



**Informe de  
seguimiento de  
mercados nº 112.  
Noviembre - Diciembre  
2017**

Dirección Técnica

Enero 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

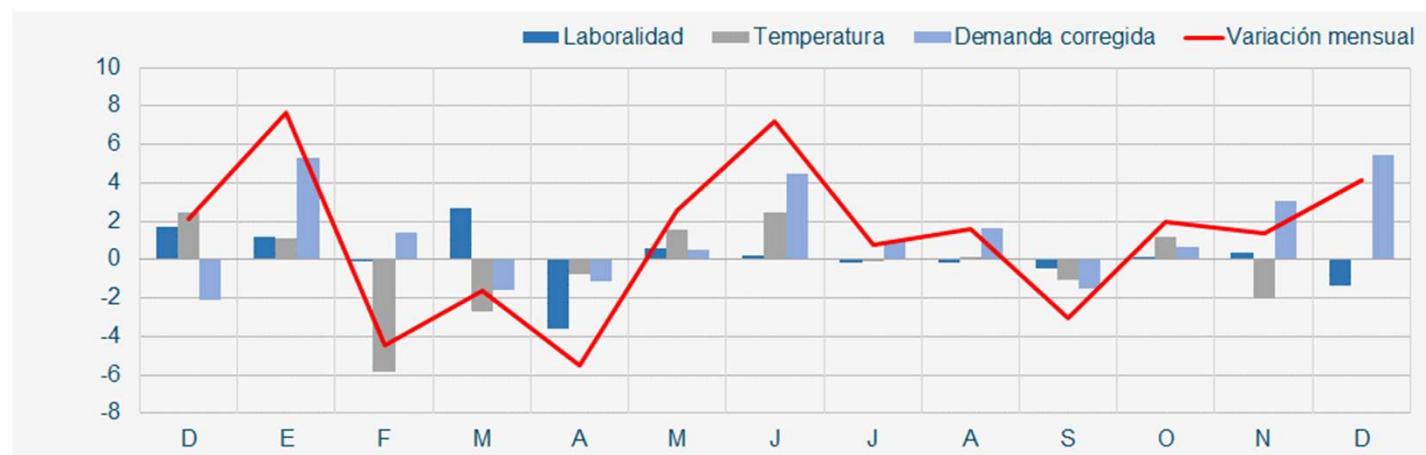
# Índice

---

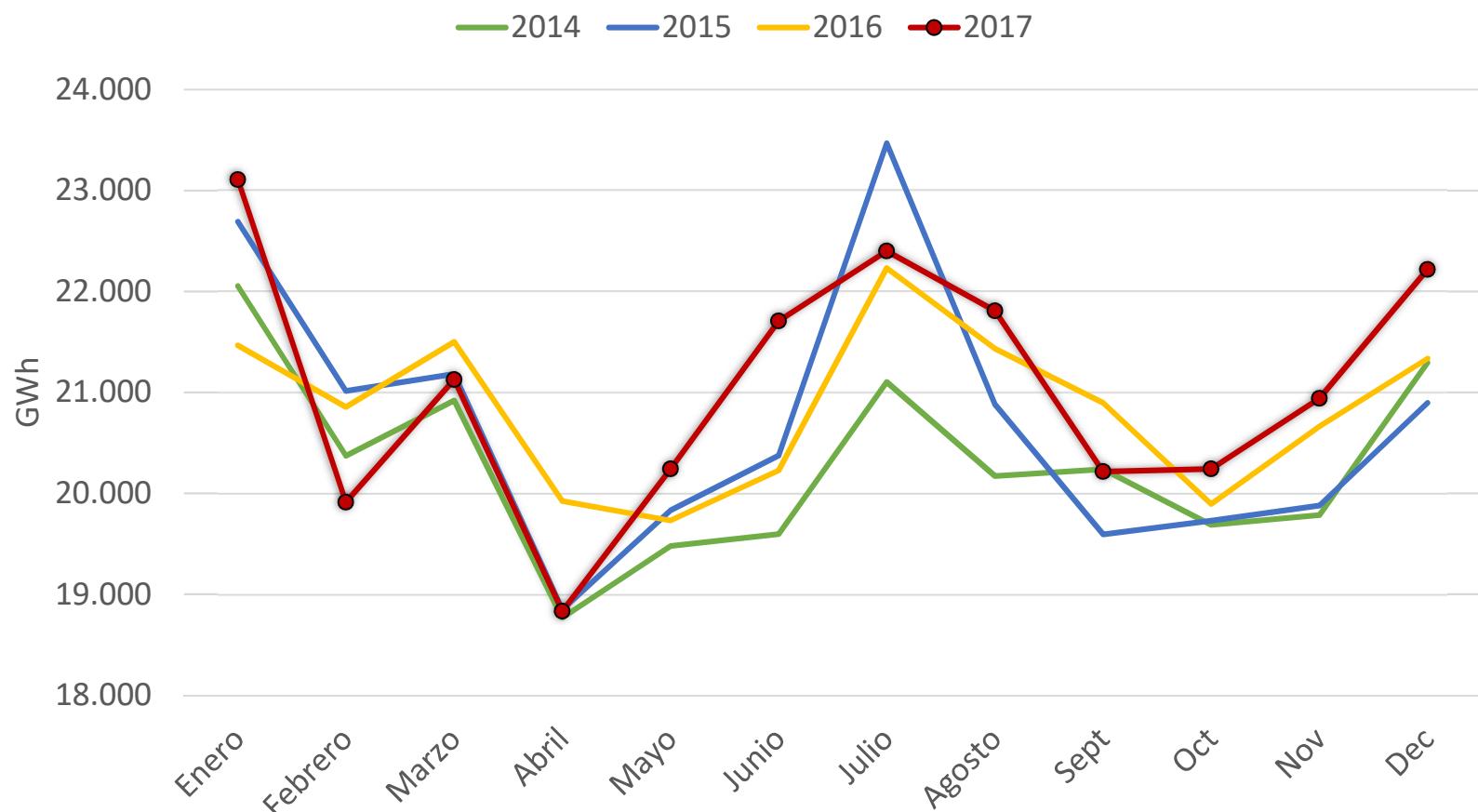
1. Situación actual:
  - Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
  - Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.
  - Evolución de los mercados ajuste.
2. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares
3. Futuros de OMIP.
4. Previsión de Precios

# 2017. Consumo Peninsular. Evolución

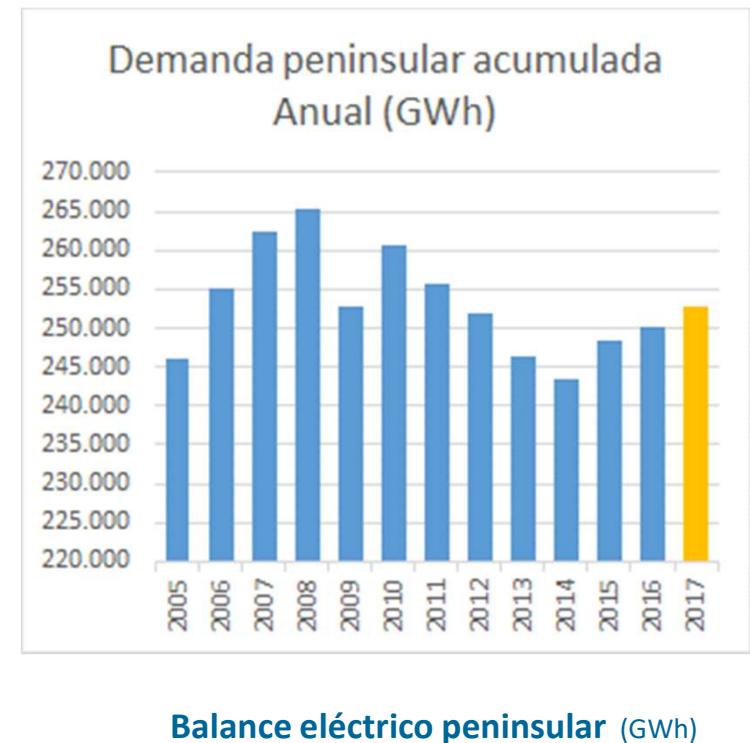
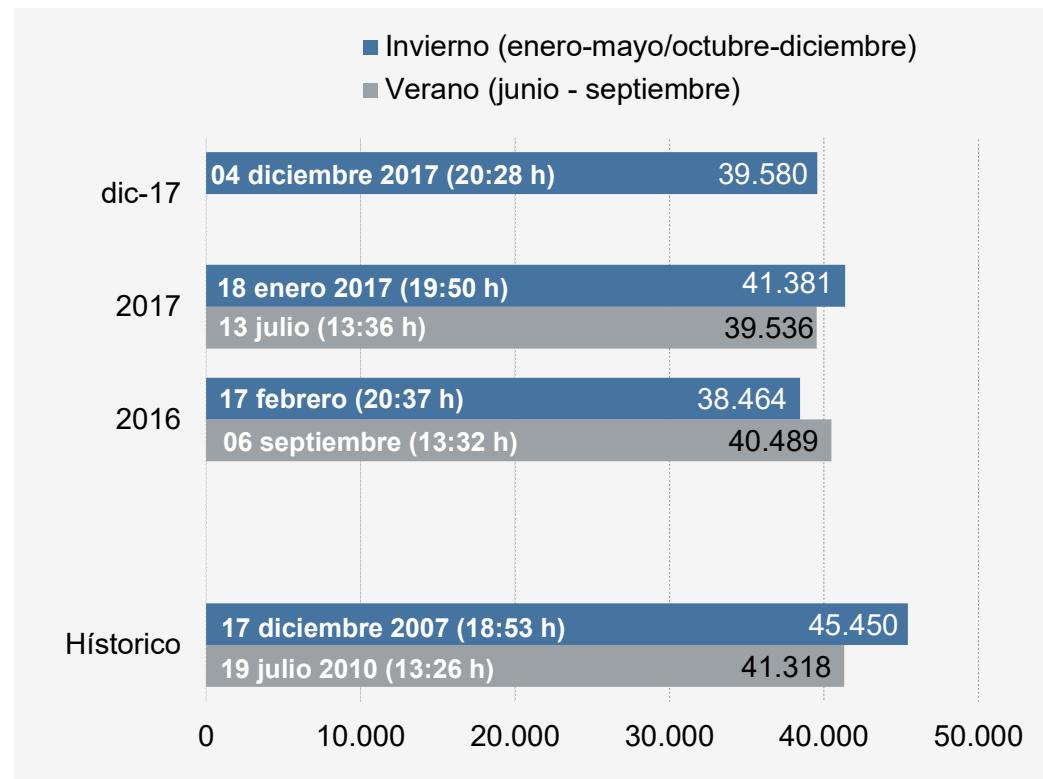
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dec
<b>Potencia Máx Instantánea (MW)</b>	41.381	36.974	35.935	33.429	34.390	39.379	39.536	39.082	36.396	34.586	38.703	38.920
<b>Consumo Máx. Diario (GWh)</b>	838	769	739	690	714	794	800	790	745	713	780	813
<b>Consumo Mensual (GWh)</b>	23.109	19.911	21.126	18.833	20.241	21.708	22.401	21.809	20.215	20.243	20.941	22.216
<b>Δ Mes (%17/16)</b>	7,6	-4,5	-1,6	-5,5	2,6	7,2	0,7	1,6	-3	2	1,3	4,1
<b>Δ Mes (%17/16) Corregida CT y L</b>	5,3	1,4	-1,6	-1,1	0,5	4,5	0,9	1,6	-1,5	0,6	3,1	5,4
<b>Δ Año Acumulado Absoluto (%17/16)</b>	7,7	1,7	0,6	-0,9	-0,2	1	1	1	0,6	0,7	0,8	1,1



**La demanda peninsular ha experimentado una recuperación en el último trimestre, en valores superiores a años anteriores, alcanzando en diciembre los 22.216 GWh**

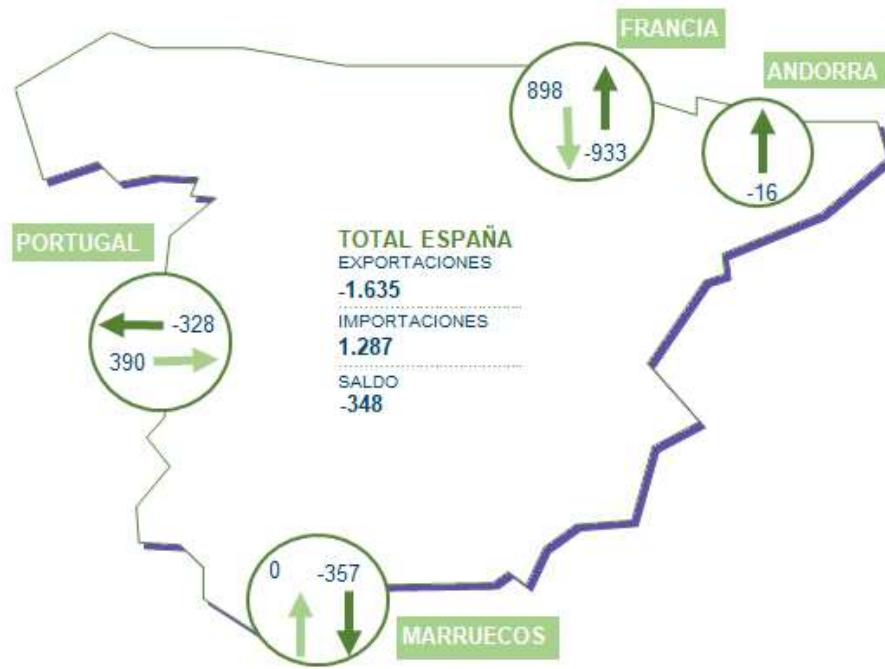


# 2017/2016 Valores máximos anuales

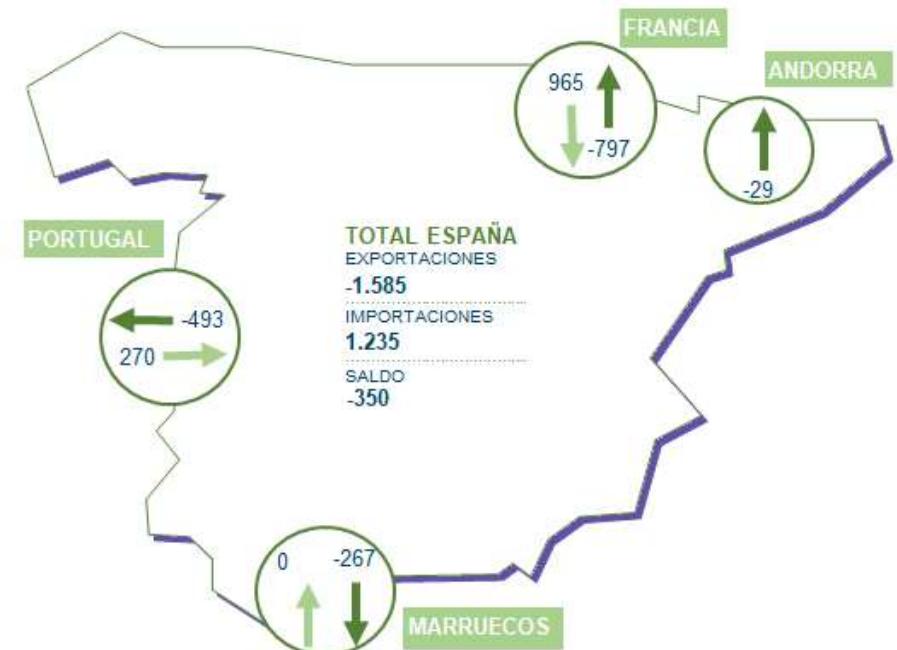


# En noviembre y diciembre el saldo de las intercambios internacionales ha sido netamente exportador

Noviembre



Diciembre



Datos en Gwh

En los dos últimos meses de 2017 el saldo con Francia ha sido prácticamente nulo, lo que unido a las exportaciones a Marruecos ha dado como resultado un saldo neto exportador, hecho que no se producía desde el mes de enero.



---

# Mix de producción

# En 2017 la eólica se mantiene como la segunda fuente de generación, por detrás de la nuclear y delante del carbón

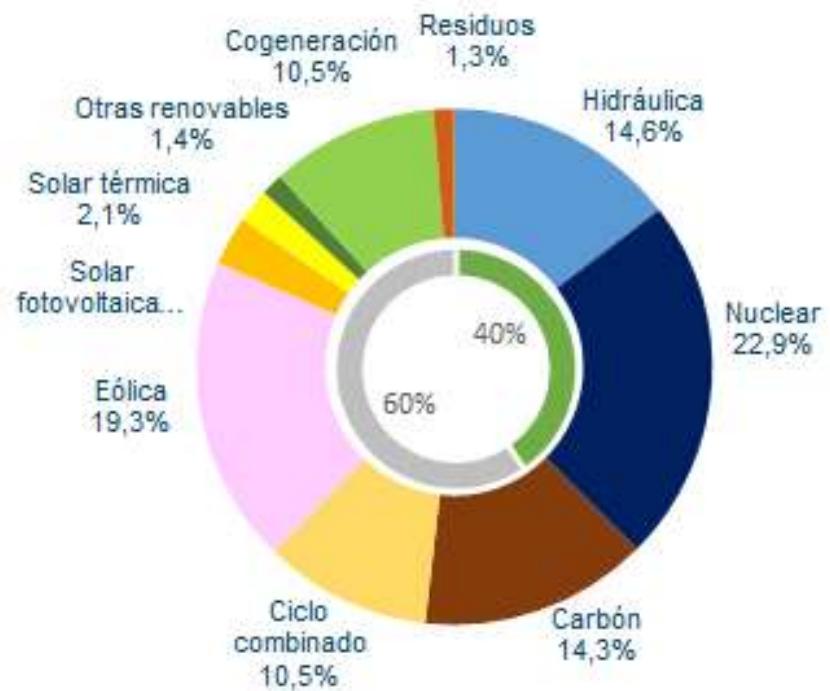
Balance eléctrico mensual peninsular (GWh)

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2017	% 17/16
Hidráulica	2.334	2.221	2.938	1.914	2.086	1.730	1.292	1.197	1.306	962	1.064	1.527	20.571	-47,5%
Nuclear	5.285	4.768	5.271	4.929	4.144	4.050	4.393	5.080	4.726	4.310	3.616	5.040	55.612	-0,9%
Carbón	5.166	3.327	1.792	1.902	3.539	4.289	4.040	2.977	2.836	3.910	4.674	4.145	42.596	21,1%
Ciclo combinado	2.932	1.527	1.449	1.247	1.618	3.175	3.712	3.480	3.215	3.873	4.570	3.103	33.902	32,0%
<b>Eólica</b>	<b>4.797</b>	<b>4.906</b>	<b>4.688</b>	<b>4.177</b>	<b>3.440</b>	<b>3.149</b>	<b>3.337</b>	<b>3.296</b>	<b>2.818</b>	<b>3.186</b>	<b>3.955</b>	<b>5.735</b>	<b>47.485</b>	<b>0,4%</b>
Solar fotovoltaica	452	419	679	798	833	839	871	778	741	647	513	393	7.964	5,1%
Solar térmica	149	89	341	535	608	762	813	692	608	399	221	142	5.359	5,7%
Otras renovables (4)	326	289	269	232	298	301	333	316	309	310	307	323	3.613	5,8%
Cogeneración	2.447	2.203	2.388	2.231	2.325	2.313	2.395	2.253	2.269	2.385	2.434	2.504	28.146	8,8%
Residuos	282	247	269	219	210	278	270	281	276	295	274	285	3.184	2,0%
<b>Generación</b>	<b>24.171</b>	<b>19.994</b>	<b>20.083</b>	<b>18.185</b>	<b>19.100</b>	<b>20.886</b>	<b>21.456</b>	<b>20.352</b>	<b>19.103</b>	<b>20.277</b>	<b>21.628</b>	<b>23.199</b>	<b>248.433</b>	<b>0,0%</b>
Consumos en bombeo	-434	-560	-335	-336	-229	-192	-173	-204	-166	-221	-270	-542	-3.663	-24,0%
Enlace Península-Baleares	-97	-65	-78	-57	-75	-114	-155	-167	-116	-93	-70	-92	-1.179	-5,7%
Saldo intercambios internacionales	-532	541	1.457	1.041	1.445	1.129	1.273	1.828	1.393	280	-346	-350	9.160	19,5%
<b>Demandas transporte (b.c.)</b>	<b>23.109</b>	<b>19.911</b>	<b>21.126</b>	<b>18.833</b>	<b>20.241</b>	<b>21.708</b>	<b>22.401</b>	<b>21.809</b>	<b>20.215</b>	<b>20.243</b>	<b>20.941</b>	<b>22.216</b>	<b>252.752</b>	<b>1,1%</b>

**En el acumulado del año 2017, la eólica ha cubierto el 19,3% de la demanda eléctrica peninsular, alcanzando los mismos valores del año anterior gracias a la recuperación de los últimos meses.**



Acumulado Enero - Diciembre  
2017



Acumulado Enero - Diciembre  
2016

## La generación renovable se estabilizó en noviembre, y en diciembre recuperó la tendencia ascendente con una cobertura del 34,1% de la demanda

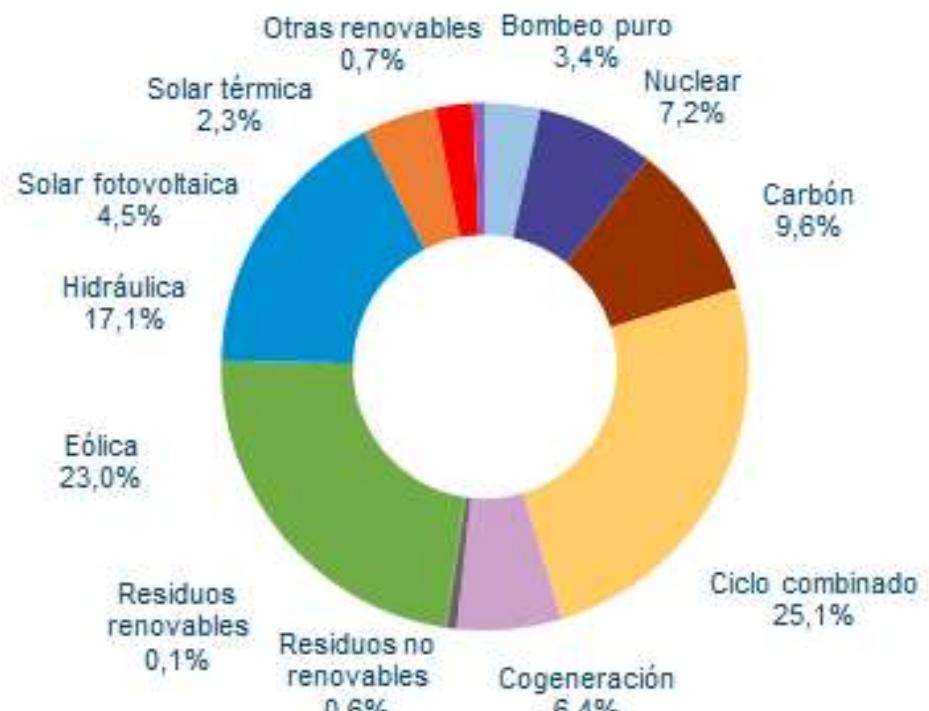


# Evolución de las emisiones de CO2 peninsular



# Estructura de potencia instalada en la península a 31 de diciembre 2017

TECNOLOGÍAS	2016	2017
Hidráulica	20.355	20.331
Hidráulica convencional y mixta	17.026	17.002
Bombeo puro	3.329	3.329
Nuclear	7.573	7.117
Carbón	9.536	9.536
Ciclo combinado	24.948	24.948
Eólica	22.910	22.863
Solar fotovoltaica	4.428	4.431
Solar térmica	2.299	2.299
Otras renovables	743	743
Cogeneración	6.416	6.373
Residuos	677	670
	<b>99.885</b>	<b>99.311</b>

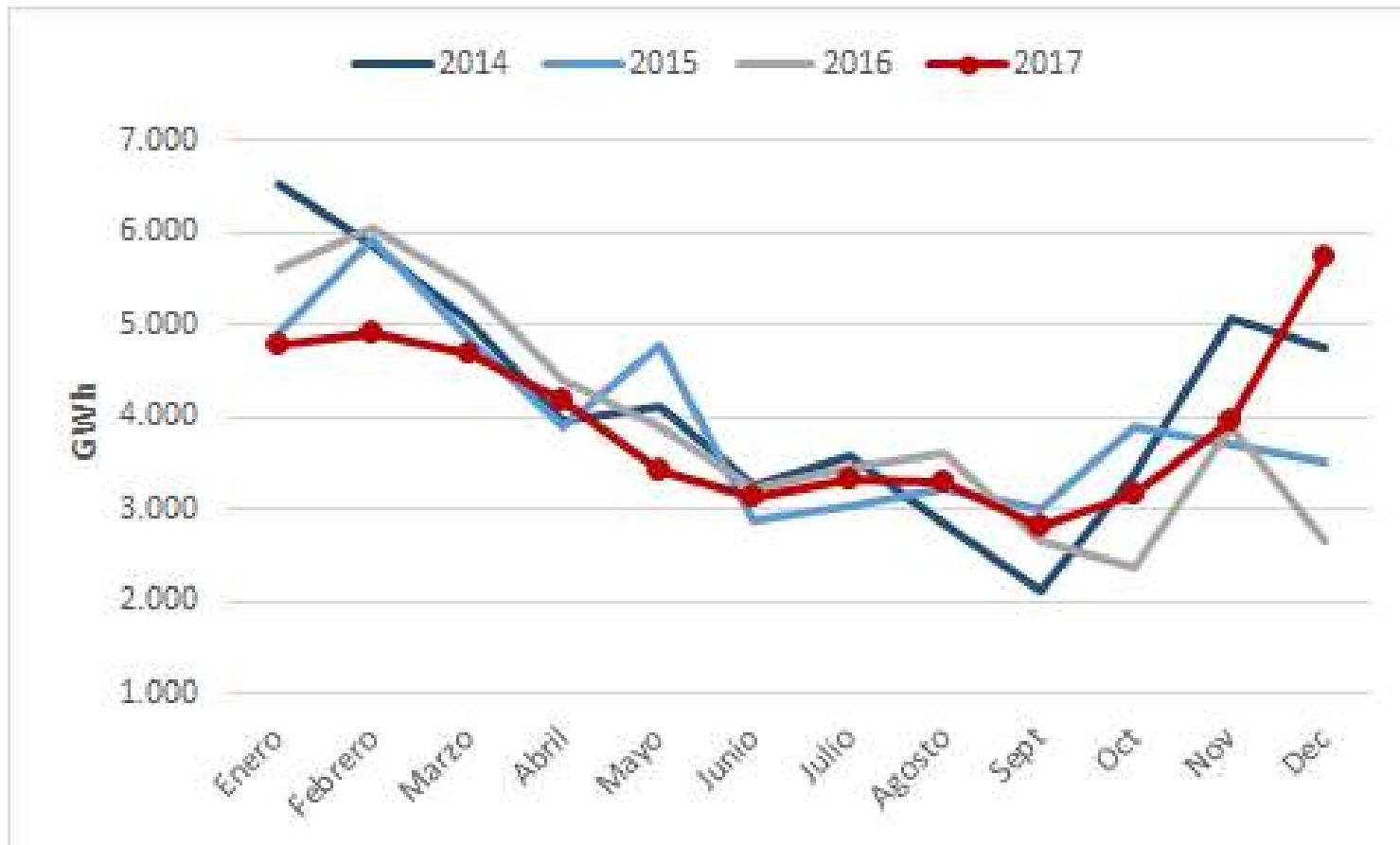


Fuente: REE

---

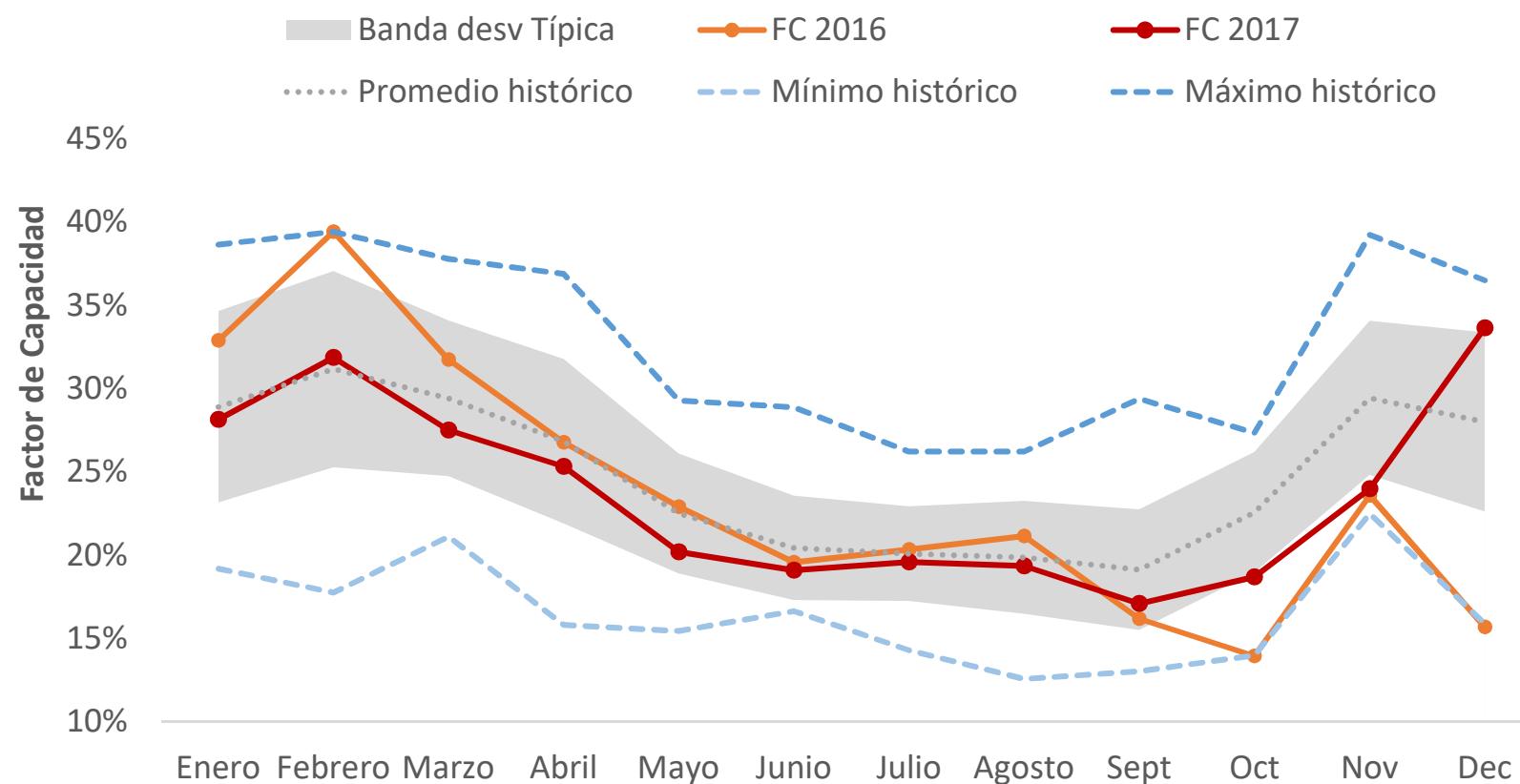
# Generación eólica

**Diciembre ha sido un mes particularmente bueno para la eólica, generando 5.735 GWh. Esto ha permitido recuperar una cuota de generación del 19,3% en el acumulado de 2017.**



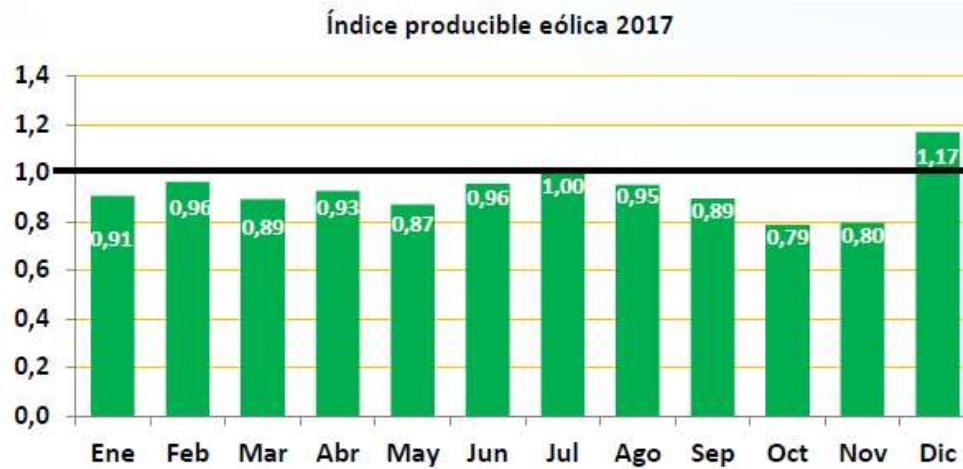
Elaboración AEE (datos REE)

# El factor de capacidad de la eólica en el mes de diciembre ha sido del 33,65%



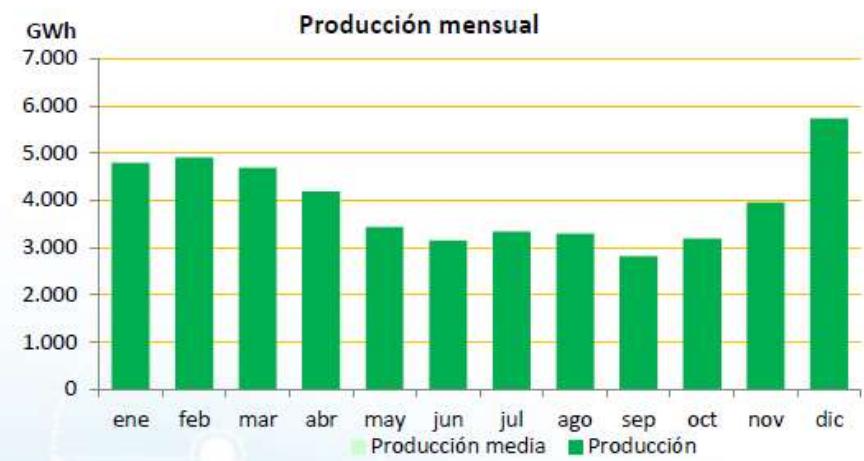
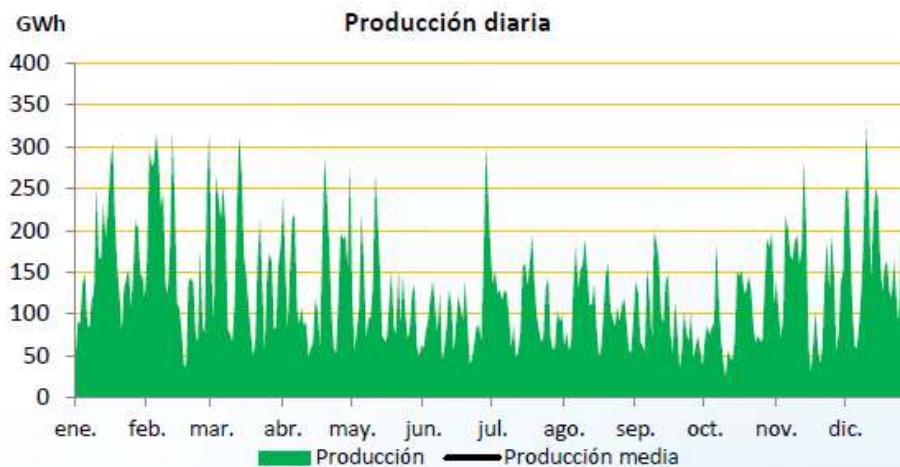
Elaboración AEE (datos REE)

# Resumen Producción eólica en 2017



Enero-Diciembre 2017

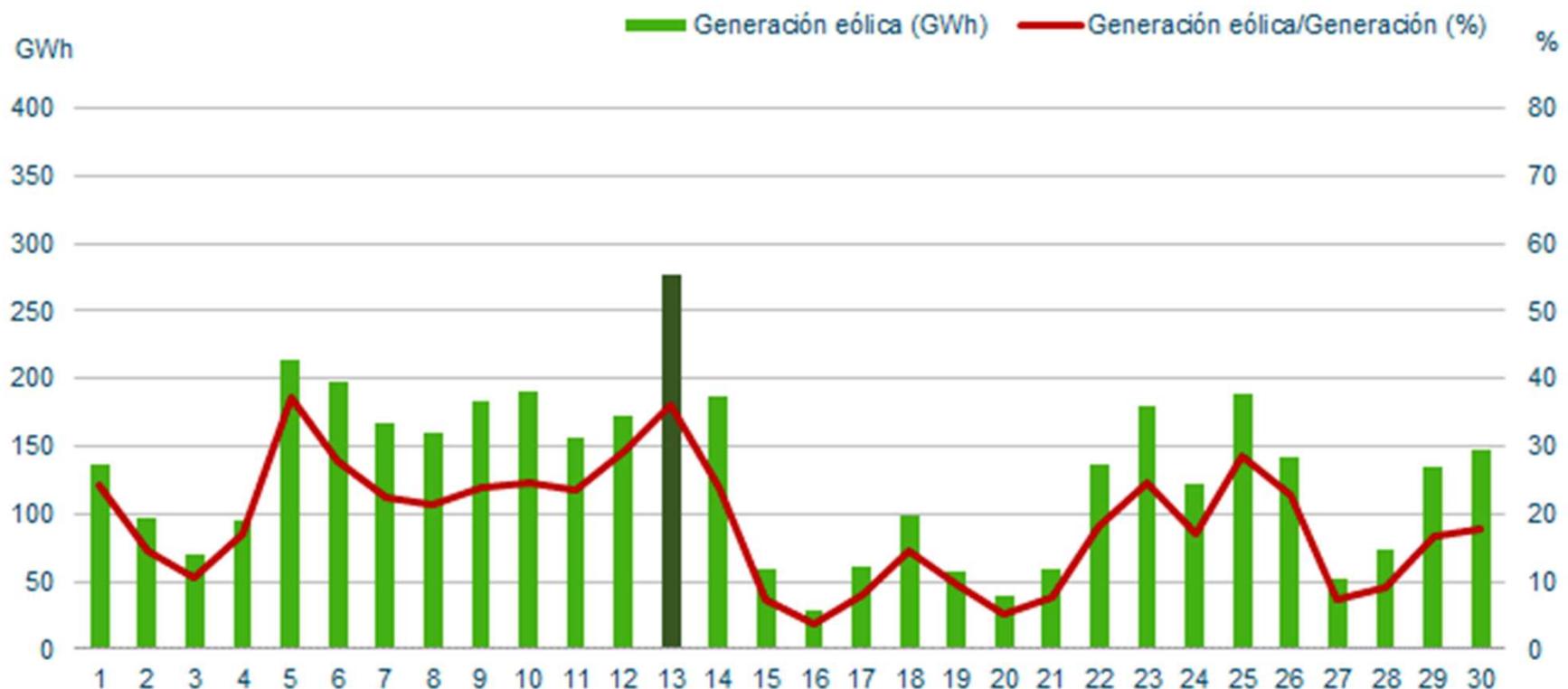
Generación máxima	14.774 MW	28 febrero
Energía máxima diaria	330 GWh	27-12
Producción máxima mensual	5,7 TWh	Diciembre



# Generación eólica diaria peninsular.

## Noviembre 2017

---

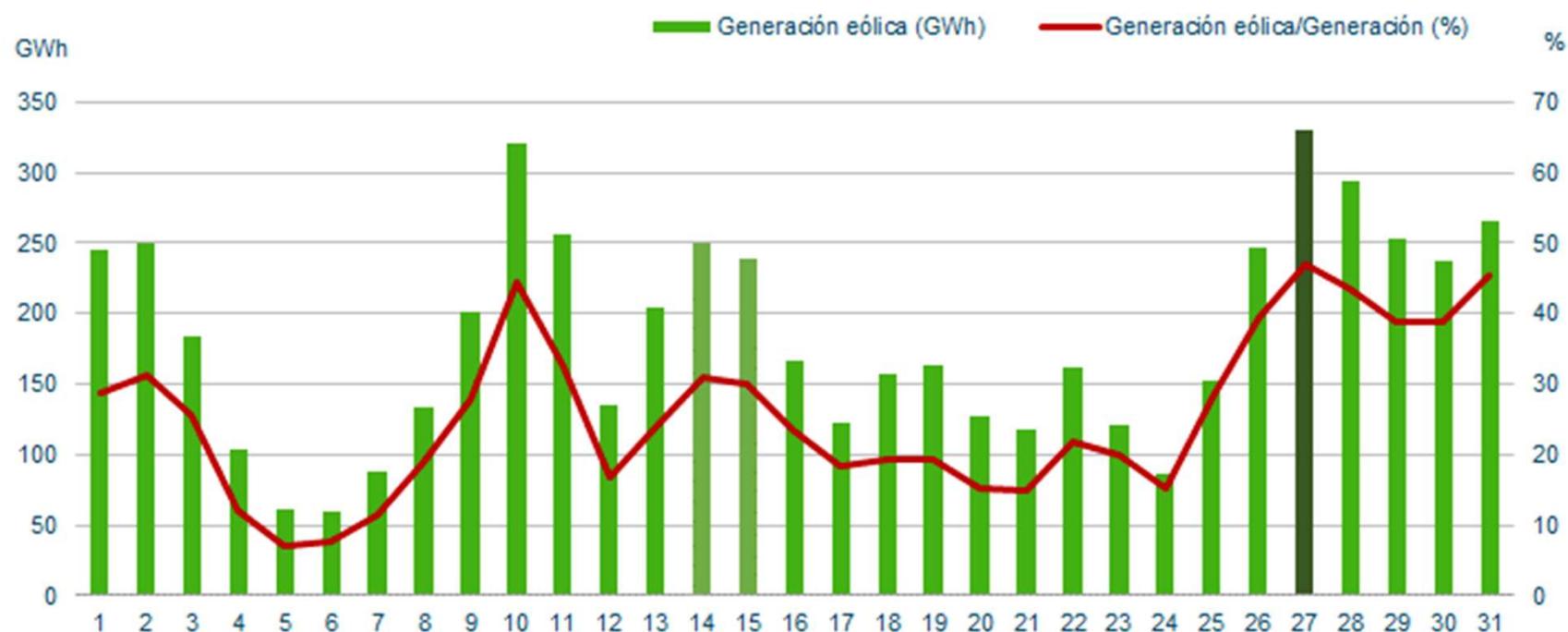


<sup>(1)</sup> No incluye la generación de bombeo.

# Generación eólica diaria peninsular.

## Diciembre 2017

---

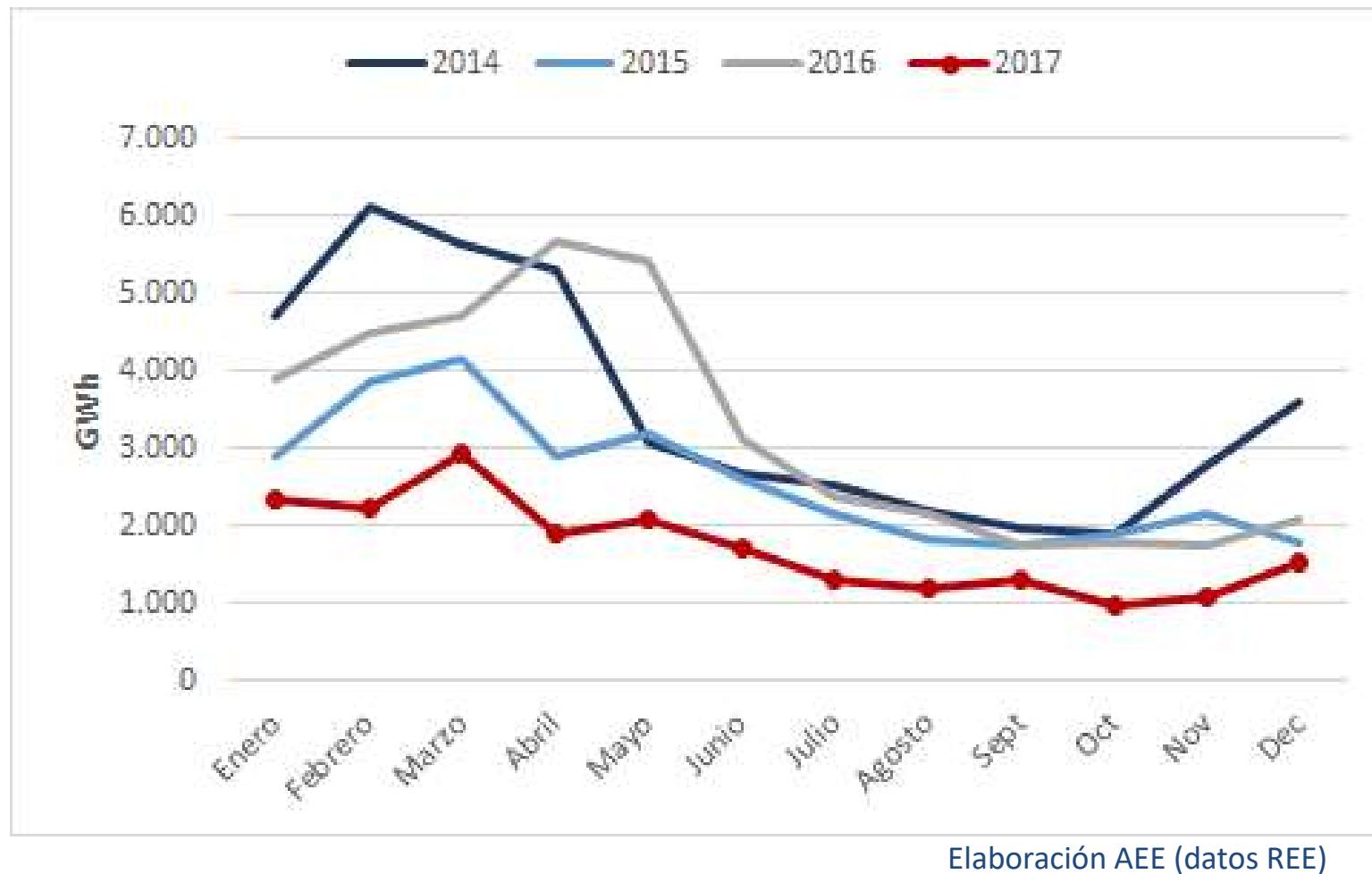


<sup>(1)</sup> No incluye la generación de bombeo.

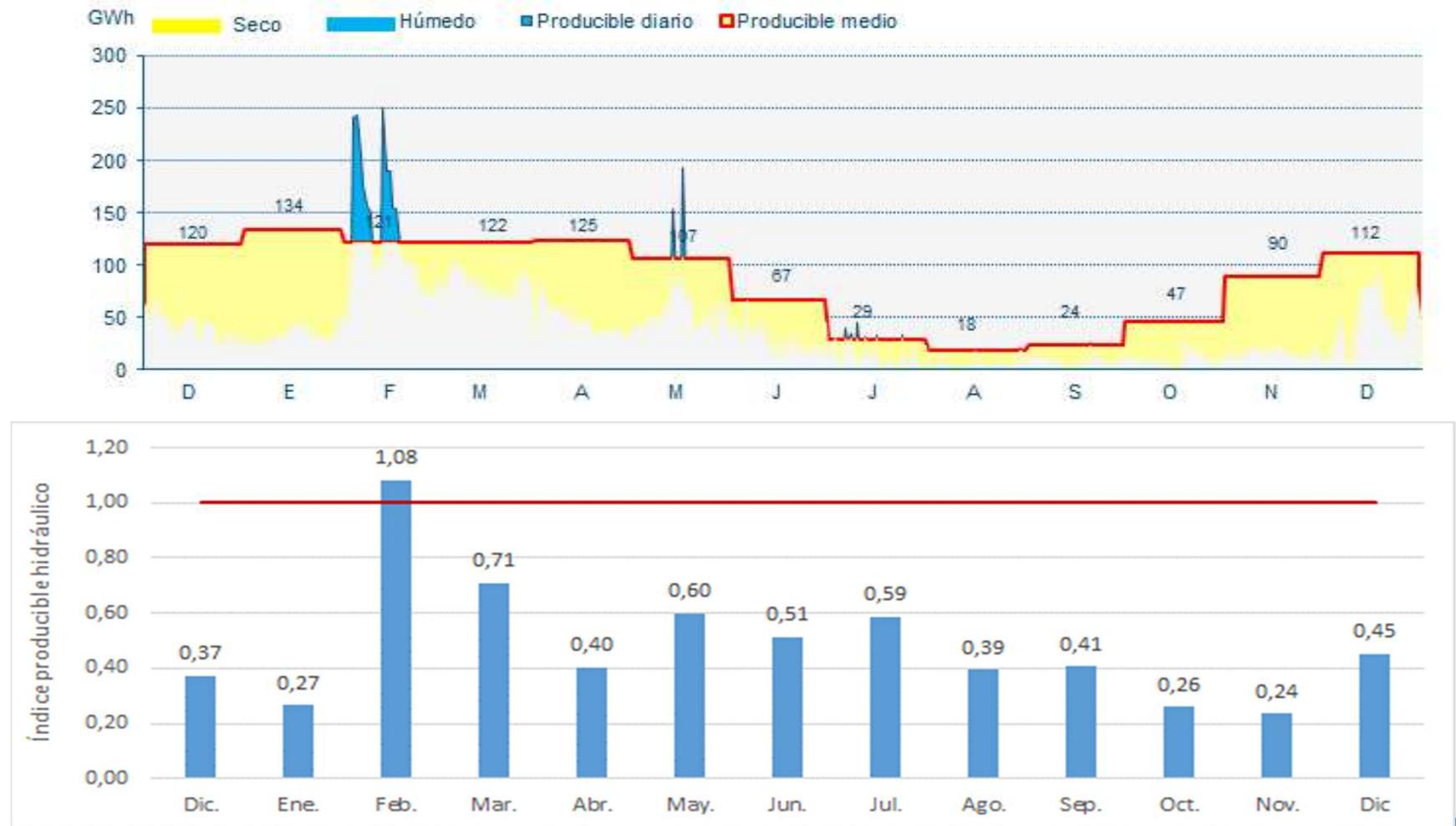
---

# Generación hidráulica

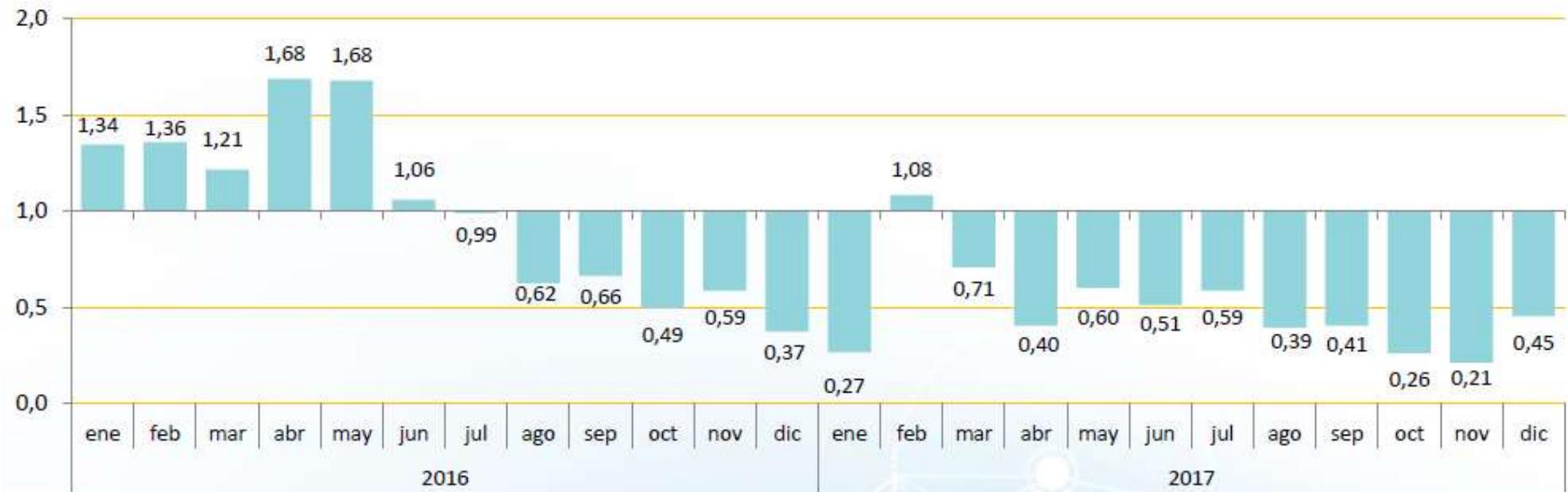
**Hidráulica:** La hidráulica ha generado en diciembre 1.527 GWh. En valores acumulados para el año 2017, ha producido casi un 50% menos con respecto a 2016.



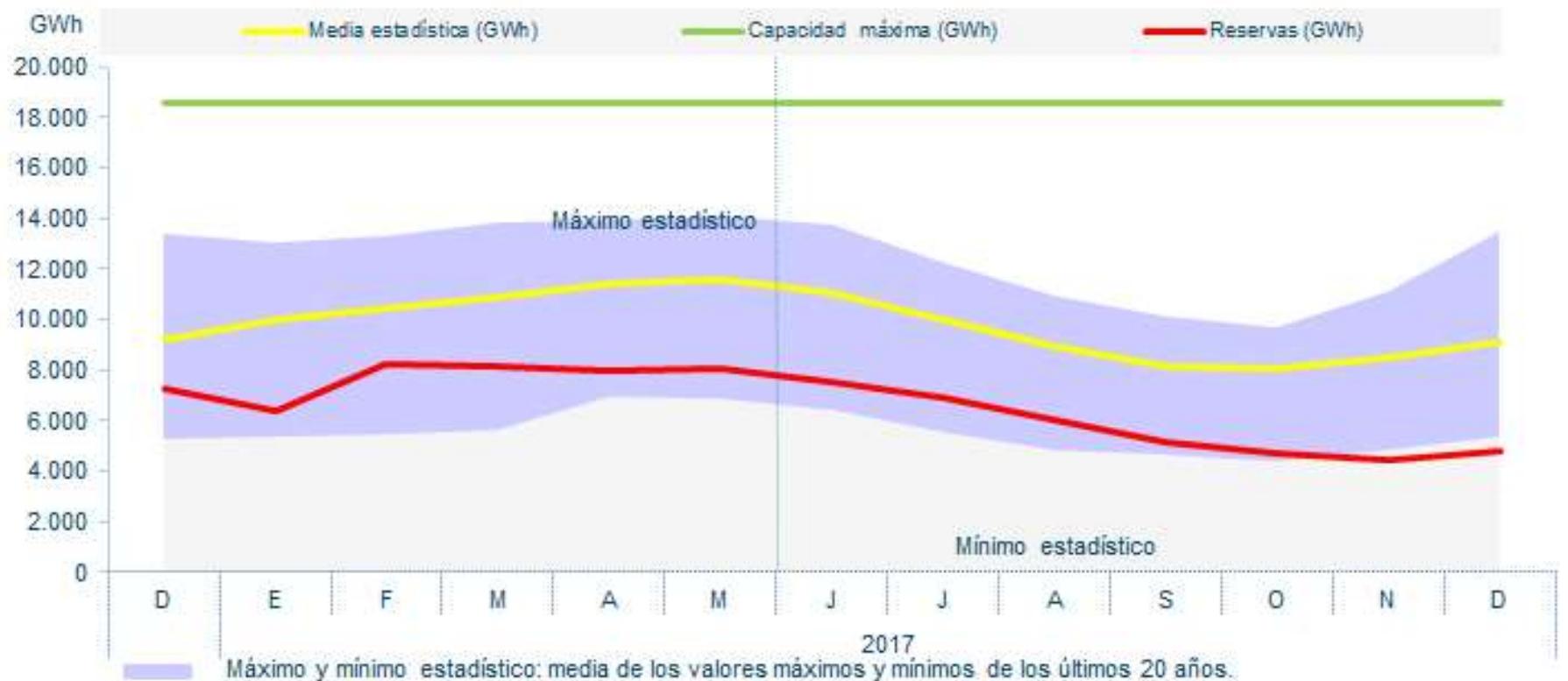
# Índice de producible hidráulico 2017



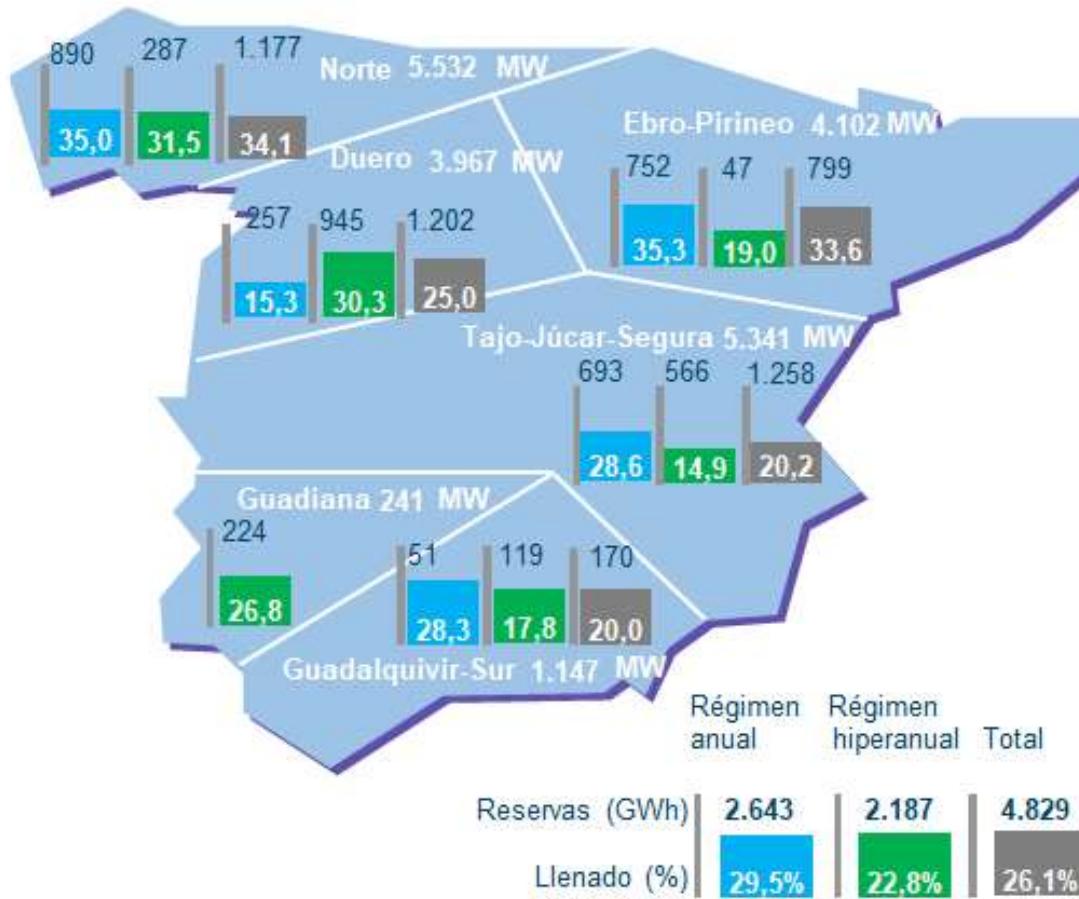
# Índice de producible hidráulico 2017 vs. 2016



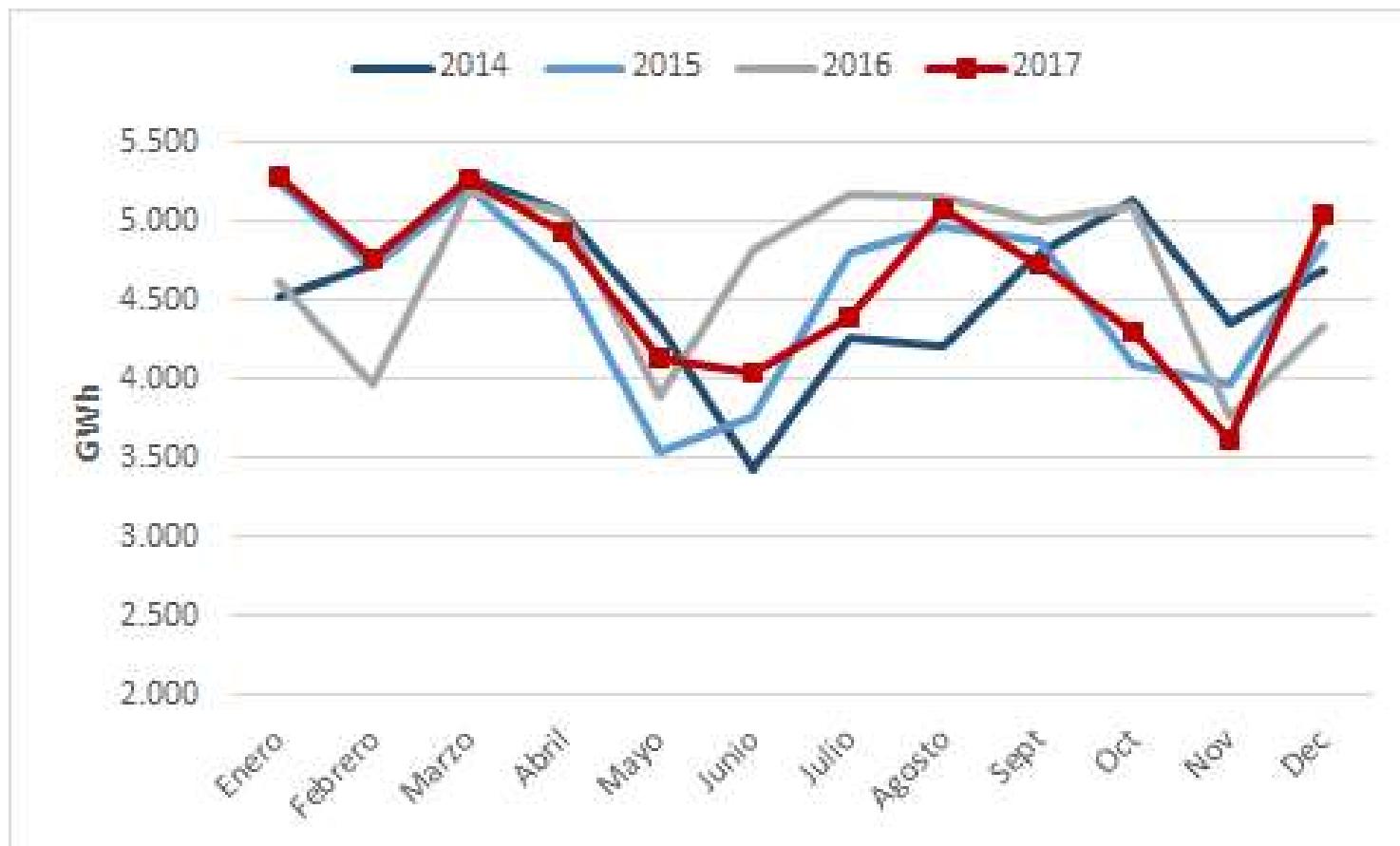
# Las reservas del conjunto de los embalses se encontraban en diciembre 2017 al 26,1%



# Reservas hidroeléctricas a final de diciembre

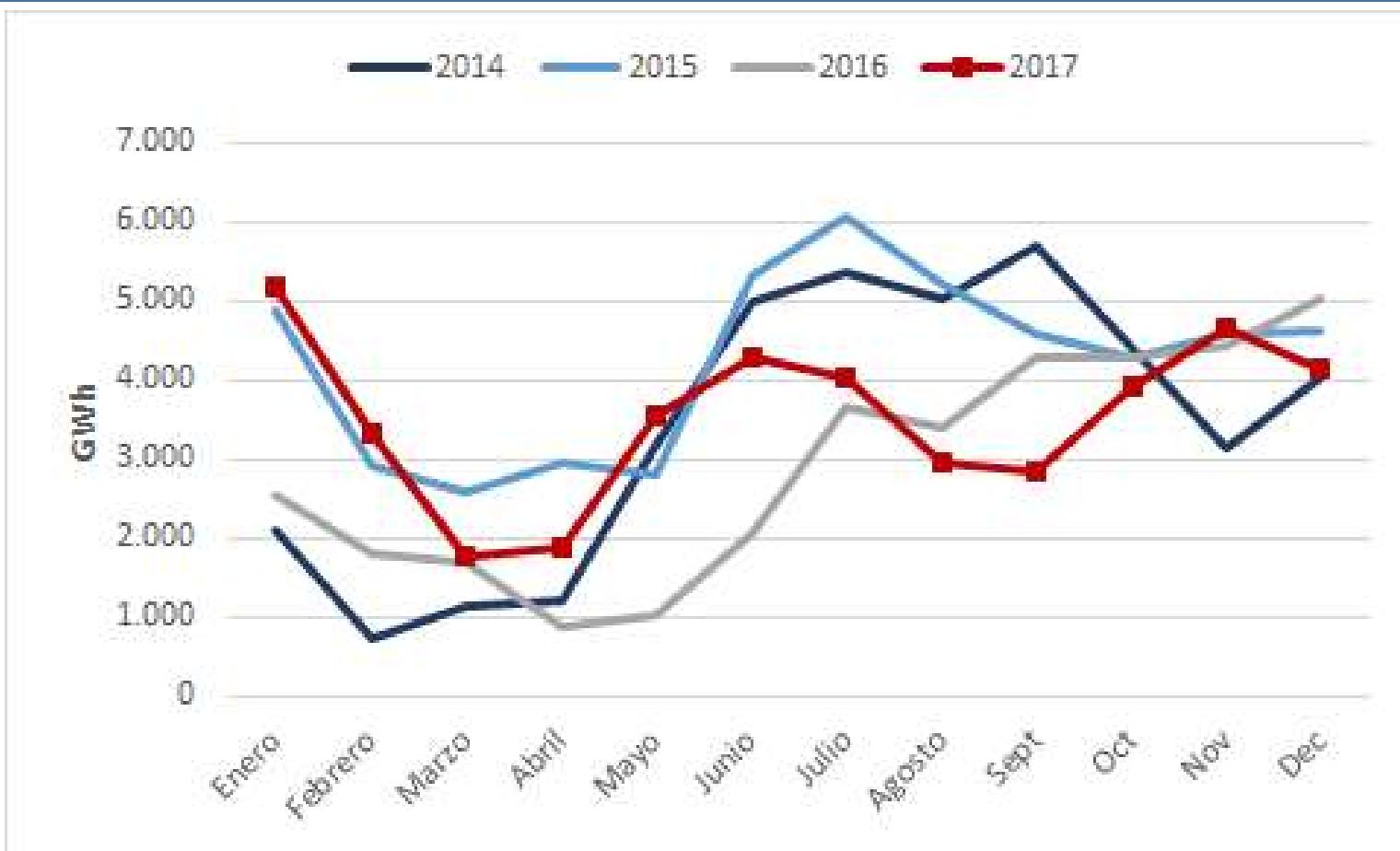


**Nuclear: La nuclear ha generado en diciembre 5.040 GWh. En el trascurso del 2017 ha producido un 0,9% menos que en el año 2016**



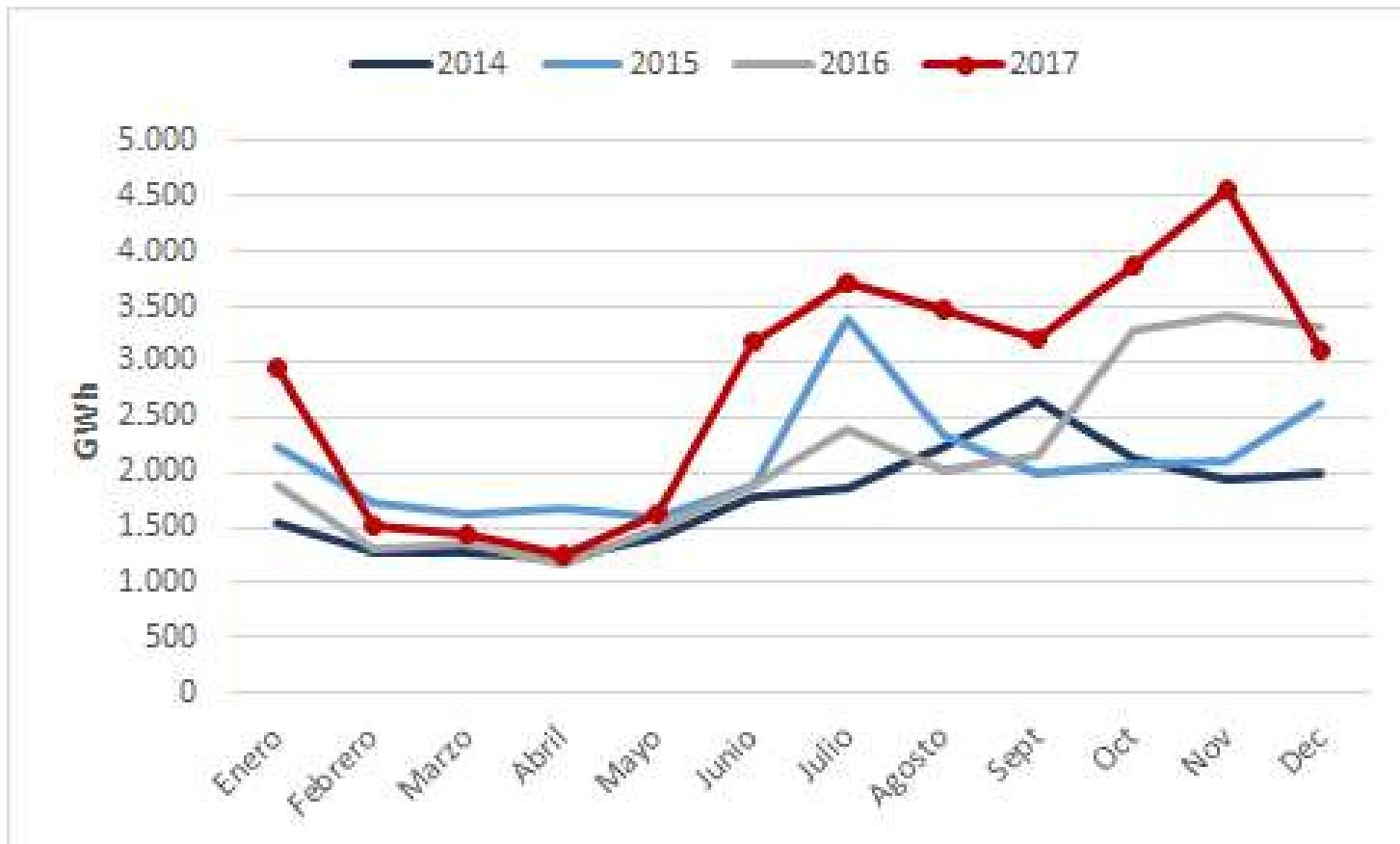
Elaboración AEE (datos REE)

**Carbón: El carbón ha generado en diciembre 4.145 GWh. En el tránscurso del 2017 ha producido un 21,1% más que en el año 2016**



Elaboración AEE (datos REE)

**Ciclo Combinado: el CC ha generado en diciembre 3.103 GWh. En el tránscurso del 2017 ha producido un 32% más que en el año 2016**



Elaboración AEE (datos REE)

# Índice

---

## 1. Situación actual:

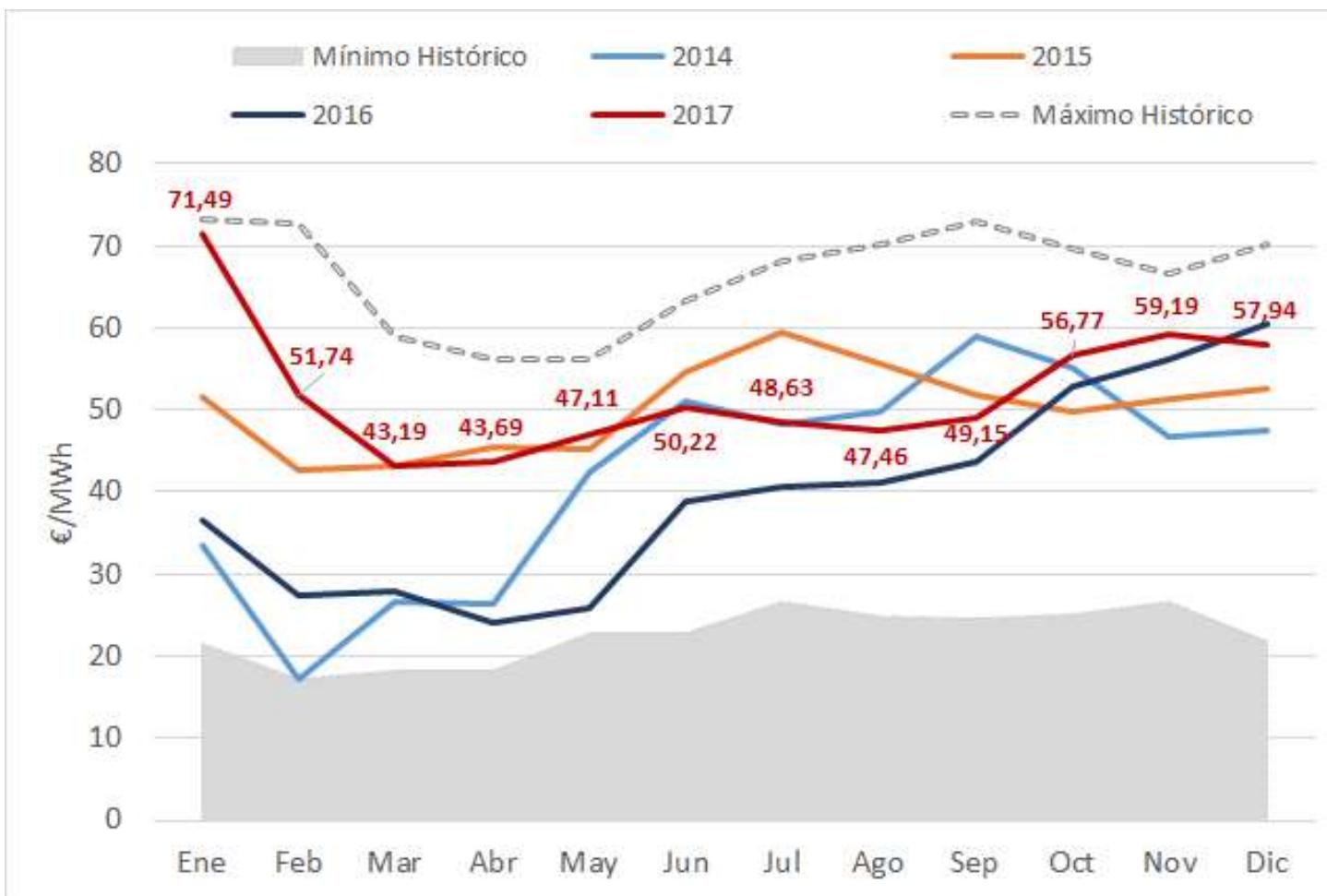
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- **Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.**
- Evolución de los mercados ajuste.

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

## 3. Futuros de OMIP.

## 4. Previsión de Precios

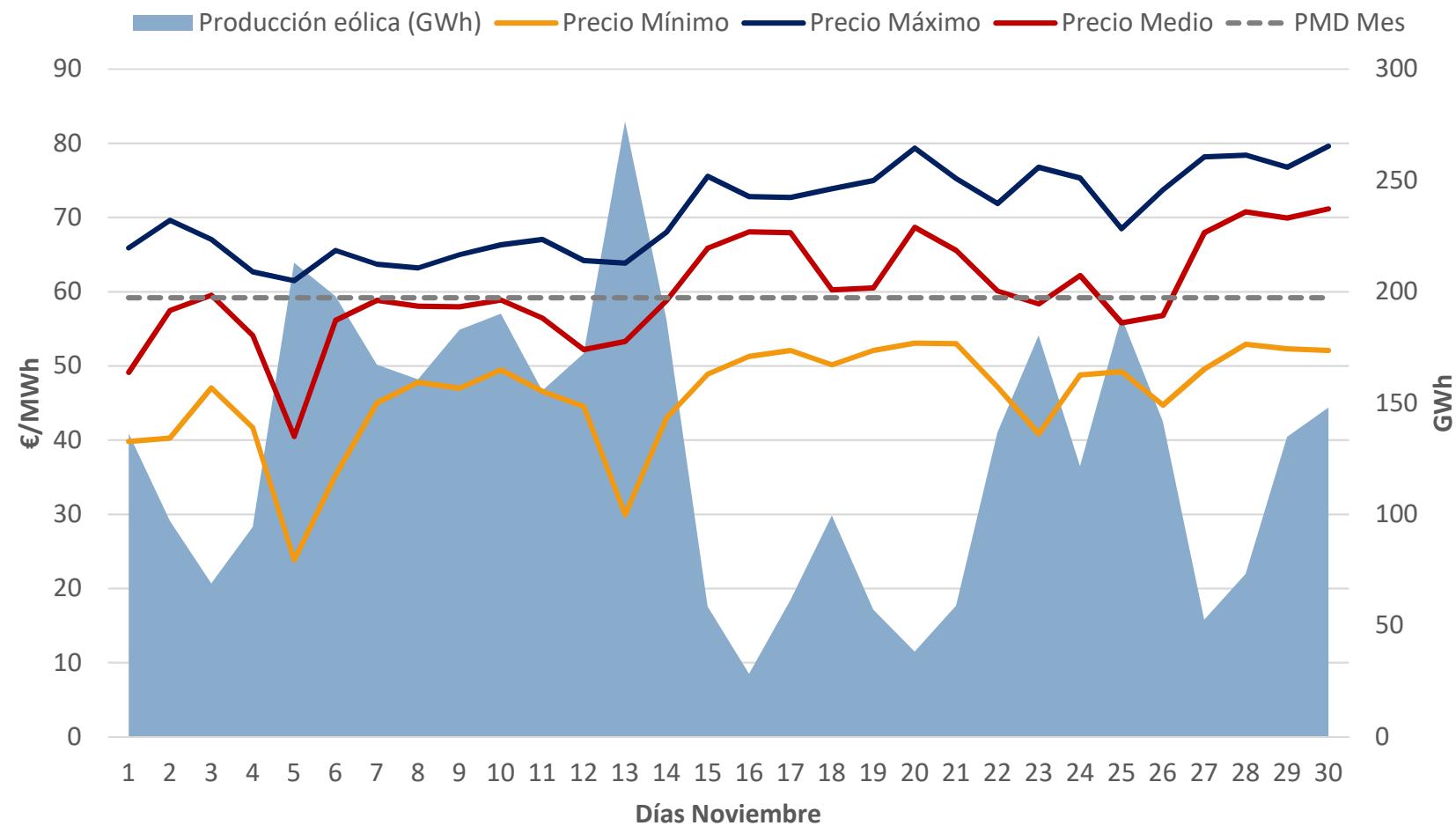
# El PMD en noviembre de 2017 es el más alto en ese mes desde 2011



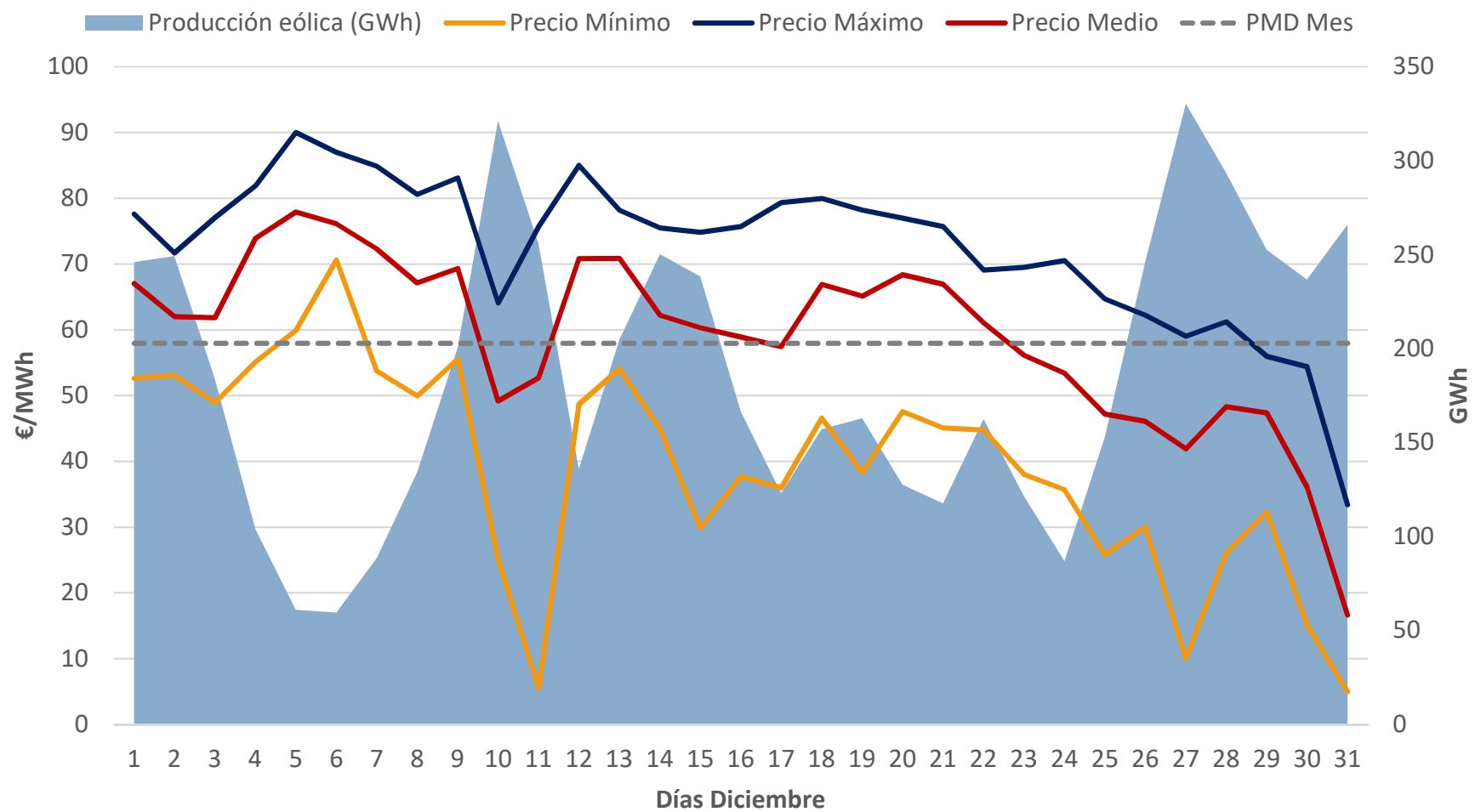
## El PMD en los dos últimos meses ha experimentado un ligero descenso con respecto a los mismos meses del año anterior.

	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 (%)
<b>Nov-16</b>	10,88	56,13	73,87	0	6,3%	9,6%
<b>Dic-16</b>	35,20	60,49	75,50	0	7,8%	15,0%
<b>Ene-17</b>	40,80	71,49	101,99	0	18,2%	95,7%
<b>Feb-17</b>	8,00	51,74	79,110	0	-27,6%	88,2%
<b>Mar-17</b>	12,00	43,19	61,05	0	-16,5%	55,3%
<b>Abr-17</b>	2,30	43,69	59,58	0	1,1%	81,2%
<b>May - 17</b>	25,43	47,11	57,15	0	7,8%	82,8%
<b>Jun-17</b>	37,47	50,22	60,15	0	6,6%	29,1%
<b>Jul-17</b>	37,12	48,63	58,62	0	-3,2%	20,0%
<b>Ago-17</b>	28,00	47,46	56,05	0	-2,4%	15,3%
<b>Sep-17</b>	33,25	49,15	59,69	0	3,6%	12,8%
<b>Oct-17</b>	23,85	56,77	71,42	0	15,5%	7,5%
<b>Nov-17</b>	23,86	59,19	79,62	0	4,3%	5,5%
<b>Dic-17</b>	5,00	57,94	90,00	0	-2,1%	-4,2%
<b>Ene-18</b>	2,06	49,98	77,71	0	-13,7%	-30,1%

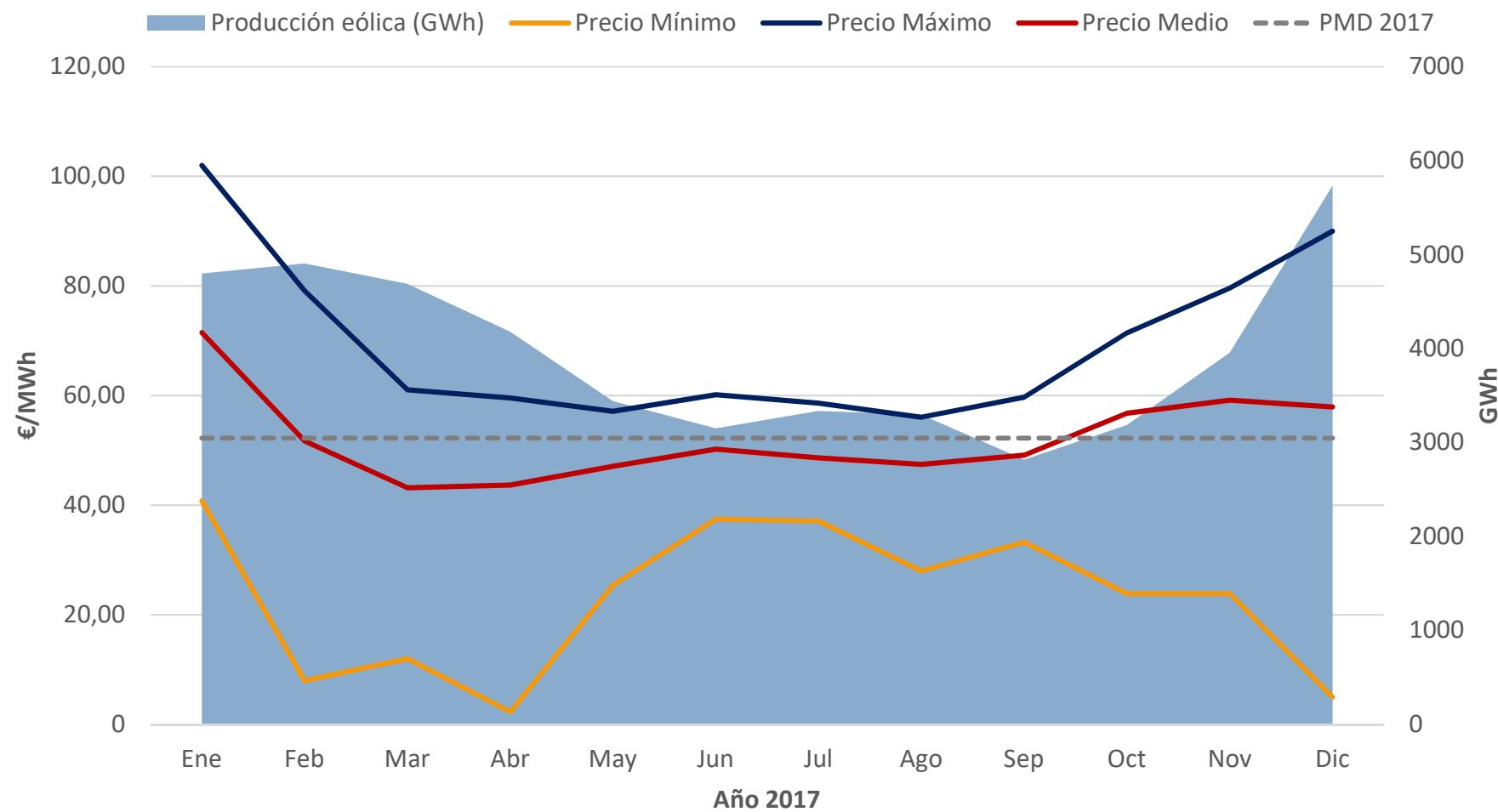
# Evolución diaria de la producción eólica, precio min, medio y máximo del mercado. Noviembre 2017



# Evolución diaria de la producción eólica, precio min, medio y máximo del mercado. Diciembre 2017



# Evolución diaria de la producción eólica, precio min, medio y máximo del mercado. Resumen 2017



**En diciembre el factor de apuntamiento de la eólica fue de 0,9434, superior al 0,8521 indicado para las últimas subastas.**

AÑO 2017	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-17	4.813	6.447	71,49	<b>71,26</b>	-0,23	<b>0,9968</b>
feb-17	4.925	7.300	51,74	<b>49,26</b>	-2,48	<b>0,9521</b>
mar-17	4.686	6.308	43,19	<b>40,63</b>	-2,56	<b>0,9407</b>
abr-17	4.177	5.802	43,69	<b>41,09</b>	-2,6	<b>0,9405</b>
may-17	3.440	4.623	47,11	<b>45,14</b>	-1,97	<b>0,9582</b>
jun-17	3.149	4.373	50,22	<b>48,54</b>	-1,68	<b>0,9665</b>
Jul-17	3.337	4.485	48,63	<b>48,1</b>	-0,53	<b>0,9891</b>
ago-17	3.296	4.427	47,46	<b>46,14</b>	-1,32	<b>0,9722</b>
sep-17	2.818	3.996	49,15	<b>47,21</b>	-1,94	<b>0,9605</b>
oct-17	3.112	4.243	56,77	<b>54,69</b>	-2,08	<b>0,9634</b>
nov-17			59,19	<b>56,87</b>	-2,32	<b>0,9608</b>
dic-17			57,94	<b>54,66</b>	-3,28	<b>0,9434</b>
Acumulado 2017			52,24	<b>50,30</b>	-1,94	<b>0,9629</b>

# La retribución a mercado de la eólica según REE

	Precio medio a m. diario (/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas	Pérdida por coste desvíos (/MWh)	Pérdida por coste reserva a subir (/MWh)	Ingreso total mercado (/MWh)
ene-17	71,26	-0,12	0,01	-0,73	-0,01	<b>70,41</b>
feb-17	49,26	-0,15	0,55	-1,15	0	<b>48,51</b>
mar-17	40,63	-0,17	0,28	-0,81	0	<b>39,93</b>
abr-17	41,09	-0,12	0,14	-0,53	0	<b>40,58</b>
may-17	45,14	-0,07	0,06	-0,6	0	<b>44,53</b>
jun-17	48,54	-0,06	0,03	-0,46	0	<b>48,05</b>
Jul-17	48,1	-0,02	0,19	-0,55	0	<b>47,73</b>
ago-17	46,14	0	0,09	-0,58	0	<b>45,65</b>
sep-17	47,21	0,07	0,08	-0,58	0	<b>46,78</b>
oct-17	54,69	0,02	0,11	-0,59	-0,02	<b>54,21</b>
nov-17	56,87	-0,03	0,02	-0,45	-0,01	<b>56,40</b>
dic-17	54,66	-0,06	0,09	-0,78	0	<b>53,91</b>
Acumulado 2017	<b>50,30</b>	-0,06	0,14	-0,65	0,00	<b>49,72</b>

# 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

---

# Participación de las renovables en SSAA (Grupo de Seguimiento REE)

# Potencia instalada de tecnologías renovables habilitadas para participar en los SSAA

Tecnología	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria (MW)	Regulación Secundaria (MW)	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria (% sobre pot. instalada)	Regulación Secundaria (% sobre pot. instalada)
Hidráulica*	14.985	14.956	87%	87%
Eólica	10.442	230	46%	1%
Solar térmica	30	0	1,3%	0%
Biomasa y biogás	20	0	2,7%	0%
Fotovoltaica	0	0	0%	0%

Datos: REE a 19/01/2018

# Participación en los mercados de gestión de energías de balance

Tecnología	Gestión de Desvíos (GWh)	Regulación Terciaria (GWh)	TOTAL (GWh)	% sobre energía total asignada
Hidráulica*	304	825	1.129	19,1 %
Eólica	21	187	208	3,5 %
Biomasa y biogás	0	2	2	0,03 %
Solar térmica	0	0	0	0 %
Fotovoltaica	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>316</b>	<b>1.005</b>	<b>1.321</b>	<b>22,6 %</b>

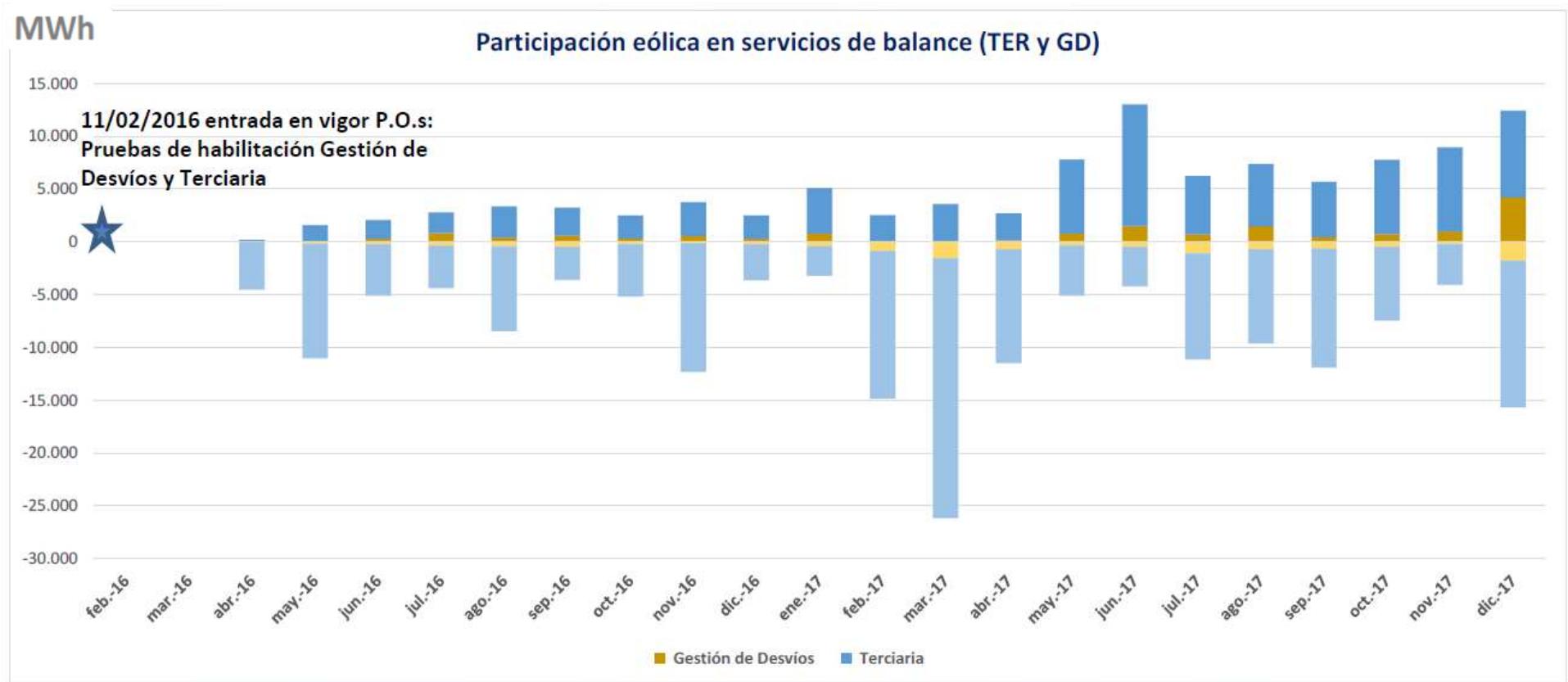
Datos: REE (2017)

# Participación en el mercado de banda de regulación secundaria

Tecnología	Banda de regulación secundaria (GW)	% sobre banda total asignada
Hidráulica*	2.574	25%
Eólica	7	0,07 %
Biomasa y biogás	-	-
Solar térmica	-	-
Fotovoltaica	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.581</b>	<b>25 %</b>

Datos: REE (2017)

# Evolución de la participación de la eólica en Gestión de Desvíos y Reg. Terciaria



Datos: REE (2017)

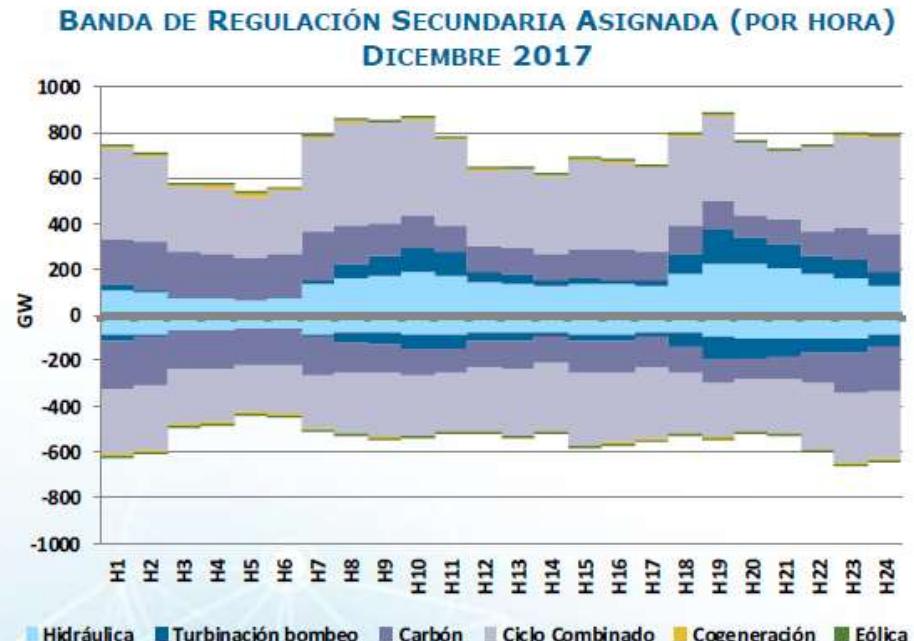
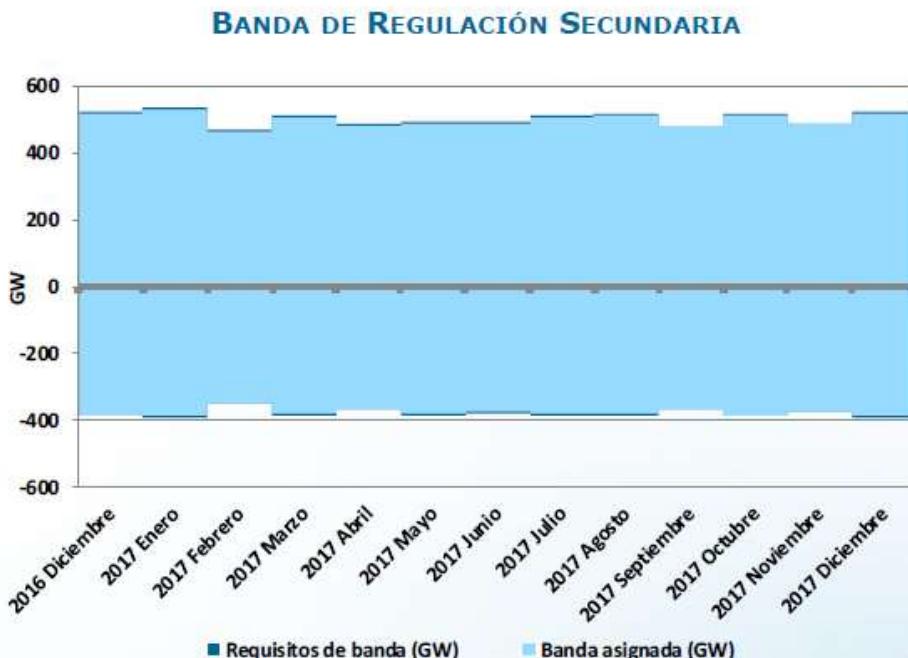
---

# Situación SSAA a cierre 2017

# Banda de regulación secundaria

## Banda contratada

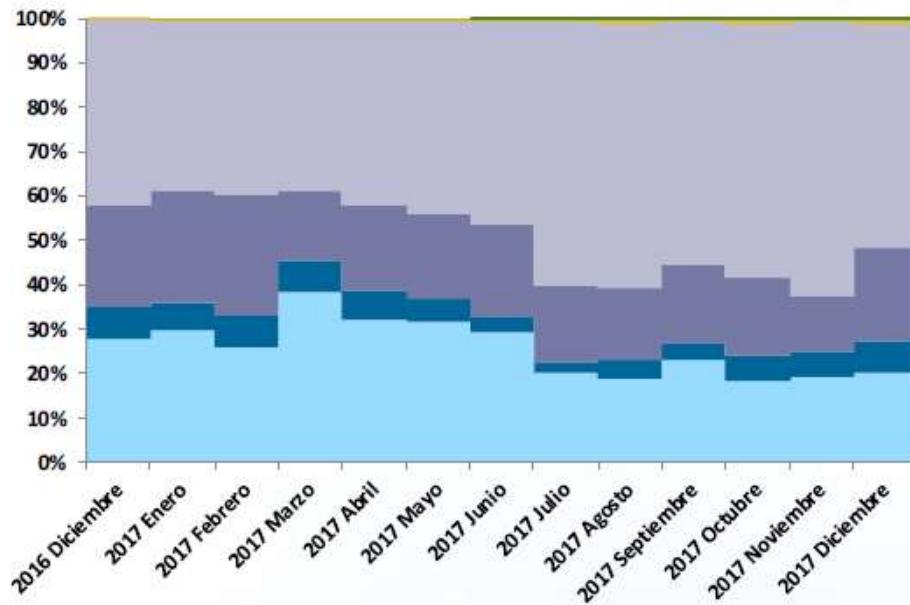
Valores acumulados	2016	2017	Valores mensuales	2017 Noviembre	2017 Diciembre	Δ (%)
Requisitos de banda (GW)	10.544	10.565	Requisitos de banda (GW)	865	913	5,6%
Banda asignada (GW)	10.458	10.470	Banda asignada (GW)	d:\Usuarios\LOPMARJO\Desktop\Presentacion Corporativa REE\Imagenes\ndo2.jpg		
Satisfacción	99%	99%	Satisfacción (%)			
			Demand Total Servida P48 (GWh)	20.916	22.109	5,7%



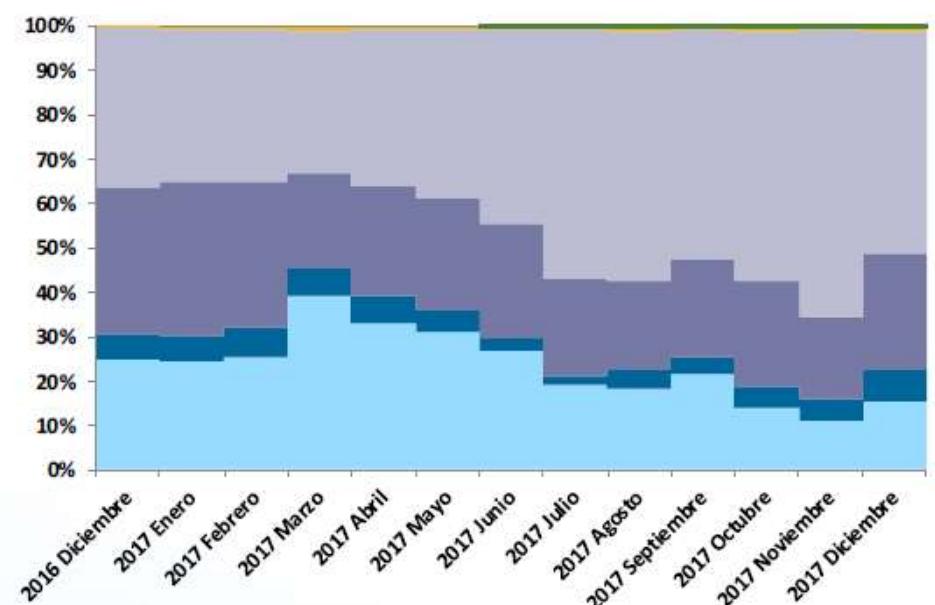
# Banda de regulación secundaria

## Tecnología contratada

A SUBIR



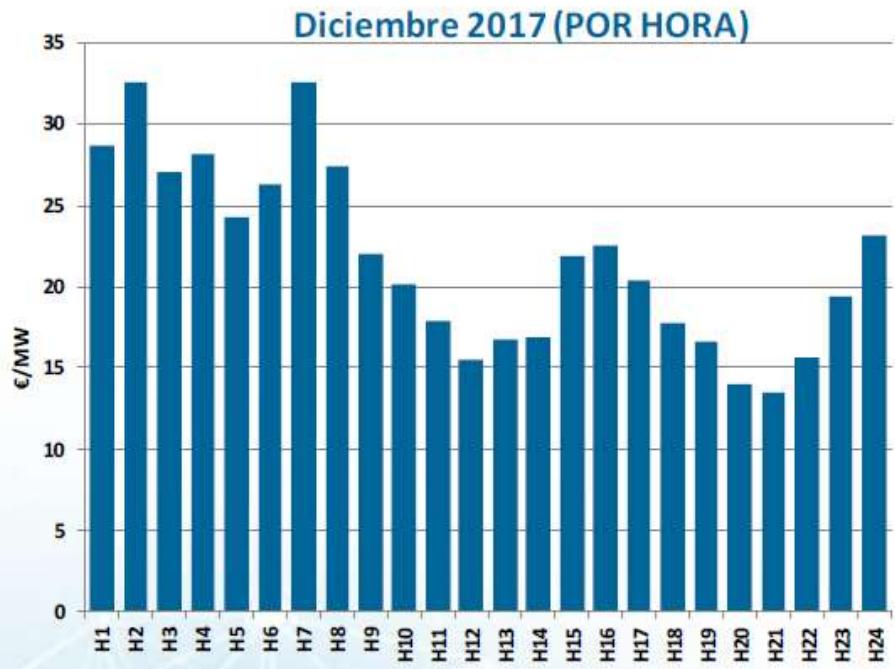
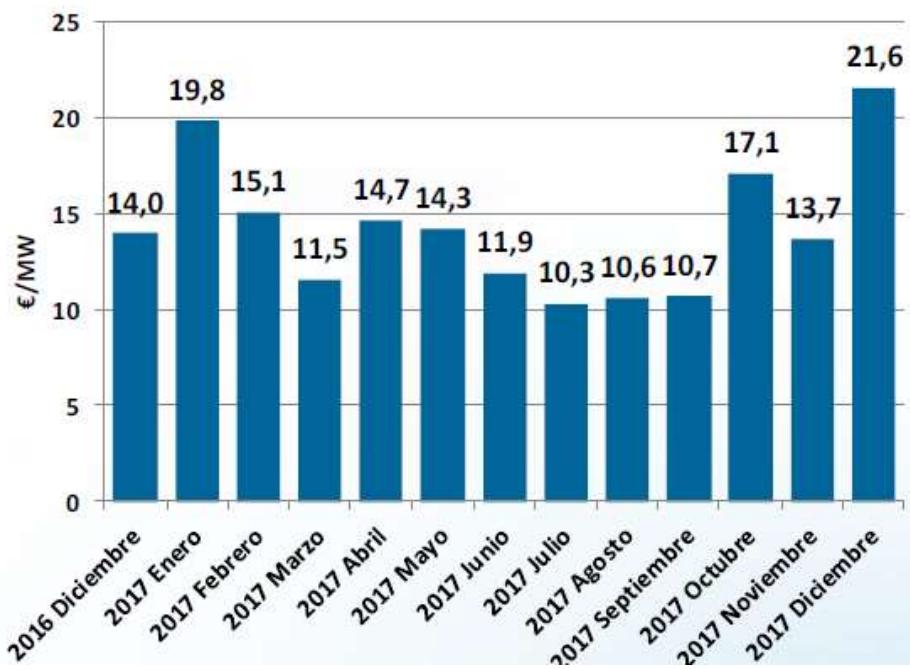
A BAJAR



# Banda de regulación secundaria

## Precio medio ponderado

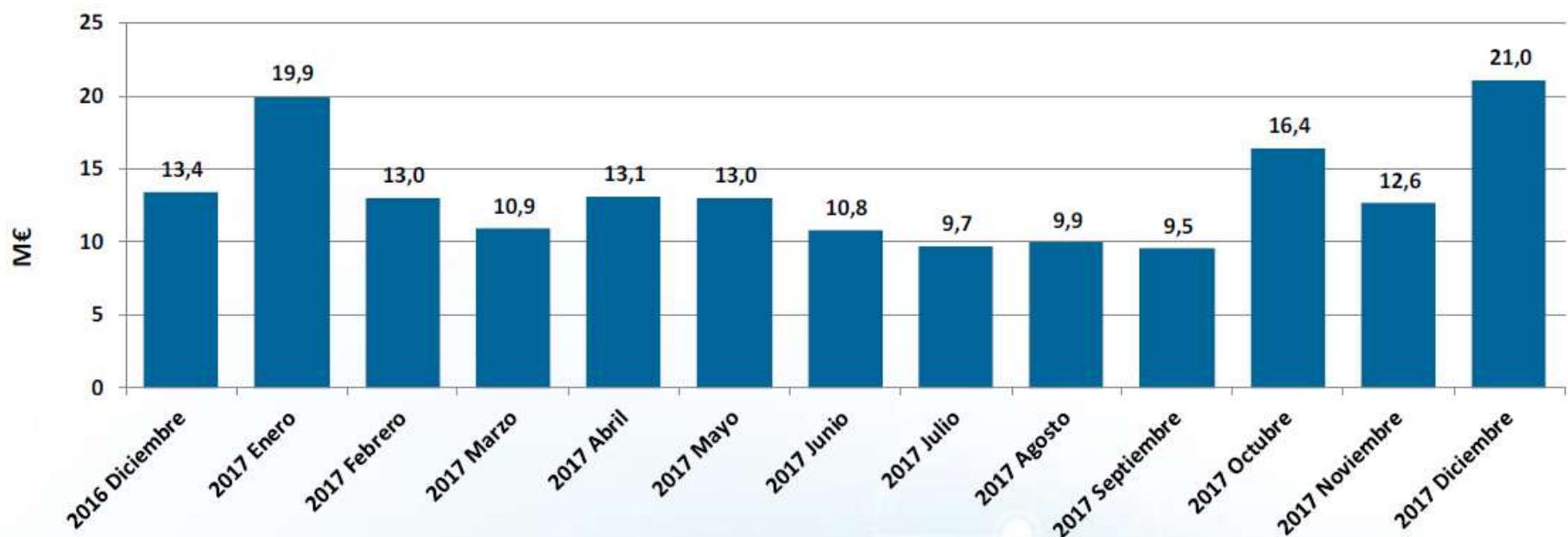
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2016	2017	Δ (%)
Noviembre	15,13	13,70	-9,5%
Diciembre	13,99	21,61	54,5%
Precio Medio Ponderado	15,55	14,33	-7,8%



# Banda de regulación secundaria

## Coste

Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
<b>Noviembre</b>	13,97	12,62	-9,7%
<b>Diciembre</b>	13,36	21,02	57,3%
<b>Coste medio mensual</b>	<b>14,83</b>	<b>13,33</b>	<b>-10,1%</b>

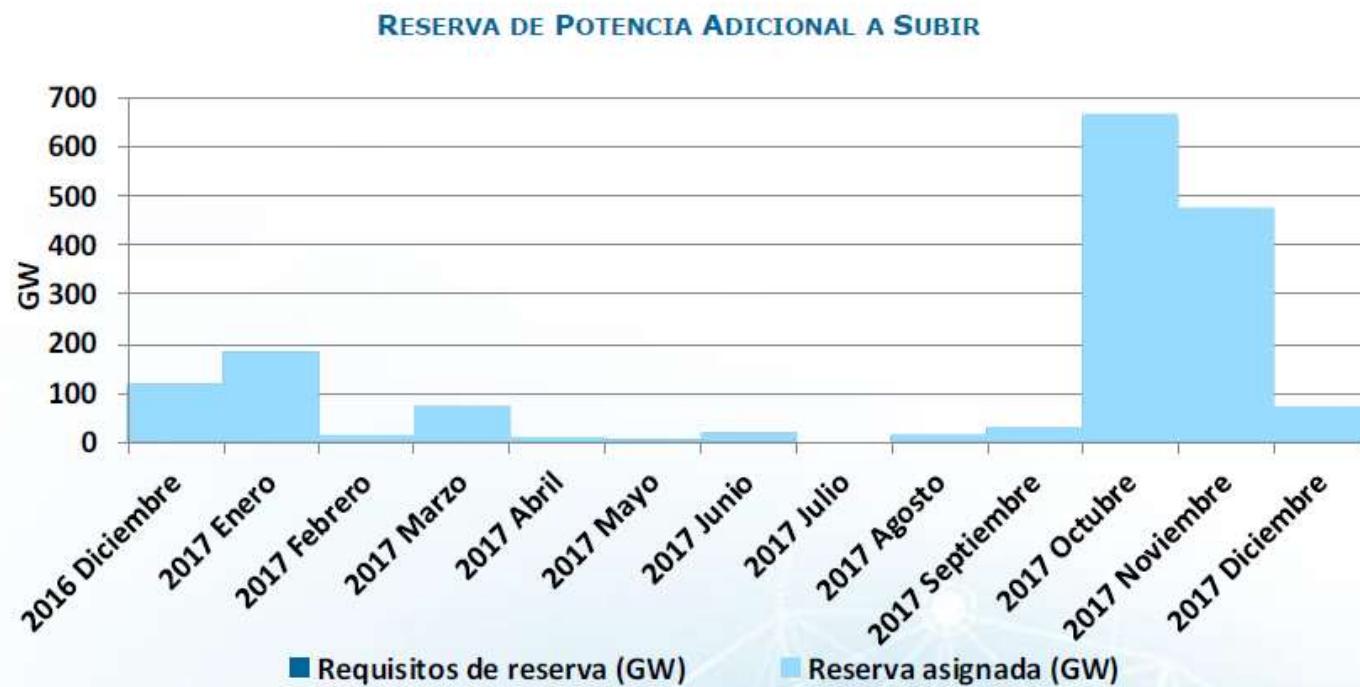


# Reserva de potencia adicional a subir

## Reserva asignada

Valores acumulados	2016	2017
Requisitos de reserva (GW)	1.960	1.538
Reserva asignada (GW)	1.996	1.559
Satisfacción (%)	102%	101%

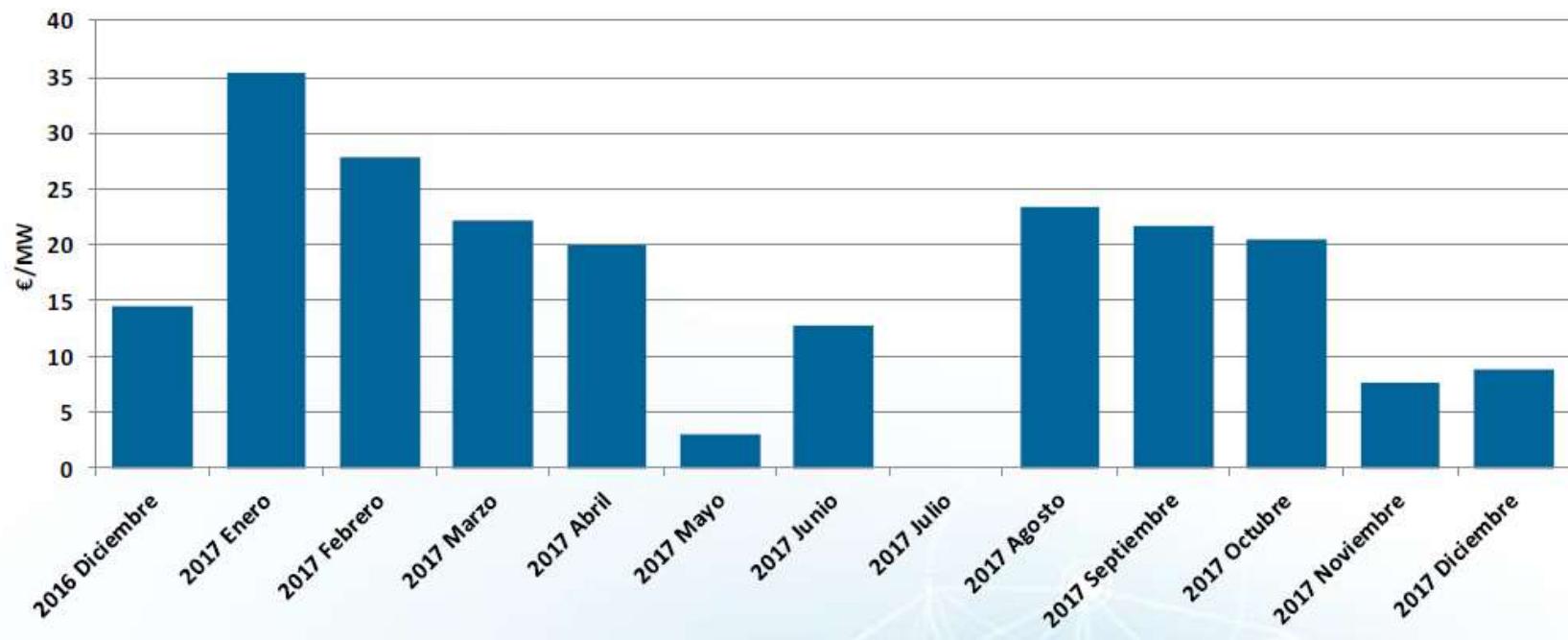
Valores mensuales	2017 Noviembre	2017 Diciembre	Δ (%)
Requisitos de reserva (GW)	472	67	-86%
Reserva asignada (GW)	480	71	-85%
Satisfacción (%)	102%	105%	



# Reserva de potencia adicional a subir

## Precio medio ponderado

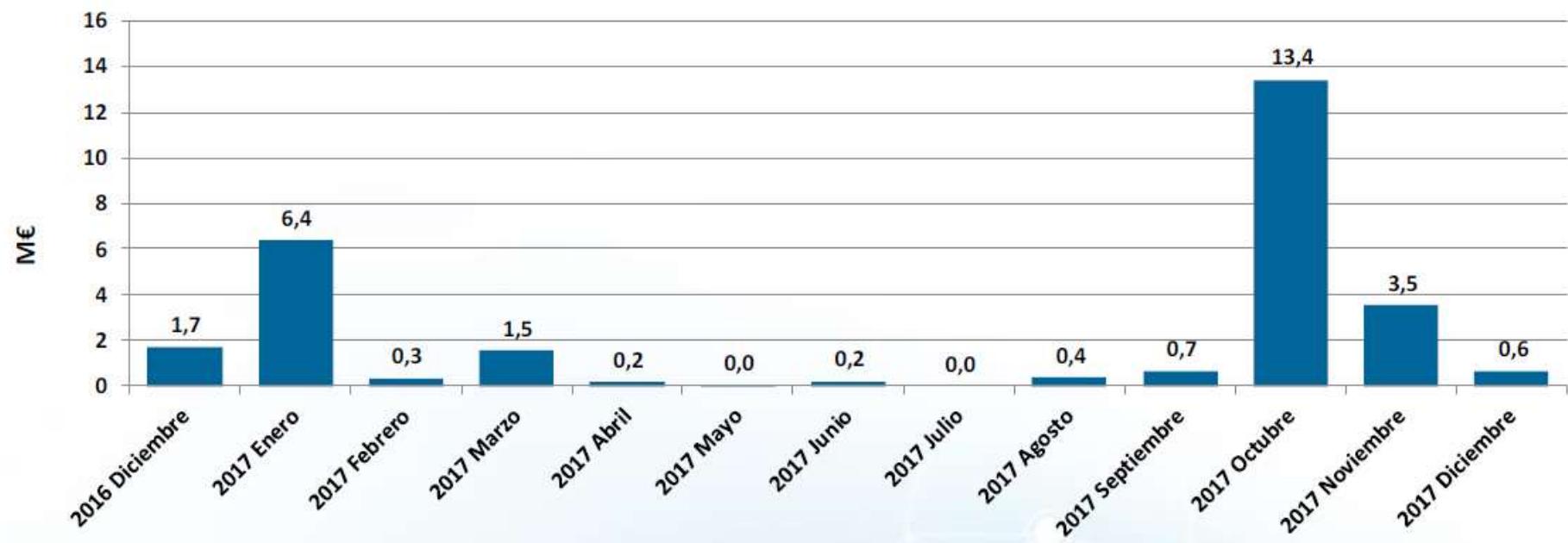
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2016	2017	Δ (%)
Noviembre	14,12	7,67	-45,7%
Diciembre	14,40	8,83	-38,7%
Precio Medio Ponderado	19,93	17,83	-10,5%



# Reserva de potencia adicional a subir

## Coste

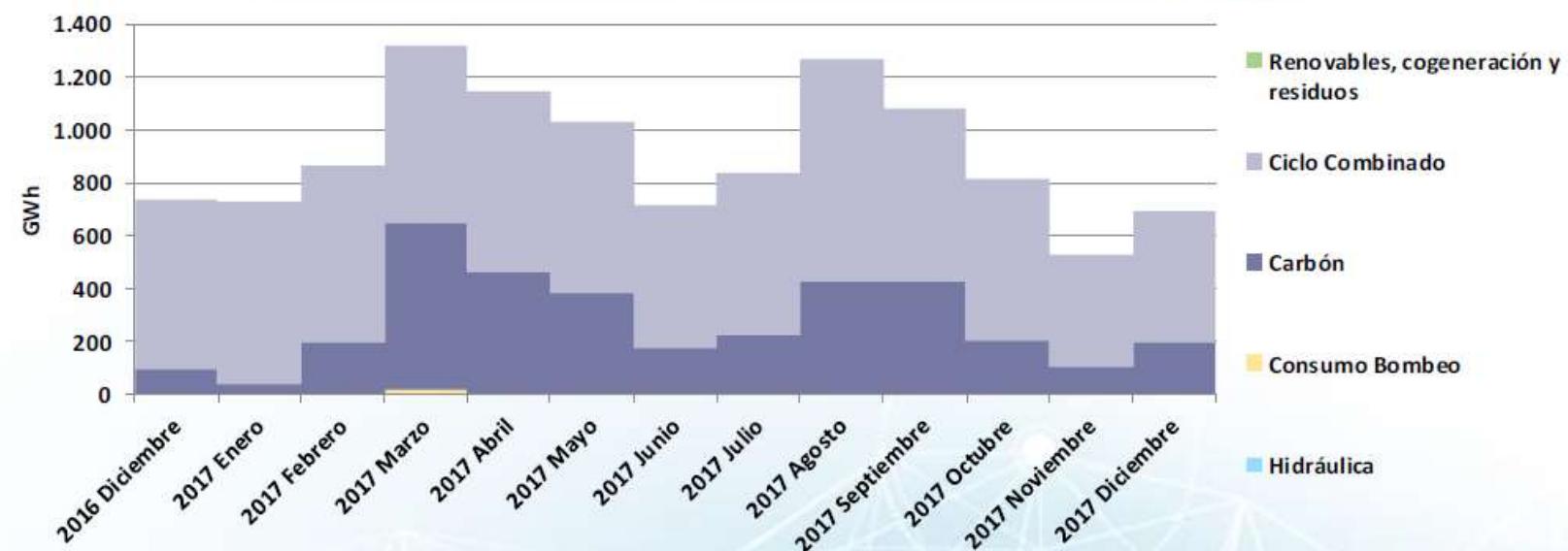
Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
Noviembre	3,09	3,53	14,1%
Diciembre	1,69	0,62	-63,3%
Coste medio mensual	3,90	2,47	-36,5%



# Restricciones técnicas en el PDBF

## Energía a subir – Fase I (GWh)

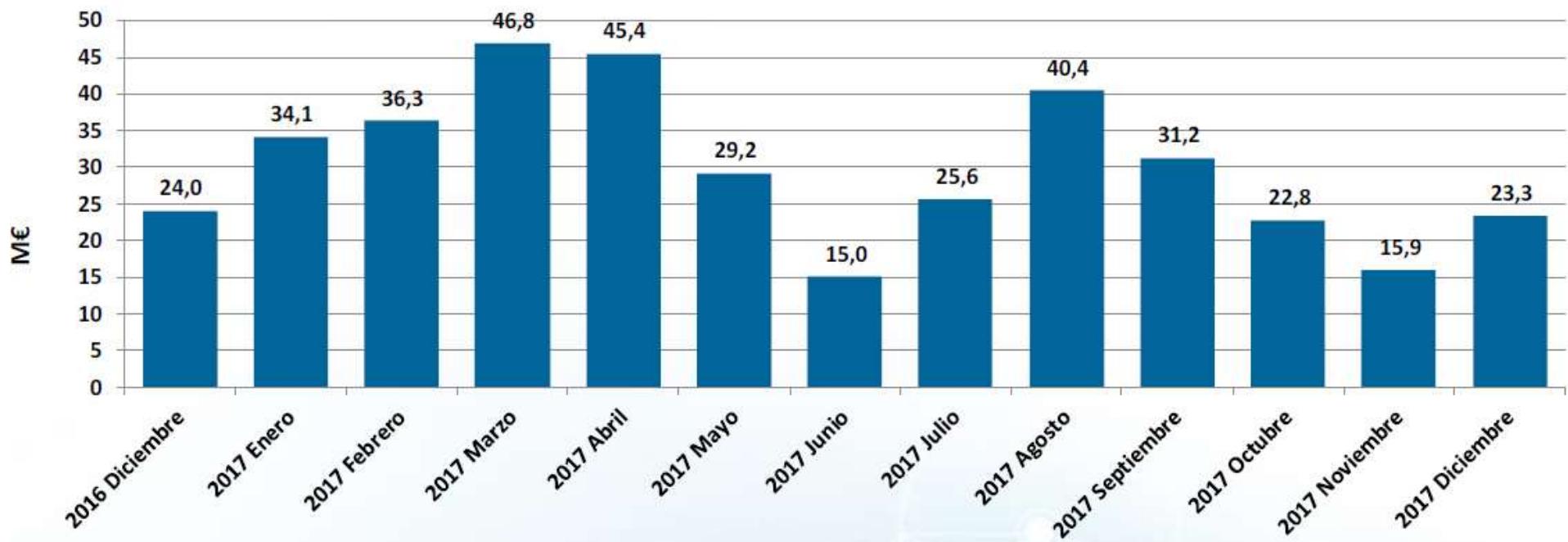
Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)
Carbón	2.857	3.439	20%
Ciclo Combinado	8.901	7.551	-15%
Hidráulica	16	11	-31%
Consumo Bombeo	41	24	-41%
Cogeneración	0	0	-
Eólica	0	0	-
Otras renovables	19	0	-100%
Residuos	0	0	-
<b>Total</b>	<b>11.834</b>	<b>11.025</b>	<b>-7%</b>
<b>Precio medio ponderado (€/MWh)</b>	<b>79,28</b>	<b>81,71</b>	<b>3%</b>



# Restricciones técnicas en el PDBF

## Coste

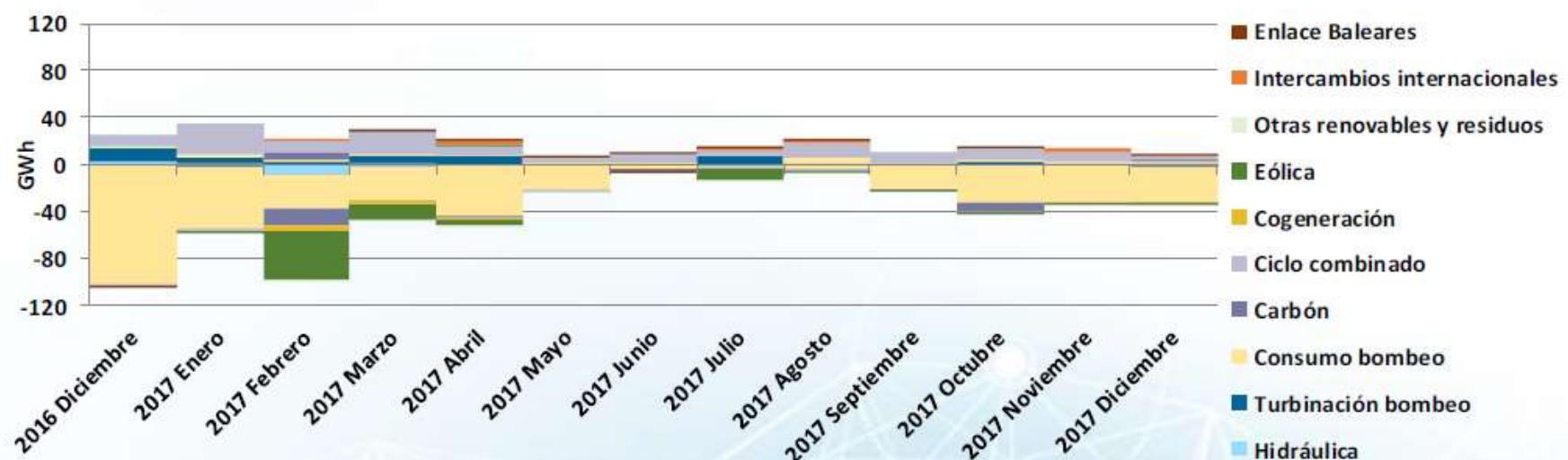
Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
Noviembre	18,32	15,88	-13,3%
Diciembre	24,04	23,35	-2,9%
Coste medio mensual	42,92	30,51	-28,9%



# Restricciones técnicas en Tiempo Real

## Energía

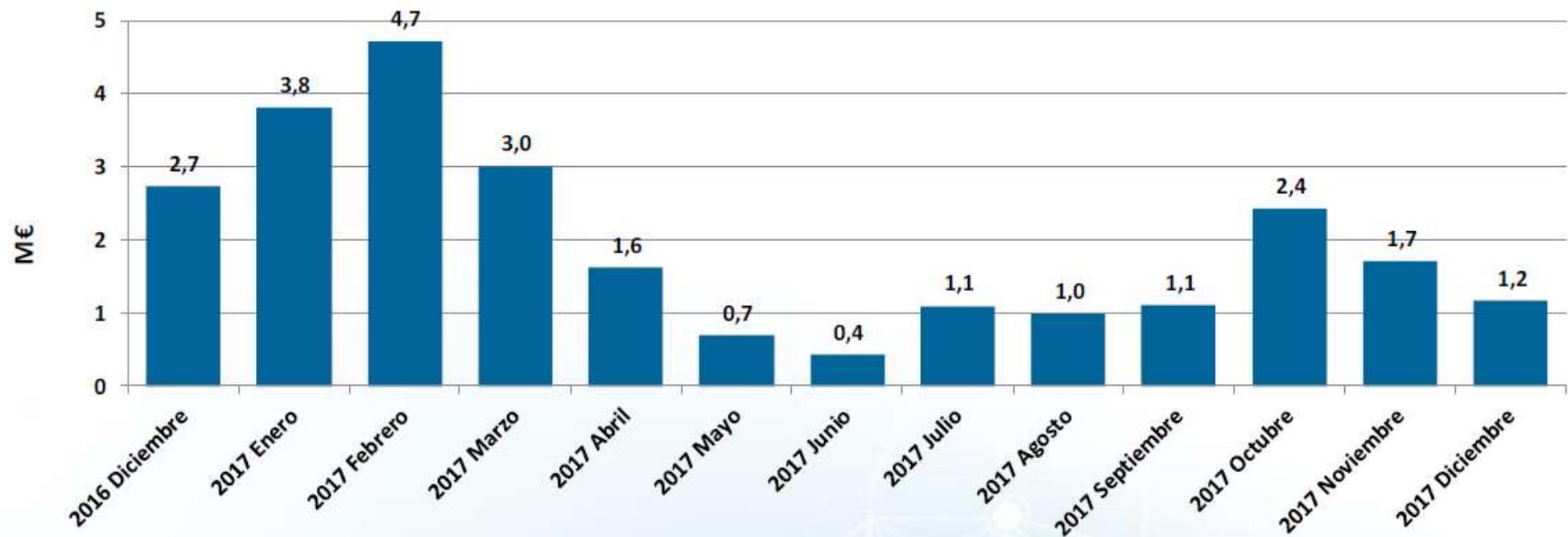
Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)	2016	2017	Δ (%)
Hidráulica	8	3	-63%	11	11	0%
Turbinación bombeo	70	38	-46%	16	5	-69%
Consumo Bombeo	40	19	-53%	430	297	-31%
Carbón	14	9	-36%	18	26	44%
Ciclo Combinado	243	120	-51%	9	10	11%
Cogeneración	0	0	-	41	9	-78%
Eólica	3	0	-100%	108	74	-31%
Solar térmica	0	0	-	3	2	-33%
Solar fotovoltaica	0	0	-	1	0	-100%
Otras Renovables	1	0	-100%	4	0	-100%
Residuos	0	0	-	2	0	-100%
Intercambios internacionales	11	14	27%	0	0	-
Enlace Baleares	1	4	300%	1	0	-100%
<b>Total</b>	<b>391</b>	<b>207</b>	<b>-47%</b>	<b>644</b>	<b>434</b>	<b>-33%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	91,66	110,55	21%	22,03	27,91	27%



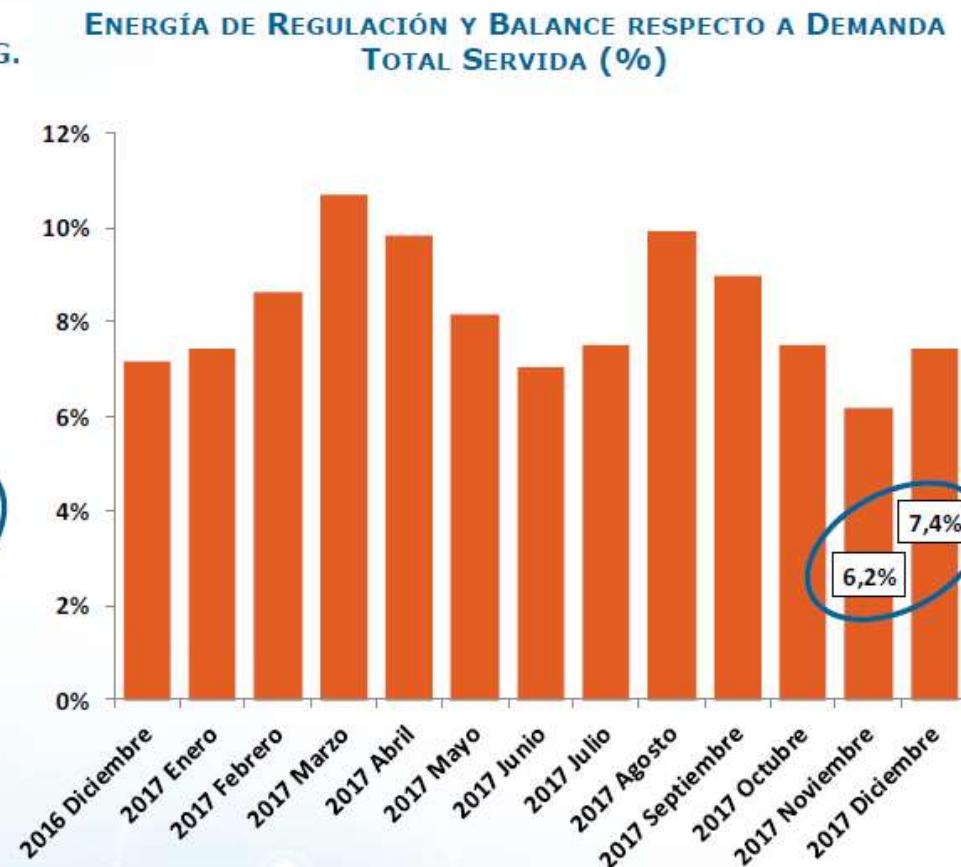
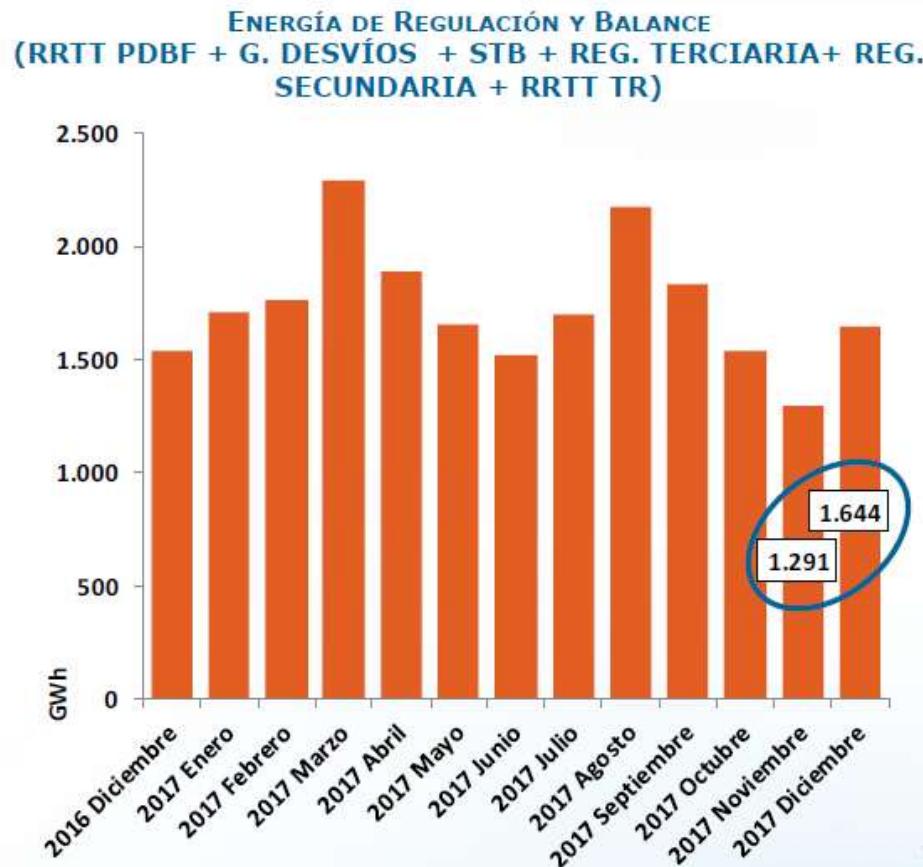
# Restricciones técnicas en Tiempo Real

## Coste

Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
Noviembre	3,25	1,70	-47,7%
Diciembre	2,74	1,16	-57,5%
Coste medio mensual	2,59	1,90	-26,9%

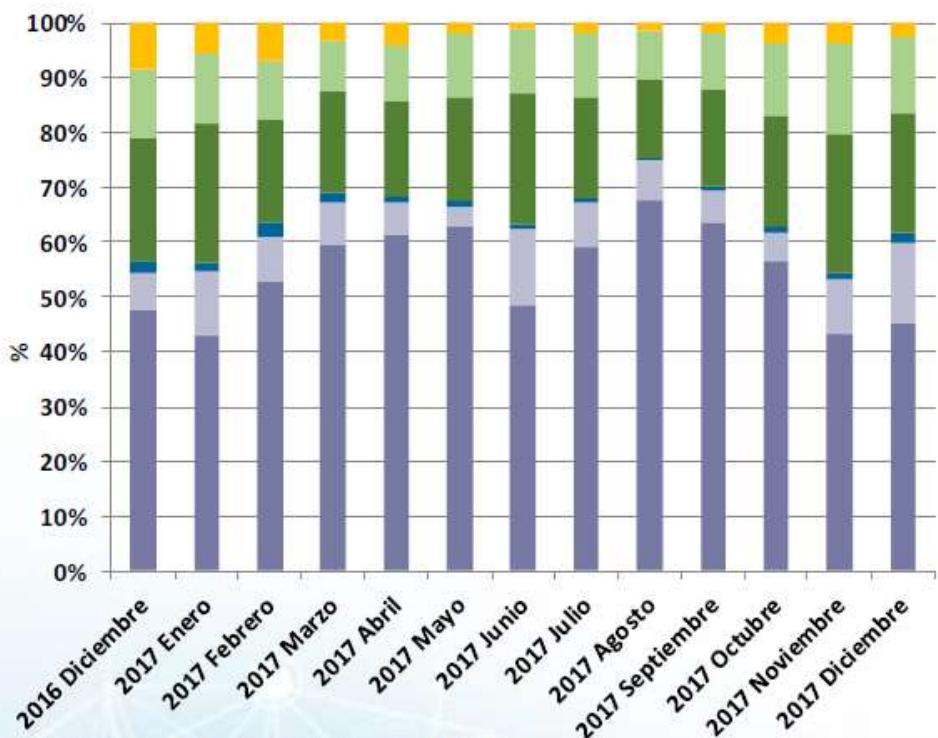
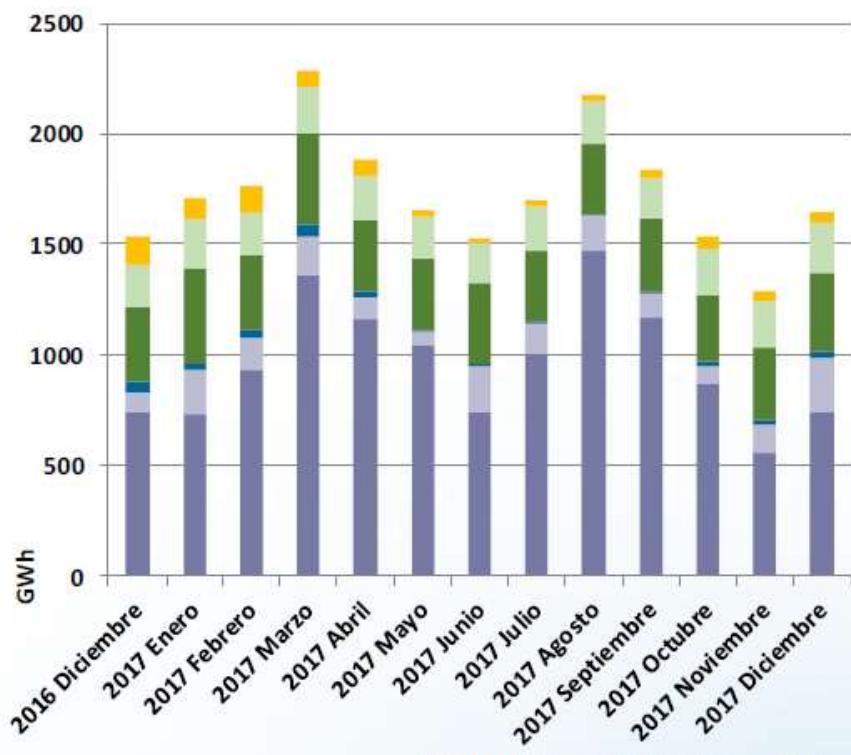


# Energía de regulación y balance del sistema eléctrico Peninsular



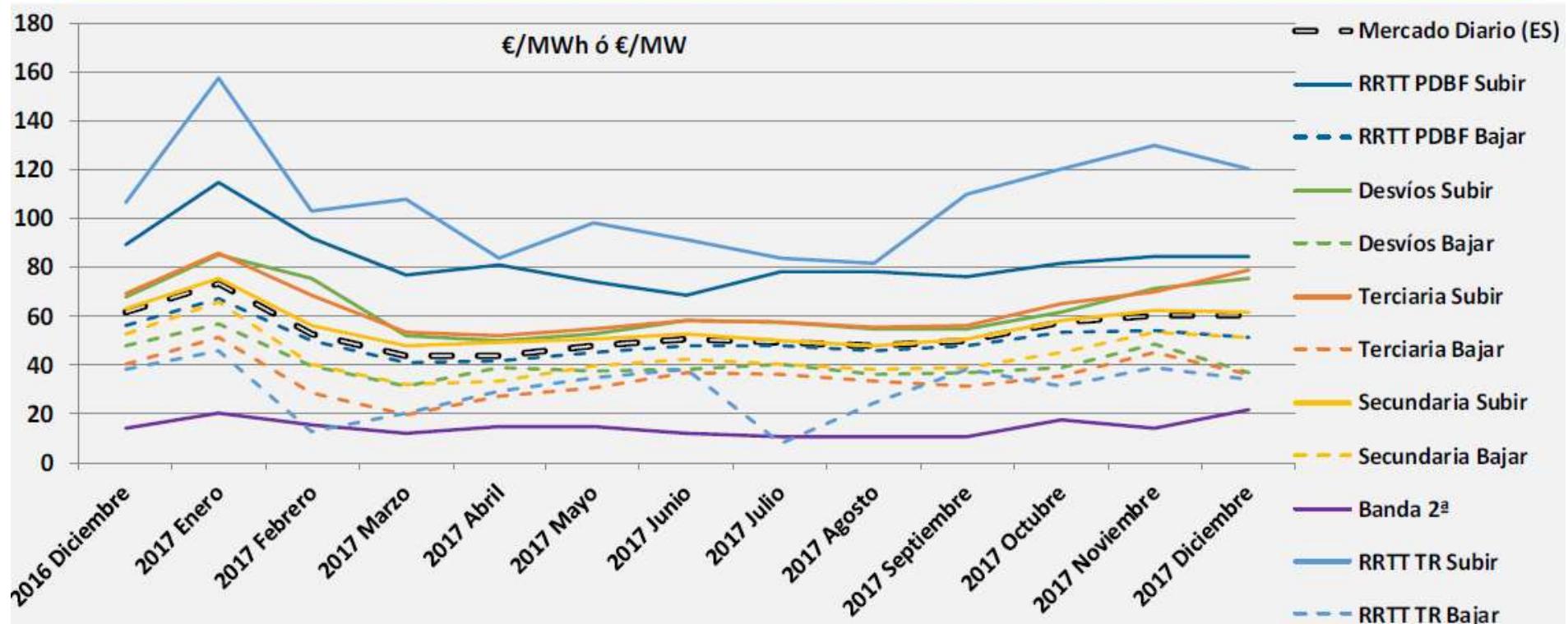
# Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico

GWh	2016 Diciembr	2017 Enero	2017 Febrero	2017 Marzo	2017 Abril	2017 Mayo	2017 Junio	2017 Julio	2017 Agosto	2017 Septiembr	2017 Octubr	2017 Noviembr	2017 Diciembre
RRTT PDBF	737	735	932	1.362	1.157	1.039	736	1.003	1.473	1.166	870	560	741
G. Desvíos	99	199	142	175	108	65	216	141	159	109	78	129	244
STB	37	24	45	48	23	14	11	8	7	14	19	11	28
Reg. Terciaria	341	435	334	420	325	316	363	316	320	326	308	333	359
Reg. Secundaria	196	222	188	208	200	192	182	201	192	185	203	211	230
RRTT TR	127	90	120	76	72	29	14	29	27	33	57	48	42
<b>Total (GWh)</b>	<b>1.537</b>	<b>1.705</b>	<b>1.761</b>	<b>2.290</b>	<b>1.886</b>	<b>1.654</b>	<b>1.522</b>	<b>1.698</b>	<b>2.178</b>	<b>1.834</b>	<b>1.535</b>	<b>1.291</b>	<b>1.644</b>
<b>% DFS</b>	<b>7,1%</b>	<b>7,4%</b>	<b>8,6%</b>	<b>10,7%</b>	<b>9,8%</b>	<b>8,1%</b>	<b>7,0%</b>	<b>7,5%</b>	<b>9,9%</b>	<b>9,0%</b>	<b>7,5%</b>	<b>6,2%</b>	<b>7,4%</b>



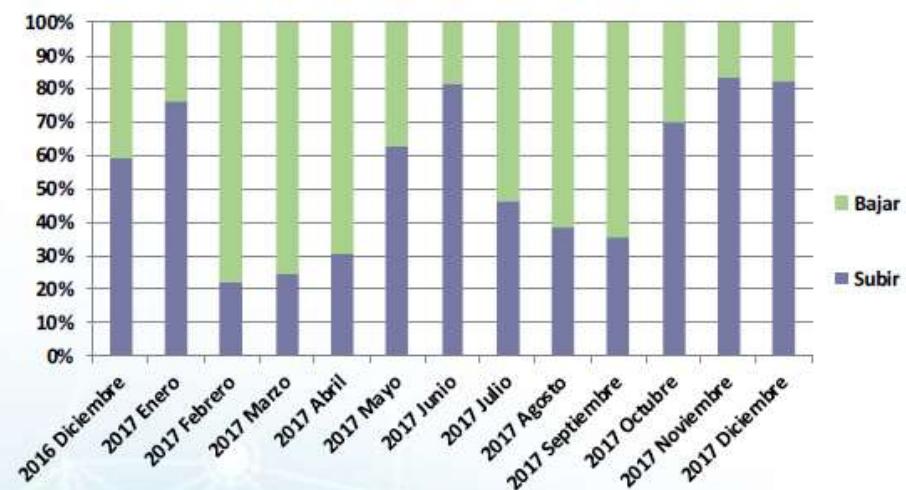
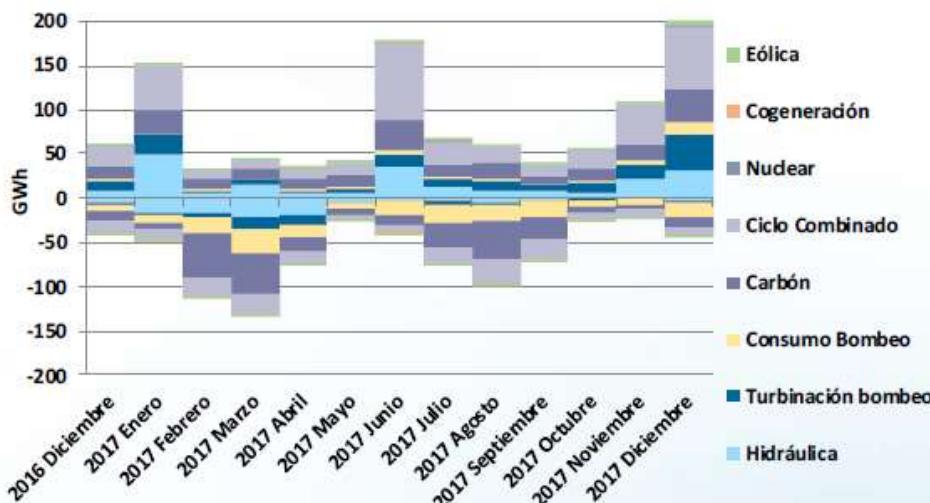
# Precios Medios Ponderados Mensuales

€/MWh ó €/MW	2016 Diciembre	2017 Enero	2017 Febrero	2017 Marzo	2017 Abril	2017 Mayo	2017 Junio	2017 Julio	2017 Agosto	2017 Septiembre	2017 Octubre	2017 Noviembre	2017 Diciembre
Mercado Diario (ES)	61,97	73,57	52,84	43,58	43,94	47,58	50,80	49,18	48,13	49,60	57,60	60,53	60,46
RRTT PDBF Subir	89,32	114,99	92,23	76,93	81,35	73,93	68,89	78,23	78,12	76,22	82,03	84,65	84,57
RRTT PDBF Bajar	56,00	67,22	49,97	40,60	41,56	45,19	47,86	47,58	45,87	47,52	53,27	53,92	51,35
Desvíos Subir	67,60	84,93	75,52	52,28	50,17	52,77	57,93	57,39	54,65	54,69	61,51	71,00	75,21
Desvíos Bajar	47,52	56,51	39,28	30,86	38,92	37,51	38,30	40,00	35,94	36,51	38,94	48,68	37,02
Terciaria Subir	69,35	86,02	68,27	53,46	51,96	54,69	58,05	57,82	55,59	56,23	64,78	70,11	78,76
Terciaria Bajar	40,31	51,36	28,53	19,29	26,89	30,57	36,44	36,14	33,50	30,93	35,31	45,20	36,30
Secundaria Subir	62,75	75,31	56,12	47,87	48,85	50,73	52,55	50,08	47,76	50,45	58,36	62,38	61,84
Secundaria Bajar	52,40	65,80	39,87	31,86	33,55	39,82	42,34	40,01	38,09	39,00	45,20	53,37	51,57
Banda 2 <sup>a</sup>	13,99	19,84	15,13	11,55	14,66	14,25	11,92	10,33	10,64	10,72	17,15	13,70	21,61
RRTT TR Subir	106,35	157,52	103,21	107,83	83,66	98,06	91,39	83,79	81,78	110,04	120,20	130,19	120,74
RRTT TR Bajar	37,95	45,53	12,56	20,02	28,92	34,61	38,22	7,52	24,36	37,79	31,41	38,95	34,01



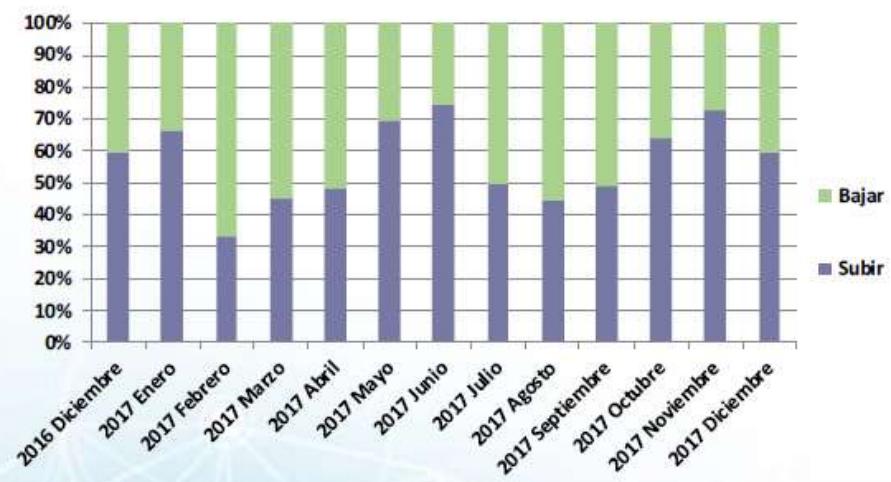
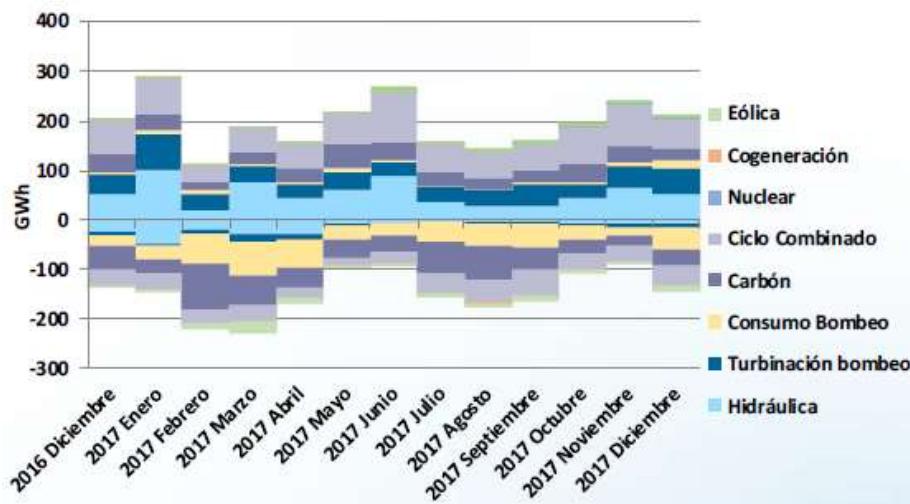
# Energía de Gestión de Desvíos (GWh)

Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)	2016	2017	Δ (%)
Hidráulica	240	208	-13%	149	179	20%
Turbinación bombeo	140	146	4%	20	45	125%
Consumo bombeo	64	39	-39%	149	179	20%
Carbón	355	223	-37%	142	257	81%
Ciclo combinado	380	376	-1%	64	171	167%
Nuclear	1	2	100%	0	2	-
Cogeneración	24	0	-100%	0	1	-
Eólica	3	12	300%	2	9	350%
<b>Total</b>	<b>1.207</b>	<b>1.006</b>	<b>-17%</b>	<b>526</b>	<b>843</b>	<b>60%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	47,77	66,53	39%	26,33	38,24	45%

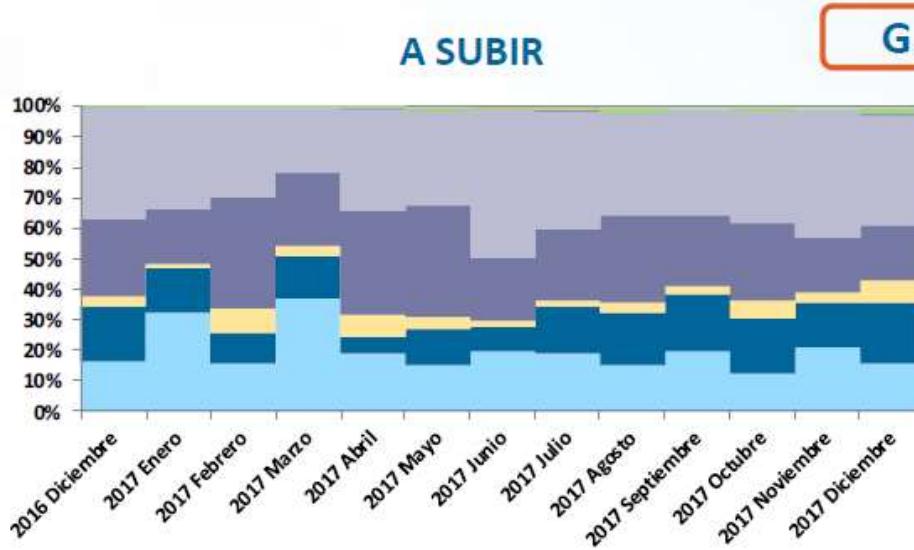


# Energía de Regulación Terciaria (GWh)

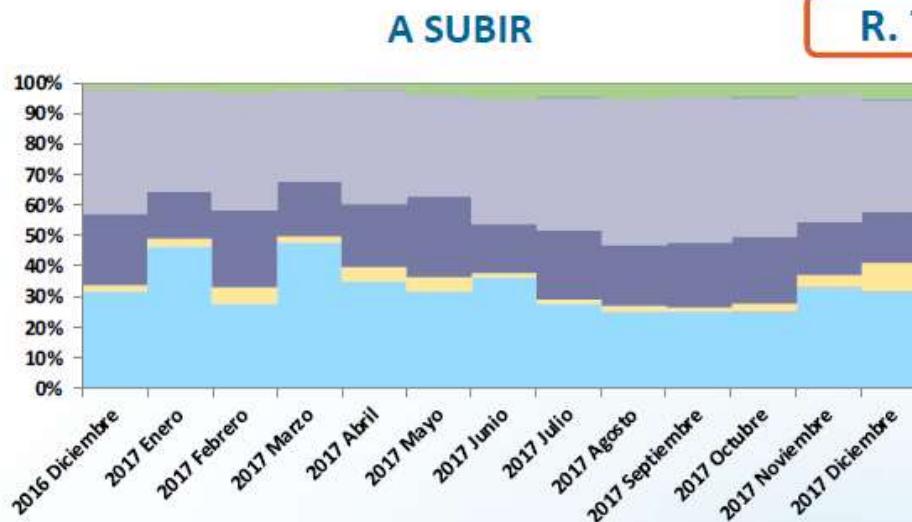
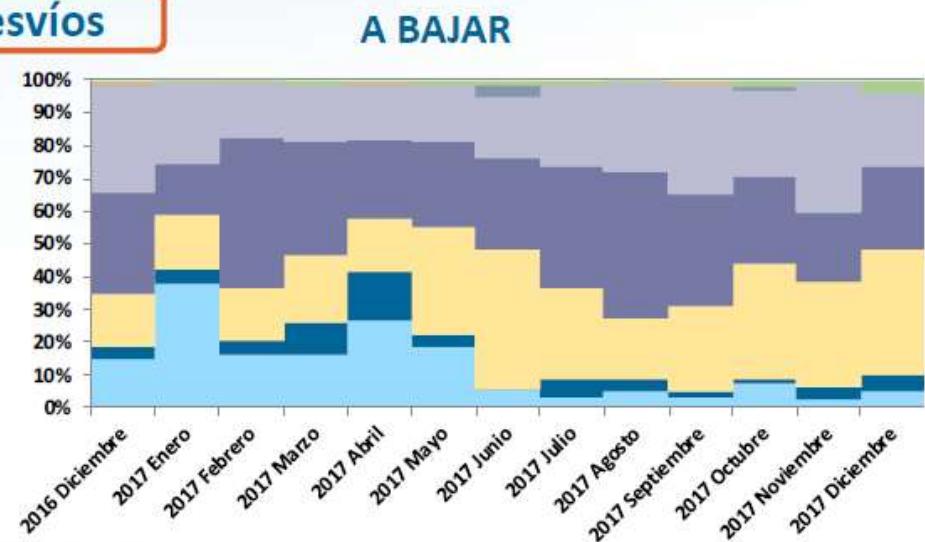
Valores acumulados	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)	2016	2017	Δ (%)
Hidráulica	659	641	-3%	243	184	-24%
Turbinación bombeo	407	461	13%	77	70	-9%
Consumo bombeo	78	63	-19%	599	485	-19%
Carbón	537	369	-31%	371	553	49%
Ciclo combinado	855	740	-13%	203	390	92%
Nuclear	2	3	50%	1	3	200%
Cogeneración	0	0	-	3	4	33%
Eólica	19	71	274%	56	116	107%
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	2	-
<b>Total</b>	<b>2.557</b>	<b>2.348</b>	<b>-8%</b>	<b>1.553</b>	<b>1.807</b>	<b>16%</b>
<b>Precio medio ponderado (€/MWh)</b>	<b>50,18</b>	<b>64,29</b>	<b>28%</b>	<b>19,36</b>	<b>32,81</b>	<b>69%</b>



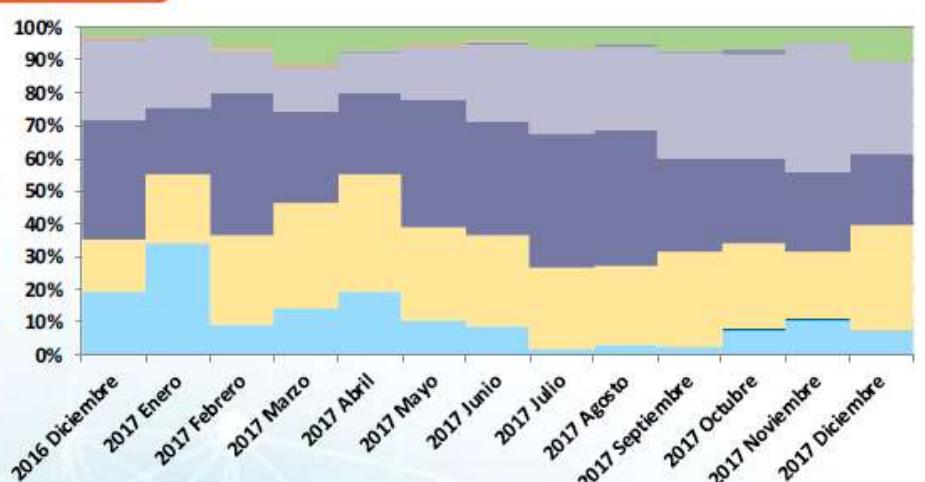
# Energía de Regulación terciaria y Gestión de Desvíos



## G. Desvíos



## R. Terciaria



Hidráulica

Turbinación bombeo

Consumo Bombeo

Carbón

Ciclo Combinado

Nuclear

Cogeneración

Eólica

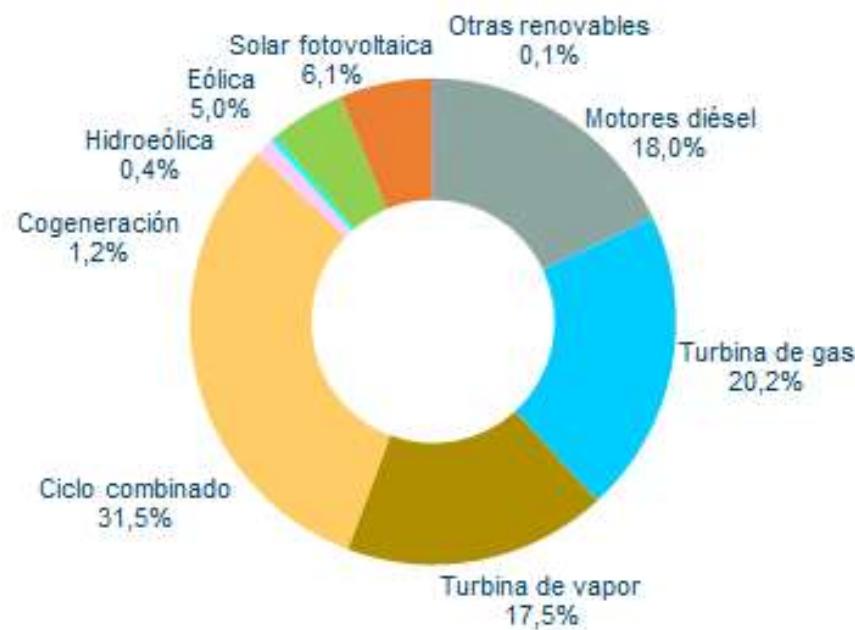
# Índice

---

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 (Diciembre 2017)

---

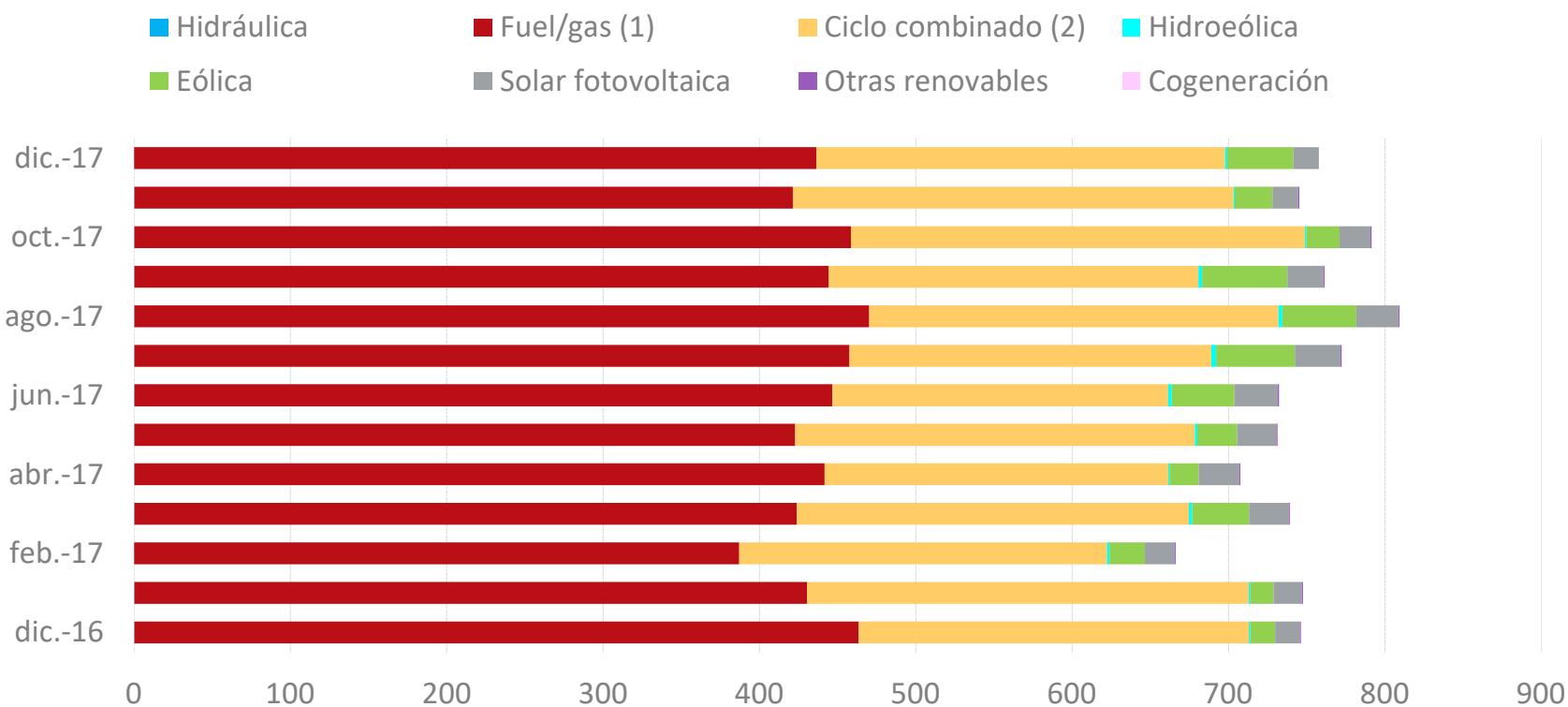


Potencia Instalada Canarias  
Diciembre 2017



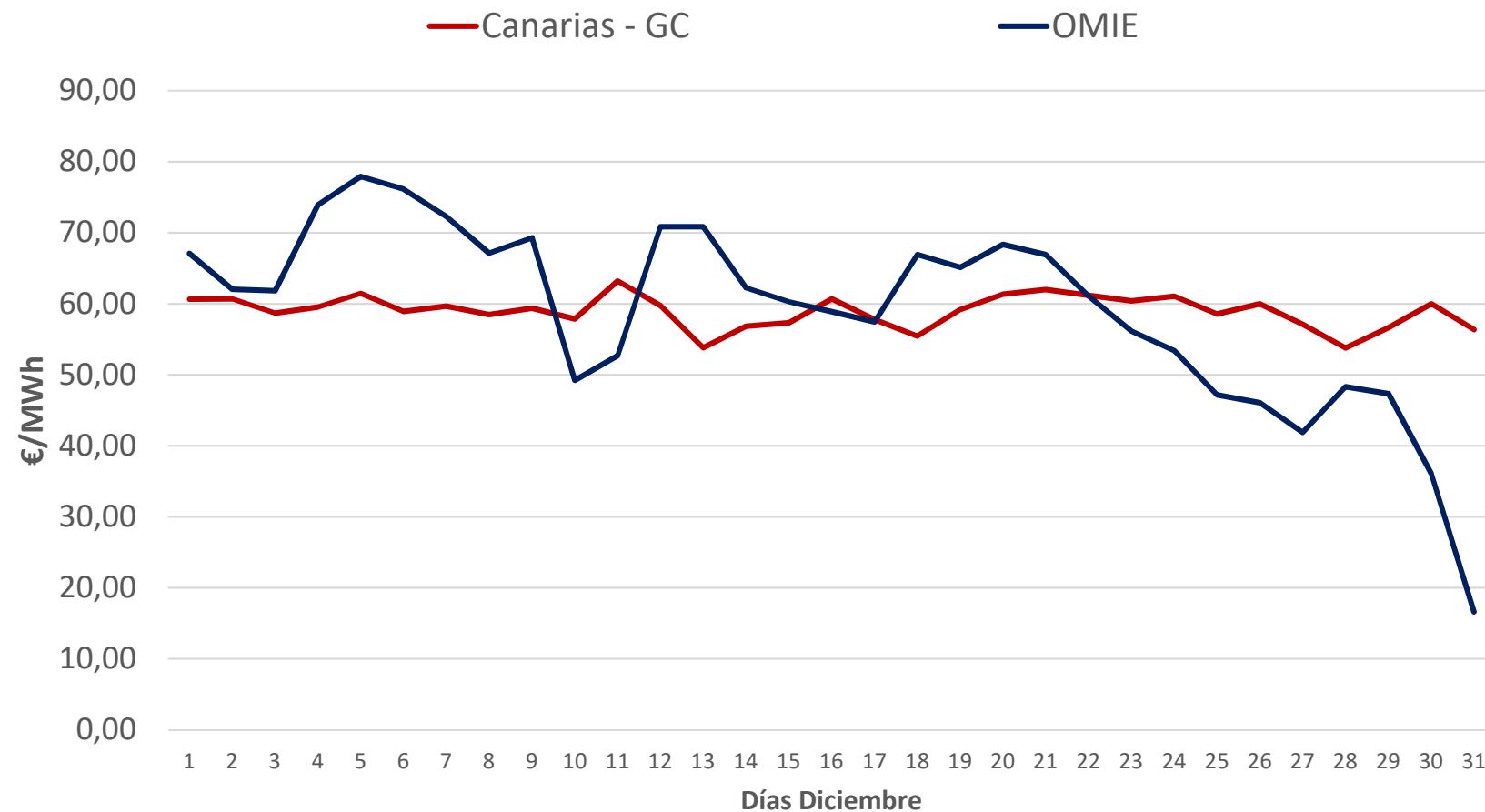
Cobertura Demanda Canarias  
Diciembre 2017

# La demanda en Canarias en 2017 crece un 2,1% en términos absolutos con respecto al mismo periodo del año anterior



La eólica aportó en 2017 un 4,44 % a la cobertura de la demanda

# El calculo del precio de venta en canarias elimina la volatilidad del PMD peninsular



# 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](http://www.omip.pt)) para el mes de marzo 2018, actualmente se sitúan en torno a **49,00 €/MWh** para el carga base y en 56,86 €/MWh para el carga punta.

**Futuros OMIP trimestrales**

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
<b>Q2-2018</b>	50,40	55,72
<b>Q3-2018</b>	53,68	59,09
<b>Q4-2018</b>	53,73	60,90

**Futuros OMIP anuales**

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
<b>2019</b>	49,25	55,47
<b>2020</b>	47,30	53,27
<b>2021</b>	46,80	52,70

# 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**

# Previsiones de precios del mercado diario

## Enero 2018 – Diciembre 2018

# Revisión predicciones 2017.Q4

	Dato	Previsión
<b>Demanda (variación anual)</b>	+2,7%	+1,7%
<b>Hidráulica (% sobre G. Neta)</b>	5,5%	8,5%
<b>Eólica (% sobre G. Neta)</b>	19,8%	20,0%
<b>Carbón + Ciclos (% sobre G. Neta)</b>	37,3%	30,7%
<b>Precio (€/MWh)</b>	<b>58,0</b>	<b>55,0</b>

- Más demanda de la prevista (factor temperatura).
- Menos producción hidráulica de la prevista (en % de G. Neta, mínimo en la historia reciente, ni en los trimestres de verano).
- En consecuencia, más hueco térmico del previsto, explicando la desviación del precio respecto a la predicción.

# Previsión 2018

## Principales variables de previsión – Comparativa 2017/2018

		2017	2018-Prev
<b>Demanda</b>	% crecim.	1,1%	0,9%
<b>Hidro + Eólica</b>	% sobre G. Neta	27,4%	29,5%
<b>Carbón + Ciclos</b>	% sobre G. Neta	30,8%	28,1%
<b>Precio Gas NBP</b>	€/MWh	17,8	18,1
<b>Precio Pool</b>	€/MWh	52,2	50,8
<b>OMIP (25/01/18)</b>	€/MWh	-	52,1

## Previsión por trimestre – Comparativa con OMIP

	2018.Q1	2018.Q2	2018.Q3	2018.Q4
<b>Modelo</b>	49,2	48,1	53,2	52,6
<b>OMIP (25/01/18)</b>	51,1	50,2	53,6	53,5

# Previsiones – Análisis Cualitativo

## Principales patrones del mercado eléctrico 2018. Factores explicativos de su evolución

Características fundamentales	<ul style="list-style-type: none"><li><input type="checkbox"/> 2018 volverá a ser un <b>año de precios altos</b>, por:<ul style="list-style-type: none"><li>• Avance (leve) de demanda (+0,9% vs 2017).</li><li>• Baja hidraulicidad.</li><li>• Continuidad en la recuperación de los precios de combustibles fósiles.</li></ul></li><li><input type="checkbox"/> Los modelos proyectan <b>precios inferiores a las cotizaciones de OMIP</b>:<ul style="list-style-type: none"><li>• En media anual, 1,3 €/MWh menos.</li><li>• Aproximadamente 2 €/MWh menos cada trimestre, salvo Q3 (similares).</li></ul></li></ul>
Otros detalles	<ul style="list-style-type: none"><li><input type="checkbox"/> En cualquier caso, el precio medio debería ser <b>algo menor que en 2017</b>:<ul style="list-style-type: none"><li>• Mayor hidraulicidad (25 TWh 2018 vs 20,5 TWh 2017).</li><li>• Más horas de importación a Francia a precios bajos (disminución de indisponibilidades nucleares en Francia).</li></ul></li><li><input type="checkbox"/> <b>Precios más altos en el segundo semestre</b> que en el primero.</li><li><input type="checkbox"/> Según los modelos, solo de marzo a mayo el precio medio será &lt; 50 €/MWh.</li></ul>

# Escenarios Alternativos 2018

- Ejercicio predictivo: 81 escenarios alternativos.
- Mínimo = 41 €/MWh; Máximo = 62 €/MWh (ambos muy improbables).
- **Probabilidad precio medio anual > 48,7 €/MWh = 75%.**
- Algunos escenarios probables:

Definición Escenario			Precio 2018 (€/MWh)
Demanda	G.Hidráulica	Precios Gas	
Medio	Medio	Medio	50,8
Medio	Medio	Alto	54,2
Medio	Alto	Medio	46,2

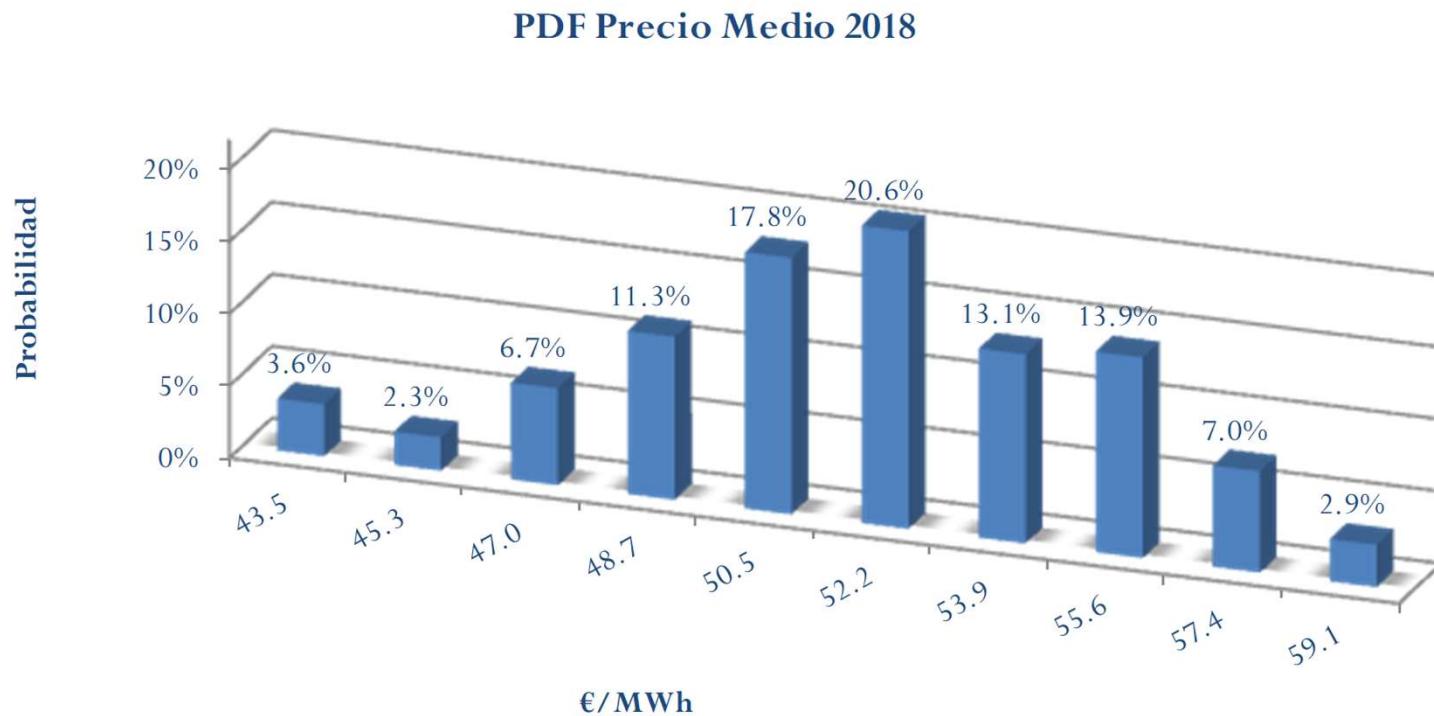
Un aumento de precios de gas del 16% **aumentaría** el precio del pool **3,4 €/MWh**

Un año hidráulico húmedo **reduciría** el precio del pool **4,6 €/MWh**

	E. Bajo	E. Medio	E. Alto	Referencia
G. Hidráulica (TWh)	20	25	35	2017 = 20, 2016 = 39
Precio Gas NBP (€/MWh)	16,0	18,1	21,0	2017 = 17,8

- El ejercicio muestra la incertidumbre en el precio futuro, por el **elevado efecto de factores difícilmente predecibles** (pluviosidad, factores geopolíticos, etc).

# Distribución de probabilidad del precio medio en 2018



- **Probabilidad precio medio anual > 48,7 €/MWh = 75%.**
- Los escenarios extremos son altamente **improbables**.

# Resumen de Resultados 2018

**Tabla 1. Previsión del precio y del ingreso eólico + comparación con OMIP**

	PREVISIÓN PRECIOS			OMIP <sup>[1]</sup>	Ingr. Unit. Eólico <sup>[2]</sup>	Coef. Apun. Eólico <sup>[3]</sup>
	E. BAJO	E. BASE	E. ALTO			
Mensuales						
ene-18	44.3	<b>50.5</b>	56.7	52.3	45.7	90.4%
feb-18	41.8	<b>51.0</b>	59.6	52.2	45.4	89.1%
mar-18	35.2	<b>46.2</b>	56.8	48.8	40.9	88.6%
Trimestrales						
2018.Q1	40.4	<b>49.2</b>	57.7	51.1	44.4	90.1%
2018.Q2	37.3	<b>48.1</b>	59.9	50.2	43.5	90.5%
2018.Q3	43.8	<b>53.2</b>	64.2	53.6	50.3	94.5%
2018.Q4	41.4	<b>52.6</b>	64.9	53.5	47.6	90.6%
2019.Q1	32.5	<b>47.9</b>	63.7	51.0	43.2	90.1%
Anuales						
2017	52.2	52.2	52.2	52.2	50.7	97.1%
2018	40.7	<b>50.8</b>	61.7	52.1	46.2	90.9%

El aumento previsto de generación hidráulica y eólica conllevará un incremento en el nº de horas con **alta producción eólica a precios bajos**.

[ Fecha de previsión: 25 de enero de 2018 ]



## **INFORME N° 112 - ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS**

**PERIODO: ENERO 2018 – MARZO 2019**

**Fecha de publicación: enero 2018**

---

---

*La última sección del presente informe 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.*

---

---

## 1. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

El precio del pool se situó en 2017.Q4 por encima de la previsión del escenario que considerábamos más probable, 58,0 vs 55,0 €/MWh, en promedio trimestral.

Las razones fundamentales de la desviación entre el dato y la proyección fueron:

- a) un nivel de demanda superior al previsto: 63,4 (2,7% más que en 2016.Q4) vs 62,7 TWh (1,7% vs 2016.Q4), por factores de temperatura;
- b) la producción hidráulica se situó en mínimos históricos, empeorando la expectativa más bajista. Los modelos sugerían solo 5,2 TWh en conjunto del trimestre (8,5% de la generación neta total), pero apenas se alcanzaron 3,5 TWh (5,5% de la generación).

El resto de tecnologías renovables produjeron en línea con la estimación. En base a los factores citados (la reducción de producción hidráulica fue superior al aumento de demanda), el hueco térmico resultó significativamente mayor que el estimado, 37% de la generación frente al 31% previsto.

El funcionamiento de la interconexión con Francia colaboró de nuevo al aplanamiento de las curvas horarias de precios. Por ello, el coeficiente de apuntamiento eólico se situó otra vez muy por encima de la proyección, 95,3% vs 90,0%. El alto apuntamiento y los elevados precios condujeron a un ingreso eólico muy sustancial, 55,2 €/MWh en media del sistema.

**Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2017.Q4**

	€/MWh	Signo <sup>[1]</sup>
Precio real	<b>58,0</b>	
Previsión E. Base	<b>55,0</b>	
Previsión E. Bajo	45,6	
Previsión E. Alto	63,7	
Cotización OMIP <sup>[2]</sup>	<b>55,2</b>	
Error Previsión	<b>+3,0</b>	↑
Error Anterior <sup>[3]</sup>	-3,5	↓

[ Fecha de previsión: 4 de octubre de 2017 ]

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

[2] Cotización a 30/09/2017 del contrato para 2017.Q4.

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

## 2. Previsiones a horizonte de año móvil

### 2.1. Demanda y oferta

La **demanda eléctrica** terminó 2017 prácticamente en los niveles que sugeríamos en nuestra previsión de principio de dicho año, 252,7 TWh, 1,1% más que en 2016.

Para 2018, y bajo las hipótesis macroeconómicas que se barajan a día de hoy (véase la [Tabla 5](#) en el Anexo), cabe esperar un crecimiento muy similar al del año pasado, si la climatología es relativamente normal. En particular, la previsión de los modelos en el escenario base es 0,9% (1,1% corregido el efecto de la temperatura), lo que supondría 255 TWh en conjunto del año.

Todas estas cifras se refieren al escenario económico base y cambian sensiblemente bajo escenarios alternativos. Los más extremos dejan el avance del consumo entre 0% y 2,7% ([Tabla 2](#)). El riesgo de que el problema político en Cataluña condujera a una fuerte desaceleración de la economía y, en consecuencia, del consumo de electricidad parece haber perdido peso en los últimos meses.

En 2017 el **balance de generación** se caracterizó por una aportación mínima de la tecnología hidráulica (8,3%) y, por el contrario, una producción por carbón y ciclos muy elevada (entre ambas tecnologías representaron el 30,8% de la generación neta).

Bajo el supuesto de que el año 2018 resulte más húmedo que el anterior, esperamos ahora una mayor presencia hidráulica (hasta 9,9% de la generación total). También se estima un avance en generación eólica y en el resto del antiguo régimen especial, que aumentarían 0,5 y 0,6 puntos su contribución a la producción eléctrica nacional.

Con ello, el hueco térmico representaría el 28,1% de la generación, 2,7 puntos menos que en 2017 (que se repartirían de la manera explicada arriba, 1,6 + 0,5 + 0,6 entre hidráulica, eólica y resto de régimen especial). En cualquier caso, estos datos son muy sensibles a la pluviosidad que se registre, y, por tanto, resultan muy inciertos.

Los factores que determinan los **costes marginales de producción** asociados a las tecnologías térmicas (precios de gas natural, carbón y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>) registraron aumentos significativos en 2017, colaborando al incremento del pool.

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 no cabe esperar picos alcistas tan pronunciados como los que se registraron el año pasado, derivados de la crisis del parque nuclear francés.

En términos de coste marginal de generación, calculamos incrementos de 2,5% en gas y de 6% 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 rellenan con los datos de cotizaciones a plazo de gas en NBP, de API2 para carbón y de derechos de emisión EUA. Dicha información puede consultarse en la [Tabla 5](#) 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-Q1			AÑO 2018		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
<b>GENERACIÓN<sup>[1]</sup></b>						
Nuclear	14,477	-5.5	22.4	56,244	1.1	22.3
Hidráulica <sup>[2]</sup>	7,322	-2.3	11.3	25,021	21.6	9.9
Hueco Térmico	16,124	-0.4	25.0	70,715	-7.6	28.1
Carbón	8,707	-15.3	13.5	38,186	-10.4	15.2
Ciclos	7,417	25.6	11.5	32,529	-4.0	12.9
Eólica	15,287	6.3	23.7	49,257	3.8	19.6
Resto <sup>[3]</sup>	11,391	5.0	17.6	50,680	5.0	20.1
Ren, Cogen. y Residuos <sup>[4]</sup>	26,677	5.7	41.3	99,936	4.4	39.7
Resto Tecnologías <sup>[5]</sup>	37,924	-2.8	58.7	151,980	-0.5	60.3
<b>DEMANDA<sup>[6]</sup></b>						
Consultoría	65,385	1.9	101.2	254,973	0.9	101.2
REE <sup>[7]</sup>	66,693	4.0	103.2	255,255	1.0	101.3
				<b>ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS<sup>[8]</sup></b> <b>Variación Anual</b>		
				Escenario Bajo	Escenario Alto	
<b>GENERACIÓN</b>				(%)	(%)	
Nuclear				-5.2	4.1	
Hidráulica				-26.9	70.1	
Hueco Térmico				-48.4	39.4	
Carbón				-50.0	35.2	
Ciclos				-46.5	44.7	
Eólica				-12.0	19.6	
Resto				0.0	10.0	
<b>DEMANDA</b>				0.0	2.7	

[ Fecha de previsión: 25 de enero 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.

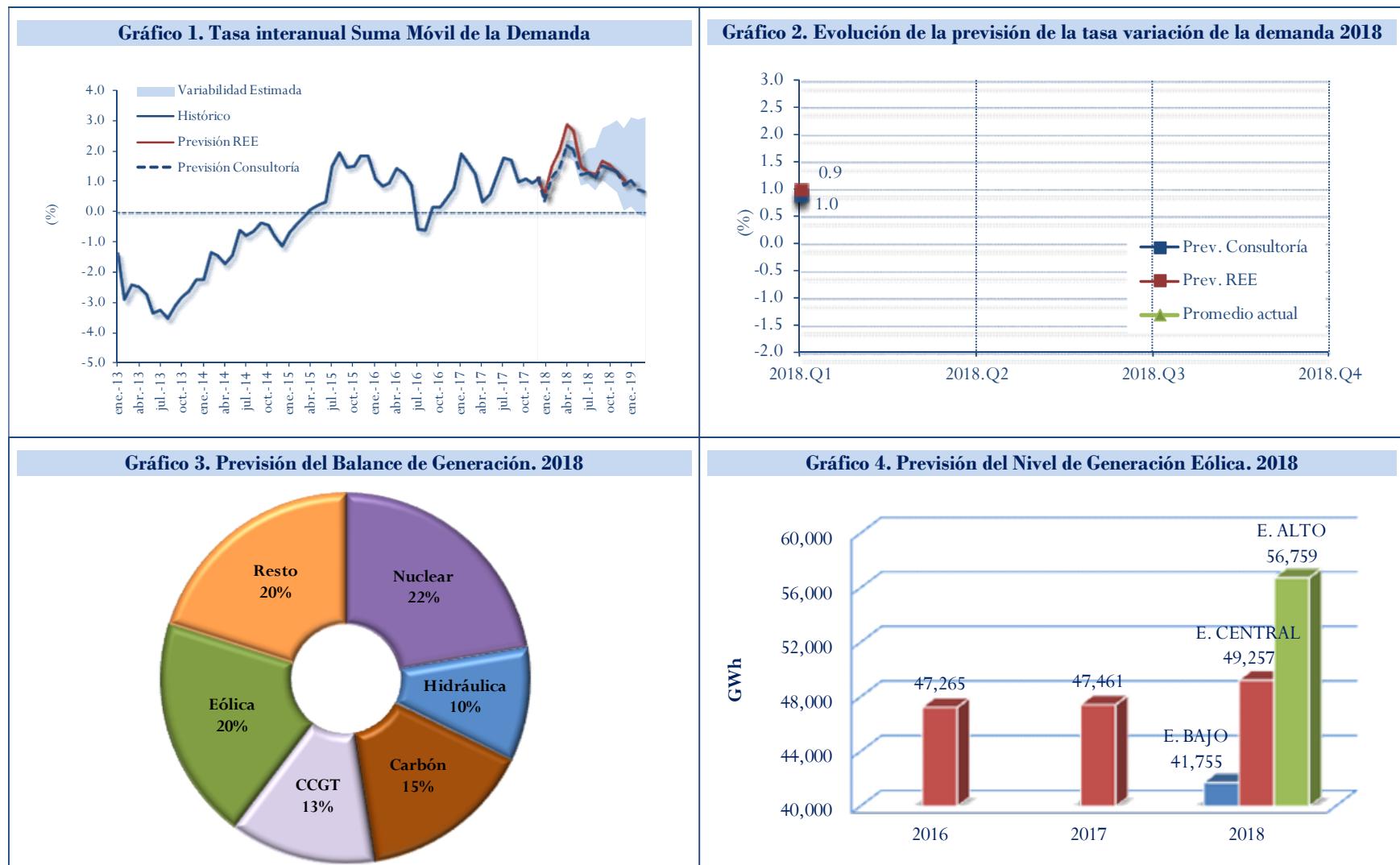
[5] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Ordinario (añadiendo hidráulica fluyente): Nuclear + Hidráulica + Ciclos combinados + Carbón.

[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.



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.

## 2.2. Precios del mercado diario

Según nuestro escenario base o más probable, el **precio del pool en 2018** se situaría en 50,8 €/MWh ([Tabla 3](#)), en promedio anual, 1,4 €/MWh por debajo del precio medio de 2017.

Éste es el resultado de la aplicación de los modelos bajo las condiciones de oferta y demanda descritas en el apartado anterior y cuantificadas en los escenarios centrales de [Tabla 2](#) y [Tabla 5](#). Por tanto, 2018 también sería un año de precios altos, debido a los siguientes factores: a) aumento del consumo (0,9%); b) bajo nivel de hidraulicidad (25 TWh); c) precios de los combustibles y derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en tendencia (moderadamente) alcista.

La leve reducción de precio medio respecto a 2017 se justifica por: a) mayor nivel de producción hidráulica (pese a ser aún muy bajo) y eólica que entonces; b) expectativa de que se normalicen las disponibilidades nucleares en Francia (aumentando las horas de importación a precios menores que en el pool ibérico) y que se reduzcan los picos alcistas en los precios de gas y carbón (en su mayoría debidos precisamente al parón en el parque nuclear francés).

Los modelos sugieren un **perfil de precios a lo largo del año** que se caracterizaría por presentar niveles más altos en el segundo semestre (promedio de 53 €/MWh) que en el primero (49,5 €/MWh) ([Tabla 3](#)). En cualquier caso, solo en los meses de marzo, abril y mayo el precio se situaría por debajo de 50 €/MWh, según los modelos. El perfil de precios es más plano de lo que solía ser habitual en el mercado, debido al cambio estratégico en los productores renovables, la caída de hidraulicidad y el incremento de la interconexión con Francia.

Las **cotizaciones a plazo** tomadas a 25 de enero (fecha de cálculo de las previsiones) muestran precios ligeramente superiores a los proyectados por los modelos. En Q1 y Q2 las diferencias alcanzan aproximadamente 2 €/MWh, 1 €/MWh en Q4, mientras en Q3 se encuentran prácticamente están alineadas con los modelos.

Por su parte, calculamos un **coeficiente de apuntamiento eólico** para 2018 en torno a 91%, 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. En este caso, el ingreso medio del parque eólico nacional se situaría en 46,2 €/MWh, 4,5 €/MWh menos que en 2017 ([Tabla 3](#)).

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

	PREVISIÓN PRECIOS			OMIP <sup>[1]</sup>	Ingr. Unit. Eólico <sup>[2]</sup>	Coef. Apun. Eólico <sup>[3]</sup>
	E. BAJO	E. BASE	E. ALTO			
Mensuales						
ene-18	44.3	<b>50.5</b>	56.7	52.3	45.7	90.4%
feb-18	41.8	<b>51.0</b>	59.6	52.2	45.4	89.1%
mar-18	35.2	<b>46.2</b>	56.8	48.8	40.9	88.6%
Trimestrales						
2018.Q1	40.4	<b>49.2</b>	57.7	51.1	44.4	90.1%
2018.Q2	37.3	<b>48.1</b>	59.9	50.2	43.5	90.5%
2018.Q3	43.8	<b>53.2</b>	64.2	53.6	50.3	94.5%
2018.Q4	41.4	<b>52.6</b>	64.9	53.5	47.6	90.6%
2019.Q1	32.5	<b>47.9</b>	63.7	51.0	43.2	90.1%
Anuales						
2017	52.2	52.2	52.2	52.2	50.7	97.1%
2018	40.7	<b>50.8</b>	61.7	52.1	46.2	90.9%

[ Fecha de previsión: 25 de enero de 2018 ]

[1] Cotizaciones OMIP a 25 de enero de 2018.

[2] Precio medio ponderado por producción eólica.

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

Toda la descripción hasta este punto se refiere al escenario base o más probable, que se entiende como aquél en el que todos los factores de oferta y demanda evolucionan, a su vez, en su escenario base o más probable. En la medida que esto no ocurra, se producirían otros precios distintos a los explicados anteriormente. Hemos aplicado los modelos bajo 81 **escenarios alternativos** de oferta y demanda.

Sus resultados se resumen en el **Gráfico 6**, que muestra la distribución de probabilidad estimada para el precio promedio de 2018. Su interpretación es la siguiente: existe una probabilidad de 3,6% de que el precio medio anual se sitúe por debajo de 43,5 €/MWh, (según los modelos y en base a los datos actuales); entre 43,5 y 45,3 €/MWh, 2,3%; y así sucesivamente. Algunas conclusiones interesantes son:

- la probabilidad de que el precio anual sea inferior a 48,7 €/MWh no supera el 25%;
- existe una probabilidad del 38% de que termine en la horquilla 48,7–52,2 €/MWh;
- y un 27% de situarse en un rango de precios muy altos, entre 52,2 y 55,6 €/MWh.

En la tabla a continuación se muestran **tres de los escenarios diseñados**, junto a la previsión correspondiente del modelo de precios. Los tres escenarios utilizan hipótesis idénticas, que los factores de oferta y demanda cierran 2018 en los niveles previstos por los modelos en sus escenarios base (cuantificados en la **Tabla 2** y la **Tabla 5**) salvo en lo que se refiere a precios de gas y producción hidráulica.

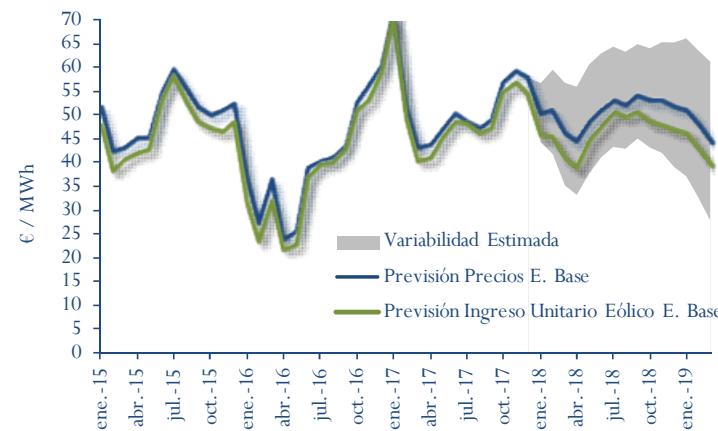
Si estos dos inputs de los modelos siguen el escenario base, el precio medio resultaría 50,8 €/MWh (Escenario 41). Pero si el precio del gas en NBP alcanza 21 €/MWh en media anual (Escenario 50), 3 €/MWh más que en el escenario base, el precio medio de la electricidad aumentaría 3,4 €/MWh (54,2 €/MWh). Por su parte, si la producción hidráulica se situara en 35 TWh (Escenario 42) (por ejemplo, en 2016 fue 39 TWh), el promedio del pool sería solo de 46,2 €/MWh, según los modelos, 4,6 €/MWh menos que en el escenario base. Queda claro en este ejercicio la elevada incertidumbre de la evolución del precio eléctrico, según cómo se comporten a lo largo del año factores difícilmente predecibles a priori.

**Tabla 4. Extracción de escenarios alternativos de precios**

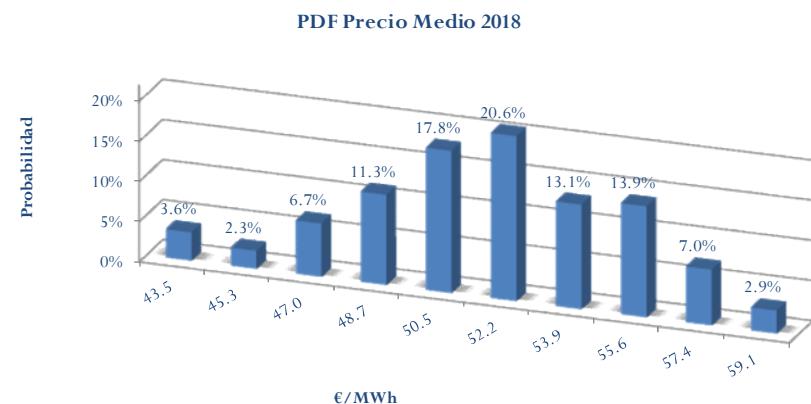
	Demanda TWh/año	Hidro TWh/año	Eólica TWh/año	Nuclear TWh/año	Precio Gas €/MWh	PRECIO €/MWh
Escen. 41	255	25	49	56	18	<b>50,8</b>
Escen. 50	255	25	49	56	<b>21</b>	<b>54,2</b>
Escen. 42	255	<b>35</b>	49	56	18	<b>46,2</b>

[ Fecha de previsión: 25 de enero de 2018 ]

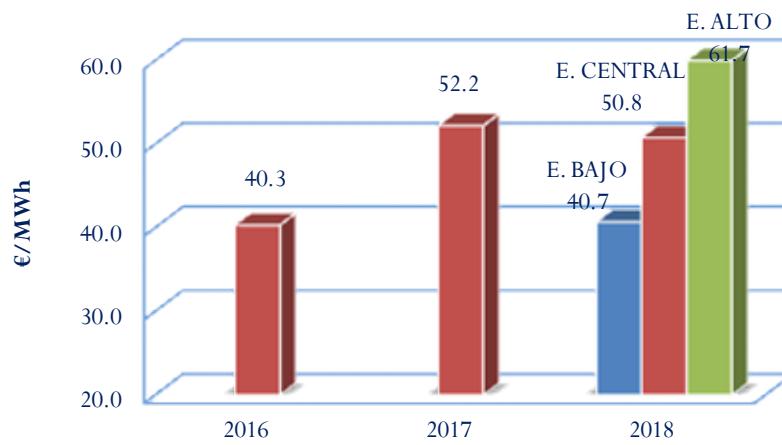
**Gráfico 5. Previsión mensual precio e ingreso eólico. Año móvil**



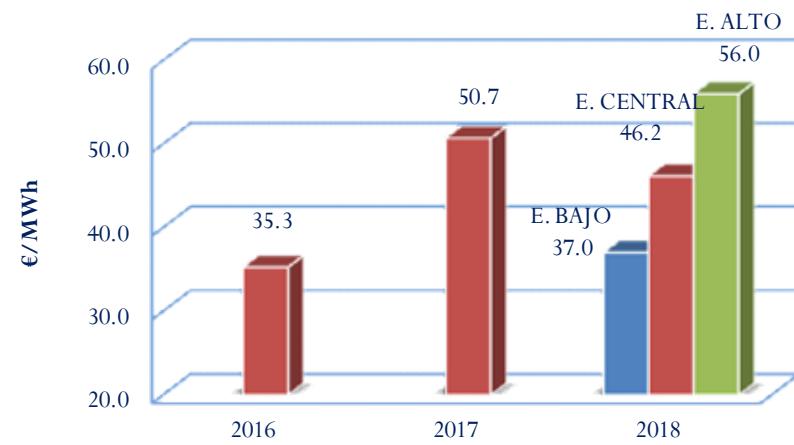
**Gráfico 6. Distribución de probabilidad del precio medio en 2018**



**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 las probabilidades de que el precio medio de 2018 se sitúe en distintos rangos, según los modelos. 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 CO<sub>2</sub>, 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 5](#).

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 5. Hipótesis económicas utilizadas en la previsión**

	2017-E	Previsión – 2018		
	Dato	E. Base	E. Bajo	E. Alto
<b>PIB</b> <sup>[1]</sup>	3,1%	<b>2,6%</b>	0,6%	3,8%
<b>VAB Industria</b> <sup>[1]</sup>	3,2%	<b>1,2%</b>	-0,2%	3,6%
<b>Gas Natural (NBP) [€/MWh]</b> <sup>[2]</sup>	17,8	<b>18,1</b>	15,9	21,2
<b>Carbón (API2) [€/MWh]</b> <sup>[2]</sup>	10,4	<b>10,9</b>	9,0	12,4
<b>CO<sub>2</sub> (EUA) [€/t]</b> <sup>[2]</sup>	5,8	<b>7,8</b>	5,4	9,3

<sup>[1]</sup> Tasa de Variación Anual; <sup>[2]</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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:

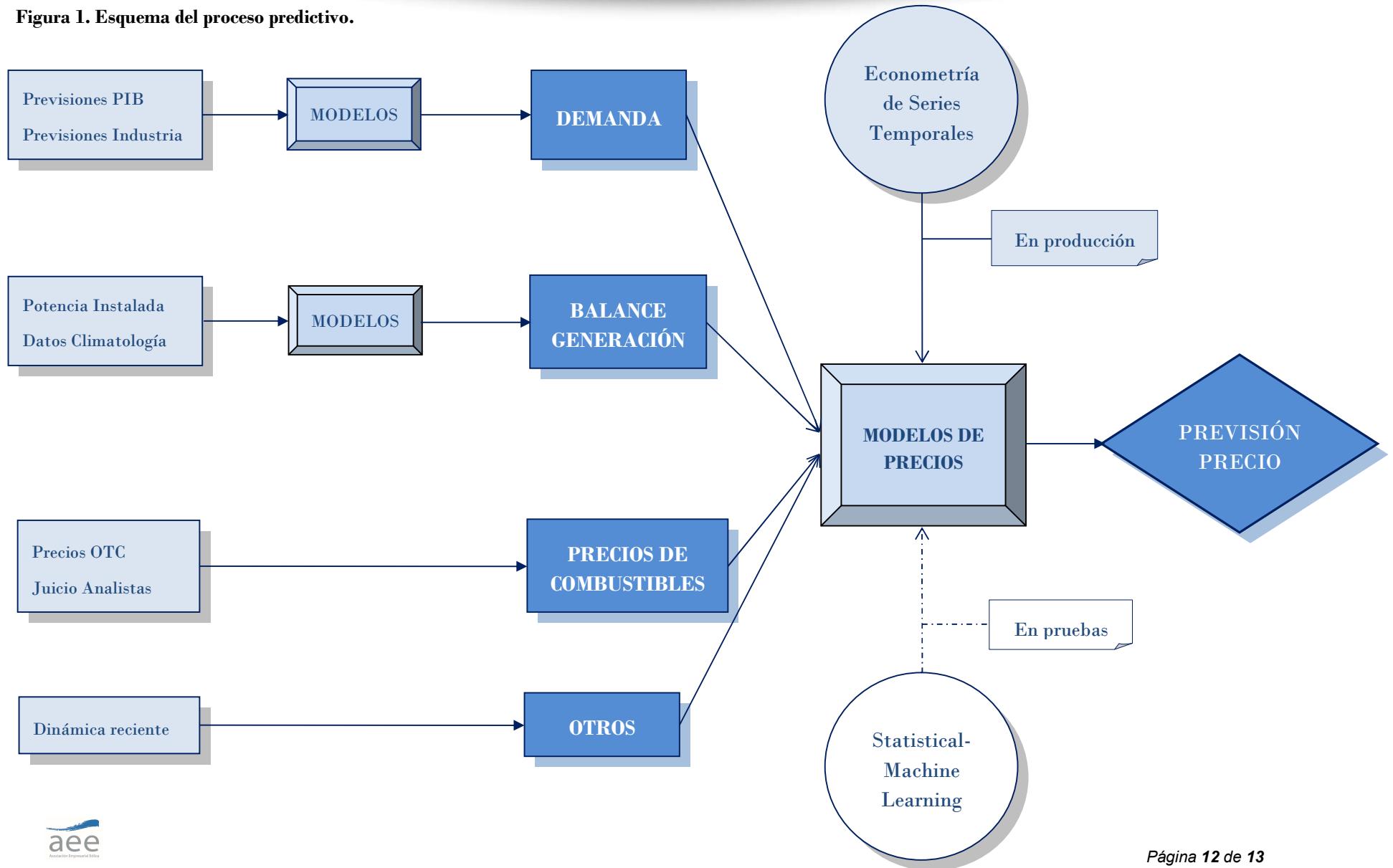
Coste marginal tecnología / MWh electricidad = ( precio combustible / tasa eficiencia de tecnología ) + ( precio derechos emisión CO<sub>2</sub> × tasa emisión CO<sub>2</sub> tecnología ) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología ).

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 6.

**Tabla 6. 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.*

---

---