686	562	-18%	133	94	-29%
Nuclear	2	2	0%	1	0	-100%
Cogeneración	1	32	3100%	0	5	-
Eólica	61	42	-31%	32	53	66%
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	0	-
Total	1493	1543	3%	502	633	26%

Precio medio ponderado (€/MWh)		
(Ene-Ago)		
2019	2020	Δ(%)
53,81	34,05	-35%



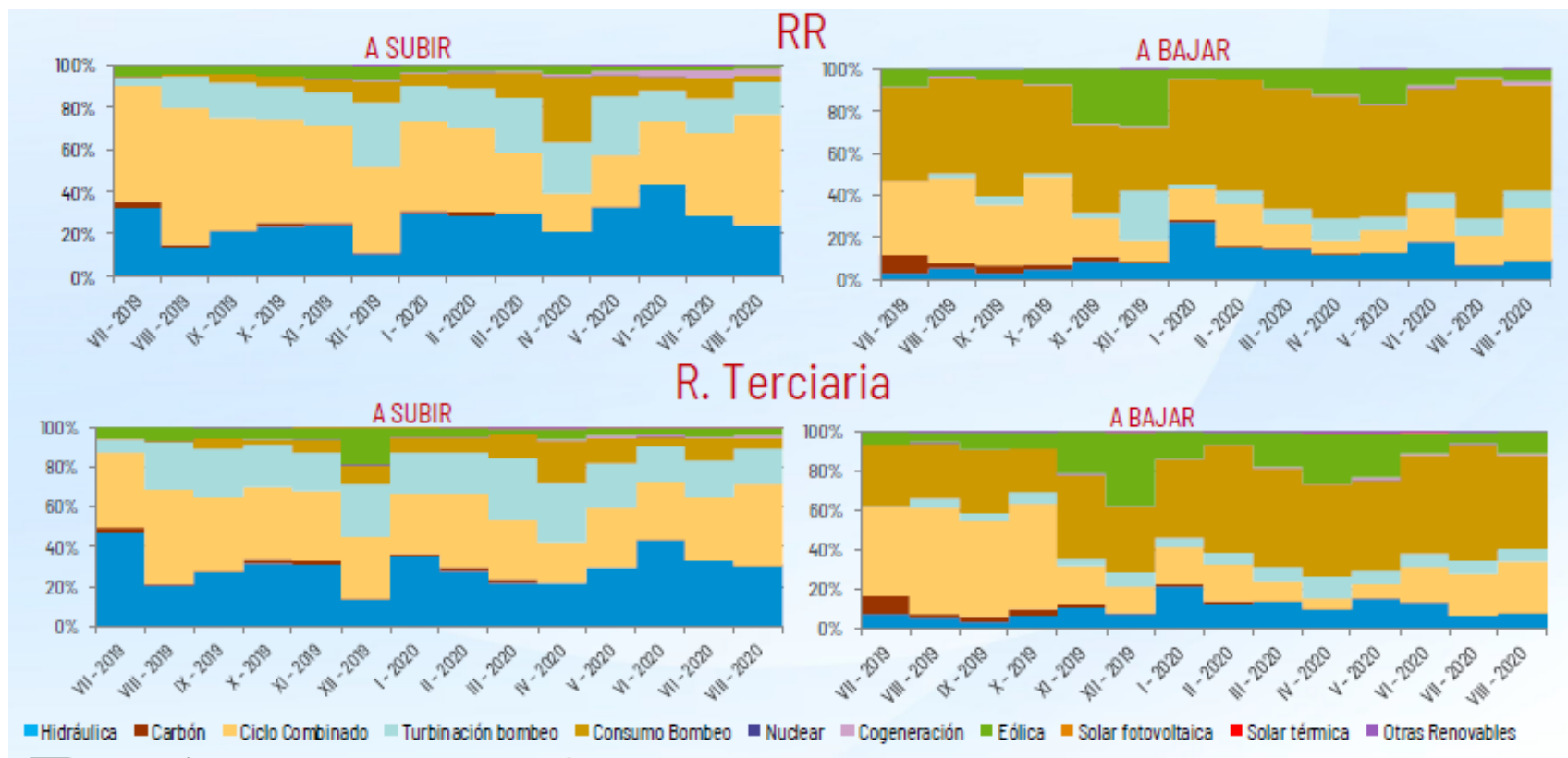
RED | Resultados de los Mercados de Operación

Energía de Regulación terciaria



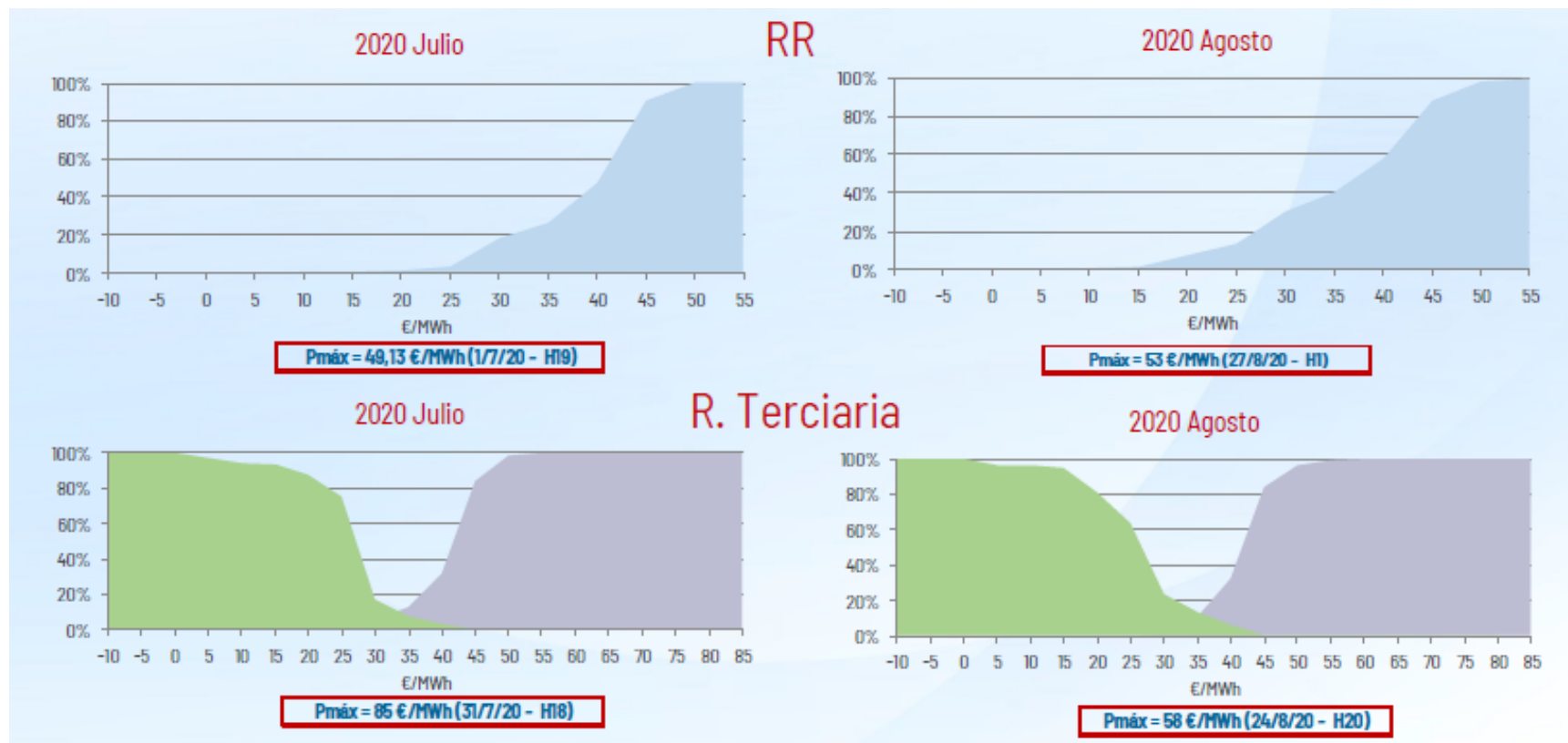
Fuente: REE

Energía de balance RR (Gestión de desvíos) y Regulación terciaria



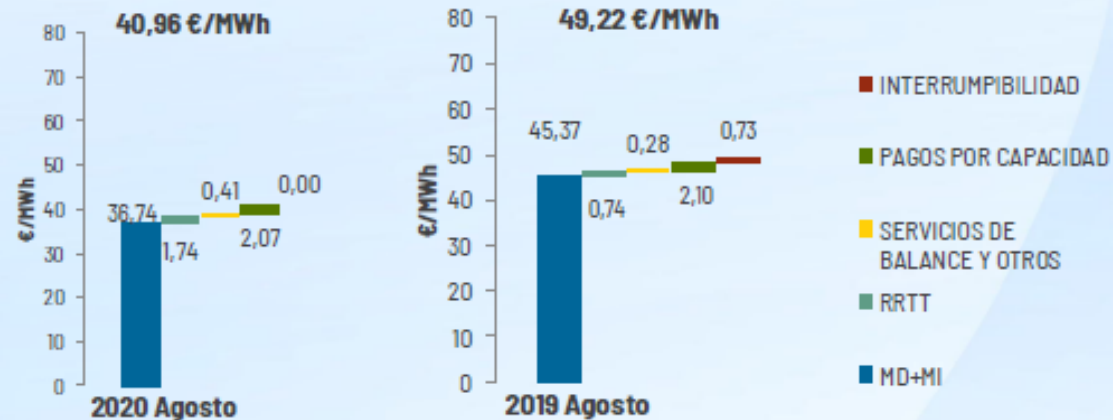
Fuente: REE

Precios de Energías de balance RR (Gestión de desvíos) y Regulación terciaria



Precio final de la Energía de la demanda peninsular

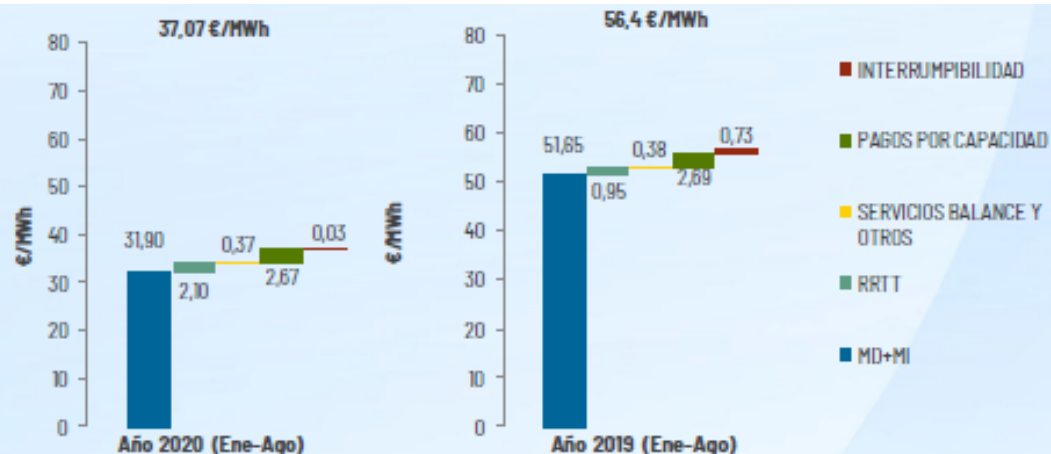
Agosto 2020 vs Agosto 2019



€/MWh	2020 Agosto	2019 Agosto	Variación %
MD+MI	36,74	45,37	-19%
RRTT	1,74	0,74	135%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	0,41	0,28	46%
TOTAL SAS	2,15	1,02	111%
PAGOS CAP + INT	2,07	2,83	-27%
PFE	40,96	49,22	-17%

Precio final de la Energía de la demanda peninsular

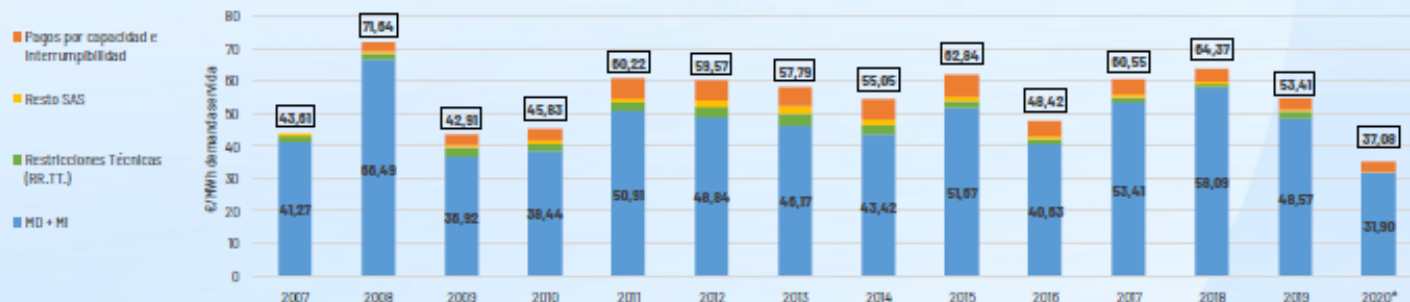
Año 2020 vs. Año 2019



€/MWh	Año 2020 (Ene-Ago)	Año 2019 (Ene-Ago)	Variación %
MD+MI	31,90	51,65	-38%
RRTT	2,10	0,95	121%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	0,37	0,38	-3%
TOTAL SAS	2,47	1,33	86%
PAGOS CAP + INT	2,70	3,42	-21%
PFE	37,07	56,40	-34%

Precio final de la Energía de la demanda peninsular

Evolución anual 2007 - 2020*



PRECIO FINAL DEMANDA NACIONAL PENINSULAR (€/MWh Demanda Servida)	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020
Mercado Diario e Intradiario	41,28	66,50	36,95	38,46	50,97	48,88	46,23	43,46	51,67	40,63	53,41	58,12	48,59	31,91
Restricciones Técnicas (RR.TT.)	1,42	1,71	1,89	2,55	2,09	2,59	3,29	3,76	2,97	2,19	1,55	1,54	1,00	2,11
Resto SAS	0,92	0,84	0,82	1,21	1,12	2,04	2,29	1,94	1,29	0,91	0,83	0,81	0,46	0,37
Coste Total Servicios de Ajuste	2,34	2,55	2,71	3,76	3,21	4,63	5,58	5,70	4,26	3,10	2,38	2,35	1,46	2,48
Pagos por capacidad	0,00	2,60	3,28	3,63	6,10	6,10	6,04	5,93	5,02	2,76	2,71	2,70	2,64	2,67
Interrumpibilidad	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,89	1,93	2,05	1,23	0,74	0,03
TOTAL	43,61	71,64	42,81	45,83	60,22	59,57	57,79	55,05	62,84	48,42	60,55	64,37	53,41	37,08
% con respecto a PFE														
MD + MI	94,7%	92,8%	86,1%	83,9%	84,6%	82,1%	80,0%	78,9%	82,2%	83,9%	88,2%	90,3%	91,0%	86,1%
RR.TT.	3,3%	2,4%	4,4%	5,6%	3,5%	4,3%	5,7%	6,8%	4,7%	4,5%	2,6%	2,4%	1,8%	5,7%
Resto SAS	2,1%	1,2%	1,9%	2,6%	1,9%	3,4%	4,0%	3,5%	2,1%	1,9%	1,4%	1,3%	0,9%	1,0%
Coste Total Servicios de Ajuste	5,4%	3,6%	6,3%	8,2%	5,4%	7,7%	9,7%	10,3%	6,8%	6,4%	4,0%	3,7%	2,8%	6,7%
Pagos por capacidad e Interrumpibilidad	0,0%	3,6%	7,6%	7,9%	10,1%	10,2%	10,5%	10,8%	11,0%	9,7%	7,9%	6,1%	6,3%	7,3%

Fuente: REE

Índice

1. Situación actual:

- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste.

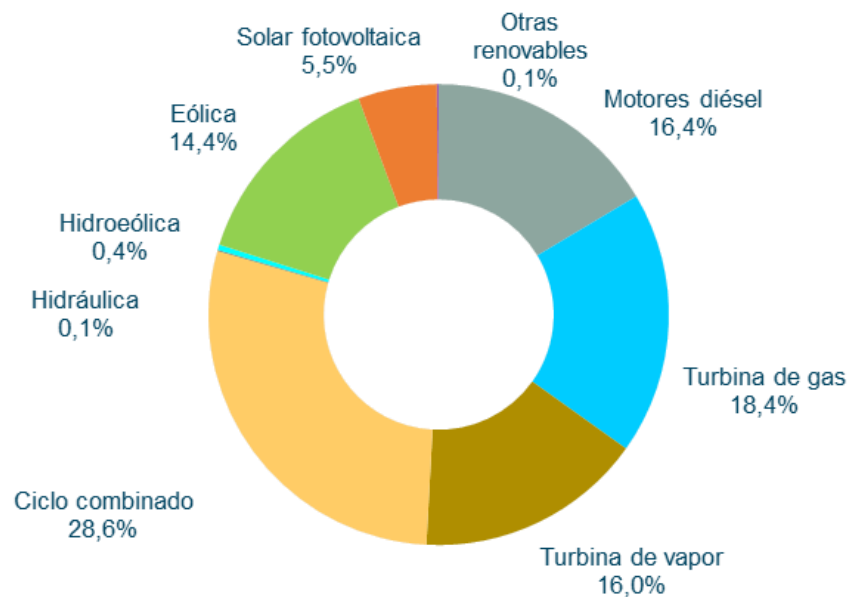
2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

3. Mercados de Futuros

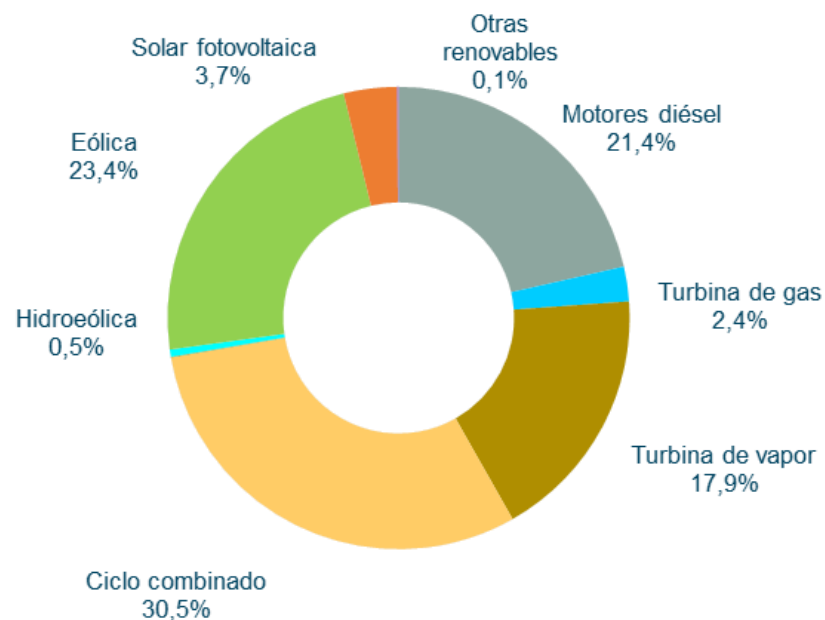
Potencia Instalada y cobertura de demanda en las Islas Canarias

Agosto 2020

Potencia Instalada Canarias
Agosto 2020

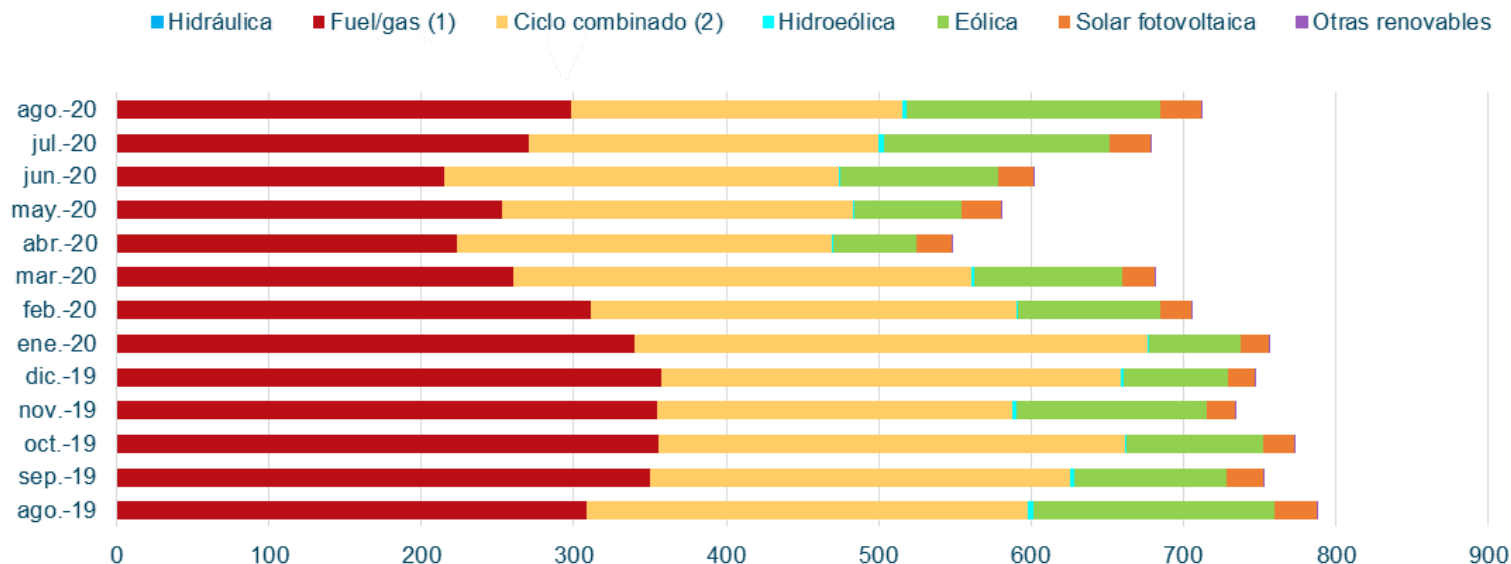


Cobertura Demanda Canarias
Agosto 2020



La demanda acumulada en Canarias de agosto de 2020 ha descendido un 9,67% respecto al mismo mes de 2019.

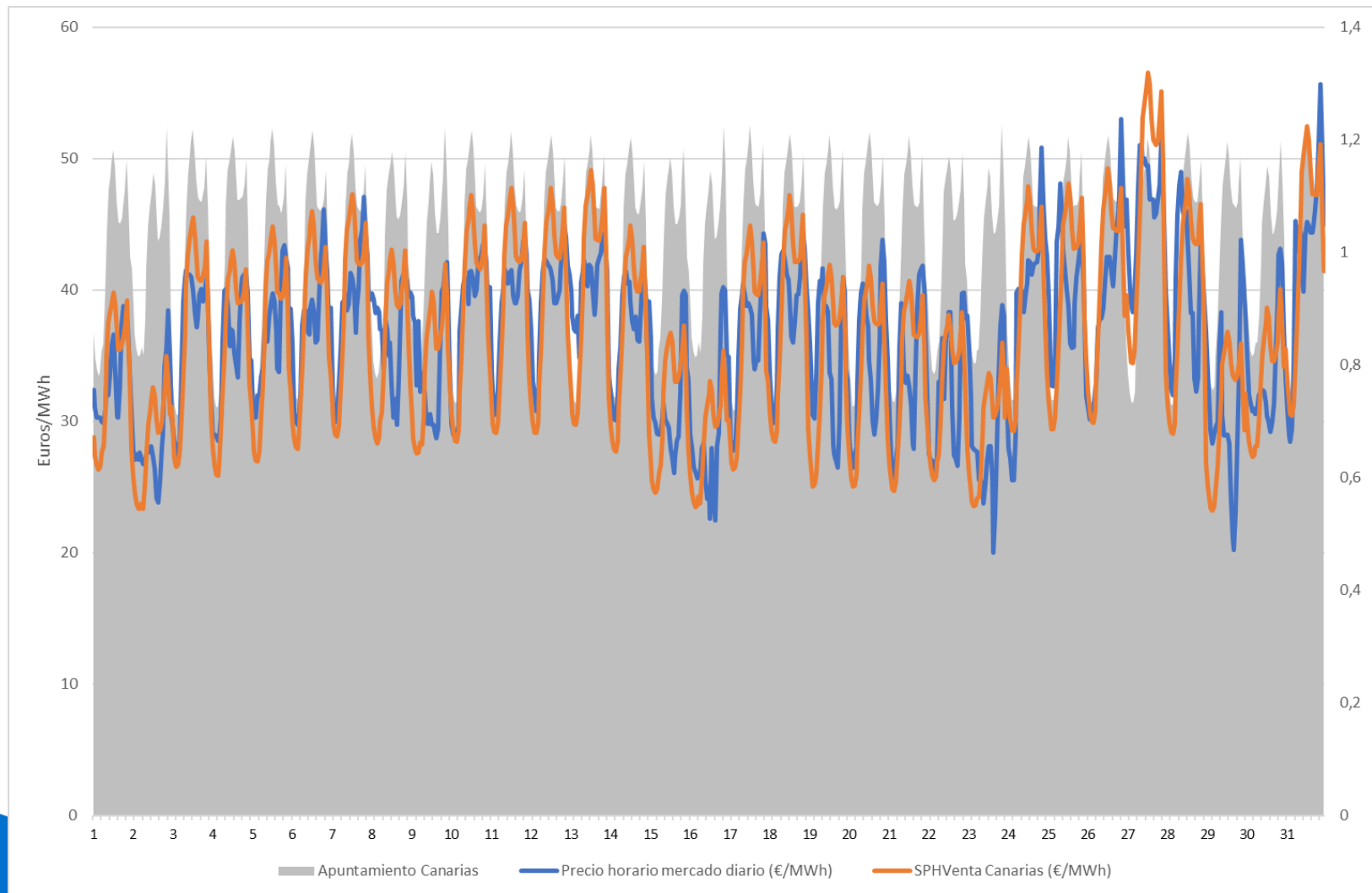
Cobertura de la Demanda - Canarias



En el mes de agosto de 2020, la eólica ha aportado un **23,4 %** a la cobertura de demanda de Canarias, con una generación de 166,4 GWh.

Apuntamiento horario para el sistema aislado de Canarias

Agosto 2020, con elevada influencia en el Phventa, en general más alto que el peninsular



Cambio regulatorio para reliquidar la rectificación ingresos por déficit

Liquidación OS

Ejemplo de la liquidación por segmentos de una empresa con instalaciones de RRE en los TNP

Artículo 7 RD 738/2015
Orden TEC/1172/2018
DA10 RD 738/2015

Anexo XI.4 RD 738/205

	Energía (MWh)			Importe (EUR)			Precio €/MWh	
	Ventas	Compras	Saldo	Derechos de cobro	Obligaciones de pago	Saldo	Ventas	Compras
SEIE - Régimen Especial (Energía)	434,599		434,599	15.824,70		15.824,70	36,41	
SEIE - Coste desvíos			0,000		180,63	-180,63		
SEIE - Control del factor de potencia			0,000		32,93	-32,93		
SEIE - Rectificación ingresos por déficit			0,000		5,06	-5,06		
Total	434,599		434,599	15.824,70	218,62	15.606,08		

Artículo 72 RD 738/2015
DF3 RD 647/2020

Anexo III RD413/2014



Liquidación desvío instalaciones categoría B (Art2 RD738/2015)
Septiembre 2020

Liquidación desvíos en Canarias

Cálculo del coste del desvío instalaciones RRE (I)

Anexo XI.4 RD 738/205

$$\text{CosteDesvíos}(e,h,j)= \text{desv}(e,h,j)*\text{CDSV}(h)$$

Siendo:

- $\text{desv}(e,h,j)$: Valor absoluto de la diferencia en la hora h entre la energía medida en barras de central del generador e del sistema eléctrico aislado j y la producción prevista comunicada para la realización del despacho diario, en esa hora para ese sistema.
- $\text{CDSV}(h)$: Coste medio de los desvíos de las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos peninsular de la misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que participan en el mercado de producción peninsular en la hora h .

Ejemplo:

Unidad	Categoría RD 413/2014	Previsión (MWh)	Medida (MWh)	Desvío (MWh)	Coste (EUR/MWh)	Importe desvío (EUR)
UPR1	b	0,448	0,877	0,429	1,81	0,77649

Liquidación desvíos en Canarias

Cálculo del coste del desvío instalaciones RRE (II)

Anexo XI.4 RD 738/2015

- En aquellos casos en que varios grupos generadores de los definidos en este apartado de una misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, del sistema eléctrico aislado j participen en el despacho con el mismo sujeto de liquidación, se aplicará al coste de desvíos de cada generador un factor de corrección, calculado dividiendo el valor absoluto de la suma de los desvíos horarios de todos los grupos e del sujeto pertenecientes a la misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y sistema eléctrico aislado entre la suma del valor absoluto de dichos desvíos horarios.

- Ejemplo

UPR	Categoría RD 413/2014	Previsión (MWh)	Medida (MWh)	Desvío neto (MWh)	Coste desvío (EUR/MWh)	Importe desvío SL (EUR)
UPR1	b	0,448	0,877	0,429		
UPR2	b	0	1,12	1,12		
UPR3	b	1,389	0,613	-0,776		
TOTAL				0,773	1,81	1,399



UPR	Desvío absoluto UP (MWh)	Desvío absoluto SL (MWh)	Factor de corrección	Importe desvío UPR (EUR)
UPR1	0,429	2,325	0,185	0,259
UPR2	1,12	2,325	0,482	0,674
UPR3	0,776	2,325	0,334	0,467

Índice

1. Situación actual:

- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los precios de los derechos de emisión CO2
- Evolución de los mercados ajuste.

2. Producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

3. Mercados de Futuros

Futuros de OMIP

- ❑ Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de octubre 2020, actualmente se sitúan en torno a **42,70 €/MWh** para la carga base y en **44,75 €/MWh** para el carga punta.

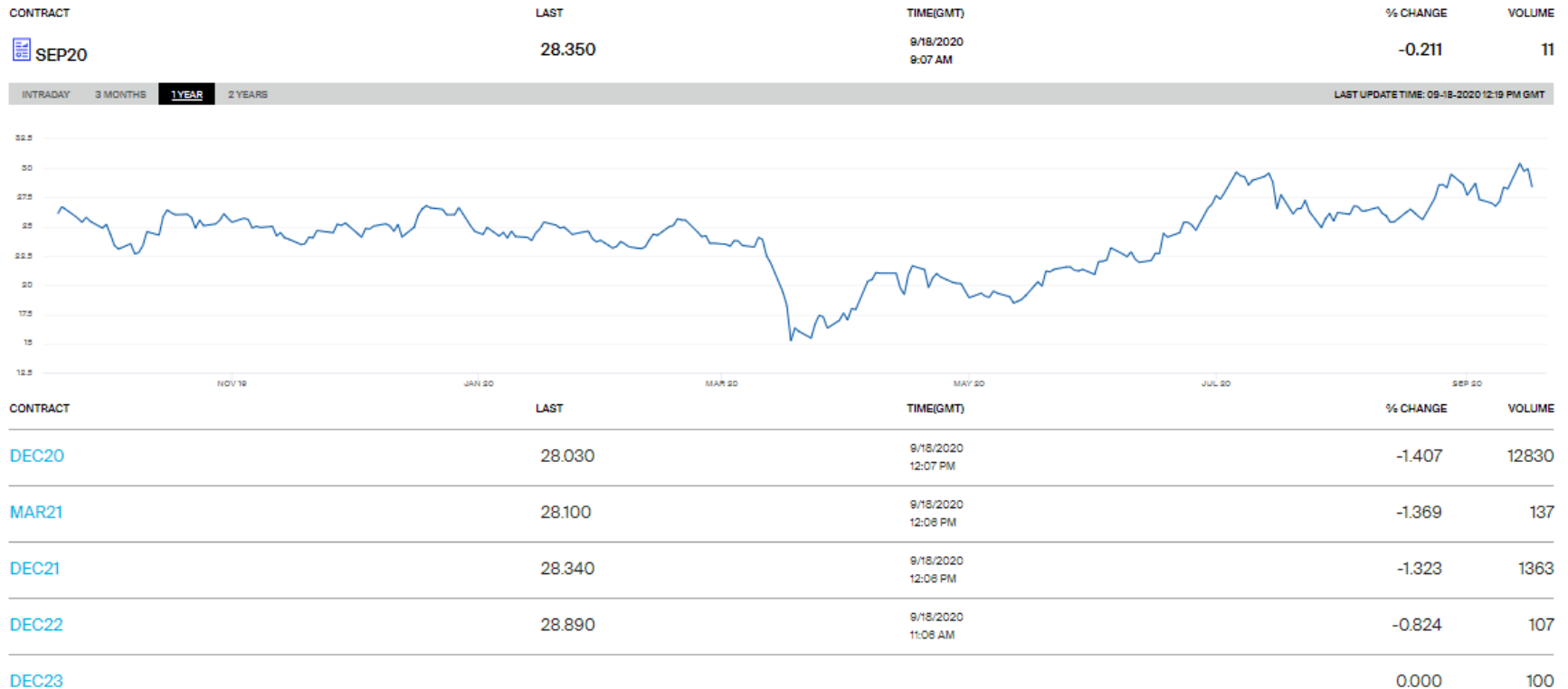
Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q4-2020	45,15	47,33
Q1-2021	46,65	50,09
Q2-2021	41,56	44,76
Q3-2021	45,67	49,06

Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2021	45,75	49,15
2022	44,30	45,39
2023	42,60	41,74
2024	42,05	45,39

Futuros de los Derechos de emisión CO2





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

Tel. +34 917 451 276

aeolica@aeolica.org

www.aeolica.org

