



# Informe de Seguimiento de mercados.

## Junio 2017

Dirección Técnica

Informe nº 108

# 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. Liquidaciones / índice de cobertura.
3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares
4. Predicción 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. Liquidaciones / índice de cobertura.
3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares
4. Predicción de precios.

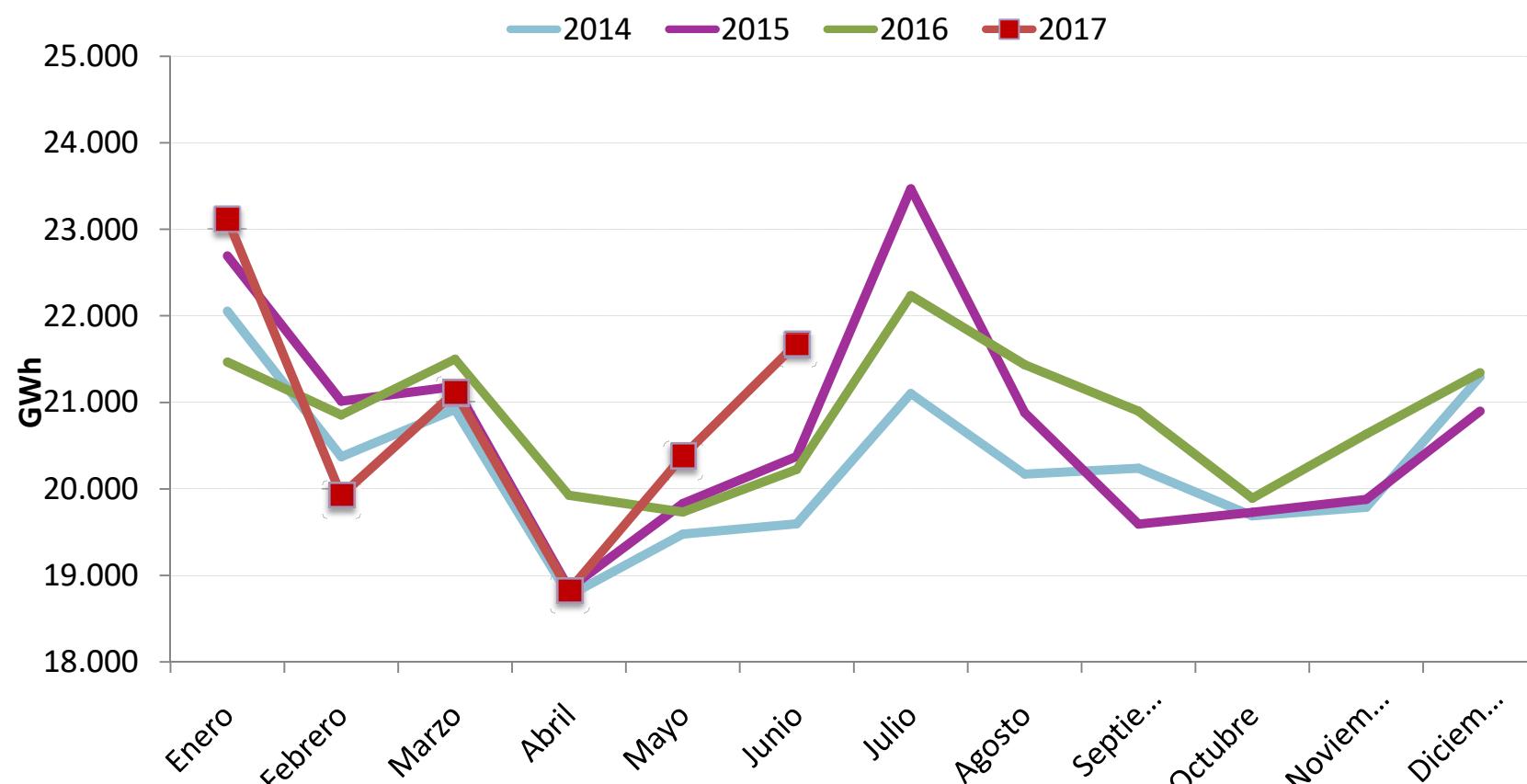
# 2017. Consumo Peninsular. Evolución

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
<b>Potencia Máxima (MW)</b>	41.381	36.974	35.935	33.429	33.429	39.379
<b>Consumo Máx. Diario (GWh)</b>	838	769	739	690	737	810
<b>Consumo Mensual (GWh)</b>	23.121	19.926	21.118	18.826	20.377	21.680
<b>Δ Mes (%)</b>	7,7	-4,4	-1,7	-5,5	3,3	7,1
<b>Δ Mes Corregida (CT y L) (%)</b>	5,4	1,5	-1,6	-1,1	1,2	4,3
<b>Δ Año Acumulado Absoluto (%)</b>	7,7	1,7	0,6	-0,9	-0,1	1,1



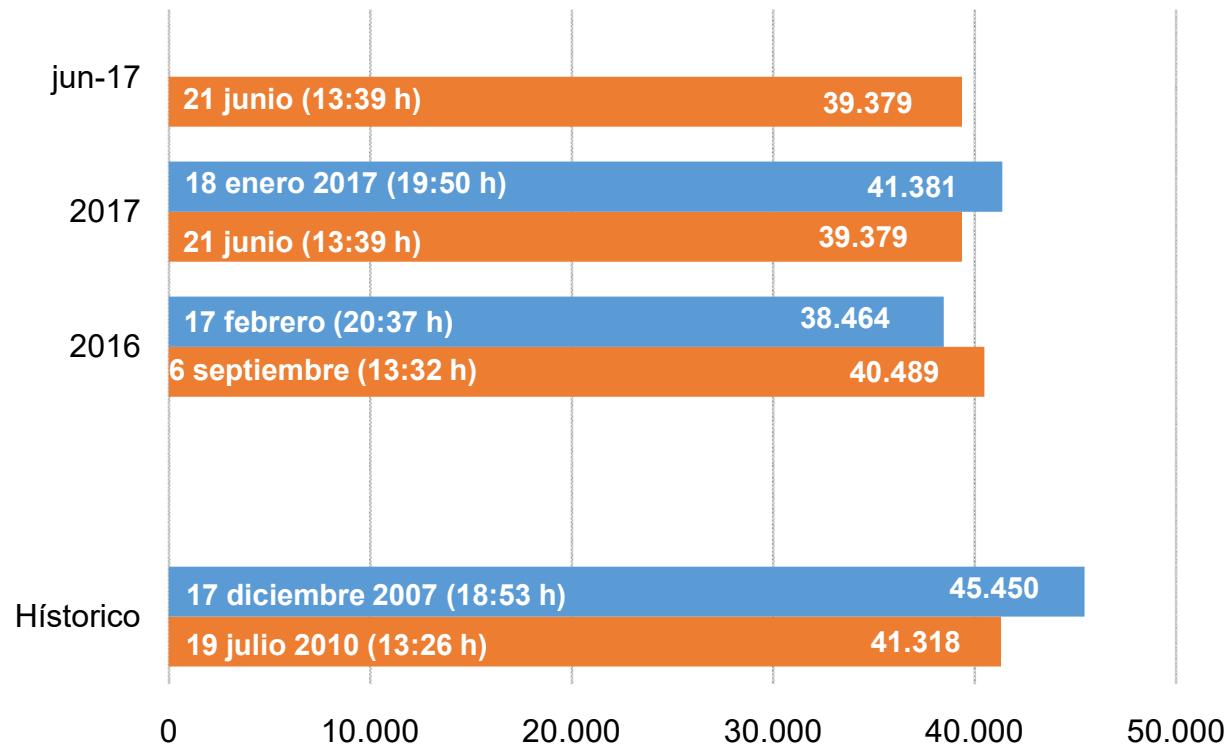
## En el mes de junio el consumo en barras de central se sitúa por encima de los últimos años

---

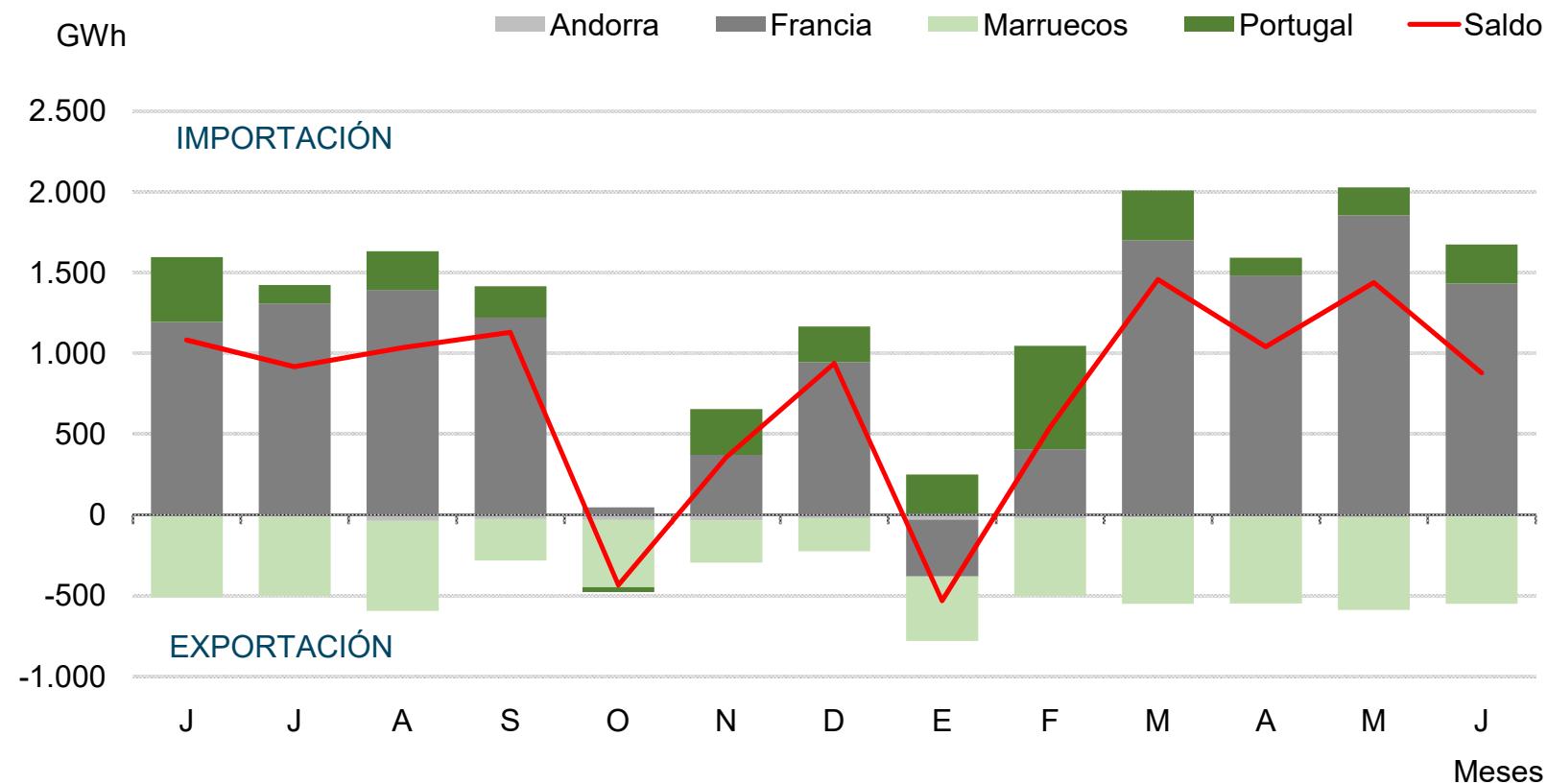


# 2017/2016 Valores máximos anuales

■ Invierno (enero-mayo/octubre-diciembre) ■ Verano (junio - septiembre)



En el mes de junio las importaciones han disminuido con respecto al mes anterior, principalmente por la bajada de importación desde Francia



---

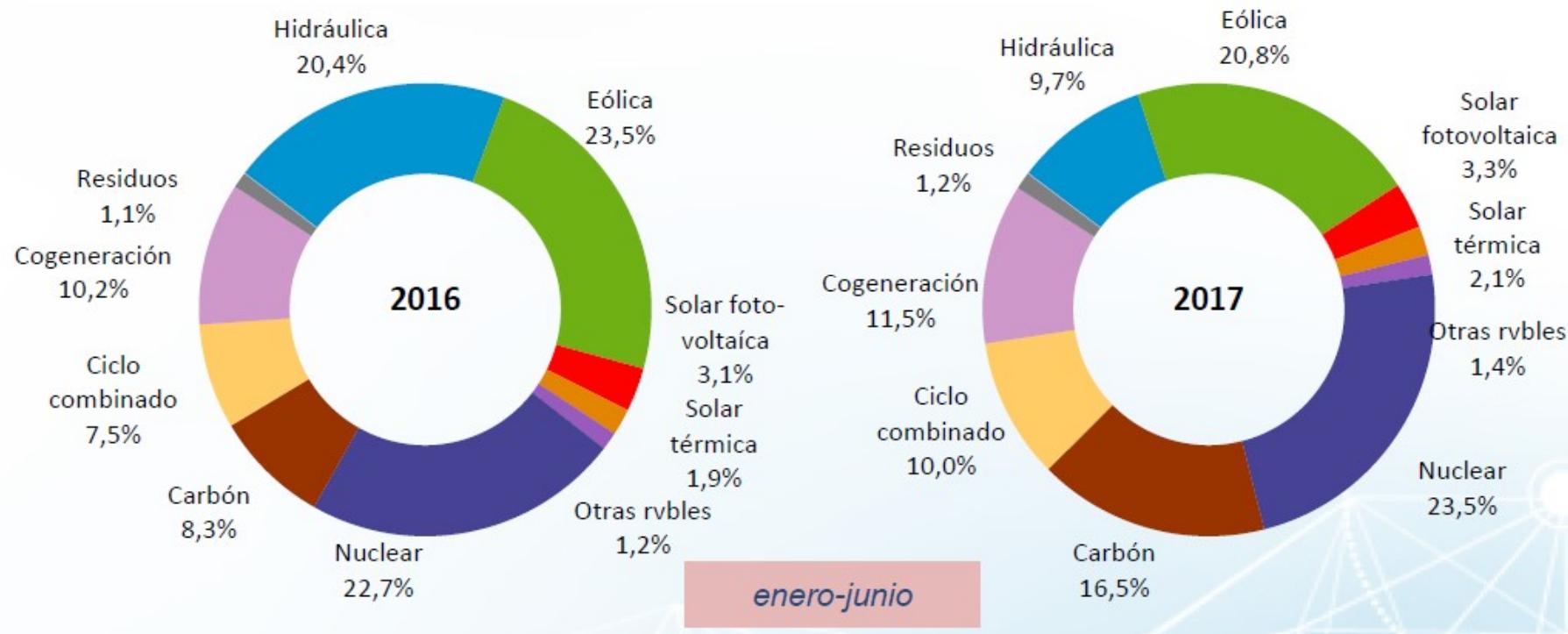
# Mix de producción

# La eólica se sitúa en el primer semestre del año como la segunda fuente de generación, por detrás de la nuclear

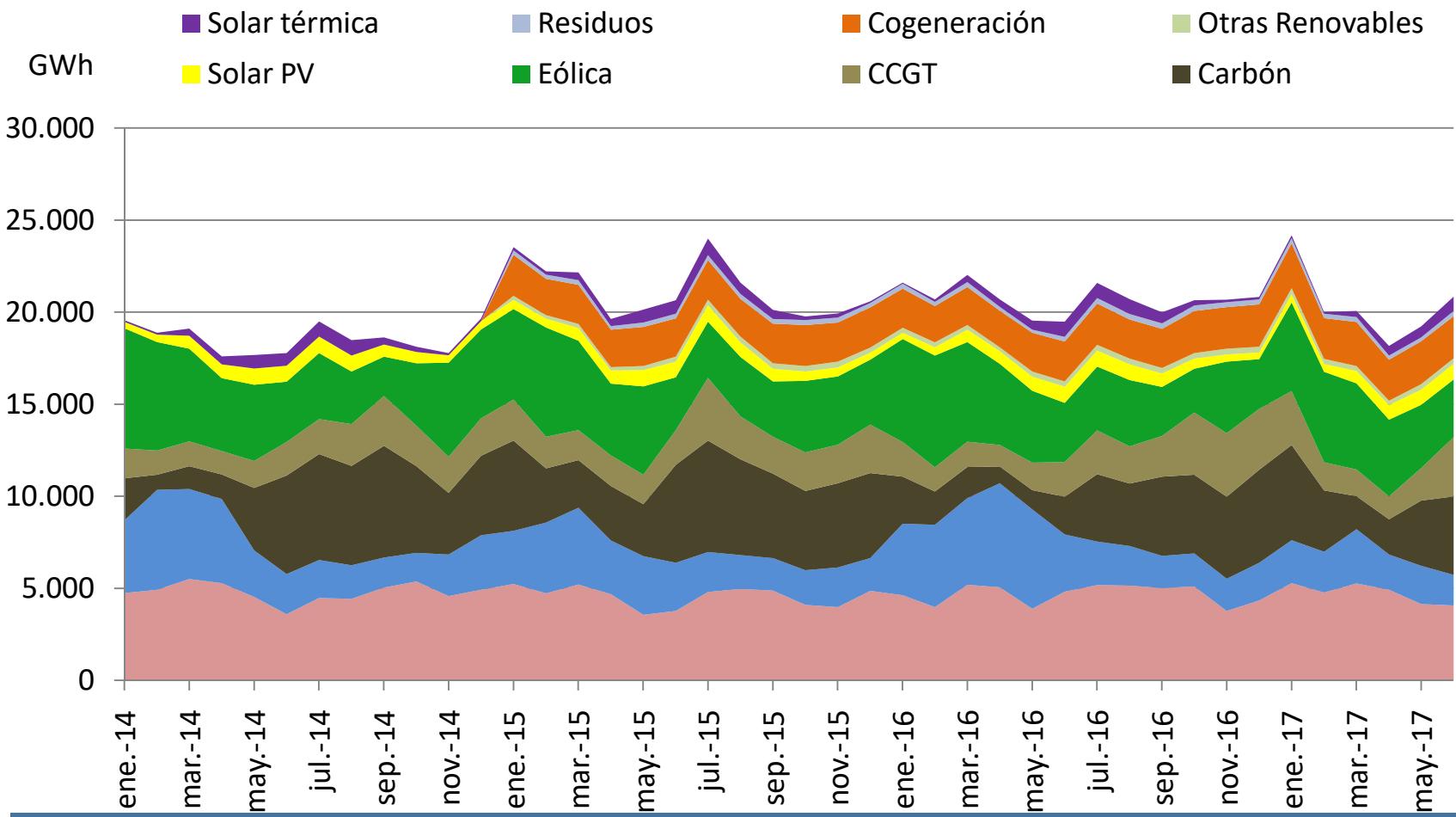
Balance eléctrico mensual nacional <sup>(1)</sup> (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Ene-Jun	% 17/16
Hidráulica	2.334	2.220	2.938	1.914	2.084	1.669	13.159	-51,7
Nuclear	5.285	4.768	5.271	4.929	4.144	4.063	28.460	3,3
Carbón	5.166	3.327	1.792	1.902	3.539	4.260	19.985	98,8
Ciclo combinado	2.932	1.527	1.449	1.247	1.763	3.207	12.125	33,3
Eólica	<b>4.813</b>	<b>4.925</b>	<b>4.686</b>	<b>4.177</b>	<b>3.440</b>	<b>3.149</b>	<b>25.185</b>	<b>-12,0</b>
Solar fotovoltaica	449	416	675	792	827	851	4.009	5,5
Solar térmica	149	89	341	535	608	784	2.506	8,9
Otras renovables	326	289	269	232	298	312	1.725	10,8
Cogeneración	2.446	2.203	2.386	2.231	2.324	2.275	13.866	11,5
Residuos	282	247	269	219	210	283	1.510	9,5
<b>Generación</b>	<b>24.183</b>	<b>20.010</b>	<b>20.075</b>	<b>18.178</b>	<b>19.237</b>	<b>20.847</b>	<b>122.529</b>	<b>-1,2</b>
Consumos en bombeo	-434	-560	-335	-336	-229	-175	-2.069	-40,4
Enlace Península-Baleares	-97	-65	-78	-57	-75	-114	-486	-20,2
Saldo intercambios internacionales	-532	541	1.457	1.041	1.445	1.121	5.074	36,3
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>23.121</b>	<b>19.926</b>	<b>21.118</b>	<b>18.826</b>	<b>20.378</b>	<b>21.679</b>	<b>125.048</b>	<b>1,1</b>

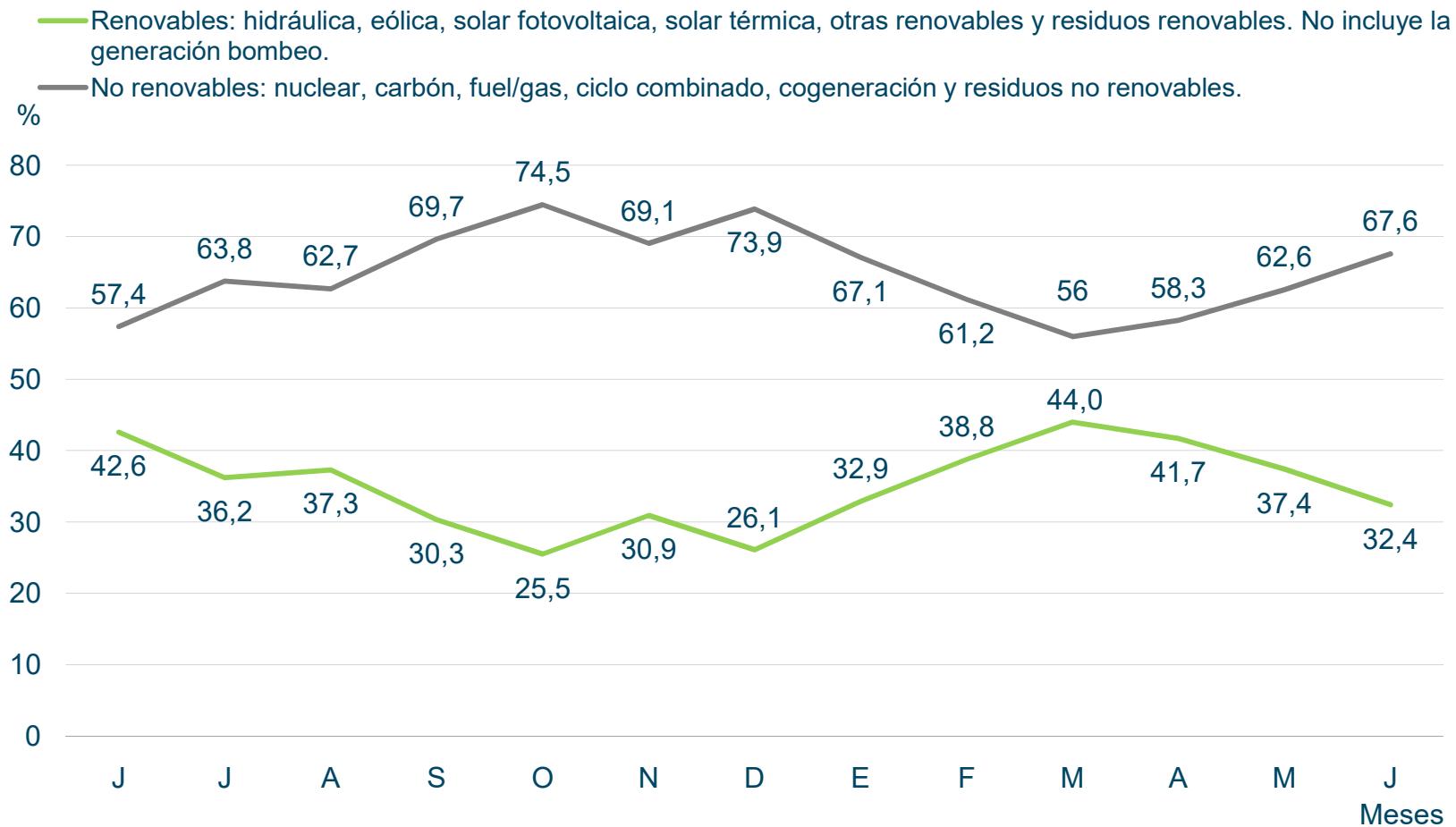
## En el acumulado del primer semestre de 2017, la eólica ha cubierto el 20,8% de la demanda eléctrica peninsular



# Evolución mensual de la generación

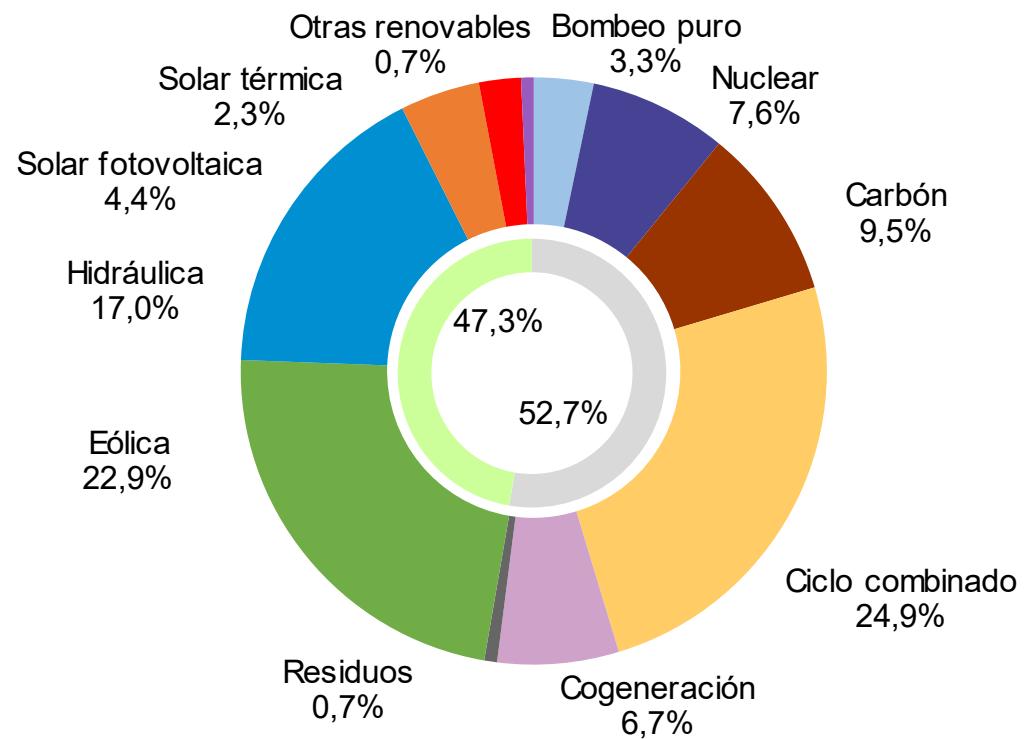


## La contribución de las renovables en junio de 2017 se sitúa en valores inferiores al mismo mes del año anterior.



# Estructura de potencia instalada en la península a 30 de junio 2017

TECNOLOGÍA	MW
Bombeo puro	3.329
Nuclear	7.573
Carbón	9.536
Ciclo combinado	24.948
Cogeneración	6.504
Residuos	670
Eólica	22.841
Hidráulica	16.999
Solar fotovoltaica	4.430
Solar térmica	2.299
Otras renovables	742
Total	99.872

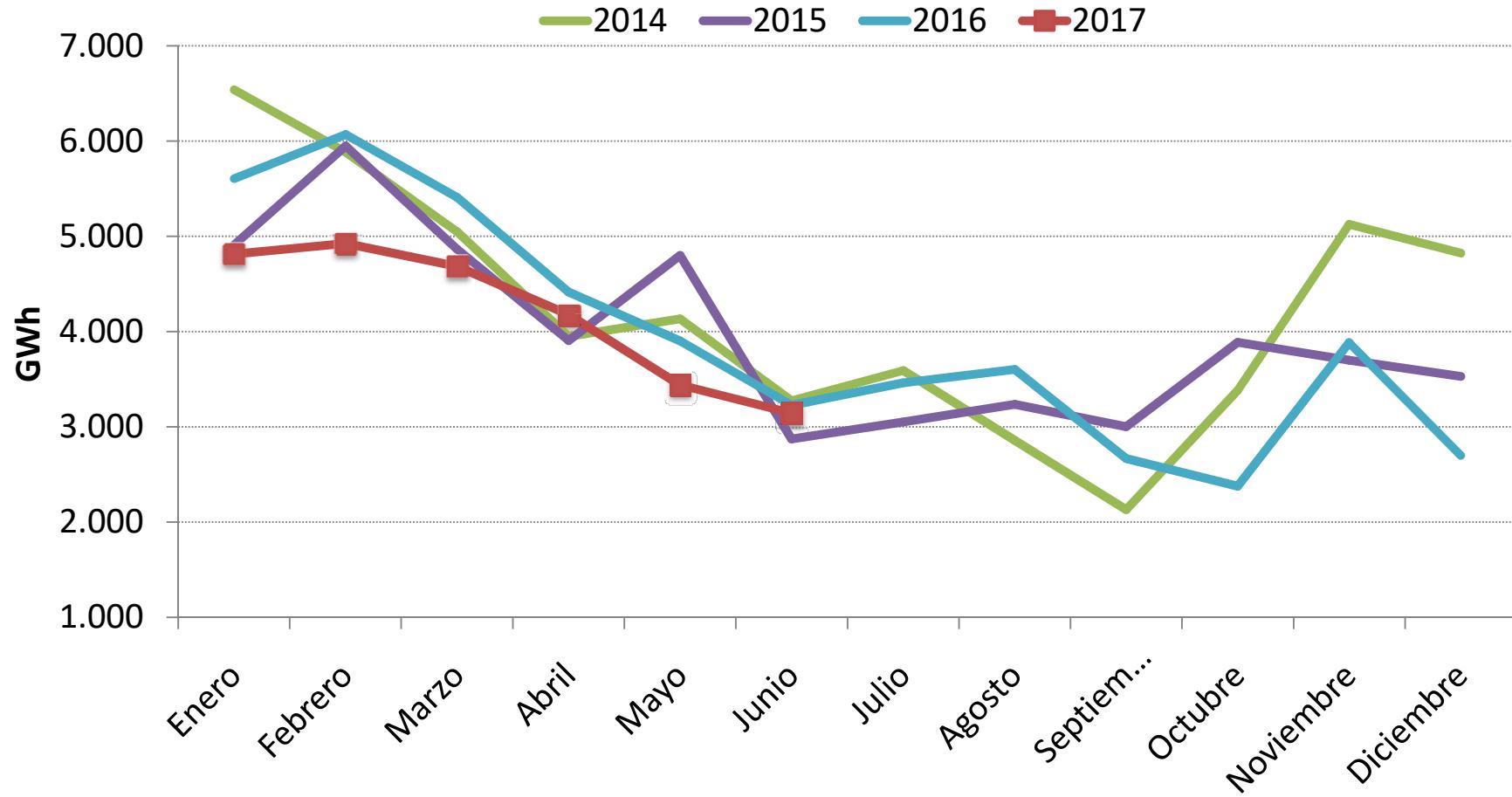


Fuente: REE

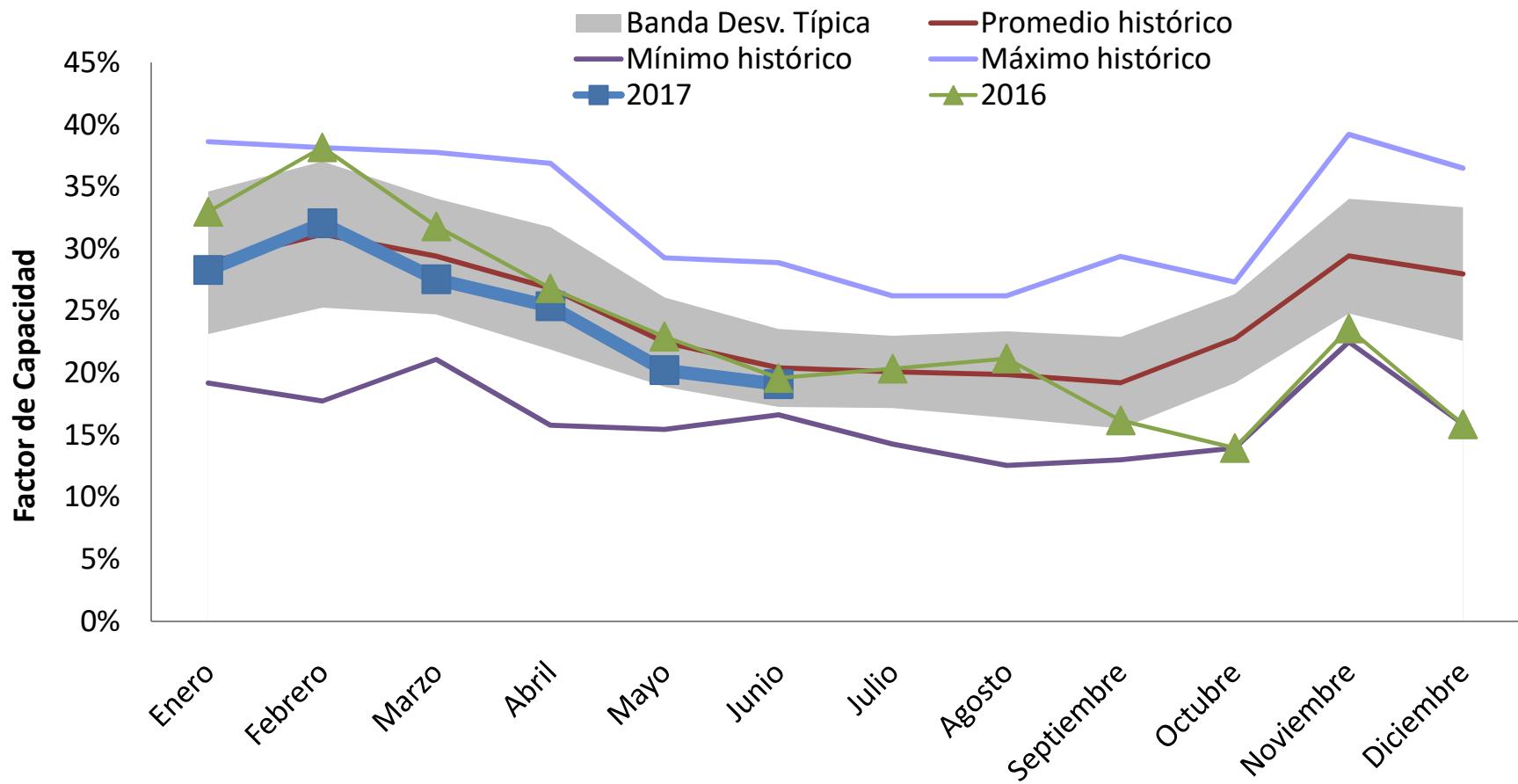
---

# Generación eólica

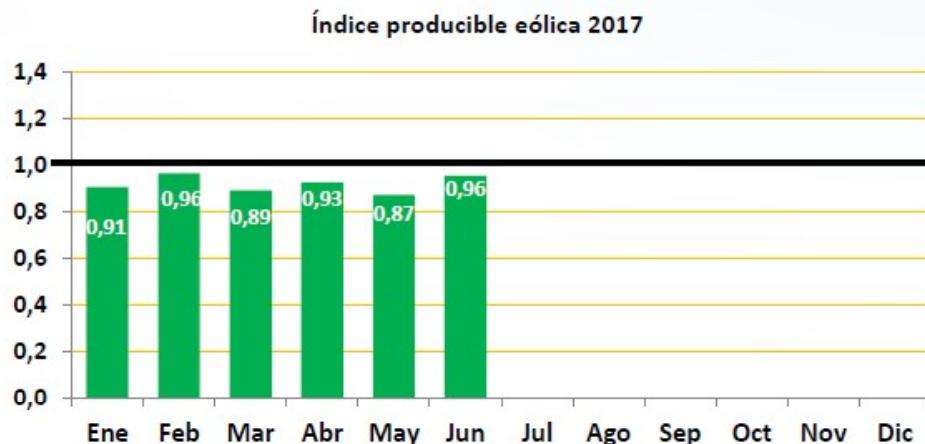
La eólica ha generado en junio un 2,6% menos que el mismo mes del año anterior, y durante el primer semestre de 2017 un 12% menos



En junio el factor de capacidad de la eólica fue de un 19% mientras que durante los 6 primeros meses 2017 fue de 25,4%

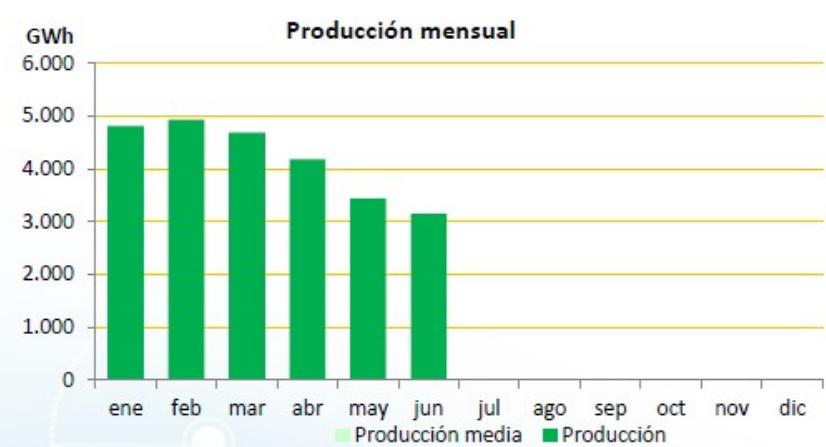
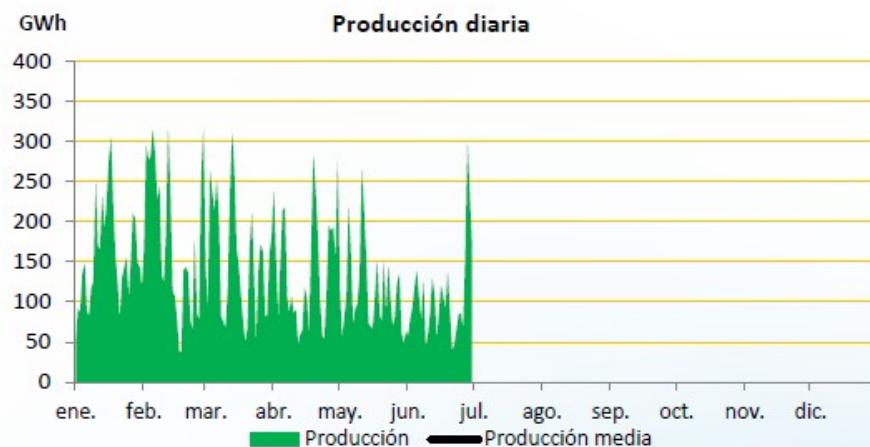


# Durante donde el primer semestre del año el producible eólico ha estado por debajo de la media

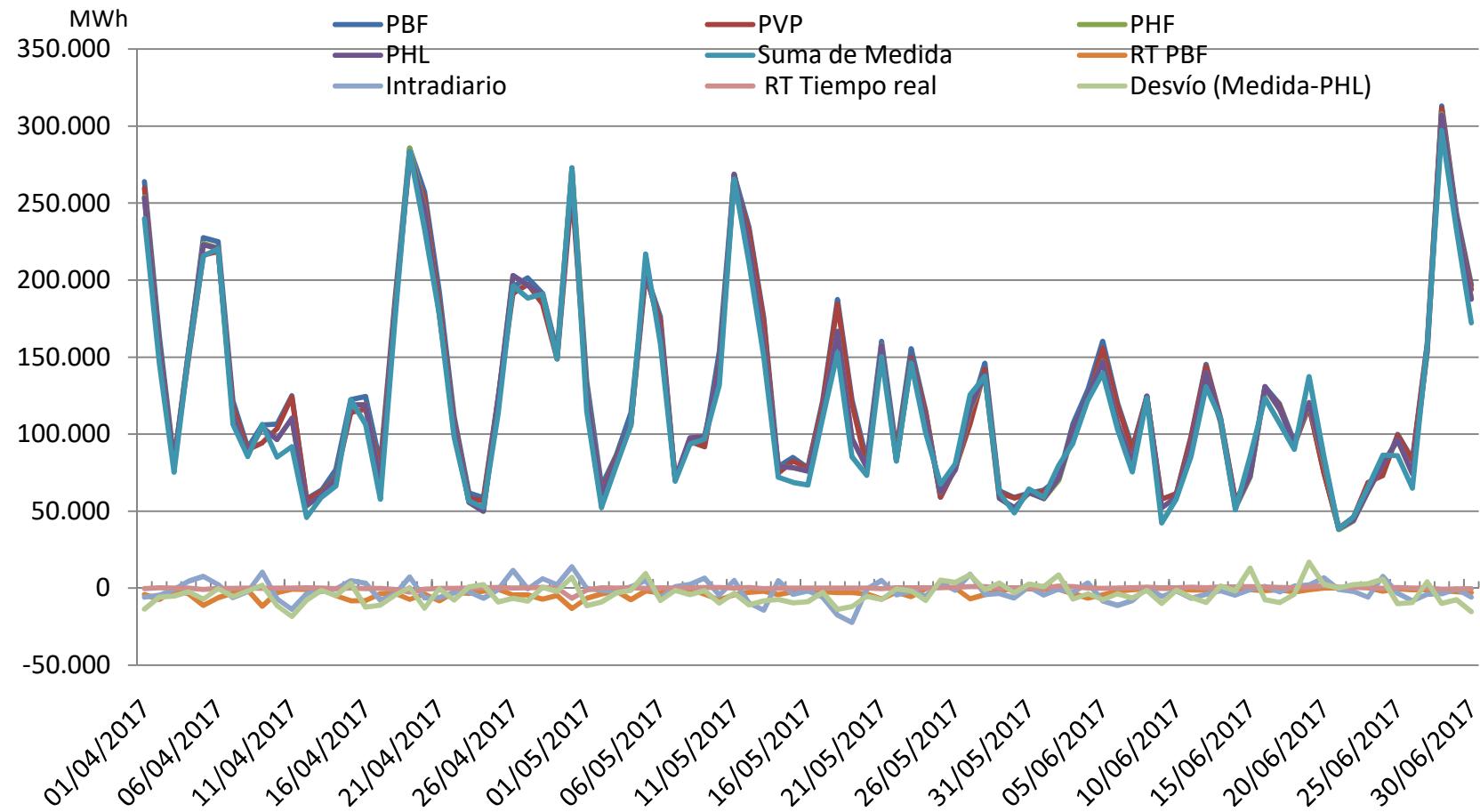


Enero-Junio 2017

Generación máxima	14.774 MW	28 febrero
Energía máxima diaria	315 GWh	05-02
Producción máxima mensual	4,8 TWh	Febrero



# Evolución diaria de la transición desde el PBF hasta la producción eólica real.



## Evolución del promedio mensual de los desvíos

Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
ene-17	6,4%	-7,2%
feb-17	6,2%	-8,5%
Mar- 17	6,5%	-10,8%
Abr-17	5,2%	-8,8%
May-17	9,0%	-10,4%
Jun-17	11,0%	-9,2%
<b>TOTAL 2017</b>	<b>7,3%</b>	<b>-9,3%</b>

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

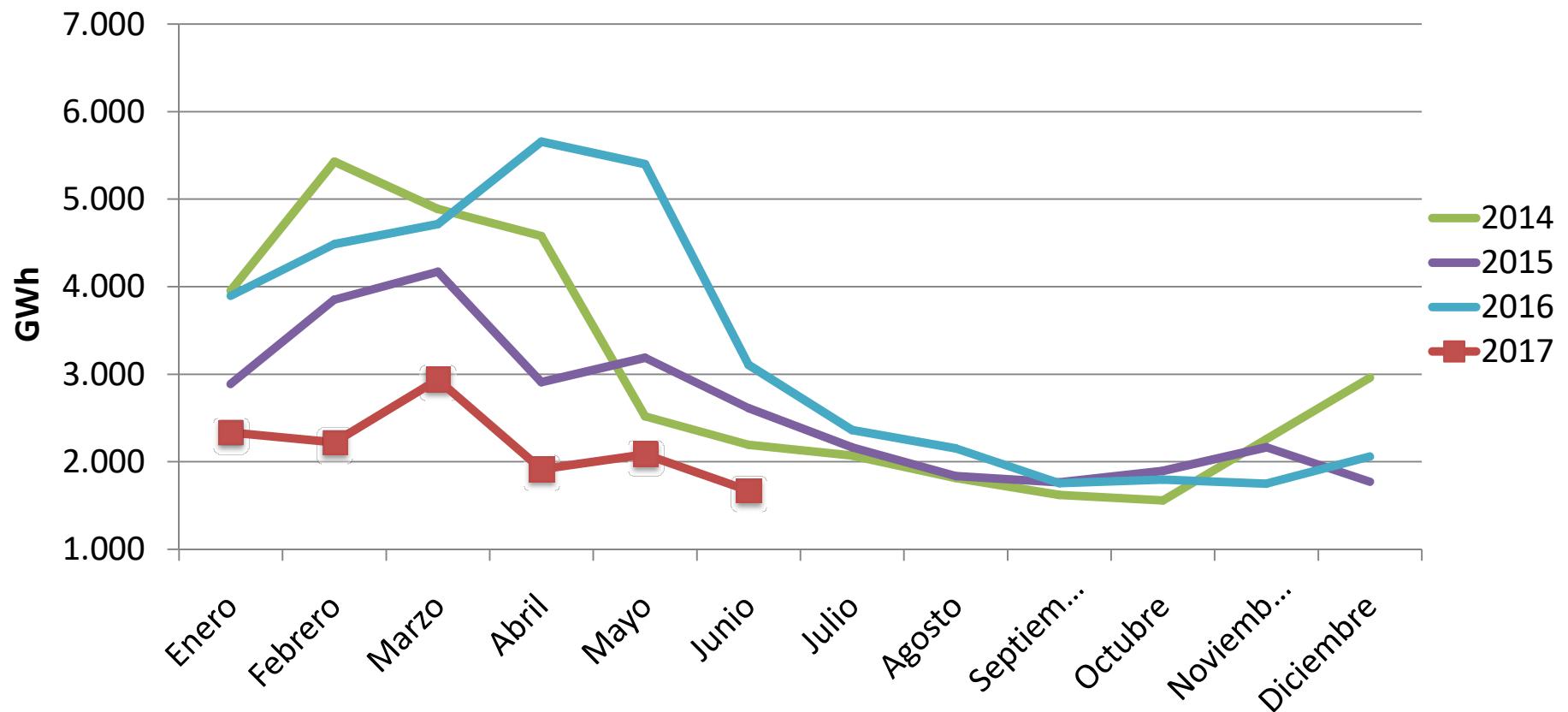
Desvío total positivo 2017	Desvío total negativo 2017
<b>613 GWh</b>	<b>-1.202 GWh</b>

---

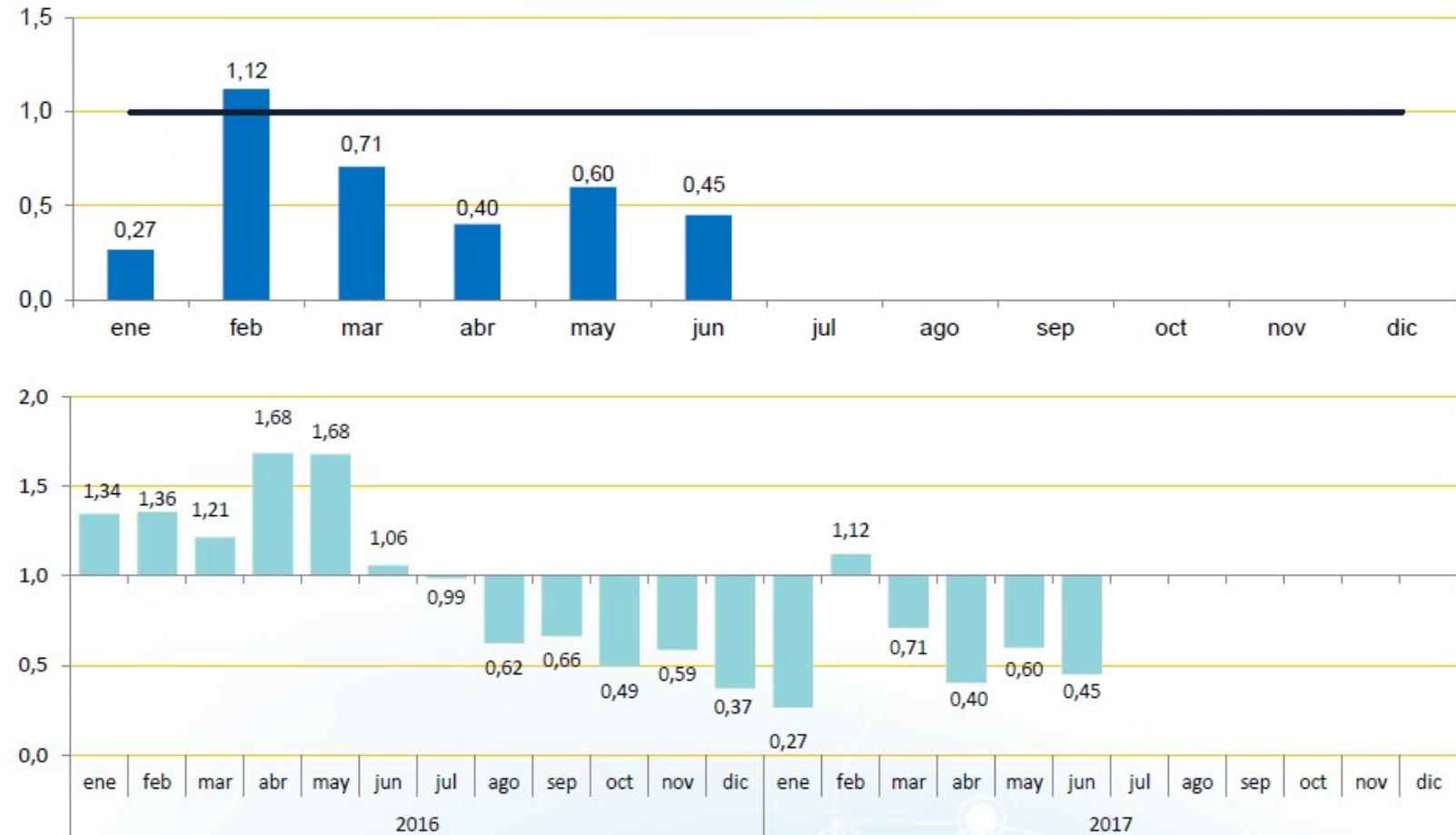
# Generación hidráulica

**Hidráulica: 46,3% menos de generación en junio 2017 respecto al mismo mes de 2016 y 51,7% menos durante el primer semestre**

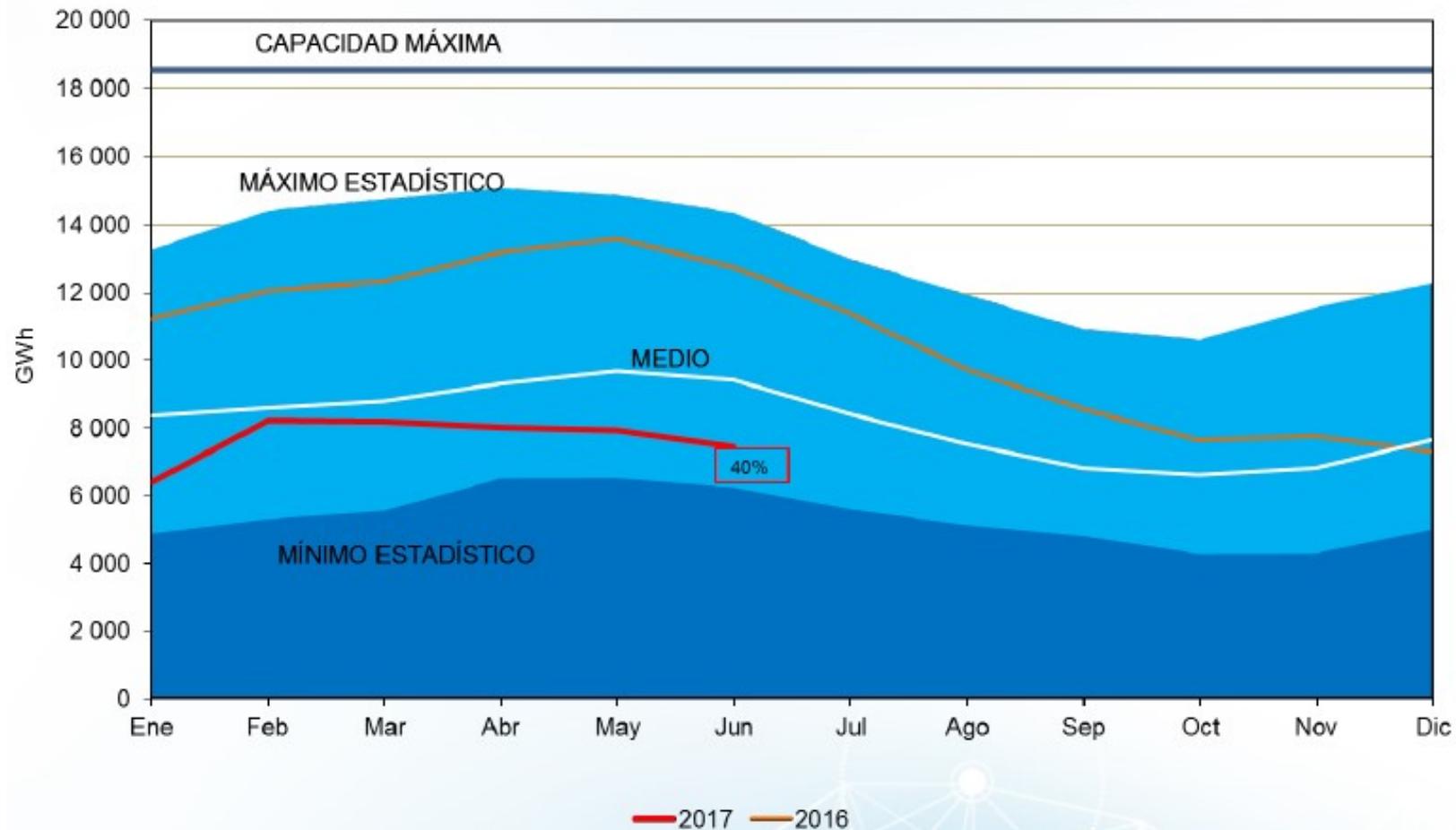
---



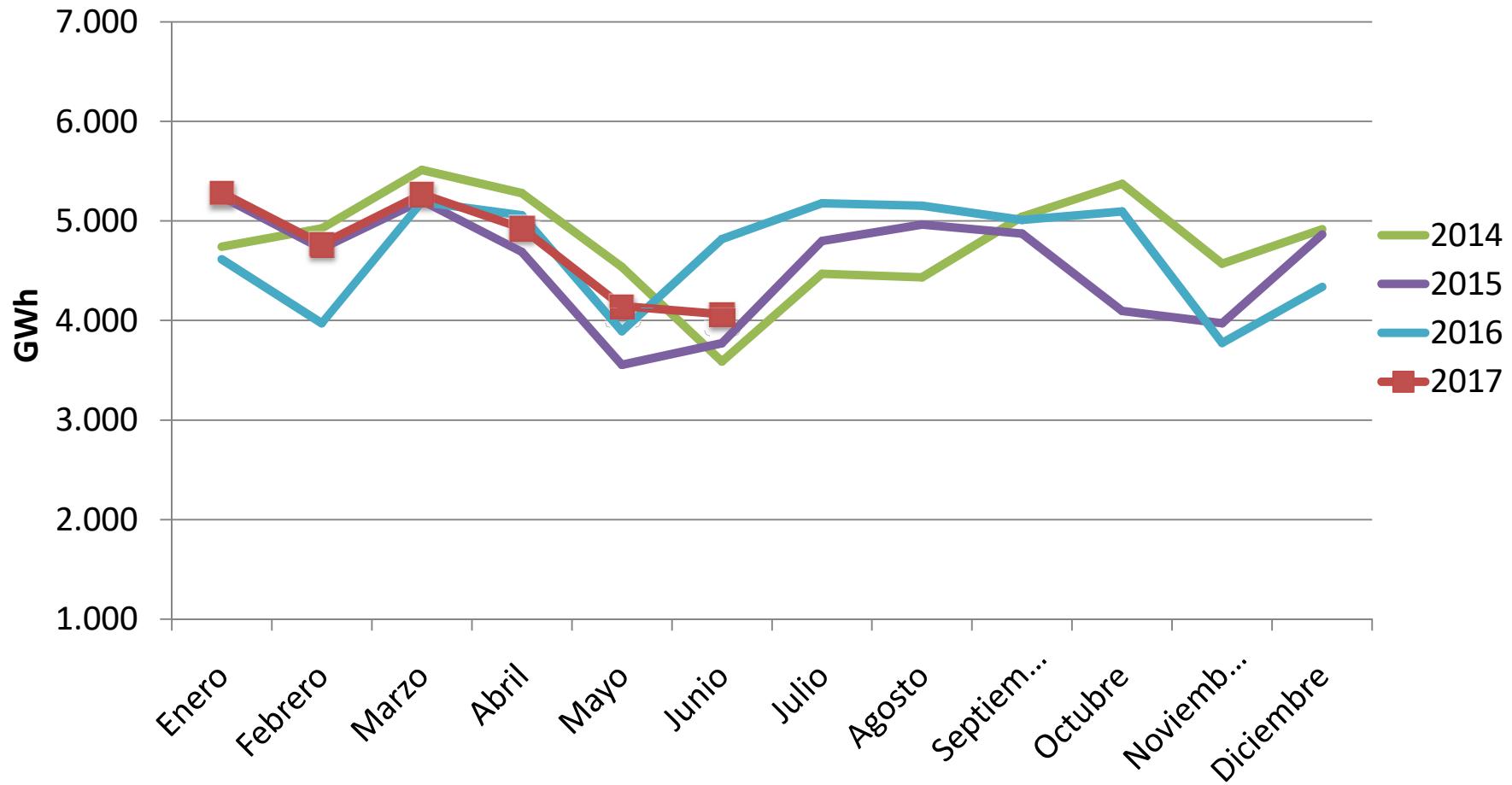
# Índice de producible hidráulico 2017



# Las reservas del conjunto de los embalses se encuentran en junio al 40%

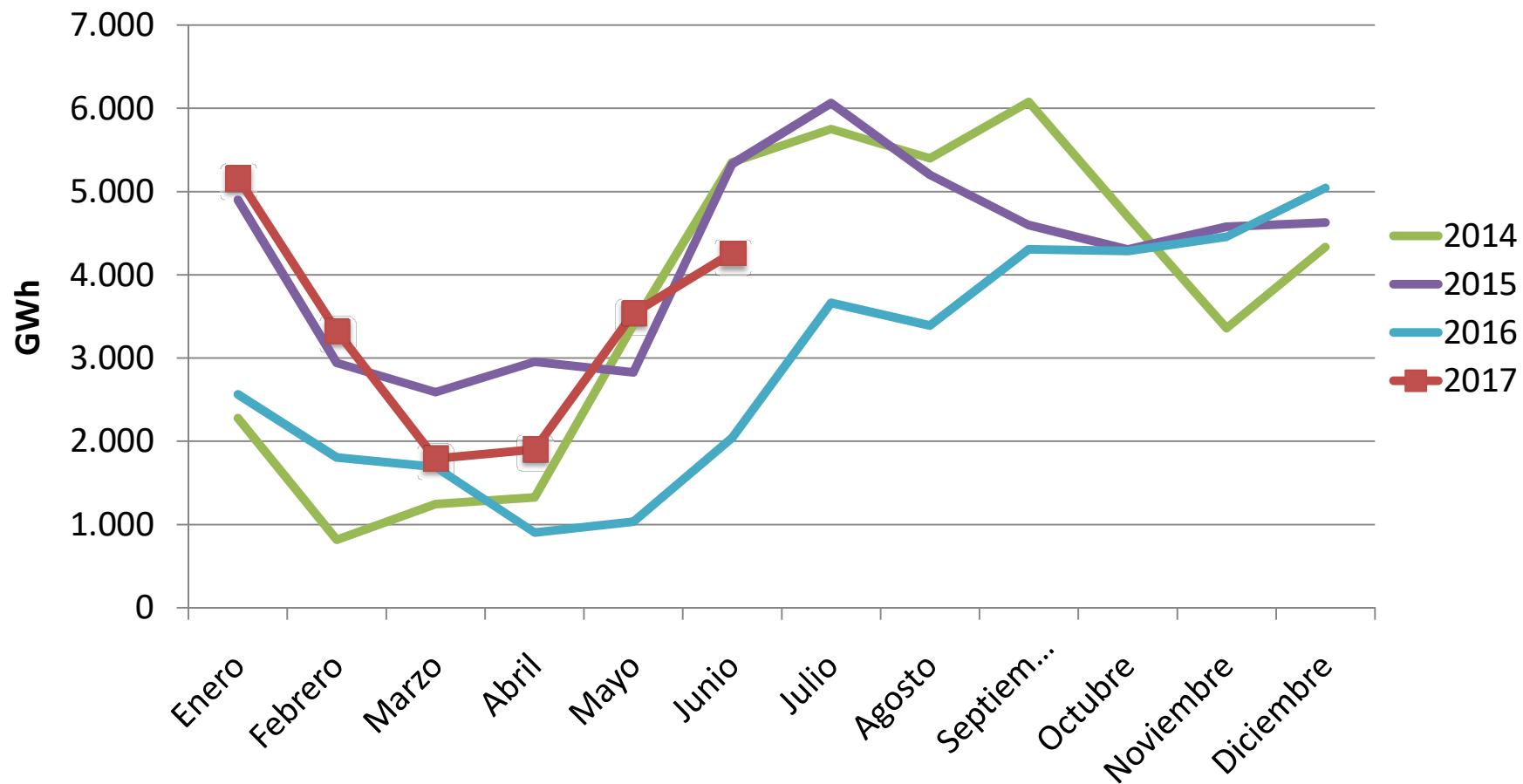


**Nuclear: 15,7% menos de generación en junio 2017 respecto al mismo mes de 2016 pero un 3,3% más en el primer semestre del año**

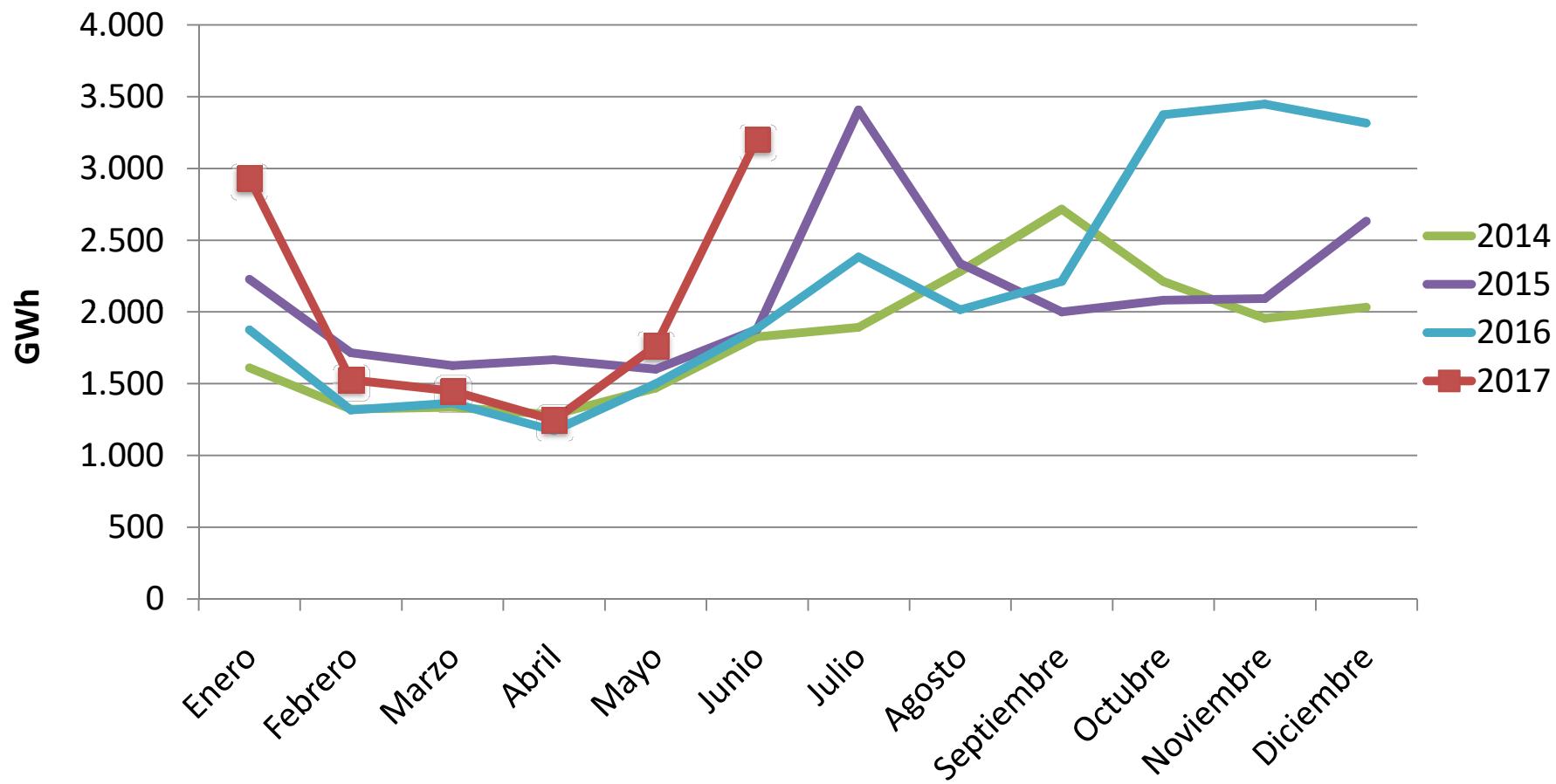


**Carbón: 107,5% más de generación en junio 2017 respecto al mismo mes de 2016 y un 98,8% más en el primer semestre del año**

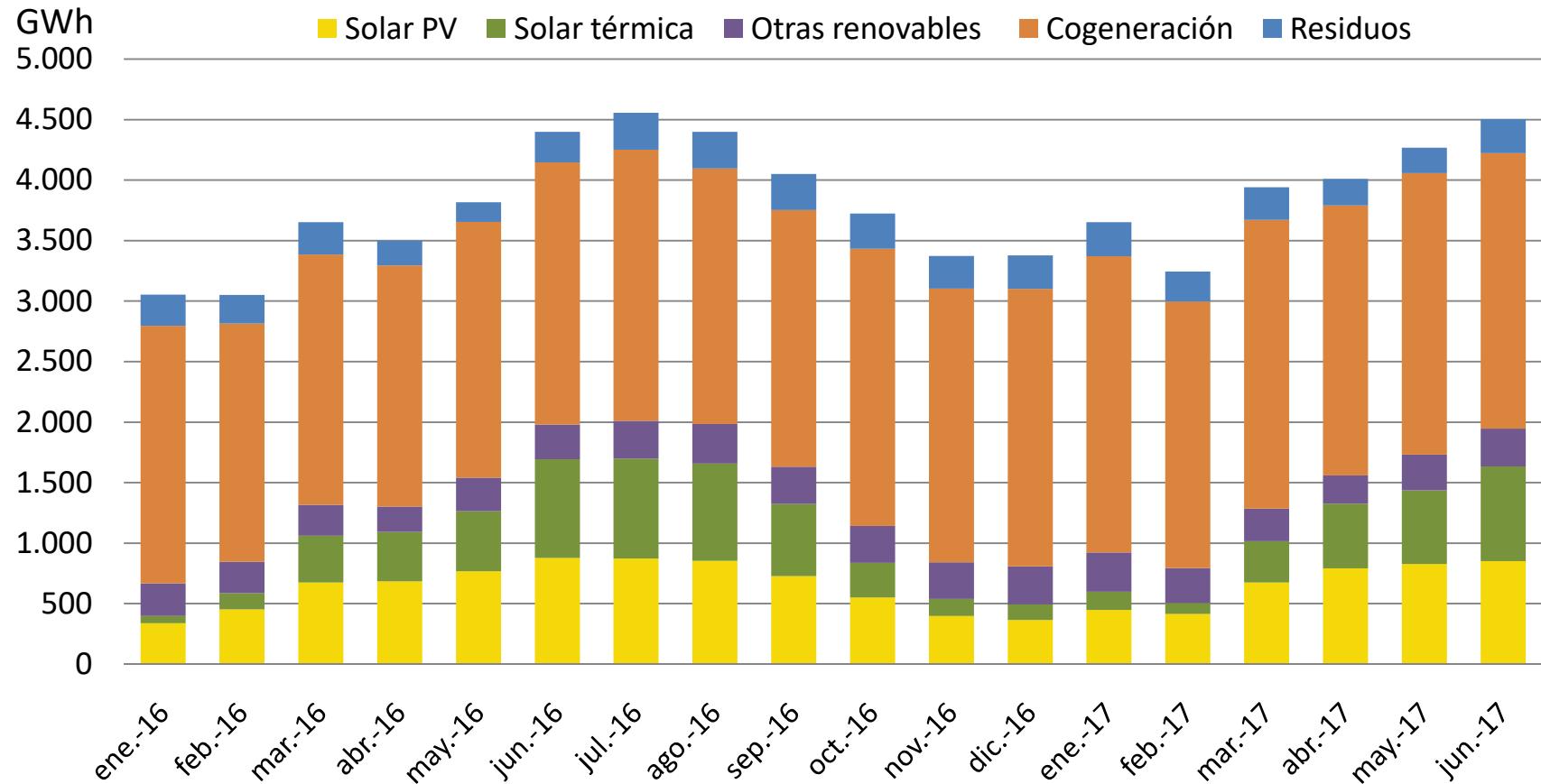
---



**Ciclo Combinado: 69,6% más de generación en junio 2017 respecto al mismo mes de 2016 y un 33,3% más en el primer semestre del año**



# Resto de renovables, cogeneración y residuos



# Índice

---

## 1. Situación actual:

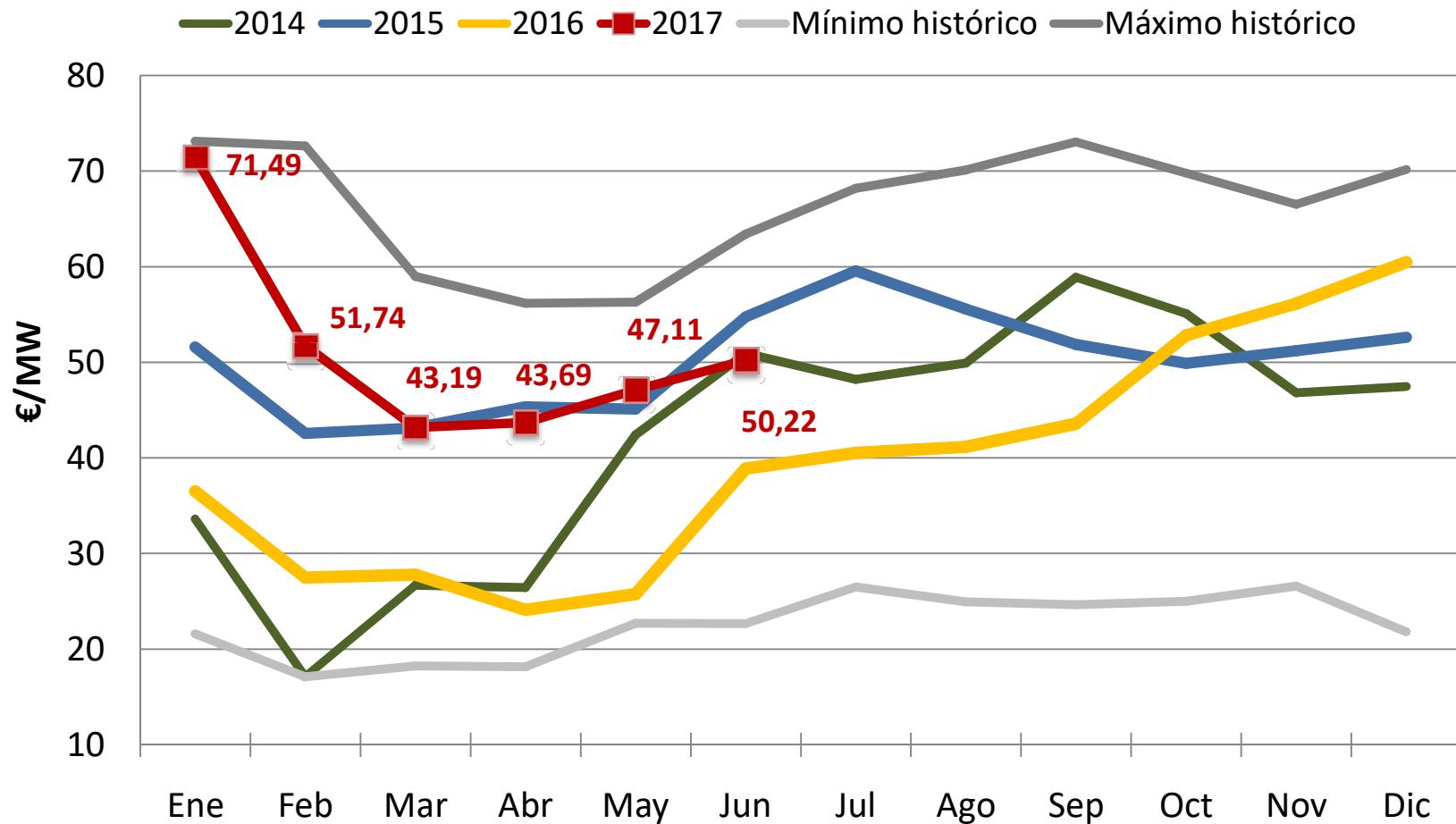
- Generación: evolución de la generación eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Análisis de las limitaciones a la producción eólica.
- **Evolución del mercado de la electricidad: evolución de los precios del mercado diario.**
- Evolución de los mercados ajuste.

## 2. Liquidaciones / índice de cobertura.

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

## 4. Predicción de precios.

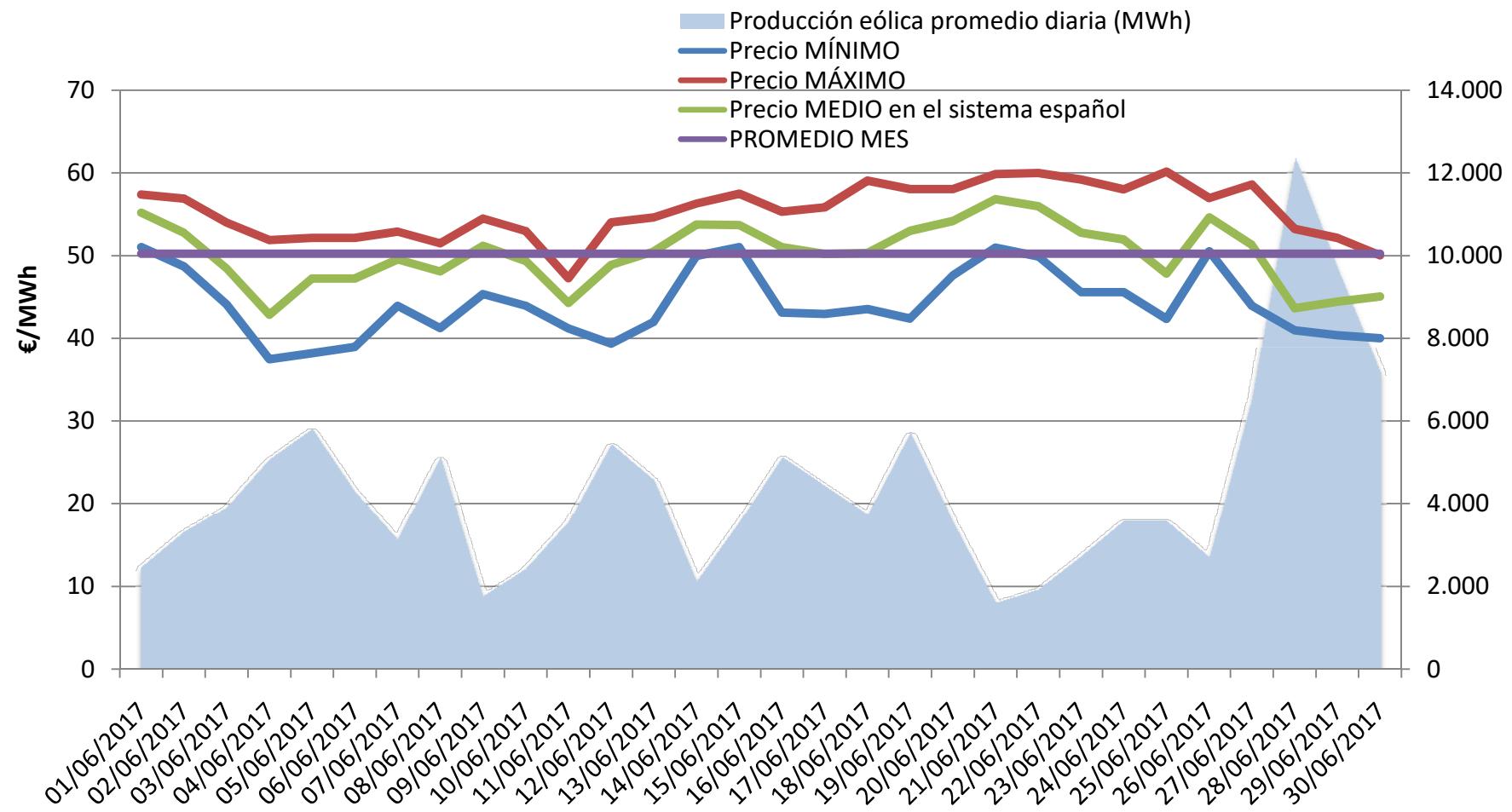
## El PMD en el mes de junio se sitúa en 50,22€/MWh



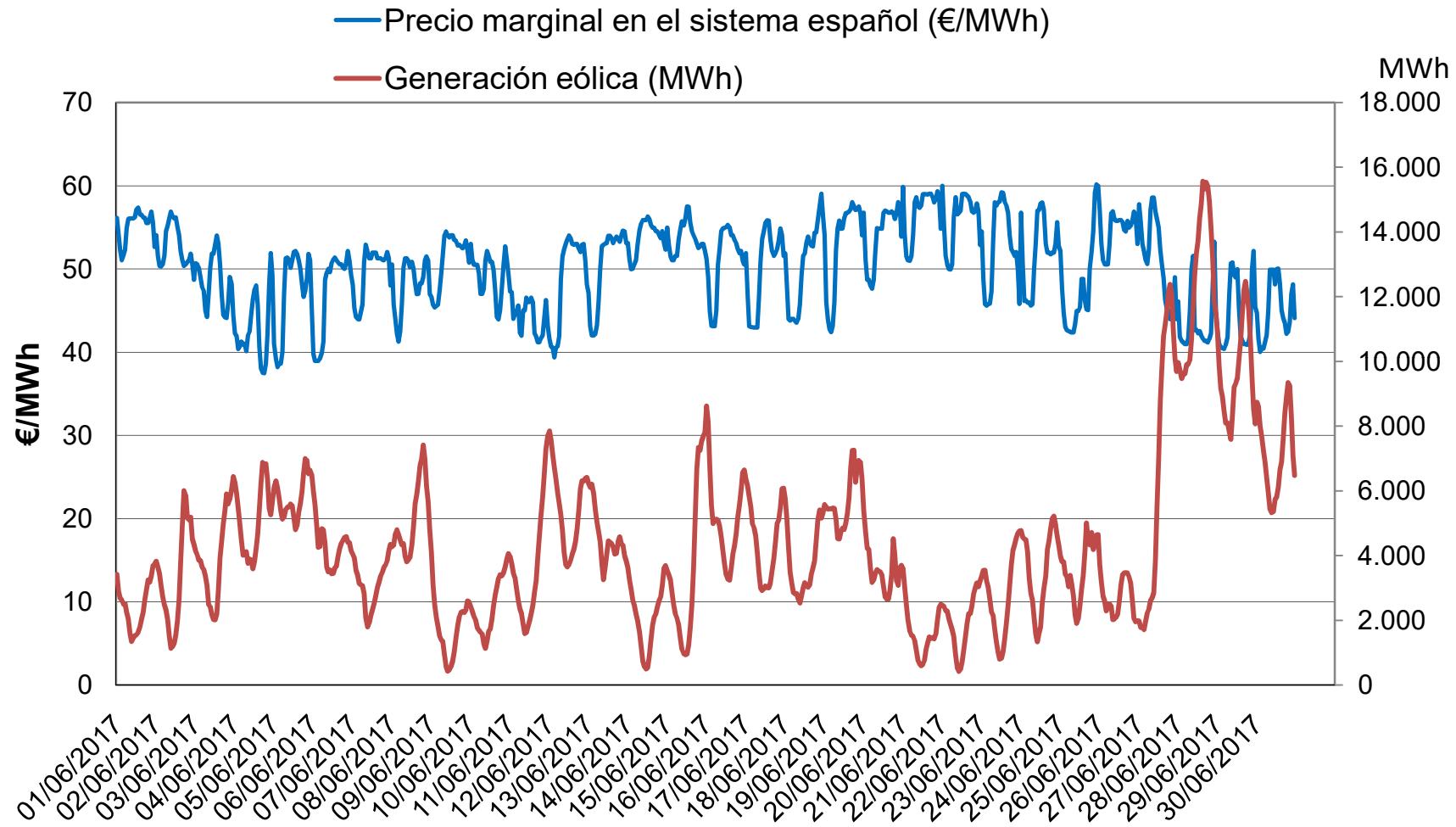
En junio de 2017 el precio mínimo se situó en 37,47 €/MWh, precio muy superior al de junio del año anterior.

	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Variación respecto al mes anterior (%)	Variación respecto al mismo mes del año anterior (%)
<b>Jun-16</b>	16,00	38,90	49,98	0	51,0%	-28,9%
<b>Jul-16</b>	25,29	40,53	50,73	0	4,2%	-31,9%
<b>Ago-16</b>	25,97	41,16	48,95	0	1,6%	-26,0%
<b>Sep-16</b>	27,50	43,59	53,66	0	5,9%	-16,0%
<b>Oct-16</b>	30,00	52,83	69,88	0	21,2%	5,9%
<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%

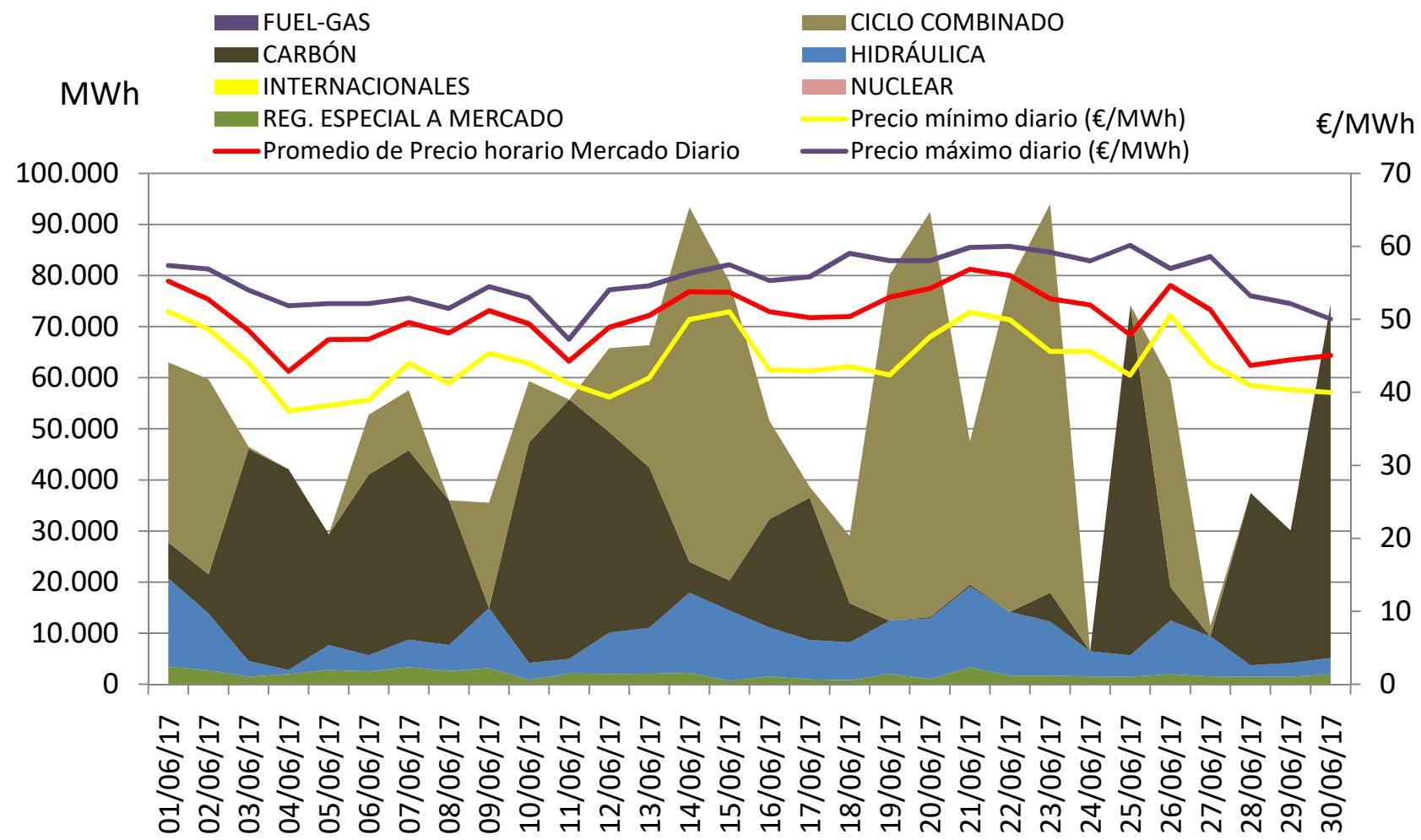
# Evolución diaria de la producción eólica, precio min, medio y máximo del mercado



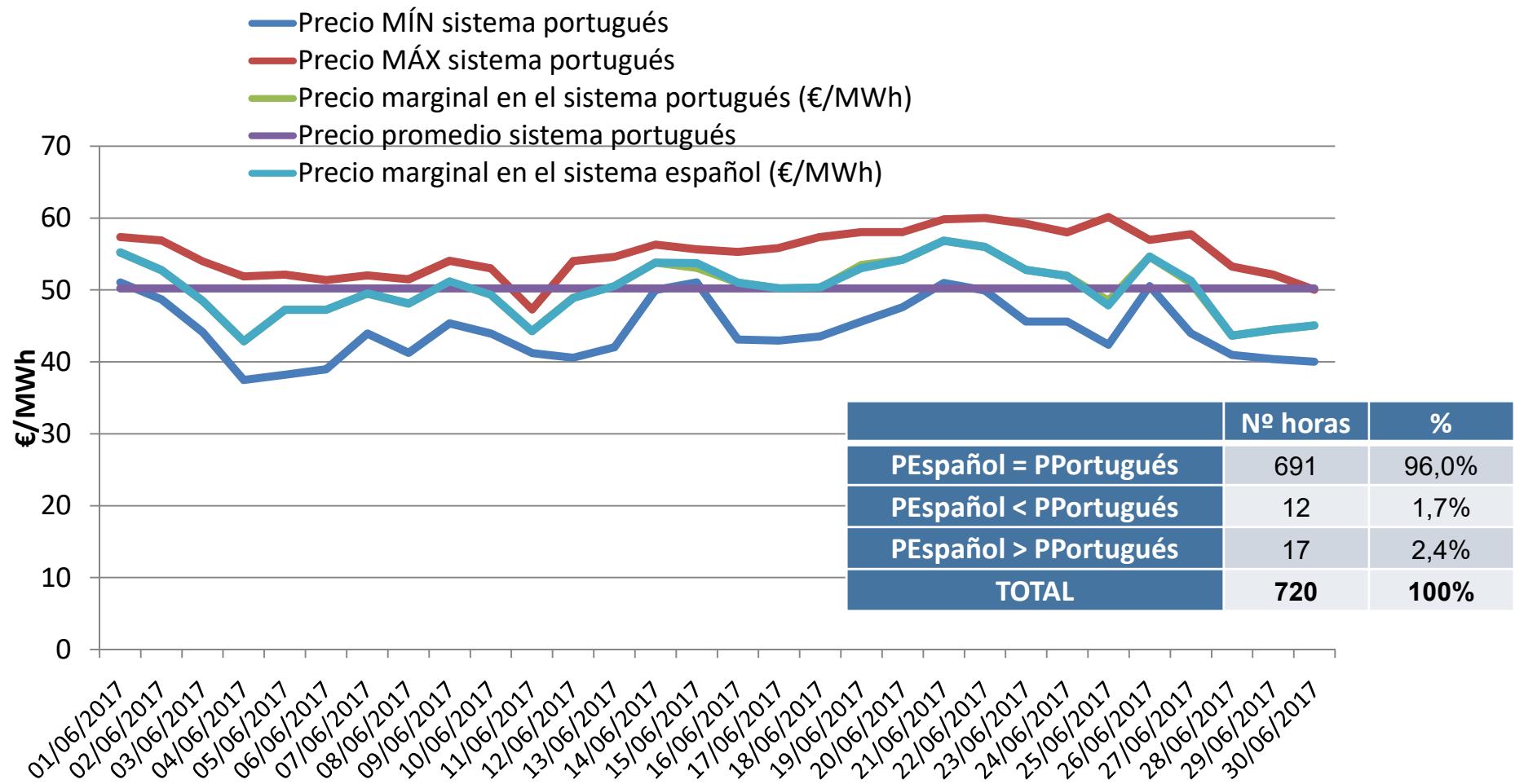
## Evolución horaria del PMD y generación eólica. Junio 2017



# Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD



## El precio medio en sistema portugués se situó en mayo en 50,22€/MWh, siendo prácticamente igual al sistema español



**En junio de 2017 la eólica ha tenido un factor de apuntamiento de 0,9665; superior al 0,889 indicado en el RD 413/2014**

---

AÑO 2017	Generación eólica medida (GWh)	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia €/MWh	Variación (%)
Ene-17	4.794	6.443	71,49	71,26	-0,23	-0,32%
Feb-17	4.895	7.284	51,74	49,26	-2,48	-4,79%
Mar-17	4.677	6.295	43,19	40,63	-2,56	-5,93%
Abr-17	4.169	5.790	43,69	<b>41,09</b>	-2,60	-5,95%
May-17	3.442	4.623	47,11	<b>45,14</b>	-1,97	-4,18%
Jun-17	3.149	4.373	50,22	<b>48,54</b>	-1,68	-3,35%

- El precio medio ponderado por la eólica en junio fue de 48,54€/MWh
-

# La retribución a mercado de la eólica según REE

	Precio medio a m. diario (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas	Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
Ene-17	71,26	-0,12	-0,73	0,01	-0,01	70,41
Feb-17	49,26	-0,15	-1,15	0,55	0,00	48,51
Mar-17	40,63	-0,17	-0,81	0,28	0,00	39,93
Abr-17	41,09	-0,12	-0,53	0,14	0,00	40,58
May-17	45,14	-0,07	-0,60	0,06	0,00	44,53
Jun-17	48,54	-0,06	-0,46	0,03	0,00	48,05

Los **ingresos del mercado** percibidos por la eólica se sitúan en junio de 2017 en **48,05€/MWh**

# 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. Liquidaciones / índice de cobertura.

3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares

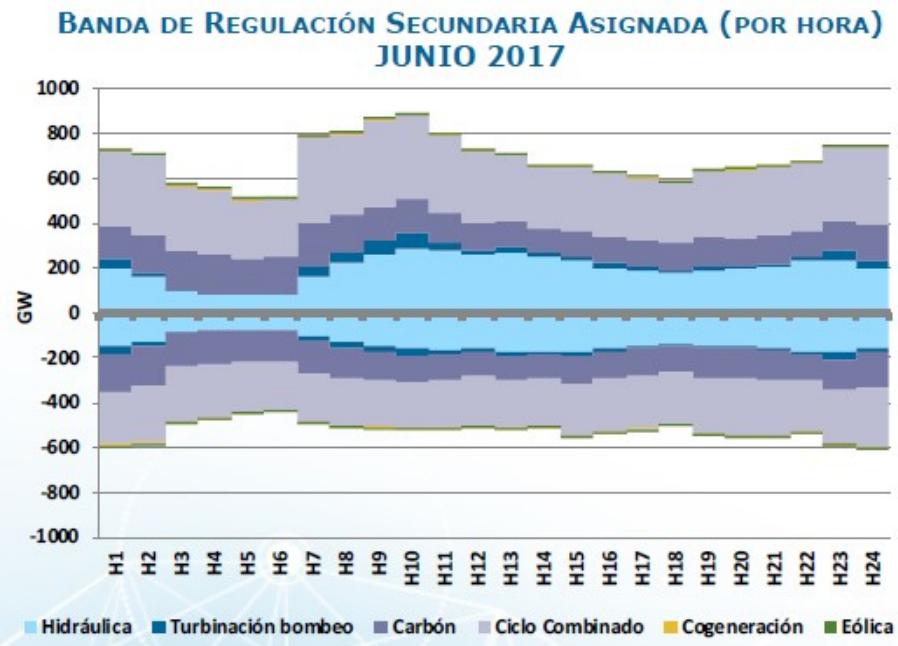
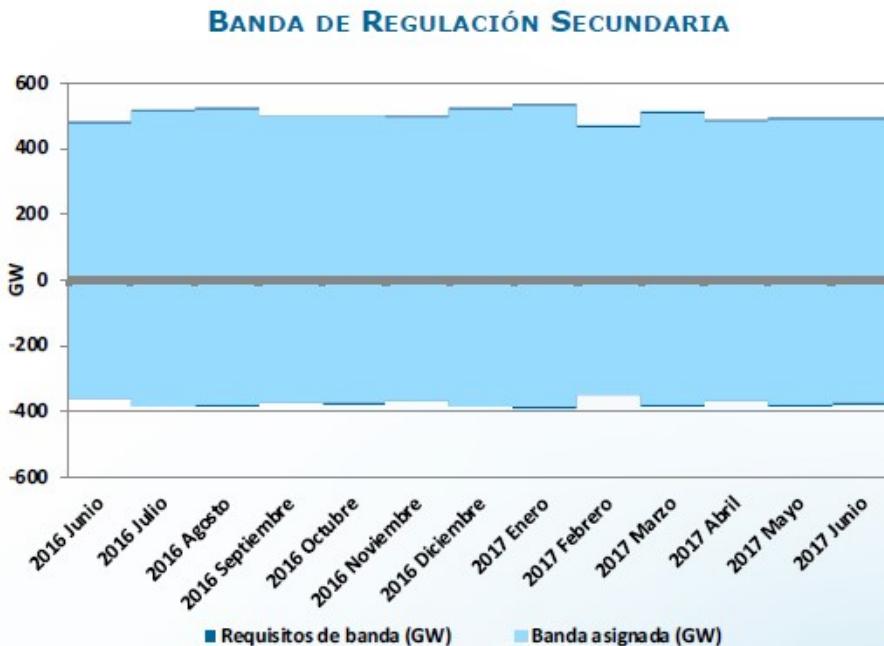
4. Predicción de precios.

# Banda de regulación secundaria

## Banda contratada

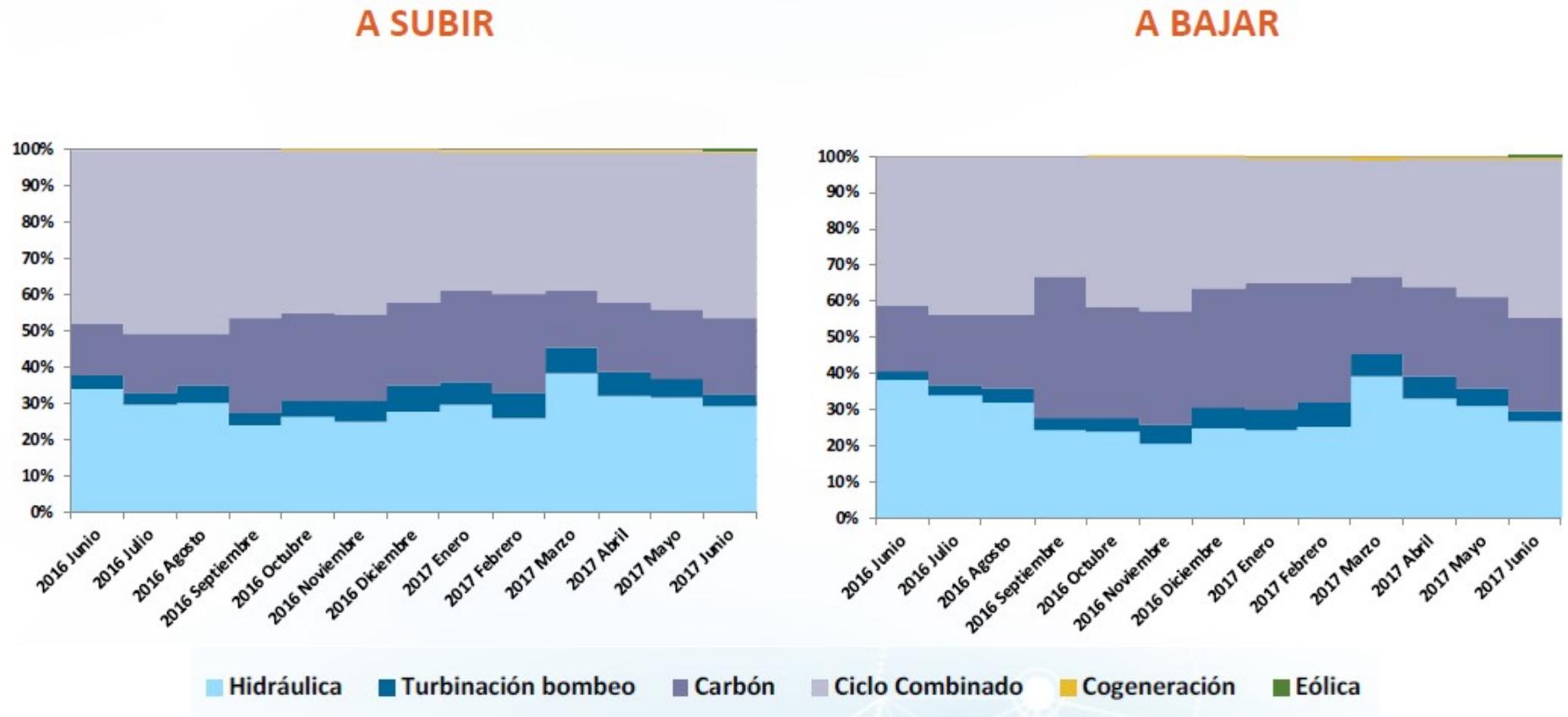
Valores acumulados (Ene-Jun)	2016	2017
Requisitos de banda (GW)	5.208	5.234
Banda asignada (GW)	5.163	5.191
Satisfacción	99%	99%

Valores mensuales	2017 Mayo	2017 Junio	Δ (%)
Requisitos de banda (GW)	876	872	-0,5%
Banda asignada (GW)	868	864	-0,4%
Satisfacción (%)	99%	99%	
Demandas Total Servida P48 (GWh)	20.305	21.614	6,4%



# Banda de regulación secundaria

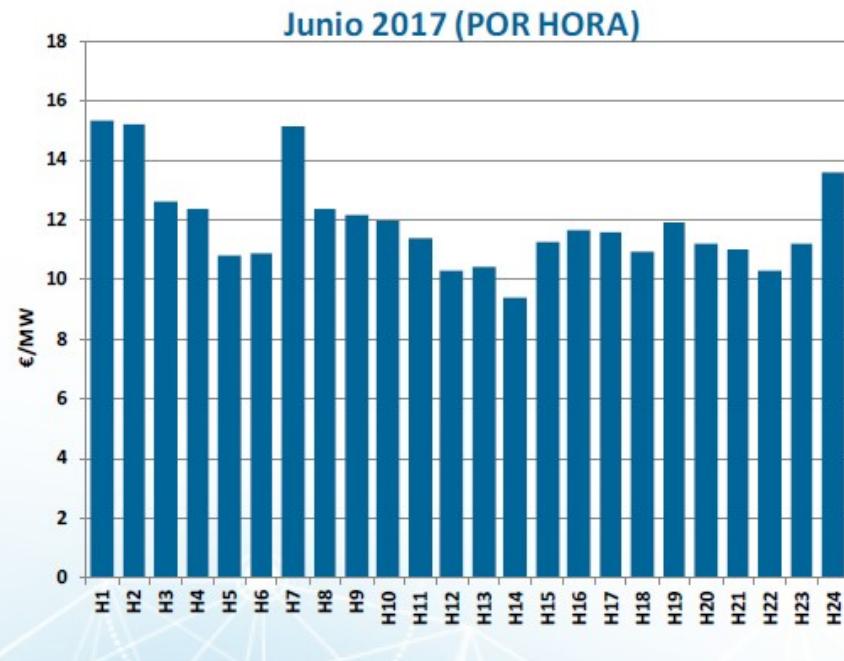
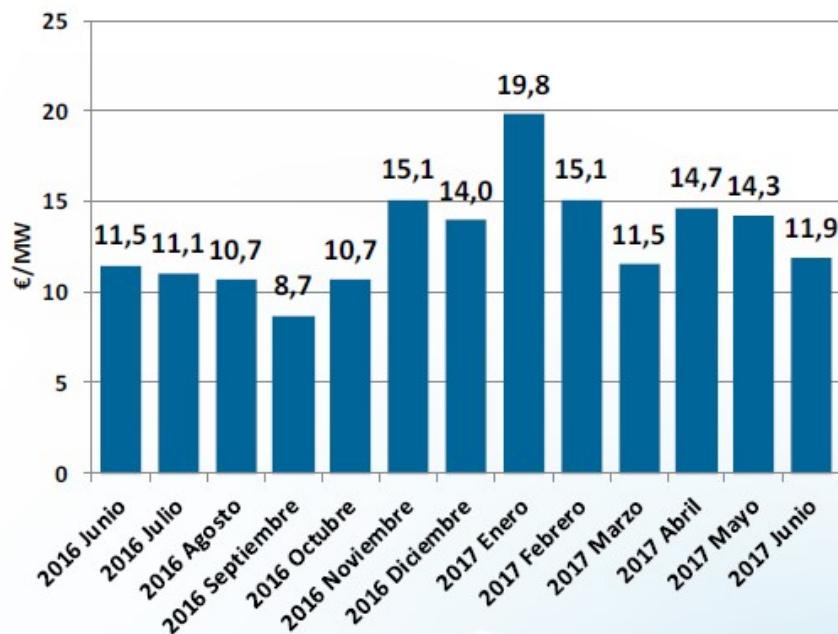
## Tecnología contratada



# Banda de regulación secundaria

## Precio medio ponderado

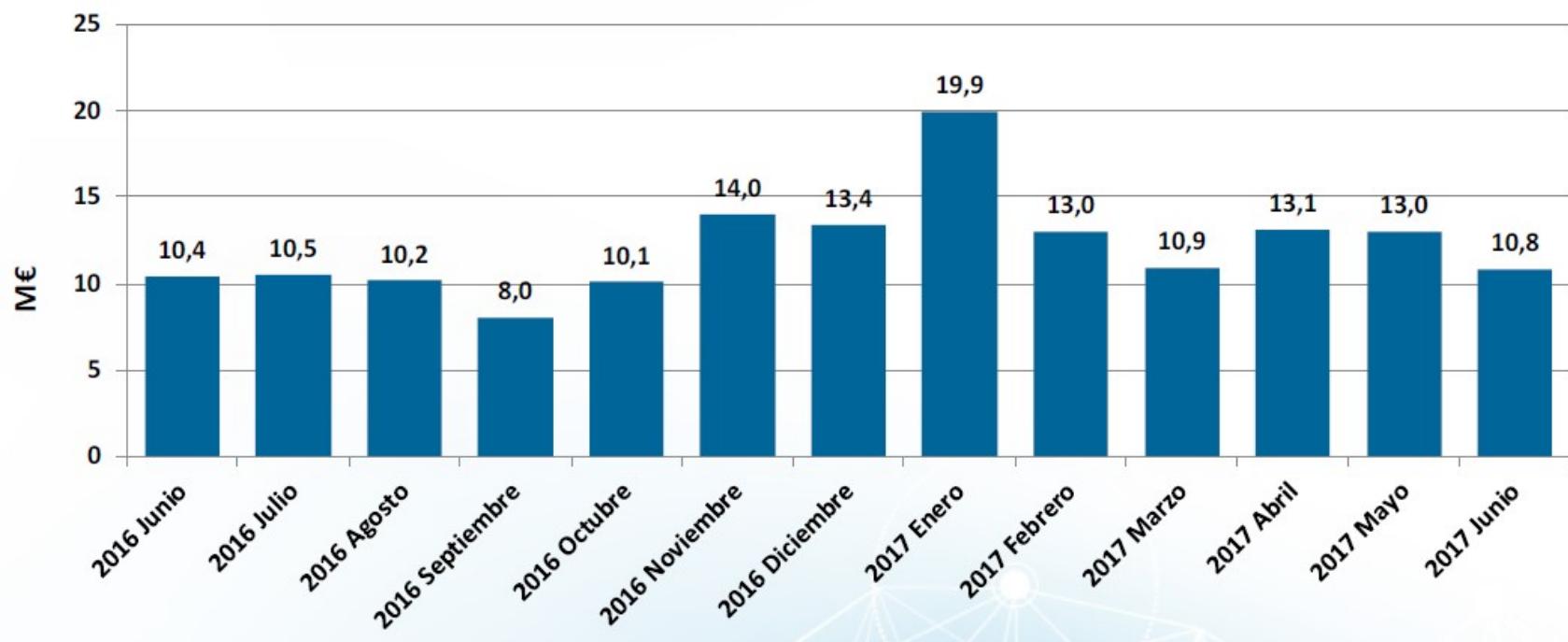
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2016	2017	Δ (%)
Mayo	18,62	14,25	-23,4%
Junio	11,50	11,92	3,7%
Precio Medio Ponderado (Ene-Jun)	19,48	14,59	-25,1%



# Banda de regulación secundaria

## Coste

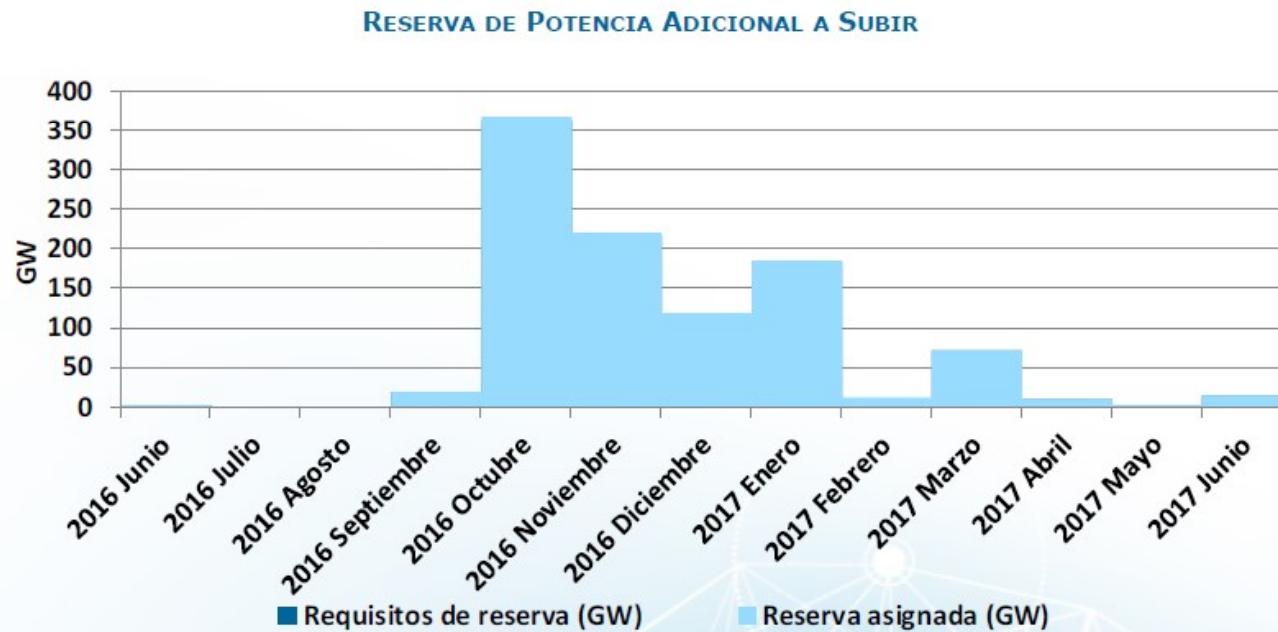
Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
Mayo	18,20	13,02	-28,5%
Junio	10,44	10,80	3,5%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	18,64	13,46	-27,8%



# Reserva de potencia adicional a subir

## Reserva asignada

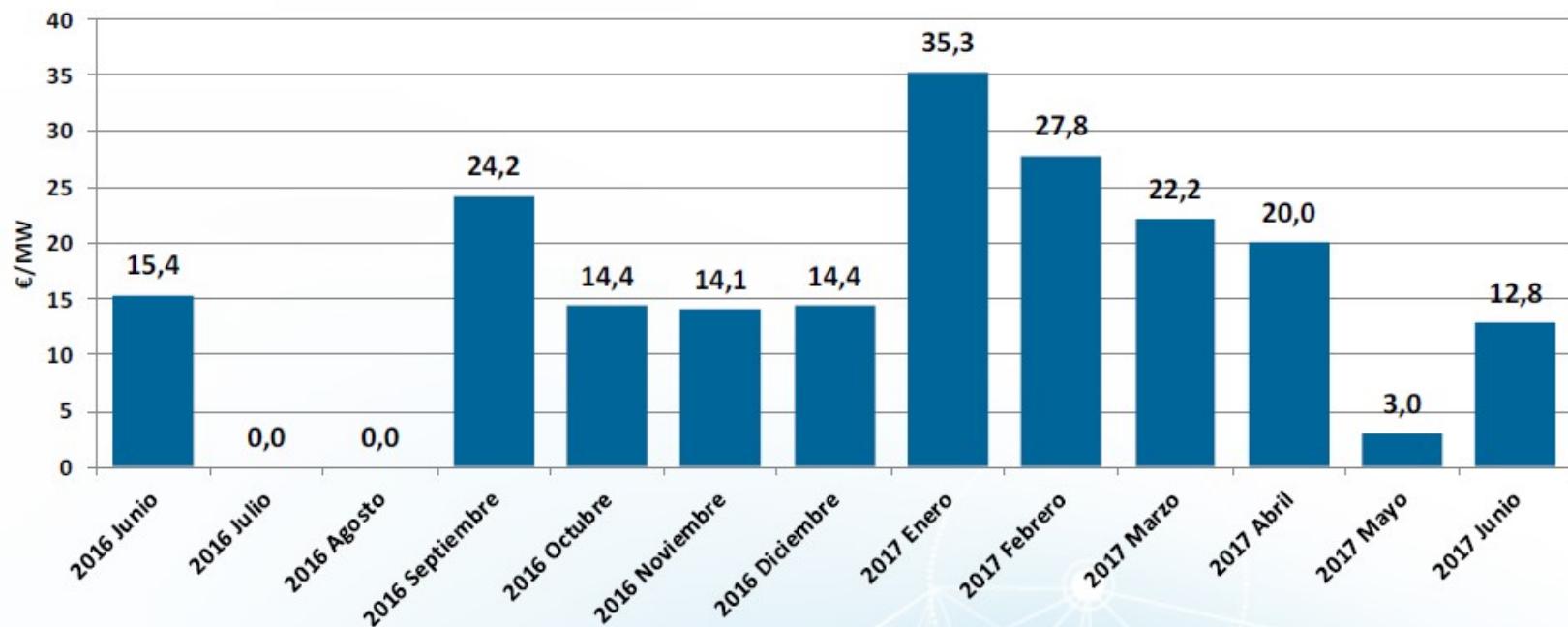
Valores acumulados (Ene-Jun)	2016	2017	Valores mensuales	2017 Mayo	2017 Junio	Δ (%)
Requisitos de reserva (GW)	1.247	294	Requisitos de reserva (GW)	3	16	433%
Reserva asignada (GW)	1.272	296	Reserva asignada (GW)	3	16	434%
Satisfacción (%)	102%	101%	Satisfacción (%)	100%	100%	



# Reserva de potencia adicional a subir

## Precio medio ponderado

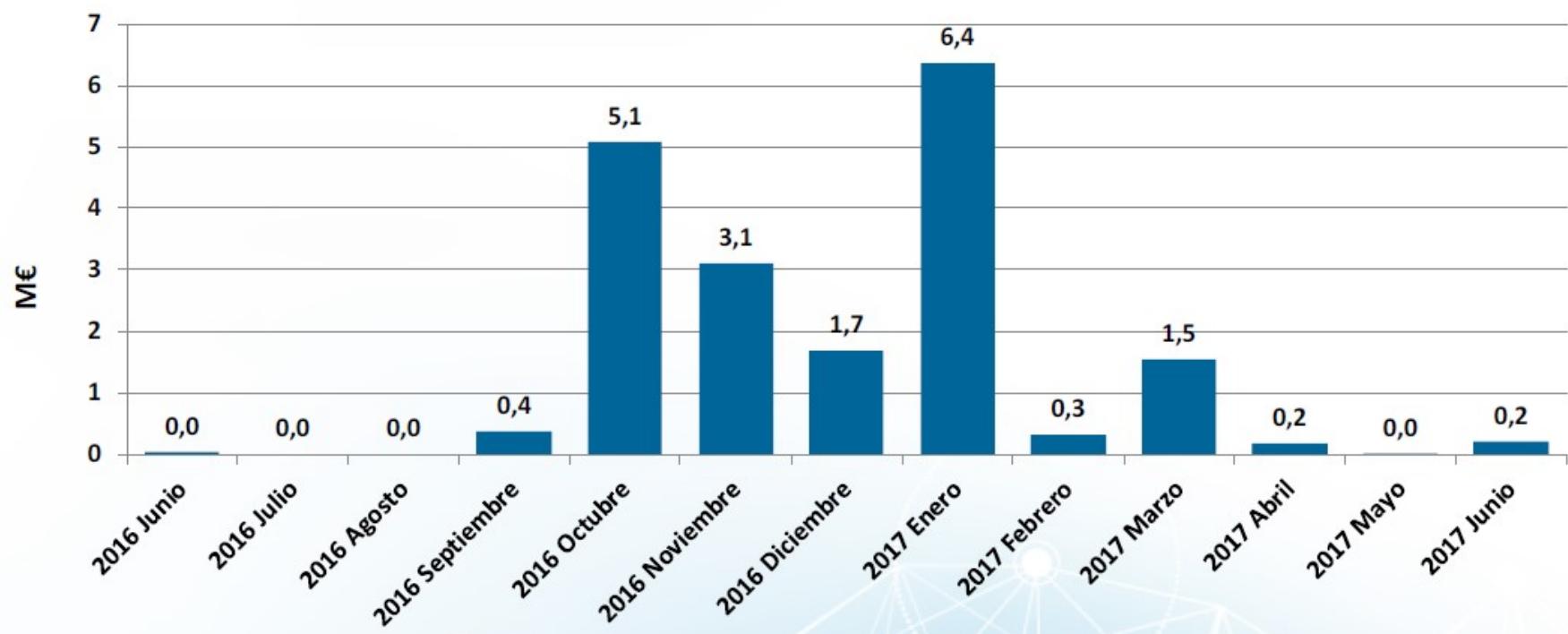
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2016	2017	Δ (%)
Mayo	21,12	3,00	-85,8%
Junio	15,35	12,80	-16,6%
Precio Medio Ponderado (Ene-Jun)	22,98	29,79	29,6%



# Reserva de potencia adicional a subir

## Coste

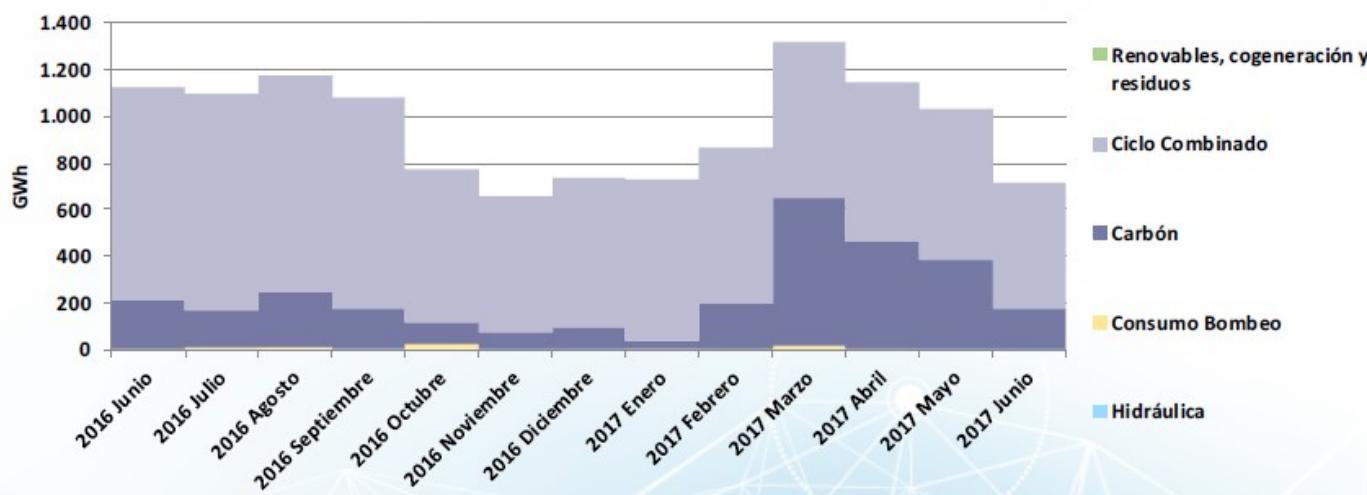
Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
Mayo	6,08	0,01	-99,9%
Junio	0,04	0,21	385,5%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	4,78	1,44	-69,9%



# Restricciones técnicas en el PDBF

## Energía a subir – Fase I (GWh)

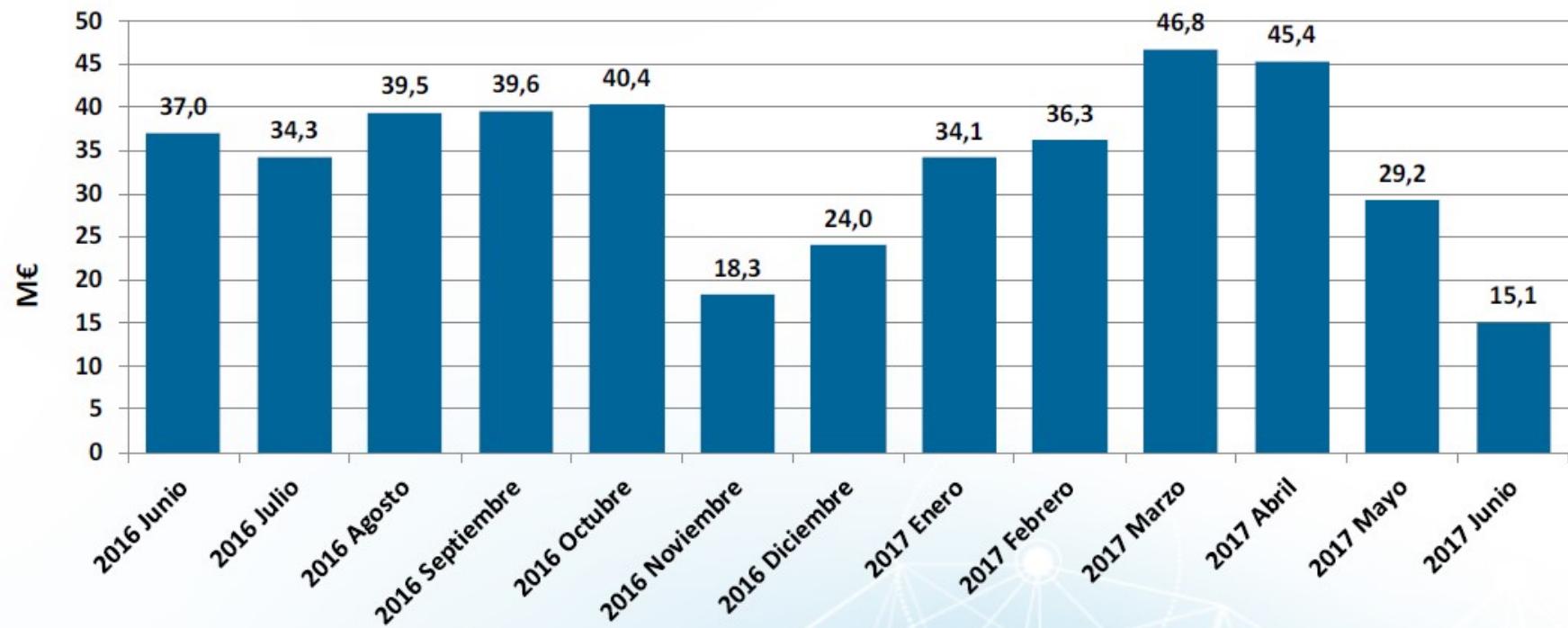
Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)
Carbón	2.025	1.883	-7%
Ciclo Combinado	4.262	3.896	-9%
Hidráulica	14	4	-71%
Consumo Bombeo	1	17	1600%
Cogeneración	0	0	-
Eólica	0	0	-
Otras renovables	19	0	-100%
Residuos	0	0	-
<b>Total</b>	<b>6.321</b>	<b>5.800</b>	<b>-8%</b>
<b>Precio medio ponderado (€/MWh)</b>	<b>76,89</b>	<b>83,34</b>	<b>8%</b>



# Restricciones técnicas en el PDBF

## Coste

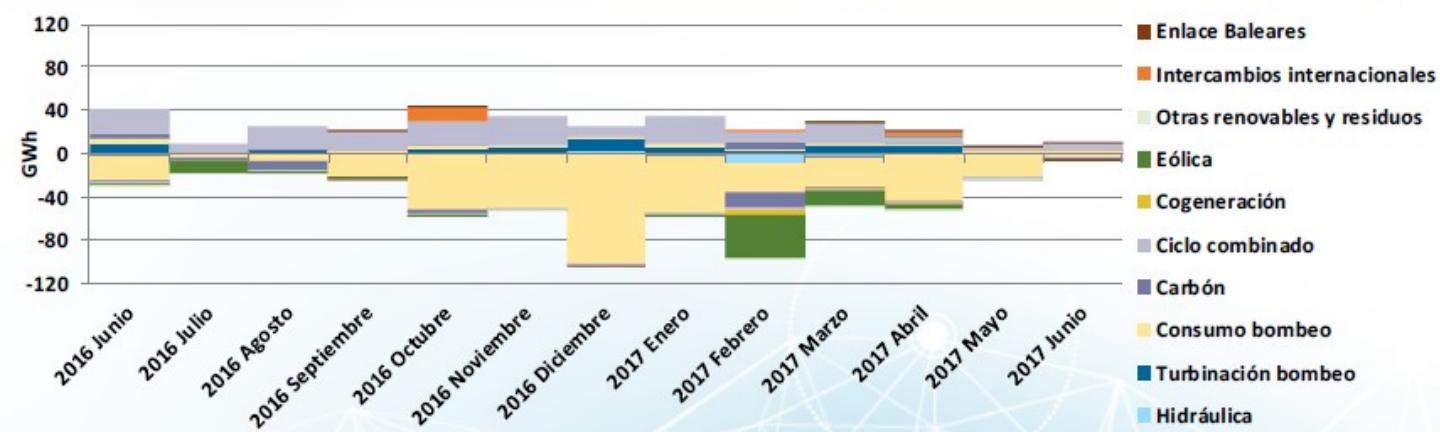
Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
Mayo	58,75	29,23	-50,3%
Junio	37,04	15,09	-59,3%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	53,16	34,49	-35,1%



# Restricciones técnicas en Tiempo Real

## Energía

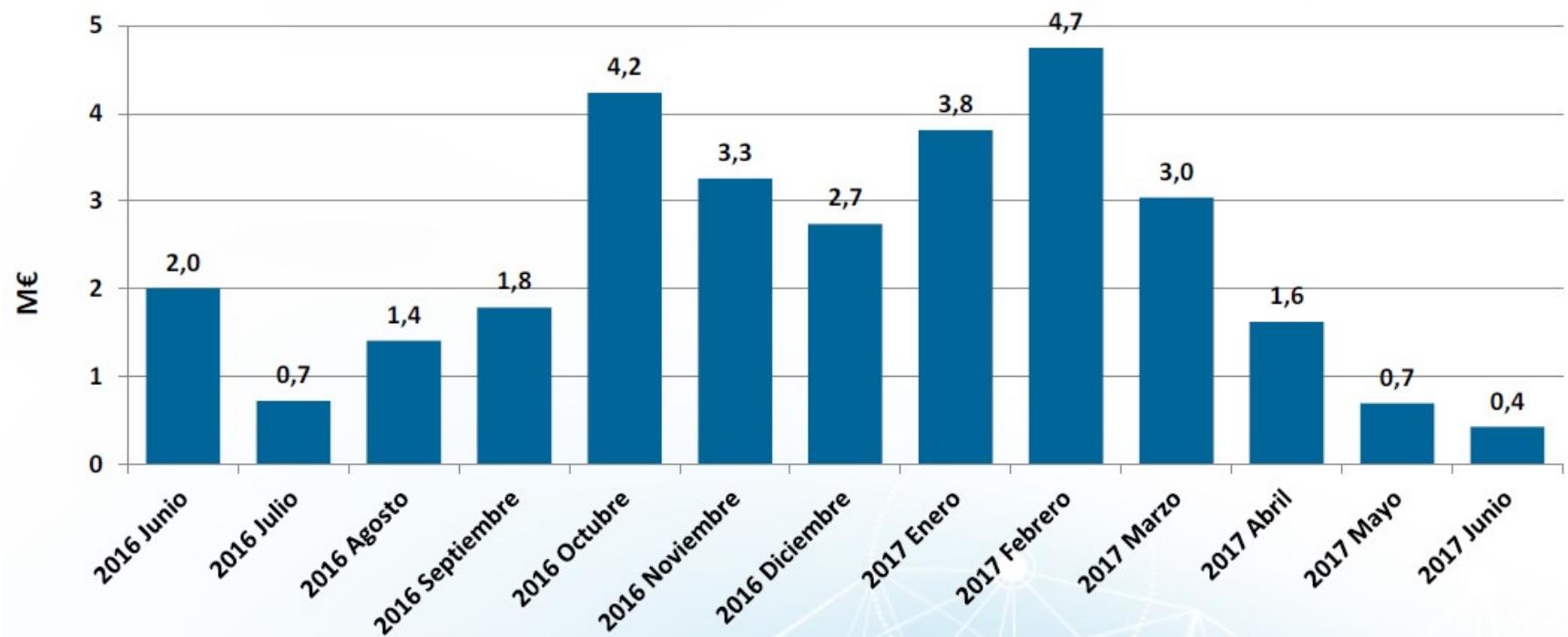
Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)	2016	2017	Δ (%)
Hidráulica	4	2	-50%	11	10	-9%
Turbinación bombeo	42	24	-43%	14	3	-79%
Consumo Bombeo	35	10	-71%	197	178	-10%
Carbón	11	8	-27%	3	17	467%
Ciclo Combinado	137	71	-48%	4	4	0%
Cogeneración	0	0	-	41	9	-78%
Eólica	3	0	-100%	96	58	-40%
Solar térmica	0	0	-	3	1	-67%
Solar fotovoltaica	0	0	-	1	0	-100%
Otras Renovables	1	0	-100%	4	0	-100%
Residuos	0	0	-	2	0	-100%
Intercambios internacionales	0	7	-	0	0	-
Enlace Baleares	0	1	-	0	0	-
<b>Total</b>	<b>233</b>	<b>123</b>	<b>-47%</b>	<b>376</b>	<b>280</b>	<b>-26%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	80,78	96,91	20%	22,02	42,47	93%



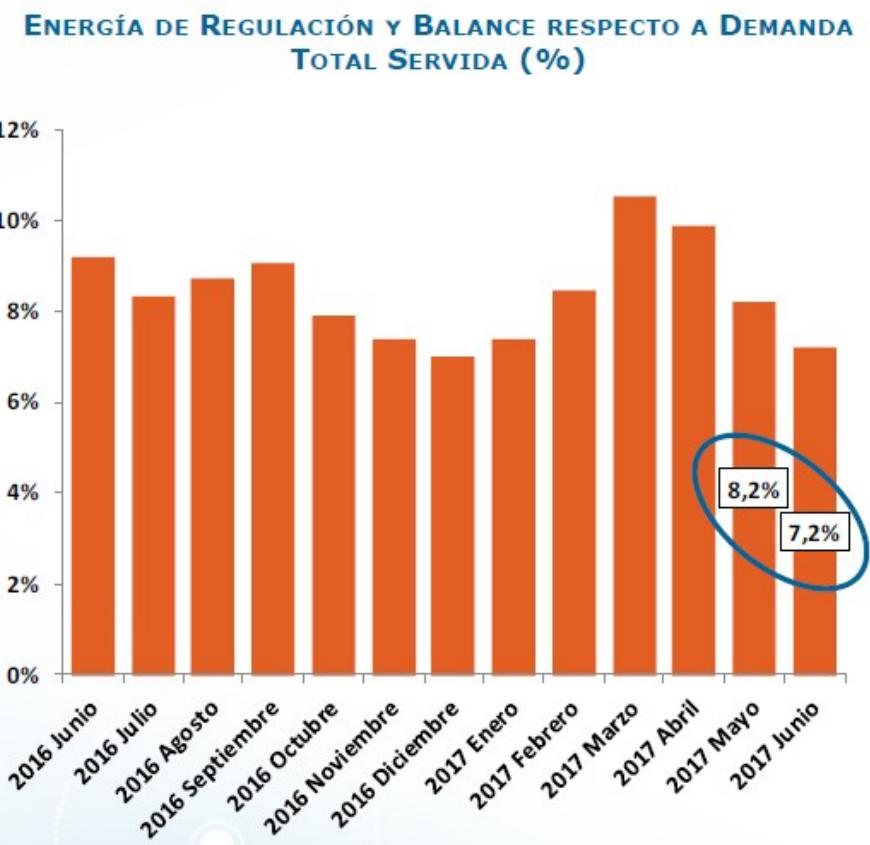
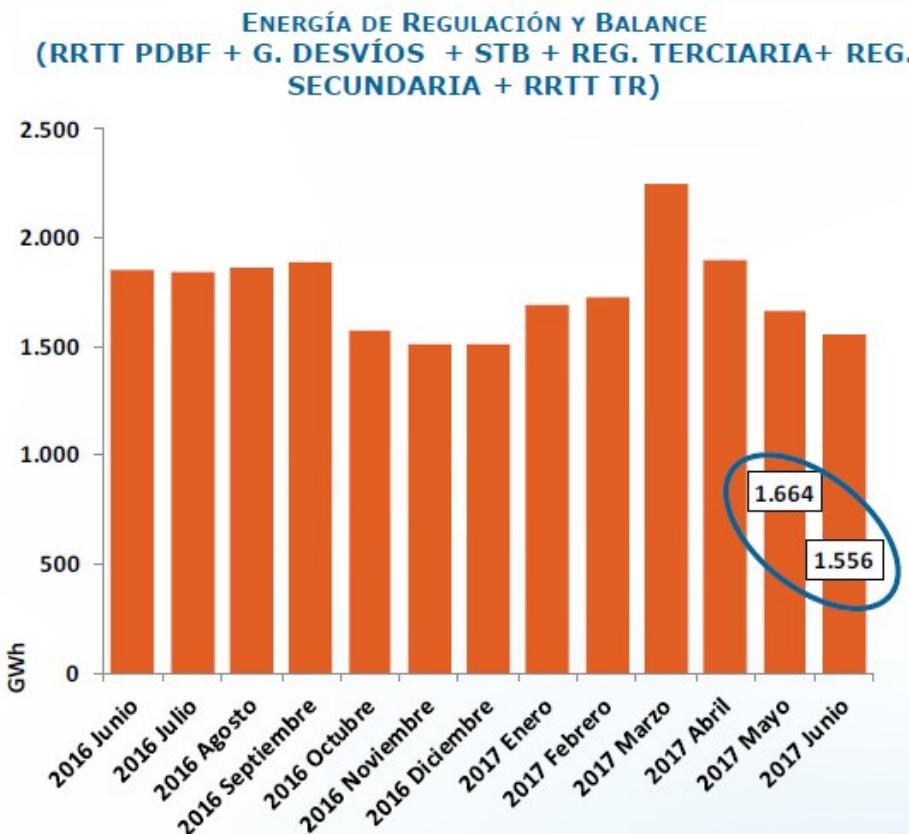
# Restricciones técnicas en Tiempo Real

## Coste

Coste (M€)	2016	2017	Δ (%)
Mayo	2,56	0,69	-73,0%
Junio	2,00	0,42	-78,9%
Coste medio mensual (Ene-Jun)	2,83	2,39	-15,8%



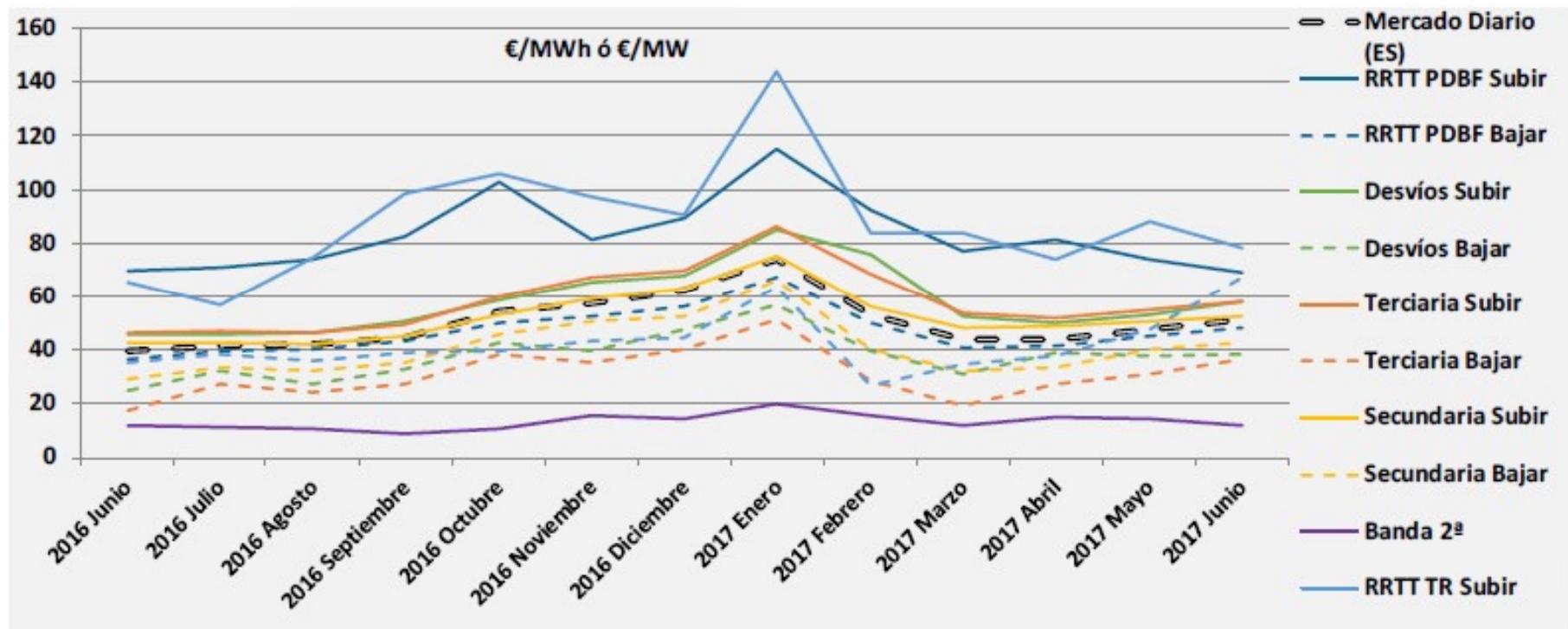
# Energía de regulación y balance del sistema eléctrico Peninsular



# Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico

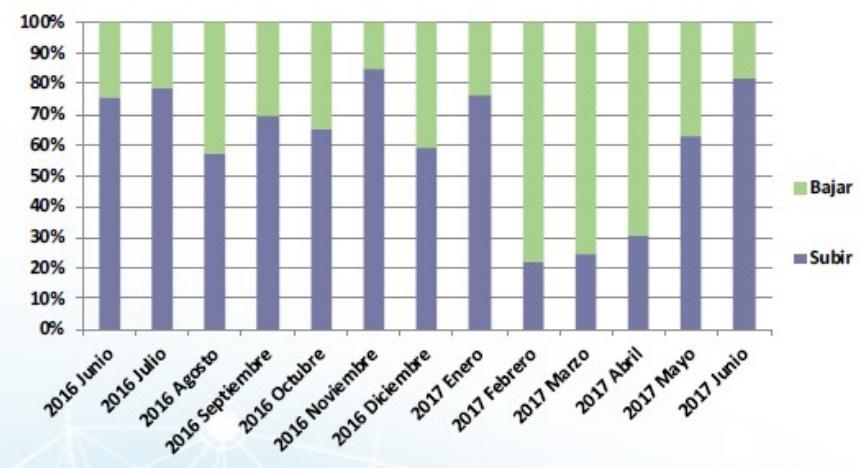
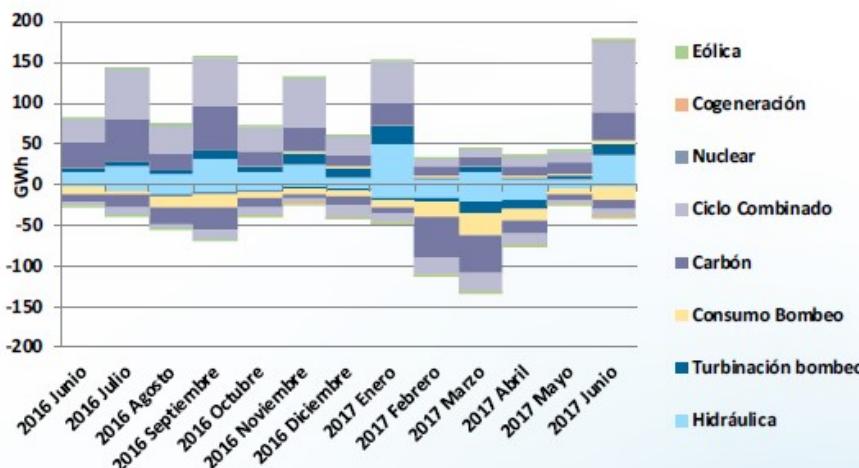


# Precios Medios Ponderados Mensuales



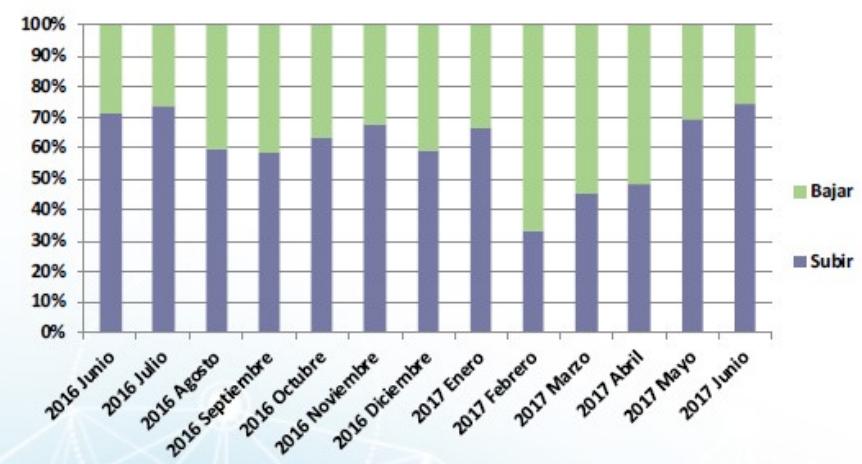
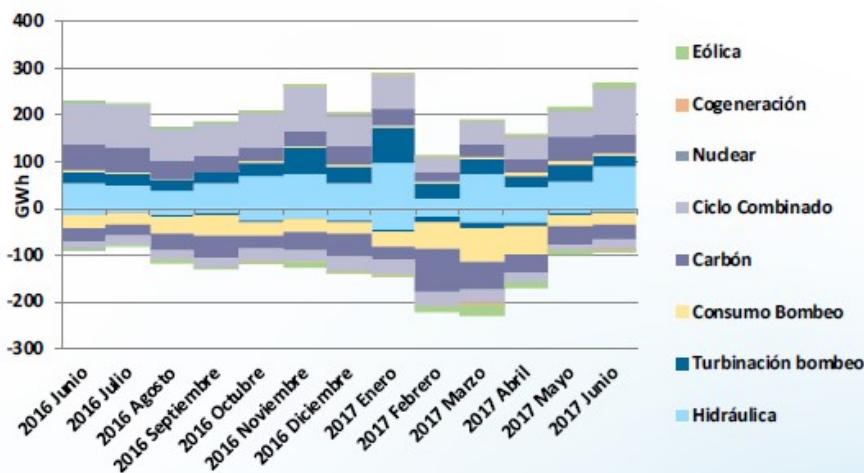
# Energía de Gestión de Desvíos (GWh)

Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)	2016	2017	Δ (%)
Hidráulica	125	117	-6%	93	90	-3%
Turbinación bombeo	86	52	-40%	13	33	154%
Consumo bombeo	56	13	-77%	93	90	-3%
Carbón	174	112	-36%	48	139	190%
Ciclo combinado	115	179	56%	10	77	670%
Nuclear	1	1	0%	0	1	-
Cogeneración	24	0	-100%	0	1	-
Eólica	0	3	-	0	4	-
<b>Total</b>	<b>581</b>	<b>477</b>	<b>-18%</b>	<b>257</b>	<b>435</b>	<b>69%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	40,30	66,18	64%	14,33	38,32	167%

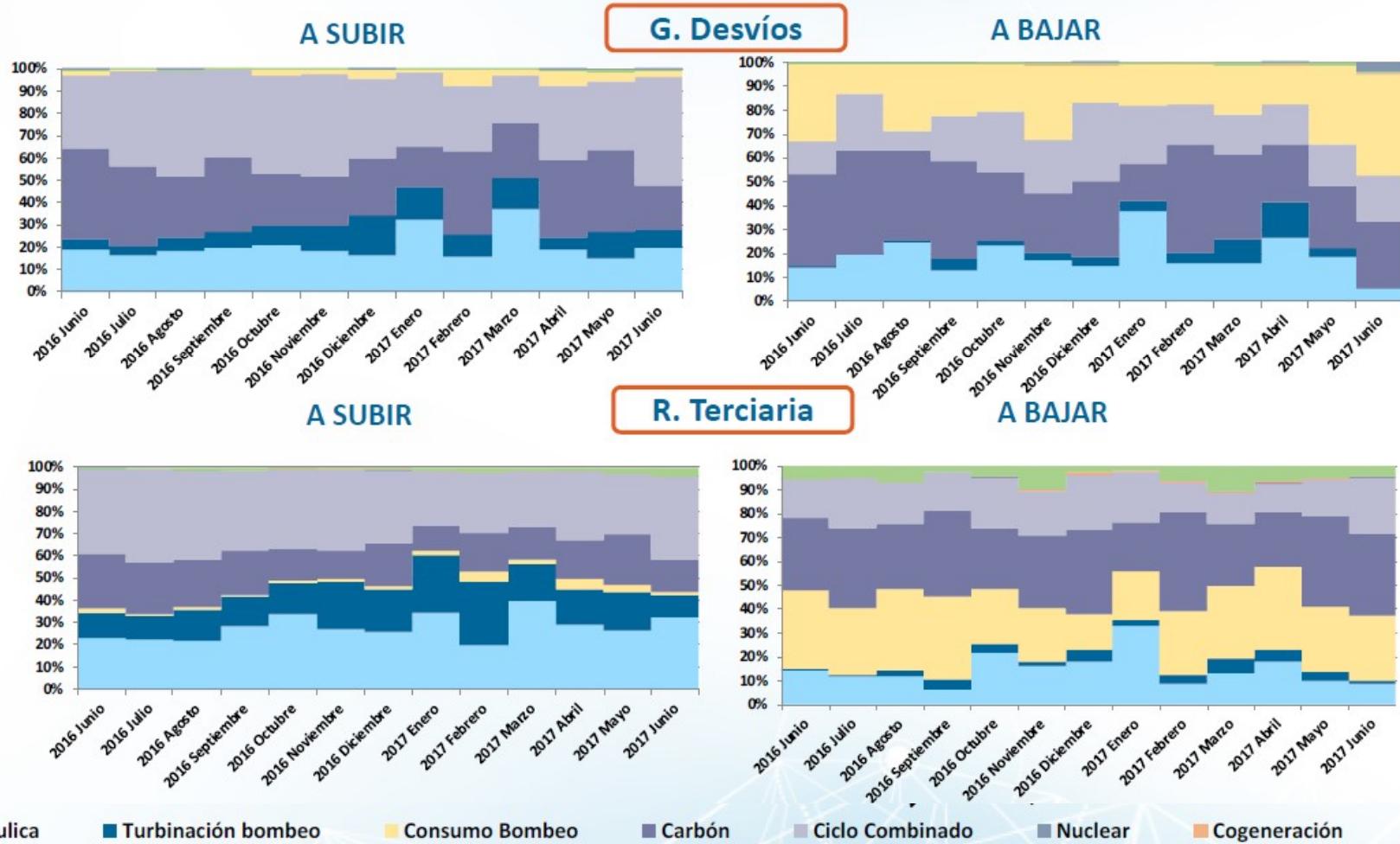


# Energía de Regulación Terciaria (GWh)

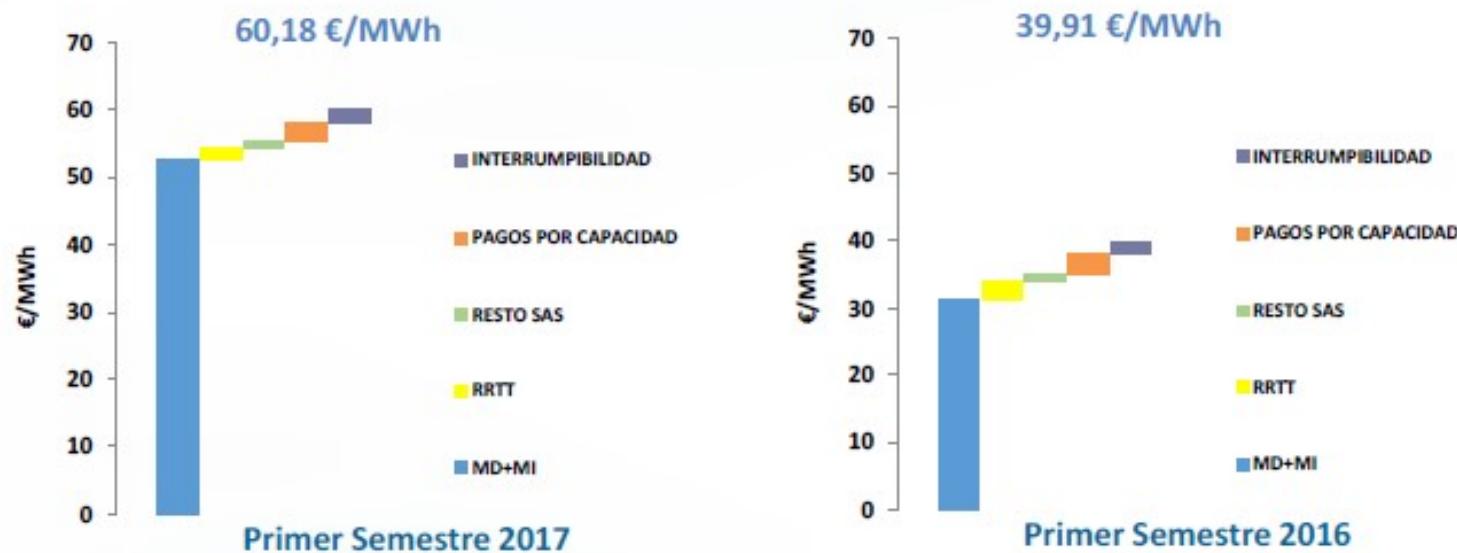
Valores acumulados (Ene-Jun)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2016	2017	Δ (%)	2016	2017	Δ (%)
Hidráulica	323	389	20%	139	145	4%
Turbinación bombeo	210	228	9%	56	41	-27%
Consumo bombeo	64	32	-50%	415	268	-35%
Carbón	308	196	-36%	147	291	98%
Ciclo combinado	388	359	-7%	64	147	130%
Nuclear	1	0	-100%	1	1	0%
Cogeneración	0	0	-	0	3	-
Eólica	4	31	675%	20	61	205%
<b>Total</b>	<b>1.298</b>	<b>1.235</b>	<b>-5%</b>	<b>842</b>	<b>957</b>	<b>14%</b>
Precio medio ponderado (€/MWh)	43,42	63,45	46%	8,44	30,46	261%



# Energía de Regulación terciaria y Gestión de Desvíos



# Precio energía final comercializadores



	Primer semestre 2017	Primer semestre 2016	Δ%
RRTT	1,77 €/MWh	2,73 €/MWh	- 35 %
RESTO SAS	0,81 €/MWh	1,22 €/MWh	- 34 %

# 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. **Liquidaciones / índice de cobertura.**
3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares
4. Predicción de precios.

# Liquidación 5/2017. Coeficiente cobertura 74,26%

---

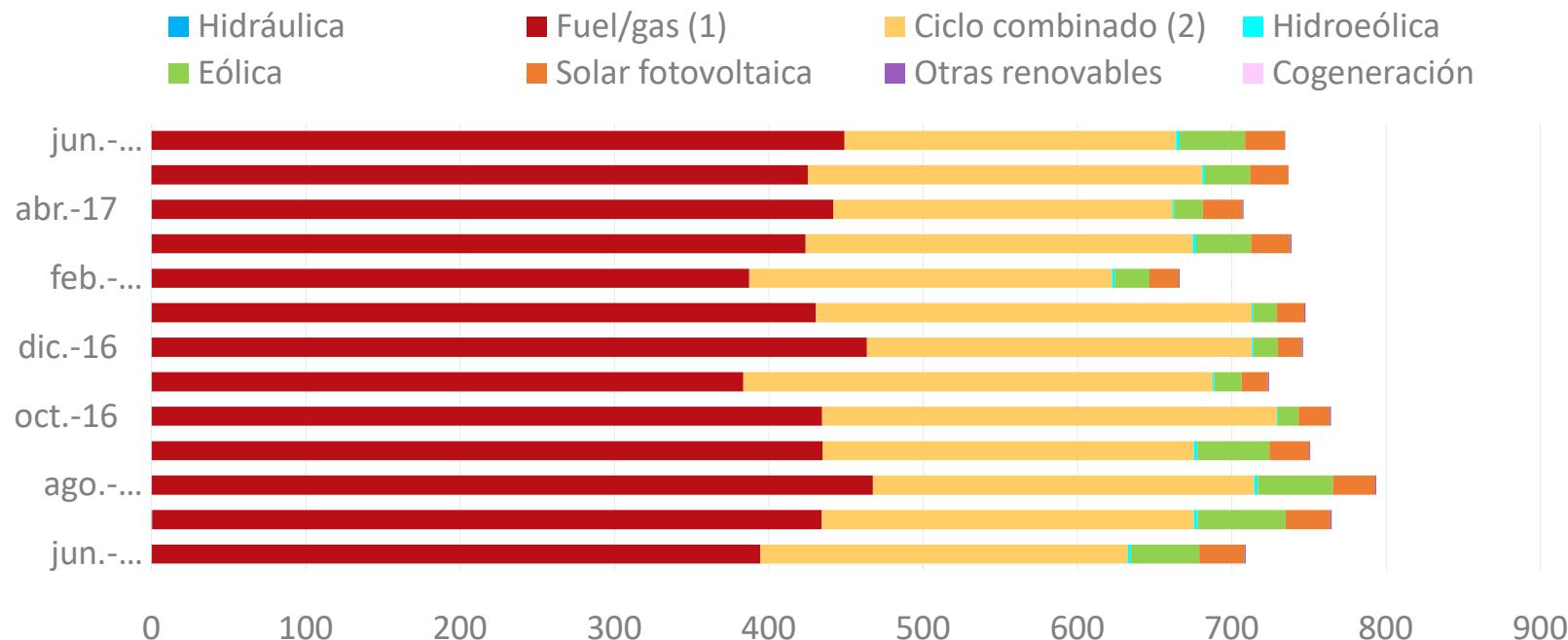
	Liquidación mayo 5/2017 (Millones €)	Liquidación acumulada hasta may 2017 (Millones €)	Cantidad cobrada ene-may 2017 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar a may 2017 (Millones €)
COGENERACIÓN	97,632	487,131	361,753	125,378
SOLAR FV	213,197	1.016,48	754,856	261,620
SOLAR TE	115,203	518,065	384,726	133,339
<b>EÓLICA</b>	<b>121,57</b>	<b>607,153</b>	<b>450,884</b>	<b>156,269</b>
HIDRÁULICA	6,859	34,376	25,528	8,848
BIOMASA	25,34	122,902	91,270	31,632
RESIDUOS	9,115	46,377	34,440	11,937
TRAT. RESIDUOS	10,415	53,885	40,016	13,869
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,013	0,075	0,056	0,019
<b>TOTAL</b>	<b>599,344</b>	<b>2.886,44</b>	<b>2.143,529</b>	<b>742,911</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. Liquidaciones / índice de cobertura.
3. **Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares**
4. Predicción de precios.

# En junio la demanda en Canarias crece un 3,7% en términos absolutos con respecto al mismo mes del 2016

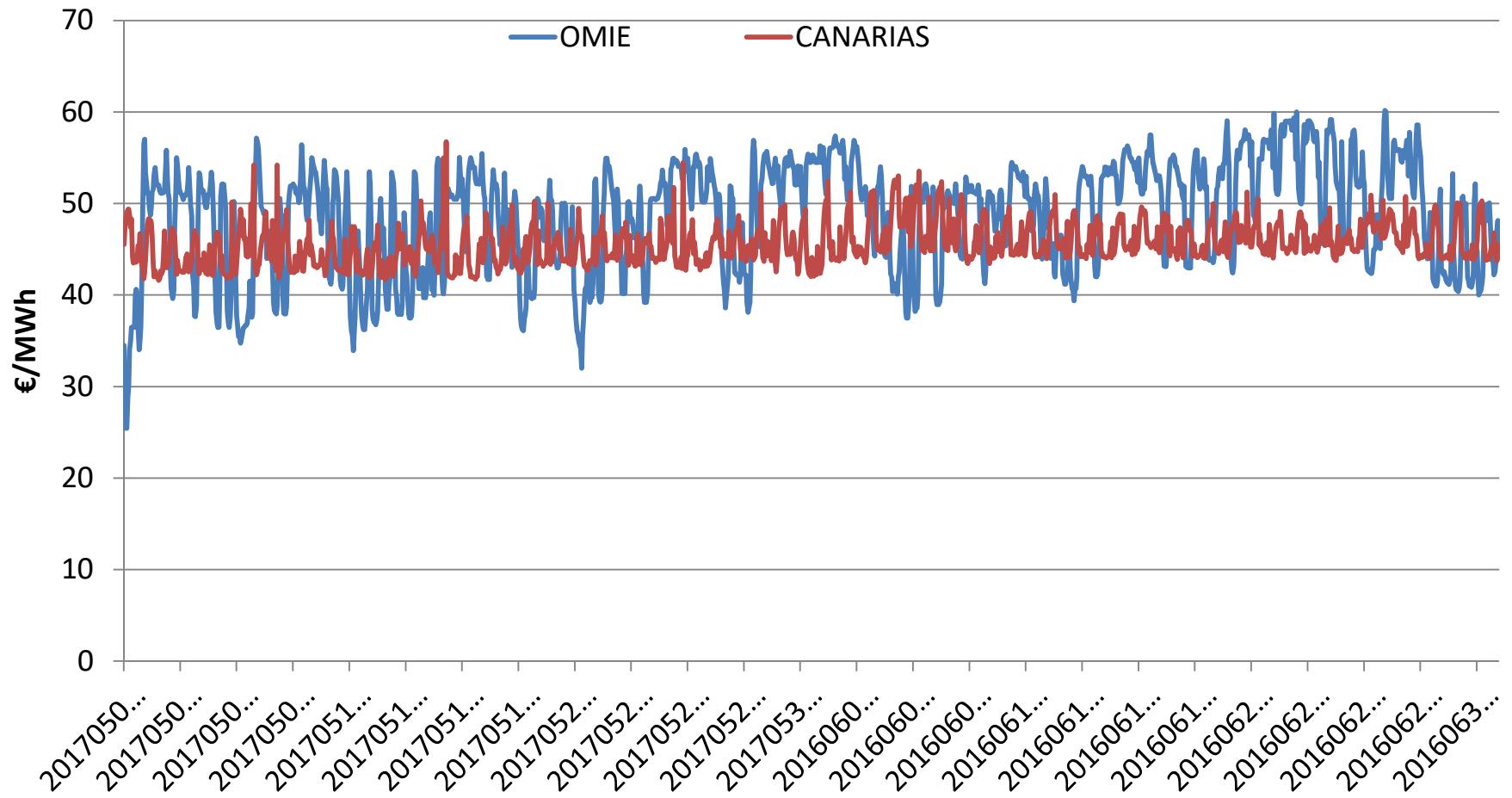


La eólica aportó en junio de 2017 un 5,8% a la cobertura de la demanda. Durante el primer semestre la eólica ha aportado 3,7% del total de la demanda en Canarias

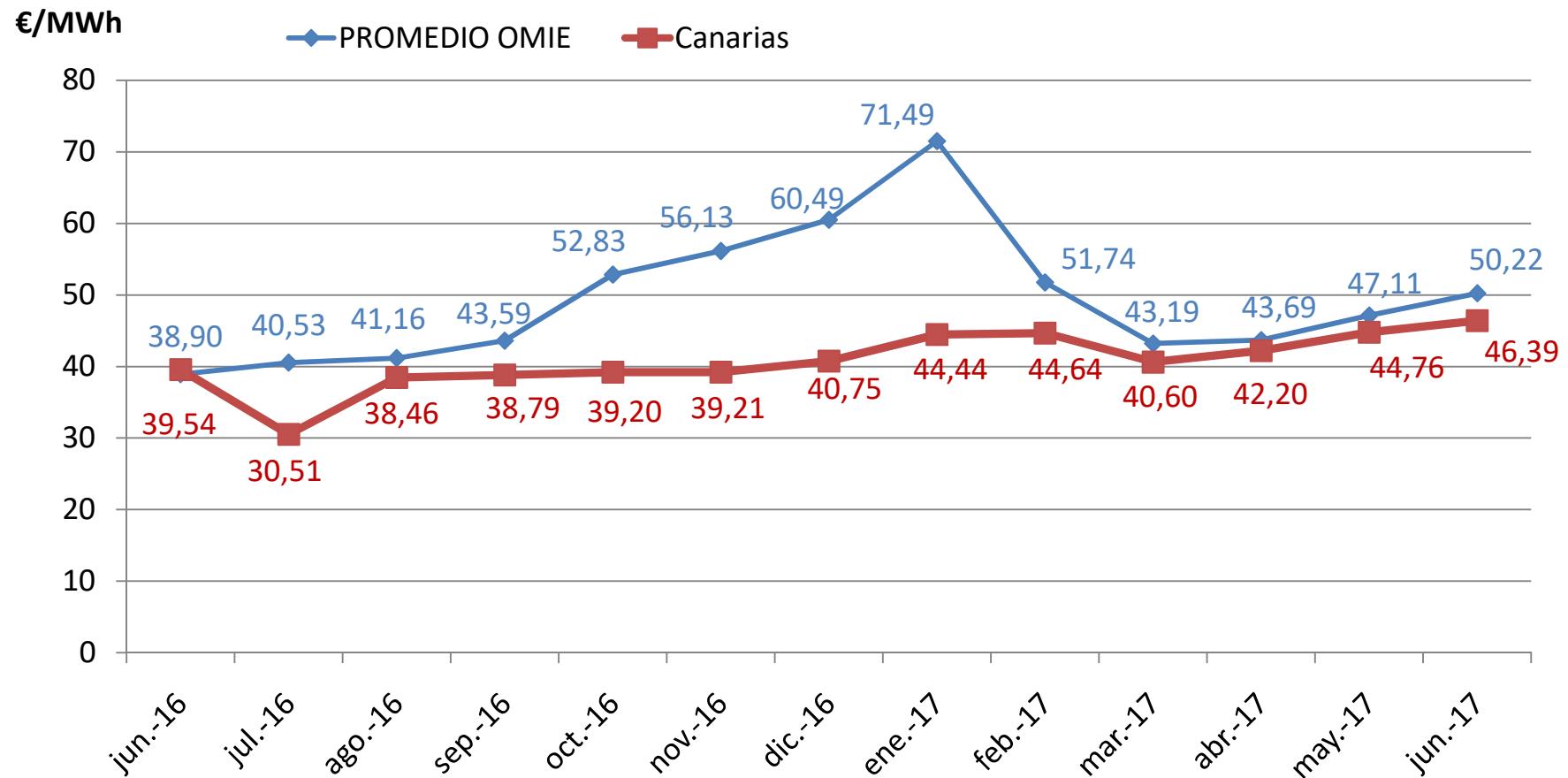
(1) Incluye motores diésel, turbina de gas y generación auxiliar.

(2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

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



# Precio promedio mensual peninsular comparado con el precio de venta 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. Liquidaciones / índice de cobertura.
3. Regulación de producción eléctrica en los territorios no peninsulares
4. **Predicción de precios.**

# Futuros de OMIP

- Los precios de los futuros de OMIP ([www.omip.pt](http://www.omip.pt)) para el mes de agosto 2017, actualmente se sitúan en torno a 48,45 €/MWh para carga base y en 53,36 €/MWh para carga punta.

## Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
<b>Q4-2017</b>	49,75	55,86
<b>Q1-2018</b>	45,75	50,98
<b>Q2-2018</b>	41,62	45,73

## Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
<b>2018</b>	45,15	49,68
<b>2019</b>	44,00	48,58
<b>2020</b>	43,60	48,17

# Revisión predicciones 2017.Q2

## Revisión previsión 2017.Q2.

	Dato	Previsión (E. Base)
<b>Demanda</b>	<b>+1,3%</b>	<b>+0,5%</b>
<b>Hidráulica</b>	<b>-61%</b>	<b>-40%</b>
<b>Eólica</b>	<b>-7%</b>	<b>-1%</b>
<b>Hueco Térmico</b>	<b>+84%</b>	<b>+66%</b>
<b>Precio</b>	<b>47,0</b>	<b>42,1</b>

- Precio significativamente por encima de la previsión.
- Explicación: mayor demanda de la esperada (REE: -1,6%) y mayor hueco térmico, pese a que las previsiones eran correctas con la información disponible.
- Aplicación del modelo bajo demanda y oferta reales: previsión 47,8 €/MWh.

# Previsión Determinantes Precio 2017

## Factores determinantes del precio. Previsión 2017

	Variación vs 2016		Diferencia vs 2016 en aportación a GN
	Acumulada a fin de junio	Previsión 2017 (E. Base)	
<b>Demanda</b>	<b>+0,9%</b>	<b>+1,3%</b>	–
<b>Hidráulica</b>	<b>-52%</b>	<b>-44%</b>	<b>-7 puntos</b>
<b>Eólica</b>	<b>-11%</b>	<b>+0%</b>	<b>+0 puntos</b>
<b>Hueco Térmico</b>	<b>+66%</b>	<b>+24%</b>	<b>+ 6 puntos</b>
<b>Precio gas y carbón</b>	<b>+25% y +60%</b>	<b>16% y 31%</b>	–

- Revisión alcista de la previsión de demanda (buen dato de Q2 + mejora previsiones económicas).
- Mix generación muy atípico (niveles mínimos de Hidráulica, recuperación Hueco Térmico).
- El desequilibrio vs 2016 moderará a final de año (por lo atípico de 2016.Q4 y 2017.Q1).
- Todos factores alcistas para el precio del pool, previstos desde principio de año pero con menor intensidad de la registrada.

# Predicciones Precio Pool Año Móvil

---

Previsiones Precio Medio Trimestral. Próximos trimestres

	Precio Pool (€/MWh)	OMIP (*) (€/MWh)	Factor Apunt. Eólico (%)	Ingreso Eólico (€/MWh)
<b>2017-Q3</b>	51,9	50,4	94,1%	48,9
<b>2017-Q4</b>	47,6	49,4	89,8%	42,7
<b>Media 2017</b>	<b>50,5</b>	<b>50,6</b>	<b>94,4%</b>	<b>47,7</b>
<b>2018-Q1</b>	42,6	45,8	89,5%	38,1
<b>2018-Q2</b>	42,0	41,3	89,5%	37,6
<b>2018-Q3</b>	50,8	47,0	94,1%	47,8

(\*) Cotizaciones a 30 de junio.

# Previsiones Año Móvil – Análisis Cualitativo

---

- **Aumento del 25% vs 2016.**
- **Causas:** a) aumento consumo (1,3%); b) aumento participación hueco térmico en la generación total (24% (2016) a 30% (2017)); c) aumento precios combustibles (20%); d) episodio alcista enero y febrero (efecto 3 €/MWh).
- Salvo la última, todas esperadas pero en menor intensidad (sobre todo, el aumento H.T. (a principio de año esperábamos cobertura del 27% sobre G.N., 3 puntos menos que ahora)).
- Diferencias con el **mercado a plazo**: +1,5 €/MWh en 2017.Q3; -1,8 €/MWh en 2017.Q4 (media 2017 casi igual).
- **Coeficiente apuntamiento eólico** muy alto, 94,4%, similar al de 2011 (94,6%). Altos precios, baja eolicidad y aplanamiento de la curva horaria de precios (efecto interconexión + cambios estratégicos tecnologías renovables).
- Primeras estimaciones para **2018**: precios menores que en 2017; más bajos que el mercado a plazo para Q1 y lo contrario para Q3.



## **INFORME N° 108 - ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS**

**Periodo: julio 2017 – septiembre 2018**

**Fecha de publicación: julio 2017**

---

---

*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.*

---

---

## 4. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

El precio medio del segundo trimestre de 2017 se situó muy por encima de la previsión del escenario base, 47,0 vs 42,1 €/MWh, y relativamente próximo al resultado obtenido por los modelos al aplicarlos en el "escenario alto" (49,5 €/MWh).

La discrepancia entre el precio del pool y la proyección del escenario base se debió a la elevada desviación entre los valores de los factores determinantes en el precio y sus previsiones. Por un lado, la demanda creció 1,3% respecto al Q2 de 2016, mientras la proyección era más moderada, 0,5% (REE sugería una caída de 1,6%). Por otro lado, la composición del mix de generación se desvió significativamente de la esperada, por menor presencia de las tecnologías que reducen el precio. La producción nuclear cayó un 4,5% frente a 2016.Q2, mientras la hidráulica lo hizo un 61% y la eólica, un 7%. Las previsiones que se manejaban eran de reducciones prácticamente nulas para nuclear y eólica, y del 40% en el caso de la hidráulica. Así, el hueco térmico se incrementó un 84%, mientras nosotros esperábamos un avance de 66%. Por tanto, mayor demanda de la prevista y mayor hueco térmico, que explican el error predictivo.

De hecho, al aplicar el modelo de precios bajo los valores reales de oferta y demanda verdaderamente registrados en el trimestre, se obtiene una previsión de 47,8 €/MWh, muy cercana al precio real del mercado (47,0 €/MWh).

Coherentemente con la evolución descrita para el pool, el coeficiente de apuntamiento eólico también se situó muy por encima de la proyección disponible, 94,6% vs 89,0%. En contextos de baja producción eólica y precios altos, el coeficiente de apuntamiento aumenta, circunstancias ambas que coincidieron en el Q2.

**Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2017.Q2**

	€/MWh	Signo <sup>[1]</sup>
Precio real	<b>47,0</b>	
Previsión E. Base	<b>42,1</b>	
Previsión E. Bajo	33,7	
Previsión E. Alto	49,5	
Cotización OMIP <sup>[2]</sup>	<b>45,1</b>	
Error Previsión	<b>+4,9</b>	↑
Error Anterior <sup>[3]</sup>	+2,5	↑

[ Fecha de previsión: 5 de abril de 2017 ]

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

[2] Cotización a 31/03/2017 del contrato para 2017.Q2.

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

## 5. Previsiones a horizonte de año móvil

### 5.1. Demanda y oferta

Como se mencionó en el apartado anterior, el segundo trimestre de 2017 superó las previsiones en lo relativo a **demandा eléctrica**; creció 1,3% y esperábamos solo un avance de 0,5% (REE proyectaba un retroceso de 1,6%). Este dato, unido a cierta mejoría en las previsiones económicas (las expectativas de incremento del PIB han aumentado tres décimas respecto a las disponibles hace un trimestre), conduce a una revisión alcista en la tasa de crecimiento prevista para el conjunto del año, que se sitúa ahora en 1,3%, frente al 0,8% calculado para el anterior informe. Descontados efectos de temperatura, el avance sería mayor, 1,5% según nuestros cálculos. Actualmente, el consumo de electricidad registra un aumento del 1% vs el mismo periodo de 2016, y 1,4% corregida temperatura. La proyección de REE ha sufrido mayor oscilación que la nuestra, pasando de sugerir un 0,7% anual hace tres meses a 1,5% ahora (ver [Gráfico 2](#)). En buena lógica, también han mejorado los resultados de los modelos aplicados en nuestros escenarios alternativos. El más bajista apunta hacia un crecimiento de 0,7% y el optimista, a 1,8%. Las mejoras en intensidad energética de los últimos años acotan el avance de la demanda de electricidad.

Parece claro que la composición del **balance de generación eléctrica** en 2017 va a caracterizarse por una aportación mínima de la tecnología hidráulica y, por el contrario, un nivel de hueco térmico por encima de lo previsibles a comienzo de año. A cierre del primer semestre, se registra una caída de producción hidráulica y eólica de 52% y 11%, respectivamente, y un aumento de hueco térmico del 68%. Cabe esperar que, a lo largo del año, estas cifras se vayan moderando (sobre todo en el último trimestre). Según nuestros cálculos, la generación eólica cerraría el ejercicio en niveles similares a los de 2016, la hidráulica se contraería un 44%, mientras ciclos y carbón generarían 17% y 28% más que el año pasado, respectivamente. Agregadamente, las tecnologías convencionales se reducirían un 2% en 2017, mientras las renovables + cogeneración + residuos, se incrementarían un 4% frente a 2016 ([Tabla 2](#)). En términos de cobertura sobre generación neta ([Gráfico 3](#)), la hidráulica cedería 7 puntos respecto a su registro de 2016 (pasando de 16% a 9%), absorbidos esencialmente por los ciclos combinados (2 puntos, de 10,5% a 12,5%) y el carbón (de 14% a 18%).

Tras el episodio alcista de principio de año, los **costes marginales de producción** de las tecnologías térmicas (los relevantes en la formación del precio) se han estabilizado en niveles mucho más acordes a los esperados a principio de año. En cualquier caso, son superiores a los registrados en 2016 a estas alturas de año. Utilizando los índices proxy de los costes de generación de carbón y gas (véase final del Anexo), inferimos que la diferencia de coste en junio de 2017 respecto a un año atrás es del 7% en el caso del gas y del 30% para el carbón no nacional. En conjunto de año, calculamos que se registrará un incremento en el coste medio de producción de estas tecnologías de 15% (gas) y 25% (carbón) (en la [Tabla 4](#) se presentan las hipótesis que se asumen para los precios internacionales de combustibles). La mejoría en la economía mundial, restricciones por el lado de la oferta y la recuperación del precio del petróleo colaboran a dibujar este escenario.

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

	2017-Q3			AÑO 2017		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
<b>GENERACIÓN<sup>[1]</sup></b>	(GWh)			(GWh)		
Nuclear	14,135	-7.9	22.0	55,893	-0.4	22.5
Hidráulica <sup>[2]</sup>	3,620	-42.2	5.6	21,876	-44.1	8.8
Hueco Térmico	23,327	30.3	36.2	75,013	23.3	30.2
Carbón	13,530	19.2	21.0	44,977	27.9	18.1
Ciclos	9,797	49.8	15.2	30,036	16.9	12.1
Eólica	9,646	-0.9	15.0	47,732	0.9	19.2
Resto <sup>[3]</sup>	13,656	5.0	21.2	48,272	7.5	19.4
Ren, Cogen. y Residuos <sup>[4]</sup>	23,302	2.5	36.2	96,004	4.1	38.6
Resto Tecnologías <sup>[5]</sup>	41,081	4.0	63.8	152,782	-2.1	61.4
<b>DEMANDA<sup>[6]</sup></b>						
Consultoría	65,359	1.3	101.5	253,209	1.3	101.8
REE <sup>[7]</sup>	64,072	-0.7	99.5	253,747	1.5	102.0
				<b>ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS<sup>[8]</sup></b> <b>Variación Anual</b>		
				Escenario Bajo	Escenario Alto	
<b>GENERACIÓN</b>				(%)	(%)	
Nuclear				-3.3	4.4	
Hidráulica				-53.2	-35.1	
Hueco Térmico				-1.3	45.7	
Carbón				3.3	50.4	
Ciclos				-7.5	39.3	
Eólica				-3.9	5.8	
Resto				4.9	10.1	
<b>DEMANDA</b>				0.7	1.8	

[ Fecha de previsión: 3 de julio de 2017 ]

[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.

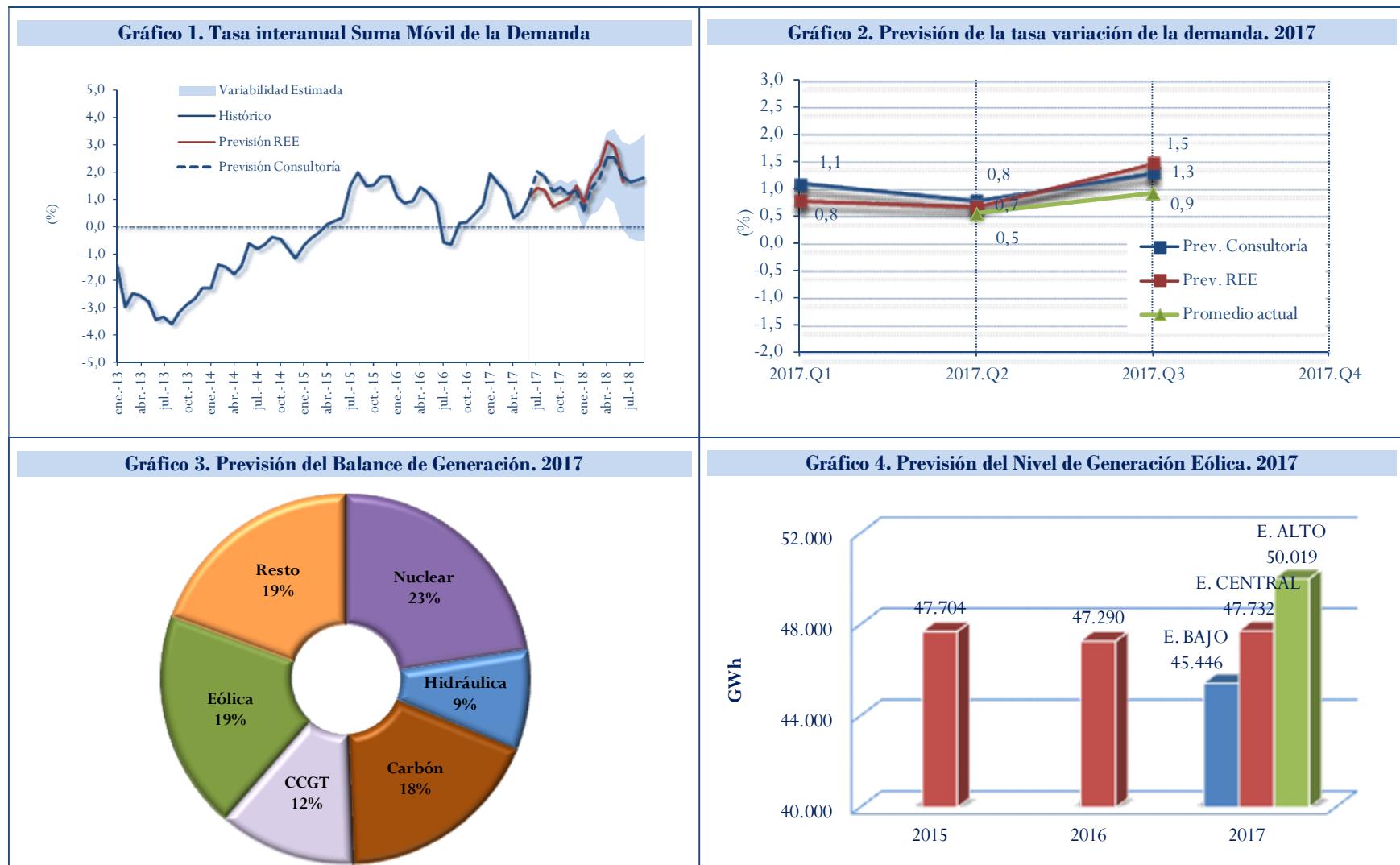
[5] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Ordinario (añadiendo hidráulica fluyente): Nuclear + Hidráulica + Ciclos combinados + Carbón.

[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.

## 5.2. Precios del mercado diario

Los principales resultados del ejercicio predictivo para 2017 se presentan en la [Tabla 3](#). Se hacen constar el escenario más probable o base y los escenarios más extremos de los analizados, cuyo diseño se define en la [Tabla 5](#) del Anexo. También se adjuntan las cotizaciones del mercado organizado a plazo a fin del trimestre anterior para los mismos periodos considerados en la previsión. Por último, se muestran estimaciones del ingreso eólico medio del sistema (ponderando los precios horarios por generación eólica) solamente en el escenario base, y del coeficiente de apuntamiento eólico (ratio entre ingreso eólico medio y precio en promedio aritmético). Por otro lado, el [Gráfico 5](#) refleja la evolución mensual prevista para precios e ingreso eólico, los [Gráficos 7 y 8](#) ofrecen las previsiones anuales del precio del pool y del ingreso eólico para 2017 en los tres escenarios analizados. En esta ocasión, el [Gráfico 6](#) representa la evolución a lo largo del año de nuestra previsión del precio medio anual del pool.

Nuestros cálculos actuales sugieren que [el precio medio del pool](#) en 2017 se situará en torno a 50,5 €/MWh, 25% más que el valor que registró el mercado en 2016. Las causas se señalaron en el apartado anterior y se han venido exponiendo a lo largo de los informes precedentes, desde el primer ejercicio predictivo que se realizó para 2017: a) mayor consumo de electricidad por la mejora económica; b) incremento del precio de los combustibles; y, especialmente, c) sustitución de producción hidráulica por térmica fósil (carbón y ciclos). Estos tres efectos están teniendo lugar con mayor intensidad de la que esperábamos. Prevemos un aumento anual del hueco térmico de 23%, del 1,3% en el caso del consumo y del 20% en costes de producción de ciclos y carbón; en enero, estimábamos incrementos de 13%, 1,0% y 18%, respectivamente. En el último trimestre, se ha revisado al alza la proyección del resto del ejercicio, por el error predictivo del periodo y la modificación de la previsión de generación hidráulica, a la baja, y de la demanda, al alza. La revisión ha sido de 2,3 €/MWh, 1,2 €/MWh debido al primero de los efectos recién citados, y 1,1 €/MWh, por el segundo. A final de año, el balance de energía va a resultar similar al registrado en el año 2015, y el promedio del pool, también. Aún y todo, no debe olvidarse que éste va a resultar sesgado por el episodio inflacionista del mercado de gas y carbón en los meses de enero y febrero, que, según se explicó en el informe anterior, podría estimarse en unos 3 €/MWh.

Obviamente, cambios en la evolución de los factores incidentes del precio del mercado respecto a la proyectada generarían disparidades entre el precio real y el previsto en el escenario base. Para cubrir dicha incertidumbre, hemos simulado los modelos en los [escenarios alternativos](#) factibles a nuestro juicio y sus resultados aportan algunas conclusiones interesantes. Por un lado, la probabilidad de que el precio medio resulte fuera de la horquilla 47–54 €/MWh es despreciable (con la información disponible a día de hoy); por otro, el 69% de la probabilidad se concentra entre 48,2 y 51,7 €/MWh. En el informe anterior, el rango entre los escenarios más extremos fue 40–56 €/MWh y el intervalo de mayor probabilidad, 46,5–51,0 €/MWh. Por tanto, los dos rangos se han reducido (lógicamente, al disminuir el horizonte de previsión) y su punto medio se ha desplazado a la derecha. Sin embargo, si bien tanto "suelo" como "techo" del precio medio anual se han incrementado, lo han hecho de forma asimétrica, en mucho mayor medida el primero que el segundo.

Para los trimestres 2017.Q3 y 2017.Q4, esperamos promedios en el precio del pool de 51,9 y 47,6 €/MWh, respectivamente. Las **cotizaciones a plazo** (tomadas a día 30 de junio) sugieren un precio medio en 2017 de 50,6 €/MWh, muy similar al resultado de nuestros modelos, pero existiendo diferencias significativas a nivel trimestral. El precio del futuro en OMIP para el Q3 se situaba en 50,4 €/MWh, 1,5 €/MWh por debajo de nuestra estimación; y lo contrario sucedía para el Q4, que cotizaba en el mercado a plazo a 49,4 €/MWh, superando en 1,8 €/MWh nuestra proyección (Tabla 3). Respecto a los tres primeros trimestres del año 2018 (para los que disponemos de previsión, que debería considerarse preliminar), los modelos apuntan a precios medios de 42, 41 y 50 €/MWh, respectivamente. Los futuros para estos periodos cotizan por encima de dicha previsión en el caso de 2018.Q1 y por debajo en 2018.Q3 (Tabla 3).

Finalmente, el **coeficiente de apuntamiento eólico** se situará en un valor anual que rondará el elevado registro de 2011. En aquel entonces, se alcanzó un coeficiente de 94,6%, y la proyección actual para 2017 es 94,4%. Se ha revisado al alza la previsión del informe anterior, 93,6%, al incorporar los datos del periodo abril-junio, superiores a los esperados. Altos precios, baja generación eólica y aplanamiento del perfil horario de precios explican esta situación, tal y como sucedió también en el año 2011. En este contexto y según el escenario predictivo que consideramos "base", el ingreso unitario eólico podría situarse en 47,7 €/MWh (Tabla 3), solamente 2,8 €/MWh menos que la media aritmética del precio del pool.

**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						
jul-17	46.4	<b>51.2</b>	55.7	51.4	48.6	94.8%
ago-17	45.6	<b>51.9</b>	57.5	49.5	49.2	94.8%
sep-17	45.7	<b>52.6</b>	58.7	50.4	48.8	92.7%
Trimestrales						
2017.Q3	45.9	<b>51.9</b>	57.3	50.4	48.9	94.1%
2017.Q4	38.1	<b>47.6</b>	55.6	49.4	42.7	89.8%
2018.Q1	30.3	<b>42.6</b>	54.3	45.8	38.1	89.5%
2018.Q2	28.7	<b>42.0</b>	55.1	41.3	37.6	89.5%
2018.Q3	38.6	<b>50.8</b>	63.2	47.0	47.8	94.1%
Anuales						
2016	40.3	40.3	40.3	40.3	35.3	87.5%
2017	46.6	<b>50.5</b>	53.9	50.6	47.7	94.4%

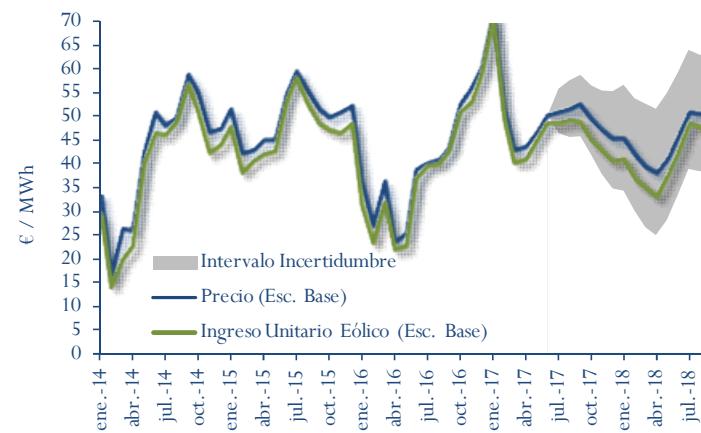
[ Fecha de previsión: 3 de julio de 2017 ]

[1] Cotizaciones OMIP a 30-de junio de-2017.

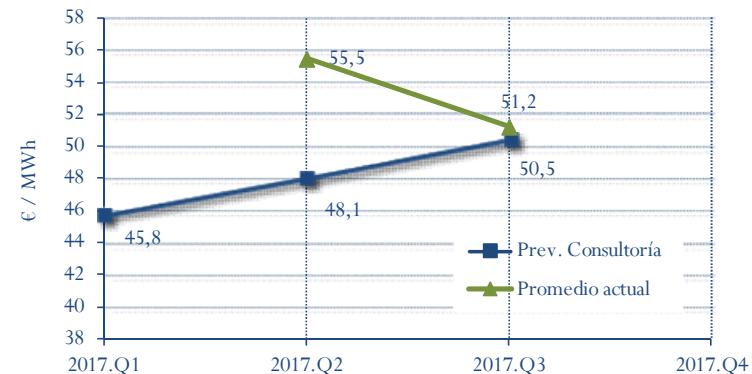
[2] Precio medio ponderado por producción eólica (ie, ingreso medio por MWh para la tecnología eólica).

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

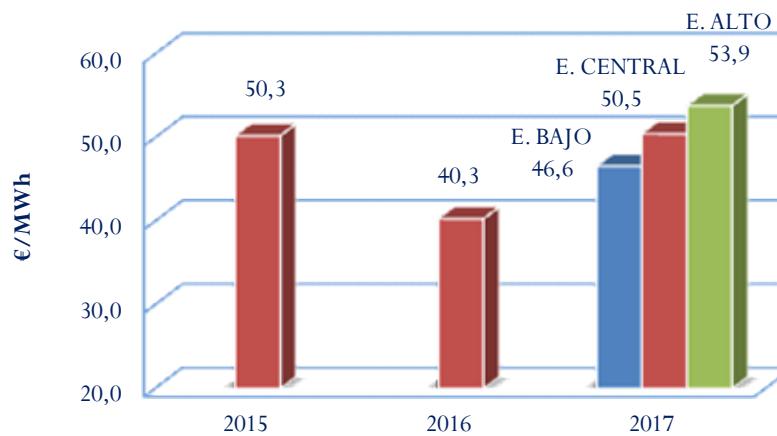
**Gráfico 5. Previsión mensual precio e ingreso eólico. Año móvil**



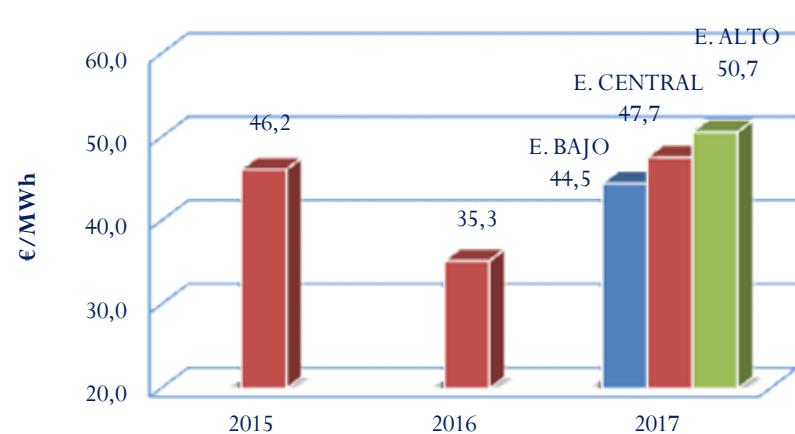
**Gráfico 6. Evolución durante el año del precio medio anual 2017**



**Gráfico 7. Previsión del Precio medio anual. 2017**



**Gráfico 8. Previsión del Ingreso Unitario Eólico anual. 2017**



El Gráfico 5 muestra la evolución prevista para el precio de mercado y el ingreso unitario eólico, en términos mensuales. El Gráfico 6 muestra la trayectoria durante el año de nuestra previsión del precio medio del pool en 2017. Los Gráficos 7 y 8 ofrecen las previsiones del precio medio e ingreso eólico anuales para 2017, 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 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.

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 4. Hipótesis económicas utilizadas en la previsión**

	2016	Previsión – 2017		
	Dato	E. Base	E. Bajo	E. Alto
<b>PIB [1]</b>	3,2%	<b>2,8%</b>	1,4%	3,6%
<b>VAB Industria [1]</b>	3,4%	<b>2,9%</b>	1,2%	4,1%
<b>Gas Natural (NBP) [€/MWh ] [2]</b>	14,5	<b>17,0</b>	14,5	18,2
<b>Carbón (API2) [€/MWh ] [2]</b>	7,5	<b>9,9</b>	8,0	10,9
<b>CO<sub>2</sub> (EUA) [€/t ] [2]</b>	5,3	<b>5,1</b>	4,4	6,3

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

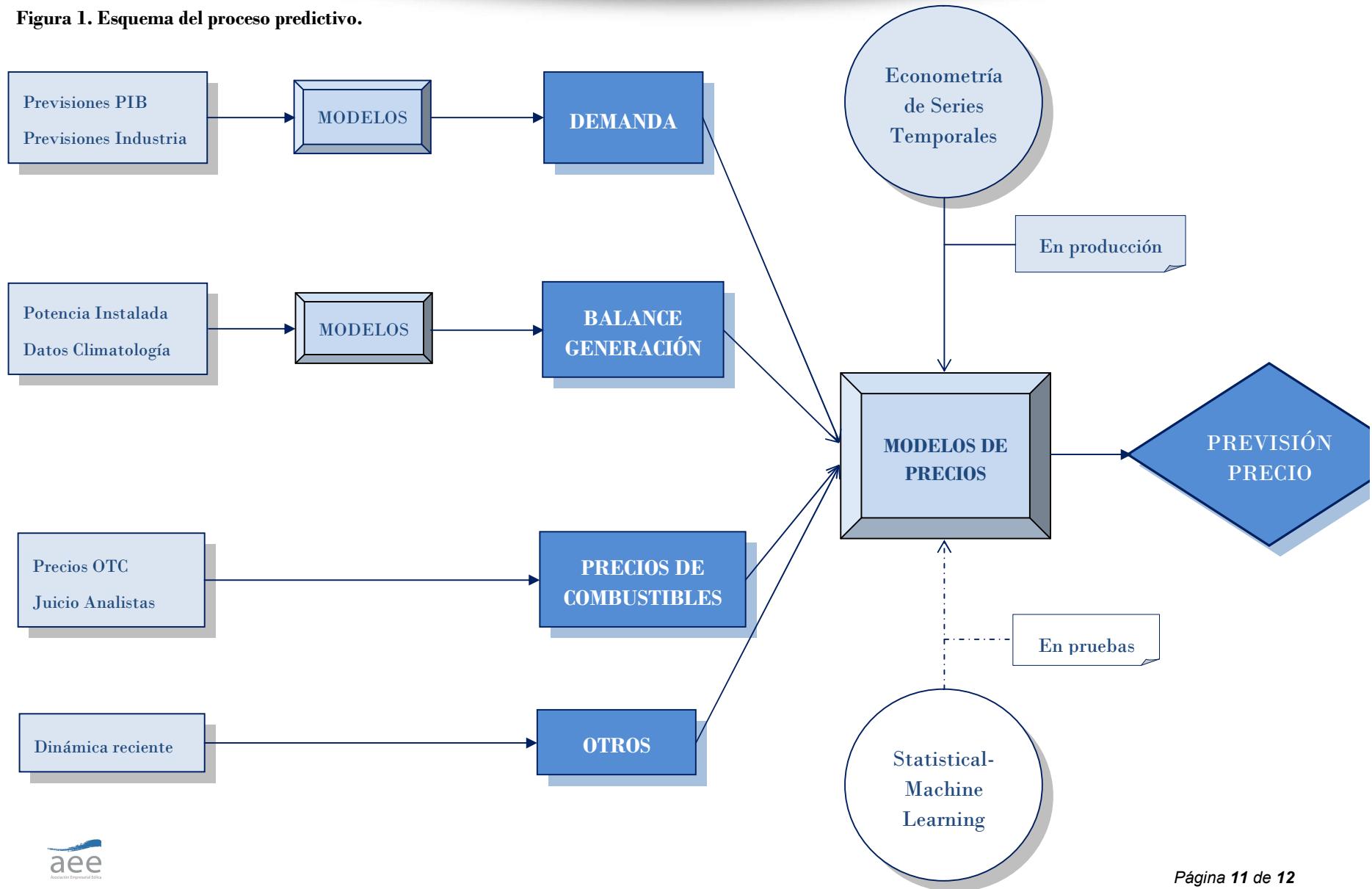
**Tabla 5. Diseño de escenarios extremos de precios**

	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

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 ).

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.*

---

---