



Informe Mensual

MARZO 2002



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: 18-04-2002. Corrección de cuadros 1 y 2: 17-05-2002. Datos provisionales.

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S. L.
Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de marzo alcanzó los 17.576 GWh, con un crecimiento del 1,9% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 3,9%.
- El mes ha sido seco, con una energía producible hidráulica que representa el 60% de la energía producible característica de este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 43,0% de su capacidad total.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.906	-70,4	4.772	-74,0	25.851	-36,1
NUCLEAR	4.411	-9,7	15.179	-2,7	63.286	2,7
Hulla + Antracita	3.771	131,5	11.250	114,0	40.665	20,3
Lignito Pardo	1.416	48,5	4.060	39,7	15.394	11,2
Lignito Negro	849	537,1	2.503	389,0	8.457	23,0
Carbón Importación	1.196	37,5	3.522	34,9	13.624	7,8
TOTAL CARBÓN	7.233	101,7	21.335	89,0	78.140	16,4
Gas Natural	394	78,5	1.538	188,4	6.424	83,2
Fuel-Oil	1.108	354,5	4.454	380,1	10.504	98,9
PRODUCCIÓN BRUTA	15.051	-2,0	47.277	1,3	184.206	3,5
Consumos Producción	688	38,5	2.150	39,8	8.197	11,6
PRODUCCIÓN NETA	14.363	-3,4	45.127	-0,1	176.010	3,1
Adquirida Autoproduct.	2.987	5,0	8.752	6,7	30.921	9,5
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	17.350	-2,1	53.879	1,0	206.930	4,0
Consumos en Bombeo	489	26,2	1.648	33,6	4.545	-11,1
Saldo Físico I. Internacionales	715	-	1.896	-	5.455	65,0
DEMANDA	17.576	1,9	54.128	4,0	207.840	5,4

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
	2001						2002						
Hidroeléctrica	4.139	3.155	2.439	2.027	1.953	1.600	1.855	2.069	1.842	1.574	1.292	1.906	25.851
Térmica Nuclear	4.767	5.752	5.340	5.684	5.560	4.918	4.967	5.405	5.716	5.769	4.999	4.411	63.286
Térmica Convencional	4.199	5.518	7.408	8.200	7.904	8.343	8.322	8.216	9.632	10.124	8.469	8.734	95.068
PRODUCCION BRUTA	13.105	14.425	15.187	15.911	15.417	14.861	15.144	15.690	17.190	17.467	14.760	15.051	184.206
Consumos Producción	457	592	689	740	717	685	704	699	764	774	689	688	8.197
PRODUCCION NETA	12.648	13.833	14.498	15.171	14.700	14.176	14.440	14.991	16.426	16.693	14.071	14.363	176.010
Adquirida Autoprod.	2.636	2.494	2.340	2.345	2.048	2.359	2.429	2.546	2.691	2.957	2.808	2.987	30.921
PROD. TOTAL NETA	15.284	16.327	16.838	17.516	16.748	16.535	16.869	17.537	19.117	19.650	16.879	17.350	206.930
Consumos en Bombeo	201	215	259	303	292	369	364	336	560	653	506	489	4.545
Saldo Internacional	447	579	505	431	282	283	140	403	490	532	649	715	5.455
DEMANDA	15.530	16.691	17.084	17.644	16.739	16.449	16.645	17.602	19.047	19.530	17.022	17.576	207.840
Δ % Mensual	2,2	7,2	6,2	6,5	7,1	2,8	4,3	4,0	11,2	6,8	3,2	1,9	-
Δ % 365 días	4,8	4,9	4,9	5,2	5,4	5,1	4,9	5,0	5,4	6,3	5,7	5,4	5,4

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh DICIEMBRE 2001													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	149	1.656	2.151	4.633	406	2.776	74	-	2.638	624	2.490	17.597	
Térmica Nuclear	4.308	15.082	5.468	38.581	—	—	—	336	—	—	2.387	66.162	
Térmica Convencional	2.480	30.156	11.498	7.270	3.707	19.820	165	7.359	2.380	3.250	235	88.320	
PROD.TOTAL NETA 1	6.937	46.894	19.117	50.484	4.113	22.596	239	7.695	5.018	3.874	5.112	172.079	
Saldo Internacional	666	-1.542	490	-4.460	245	4.496	358	1.403	435	14	455	2.560	
Consumos en Bombeo	134	538	560	602	89	922	84	0	220	86	118	3.353	
DEMANDA 2													
Mensual	7.469	44.814	19.047	45.422	4.269	26.170	513	9.098	5.233	3.802	5.449	171.286	
Δ %	-0,5	1,2	11,2	14,3	10,6	4,7	0,2	2,9	10,1	11,2	6,2	6,9	
Año Móvil	82.872	495.385	205.459	437.040	46.085	304.669	5.939	107.143	52.836	40.034	57.832	1.835.294	
Δ %	0,0	0,3	5,4	2,2	3,3	2,3	1,8	4,4	4,2	5,5	2,5	2,2	

1.- Incluye autoproductores en B, D, E, F, GR y P
 2.- Representatividad por comparación con los valores globales del país (%)

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 357 MW y 7.078 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 7.385 MW y máximo de 10.435 MW; el fuel - gas tuvo un máximo de 4.425 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 346 MW y un máximo 1.800 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 3.071 MW y los 5.254 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 5.684 MW.

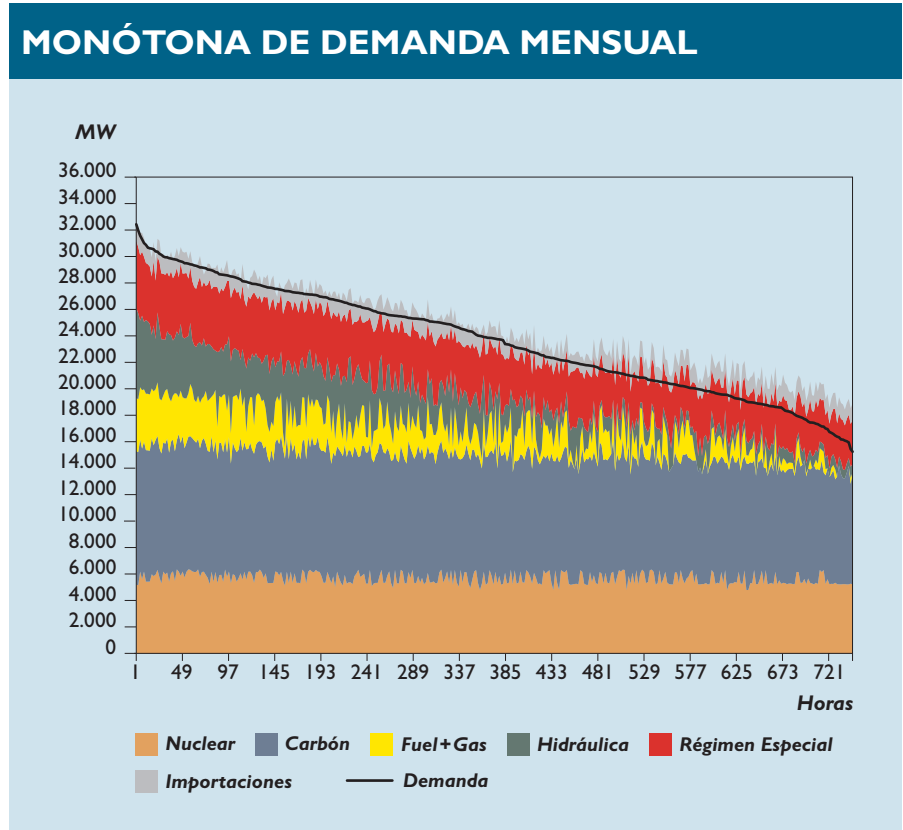


GRÁFICO 1

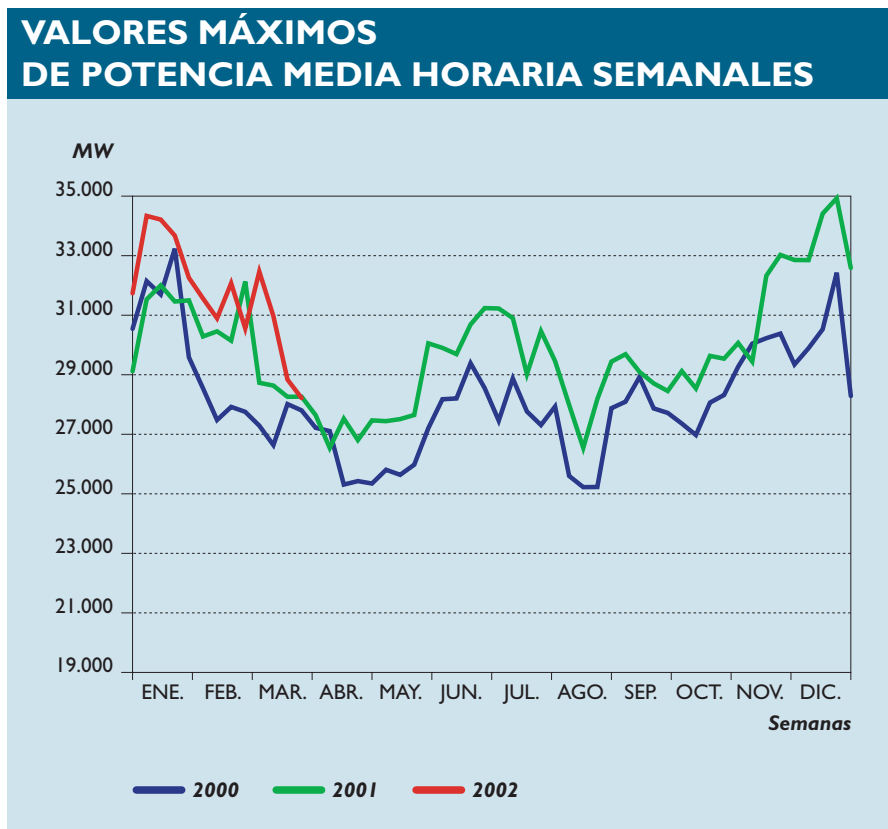


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 5 con 32.633 MW de 20 a 21 horas. Este valor es superior en 497 MW al máximo registrado en el mes de marzo de 2001.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 1,9%. En marzo, las temperaturas fueron más frías que las del año anterior, aportando 2,2 puntos a la variación de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	17.576	1,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-4,2
Efecto Temperatura (3)		2,2
Efecto Act. Económica y Otros		3,9
Acumulado Año		
Demanda Total	54.093	3,5
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-1,5
Efecto Temperatura (3)		0,6
Efecto Act. Económica y Otros		4,4

(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 período 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)

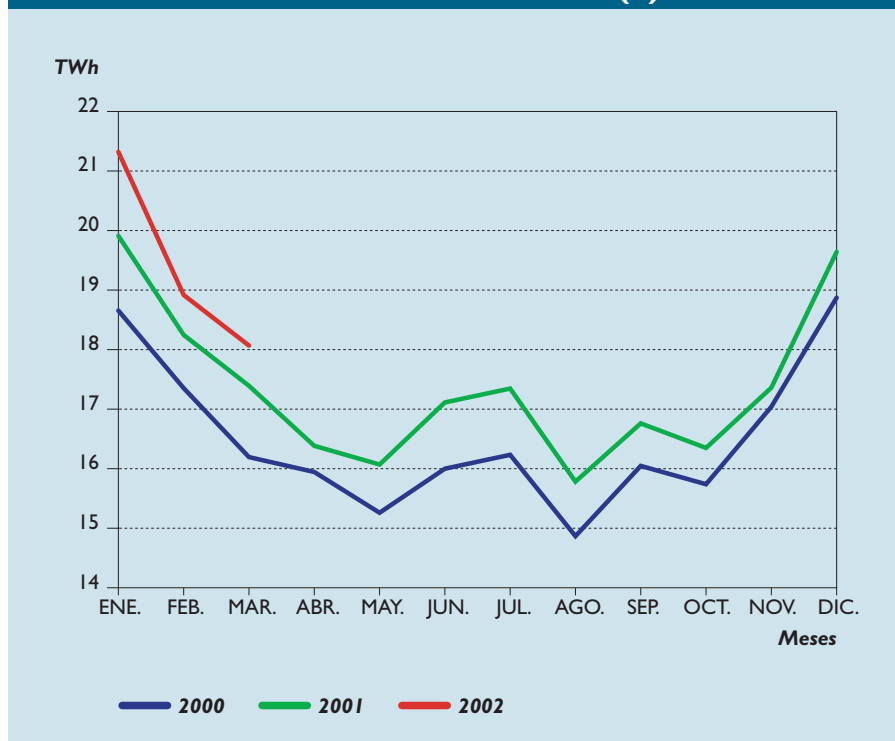


GRÁFICO 3

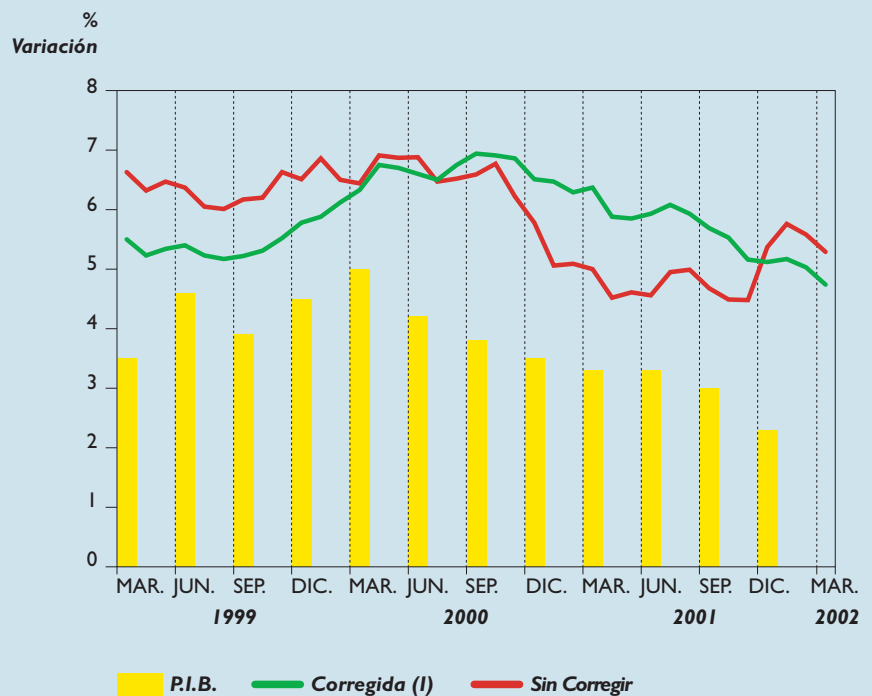
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,9%, inferior en 3,5 puntos al crecimiento experimentado en marzo del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 5,4%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 4,8%. Este crecimiento es inferior en 0,3 puntos al experimentado hasta el mes de febrero de 2002.

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

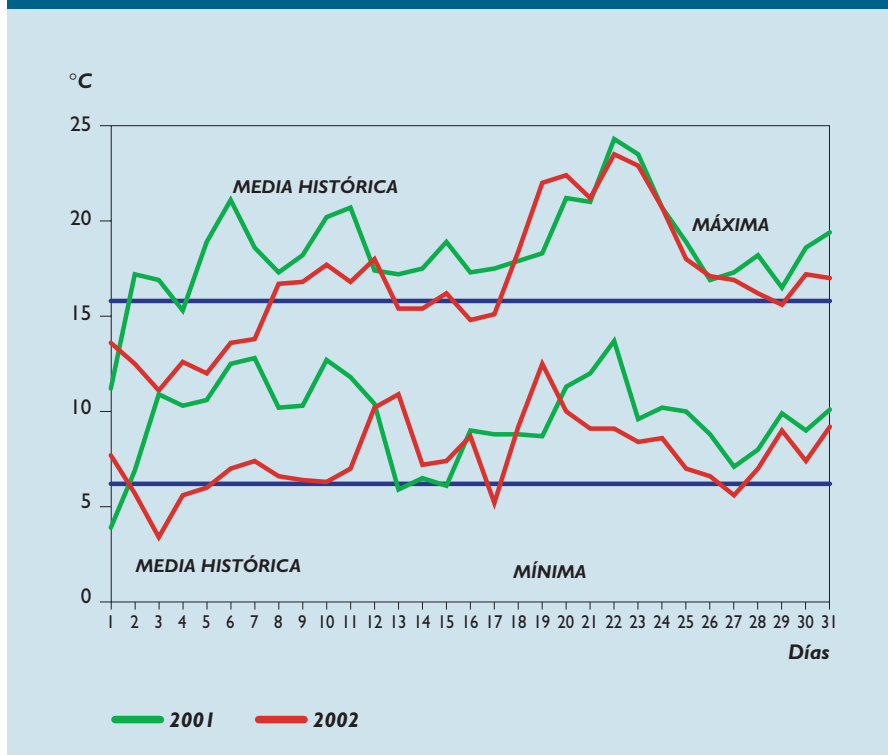


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas más frías que las del año anterior aunque superiores al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de marzo fue de 14,0 °C, inferior en 1,8 °C a la temperatura media del año anterior.

En el conjunto del mes, tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 16,8 °C, 1,7 °C menos que en marzo de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 9,2 °C frente a los 10,1 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 67 GWh, inferior en 49 GWh al valor característico de un mes de marzo.

Desde el punto de vista hidroeléctrico todo el mes ha sido muy seco, registrándose un producible mínimo de 8 GWh el día 23 y un máximo de 147 GWh el día 16.

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

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

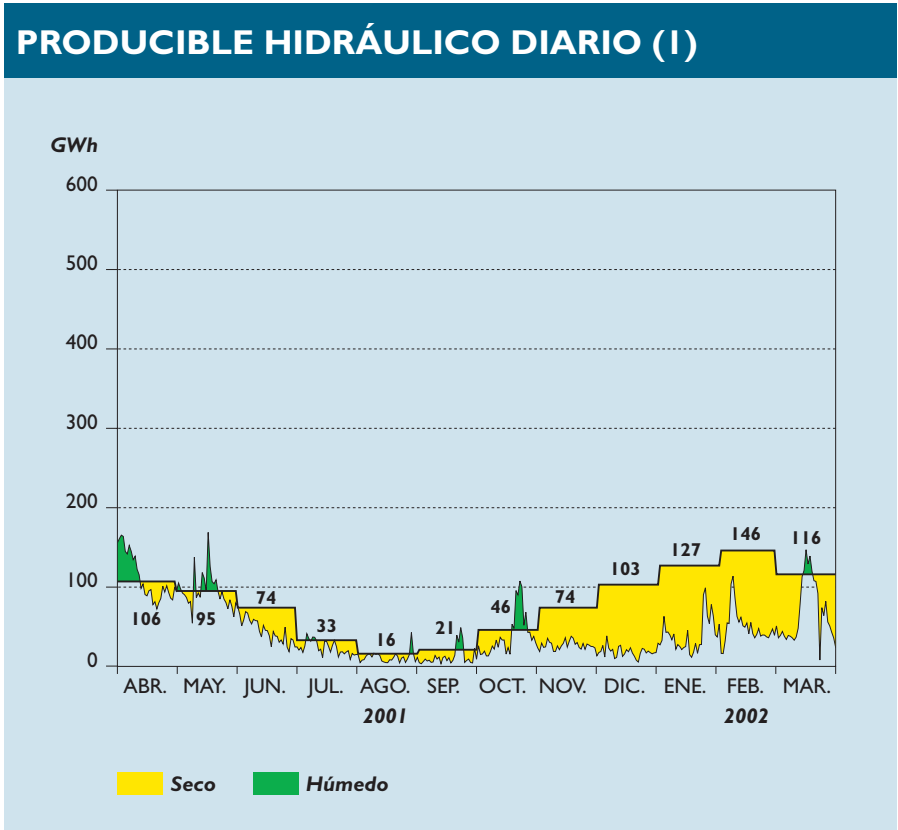


GRÁFICO 6

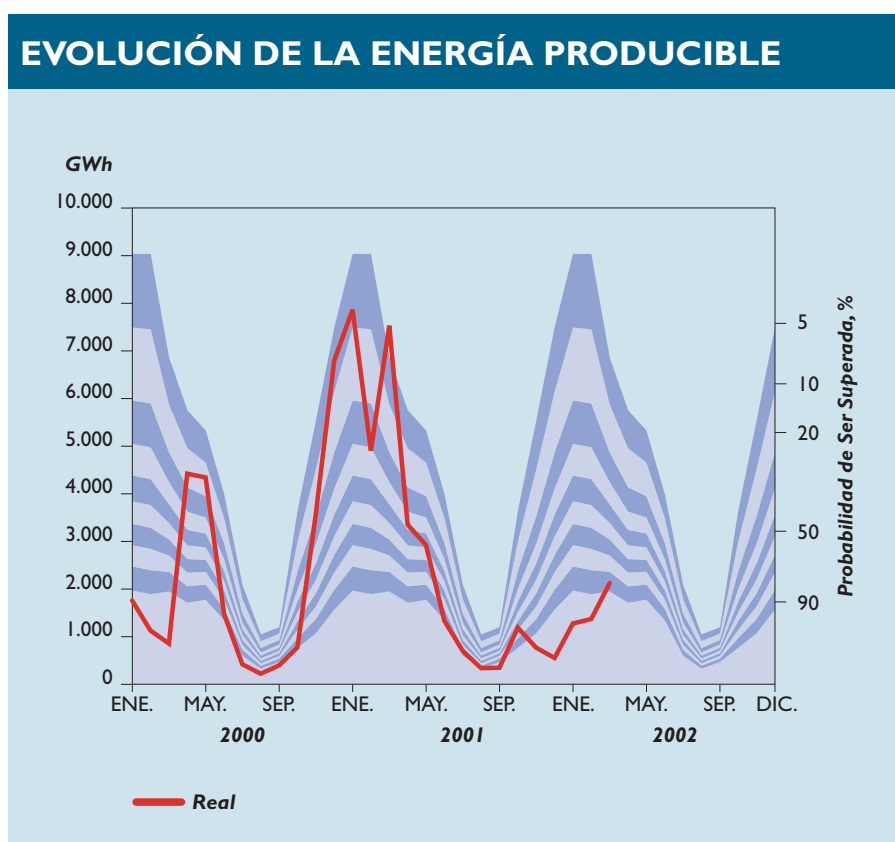


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,60 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 83%.

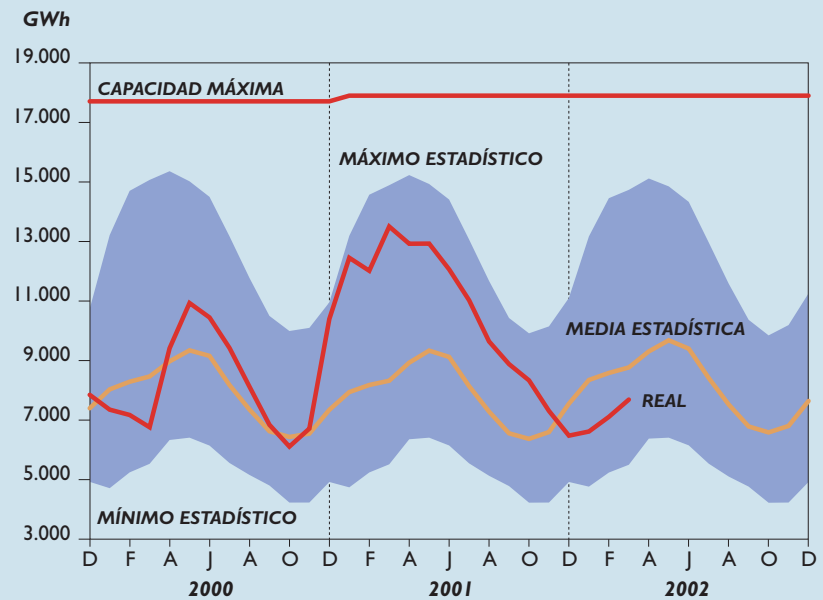
En el primer trimestre del año, el índice de producible hidráulico es del 0,42 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 98%.

(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 43,0% de su capacidad, inferior en 32,5 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

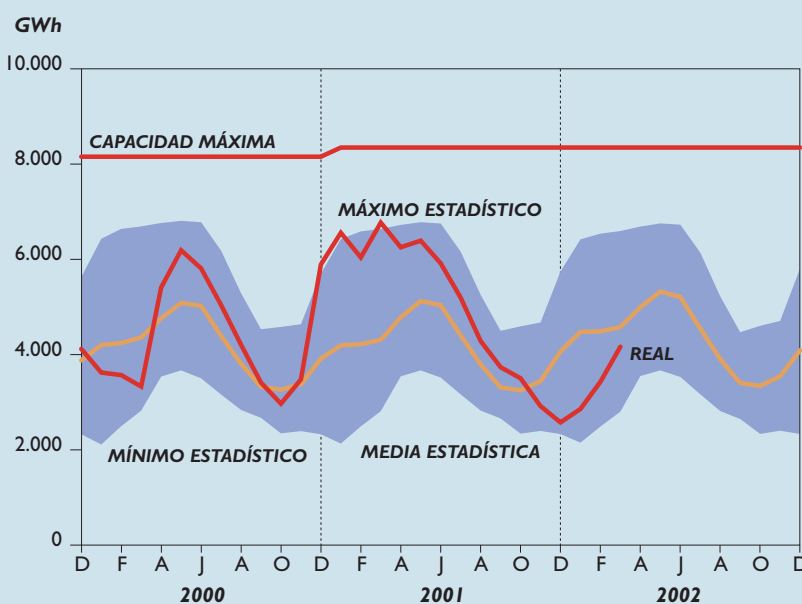


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 49,9%; 8,8 puntos más que en el mes de febrero de 2002.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 36,9% de su capacidad, inferior en 1,7 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

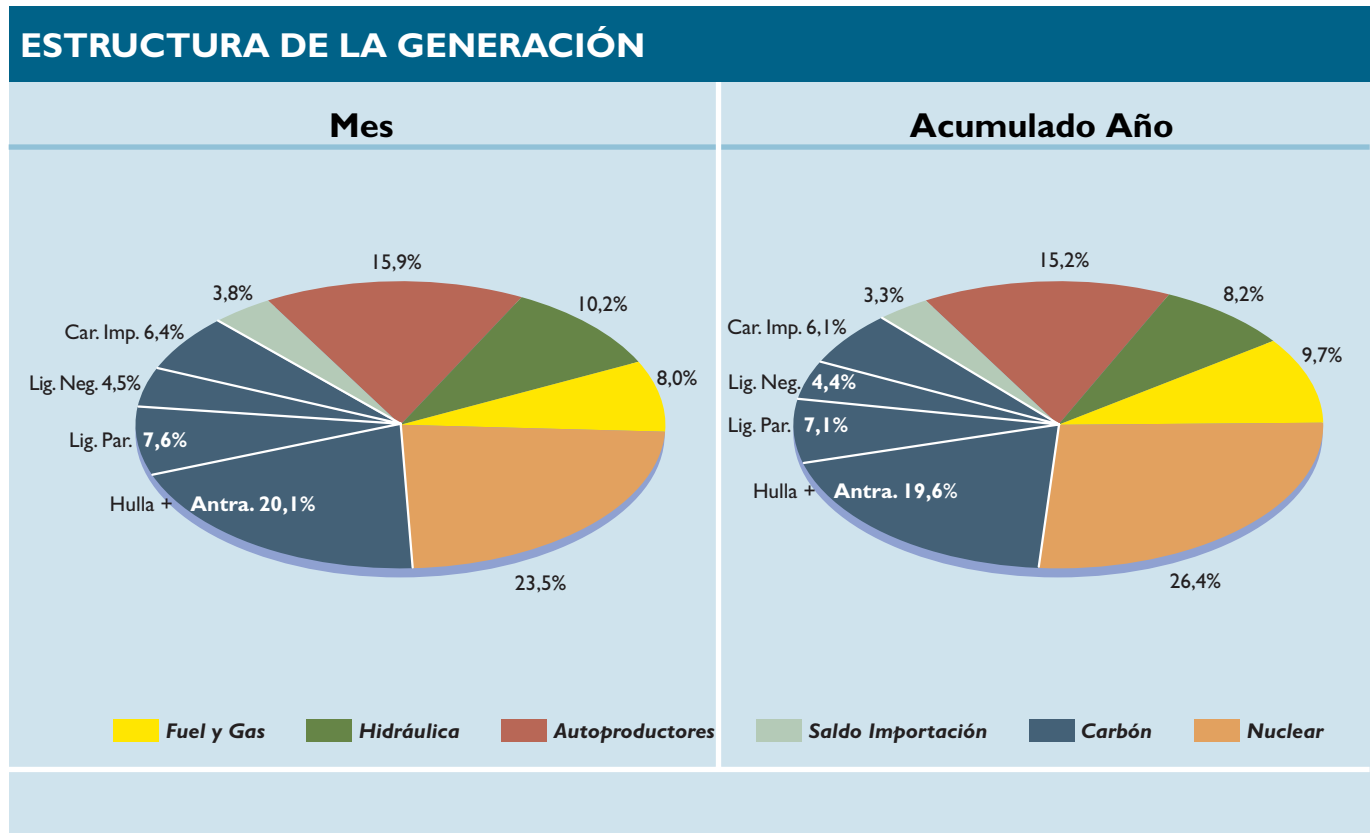
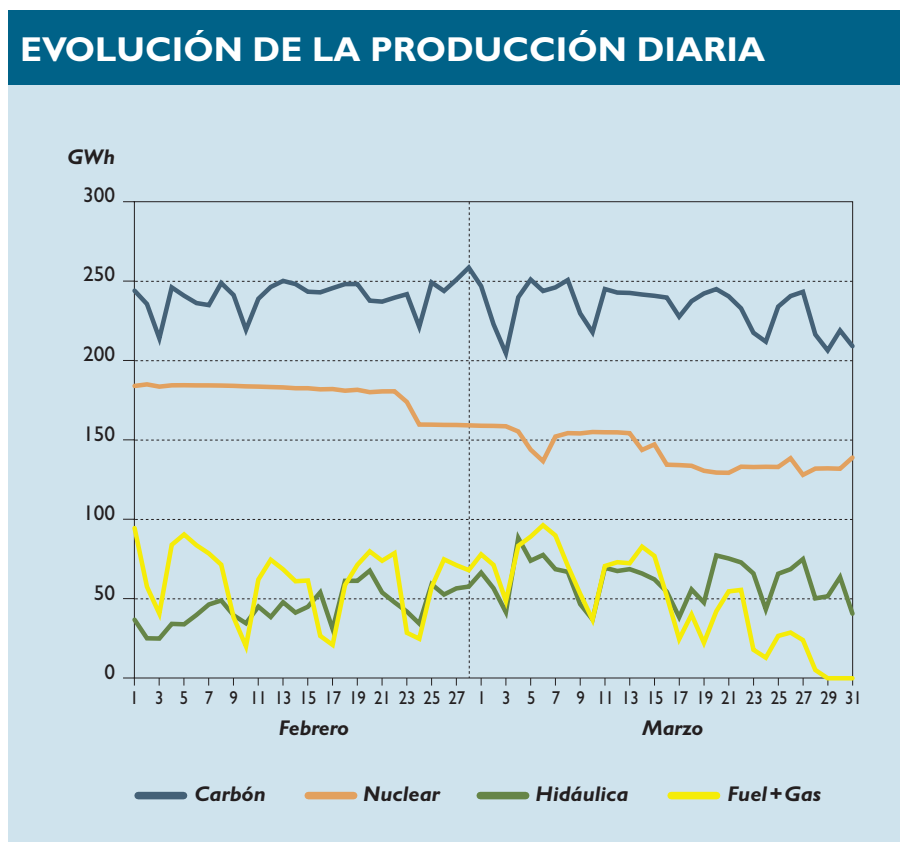


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 251 GWh y un mínimo de 218 GWh; la hidráulica entre 88 GWh y 56 GWh; y la realizada con fuel - gas tuvo un máximo de 96 GWh y mínimo de 24 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 142 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	MARZO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,81	0,17	0,02	0,92	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,92	0,00	0,08	0,94	0,00	0,06
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,91	0,00	0,09	0,90	0,00	0,10
Carbón Importación	0,96	0,00	0,04	0,94	0,00	0,06
TOTAL CARBÓN	0,94	0,00	0,06	0,94	0,00	0,06
FUEL + GAS	0,61	0,00	0,39	0,59	0,00	0,41

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

NUEVAS INSTALACIONES

El día 1, entra en servicio el nuevo transformador 4 220/66 kV, de 40 MVA, en la Subestación Magallón. El transformador es propiedad de ERZ (ENDESA-Distribución).

El día 9 se pone en tensión, en el parque La Plana 400 kV, la calle 5 y la línea La Plana-Castellón 3, propiedad de IBERDROLA.

Los días 17 y 25 se ponen en tensión los nuevos parques Vimianzo y Mazaricos 220 kV, junto con las líneas a 220 kV Mesón-Vimianzo y Vimianzo-Mazaricos. Ambos parques son de configuración en barra simple y propiedad de UNIÓN FENOSA, y están previstos para evacuación eólica a través de un transformador 220/66 kV en cada uno de ellos.

El día 25 se pone en tensión la nueva línea a 220 kV Pinar-S.Roque 2, propiedad de SEVILLANA (ENDESA-Distribución), para evacuación de la nueva Central Térmica S. Roque. El circuito 1 de la misma línea se puso en tensión el pasado 28 de Enero.

El día 26 se pone en tensión el nuevo parque Trillo 220 kV, propiedad de RED ELÉCTRICA. El parque tiene configuración en doble barra y dispone

de cuatro posiciones: Acoplamiento, Bolarque, y transformadores 1 y 2 a 220/10,5 kV. Estas dos últimas, propiedad de Central Nuclear de Trillo, se utilizan para alimentar los Servicios Auxiliares de dicha Central. La línea a 220 kV Trillo-Bolarque es propiedad de RED ELÉCTRICA, a excepción de la posición en Bolarque, que es propiedad de UNIÓN FENOSA.

INCIDENTES

El día 5 desconecta la Central Nuclear de Vandellós, con 925 MW, por activación de la unidad TPI del transformador de grupo. Acopla 30 horas después.

El día 11, a las 15:38, se origina un cero de tensión en el parque Canyet 220 kV, durante 29 minutos, por avería en el cable Badalona-Canyet 220 kV. El parque dispone de configuración en barra simple, y el incidente no ocasiona corte de mercado ni de generación.

El día 13, a las 7:04, desconecta el transformador 220/33 kV en la Subestación Villablino, por causa ignorada. Se ocasiona un corte de mercado a Minesiderúrgica de Ponferrada estimado en 7 MW, durante 5 minutos.

El día 14, a las 10:19, se origina un cero

de tensión en barras 2 del parque Alhaurín 220 kV, durante 2 minutos, al soltarse un latiguillo en un transformador de tensión de la salida a Los Montes. No se origina corte de mercado ni de generación.

Los días 20 y 28, a las 6:37 y 21:02 respectivamente, desacopla en los tres extremos, por causa desconocida, la línea Mudarra-Puebla de Sanabria-Lubián. En ambos incidentes se pierde la generación acoplada en C.H. Ribadego (30 MW durante 2 minutos, en el primer caso, y 23 MW durante 2 minutos, en el segundo).

Los días 22 y 28, a las 10:40 y 5:39 respectivamente, se origina un cero de tensión en el parque Cillamayor 220 kV, de configuración en barra simple, al desconectar en los tres extremos la línea Guardo-Cillamayor-Mataporquera 220 kV, por causa ignorada. En ambos casos no había generación eólica acoplada en Cillamayor.

El día 29, a las 8:21, se origina un cero de tensión, durante 1 hora y 28 minutos, en la barra 3 del parque Badalona 220 kV, al actuar la protección diferencial de barras por manguito suelto en el interruptor de acoplamiento. No hay corte de mercado ni de generación.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 729 GWh, lo que representa el máximo saldo importador de los últimos doce meses.

Por Francia, los agentes realizaron operaciones de importación por un total de 467 GWh. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 98%. Los agentes realizaron operaciones de exportación por 0,06 GWh.

Por Portugal, los agentes realizaron en el mercado operaciones de venta por 58 GWh y operaciones de exportación por un total de 103 GWh. Además se realizaron operaciones de importación mediante contratos bilaterales por 76,2 GWh.

Con Marruecos, los agentes realizaron operaciones de exportación en el mercado por 68 GWh. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 100%.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 36 GWh.

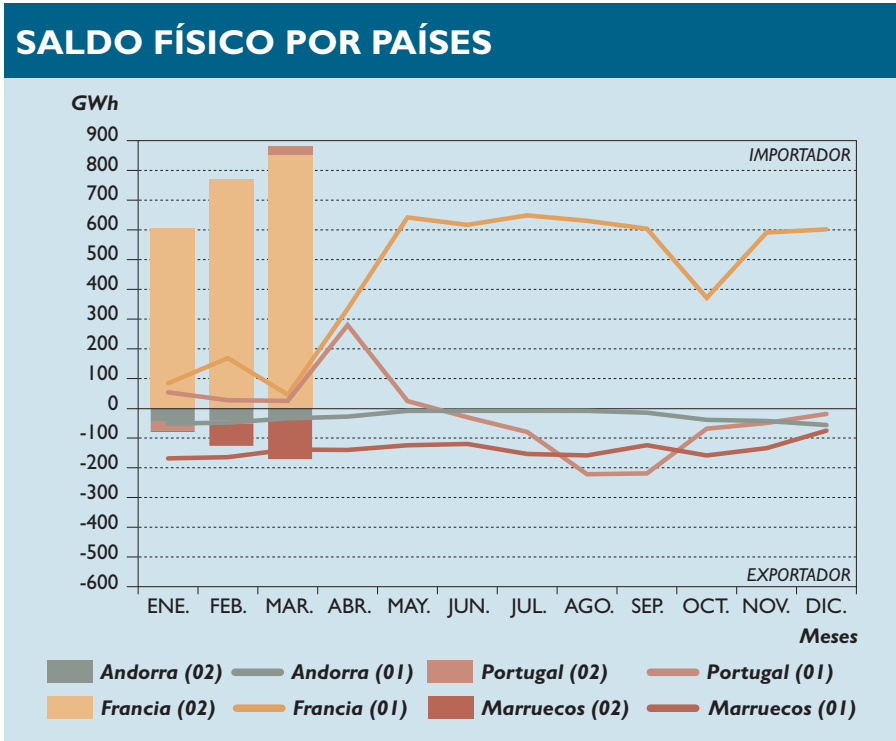


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	35,4	0,0	-35,4
España-Francia	32,4	885,9	853,5
España-Portugal	356,3	387,9	31,6
España-Marruecos	134,4	0,0	-134,4
TOTAL	558,5	1.273,8	715,3

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾		Energía ⁽³⁾	
		S/1999	Renovable	No Renov.	
Ene.	15,14	6,52	42,64	57,36	
Feb.	16,53	8,68	42,91	57,09	
Mar.	16,99	4,92	42,91	57,09	
Abr.					
May.					
Jun.					
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
ACUM.	15,84	7,56	42,78	57,22	

(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.

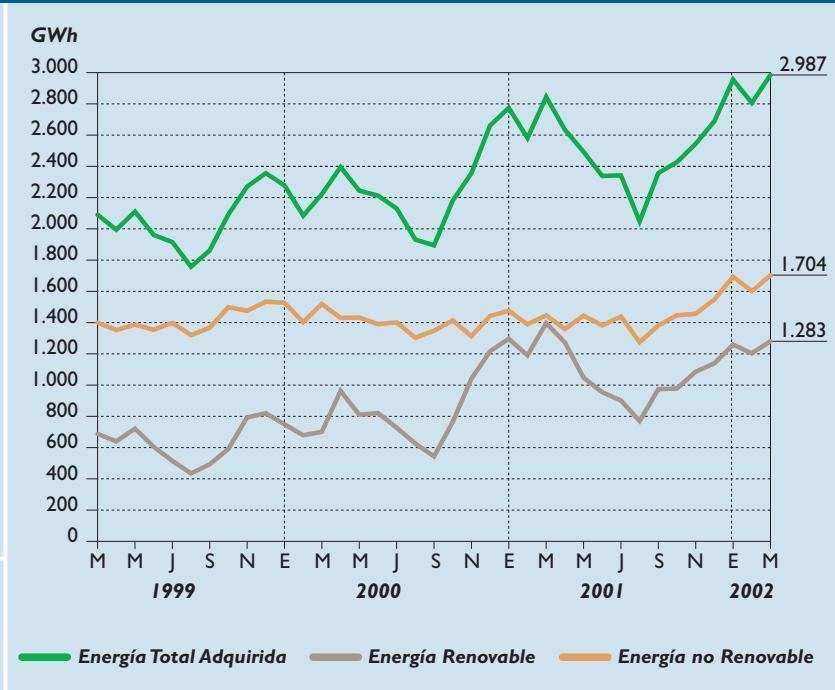


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 4,541 Céntimos €/kWh y mínimo de 1,528 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,200 Céntimos €/kWh y los 0,568 Céntimos €/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

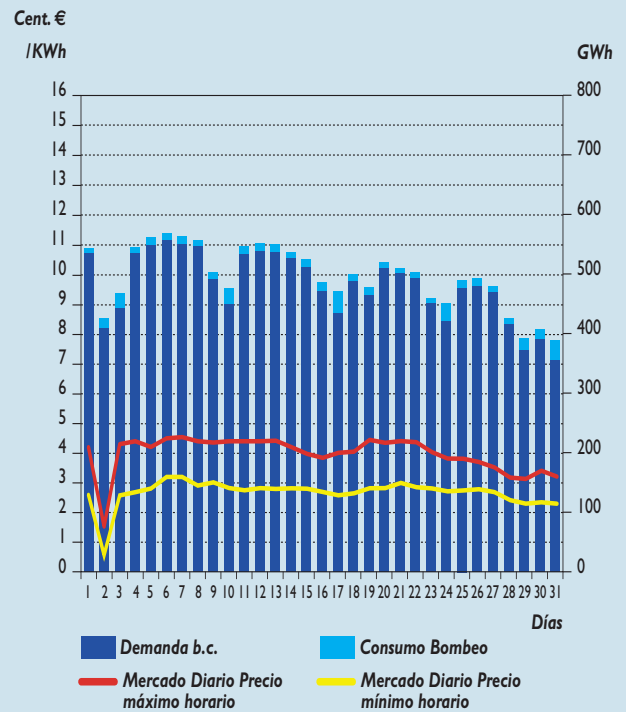


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	14.903	81,3	Distribuidoras	9.600	52,3
- Producción Interior	14.041		- Mercado Diario	9.515	
- Importación	862		- Mercados Intradiarios	86	
Francia	833		Comercializadoras	4.807	26,2
Portugal	29		- Mercado Diario	4.751	
Marruecos	0		- Mercado Intradiarios	56	
Mercados Intradiarios	284	1,5	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	238		Demanda Bombeo	538	2,9
- Importación	46		Exportación	276	1,5
Francia	15		- Portugal	104	
Portugal	31		- Marruecos	136	
Marruecos	0		- Andorra	37	
Indisponibilidades	-61	-0,3	- Francia	0	
Operación del Sistema (1)	197	1,1	Ajuste demanda	101	0,6
TOTAL MERCADO	15.323	83,6	TOTAL MERCADO	15.323	83,6
Contratos Bilaterales (2)	99	0,5	Contratos Bilaterales (2)	99	0,5
Energía programada en Régimen Especial	2.918	15,9	Energía adquirida al Régimen Especial	2.918	15,9
TOTAL	18.340	100	TOTAL	18.340	100

(1) Regulación, restricciones, desvíos, mecanismo excepcional de resolución.

(2) Según PBF; Programa Base de Funcionamiento

CUADRO 6





RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Red de Transporte

INFORME MENSUAL

Marzo 2002

- Solamente dos líneas de 400 kV, han superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Solamente dos transformadores de potencia han superado una carga media del 70%

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>220 kV</u>	<u>Otras Tensiones</u>
Líneas	Longitud (km)	15.115,0	16.890,5	123,5
Subestaciones	Posiciones	649	1.467	11
Transformación (1)	Número de unidades	109	440	-
Reactancias	Número de unidades	20	-	36
Cables	Número de Circuitos	1	-	-
Submarinos (2)	Longitud (km)	13,2	-	-
Cables	Número de Circuitos	1	10	-
Subterráneos	Longitud (km)	2,06	78,80	-

(1) En caso de los transformadores, la tensión de referencia corresponde a la parte de alta tensión.

(2) El cable submarino se refiere a la interconexión España-Marruecos.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT

Propiedad		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas
Tensión		400 kV	400 kV
Líneas	Longitud (km)	14.841,0	274,0
Subestaciones	Posiciones	521	128
Transformación	Nº de unidades	38	71
	MVA	19.613	27.394
Reactancias	Nº de unidades	19	1
	MVAr	2.850	150
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13,2	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2,06	-

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT

Propiedad		RED ELÉCTRICA		Otras Empresas	
Tensión		220 kV	Tensiones < 220 kV	220 kV	Tensiones < 220 kV
Líneas	Long. (km)	4.326,8	74,7	12.563,7	48,8
Subestaciones	Posiciones	196	3	1.271	8
Transformación	Nº unidades	1	-	439	-
	MVA	63	-	44.084	-
Reactancias	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
Cable	Nº Circuitos	-	-	18	-
Subterráneo	Long. (km)	-	-	78,8	-

CUADRO 3



En 400 kV tres líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno. Sólo dos han superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno, J.M. Oriol-Cedillo y Mora-leja-Galapagar.

En 220 kV, ninguna línea ha superado una carga media del 70% de su capacidad térmica de invierno.

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.

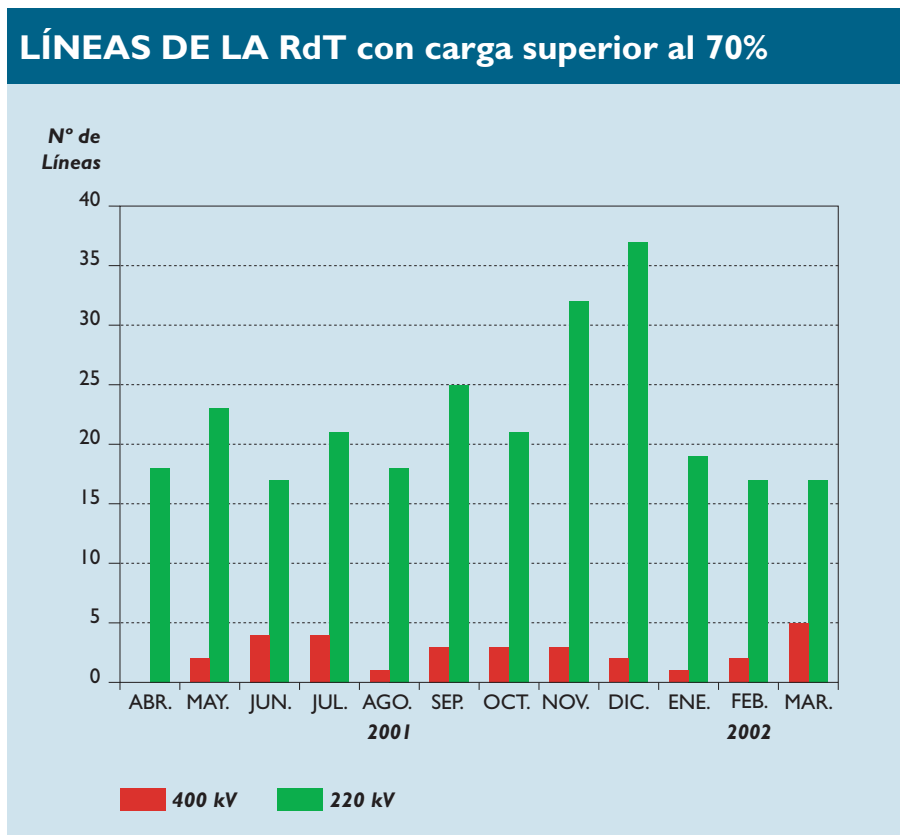


GRÁFICO 1

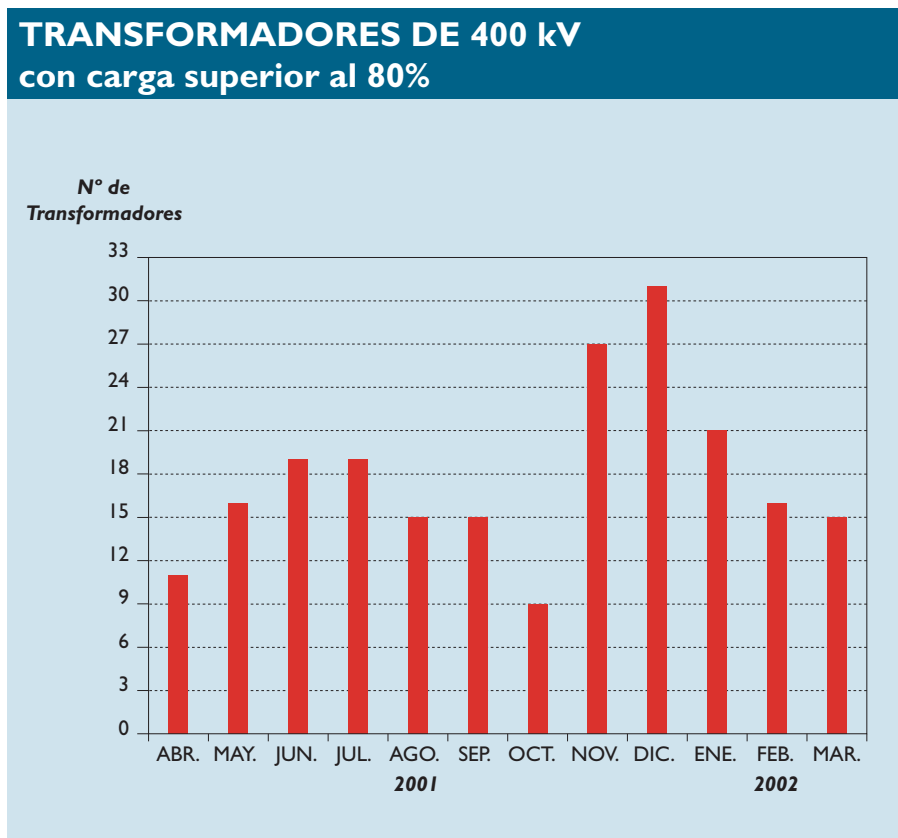


GRÁFICO 2

Este mes han sido dos los transformadores que han superado una carga media del 70%: Almaraz, autotransformador 3 y Rocamora, autotransformador 2.

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.

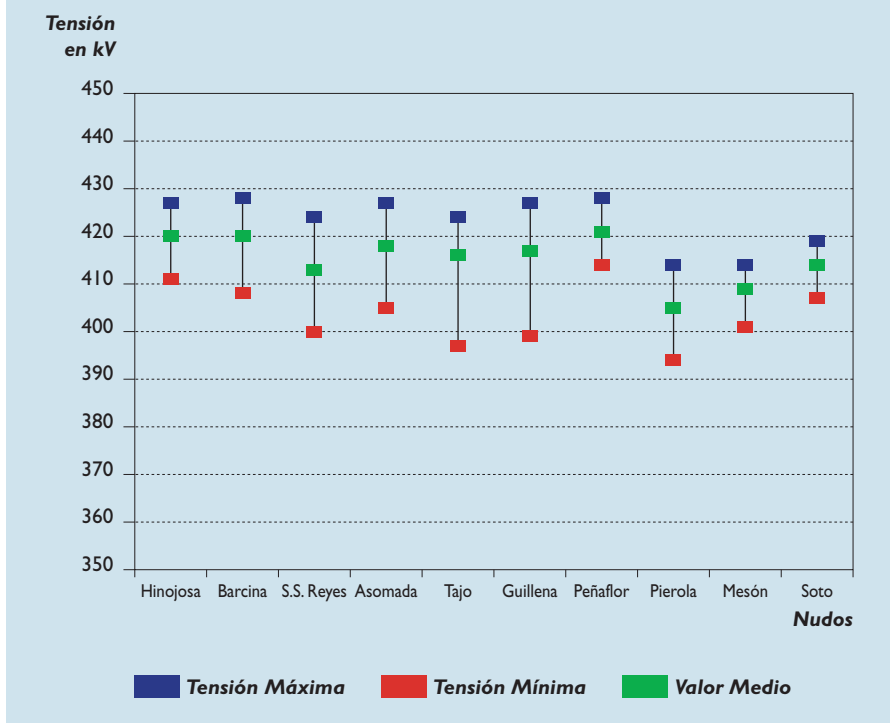
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 436 kV de Grijota; y los 383 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 400 horas en la subestación de Almazán.

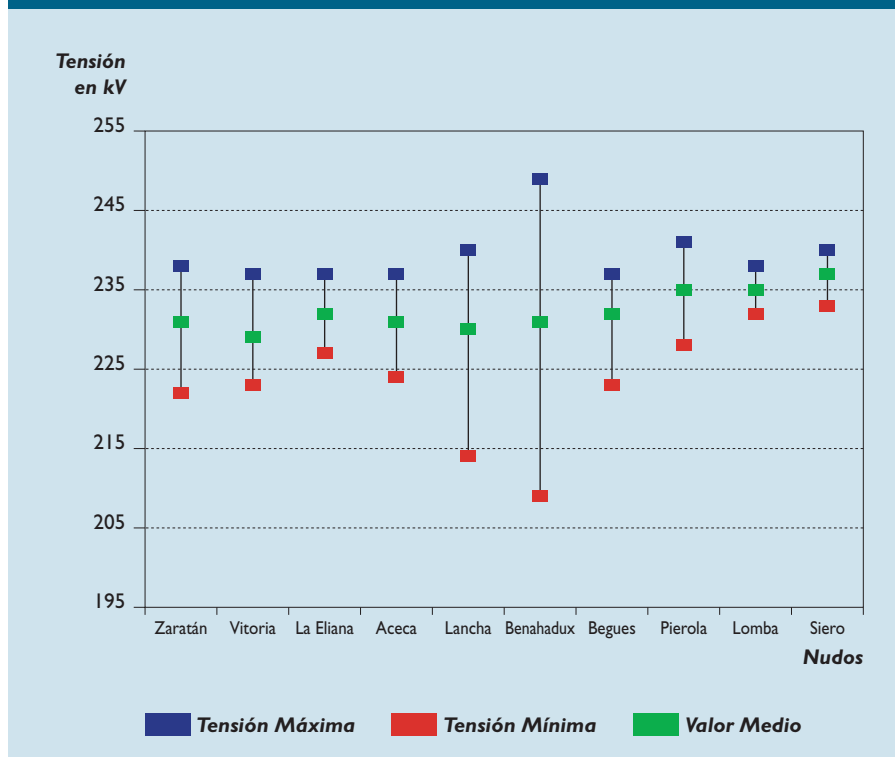
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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, en las subestaciones de Balboa y Benahadux, se han superado los 240 kV durante más de 80 horas.

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 Cofrentes-Benejama, para el mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Olmedilla-Romica I, para mantenimiento predictivo.
- Línea de 400 kV Fuencarral-Galapagar, para el mantenimiento de elementos de la línea y cambiar separadores.
- Línea de 400 kV Aluminio-Puentes de García Rodríguez, para reforzar las crucetas en los apoyos de entronque.

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.

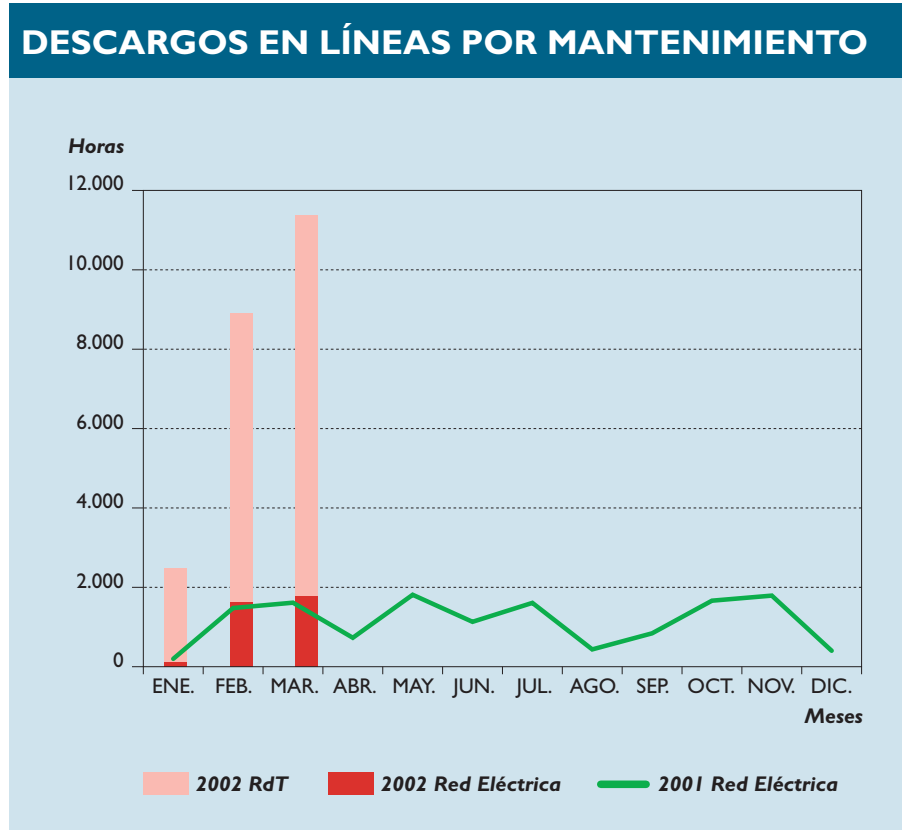


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

	Líneas				Transformadores			
	Por Mantenimiento		Otras Causas		Por Mantenimiento		Otras Causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
400 kV	8	261,4	13	1.389,0	6	28	1	5,0
220 kV	8	1.507,7	3	995,0	0	0	0	0,0
< 220 kV	0	0,0	0	0,0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 220 kV Pont de Suert-Rubí, tramo en descarga desde la subestación de Rubí hasta A-326.
- Línea de 220 kV Puebla-Mudarra, para sustituir cadenas de suspensión y colocación de peldaños en apoyos.
- Línea de 220 kV Aguayo-Penagos 2, por caída de dos apoyos por vendaval.
- Línea de 220 kV Aldeadàvila-Pocinho, para realizar trabajos de aumento de capacidad de la línea.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Barcina, posición Itxaso, para el mantenimiento ordinario de la aparamenta.
- Subestación de 400 kV Guadame, posición de Valdecaballeros, para revisión ordinaria del interruptor.
- Subestación de 400 kV Grijota, posición Reactancia I, para revisión de los equipos y protecciones.
- Subestación de 400 kV Herrera, posición de la Reactancia, para revisión de los equipos.
- Subestación de 400 kV Montearenas, posición acoplamiento I, para revisión de los equipos y protecciones.

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

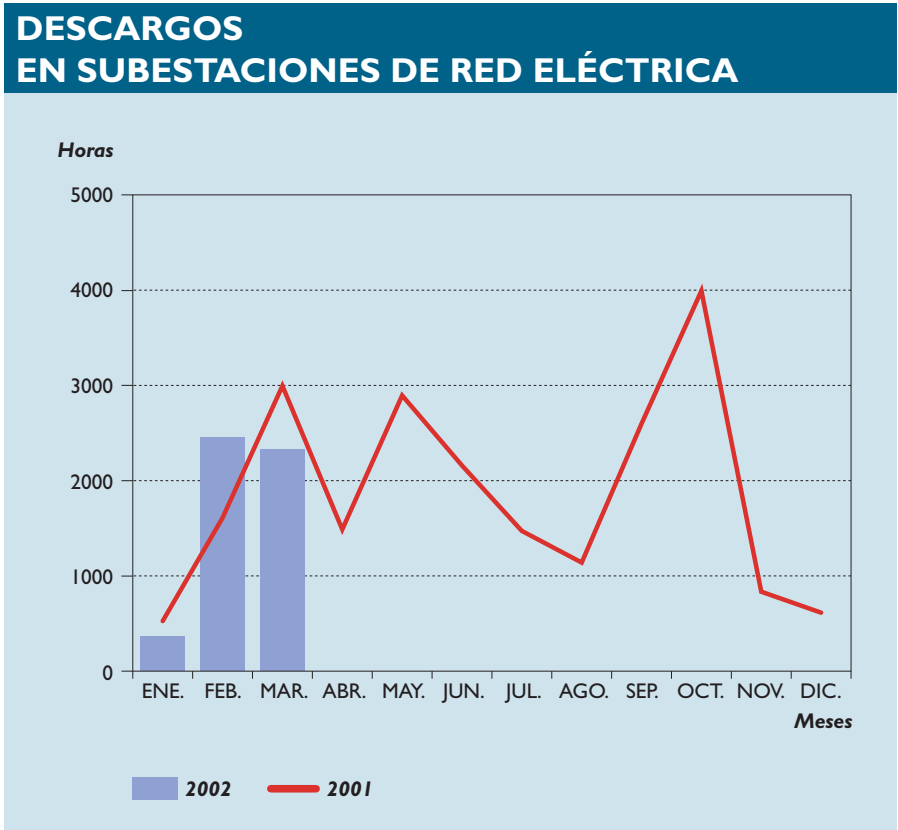


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.370	393	1.763
Barras	301	260	561
TOTAL	1.671	653	2.324

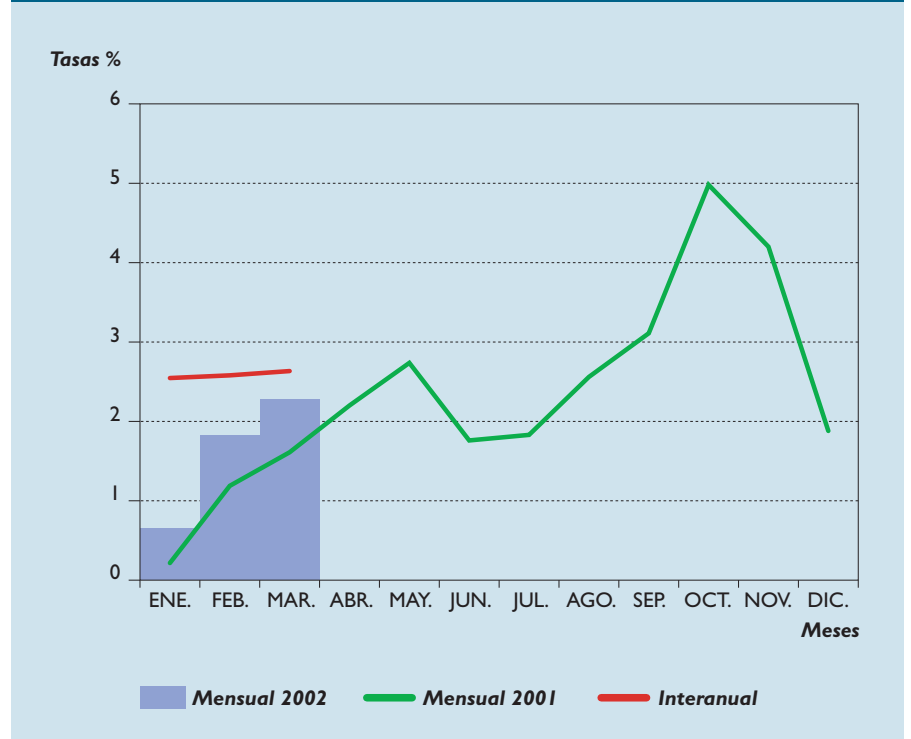
CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Pinar del Rey, posición Mellousa, para construcción de muros perimetrales de la caseta de la calle 4.
- Subestación de 220 kV Cordovilla, barras I, para cambiar los transformadores de intensidad de las posiciones transformador 1 y 2.
- Subestación de 220 kV Rubí, posición Abrera, para sustituir el interruptor y reparar el seccionador de barras.

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



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.

GRÁFICO 7

TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	%	
	Mensual	Interanual
Mantenimiento Preventivo	0,9666	0,6225
Indisponibilidades Fortuitas	0,0068	0,0746
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,9734	0,6971
Por Otras Causas	1,3029	1,9368
TOTAL	2,2763	2,6339

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 MENSUAL

Relación entre la duración total de interrupción del servicio durante el mes considerado y las horas de utilización posible.

TASA TOTAL INTERANUAL

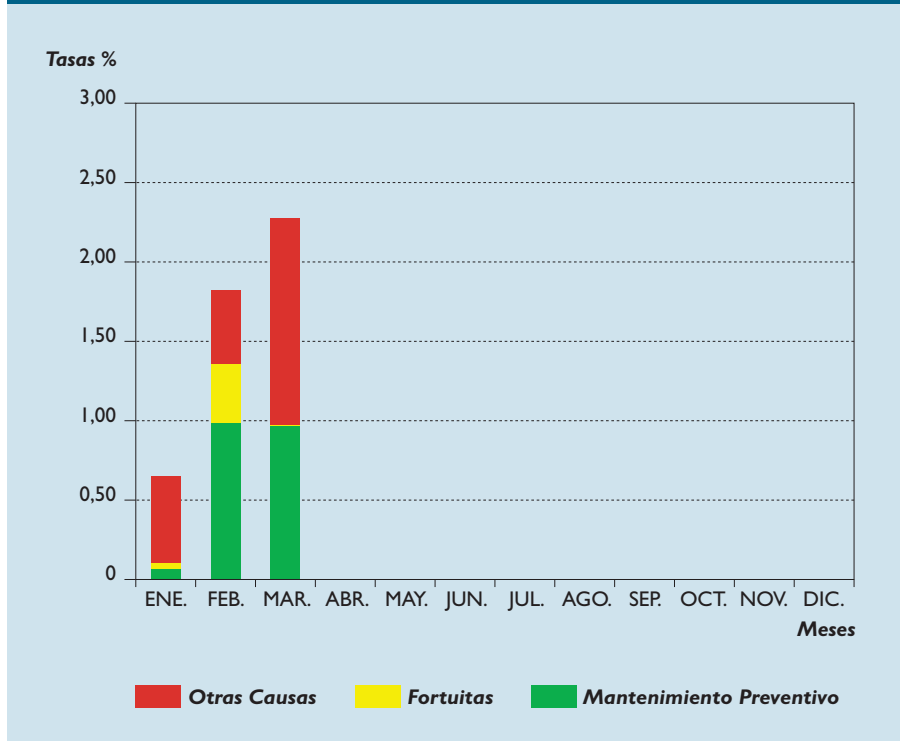
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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 Líneas	Fallo Subestaciones	Agentes Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	12
	220 kV	6	7	41
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	10	5

Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	1	5	6
	220 kV	4	18	32
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	4	10	1

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de marzo se ha registrado un único corte de mercado en la red de transporte. Este ha tenido lugar en Villablino (León), en instalaciones ajenas a Red Eléctrica por causa ignorada, con una energía cortada de 0,58 MWh.

Energía No Suministrada (ENS), mide la energía cortada al sistema (MWh) por interrupciones del servicio acaecidas en la Red de Transporte del sistema eléctrico peninsular.

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.

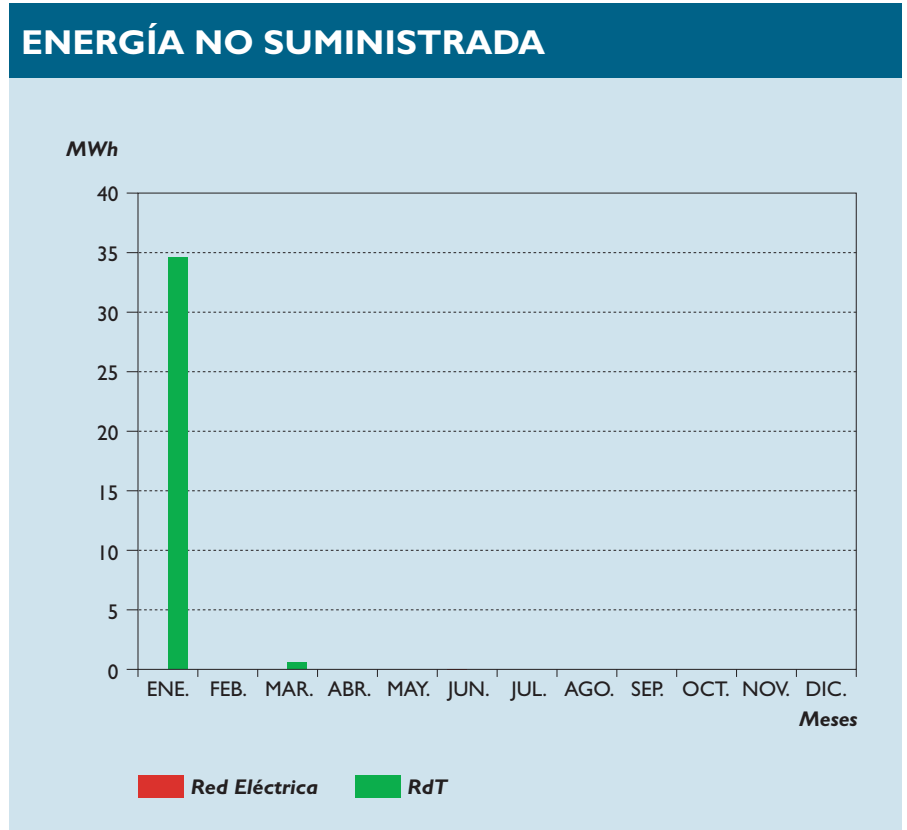


GRÁFICO 9

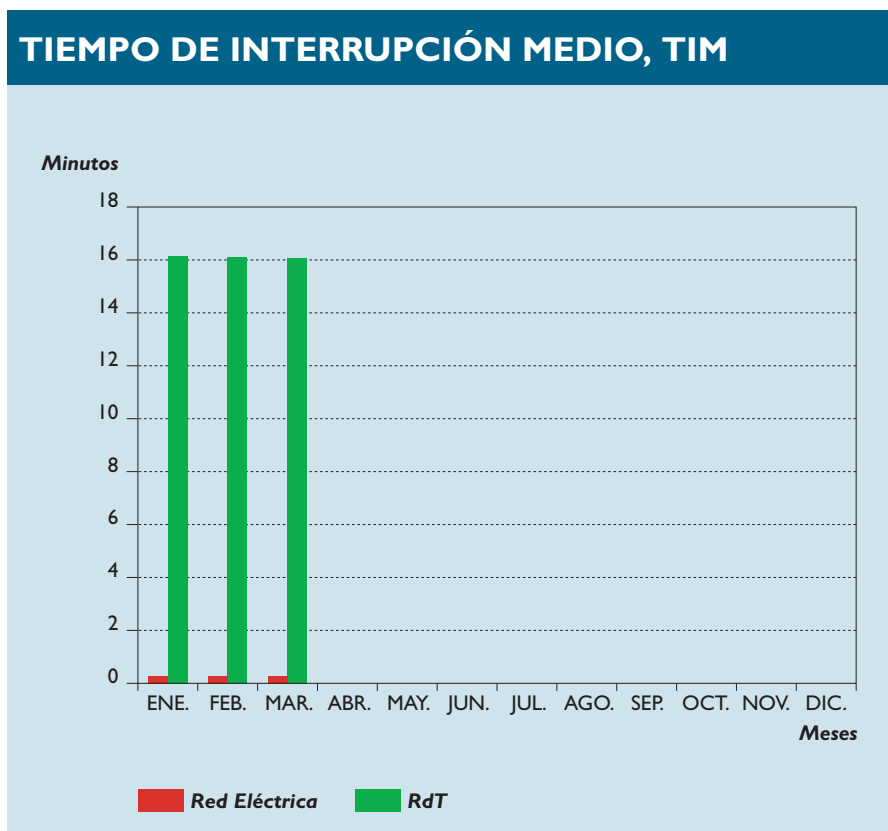


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica de los últimos 12 meses ha sido de 0,271 minutos y el de la Red de Transporte fue de 16,082 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.

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

DA=Demanda anual (últimos 12 meses) del sistema en MWh.

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