



# Informe Mensual

MAYO 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: 31-05-2003. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de mayo alcanzó los 17.279 GWh, con un crecimiento del 0,8% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 2,2%.
- Aunque el mes no ha sido húmedo, la energía producible hidráulica registrada este mes representa el 95,3% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 71% de su capacidad total, tercer valor más alto registrado en un mes de mayo 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>	3.379	69,8	21.146	144,8	35.068	56,4
<b>NUCLEAR</b>	5.019	0,7	25.668	4,4	64.109	3,1
<b>Hulla + Antracita</b>	2.810	-24,8	13.224	-28,8	34.960	-19,3
<b>Lignito Pardo</b>	1.241	-8,4	5.184	-23,3	14.073	-13,2
<b>Lignito Negro</b>	510	-39,6	2.978	-30,5	8.304	-13,9
<b>Carbón Importación</b>	926	7,0	5.313	-0,5	13.166	-2,2
<b>TOTAL CARBÓN</b>	5.487	-19,3	26.699	-23,6	70.502	-14,7
<b>Gas Natural</b>	792	19,2	3.997	43,2	12.988	75,5
<b>Fuel-Oil</b>	183	-70,3	943	-84,1	4.995	-57,4
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	14.860	-1,3	78.454	2,0	187.662	0,7
<b>Consumos Producción</b>	597	-10,1	3.024	-13,1	7.889	-6,9
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	14.263	-0,9	75.430	2,7	179.772	1,1
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.161	3,2	16.663	16,3	36.560	17,6
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	17.424	-0,1	92.092	4,9	216.333	3,6
<b>Consumos en Bombeo</b>	278	-50,3	1.832	-30,3	6.161	20,6
<b>Saldo Internacional</b>	133	-	420	-	2.882	-46,6
<b>DEMANDA</b>	17.279	0,8	90.680	3,1	213.054	1,8

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	T. Año Móvil
	2002							2003					
Hidroeléctrica	2.073	1.671	1.275	1.279	1.366	2.042	4.216	5.545	4.274	4.367	3.581	3.379	35.068
Térmica Nuclear	5.282	5.717	5.595	4.789	5.635	5.604	5.818	5.744	5.148	4.876	4.881	5.019	64.109
Térmica Convencional	8.457	9.186	8.227	9.252	8.440	7.534	5.750	6.054	6.922	6.560	5.642	6.462	88.486
PRODUCCION BRUTA	15.812	16.574	15.097	15.320	15.441	15.180	15.784	17.343	16.344	15.803	14.104	14.860	187.662
Consumos Producción	706	754	706	697	717	673	612	634	618	623	552	597	7.889
PRODUCCION NETA	15.106	15.820	14.391	14.623	14.724	14.507	15.172	16.709	15.726	15.180	13.552	14.263	179.772
Adquirida Autoprod.	2.692	2.748	2.484	2.432	2.936	3.092	3.514	3.775	3.357	3.100	3.270	3.161	36.560
PROD. TOTAL NETA	17.798	18.568	16.875	17.055	17.660	17.599	18.686	20.484	19.083	18.280	16.822	17.424	216.333
Consumos en Bombeo	628	700	572	598	576	570	684	587	380	369	219	278	6.161
Saldo Internacional	187	576	236	428	298	491	246	26	51	247	-37	133	2.882
DEMANDA	17.356	18.445	16.538	16.885	17.382	17.520	18.248	19.922	18.755	18.157	16.567	17.279	213.054
Δ % Mensual	1,6	4,5	-1,3	2,4	4,1	-1,4	-2,9	3,2	10,6	3,2	-2,4	0,8	-
Δ % 365 días	5,0	4,8	4,1	4,0	4,0	3,4	2,4	2,2	2,8	2,9	2,0	1,8	1,8

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh FEBRERO 2003												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	132	1.733	4.728	6.652	715	3.547	71	0	2.471	1.904	3.027	24.980
Térmica Nuclear	3.880	12.732	4.935	36.442	—	—	0	306	0	0	2.167	60.462
Térmica Convencional	2.780	31.536	9.420	4.922	3.219	18.856	256	7.425	2.361	1.614	248	82.637
PROD.TOTAL NETA I	6.792	46.001	19.083	48.016	3.934	22.403	327	7.731	4.832	3.518	5.442	168.079
Saldo Internacional	621	-223	51	-5.759	153	4.346	253	1.045	178	102	25	792
Consumos en Bombeo	118	545	380	445	25	818	78	0	27	38	139	2.613
DEMANDA 2												
Mensual	7.295	45.233	18.755	41.812	4.062	25.931	502	8.776	4.983	3.582	5.328	166.259
Δ %	7,4	10,5	10,6	13,1	16,1	4,5	1,4	0,6	18,2	10,9	7,1	9,7
Año Móvil	83.938	504.071	212.675	439.048	47.477	311.030	6.073	108.638	51.167	41.248	58.783	1.864.148
Δ %	0,9	1,9	2,8	0,3	2,2	1,3	2,1	0,7	-5,9	2,6	1,1	1,2
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 1.682 MW y 10.106 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 3.029 MW y máximo de 9.230 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 729 MW y un máximo de 4.393 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 314 MW y un máximo 2.154 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.481 MW y los 5.854 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.431 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

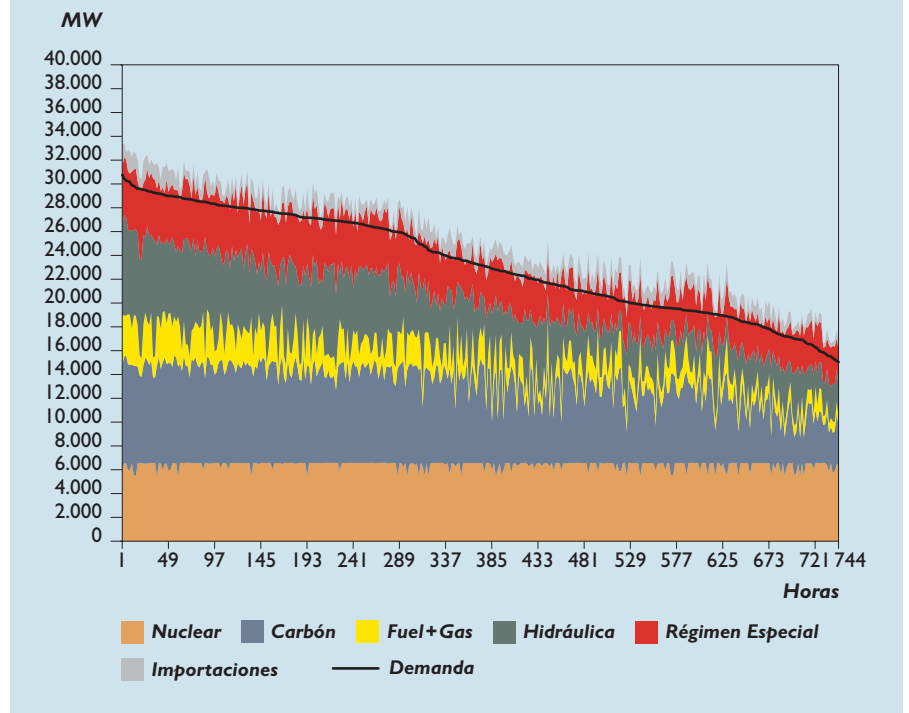


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

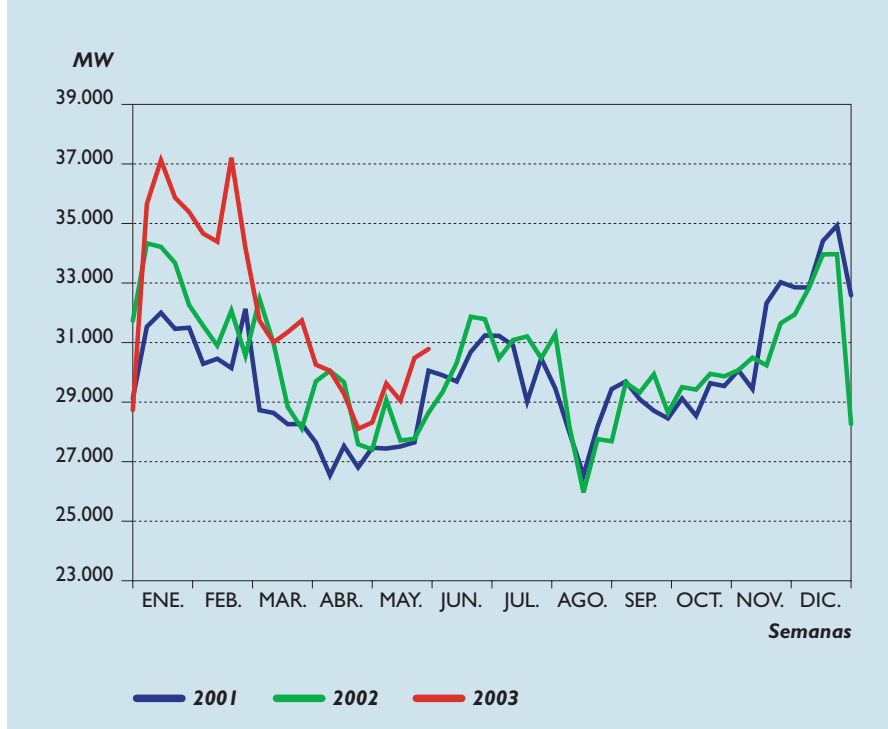


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 29 con 30.784 MW a las 13 horas. Este valor es superior en 1.709 MW al máximo registrado en el mes de mayo de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 0,8%. En mayo, las temperaturas fueron más suaves que las del año anterior, restando 0,3 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 1,1 puntos negativos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	17.279	0,8
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-1,1
Efecto Temperatura (3)		-0,3
Efecto Act. Económica y Otros		2,2
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	90.680	3,1
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,2
Efecto Temperatura (3)		0,4
Efecto Act. Económica y Otros		2,9

(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)

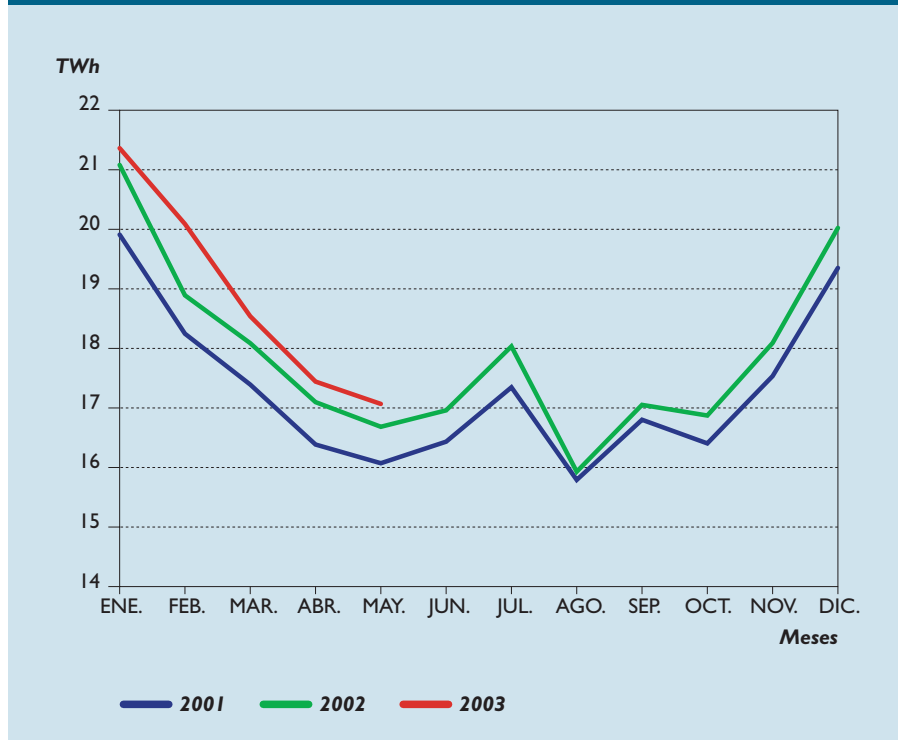


GRÁFICO 3

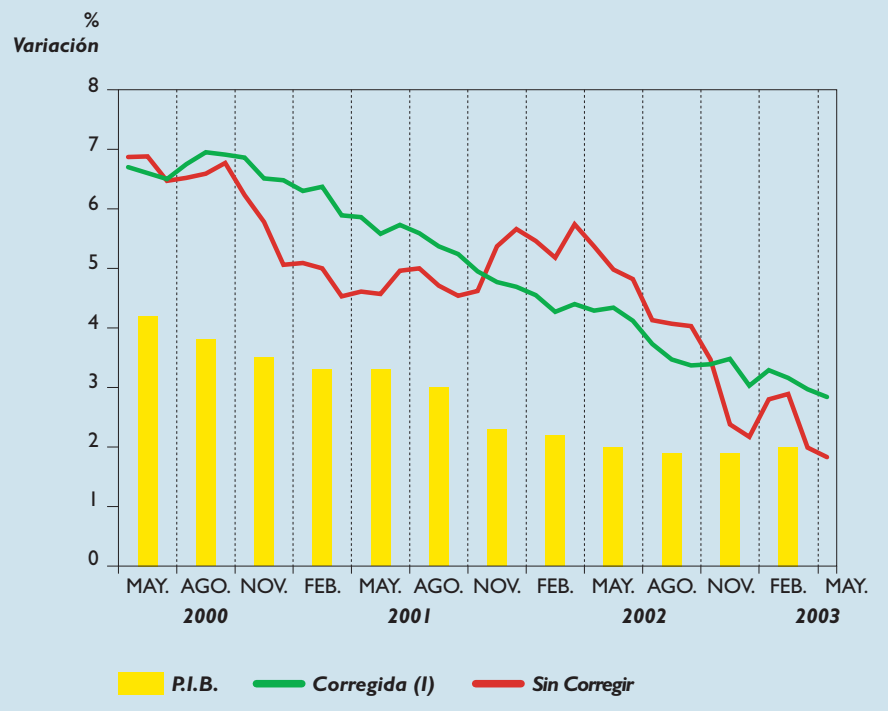
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 2,2%, inferior en 1,7 puntos al crecimiento experimentado en mayo del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 1,8%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 2,8% en el mismo período. Este crecimiento es inferior al experimentado en los primeros 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

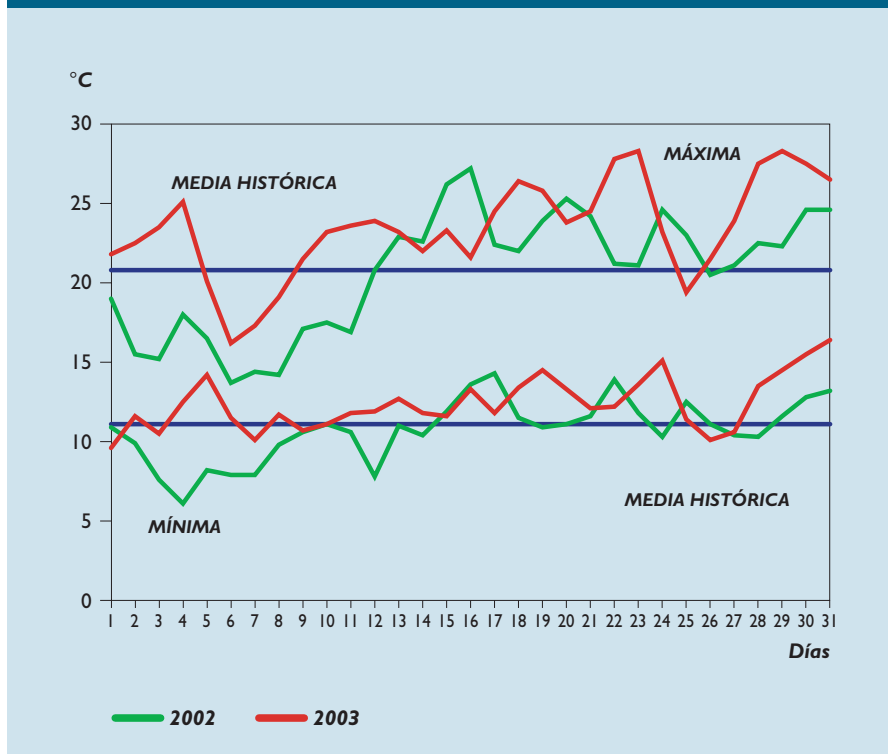


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas más suaves que las del año anterior y al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de mayo fue de 17,9 °C, superior en más de dos grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

En el conjunto del mes, tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las registradas en mayo de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 23,4 °C frente a los 20,7 °C del año anterior y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 12,4 °C.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 94 GWh, sólo 1 GWh por debajo del valor característico de un mes de mayo.

Desde el punto de vista hidroeléctrico no es un mes húmedo, pero se registra una energía producible en el mes de 2.901 GWh, sólo un 4,7% inferior al producible característico de este mes. Se alcanzó un producible mínimo de 49 GWh el día 26 y un máximo de 150 GWh el día 7.

(1) «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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (1)

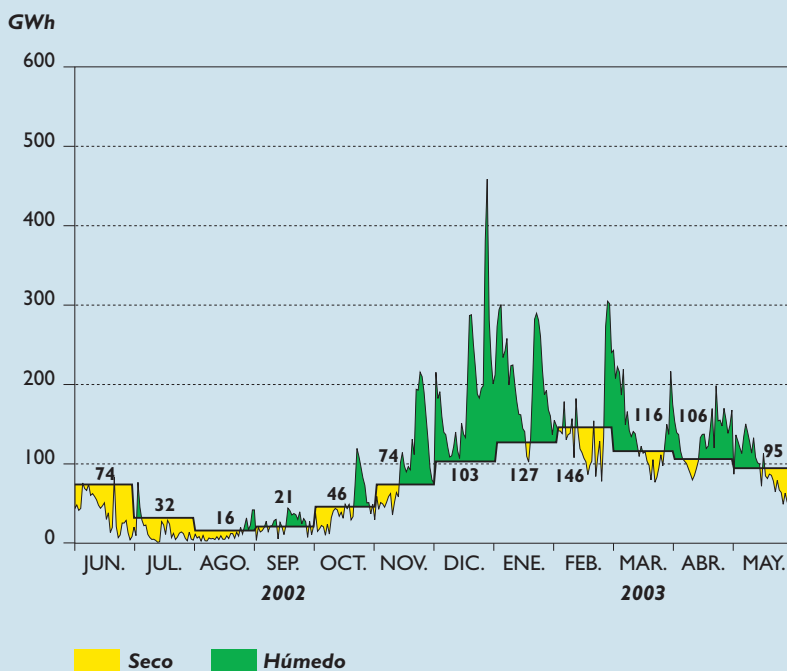


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

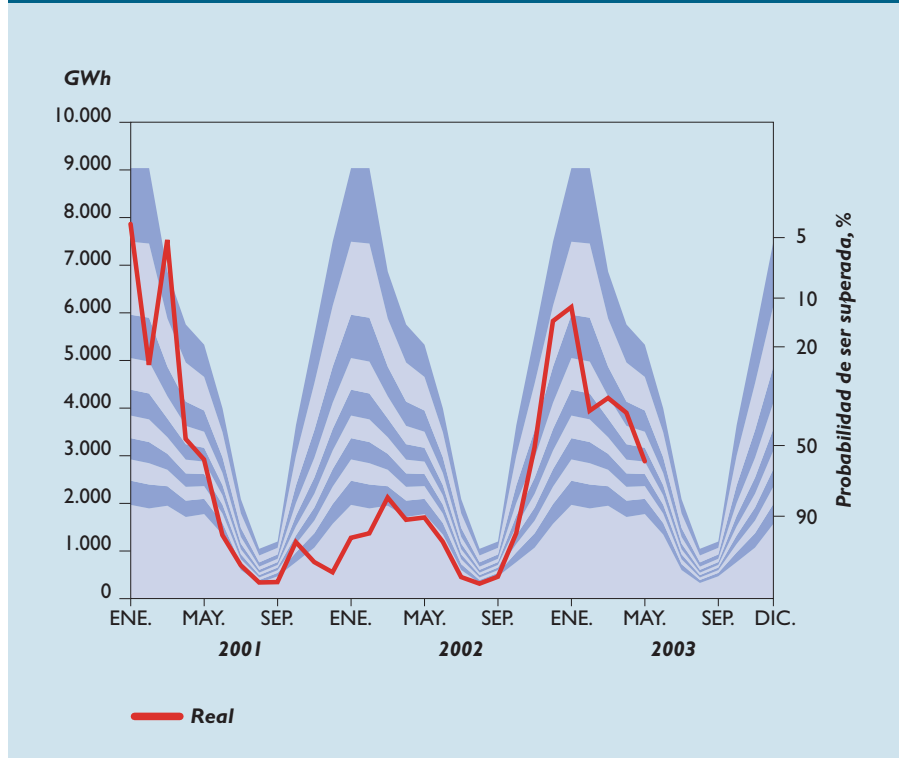


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,99 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 45%.

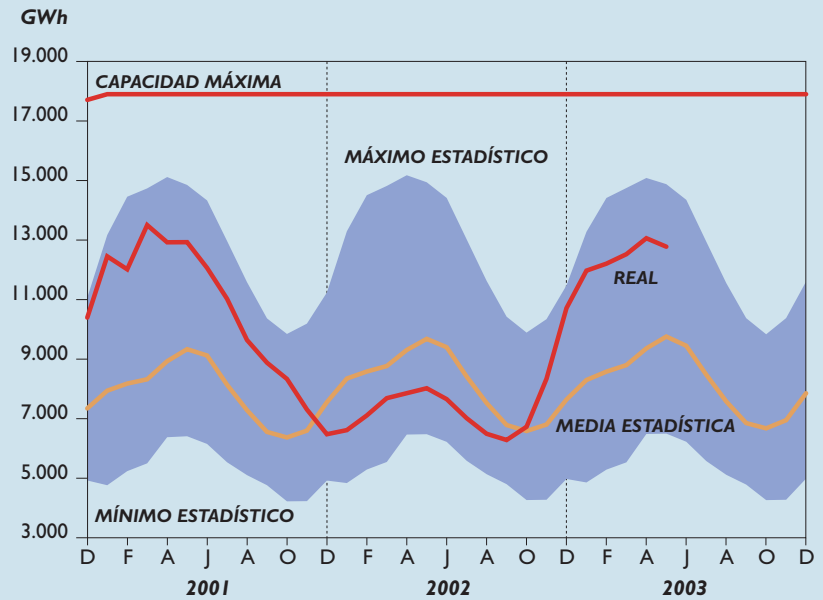
En los cinco primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,19 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 27%.

(1) «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 71% de su capacidad, superior en 27 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

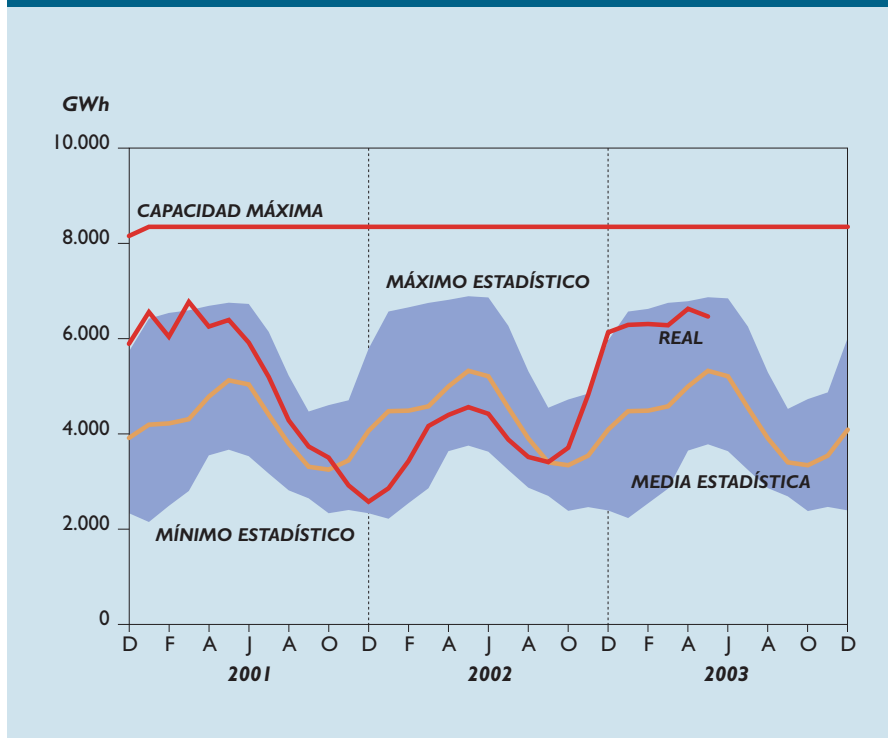


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 77,5%; 1,9 puntos menos que en el mes de abril. Es el segundo valor más alto registrado en un mes de mayo desde 1980.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 66,1% de su capacidad, inferior en 1,2 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

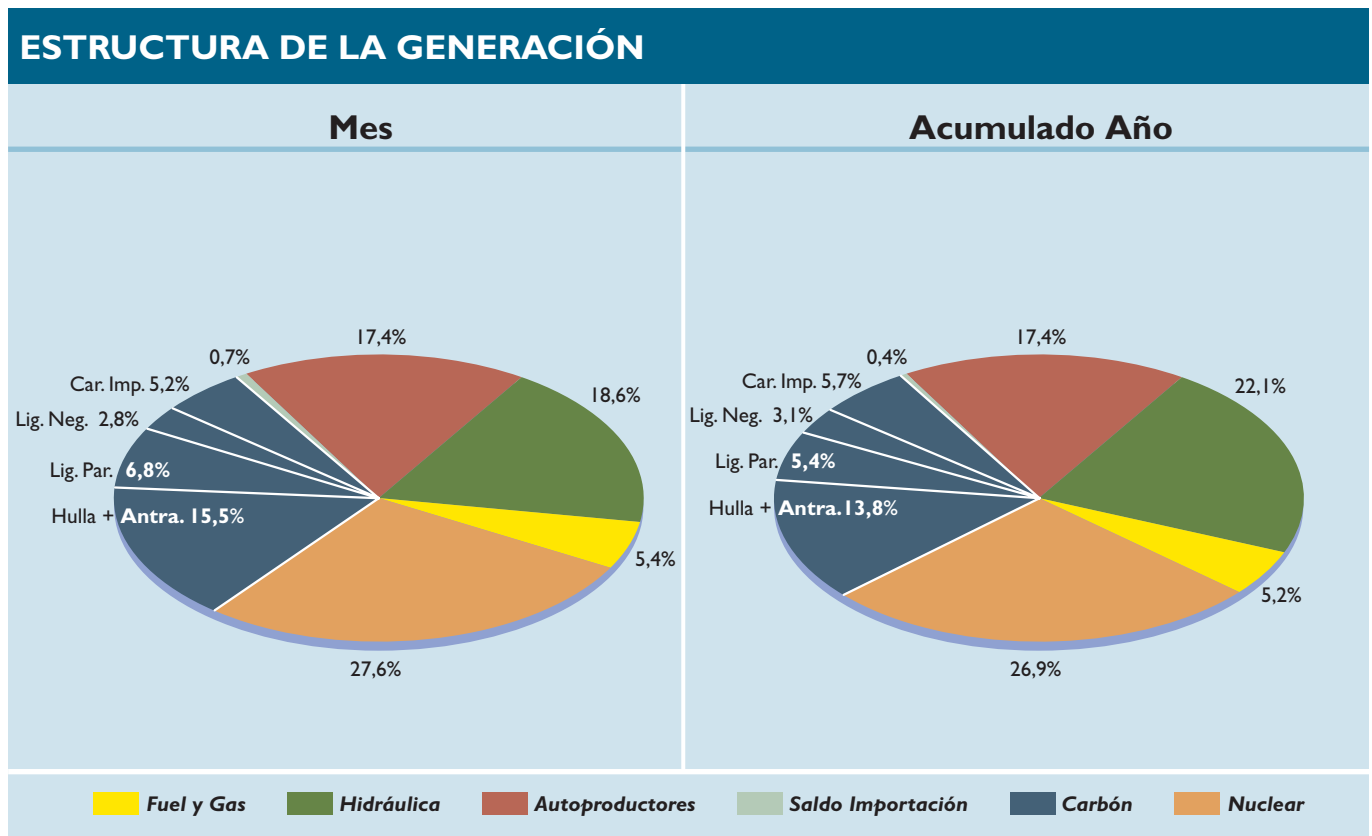


GRÁFICO 10

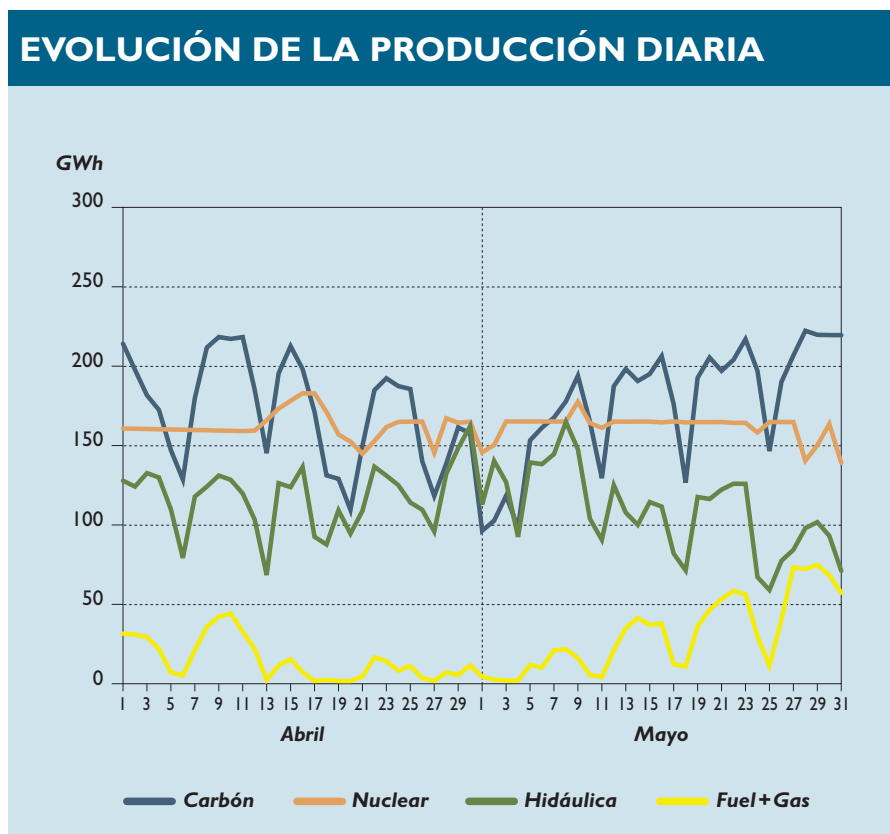


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 222 GWh y un mínimo de 103 GWh; la hidráulica entre 165 GWh y 78 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 75 GWh y mínimo de 1 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 162 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	MAYO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,86	0,13	0,01	0,92	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,90	0,00	0,10	0,91	0,02	0,07
Lignito Pardo	1,00	0,00	0,00	0,91	0,07	0,02
Lignito Negro	0,72	0,25	0,03	0,88	0,08	0,04
Carbón Importación	0,80	0,14	0,06	0,93	0,03	0,04
TOTAL CARBÓN	0,87	0,06	0,07	0,91	0,04	0,05
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,72	0,10	0,18	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
10	S.E. 400 kV Virtus L-400 kV Güeñes-Virtus L-400 kV Herrera-Virtus	Configuración de interruptor y medio Desaparece la L-400 kV Güeñes-Herrera
16	L-220 kV Besós-Sta Coloma	
20	L-220 kV Besós-Vilanova	

CUADRO 6

## INCIDENTES

El lunes 19 de mayo como consecuencia de disparos en la S.E. 220 kV M. Figueras a las 21:26 h debidos a una tormenta, se produce un corte de mercado de 150 MW durante 3 minutos.

El sábado 31 de mayo a las 8:33 h, y como consecuencia de una falta en barras en la S.E. de 220 kV de Atarfe despejada en apoyo desde extremos alejados se produce un cero de tensión en las subestaciones de 220 kV de Atarfe y de Gabias provocando una pérdida de mercado en la zona de Granada. A los 3 minutos del incidente se empieza a reponer el mercado, quedando el servicio totalmente repuesto a las 10:41 h.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 123 GWh, lo que representa un cambio de sentido de esta variable tras el saldo exportador del mes pasado (42 GWh).

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 84% (343 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN y EGL han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 227, 113, 1 y 1 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, actuando como agente externo vendedor, ha efectuado operaciones de venta de energía en el mercado español por un total mensual de 80 GWh. A estas importaciones, se han unido las realizadas por UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA (16 GWh), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA (16 GWh), ENDESA ENERGÍA (1 GWh), y EGL ESPAÑA (0,3 GWh).

En esta misma interconexión, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, EDP ENERGÍA, REN, ENDESA GENERACIÓN e IBERDROLA GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 112, 84, 58, 48, 46, 28 y 16 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 (214 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 2 GWh.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

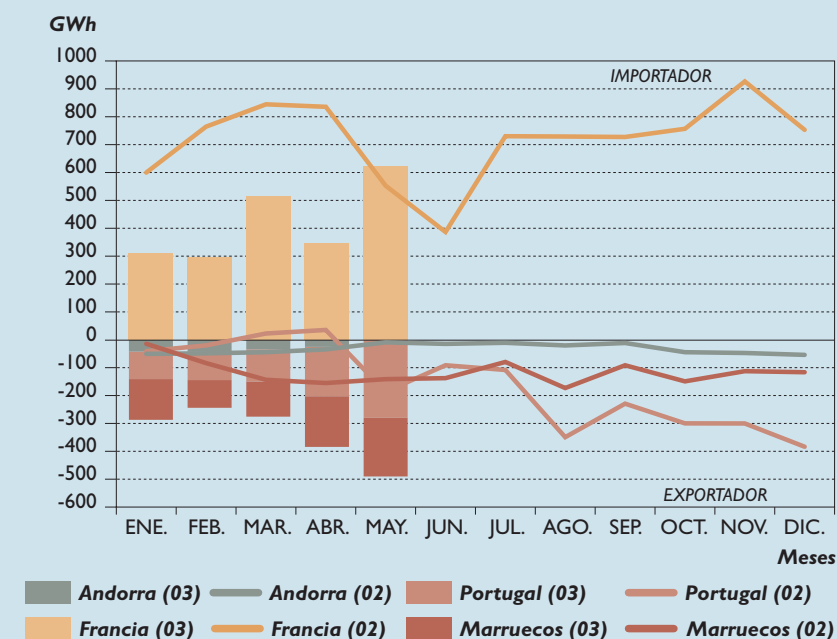


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	1,9	0,0	-1,9
España-Francia	23,5	647,3	623,8
España-Portugal	590,4	311,5	-278,9
España-Marruecos	210,7	0,1	-210,6
<b>TOTAL</b>	<b>826,5</b>	<b>959,0</b>	<b>132,5</b>

## ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

### Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	18,95	37,83	46,85	53,15
Feb.	17,90	22,04	48,93	51,07
Mar.	17,07	4,33	48,78	51,22
Abr.	19,74	16,67	47,42	52,58
May.	18,29	3,25	48,33	51,67
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>18,38</b>	<b>16,32</b>	<b>48,02</b>	<b>51,98</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.

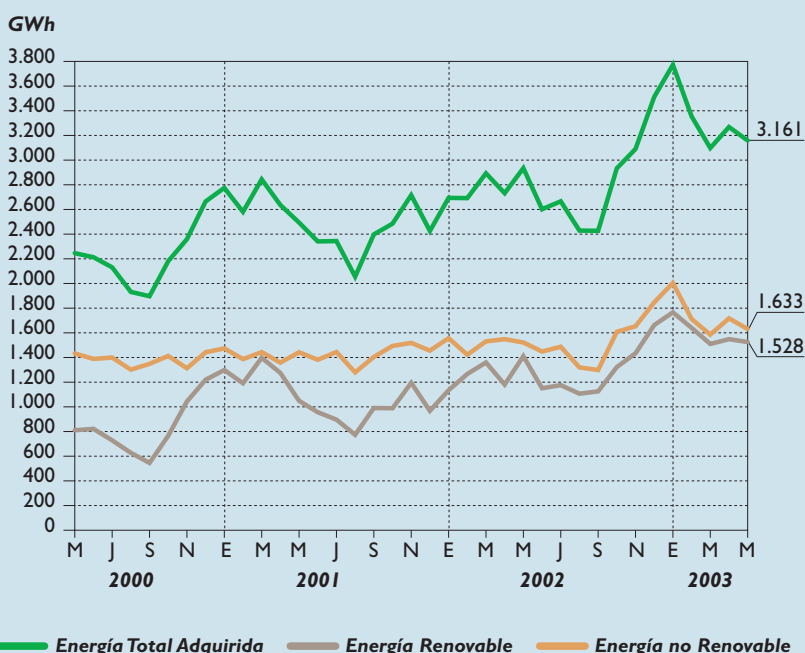


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 4,930 c€/kWh y mínimo de 1,829 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,000 c€/kWh y los 0,697 c€/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

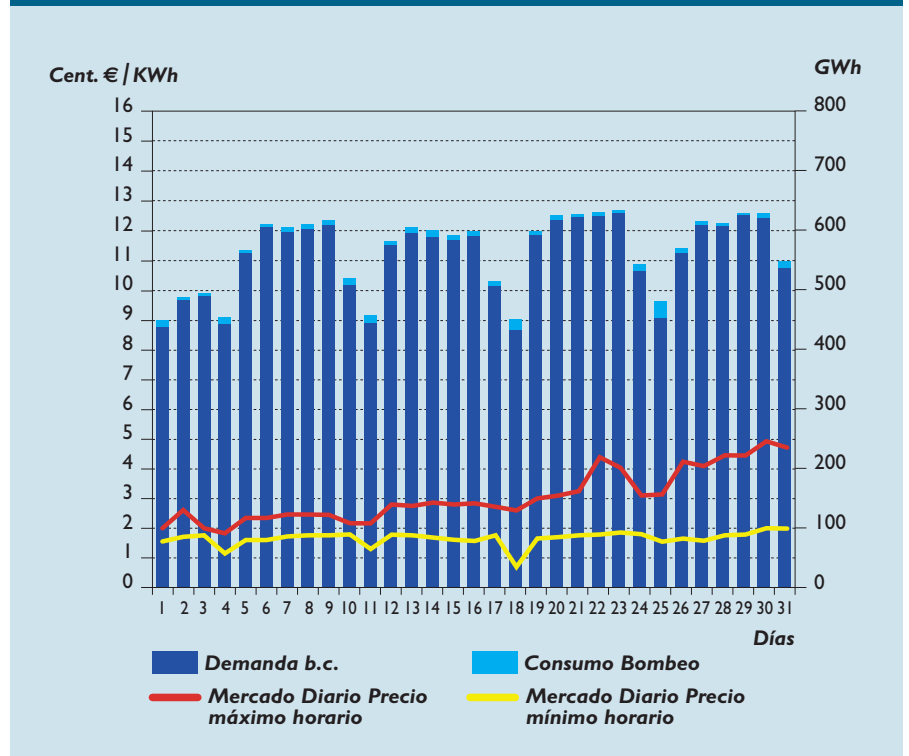


GRÁFICO 14

**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>15.015</b>	<b>80,1</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>9.281</b>	<b>49,5</b>
- Producción Interior	14.342		- Mercado Diario	9.189	
- Importación	673		- Mercados Intradiarios	92	
Francia	634		<b>Comercializadoras</b>	<b>5.268</b>	<b>28,1</b>
Portugal	39		- Mercado Diario	5.093	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	175	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>496</b>	<b>2,6</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	444		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>333</b>	<b>1,8</b>
- Importación	52		<b>Exportación</b>	<b>677</b>	<b>3,6</b>
Francia	4		- Portugal	390	
Portugal	48		- Marruecos	217	
Marruecos	0		- Andorra	2	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-43</b>	<b>-0,2</b>	- Francia	67	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>248</b>	<b>1,3</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>156</b>	<b>0,8</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>15.715</b>	<b>83,8</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>15.715</b>	<b>83,8</b>
Contratos Bilaterales (2)	84	0,4	Contratos Bilaterales (2)	84	0,4
Energía programada en Régimen Especial	2.950	15,7	Energía adquirida al Régimen Especial	2.950	15,7
<b>TOTAL</b>	<b>18.749</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>18.749</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

Mayo 2003

- Durante el mes ha entrado en servicio la nueva subestación a 400 kV de Virtus, con entrada/salida en dicha subestación de la antigua línea Güeñes-Herrera, lo que ha supuesto un incremento en la red de 400 kV de algo menos de 1 km.

### 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	1.718
<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	622
<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 cinco 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, treinta y seis líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y cinco 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%**

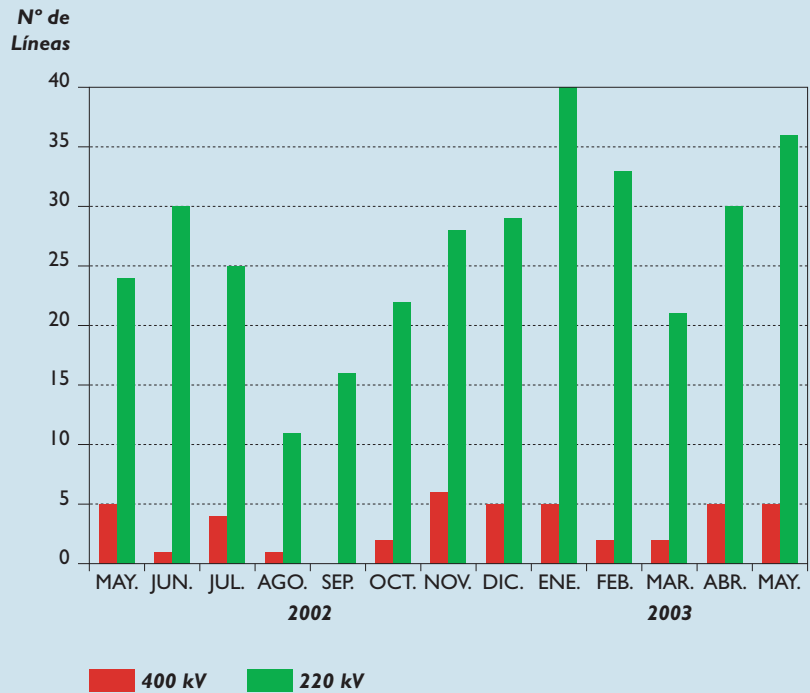


GRÁFICO 1

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

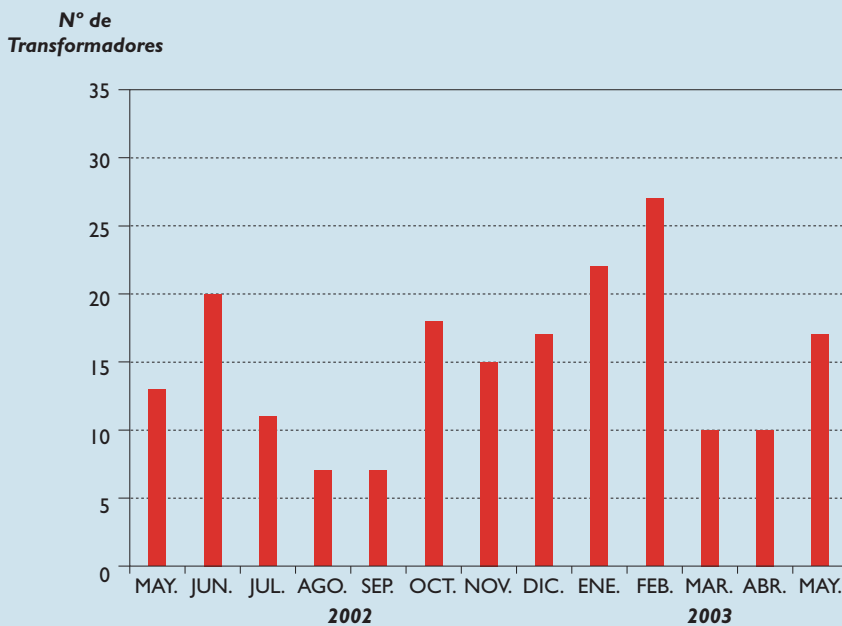


GRÁFICO 2

Este mes dos transformadores han superado una carga media del 70%: autotransformador 3 de San Sebastián de los Reyes y el de Fuencarral.

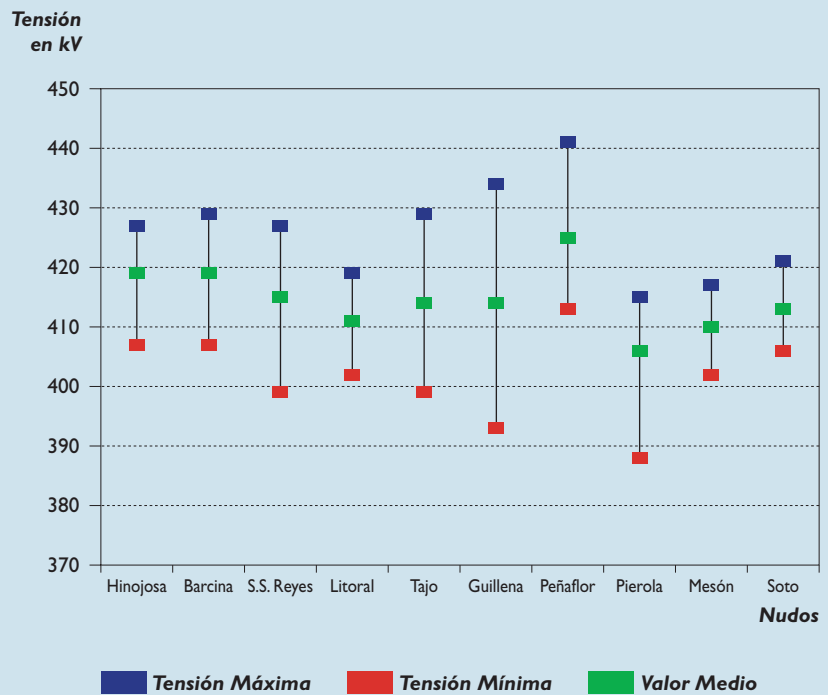
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 441 kV de Peñaflor y los 380 kV de Rubí E. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en 11 nudos de la red de transporte.

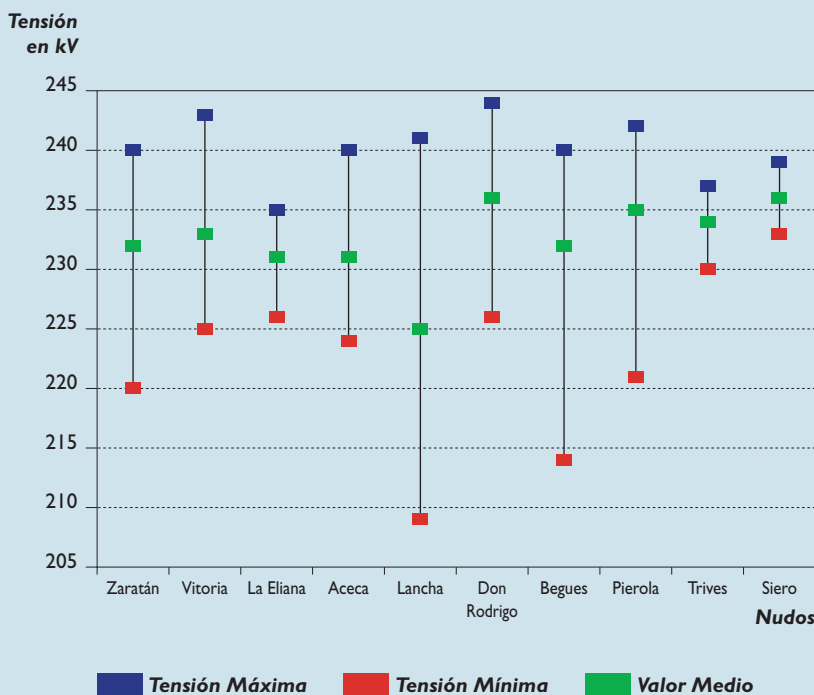
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 249 kV registrados en Benahadux y Balboay los 201 kV en Montecillo Bajo. Cinco nudos han registrados durante más de 100 h tensiones superiores a los 240 kV.

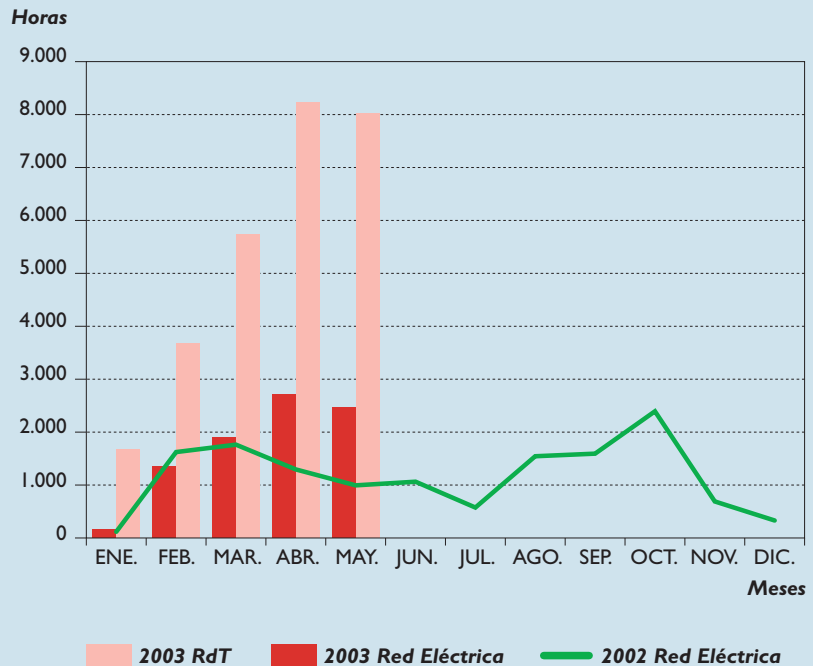
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 400 kV Almaraz-Villaviciosa 2, Barcina-Itxaso, Itxaso-Vitoria y Teruel-Aragón 2 para mantenimiento de elementos de la línea.
- Líneas de 400 kV Barcina-Güeñes, para reglamentar apoyos y para trabajos de mantenimiento en la línea.
- Líneas de 400 kV Grijota-Mudarra, Vellilla-Aguayo y Rubí-Vandellós para reparaciones en la línea.
- Líneas 220 kV Grado-Mediano, Emperador-Mora y Saucelle-Villarino 2 para mantenimiento.

### 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>	2.017	2.481	763	14
<b>220 kV</b>	362	2.583	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	96	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Almaraz, posición adyacente a barras I de Villaviciosa I para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Caparacena, posición adyacente a barras I de Tajo I, para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Tajo, posición adyacente a barras I de Caparacena I, para revisar interruptor.
- Subestación de 400 kV Trillo, posición central y adyacente a barras I de Loeches 2 para revisar interruptores.
- Subestación de 400 kV Villarino, posición central de Grijota para revisar los 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

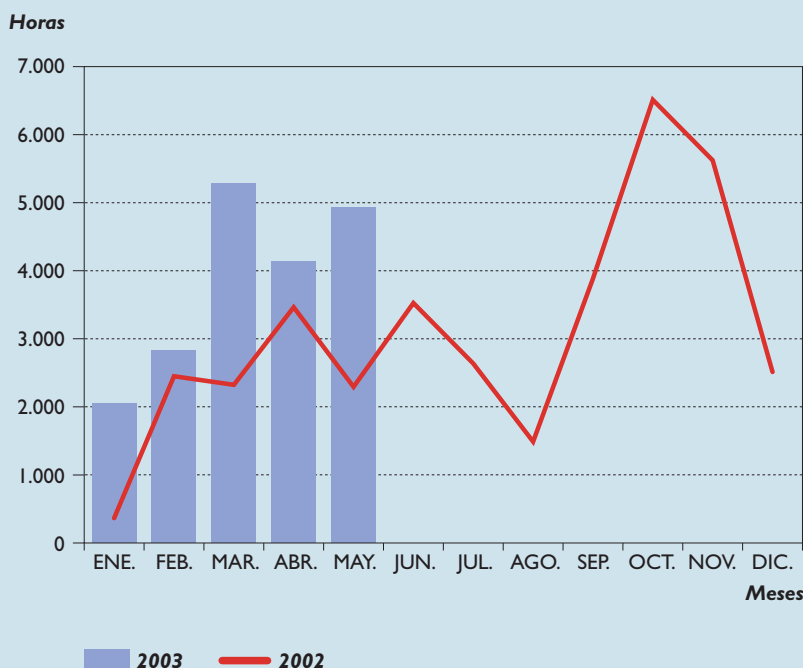


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	3.943	676	4.619
Barras	317	0	317
<b>TOTAL</b>	<b>4.259</b>	<b>676</b>	<b>4.935</b>

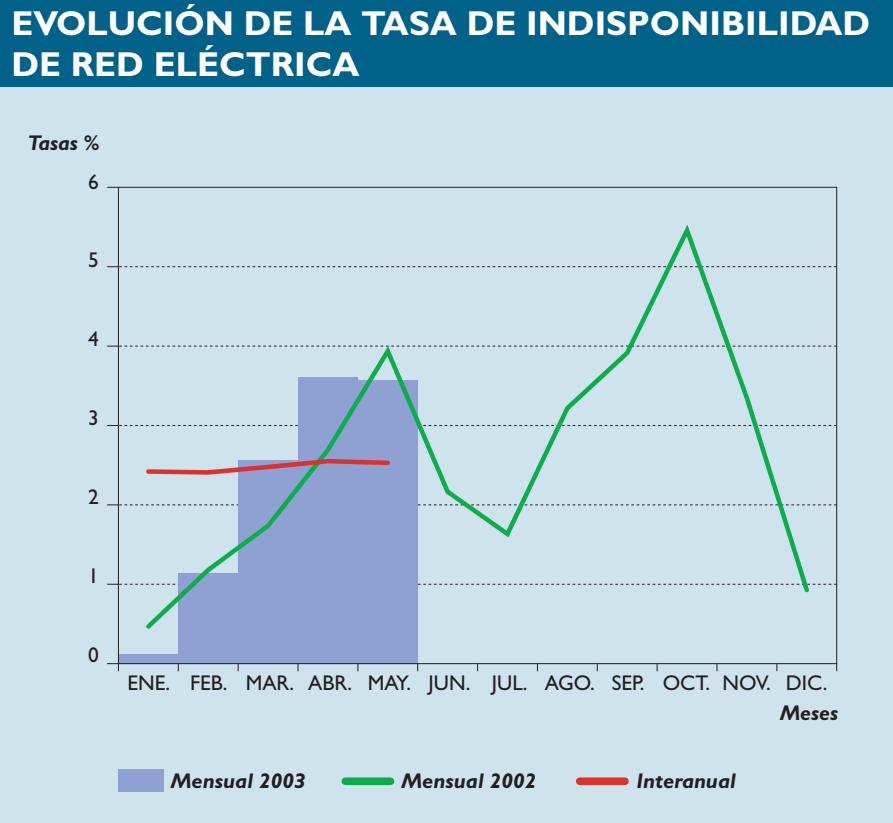
- Subestación de 220 kV Sabiñánigo posición Gurrea 2, para revisar la posición.
- Subestación de 220 kV Villanueva posición Gurrea 2, para revisar la posición.
- Subestación de 220 kV Penagos posición Puente San Miguel para revisar posición.
- Subestación de 220 kV Puente San Miguel posición Penagos para revisar 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 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	%
<b>Mantenimiento Preventivo</b>	1,365	1,040	
<b>Indisponibilidades Fortuitas</b>	0,005	0,026	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	1,370	1,066	
<b>Por Otras Causas</b>	2,198	1,463	
<b>TOTAL</b>	<b>3,568</b>	<b>2,529</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<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)

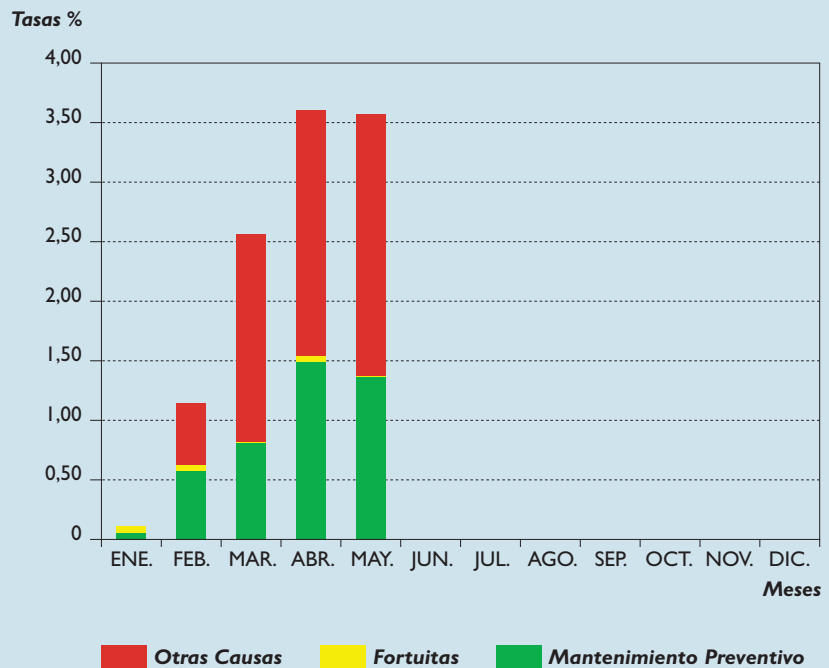
PN<sub>i</sub> = potencia nominal de cada línea

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	0	0	23
	220 kV	1	0	49
	< 220 kV	0	0	5
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	3

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	0	5	18
	220 kV	4	20	26
	< de 220 kV	0	1	4
Transformadores	400/220/132 kV	0	3	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de mayo se han registrado dos cortes de mercado en la red de transporte. Ambos cortes se dieron en instalaciones de los nuevos activos comprados por Red Eléctrica. El primero ha tenido lugar en Cataluña, debido a agentes atmosféricos, con una energía no suministrada de 7,5 MWh. El segundo tuvo lugar en Andalucía, con una energía cortada de 13 MWh por causas desconocidas.

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.

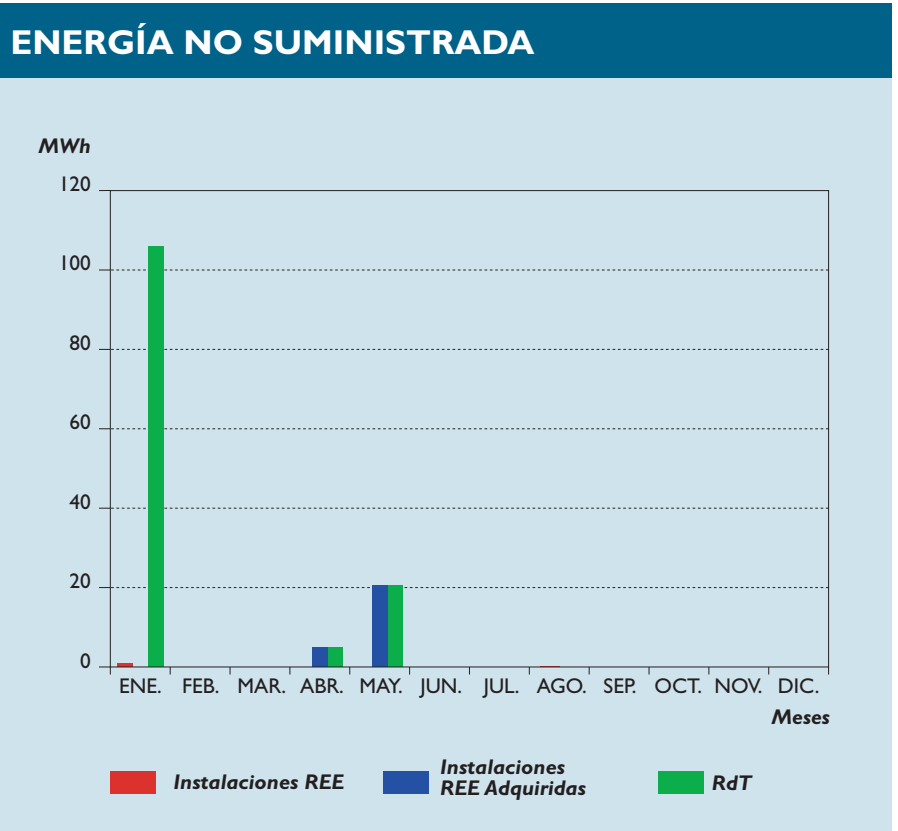


GRÁFICO 9

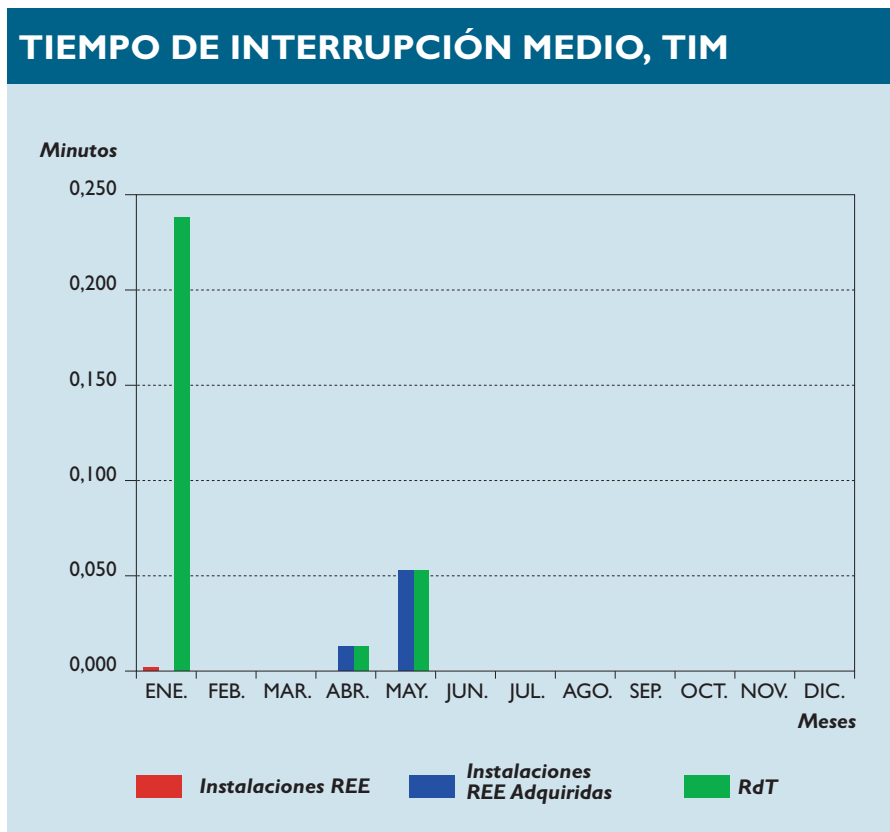


GRÁFICO 10

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 0,053 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,053 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)