



Información elaborada con datos disponibles a 15/10/15 - Fecha de edición: 21/10/2015

índice

Sistema peninsular

- 1 Aspectos relevantes
- 2 Balance de energía eléctrica
- 3 Demanda de electricidad
- 4 Cobertura de la demanda
- 5 Producción hidroeléctrica
- 6 Producción térmica
- 7 Producción renovable
- 8 Intercambios internacionales
- 9 Mercado eléctrico
- 10 Gestión de la red de transporte

Sistemas no peninsulares

- 11 Sistema eléctrico Islas Baleares
- 12 Sistema eléctrico Islas Canarias
- 13 Sistema eléctrico Ceuta
- 14 Sistema eléctrico Melilla

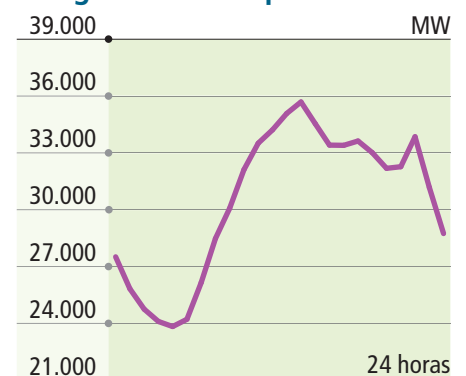
Glosario

1. Aspectos relevantes

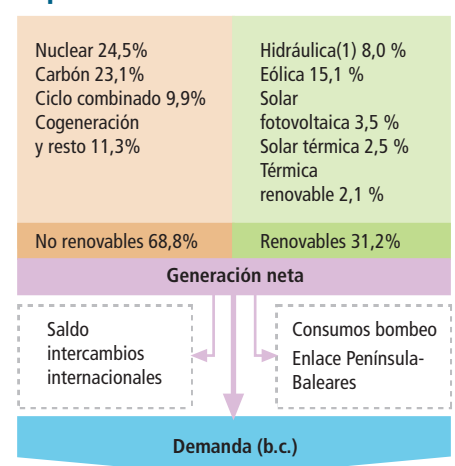
Sistema peninsular

- La demanda de energía eléctrica alcanzó los 19.515 GWh, representando una variación del -3,7 % respecto a septiembre del 2014. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura la demanda ha experimentado una variación del -0,7 % frente al mismo mes del año anterior.
- Este mes las temperaturas medias han sido inferiores a las del año anterior con 20,4 °C frente a los 22,5 °C del mismo mes del 2014. La temperatura máxima media del mes ha sido inferior en 2 °C a la del mismo período del año pasado.
- Durante este mes la generación procedente de fuentes de energía renovable alcanzó el 31,2 % de la producción total, frente al 25,9 % de septiembre del 2014.
- En el mes de septiembre la producción de origen eólico ha alcanzado los 3.007 GWh, con una variación del 41,1 % frente al mismo periodo del año anterior.
- Desde el punto de vista hidrológico septiembre ha sido un mes húmedo, con una energía producible de 685 GWh, valor superior al característico medio para un mes de septiembre.
- Las reservas totales de agua de los embalses con aprovechamiento hidroeléctrico a finales de septiembre se situaron en el 47,8 % de su capacidad total, con una energía equivalente a 8.864 GWh. Estas reservas son inferiores en 8 puntos porcentuales a las existentes hace un año e inferiores en 3,3 puntos porcentuales al mes anterior.
- El valor del coeficiente de disponibilidad del equipo térmico durante el mes de septiembre ha sido del 93,4 %, valor superior a la del mismo mes del año anterior.
- El precio final de la demanda peninsular se ha situado en 61,24 €/MWh, lo que significa una variación del -6,3 % respecto al mes anterior y del -12,8 % frente al mismo mes del año anterior.
- La energía gestionada por el operador del sistema durante el mes de septiembre ha experimentado una variación del -24,2 % respecto a la gestionada el mismo periodo del año anterior, debido sobre todo a una reducción del 20 % de la energía de restricciones técnicas.
- La tasa de disponibilidad de la red de transporte en el mes de septiembre ha sido del 96,97 %, experimentando una variación del -0,3 % respecto a la de septiembre del 2014.
- En el mes de septiembre se han producido dos cortes de mercado en las instalaciones de la red de transporte contabilizados en el cálculo de indicadores de calidad. El primero de ellos tuvo lugar en Madrid con una energía no suministrada de 0,98 MWh. El segundo incidente se produjo en Toledo con una energía no suministrada de 11,55 MWh.

Demanda horaria peninsular del día de máxima demanda de energía diaria. 1 septiembre 2015



Balance eléctrico peninsular. Septiembre 2015



(1) No incluye la generación bombeo.

Sistema Extrapeninsular

- La demanda mensual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares ha variado un -2,9 % respecto a la de septiembre del 2014. En Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla se han producido variaciones del -8,1 %, 0,9 %, -5,4 % y 1,7 % respectivamente.
- En el mes de septiembre se ha producido un corte de mercado en las instalaciones de la red de transporte de Canarias contabilizado en el cálculo de indicadores de calidad. El incidente tuvo lugar en Gran Canaria con una energía no suministrada de 6,67 MWh.

2. Balance de energía eléctrica



2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular⁽¹⁾

	Potencia ⁽²⁾	Septiembre 2015		Acumulado anual		Año móvil ⁽³⁾	
	MW	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14
Hidráulica	17.791	1.506	-7,1	20.828	-28,4	27.616	-22,6
Nuclear	7.866	5.100	1,1	43.755	2,9	58.600	5,5
Carbón	10.972	4.920	-19,0	39.914	26,1	52.333	19,9
Fuel + gas	0	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado ⁽⁴⁾	25.348	2.039	-25,5	19.072	20,9	25.358	8,6
Consumos generación ⁽⁵⁾	-	-649	-10,6	-5.263	10,1	-7.045	8,9
Resto hidráulica ⁽⁶⁾	2.109	284	-20,5	4.400	-19,9	5.977	-13,0
Eólica	22.845	3.007	41,1	36.579	-2,2	49.796	-5,6
Solar fotovoltaica	4.429	693	6,0	6.394	0,1	7.801	-1,2
Solar térmica	2.300	505	29,6	4.607	3,4	5.111	0,1
Térmica renovable	984	416	-1,5	3.603	1,4	4.767	-1,0
Cogeneración y resto	7.098	2.261	0,4	19.707	3,1	26.182	-3,1
Generación neta	-	20.082	-4,2	193.596	1,5	256.496	0,1
Consumo en bombeo	-	-266	23,1	-3.221	-18,6	-4.593	-11,6
Enlace Península-Baleares ⁽⁷⁾	-	-120	-18,5	-1.071	4,0	-1.339	2,0
Saldo intercambios internacionales ⁽⁸⁾	-	-181	-46,0	-1.946	-33,8	-2.415	-51,0
Demanda transporte (b.c.)	101.742	19.515	-3,7	187.359	2,5	248.149	1,4

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de potencia de resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

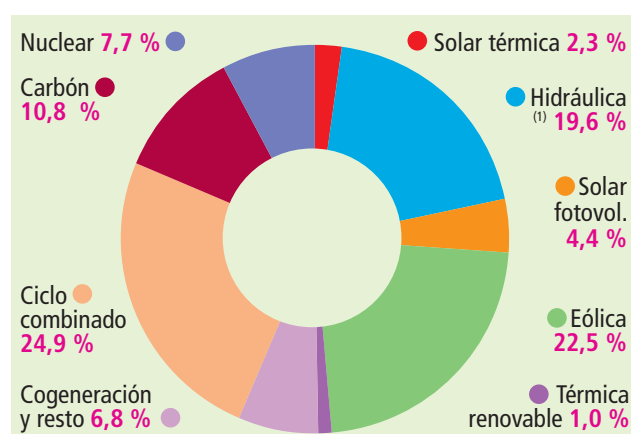
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

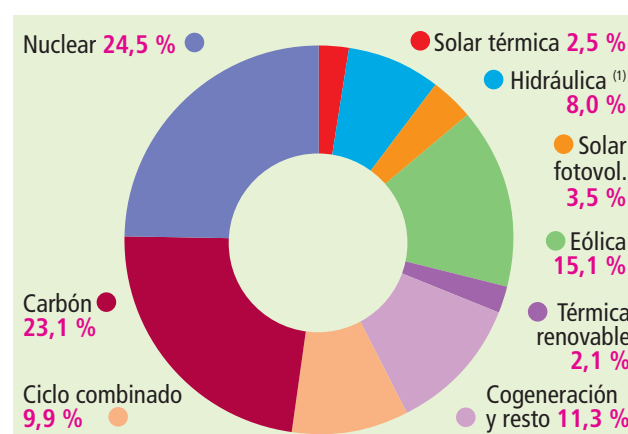
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

2.2 Estructura de la potencia instalada a 30 de septiembre



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

2.3 Estructura de la generación neta. Septiembre

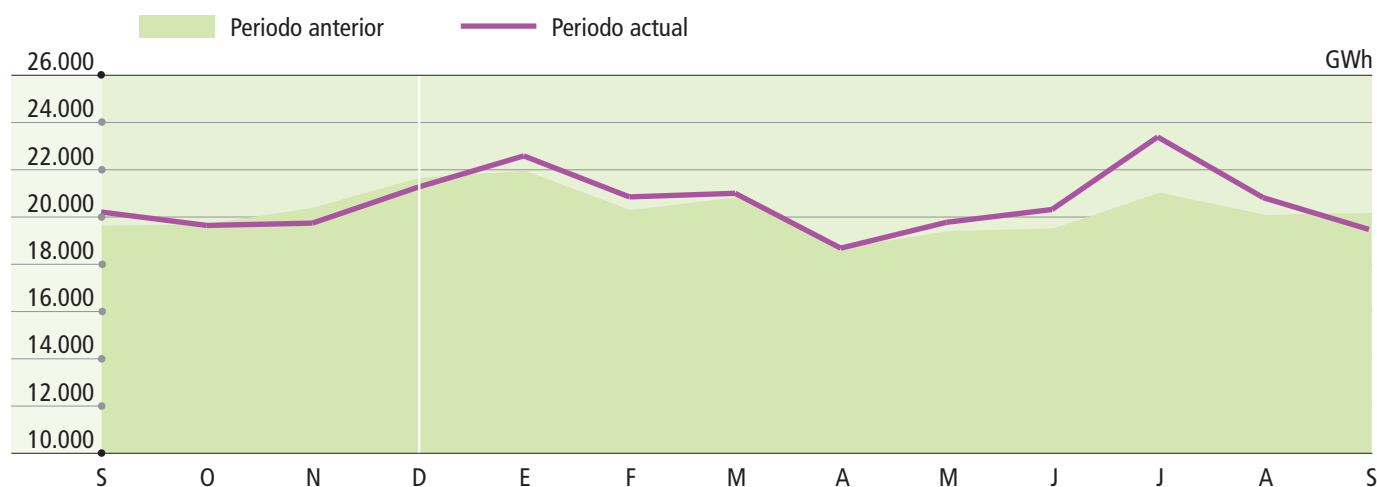


(1) No incluye la generación bombeo.

3. Demanda



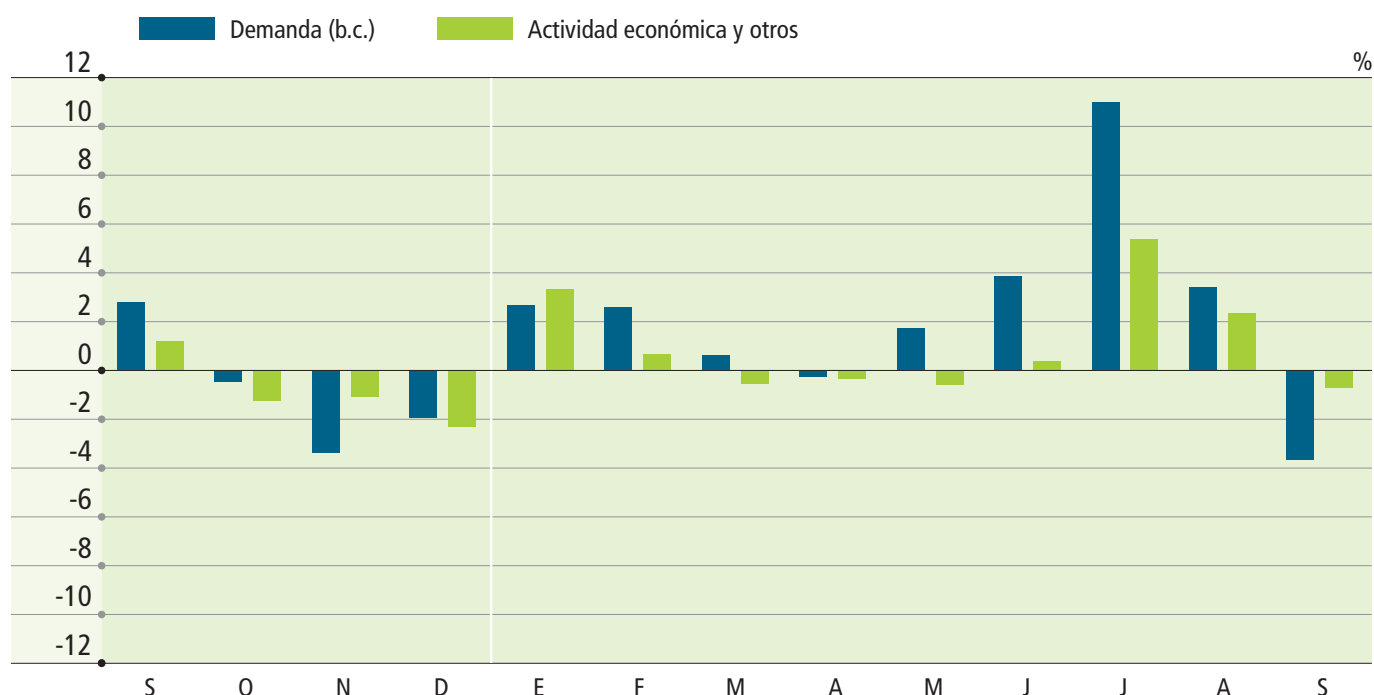
3.1 Evolución de la demanda



3.2 Componentes de variación de la demanda en b.c. (%)

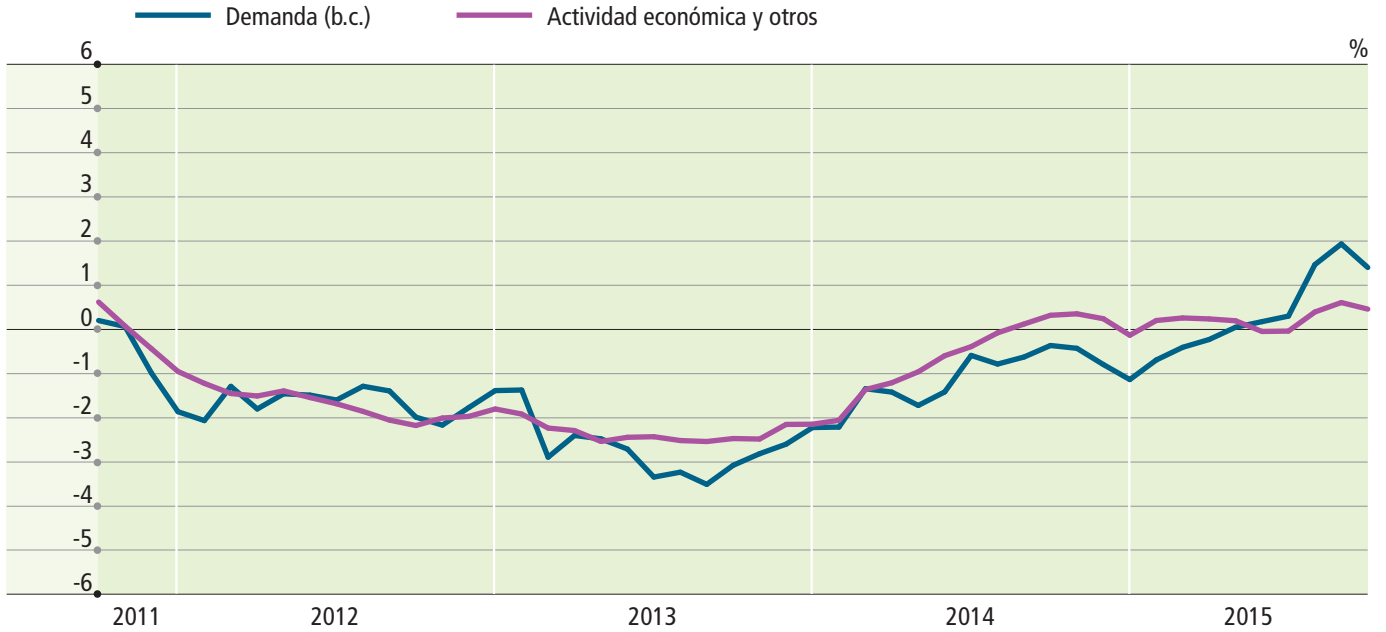
	Septiembre 2015		Acumulado anual		Año móvil	
	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14	GWh	%15/14
Demanda (b.c.)	19.515	-3,7	187.359	2,5	248.149	1,4
Efectos: Laboralidad		-0,1		0,1		0,1
Temperatura		-2,9		1,3		0,8
Actividad económica y otros		-0,7		1,1		0,4

3.3 Variación de la demanda mensual

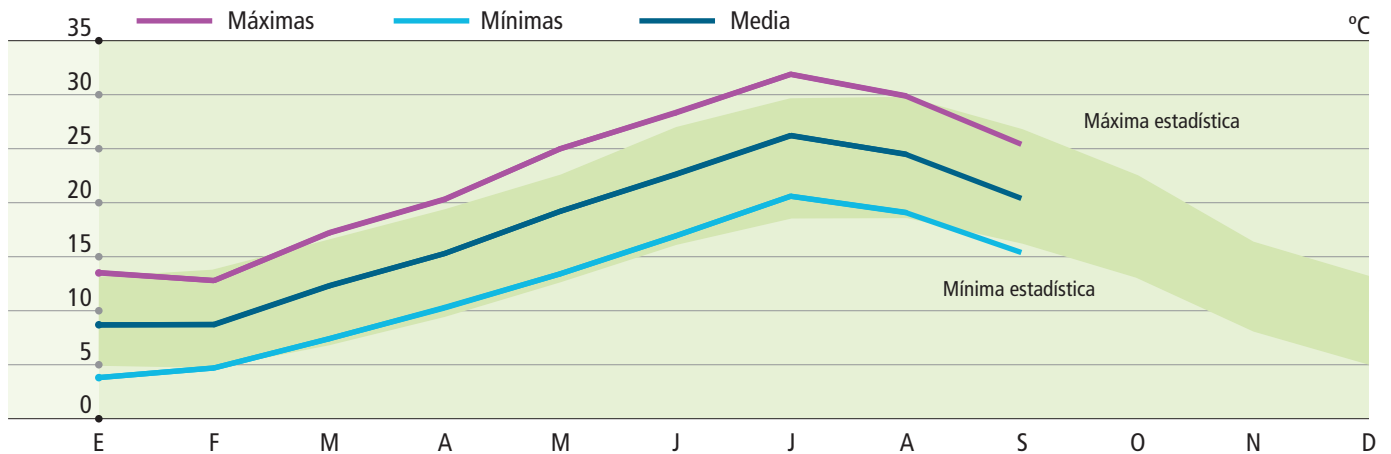




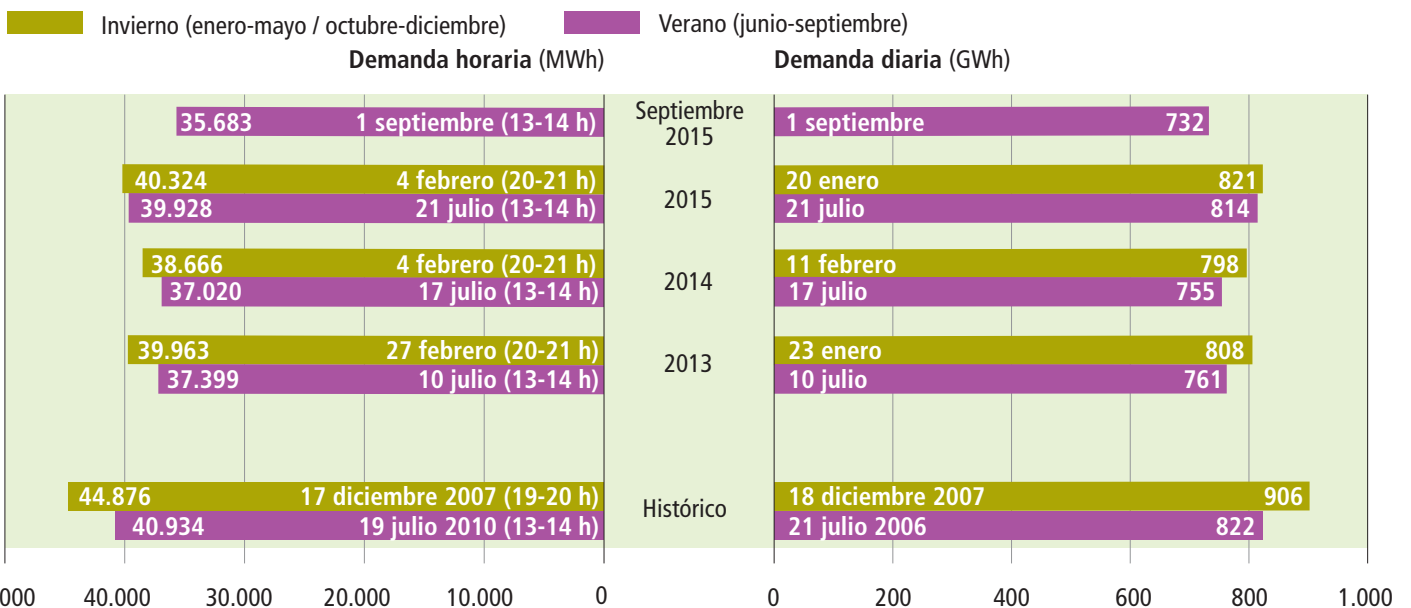
3.4 Variación de la demanda. Año móvil



3.5 Temperaturas medias mensuales



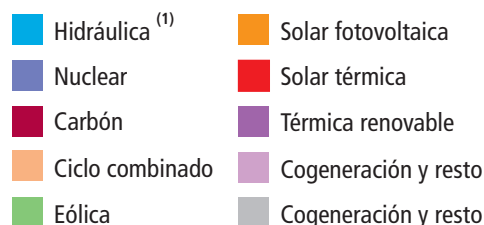
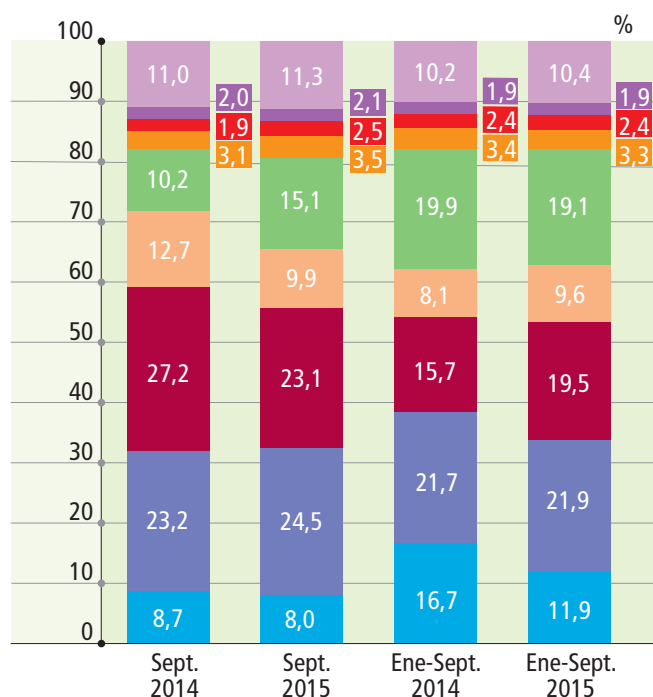
3.6 Máxima demanda horaria y diaria



4. Cobertura de la demanda

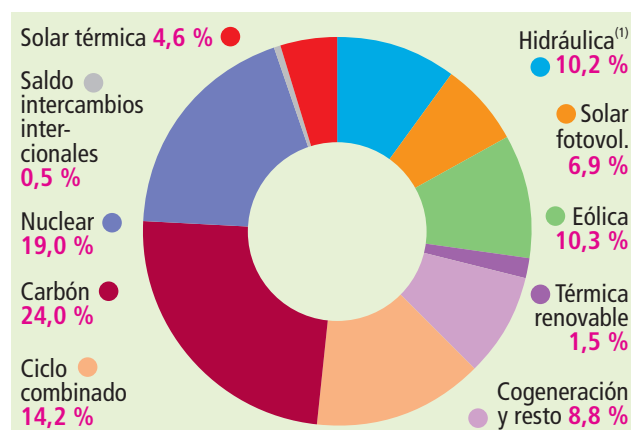


4.1 Estructura de la cobertura de la demanda



(1) No incluye la generación bombeo.

4.2 Cobertura de la máxima demanda horaria. 1 de septiembre (13-14 h). 35.683 MWh



(1) No incluye la generación bombeo.

4.3 Cobertura de la máxima demanda horaria (MWh)

	02/09/2014 (13-14 h)	01/09/2015 (13-14 h)
Hidráulica convencional	4.368	3.234
Turbinación bombeo	400	232
Hidráulica	4.768	3.466
Nuclear	5.985	6.782
Carbón	8.909	8.570
Fuel + gas	0	0
Ciclo combinado	6.521	5.067
Resto hidráulica (1)	688	429
Eólica	1.567	3.675
Solar fotovoltaica	2.776	2.481
Solar térmica	1.940	1.653
Térmica renovable	610	540
Cogeneración y resto	3.283	3.142
Generación neta	37.047	35.804
Consumos en bombeo	0	0
Enlace Península-Baleares (2)	-286	-306
Saldo Andorra	-15	0
Saldo Francia	1.000	300
Saldo Portugal	100	705
Saldo Marruecos	-860	-820
Saldos interc. internacionales (3)	225	185
Diferencias por regulación	-119	-
Demanda (b.c.)	36.867	35.683

(1) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(2) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

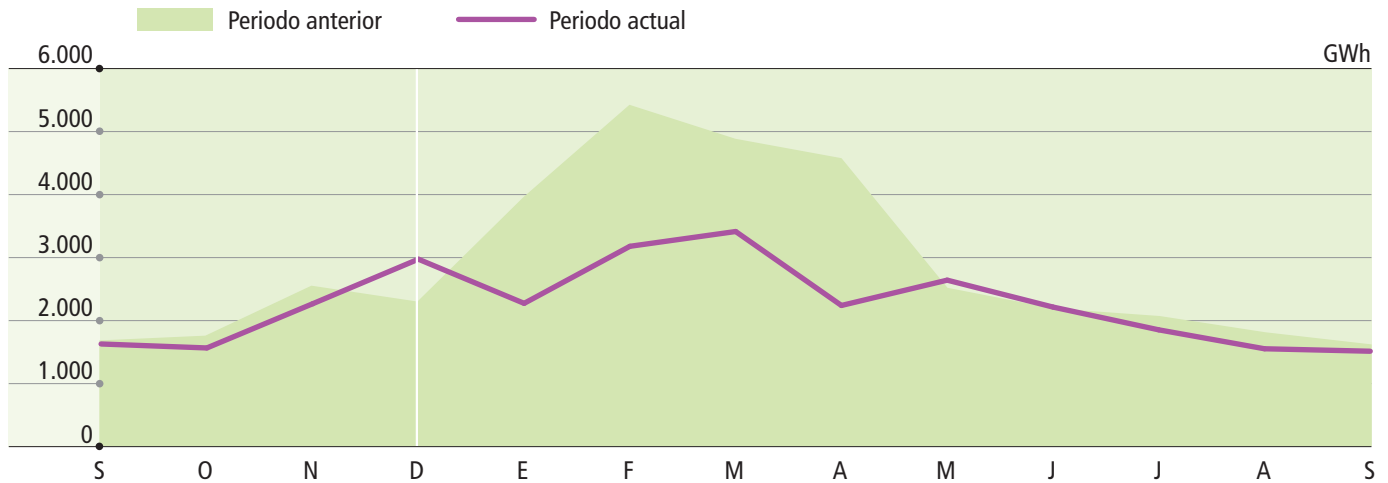
(3) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

5. Producción hidroeléctrica ⁽¹⁾

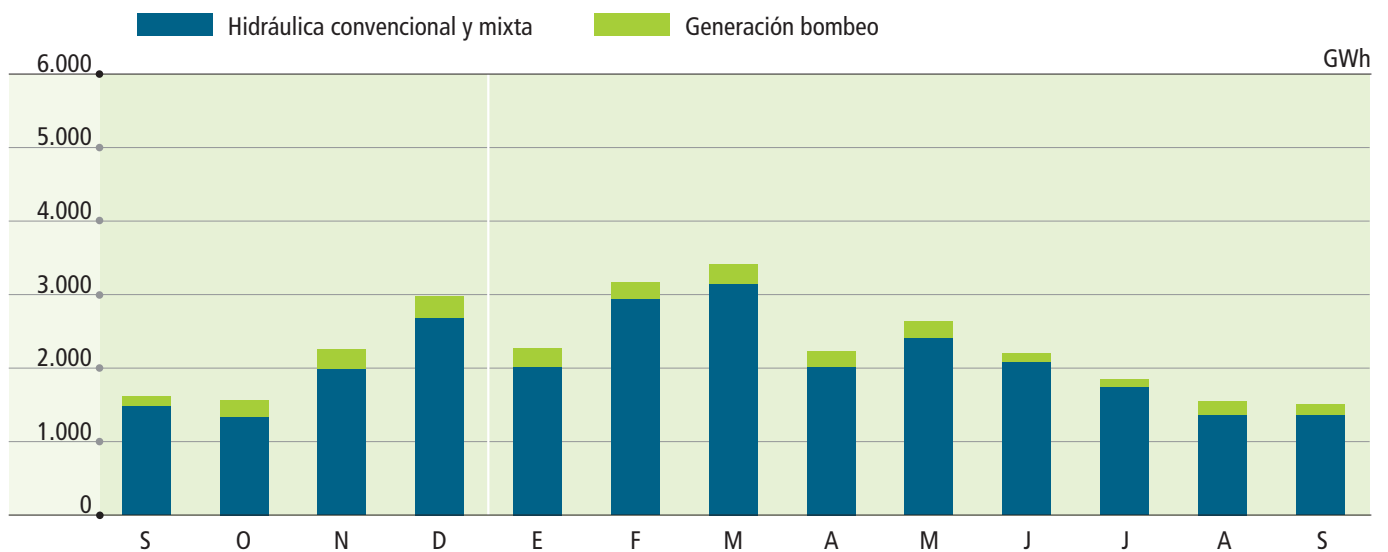


(1) Incluye todas aquellas unidades que pertenecen a alguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

5.1 Evolución de la energía hidroeléctrica

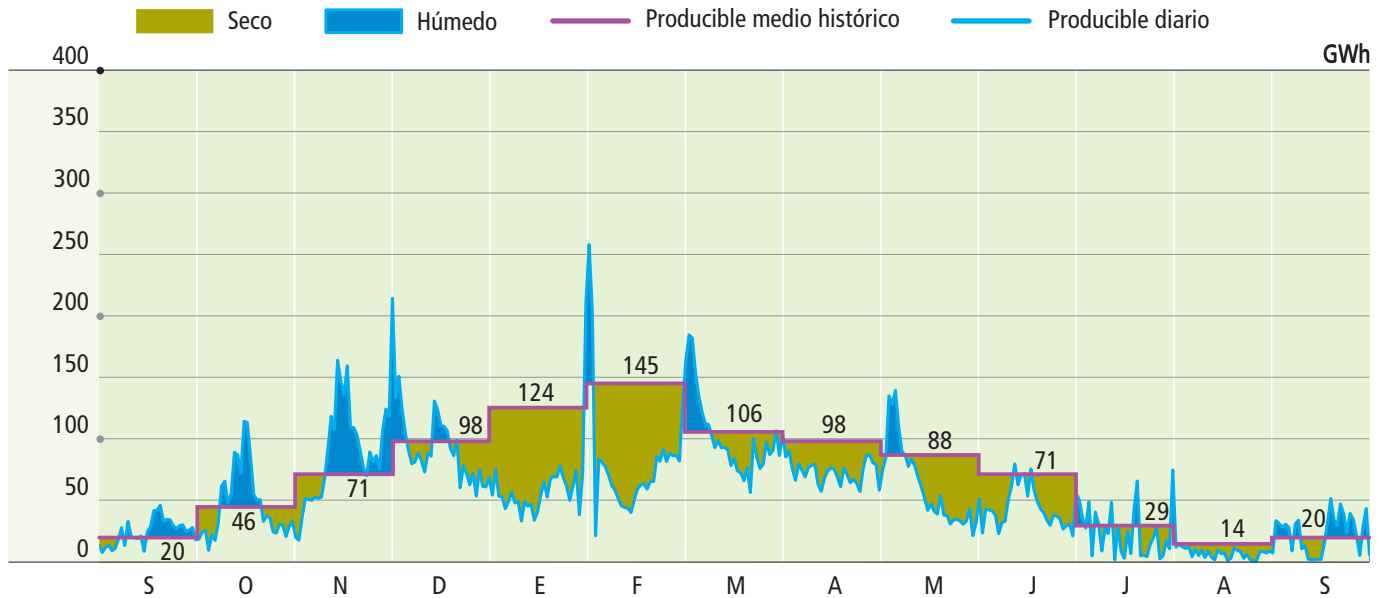


5.2 Desglose de la producción hidroeléctrica





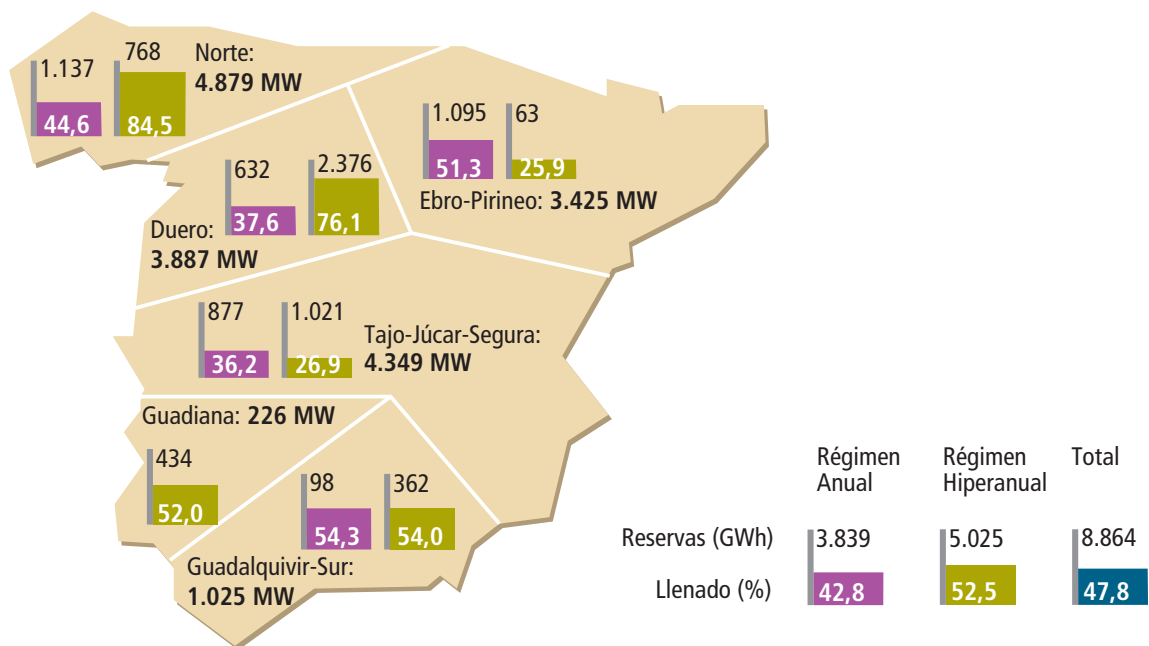
5.3 Producibles hidroeléctrico diario



5.4 Producibles hidroeléctrico

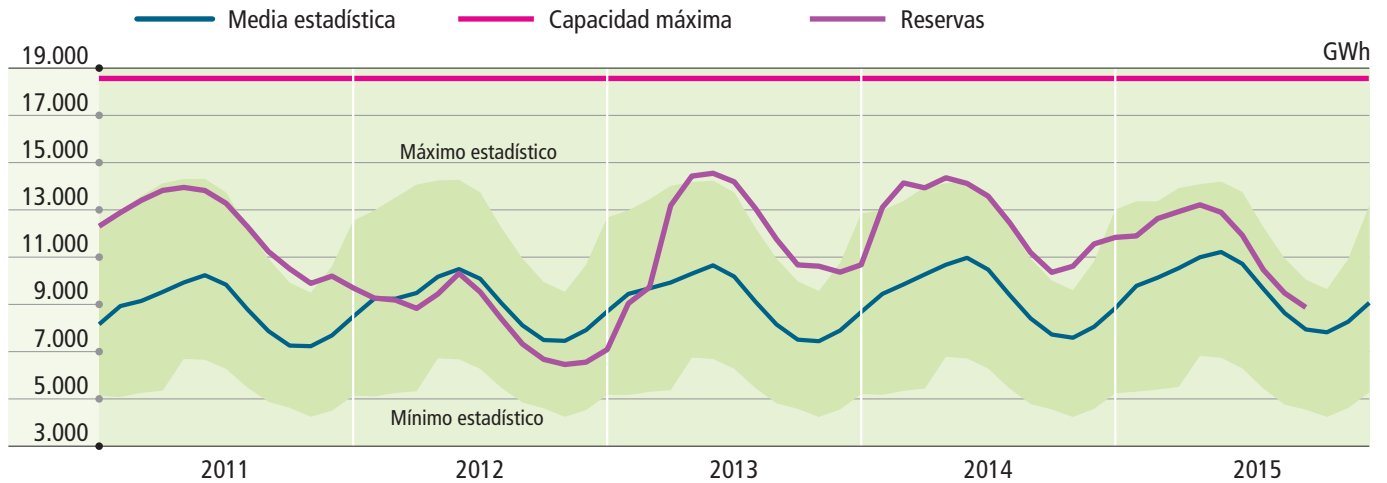
	Septiembre 2015	Acumulado Año	Año móvil
Producibles hidroeléctrico (GWh)	685	14.221	21.102
Índice de producible	1,17	0,68	0,77
Probabilidad de ser superado (%)	31,1	81,5	75,0

5.5 Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 30 de septiembre por cuencas hidrográficas



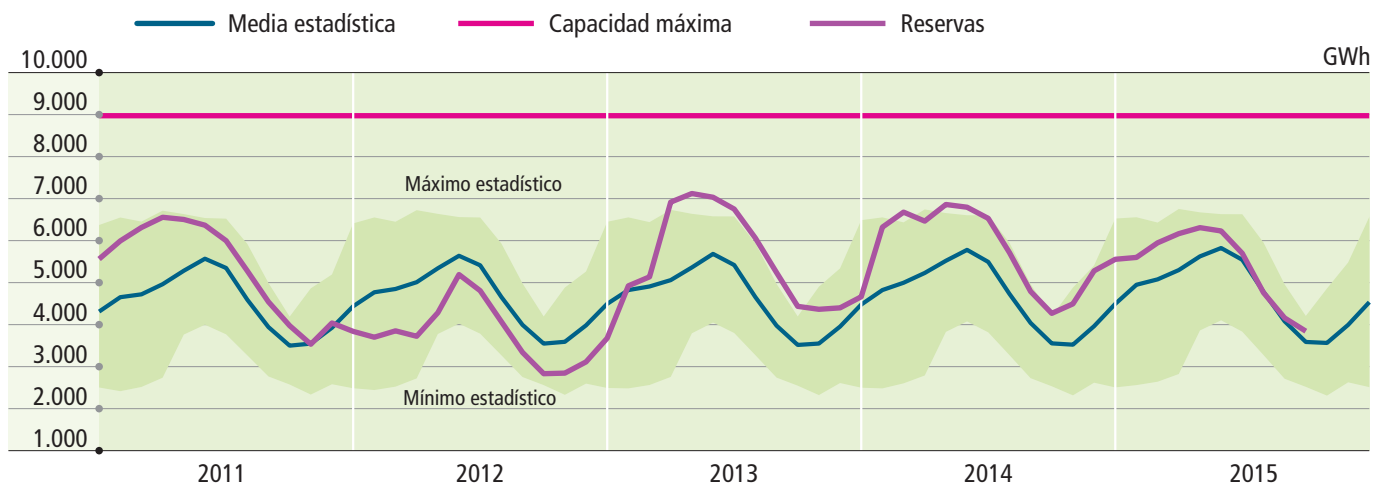


5.6 Evolución de las reservas hidroeléctricas totales



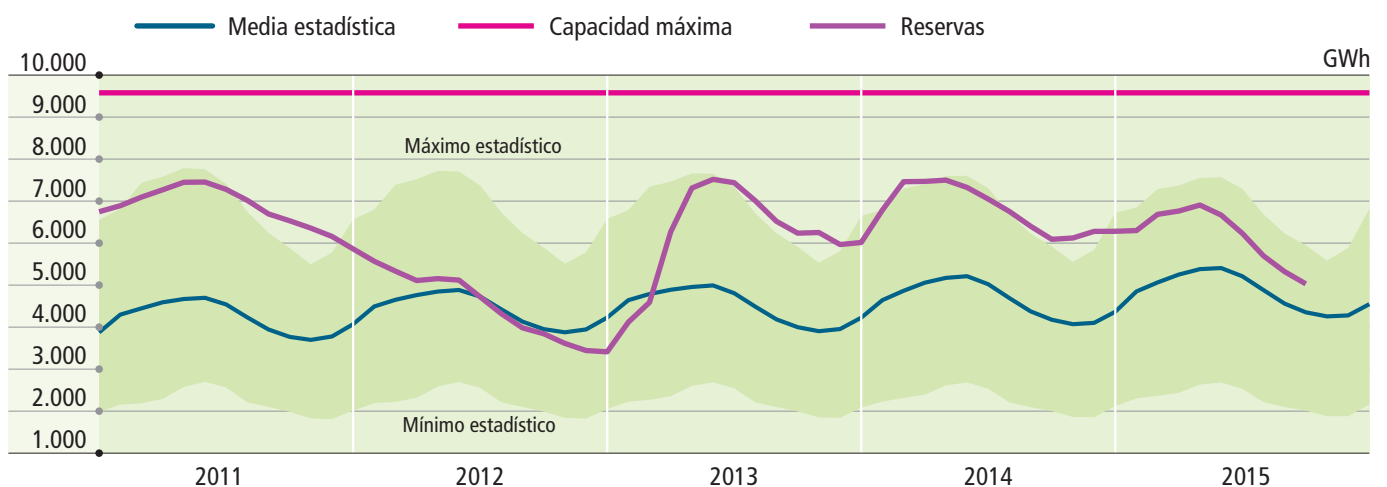
Máximo y mínimo estadístico: media de los valores máximos y mínimos de los últimos 20 años.

5.7 Evolución de las reservas hidroeléctricas en embalses de régimen anual



Máximo y mínimo estadístico: media de los valores máximos y mínimos de los últimos 20 años.

5.8 Evolución de las reservas hidroeléctricas en embalses de régimen hiperanual



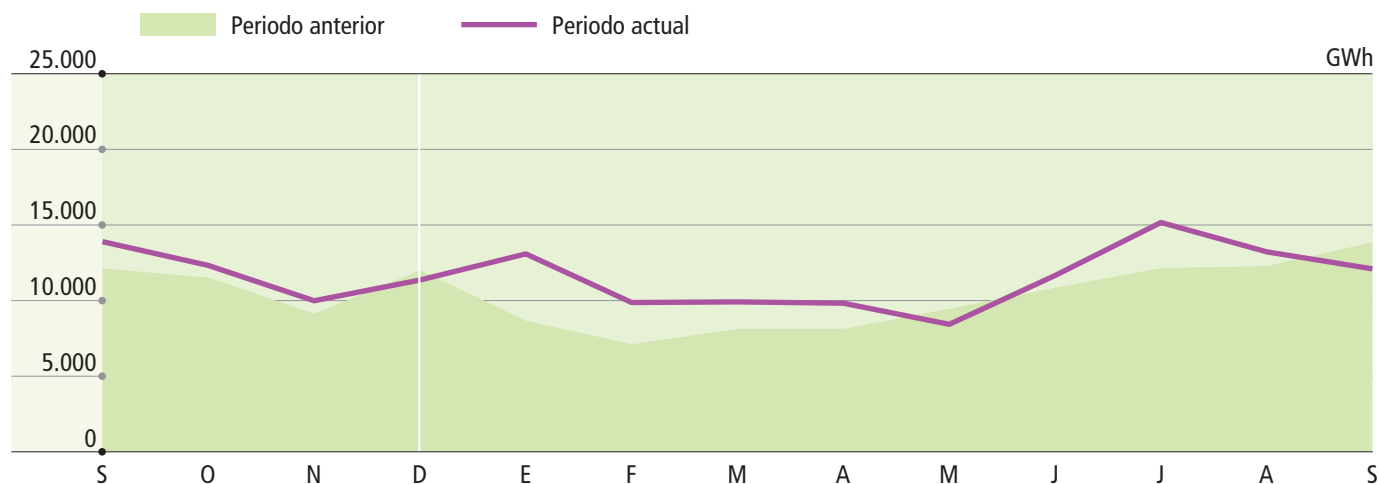
Máximo y mínimo estadístico: media de los valores máximos y mínimos de los últimos 20 años.

6. Producción térmica ⁽¹⁾



(1) Datos correspondientes a la producción nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

6.1 Evolución de la producción térmica



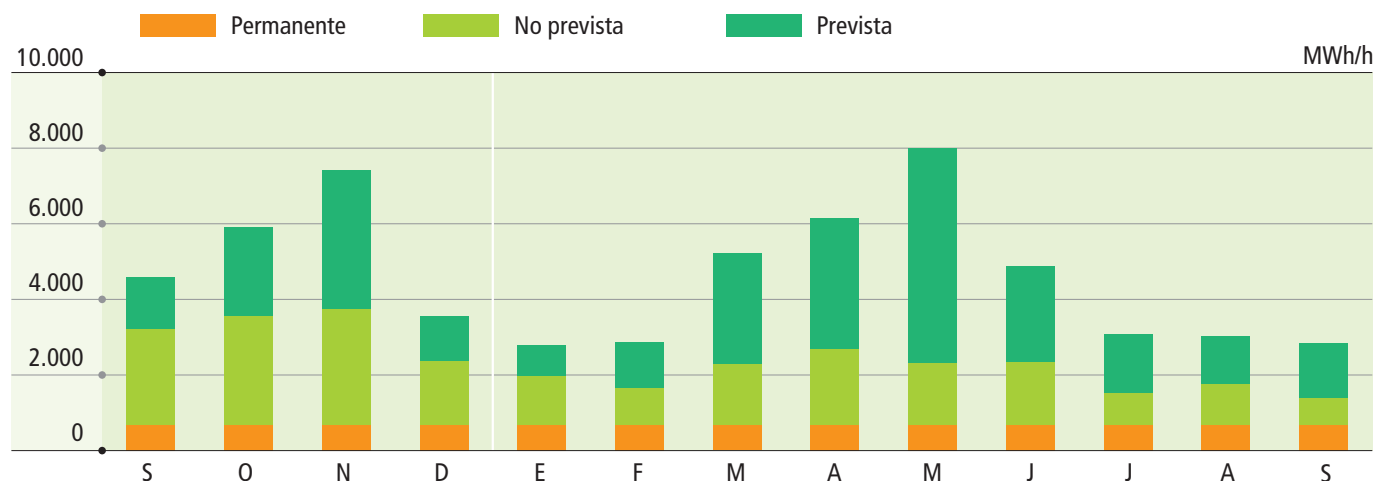
6.2 Producción bruta por tecnología

	Potencia MW	Septiembre 2015		Acumulado anual		Año móvil ⁽¹⁾	
		GWh	% 15/14	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14
Nuclear	7.866	5.100	1,1	43.755	2,9	58.600	5,5
Carbón	10.972	4.920	-19,0	39.914	26,1	52.333	19,9
Fuel + gas	0	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado ⁽²⁾	25.348	2.039	-25,5	19.072	20,9	25.358	8,6
Producción térmica	44.186	12.059	-13,0	102.741	14,2	136.291	11,3

(1) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

6.3 Indisponibilidad media horaria mensual





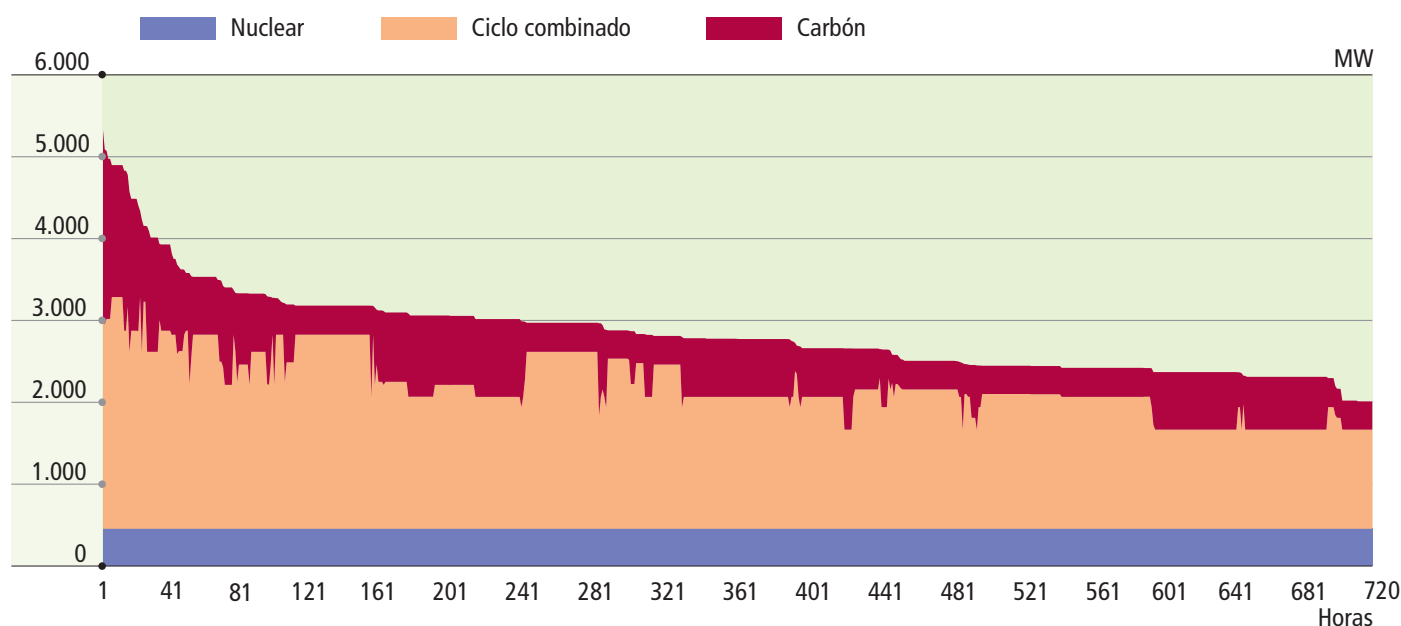
6.4 Comportamiento del equipo térmico

Disponibilidad (%)	Septiembre 2015			Disponibilidad (%)	Acumulado año		
	Indisponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)			Indisponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)	
	Permanente	No Prevista	Prevista			Permanente	No Prevista
Nuclear	94,0	6,0	0,0	86,6	6,0	1,8	5,6
Carbón	94,0	2,0	4,1	89,7	2,0	5,2	3,1
Fuel / gas	-	-	-	0,0	0,0	100,0	0,0
Ciclo combinado	93,0	0,0	1,1	92,1	0,0	1,6	6,3
Total	93,4	1,5	1,6	90,0	1,5	3,1	5,4

6.5 Potencias máximas indisponibles por tipo de indisponibilidad

	Fecha	Tipo indisponibilidad (MW)			Total	Demanda (MWh)	Indisponib./ Potencia neta térmica (%)
		Permanente	No prevista	Prevista			
Septiembre:							
Indisponibilidad máxima no prevista	14/09/2015 (08-09 h)	661	3.301	1.353	5.316	28.442	12,4
Indisponibilidad en la punta de demanda	01/09/2015 (13-14 h)	661	593	1.209	2.463	35.683	5,7
Indisponibilidad máxima total	14/09/2015 (08-09 h)	661	3.301	1.353	5.316	28.442	12,4
Año:							
Indisponibilidad máxima no prevista	28/04/2015 (10-11 h)	661	4.896	2.798	8.355	31.239	19,2
Indisponibilidad en la punta de demanda	04/02/2015 (20-21 h)	661	2.523	417	3.601	40.324	8,3
Indisponibilidad máxima total	15/05/2015 (07-08 h)	661	2.142	6.930	9.734	26.589	22,4
Históricos:							
Indisponibilidad máxima no prevista	28/11/2009 (11-12 h)	748	7.818	944	9.510	29.476	21,6
Indisponibilidad en la punta de demanda	17/12/2007 (19-20 h)	547	1.905	488	2.940	44.876	6,8
Indisponibilidad máxima total	12/11/2007 (09-10 h)	1.079	5.046	6.399	12.524	35.092	28,6

6.6 Curva monótona de indisponibilidad del equipo térmico

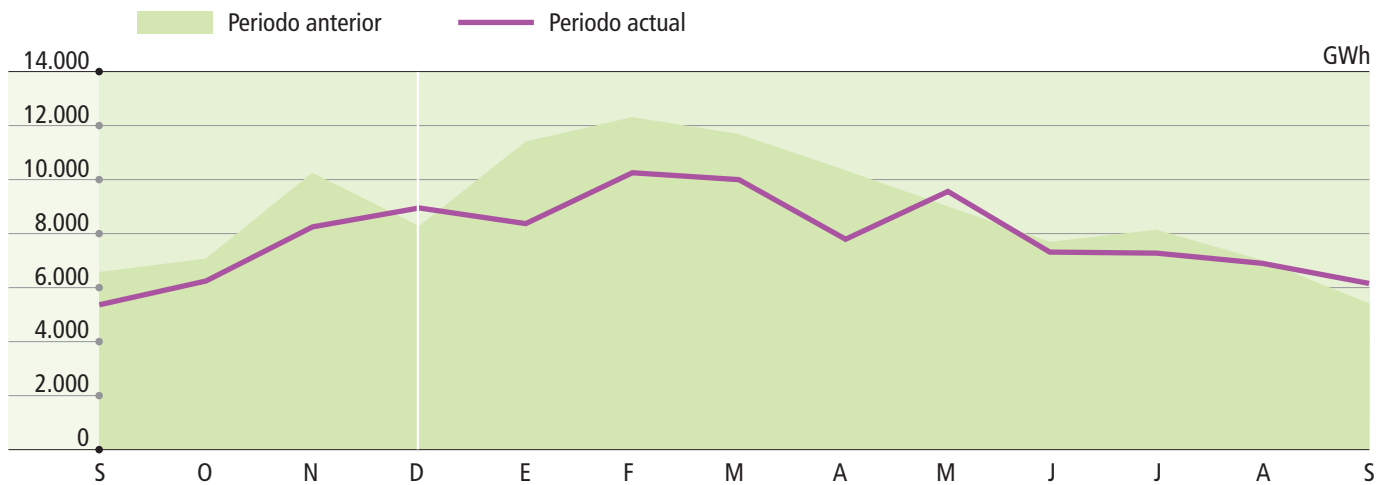


7. Producción energía renovable ⁽¹⁾

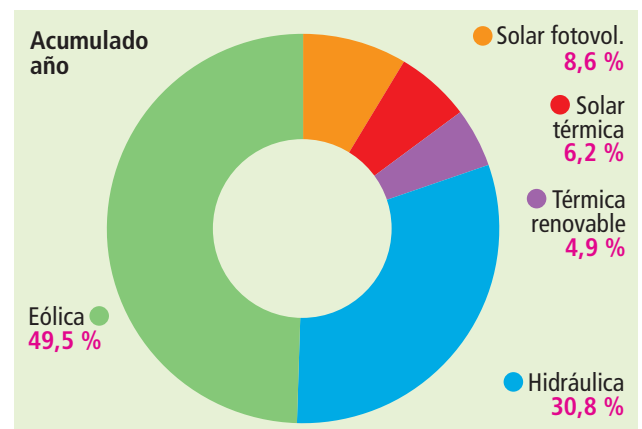
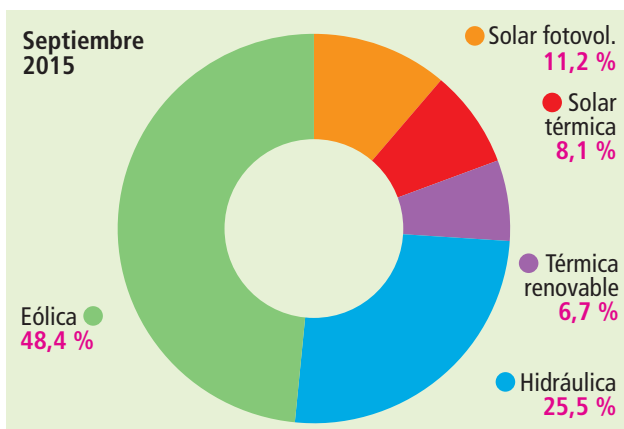


(1) Incluye eólica, hidráulica convencional, resto de hidráulica, solar fotovoltaica, solar térmica y térmica renovable. No incluye la generación bombeo.

7.1 Evolución de la energía renovable



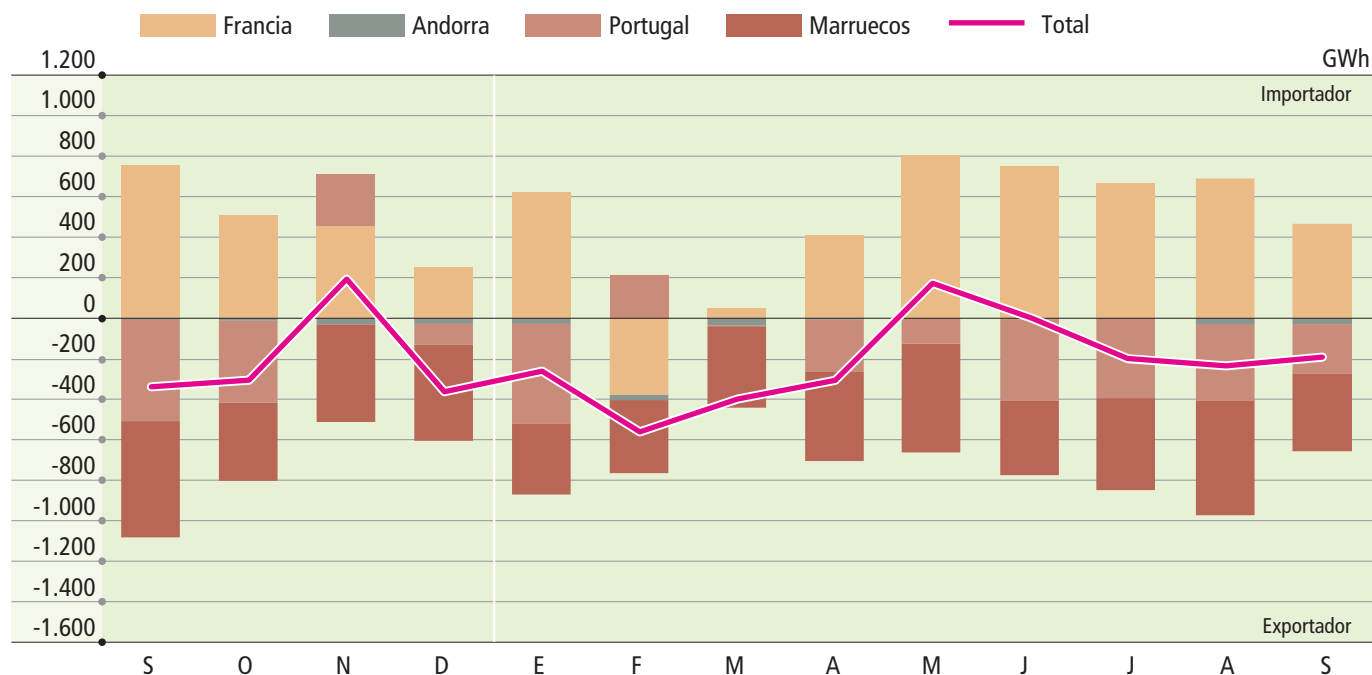
7.2 Estructura de la generación de energía renovable



8. Intercambios internacionales



8.1 Saldo físico de intercambios por frontera



8.2 Intercambios internacionales programados por tipo de transacción e interconexión (GWh)

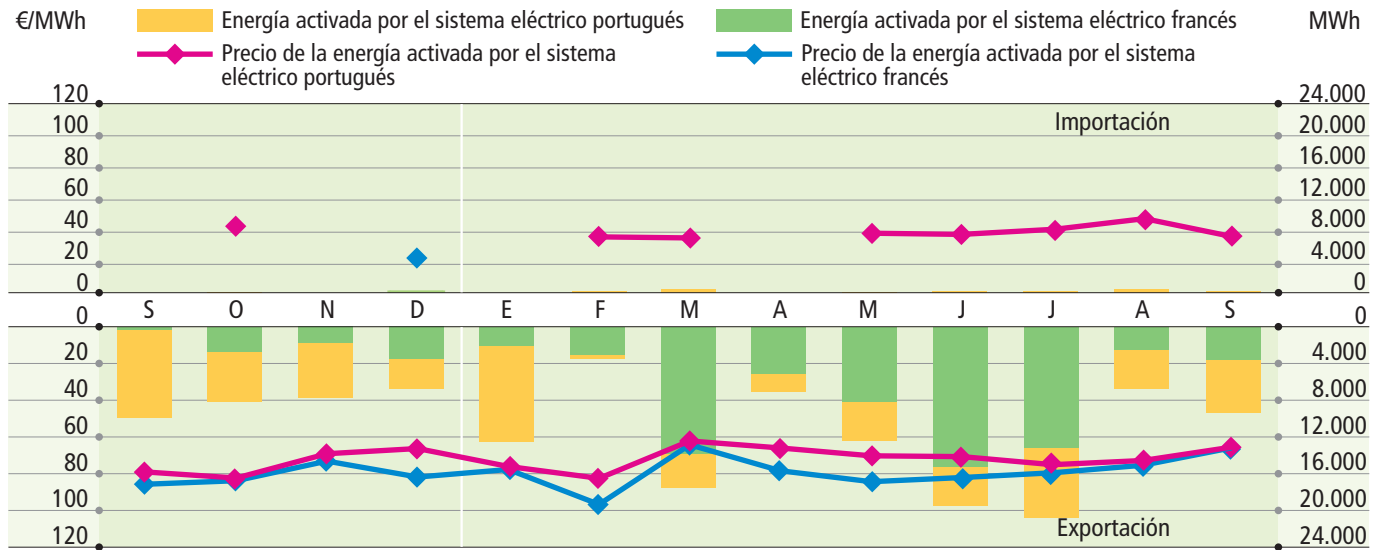
	Mercados (MD+MI) + Contratos bilaterales		Servicios transfronterizos de balance ⁽¹⁾		Acciones coordinadas de balance		Intercambios de apoyo		Total		Saldo
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	
Andorra	-	-28	-	-	-	-	-	-	-	-28	-28
Francia ⁽¹⁾	496	-24	-	-6	-	-	-	-	496	-30	466
Marruecos	2	-373	-	-	-	-	-	-	2	-373	-371
Portugal	134	-364	1	-12	-	-	-	-	134	-376	-242
Total	632	-789	1	-18	0	0	0	0	632	-807	-175

Desde el 13 de mayo de 2014 quedan totalmente acoplados los mercados del Suroeste y del Noroeste de Europa (SWE y NWE, respectivamente). Desde ese día el intercambio con Francia pasa en el horizonte diario a ser asignado de forma implícita mediante el sistema de acoplamiento de mercados, PCR, en sustitución de las subastas explícitas diarias coordinadas aplicadas desde 2006. Se siguen manteniendo en la frontera con Francia las subastas para el resto de horizontes.

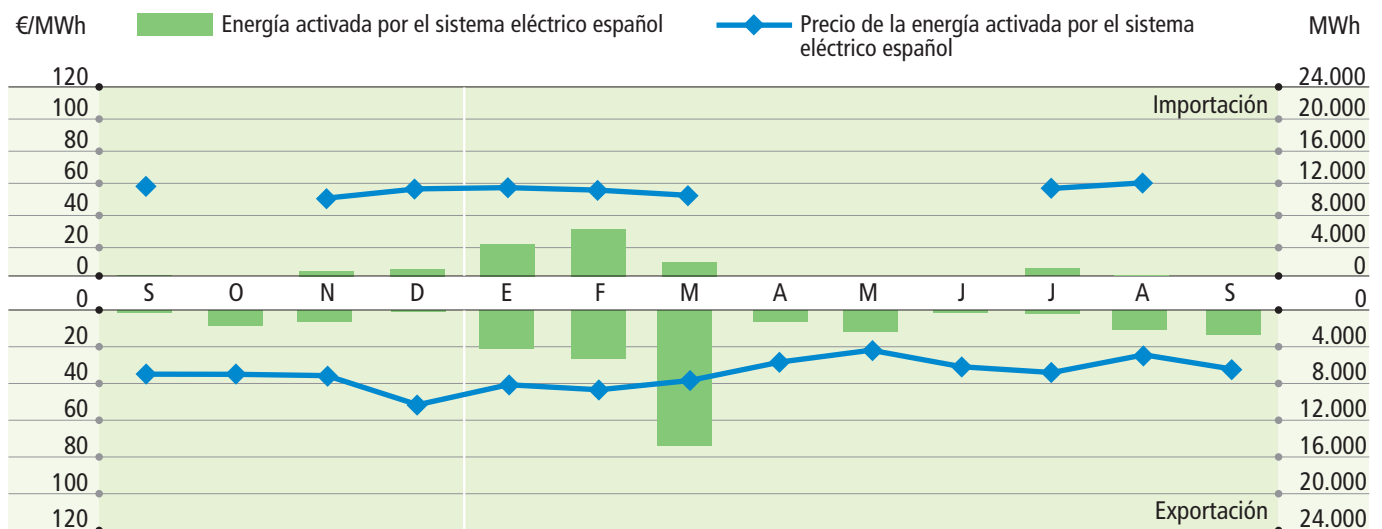
(1) Desde junio de 2014 funcionan los servicios transfronterizos de balance en la región Suroeste de Europa (SWE), que usan la capacidad de intercambio entre sistemas que queda vacante tras el ajuste de los programas de intercambios comerciales en el horizonte intradiario.



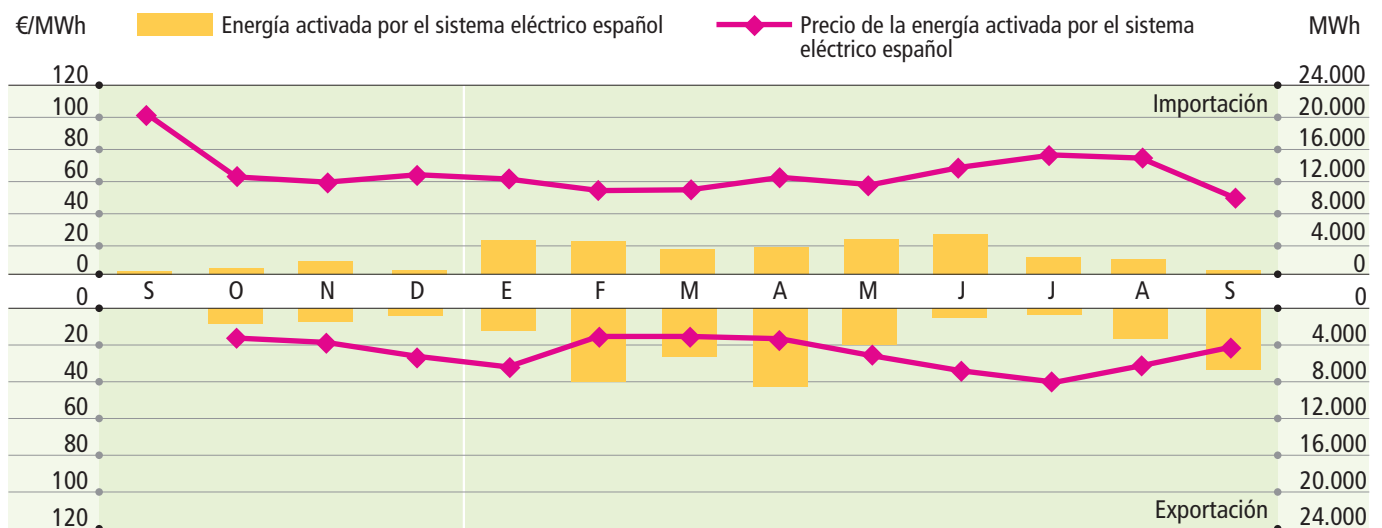
8.3 Energía y precios de servicios transfronterizos de balance activados por los sistemas eléctricos externos



8.4 Energía y precios de servicios transfronterizos de balance activados por el sistema eléctrico español a través de la interconexión con Francia

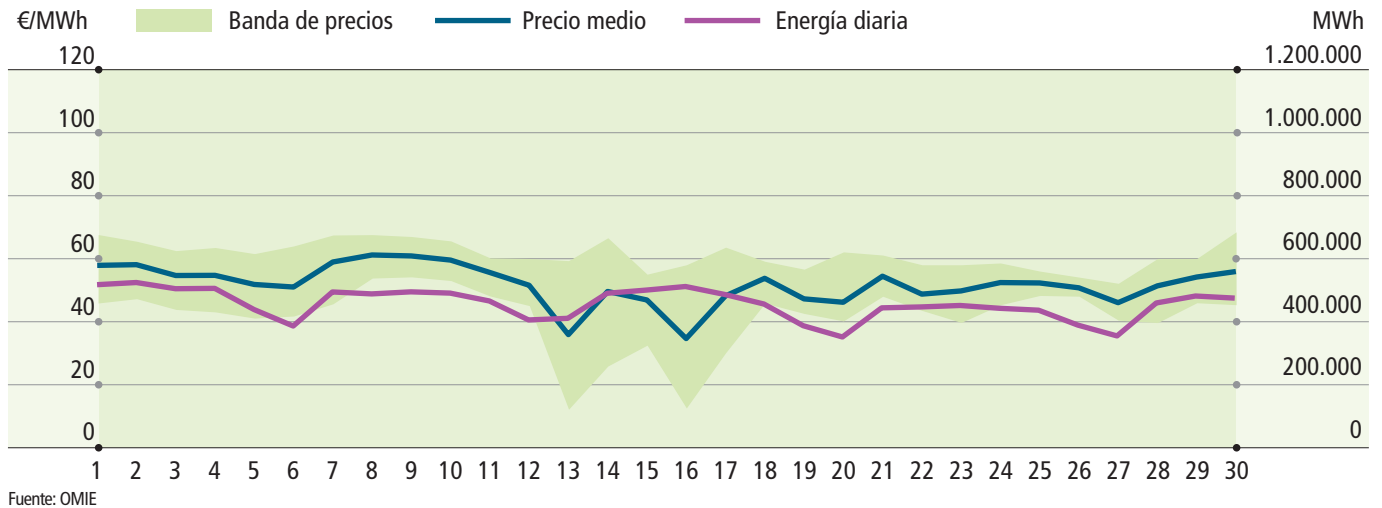


8.5 Energía y precios de servicios transfronterizos de balance activados por el sistema eléctrico español a través de la interconexión con Portugal

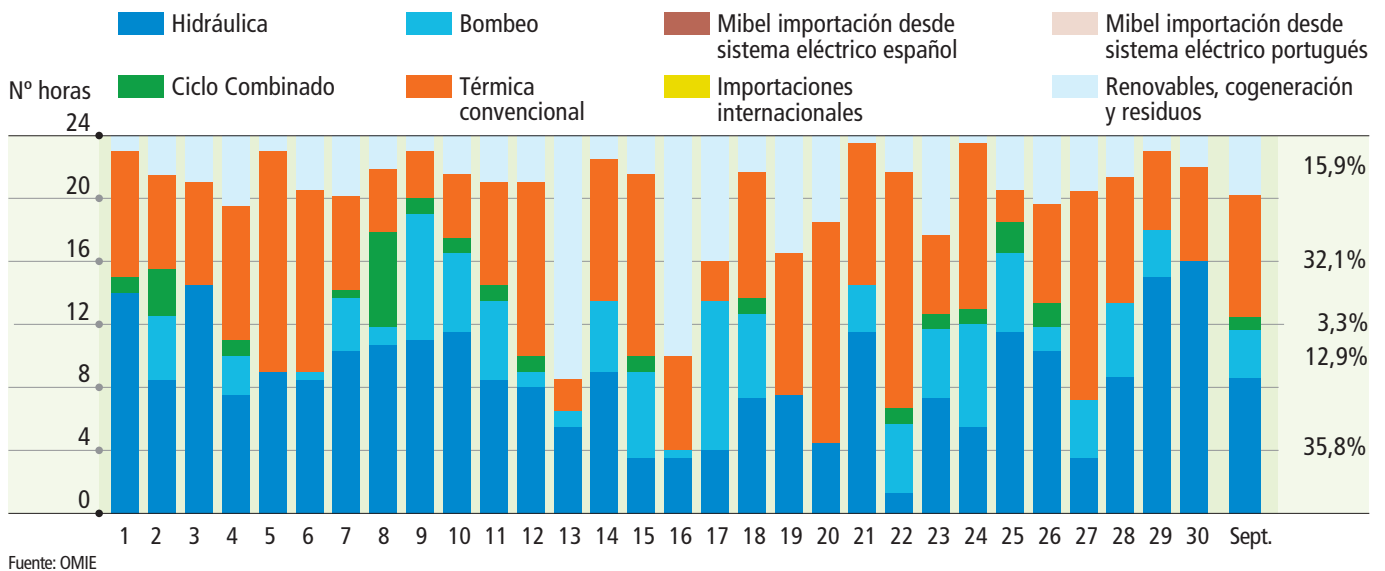




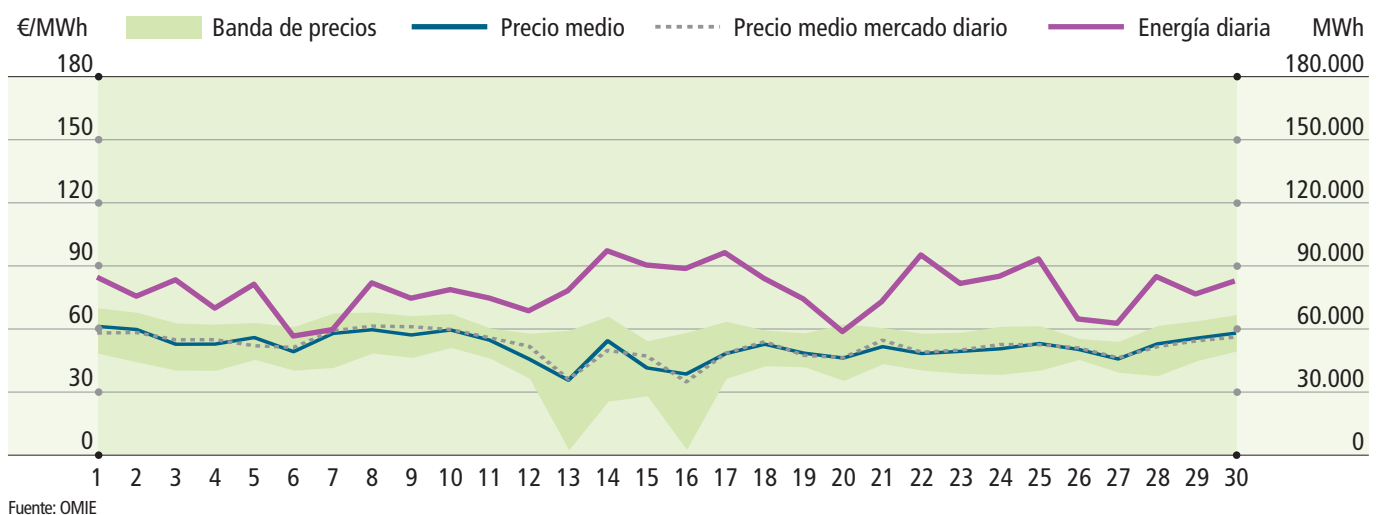
9.4 Mercado diario: precio y energía



9.5 Mercado diario: participación de cada tecnología en la fijación del precio marginal

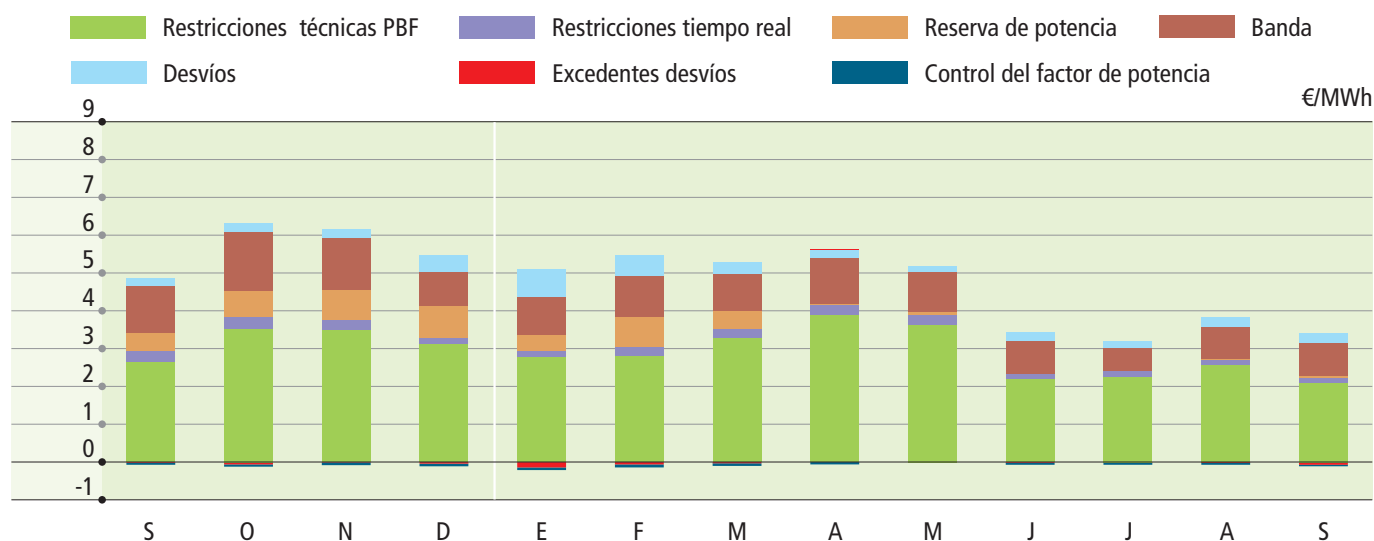


9.6 Mercado intradiario: precio y energía





9.7 Repercusión de las restricciones técnicas y los mercados de ajuste en el precio final medio

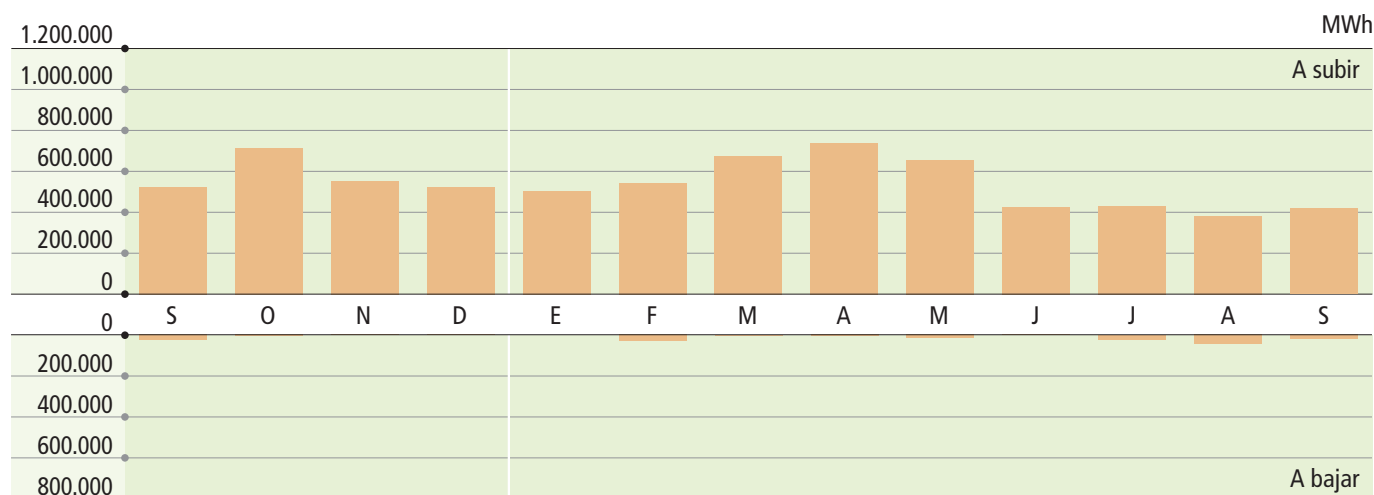


9.8 Energía y precios medios ponderados gestionados por el operador del sistema⁽¹⁾

	Energía (MWh)		Precio (€/MWh)	
	a subir	a bajar	a subir	a bajar
Restricciones técnicas (PBF) ⁽²⁾	417.997	21.833	147,69	54,65
Reserva de potencia adicional a subir ⁽³⁾	45.666	-	-	-
Banda de regulación secundaria ⁽⁴⁾	680	502	18,79	
Regulación secundaria	88.611	111.129	51,44	39,49
Regulación terciaria	164.489	179.521	58,16	33,23
Gestión de desvíos	42.849	58.372	55,37	42,32
Restricciones en tiempo real	21.838	92.039	119,44	33,69

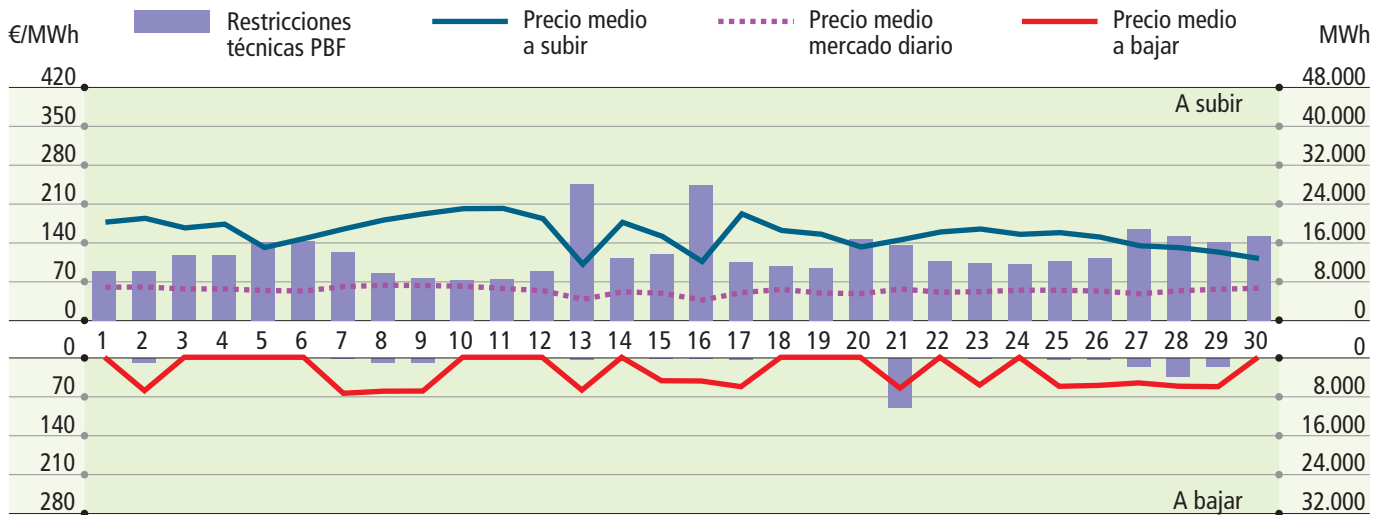
- (1) No incluye las energías asociadas a los servicios transfronterizos de balance.
(2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PDBF (P.O.3.2).
(3) Volumen total mensual (MW). Precio horario medio (€/MWh).
(4) Potencia horaria media (MW). Precio horario medio (€/MWh).

9.9 Energía programada por restricciones técnicas (Fase 1)

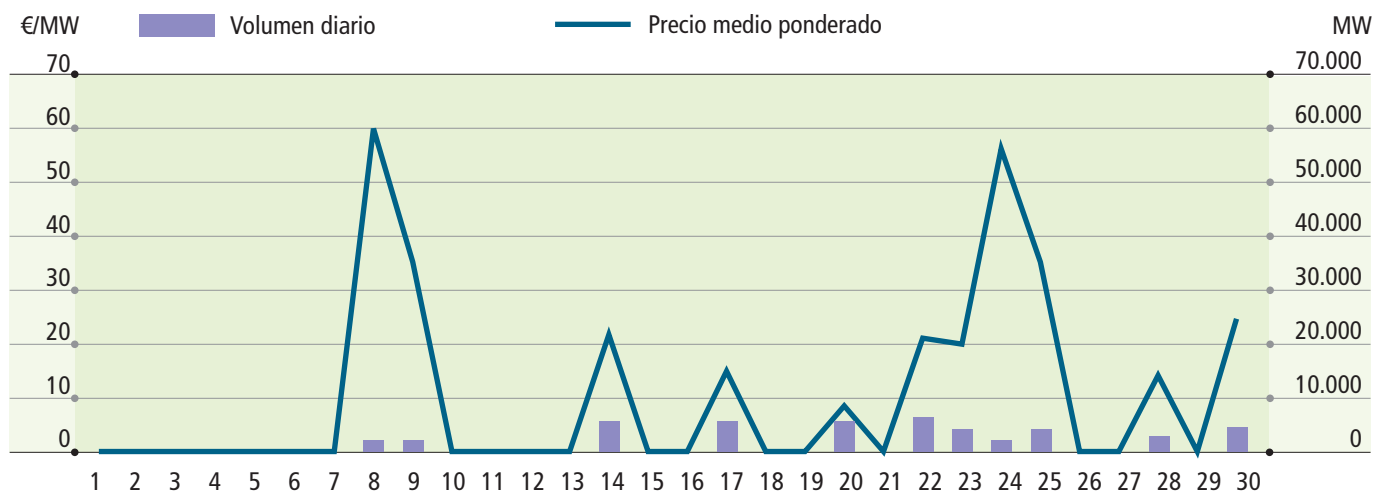




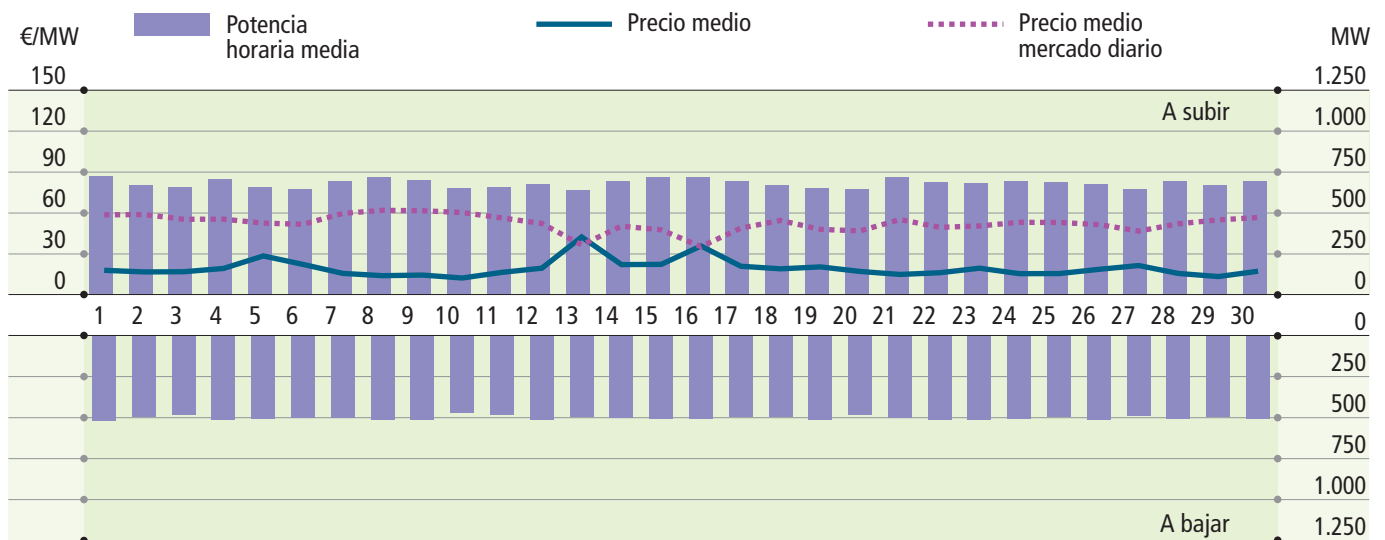
9.10 Solución de restricciones técnicas (Fase 1)



9.11 Reserva de potencia adicional a subir asignada

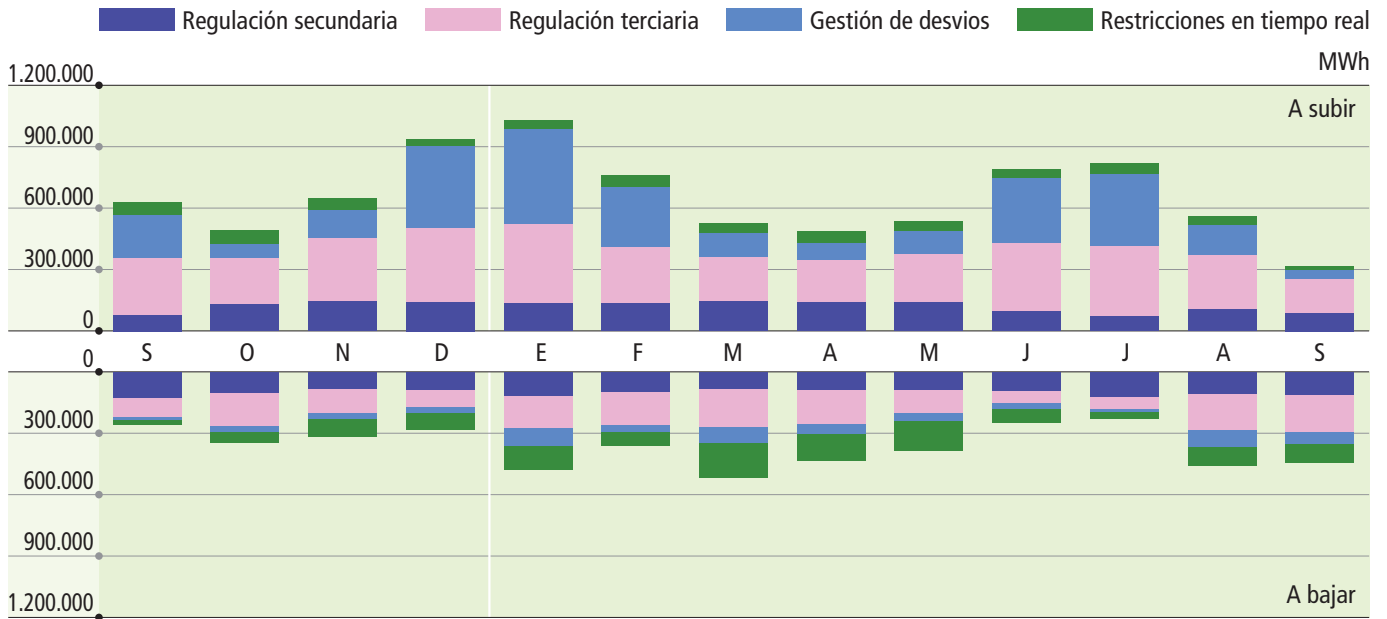


9.12 Banda de regulación secundaria

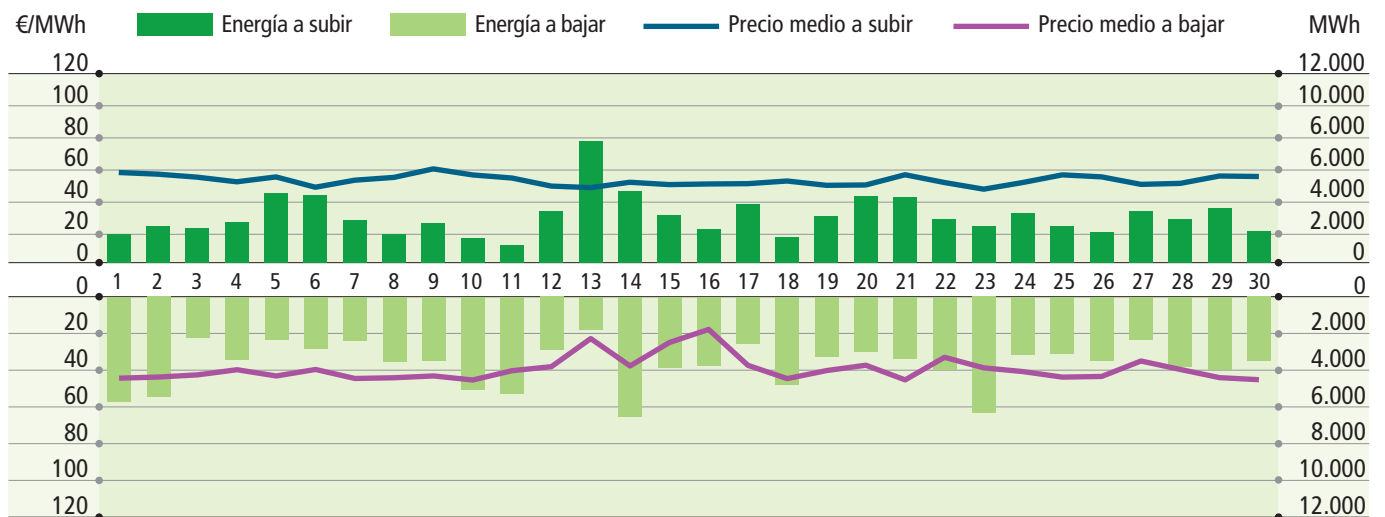




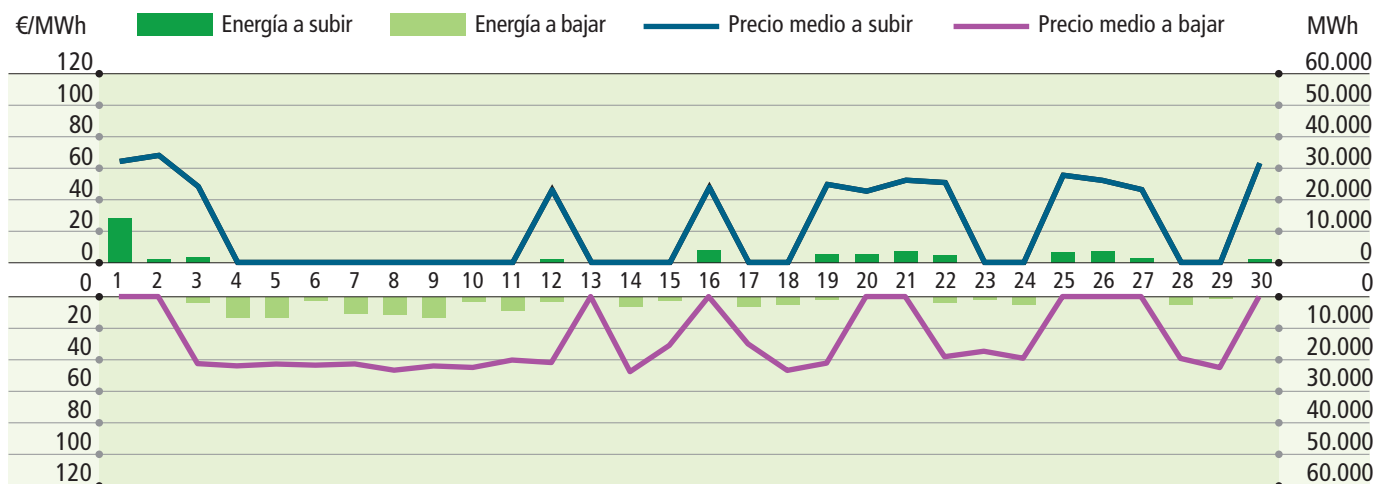
9.13 Energía gestionada en los mercados de ajuste



9.14 Regulación secundaria

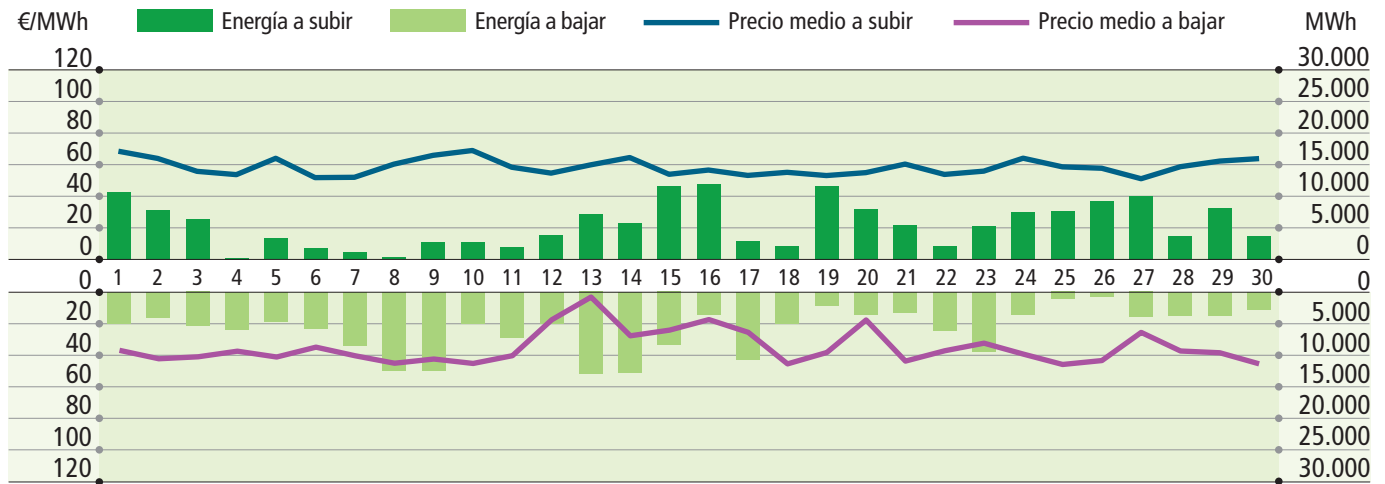


9.15 Gestión de desvíos

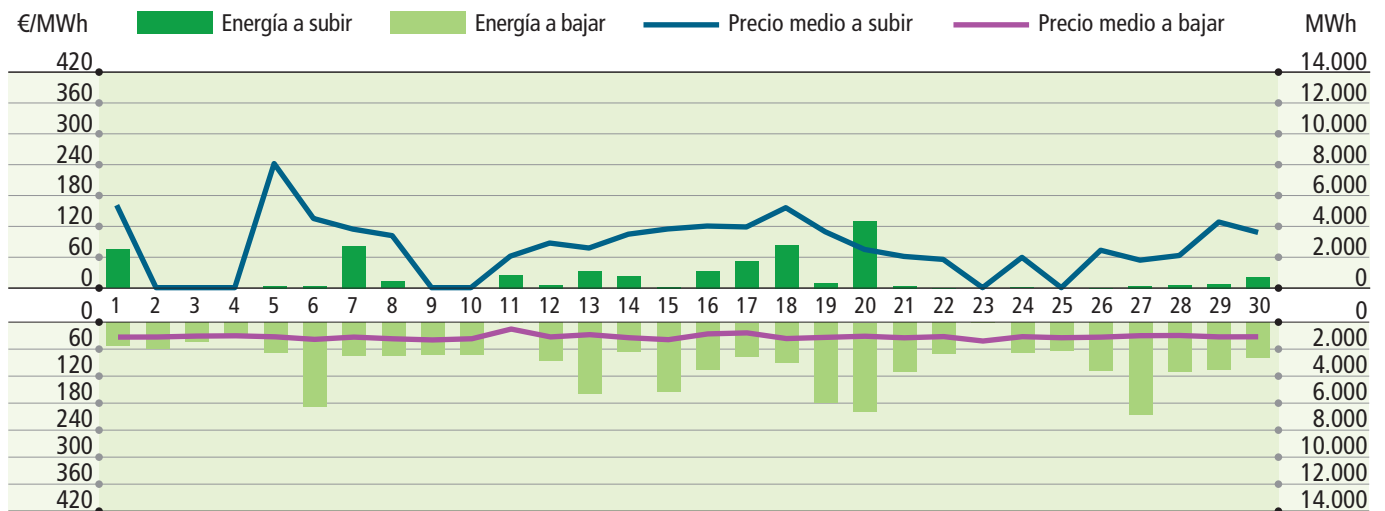




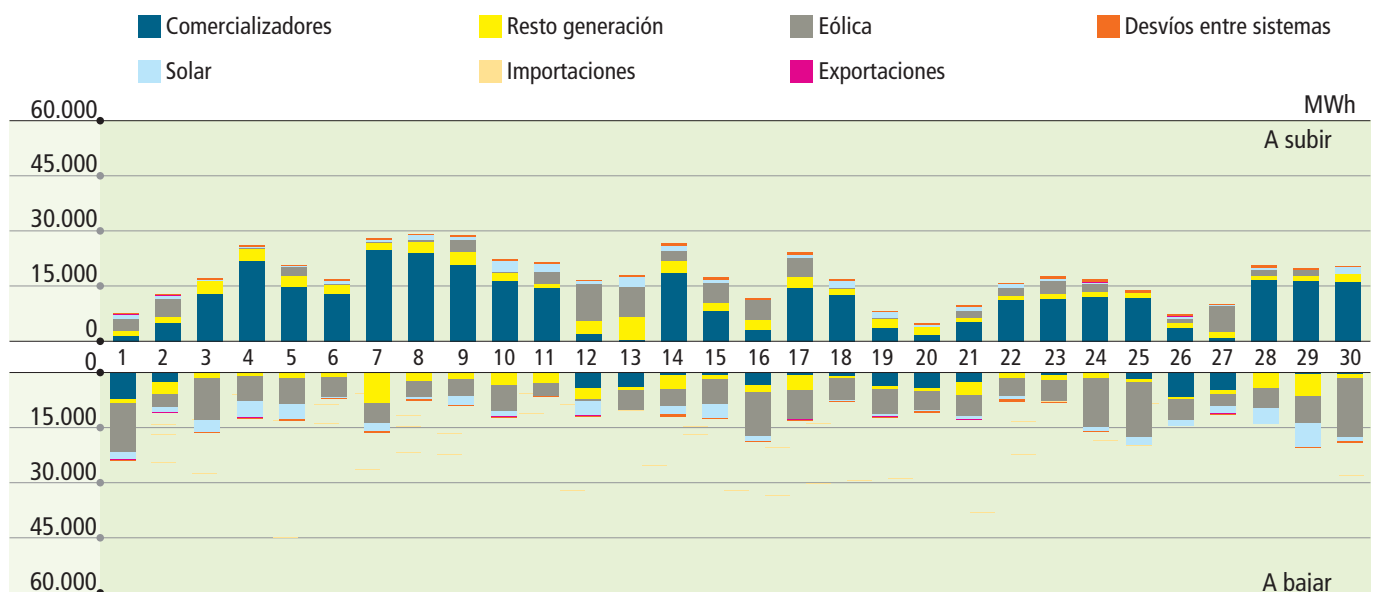
9.16 Regulación terciaria



9.17 Restricciones en tiempo real

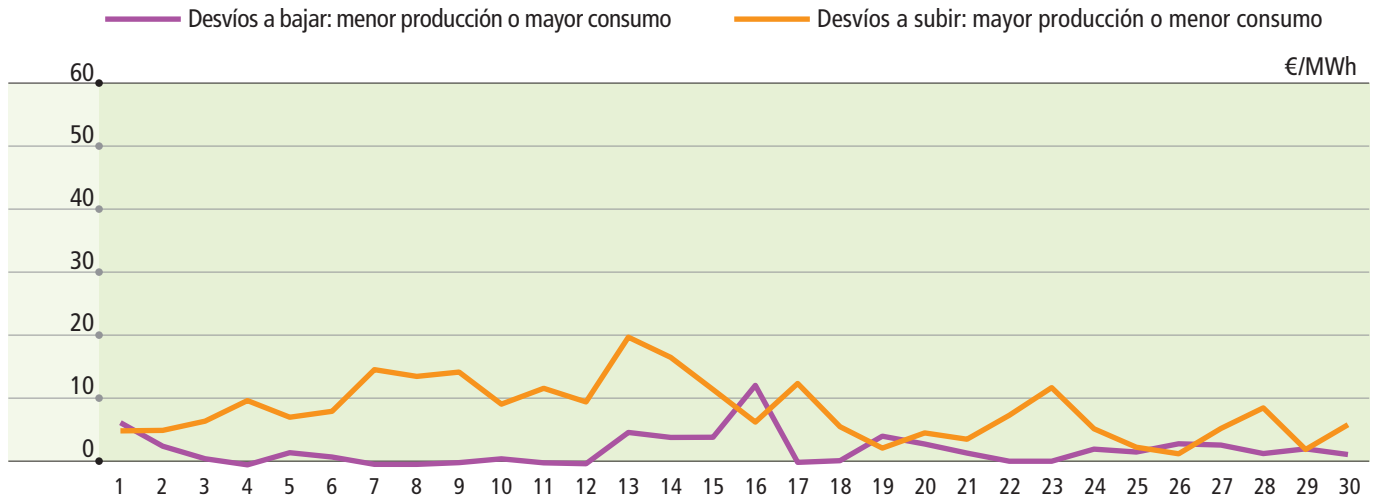


9.18 Desvíos netos medidos por tecnologías

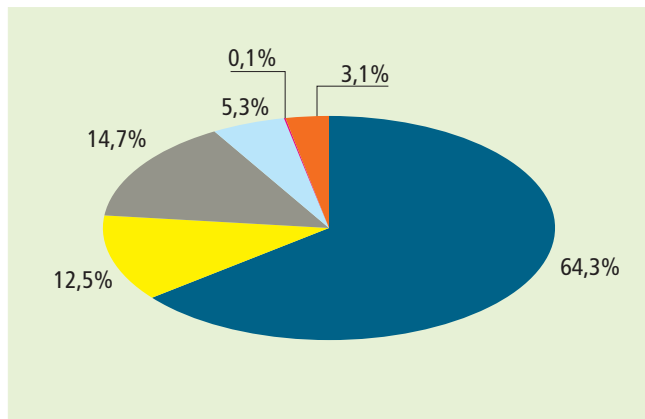




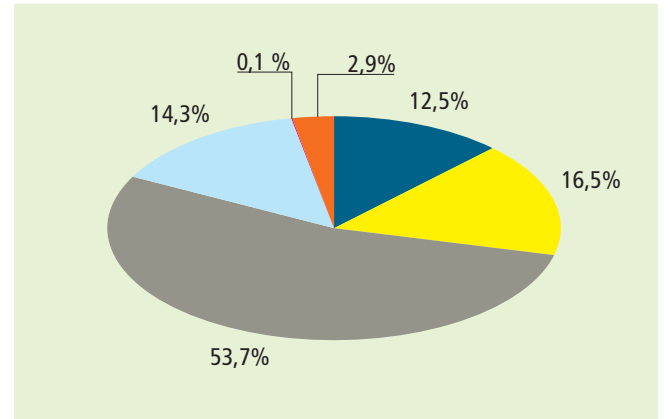
9.19 Coste medio de los desvíos



9.20 Desvío netos medidos a subir por tecnologías



Desvíos netos medidos a bajar por tecnologías



■ Comercializadores
 ■ Resto generación
 ■ Eólica
 ■ Solar
 ■ Importaciones
 ■ Exportaciones
 ■ Desvíos entre sistemas

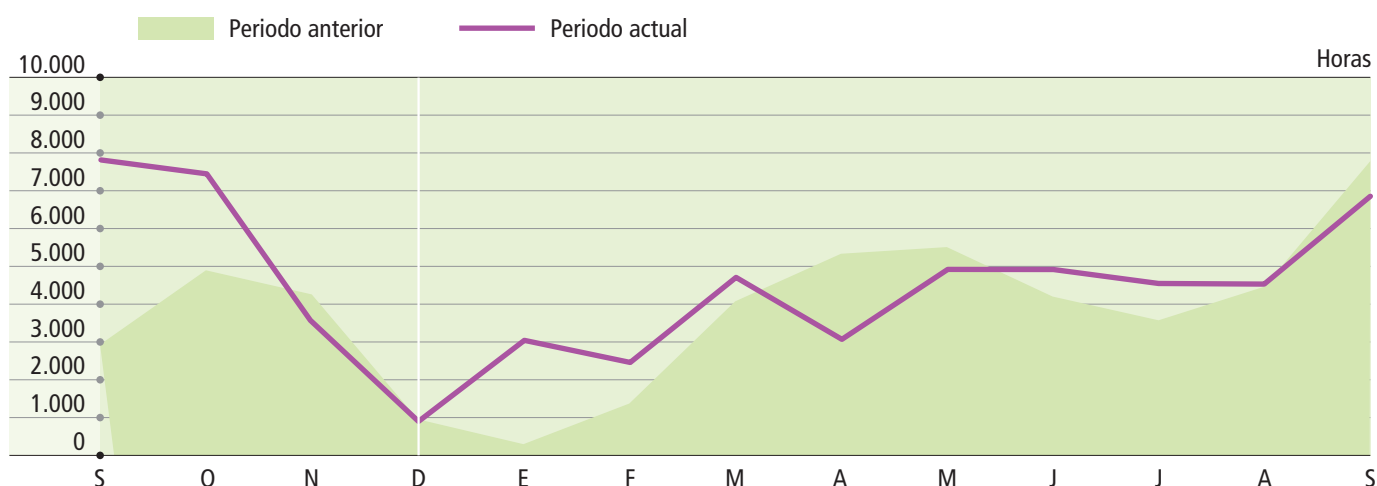
10. Gestión de la red de transporte



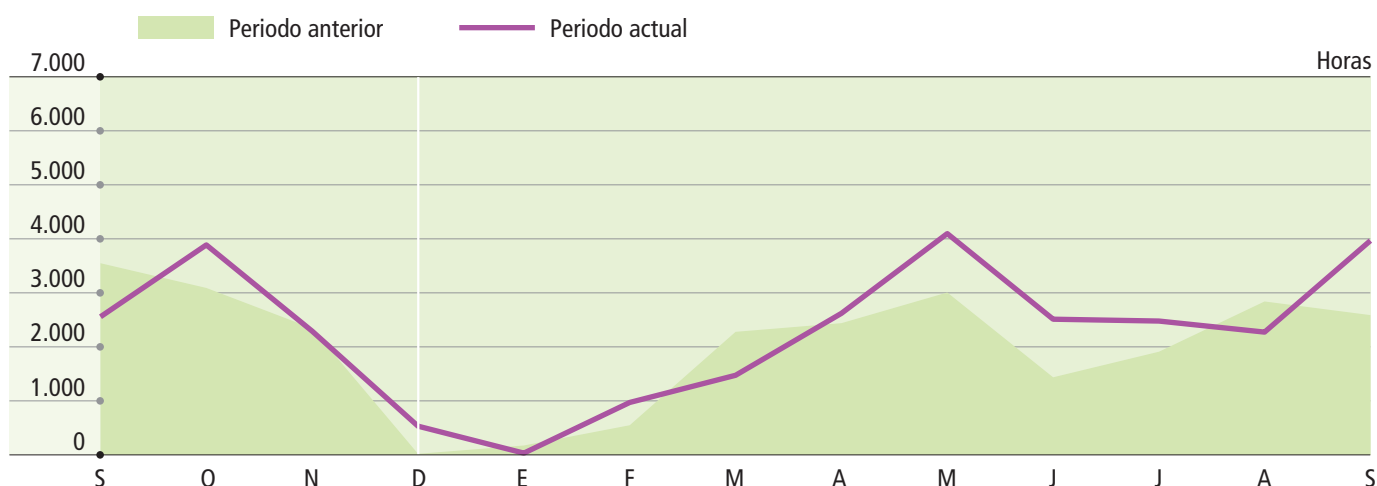
10.1 Instalaciones de la red de transporte

		400 kV	≤ 220 kV	Total
Líneas aéreas	Longitud (km de circuito)	21.009	18.072	39.081
Subestaciones	Posiciones	1.423	3.087	4.510
Transformación	Número de unidades	152	1	153
	Capacidad (MVA)	79.208	63	79.271
Reactancias	Número de unidades	45	52	97
	Capacidad (MVar)	6.500	3.214	9.714
Condensadores	Número de unidades	2	11	13
	Capacidad (MVar)	200	1.100	1.300
Cable submarino	Longitud (km de circuito)	29	236	265
Cable subterráneo	Longitud (km de circuito)	88	483	572

10.2 Descargos en líneas por mantenimiento



10.3 Descargos en subestaciones por mantenimiento





10.4 Disponibilidad de la red de transporte

	Septiembre 2015 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Disponibilidad de la red de transporte	96,97	97,81	97,86

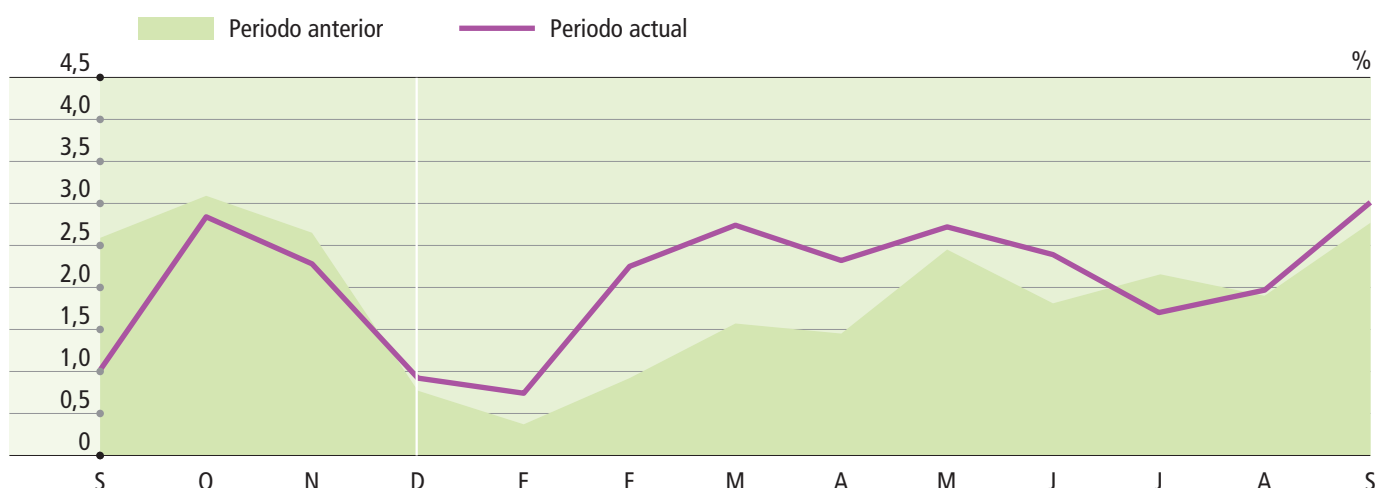
10.5 Causas de indisponibilidad de la red de transporte

	Septiembre 2015 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Mantenimiento preventivo y predictivo	1,07	0,56	0,57
Causas ajenas al mantenimiento	1,88	1,40	1,32
Mantenimiento correctivo	0,06	0,22	0,24
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,01	0,01	0,01
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,12	0,16	0,20
Sin clasificar ⁽¹⁾	0,00	0,00	0,00
Total ⁽²⁾	3,03	2,19	2,14

(1) Datos facilitados por otros transportistas pendientes de clasificar.

(2) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones de terceros.
Datos provisionales pendientes de auditoría.

10.6 Evolución de la indisponibilidad de la red de transporte



Datos provisionales pendientes de auditoría.

10.7 Calidad de servicio: ENS y TIM de la red de transporte

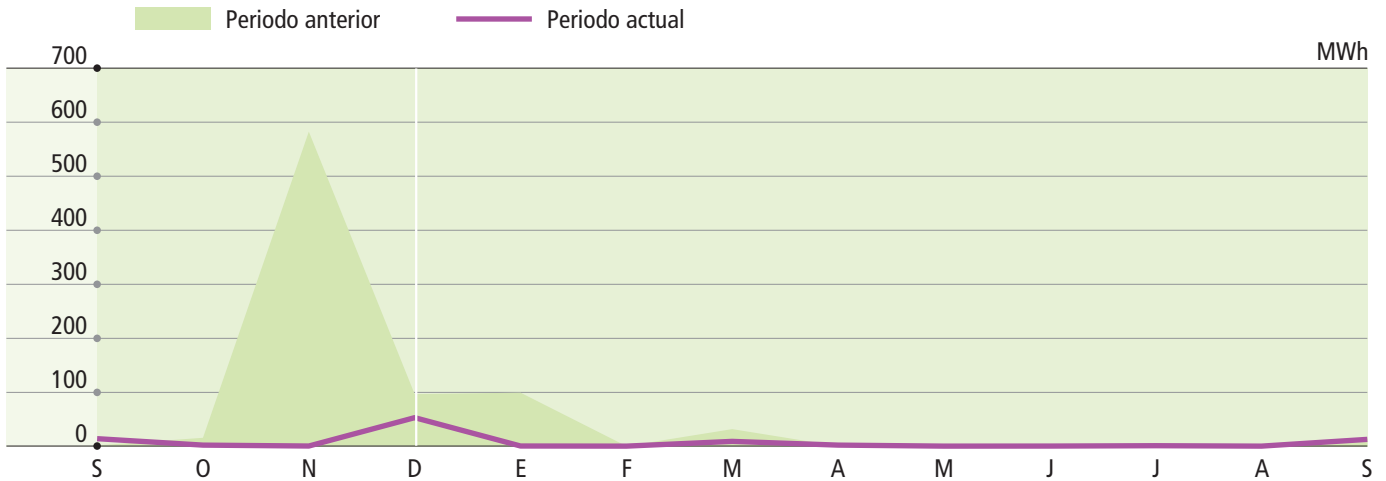
	Septiembre 2015	Acumulado anual	Año móvil
Energía no suministrada (MWh)	12,53	24,35	79,13
Tiempo de interrupción medio (min.)	0,028	0,051	0,222

Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.

Datos provisionales pendientes de auditoría.



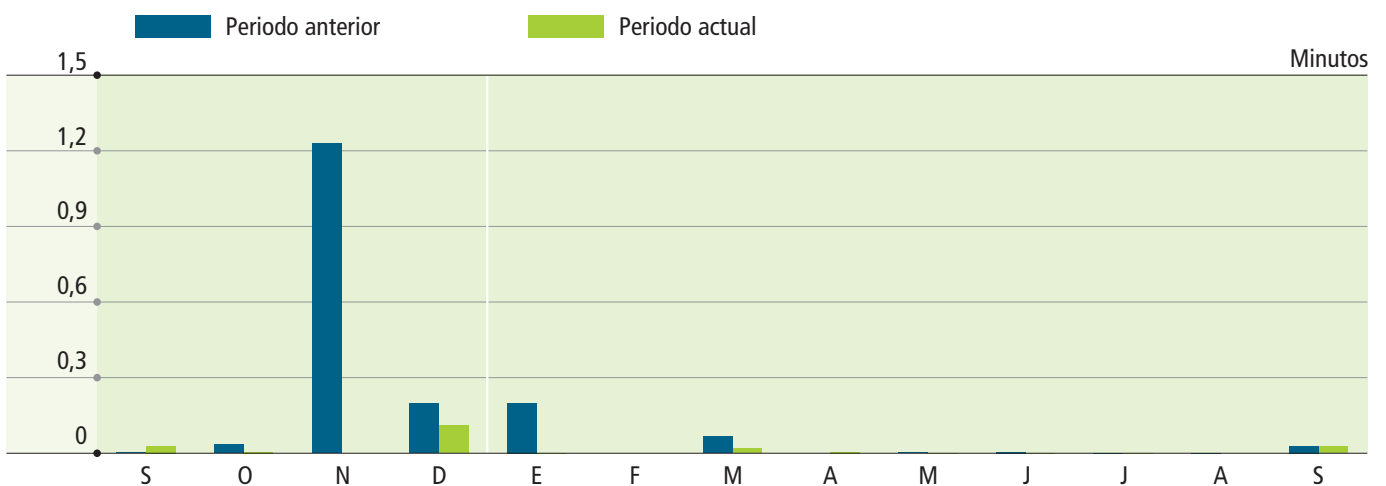
10.8 Evolución de la energía no suministrada de la red de transporte



Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.

Datos provisionales pendientes de auditoría.

10.9 Evolución del tiempo de interrupción medio de la red de transporte



Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso.

Datos provisionales pendientes de auditoría.

11. Sistema eléctrico Islas Baleares



11.1 Balance de energía eléctrica Islas Baleares ⁽¹⁾

	Potencia ⁽²⁾	Septiembre 2015		Acumulado anual		Año móvil ⁽³⁾	
	MW	MWh	% 15/14	MWh	% 15/14	MWh	% 15/14
Carbón	510	218.008	-13,3	1.745.849	-10,5	2.211.916	-12,4
Motores diesel	199	74.374	3,3	615.454	15,3	776.065	13,8
Turbina de gas	678	55.353	-18,2	464.271	-2,7	583.570	-4,6
Fuel + gas	877	129.727	-7,1	1.079.725	6,8	1.359.635	5,1
Ciclo combinado ⁽⁴⁾	934	35.933	97,1	545.990	96,6	726.328	71,5
Generación auxiliar ⁽⁵⁾	9	2.660	37,1	10.874	41,3	10.875	41,3
Consumos generación ⁽⁶⁾	-	-20.736	-28,0	-227.862	0,2	-297.611	-1,4
Eólica	4	534	118,8	4.320	3,8	6.024	2,1
Solar fotovoltaica	78	9.400	-9,1	98.436	-1,8	120.897	0,2
Térmica renovable	2	87	-5,3	1.428	-1,6	1.920	15,0
Cogeneración y resto	86	29.222	-4,9	238.308	16,2	314.653	19,8
Generación neta	-	404.834	-4,5	3.497.067	5,0	4.454.636	2,7
Enlace Peninsular-Baleares ⁽⁷⁾	-	119.692	-18,5	1.070.738	4,0	1.339.139	2,0
Demanda transporte (b.c.)	2.498	524.526	-8,1	4.567.805	4,8	5.793.775	2,5

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de eólica, solar fotovoltaica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

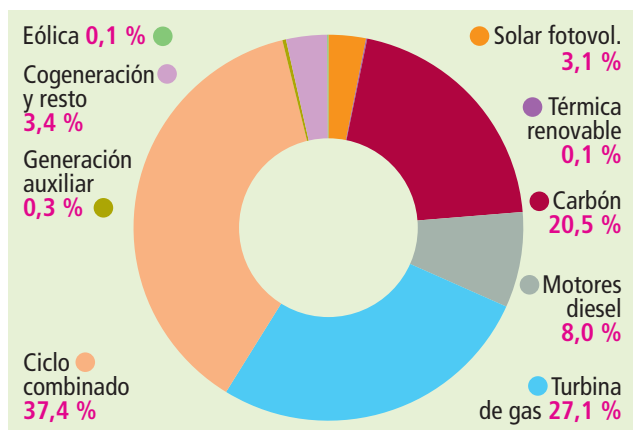
(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

(5) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

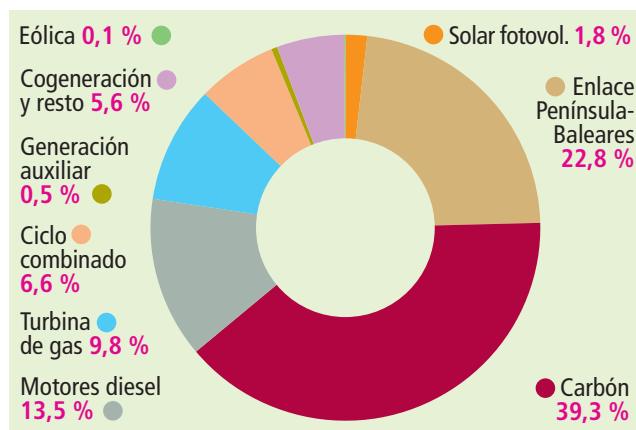
(6) Consumos en generación correspondientes a la producción con carbón, fuel+gas y ciclo combinado.

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

11.2 Estructura de potencia instalada Islas Baleares a 30 de Septiembre 2015



11.3 Cobertura de la demanda. Islas Baleares. Septiembre 2015.



11.4 Máxima demanda horaria y diaria Islas Baleares

Demanda horaria (MWh) ■ Invierno (ene.-may./oct.-dic.) ■ Verano (junio-septiembre) ■ Demanda diaria (MWh)





11.5 Disponibilidad de la red de transporte. Islas Baleares

	Septiembre 2015 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Disponibilidad	98,86	97,73	97,66

Datos provisionales pendientes de auditoría.

11.6 Causas de indisponibilidad de la red de transporte. Islas Baleares

	Septiembre 2015 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,12	0,23	0,29
Causas ajenas al mantenimiento	1,00	1,99	2,00
Mantenimiento correctivo	0,02	0,03	0,03
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,00	0,02	0,02
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,00	0,18	0,14
Sin clasificar ⁽¹⁾	0,00	0,00	0,00
Total ⁽²⁾	1,14	2,27	2,34

(1) Datos facilitados por otros transportistas pendientes de clasificar.

(2) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones de terceros.

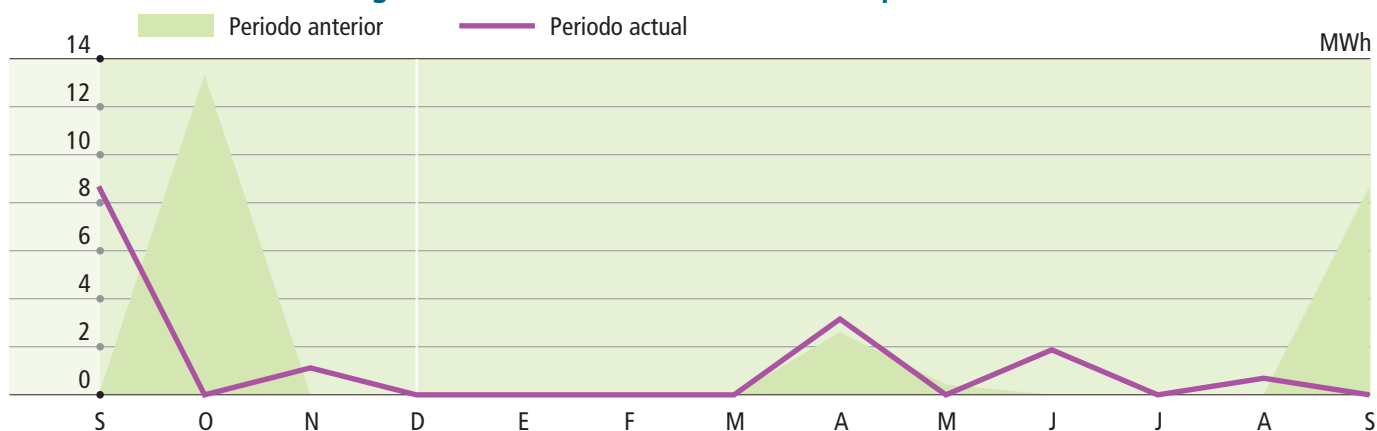
Datos provisionales pendientes de auditoría.

11.7 Calidad de servicio de la red de transporte. Islas Baleares

	Septiembre 2015	Acumulado anual	Año móvil
Energía no suministrada (MWh)	0,00	5,71	6,83
Tiempo de interrupción medio (min.)	0,000	0,491	0,620

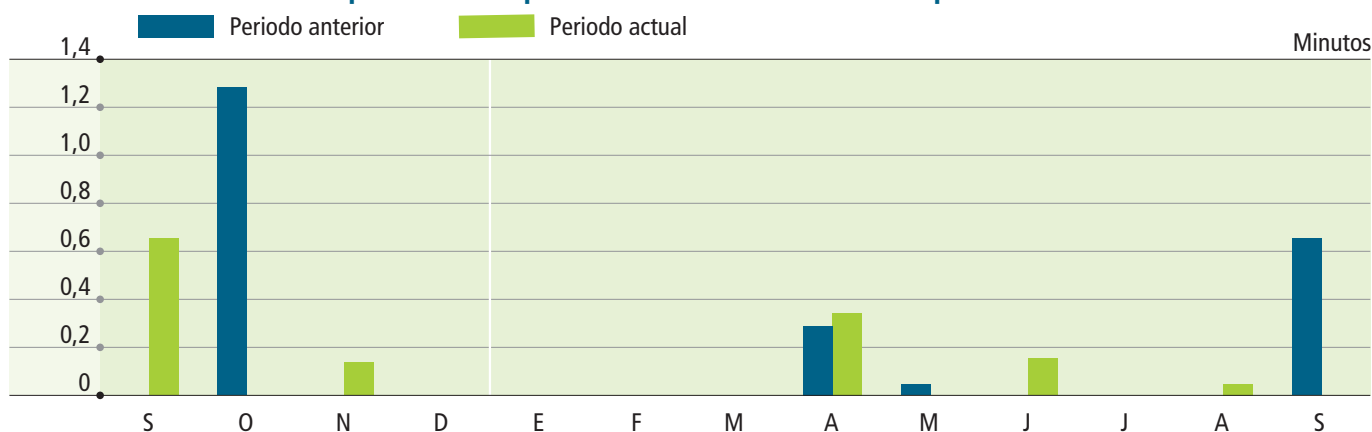
Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. Datos provisionales pendientes de auditoría.

11.8 Evolución de la energía no suministrada de la red de transporte. Islas Baleares



Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. Datos provisionales pendientes de auditoría.

11.9 Evolución del tiempo de interrupción medio de la red de transporte. Islas Baleares



Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. Datos provisionales pendientes de auditoría.

12. Sistema eléctrico Islas Canarias



12.1 Balance de energía eléctrica Islas Canarias ⁽¹⁾

	Potencia ⁽²⁾	Septiembre 2015		Acumulado anual		Año móvil ⁽³⁾	
	MW	MWh	% 15/14	MWh	% 15/14	MWh	% 15/14
Hidráulica	1	0	-	0	-	0	-
Motores diesel	566	215.638	11,6	1.738.646	2,3	2.304.553	1,4
Turbina de gas	638	30.947	-39,5	266.050	3,5	381.009	7,0
Turbina de vapor	520	235.977	32,1	1.846.880	9,1	2.435.324	1,4
Fuel + Gas	1.724	482.562	14,1	3.851.576	5,5	5.120.886	1,8
Ciclo combinado ⁽⁴⁾	918	271.312	-17,0	2.345.006	-5,6	3.262.433	-0,1
Generación auxiliar ⁽⁵⁾	-	0	-	0	-	0	-
Consumos generación ⁽⁶⁾	-	-39.203	9,6	-322.755	2,3	-432.354	1,6
Hidroeléctrica	12	690	326,9	6.466	1.256,5	7.061	1.381,3
Resto hidráulica	0,5	288	-2,7	2.657	-0,4	3.467	-2,9
Eólica	154	18.690	49,7	355.255	7,7	415.881	2,9
Solar fotovoltaica	166	20.554	-4,0	219.990	-3,7	273.800	-3,6
Térmica renovable	3	897	105,7	5.643	-10,4	7.956	-2,7
Cogeneración y resto	33	0	-	0	-	0	-
Generación neta	-	755.790	0,9	6.463.838	1,2	8.659.130	1,0
Demanda transporte (b.c.)	3.011	755.790	0,9	6.463.838	1,2	8.659.130	1,0

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, térmica renovable y cogeneración y resto.

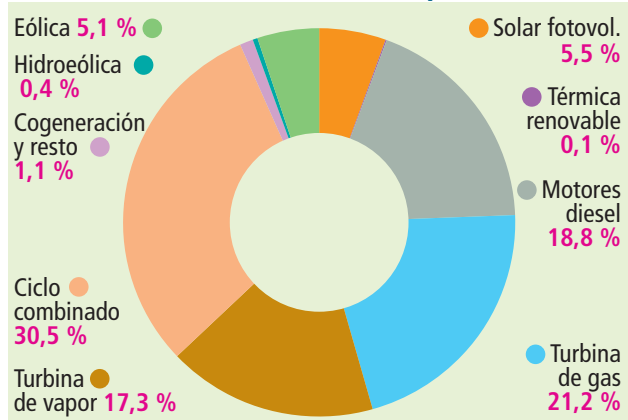
(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Utiliza fuel y gasoil como combustible principal. Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

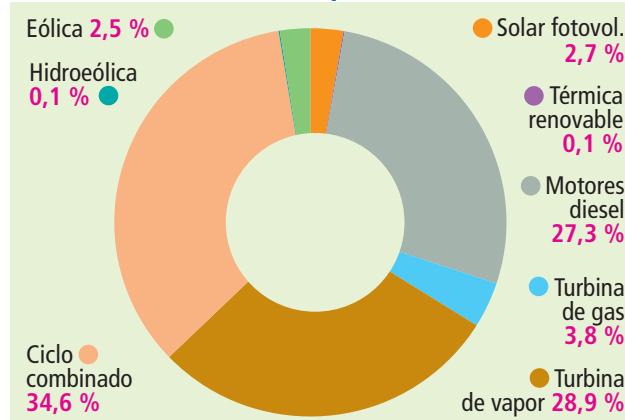
(5) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

(6) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, fuel+gas y ciclo combinado.

12.2 Estructura de potencia instalada Islas Canarias a 30 de septiembre de 2015

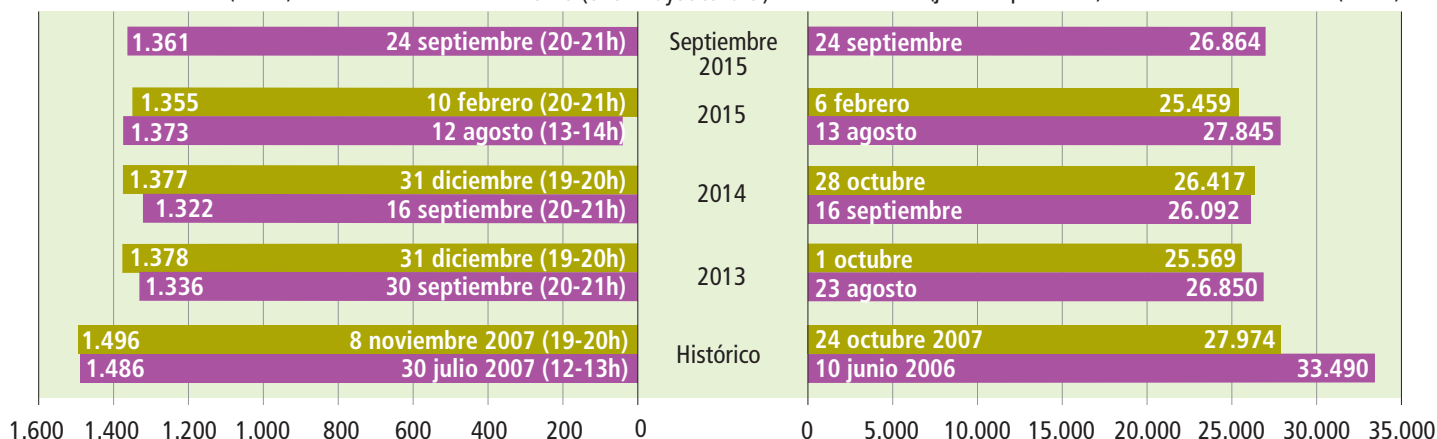


12.3 Cobertura de la demanda. Islas Canarias. Septiembre 2015



12.4 Máxima demanda horaria y diaria Islas Canarias

Demanda horaria (MWh) ■ Invierno (ene.-may./oct.-dic.) ■ Verano (junio-septiembre) Demanda diaria (MWh)





12.5 Disponibilidad de la red de transporte. Islas Canarias

	Septiembre 2015 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Disponibilidad	96,95	96,35	96,84

Datos provisionales pendientes de auditoría.

12.6 Causas de indisponibilidad de la red de transporte. Islas Canarias

	Septiembre 2015 %	Acumulado anual %	Año móvil %
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,32	0,64	0,68
Causas ajenas al mantenimiento	1,09	1,24	1,14
Mantenimiento correctivo	1,65	1,77	1,34
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,00	0,00	0,00
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,11	0,13	0,18
Sin clasificar	0,00	0,00	0,00
Total ⁽¹⁾	3,05	3,65	3,16

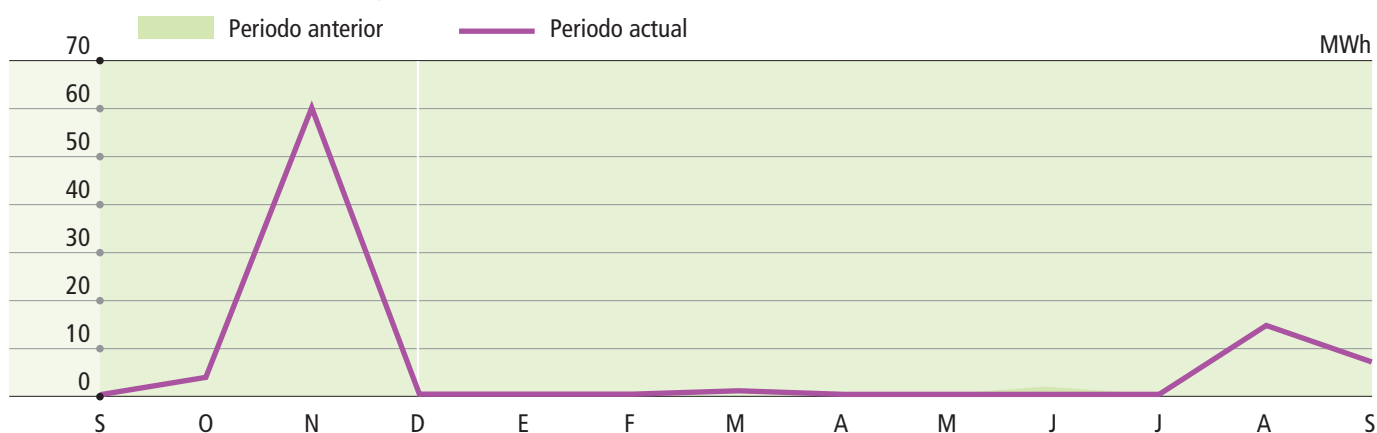
(1) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones de terceros. Datos provisionales pendientes de auditoría.

12.7 Calidad de servicio de la red de transporte. Islas Canarias

	Septiembre 2015	Acumulado anual	Año móvil
Energía no suministrada (MWh)	6,67	21,05	84,53
Tiempo de interrupción medio (min.)	0,381	1,280	5,131

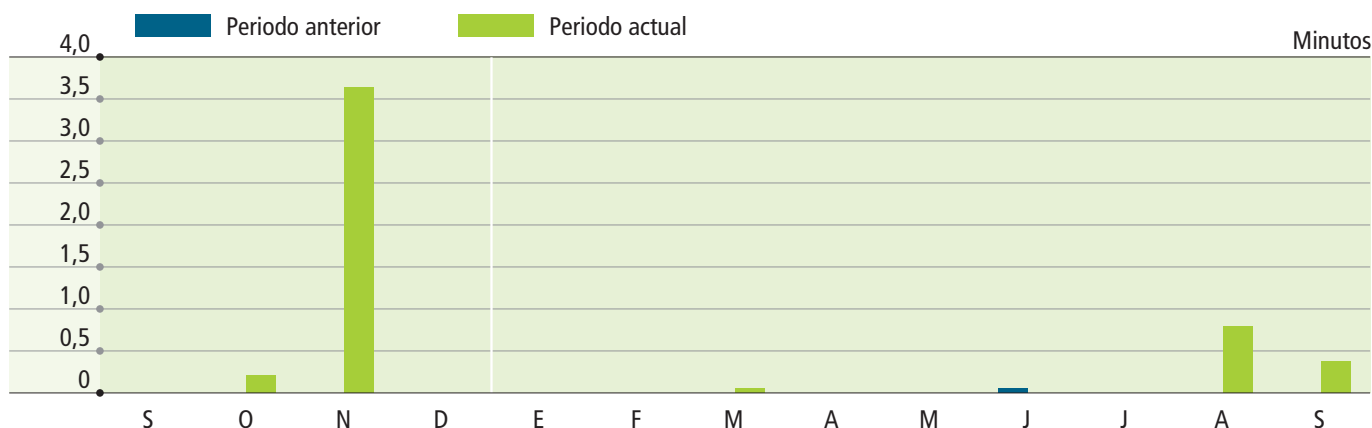
Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. Datos provisionales pendientes de auditoría.

12.8 Evolución de la energía no suministrada de la red de transporte. Islas Canarias



Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. Datos provisionales pendientes de auditoría.

12.9 Evolución del tiempo de interrupción medio de la red de transporte. Islas Canarias



Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. Datos provisionales pendientes de auditoría.

13. Sistema eléctrico Ceuta



13.1 Balance de energía eléctrica de Ceuta ⁽¹⁾

	Potencia MW	Septiembre 2015		Acumulado anual		Año móvil ⁽²⁾	
		MWh	% 15/14	MWh	% 15/14	MWh	% 15/14
Motores diesel	83	18.579	-7,9	167.085	-3,0	225.760	-1,8
Turbina de gas	16	1	-	464	465,3	474	355,3
Fuel + gas	99	18.579	-7,9	167.548	-2,8	226.233	-1,6
Consumos generación ⁽³⁾	-	-1.066	-35,5	-11.335	-19,1	-16.135	-13,5
Generación neta	-	17.513	-5,4	156.213	-1,4	210.098	-0,6
Demanda transporte (b.c.)	99	17.513	-5,4	156.213	-1,4	210.098	-0,6

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(3) Consumos en generación correspondientes a la producción con fuel+gas.

13.2 Máxima demanda horaria y diaria Ceuta



14. Sistema eléctrico Melilla



14.1 Balance de energía eléctrica de Melilla ⁽¹⁾

	Potencia ⁽²⁾	Septiembre 2015		Acumulado anual		Año móvil ⁽³⁾	
	MW	MWh	% 15/14	MWh	% 15/14	MWh	% 15/14
Motores diesel	70	19.349	0,6	166.551	3,2	219.514	2,0
Turbina de gas	15	0	-	503	135,0	1.054	250,2
Fuel + Gas	85	19.349	0,3	167.054	3,4	220.568	2,3
Consumos generación ⁽⁴⁾	-	-1.111	-14,6	-10.131	-4,2	-13.727	-2,2
Solar fotovoltaica	0	0	-	16	-77,1	31	-64,0
Cogeneración y resto	2	792	10,0	6.739	-3,0	8.688	-2,1
Generación neta	-	19.031	1,7	163.679	3,6	215.561	2,4
Demanda transporte (b.c.)	87	19.031	1,7	163.679	3,6	215.561	2,4

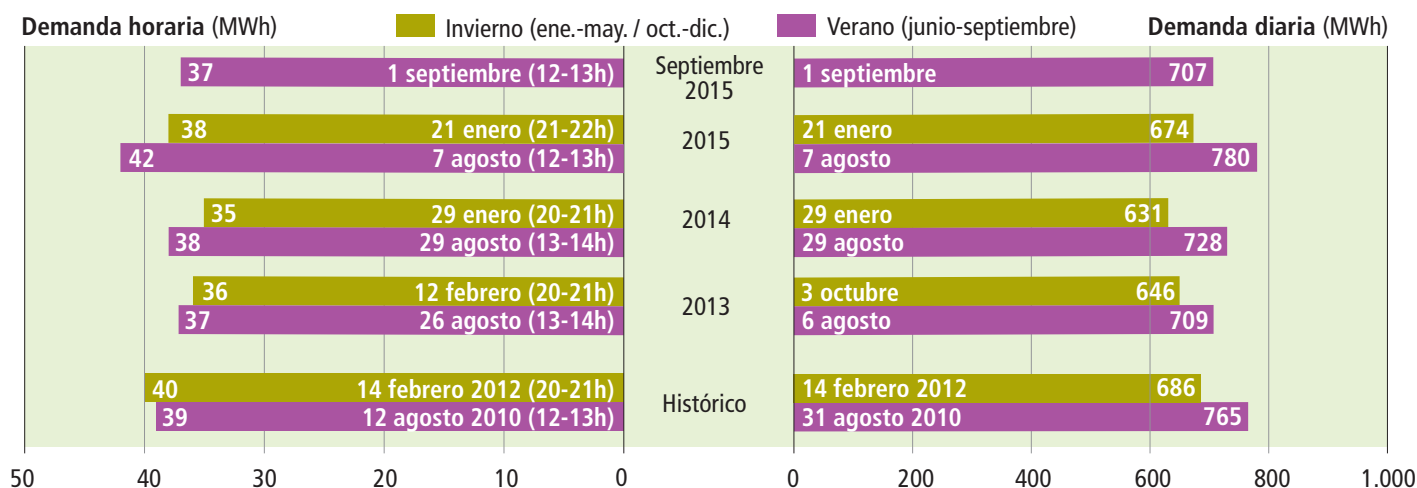
(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de potencia de solar fotovoltaica y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Consumos en generación correspondientes a la producción con fuel+gas.

14.2 Máxima demanda horaria y diaria Melilla



15. Glosario



Acción coordinada de balance o counter trading. Programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

Acoplamiento de mercados. Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio mediante el cual se obtienen de forma instantánea los precios y posiciones netas de los mercados diarios acoplados determinándose de forma implícita los flujos de energía resultantes siempre respetando la capacidad de intercambio disponible.

Banda de regulación secundaria y regulación secundaria. La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control España, y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

Capacidad de transformación. Es el valor convencional de la potencia aparente que se transmite desde un sistema de tensión y corriente alterna, hacia otro sistema, a la misma frecuencia, y generalmente de valores diferentes de tensión.

Ciclo combinado. Tecnología de generación de energía eléctrica mediante la combinación o superposición de dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, ciclo de turbina de gas (ciclo Bryton), y otro, convencional de agua-turbina de vapor (ciclo Rankine).

Cogeneración. Proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica y/o mecánica útil.

Comercializadores. Son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 54/1997.

Condensador. Dispositivo pasivo capaz de inyectar en el sistema potencia reactiva para reducir la caída de tensión cuando la demanda es elevada.

Consumos en bombeo. Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

Consumos de generación. Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

Control del factor de potencia. Este servicio de ajuste se establece en el artículo 7 apartado e) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Demanda b.c. (barras de central). Energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que extraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Demanda en mercado libre. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.

Demanda en mercado regulado de suministro de referencia. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de referencia.

Descargo. Situación en que se encuentra una instalación de la red de transporte (línea, transformador, barra, etc.) cuando está desconectada del resto del sistema eléctrico y, por lo tanto, no puede circular potencia eléctrica a través de ella. Para ello el operador del sistema de transporte permite el acceso de un tercero a una instalación para que realice algún tipo de trabajo de mantenimiento, con el objetivo de maximizar la rentabilidad de los activos de la red y mantenerlos en condiciones óptimas de funcionamiento.

Desvíos medidos. Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

Desvíos medidos a bajar. Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción o reduciendo consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos medidos a subir. Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción o aumentando consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Energías renovables. Son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la hidráulica, solar, eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

Energías no renovables. Aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Excedente/déficit de desvíos. Diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.

Energía no suministrada (ENS). Es la energía no entregada al sistema eléctrico debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

Generación neta. Producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

Gestión de desvíos. El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Índice de producible hidráulico. Cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

Indisponibilidad de las unidades de producción. Una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

Intercambios de apoyo. Son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

Intercambios internacionales físicos. Intercambios de energía eléctrica medidos en el conjunto de líneas de interconexión internacional que conectan dos sistemas eléctricos.

Intercambios internacionales programados. Son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos como consecuencia del conjunto de transacciones individuales programadas por los Sujetos del Mercado en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Laboralidad. Efecto que el calendario laboral de la zona de estudio tiene sobre el consumo de energía eléctrica.

Mercado de producción. Es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Mercado diario. Es el mercado organizado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente por los agentes.

Mercado intradiario. Es el mercado de ajuste, posterior al mercado diario que permite a los agentes del mercado modificar sus tomas o entregas de energía.

Operador del Mercado. Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Operador del Sistema. Sociedad mercantil que tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En el modelo actual español, el operador del sistema es también el gestor de la red de transporte.

Pagos por capacidad. Pago regulado para financiar el servicio capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

Posición. Conjunto de elementos necesarios para conectar un circuito (línea, transformador, reactancia, acoplamiento, banco de condensadores, etc.) a barras en las condiciones adecuadas, cuyas funciones son maniobra, corte, medida o protección.

Potencia instalada. Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta. Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

Producibile hidráulico. Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa base de funcionamiento (PBF). Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el operador del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

Reactancia. Dispositivo pasivo capaz de absorber del sistema potencia reactiva para aumentar la caída de tensión cuando la demanda es reducida.

Red de transporte. Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos no peninsulares.



Regulación terciaria. La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria para las unidades habilitadas, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Reserva de potencia adicional a subir. Es el valor de reserva de potencia a subir que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español. La contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir es realizada por el operador del sistema mediante un mecanismo de mercado, cuando las condiciones del sistema así lo requieren.

Reservas hidroeléctricas. Las reservas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales.

Servicios complementarios. Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: reserva de potencia adicional a subir, regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.

Servicios de ajuste del sistema. Son aquellos servicios gestionados por el operador del sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste la solución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Servicio de interrumpibilidad. Herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico de acuerdo a criterios técnicos (de seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema), que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por Red Eléctrica como Operador del Sistema. De acuerdo con la normativa relativa al mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones) el recurso interrumpible se asigna mediante un procedimiento de subastas, siendo el Operador del Sistema el responsable de organizar y gestionar dicho sistema de subastas.

Servicios transfronterizos de balance. Energías de balance programadas para ser intercambiadas entre dos sistemas eléctricos interconectados en cada período de programación, mediante la actuación coordinada de los operadores de los sistemas eléctricos respectivos.

Solar fotovoltaica. La generación fotovoltaica consiste en la generación de energía eléctrica a partir de unos dispositivos semiconductores integrados en los llamados paneles fotovoltaicos que transforman la energía en forma de radiación solar, directamente en energía eléctrica.

Solar termoelectrica. La generación solar termoelectrica consiste en la utilización de procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

Solución de Restricciones en tiempo real. Proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación.

Solución de Restricciones técnicas PBF. Mecanismo gestionado por el operador del sistema para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa diario base de funcionamiento mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Subestación. Una subestación eléctrica es un nodo de interconexión de circuitos, de manera directa o mediante transformación para conectar redes a distintos niveles de tensión. La función principal de las subestaciones es conseguir mallar adecuadamente el sistema eléctrico.

Suministro de referencia. Régimen de suministro de energía establecido para los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada no superior a 10 kW.

Tasa de disponibilidad de la red de transporte. Indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

Tasa de indisponibilidad. Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio.

Tiempo de interrupción medio (TIM). Tiempo, en minutos, que resulta de dividir la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte (ENS), entre la potencia media del sistema.

Transformador. Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, transfiriendo la potencia de un circuito a otro, utilizando como enlace un flujo magnético común.

Unidad de gestión hidráulica (UGH). Cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.