

# Informe Mensual

JUNIO 2003



**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

Fecha de ejecución: 30-06-2003. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- Durante este mes se han superado los máximos históricos en periodo de verano de demanda de potencia media horaria y de demanda de energía diaria. La máxima demanda de potencia media horaria se registró el día 26 con 34.538 MW y la máxima demanda de energía diaria el día 26 con 708 GWh.
- La demanda de energía eléctrica en el mes de junio alcanzó los 18.741 GWh, con un crecimiento del 8,0% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 5,4%.
- El mes ha sido seco, con una energía producible hidráulica registrada este mes que representa el 59,3% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 67,5% de su capacidad total, segundo valor más alto registrado en un mes de junio desde 1980.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	2.367	14,6	23.563	120,2	35.386	60,5
<b>NUCLEAR</b>	4.633	-12,3	30.283	1,4	63.442	2,2
<b>Hulla + Antracita</b>	3.601	10,6	16.856	-22,8	35.336	-18,7
<b>Lignito Pardo</b>	1.281	-0,2	6.463	-19,7	14.068	-13,1
<b>Lignito Negro</b>	611	-26,3	3.587	-29,9	8.084	-17,8
<b>Carbón Importación</b>	967	-7,1	6.277	-1,6	13.091	-2,1
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.460	0,8	33.184	-19,8	70.578	-14,8
<b>Gas Natural</b>	2.247	108,4	6.386	65,1	14.298	81,5
<b>Fuel-Oil</b>	938	-3,3	1.883	-72,8	4.964	-58,8
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	16.644	5,3	95.298	2,8	188.668	0,9
<b>Consumos Producción</b>	729	3,3	3.761	-10,2	7.920	-6,8
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	15.915	5,4	91.537	3,4	180.748	1,3
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	2.845	5,5	19.507	14,1	37.201	17,4
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	18.760	5,4	111.044	5,1	217.949	3,7
<b>Consumos en Bombeo</b>	426	-32,2	2.247	-31,0	5.947	8,5
<b>Saldo Internacional</b>	407	-	829	-	3.104	-38,9
<b>DEMANDA</b>	18.741	8,0	109.627	4,0	215.106	2,6

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	T. Año Móvil
	2002						2003						
Hidroeléctrica	1.653	1.267	1.279	1.366	2.042	4.216	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.367	35.386
Térmica Nuclear	5.717	5.595	4.789	5.635	5.604	5.818	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.633	63.442
Térmica Convencional	9.186	8.227	9.252	8.440	7.534	5.750	6.054	6.922	6.560	5.684	6.588	9.645	89.840
PRODUCCION BRUTA	16.556	15.089	15.320	15.441	15.180	15.784	17.343	16.344	15.803	14.146	15.019	16.644	188.668
Consumos Producción	754	706	697	717	673	612	634	618	623	554	603	729	7.920
PRODUCCION NETA	15.802	14.383	14.623	14.724	14.507	15.172	16.709	15.726	15.180	13.592	14.416	15.915	180.748
Adquirida Autoprod.	2.768	2.516	2.477	3.103	3.260	3.569	3.775	3.357	3.100	3.270	3.161	2.845	37.201
PROD. TOTAL NETA	18.570	16.899	17.100	17.827	17.767	18.741	20.484	19.083	18.280	16.862	17.577	18.760	217.949
Consumos en Bombeo	700	572	598	576	570	684	587	380	369	219	266	426	5.947
Saldo Internacional	576	236	428	298	491	246	26	51	247	-37	134	407	3.104
DEMANDA	18.446	16.563	16.929	17.550	17.688	18.303	19.922	18.755	18.157	16.607	17.445	18.741	215.106
Δ % Mensual	4,5	-1,1	2,7	4,9	-0,7	-3,0	3,1	10,5	3,1	-2,3	1,6	8,0	-
Δ % 365 días	4,9	4,3	4,2	4,2	3,7	2,6	2,3	3,0	3,0	2,1	2,0	2,6	2,6

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MARZO 2003													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	135	1.923	4.640	5.746	472	3.334	66	0	2.419	1.958	2.390	23.083	
Térmica Nuclear	3.565	13.871	4.670	35.959	—	—	0	338	0	0	2.392	60.795	
Térmica Convencional	3.007	30.683	8.970	3.905	3.514	19.877	132	7.711	1.918	1.490	261	81.468	
PROD.TOTAL NETA I	6.707	46.477	18.280	45.610	3.986	23.211	198	8.049	4.337	3.448	5.043	165.346	
Saldo Internacional	749	-1.247	247	-6.975	190	4.836	422	1.326	565	115	405	633	
Consumos en Bombeo	126	645	369	611	53	908	71	0	226	39	219	3.267	
DEMANDA 2													
Mensual	7.330	44.585	18.157	38.024	4.123	27.139	549	9.375	4.676	3.524	5.229	162.711	
Δ %	1,5	0,2	3,1	1,4	7,9	4,4	3,6	0,6	8,7	1,9	1,5	2,1	
Año Móvil	83.971	504.149	213.241	439.563	47.860	312.179	6.092	108.694	51.542	41.317	58.860	1.867.468	
Δ %	1,4	1,9	3,0	0,6	2,3	2,0	2,7	0,7	-4,1	2,8	1,3	1,5	
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 1.204 MW y 8.246 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 6.257 MW y máximo de 9.514 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.936 MW y un máximo de 8.200 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 125 MW y un máximo 2.144 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.131 MW y los 5.024 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.222 MW.

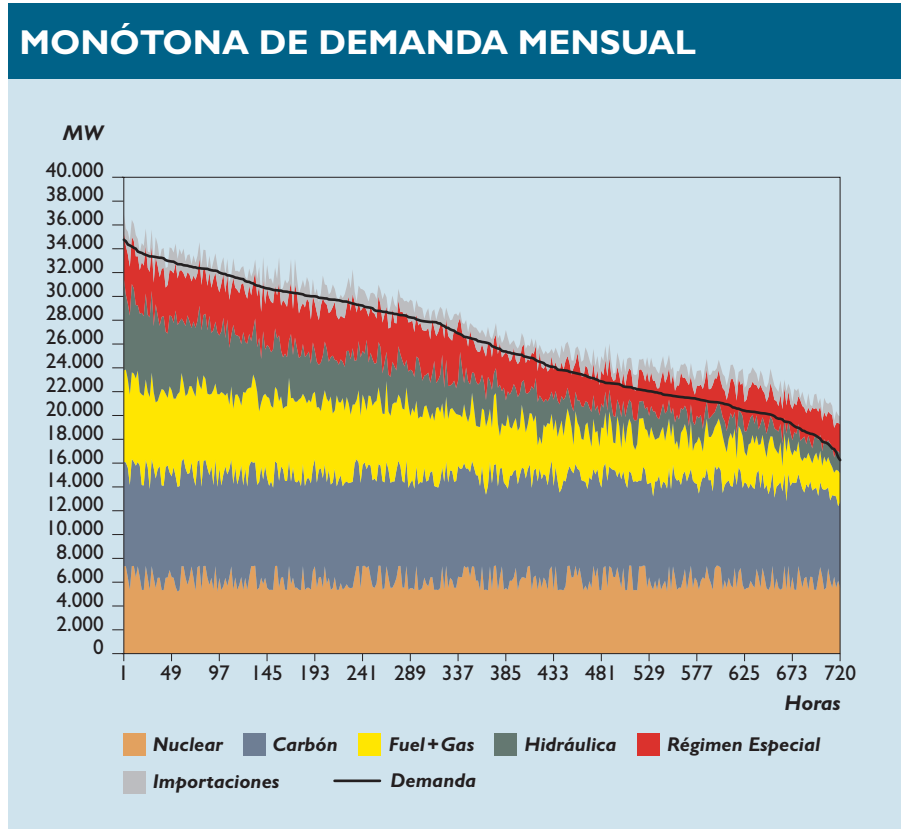


GRÁFICO 1

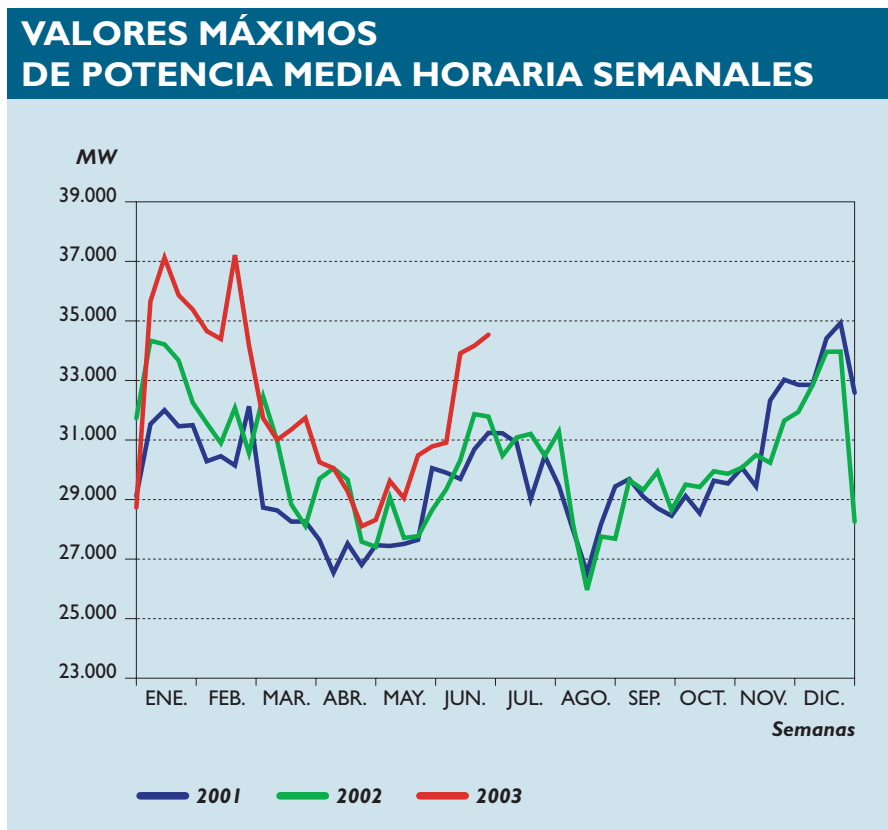


GRÁFICO 2

Durante este mes se han superado los valores máximos históricos en periodo de verano de demanda de potencia media horaria, registrándose 34.538 MW el día 26 a las 14 horas. Este valor es superior en 2.670 MW al máximo registrado en el mes de junio de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 8,0%. En junio, las temperaturas fueron más altas que las del año anterior, aportando 2 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,6 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.741	8,0
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,6
Efecto Temperatura (3)		2,0
Efecto Act. Económica y Otros		5,4
Acumulado Año		
Demanda Total	109.627	4,0
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,1
Efecto Temperatura (3)		0,7
Efecto Act. Económica y Otros		3,4

- (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)

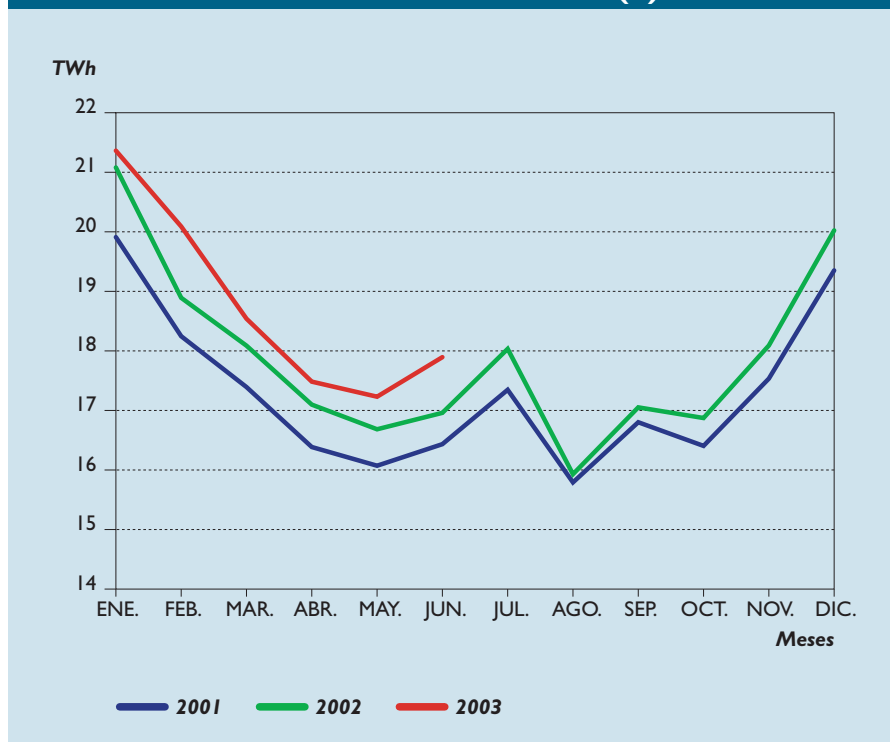


GRÁFICO 3

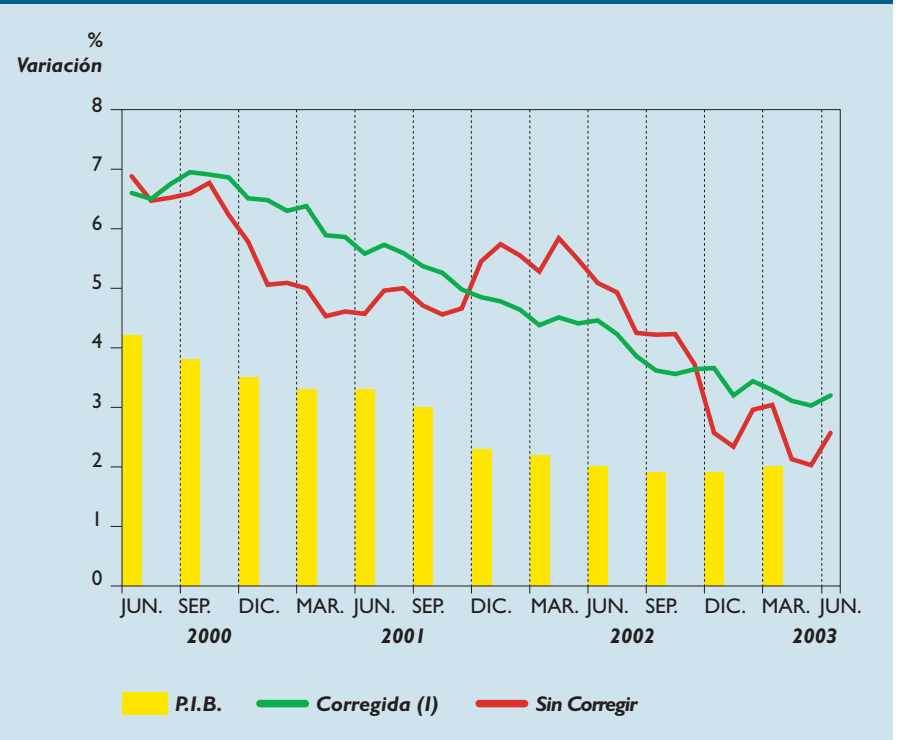
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 5,4%, superior en 2,1 puntos al crecimiento experimentado en junio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 2,6%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 3,2% en el mismo período. Este crecimiento es superior al experimentado en los dos últimos meses del año 2003.

### 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

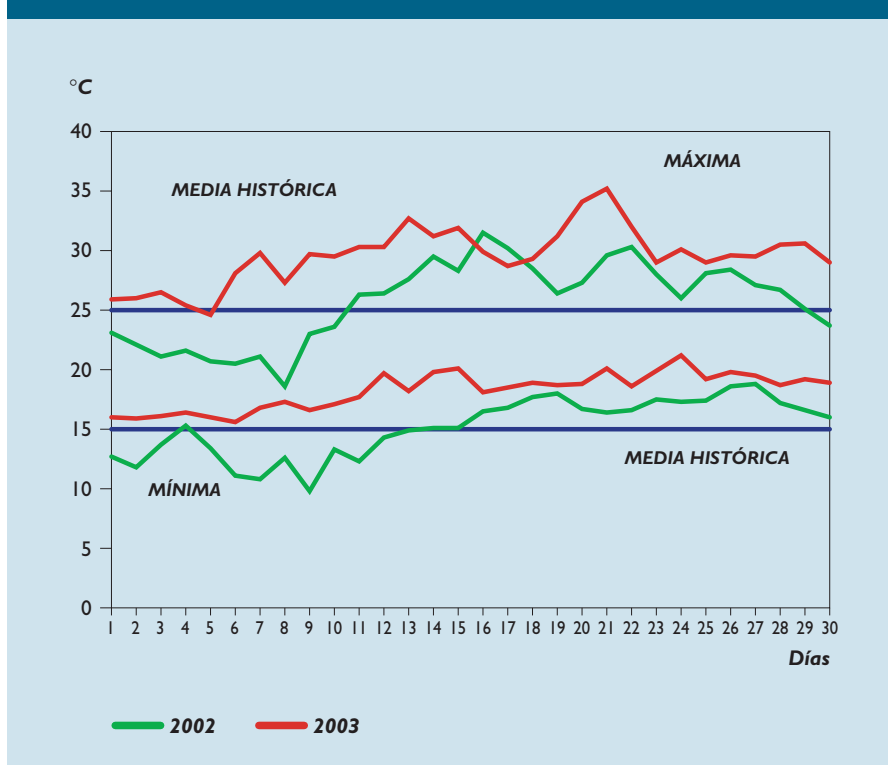


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de junio fue de 23,9 °C, superior en tres grados y medio a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las registradas en junio de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 29,6 °C, superior a los 25,7 °C registrados en junio del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 18,2 °C frente a los 15,1 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 46 GWh, inferior en 28 GWh al valor característico de un mes de junio.

Desde el punto de vista hidroeléctrico el mes ha sido seco, registrándose un producible mínimo de 19 GWh el día 23 y un máximo de 87 GWh el día 4.

(I) «La energía producible, 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

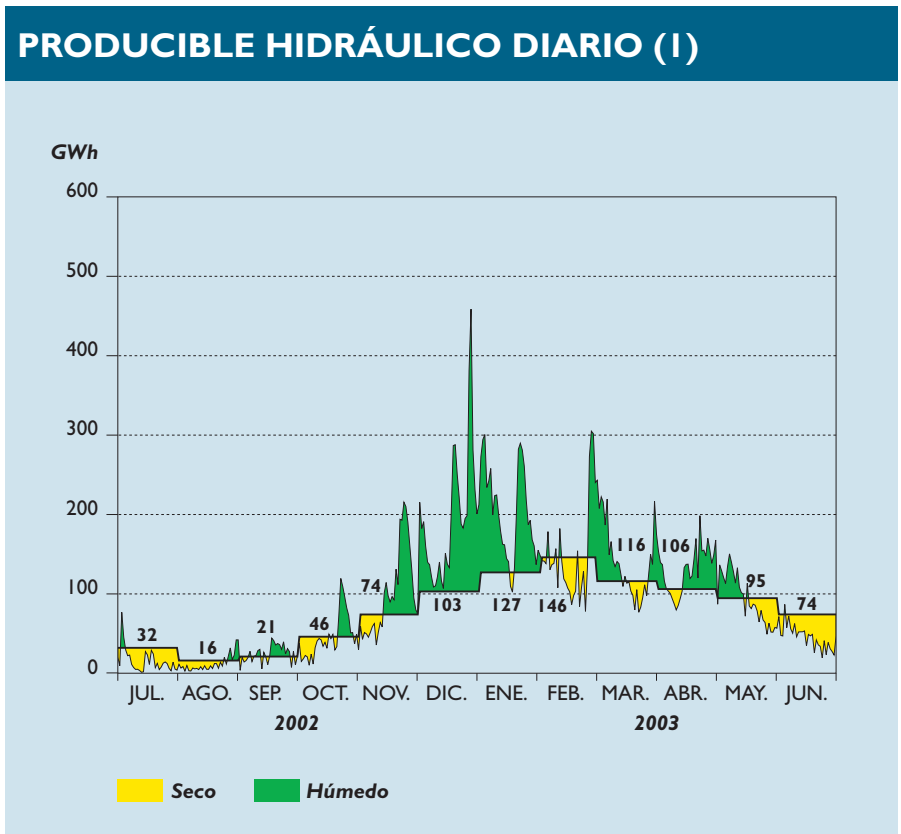


GRÁFICO 6

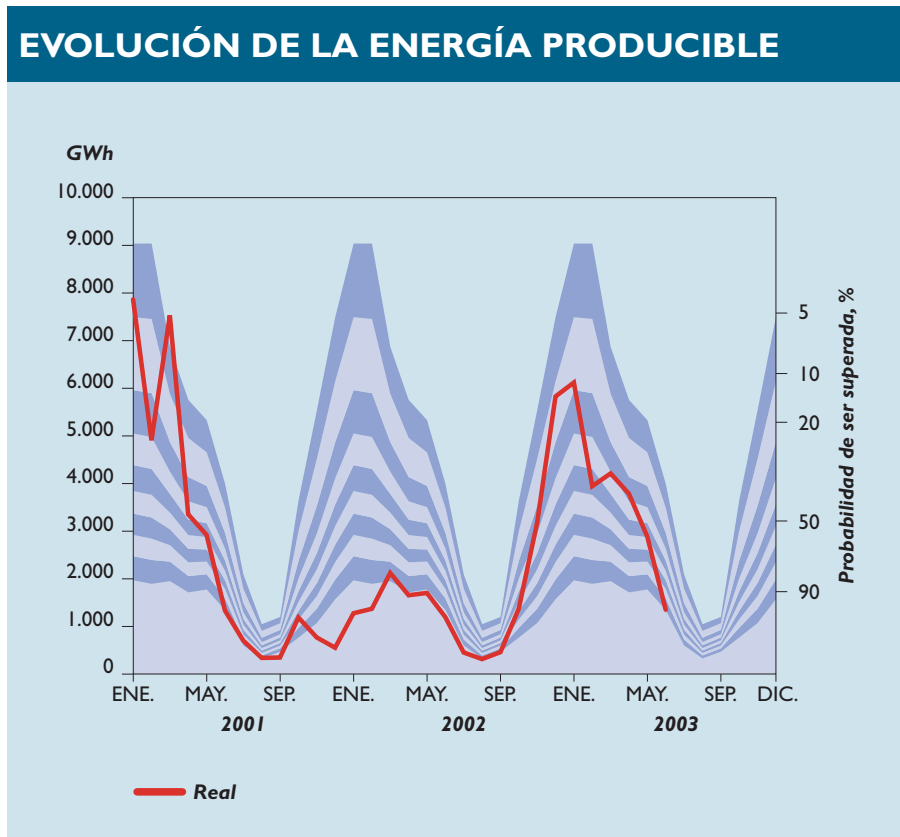


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,62 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 87%.

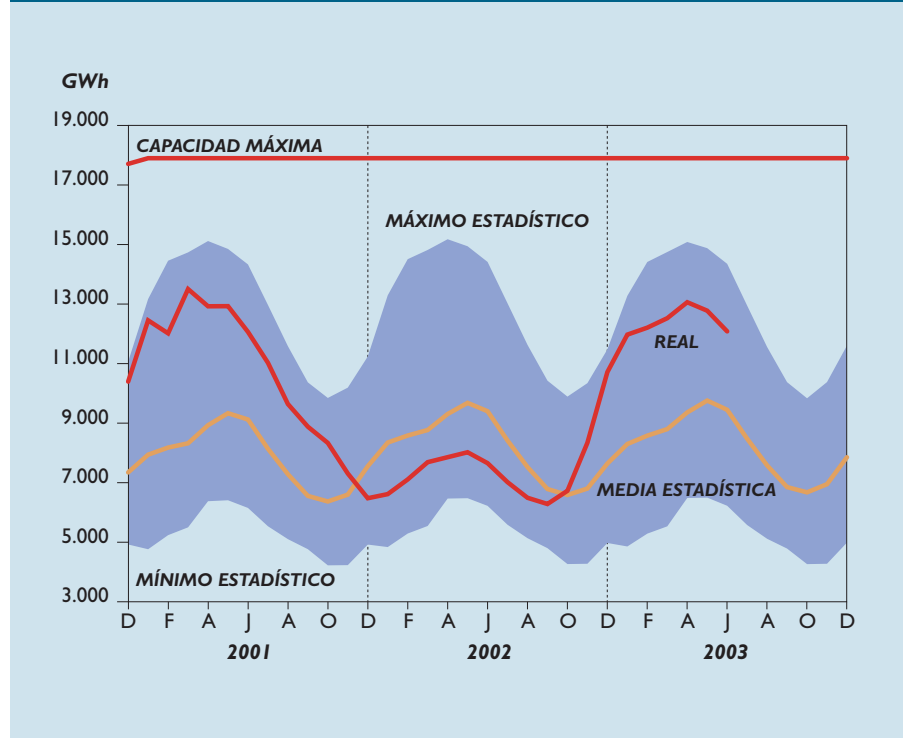
En los seis primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,12 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 32%.

(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 67,5% de su capacidad, superior en 24,7 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

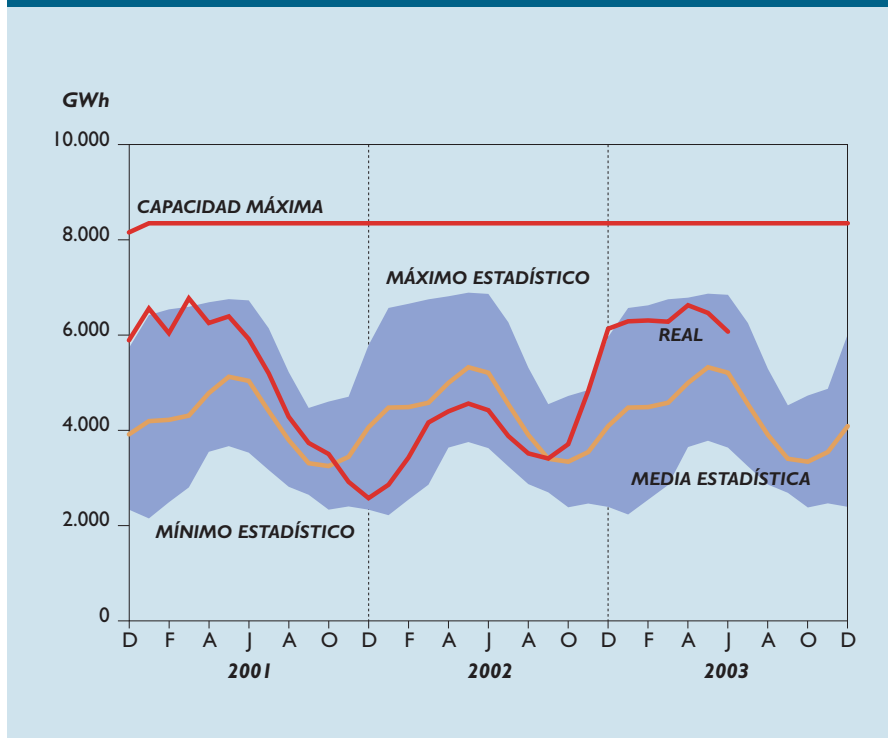


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 72,8%; 4,7 puntos menos que en el mes de mayo. Es el tercer valor más alto registrado en un mes de junio desde 1980.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 62,9% de su capacidad, inferior en 3,2 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

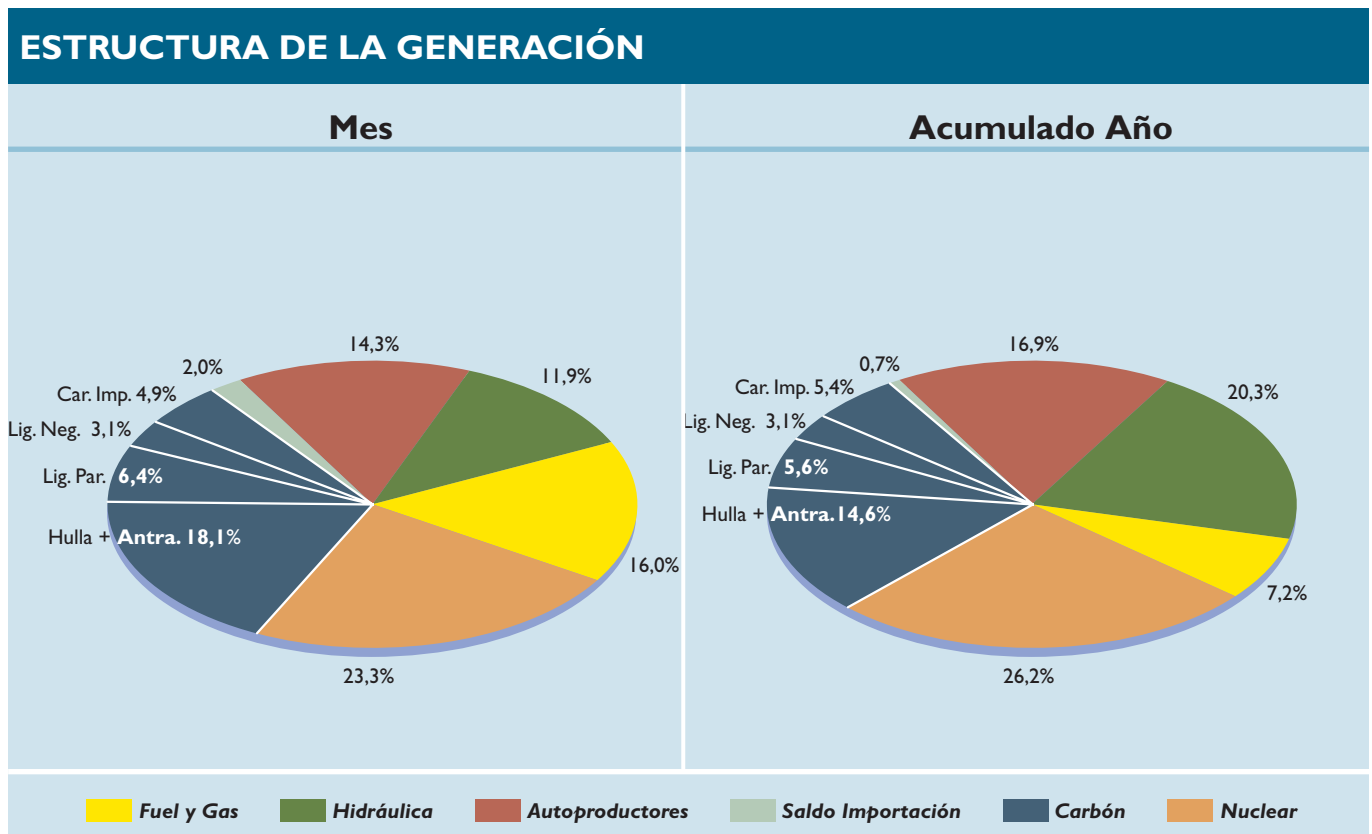


GRÁFICO 10

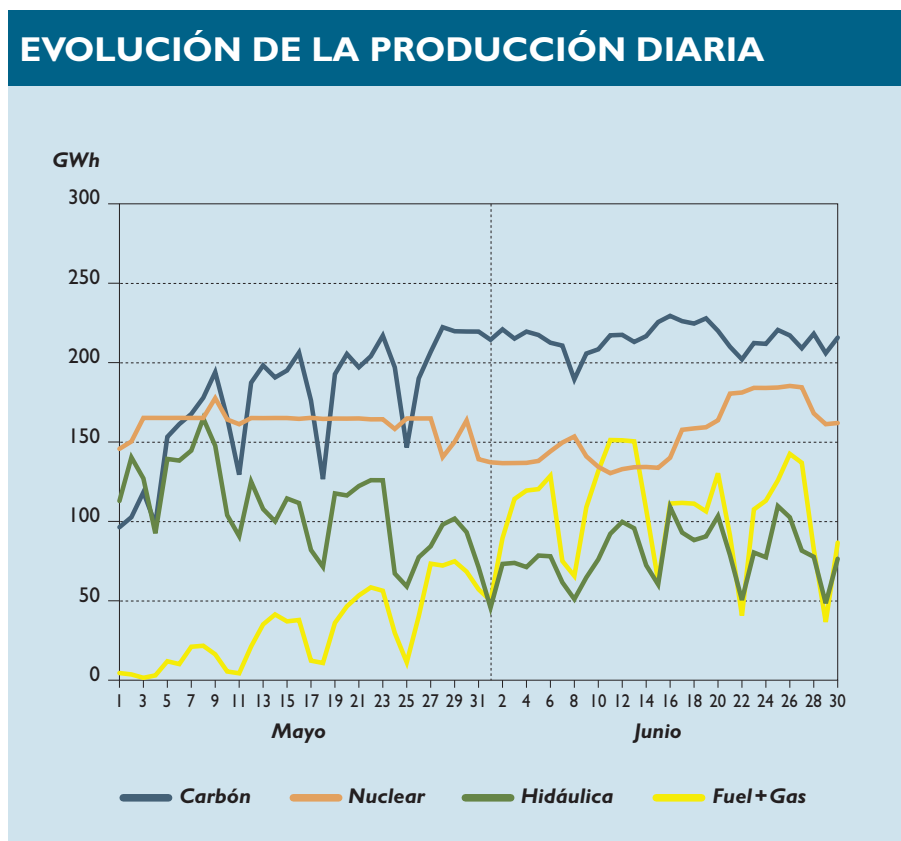


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 230 GWh y un mínimo de 206 GWh; la hidráulica entre 110 GWh y 65 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 151 GWh y mínimo de 87 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 154 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	JUNIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,86	0,10	0,04	0,90	0,08	0,02
Hulla + Antracita	0,88	0,00	0,12	0,89	0,01	0,10
Lignito Pardo	0,98	0,00	0,02	0,92	0,06	0,02
Lignito Negro	0,70	0,00	0,30	0,85	0,07	0,08
Carbón Importación	0,75	0,24	0,01	0,91	0,06	0,03
TOTAL CARBÓN	0,85	0,04	0,11	0,89	0,04	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,83	0,02	0,15	0,80	0,05	0,15

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

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
8	S.E. 220 kV Elche L-220 kV Elche-Rojales	Configuración de doble barra con acoplamiento Desaparece la L-220 kV Saladas-Rojales
10	L-220 kV Elche-Saladas	
16	Barra 2 Arroyo la Vega 220 kV	

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 12 a las 20:36 horas se produce el disparo del cable de 220 kV Canyet-Badalona, provocando un cero de tensión en las S/E de Badalona, Maragall, Besós, Vilanova, Besós Nuevo, Urgell y Les Corts. En el momento del disparo se encontraba indisponibles los cables de 220 kV Santa Coloma-Besós Nuevo y Besós Nuevo-Trinitat. Estos ceros de tensión producen a su vez un corte de mercado de 499 MW que afectó desde las 20:36 hasta las 20:45 h. a las poblaciones de Badalona, Maragall, Urgell, Les Corts, Vilanova y San Adrián en la provincia de Barcelona. También se pierde la generación de San Adrián (grupos 1 y 3) y Besós (grupos 3 y 4) con un total de 1.320 MW.

El día 24 a las 16:30 horas se produce el disparo de la línea de 220 kV Mesón-Dumbría, por tormenta. Como consecuencia del disparo se produce un corte de mercado en Ferroatlántica-Dumbría de 100 MW, durante 21 minutos.

El día 24 a las 12:56 horas se produce el disparo de la línea de 400 kV Aluminio-Boimente I, por tormenta. Como consecuencia del disparo se produce un corte de mercado en Aluminio de 220 MW, durante 45 minutos.

El día 26 a las 11:34 horas se produjo el disparo de la línea de 220 kV San Celoni-Sentmenat de 220 kV, por causa

ignorada. Como consecuencia del disparo se produce un corte de mercado, pendiente de evaluar en la zona de Cataluña.

El día 27 a las 12:43 horas se produce el disparo del Autotrafo 2 de la Asomada, 400/132 kV, y por coincidir con el interruptor del AT1 de 400/132 kV de la Asomada abierto, provocando una pérdida de mercado 83 MW en Asomada, durante 4 minutos. Afectó a 56.235 clientes.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 414 GWh, lo que representa un importante incremento (236%) respecto al saldo del mes pasado (123 GWh).

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 95% (377 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, EGL, ENDESA GENERACIÓN y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 288, 63, 4, 4, 1 y 0,02 GWh.

En la interconexión con Portugal, UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA (71 GWh), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA (66 GWh), REN (48 GWh), EGL ESPAÑA (5 GWh) y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN (4 GWh) han llevado a cabo operaciones de importación.

En esta misma interconexión, ENDESA ENERGÍA, REN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, EDP ENERGÍA e IBERDROLA GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 96, 76, 76, 66, 36, y 18 GWh, respectivamente.

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 (96 GWh).

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

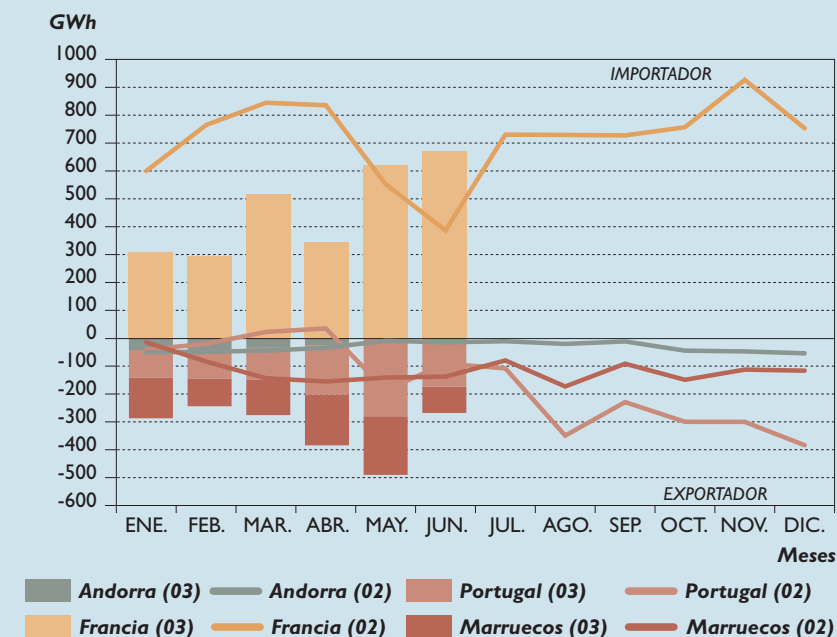


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	0,0	0,0	0,0
España-Francia	20,5	694,8	674,3
España-Portugal	465,3	292,5	-172,8
España-Marruecos	97,2	3,1	-94,2
<b>TOTAL</b>	<b>583,1</b>	<b>990,4</b>	<b>407,3</b>

### ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

#### Datos en %

	Demanda <sup>(1)</sup>	Variación <sup>(2)</sup>	Energía <sup>(3)</sup>	
			Renovable	No Renov.
Ene.	18,95	37,11	46,85	53,15
Feb.	17,90	21,39	48,93	51,07
Mar.	17,07	3,76	48,78	51,22
Abr.	19,69	16,03	47,42	52,58
May.	18,12	2,67	48,33	51,67
Jun.	15,18	5,45	49,93	50,07
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>17,79</b>	<b>14,07</b>	<b>48,30</b>	<b>51,70</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.

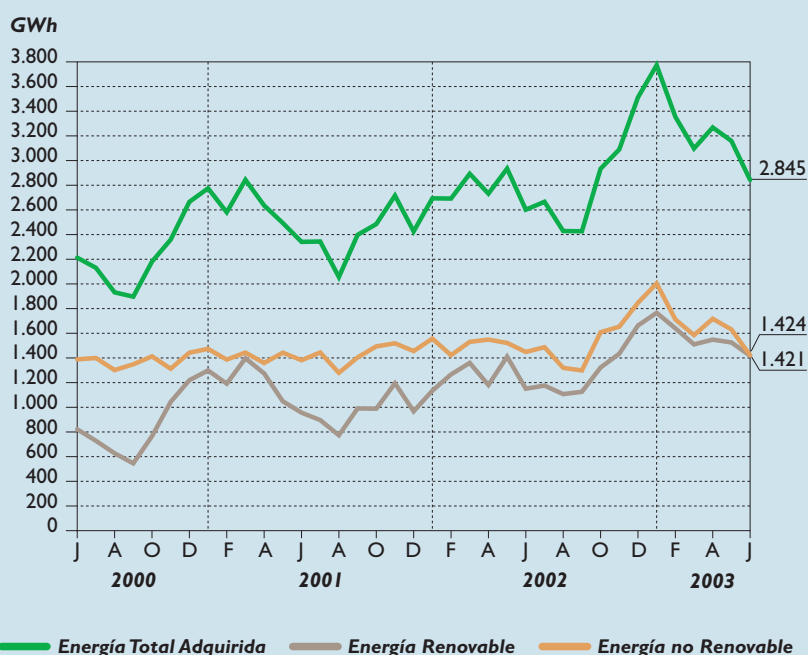


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,850 c€/kWh y mínimo de 3,521 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,100 c€/kWh y los 1,582 c€/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

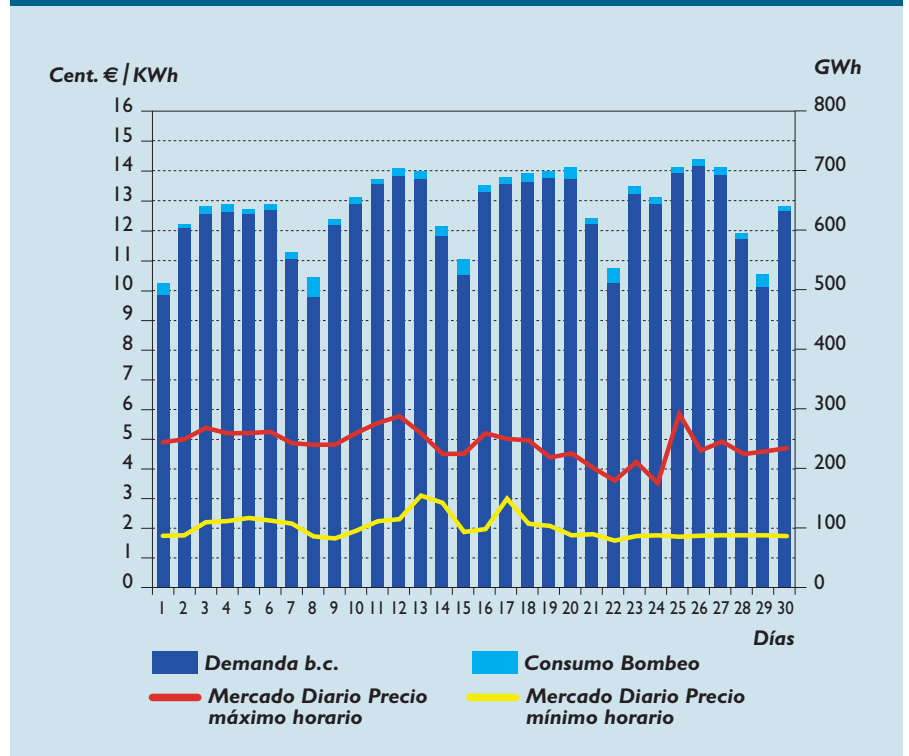


GRÁFICO 14

**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>16.640</b>	<b>83,4</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>10.656</b>	<b>53,4</b>
- Producción Interior	15.939		- Mercado Diario	10.618	
- Importación	701		- Mercados Intradiarios	38	
Francia	675		<b>Comercializadoras</b>	<b>5.401</b>	<b>27,1</b>
Portugal	25		- Mercado Diario	5.262	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	139	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>393</b>	<b>2,0</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	349		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>479</b>	<b>2,4</b>
- Importación	44		<b>Exportación</b>	<b>514</b>	<b>2,6</b>
Francia	12		- Portugal	365	
Portugal	32		- Marruecos	98	
Marruecos	0		- Andorra	0	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-78</b>	<b>-0,4</b>	- Francia	52	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>402</b>	<b>2,0</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>305</b>	<b>1,5</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.356</b>	<b>87,0</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.356</b>	<b>87,0</b>
Contratos Bilaterales (2)	202	1,0	Contratos Bilaterales (2)	202	1,0
Energía programada en Régimen Especial	2.384	12,0	Energía adquirida al Régimen Especial	2.384	12,0
<b>TOTAL</b>	<b>19.942</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>19.942</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

Junio 2003

- Tensiones bajas debido a las altas demandas y a las indisponibilidades registradas.
- Mayor número de líneas cargadas respecto al mismo periodo del año anterior y menor número de transformadores.

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

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>≤ 220 kV</u>
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.047	16.492 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	747	1.724
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	85	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	21	42
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2	-

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

(\*) Incluye cable subterráneo.

CUADRO I



## INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	15.557	205	15.762	285
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	610	42	652	95
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	43	10	53	32
	MVA	22.463	4.440	26.903	16.506
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	20	1	21	-
	MVAr	3.000	150	3.150	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-	13	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2	-	2	-

(\*) 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)	4.410	6.851 (I)	11.261	5.231 (I)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	211	885	1.096	628
<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

CUADRO 3



En 400 kV diez líneas, han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque ninguna de ellas ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, cuarenta y dos líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y nueve 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%**

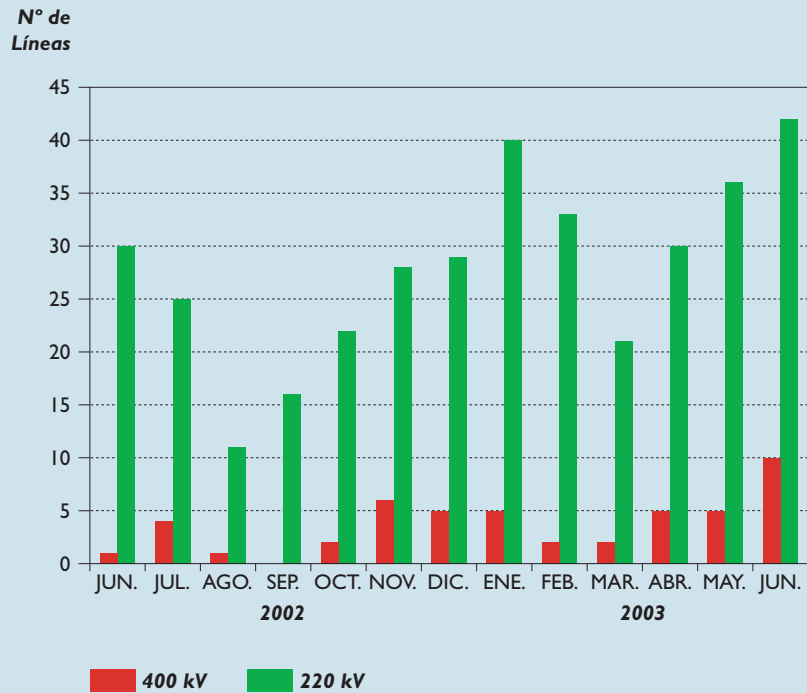


GRÁFICO 1

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

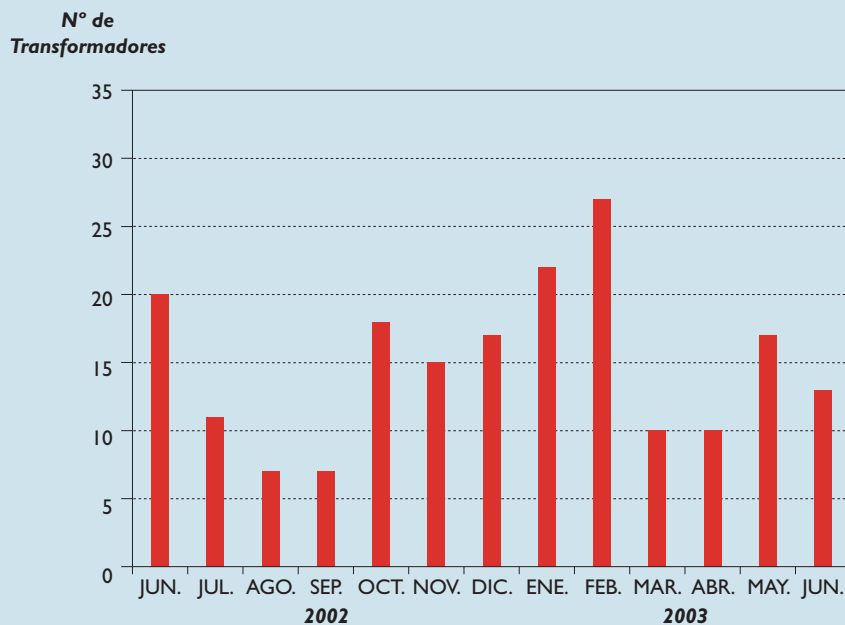


GRÁFICO 2

Este mes cinco transformadores han superado una carga media del 70%: autotransformador I de Moraleja, el de Fuencarral y los tres de San Sebastián de los Reyes.

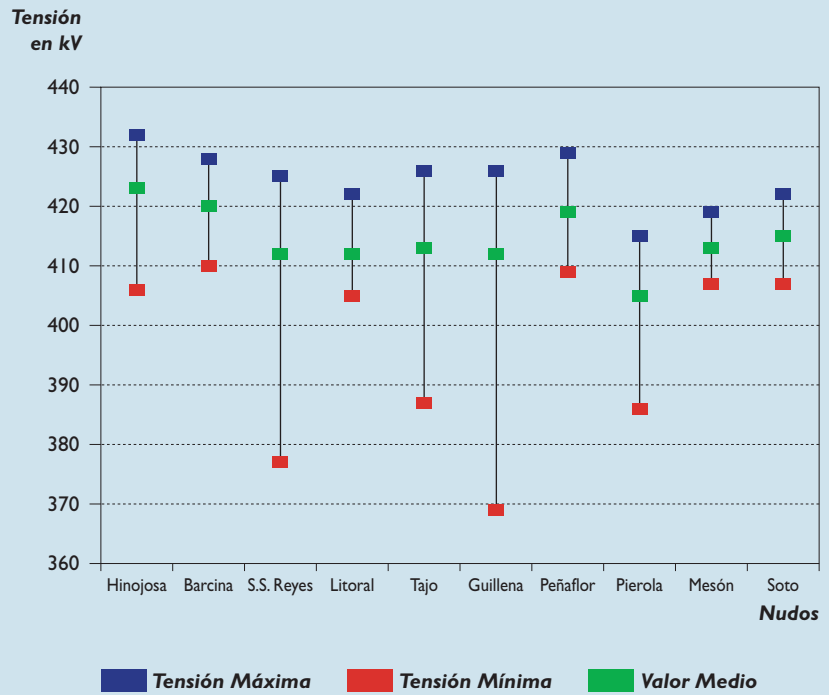
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 440 kV de Santurce y los 367 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en 15 nudos de la red de transporte.

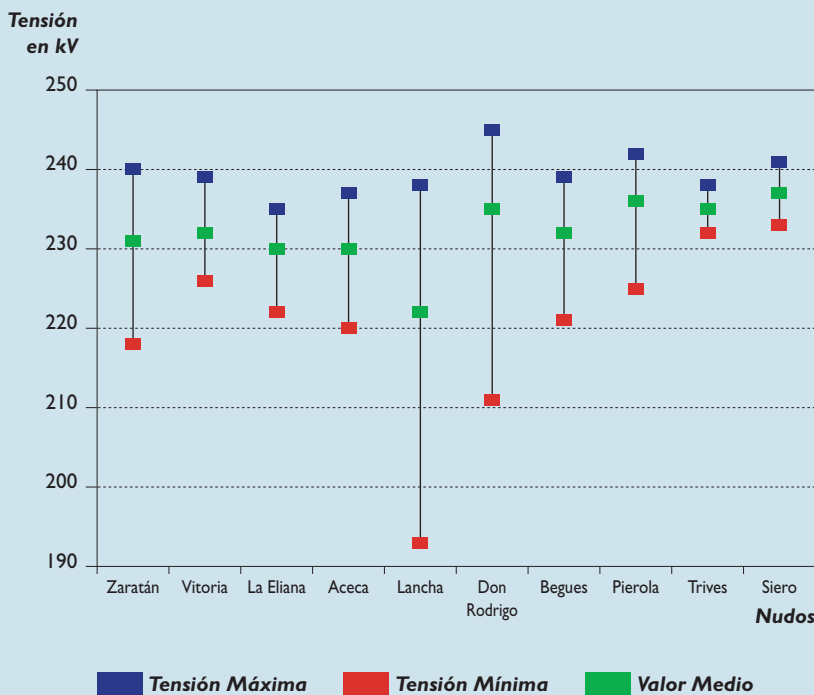
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 253 kV registrados en Benhadux y los 187 kV en San Celoni. Siete nudos han registrados durante más de 100 h tensiones superiores a los 240 kV.

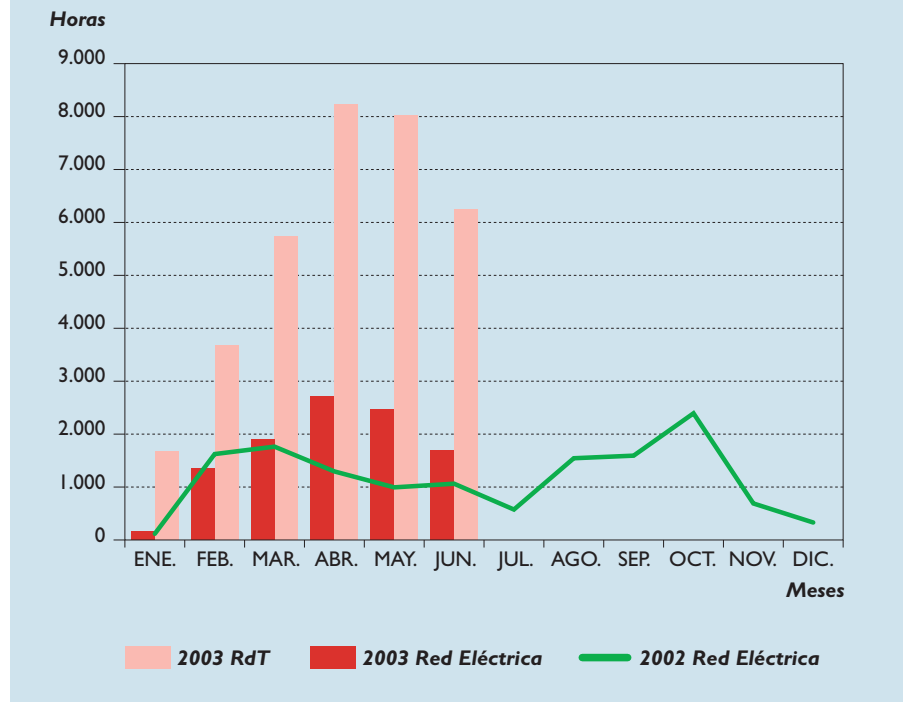
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Catadau-Muela 2, para mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Aragón-Ascó 1, para sustituir aisladores de vidrio por composite.
- Línea de 400 kV Teruel-Aragón 2 para reparaciones en la línea.
- Línea de 220 kV Tordesillas-Valparaiso para retensado del conductor.
- Línea de 220 kV Lubián-San Agustín para cambiar cadenas de aislamiento.

### 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>	794	835	183	0
<b>220 kV</b>	682	194	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	214	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Guadame, posición adyacente a barras 1 del trafo para revisión ordinaria del interruptor.
- Subestación de 400 kV Tajo, posición adyacente a barras 2 de Pinar, para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Villarino, posición adyacente a barras 2 de Grijota I, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Trillo, barras 1 para revisar la barra y los seccionadores asociados.
- Subestación de 220 kV Sangüesa posición acoplamiento de barras, para instalar antibombeo en circuitos de cierre del interruptor.

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

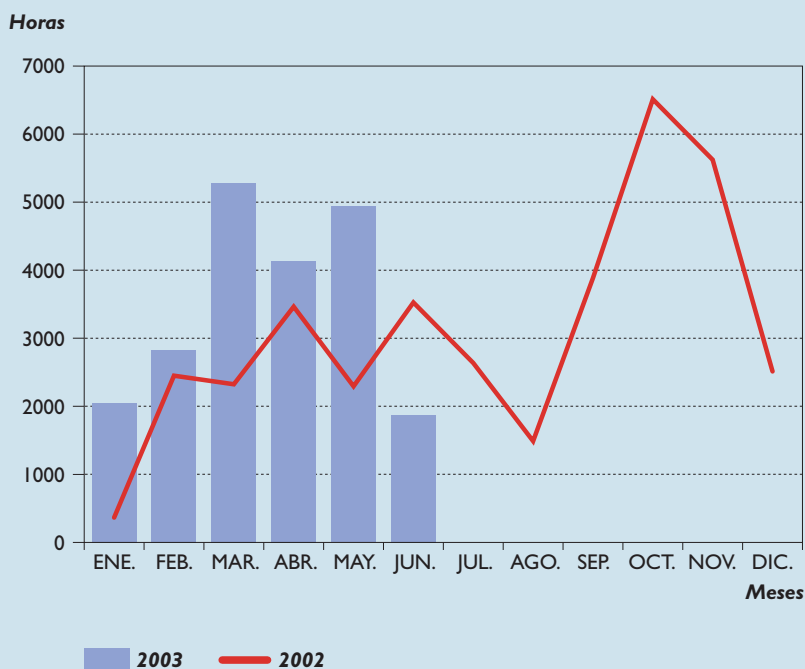


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

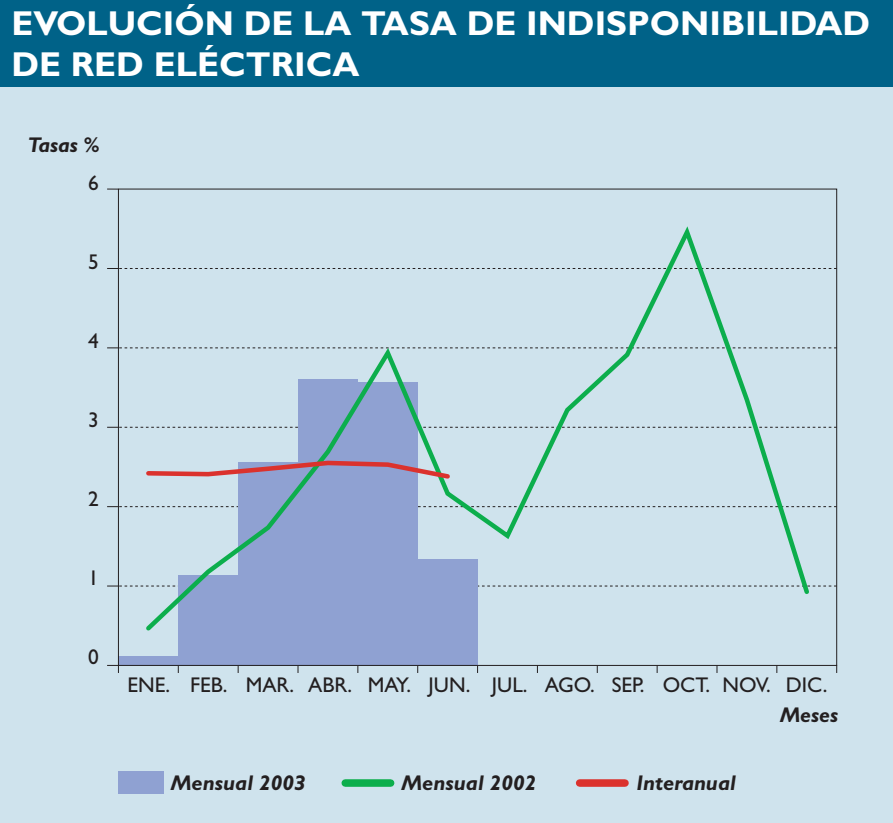
	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.664	27	1.692
Barras	177	0	177
<b>TOTAL</b>	<b>1.841</b>	<b>27</b>	<b>1.868</b>

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 no incluye las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.



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	0,717	0,948	
Indisponibilidades Fortuitas	0,044	0,029	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,761</b>	<b>0,977</b>	
Por Otras Causas	0,578	1,404	
<b>TOTAL</b>	<b>1,339</b>	<b>2,381</b>	

CUADRO 6

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

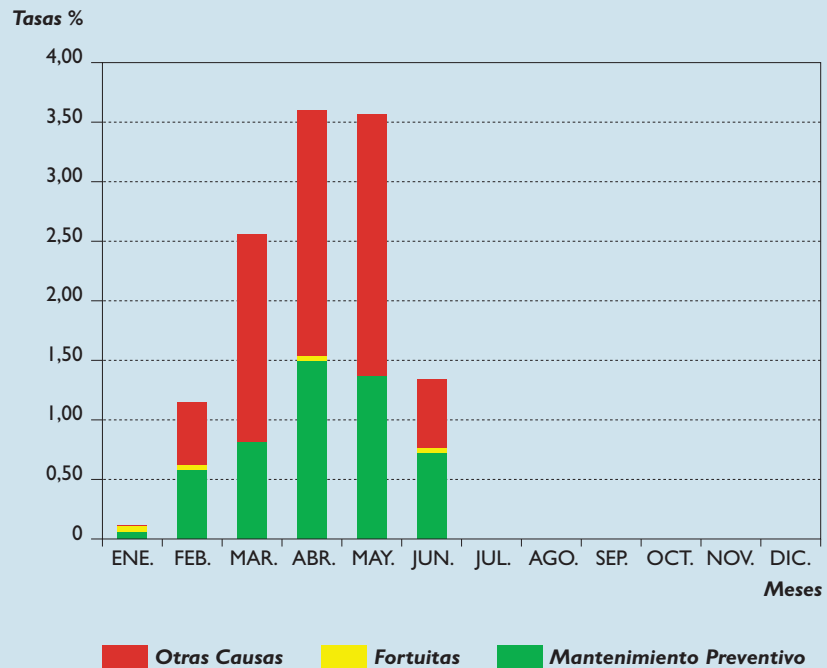
$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

$PN_i$  = potencia nominal de cada línea



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	31
	220 kV	0	0	72
	< 220 kV	0	0	2
Transformadores	400/220/132 kV	0	2	15

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	4	14	14
	220 kV	11	27	34
	< de 220 kV	0	1	1
Transformadores	400/220/132 kV	4	13	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de junio se han registrado tres cortes de mercado en la red de transporte. Todos los cortes se dieron en instalaciones de los nuevos activos comprados por Red Eléctrica. Dos de ellos han tenido lugar en Cataluña, el primero debido al fallo de un equipo, con una energía no suministrada de 42,47 MWh y el segundo de 20 MWh debido a agentes atmosféricos. El tercero tuvo lugar en Galicia, con una energía cortada de 35 MWh debido también a agentes atmosféricos.

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.

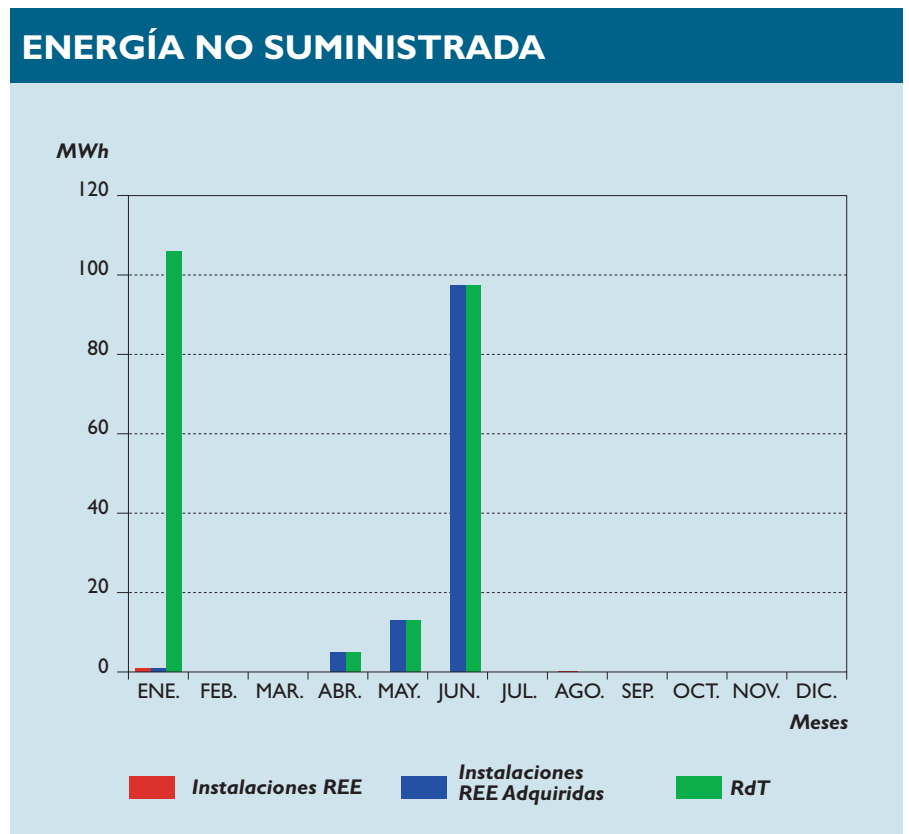


GRÁFICO 9

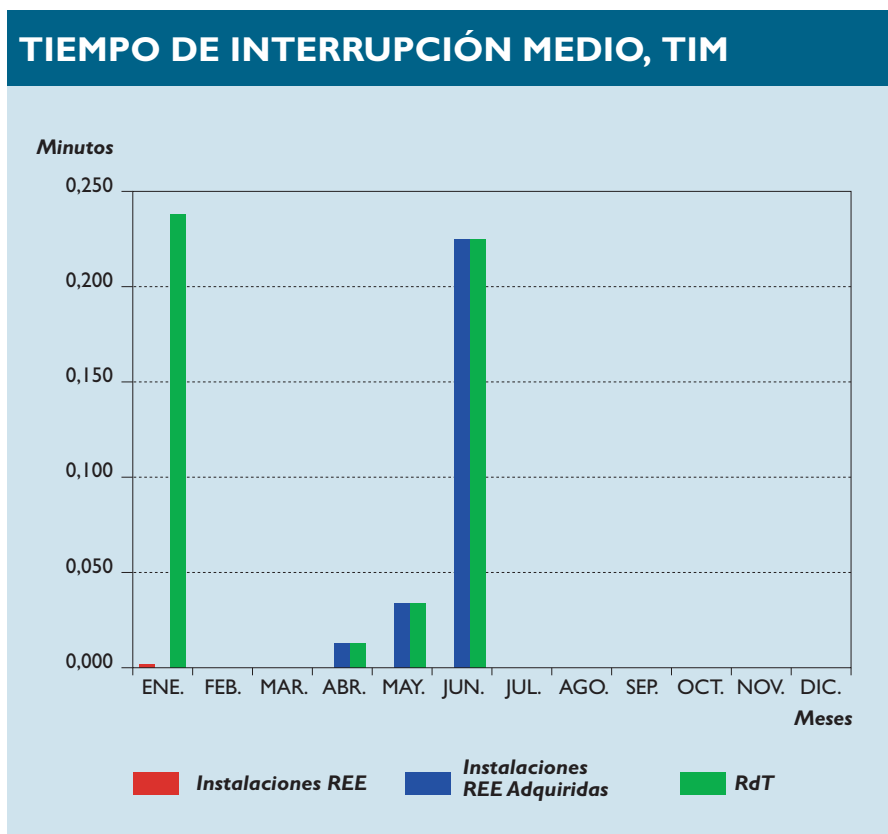


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica en los últimos 12 meses ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas de 0,225 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,225 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio acumulado en los últimos 12 meses, TIM, definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = 8760 \times 60 \times (ENS / DA)$$

DA = Demanda anual del Sistema en MWh, últimos 12 meses.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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