

Informe Mensual

FEBRERO 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 Autoprodutores	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: 22-03-2002. Datos provisionales

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



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Febrero 2002

- La demanda de energía eléctrica en el mes de febrero alcanzó los **16.987 GW**, con un crecimiento del **3,0%** respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un **3,7%**.
- El mes ha sido muy seco, con una energía producible hidráulica que representa el **34%** de la energía producible característica de este período. Este es el octavo valor más bajo registrado en un mes de febrero desde 1920.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al **39,7%** de su capacidad total, noveno valor más bajo registrado en un mes de febrero desde 1965.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.263	-77,6	2.823	-76,3	30.334	-14,8
NUCLEAR	4.999	0,3	10.745	0,3	63.736	3,0
Hulla + Antracita	3.545	111,7	7.468	105,9	38.511	7,6
Lignito Pardo	1.283	37,7	2.650	35,7	14.938	6,8
Lignito Negro	772	590,8	1.655	337,0	7.742	0,3
Carbón Importación	1.156	29,6	2.325	33,5	13.298	3,1
TOTAL CARBÓN	6.756	87,2	14.098	83,1	74.488	5,8
Gas Natural	454	159,1	1.350	331,4	6.450	61,2
Fuel-Oil	1.270	360,1	3.133	358,1	9.428	70,5
PRODUCCIÓN BRUTA	14.742	0,4	32.149	2,6	184.437	4,0
Consumos Producción	692	42,7	1.512	45,3	8.055	7,0
PRODUCCIÓN NETA	14.050	-1,0	30.637	1,2	176.382	3,8
Adquirida Autoproduct.	2.808	8,7	5.765	7,6	30.779	11,5
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	16.858	0,5	36.402	2,1	207.161	4,9
Consumos en Bombeo	519	68,8	1.181	39,5	4.466	-11,9
Saldo Físico I. Internacionales	648	-	1.179	-	4.654	22,1
DEMANDA	16.987	3,0	36.400	4,6	207.349	5,7

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene	Feb	T. Año Móvil
	2001										2002		
Hidroeléctrica	6.432	4.139	3.155	2.439	2.027	1.953	1.600	1.855	2.069	1.842	1.560	1.263	30.334
Térmica Nuclear	4.883	4.767	5.752	5.340	5.684	5.560	4.918	4.967	5.405	5.716	5.746	4.999	63.737
Térmica Convencional	4.050	4.199	5.518	7.408	8.200	7.904	8.343	8.322	8.216	9.632	10.101	8.480	90.373
PRODUCCION BRUTA	15.365	13.105	14.425	15.187	15.911	15.417	14.861	15.144	15.690	17.190	17.407	14.742	184.444
Consumos Producción	497	457	592	689	740	717	685	704	699	764	820	692	8.056
PRODUCCION NETA	14.868	12.648	13.833	14.498	15.171	14.700	14.176	14.440	14.991	16.426	16.587	14.050	176.388
Adquirida Autoprod.	2.846	2.636	2.494	2.340	2.345	2.048	2.359	2.429	2.546	2.691	2.957	2.808	30.499
PROD. TOTAL NETA	17.714	15.284	16.327	16.838	17.516	16.748	16.535	16.869	17.537	19.117	19.544	16.858	206.887
Consumos en Bombeo	387	201	215	259	303	292	369	364	336	560	662	519	4.467
Saldo Internacional	-84	447	579	505	431	282	283	140	403	490	531	648	4.655
DEMANDA	17.243	15.530	16.691	17.084	17.644	16.739	16.449	16.645	17.602	19.047	19.413	16.987	207.075
Δ % Mensual	5,3	2,2	7,2	6,2	6,5	7,1	2,8	4,3	4,0	11,2	6,1	3,0	-
Δ % 365 días	5,3	4,8	4,9	4,9	5,2	5,4	5,1	4,9	5,0	5,4	6,2	5,7	5,7

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh NOVIEMBRE 2001													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	130	1.454	2.380	4.266	185	3.281	75	-	2.466	716	2.700	17.653	
Térmica Nuclear	3.892	12.702	5.174	37.181	—	—	—	325	—	—	2.297	61.571	
Térmica Convencional	2.696	30.204	9.981	5.718	3.413	18.982	177	7.700	2.015	2.731	230	83.847	
PROD.TOTAL NETA 1	6.718	44.360	17.535	47.165	3.598	22.263	252	8.025	4.481	3.447	5.227	163.071	
Saldo Internacional	605	504	403	-6.173	279	4.490	354	1.563	499	46	80	2.650	
Consumos en Bombeo	121	482	336	534	95	827	87	0	177	43	96	2.798	
DEMANDA 2													
Mensual	7.202	44.382	17.602	40.458	3.782	25.926	519	9.588	4.803	3.450	5.211	162.923	
Δ %	-1,7	1,7	4,0	4,8	9,1	1,9	-1,1	7,8	7,8	2,5	1,7	3,3	
Año Móvil	82.909	49.841	203.821	430.735	45.339	303.502	5.927	104.364	52.360	39.673	57.514	1.375.985	
Δ %	0,0	-0,1	5,0	0,4	2,1	2,0	2,2	4,1	3,3	4,8	1,7	2,0	

1.- Incluye autoprodutores 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 286 MW y 5.601 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 6.585 MW y máximo de 10.544 MW; el fuel - gas tuvo un mínimo de 497 MW y un máximo de 4.557 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 900 MW y un máximo 1.794 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 3.025 MW y los 5.173 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.117 MW.

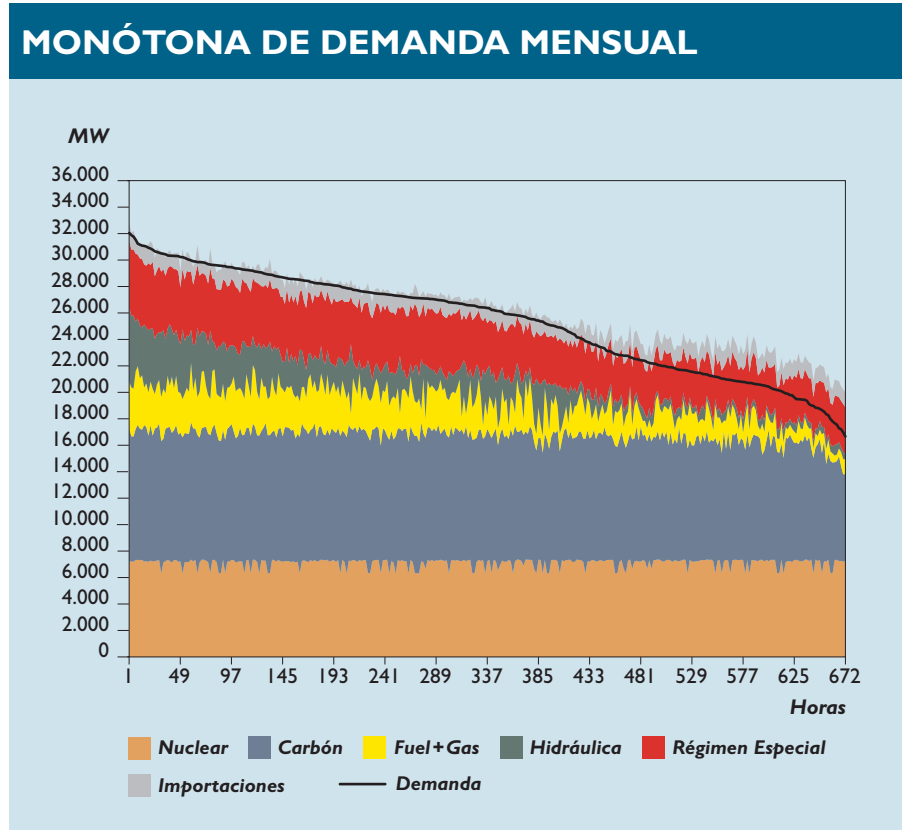


GRÁFICO 1

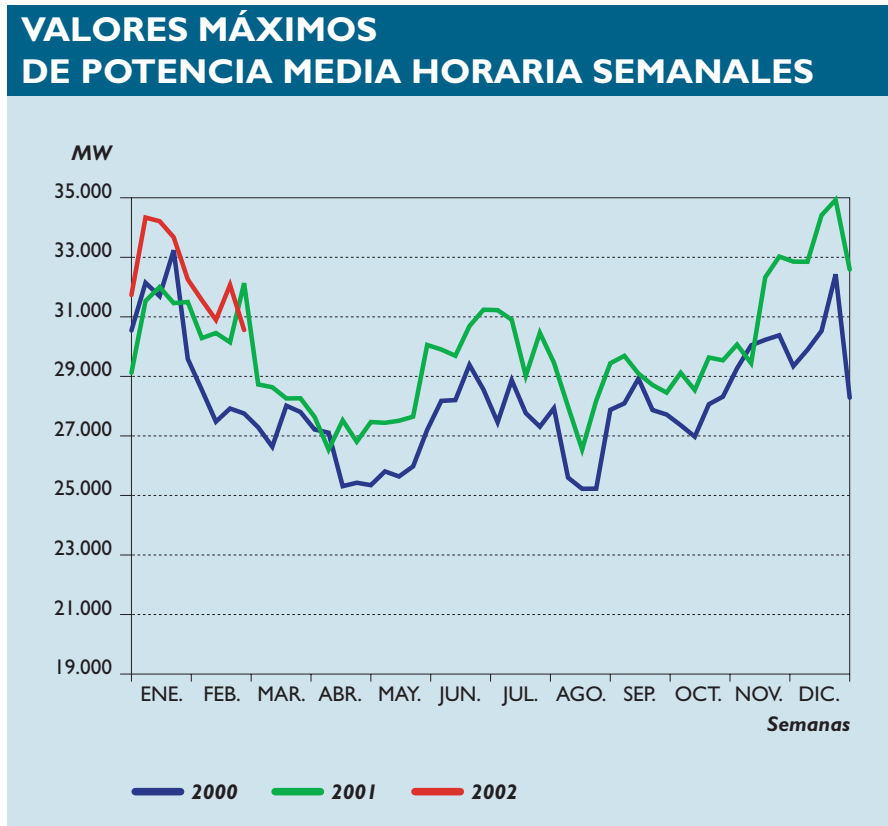


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 19 con 32.077 MW de 20 a 21 horas. Este valor es superior en 754 MW al máximo registrado en el mes de febrero de 2001.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 3,0%. En enero, las temperaturas fueron más suaves que las del año anterior, restando 0,7 puntos a la variación de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	16.987	3,0
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		-0,7
Efecto Act. Económica y Otros		3,7
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	36.400	4,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,3
Efecto Temperatura (3)		-0,1
Efecto Act. Económica y Otros		5,0

(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 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)

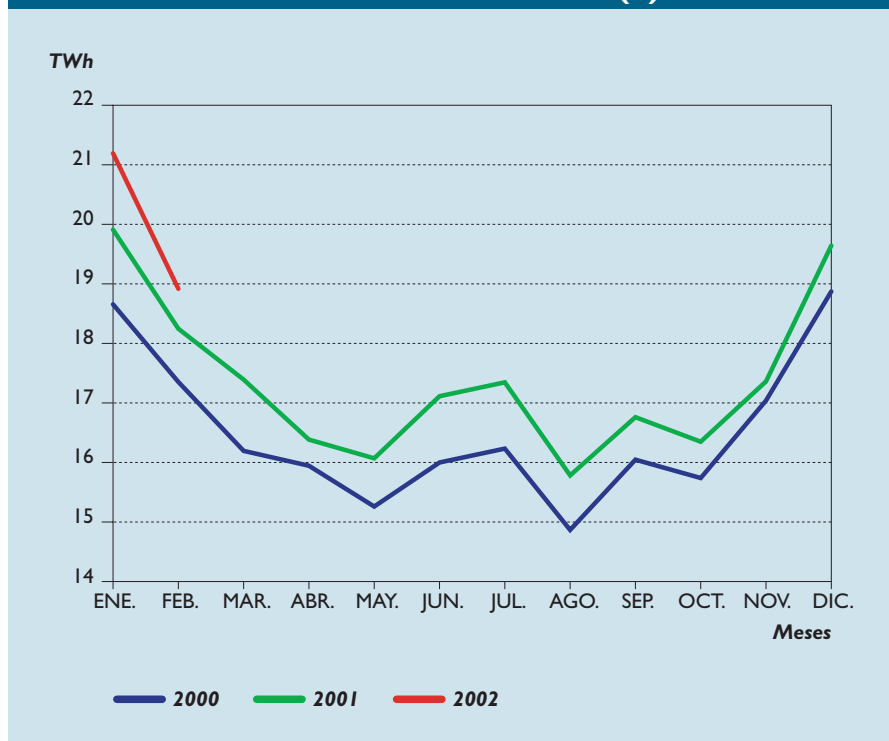


GRÁFICO 3

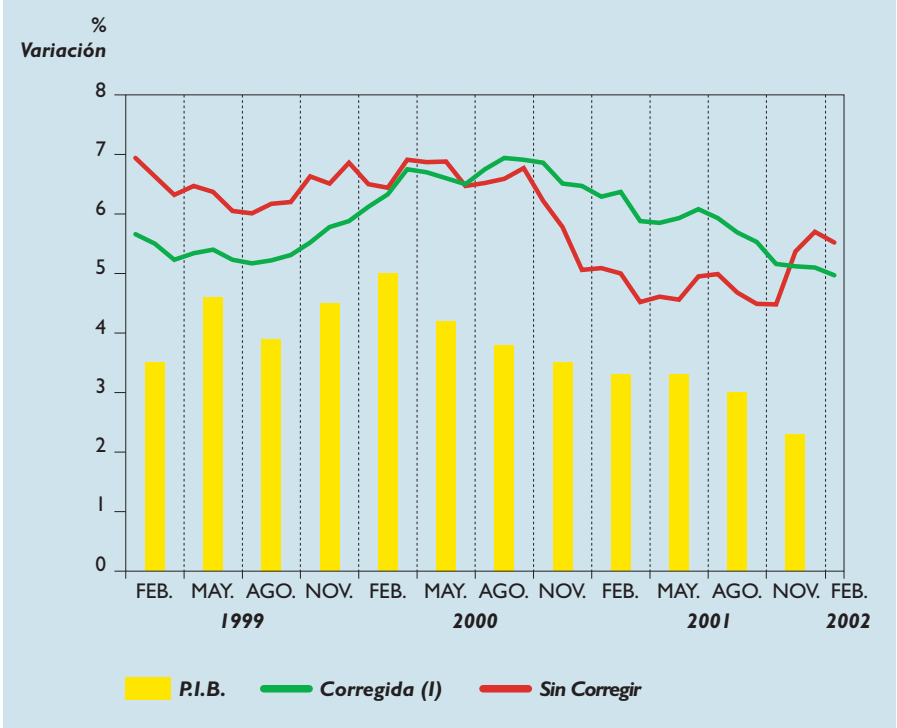
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,7%, inferior en 1,5 puntos al crecimiento experimentado en febrero del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 5,5%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 5,0%. Este crecimiento es inferior en 0,1 puntos al experimentado hasta el mes de enero 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

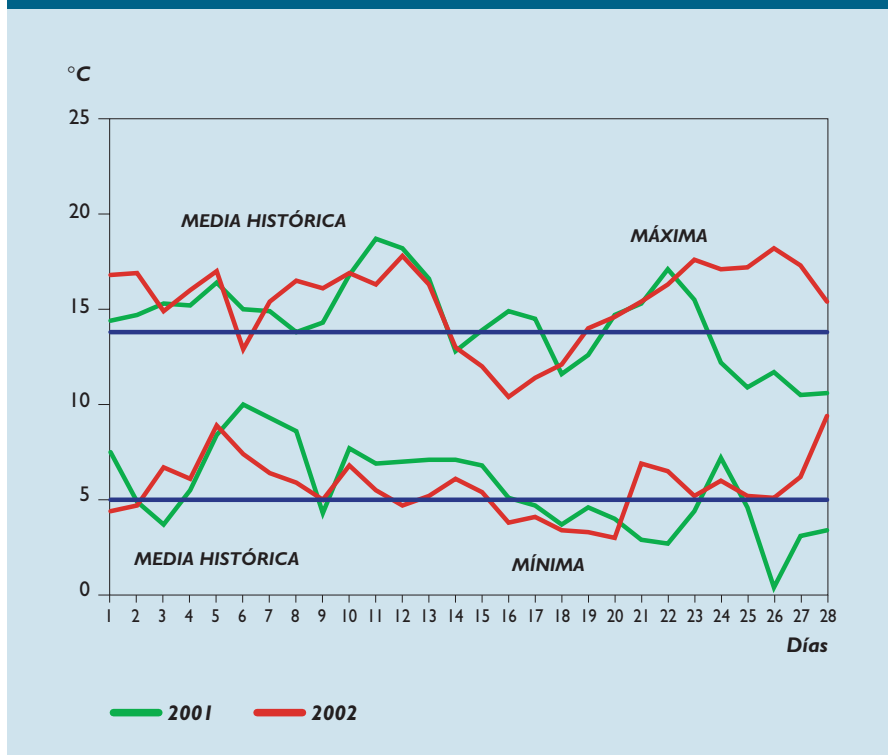


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas ligeramente más suaves que las del año anterior y superiores valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de febrero fue de 10,5 °C, superior en 0,5 °C a la temperatura media del año anterior.

En el conjunto del mes, las temperaturas máximas fueron superiores a las del año anterior, mientras que las mínimas fueron similares a las registradas en febrero de 2001. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 15,4 °C, 1,0 °C más que en febrero de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 5,6 °C.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 50 GWh, inferior en 96 GWh al valor característico de un mes de febrero.

Desde el punto de vista hidroeléctrico todo el mes ha sido extremadamente seco, registrándose un producible mínimo de 16 GWh el día 2 y un máximo de 114 GWh el día 7.

(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

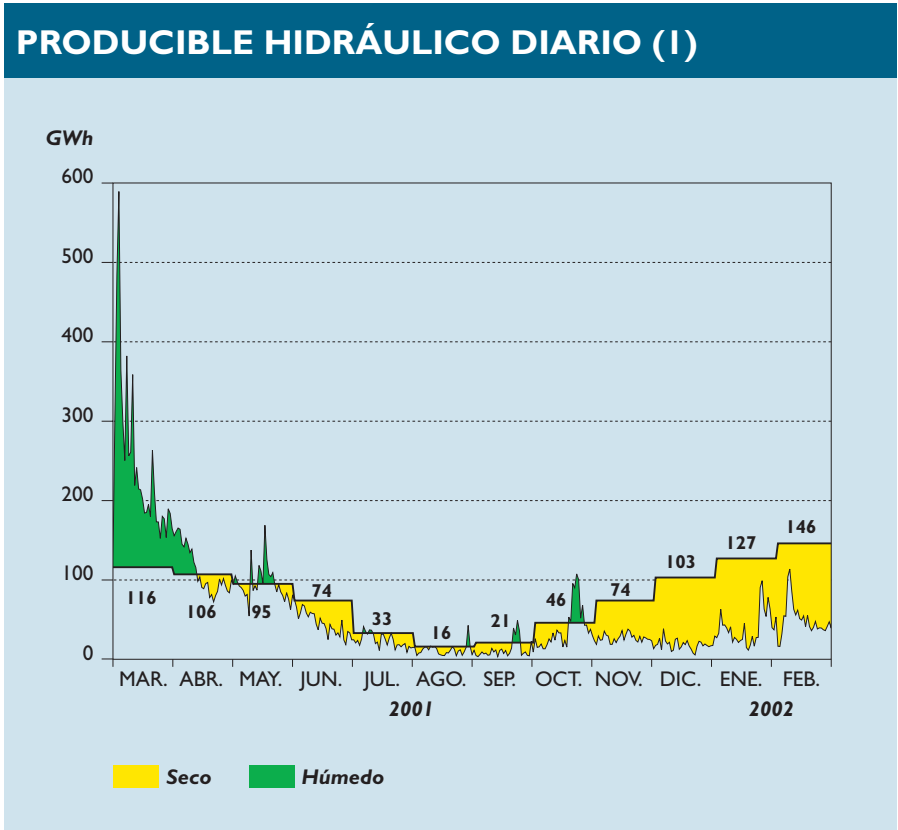


GRÁFICO 6

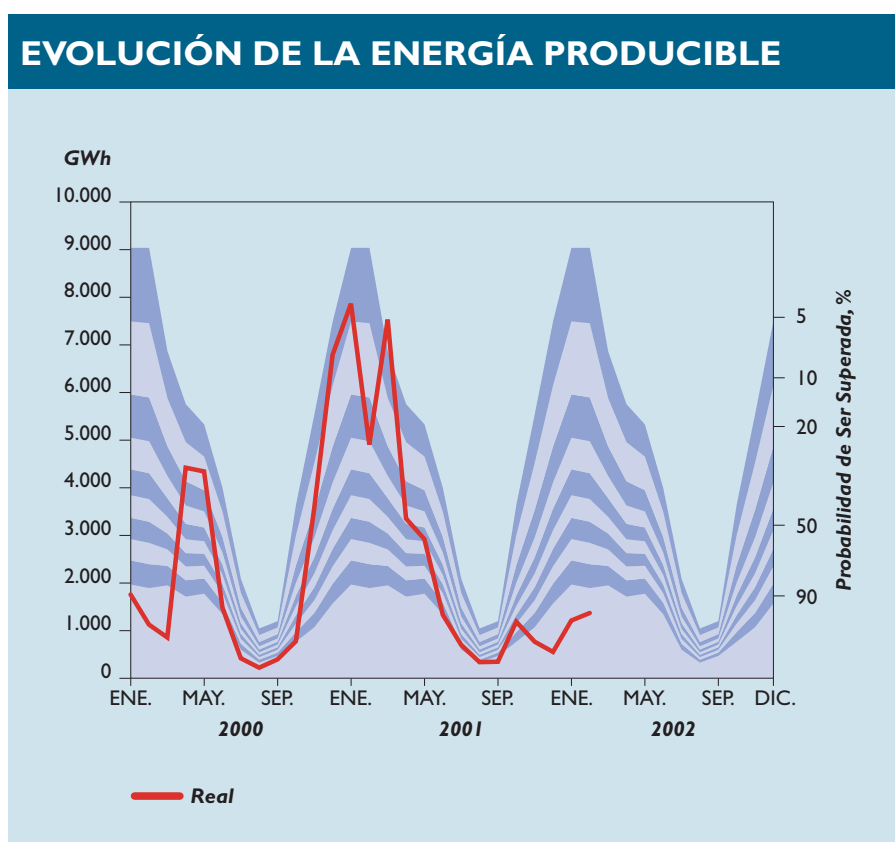


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,34 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 97%.

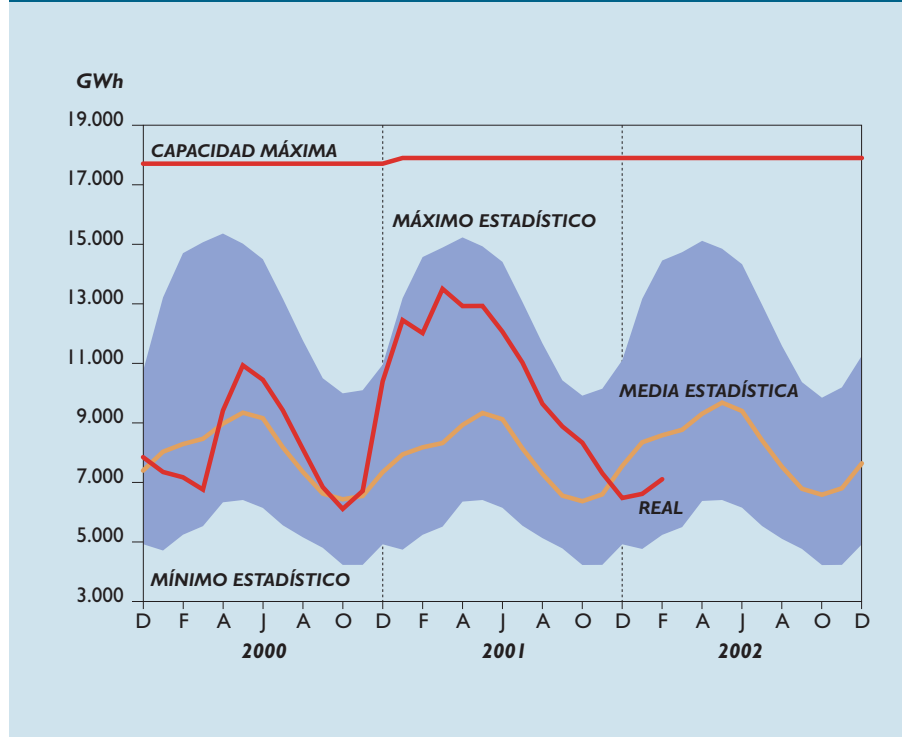
En los dos primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,33 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 99%.

(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 39,7% de su capacidad, inferior en 27,4 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

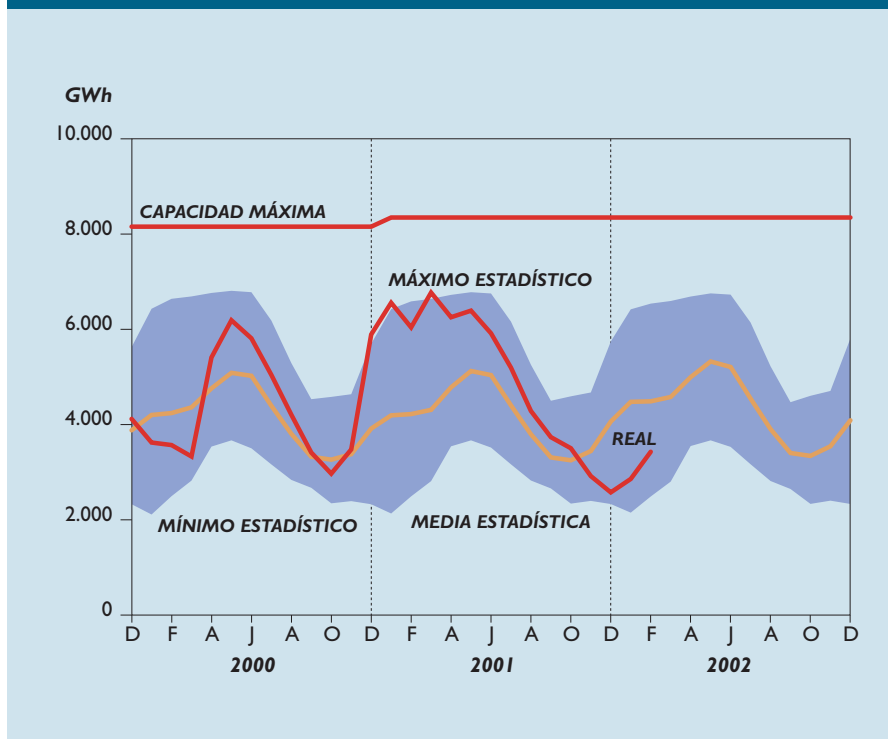


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 41,1%; 6,8 puntos más que en el mes de enero de 2002. Este es el sexto valor más bajo registrado en un mes de febrero desde 1965.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 38,5% de su capacidad, inferior en 0,8 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

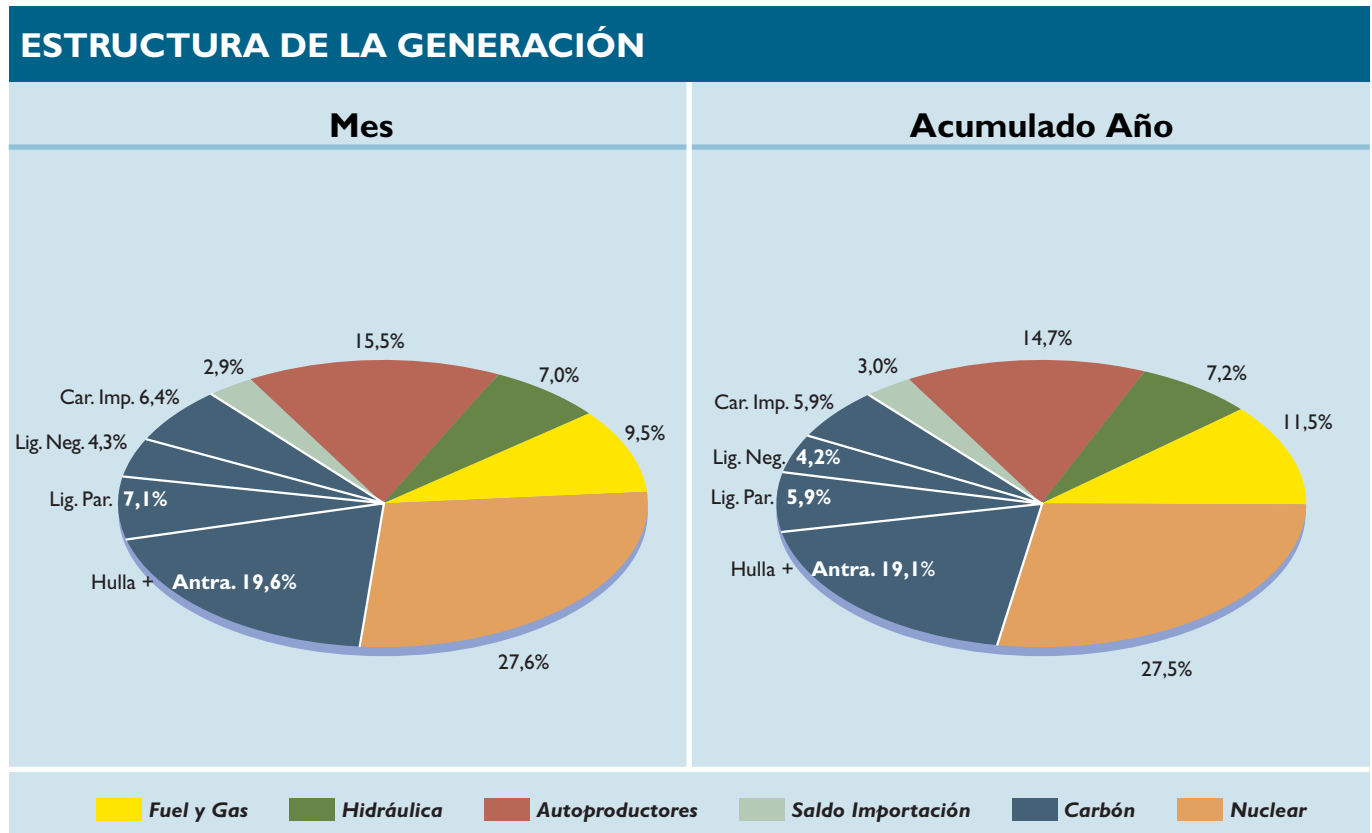
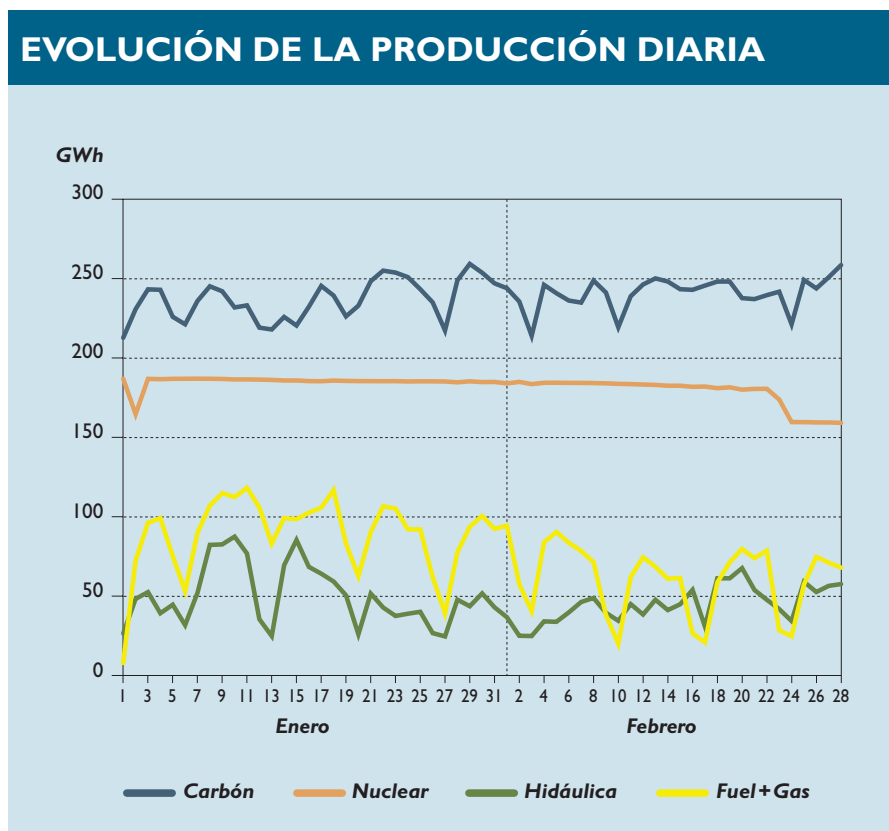


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 259 GWh y un mínimo de 235 GWh; la hidráulica entre 68 GWh y 34 GWh; y la realizada con fuel - gas tuvo un máximo de 95 GWh y mínimo de 57 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 178 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	FEBRERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,98	0,02	0,00	0,99	0,01	0,00
Hulla + Antracita	0,95	0,00	0,05	0,94	0,00	0,06
Lignito Pardo	1,00	0,00	0,00	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,91	0,09	0,00	0,90	0,00	0,10
Carbón Importación	0,97	0,00	0,03	0,93	0,00	0,07
TOTAL CARBÓN	0,96	0,00	0,04	0,94	0,00	0,06
FUEL + GAS	0,57	0,00	0,43	0,57	0,00	0,43

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

NUEVAS INSTALACIONES

El día 14, a las 22:57, entra en servicio el nuevo parque Castejón 400 kV, propiedad de Red Eléctrica, y de configuración en interruptor y medio. El parque dispone de dos salidas a La Serna, propiedad de Red Eléctrica, y dos salidas a los futuros grupos de ciclo combinado, propiedad de HC e ID.

El día 20, a las 19:12, entra en servicio la nueva línea a 220 kV Balboa-Alvarado, propiedad de SEVILLANA-ENDESA. En el nudo de Alvarado la línea se conecta a la red de 132 kV mediante un transformador 220/132 kV, de 150 MVA.

El día 20, a las 9:30, entran en servicio en la Subestación Peñalba 400 kV los nuevos transformadores 1 y 2 400/55 kV, de 60 MVA, propiedad de GIF (Gestor de Infraestructuras Ferroviarias). La Subestación, propiedad de Red Eléctrica, había entrado en servicio el pasado 24-11-01.

El día 20, a las 19:45, se pone en servicio el nuevo parque a 220kV Puerto, propiedad de Unión Fenosa. El parque, de configuración en doble barra con acoplamiento, sustituye al antiguo parque La Grela 1, y dispone de las salidas a: Mesón, Grela-2 y transformadores 1 y 2 a 15 kV.

INCIDENTES

El día 7, a las 0:00, se origina un cero de tensión en el parque Moralets 220 kV, de configuración doble barra con acoplamiento, por fallo en la maniobra del interruptor de salida al grupo 3. No hay pérdida de mercado ni de generación.

El día 13, a las 23:14, desconecta por niebla la línea Onuba-Ence 220 kV. Ello da lugar a la pérdida de la generación acoplada en Ence (76,6 MW durante 6 minutos)

El día 18, a las 11:15, desconecta la barra 2 en el parque Herrera 400 kV, al actuar la protección diferencial mientras se efectuaban trabajos programados en la posición reactancia 2. No se pierde posición alguna al disponer el parque de configuración en interruptor y medio. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 20, a las 10:58, se origina un cero de tensión en el parque de Fuencarral 220 kV, de configuración en barra simple, al actuar la protección diferencial de barras, mientras se efectuaban trabajos en la posición del Autotransformador 2 220/132 kV. No hay corte de mercado ni de generación.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados es importador por 651 GWh.

Por Francia, los agentes realizaron operaciones de importación por un total de 411 GWh. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 100%.

Por Portugal, los agentes realizaron en el mercado operaciones de venta por 33 GWh y operaciones de exportación por un total de 41 GWh. Además se realizaron operaciones de exportación mediante contratos bilaterales por 37 GWh y de importación por 31 GWh.

Con Marruecos, los agentes realizaron operaciones de exportación en el mercado por 21 GWh, y se importaron 0,1 GWh mediante contratos bilaterales. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 89%.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 41 GWh.

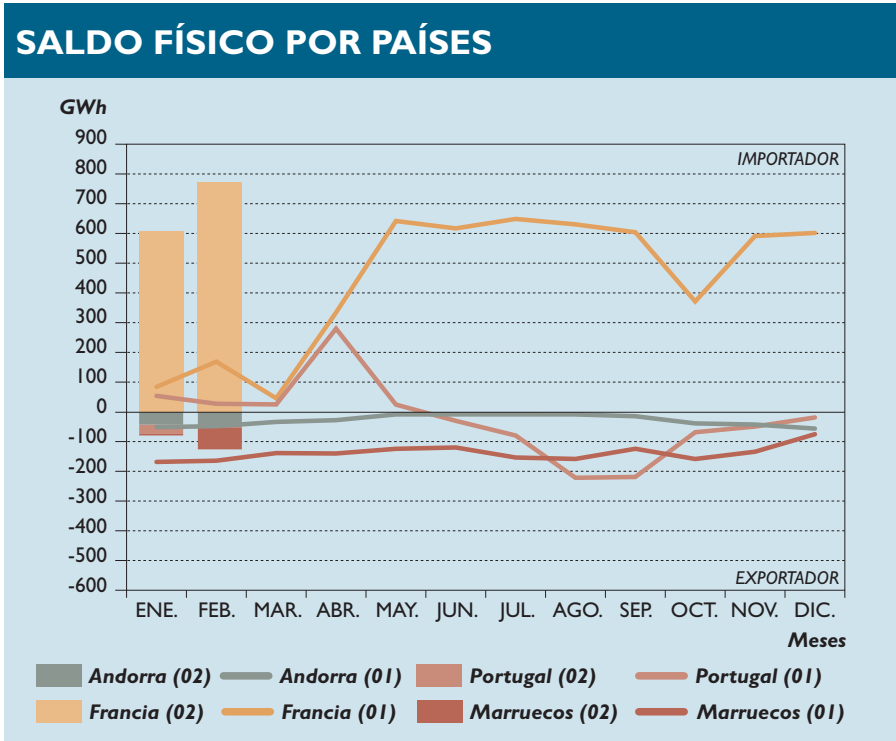


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	39,5	0,0	-39,5
España-Francia	37,5	811,0	773,5
España-Portugal	346,3	335,2	-11,0
España-Marruecos	75,1	0,6	-74,5
TOTAL	498,3	1.146,8	648,5

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)		Energía (3)	
		S/1999	Renovable	No Renov.	
Ene.	15,23	6,52	42,64	57,36	
Feb.	16,53	8,68	42,91	57,09	
Mar.					
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.

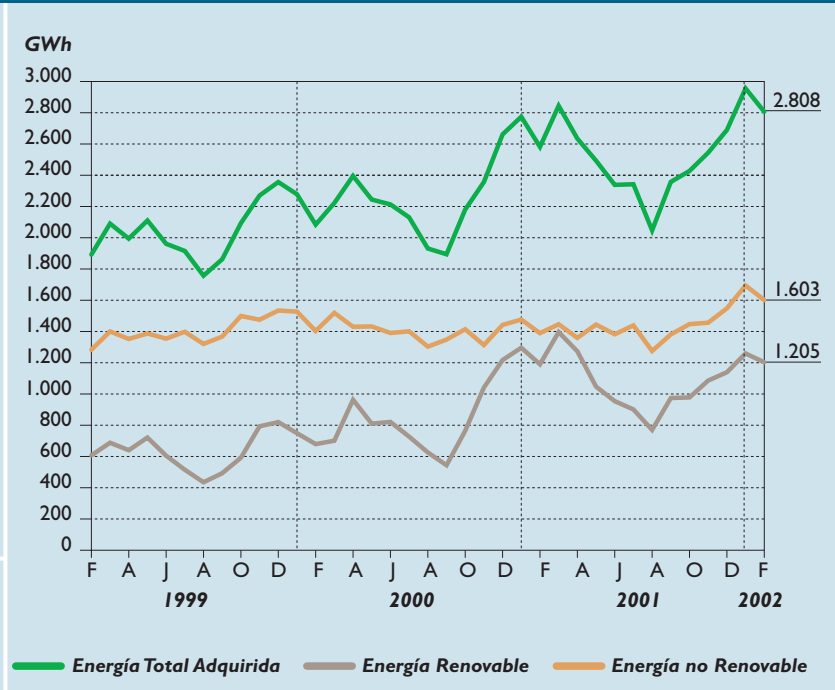


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 8,102 Céntimos €/kWh y mínimo de 4,152 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,890 Céntimos €/kWh y los 1,831 Céntimos €/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

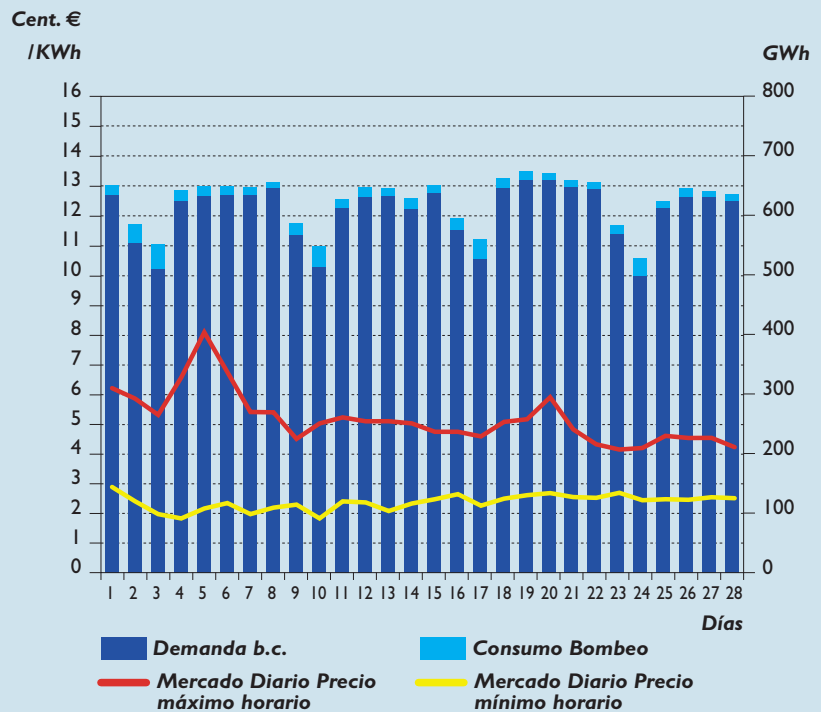


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	14.805	83,7	Distribuidoras	9.464	53,5
- Producción Interior	14.020		- Mercado Diario	9.529	
- Importación	785		- Mercados Intradiarios	-65	
Francia	775		Comercializadoras	4.715	26,7
Portugal	10		- Mercado Diario	4.678	
Marruecos	0		- Mercado Intradiarios	38	
Mercados Intradiarios	46	0,3	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	17		Demanda Bombeo	529	3,0
- Importación	29		Exportación	159	0,9
Francia	6		- Portugal	42	
Portugal	24		- Marruecos	75	
Marruecos	0		- Andorra	42	
Indisponibilidades	-38	-0,2	- Francia	0	
Operación del Sistema (1)	109	0,6	Ajuste demanda	55	0,3
TOTAL MERCADO	14.922	84,4	TOTAL MERCADO	14.922	84,4
Contratos Bilaterales (2)	69	0,4	Contratos Bilaterales (2)	69	0,4
Energía programada en Régimen Especial	2.697	15,2	Energía adquirida al Régimen Especial	2.697	15,2
TOTAL	17.689	100	TOTAL	17.689	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

Febrero 2002

- Solamente una línea de 400 kV, ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

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 una línea, J.M. Oriol-Cedillo, ha superado el 70% de su capacidad térmica de invierno. Sólo una ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno, J.M. Oriol-Cedillo.

En 220 kV, una línea su carga media ha superado el 80% de su capacidad térmica de invierno: Meirama-Mesón do Vento.

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.

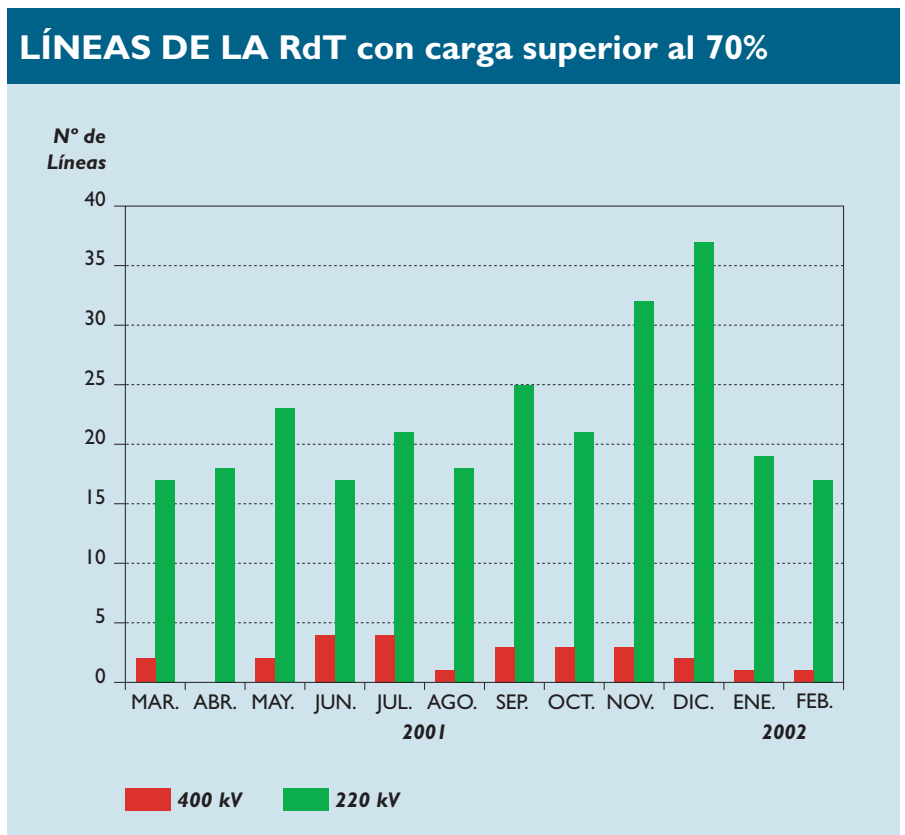


GRÁFICO 1

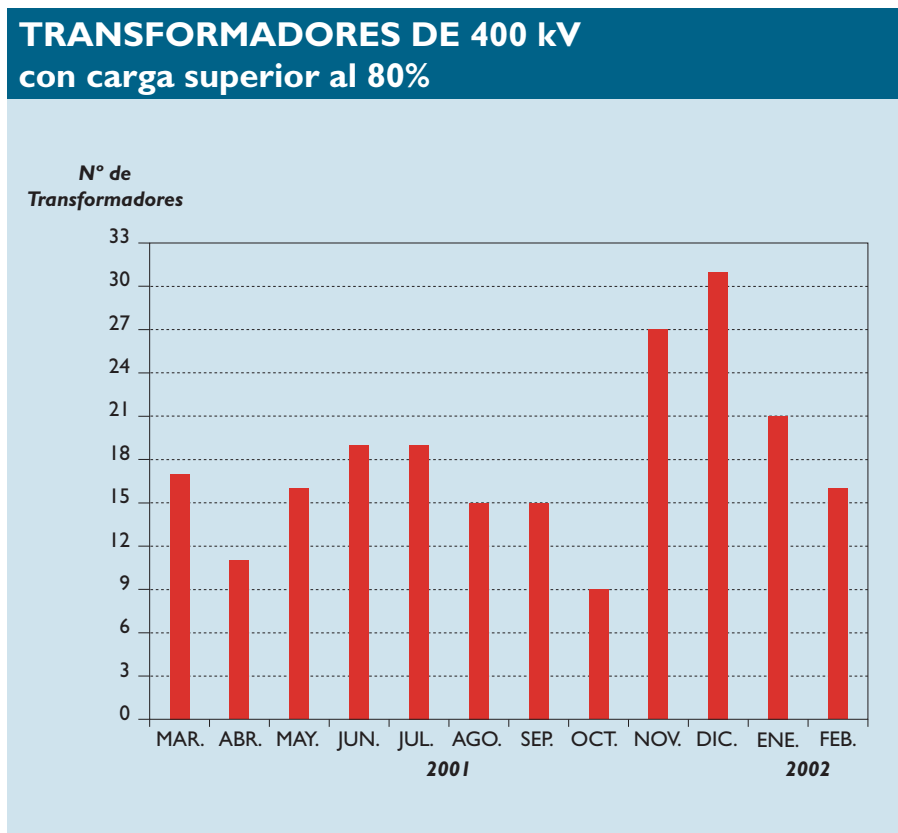


GRÁFICO 2

Este mes han sido siete los transformadores que han superado una carga media del 70%: Almaraz, autotransformador 3; Rocamora, autotransformador 2; Vic, autotransformadores 4 y 9; Begues, autotransformador 1; Eliana, autotransformador 5; y Robla, autotransformador 3.

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.

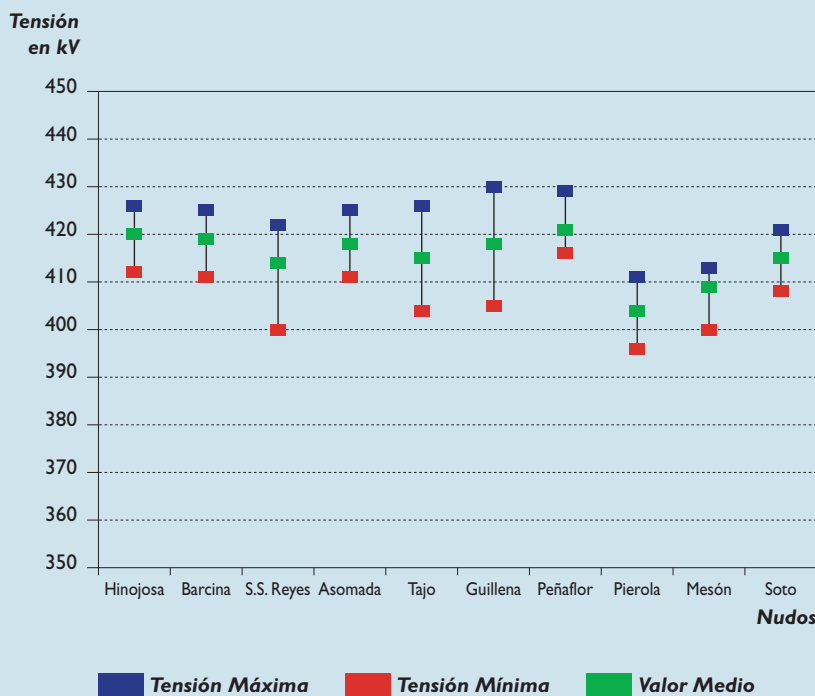
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 435 kV de Grijota; y los 386 kV de Vic y Sallente. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de Almazán y Grijota.

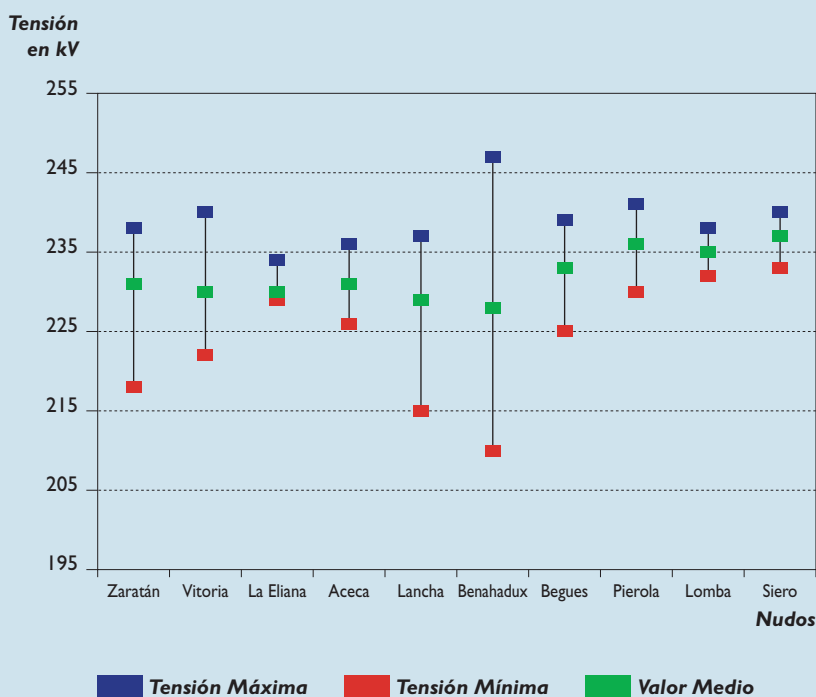
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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



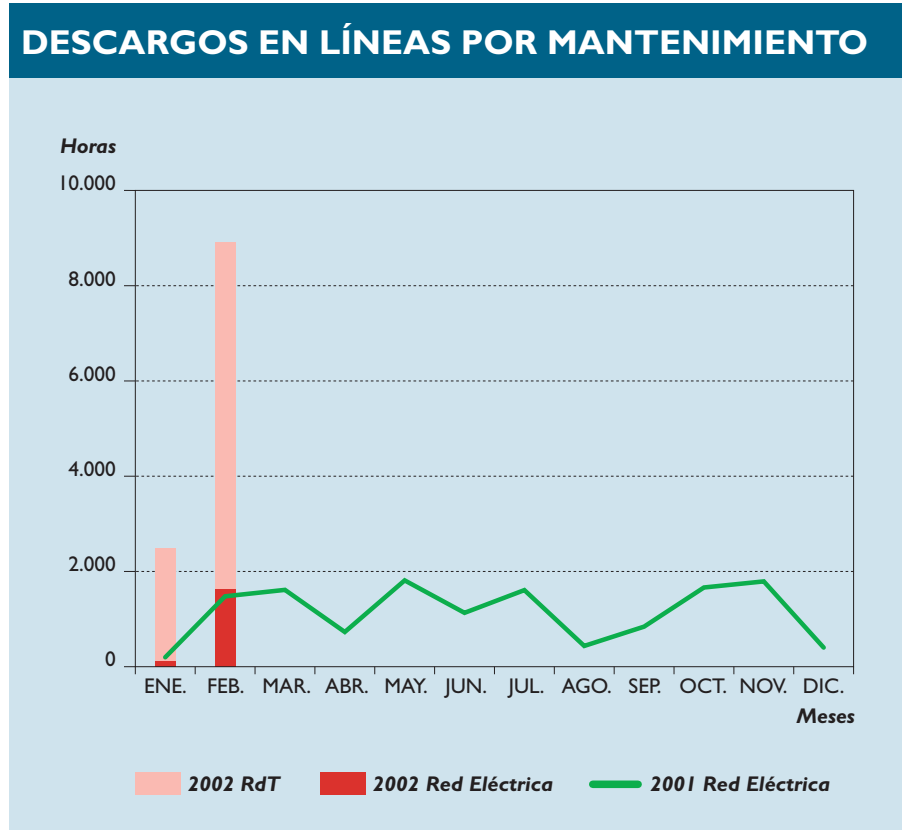
En la red de 220 kV, en las subestaciones de Madrideojos, Villamayor y Mercedes Benz, se han superado los 240 kV durante más de 4 horas.

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 Pinilla-Romica 2, para reparar el seccionador de barras.
- Línea de 400 kV Hernani-Itxaso, para reponer seis aisladores rotos por vandalismo.
- Línea de 400 kV Pierola-Vandellós, para comprobar el teledisparo.
- Línea de 400 kV Morata-Olmedilla, para realizar pruebas de señalización del teledisparo.
- Línea de 110 kV Adrall-Escaldes, para que realice trabajos diversos otra empresa.



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

	Líneas				Transformadores			
	Por Mantenimiento		Otras Causas		Por Mantenimiento		Otras Causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
400 kV	12	623,0	4	16,0	2	81	1	6,0
220 kV	8	1.005,0	6	746,0	0	0	0	0,0
< 220 kV	0	0,0	1	5,0	0	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Asco, posición de Aragón, para verificar los contactos auxiliares del interruptor.
- Subestación de 400 kV Begues, posición transformador, para reparar el seccionador de barras.
- Subestación de 400 kV Guillena, posición Don Rodrigo, para rellenar de SF6 el interruptor.
- Subestación de 400 kV Mudarra, Reactancias 1 y 2, para revisión de los equipos y protecciones de cada posición.
- Subestación de 400 kV Olmedilla, posición Romica 1, sustitución de los contactos del seccionador de barras y reparar la rejilla antipájaros de una bobina de bloqueo.

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

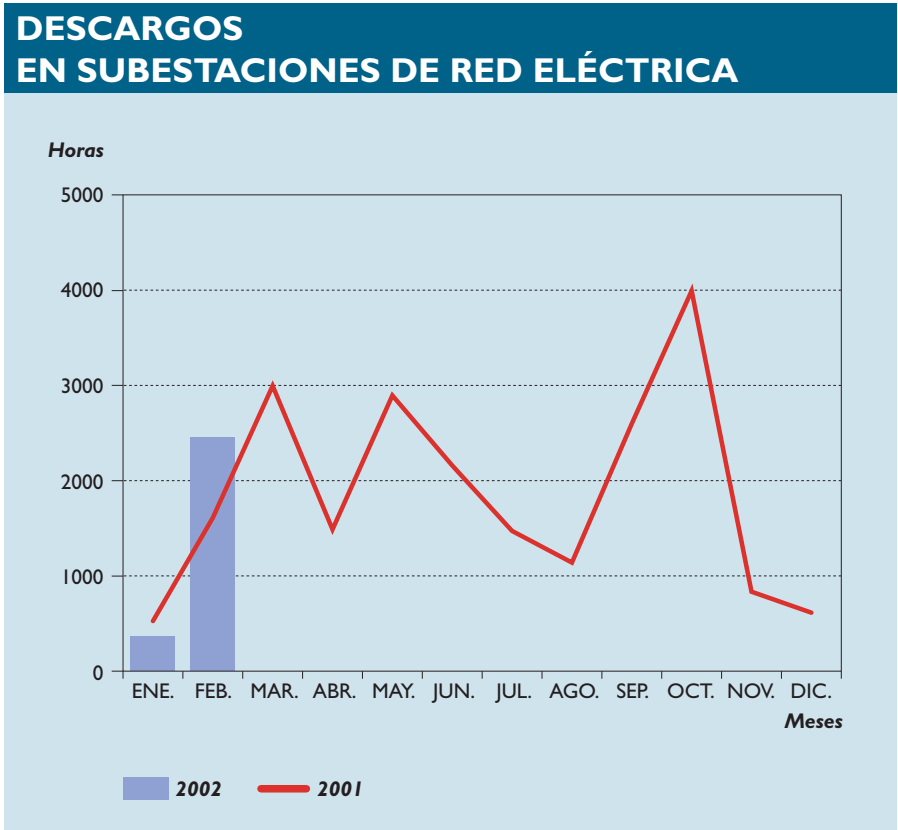


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

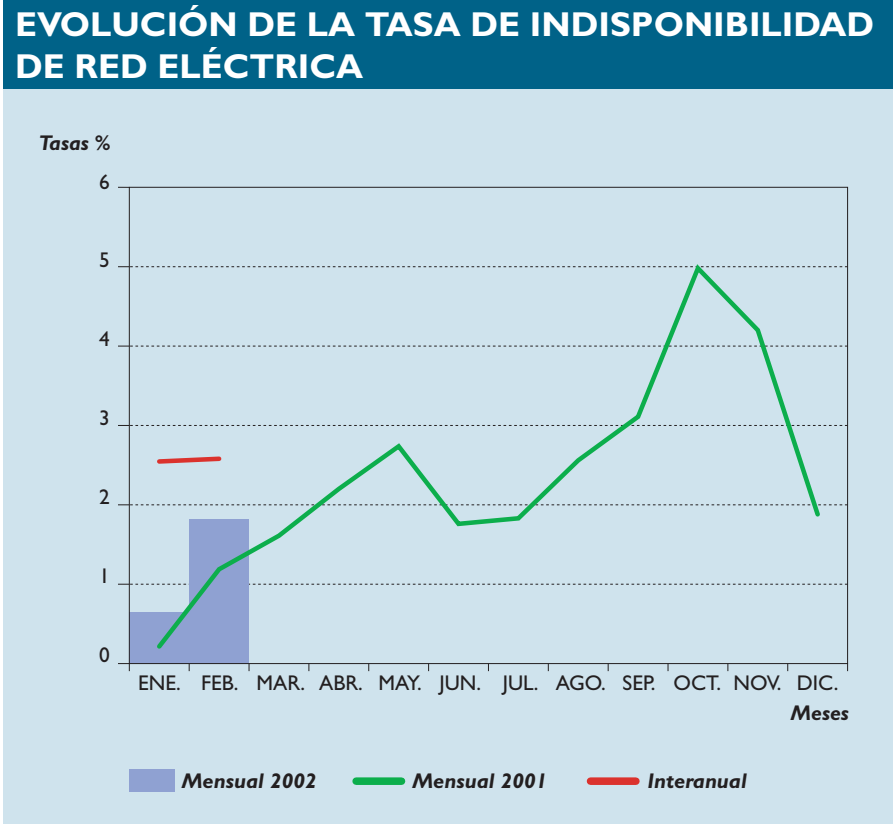
	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.530	790	2.320
Barras	72	58	130
TOTAL	1.602	848	2.450

CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Peñalba, posición Aragón 2, por proximidad a trabajos de obra civil en la cubierta de la caseta.
- Subestación de 400 kV Pinar del Rey, barras 2, instalación de trapecios y ajuste de pantógrafos de la calle 1.
- Subestación de 400 kV San Sebastián de los Reyes, posición Loeches, para reparar el compresor del mando neumático del interruptor.

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





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	0,985	0,616
Indisponibilidades Fortuitas	0,372	0,091
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	1,357	0,707
Por Otras Causas	0,464	1,874
TOTAL	1,822	2,581

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

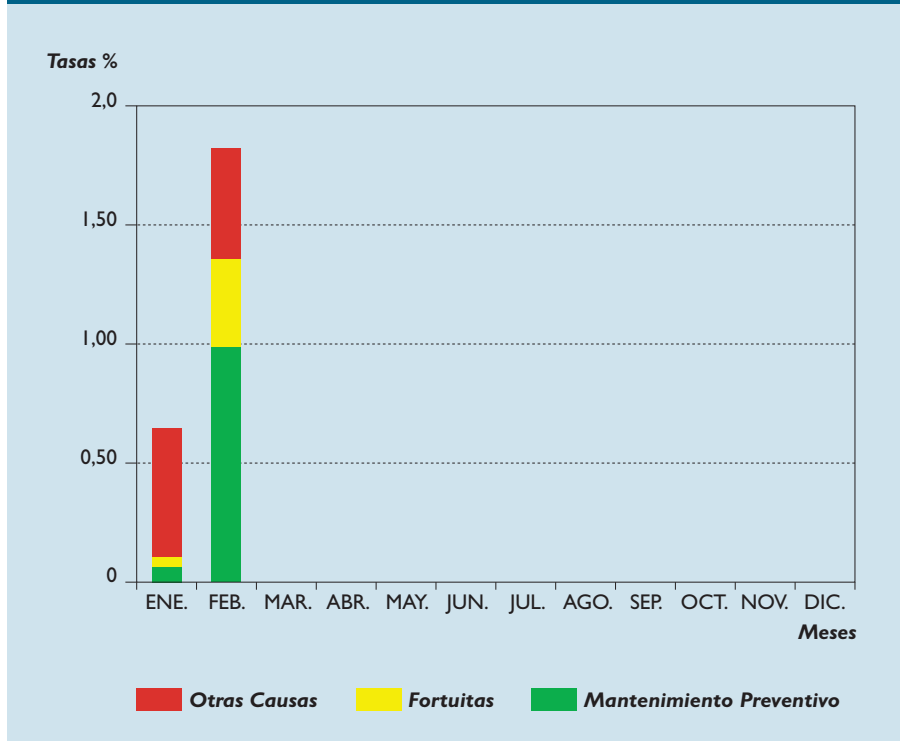
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	28
	220 kV	2	9	47
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	5	4

Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	1	14	13
	220 kV	4	26	28
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	9	0

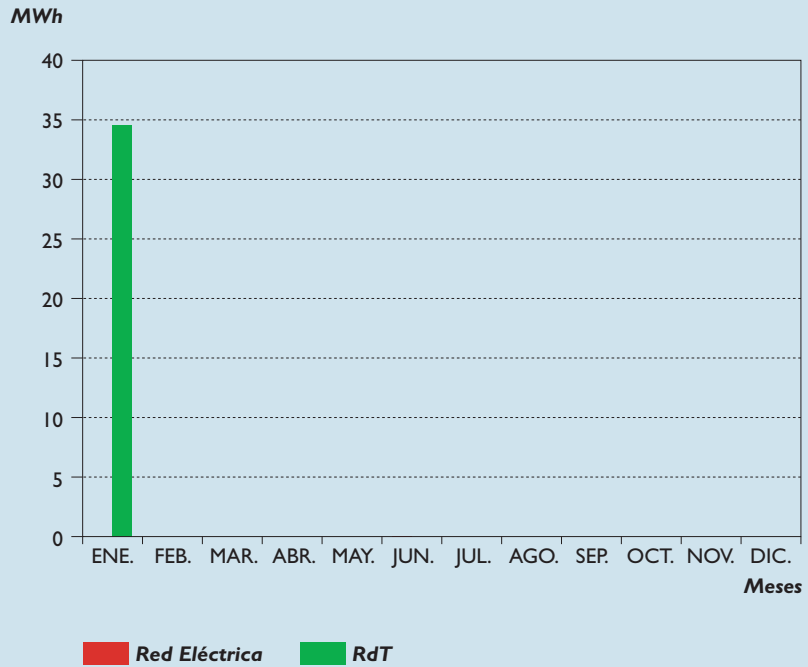
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de febrero no se ha registrado ningún corte de mercado en la red de transporte.

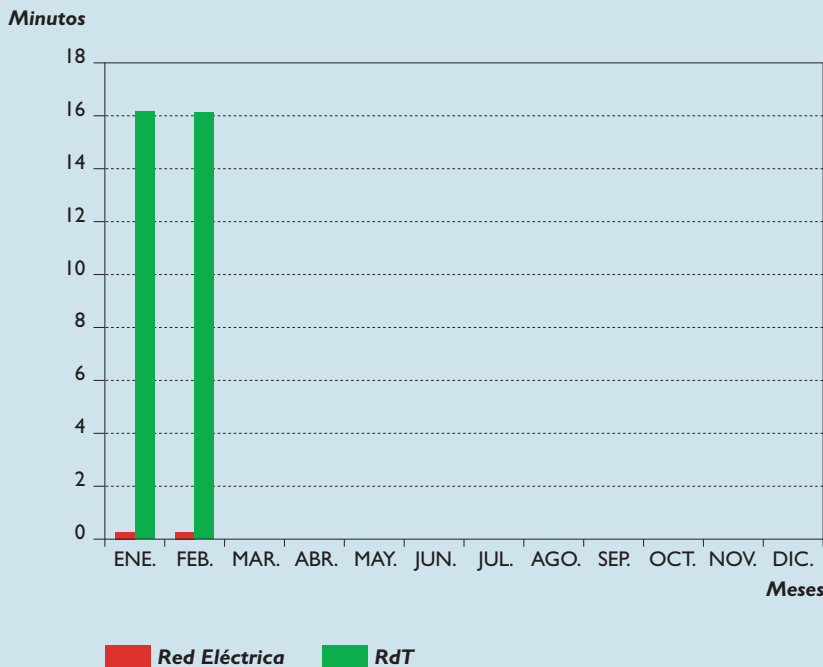
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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



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 16,116 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.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es