



Informe Mensual

ABRIL 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: 30-04-2003. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Abril 2003

- La demanda de energía eléctrica en el mes de abril alcanzó los **16.521 GWh**, con un crecimiento negativo del **2,7%** respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un **1,7%**.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un **18,8%** por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al **73%** de su capacidad total, segundo valor más alto registrado en un mes de abril desde 1980.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	3.536	89,2	17.720	166,6	33.633	42,6
NUCLEAR	4.884	10,7	20.652	5,4	64.075	1,8
Hulla + Antracita	2.329	-35,0	10.411	-29,9	35.881	-14,9
Lignito Pardo	1.076	-20,3	3.943	-27,1	14.186	-10,8
Lignito Negro	620	-33,9	2.474	-28,1	8.643	-5,6
Carbón Importación	1.160	21,8	4.373	-2,3	13.092	-4,7
TOTAL CARBÓN	5.186	-24,1	21.201	-24,7	71.803	-11,3
Gas Natural	389	-34,6	3.214	51,2	12.869	86,1
Fuel-Oil	55	-93,7	750	-85,9	5.419	-52,0
PRODUCCIÓN BRUTA	14.050	-3,6	63.538	2,7	187.798	1,1
Consumos Producción	543	-18,7	2.413	-14,3	7.942	-5,5
PRODUCCIÓN NETA	13.507	-2,9	61.125	3,5	179.856	1,5
Adquirida Autoproduct.	3.270	16,7	13.502	19,9	36.461	19,4
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	16.778	0,4	74.626	6,1	216.316	4,1
Consumos en Bombeo	220	-50,3	1.556	-24,8	6.444	35,2
Saldo Internacional	-36	-	288	-	3.009	-47,4
DEMANDA	16.521	-2,7	73.359	3,5	212.882	2,0

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	T. Año Móvil
	2002								2003				
Hidroeléctrica	1.990	2.073	1.671	1.275	1.279	1.366	2.042	4.216	5.545	4.274	4.365	3.536	33.633
Térmica Nuclear	4.982	5.282	5.717	5.595	4.789	5.635	5.604	5.818	5.744	5.148	4.876	4.884	64.075
Térmica Convencional	8.080	8.457	9.186	8.227	9.252	8.440	7.534	5.750	6.054	6.922	6.560	5.630	90.091
PRODUCCION BRUTA	15.052	15.812	16.574	15.097	15.320	15.441	15.180	15.784	17.343	16.344	15.801	14.050	187.798
Consumos Producción	664	706	754	706	697	717	673	612	634	618	618	543	7.942
PRODUCCION NETA	14.388	15.106	15.820	14.391	14.623	14.724	14.507	15.172	16.709	15.726	15.183	13.507	179.856
Adquirida Autoprod.	3.062	2.692	2.748	2.484	2.432	2.936	3.092	3.514	3.775	3.357	3.100	3.270	36.461
PROD. TOTAL NETA	17.450	17.798	18.568	16.875	17.055	17.660	17.599	18.686	20.484	19.083	18.283	16.778	216.316
Consumos en Bombeo	559	628	700	572	598	576	570	684	587	380	369	220	6.444
Saldo Internacional	259	187	576	236	428	298	491	246	26	51	247	-36	3.009
DEMANDA	17.149	17.356	18.445	16.538	16.885	17.382	17.520	18.248	19.922	18.755	18.161	16.521	212.882
Δ % Mensual	2,7	1,6	4,5	-1,3	2,4	4,1	-1,4	-2,9	3,2	10,6	3,2	-2,7	-
Δ % 365 días	5,4	5,0	4,8	4,1	4,0	4,0	3,4	2,4	2,2	2,8	2,9	2,0	2,0

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh ENERO 2003												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	145	2.275	6.087	7.611	715	4.383	89	0	3.112	2.608	3.188	30.213
Térmica Nuclear	4.330	14.028	5.510	40.326	—	—	0	338	0	0	2.391	66.923
Térmica Convencional	2.874	33.657	8.886	5.247	3.227	19.177	236	8.051	2.117	1.338	273	85.083
PROD.TOTAL NETA I	7.349	49.960	20.484	53.184	3.942	23.560	325	8.389	5.229	3.946	5.852	182.220
Saldo Internacional	825	-863	26	-6.371	170	4.700	318	1.404	-183	95	10	131
Consumos en Bombeo	130	591	587	497	7	930	95	0	40	12	135	3.024
DEMANDA 2												
Mensual	8.044	48.506	19.922	46.316	4.105	27.330	548	9.793	5.006	4.029	5.727	179.326
Δ %	3,4	2,5	3,2	4,2	-1,8	-0,8	2,4	0,6	-5,3	5,7	-0,4	2,1
Año Móvil	83.504	499.789	210.884	434.219	46.915	309.909	6.066	108.585	50.400	40.895	58.432	1.849.598
Δ %	0,1	0,0	2,2	-0,9	1,1	1,3	2,1	0,7	-8,2	1,8	0,5	0,1
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 1.687 MW y 8.814 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 3.347 MW y máximo de 9.116 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 711 MW y un máximo de 2.965 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 0 MW y un máximo 1.784 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.753 MW y los 5.520 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.500 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

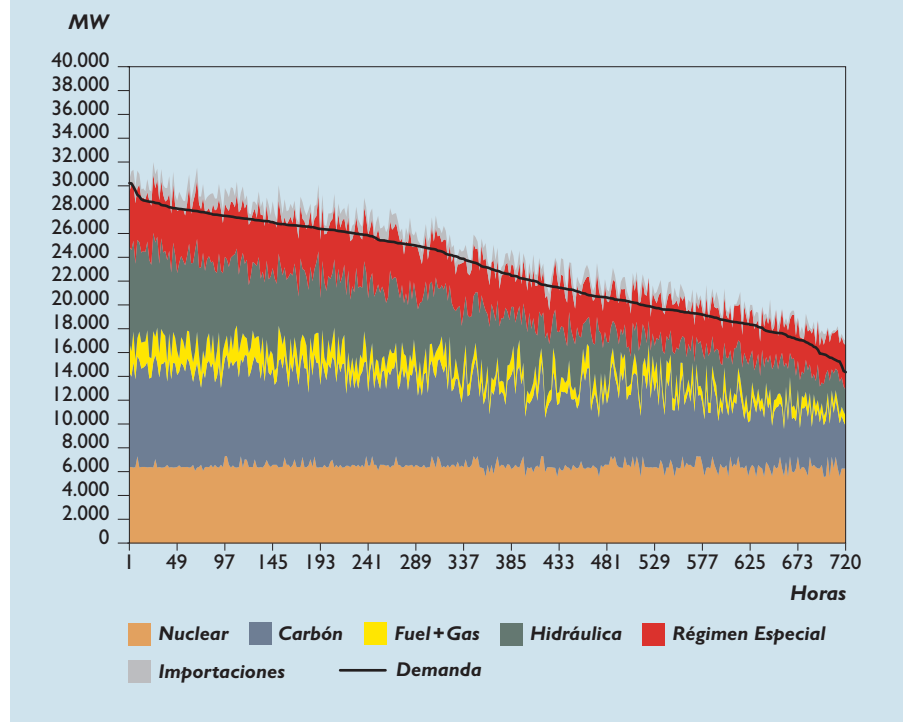


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

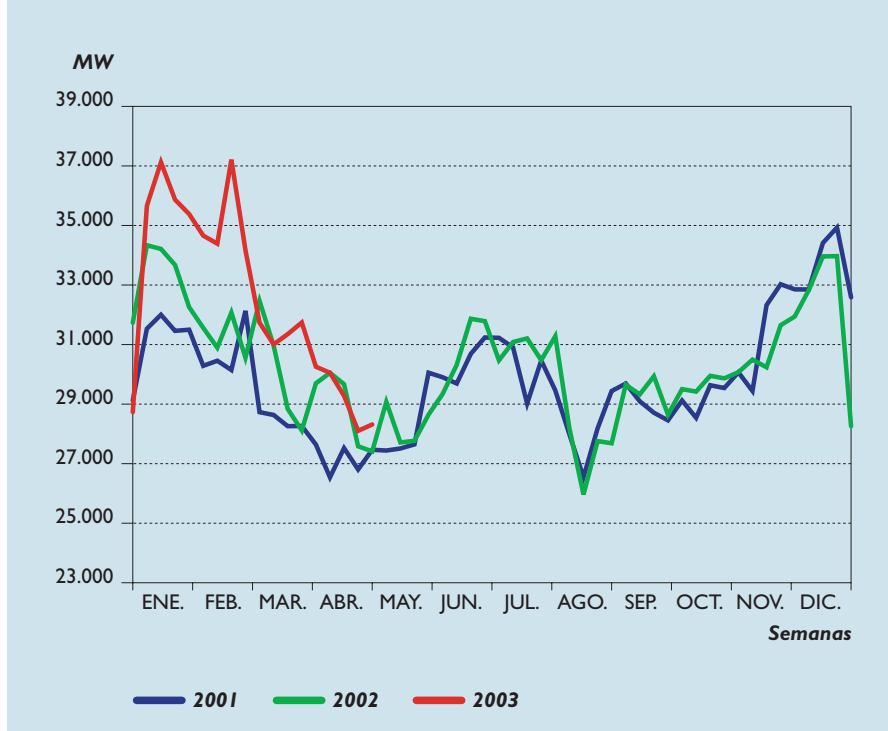


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 2 con 30.257 MW a las 22 horas. Este valor es superior en 205 MW al máximo registrado en el mes de abril de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. descendió un 2,7%. En abril, las temperaturas fueron más suaves que las del año anterior, restando 2 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 2,4 puntos negativos debido a la reducción de días laborales con motivo de la Semana Santa.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	16.521	-2,7
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-2,4
Efecto Temperatura (3)		-2,0
Efecto Act. Económica y Otros		1,7
Acumulado Año		
Demanda Total	73.359	3,5
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		0,5
Efecto Act. Económica y Otros		3,0

(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)

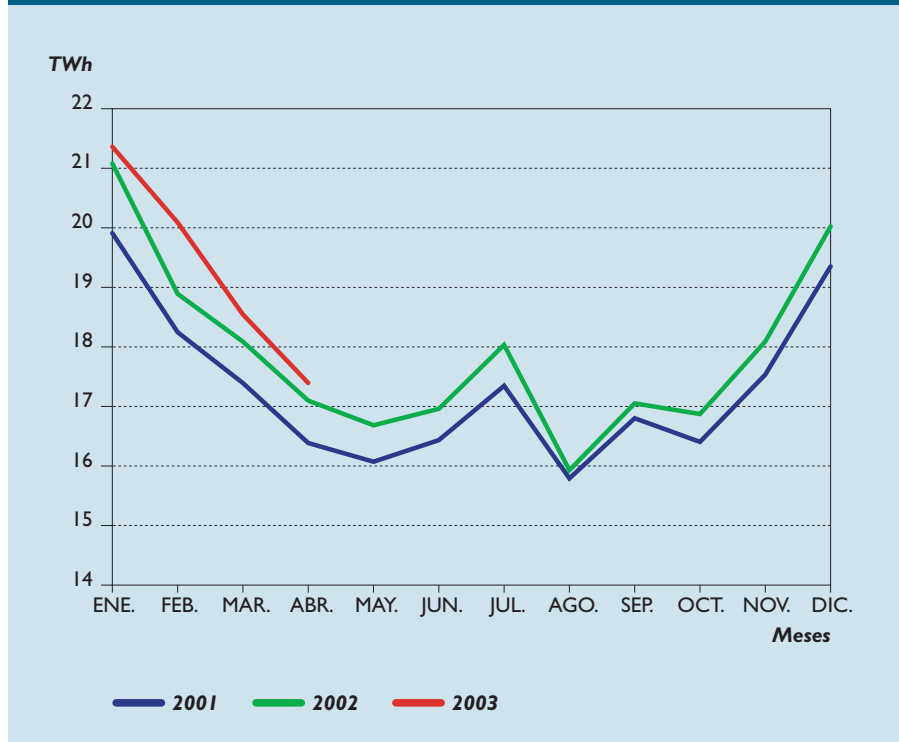


GRÁFICO 3

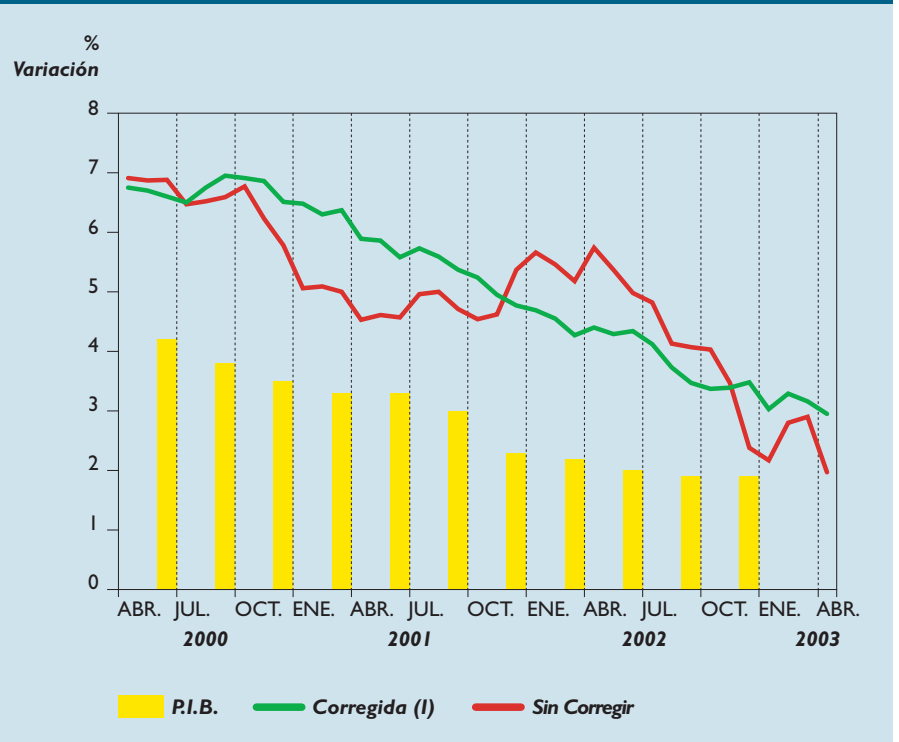
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 1,7%, inferior en 2,7 puntos al crecimiento experimentado en abril del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 2%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 2,9% en el mismo período. Este crecimiento es inferior al experimentado en el primer trimestre del año.

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

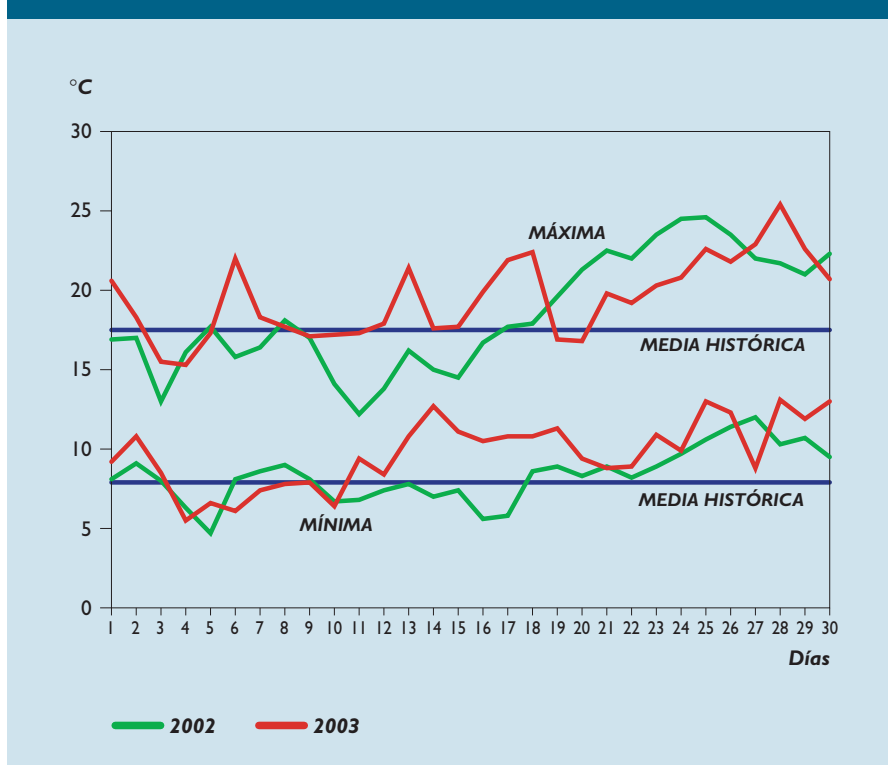


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de abril fue de 14,6 °C, superior en más de un grado a la temperatura media del año anterior.

En el conjunto del mes, tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron más altas que las registradas en abril de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 19,5 °C y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 9,7 °C frente a los 8,4 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 131 GWh, superior en 25 GWh al valor característico de un mes de abril.

Los primeros 5 días del mes y los 17 últimos fueron húmedos, registrándose producibles diarios superiores al valor característico. Se registró una energía producible en el mes de 3.917 GWh, alcanzándose un producible mínimo de 80 GWh el día 10 y un máximo de 198 GWh el día 22.

(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

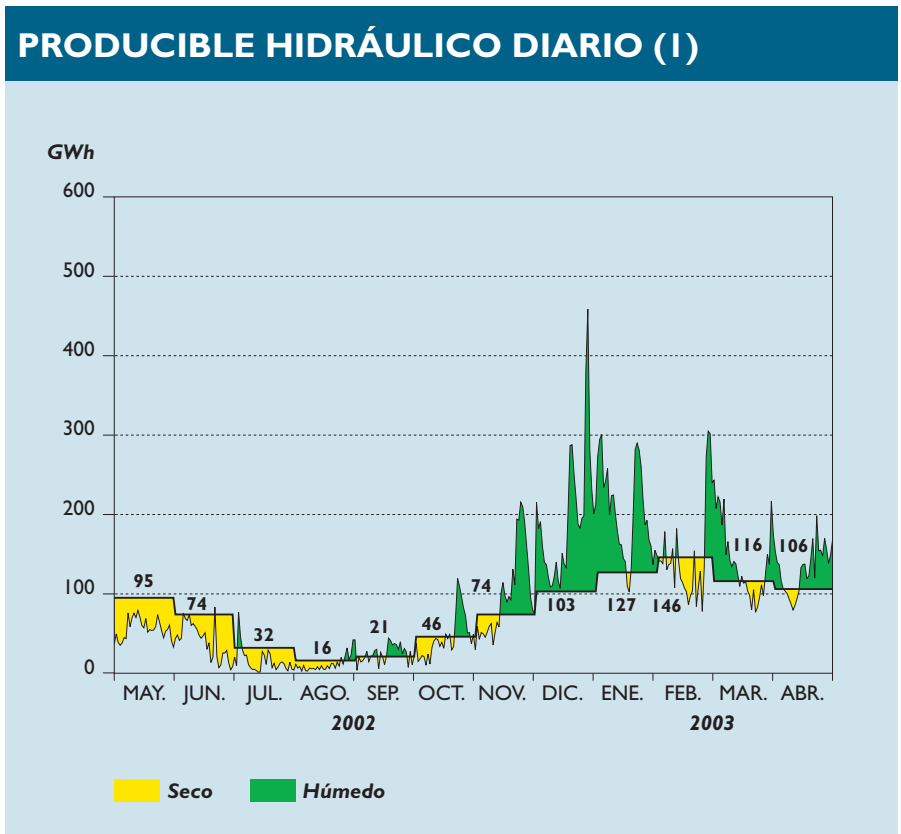


GRÁFICO 6

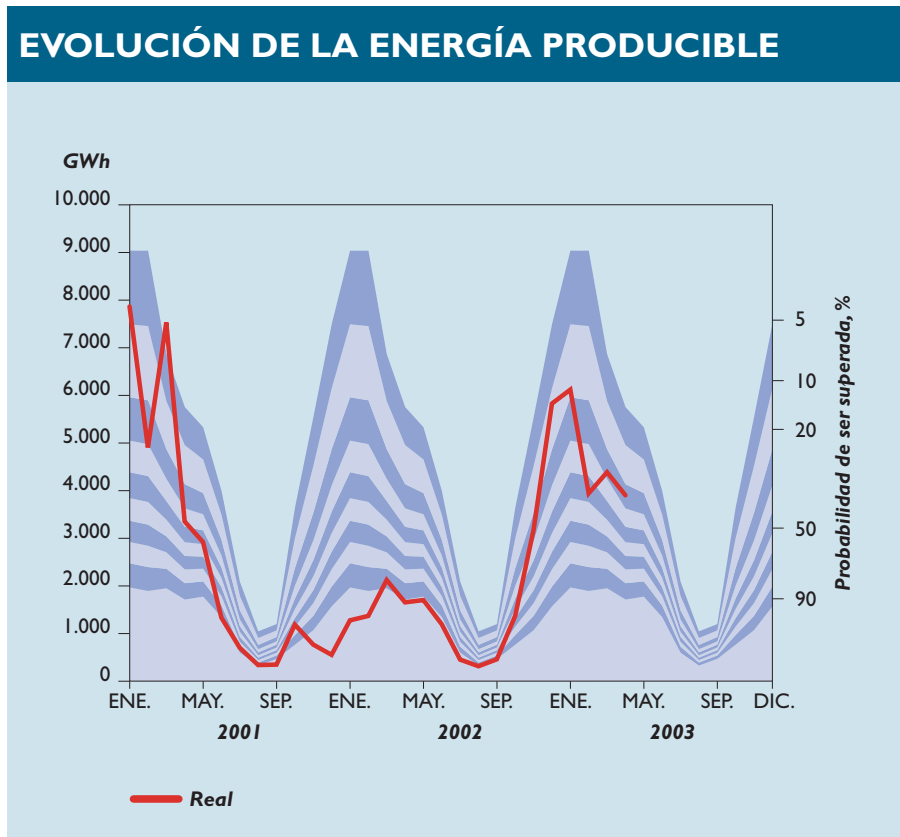


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,23 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 21%.

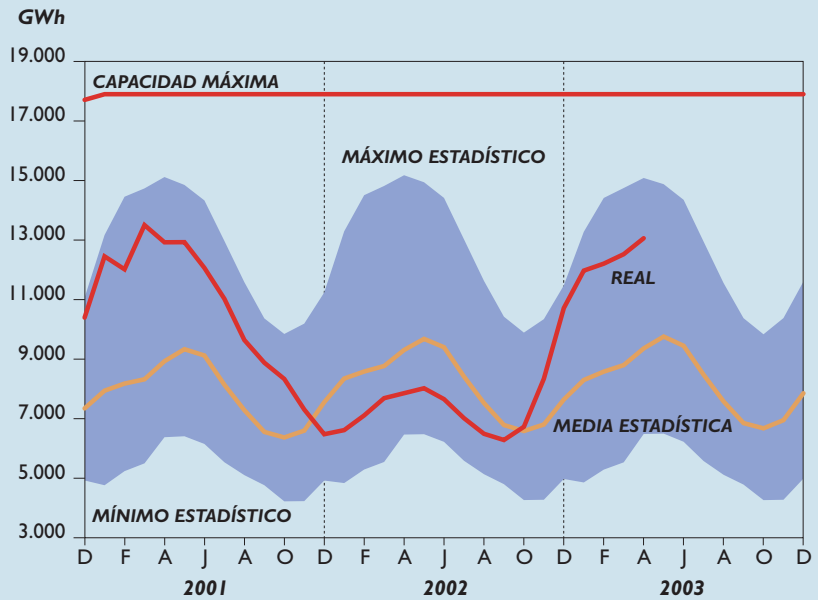
En los cuatro primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,24 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 24%.

(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 73% de su capacidad, superior en 29 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

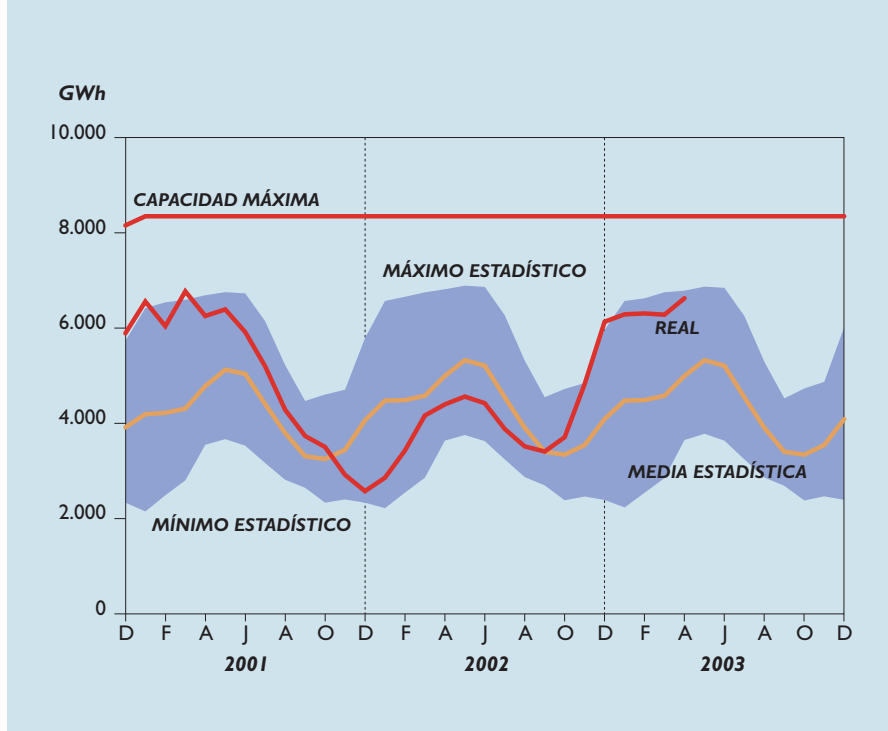


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 79,4%; 4,2 puntos más que en el mes de marzo. Es el segundo valor más alto registrado en un mes de abril desde 1979.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 67,3% de su capacidad, superior en 2 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

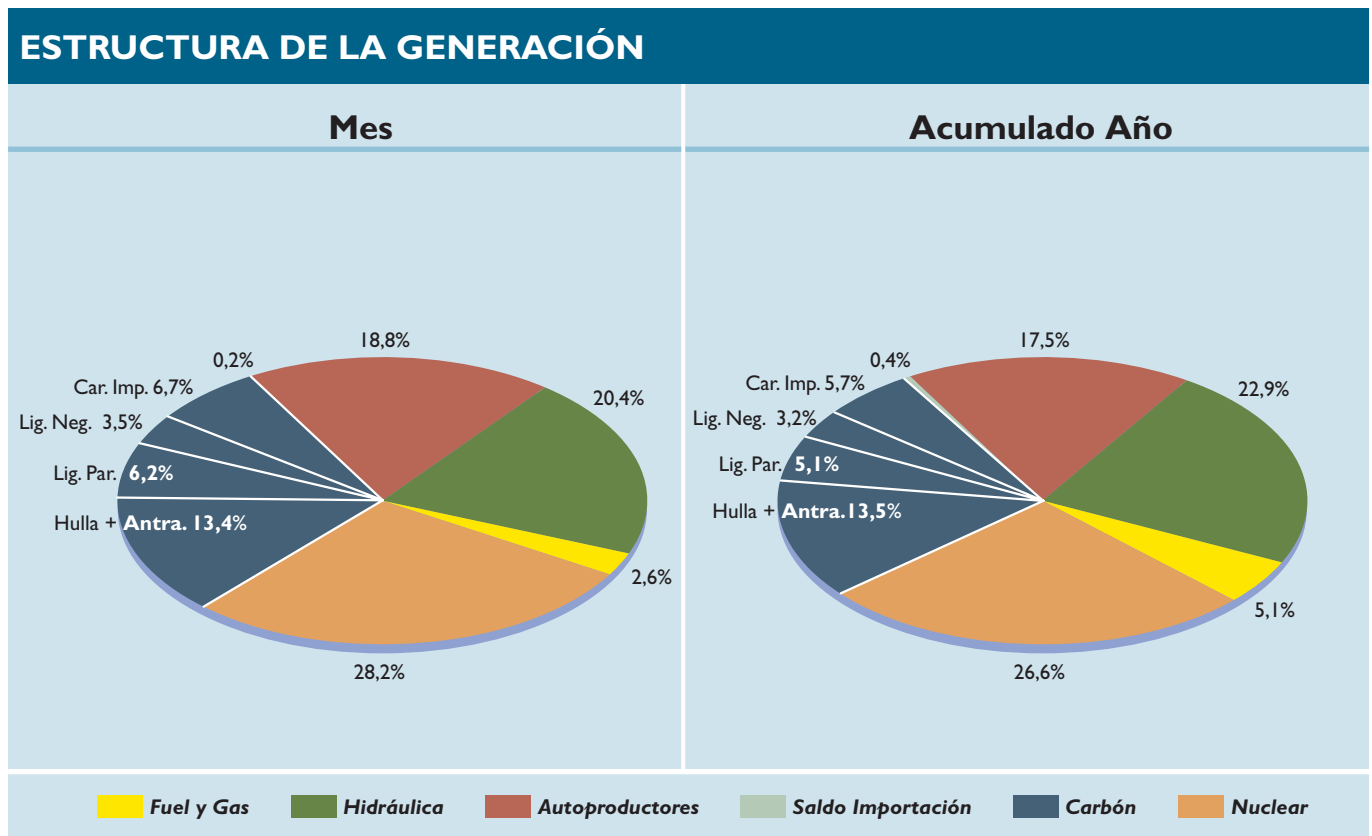


GRÁFICO 10

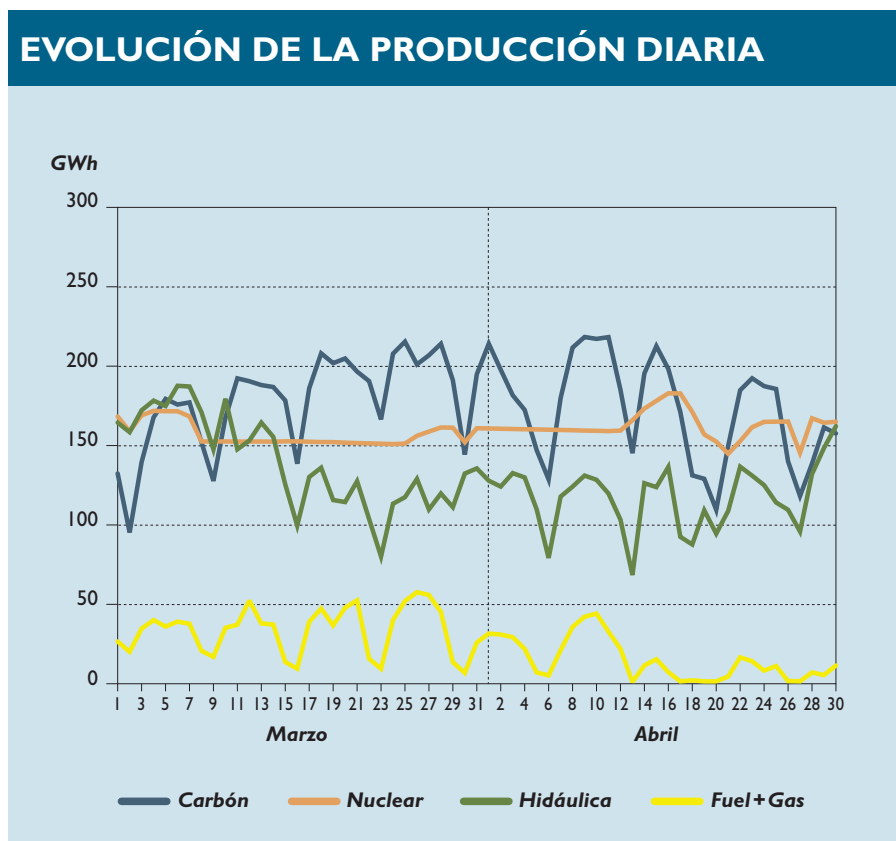


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 219 GWh y un mínimo de 131 GWh; la hidráulica entre 162 GWh y 88 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 44 GWh y mínimo de 0 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 163 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	ABRIL			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,81	0,17	0,02	0,93	0,06	0,01
Hulla + Antracita	0,88	0,04	0,08	0,91	0,02	0,07
Lignito Pardo	0,96	0,00	0,04	0,89	0,09	0,02
Lignito Negro	0,95	0,00	0,05	0,92	0,04	0,04
Carbón Importación	0,81	0,18	0,01	0,97	0,00	0,03
TOTAL CARBÓN	0,89	0,05	0,06	0,92	0,03	0,05
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,78	0,03	0,19	0,83	0,03	0,14

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

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN E INCIDENTES

DÍA	NUEVA INSTALACIÓN	COMENTARIOS
8	Cable 220 kV Corralón-Norte	
11	S.E. 400 kV Fuentes de la Alcarria L/400 kV Fuentes de la Alcarria-Trillo L/400 kV Fuentes de la Alcarria-Loeches	Configuración de interruptor y medio Desaparece la L/400 kV Trillo-Loeches
14	L/220 kV Villaviciosa-Corralón I	
17	S.E. 220 kV Quart de Poblet L/220 kV Eliana-Quart de Poblet L/220 kV Torrente-Quart de Poblet	Configuración de simple barra partida con Interruptor Desaparece la L/220 kV Eliana-Torrente I

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 3 de abril a las 10:10 se produce un corte de mercado en Barcelona de 20 MW como consecuencia de un incendio en la galería de cables durante la puesta en servicio del cable 220 kV Besós Nuevo-Sta. Coloma.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado exportador, alcanzando un total mensual de 42 GWh, lo que representa un cambio de signo en el saldo que no se producía desde el mes de enero de 2001.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 81% (319 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, EGL, ELECTRABEL, ENDESA GENERACIÓN y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 93, 40, 4, 0,6, 0,2 y 0,05 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 86 GWh. A estas importaciones, se han unido las realizadas por UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA (28 GWh), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA (27 GWh), ENDESA ENERGÍA (10 GWh), UNIÓN FENOSA GENERACIÓN (5 GWh) y ENDESA GENERACIÓN (0,6 GWh).

En esta misma interconexión, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, EDP ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN y REN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 162, 68, 45, 37, 19, 4 y 1 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 (185 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 25 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

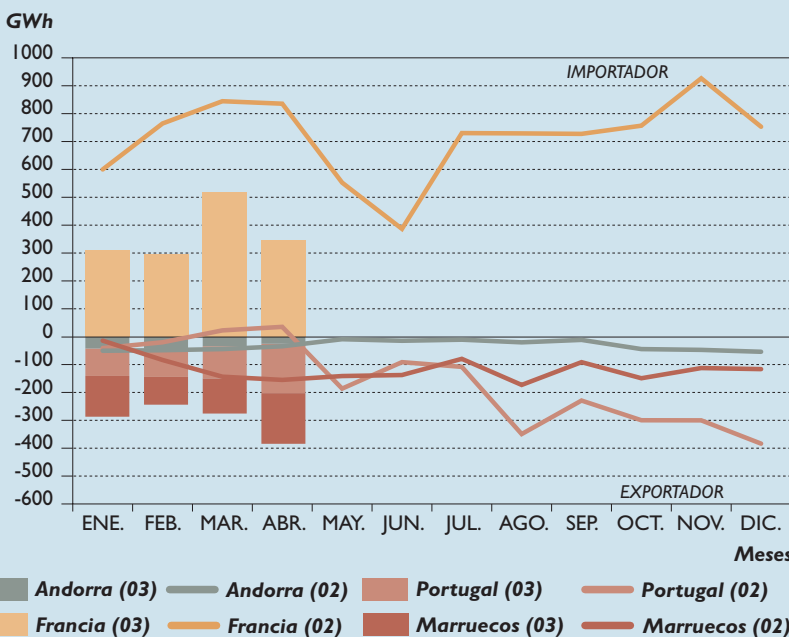


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	24,0	0,0	-24,0
España-Francia	42,3	389,5	347,2
España-Portugal	420,7	243,4	-177,3
España-Marruecos	182,2	0,2	-182,0
TOTAL	669,2	633,1	-36,1

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.	19,79	16,67	47,42	52,58
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	18,41	19,87	47,95	52,05

- (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.

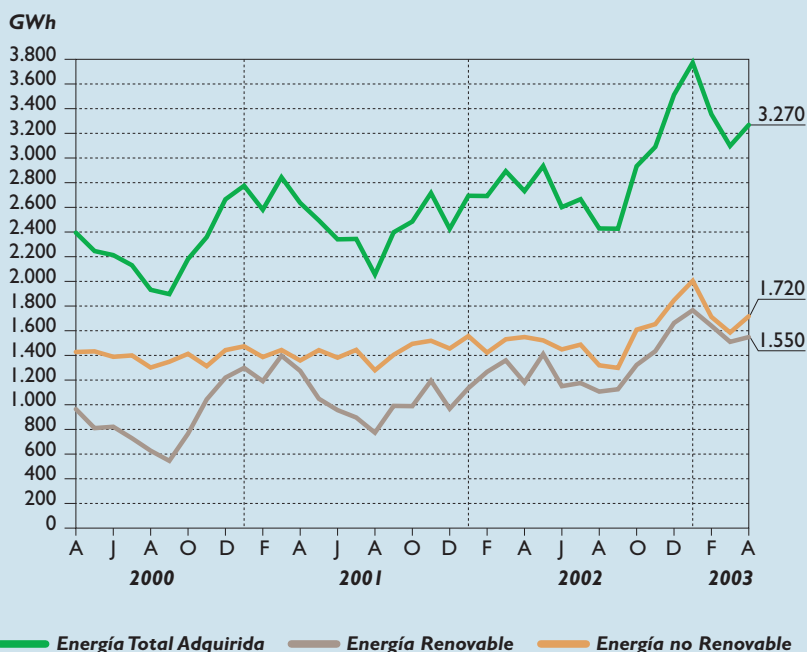


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 3,329 c€/kWh y mínimo de 2,050 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 1,939 c€/kWh y los 1,211 c€/kWh.

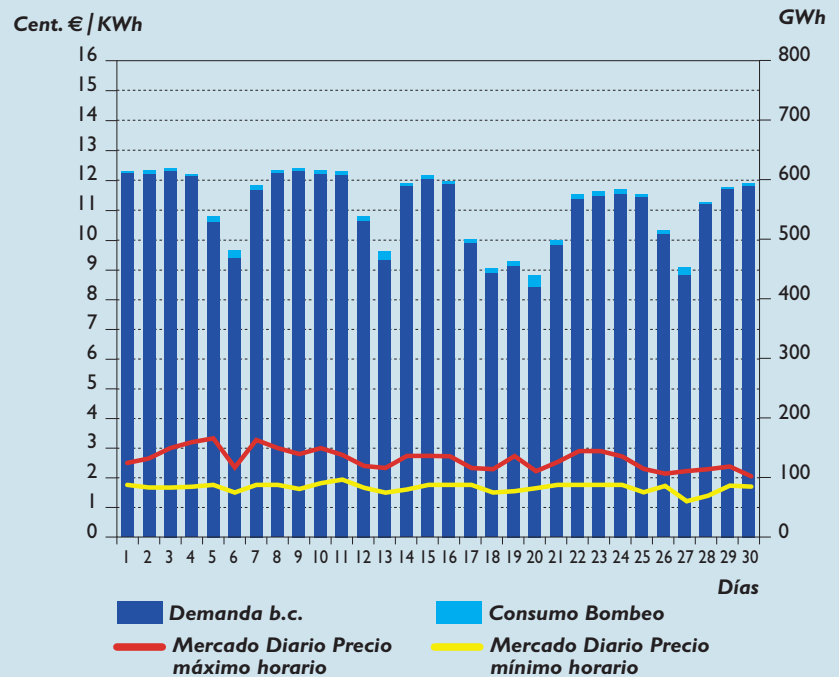
PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	14.372	81,6	Distribuidoras	8.957	50,9
- Producción Interior	13.824		- Mercado Diario	8.906	
- Importación	549		- Mercados Intradiarios	51	
Francia	478		Comercializadoras	4.880	27,7
Portugal	71		- Mercado Diario	4.746	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	134	
Mercados Intradiarios	343	2,0	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	348		Demanda Bombeo	274	1,6
- Importación	-4		Exportación	659	3,7
Francia	-30		- Portugal	338	
Portugal	26		- Marruecos	188	
Marruecos	0		- Andorra	25	
Indisponibilidades	-29	-0,2	- Francia	108	
Operación del Sistema (1)	-9	0,0	Ajuste demanda	-90	-0,5
TOTAL MERCADO	14.679	83,4	TOTAL MERCADO	14.679	83,4
Contratos Bilaterales (2)	80	0,5	Contratos Bilaterales (2)	80	0,5
Energía programada en Régimen Especial	2.849	16,2	Energía adquirida al Régimen Especial	2.849	16,2
TOTAL	17.607	100	TOTAL	17.607	100

(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

Abril 2003

- Durante el mes ha entrado en servicio en la subestación a 400 kV de Fuentes de la Alcarria, la entrada/salida en dicha subestación de la antigua línea Trillo-Loeches, lo que ha supuesto un incremento en la red de 400 kV de 30 km.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>≤ 220 kV</u>
Líneas	Longitud (km)	16.046	16.492 (*)
Subestaciones	Posiciones	742	1.718
Transformación (I)	Número de unidades	85	1
Reactancias	Número de unidades	21	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	1	-
Subterráneos	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	
Líneas	Longitud (km)	15.556	205	15.761	285
Subestaciones	Posiciones	605	42	647	95
Transformación	Nº de unidades	43	10	53	32
	MVA	22.463	4.440	26.903	16.506
Reactancias	Nº de unidades	20	1	21	-
	MVAr	3.000	150	3.150	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2	-	2	-

(*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Anteriores	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.410	6.851 (I)	11.261	5.231 (I)
Subestaciones	Posiciones	211	885	1.096	622
Transformación	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
Reactancias	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 líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y tres 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.

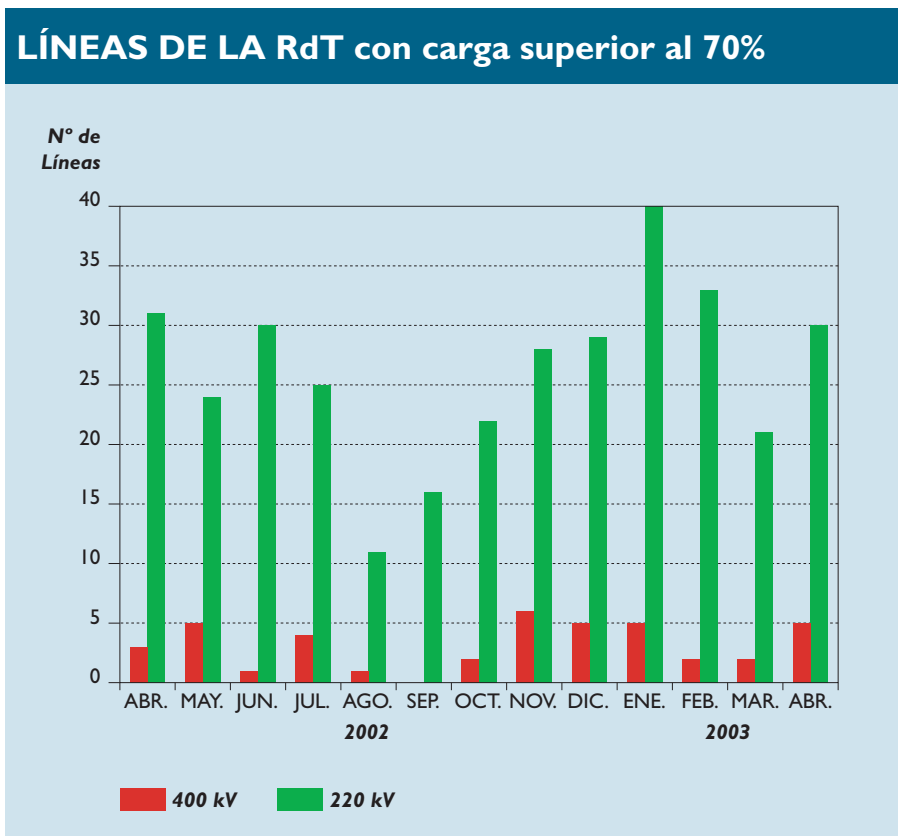


GRÁFICO 1

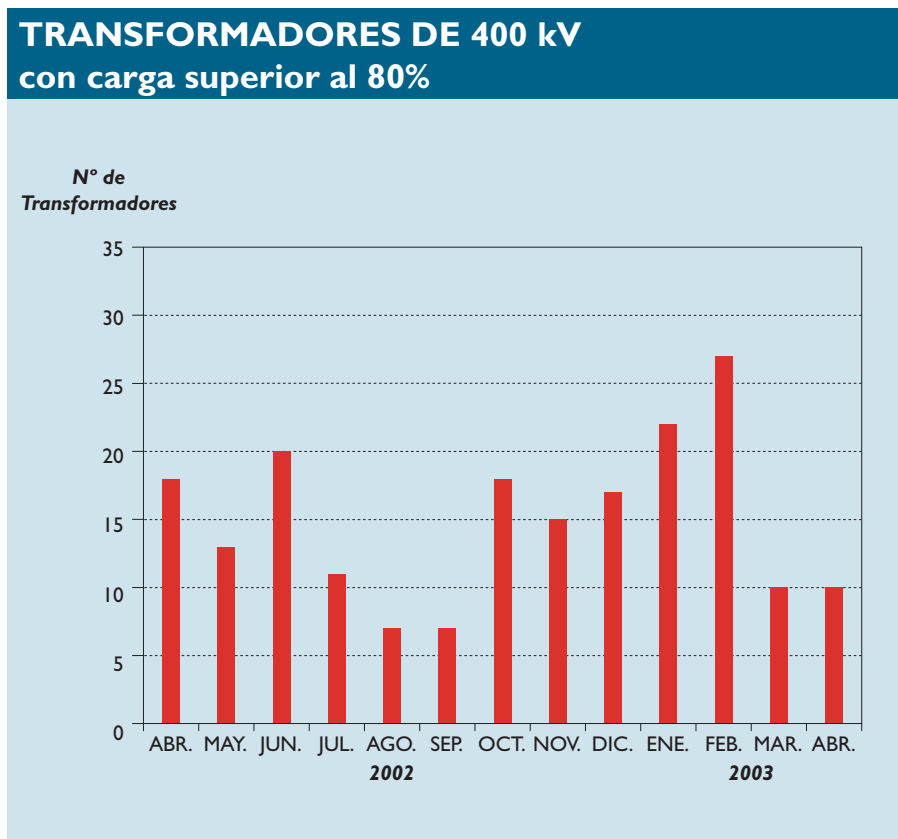


GRÁFICO 2

Este mes dos transformadores han superado una carga media del 70%: el autotransformador de Begues y el de Fuencarral.

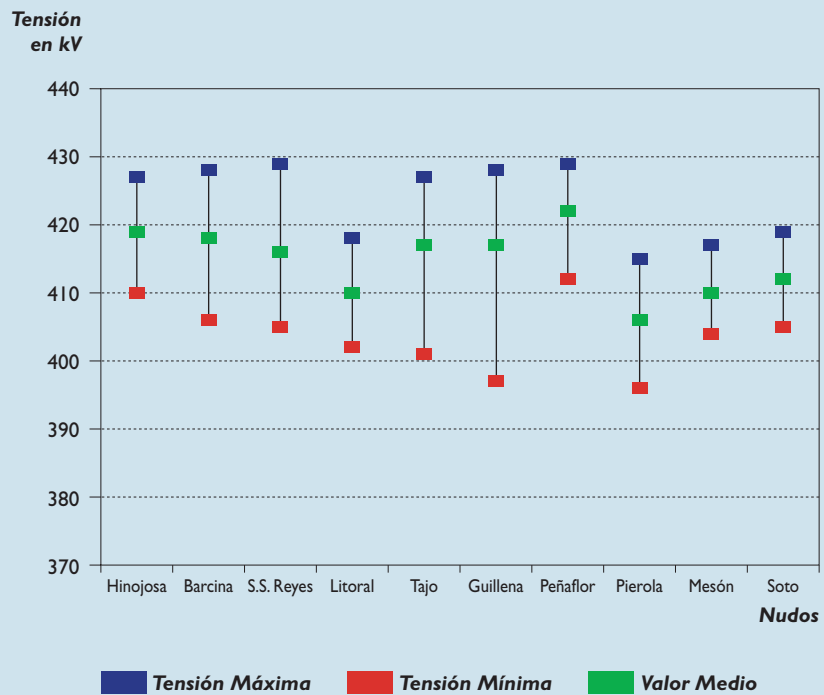
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 440 kV de Pinilla y los 387 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.

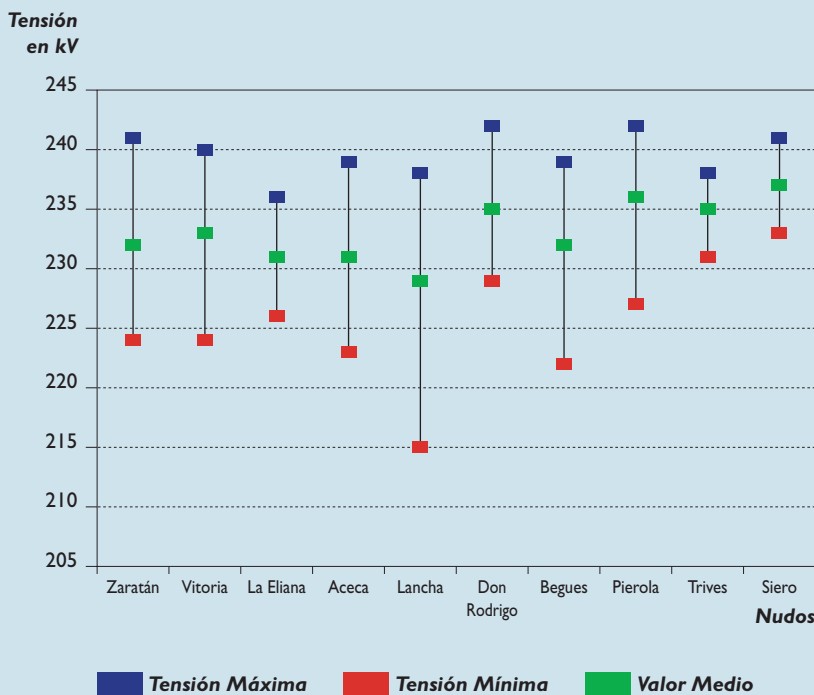
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 Benhadux, El Cerro y Mazorras y los 209 kV en Tambre. Cinco nudos han registrados durante más de 100 h tensiones superiores a los 240 kV.

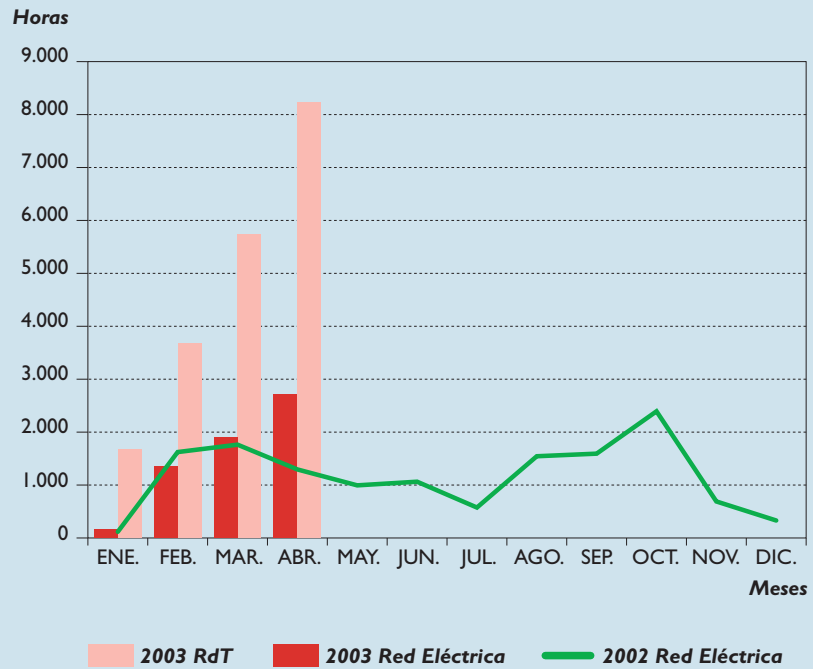
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 400 kV Galapagar-Lastras y Catadau-Muela I para mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Anllares-Montearenas, para pintar apoyos y para mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Cartelle-Lindoso para recrecido de un apoyo y mantenimiento de elementos de la línea.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



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

GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	2.151	2.226	510	91
220 kV	558	2.197	0	0
< 220 kV	1	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Grijota, posición adyacente a barras I de Villarino 2 para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Rubí posiciones de Begues, Can Jardi, Mequinenza y Vandellós para revisar los seccionadores de barras.
- Subestación de 400 kV Trillo, posición adyacente a barras I de Loeches 2 para revisar interruptor.
- Subestación de 400 kV Vandellós, posición Rubí para revisión del interruptor.
- Subestación de 400 kV Tordesillas, posición Mudarra 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

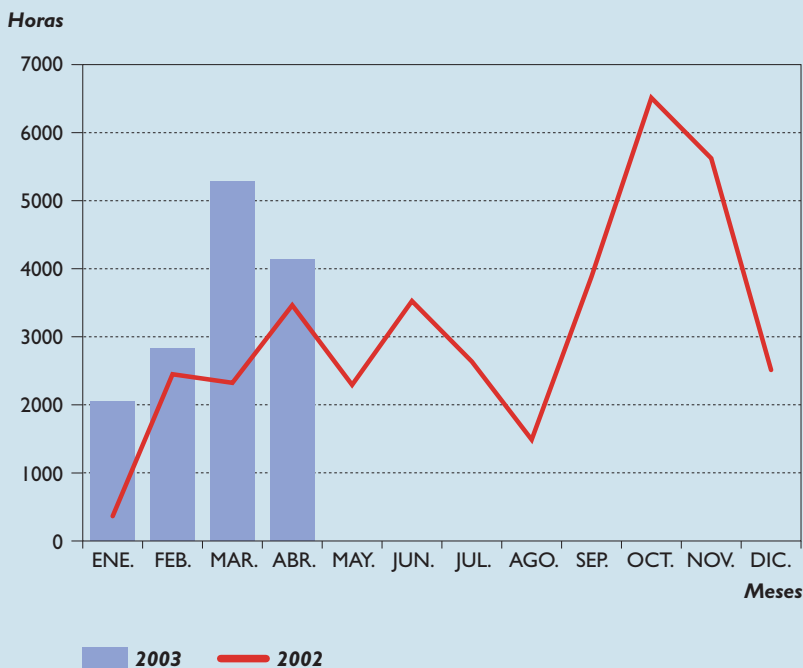


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	3.075	488	3.563
Barras	513	61	574
TOTAL	3.588	549	4.136

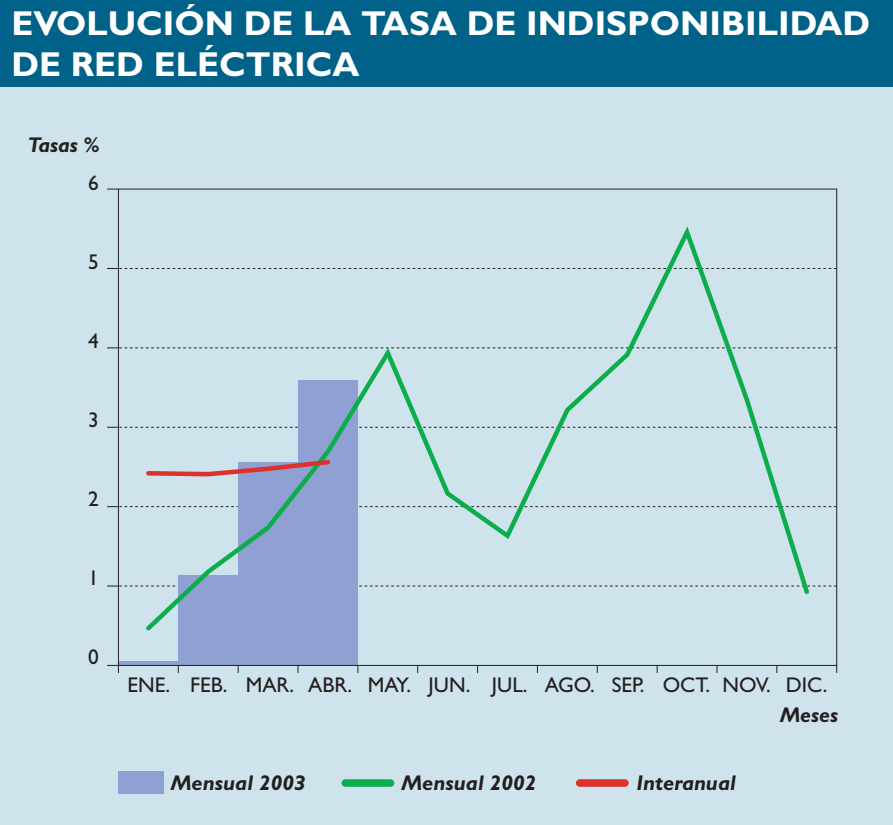
CUADRO 5

- Subestación de 220 kV Sabiñánigo posición Gurrea I, para revisar la posición.
- Subestación de 220 kV Montecillo Bajo posición Lancha para revisar el interruptor.
- Subestación de 220 kV Penagos posición Aguayo 2 para revisar seccionadores de barras.
- Subestación de 220 kV Aguayo posiciones Penagos 2 y Garoña para cambiar bajantes a los seccionadores de línea.

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



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	1,4902	1,1143	
Indisponibilidades Fortuitas	0,0436	0,0262	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	1,5338	1,1405	
Por Otras Causas	2,0705	1,4096	
TOTAL	3,6043	2,5501	

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

TASA TOTAL

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

en la que:

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

n = número total de líneas de Red Eléctrica

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

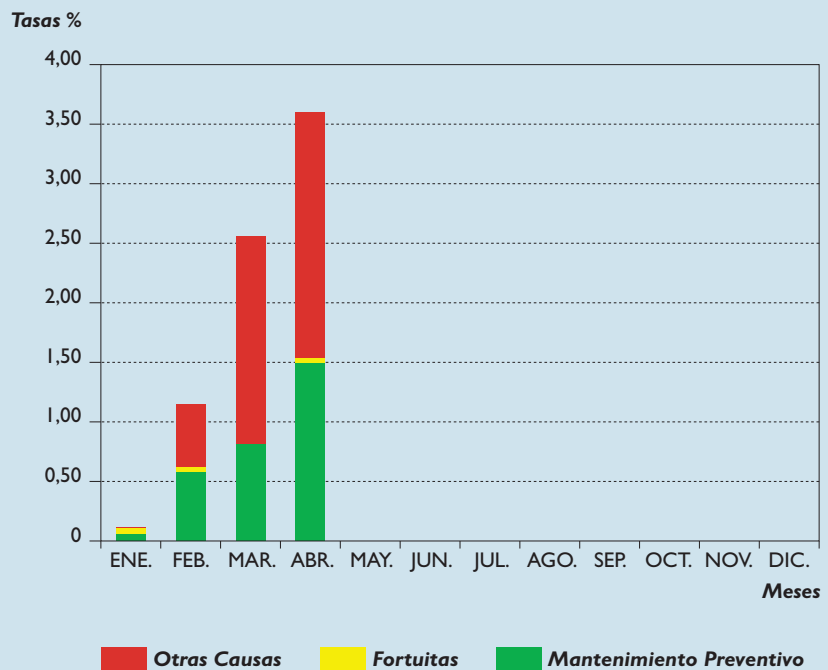
PN_i = potencia nominal de cada línea

CUADRO 6



DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 8

6. COMPORTAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

CAUSAS Y DURACIÓN DE INCIDENTES

Número de Incidentes

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	1	0	15
	220 kV	0	0	37
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	1

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	2	13
	220 kV	3	15	19
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de abril se ha registrado un corte de mercado en la red de transporte. Este ha tenido lugar en Barcelona, en la línea de 220 kV Besós Nueva-Sta. Coloma debido a un incendio, con una energía no suministrada de 5 MWh.

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.

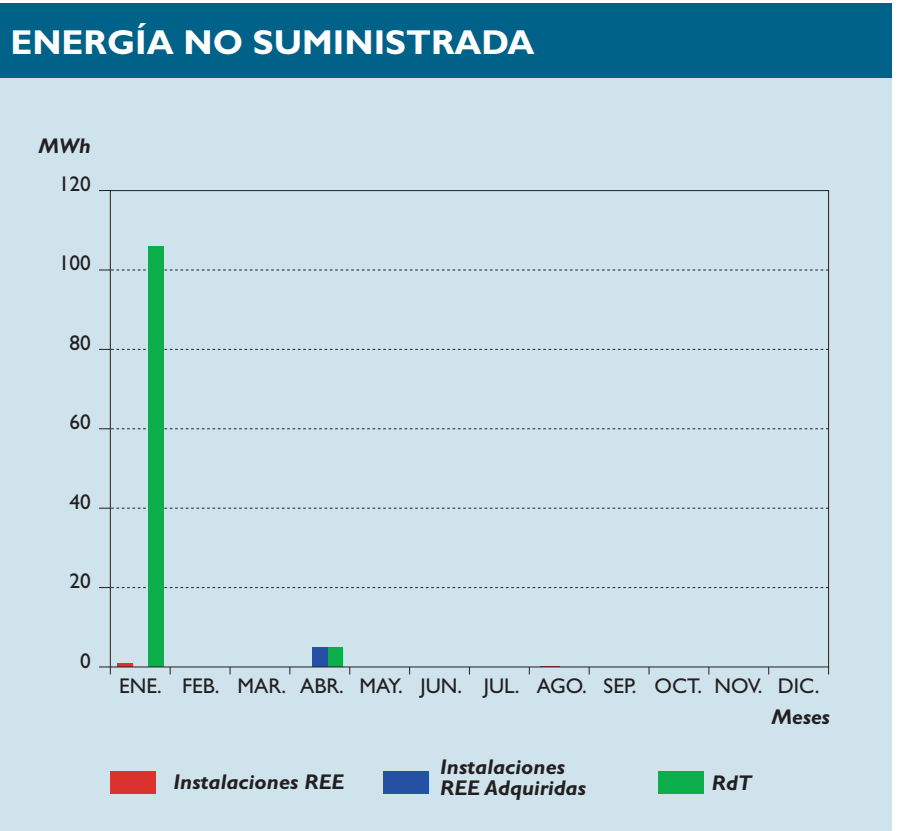


GRÁFICO 9

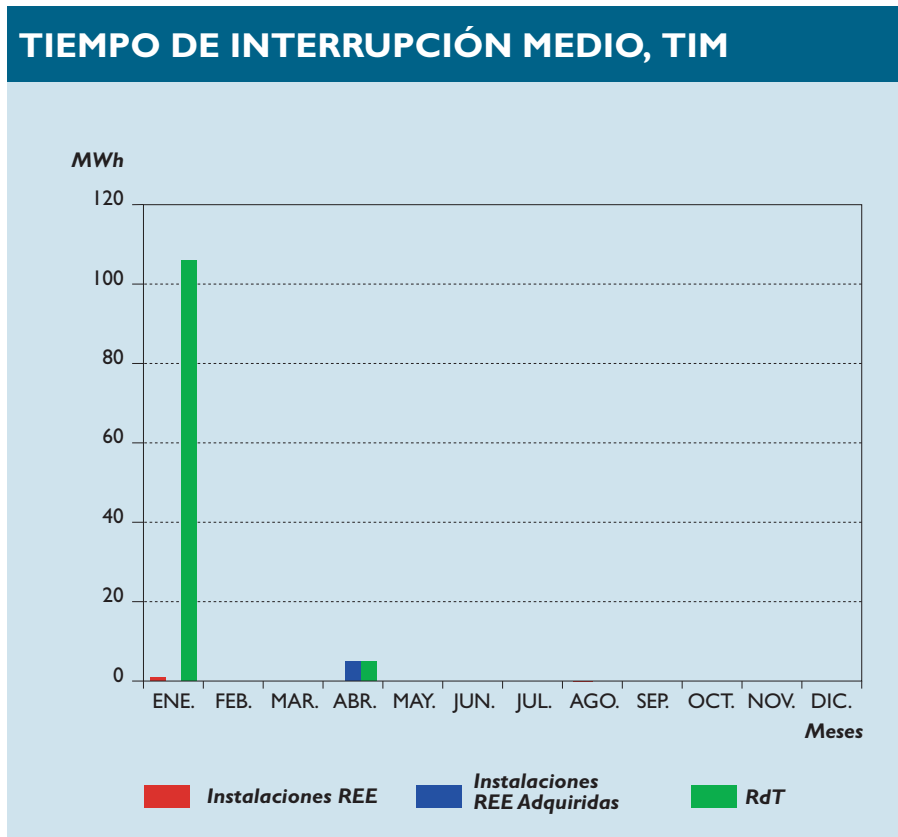


GRÁFICO 10

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 0,013 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,013 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