

# Informe Mensual

MARZO 2004



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

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

## RED DE TRANSPORTE

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

Fecha de ejecución: 31-03-2004. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- Durante este mes se han superado los máximos históricos de demanda de potencia media horaria y de demanda de energía diaria el día 2 con 37.724 MW y 753 GWh respectivamente.
- La demanda de energía eléctrica en el mes de marzo alcanzó los 20.466 GWh, con un crecimiento del 11% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 5,3%.
- El mes ha sido seco, con una energía producible hidráulica registrada este mes que representa el 74,4% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 58,9% de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de marzo desde 1998.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2004		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	2.979	-31,8	9.695	-31,7	34.109	6,8
<b>NUCLEAR</b>	5.155	5,7	16.193	2,7	62.142	-2,3
<b>Hulla + Antracita</b>	3.436	24,0	9.813	21,4	38.335	3,2
<b>Lignito Pardo</b>	1.279	37,6	3.782	31,9	15.014	3,8
<b>Lignito Negro</b>	718	4,5	2.132	15,0	8.478	-5,4
<b>Carbón Importación</b>	1.290	12,0	3.204	-0,3	13.112	1,8
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.723	21,4	18.931	18,2	74.939	2,0
<b>Gas Natural</b>	2.633	163,1	6.542	131,6	22.300	70,6
<b>Fuel-Oil</b>	372	-	814	17,1	4.450	-28,7
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	17.862	13,0	52.174	5,4	197.939	5,1
<b>Consumos Producción</b>	769	23,5	2.133	13,7	8.289	2,7
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	17.093	12,6	50.041	5,1	189.650	5,2
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.947	16,9	11.497	7,9	40.187	7,9
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	21.040	13,4	61.538	5,6	229.838	5,7
<b>Consumos en Bombeo</b>	343	-6,9	1.024	-23,3	4.363	-34,6
<b>Saldo Internacional</b>	-231	-	-844	-	93	-97,5
<b>DEMANDA</b>	20.466	11,0	59.670	4,2	225.568	5,1

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	DIC.	Ene.	Feb.	Mar.	T. Año Móvil *
	2003									2004			
Hidroeléctrica	3.581	3.430	2.339	2.030	1.612	1.784	2.001	3.070	4.739	3.521	3.195	2.979	34.281
Térmica Nuclear	4.881	5.001	4.660	5.652	5.556	4.338	4.743	5.532	5.744	5.692	5.347	5.155	62.301
Térmica Convencional	5.684	6.588	9.641	10.274	10.007	10.010	9.378	7.537	6.620	8.035	8.523	9.728	102.025
PRODUCCION BRUTA	14.146	15.019	16.640	17.956	17.175	16.132	16.122	16.139	17.103	17.248	17.065	17.862	198.607
Consumos Producción	554	603	727	784	766	718	694	673	668	691	673	769	8.320
PRODUCCION NETA	13.592	14.416	15.913	17.172	16.409	15.414	15.428	15.466	16.435	16.557	16.392	17.093	190.287
Adquirida Autoprod.	3.585	3.369	2.908	2.960	2.554	2.883	3.443	3.492	3.309	4.129	3.421	3.947	40.600
PROD. TOTAL NETA	17.177	17.785	18.821	20.132	18.963	18.297	18.871	18.958	20.344	20.686	19.813	21.040	230.887
Consumos en Bombeo	219	266	416	420	472	437	390	322	400	405	276	343	4.366
Saldo Internacional	-37	134	409	237	123	160	55	-24	-119	-316	-297	-231	94
DEMANDA	16.922	17.653	18.815	19.950	18.614	18.021	18.536	18.612	19.825	19.966	19.239	20.466	226.619
Δ % Mensual	-0,5	2,8	8,4	8,1	12,4	6,3	5,5	4,6	7,7	-0,8	2,9	11,0	-
Δ % 365 días	2,6	2,6	3,2	3,5	4,5	4,8	4,9	5,3	6,2	5,7	4,7	5,1	5,1

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

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh NOVIEMBRE 2003													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	102	1.345	3.430	4.048	343	3.341	89	0	1.906	1.530	2.080	18.214	
Térmica Nuclear	3.460	13.819	5.301	37.679	-	-	0	326	0	0	2.327	62.912	
Térmica Convencional	2.965	30.354	10.227	4.238	3.499	19.868	287	7.753	2.084	2.003	238	83.516	
PROD.TOTAL NETA I	6.527	45.518	18.958	45.965	3.842	23.209	376	8.079	3.990	3.533	4.645	164.642	
Saldo Internacional	873	-984	-24	-6.275	129	3.949	279	1.705	704	202	873	1.431	
Consumos en Bombeo	127	636	322	810	82	890	113	0	244	45	184	3.453	
DEMANDA 2													
Mensual	7.273	43.898	18.612	38.880	3.889	26.268	542	9.784	4.450	3.690	5.334	162.620	
Δ %	0,0	0,1	4,6	3,0	0,6	0,0	2,3	3,7	-7,7	4,6	3,7	1,5	
Año Móvil	84.465	507.092	222.797	447.833	49.701	319.412	6.103	109.872	51.250	42.790	60.097	1.901.412	
Δ %	0,9	1,9	5,3	2,8	3,5	3,0	1,6	1,3	0,1	3,7	2,6	2,7	
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 1.104 MW y 9.962 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 6.230 MW y máximo de 10.002 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 2.370 MW y un máximo de 8.006 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 550 MW y un máximo 2.391 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.635 MW y los 6.198 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.689 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

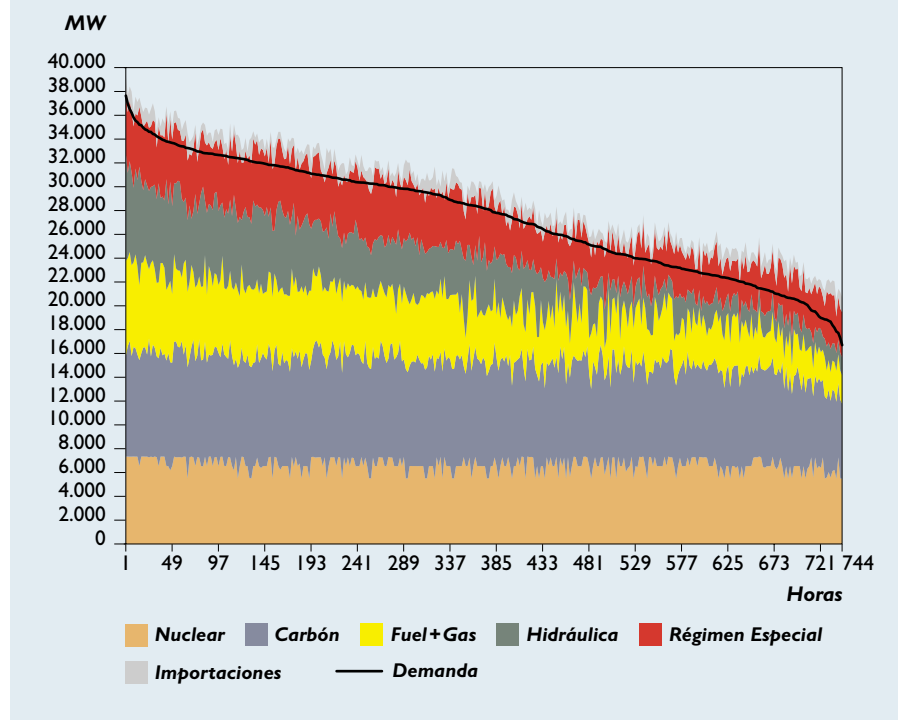


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

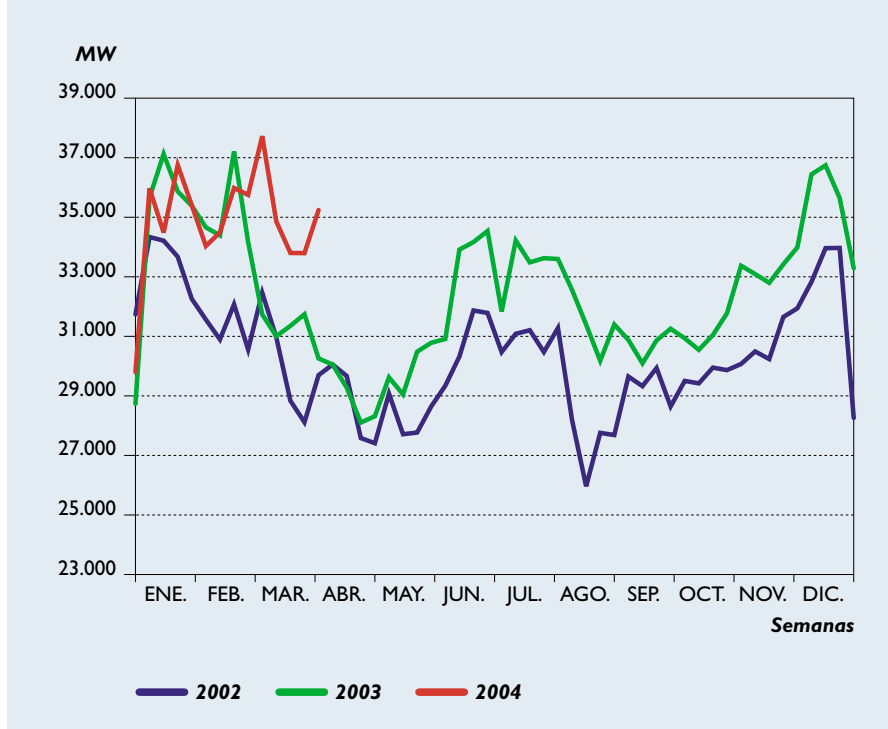


GRÁFICO 2

Durante este mes se han superado los valores máximos de demanda de potencia media horaria, registrándose 37.724 MW el día 2 de 20 a 21 horas. Este valor supera en 512 MW al valor máximo histórico registrado en el mes de febrero de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. aumentó un 11%. En marzo, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, sumando 3,8 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 1,9 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	20.466	11,0
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		1,9
Efecto Temperatura (3)		3,8
Efecto Act. Económica y Otros		5,3
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	59.670	4,2
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,9
Efecto Temperatura (3)		-0,3
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)

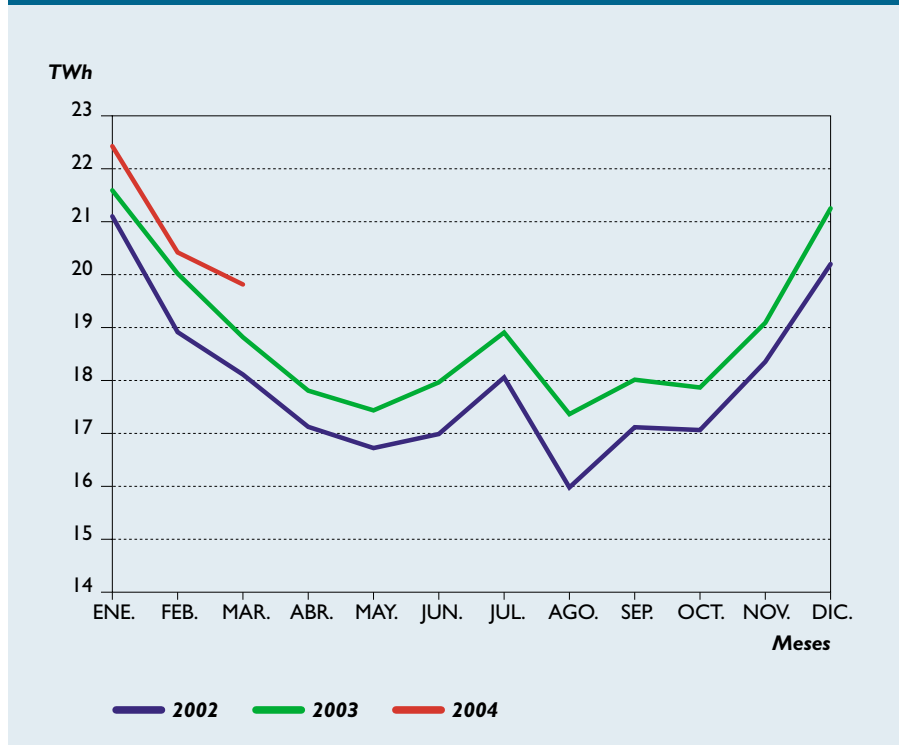


GRÁFICO 3

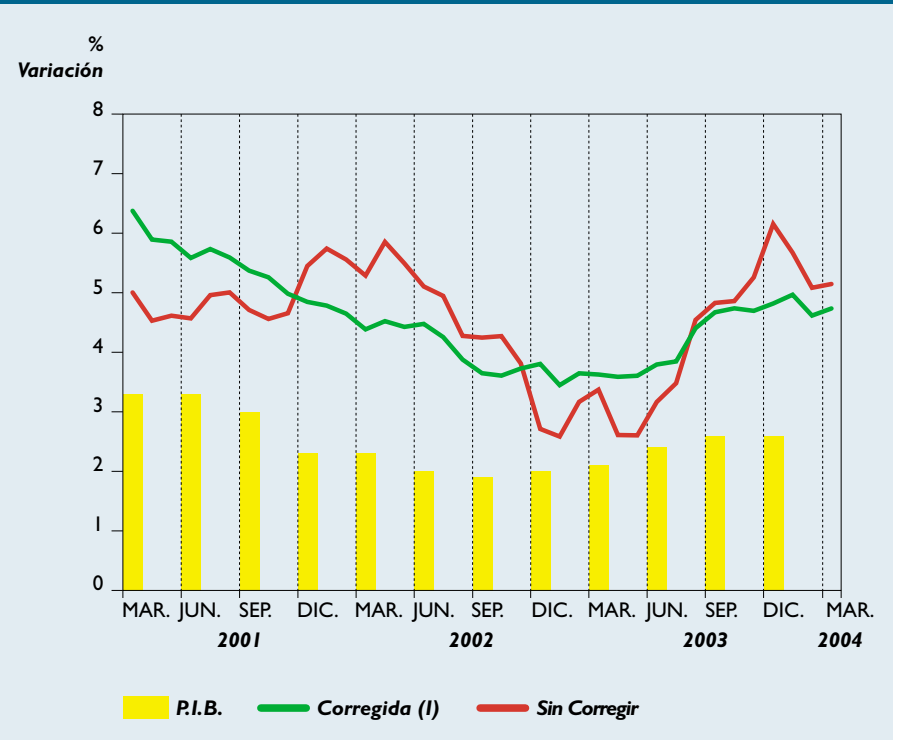
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 5,3%, superior en 1,4 puntos al crecimiento experimentado en marzo del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 5,1%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,7% en el mismo período. Este crecimiento es superior al experimentado el mes pasado.

### 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

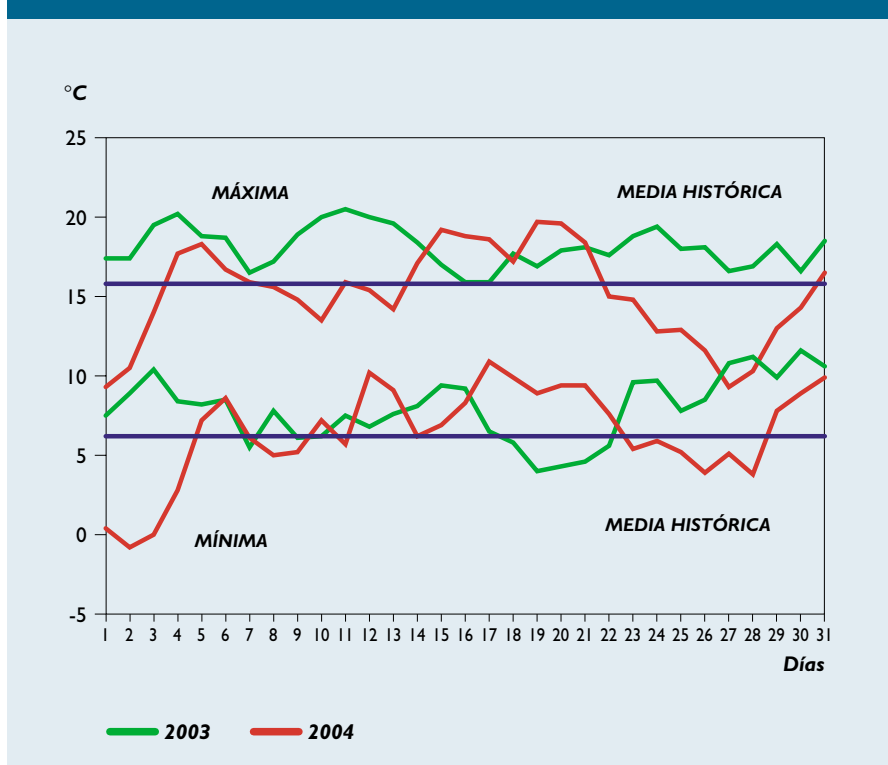


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de marzo fue de 10,8 °C, inferior en 2,2 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 marzo de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 15,2 °C, inferior a los 18,1 °C registrados en marzo del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 6,5 °C frente a los 8,0 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 89 GWh, inferior en 27 GWh al valor característico de un mes de marzo.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes seco, registrándose un producible mínimo de 48 GWh el día 8 y un máximo de 133 GWh el día 16.

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

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

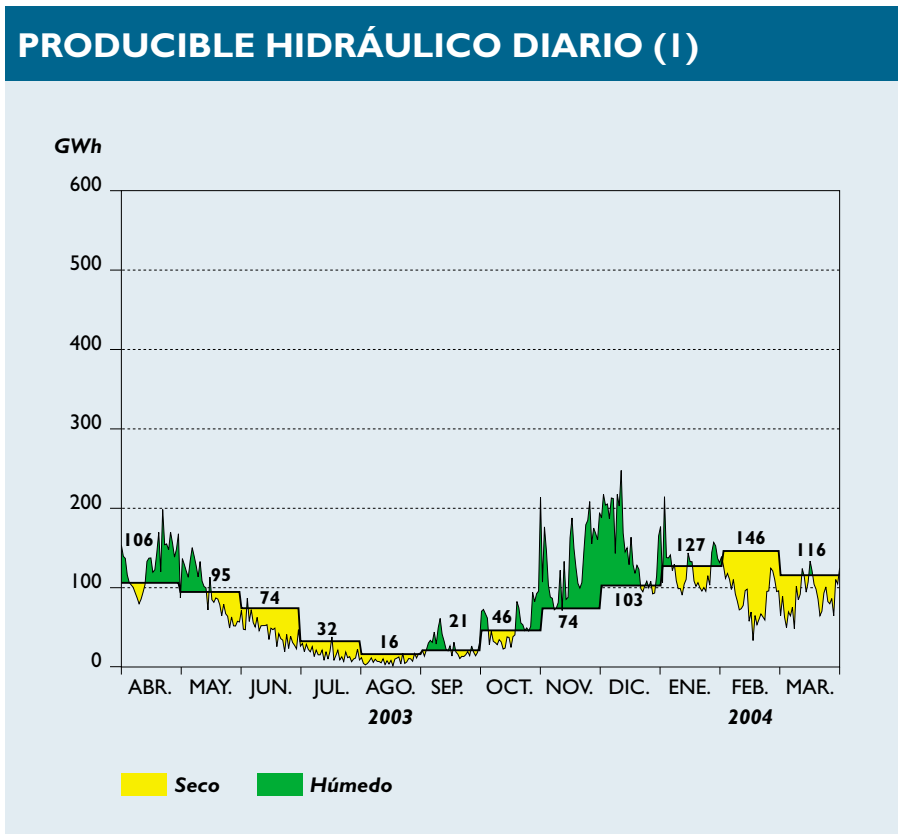


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

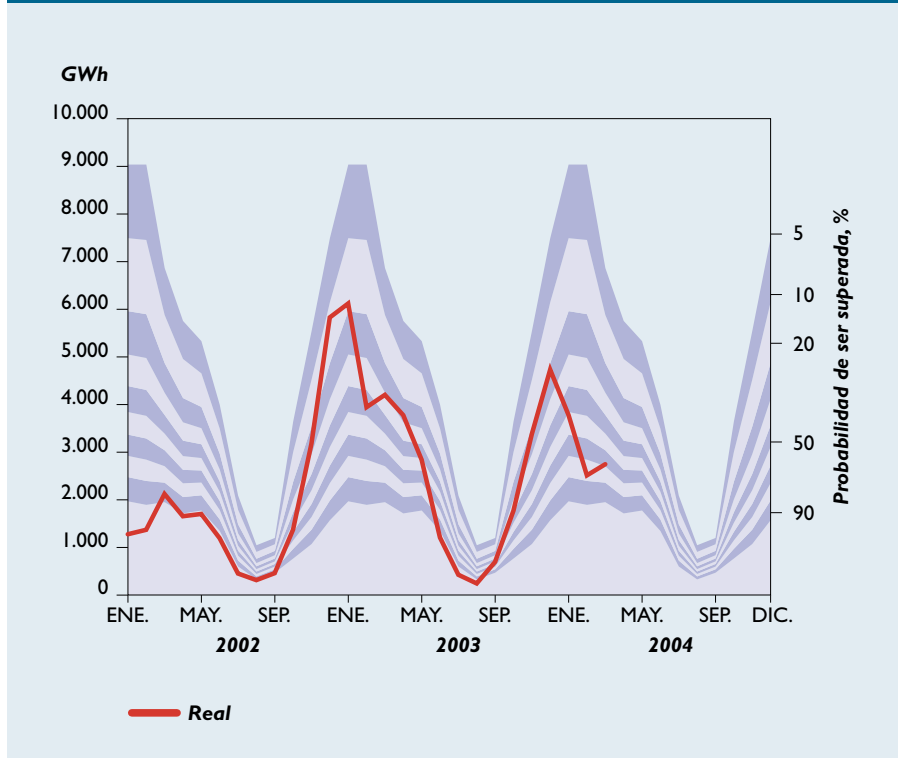


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,77 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 64%.

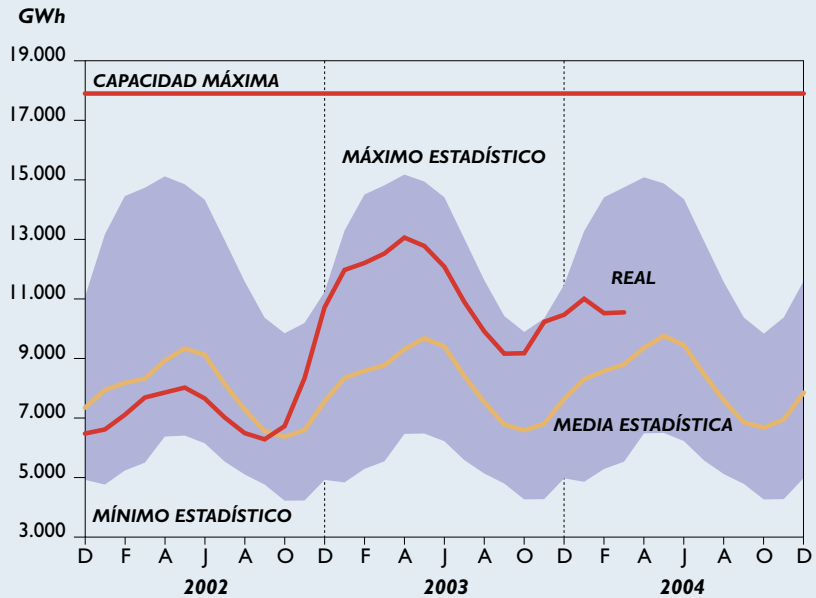
En el primer trimestre del año, el índice de producible hidráulico es del 0,77 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 72%.

(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 58,9% de su capacidad, inferior en 11,1 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

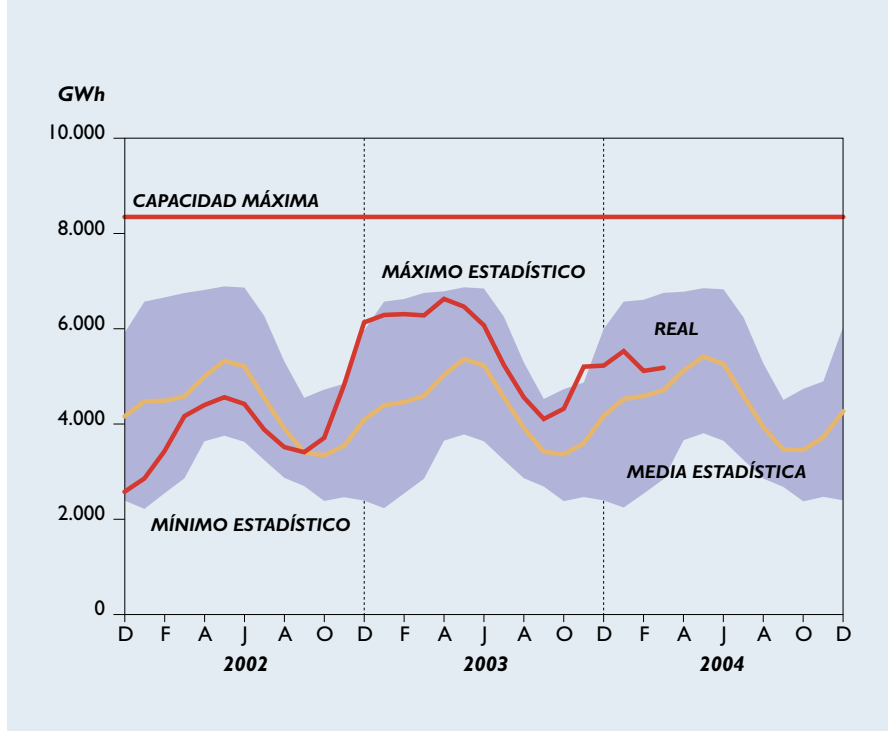


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 62,1%; 0,8 puntos más que en el mes de febrero. Es el cuarto valor más alto registrado en un mes de marzo desde 1998.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 56,2% de su capacidad, inferior en 0,4 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

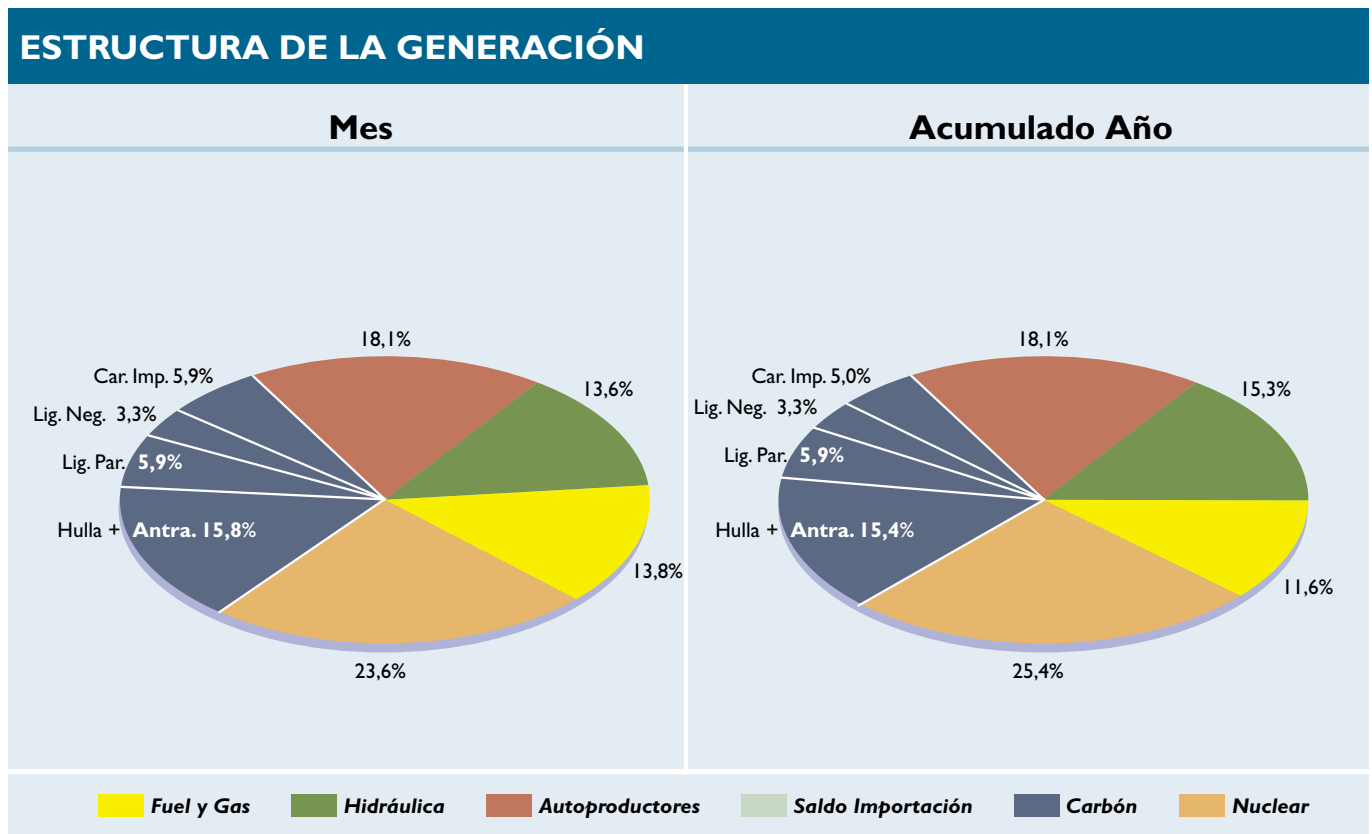


GRÁFICO 10

### EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

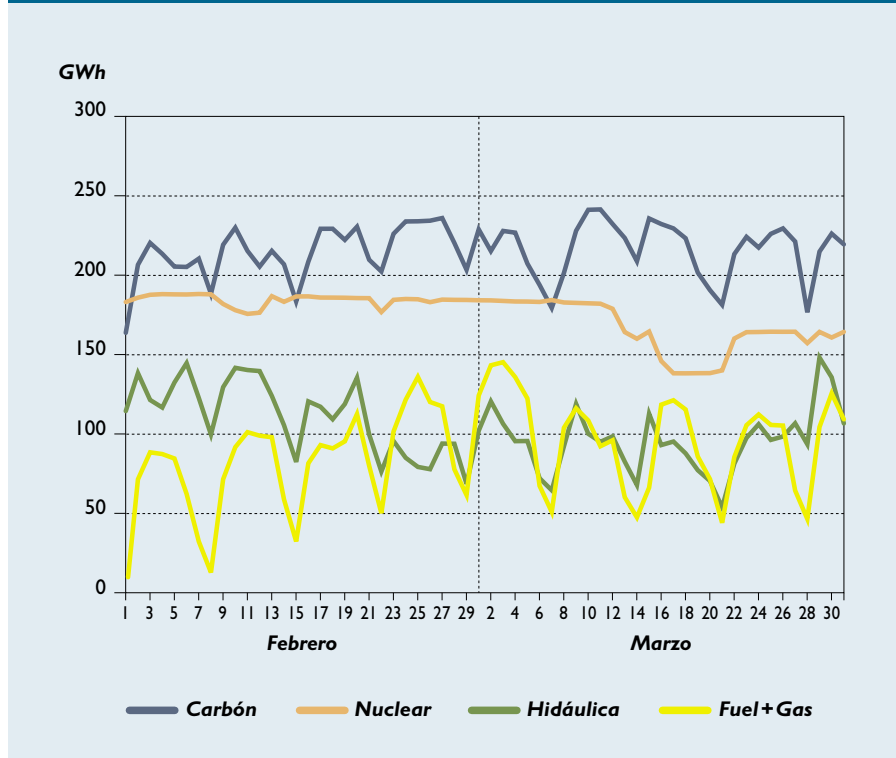


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 242 GWh y un mínimo de 202 GWh; la hidráulica entre 148 GWh y 77 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 145 GWh y mínimo de 66 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 166 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	FEBRERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,90	0,08	0,02	0,96	0,03	0,01
Hulla + Antracita	0,91	0,00	0,09	0,94	0,00	0,06
Lignito Pardo	0,95	0,00	0,05	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,75	0,19	0,06	0,90	0,07	0,03
Carbón Importación	0,97	0,00	0,03	0,89	0,00	0,11
TOTAL CARBÓN	0,91	0,02	0,07	0,93	0,01	0,06
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,87	0,00	0,13	0,88	0,00	0,12

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

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
9	SE 220 kV Santa Quiteria	Configuración de barra única. Junto con la línea L-220 kV Santa Quiteria-Río Gállego, sirve para la evacuación de producción eólica.
18	S.E. 220 kV Olite L-220 kV Olite - Tafalla L-220 kV Olite - La Serna	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la línea de 220 kV Tafalla-La Serna.
26	L-400 kV Cartelle - Lindoso 2	

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 27 a las 17:41 horas se produce un cero de tensión en SE 220 kV VIC, ocasionado por actuación anómala del personal que realizaba trabajos previstos en la barra 2 de esa subestación. Hubo un corte de mercado estimado aproximadamente en 304 MW, que afectó a 89.000 clientes de las poblaciones de Figueres, Torrovent, Salt, Boixalleu, Llansá y Llinars (de la provincia de Gerona), quedando todos los elementos de SE 220 kV VIC repuestos entre 17:44 y 17:46 horas.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, 239 GWh, tal y como viene ocurriendo desde noviembre de 2003.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 99% (406 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, EGL, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, ENBW, UNIÓN FENOSA COM., HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y LUSEO ENERGÍA han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 59, 57, 44, 33, 17, 10, 4, 2, 1, 1 y 0,4 GWh.

A través de esta interconexión, EDF, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, LUSEO ENERGÍA, ELECTRABEL, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, EDP ENERGÍA IBÉRICA, y ENBW han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 62, 56, 44, 13, 12, 11, 11, 7, 5, y 0,4 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ENDESA ENERGÍA, ENDESA GENERACIÓN, EGL ESPAÑA ENERGÍA, EGL, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor de 93 GWh la primera de ellas, y valores no superiores a 5,5 GWh el resto.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ENDESA ENERGÍA, REN, IBERDROLA GENERACIÓN, e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 349, 154, 63, 49 y 21 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 (86 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 41 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

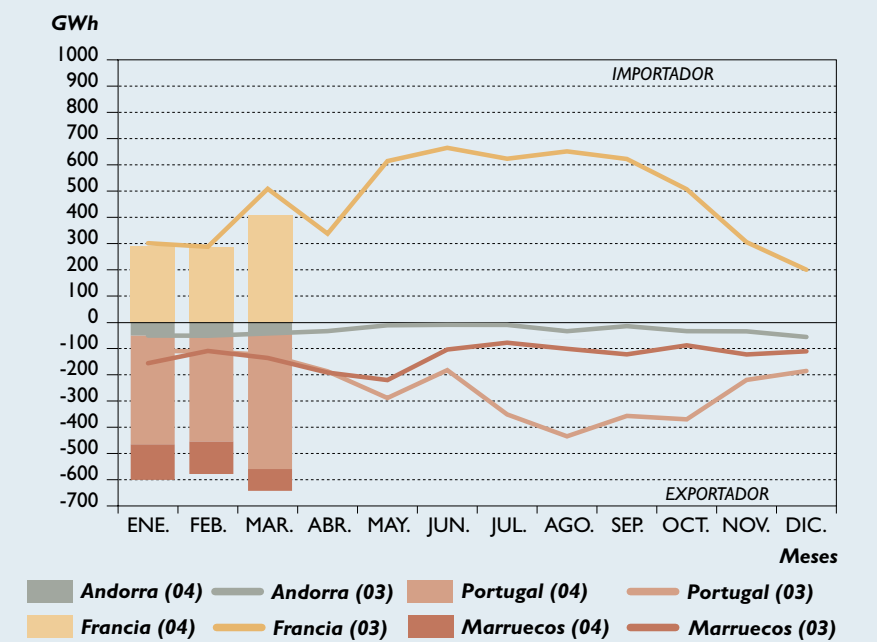


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	39,7	0,0	-39,7
España-Francia	120,0	530,2	410,2
España-Portugal	707,8	189,1	-518,7
España-Marruecos	84,6	1,4	-83,2
<b>TOTAL</b>	<b>952,2</b>	<b>720,7</b>	<b>-231,5</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)		Energía (3)	
		Variación (2)	Renovable	No Renov.
	S/2003			
Ene.	20,68	3,58	56,96	43,08
Feb.	17,78	3,81	60,11	39,89
Mar.	19,29	16,92	59,35	40,65
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>19,27</b>	<b>7,88</b>	<b>58,70</b>	<b>41,30</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.

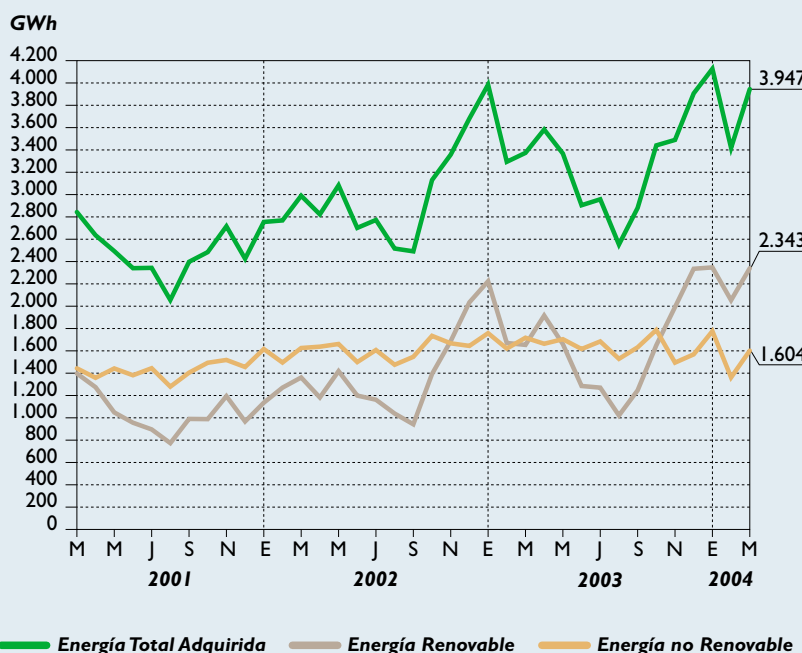


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,328 c€/kWh y mínimo de 2,237 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,600 c€/kWh y los 1,147 c€/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

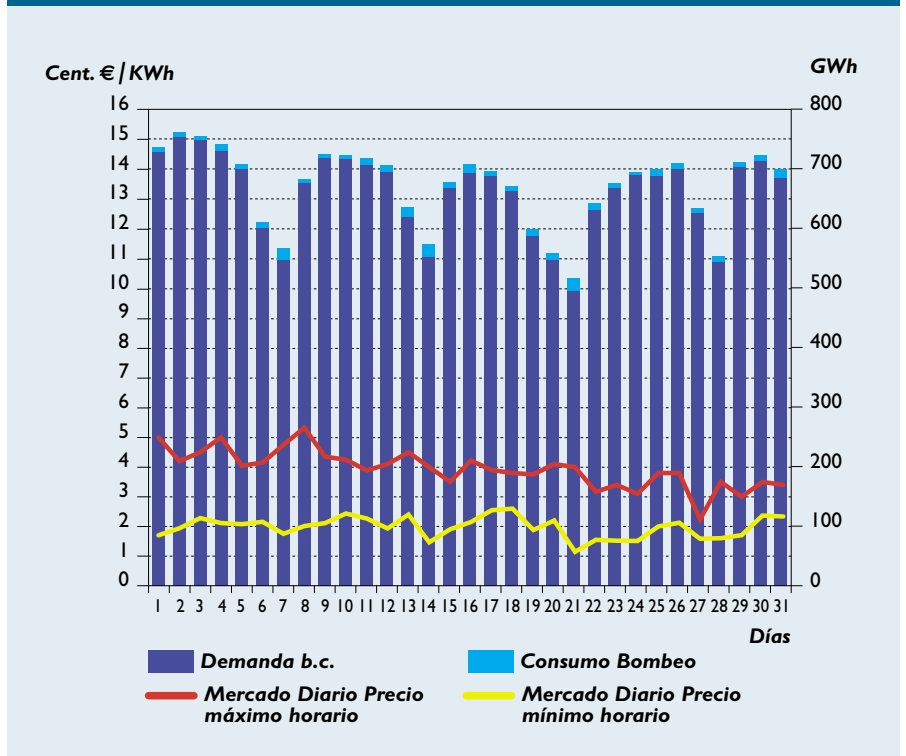


GRÁFICO 14

### 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>18.324</b>	<b>84,0</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>11.049</b>	<b>50,6</b>
- Producción Interior	17.676		- Mercado Diario	11.040	
- Importación	648		- Mercados Intradiarios	8	
Francia	609		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.424</b>	<b>29,4</b>
Portugal	39		- Mercado Diario	6.202	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	223	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>447</b>	<b>2,0</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	363		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>389</b>	<b>1,8</b>
- Importación	84		<b>Exportación</b>	<b>978</b>	<b>4,5</b>
Francia	23		- Portugal	635	
Portugal	61		- Marruecos	87	
Marruecos	0		- Andorra	36	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-47</b>	<b>-0,2</b>	- Francia	219	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>-165</b>	<b>-0,8</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-280</b>	<b>-1,3</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.560</b>	<b>85,1</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.560</b>	<b>85,1</b>
Contratos Bilaterales (2)	64	0,3	Contratos Bilaterales (2)	64	0,3
Energía programada en Régimen Especial	3.195	14,6	Energía adquirida al Régimen Especial	3.195	14,6
<b>TOTAL</b>	<b>21.818</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>21.818</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

Marzo 2004

- Se ha puesto en servicio la E/S Santa Engracia-L/Barcina-La Serna (0,38 km., 400 kV) en la nueva subestación de Santa Engracia (400 kV).
- Mayor 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)	16.540	16.360 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	786	1.767
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	93	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	23	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.

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 DE 400 kV DE LA RdT

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.050	205	16.255	285
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	649	42	691	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	22	1	23	-
	MVAr	3.300	150	3.450	-
<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 DE 220 kV DE LA RdT

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	4.418	6.851 (I)	11.269	5.091 (I)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	230	885	1.115	652
<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 seis líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque tan sólo la L-400 kV Montearenas-Anllanres ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

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

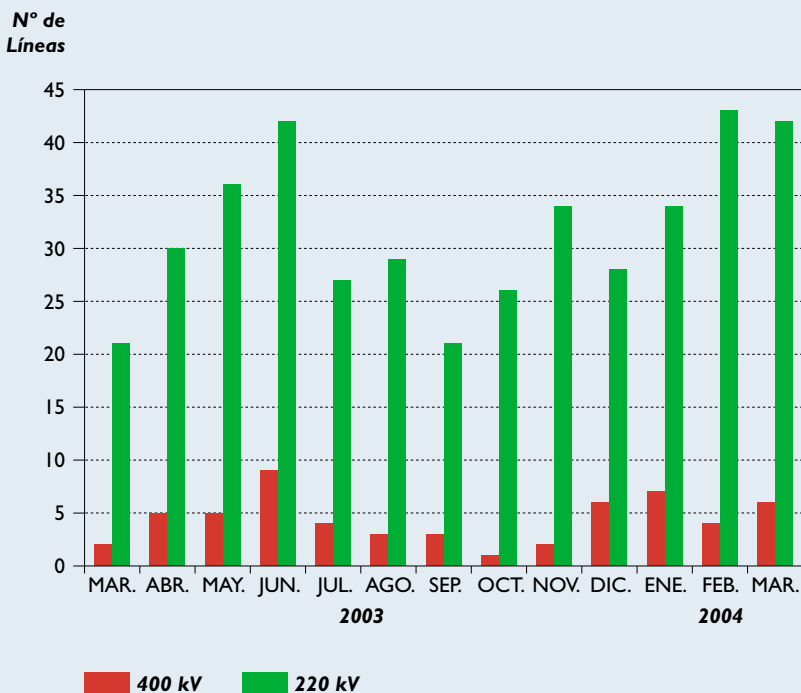


GRÁFICO 1

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

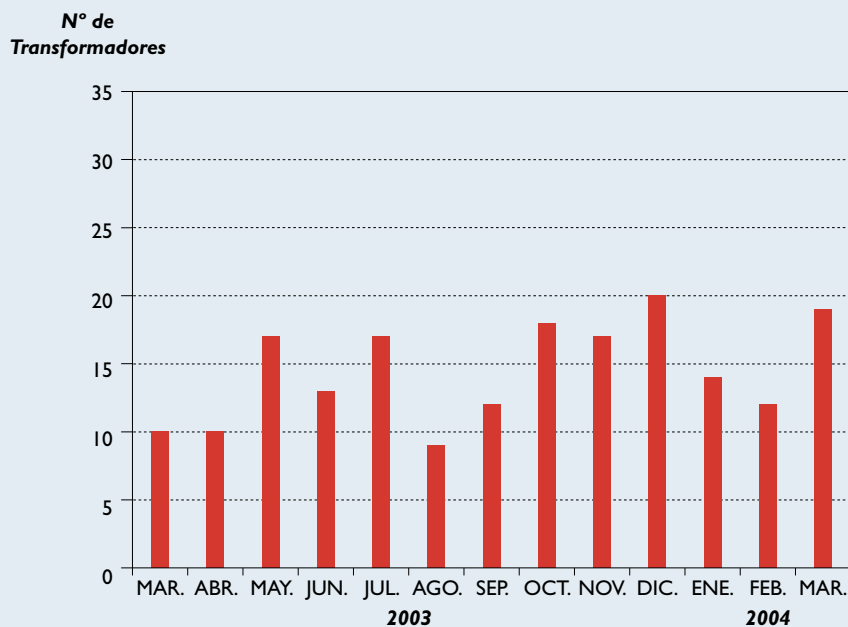


GRÁFICO 2

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

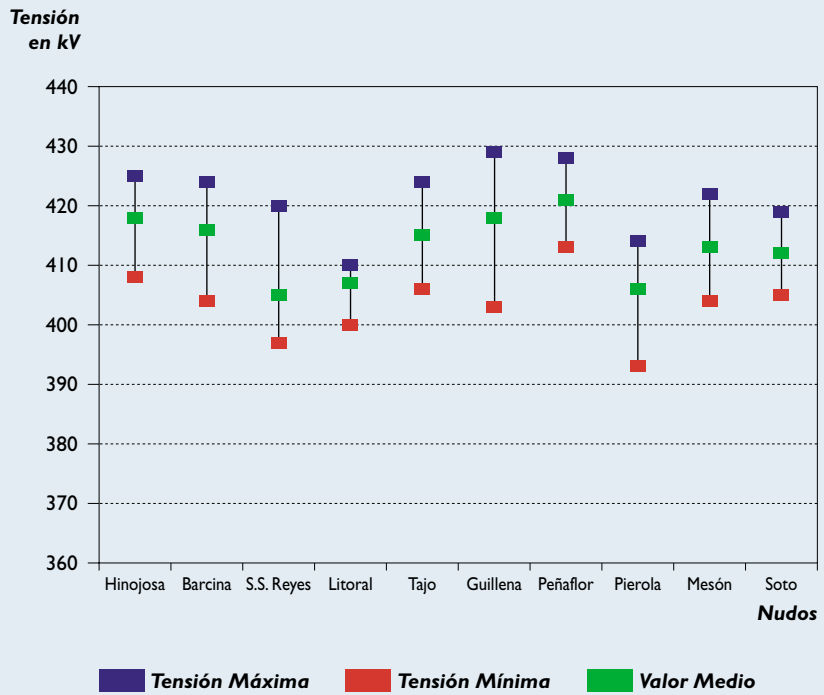
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 384 kV en Herrera y Sallente y los 459 kV en Guadame. El 38% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 22% entre 420 y 425 kV. El 1% de las medidas superan los 430 kV.

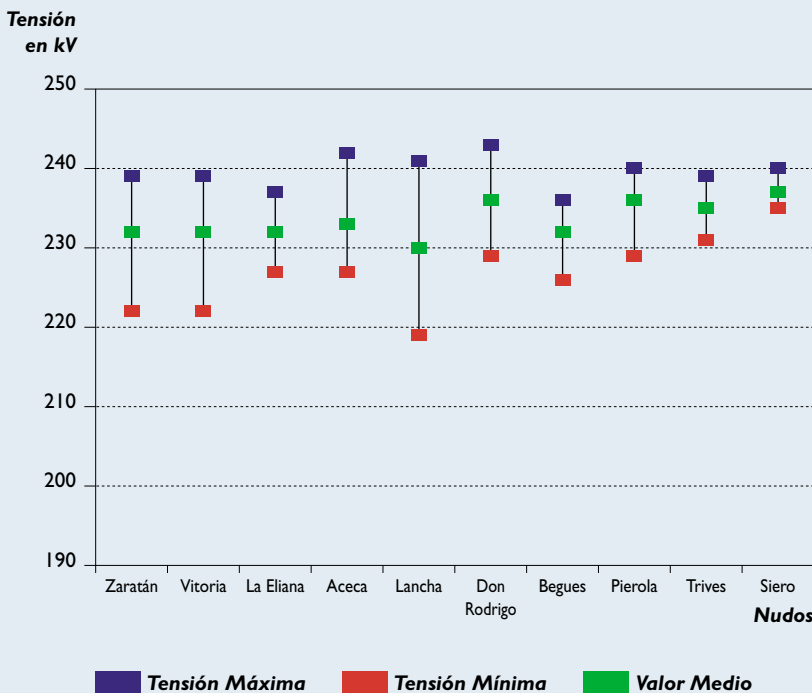
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 195 kV de Moraleja y Moralets y los 250 kV registrados en Benahadux. El 46% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 33% entre 235 y 240 kV. Un 3% 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 Belesar-Mesón, Castrelo-Pazos, Loeches-Puente San Fernando y Madridejos-La Paloma para mantenimiento de las líneas.
- Línea de 220 kV Cerro de La Plata-Villaverde I para cambio de apoyo por reglamentación de altura.
- Línea de 220 kV Tordesillas-Valparaiso para sustitución de aislamiento y cambio de apoyos.
- Línea de 220 kV Peñaflor-Villanueva para inspección exhaustiva de grapas y otros elementos.
- Línea de 400 kV Pierola-Vandellós y Ascó-Vandellós 2, para reparar componentes de la línea.
- Línea de 400 kV Almaraz-Morata 2, Pinilla-Romica I y Grijota-S.S.de los Reyes para mantenimiento de la línea.

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

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

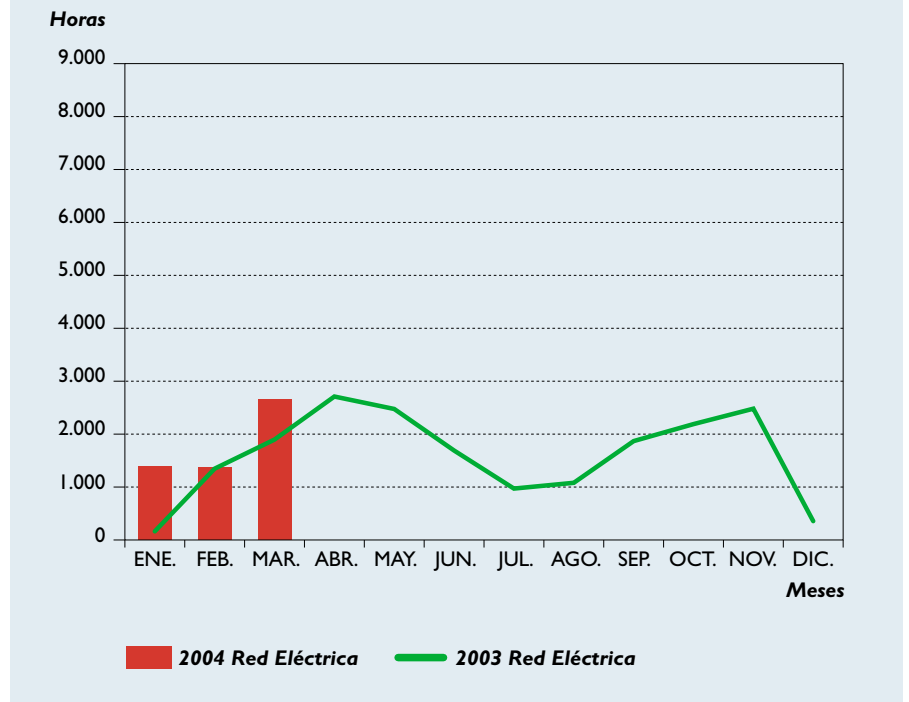


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	1.516	803	372	0
<b>220 kV</b>	1.145	222	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	54	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Almaraz, posición central de la calle de J.M.Oriol, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Bienvenida, posición adyacente a barras 2 de la salida Guillena, para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Montearenas, posición Mudarra 3, para reparar fuga de aire en el interruptor.
- Subestación de 400 kV Vandellós, posición Ascó I, 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

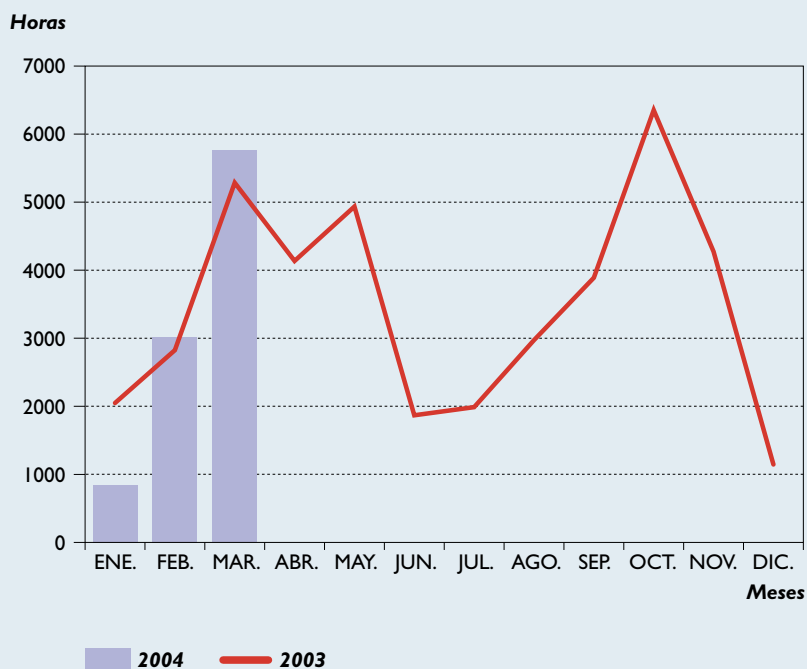


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	3.676	1.404	5.079
Barras	527	153	680
<b>TOTAL</b>	<b>4.202</b>	<b>1.557</b>	<b>5.759</b>

CUADRO 5

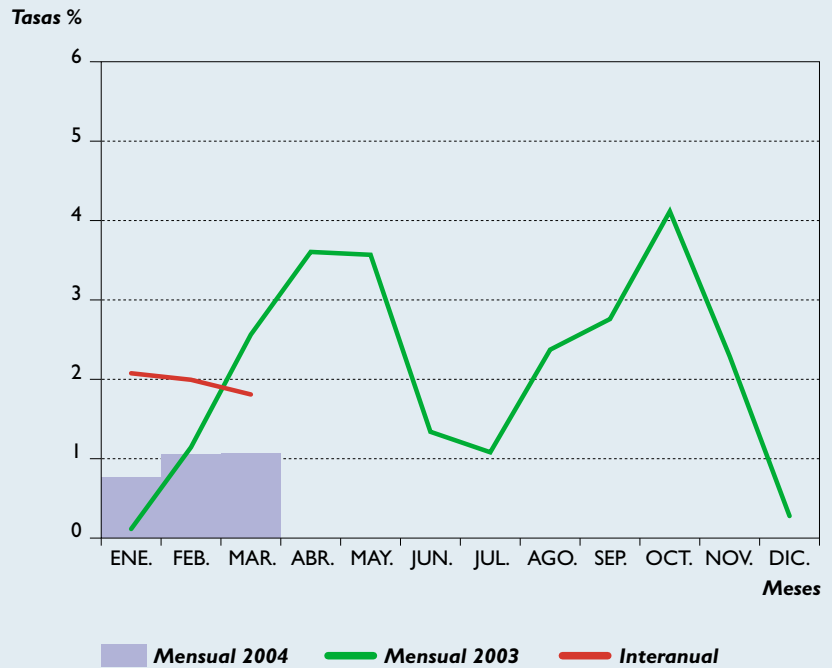
- Subestación de 220 kV Escatrón, acoplamiento de barras, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Guillena, acoplamiento de barras, para revisar el interruptor.
- Subestación de 220 kV Colón, posición de la salida Onuba, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Hernani, posición de la salida Arkale 2, para revisar los equipos de la posición.

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



Nota: La tasa de indisponibilidad no incluye las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

### EVOLUCIÓN DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 7

### TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	Mensual	Interanual	%
Mantenimiento Preventivo	0,758	0,583	
Indisponibilidades Fortuitas	0,002	0,041	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,759</b>	<b>0,623</b>	
Por Otras Causas	0,307	1,186	
<b>TOTAL</b>	<b>1,066</b>	<b>1,809</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

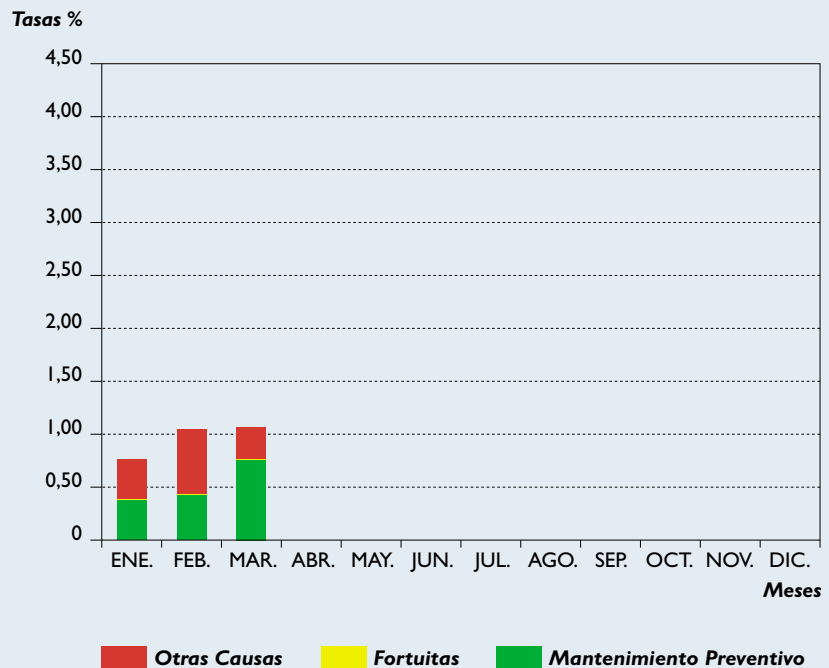
$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

$PN_i$  = 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	0	0	21
	220 kV	0	0	53
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	4

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	0	8	13
	220 kV	0	10	43
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	4	0

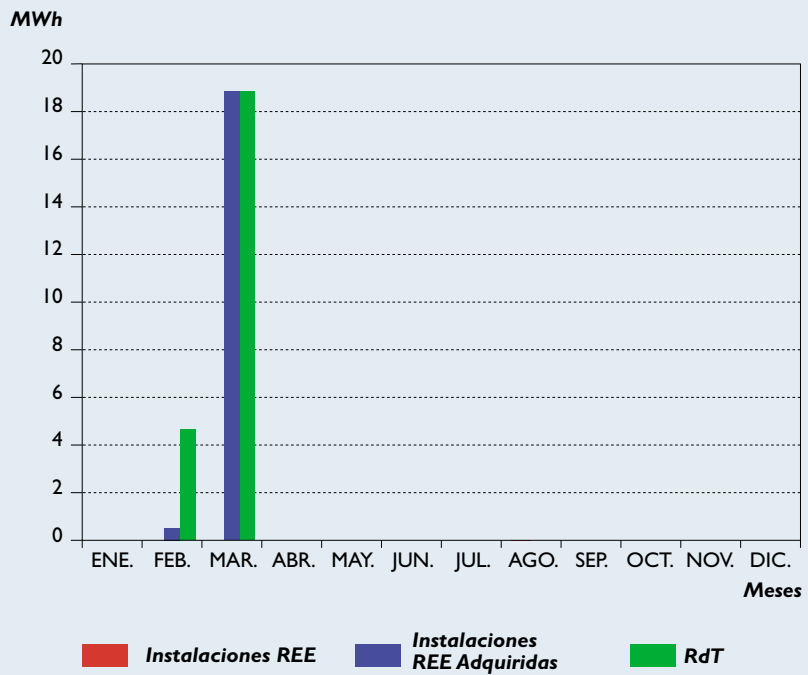
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de marzo se ha registrado un corte de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. Tuvo lugar en Gerona, con una energía no suministrada de 18,85 MWh y debido a una actuación anómala del personal que realizaba trabajos en las barras de la subestación.

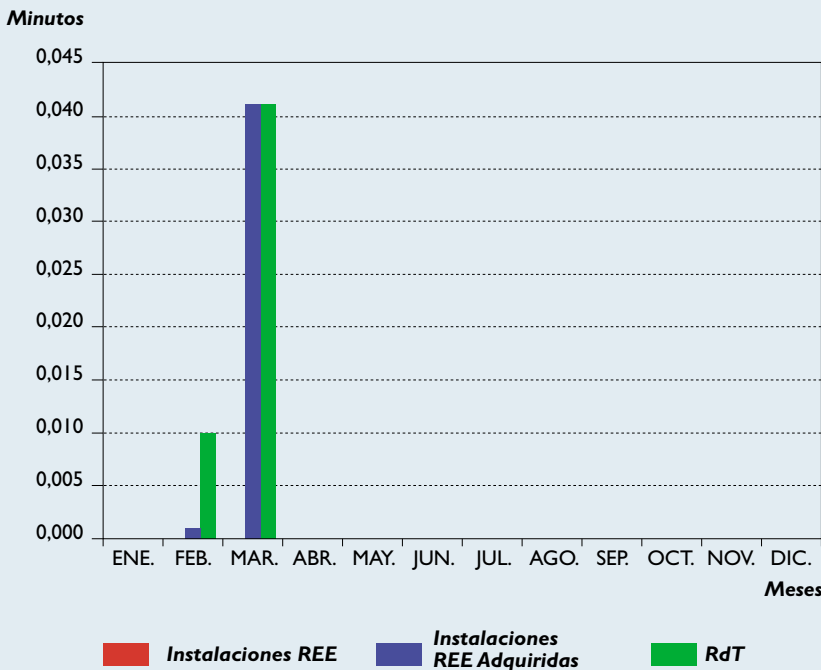
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM



En el mes de marzo el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0,041 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,041 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= MM x ENS / DM  
 MM= Minutos al mes  
 DM= Demanda mensual del sistema en MWh.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

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