



Informe de seguimiento de mercados № 114

Abril-Junio 2018

Dirección Técnica
Julio 2018



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 mercados ajuste.

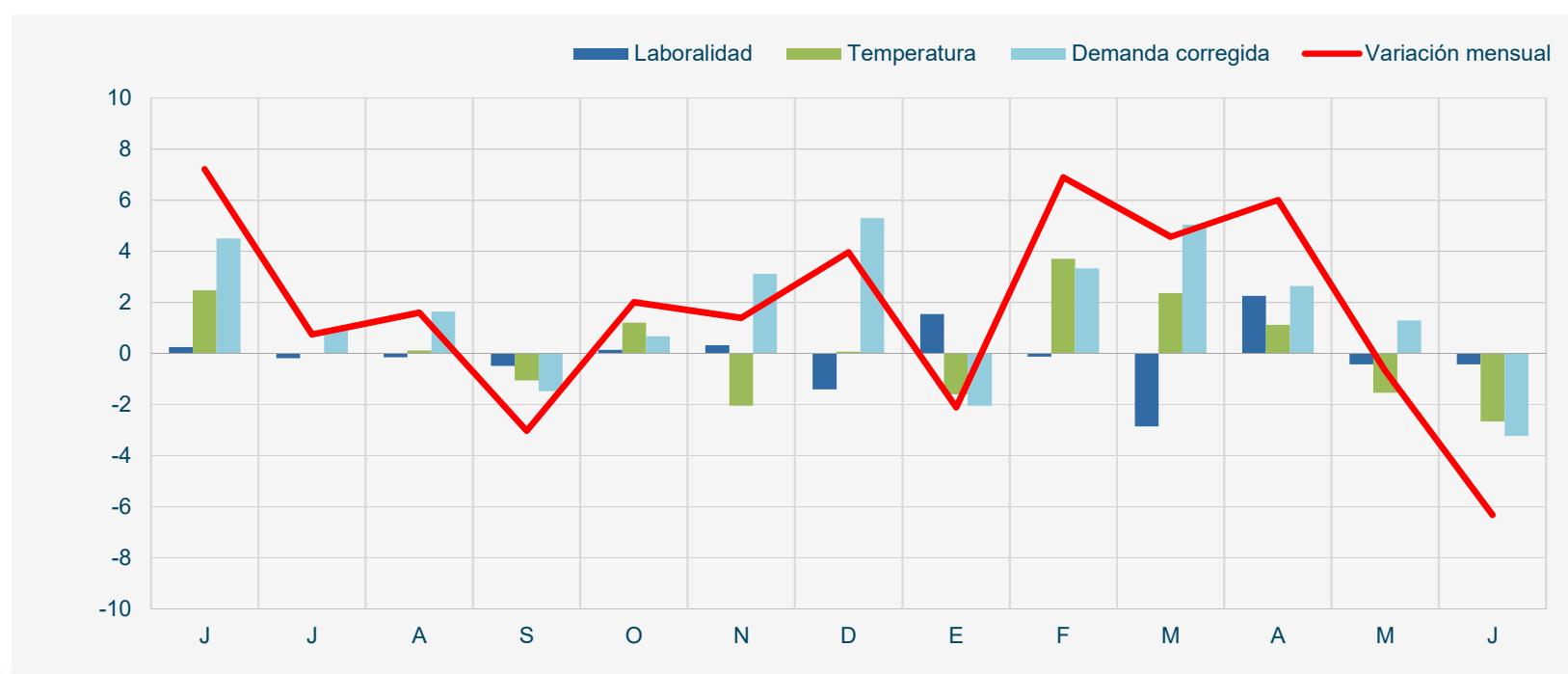
2. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

3. Futuros de OMIP.

4. Previsión de precios.

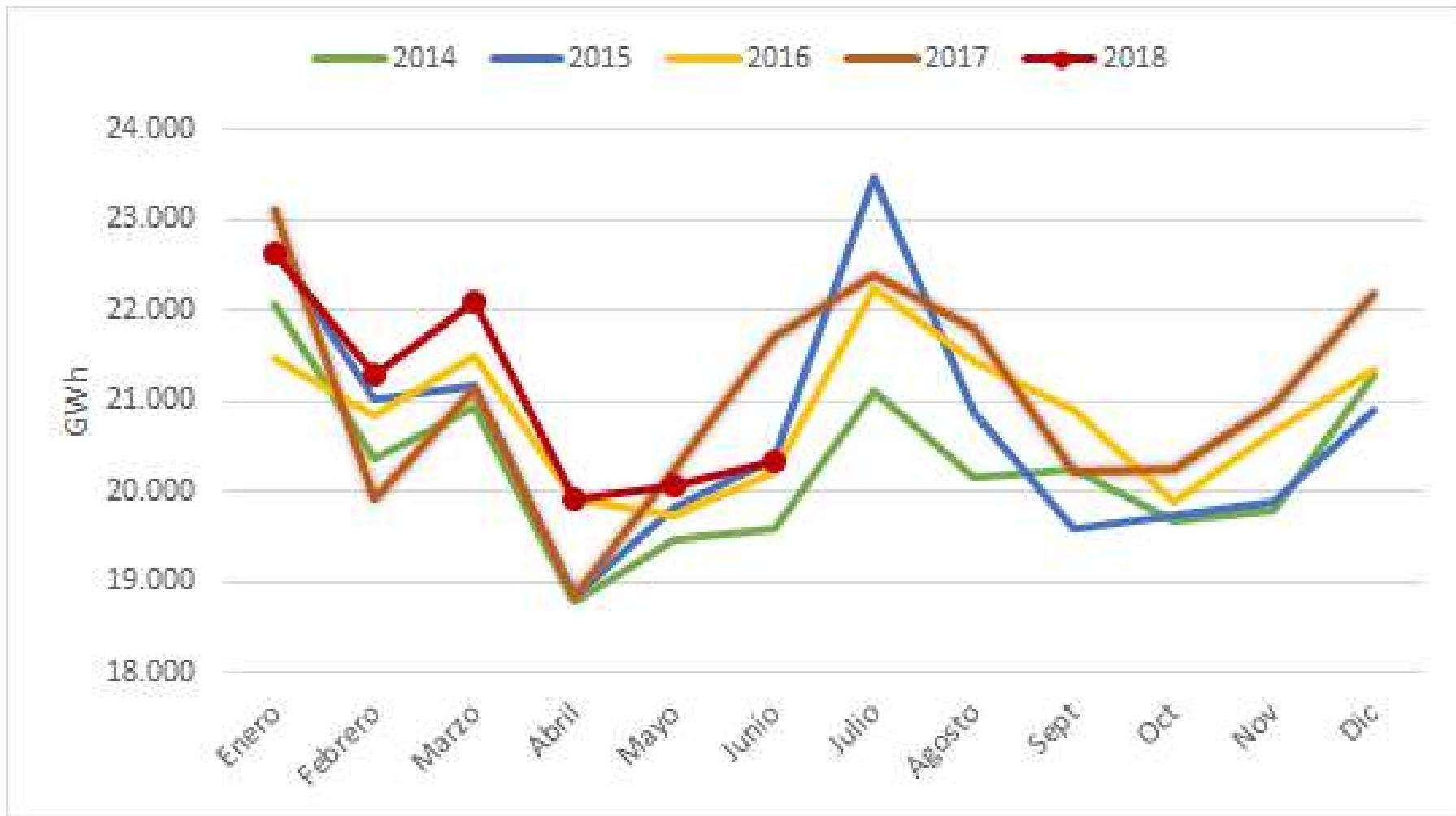
2018. Consumo Peninsular. Evolución.

CONSUMO PENINSULAR	2017												2018					
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dec	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Potencia Máx Instantánea (MW)	41.381	36.974	35.935	33.429	34.390	39.379	39.536	39.082	36.396	34.586	38.703	39.580	39.770	40.947	38.946	36.137	32.975	37.045
Consumo MÁx. Diario (GWh)	837	768	739	690	714	795	800	791	746	711	778	795	812	832	791	755	691	762
Consumo Mensual (GWh)	23.109	19.911	21.126	18.833	20.241	21.708	22.401	21.809	20.215	20.252	20.950	22.181	22.622	21.287	22.111	19.909	20.062	20.337
Δ Mes (%17/16)	7,6	-4,5	-1,6	-5,5	2,6	7,2	0,7	1,6	-3	2	1,4	4	-2,1	6,9	4,6	5,7	-0,7	-6,3
Δ Mes (%17/16) Corregida CT y L	5,3	1,4	-1,6	-1,1	0,5	4,5	0,9	1,6	-1,5	0,7	3,1	5,3	-2	3,3	5,1	2,4	1,2	-3,2
Δ Año Acumulado Absoluto (%17/16)	7,7	1,7	0,6	-0,9	-0,2	1	1	1	0,6	0,7	0,8	1,1	-2,1	2,1	2,9	3,6	2,7	1,1



Fuente: REE

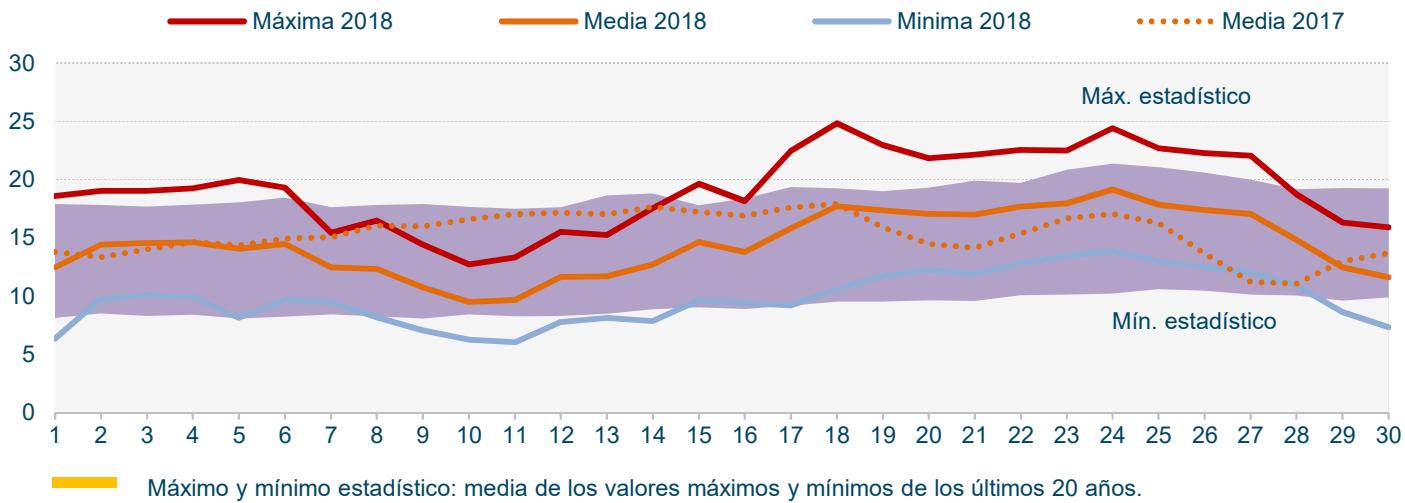
La demanda peninsular ha experimentado un aumento del 6% en abril respecto a 2017, pero un descenso del 6,3% en el mes de junio.



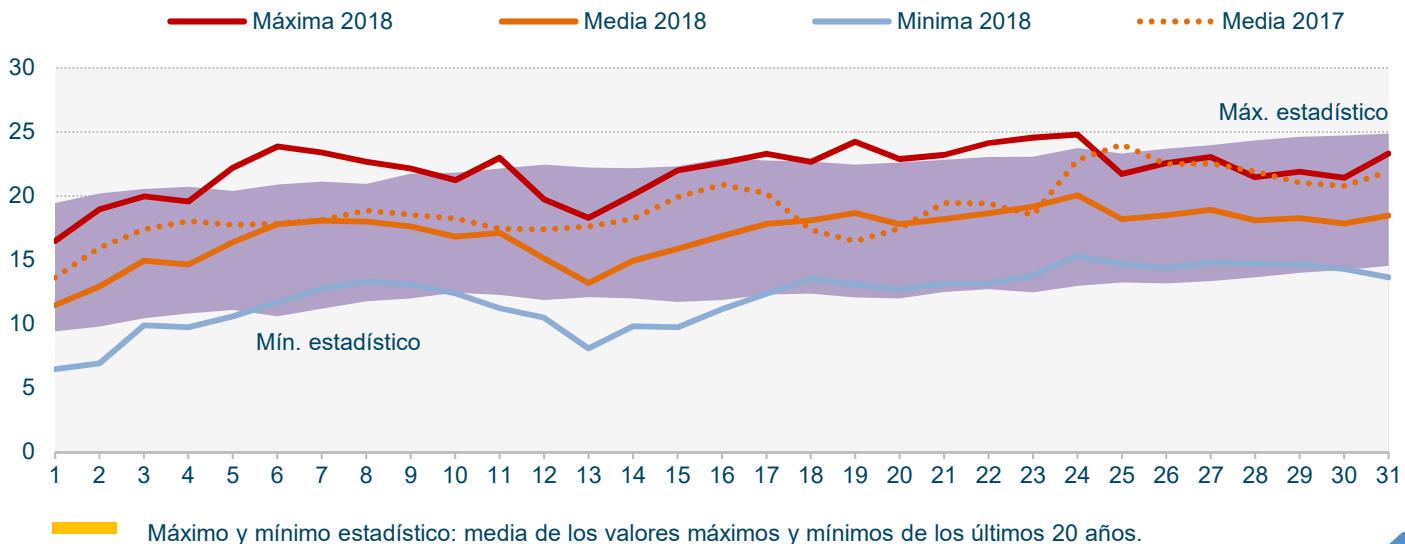
Fuente: REE / Elaboración: AEE

Evolución diaria de las temperaturas peninsulares en Abril y Mayo 2018 vs. 2017

Abril



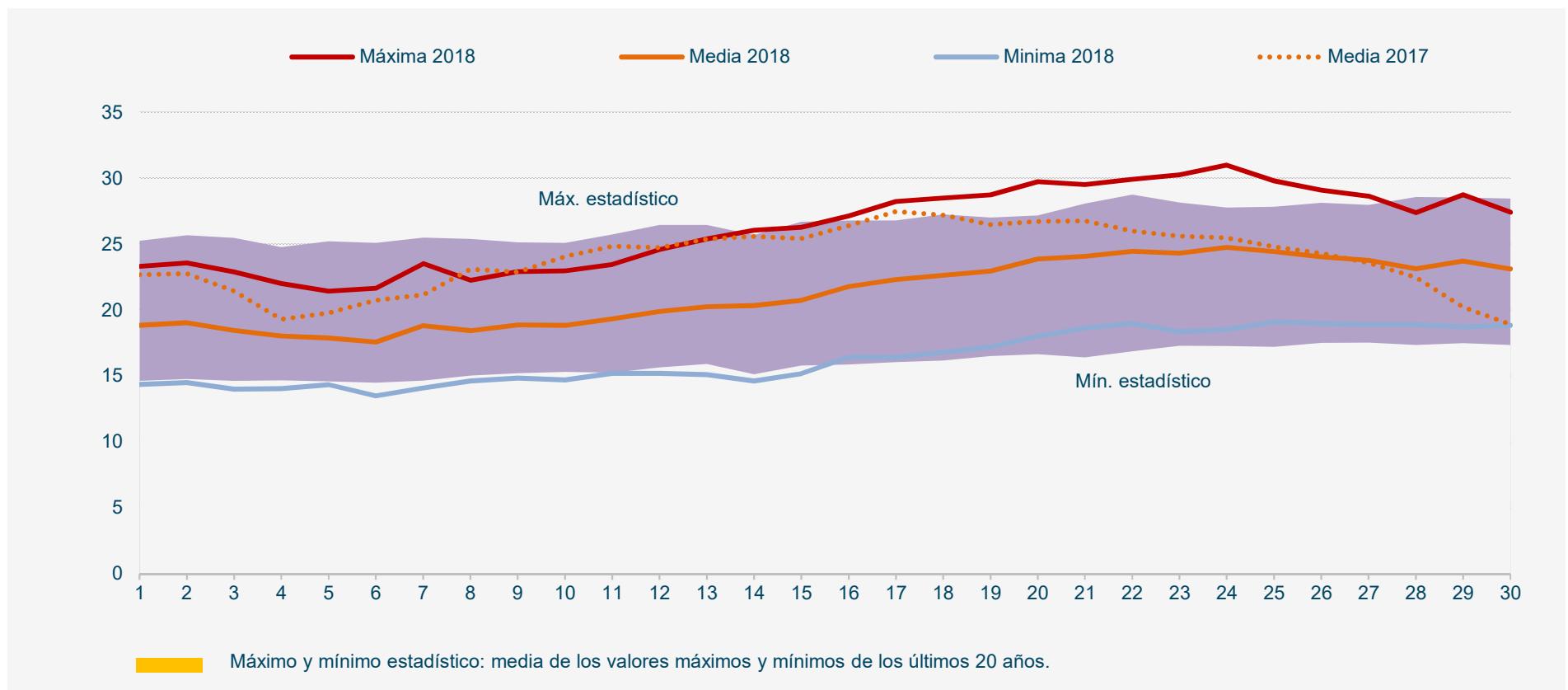
Mayo



Fuente: REE

Evolución diaria de las temperaturas peninsulares en Abril y Mayo 2018 vs. 2017

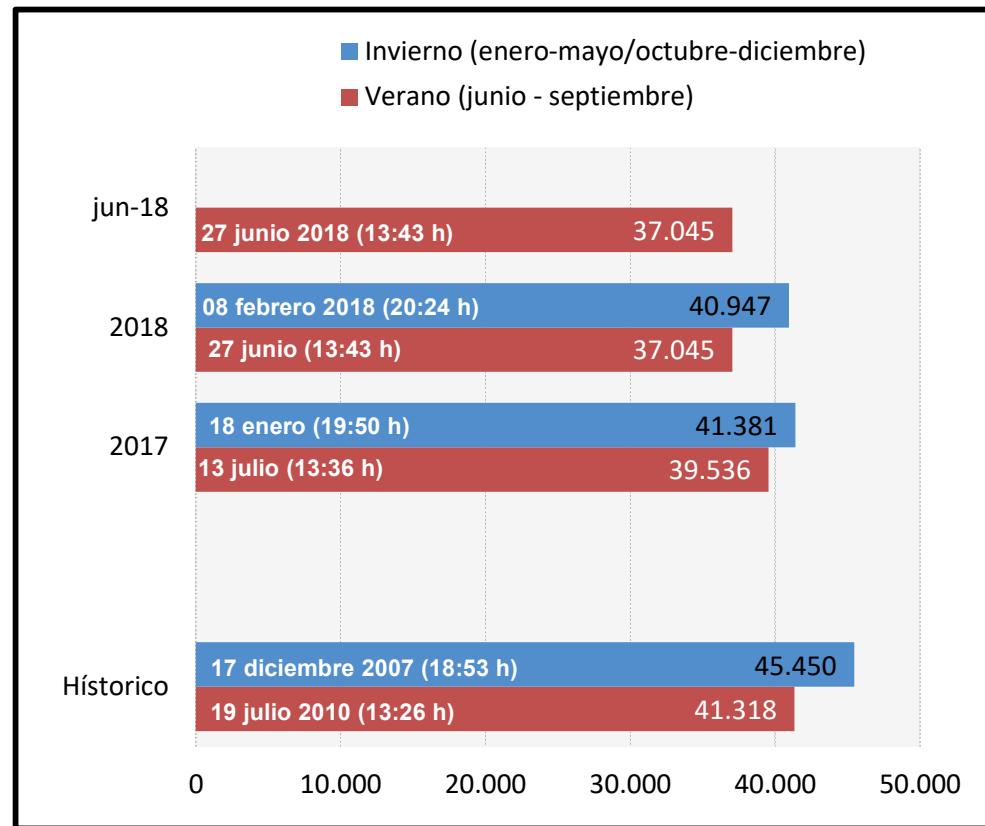
Junio



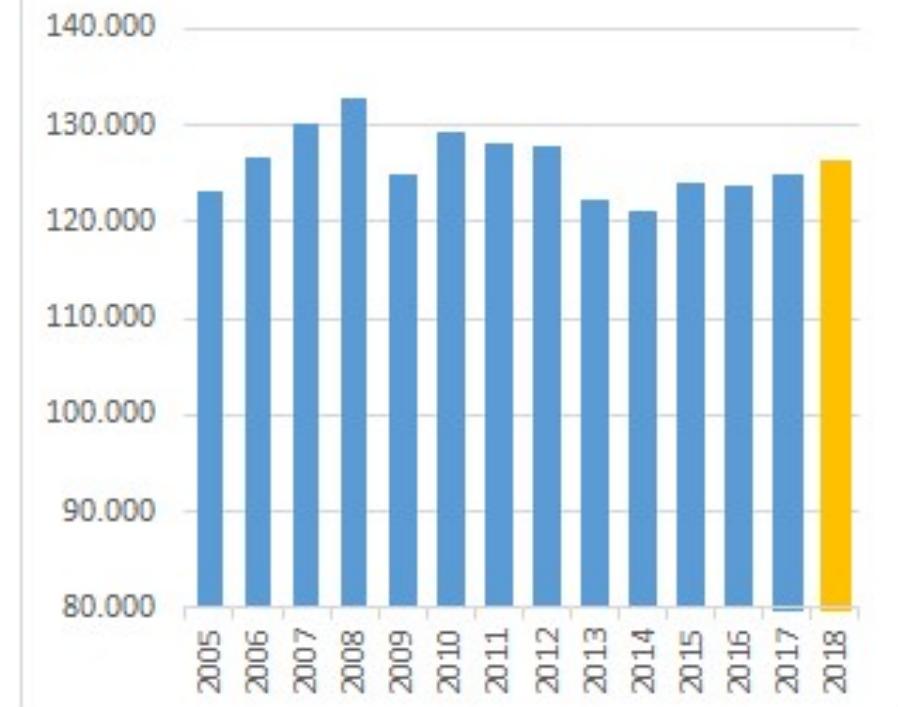
Fuente: REE

2018/2017 Valores máximos anuales

Potencia instantánea máxima peninsular (MW)



Demanda peninsular acumulada Enero - Junio (GWh)



Fuente: REE / Elaboración: AEE

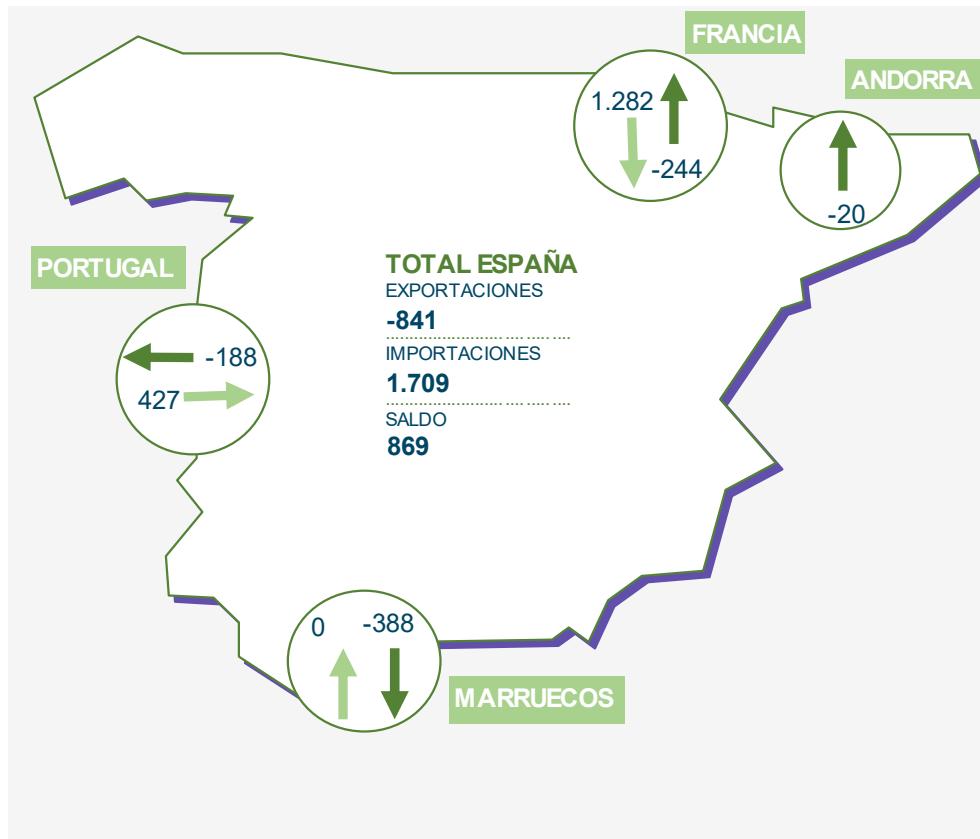
En abril y mayo el saldo de los intercambios internacionales ha sido netamente importador



Fuente: REE

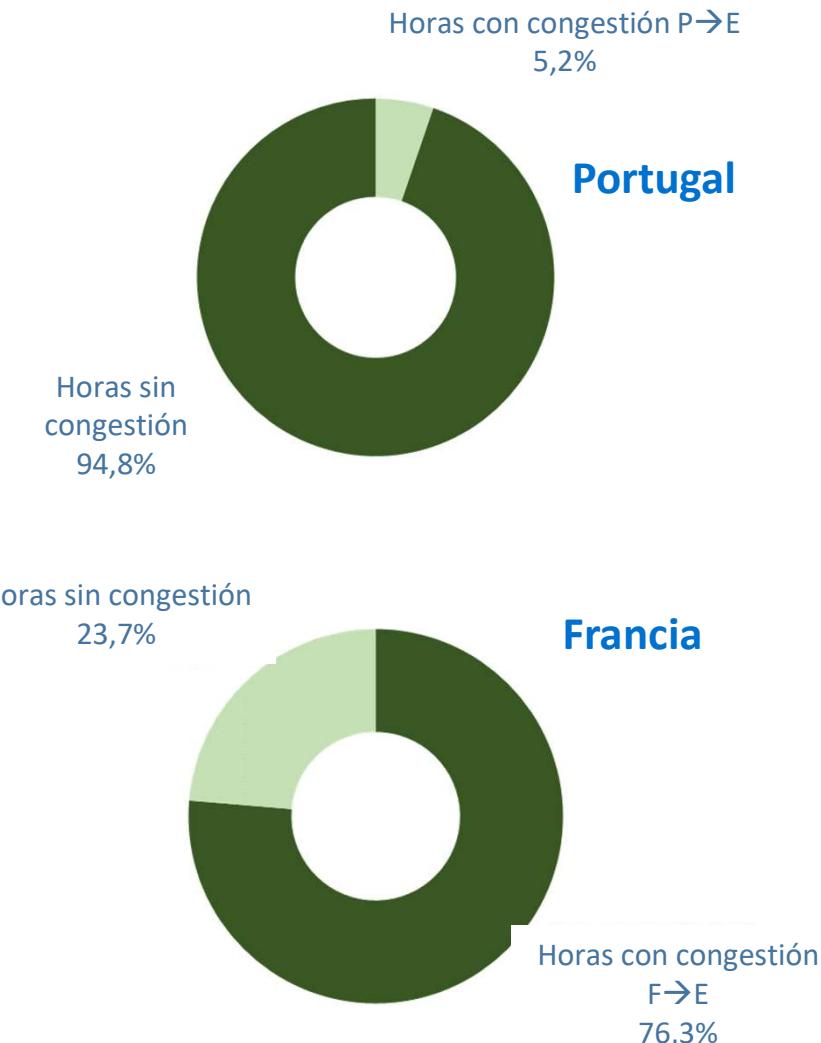
En abril el saldo de los intercambios internacionales ha sido netamente importador

Abril 2018



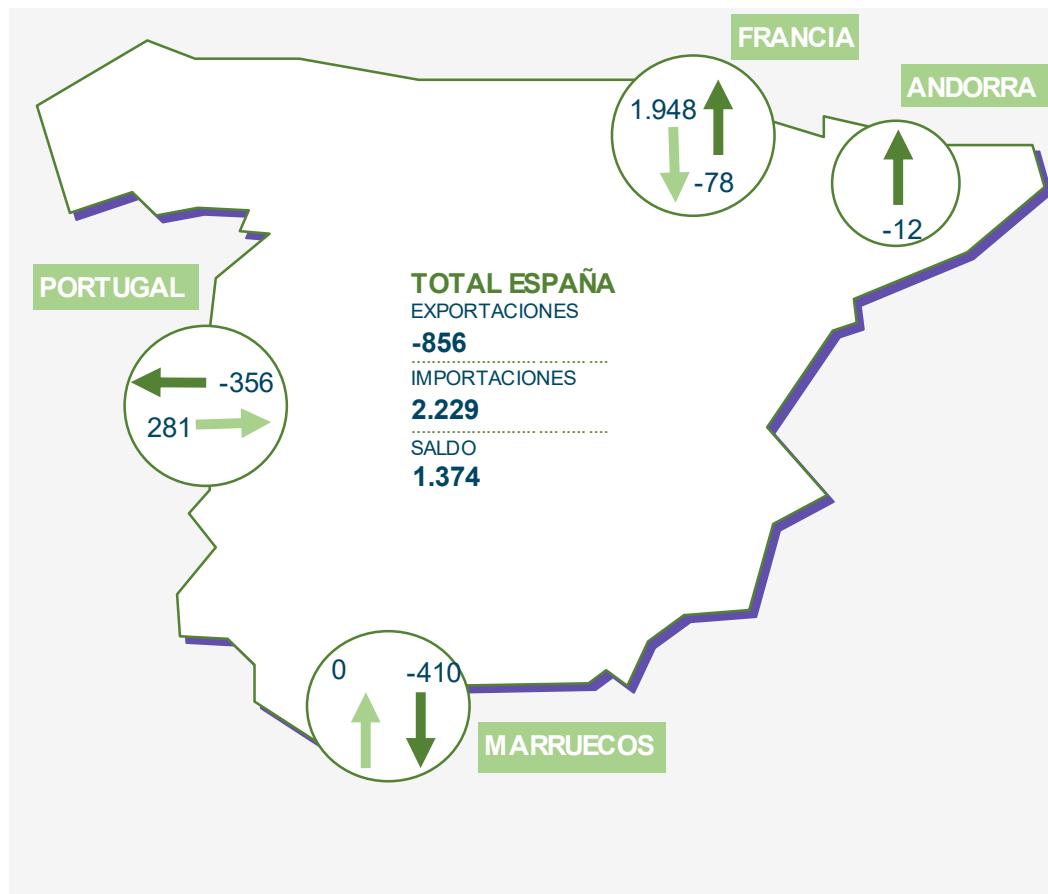
Fuente: REE

9



En mayo el saldo de los intercambios internacionales ha sido netamente importador

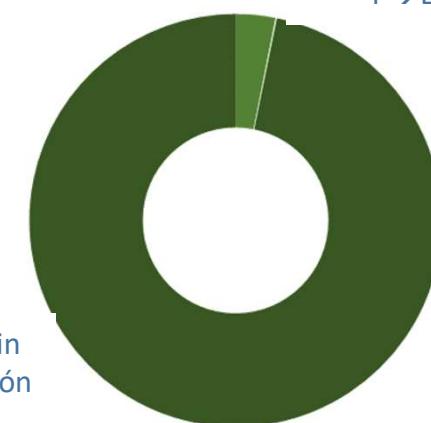
Mayo 2018



Fuente: REE

10

Horas con congestión
E→P 3,1%

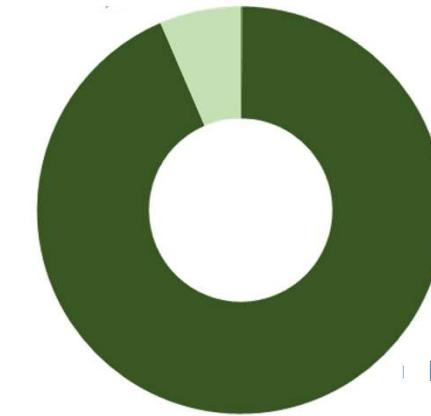


Portugal

Horas sin
congestión
96,8%

Horas sin congestión 12,6%

Horas con congestión E→ 0,1%

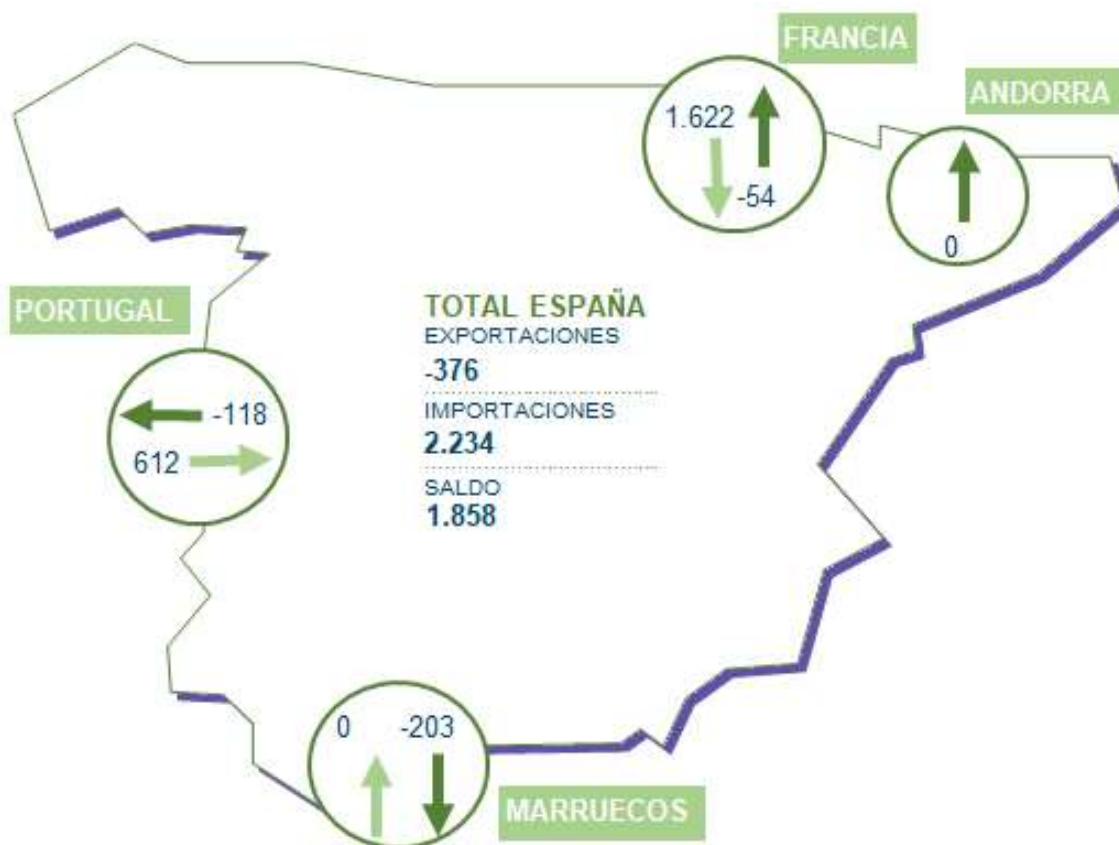


Francia

Horas con congestión
F→E 93,4%

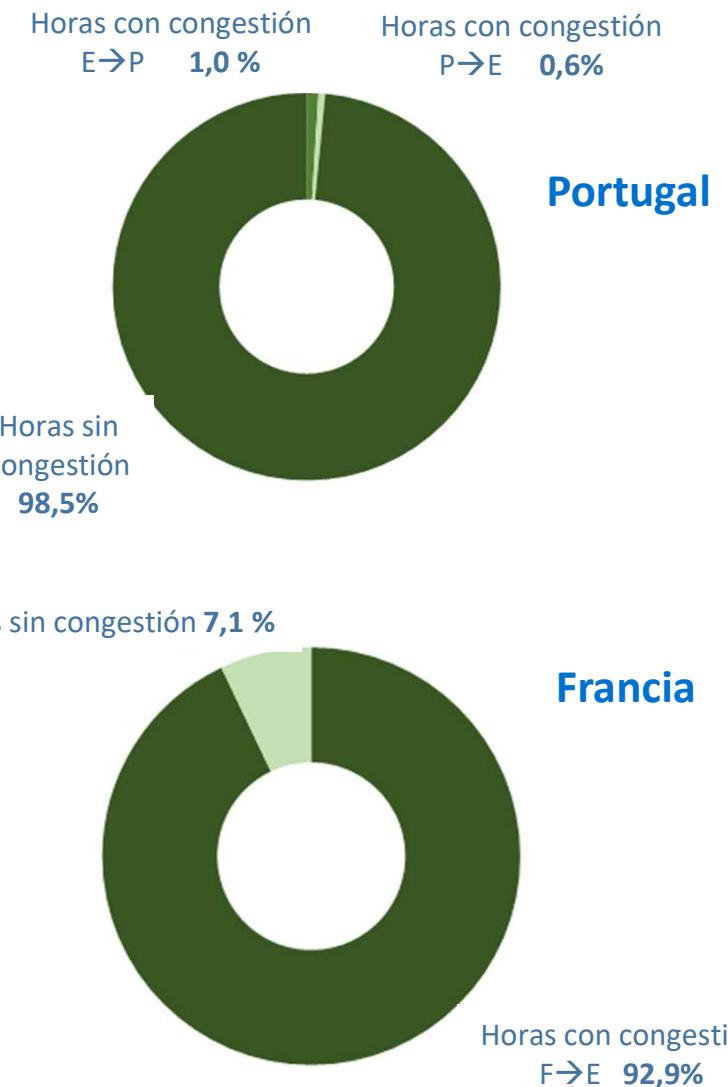
En junio el saldo de los intercambios internacionales ha sido netamente importador

Junio 2018



Fuente: REE

11



A photograph of a wind farm under a clear blue sky. In the foreground, a green grassy field is visible. Several wind turbines are scattered across the landscape. One prominent turbine on the left has a red band near its base and a small red mark on its tower. Another turbine on the right also has a red band near its base. The turbines have three blades each and are angled towards the right side of the frame.

Mix de producción

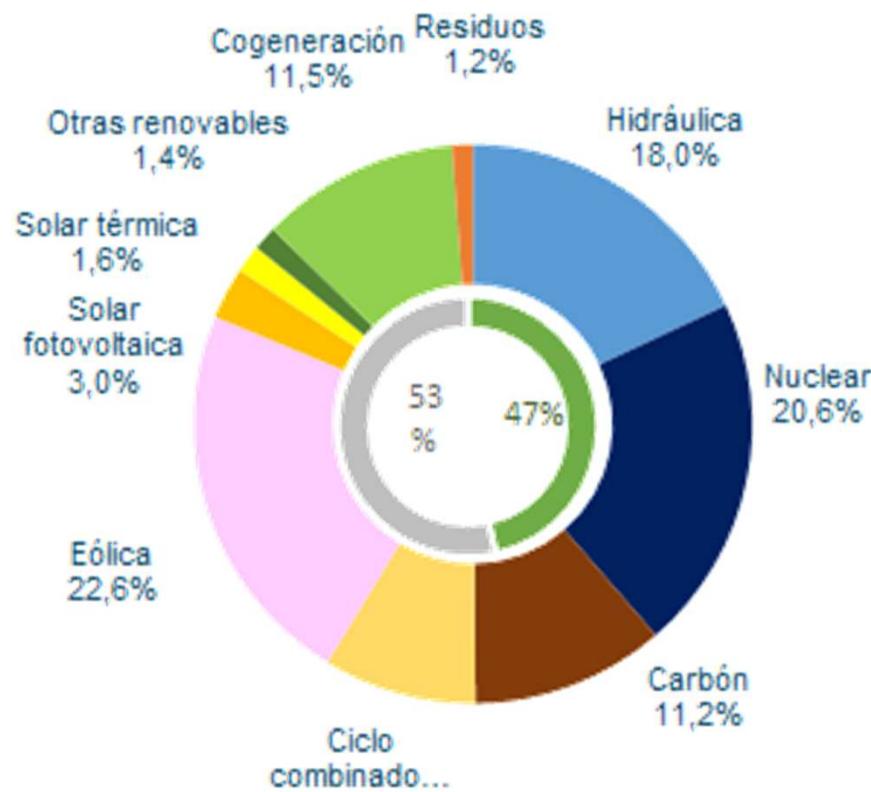
A pesar de la baja generación eólica de mayo y junio, el acumulado anual se mantiene en valores superiores a 2017.

Energía generada por tecnologías (GWh)

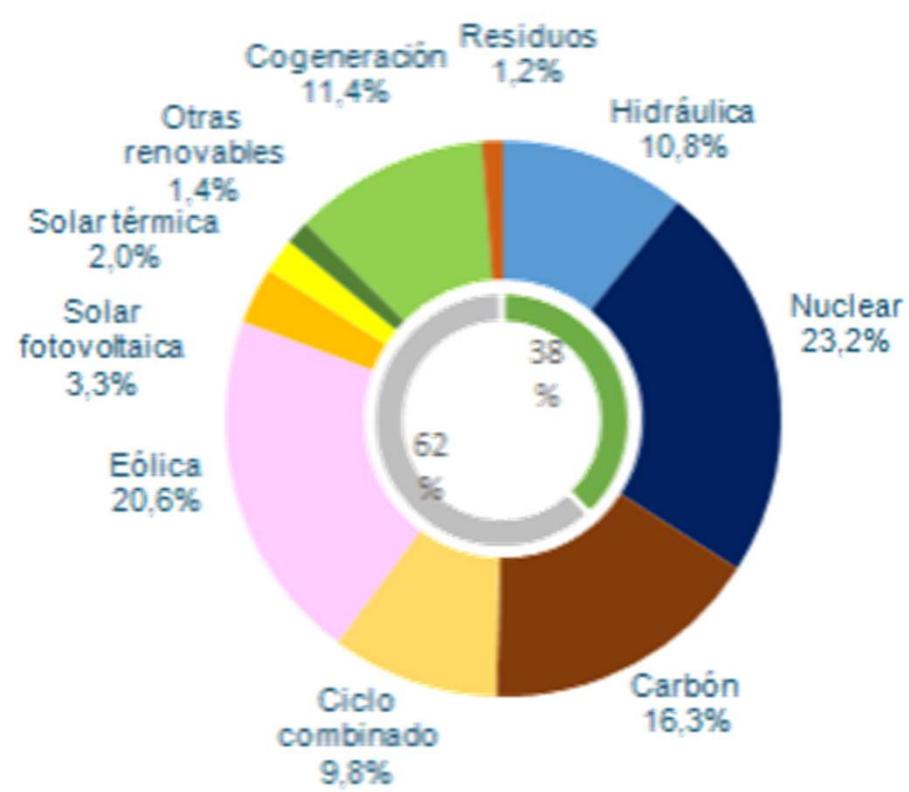
2018	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene-Jun 2018	Ene-Jun 2017	% 18/17
Hidráulica	2.469	2.567	4.764	5.057	3.661	3.681							22.199	13.223	67,9%
Nuclear	5.099	4.595	4.500	3.834	3.746	3.615							25.388	28.446	-10,7%
Carbón	3.042	3.501	1.339	1.386	2.275	2.268							13.810	20.014	-31,0%
Ciclo combinado (2)	2.278	1.973	1.272	1.224	1.987	2.203							10.938	11.948	-8,5%
Eólica	5.276	4.623	7.651	4.398	3.251	2.580							27.779	25.157	10,4%
Solar fotovoltaica	416	485	552	661	775	799							3.688	4.021	-8,3%
Solar térmica	112	230	234	326	477	604							1.984	2.484	-20,1%
Otras renovables (4)	296	302	269	235	292	320							1.714	1.715	-0,1%
Cogeneración	2.475	2.243	2.330	2.350	2.413	2.385							14.197	13.906	2,1%
Residuos	296	264	281	236	161	227							1.466	1.505	-2,6%
Generación	21.759	20.783	23.191	19.707	19.040	18.681							123.162	122.418	0,6%
Consumos en bombeo	-391	-253	-729	-559	-213	-94							-2.239	-2.086	7,3%
Enlace Península-Baleares (6)	-86	-100	-90	-66	-90	-109							-541	-486	11,3%
Saldo intercambios internaciona	1.340	857	-293	883	1.368	1.858							6.014	5.081	18,4%
Demanda transporte (b.c.)	22.622	21.287	22.095	19.964	20.106	20.337							126.411	124.928	1,2%

Fuente: REE / Elaboración AEE

En el primer semestre de 2018 la eólica ha cubierto el 22,6% de la demanda eléctrica peninsular, manteniéndose como primera fuente de generación.

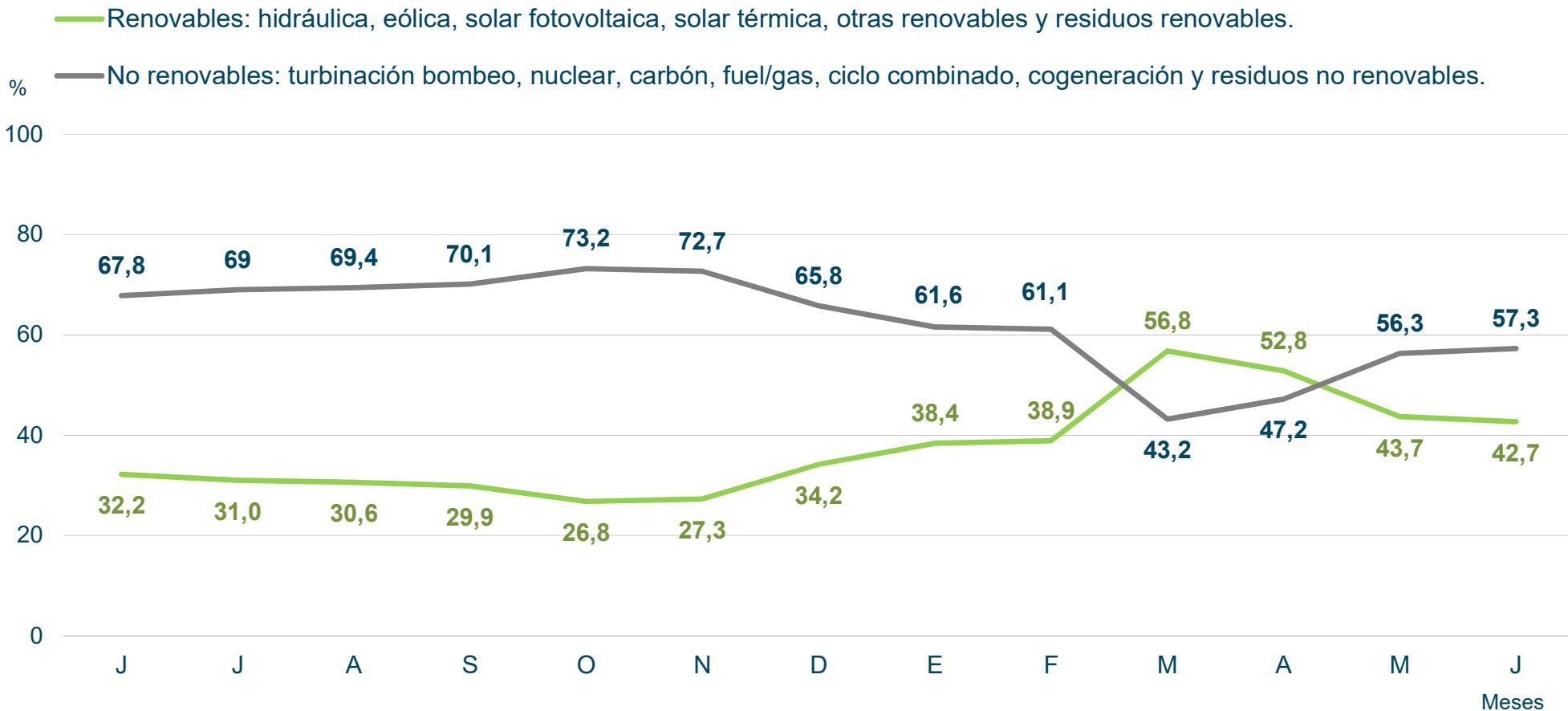


Acumulado de Enero a Junio 2018



Acumulado de Enero a Junio 2017

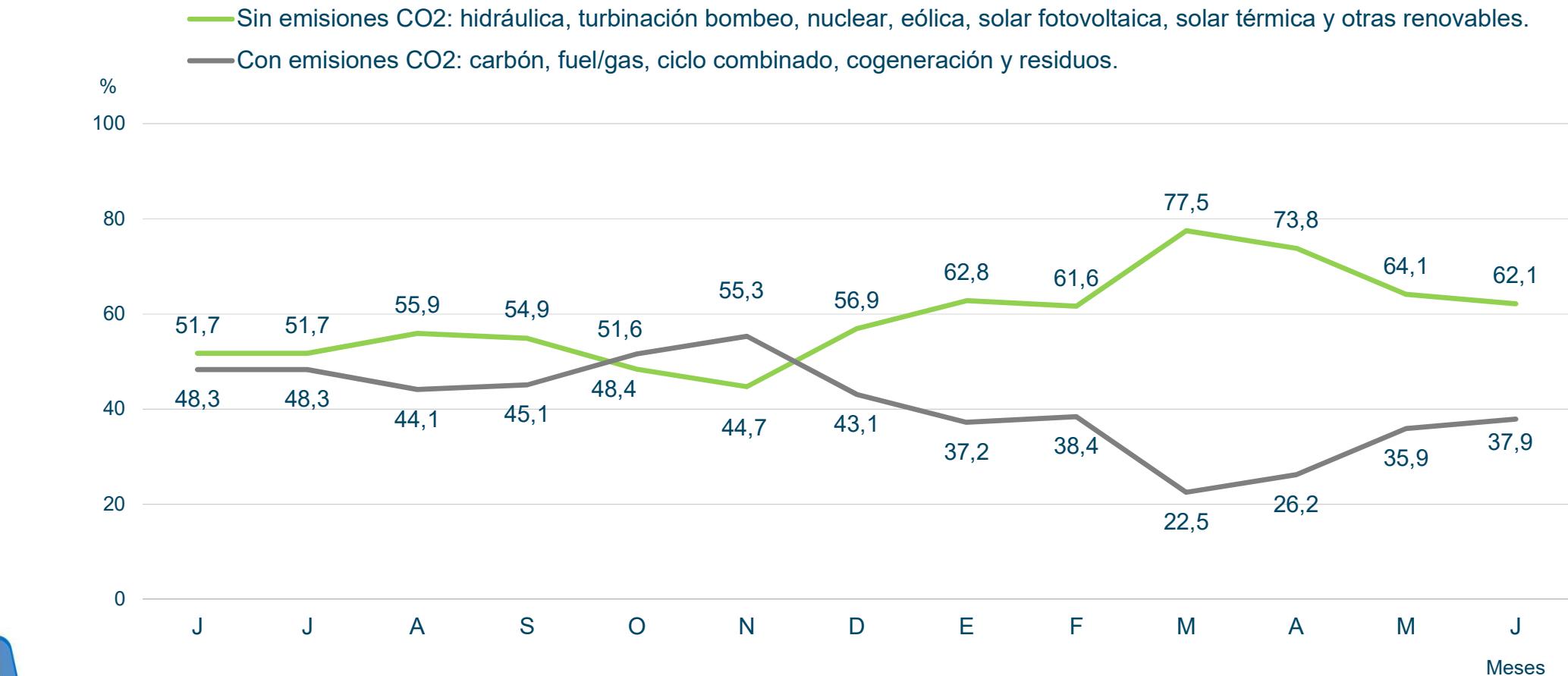
La generación renovable descendió ligeramente respecto al pico del mes de marzo, alcanzando una cobertura de la demanda en junio del 42,7%



Fuente: REE

15

Evolución de las emisiones de CO2 peninsular



Fuente: REE

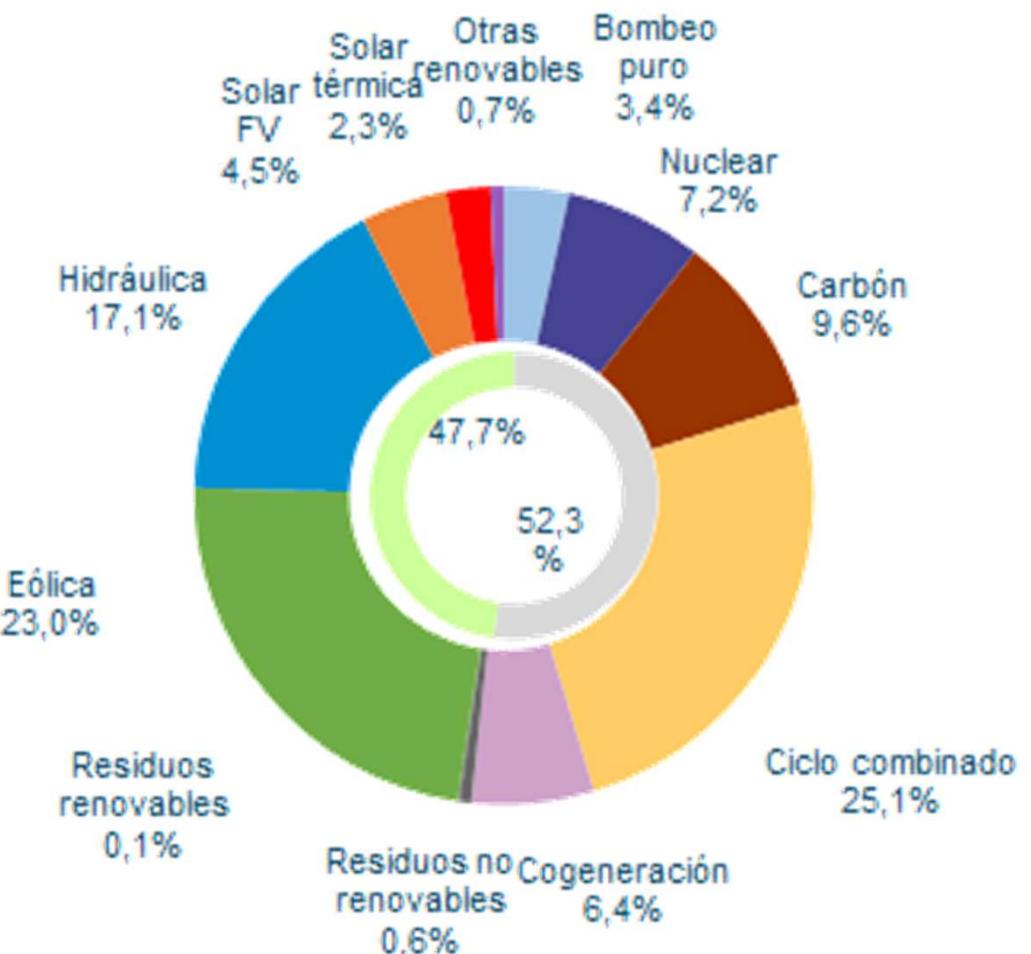
16

Estructura de potencia instalada en la península a 30 de junio de 2018

Potencia Instalada Peninsular (MW)

TECNOLOGÍAS	2016	2017	2018
Hidráulica	20.361	20.358	20.365
Hidráulica convencional y mixta	17.033	17.030	17.036
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329
Nuclear	7.573	7.117	7.117
Carbón	9.536	9.536	9.536
Ciclo combinado	24.948	24.948	24.948
Eólica	22.896	22.922	22.942
Solar fotovoltaica	4.439	4.439	4.454
Solar térmica	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	852	852	858
Cogeneración	5.983	5.818	5.815
Residuos	582	582	582
	99.885	99.311	98.921

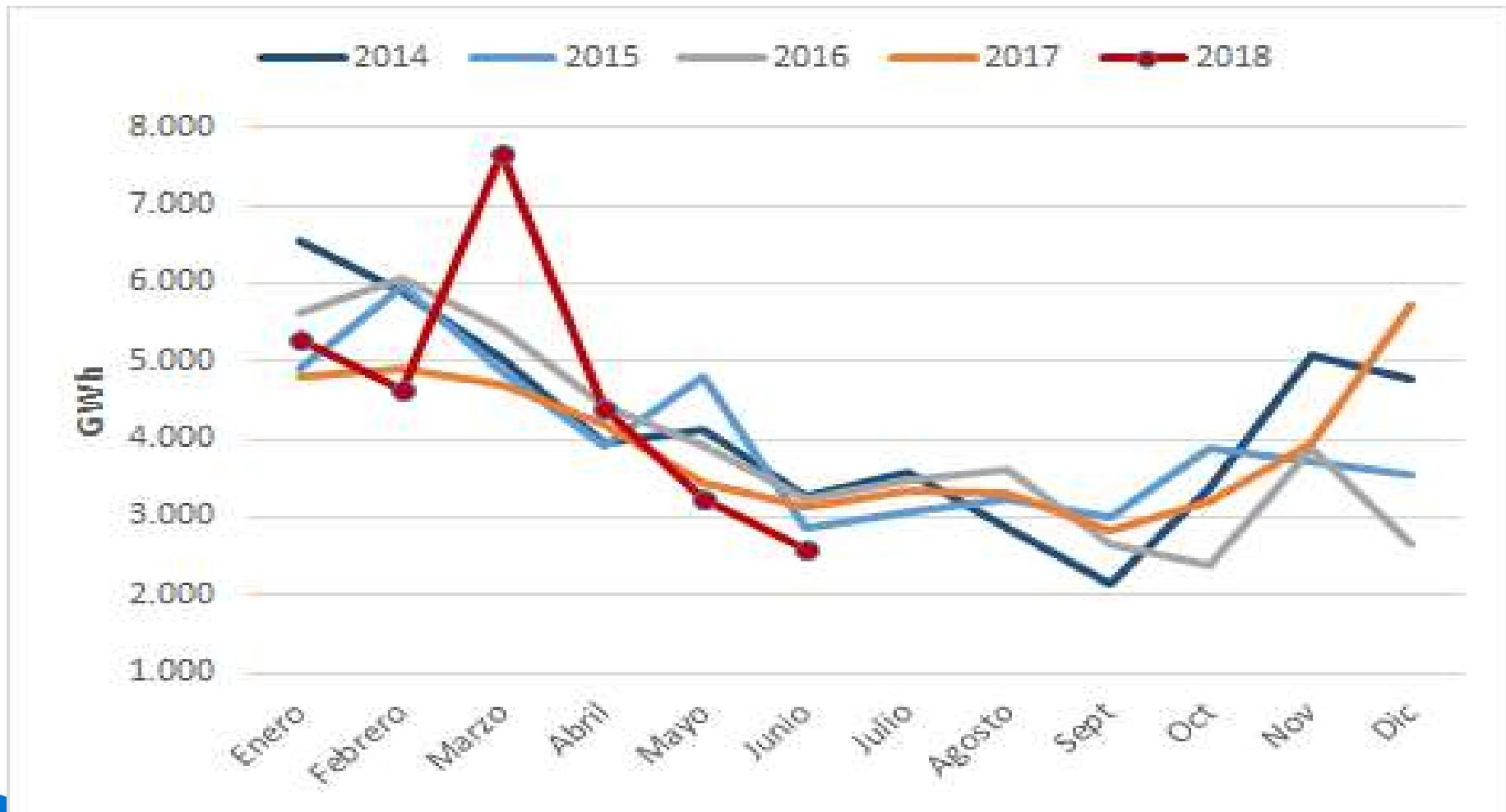
Fuente: REE



Fuente: REE

Generación eólica

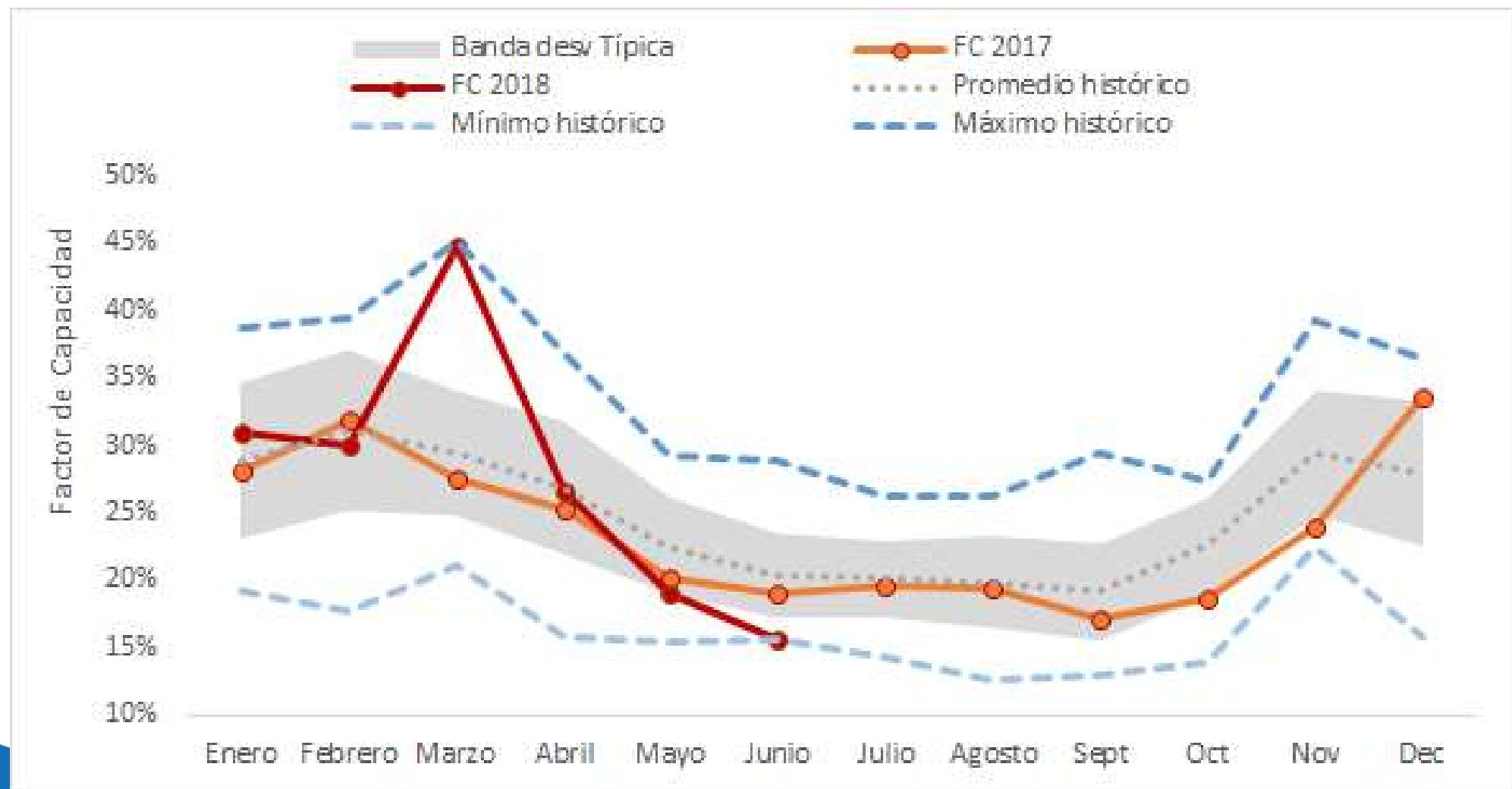
Este mes de junio ha registrado los valores más bajos de generación eólica de los últimos años (2.580 GWh). La cuota de generación ha descendido del 26,7% (marzo) al 22,6 % (junio)



Fuente: REE / Elaboración AEE

19

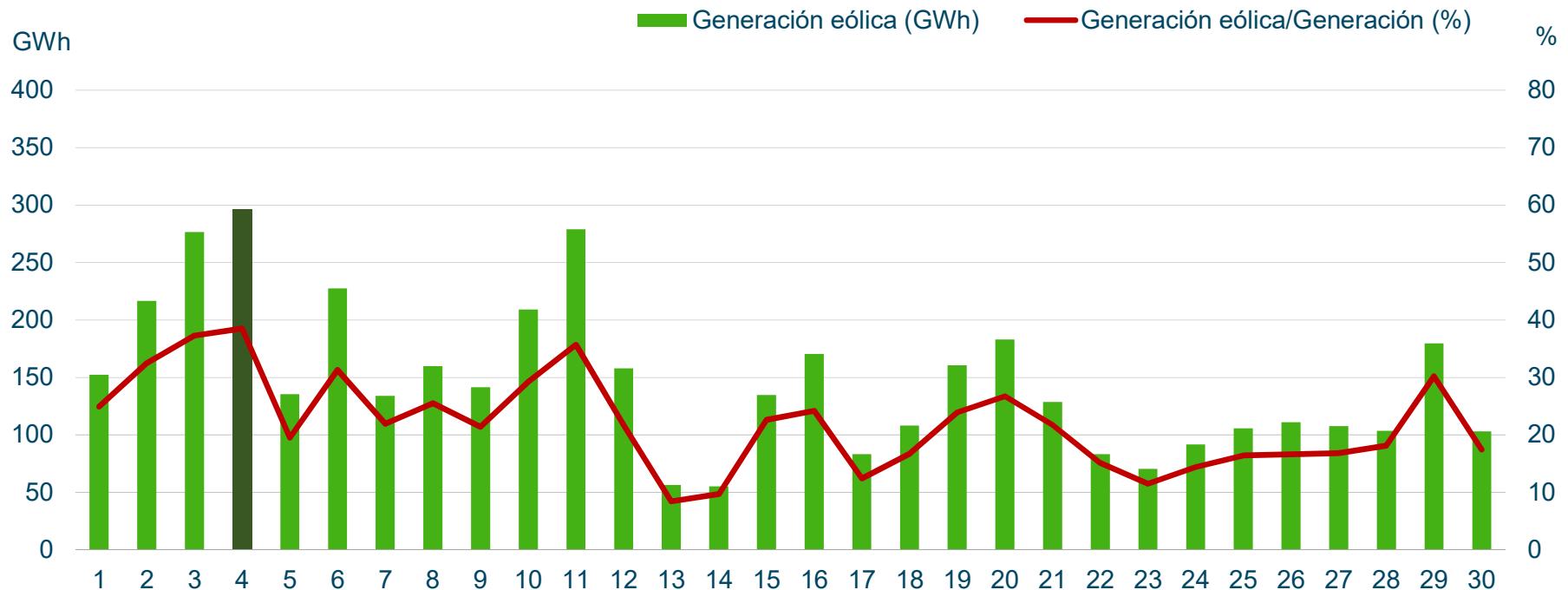
El factor de capacidad de la eólica en junio ha alcanzado su mínimo histórico con un valor del 15,64%



Fuente: REE / Elaboración AEE

20

Generación eólica diaria peninsular. Abril 2018

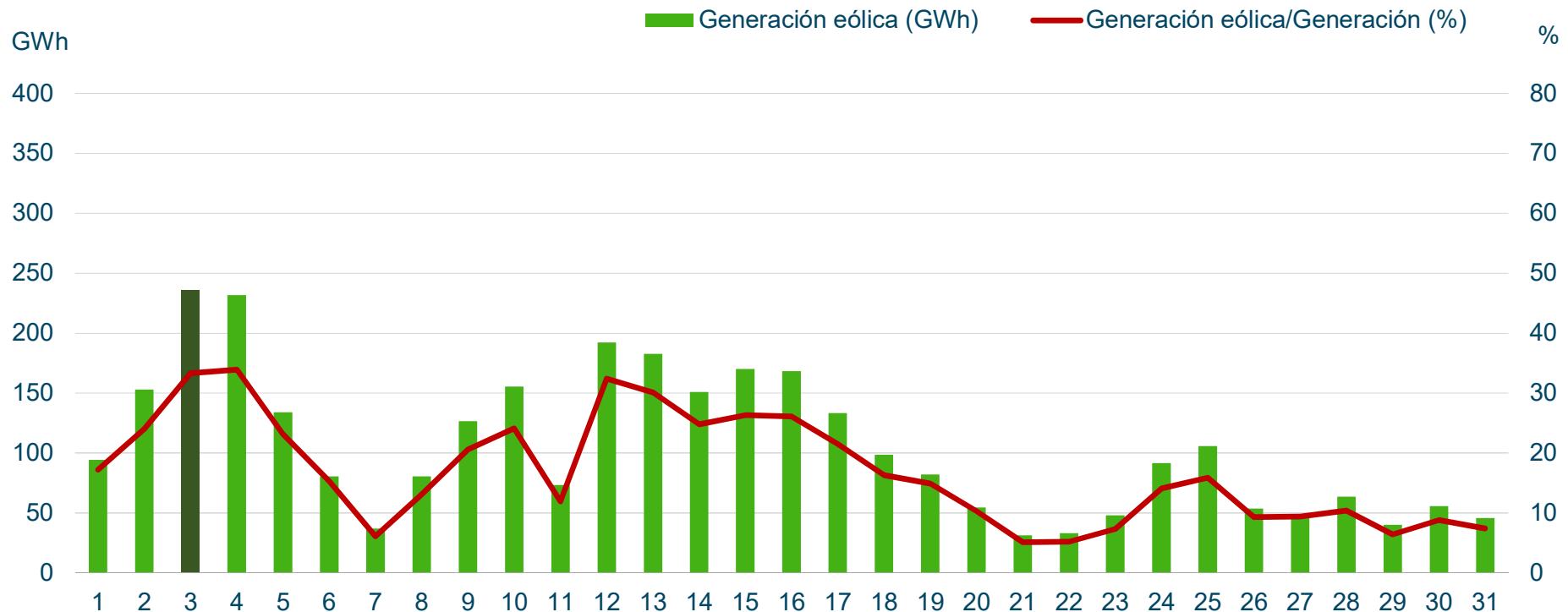


Máximos de generación eólica peninsular

	Abril 2018			Histórica	
Potencia (MW)	14.528	Miércoles 04/04/2018 (14:28 h)		17.553	Jueves 29/01/2015 (19:27 h)
Cobertura de la demanda (%)	53,6	Miércoles 04/04/2018 (05:15 h)		70,4	Sábado 21/11/2015 (04:50 h)

Fuente: REE

Generación eólica diaria peninsular. Mayo 2018



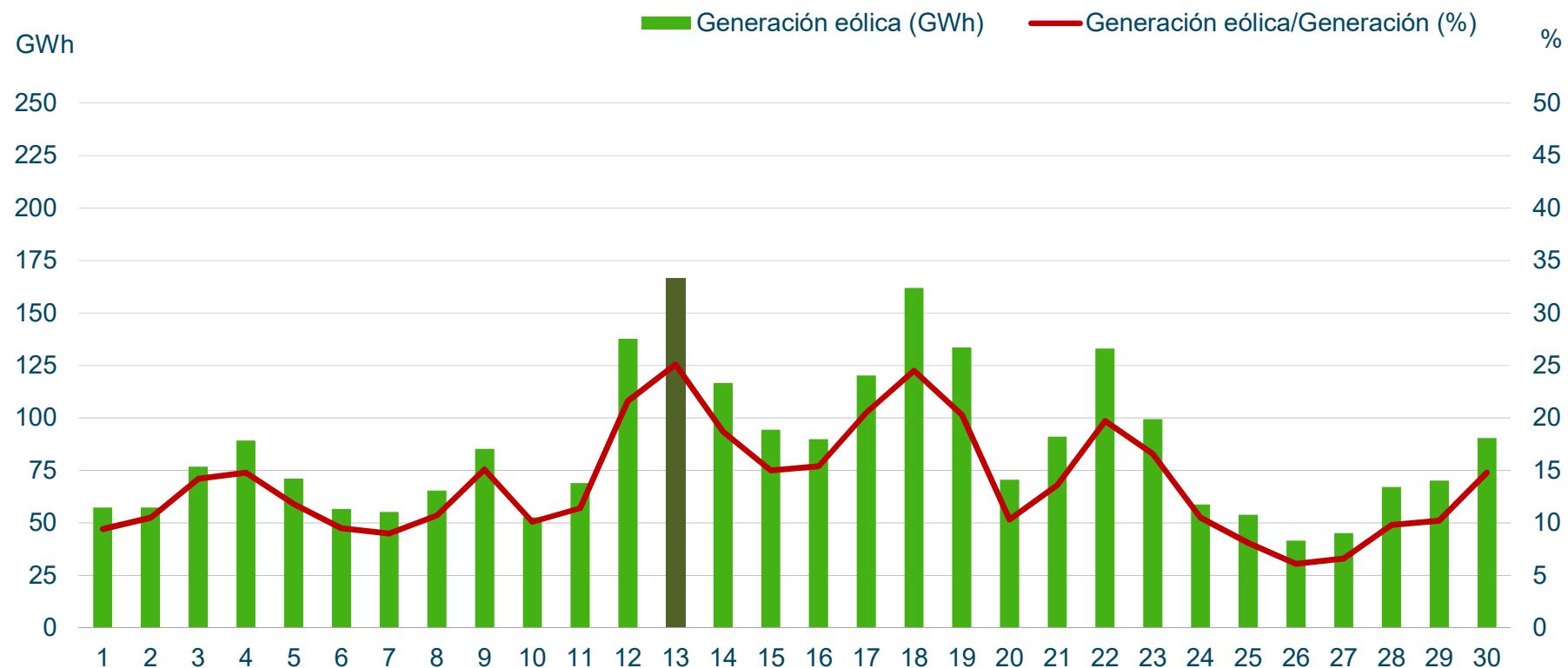
Máximos de generación eólica peninsular

		Mayo 2018		Histórica
Potencia (MW)	13.417	Sábado 12/05/2018 (20:12 h)	17.553	Jueves 29/01/2015 (19:27 h)
Cobertura de la demanda (%)	52,5	Sábado 12/05/2018 (20:06 h)	70,4	Sábado 21/11/2015 (04:50 h)

Fuente: REE

22

Generación eólica diaria peninsular. Junio 2018



Máximos de generación eólica peninsular

		Junio 2018	Histórica
Potencia (MW)	9.045	Lunes 18/06/2018 (22:27 h)	17.553
Cobertura de la demanda (%)	33,8	Martes 19/06/2018 (04:45 h)	70,4

Fuente: REE

23

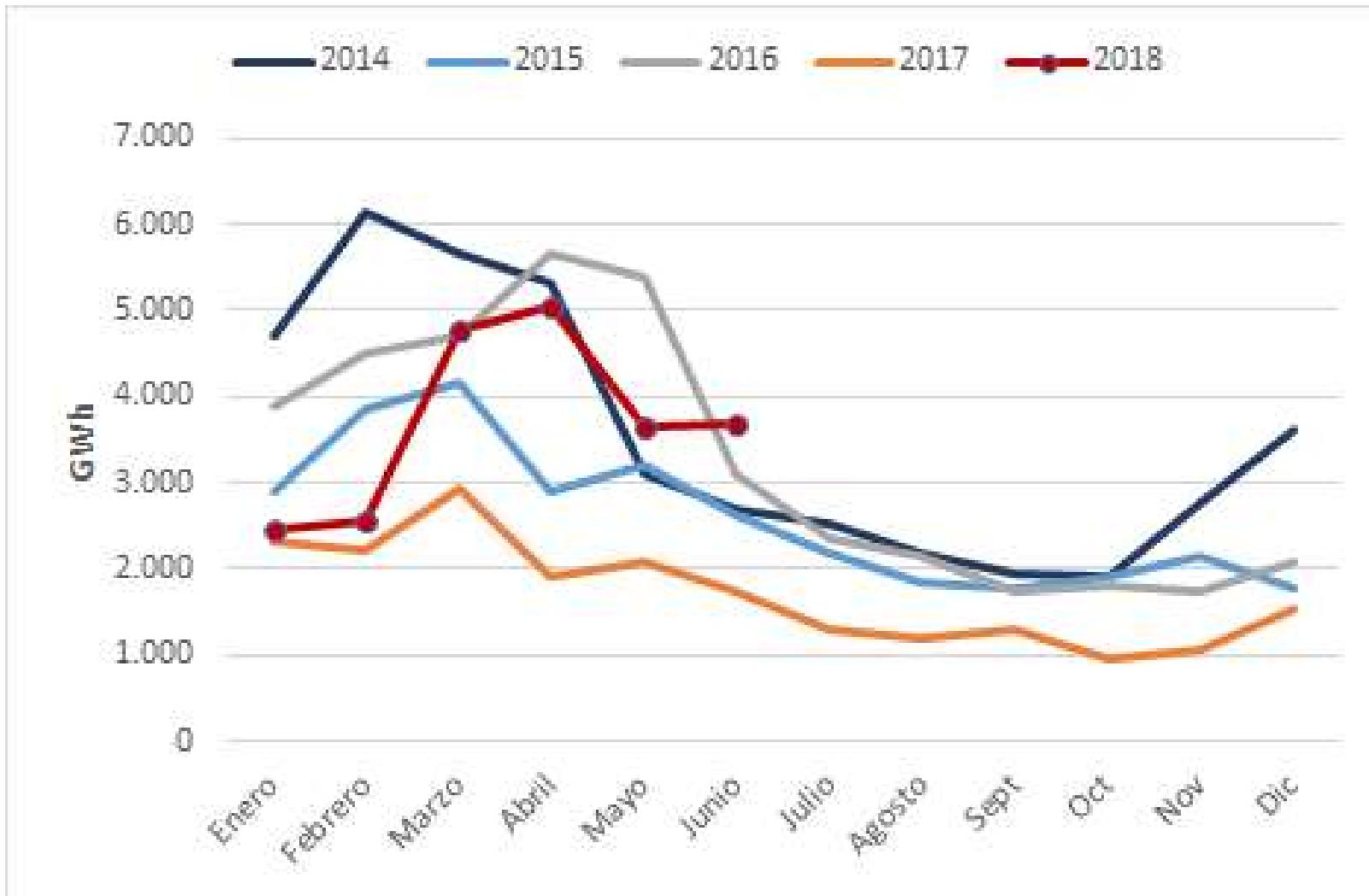
Evolución del promedio mensual de los desvíos eólicos

Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo	Desvío total mensual POSITIVO (MWh)	Desvío total mensual NEGATIVO (MWh)
ene-18	4,4%	-10,7%	103.682	-247.232
feb-18	5,2%	-9,2%	89.930	-203.437
Mar- 18	4,3%	-5,9%	90.975	-305.321
Abr-18	6,2%	-11,0%	94.181	-250.871
May-18	10,4%	-12,2%	101.684	-185.973
Jun-18	8,8%	-12,4%	69.343	-188.328
Jul-18				
Ago-18				
Sep-18				
Oct-18				
Nov-18				
Dic-18				
TOTAL 2018	6,5 %	-10,2 %	549.795	-1.381.162

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

Generación hidráulica

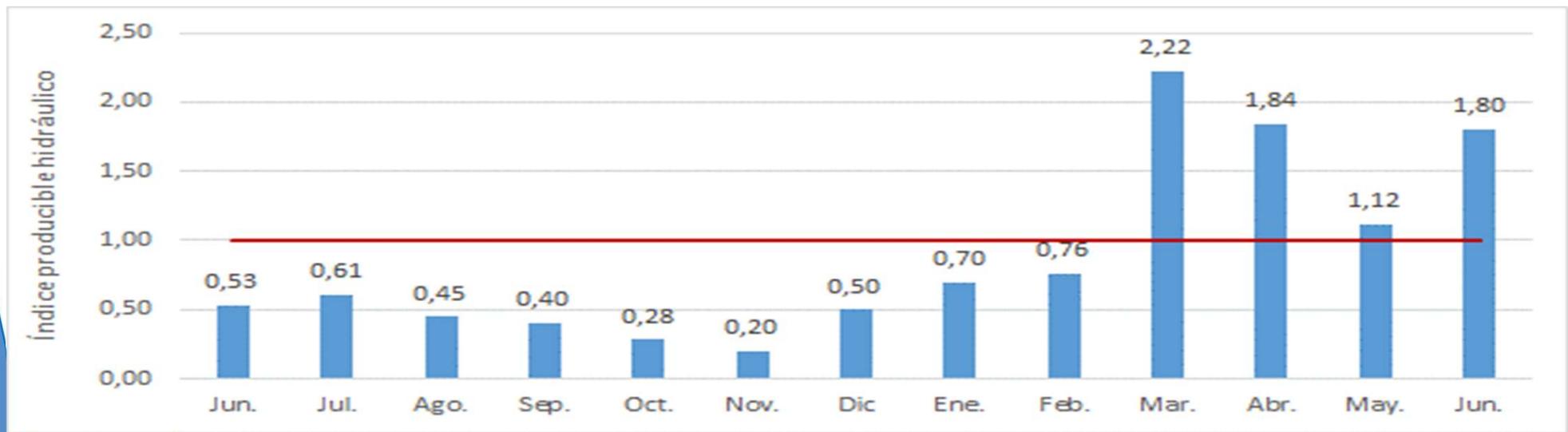
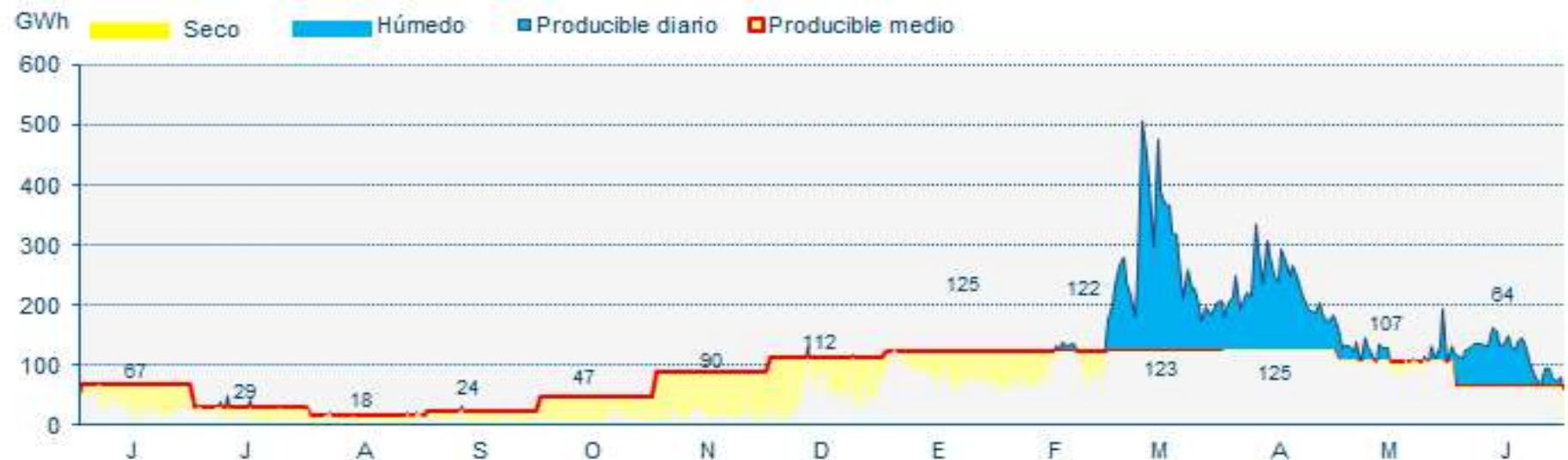
Hidráulica: La hidráulica ha generado en junio 3.681 GWh. En valores acumulados para el año 2018, ha producido casi un 67,9% más con respecto a 2017.



Fuente: REE / Elaboración AEE

27

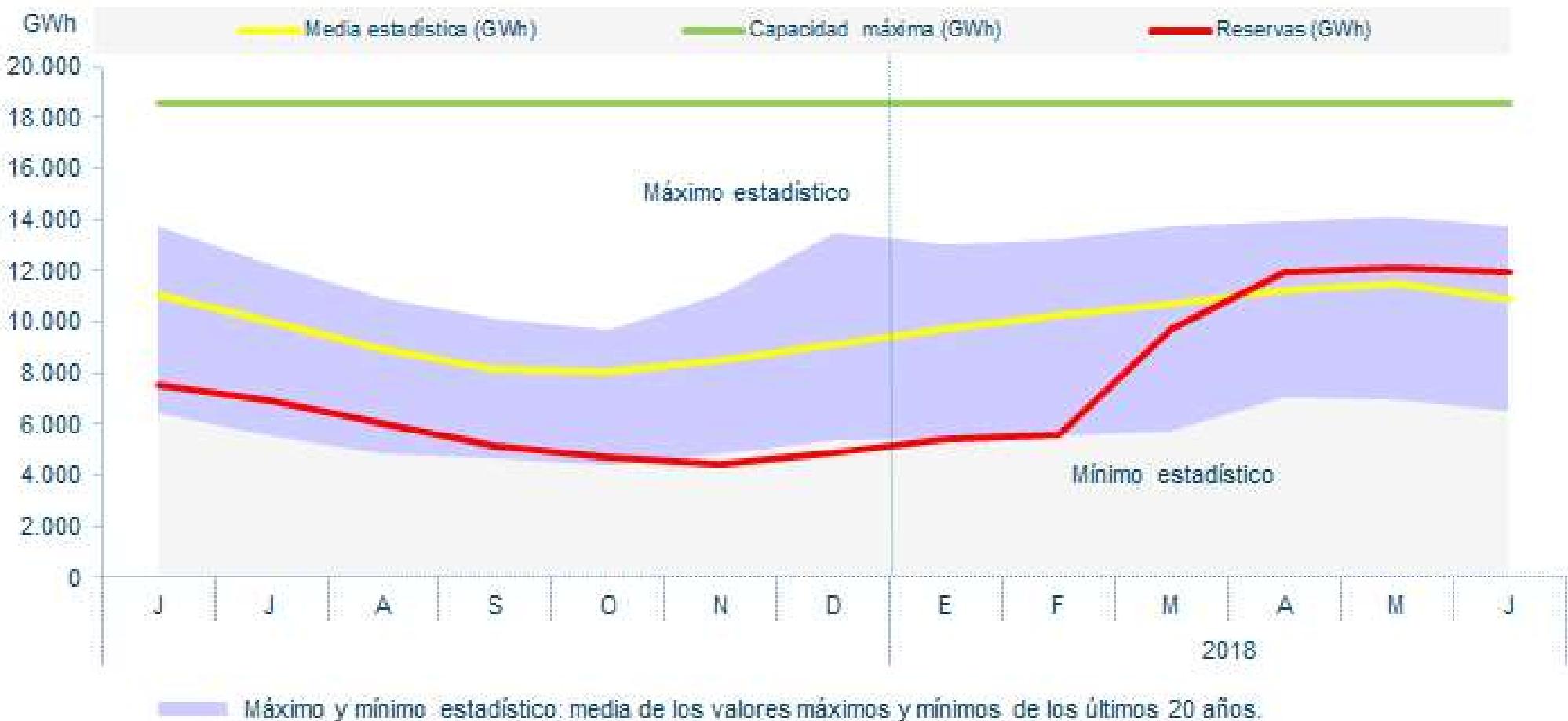
Índice de producible hidráulico 2018



Fuente: REE / Elaboración AEE

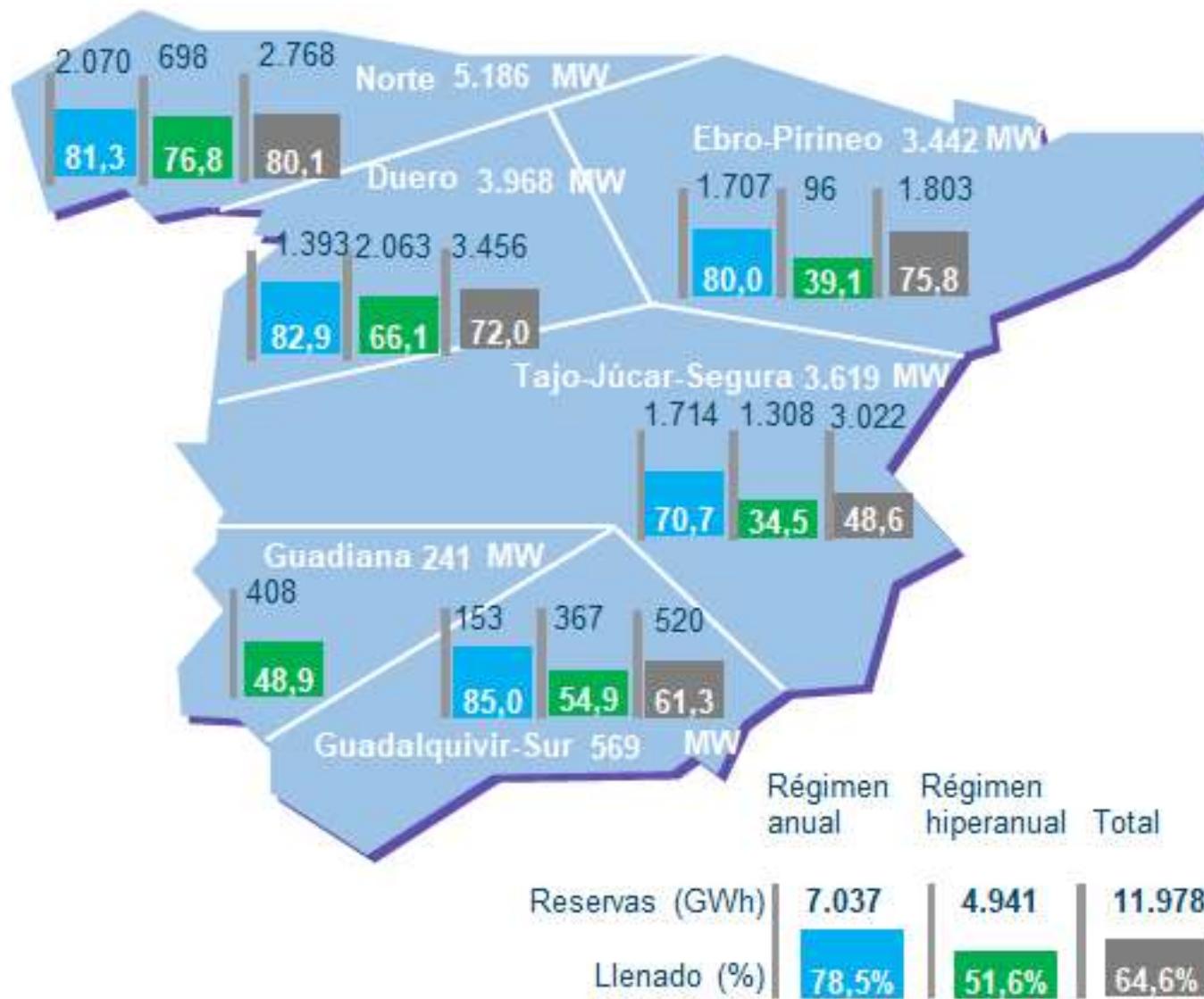
28

En Las reservas del conjunto de los embalses se encontraban a finales del primer semestre 2018 al 64,6 % de capacidad



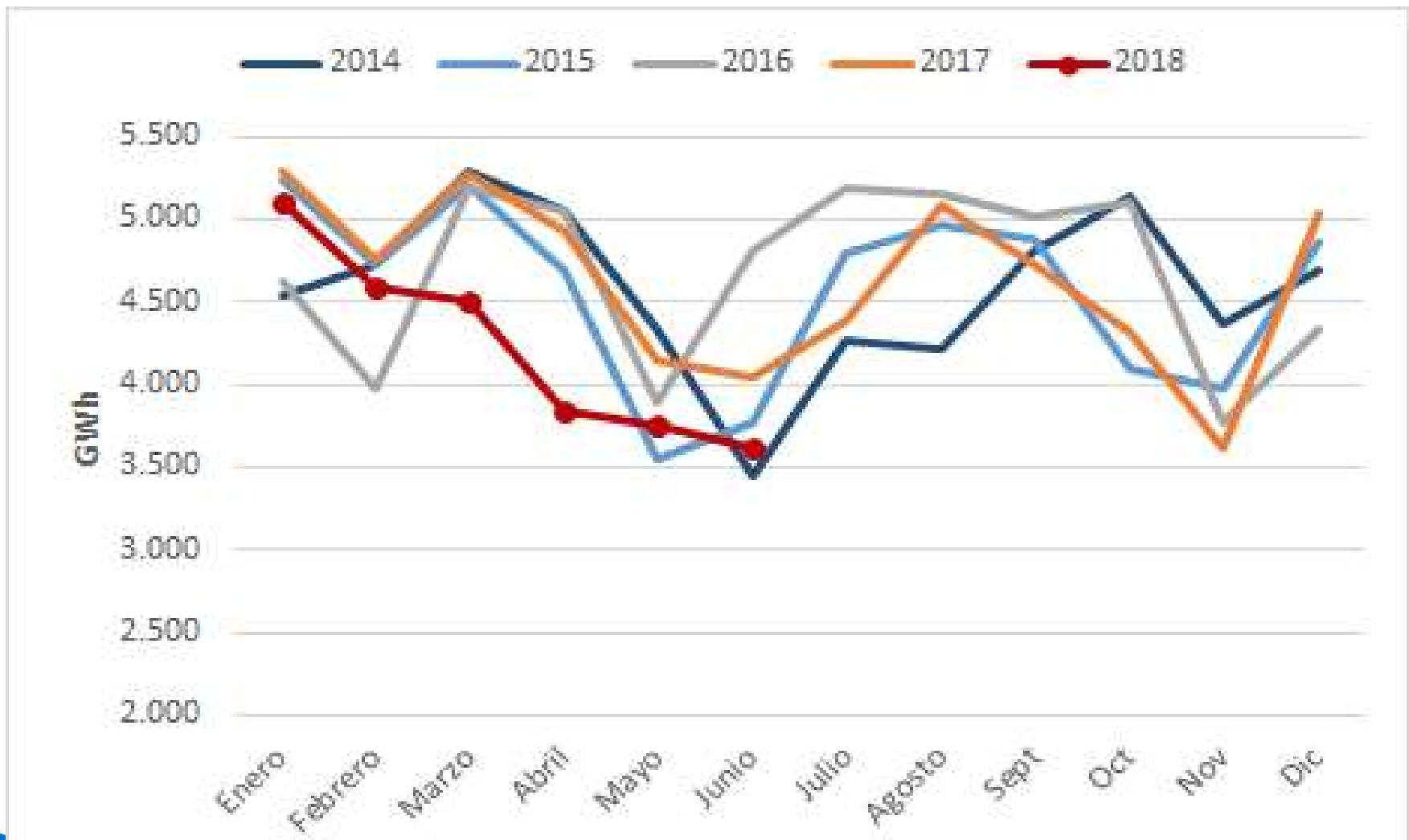
Fuente: REE

Reservas hidroeléctricas a final de Junio 2018



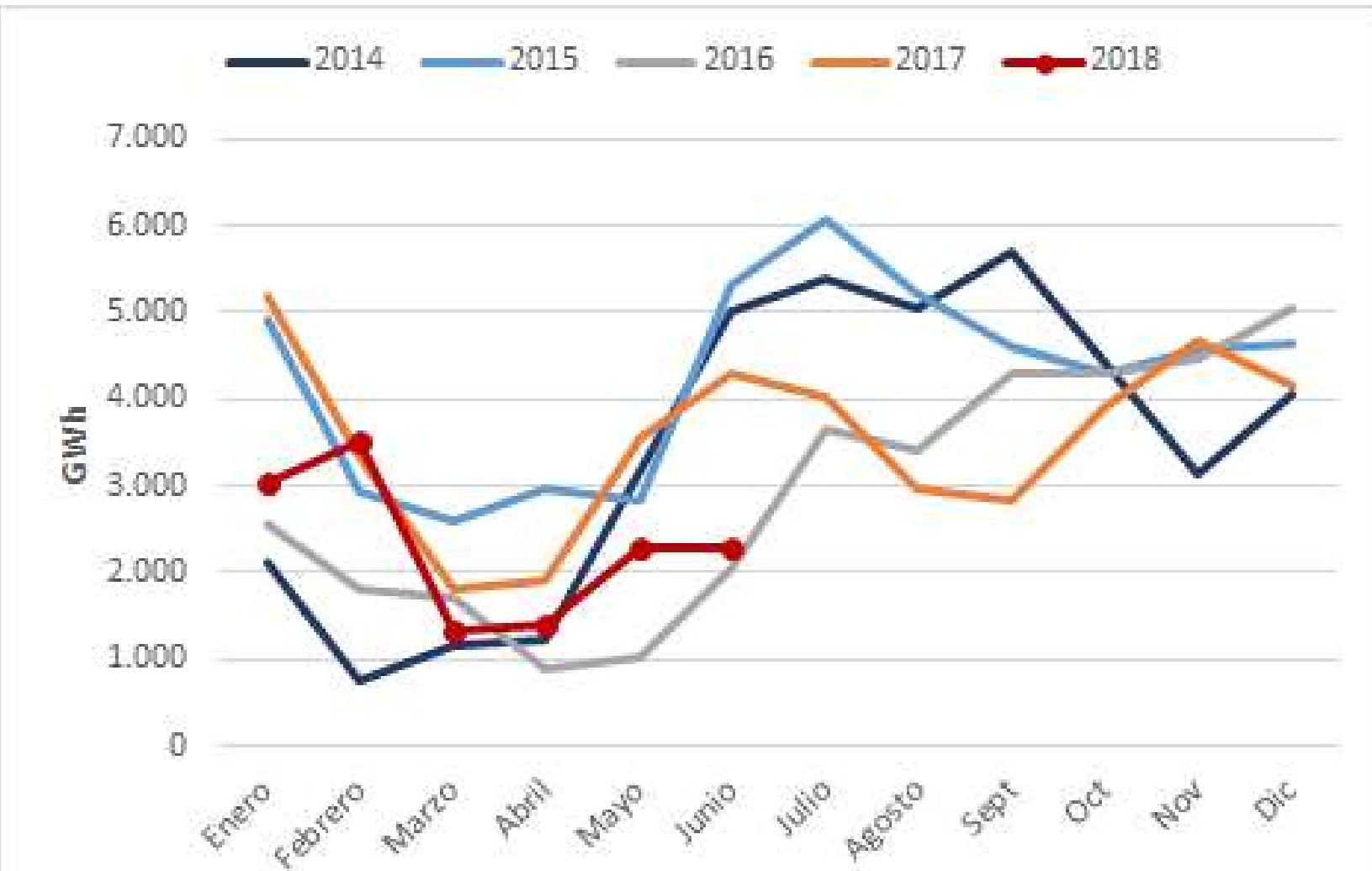
Fuente: REE

**Nuclear: La nuclear ha generado en junio 3.615 GWh.
En el transcurso de 2018 ha producido un 10,7%
menos que en el año 2017.**



Fuente: REE / Elaboración AEE

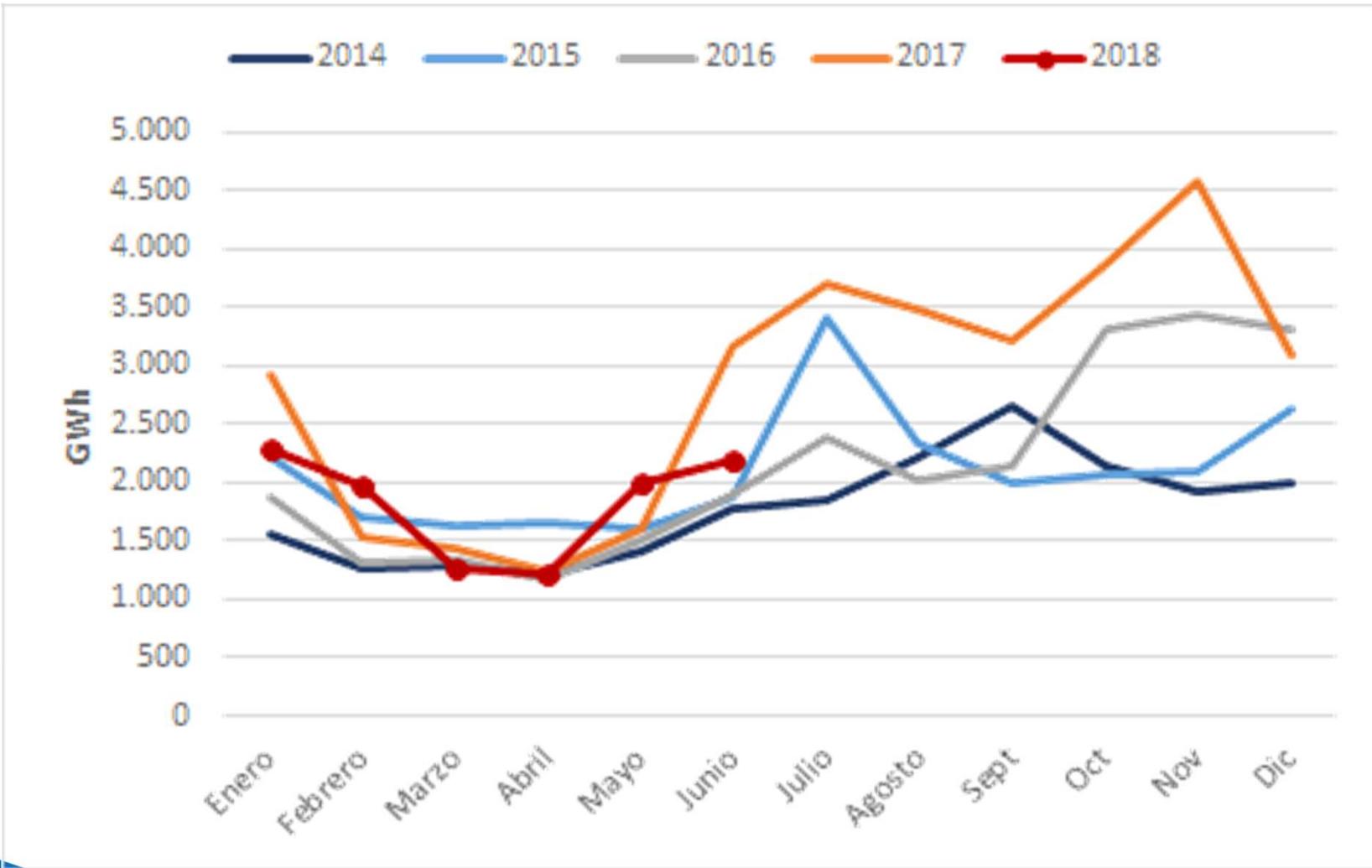
**Carbón: El carbón ha generado en junio 2.476 GWh.
En el transcurso de 2018 ha producido un 31% menos
que en el año 2017.**



Fuente: REE / Elaboración AEE

32

Ciclo combinado: El CC ha generado en junio 2.478 GWh. En el transcurso de 2018 ha producido un 8,5% menos que en el año 2017.



Fuente: REE / Elaboración AEE

33

Índice

1. Situación actual:

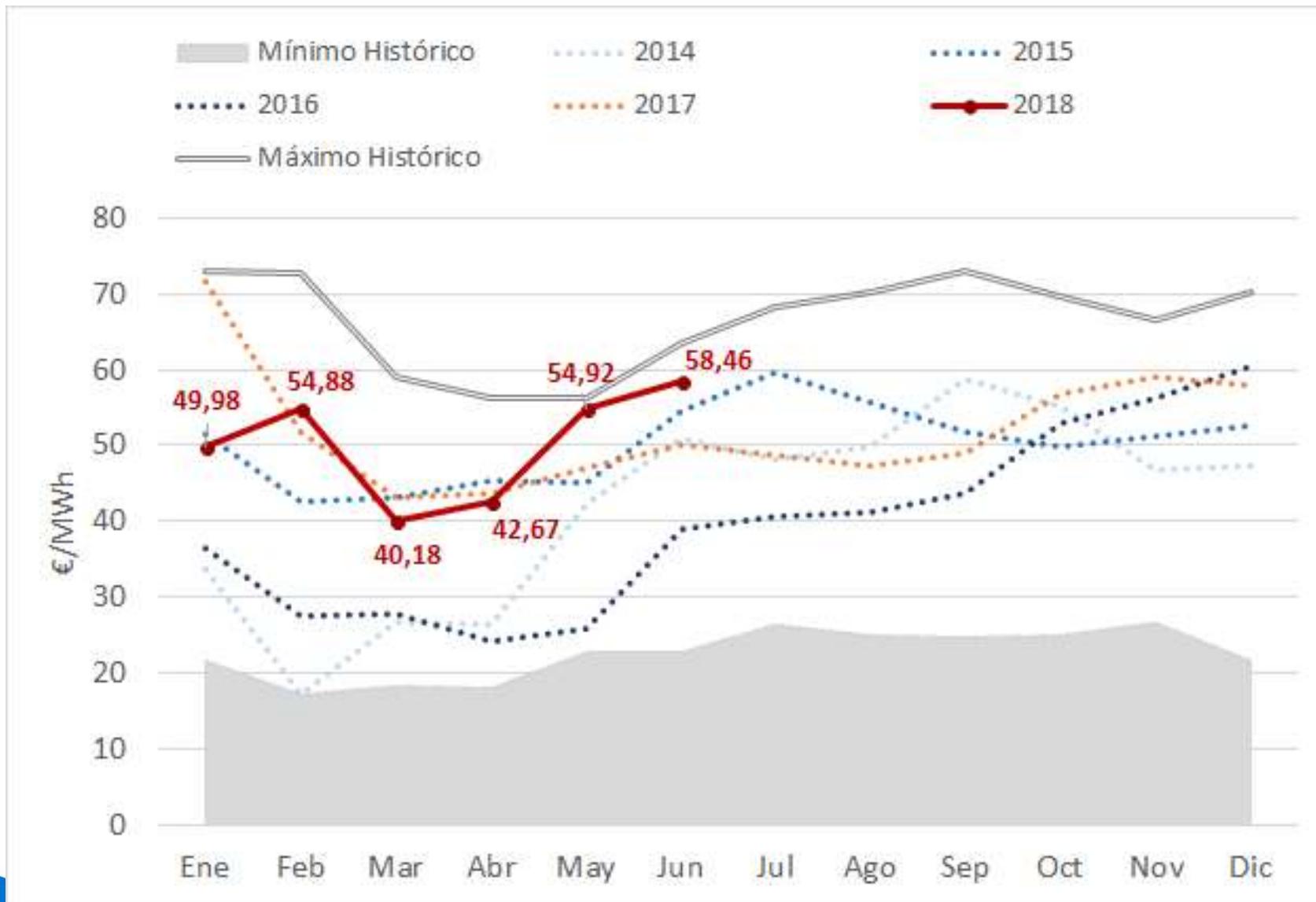
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los mercados ajuste.

2. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

3. Futuros de OMIP.

4. Previsión de precios.

El PMD de mayo y junio han sido los más altos del año



Fuente: OMIE / Elaboración AEE

Tecnologías que fijan precio



07/2018 - Tecnologías que marcan el precio marginal del mercado diario - País: España

	Hora																										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
Día	09	HI	HI	TER	TER	TER	TER	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI		
	10	HI	TCC	HI	TER	TER	TER	TER	TER	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	HI	
	11	HI	TER	TER	TER	TER	TER	TER	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	TER	HI	HI	HI	HI	RE	HI
	12	HI	HI	HI	RE	RE	TCC	TER	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TER	HI	HI	HI	HI	HI	HI	
	13	HI	TER	TER	TCC	HI	RE	TER	RE	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	HI	RE	RE	HI	HI	HI	
	14	HI	HI	HI	RE	HI	TCC	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	BG	RE	HI	HI	TER	HI	HI	HI	RE	
	15	HI	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	TCC	RE	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	TCC	TER	TER	RE	HI	RE	HI	HI	RE	
	16	RE	TER	TER	HI	HI	HI	TER	HI	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	TCC	HI	RE	HI	HI	
	17	HI	HI	TER	TER	HI	RE	TER	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	BG	HI	HI	RE	HI	HI	
	18	HI	TER	HI	RE	TER	TER	TER	HI	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	HI	
	19	HI	HI	TER	TCC	TER	HI	HI	TER	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	TER	HI	
	20	HI	TCC	TER	HI	TER	TER	TCC	HI	HI	RE	HI	HI	HI	RE	HI	HI	BG	HI	TCC	RE	HI	HI	RE	BG	HI	
	21	HI	BG	TER	TER	TER	TER	HI	BG	BG	HI	HI	HI	HI	TER	TER	HI	BG	HI	HI	HI	RE	HI	HI	HI	RE	
	22	HI	HI	HI	HI	TER	TER	TER	HI	TER	TCC	TCC	HI	RE	HI	HI	HI	HI	TER	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	
	23	HI	HI	RE	TCC	TER	HI	RE	TER	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	HI	
	24	HI	HI	TCC	HI	TER	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	HI	TER	HI	HI	TER		
	25	HI	HI	TER	TER	RE	HI	TER	HI	RE	TER	HI	TER	HI	HI	TCC	HI	TCC	HI	RE	RE	HI	HI	HI	HI	HI	

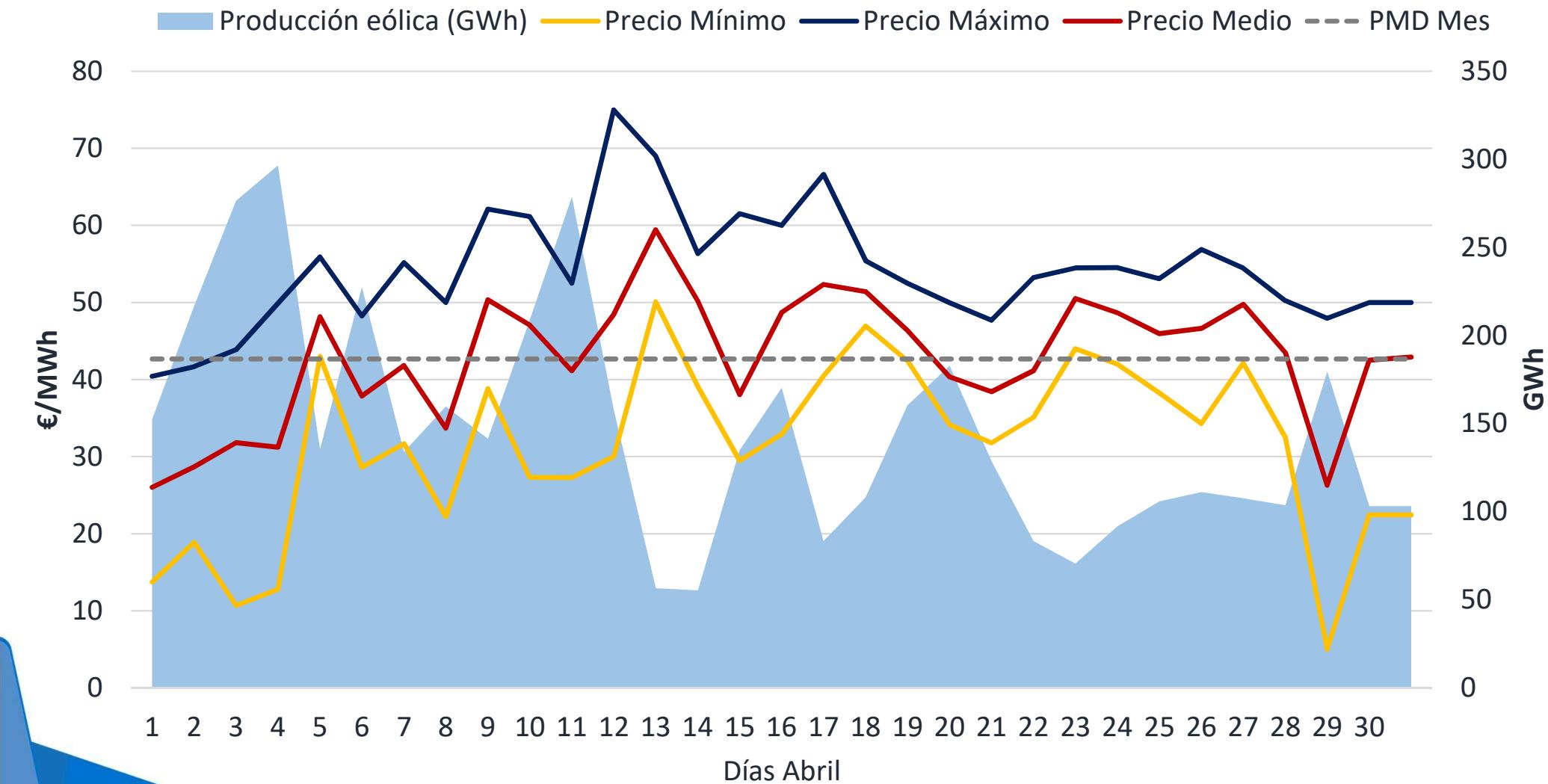
Loreum Ipsum Dolor

El PMD en los dos últimos meses ha experimentado un ascenso significativo con respecto a los mismos meses del año anterior.

	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 (%)
Ene-17	40,80	71,49	101,99	0	18,2%	95,7%
Feb-17	8,00	51,74	79,110	0	-27,6%	88,2%
Mar-17	12,00	43,19	61,05	0	-16,5%	55,3%
Abr-17	2,30	43,69	59,58	0	1,1%	81,2%
May-17	25,43	47,11	57,15	0	7,8%	82,8%
Jun-17	37,47	50,22	60,15	0	6,6%	29,1%
Jul-17	37,12	48,63	58,62	0	-3,2%	20,0%
Ago-17	28,00	47,46	56,05	0	-2,4%	15,3%
Sep-17	33,25	49,15	59,69	0	3,6%	12,8%
Oct-17	23,85	56,77	71,42	0	15,5%	7,5%
Nov-17	23,86	59,19	79,62	0	4,3%	5,5%
Dic-17	5,00	57,94	90,00	0	-2,1%	-4,2%
Ene-18	2,06	49,98	77,71	0	-13,7%	-30,1%
Feb-18	35,75	54,88	74,15	0	9,8%	6,1%
Mar-18	2,30	40,18	70,00	0	-26,8%	-7,0%
Abr-18	5,00	42,67	75,00	0	6,2%	-2,3%
May-18	15,00	54,92	67,67	0	28,7%	16,6%
Jun-18	41,58	58,46	66,26	0	6,4%	16,4%

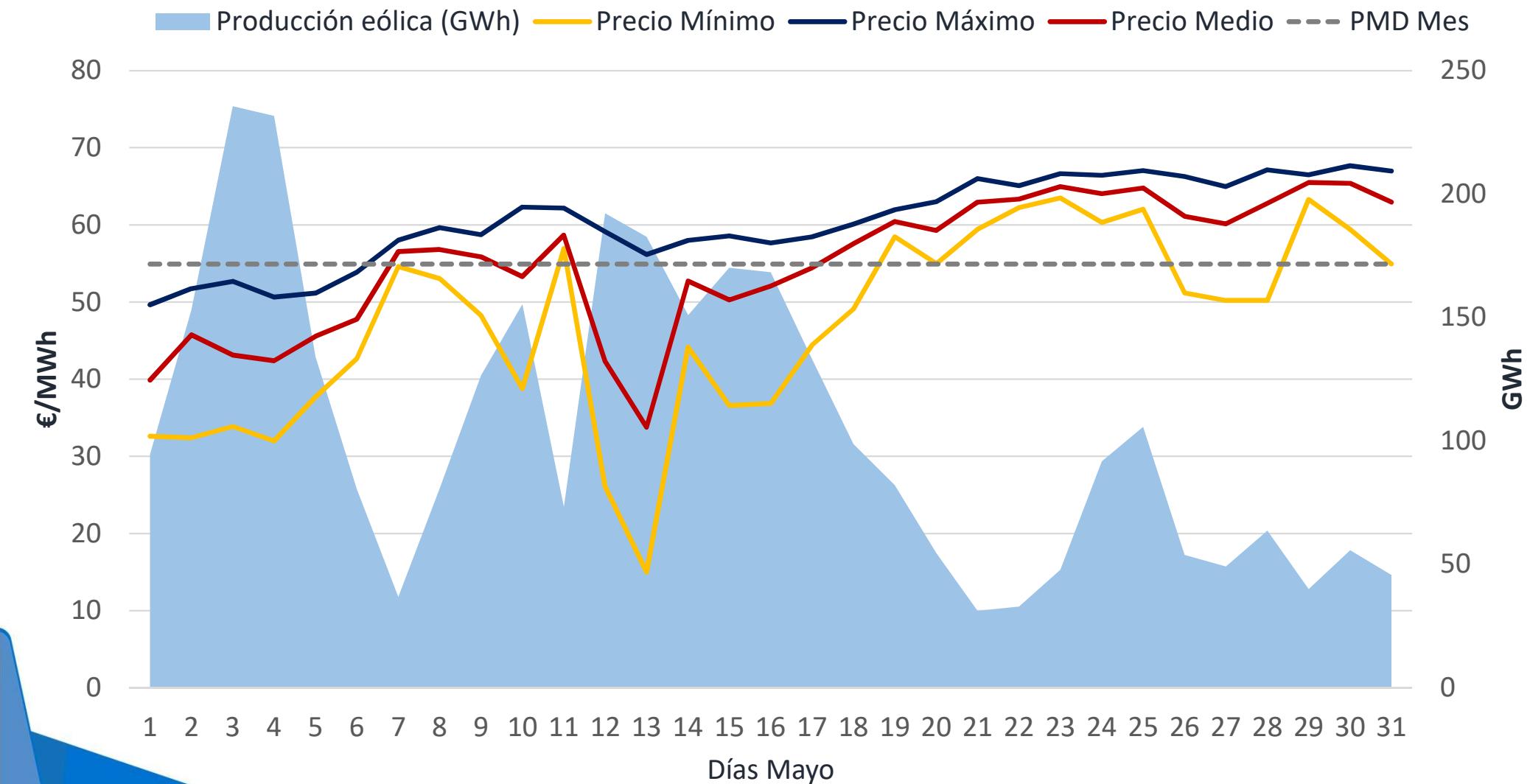
Fuente: OMIE / Elaboración AEE

Comparativa de la generación eólica con el precio del mercado de la electricidad peninsular. Abril 2018



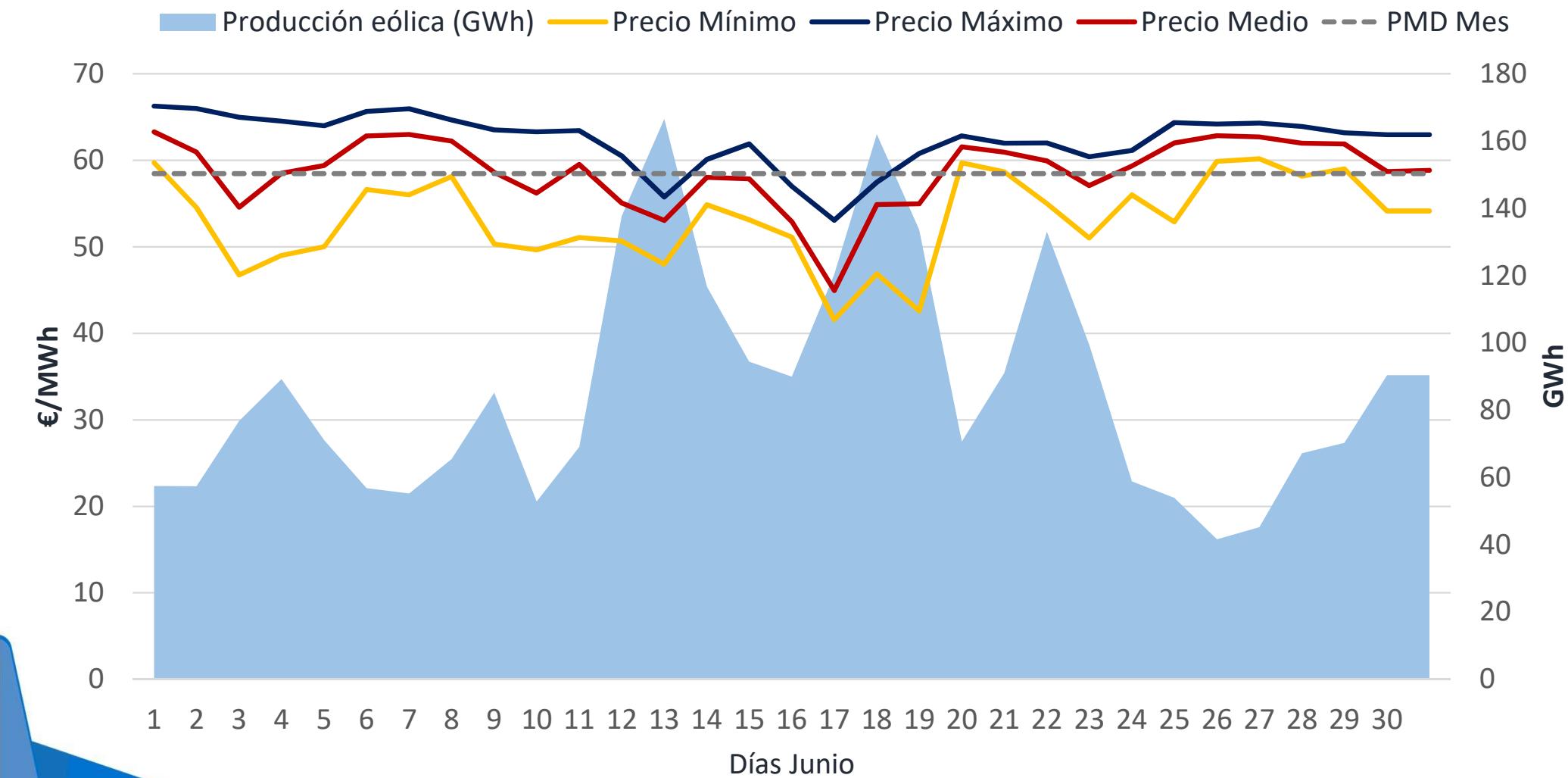
Fuente: OMIE y REE / Elaboración AEE

Comparativa de la generación eólica con el precio del mercado de la electricidad peninsular. Mayo 2018



Fuente: OMIE y REE / Elaboración AEE

Comparativa de la generación eólica con el precio del mercado de la electricidad peninsular. Junio 2018



Fuente: OMIE y REE / Elaboración AEE

40

El factor de apuntamiento de la eólica en el primer semestre de 2018 se mantiene en valores superiores al 0,8521 indicado para las últimas subastas.

AÑO 2018	Generación eólica medida (GWh)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia €/MWh	Factor Apuntamiento
ene-18	5.334	7.169	49,98	46,72	-3,26	0,9348
feb-18	4.669	6.948	54,88	53,67	-1,21	0,9780
mar-18	7.744	10.409	40,18	38,84	-1,34	0,9667
abr-18	4.444	6.172	42,67	39,83	-2,84	0,9334
may-18	3.307	4.445	54,92	50,53	-4,39	0,9201
jun-18	2.638	3.664	58,46	56,98	-1,48	0,9747
Jul-18						
ago-18						
sep-18						
oct-18						
nov-18						
dic-18						
Acumulado 2018	28.136		50,18	46,14	-4,04	0,9194

La retribución a mercado de la eólica según REE

Año 2018	Precio medio a m. diario (€/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)
ene-18	46,72	-0,12	0,03	-0,74	0	45,89
feb-18	53,67	-0,07	0,03	-0,55	0	53,08
mar-18	38,84	-0,04	0,05	-0,63	0	38,22
abr-18	39,83	-0,03	0,08	-0,81	-0,01	39,06
may-18	50,53	-0,04	0,24	-0,50	-0,01	50,22
jun-18	56,98	0,01	0,16	-0,53	0	56,62
Jul-18						
ago-18						
sep-18						
oct-18						
nov-18						
dic-18						

Fuente: REE / Elaboración AEE

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 mercados ajuste.**

2. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

3. Futuros de OMIP.

4. Previsión de precios.

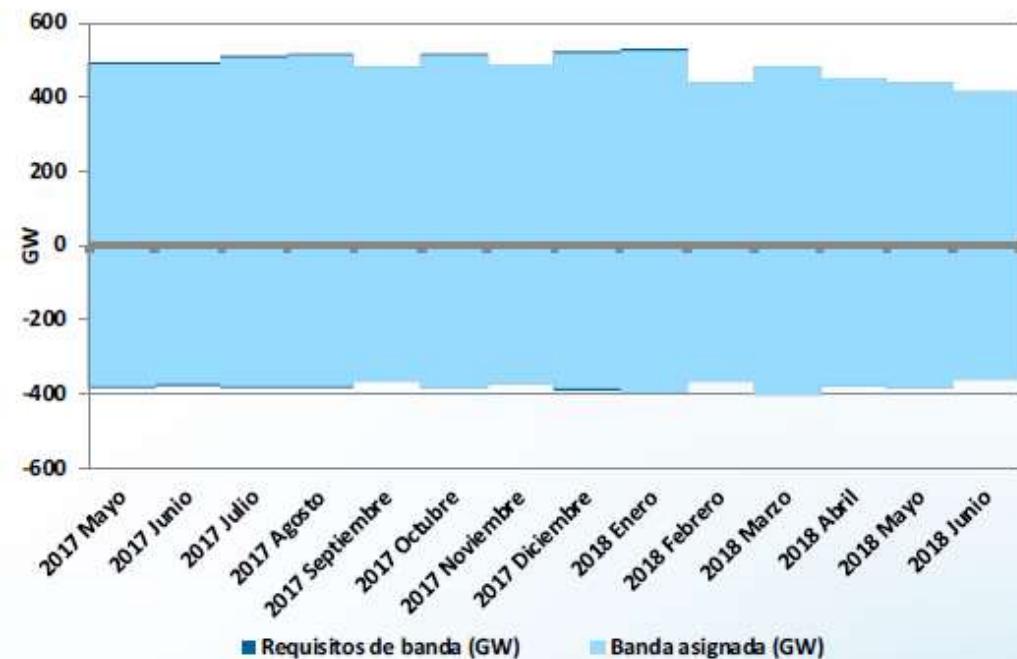
Banda de regulación secundaria

Banda contratada

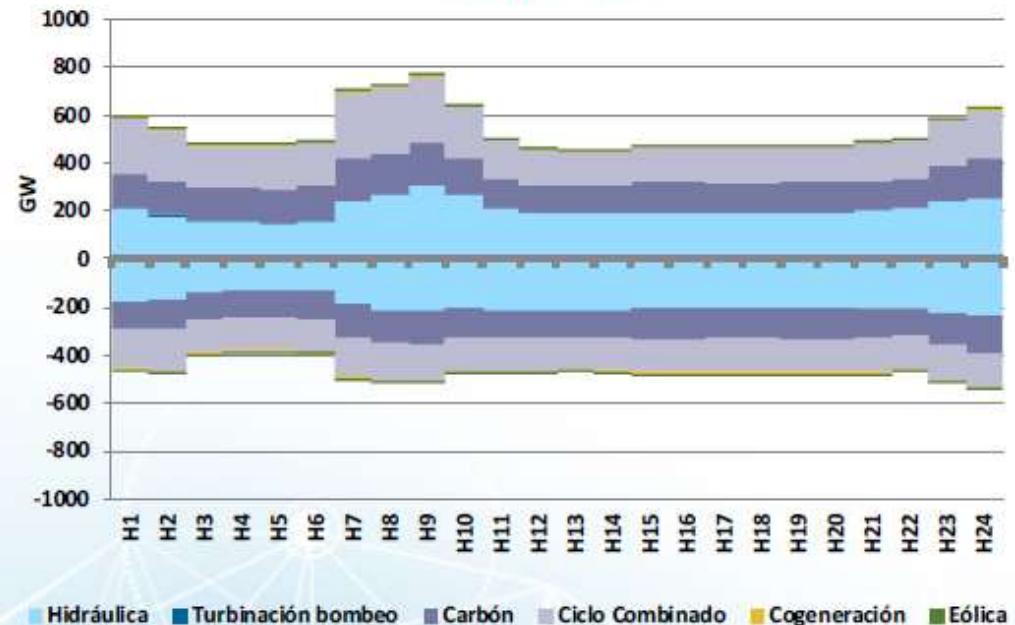
Valores acumulados (Ene-Jun)	2017	2018
Requisitos de banda (GW)	5.234	5.054
Banda asignada (GW)	5.191	5.030
Satisfacción	99%	100%

Valores mensuales	2018 Mayo	2018 Junio	Δ (%)
Requisitos de banda (GW)	825	777	-5,8%
Banda asignada (GW)	822	774	-5,8%
Satisfacción (%)	100%	100%	
Demanda Total Servida P48 (GWh)	20.060	20.351	1,4%

BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA



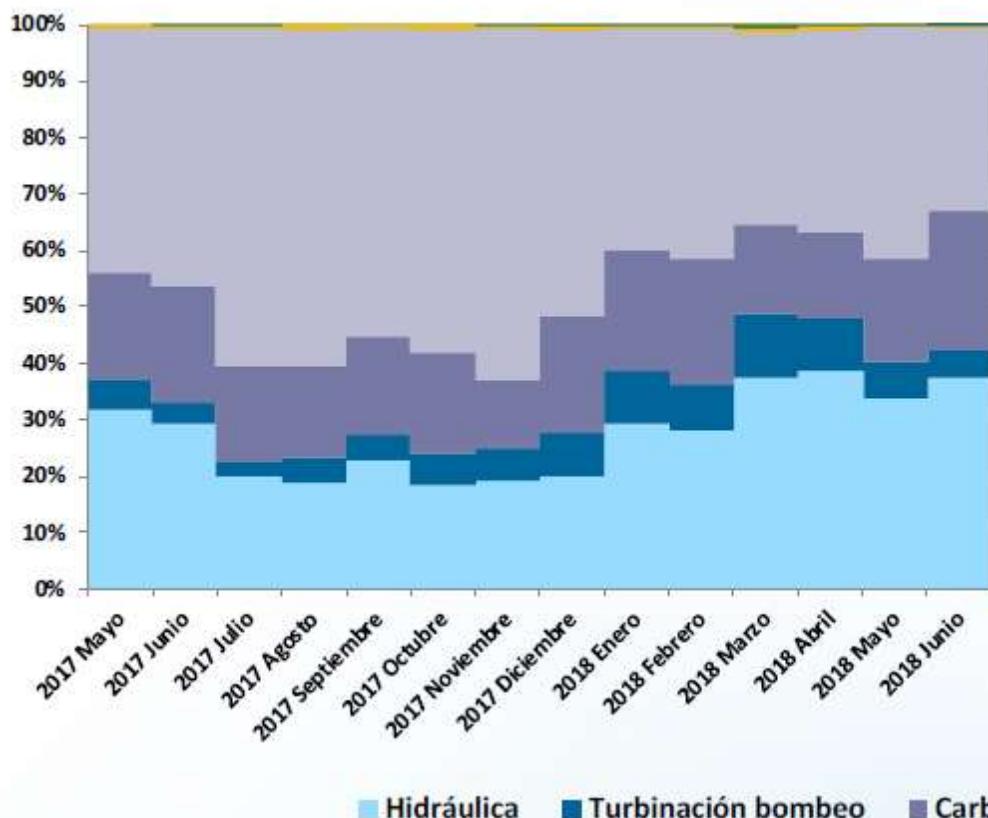
BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA ASIGNADA (POR HORA)
2018 Junio



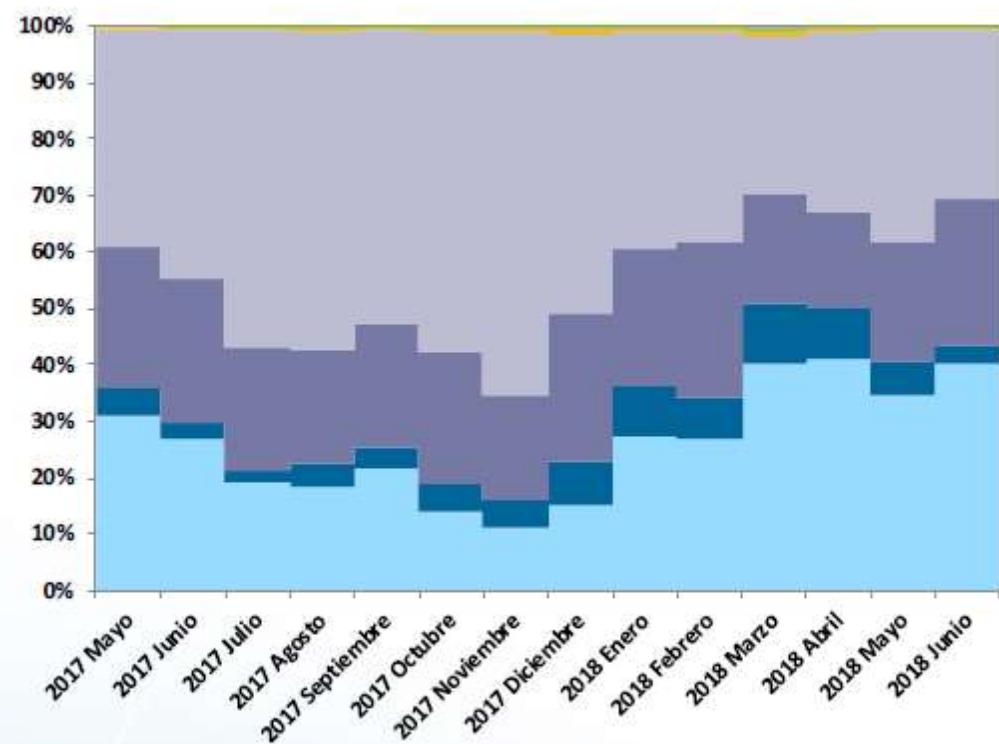
Banda de regulación secundaria

Tecnología contratada

A SUBIR



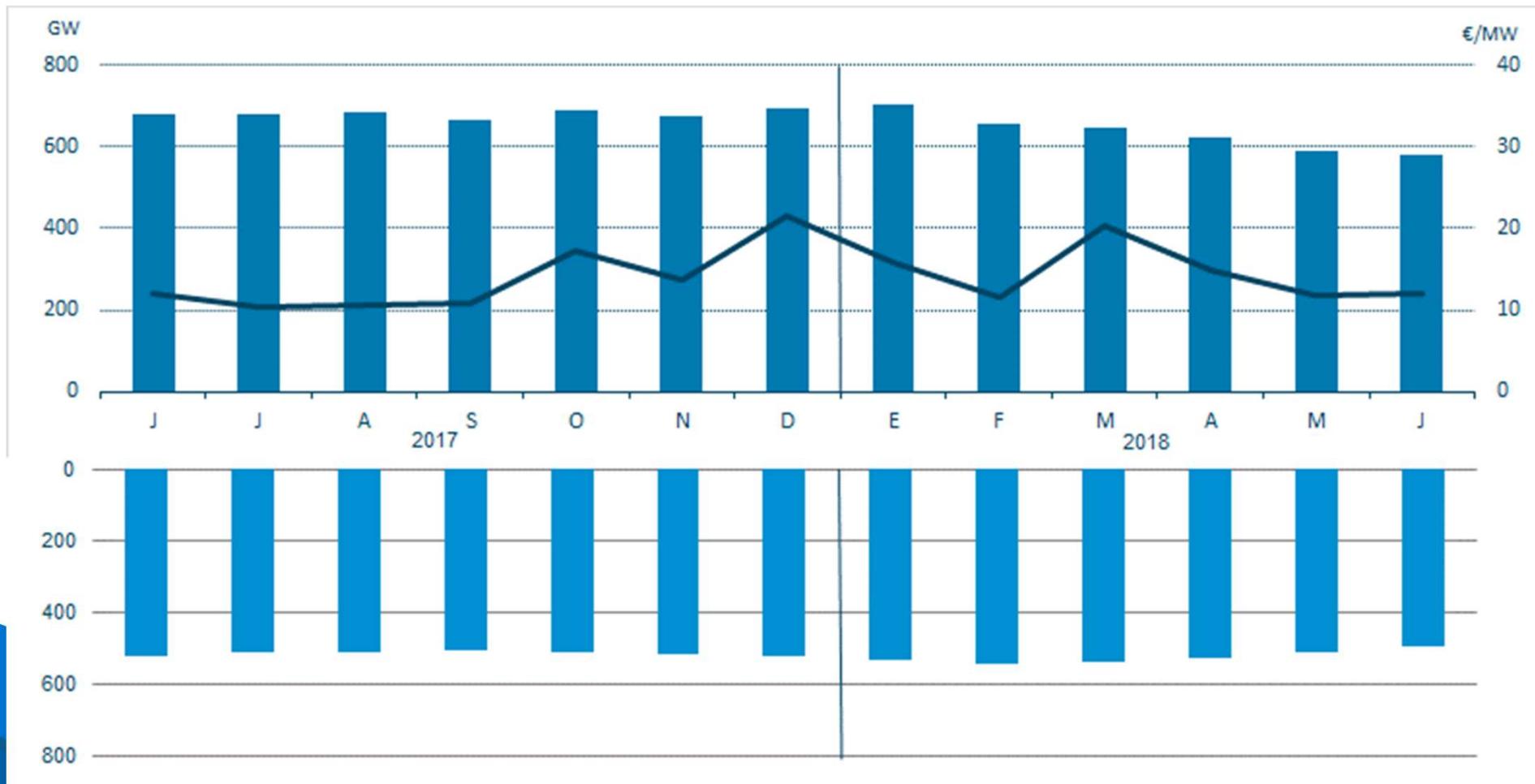
A BAJAR



Banda de regulación secundaria

Precio medio ponderado

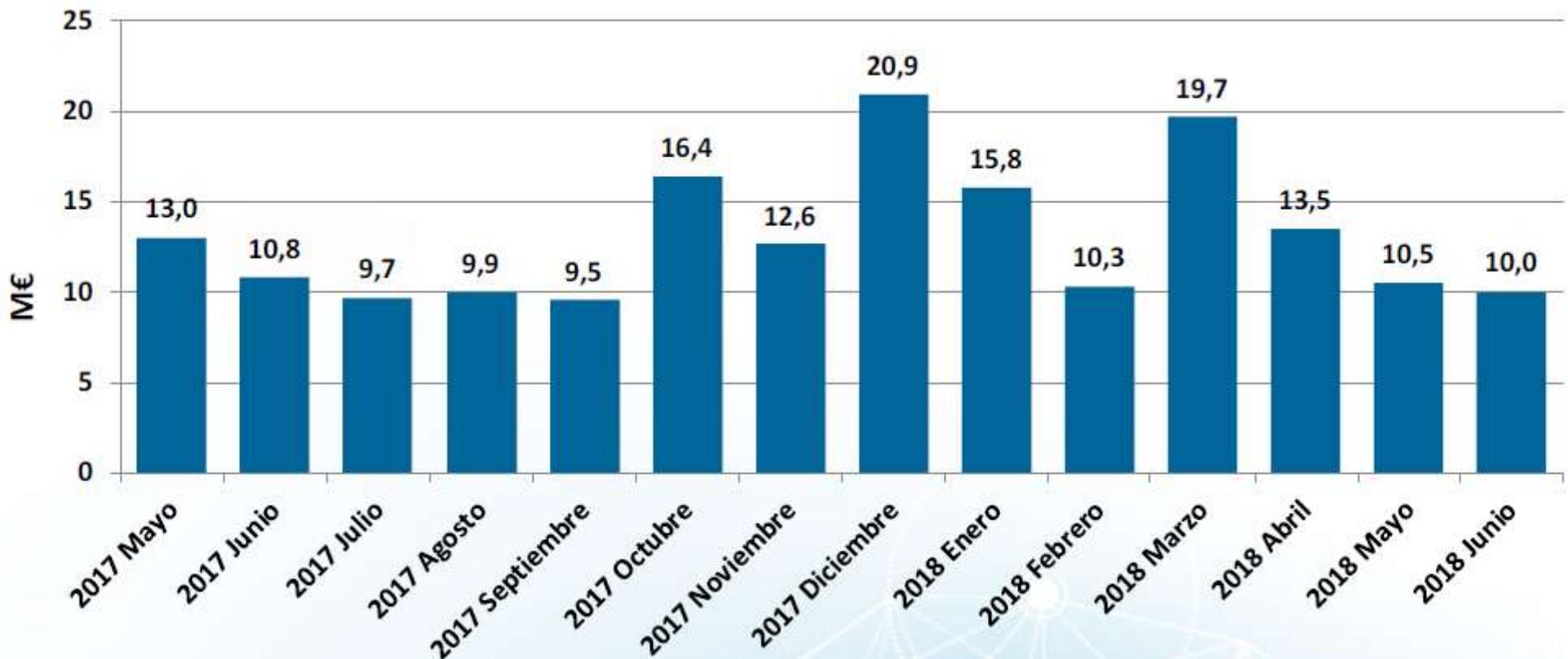
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2017	2018	Δ (%)
Mayo	14,25	11,77	-17,4%
Junio	11,92	12,01	0,7%
Precio Medio Ponderado (Ene-Jun)	14,59	14,54	-0,4%



Banda de regulación secundaria

Coste

Coste (M€)	2017	2018	Δ (%)
Mayo	13,0	10,5	-19,5%
Junio	10,8	10,0	-7,3%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	13,5	13,3	-1,3%



Reserva de potencia adicional a subir

Reserva asignada

Valores acumulados (Ene-Jun)	2017	2018
Requisitos de reserva (GW)	294	1.062
Reserva asignada (GW)	296	1.077
Satisfacción (%)	101%	101%

Valores mensuales	2018 Mayo	2018 Junio	Δ (%)
Requisitos de reserva (GW)	206	252	22%
Reserva asignada (GW)	210	252	20%
Satisfacción (%)	102%	100%	



Reserva de potencia adicional a subir

Precio medio ponderado

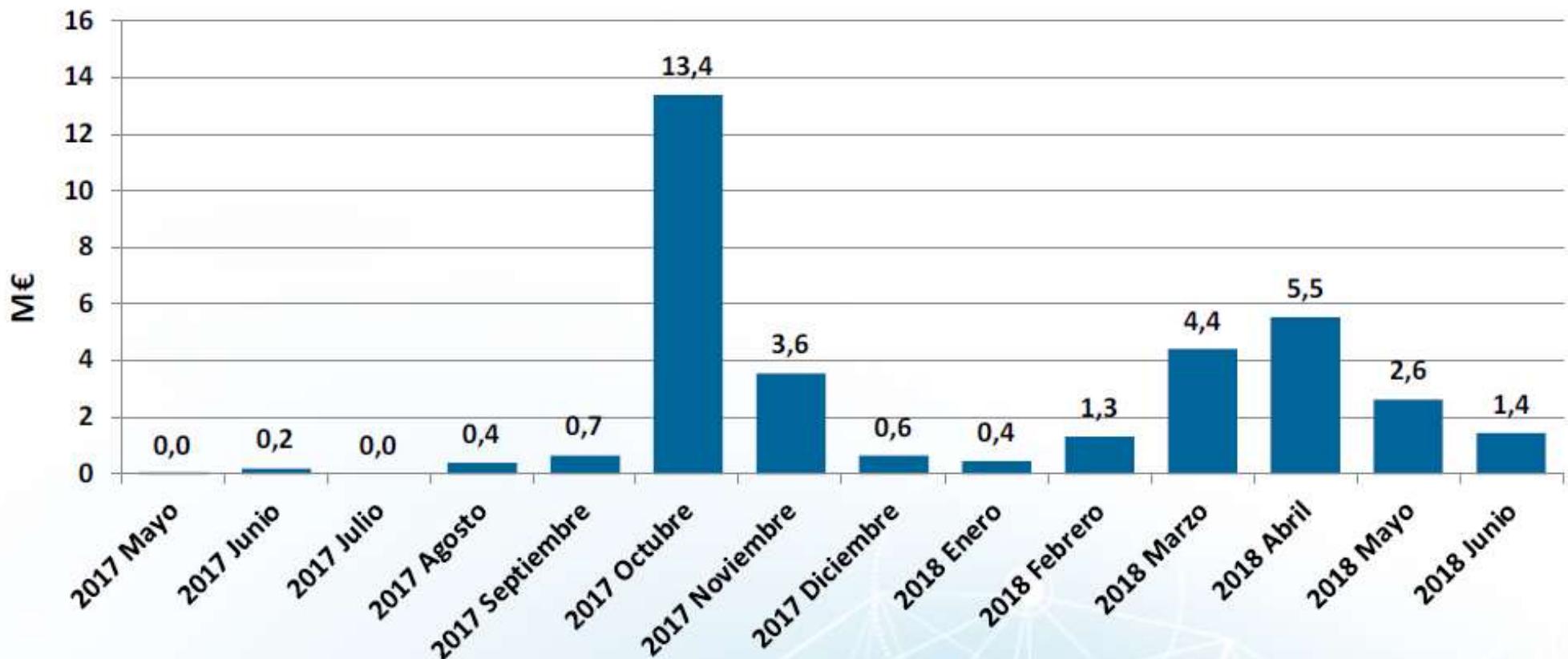
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2017	2018	Δ (%)
Mayo	3,00	13,03	334,3%
Junio	12,80	6,70	-47,6%
Precio Medio Ponderado (Ene-Jun)	29,79	15,07	-49,4%



Reserva de potencia adicional a subir

Coste

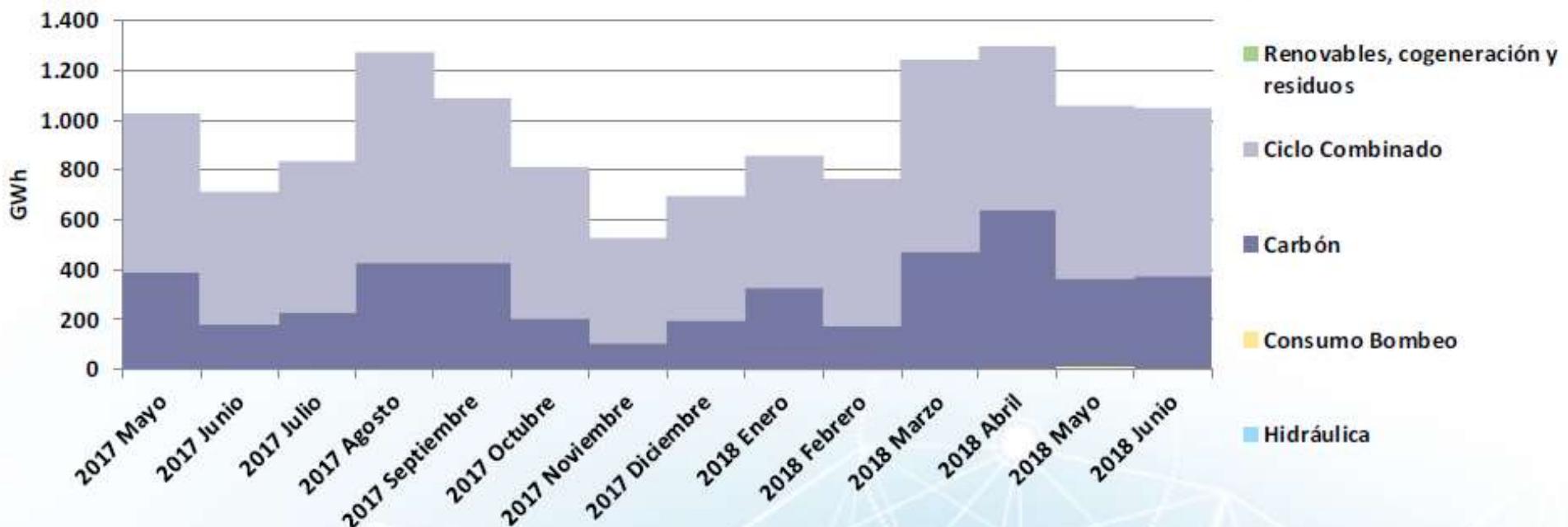
Coste (M€)	2017	2018	Δ (%)
Mayo	0,0	2,6	29322,3%
Junio	0,2	1,4	584,9%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	1,4	2,6	81,5%



Restricciones técnicas en el PDBF

Energía a subir – Fase I (GWh)

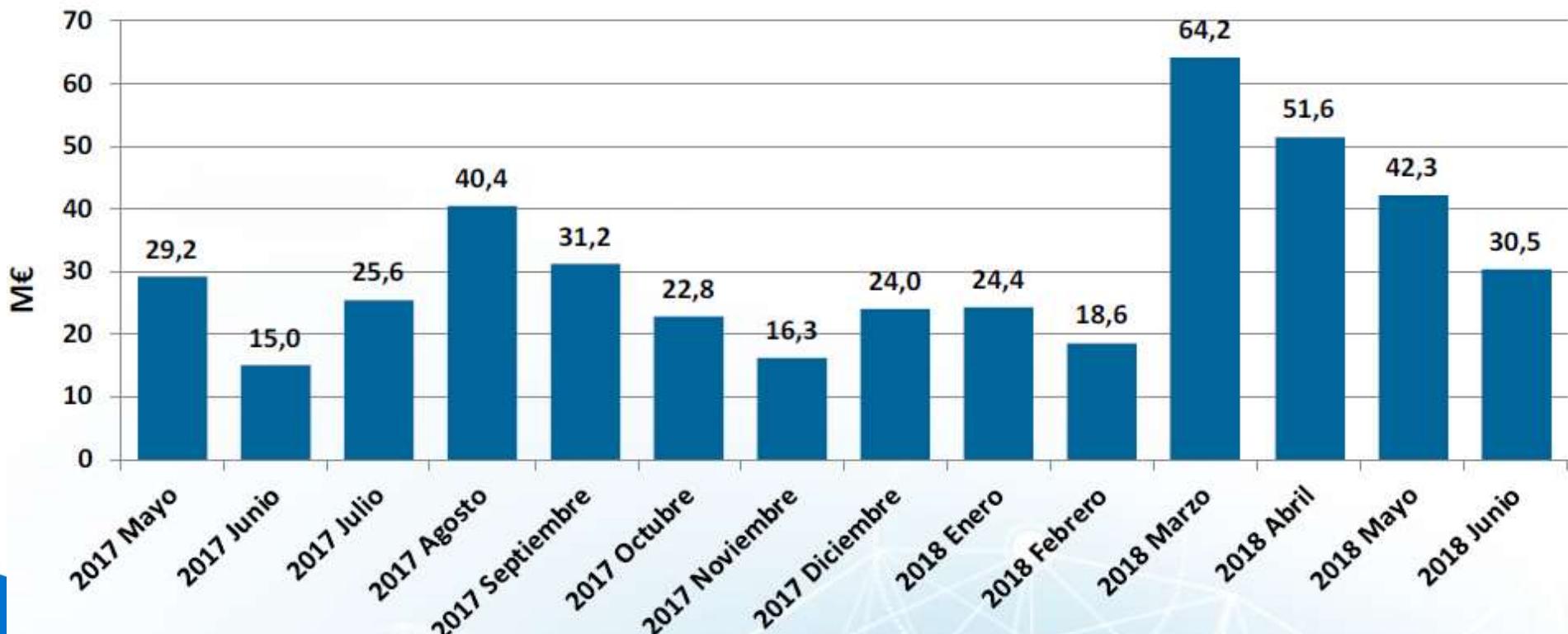
Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)		
	2017	2018	Δ (%)
Carbón	1.883	2.332	24%
Ciclo Combinado	3.896	3.913	0%
Hidráulica	4	7	75%
Consumo Bombeo	17	7	-59%
Cogeneración	0	0	-
Eólica	0	0	-
Otras renovables	0	0	-
Residuos	0	0	-
Total	5.800	6.259	8%
Precio medio ponderado (€/MWh)	83,34	85,94	3%



Restricciones técnicas en el PDBF

Coste

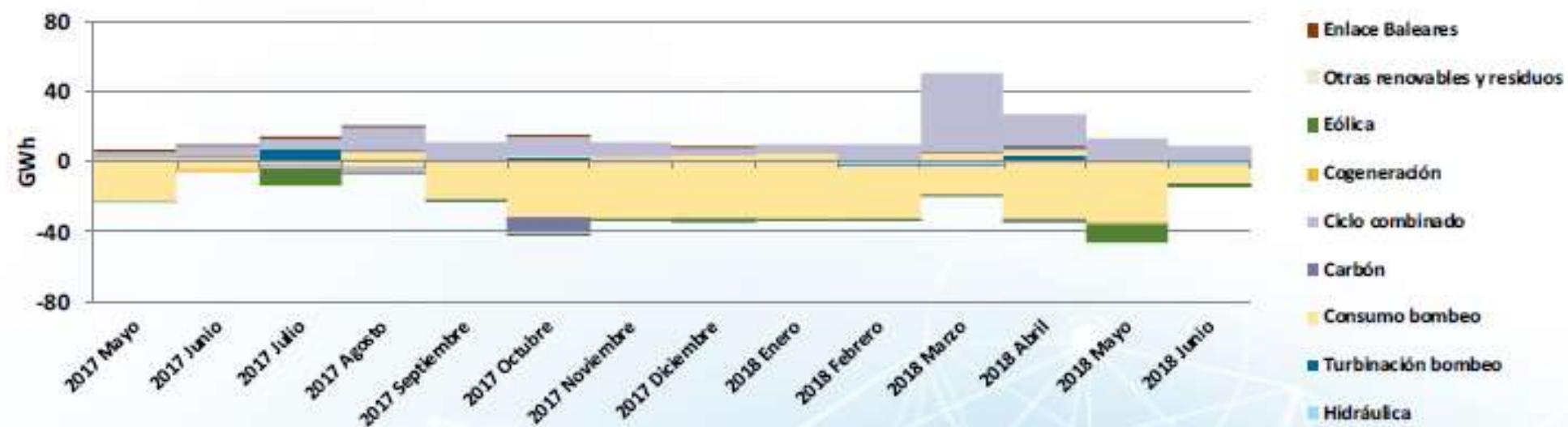
Coste (M€)	2017	2018	Δ (%)
Mayo	29,2	42,3	45,1%
Junio	15,0	30,5	102,4%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	34,5	38,6	11,9%



Restricciones técnicas en Tiempo Real

Energía

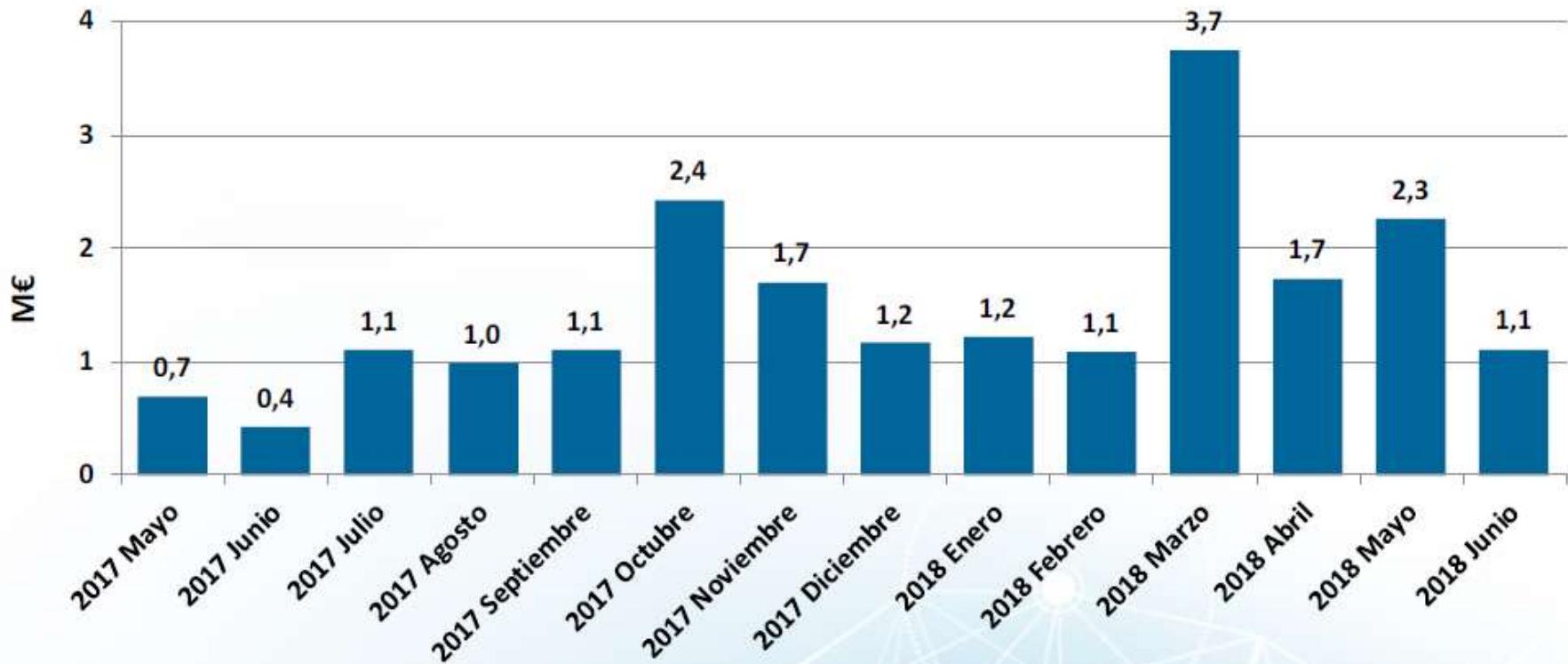
Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2017	2018	Δ (%)	2017	2018	Δ (%)
Hidráulica	2	0	-100%	10	6	-40%
Turbinación bombeo	24	6	-75%	3	4	33%
Consumo Bombeo	10	12	20%	178	155	-13%
Carbón	8	5	-38%	17	0	-100%
Ciclo Combinado	71	96	35%	4	0	-100%
Cogeneración	0	0	-	9	0	-100%
Eólica	0	0	-	59	14	-76%
Solar térmica	0	0	-	1	0	-100%
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Otras Renovables	0	0	-	0	0	-
Residuos	0	0	-	0	0	-
Enlace Baleares	1	0	-100%	0	0	-
Total	116	119	3%	281	179	-36%
Precio medio ponderado (€/MWh)	118,85	113,53	-4%	25,63	31,63	23%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	7	7	0%	0	0	-



Restricciones técnicas en Tiempo Real

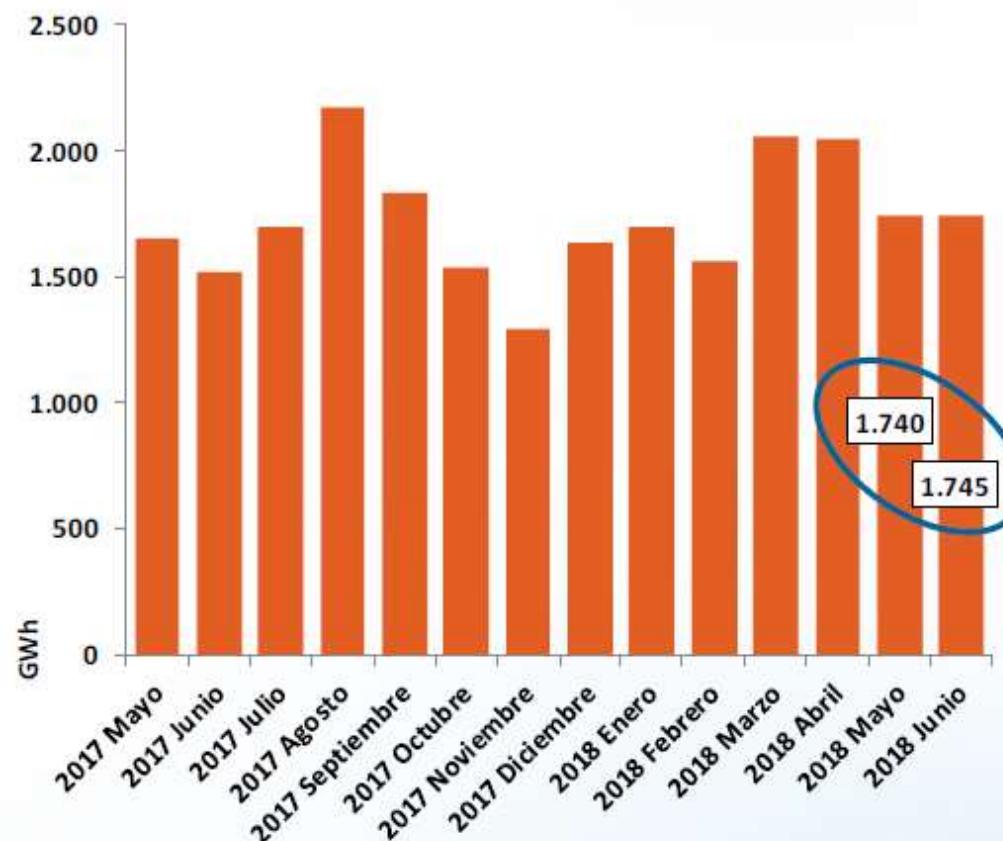
Coste

Coste (M€)	2017	2018	Δ (%)
Mayo	0,7	2,3	227,4%
Junio	0,4	1,1	162,0%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	2,4	1,9	-21,7%

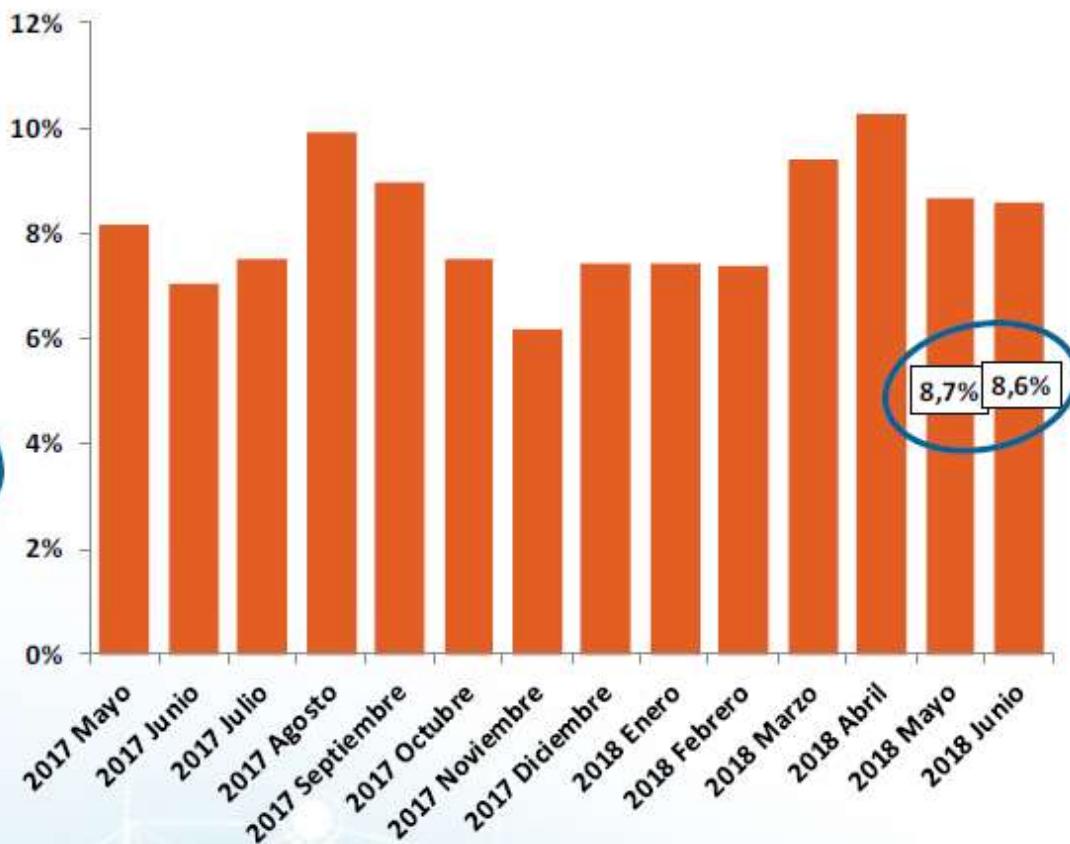


Energía de regulación y balance del sistema eléctrico Peninsular

ENERGÍA DE REGULACIÓN Y BALANCE
(RRTT PDBF + G. DESVÍOS + STB + REG. TERCIARIA+ REG.
SECUNDARIA + RRTT TR)

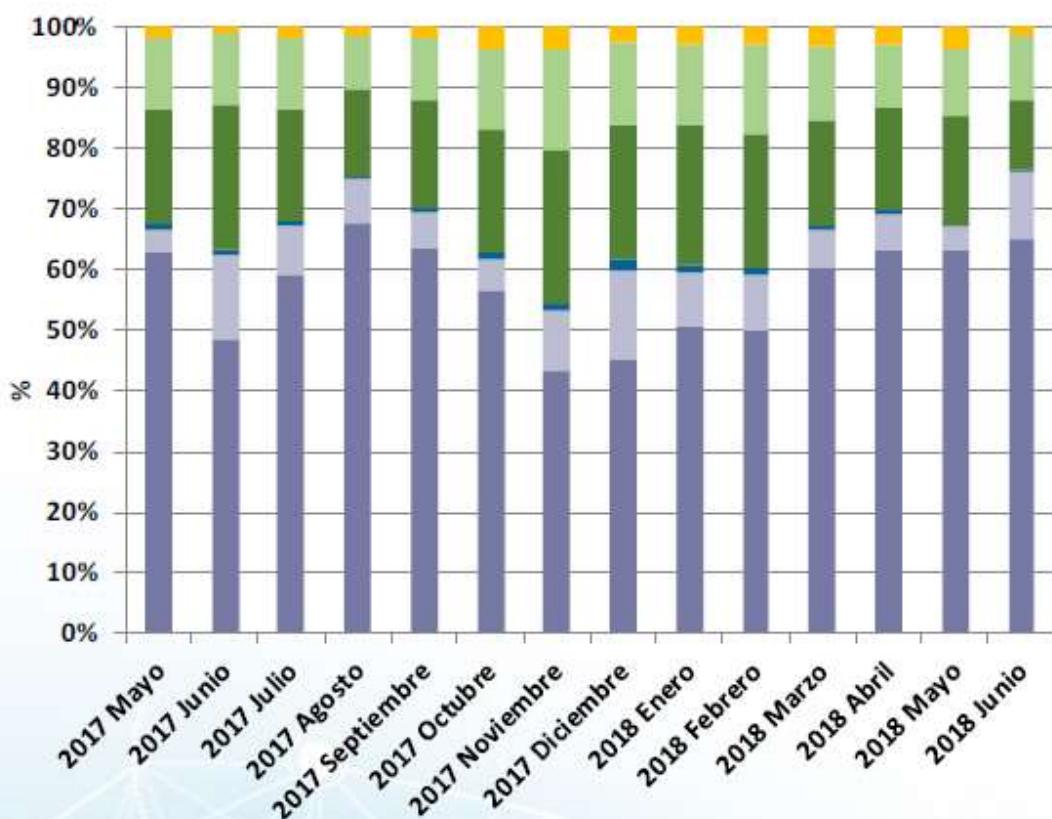
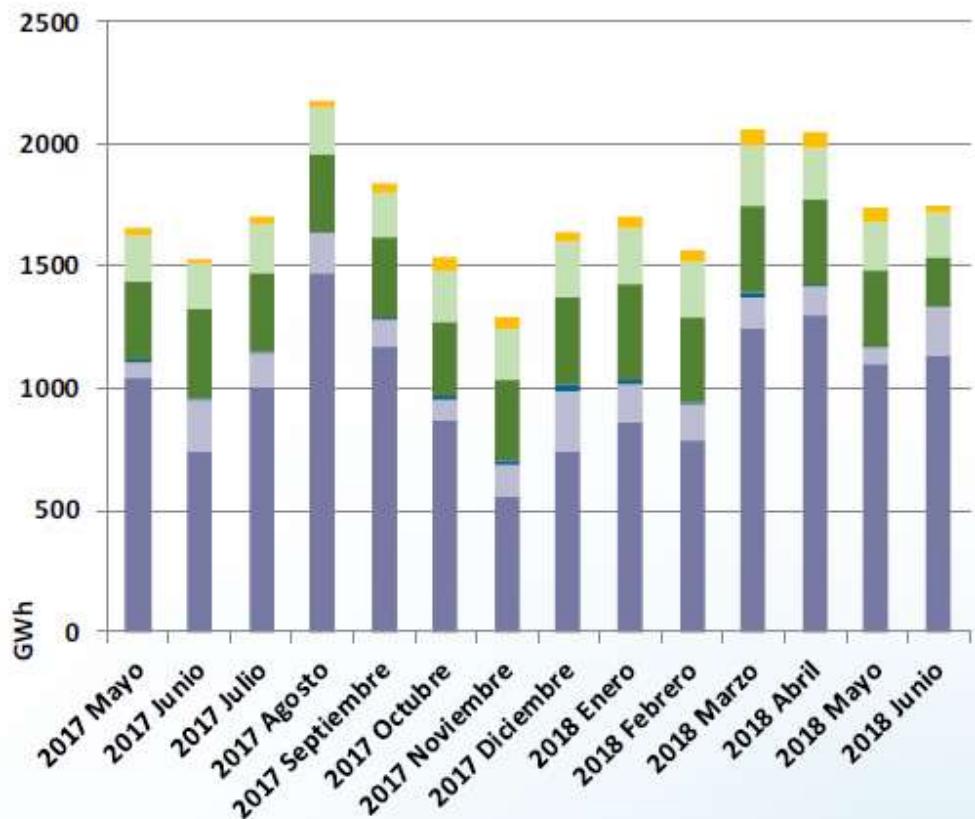


ENERGÍA DE REGULACIÓN Y BALANCE RESPECTO A DEMANDA
TOTAL SERVIDA (%)



Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico

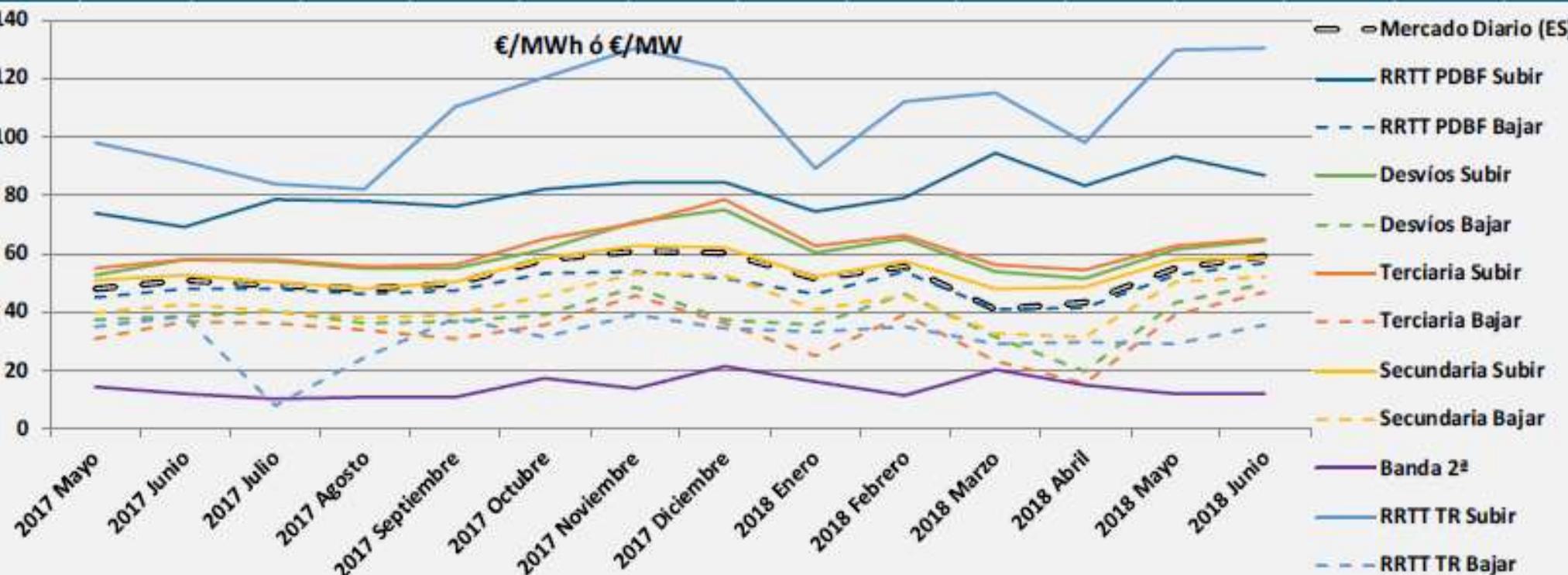
GWh	2017 Mayo	2017 Junio	2017 Julio	2017 Agosto	2017 Septiembre	2017 Octubre	2017 Noviembre	2017 Diciembre	2018 Enero	2018 Febrero	2018 Marzo	2018 Abril	2018 Mayo	2018 Junio
RRTT PDBF	1.039	736	1.003	1.473	1.166	870	560	741	861	783	1.241	1.297	1.098	1.135
G. Desvíos	65	216	141	159	109	78	129	244	155	146	129	123	72	196
STB	14	11	8	7	14	19	11	28	18	15	19	10	4	3
Reg. Terciaria	316	363	316	320	326	308	333	359	395	346	359	348	310	198
Reg. Secundaria	192	182	201	192	185	203	211	225	224	232	245	211	197	188
RRTT TR	29	14	29	27	33	57	48	42	48	43	69	61	60	25
Total (GWh)	1.654	1.522	1.698	2.178	1.834	1.535	1.291	1.639	1.701	1.565	2.061	2.049	1.740	1.745
% DFS	8,1%	7,0%	7,5%	9,9%	9,0%	7,5%	6,2%	7,4%	7,4%	7,4%	9,4%	10,3%	8,7%	8,6%



■ RRTT PDBF ■ G. Desvíos ■ STB ■ Reg. Terciaria ■ Reg. Secundaria ■ RRTT TR

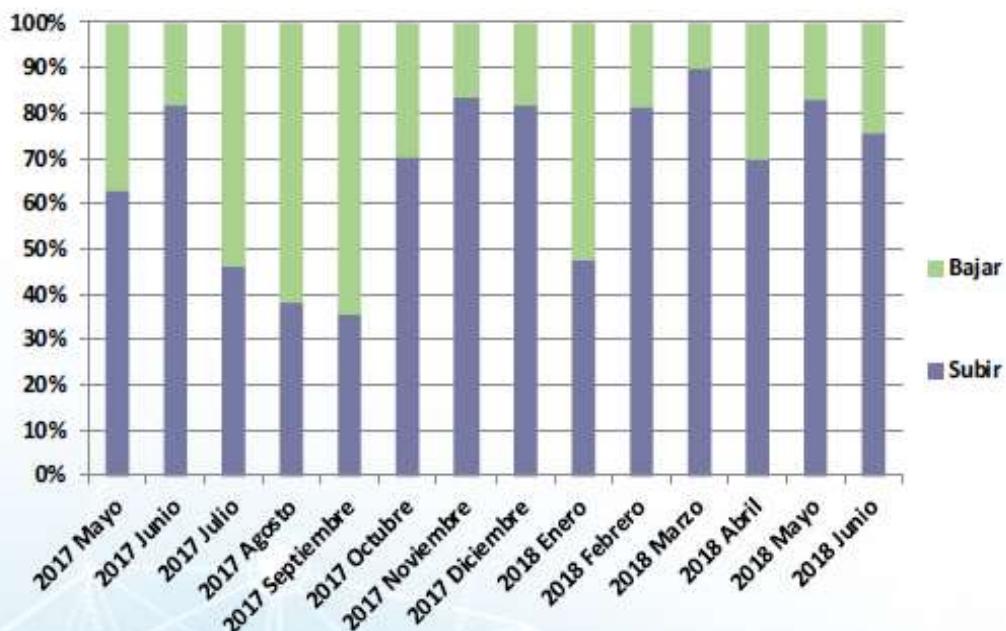
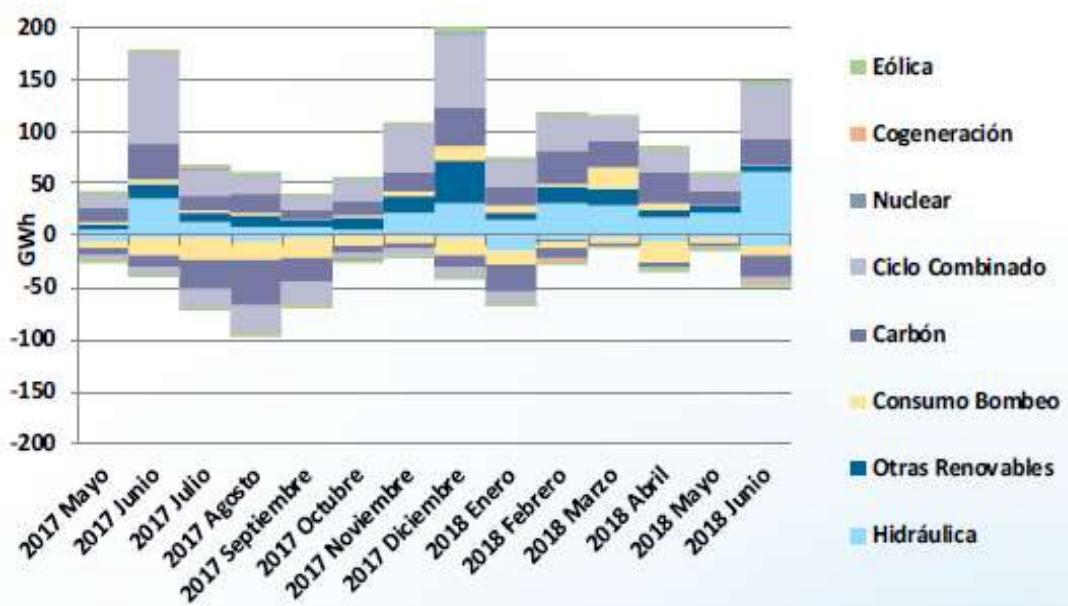
Precios Medios Ponderados Mensuales

	2017 Mayo	2017 Junio	2017 Julio	2017 Agosto	2017 Septiembre	2017 Octubre	2017 Noviembre	2017 Diciembre	2018 Enero	2018 Febrero	2018 Marzo	2018 Abril	2018 Mayo	2018 Junio
Mercado Diario (ES)	47,58	50,80	49,18	48,13	49,60	57,60	60,53	60,46	51,53	55,74	40,66	42,91	55,06	58,84
RRTT PDBF Subir	73,93	68,89	78,23	78,12	76,22	82,03	84,65	84,57	74,54	78,93	94,30	83,34	93,08	86,51
RRTT PDBF Bajar	45,19	47,86	47,58	45,87	47,52	53,27	53,92	51,35	46,02	53,86	40,52	41,49	52,38	56,85
Desvíos Subir	52,77	57,93	57,39	54,65	54,69	61,51	71,00	75,21	60,12	64,73	53,52	51,37	61,21	64,54
Desvíos Bajar	37,51	38,30	40,00	35,94	36,51	38,94	48,68	37,02	35,22	45,96	31,27	19,70	42,91	49,88
Terciaria Subir	54,69	58,05	57,82	55,59	56,23	64,78	70,11	78,76	62,44	65,94	56,06	54,45	62,54	64,91
Terciaria Bajar	30,57	36,44	36,14	33,50	30,93	35,31	45,20	36,30	24,80	39,03	22,95	15,69	38,99	46,67
Secundaria Subir	50,73	52,55	50,08	47,76	50,45	58,36	62,38	61,84	51,71	57,05	47,70	48,56	57,70	58,66
Secundaria Bajar	39,82	42,34	40,01	38,09	39,00	45,20	53,37	52,30	40,98	45,53	32,44	31,26	50,33	52,23
Banda 2*	14,25	11,92	10,33	10,64	10,72	17,15	13,70	21,61	15,88	11,47	20,44	14,86	11,77	12,01
RRTT TR Subir	98,06	91,39	83,79	81,78	110,04	120,20	130,19	123,20	89,27	111,86	115,22	97,92	129,88	130,28
RRTT TR Bajar	34,61	38,22	7,52	24,36	37,79	31,41	38,95	34,01	33,18	35,09	29,13	29,79	29,21	35,46

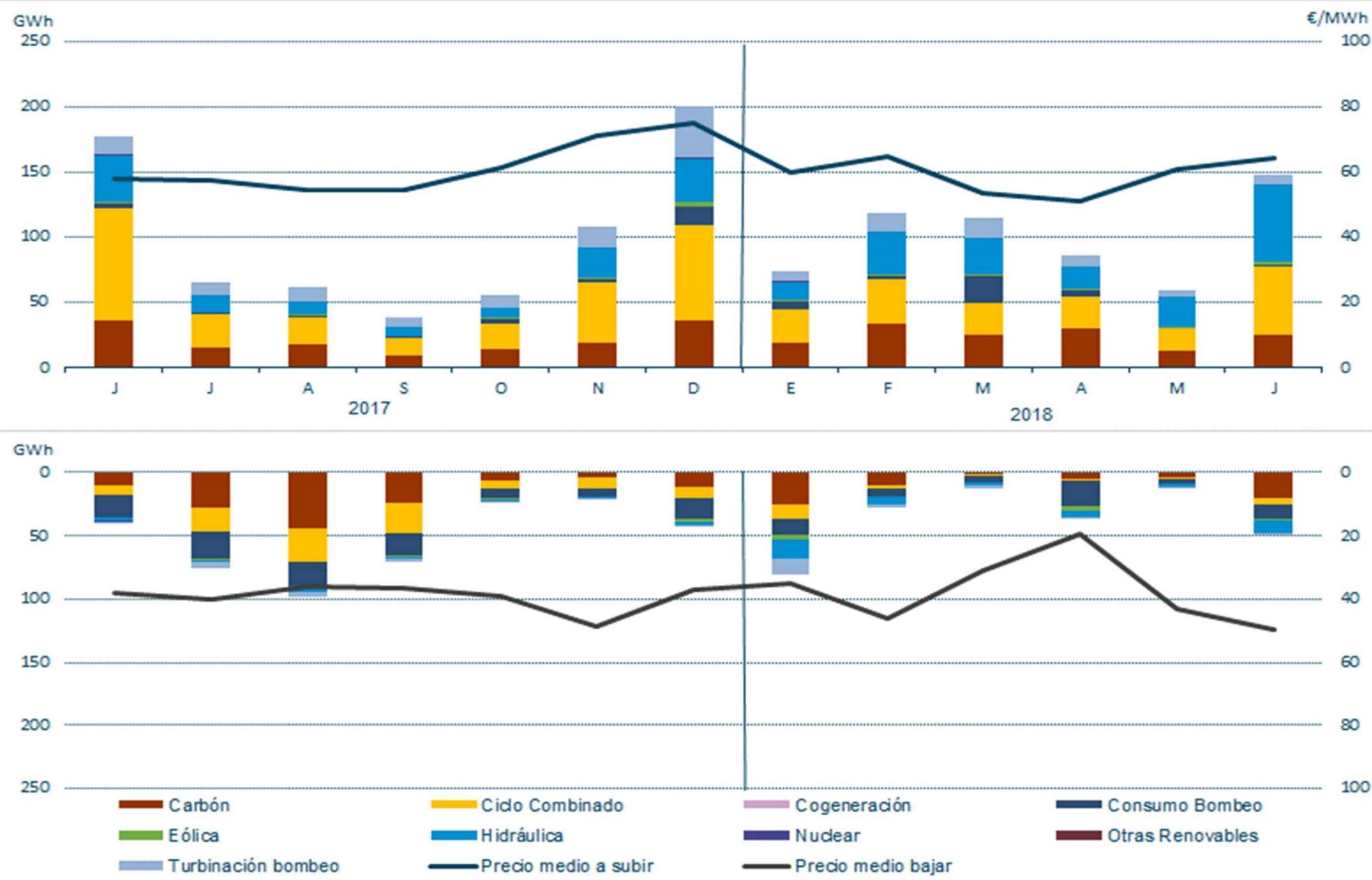


Energía de Gestión de Desvíos (GWh)

Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2017	2018	Δ (%)	2017	2018	Δ (%)
Hidráulica	117	174	49%	83	41	-51%
Turbinación bombeo	52	60	15%	33	20	-39%
Consumo bombeo	13	37	185%	90	58	-36%
Carbón	112	145	29%	139	67	-52%
Nuclear	1	1	0%	1	0	-100%
Cogeneración	0	0	-	1	0	-100%
Eólica	3	9	200%	4	11	175%
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	0	-
Total	477	603	26%	428	220	-49%
Precio medio ponderado (€/MWh)	66,18	59,71	-10%	38,32	37,35	-3%

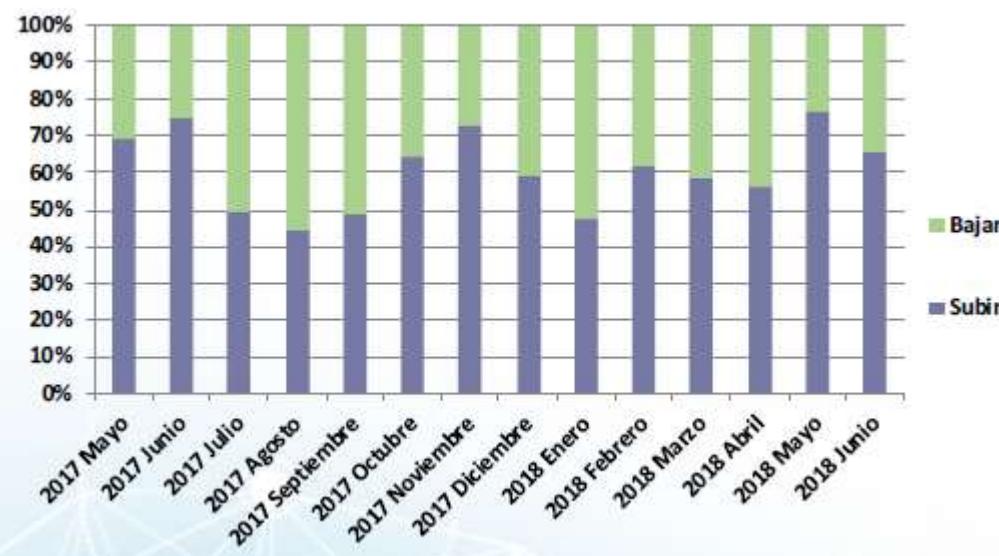
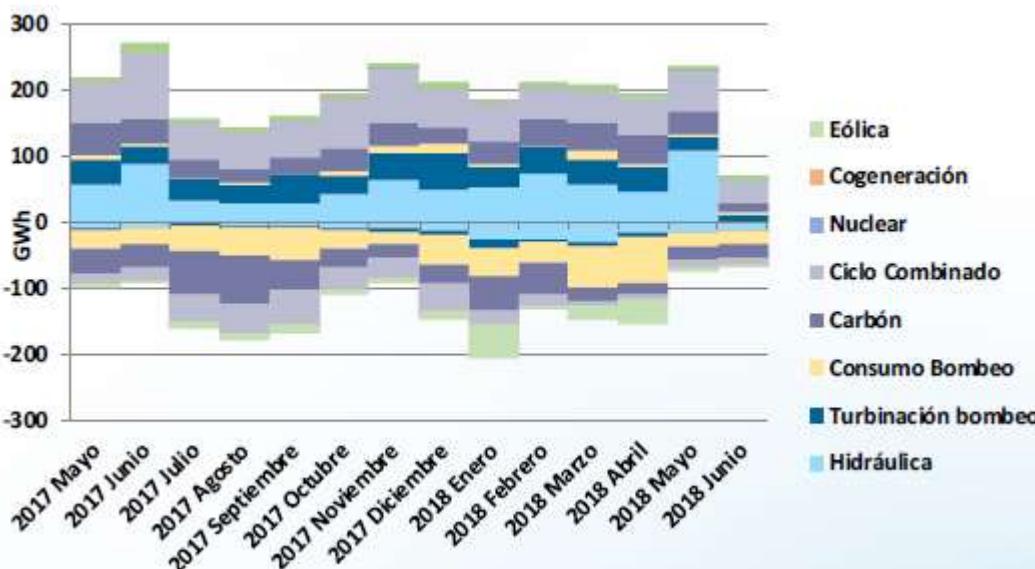


Gestión de Desvíos

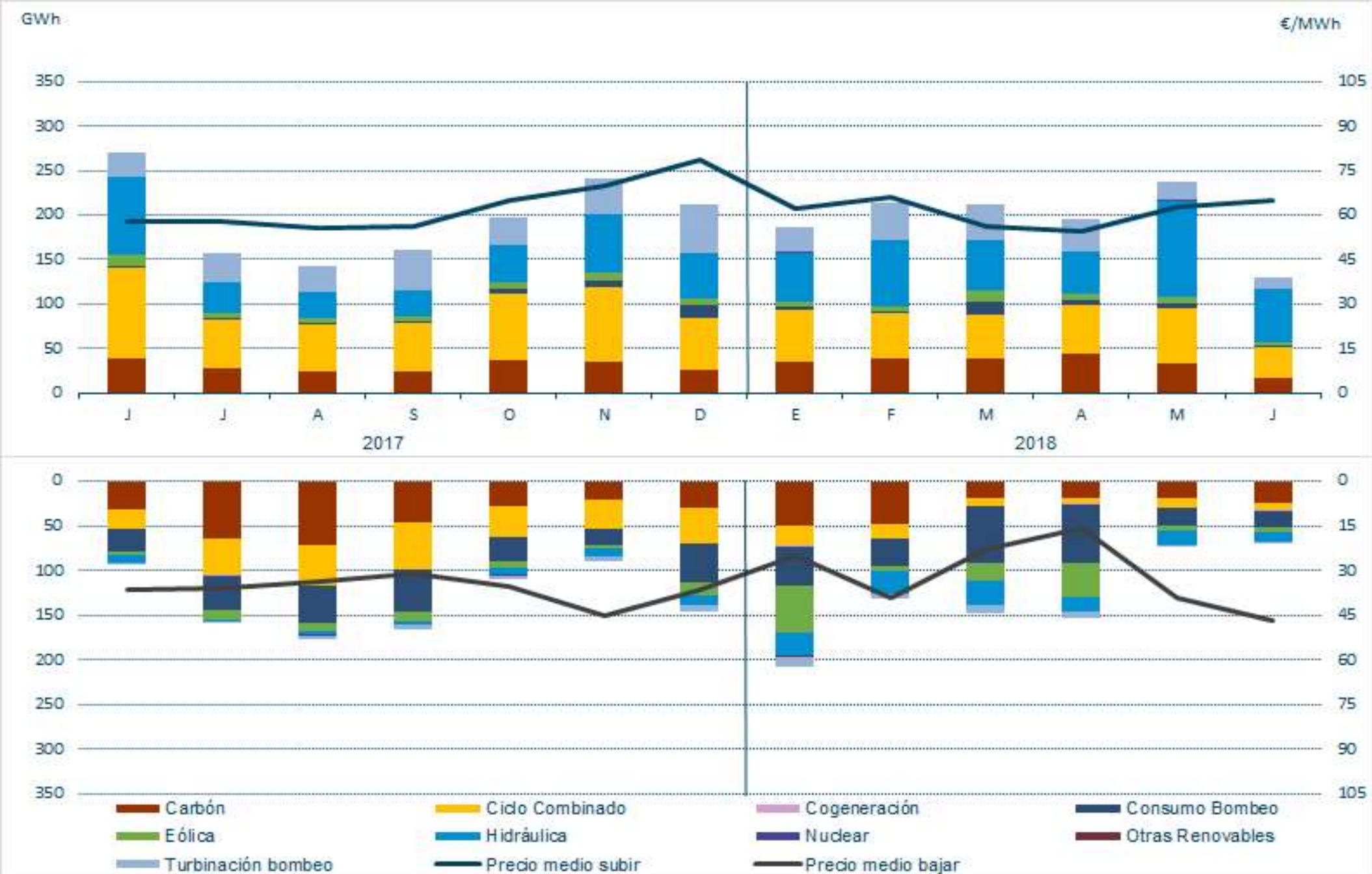


Energía de Regulación Terciaria (GWh)

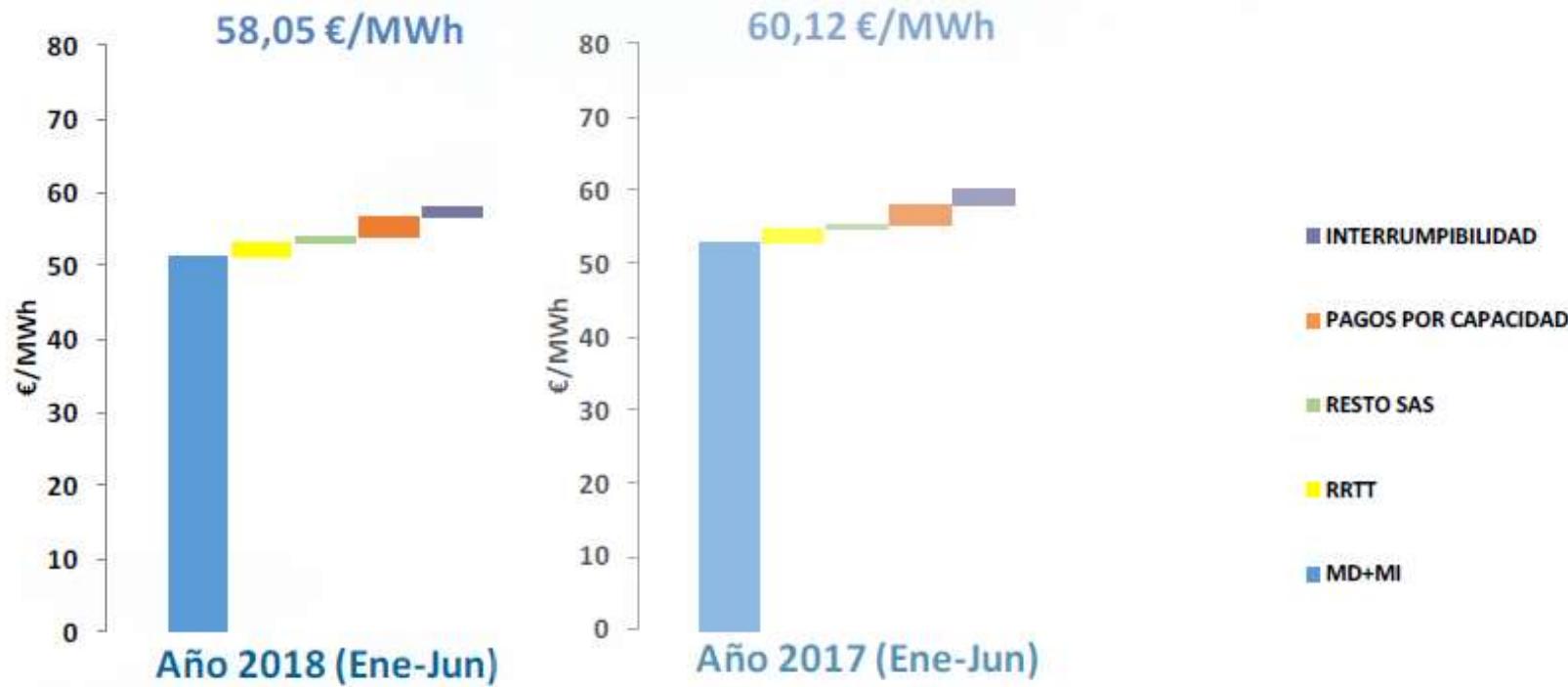
Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2017	2018	Δ (%)	2017	2018	Δ (%)
Hidráulica	389	400	3%	145	121	-17%
Turbinación bombeo	228	181	-21%	41	34	-17%
Consumo bombeo	32	33	3%	268	245	-9%
Carbón	196	205	5%	291	179	-38%
Ciclo combinado	359	310	-14%	147	73	-50%
Nuclear	0	1	-	1	0	-100%
Cogeneración	0	0	-	3	3	0%
Eólica	31	45	45%	61	124	103%
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	1	-
Total	1.235	1.175	-5%	957	780	-18%
Precio medio ponderado (€/MWh)	63,45	60,89	-4%	30,46	28,31	-7%



Energía de Regulación terciaria



Precio Final de la Energía de la demanda peninsular



Ene-Jun	2018	2017	Δ%
TOTAL SAS	2,8 €/MWh	2,57 €/MWh	9%
Ene-Jun	2018	2017	Δ%
RRTT	1,94 €/MWh	1,77 €/MWh	10%
RESTO SAS	0,86 €/MWh	0,8 €/MWh	7%

Índice

1. Situación actual:

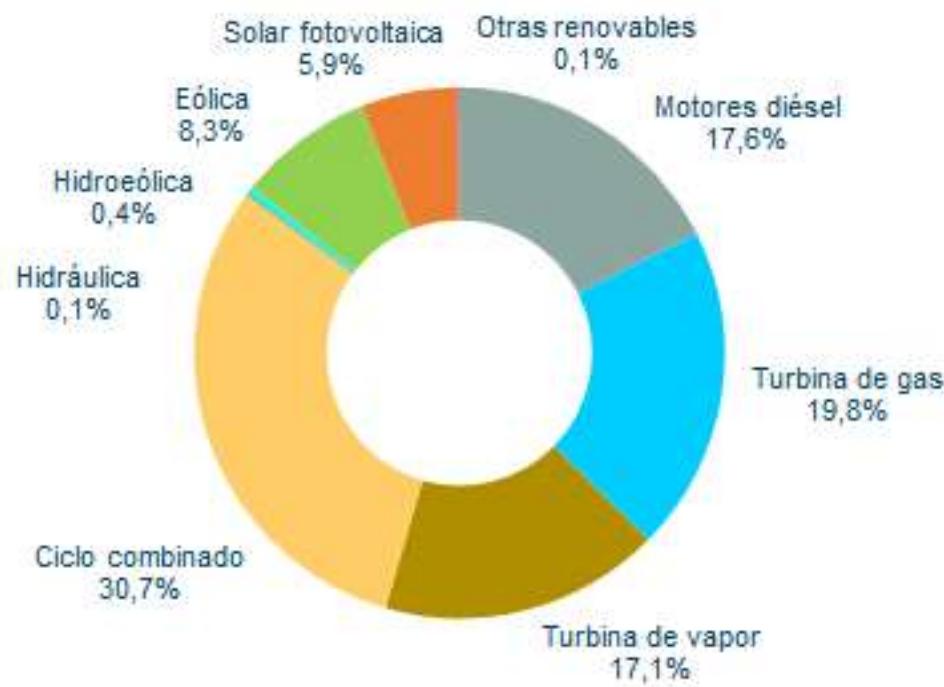
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
- Evolución de los mercados ajuste.

2. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

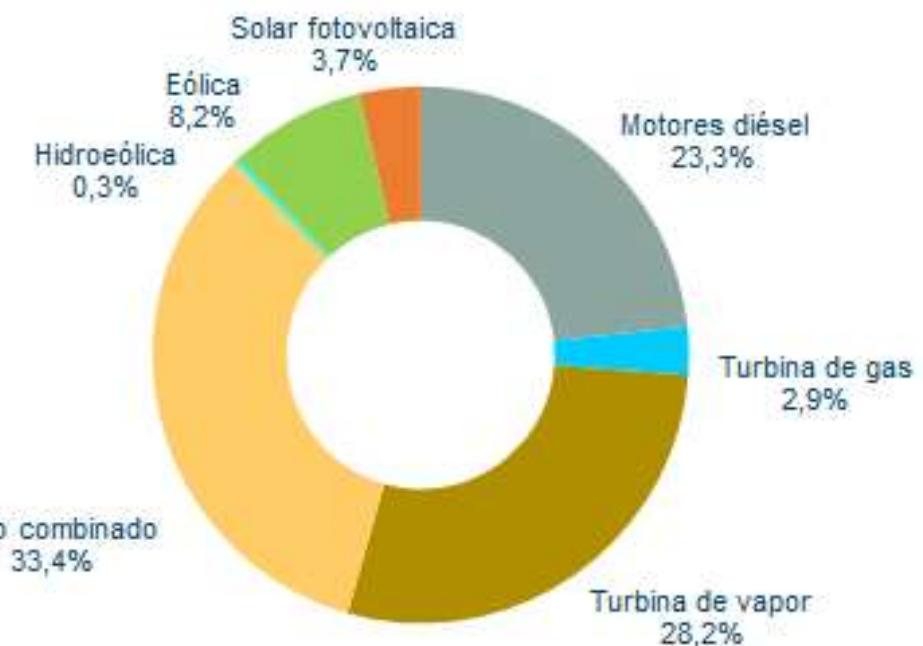
3. Futuros de OMIP.

4. Previsión de precios.

Potencia Instalada y cobertura de demanda en las Islas Canarias (Junio 2018)

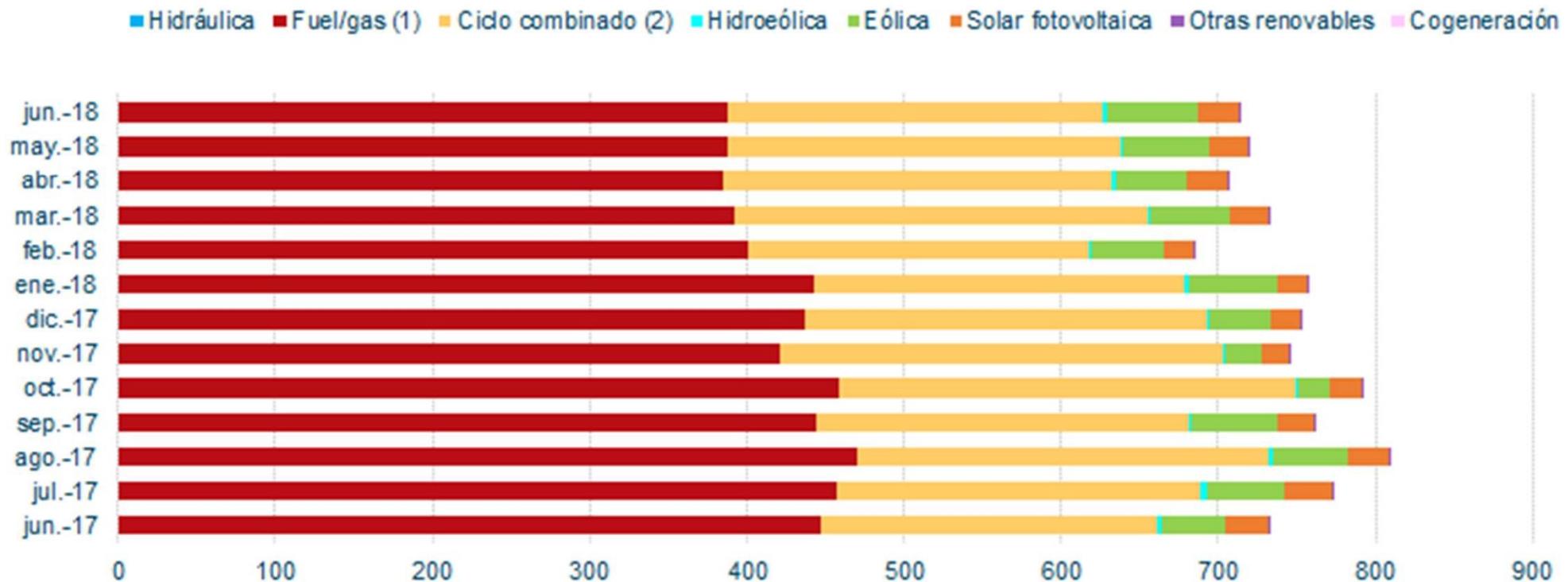


Potencia Instalada Canarias
Junio 2018



Cobertura Demanda Canarias
Junio 2018

La demanda en Canarias en el primer semestre de 2018 ha disminuido un 0,3% en términos absolutos con respecto al mismo periodo del año anterior



La eólica ha aportado en el primer semestre de 2018 un 7,26 % a la cobertura de la demanda de Canarias

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 mercados ajuste.

2. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

3. **Futuros de OMIP.**

4. Previsión de precios.

Futuros de OMIP

- Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de agosto 2018, actualmente se sitúan en torno a **63,60 €/MWh** para el carga base y en 67,73 €/MWh para el carga punta.

Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q4-2018	67,15	73,92
Q1-2019	61,20	68,47
Q2-2019	50,98	57,07

Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2019	56,25	62,96
2020	49,00	54,52
2021	48,62	54,09

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 mercados ajuste.

2. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares.

3. Futuros de OMIP.

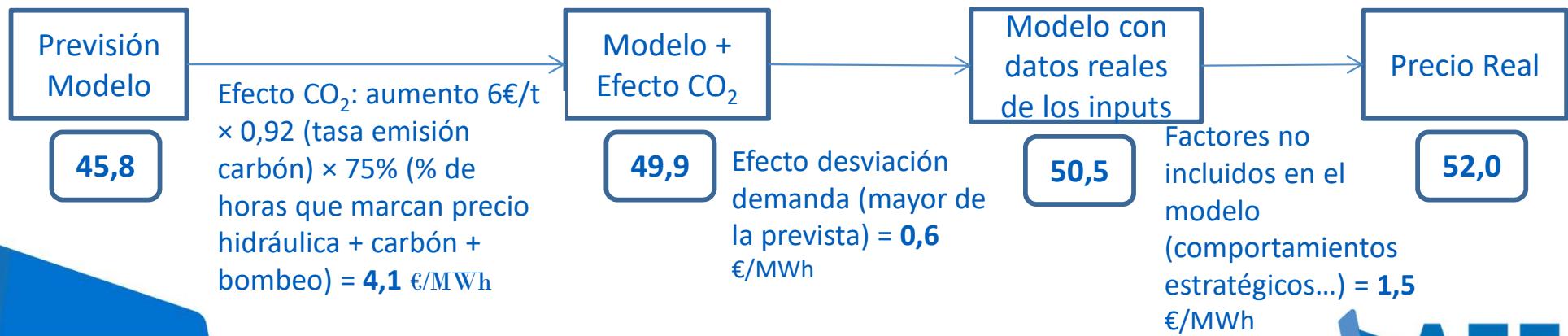
4. Previsión de precios.

Revisión predicciones 2018.Q2

Revisión previsión 2018.Q2.

	Previsión (E. Base)	Dato Real
Demanda	61,1 TWh	60,4 TWh
Hueco Térmico	11,3 TWh	11,3 TWh
Precio EUA	8,5 €/t	14,5 €/t
Precio Pool	45,8 €/MWh	52,0 €/MWh

La demanda y generación se desviaron poco de lo previsto, pero el aumento (imprevisible) del precio de los derechos de emisión de CO₂ explica un precio muy superior a la proyección del modelo y a las cotizaciones de OMIP para el trimestre.



Previsión 2018. Visión Anual

Previsión Pool y determinantes. Año 2018

	Variación vs 2017	
	Previsión de Enero	Previsión Actual
Demanda	+0,9%	+1,0%
Hidráulica	+22%	+88%
Eólica	+4%	+6%
Hueco Térmico	-8%	-19%
Coste gen. Gas	+3%	+15%
Coste gen. Carbón	+6%	+19%
Precio Pool	-1,4 €/MWh	+2,6 €/MWh
Fact. Apunt. Eólico	-6,2 p.p.	-5,7 p.p.

- Revisión alcista de la previsión del precio. Se debe al cambio en el precio del CO₂ (cuyo efecto supera el asociado al descenso en la previsión del hueco térmico).
- Sin el incremento del precio del CO₂, el precio medio anual estimado para 2018 sería 5€/MWh menor.
- Alta incertidumbre en la evolución de los derechos de emisión, que se traslada al pool eléctrico.

- Las previsiones de demanda, producción eólica y factor apuntamiento eólico han variado poco desde principio de año.

Predicciones Trimestrales y Escenarios Extremos

Previsiones Precio Medio Trimestral. Próximos trimestres

	ESCENARIO BASE			PREVISIONES POOL ESCENARIOS EXTREMOS	
	Previsión Modelo	OMIP (*)	Fact. Ap. Eólico	MÍNIMO	MÁXIMO
2018-Q3	61,0 €/MWh	63,3 €/MWh	95,2%	54,0 €/MWh	68,7 €/MWh
2018-Q4	57,9 €/MWh	64,3 €/MWh	91,6%	48,7 €/MWh	67,6 €/MWh
Media 2018	54,8 €/MWh	59,0 €/MWh	91,4%	50,8 €/MWh	59,2 €/MWh

(*) Cotizaciones a 30 de junio.

Perfil trimestral previsto:

- Fuerte incremento Q3 vs Q2. Posterior descenso Q4 vs Q3.

Diferencias con Futuros OMIP (a 30 de junio):

- 4,2 €/MWh en media de 2018 (59 (OMIP) vs 54,8 €/MWh (Modelo)).
- La diferencia se concentra en Q4, 6,4 €/MWh (64,3 (OMIP) vs 57,9 €/MWh (Modelo)).
- OMIP puede incluir una prima de riesgo, para cubrir el riesgo en la evolución del precio del CO₂.

Escenarios Alternativos:

- Han aumentado mucho respecto al informe anterior. El resultado del escenario mínimo = resultado del escenario base de hace un trimestre.
- El escenario máximo alcanza unos 68 €/MWh en Q3 y Q4.



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

Tel. +34 917 451 276

aeeolica@aeeolica.org

www.aeeolica.org





INFORME Nº 114 – ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS

PERIODO: JULIO 2018 – SEPTIEMBRE 2019

Fecha de publicación: julio 2018

Este anexo presenta previsiones sobre la evolución de los precios del mercado diario en el horizonte del año móvil. Dicha sección ha sido elaborada por un consultor externo a la AEE especializado en métodos cuantitativos aplicados a mercados de electricidad (Francisco Javier Eransus), con amplia experiencia en la predicción del precio del pool español. La metodología e hipótesis utilizadas se describen al final del informe.

4. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

El precio medio del segundo trimestre resultó muy superior al previsto en el escenario base: **52,0 vs 45,8 €/MWh**. De hecho, se situó prácticamente en el nivel del escenario máximo, 52,6 €/MWh (véase [Tabla 1](#)), pese a que, como se verá a continuación, los datos de generación y demanda fueron relativamente normales.

En primer lugar, la demanda eléctrica del trimestre fue menor de la estimada (60,4 vs 61,1 TWh). En segundo, el hueco térmico superó la proyección pero escasamente (en términos de generación neta, representó el 19,8%, frente al 18,8% previsto). Tanto la generación eólica como la nuclear aportaron al balance menos electricidad de la que proyectábamos, y lo contrario ocurrió con la tecnología hidráulica.

La mayor parte del desajuste predictivo se explica por el drástico incremento del precio de los derechos de emisión de CO₂, unos 6€/t en solo un trimestre. Su efecto sobre el coste de generación del carbón es de unos 5,5 €/MWh (tasa de emisión = 0,92 t/MWh) y, sumando el porcentaje de horas que el carbón o la generación hidráulica (que tomó el precio del carbón como su coste de oportunidad) marcan precio (aproximadamente, 70%), esto justificaría un aumento (imprevisible) del precio del pool de casi 4,5 €/MWh, frente a los 6,2 €/MWh que separan el precio real y la previsión del escenario base.

Aplicando el modelo predictivo con los verdaderos valores de oferta y demanda del periodo (incluido el precio de los derechos de CO₂) en vez de con sus proyecciones, se obtiene un precio medio de 50,5 €/MWh, ligeramente inferior al registro real.

En cambio, el coeficiente de apuntamiento eólico se aproximó a la previsión: 91,5% vs 90,7%. En 2018, está volviendo a niveles más moderados que los vistos en 2017.

Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2018.Q2

	€/MWh	Signo [1]
Precio real	52,0	
Previsión E. Base	45,8	
Previsión E. Bajo	35,0	
Previsión E. Alto	52,6	
Cotización OMIP [2]	46,5	
Error Previsión	+6,2	↑
Error Anterior [3]	-0,9	↓

[Fecha de previsión: 10 de abril de 2018]

[1] Las flechas de color verde (rojo) indican que el dato real fue mayor (menor) que la previsión.

[2] Media de cotizaciones a 10/04/2018 para 2018.Q2.

[3] Error de previsión cometido en el trimestre anterior.

5. Previsiones a horizonte de año móvil

5.1. Demanda y oferta

En el primer trimestre del año, el **consumo de electricidad** superó nuestra previsión. En el segundo, al contrario. Esencialmente por la atípica climatología del mes de junio, mucho menos cálido de lo habitual.

Con ello, y bajo las hipótesis macroeconómicas que se barajan a día de hoy (véase la Tabla 4 en el Anexo), proyectamos ahora un avance del consumo en 2018 de 1,0%, casi en línea con el estimado por REE (1,1%). Esto significaría recuperar los niveles de consumo del año 2011, por encima de 255 TWh anuales. Corregido el efecto de la temperatura, nuestra proyección sugiere un avance de 1,2%, en vez de 1,0% señalado para la demanda bruta.

Tal y como venimos indicando en los últimos informes, **el balance de generación** de 2018 mostrará diferencias significativas con el de 2017, con mucha mayor aportación hidráulica y eólica, y mucho menor hueco térmico.

Ahora las proyecciones indican que las dos primeras tecnologías citadas producirían el 34,6% de la generación total, cuando en 2017 solo representaron el 26,8% (el dato más bajo desde 2012). Por el contrario, el carbón y los ciclos serían las tecnologías más perjudicadas. La suma de ambas podría aportar solo un 25%, frente al 31% de contribución lograda en 2017. Además, la nuclear perdería 1,2 puntos (de 22,6% el año pasado a 21,4% ahora), por paradas de recarga y otras no programadas.

Los modelos asumen que el alto volumen de pluviosidad registrado en 2018.Q1 tendrá un efecto alcista en la producción hidráulica del resto de año. La predicción sugiere que ésta representará un 14% de la generación total, frente al 7,5% en 2017.

La gran novedad en la perspectiva a medio plazo de la evolución de los determinantes del precio del mercado eléctrico se produce en lo referido a los **costes marginales de producción** asociados a las tecnologías térmicas.

Los datos actuales sugieren que la tendencia creciente de los precios de combustibles fósiles continuará en 2018 (debido al repunte del precio del petróleo y la recuperación económica mundial), si bien los aumentos de los precios medios frente a 2017 serán relativamente moderados. Sin embargo, el cambio radical se produce en términos del precio de los derechos de emisiones de CO₂, que se han duplicado en apenas unos meses, consecuencia de la creación de la MSR (Reserva de Estabilidad de Mercado, que regulará el número de EUAs en circulación para garantizar un precio que penalice adecuadamente la producción eléctrica no limpia).

En términos de coste marginal de generación, calculamos incrementos de 15% en gas y de 19% en carbón en el año 2018 respecto a 2017. Para dicho cálculo, se emplean los índices proxy de los costes de generación de carbón y gas definidos al final del Anexo, y se aplican con los datos de las cotizaciones a plazo de gas en NBP, de API2 para carbón y de derechos de emisión EUA. Dicha información puede consultarse en la **Tabla 4** del Anexo. Para los tipos de cambio euro-dólar y euro-libra se utilizan los niveles vigentes a día de cierre del informe.

Tabla 2. Balance de Energía. Previsión Trimestre en curso + Año en curso

	2018-Q3			AÑO 2018		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
GENERACIÓN^[1]	(GWh)			(GWh)		
Nuclear	14,534	2.4	22.8	53,105	-4.5	21.4
Hidráulica ^[2]	6,978	101.3	10.9	34,498	87.9	13.9
Hueco Térmico	19,469	-3.9	30.5	62,047	-18.8	25.0
Carbón	9,345	-5.2	14.6	31,716	-25.5	12.8
Ciclos	10,124	-2.7	15.9	30,331	-10.4	12.2
Eólica	9,467	0.2	14.8	50,321	6.0	20.3
Resto ^[3]	13,403	1.5	21.0	48,103	-0.3	19.4
Ren, Cogen. y Residuos ^[4]	22,871	1.0	35.8	98,424	2.8	39.7
Resto Tecnologías ^[5]	40,981	8.1	64.2	149,650	-0.5	60.3
DEMANDA^[6]						
Consultoría	65,195	1.2	102.1	255,339	1.0	102.9
REE ^[7]	64,944	0.8	101.7	255,554	1.1	103.0
				ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS^[8] Variación Anual		
				Escenario Bajo	Escenario Alto	
GENERACIÓN				(%)	(%)	
Nuclear				-7.7	-3.0	
Hidráulica				65.2	110.6	
Hueco Térmico				-36.7	1.0	
Carbón				-40.9	-8.4	
Ciclos				-31.4	12.9	
Eólica				-0.4	12.4	
Resto				-1.9	2.0	
DEMANDA				0.8	1.6	

[Fecha de previsión: 5 de julio de 2018]

[1] Todas las magnitudes se expresan en términos de generación neta.

[2] Total de producción hidráulica, incluida fluyente.

[3] Producción agregada de las siguientes tecnologías: Solar FV + Solar TS + Otras Renovables (biomasa, geotérmica, eólica marina) + Residuos + Cogeneración.

[4] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Especial, excluida Hidráulica Fluyente: Eólica + Solar FV + Solar TS + Otras Renovables + Residuos + Cogeneración.

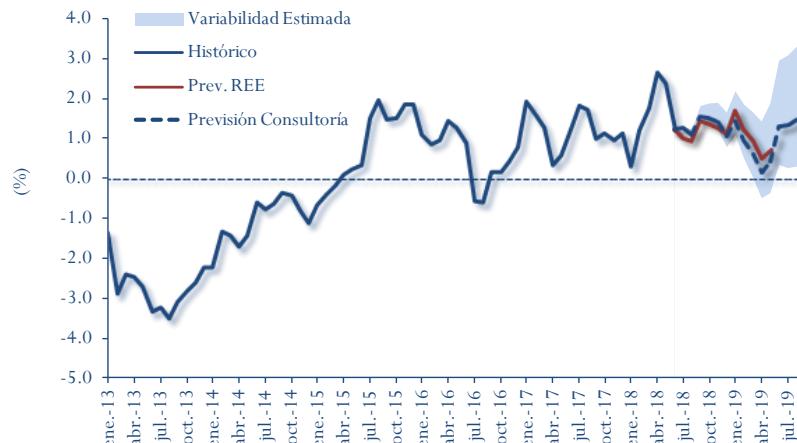
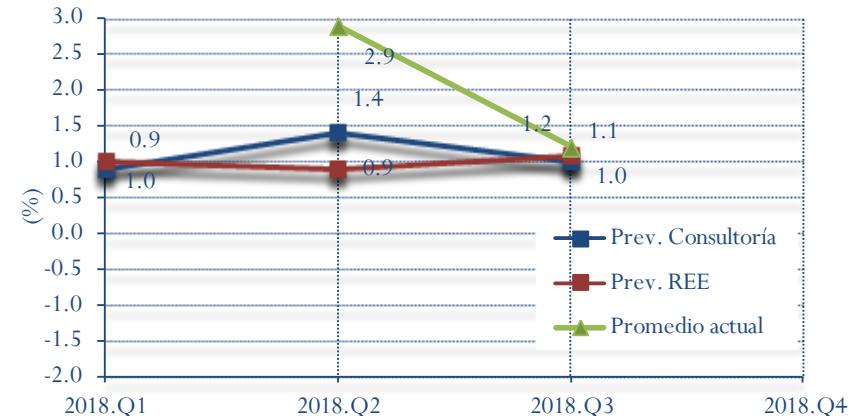
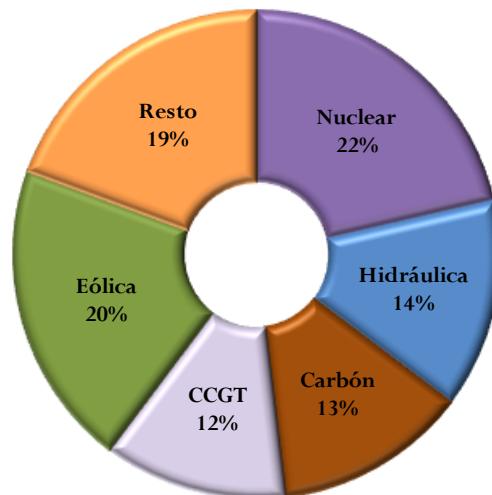
[5] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Ordinario (añadiendo hidráulica fluyente): Nuclear + Hidráulica + Ciclos combinados + Carbón.

[6] Demanda transporte (b.c.) Sistema Peninsular.

[7] Previsión de REE correspondiente al ejercicio predictivo más reciente publicado en la web ESIOS.

[8] Previsión de Consultoría, bajo escenarios extremos factibles. Consultar Anexo.

Nota: los escenarios de demanda se construyen bajo hipótesis macroeconómicas alternativas, no se incorporan hipótesis climatológicas.

Gráfico 1. Tasa interanual Suma Móvil de la Demanda

Gráfico 2. Evolución de la previsión de la tasa variación de la demanda 2018

Gráfico 3. Previsión del Balance de Generación. 2018

Gráfico 4. Previsión del Nivel de Generación Eólica. 2018


El Gráfico 1 aproxima el crecimiento de la tendencia del consumo, excluidos efectos estacionales y transitorios. El Gráfico 2 muestra la evolución durante el año de nuestra previsión de la variación anual de la demanda bruta. En el Gráfico 3, los porcentajes se refieren a generación neta. El Gráfico 4 incluye las previsiones eólicas en los escenarios base y extremos.

5.2. Precios del mercado diario

El fuerte e inesperado aumento de precios de derechos de emisión de CO₂ ha variado completamente la perspectiva sobre el precio del pool eléctrico a futuro. Los modelos de predicción sitúan ahora el **precio del pool en 2018** en el entorno de los 55 €/MWh (**Tabla 3**), 5,0 €/MWh más que la anterior previsión y 2,6 €/MWh más que en 2017. En el informe anterior estimábamos 57 €/MWh como precio medio anual bajo las hipótesis del escenario más alcista; ahora, ése es prácticamente el escenario base.

Todo ello pese a que el avance de la demanda va a ser moderado y a que todo indica que se va a requerir mucha menos producción de tecnologías térmicas de combustible fósil que en 2017 (como se mencionó en el apartado anterior, esperamos que el hueco térmico aporte 5 puntos menos a la producción eléctrica total que el año pasado). Sin el incremento del precio del CO₂, el pool debería cerrar 2018 con una disminución de unos 2 €/MWh respecto al precio medio de 2017, según los modelos, escenario que defendíamos hasta el fuerte episodio alcista del EUA. Su efecto en el pool se describió en la [Sección 4](#): un aumento de 1€/t en el precio de los derechos de emisión de CO₂ se traslada al coste de generación con carbón y ciclo combinado en 0,92 y 0,33 €/MWh, respectivamente. Por ello, el aumento de dichos costes en el último trimestre sería de unos 5 €/MWh en el carbón y 2 €/MWh en ciclos. Teniendo en cuenta el porcentaje de horas que ambas tecnologías marcan precio, el efecto en el precio del pool debería ser moderado (1-1,5 €/MWh), pero como el bombeo y la hidráulica convencional ofertan a coste de oportunidad, siendo éste el coste de generación de la tecnología más cara, el efecto final (calculado de este modo simplista) sería de unos 4 €/MWh.

Los modelos proyectan precios de 61 y 57,9 €/MWh para los dos **trimestres finales de año**, dando paso a un descenso en el primer semestre de 2019, hasta precios medios en el entorno de 50-52 €/MWh y un nuevo incremento para Q3 (**Tabla 3**). En cualquier caso, la evolución del pool dependerá de lo que ocurra con los derechos de emisión de CO₂, por lo que la incertidumbre es máxima. Los cálculos citados están presuponiendo que el precio de los EUA se mantiene aproximadamente en los niveles actuales.

Los **contratos a plazo** cotizan ahora a precios muy superiores a los proyectados por los modelos. Tomando como referencia las cotizaciones de OMIP en contratos carga-base a 30 de junio, la diferencia respecto a nuestras previsiones es de unos 2 €/MWh en lo que respecta a Q3 pero se amplía a 6 €/MWh en Q4 y 7 €/MWh en 2019. Q1 (**Tabla 3**). Como ya se ha mencionado, todo dependerá esencialmente de si el precio del derecho de emisión de CO₂ continúa su escalada.

Consistentemente con lo sucedido con el precio del CO₂, los precios que se obtienen bajo **escenarios extremos** de oferta y demanda, también han crecido sensiblemente. En el caso más bajista, el precio medio del año se situaría en torno a 51 €/MWh, con precios de 54 y 49 €/MWh en Q3 y Q4. En el extremo alcista, la media de 2018 sería 59 €/MWh, con niveles medios de 68-69 €/MWh en los dos últimos trimestres (donde se asume un nuevo crecimiento del precio de los derechos de CO₂, y una climatología atípica) (**Tabla 3**).

Por otro lado, no se han producido cambios significativos en nuestra previsión sobre el **coeficiente de apuntamiento eólico** de 2018, que se sitúa en 91,4%, lejos del récord histórico de 2017 (97%). El aumento de generación hidráulica y eólica que esperamos para 2018 respecto a 2017 deberían conllevar un incremento en el número de horas con alta producción eólica y precios bajos, lo que justifica la caída del coeficiente. Bajo el supuesto de que éste se comporta según la proyección, el ingreso medio del parque eólico peninsular sería de 50,1 €/MWh (**Tabla 3**), prácticamente como en el año 2017 (compensándose el mayor precio con el menor apuntamiento eólico).

Tabla 3. Previsión del precio y del ingreso eólico + comparación con OMIP

	PREVISIÓN PRECIOS			OMIP ^[1]	Ingr. Unit. Eólico ^[2]	Coef. Apun. Eólico ^[3]
	E. BAJO	E. BASE	E. ALTO			
Mensuales						
jul-18	54.5	61.5	68.8	62.4	58.8	95.7%
ago-18	54.2	61.3	69.2	62.3	58.6	95.6%
sep-18	53.3	60.3	68.0	65.2	56.7	94.1%
Trimestrales						
2018.Q3	54.0	61.0	68.7	63.3	58.1	95.2%
2018.Q4	48.7	57.9	67.6	64.3	53.0	91.6%
2019.Q1	38.7	51.7	65.2	59.0	47.1	91.2%
2019.Q2	35.3	49.6	64.4	47.9	45.4	91.7%
2019.Q3	49.5	62.8	77.0	54.5	59.7	95.1%
Anuales						
2017	52.2	52.2	52.2	52.2	50.7	97.1%
2018	50.8	54.8	59.2	57.0	50.1	91.4%

[Fecha de previsión: 5 de julio de 2018]

[1] Cotizaciones OMIP a 30 de junio de 2018.

[2] Precio medio ponderado por producción eólica.

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

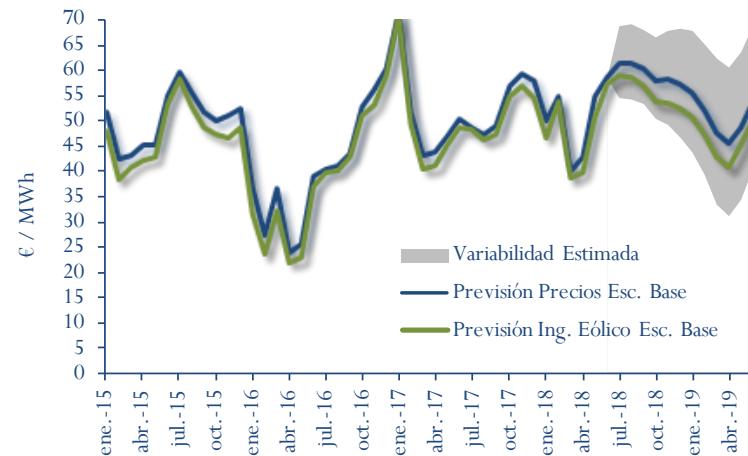
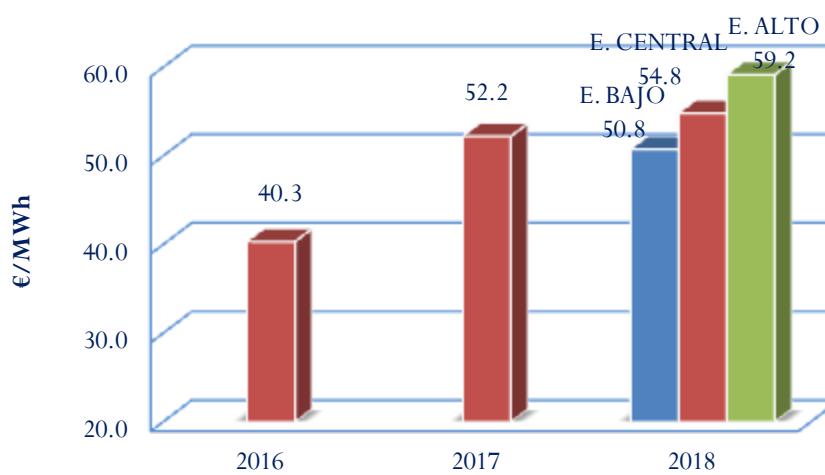
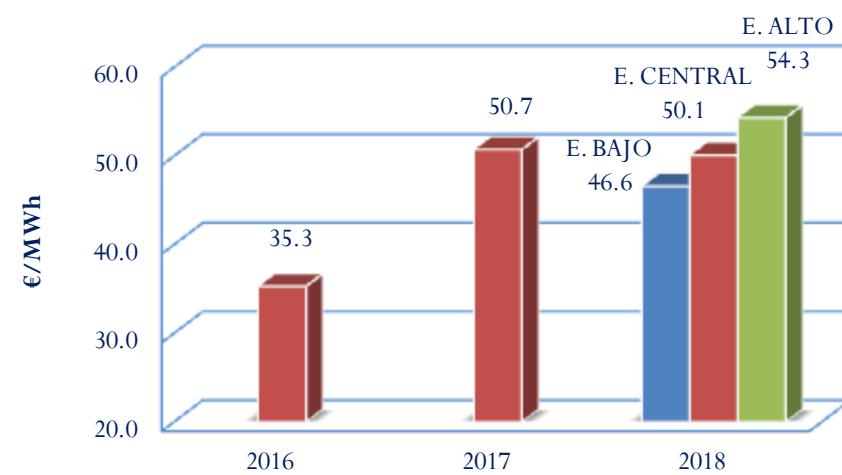
Gráfico 5. Previsión mensual precio e ingreso eólico. Año móvil

Gráfico 6. Evolución de la previsión del precio medio de 2018

Gráfico 7. Previsión del Precio medio anual. 2018

Gráfico 8. Previsión del Ingreso Unitario Eólico anual. 2018


El Gráfico 5 presenta la evolución mensual prevista para el precio de mercado y el ingreso unitario eólico. El Gráfico 6 muestra la evolución en el tiempo de las previsiones del precio medio anual del pool. Los Gráficos 7 y 8 ofrecen previsiones del precio medio e ingreso eólico anuales para 2018, en el escenario base y en escenarios extremos.

ANEXO 1. Metodología

El proceso de predicción empleado se sintetiza en la [Figura 1](#), a final de la sección. Se utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de generación desglosado por tecnología (siguiendo la clasificación explícita en la [Tabla 2](#)) así como índices-proxy de los costes de generación de los ciclos combinados y del carbón internacional, basados en los precios de gas y carbón y derechos de emisión de CO₂, sus tasas de eficiencia y emisión. Como se indica en la [Figura 1](#), tanto el consumo como el mix de producción se prevén en base a sus propios modelos. Adicionalmente, se requiere la aplicación de hipótesis o estimaciones externas, que se resumen en la [Tabla 4](#).

Los modelos predictivos utilizados pertenecen a la familia de modelos econométricos de series temporales, idóneos por su capacidad para capturar los efectos estacionales y dinámicos de los precios del mercado eléctrico y del resto de variables estimadas en el proceso. Se emplean distintos modelos (esencialmente, funciones de transferencia y modelos de cointegración) y la previsión final del precio se obtiene como combinación lineal óptima de ellos. En la actualidad, se está explorando la posibilidad de incorporar adicionalmente previsiones de modelos no paramétricos, procedentes de técnicas de inteligencia artificial (machine-learning) y minería de datos, si se confirma que pueden aportar mejoras en la calidad de la previsión ofrecida.

Tabla 4. Hipótesis económicas utilizadas en la previsión

	2017	Previsión – 2018		
	Dato	E. Base	E. Bajo	E. Alto
PIB [1]	3,1%	2,7%	1,7%	3,3%
VAB Industria [1]	3,2%	1,4%	0,2%	2,8%
Gas Natural (NBP) [€/MWh] [2]	17,8	19,8	16,9	22,5
Carbón (API2) [€/MWh] [2]	10,4	10,9	8,8	12,8
CO₂ (EUA) [€/t] [2]	5,8	13,6	11,3	16,0

[1] Tasa de Variación Anual; [2] Promedio Anual;

Las **fuentes de información** para la obtención de estas hipótesis son:

- PIB y VAB Industria: previsiones del Panel Funcas.
- Gas Natural NBP, Carbón API2, derechos de emisión de CO₂ EUA: precios de los contratos de futuros en The Intercontinental Exchange (The Ice).

En el caso del gas en NBP, los contratos cotizan en p/th; se transforman a €/MWh con el tipo de cambio actual libra-euro y utilizando la equivalencia entre thermia y MWh.

Las hipótesis de los escenarios bajo y alto se obtienen aplicando sobre los escenarios base volatilidades históricas.

Los índices de coste de generación de tecnologías térmicas utilizados en los modelos se definen por:

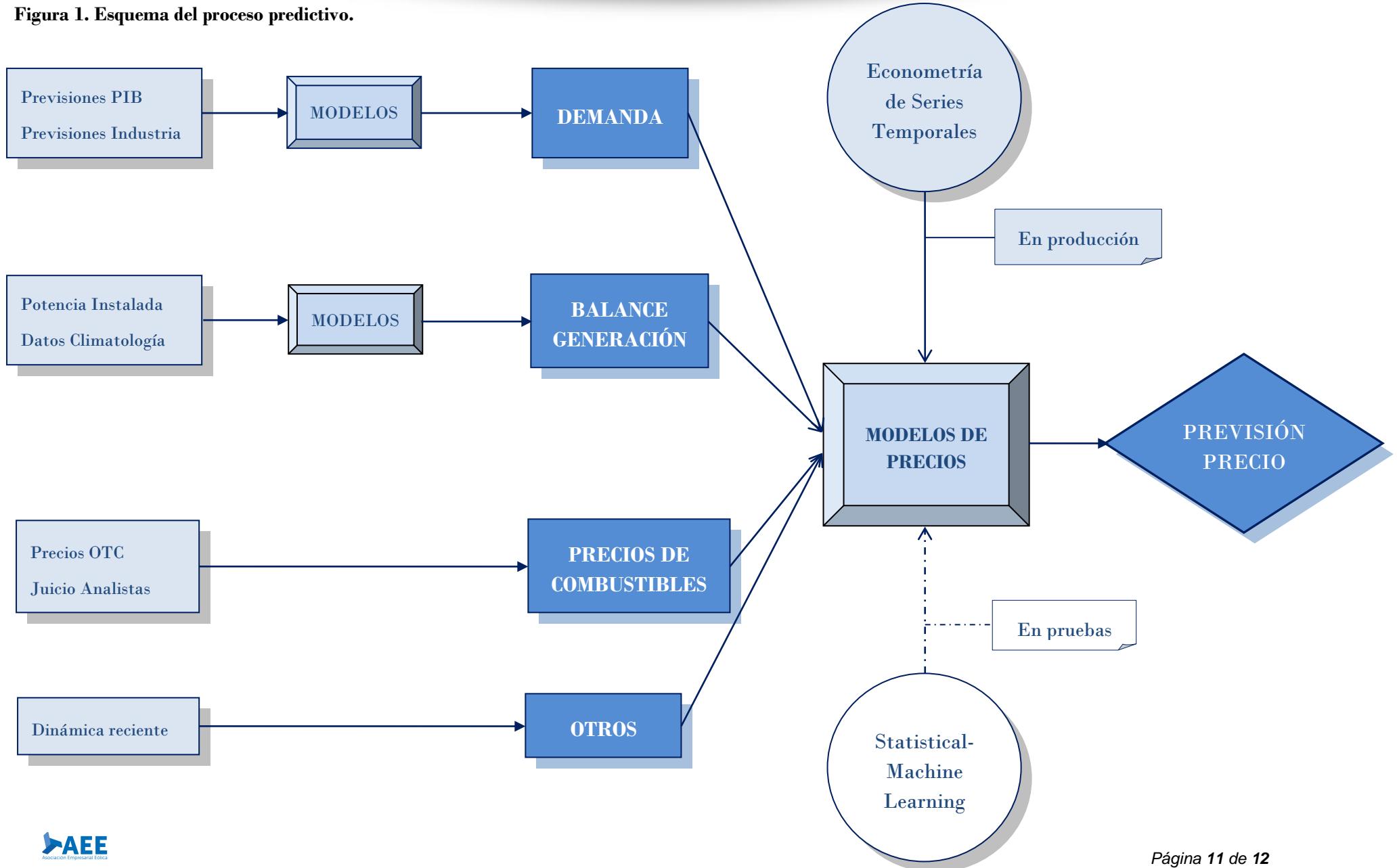
Coste marginal tecnología / MWh electricidad = (precio combustible / tasa eficiencia de tecnología) + (precio derechos emisión CO₂ × tasa emisión CO₂ tecnología) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología).

Las predicciones de precios para escenarios alternativos surgen de la aplicación de los modelos bajo sendas alternativas de sus inputs, según el esquema que se indica en la Tabla 5.

Tabla 5. Diseño de escenarios extremos de precios

	Escenario Bajo Precios	Escenario Alto Precios
Demanda	Escenario Bajo	Escenario Alto
Precios combustibles	Escenario Bajo	Escenario Alto
Producción renovable	Escenario Alto	Escenario Bajo
Producción nuclear	Escenario Alto	Escenario Bajo

Figura 1. Esquema del proceso predictivo.





Este informe es un servicio de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) para sus asociados quedando prohibida la reproducción o divulgación total o parcial a terceros. Su contenido y resultados obtenidos se basan en los escenarios presentados, no suponiendo ninguna garantía sobre el resultado de los mismos.
