



AGOSTO 2004



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

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

## RED DE TRANSPORTE

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

Información elaborada con datos disponibles a 1 de septiembre de 2004

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S. L.

Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de agosto alcanzó los 19.102 GWh, con un crecimiento del 2,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 4,2%.
- Aunque el mes no ha sido húmedo, la energía producible hidráulica registrada este mes representa el 99,2% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 46,5% de su capacidad total, tercer valor más alto registrado en un mes de agosto desde los últimos cinco años.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2004		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.823	13,1	22.095	-18,7	33.643	-6,9
<b>NUCLEAR</b>	5.645	1,6	43.337	4,4	63.372	0,0
<b>Hulla + Antracita</b>	3.434	-6,2	25.538	5,7	37.942	4,8
<b>Lignito Pardo</b>	1.361	7,2	10.437	14,8	15.451	10,5
<b>Lignito Negro</b>	827	3,7	5.442	4,4	8.430	4,4
<b>Carbón Importación</b>	1.073	-17,1	8.455	-4,3	12.772	-3,8
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.694	-4,7	49.872	5,4	74.595	4,3
<b>Gas Natural</b>	2.880	18,8	20.002	79,5	27.601	67,0
<b>Fuel-Oil</b>	382	-31,8	2.263	-31,1	3.259	-30,8
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	17.424	1,5	137.569	5,5	202.471	5,3
<b>Consumos Producción</b>	798	4,2	5.670	6,8	8.419	4,8
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	16.625	1,3	131.899	5,4	194.052	5,4
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.350	31,2	28.852	10,8	42.414	9,8
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	19.976	5,3	160.751	6,4	236.466	6,1
<b>Consumos en Bombeo</b>	384	-18,8	2.941	-6,0	4.471	-18,1
<b>Saldo Internacional</b>	-490	-	-2.828	-	-2.756	-
<b>DEMANDA</b>	19.102	2,6	154.982	3,9	229.239	4,1

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	T. Año Móvil *
	2003				2004								
Hidroeléctrica	1.784	2.001	3.070	4.739	3.521	3.195	2.950	2.750	3.093	2.675	2.089	1.823	33.690
Térmica Nuclear	4.338	4.743	5.532	5.744	5.692	5.347	5.151	5.328	5.040	5.376	5.759	5.645	63.695
Térmica Convencional	10.010	9.378	7.537	6.620	8.045	8.580	9.710	7.517	8.041	9.408	10.881	9.956	105.683
PRODUCCION BRUTA	16.132	16.122	16.139	17.103	17.258	17.122	17.811	15.595	16.174	17.459	18.729	17.424	203.068
Consumos Producción	718	694	673	668	691	674	709	592	649	755	802	798	8.423
PRODUCCION NETA	15.414	15.428	15.466	16.435	16.567	16.448	17.102	15.003	15.525	16.704	17.927	16.625	194.644
Adquirida Autoprod.	2.883	3.443	3.492	3.909	4.129	3.421	3.947	3.826	3.555	3.292	3.332	3.350	42.579
PROD. TOTAL NETA	18.297	18.871	18.958	20.344	20.696	19.869	21.049	18.829	19.080	19.996	21.259	19.975	237.223
Consumos en Bombeo	437	390	322	400	405	276	339	314	393	426	404	384	4.490
Saldo Internacional	160	55	-24	-119	-316	-297	-230	-635	-302	-319	-239	-490	-2.756
DEMANDA	18.021	18.536	18.612	19.825	19.975	19.294	20.479	17.880	18.385	19.251	20.616	19.102	229.976
Δ % Mensual	6,3	5,5	4,6	7,7	-0,8	3,2	11,1	5,7	4,1	2,3	3,3	2,6	-
Δ % 365 días	4,8	4,9	5,3	6,2	5,7	4,7	5,2	6,0	6,1	5,5	4,9	4,1	4,1

(\*) El año móvil se corresponde con la suma de los últimos doce valores mensuales.

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh ABRIL 2004												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	136	2.011	3.244	5.358	357	3.651	76	0	2.846	862	2.096	20.637
Térmica Nuclear	3.493	13.808	5.127	34.000	—	—	0	325	0	0	2.316	59.069
Térmica Convencional	2.687	27.006	10.458	4.033	3.317	18.465	261	7.282	1.784	1.940	232	77.465
PROD.TOTAL NETA I	6.316	42.825	18.829	43.391	3.674	22.116	337	7.607	4.630	2.802	4.644	157.171
Saldo Internacional	759	-1.573	-635	-4.595	122	3.912	260	1.493	135	743	373	994
Consumos en Bombeo	142	676	314	547	65	852	89	0	237	25	120	3.067
DEMANDA 2												
Mensual	6.933	40.576	17.880	38.249	3.731	25.176	508	9.100	4.528	3.520	4.897	155.098
Δ %	1,7	-0,4	5,7	2,0	-5,8	1,0	-0,2	4,7	28,2	6,5	1,2	2,2
Año Móvil	84.865	506.248	226.944	463.345	50.184	321.263	6.166	110.272	53.165	43.997	61.093	1.927.542
Δ %	0,7	0,6	6,0	3,5	1,0	2,6	1,6	0,7	4,0	5,1	3,5	2,5
I.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P					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 participación de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 666 MW y 6.677 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.896 MW y máximo de 10.165 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 2.362 MW y un máximo de 8.613 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 250 MW y un máximo 1.656 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.163 MW y los 5.380 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.244 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

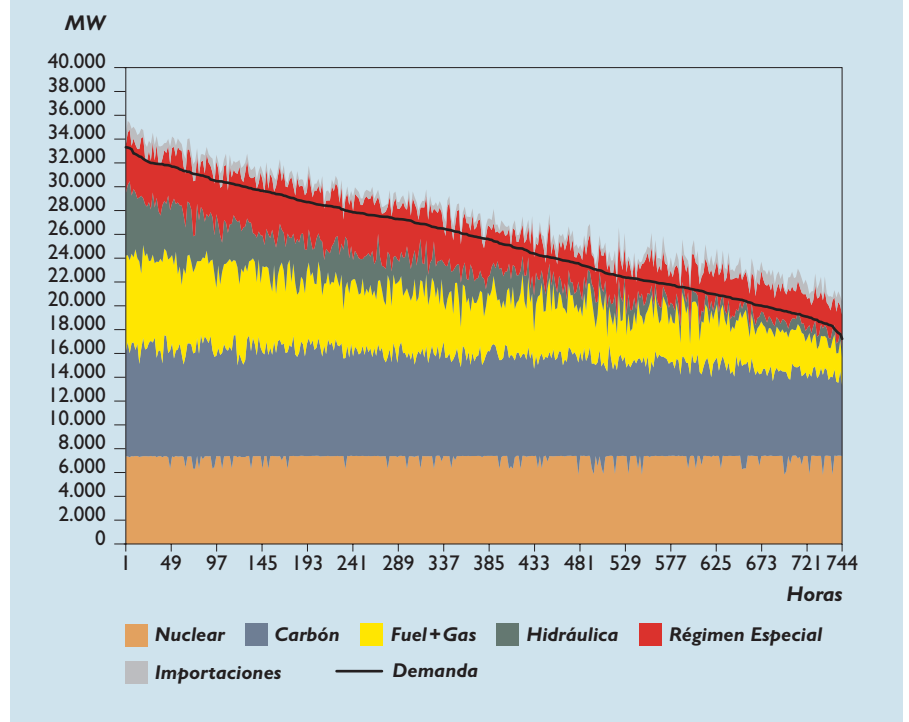


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

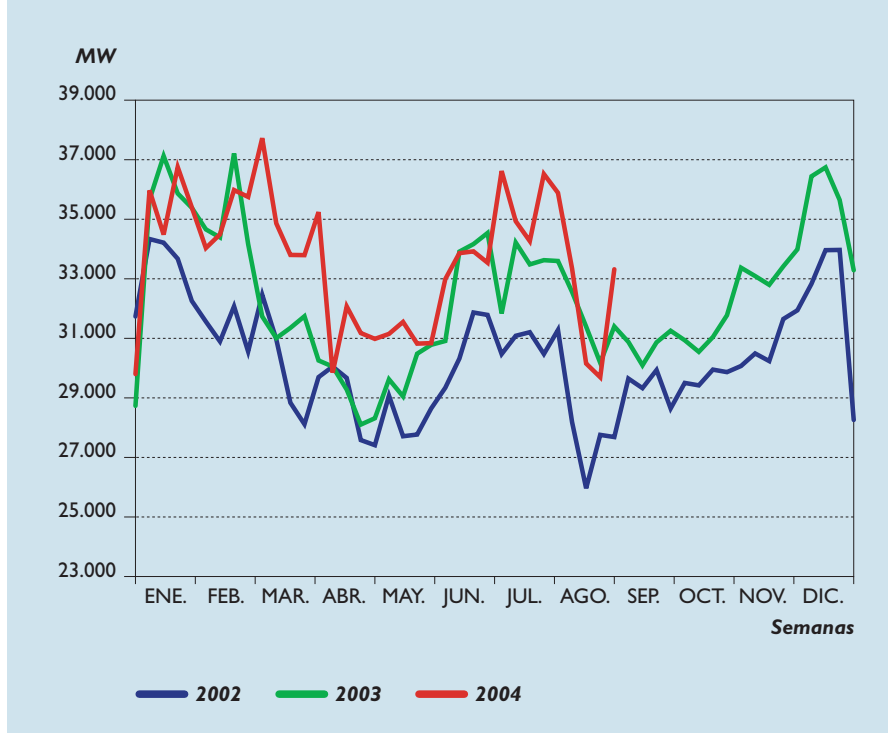


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 3 con 33.345 MW a las 14 horas. Este valor es superior en 106 MW al máximo registrado en el mes de agosto de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. aumentó un 2,6%. En agosto, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, restando 2,7 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 1,1 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	19.102	2,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		1,1
Efecto Temperatura (3)		-2,7
Efecto Act. Económica y Otros		4,2
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	154.982	3,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,6
Efecto Temperatura (3)		-0,4
Efecto Act. Económica y Otros		3,6

(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 periodo 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 (I)

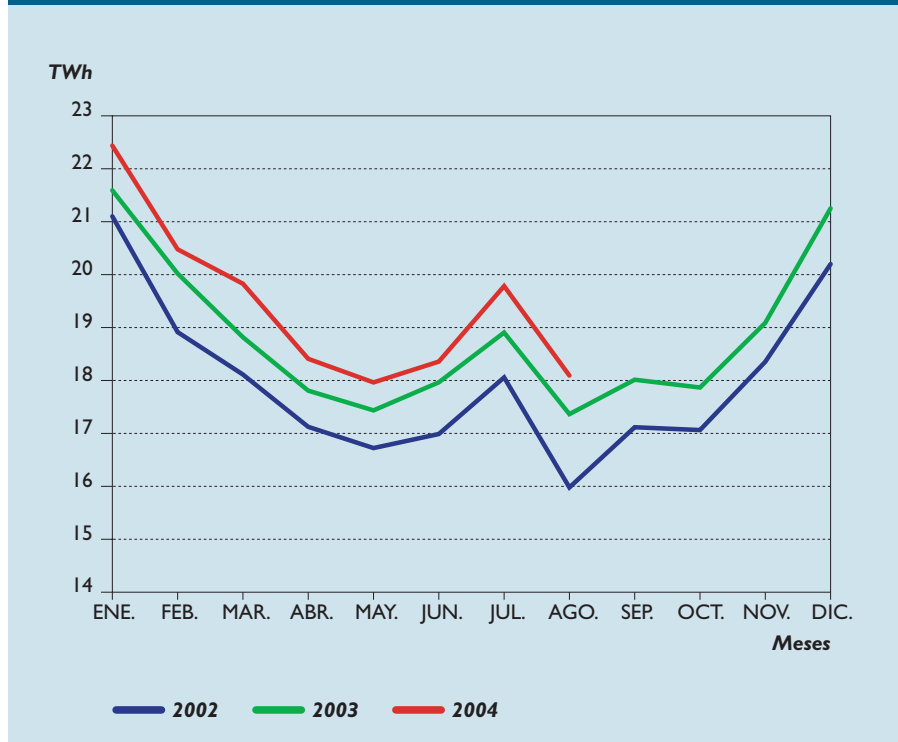


GRÁFICO 3

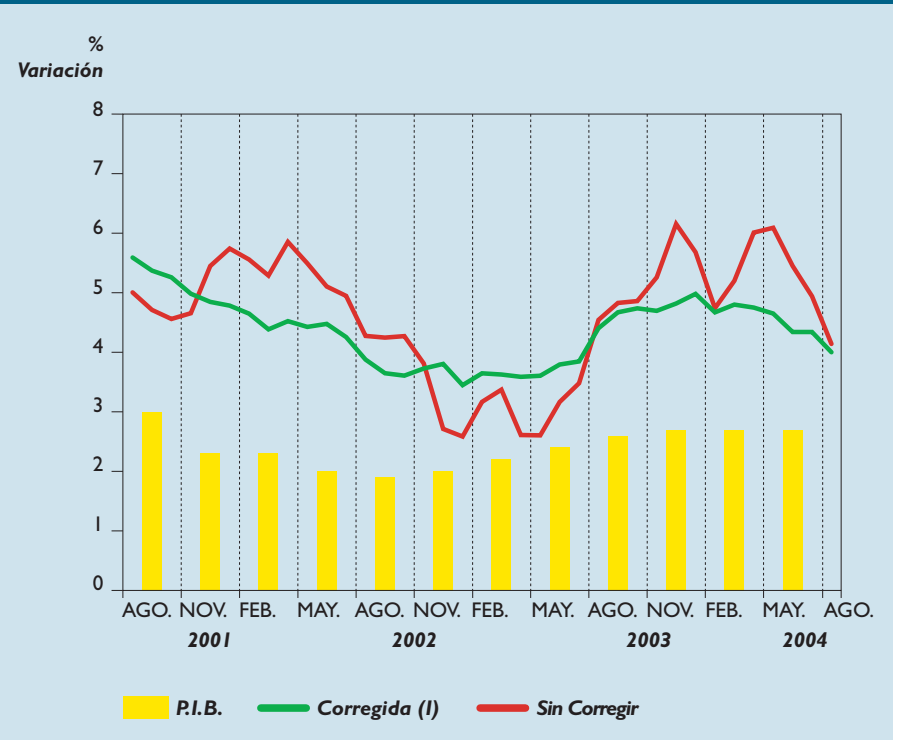
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,2%, inferior en 4,5 puntos al crecimiento experimentado en agosto del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,1%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4% en el mismo período. Este crecimiento es inferior al experimentado en los últimos meses.

### 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

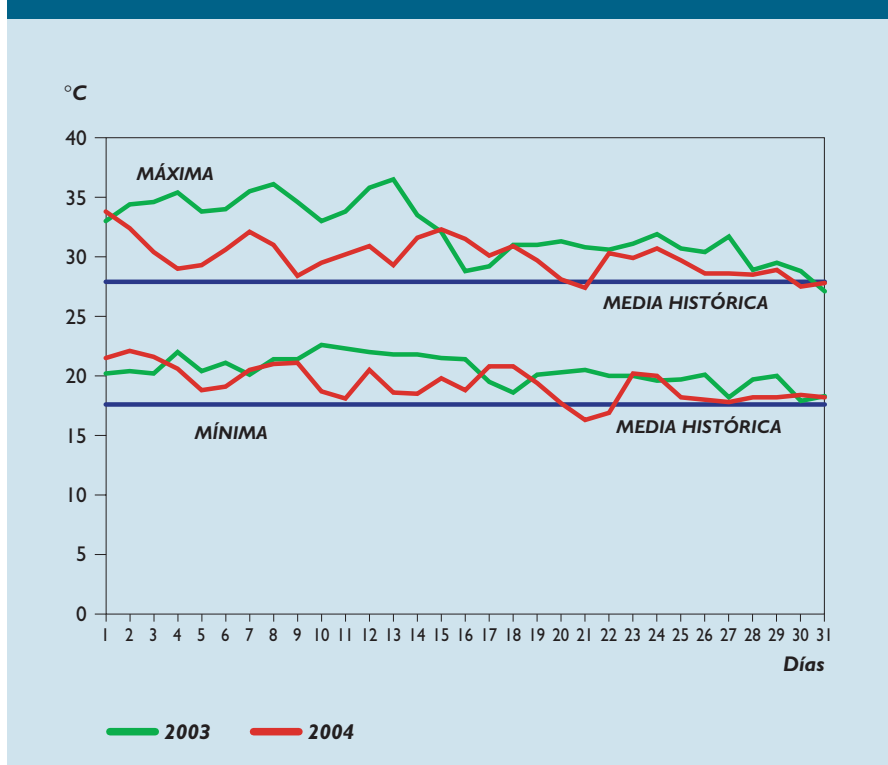


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior y superiores al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de agosto fue de 24,6 °C, inferior en 1,7 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las registradas en agosto de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 30 °C, inferior a los 32,2 °C registrados en agosto del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 19,3 °C frente a los 20,4 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 16 GWh, igual que el valor característico de un mes de agosto.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes similar a la media, registrándose un producible mínimo de 1 GWh el día 9 y un máximo de 32 GWh el día 24.

(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

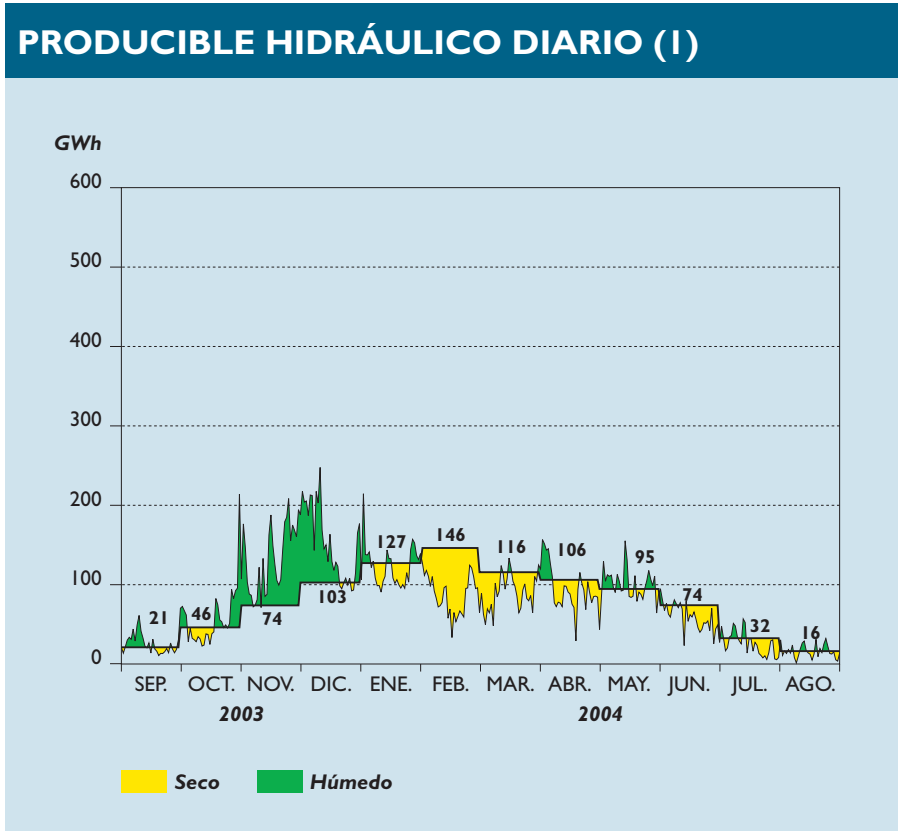


GRÁFICO 6

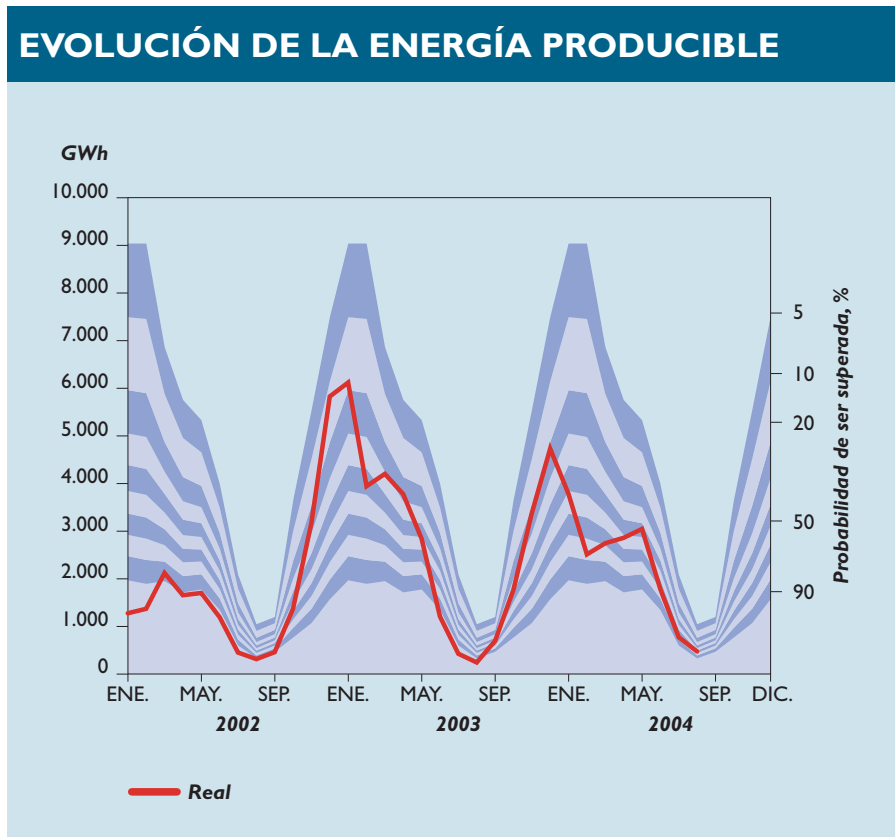


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,99 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 46%.

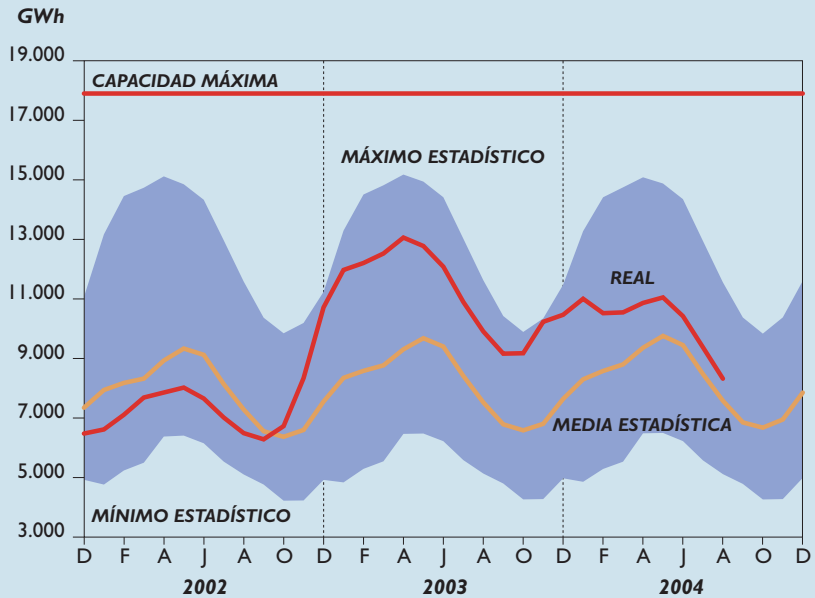
En los ocho primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,83 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 68%.

(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 situó a final de mes al 46,5% de su capacidad, inferior en 8,9 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

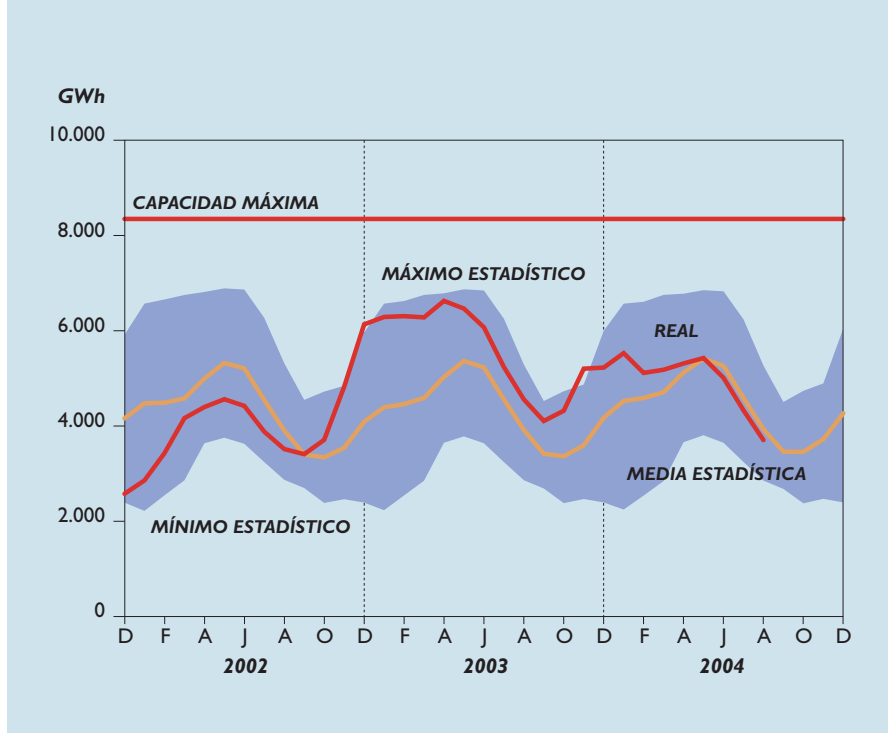


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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

GRÁFICO 8

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL



Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 44,4%; 7,5 puntos menos que en el mes de julio. Es el cuarto valor más alto registrado en un mes de agosto desde 1999.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 48,3% de su capacidad, inferior en 4,5 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

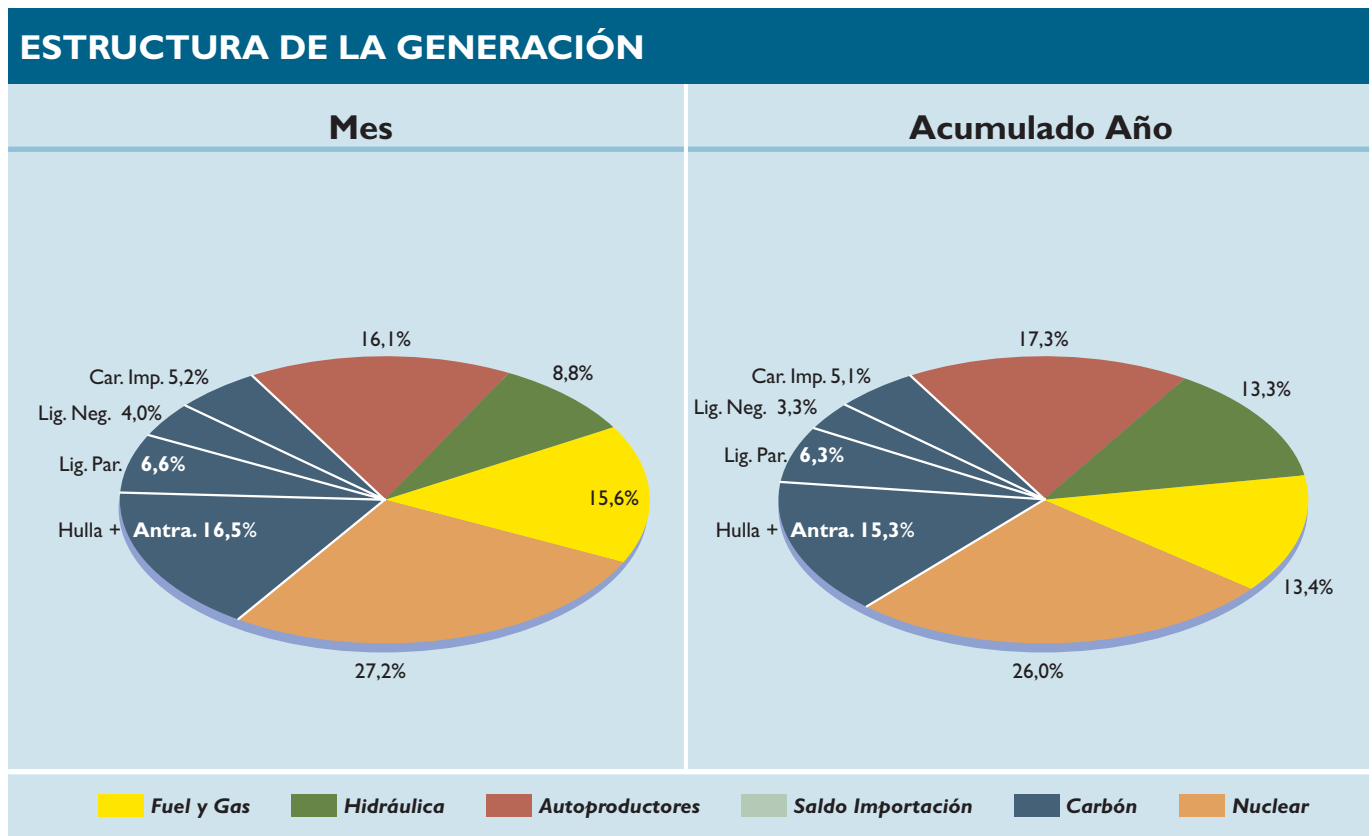


GRÁFICO 10

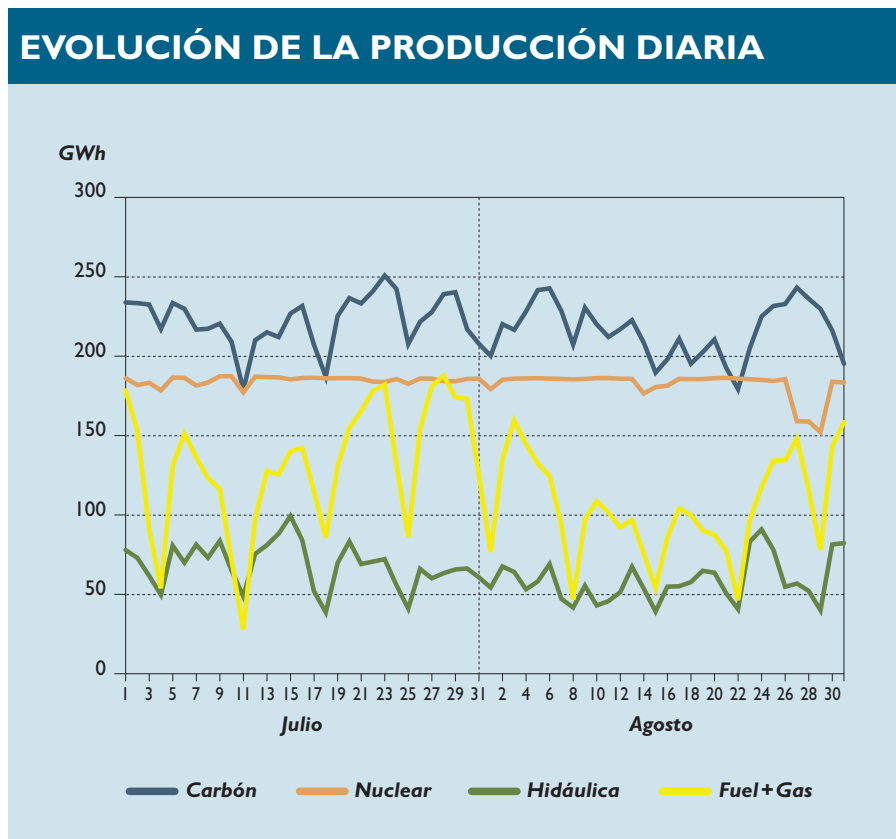


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 243 GWh y un mínimo de 195 GWh; la hidráulica entre 91 GWh y 43 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 160 GWh y mínimo de 86 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 182 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	AGOSTO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,99	0,00	0,01	0,96	0,03	0,01
Hulla + Antracita	0,94	0,00	0,06	0,88	0,03	0,09
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,96	0,00	0,04	0,87	0,09	0,04
Carbón Importación	0,93	0,00	0,07	0,87	0,04	0,09
TOTAL CARBÓN	0,95	0,00	0,05	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,86	0,00	0,14	0,86	0,00	0,14

R.A.: Revisión anual  
 Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

### 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
7	S.E. 220 kV Mata C-220 kV Besós Nuevo-Mata	Configuración de doble barra con posición de acoplamiento, línea a Besós Nuevo y posición TR-5 220/11 kV.
13	AT-4 400/220 kV en S.E. Begues	600 MVA
29	S.E. 220 kV Feria de Muestras L-220 kV Feria de Muestras-Torrente L-220 kV Feria de Muestras-La Eliana	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, dos posiciones de línea a Torrente y La Eliana y tres posiciones de TF 220/20 kV. Desaparece la L-220 Torrente-La Eliana.

CUADRO 6

### INCIDENTES

El 12 se produce un corte de mercado asociado a la SE Casares 220 kV por un incendio en la zona. Se produjeron varias interrupciones entre las 15:05 horas y las 16:48 horas.

El día 17 como consecuencia del disparo del TF6 de la subestación de Alcira 220 kV por causa ignorada, se produce una pérdida de mercado en la zona de Alcira, Algemesí y Alberique

(Valencia) asociada a Alcira 220 kV desde las 19:30 horas hasta las 19:40 horas con una pérdida de potencia de 16 MW.

El día 30 como consecuencia del disparo de la carga de Pinar del Rey-Acerinox 220 kV por explosión de T/i, se produce una pérdida de mercado en Acerinox (Cádiz) asociada a Pinar del Rey 220 kV desde las 8:01 horas hasta

las 8:12 horas con una pérdida de potencia de 150 MW.

El día 31 como consecuencia del disparo de la carga de Pinar del Rey-Acerinox 220 kV por la caída de un conductor, se produce una pérdida de mercado en Acerinox (Cádiz) asociada a Pinar del Rey 220 kV desde las 6:12 horas hasta las 11:52 horas con una pérdida de potencia de 120 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, por un valor de 462 GWh, valor que duplica el saldo exportador del mes anterior, 239 GWh.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 95% (390 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, EGL, CÉNTRICA ENERGÍA y UNION FENOSA GENERACIÓN han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 49, 36, 28, 14, 12, 6 y 2 GWh.

A través de esta interconexión, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EDF, EGL, UNION FENOSA GENERACIÓN, HIDRO-CANTÁBRICO GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, ELECTRABEL y EDP ENERGÍA IBERICA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 75, 47, 36, 35, 12, 11 y valores inferiores a 4 GWh los tres últimos.

En la interconexión con Portugal, REN e HIDRO-CANTÁBRICO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 40 GWh y 0,4 GWh.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, REN, ENDESA GENERACIÓN, EDP GESTAO DA PRODUCAO DE ENERGÍA e IBERDROLA GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 243, 154, 152, 85 y 50 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 comprador en el mercado de producción español (120 GWh).

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 12 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

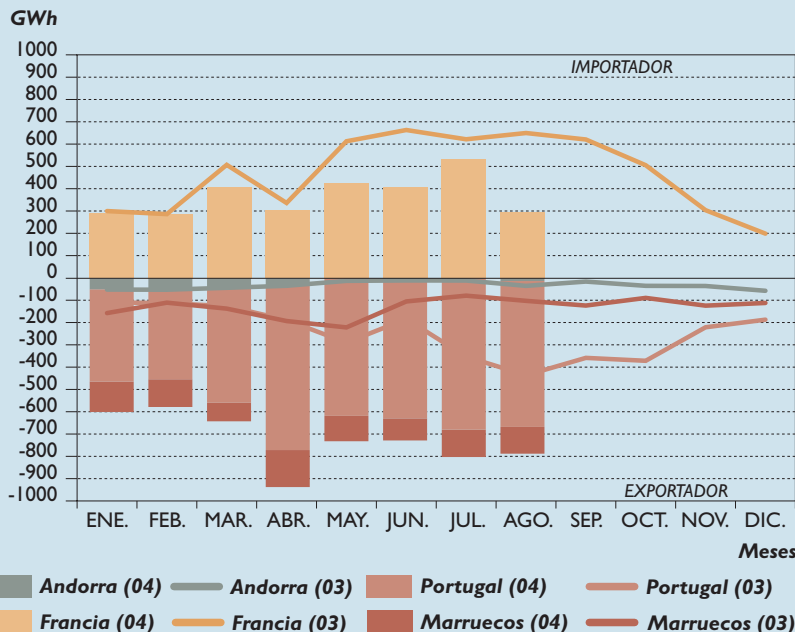


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	11,9	0,0	-11,9
España-Francia	74,6	371,5	296,9
España-Portugal	768,0	113,1	-654,9
España-Marruecos	121,8	1,6	-120,2
<b>TOTAL</b>	<b>976,4</b>	<b>486,2</b>	<b>-490,1</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	20,67	3,58	56,85	43,15
Feb.	17,73	3,81	59,97	40,03
Mar.	19,27	16,92	59,58	40,42
Abr.	21,40	6,73	60,92	39,08
May.	19,34	5,51	61,08	38,92
Jun.	17,10	13,18	63,34	36,66
Jul.	16,16	12,57	62,76	37,24
Ago.	17,54	31,17	54,36	45,64
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>18,62</b>	<b>10,82</b>	<b>59,79</b>	<b>40,21</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.

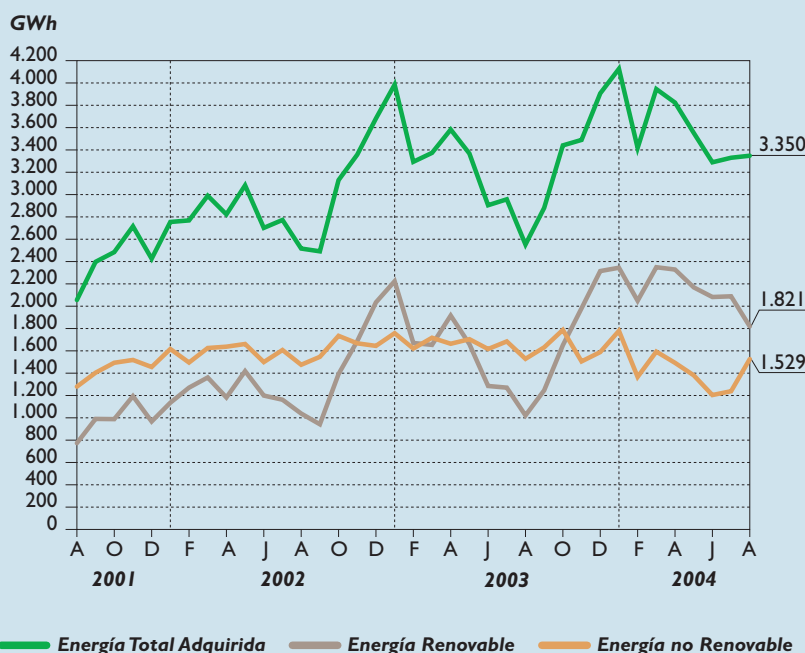


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,902 c€/kWh y mínimo de 2,531 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,320 c€/kWh y los 1,468 c€/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

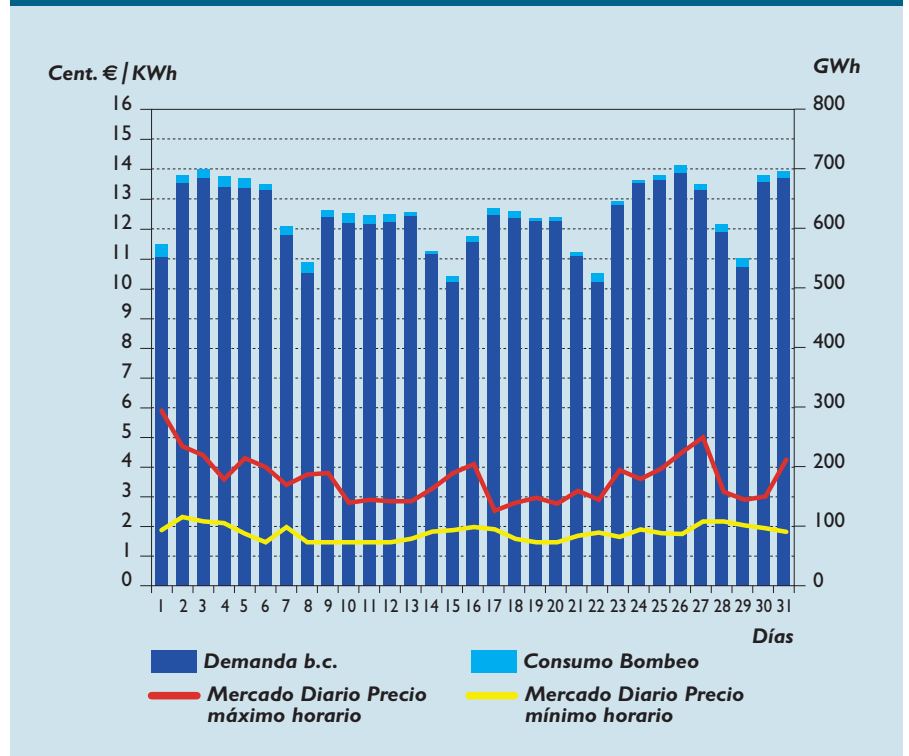


GRÁFICO 14

**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>16.251</b>	<b>79,5</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>10.086</b>	<b>49,3</b>
- Producción Interior	15.687		- Mercado Diario	10.121	
- Importación	564		- Mercados Intradiarios	-34	
Francia	544		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.148</b>	<b>30,1</b>
Portugal	20		- Mercado Diario	5.000	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	1.148	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>1.391</b>	<b>6,8</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	1.366		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>423</b>	<b>2,1</b>
- Importación	25		<b>Exportación</b>	<b>1.054</b>	<b>5,2</b>
Francia	-1		- Portugal	692	
Portugal	26		- Marruecos	122	
Marruecos	0		- Andorra	13	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-92</b>	<b>-0,5</b>	- Francia	226	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>145</b>	<b>0,7</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-17</b>	<b>-0,1</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.695</b>	<b>86,5</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.695</b>	<b>86,5</b>
Contratos Bilaterales (2)	85	0,4	Contratos Bilaterales (2)	85	0,4
Energía programada en Régimen Especial	2.667	13,0	Energía adquirida al Régimen Especial	2.667	13,0
<b>TOTAL</b>	<b>20.447</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>20.447</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

Agosto 2004

- A lo largo del mes de agosto han entrado en servicio en Begues una posición de 400 kV y otra de 220 kV, y se ha dado tensión al trafo 400/220 kV de 600 MVA.
- Menor número de elementos cargados de la red de transporte 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)	16.516	16.362 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	797	1.790
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	93	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	25	42
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	3	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-

(I) 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.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.026	205	16.231	285
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	660	42	702	95
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	51	10	61	32
	MVA	27.113	4.440	31.553	16.206
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	24	1	25	-
	MVAr	3.600	150	3.750	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-	13	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	3	-	3	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-	27	-

(\*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	4.420	6.851 (I)	11.271	5.091 (I)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	247	885	1.132	658
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	9	7	16	26
	MVAr	550	308	858	1.656

(\*) Pendiente de revisión por inventario de adquisición de activos a Endesa y Unión Fenosa.  
 (I) 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 ninguna línea ha superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, y ninguna ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV veintiocho líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y seis de ellas 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%**

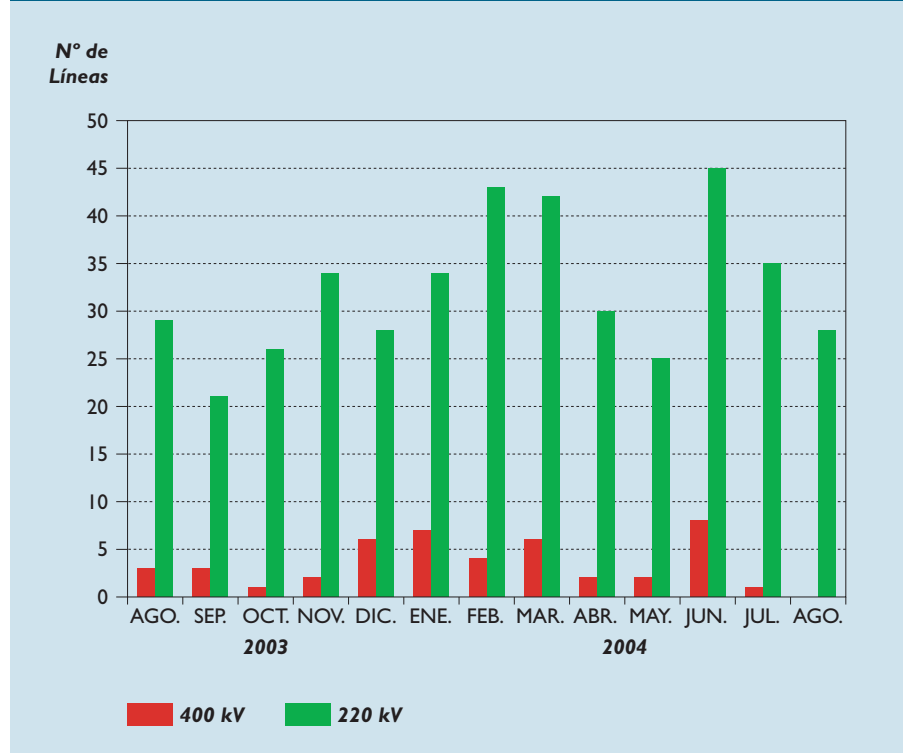


GRÁFICO 1

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

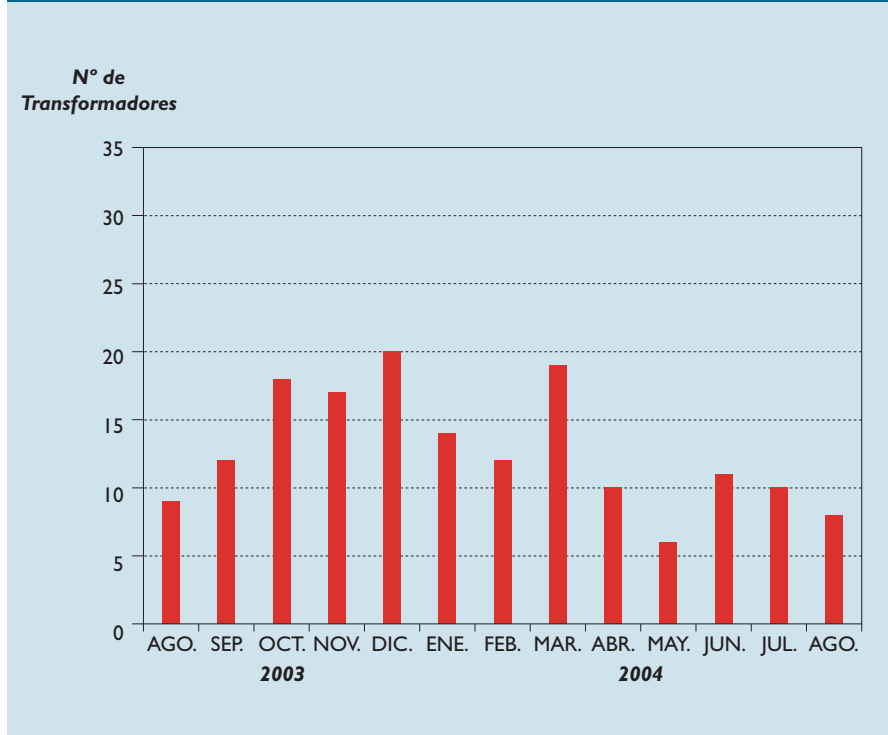


GRÁFICO 2

Este mes ocho transformadores han superado una carga máxima del 80%, uno de ellos registra una carga media superior al 70%.

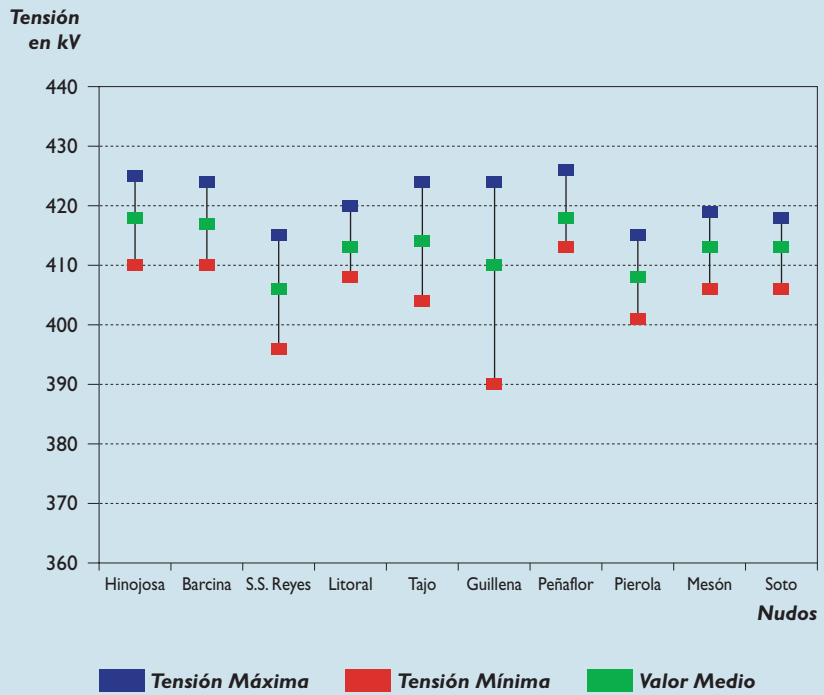
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 390 kV en Guillena y los 440 kV en J.M. Oriol y Pinilla. El 40% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 19% entre 420 y 425 kV. El 1% de las medidas superan los 430 kV.

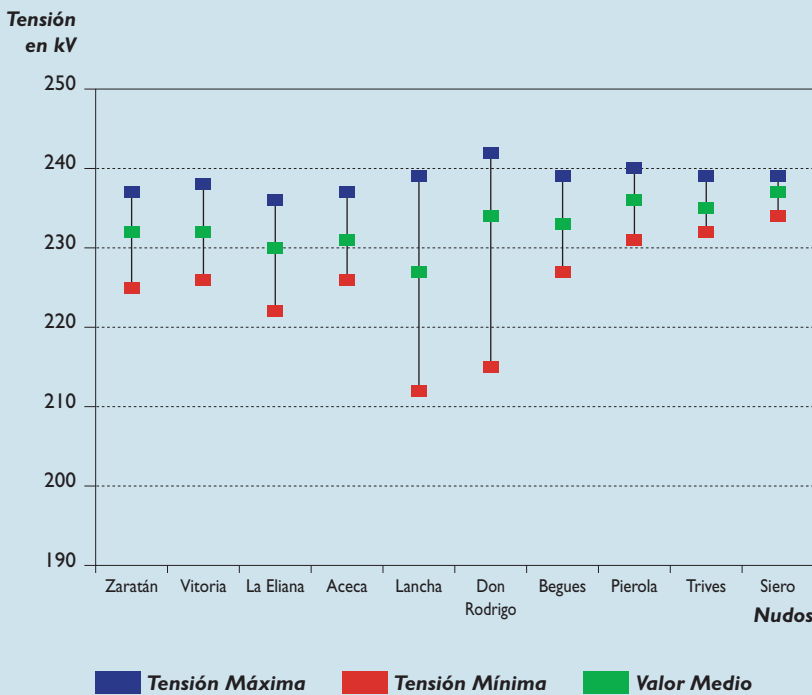
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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

GRÁFICO 3

TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 220kV



En la red de 220 kV, las tensiones han variado entre los 203 kV de Benahadux y los 249 kV registrados en Benahadux. El 43% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 30% entre 235 y 240 kV. Un 2% de las medidas superan los 240 kV.

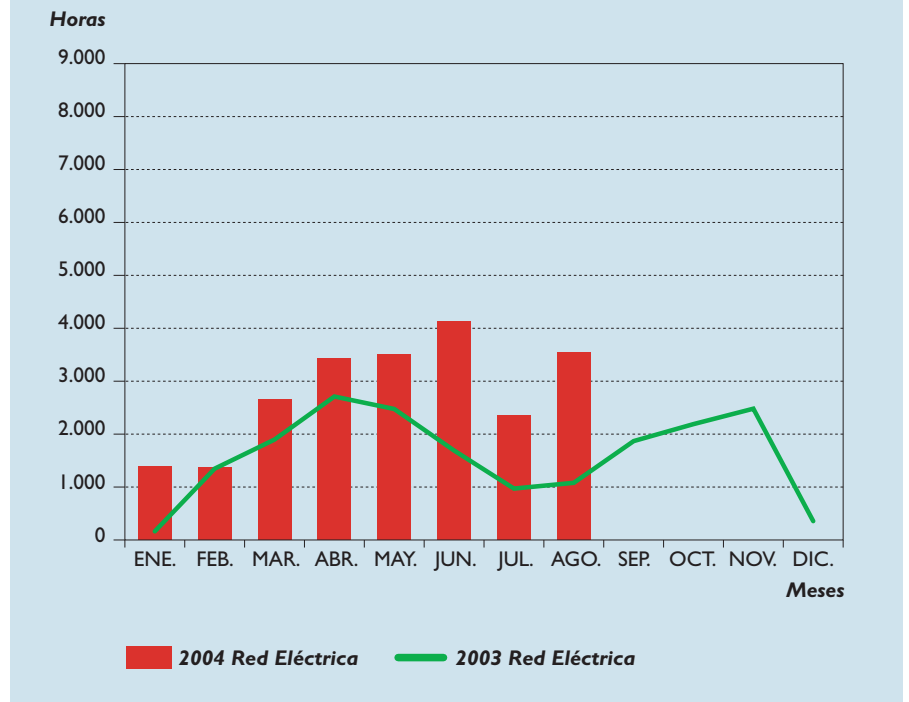
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 220 kV Mesón-Vimianzo, Mazaricos-Vimianzo y Compostilla-Santa Marina para revisión exhaustiva de la línea.
- Líneas de 220 kV Pobla-Abrera, Escatrón-Tarragona y Coslada-Getafe para mantenimiento de la línea.
- Líneas de 400 kV Olmedilla-Romica I para mantenimiento de la línea.
- Líneas de 400 kV Aldeadávila-Arañuelo, Arcos de la Frontera-Puerto de la Cruz y Arañuelo-J.M. Oriol para reparar elementos de la línea.

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



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

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>	513	974	153	0
<b>220 kV</b>	3.032	1.940	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	205	0	0

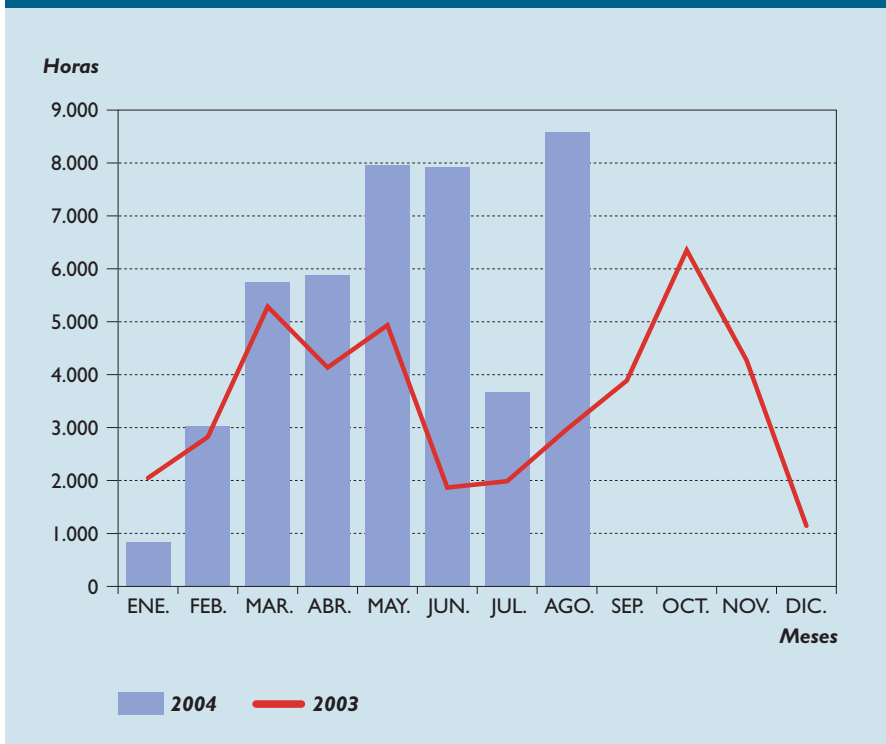
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Cedillo, posición salida Pego, para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Mudarra, posición Acoplamiento de barras, para reparar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Olmedilla, posición salida Romica I, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Sentmenat, posición Can Barba, para revisar equipos de la posición.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.734	5.425	7.159
Barras	132	1.302	1.434
<b>TOTAL</b>	<b>1.866</b>	<b>6.727</b>	<b>8.593</b>

- Subestación de 220 kV Coslada, posición Villaverde, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Grado, posición Mediano, y Mediano posición Grado para revisar la posición y motorización de los seccionadores de puesta a tierra.
- Subestación de 220 kV Rubí, posición Abrera, para revisar equipos de la posición.

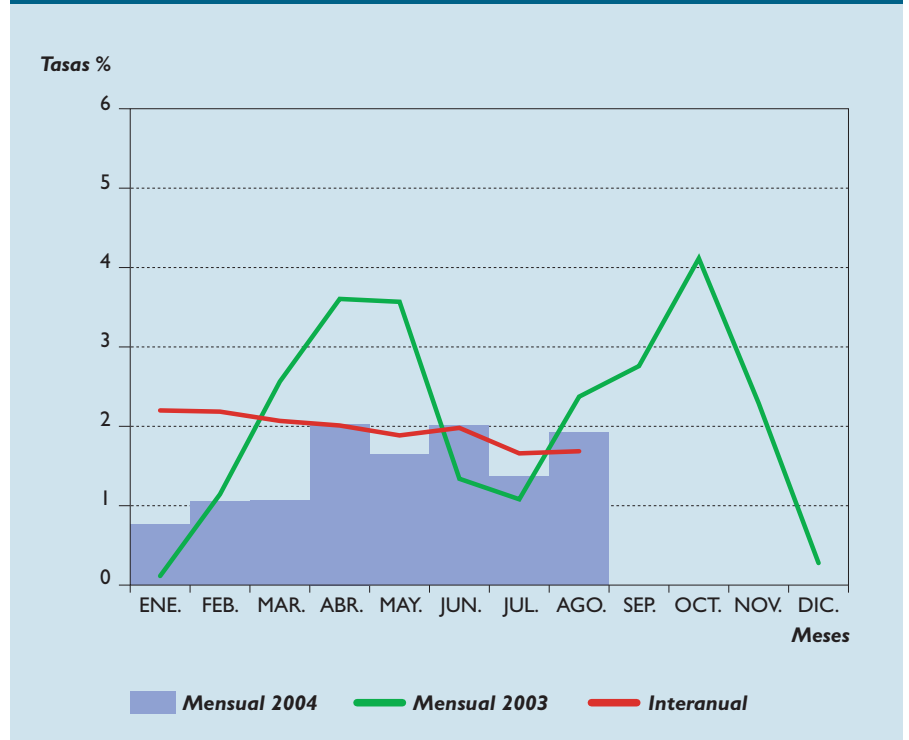
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad mensual del año 2004 incluye los nuevos activos adquiridos. Para el cálculo de la tasa de indisponibilidad interanual no se tiene en cuenta los nuevos activos adquiridos.

### 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	1,010	0,718
Indisponibilidades Fortuitas	0,029	0,020
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>1,038</b>	<b>0,738</b>
Por Otras Causas	0,883	0,948
<b>TOTAL</b>	<b>1,921</b>	<b>1,686</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

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

en la que:

$t_i$  = tiempo de indisponibilidad, en horas, de cada línea, dentro del periodo  $T_i$

$n$  = número total de líneas de Red Eléctrica

$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

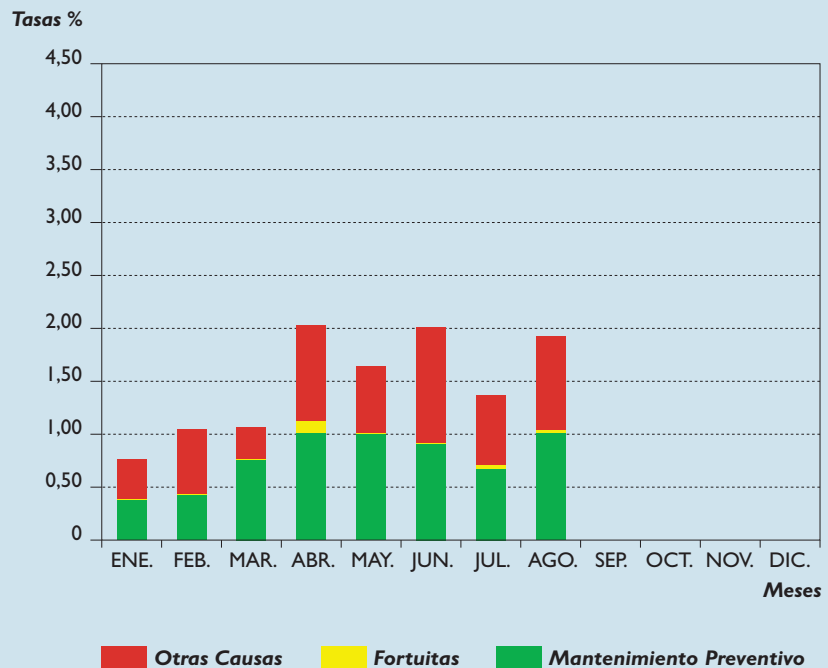
$PN_i$  = potencia nominal de cada línea

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	1	0	30
	220 kV	0	1	95
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	1

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	4	14	13
	220 kV	3	21	72
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de agosto se han registrado tres cortes de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. El primero de ellos tuvo lugar en Valencia, con una energía no suministrada de 2,67 MWh y por causa ignorada. Los otros dos sucedieron en Cádiz con una energía no suministrada de 27,5 MWh y 680 MWh respectivamente, y fueron debidos a fallo de equipo.

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.

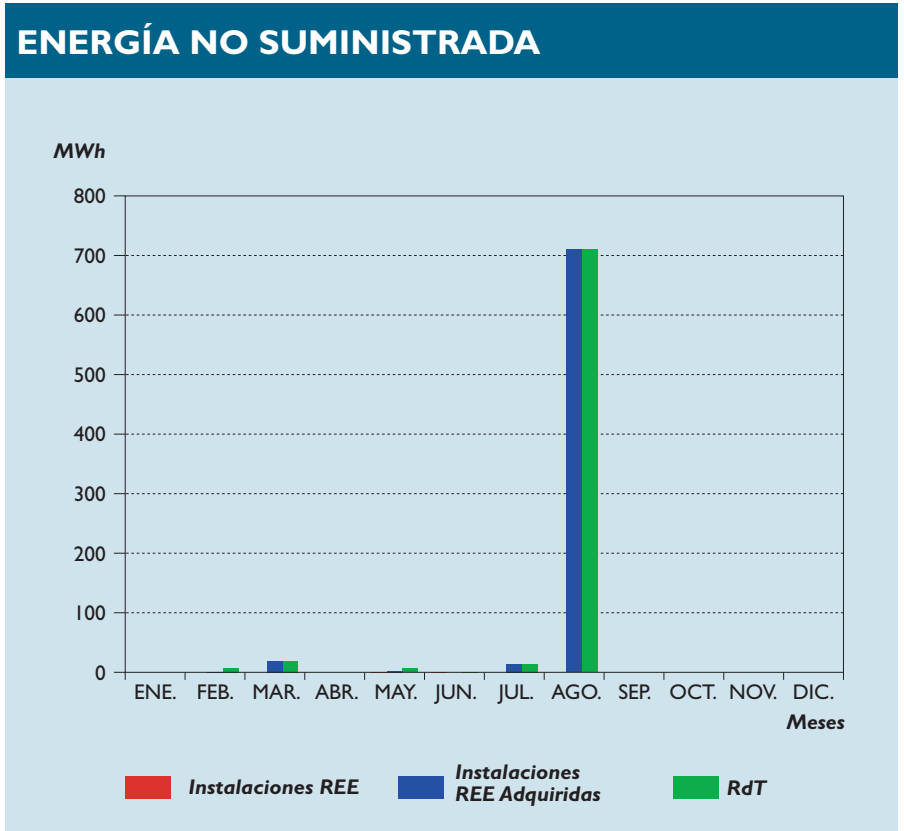


GRÁFICO 9

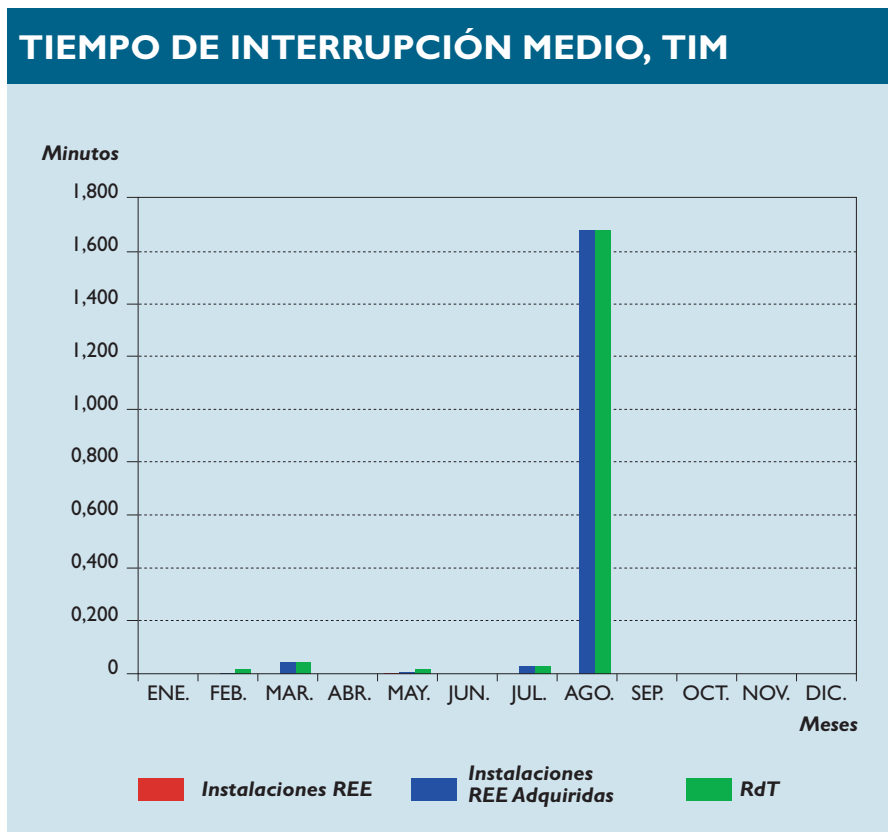


GRÁFICO 10

En el mes de agosto 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 1,674 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 1,674 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)