



JULIO 2006



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

<b>1. Balance de Producción</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Demanda</b> .....	<b>3</b>
<b>3. Hidraulicidad</b> .....	<b>6</b>
<b>4. Generación</b> .....	<b>8</b>
<b>5. Nuevas Instalaciones de Generación, Revisiones e Incidentes</b> .....	<b>9</b>
<b>6. Intercambios Internacionales y Autoproductores</b> .....	<b>10</b>
<b>7. Mercados de Producción</b> .....	<b>11</b>

## RED DE TRANSPORTE

<b>1. Instalaciones de la Red de Transporte</b> .....	<b>13</b>
<b>2. Utilización de la Red</b> .....	<b>15</b>
<b>3. Calidad del Suministro</b> .....	<b>16</b>
<b>4. Descargos</b> .....	<b>17</b>
<b>5. Disponibilidad de las Instalaciones</b> .....	<b>19</b>
<b>6. Comportamiento de la Red</b> .....	<b>20</b>
<b>7. Índices de Calidad</b> .....	<b>21</b>



- Durante el mes de julio, el consumo de energía eléctrica se ha situado en **22.803 GWh**, aumentando el crecimiento de la demanda en un **5,7%**. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un **4,9%**.
- En julio se ha registrado un nuevo record histórico de verano de potencia media horaria el día 11 con **40.275 MW** a las 14 horas y se ha producido un nuevo máximo estival de demanda de energía eléctrica diaria el día 13, alcanzándose un valor de **812.693 MWh**.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se ha situado en el **74%** de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al **42,1%** de su capacidad total.

## I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2006		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.666	6,1	13.394	5,0	19.802	-10,9
<b>NUCLEAR</b>	5.023	22,9	34.392	9,7	60.573	5,8
<b>Hulla + Antracita</b>	3.418	-5,1	19.779	-16,6	36.486	-10,0
<b>Lignito Pardo</b>	1.279	25,8	8.120	13,2	14.222	4,9
<b>Lignito Negro</b>	879	0,7	5.193	-13,0	9.005	-12,1
<b>Carbón Importación</b>	1.319	14,3	7.330	-8,0	13.279	-2,9
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.895	3,7	40.423	-9,8	72.992	-6,4
<b>Gas</b>	485	-37,4	2.247	-31,9	3.939	-19,5
<b>Fuel-Oil</b>	597	-11,1	1.810	-54,3	2.872	-52,3
<b>Ciclo Combinado</b>	6.809	28,7	38.261	40,6	59.936	45,4
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	21.475	12,8	130.527	5,8	220.115	5,0
<b>Consumos Producción</b>	-881	9,7	-5.277	0,8	-9.123	1,4
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	20.594	12,9	125.249	6,0	210.993	5,2
<b>Adquirida Autoprodutores</b>	3.084	-22,8	28.715	-3,6	49.482	1,4
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	23.678	6,5	153.965	4,1	260.474	4,4
<b>Consumos en Bombeo</b>	-497	-28,3	-2.926	-25,0	-5.383	-9,2
<b>Saldo Internacional</b>	-378	-	-2.328	-	-4.770	-
<b>DEMANDA</b>	22.803	5,7	148.711	2,4	250.321	2,6

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	T. Año Móvil
	<b>2005</b>					<b>2006</b>							
Hidroeléctrica	1.269	1.045	998	1.369	1.727	1.679	1.277	2.748	2.464	2.020	1.538	1.666	19.802
Térmica Nuclear	4.741	5.363	4.934	5.420	5.723	5.661	5.105	5.304	3.714	4.506	5.078	5.023	60.573
Térmica convencional	11.071	11.361	11.074	11.439	12.054	13.784	12.407	10.214	8.800	10.680	12.070	14.786	139.740
PRODUCCIÓN BRUTA	17.081	17.769	17.006	18.228	19.504	21.124	18.789	18.267	14.978	17.207	18.687	21.475	220.115
Consumos Producción	-708	-763	-745	-795	-836	-861	-778	-725	-585	-671	-776	-881	-9.123
PRODUCCIÓN NETA	16.374	17.006	16.261	17.433	18.668	20.263	18.011	17.542	14.394	16.536	17.911	20.594	210.993
Adq. a Autoprod.	3.826	3.545	4.154	4.407	4.835	4.012	4.225	5.445	4.425	4.027	3.498	3.084	49.482
PROD. TOTAL NETA	20.200	20.552	20.415	21.840	23.503	24.274	22.236	22.986	18.819	20.563	21.409	23.678	260.474
Consumos de Bombeo	-446	-520	-483	-455	-554	-575	-520	-368	-300	-306	-360	-497	-5.383
Saldo Internacional	-175	-495	-663	-690	-420	-365	-584	-799	42	19	-262	-378	-4.770
DEMANDA	19.579	19.537	19.270	20.696	22.529	23.334	21.132	21.819	18.560	20.275	20.787	22.803	250.321
Δ % Mensual	3,1	1,2	0,7	2,4	6,6	3,6	0,4	3,4	-2,8	5,3	1,1	5,7	-
Δ% 365 días	5,3	4,9	4,8	4,4	4,6	3,9	3,3	3,4	2,8	2,9	2,5	2,6	2,6

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MARZO 2006												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	153	1.955	3.245	6.318	936	3.196	73	0	2.459	1.354	2.140	21.829
Térmica Nuclear	3.608	14.559	5.064	35.327	0	0	0	336	0	0	2.417	61.311
Térmica Convencional	3.210	34.700	11.552	7.682	3.125	22.754	293	7.964	2.819	2.274	212	96.585
Eólica y resto R.E.	203	3.596	3.125	428	106	795	12	647	0	434	89	9.435
PROD.TOTAL NETA	7.174	54.810	22.986	49.755	4.167	26.745	378	8.947	5.278	4.062	4.858	189.160
Saldo Internacional	1.145	-3.494	-799	-2.553	224	3.154	302	1.511	650	505	1.228	1.873
Consumos en Bombeo	140	698	368	698	18	736	93	0	224	57	136	3.168
DEMANDA												
Mensual	8.179	50.618	21.819	46.504	4.373	29.163	587	10.458	5.704	4.510	5.950	187.865
Δ %	5,6	2,3	3,4	2,6	2,4	4,7	8,9	3,5	9,3	4,6	6,0	3,5
Año Móvil	87.885	558.799	248.376	487.035	53.372	332.193	6.413	115.461	65.434	50.447	63.600	2.069.015
Δ %	0,0	0,9	3,4	1,4	3,6	2,1	2,4	3,6	1,1	4,2	4,4	1,9
*.- Incluye la energía procedente del régimen especial.					B: Bélgica D: Alemania E: España F: Francia			GR: Grecia I: Italia L: Luxemburgo NL: Holanda			A: Austria P: Portugal CH: Suiza	

CUADRO 3



La distribución de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica se ha situado en unos valores programados horarios comprendidos entre los 573 MW y 6.101 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.575 MW y un máximo de 10.010 MW; el fuel-gas ha tenido una producción mínima de 150 MW y máxima de 3.195 MW; el ciclo combinado ha marcado un mínimo de 4.570 MW y un máximo de 11.589 MW; las importaciones han registrado una producción horaria media de 635 MW; y la energía adquirida por el sistema de productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 2.591 MW y los 6.165 MW. Finalmente, la producción nuclear ha variado entre un mínimo de 5.295 MW y un máximo de 7.268 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

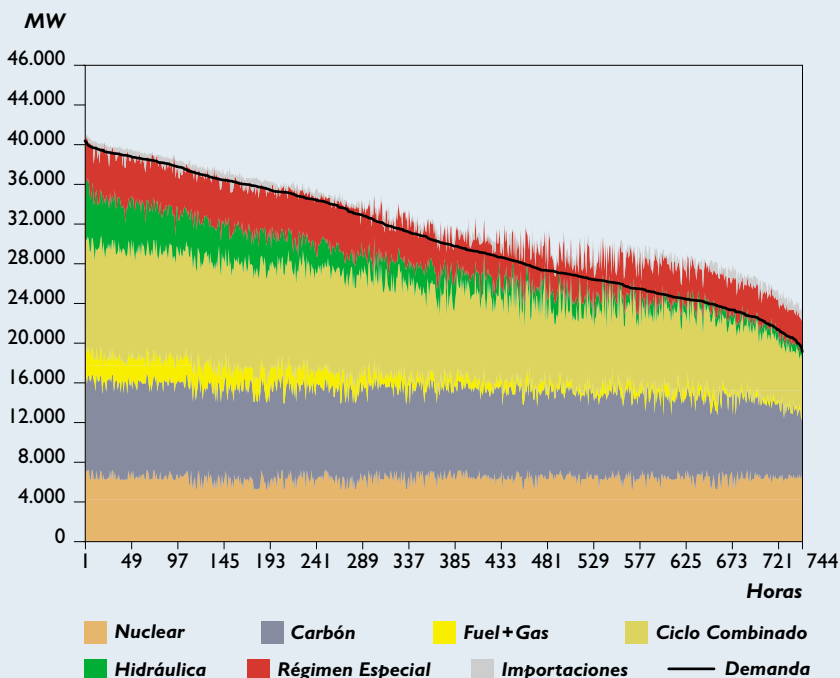


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

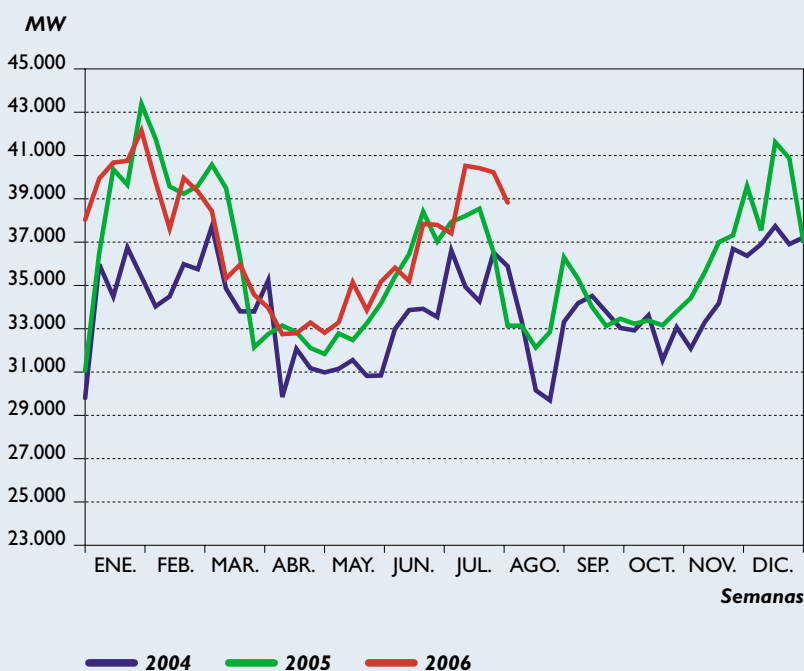


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 11 con 40.275 MW a las 14 horas, convirtiéndose en el nuevo record histórico de verano de potencia media horaria. También se ha producido un nuevo máximo estival de demanda de energía eléctrica diaria el día 13 con un valor de 812.693 MWh.



DEMANDA

La tasa de crecimiento de la demanda del mes de julio ha sido un 5,7% superior a la del mismo mes del año anterior. El efecto de la temperatura ha producido un aumento del 1% sobre el crecimiento mensual. Así mismo, el efecto de la laboralidad ha reducido en un 0,1% la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	22.803	5,7
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,1
Efecto Temperatura (3)		1,0
Efecto Act. Económica y Otros		4,9
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	148.711	2,4
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,2
Efecto Temperatura (3)		-0,8
Efecto Act. Económica y Otros		3,1

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.  
 (2) Las variaciones están calculadas respecto al mismo período del año anterior.  
 (3) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de demanda.

CUADRO 4

DEMANDA CORREGIDA LABORALIDAD Y TEMPERATURA (1)

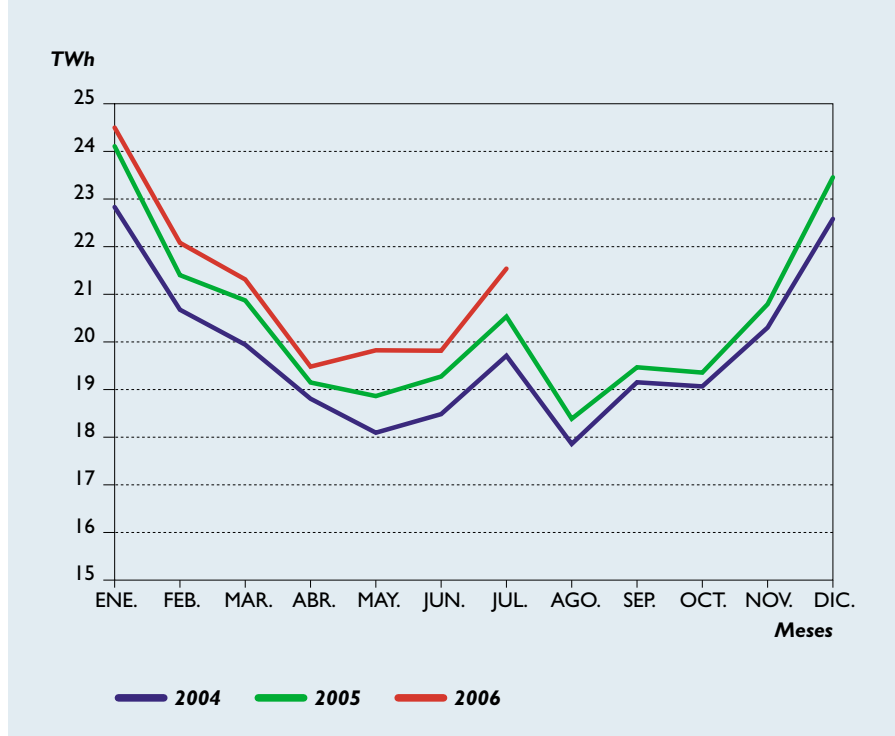


GRÁFICO 3

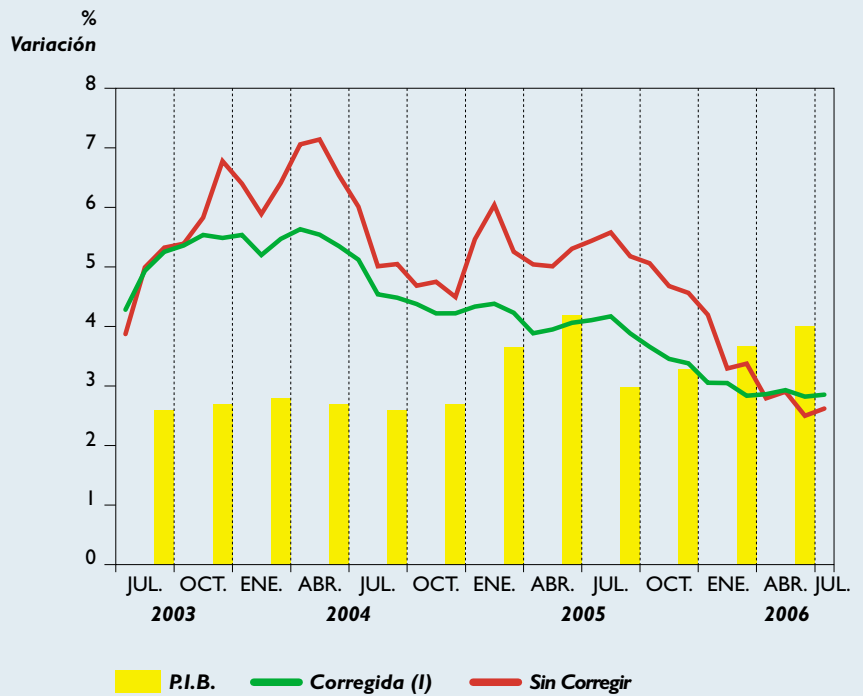
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura ha experimentado una variación positiva del 4,9%, superior en 0,7 puntos al crecimiento experimentado en julio del año anterior.

(1) Demanda con temperatura media en un mes tipo.



El crecimiento de la demanda en b.c. de los últimos doce meses ha sido del 2,6%. Corregidos los efectos de temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 2,9%.

**VARIACIONES DE LA DEMANDA EN B.C.**  
**Año móvil**



(I) Corregida de laboralidad y temperatura media característica del mes tipo, año móvil.

GRÁFICO 4

**TEMPERATURAS DIARIAS**

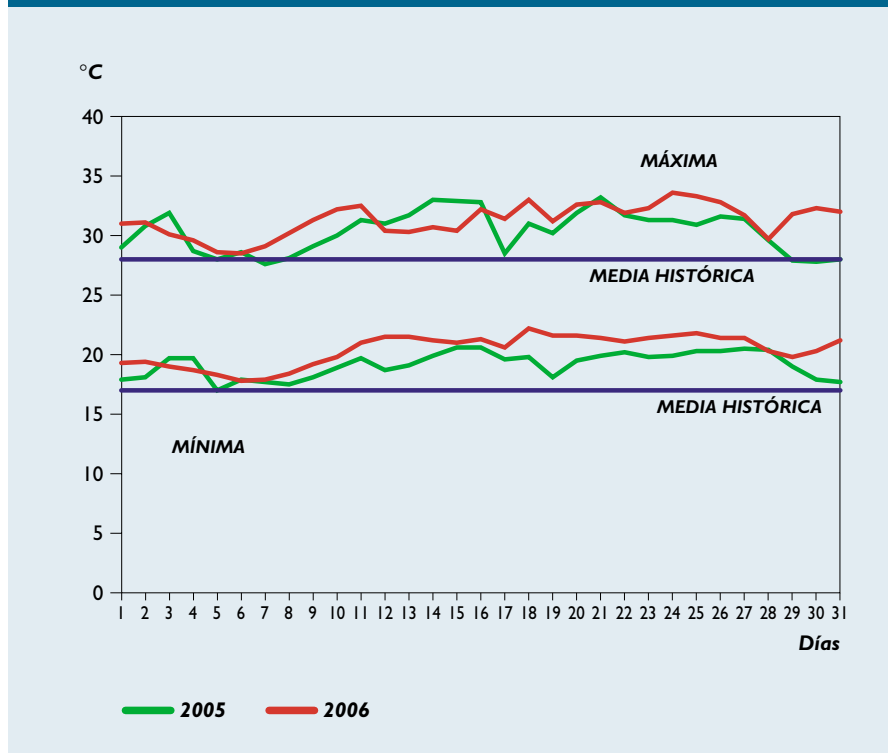


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado temperaturas medias más altas a las del año anterior para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de julio ha sido de 25,9 °C.

Las temperaturas máximas y mínimas han resultado superiores a las registradas en julio de 2005. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 31,3 °C, frente a los 30,3 °C registrados en julio del año pasado. Las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 20,4 °C, en comparación con los 19,2 °C de julio de 2005.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 23 GWh, valor inferior al producible característico.

Desde el punto de vista hidroeléctrico este mes ha resultado seco, registrándose un producible mínimo de 6 GWh el día 24 y un máximo de 65 GWh el día 1.

(I) «La energía producida, EP, de un aprovechamiento hidroeléctrico» durante un intervalo de tiempo determinado, es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de aportaciones corregidas correspondientes al intervalo de tiempo considerado le permitiría producir en las condiciones mas favorables.

EP = Producción + Pérdidas Turbinables  
 +/- Variación energía embalsada  
 - Energía embalsada por bombeo

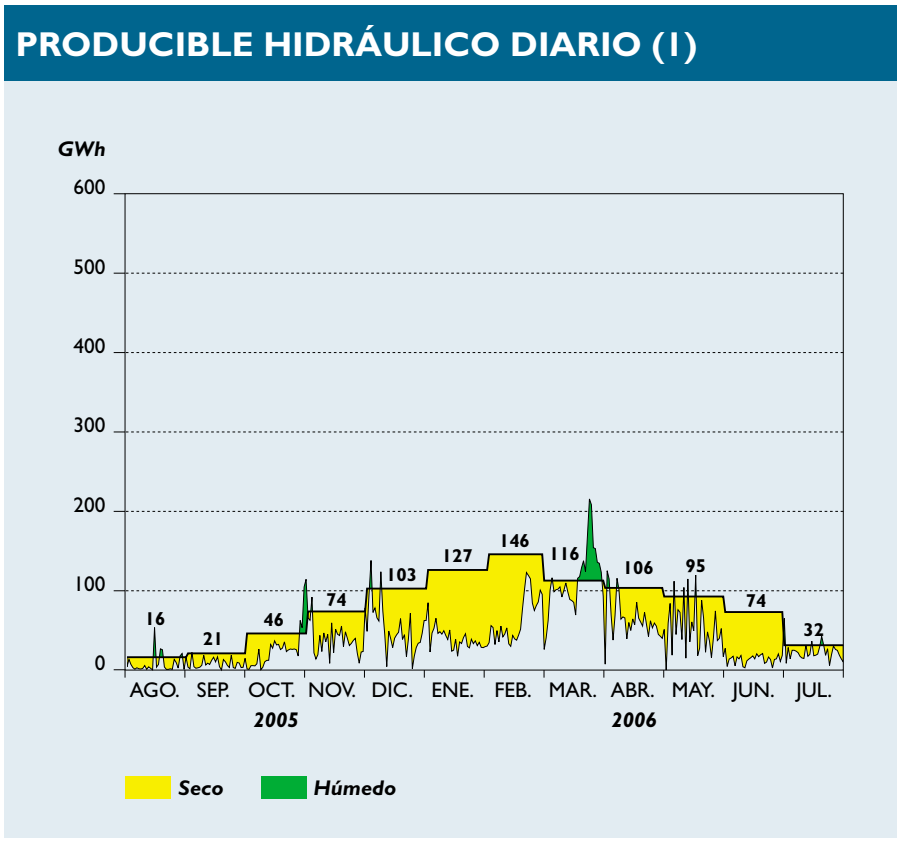


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

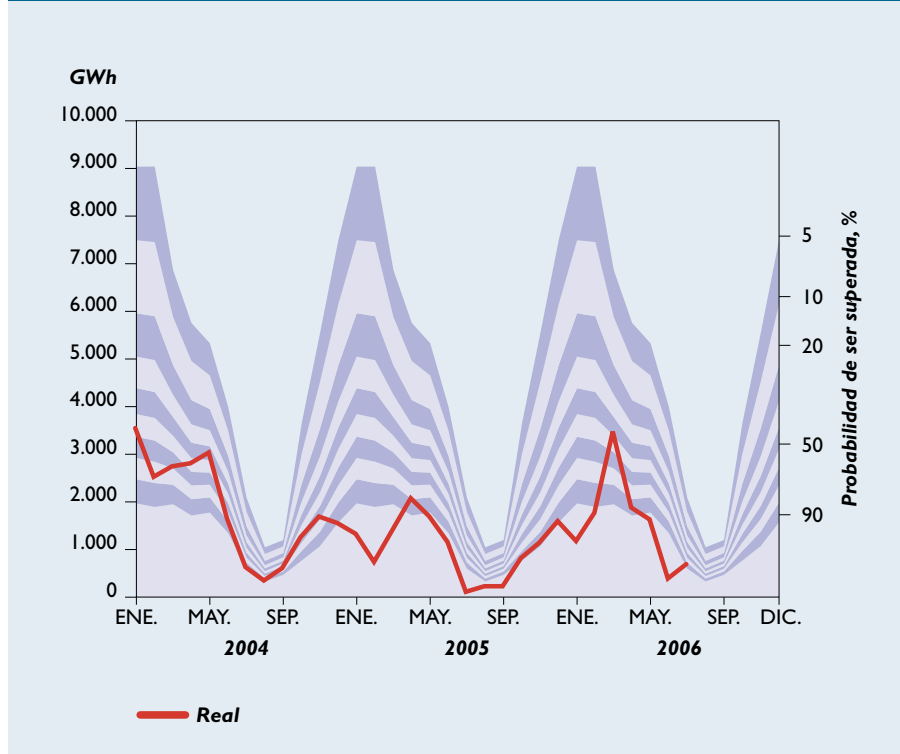


GRÁFICO 7

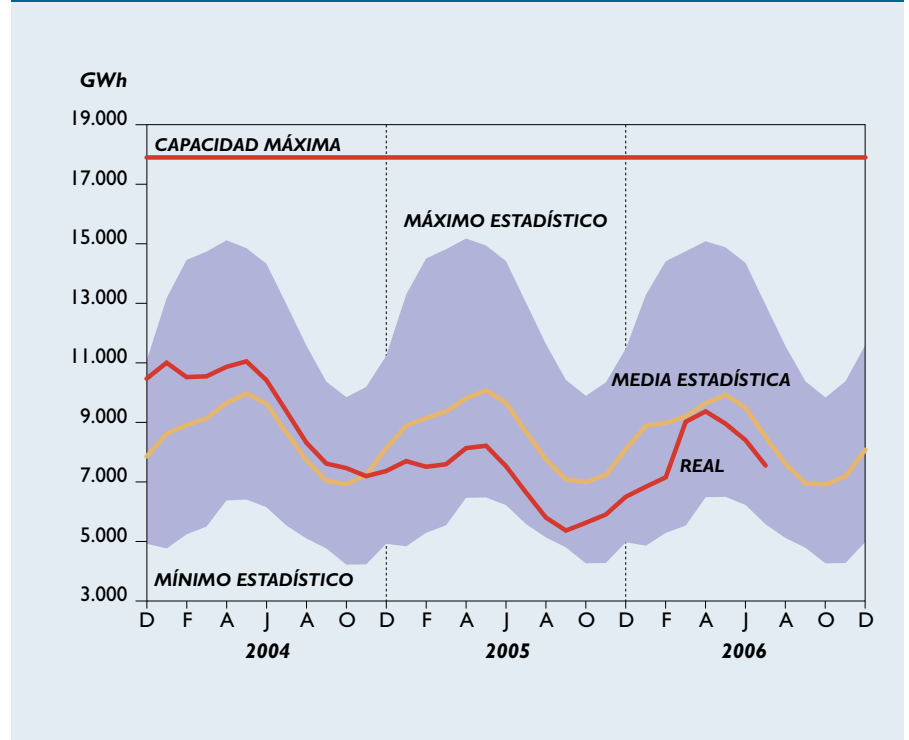
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,74 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 68,5%.

(I) «El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región», en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producible y su energía producible media, referidas ambas a un mismo período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se ha situado a final de mes al 42,1% de su capacidad, valor inferior en 4,8 puntos al porcentaje registrado durante el mes de junio.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)



(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

Los máximos, mínimos y media histórica están calculados con los últimos 20 años.

GRÁFICO 8

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL

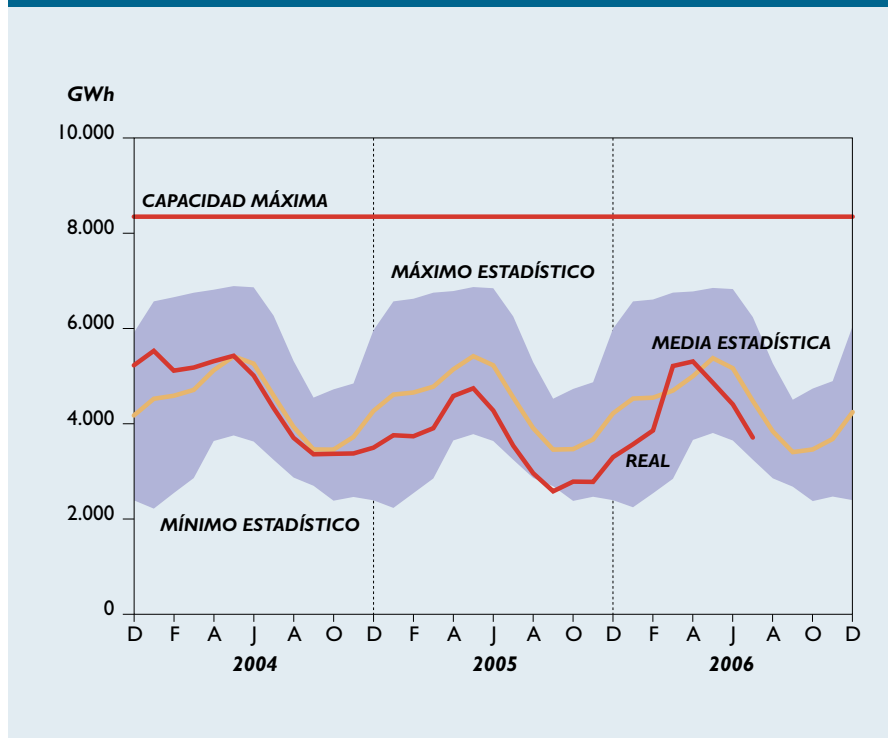


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual han registrado a final de mes un nivel de reservas del 44,3%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 40,2% de su capacidad, valor inferior en 1,6 puntos al registrado durante el mes anterior.



4. GENERACIÓN

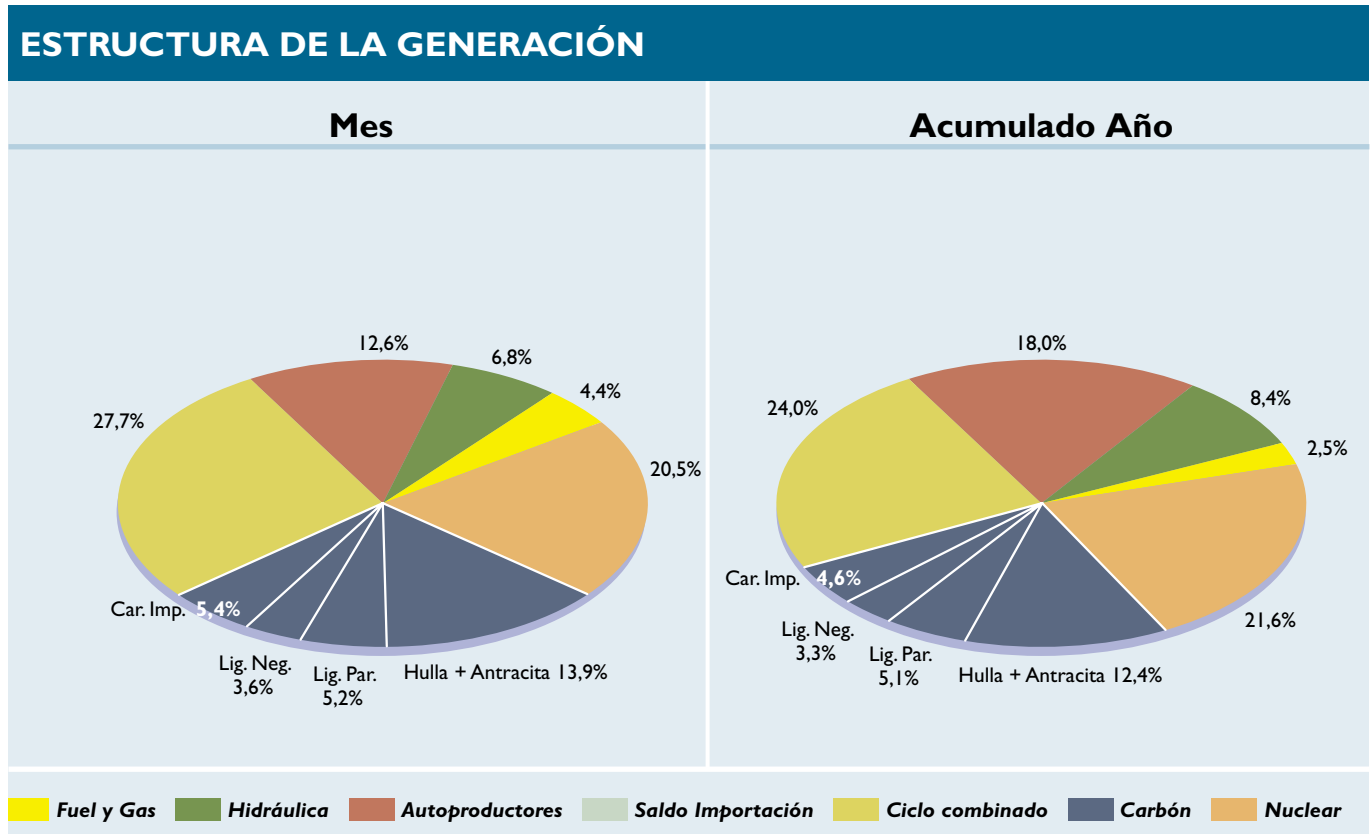


GRÁFICO 10

### EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

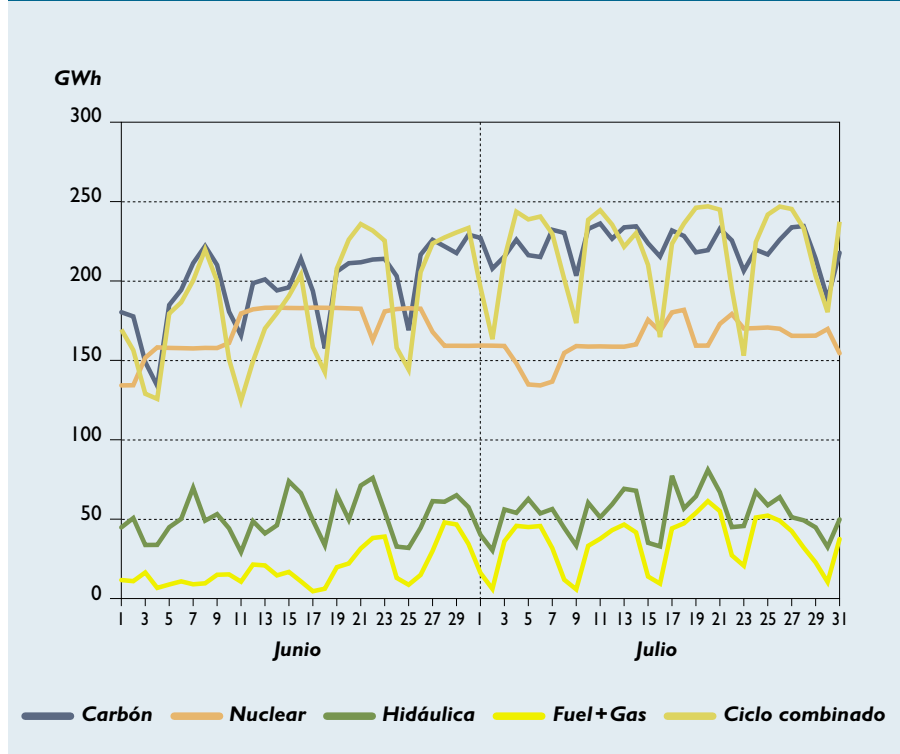


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable ha oscilado entre un máximo de 236 GWh y un mínimo de 215 GWh; la hidráulica entre 81 GWh y 49 GWh; la realizada con fuel-gas ha tenido un máximo de 61 GWh y mínimo de 32 GWh y el ciclo combinado ha variado entre un máximo de 247 GWh y un mínimo de 214 GWh.

Las centrales nucleares, han tenido una producción media diaria de 160 GWh.



## COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	JULIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,91	0,00	0,09	0,89	0,04	0,07
Hulla + Antracita	0,92	0,00	0,09	0,90	0,04	0,06
Lignito Pardo	0,95	0,00	0,05	0,97	0,00	0,03
Lignito Negro	0,90	0,00	0,10	0,95	0,00	0,05
Carbón Importación	0,99	0,00	0,01	0,93	0,02	0,05
TOTAL CARBÓN	0,93	0,00	0,07	0,93	0,03	0,05
FUEL-OIL	0,74	0,05	0,21	0,78	0,04	0,18
GAS	0,85	0,00	0,15	0,92	0,00	0,08
Ciclo Combinado	0,96	0,00	0,04	0,96	0,00	0,04
TOTAL	0,91	0,01	0,09	0,91	0,02	0,07

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
3	S.E. 220 kV Cerro de la Plata	Quedó aislada tras un incendio
7	S.E. 220 kV Mediodía	Quedó aislada tras un incendio
7	L-220 kV Alcores-Puerto Real	
12	S.E. 220 kV Moraleja	AT-3 400/220 kV (450 MVA)
26	S.E. 220 kV Olmedilla	AT-2 400/132 kV (450 MVA)

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 2 a las 9:53 horas se produce en la subestación Sabón 220 kV el disparo de los AT 1 y 2 220/132 kV y del transformador 1 220/66 kV, mientras se efectuaban trabajos en la protección diferencial de barras de dicha subestación. Como consecuencia de este incidente, se produjo una interrupción de suministro en Galicia de 17 minutos al cliente Alcoa (Inespal) que se alimentaba desde el transformador 1 220/66 kV de Sabón.

El día 11 a las 22:44 horas coincidiendo con la realización de Iberdrola de trabajos programados en la subestación Fuencarral 220 kV por descargo del AT-2 220/132 kV, se produce el dispa-

ro de la JBPI de la subestación Fuencarral 220 kV por la actuación de fallo de interruptor. Como consecuencia se produce un cero de tensión en la subestación Sanchinarro 220 kV y una interrupción de suministro a clientes de la red de distribución en Madrid de entre 10 y 13 minutos. Esta interrupción no se computa para el cálculo de los indicadores de continuidad de suministro por haber sido causada por terceros.

El día 15 a las 16:45 horas se produce un disparo trifásico definitivo de la línea Castrelo-Albarellos 220 kV por tormenta. Como consecuencia se produce un cero de tensión en la subestación

Albarellos 220 kV y una interrupción de suministro en Galicia de 2 minutos.

El día 30 a las 3:47 horas se produce una falta por fallo de aislamiento de un seccionador en la subestación Begues 220 kV que provoca el disparo de la línea Can Jordi-Castellbisbal 220 kV y de todas las posiciones de la barra 1 de Begues 220 kV, entre las que se encuentra la salida de línea a Castellbisbal. Como consecuencia de este incidente se produjo un cero de tensión en Castellbisbal 220 kV y una interrupción de suministro en la misma, que afectó tanto a clientes de la red de distribución de Barcelona como a clientes conectados directamente a la red de transporte.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador por un valor de 373 GWh, lo que supone un incremento de un 42% respecto al saldo exportador del mes anterior.

Durante este mes de julio, como parte del mecanismo coordinado de asignación de capacidad en la interconexión Francia-España, se ha iniciado el día 11 de julio para la programación del día 12, la celebración de 2 subastas intradiarias para la asignación de capacidad.

En la interconexión con Francia CÉNTRICA ENERGÍA, EGL, CÉNTRICA ENERGÍA GENERACIÓN, BP, EDF TRADING, ATEL, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, VIESGO GENERACIÓN, BARCLAYS BANK y ELECTRABEL han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 81, 51, 41, 39, 22, 19, 15, 10, 5 y 4 GWh.

En esta misma interconexión, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 79% (176 GWh). Además, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, EGL, BARCLAYS BANK, VIESGO GENERACIÓN, ATEL ELECTRABEL y BP han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 87, 55, 35 y valores inferiores a 6 GWh las restantes. En este mismo sentido, cabe destacar que las acciones coordinadas de balance llevadas a cabo dentro del sistema de subastas han supuesto la programación de 0,6 GWh.

En la interconexión con Portugal, EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL y REN han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 115 y 37 GWh.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, EDP, ENDESA ENERGÍA, UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS, IBERDROLA GENERACIÓN, EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 398, 232, 24, 18, 6, 5, 1 y 1 GWh.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de exportación de energía a través de la participación directa de ONE como agente externo en el mercado de producción español, resultando un total de 96 GWh.

ENDESA GENERACIÓN exportó a Andorra un valor próximo a 7 GWh.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

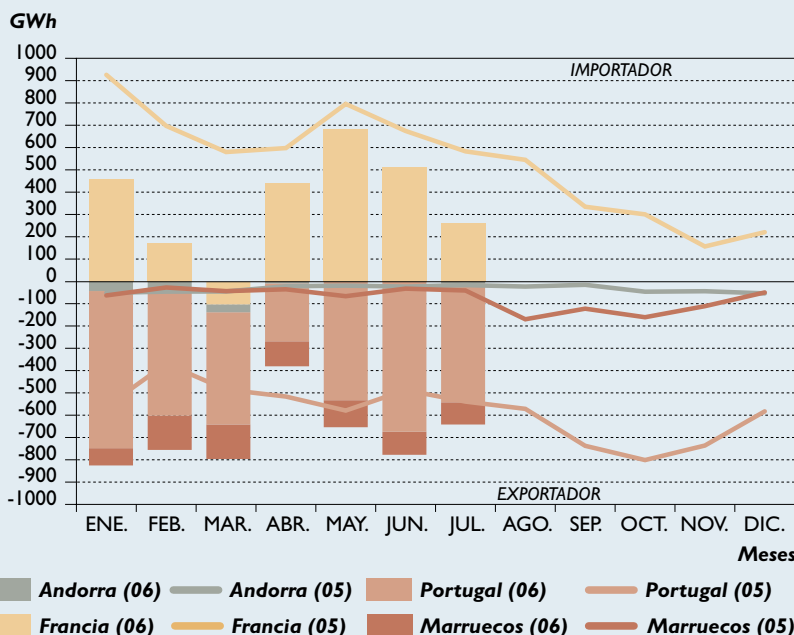


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		
	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Andorra	0,0	6,9	-6,9
Francia	426,1	163,5	262,6
Portugal	254,4	788,3	-533,9
Marruecos	3,2	102,9	-99,7
<b>TOTAL</b>	<b>683,7</b>	<b>1.061,6</b>	<b>-377,9</b>

## ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

### Datos en %

	Demanda <sup>(1)</sup>	Variación <sup>(2)</sup>		Energía <sup>(3)</sup>	
		S/2005	Renovable	No Renov.	
Ene.	17,19	-11,67	56,36	43,64	
Feb.	19,99	0,39	60,20	39,80	
Mar.	24,95	21,06	67,44	32,56	
Abr.	23,83	-4,74	63,06	36,94	
May.	19,85	-4,12	58,12	41,88	
Jun.	16,79	-5,77	55,70	44,30	
Jul.	13,53	-22,77	60,25	39,75	
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
<b>ACUM.</b>	<b>19,30</b>	<b>-3,63</b>	<b>60,64</b>	<b>39,36</b>	

- (1) Participación de la energía adquirida a autoprodutores en la demanda peninsular.
- (2) Variación de la energía adquirida respecto mismo período año anterior.
- (3) Procedencia, según tipo de central, de la energía adquirida a autoprodutores.

### GWh

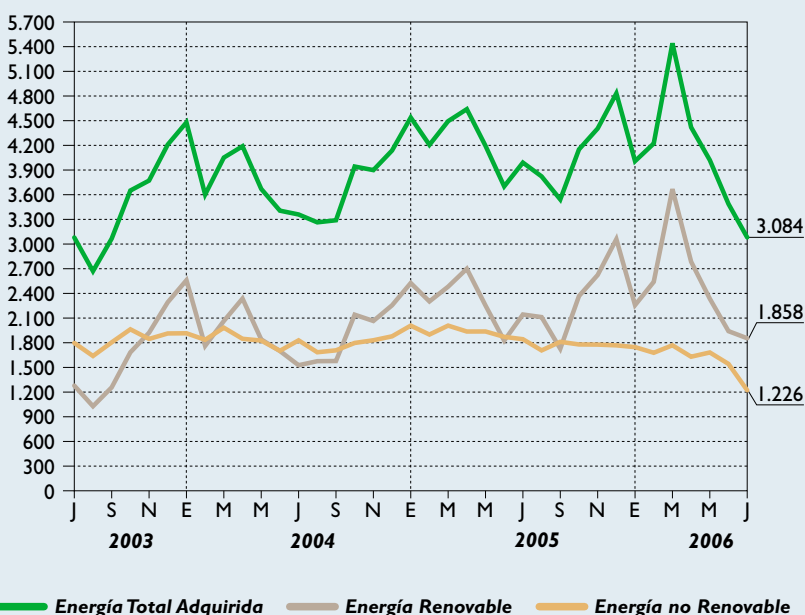


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes de junio en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 8,807 c€/kWh y un mínimo de 6,000 c€/kWh. Por otro lado, el precio horario mínimo ha variado entre los 3,371 c€/kWh y los 3,365 c€/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

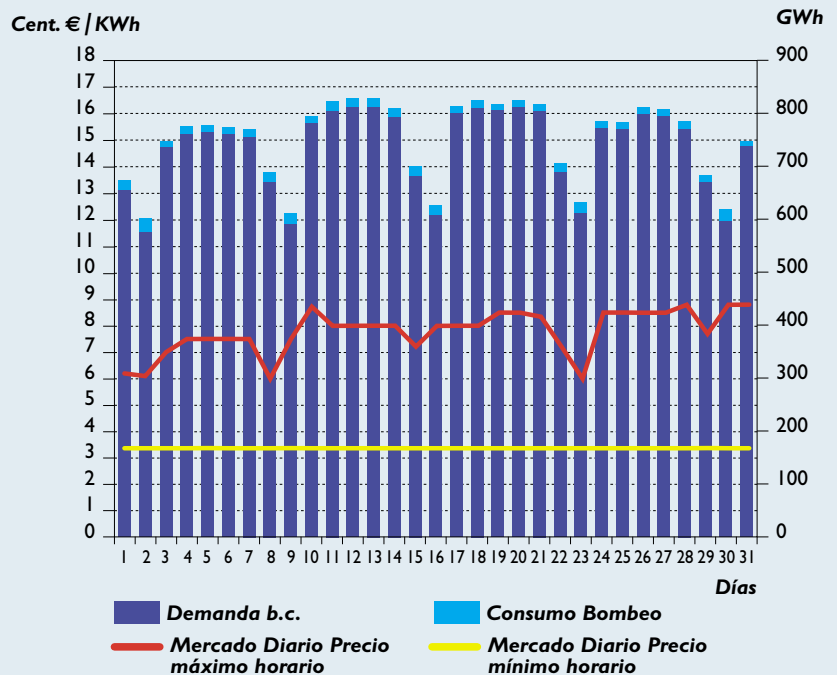


GRÁFICO 14

### ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
<b>Mercado Diario</b>	<b>7.222</b>	<b>29,7</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>6.850</b>	<b>28,2</b>
- Producción Interior	5.938		- Mercado Diario	6.515	
- Energía programada en Régimen Especial	915		- Mercados Intradiarios	335	
- Importación	370		<b>Comercializadoras</b>	<b>-137</b>	<b>-0,6</b>
Francia	289		- Mercado Diario	-19	
Portugal	81		- Mercados Intradiarios	-118	
Marruecos	0		<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>7</b>	<b>0,0</b>
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>612</b>	<b>2,5</b>	<b>Demanda Bombeo</b>	<b>548</b>	<b>2,3</b>
- Producción Interior	587		<b>Exportación</b>	<b>617</b>	<b>2,5</b>
- Importación	26		- Portugal	419	
Francia	-12		- Marruecos	97	
Portugal	38		- Andorra	1	
Marruecos	0		- Francia	100	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-95</b>	<b>-0,4</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>6.332</b>	<b>26,1</b>
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>6.479</b>	<b>26,7</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>14.218</b>	<b>58,5</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>14.218</b>	<b>58,5</b>	Contratos Bilaterales (2)	10.070	41,5
Contratos Bilaterales (2)	10.070	41,5	<b>TOTAL</b>	<b>24.288</b>	<b>100</b>
<b>TOTAL</b>	<b>24.288</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>24.288</b>	<b>100</b>

(1) Regulación, restricciones, desvíos, mecanismo excepcional de resolución.

(2) Según PBF; Programa Base de Funcionamiento

CUADRO 7





**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# Red de Transporte

## INFORME MENSUAL

Julio 2006

- Durante el mes de julio han entrado en servicio: subestación Puerto Real (1 posición convencional a 220 kV), subestación Moraleja (1 trafo 400/220 kV de 450 MVA (inventariado en 2004), 1 posición convencional a 400 kV y 1 posición a 220 kV), subestación Castellet (1 posición convencional a 220 kV), subestación Olmedilla (1 posición convencional a 400 kV). También ha entrado la línea (provisional) Puerto Real-T Alcores-Pinar (1 circuito a 220 kV de 41 km).
- Mayor número de transformadores cargados respecto al mismo mes del año anterior.

### I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.805	16.575 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	903	1.976
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	108	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	31	42
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	2	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	29	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	3	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-

(1) Solamente se consideran los transformadores pertenecientes a la Red de Transporte.

(\*) Incluye cable subterráneo.

Los datos de kilómetros de 220 kV puestos en servicio por las empresas eléctricas están pendientes de confirmar con la información de cierre de las mismas.

NOTA: Datos actualizados con la información de cierre del año a fecha 31 de diciembre.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

**INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT**

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.768	38	16.805
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	898	5	903
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	107	1	108
	MVA	55.159	800	55.959
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	31	-	31
	MVAr	4.500	-	4.500
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	2	-	2
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	29	-	29
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	3	-	3
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-	27

CUADRO 2

**INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT**

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas (*)	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.330	245 (1)	16.575
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	1.869	107	1.976
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	40	2	42
	MVAr	2.424	90	2.514

(1) Incluido cable subterráneo.

(\*) Los datos de kilómetros de 220 kV puestos en servicio por las empresas eléctricas están pendientes de confirmar con la información de cierre de las mismas.

CUADRO 3



En 400 kV, tres líneas han superado una carga máxima del 70%. Una de las líneas ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV treinta y tres líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno. Cinco de las líneas han alcanzado una carga media superior al 50%.

En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de líneas que superan, en algún momento, el 70 % de la capacidad térmica de transporte de invierno.

La capacidad de invierno es la máxima del año, mientras que en verano es inferior en un 25 % aproximadamente.

**LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%**

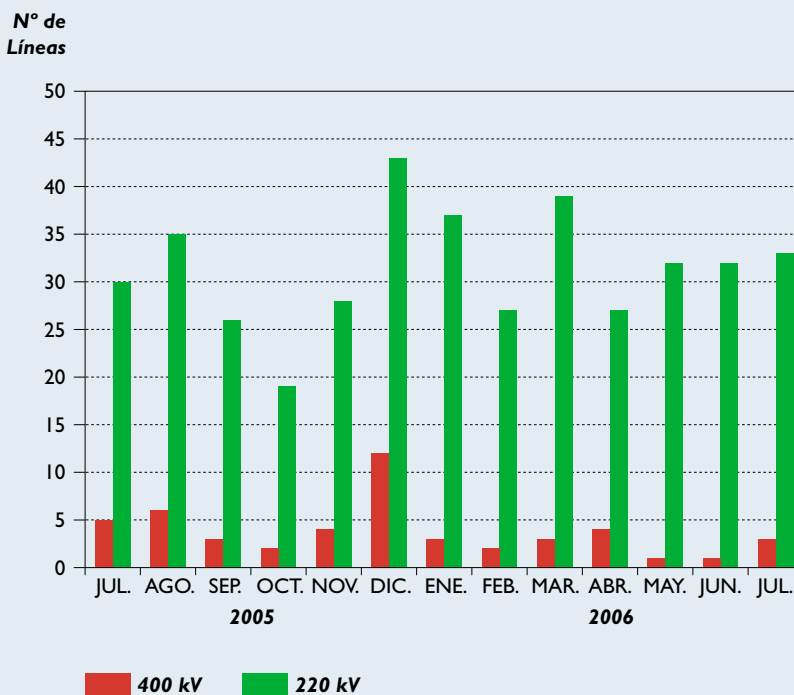
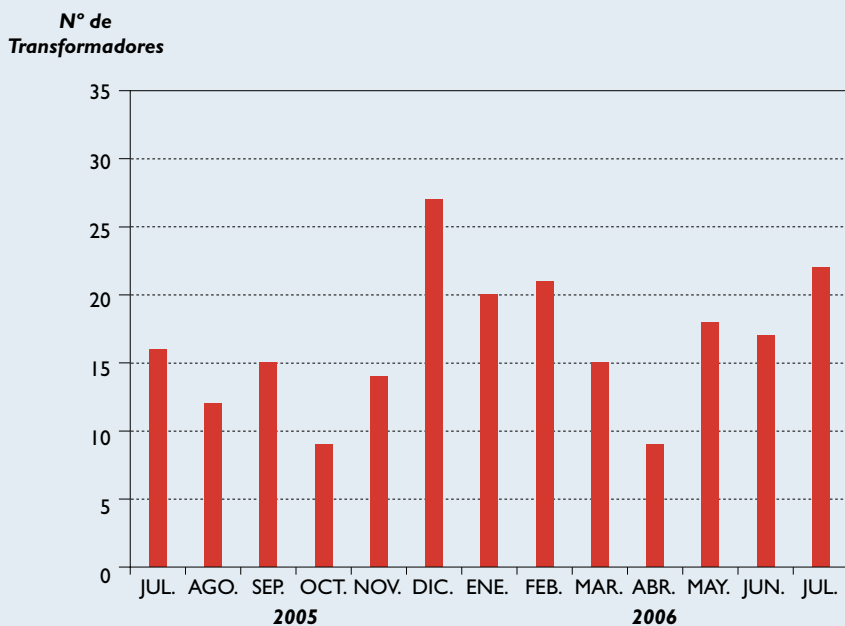


GRÁFICO 1

**TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%**



En julio, veintidós transformadores han superado una carga máxima del 80% y uno de ellos ha registrado una carga media superior al 65%.

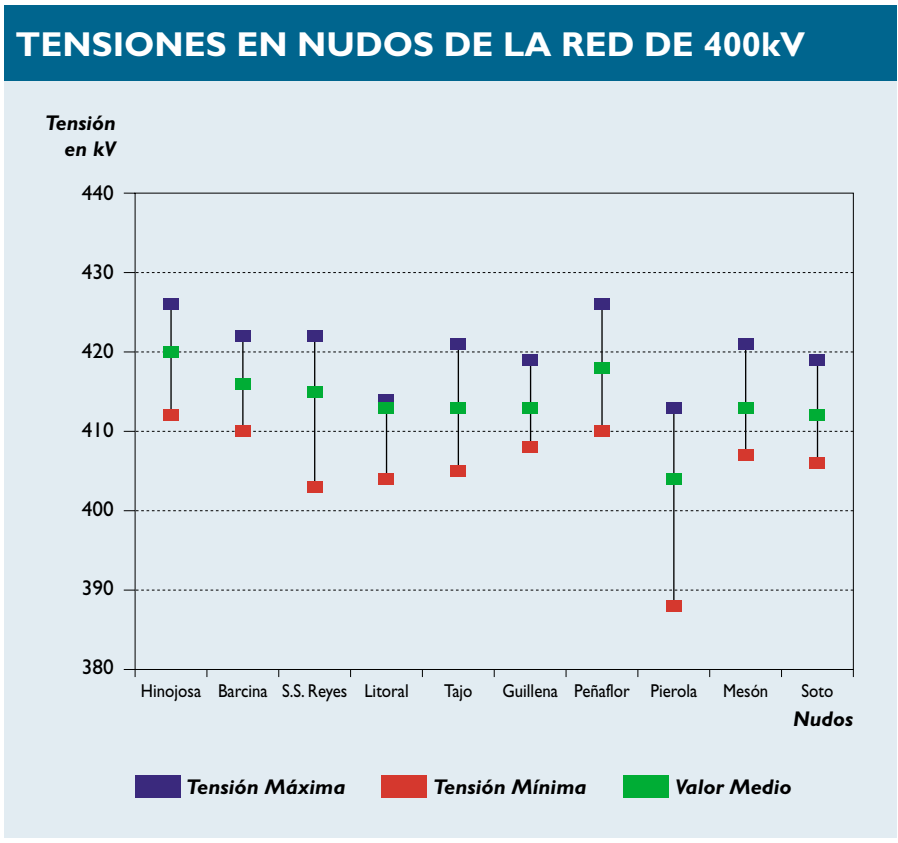
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.

GRÁFICO 2



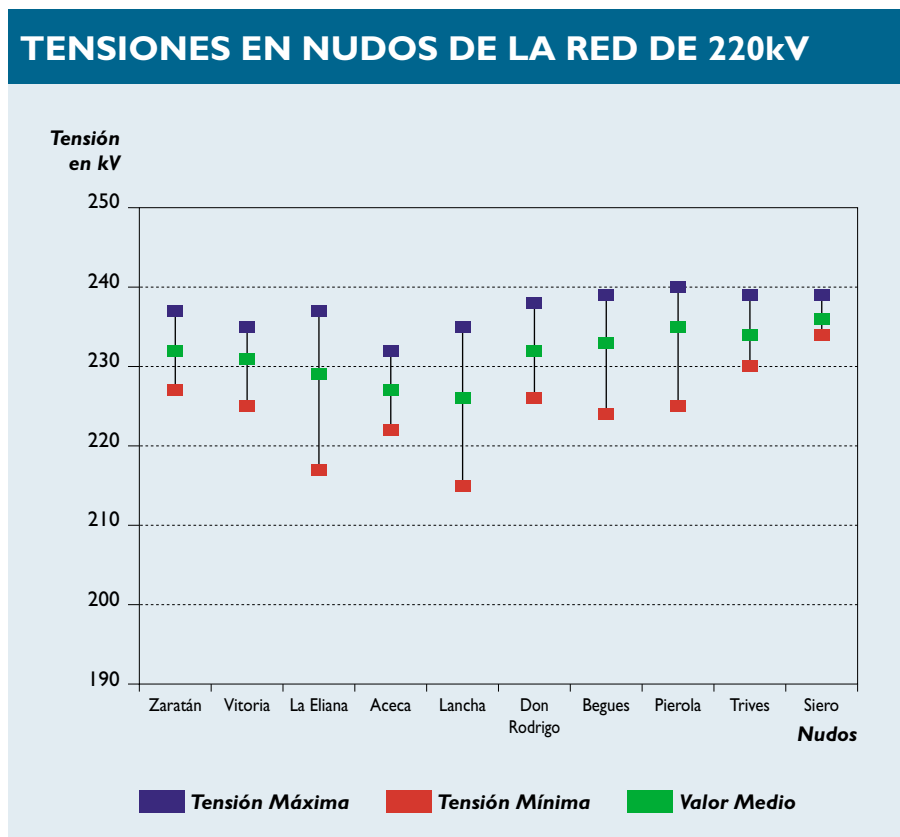
3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante este mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 379 kV en Vic, y los 434 kV en Almazán.



En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 400 kV.

GRÁFICO 3



En la red de 220 kV las tensiones han variado entre los 171 kV de Montecillo Bajo y los 254 kV de Benahadux.

En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea 220 kV Elche-Rojales para sustituir cadenas de aisladores.
- Línea 220 kV J.M.Oriol-Cáceres para sustituir aislamiento.
- Línea 220 kV Ichaso-Zumarraga para tala de arbolado.
- Línea 220 kV Mequinenza-Escatrón para resolución de anomalías encontradas.
- Línea 220 kV Badalona-Canyet para mantenimiento de línea.
- Línea 220 kV Mondragón-Zumarraga para tala de arbolado.
- Línea 220 kV Siero-Puente San Miguel I para sustituir apoyos y pintar estructuras.
- Línea 220 kV Abadiano-Mondragón para pintar apoyos y tala de arbolado.

La evolución anual de los descargos tiene una tendencia fuertemente estacional con objeto de maximizar el uso de las horas de luz natural y la coordinación con los descargos de los equipos generadores.

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

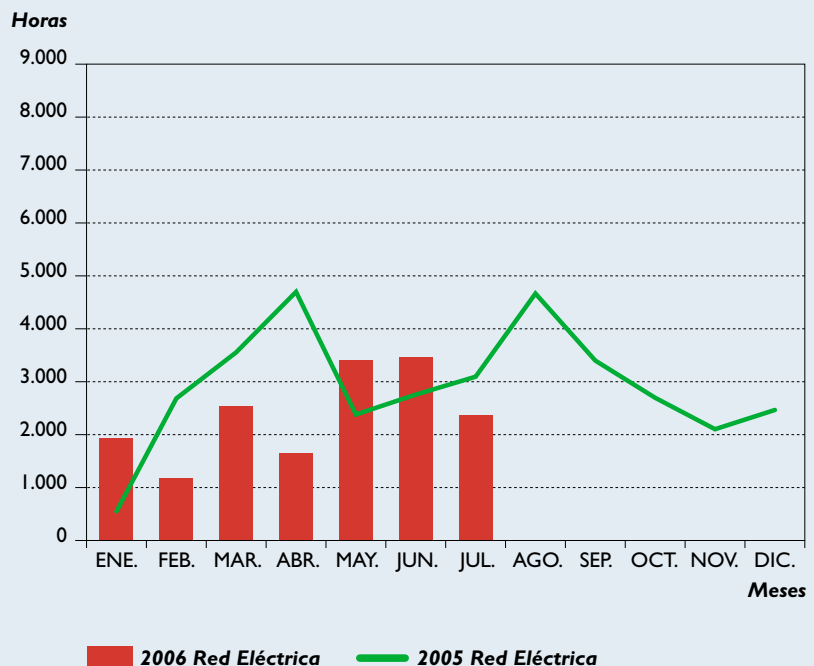


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	403	535	1.627	76
<b>220 kV</b>	1.925	1.356	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	50	0	0	0

CUADRO 4

- Línea 400 kV Aluminio-Boimente para limpiar aisladores.
- Línea 400 kV Aragón-Escatrón para mantenimiento de la línea.
- Línea 400 kV Balboa-Siderurgia Balboa para mantenimiento de la línea.
- Línea 400 kV Pierola-Vic para reparar venas rotas conductor.
- Línea 400 kV Mequinenza-Rubí para reparar cadena de aisladores.



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Torrejón salida Almaraz E.T para sustitución de transformador capacitivo.
- Subestación de 220 kV Olmedilla salida Huelves para limpieza y engrase mandos/transmisiones.
- Subestación de 220 kV Puente San Miguel salida Siero I para revisión seccionadores de barras.
- Subestación de 220 kV Zumarraga salida Ichaso para revisión ordinaria.
- Subestación de 220 kV Alcores salida Pinar I para mantenimiento del interruptor.
- Subestación de 220 kV Zumarraga salida Orbeagozo para revisar la instalación.
- Subestación de 400 kV Lada salida Robla para revisión equipos de la posición.

La evolución anual de los descargos en subestaciones está muy condicionada a las necesidades de disponibilidad de las instalaciones para la explotación.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

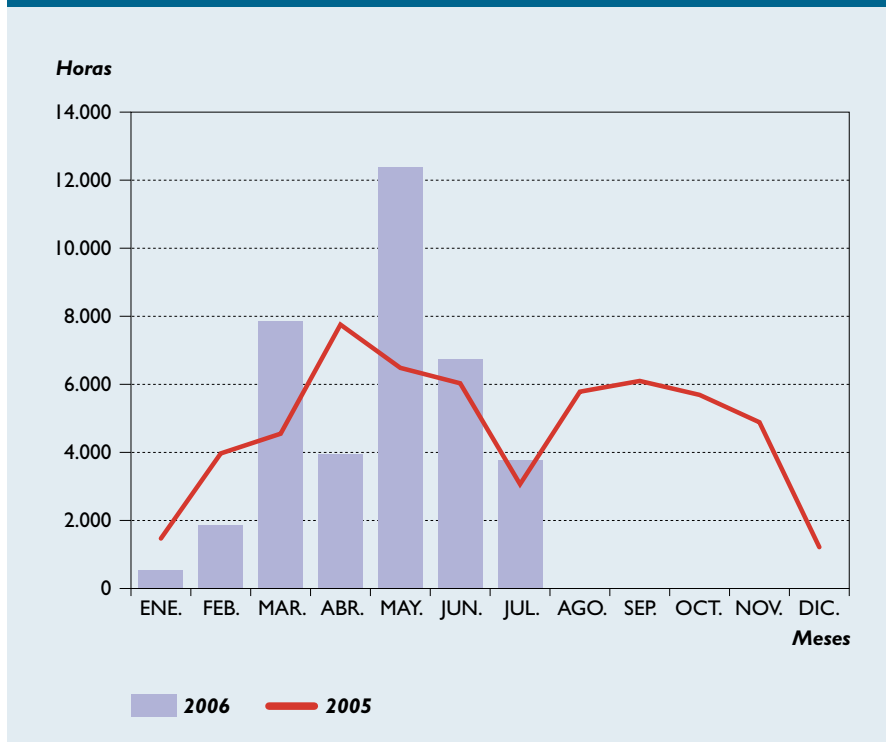


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	1.297	2.201	3.498
<b>Barras</b>	13	272	285
<b>TOTAL</b>	<b>1.310</b>	<b>2.473</b>	<b>3.783</b>

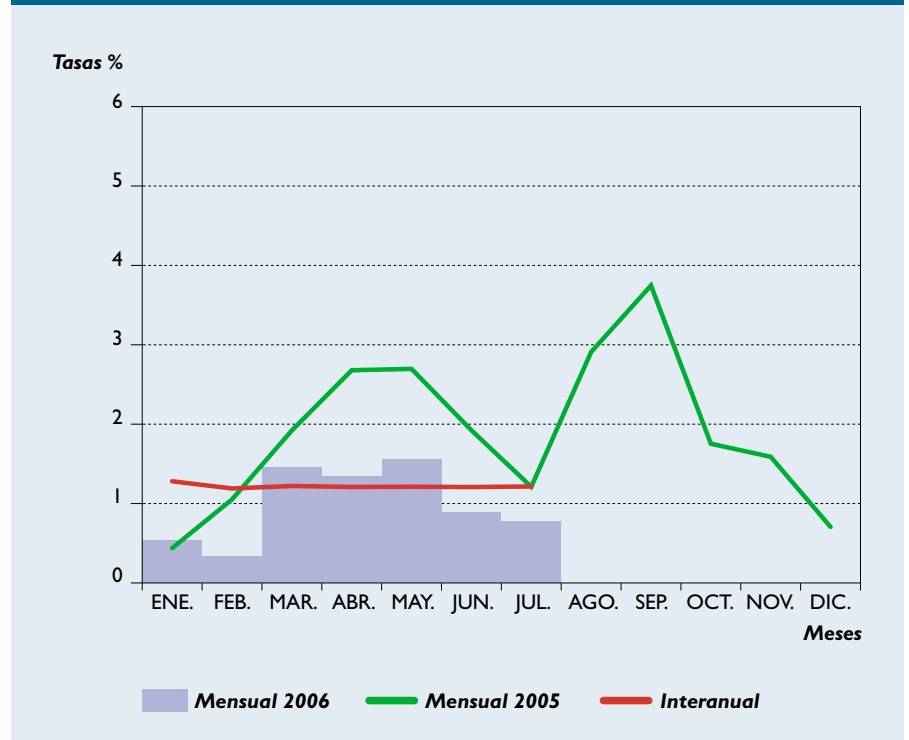
- Subestación de 400 kV Loeches reactivancia I para revisión de posición.
- Subestación de 400 kV Loeches reactivancia2 I para revisión de posición.
- Subestación de 400 kV Robla salida Lada para siliconado.

El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



**EVOLUCIÓN DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA**



La indisponibilidad de las líneas indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

GRÁFICO 7

**TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA**

Causas	Mensual	Interanual	%
Mantenimiento Preventivo	0,416	0,432	
Indisponibilidades Fortuitas	0,029	0,015	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,444</b>	<b>0,448</b>	
Por Otras Causas	0,331	0,767	
<b>TOTAL</b>	<b>0,775</b>	<b>1,215</b>	

La indisponibilidad de las líneas se ha clasificado por causas, incluyendo en el apartado otras causas, las debidas a motivos tales como: nuevas instalaciones, trabajos por cuentas de terceros, ampliaciones, etc.

TASA TOTAL

$$Tasa = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n T_i} * 100$$

en la que:

t<sub>i</sub> = tiempo de indisponibilidad, en horas, de cada línea, dentro del periodo T<sub>i</sub>

n = número total de líneas de Red Eléctrica

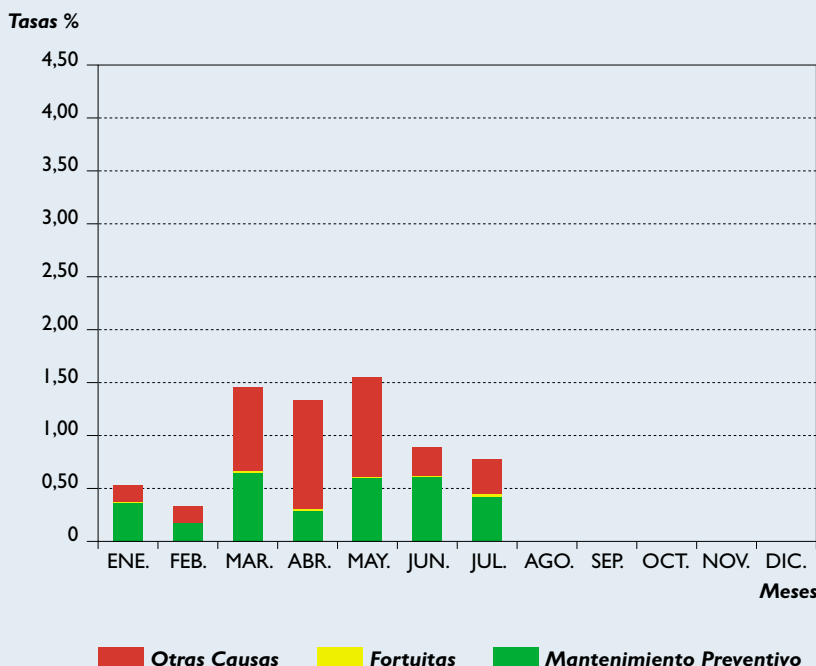
T<sub>i</sub> = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

CUADRO 6



DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



La evolución de la indisponibilidad anual está muy relacionada con los programas de descargos en líneas.

GRÁFICO 8

6. COMPORTAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

CAUSAS DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES

Número de Incidentes

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	32
	220 kV	1	5	97
	< 220 kV	0	0	1
Transformadores	400/220/132 kV	0	2	5

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	0	17	15
	220 kV	0	33	70
	< de 220 kV	0	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	5	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de julio se han producido cuatro cortes de mercado en instalaciones de la red de transporte. Dos de ellos tuvieron lugar en Galicia con una energía no suministrada de 43,92 MWh y de 0,1 MWh respectivamente. El tercero se produjo en Barcelona con una energía no suministrada de 26,45 MWh. El último, ocurrido en Madrid con una energía no suministrada de 5,8 MWh, no computa para el cálculo de los indicadores de continuidad de suministro por haber sido causada por terceros.

Energía No Suministrada, ENS, mide la energía cortada al sistema eléctrico peninsular, MWh, por interrupciones del servicio debidas a incidentes acaecidos en la red de 400 y 220 kV del sistema eléctrico peninsular, RdT.

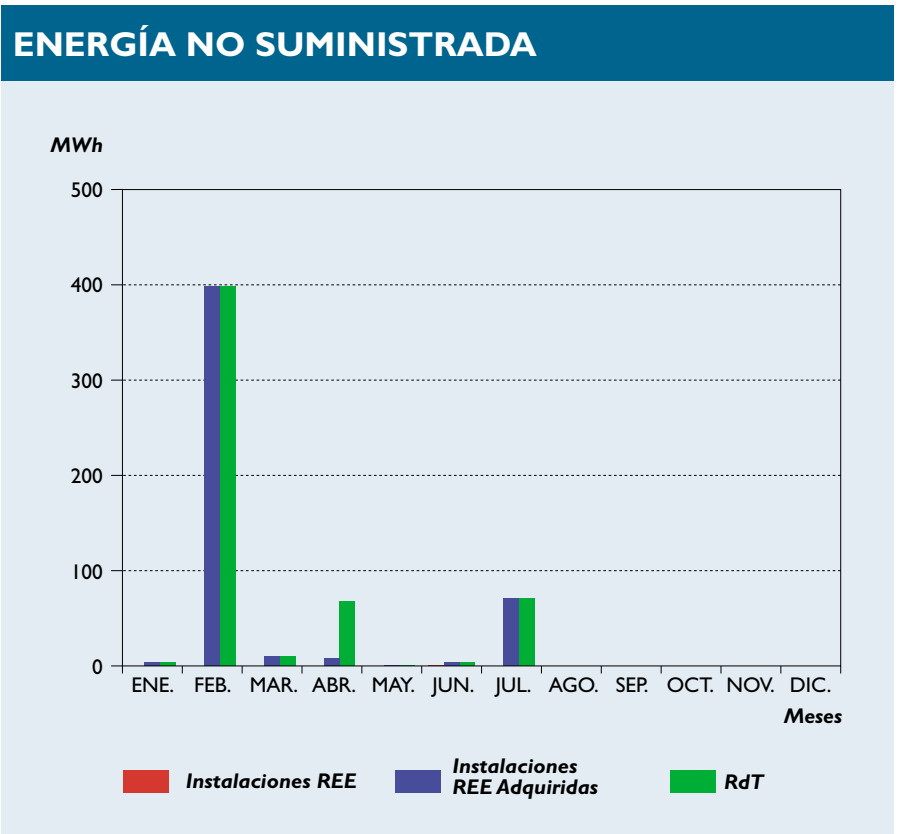


GRÁFICO 9

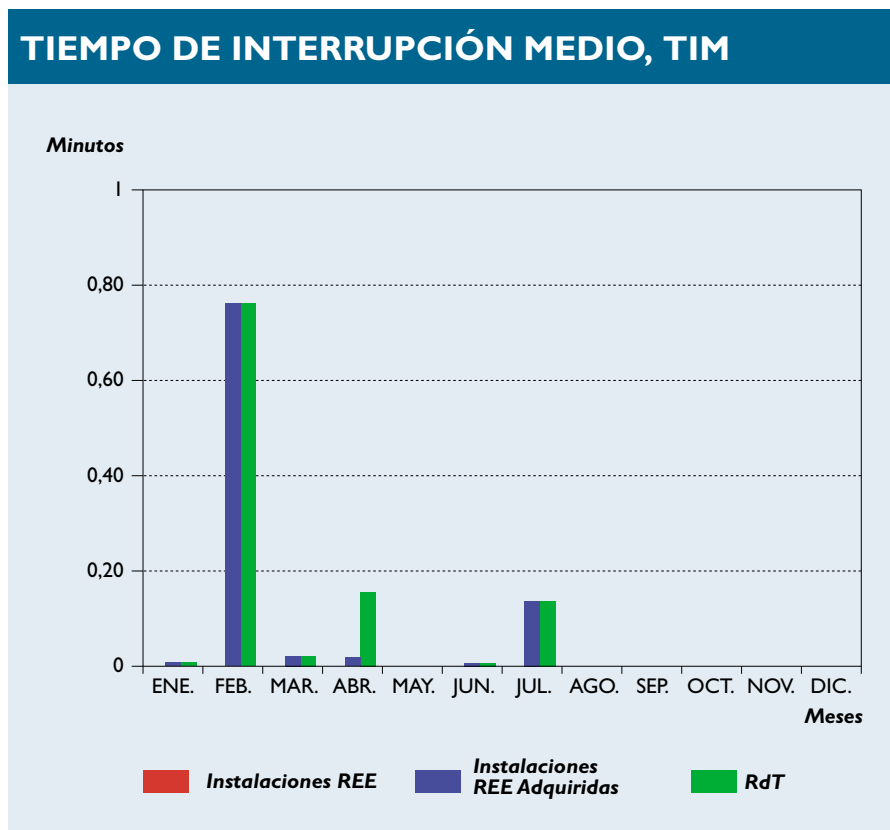


GRÁFICO 10

En el mes de julio el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0,137 minutos, conformando un total en la red de transporte de 0,137 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio (TIM), definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = \frac{MM \times ENS}{DM}$$

MM= Minutos al mes  
DM= Demanda mensual del sistema en MWh.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

[www.ree.es](http://www.ree.es)