

# Informe Mensual

FEBRERO 2001



**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: 09-03-2001. 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 2001

- La demanda de energía eléctrica en el mes de febrero alcanzó los 16.217 GWh, con un crecimiento del 3,4% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 3,3%.
- Febrero ha sido el cuarto mes consecutivo muy húmedo, registrándose un índice de energía producible del 1,20 del año medio.
- Las reservas de los embalses de régimen anual finalizaron el mes al 72,4% de su capacidad. Este es el séptimo valor registrado más alto desde 1965.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2001		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	5.566	248,2	11.756	183,5	35.452	39,7
<b>NUCLEAR</b>	4.982	-6,7	10.704	-2,9	61.887	2,8
<b>Hulla + Antracita</b>	1.669	-53,7	3.608	-50,6	35.758	-7,5
<b>Lignito Pardo</b>	933	-7,6	1.954	-12,2	13.990	1,1
<b>Lignito Negro</b>	112	-86,2	378	-78,0	7.717	4,0
<b>Carbón Importación</b>	892	-28,3	1.742	-28,7	12.902	0,0
<b>TOTAL CARBÓN</b>	3.605	-45,9	7.683	-43,9	70.368	-3,4
<b>Gas Natural</b>	200	-34,5	402	-42,0	4.090	34,0
<b>Fuel-Oil</b>	258	13,1	603	-41,2	5.447	8,9
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	14.611	3,3	31.148	1,9	177.244	6,5
<b>Consumos Producción</b>	479	-25,2	1.030	-22,9	7.521	3,3
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	14.132	4,7	30.118	3,0	169.724	6,6
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	2.370	13,7	4.907	12,4	27.069	9,4
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	16.502	5,9	35.024	4,2	196.792	7,0
<b>Consumos en Bombeo</b>	302	-3,4	842	23,5	5.067	43,0
<b>Saldo Físico I. Internacionales</b>	17	-95,8	-30	-105,0	3.798	-33,4
<b>DEMANDA</b>	16.217	3,4	34.152	1,8	195.523	5,1

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
	<b>2000</b>										<b>2001</b>		
Hidroeléctrica	1.567	2.195	3.345	2.269	1.745	1.752	1.883	1.789	2.487	4.666	6.190	5.566	35.454
Térmica Nuclear	5.177	4.667	5.099	5.470	5.611	5.243	4.222	4.617	5.288	5.788	5.723	4.982	61.887
Térmica Convencional	8.024	6.516	5.386	6.945	7.872	7.420	8.598	7.954	7.400	5.104	4.624	4.063	79.906
PRODUCCION BRUTA	14.768	13.378	13.830	14.684	15.227	14.414	14.703	14.360	15.175	15.558	16.537	14.611	177.247
Consumos Producción	686	578	578	650	721	680	682	661	677	576	551	479	7.519
PRODUCCION NETA	14.082	12.800	13.252	14.034	14.506	13.734	14.021	13.699	14.498	14.982	15.986	14.132	169.728
Adquirida Autoprod.	2.221	2.392	2.238	2.204	2.122	1.922	1.848	2.104	2.356	2.753	2.537	2.370	27.067
PROD. TOTAL NETA	16.303	15.192	15.490	16.238	16.628	15.656	15.869	15.803	16.853	17.735	18.523	16.502	196.795
Consumos en Bombeo	345	514	618	330	323	246	257	363	451	776	540	302	5.065
Saldo Internacional	422	519	684	174	259	209	341	444	516	261	-48	17	3.798
DEMANDA	16.380	15.197	15.556	16.082	16.564	15.618	15.953	15.884	16.918	17.220	17.935	16.217	195.528
Δ% Mensual	6,3	8,3	6,3	6,8	1,9	6,6	6,4	6,3	4,1	1,3	0,6	3,4	-
Δ% 365 días	6,2	6,7	6,6	6,6	6,3	6,2	6,2	6,5	5,9	5,5	4,3	5,0	5,0

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh NOVIEMBRE 2000													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	159	1.669	2.455	6.791	262	5.453	86	-	2.992	1.028	3.191	24.086	
Térmica Nuclear	4.159	13.988	5.056	34.584	--	--	--	327	--	--	2.297	60.411	
Térmica Convencional	2.644	28.109	9.334	3.433	3.322	16.615	26	4.192	1.323	2.315	245	71.558	
PROD.TOTAL NETA (1)	6.962	43.766	16.845	44.808	3.584	22.068	112	4.519	4.315	3.343	5.733	156.055	
Saldo Internacional	384	-474	516	-6.168	-45	4.170	505	1.788	178	69	-485	438	
Consumos en Bombeo	146	567	452	675	74	801	92	--	181	66	122	3.176	
DEMANDA (2)													
Mensual	7.200	42.725	16.909	37.965	3.465	25.437	525	6.307	4.312	3.346	5.126	153.317	
Δ%	-0,5	-2,1	4,0	-0,1	3,4	3,4	3,8	4,8	-1,5	7,7	0,4	0,7	
Año Móvil	82.190	488.622	193.674	425.914	44.421	298.352	5.802	71.731	49.378	37.941	56.576	1.754.601	
Δ%	3,1	2,0	5,7	2,5	6,8	4,9	2,9	1,2	3,8	6,4	3,1	3,3	
1.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P					B: Bélgica			GR: Grecia			A: Austria		
2.- Representatividad por comparación con los valores globales del país (%)					D: Alemania			I: Italia			P: Portugal		
					E: España			L: Luxemburgo			CH: Suiza		
					F: Francia			NL: Holanda					

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 5.695 MW y 11.044 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 1.580 MW y máximo de 8.557 MW; el fuel-gas tuvo un máximo de 2.872 MW; las importaciones alcanzaron un máximo 1.250 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.789 MW y los 4.381 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.117 MW.

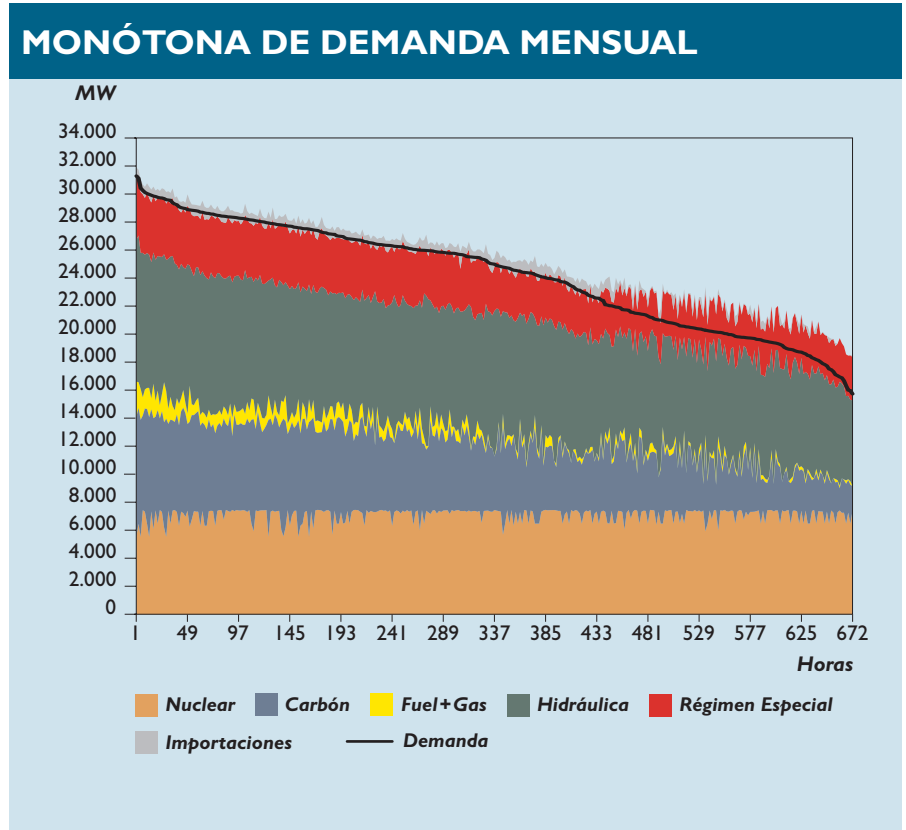


GRÁFICO 1

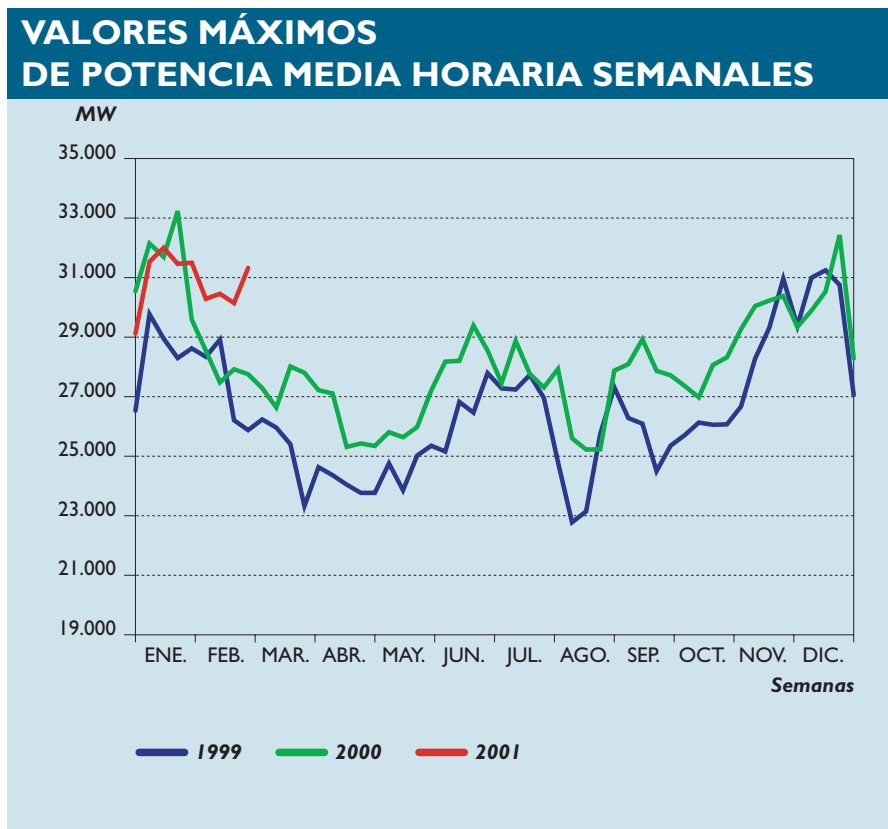


GRÁFICO 2

Las puntas máximas semanales fueron superiores a las del año anterior en todas las semanas del mes.

El valor máximo de potencia media horaria se registró en la última semana del mes con 31.323 MW, valor superior en un 5,9% al máximo registrado en febrero del año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 3,4%. En febrero, las temperaturas fueron más frías que las del año anterior, aportando 3,6 puntos al crecimiento de la demanda.

La laboralidad restó 3,5% debido a que 2000 tuvo un día más por ser bisiesto.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	16.217	3,4
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-3,5
Efecto Temperatura (3)		3,6
Efecto Act. Económica y Otros		3,3
<b>Acumulado Año</b>	<b>Energía GWh</b>	<b>% (2)</b>
Demanda Total	34.152	1,8
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,5
Efecto Temperatura (3)		-1,9
Efecto Act. Económica y Otros		4,2

(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 (1)

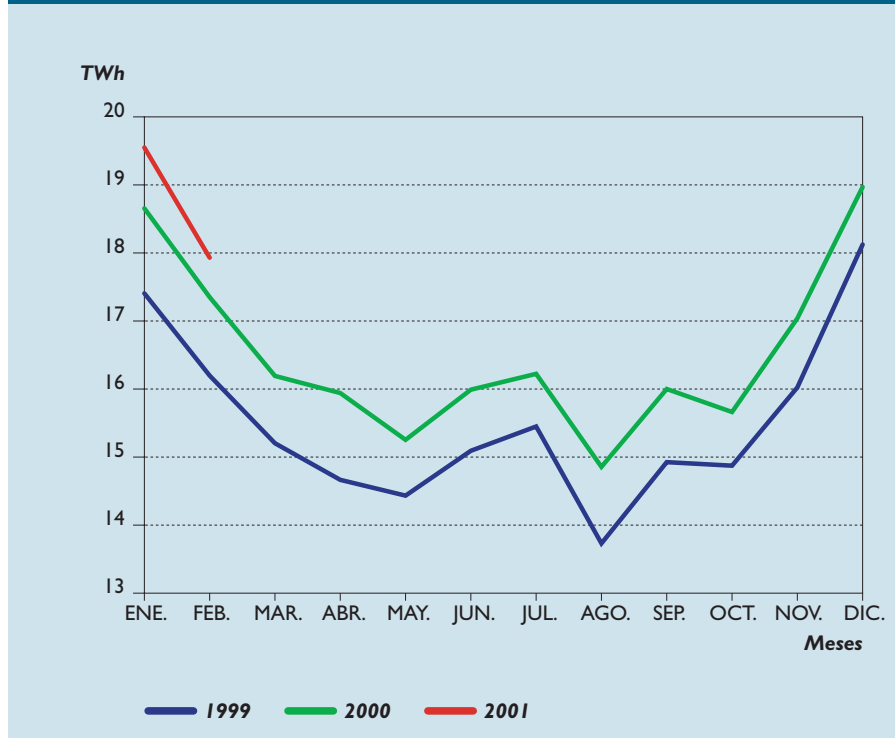


GRÁFICO 3

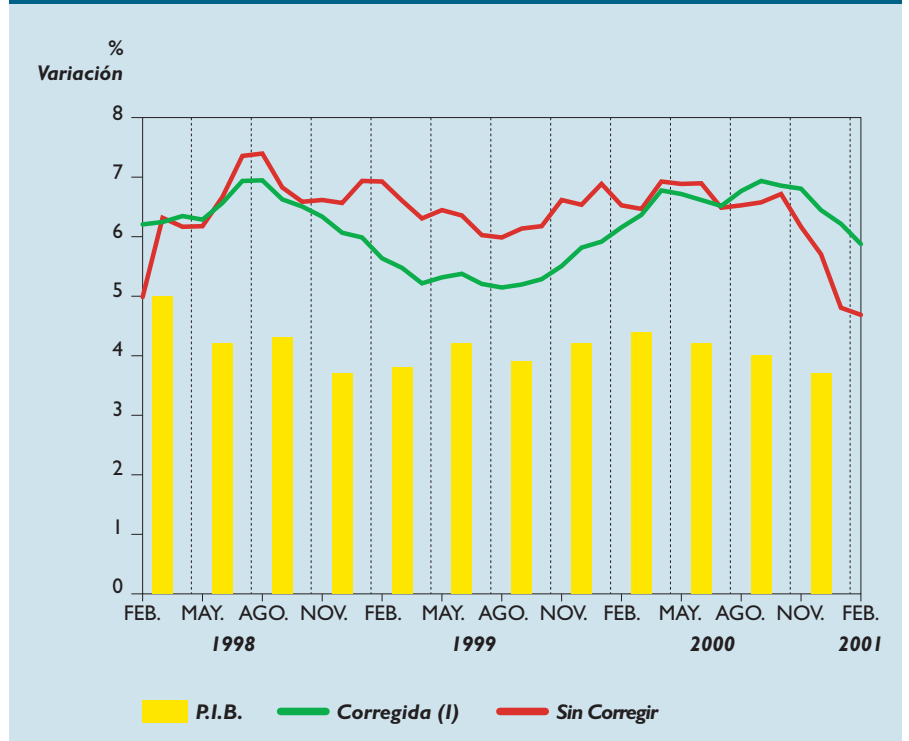
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,3%, valor inferior en casi 4 puntos al crecimiento realizado en febrero anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,7%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 5,9% en el mismo período.

### 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 EN FEBRERO

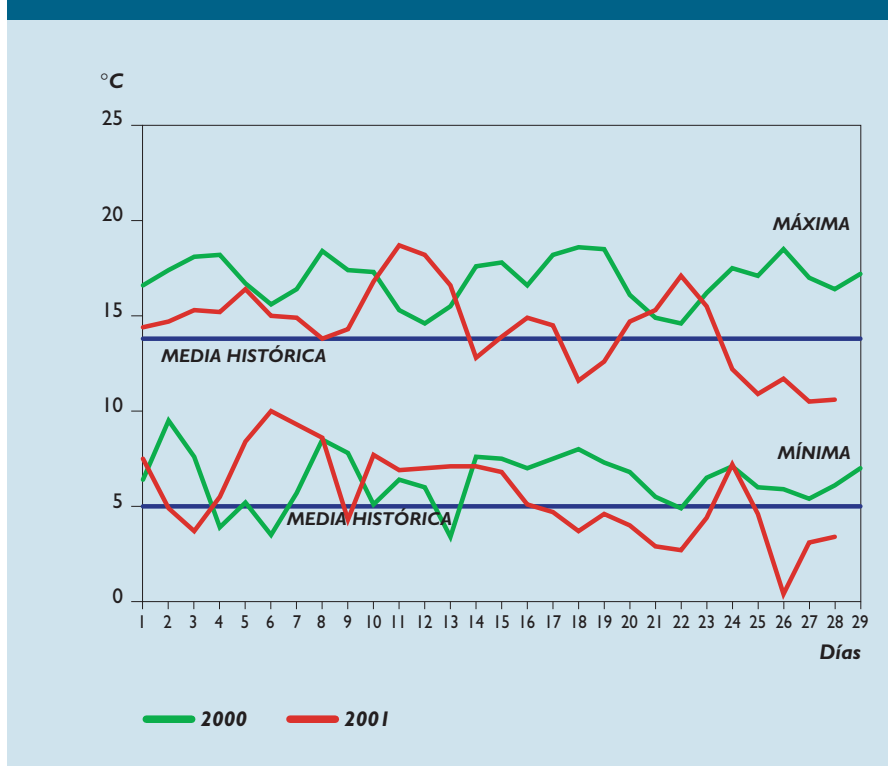


GRÁFICO 5

En el mes, la temperatura media fue superior al valor característico del mes, e inferior a la del año anterior. La temperatura media diaria fue de 10.0 °C; 1,6 °C menos que en 2000.

Tanto las máximas como las mínimas en el conjunto del mes fueron inferiores a las del año anterior, aunque superiores a sus correspondientes valores característicos para este mes. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 14,4 °C; 2,5 °C menos que el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 5,6 °C; 0,8 grados menos que en 2000.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 176 GWh, superior a los 146 GWh correspondientes a la hidráulicidad diaria característica del mes.

Los primeros 20 días del mes fueron húmedos, registrándose producibles diarios muy superiores al valor característico, mientras que los últimos días del mes fueron secos. Se registró un producible diario mínimo de 91 GWh el día 27, y un máximo de 458 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 más favorables.

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

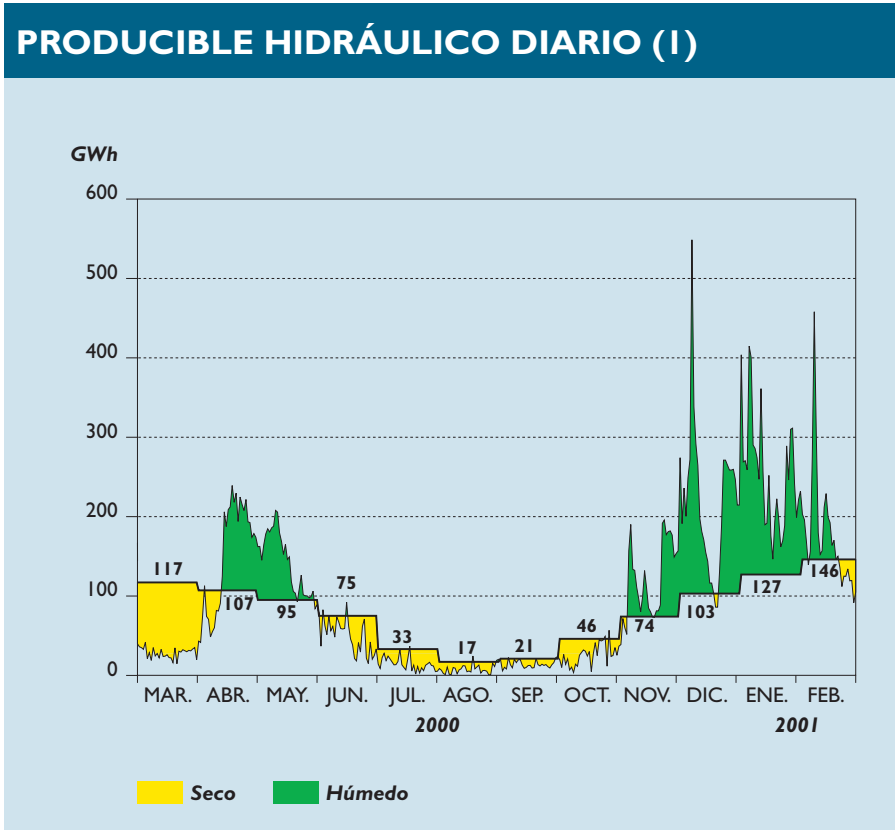


GRÁFICO 6

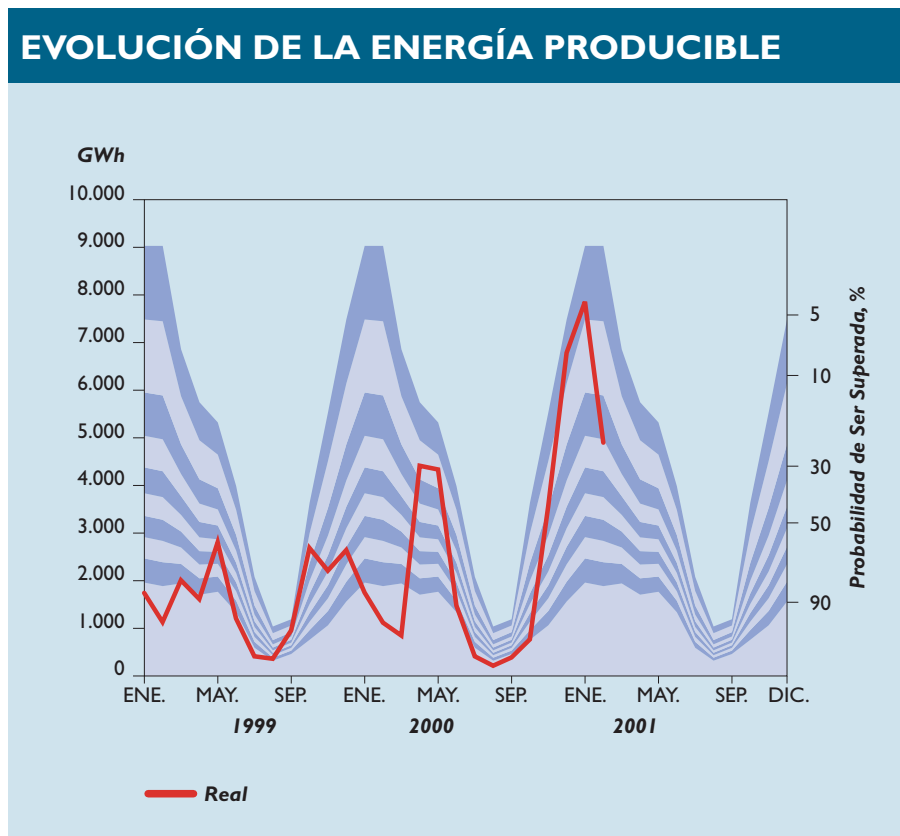


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,20 del año medio, con una probabilidad de ser superado del 30%.

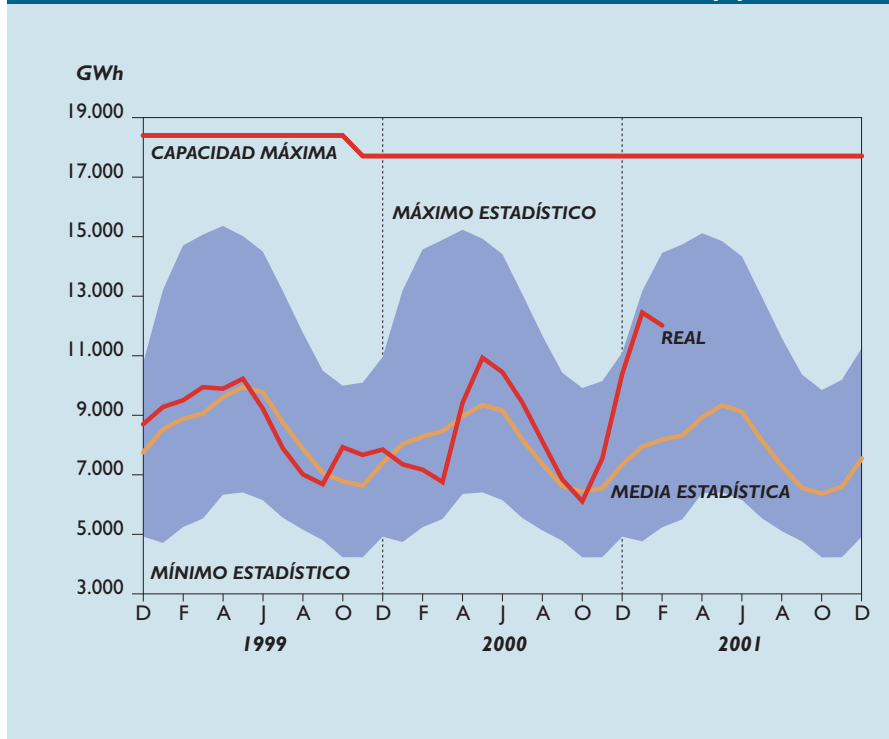
En los dos primeros meses del año, el índice de producible hidráulico acumulado es del 1,59, con una probabilidad de ser superado del 14%.

(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 67,1% de su capacidad, superior en 26,6 puntos respecto al valor registrado el año anterior. Este es el octavo valor registrado más alto desde 1965.

### 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

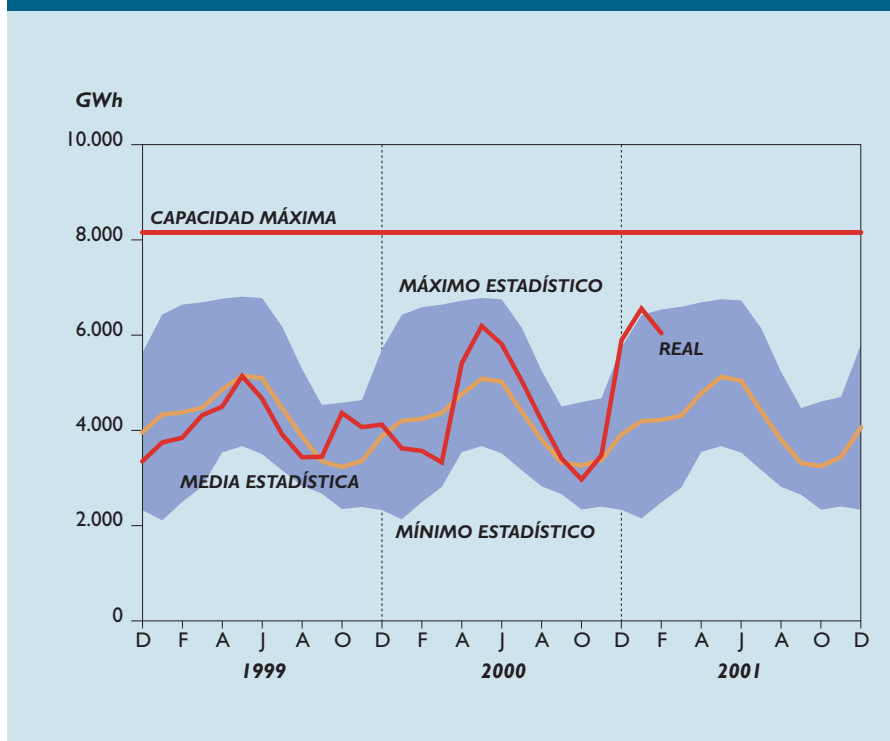


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 72,4; 6,2 puntos menos que en el mes de enero de 2001.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 62,6% de su capacidad, superior en 0,9 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

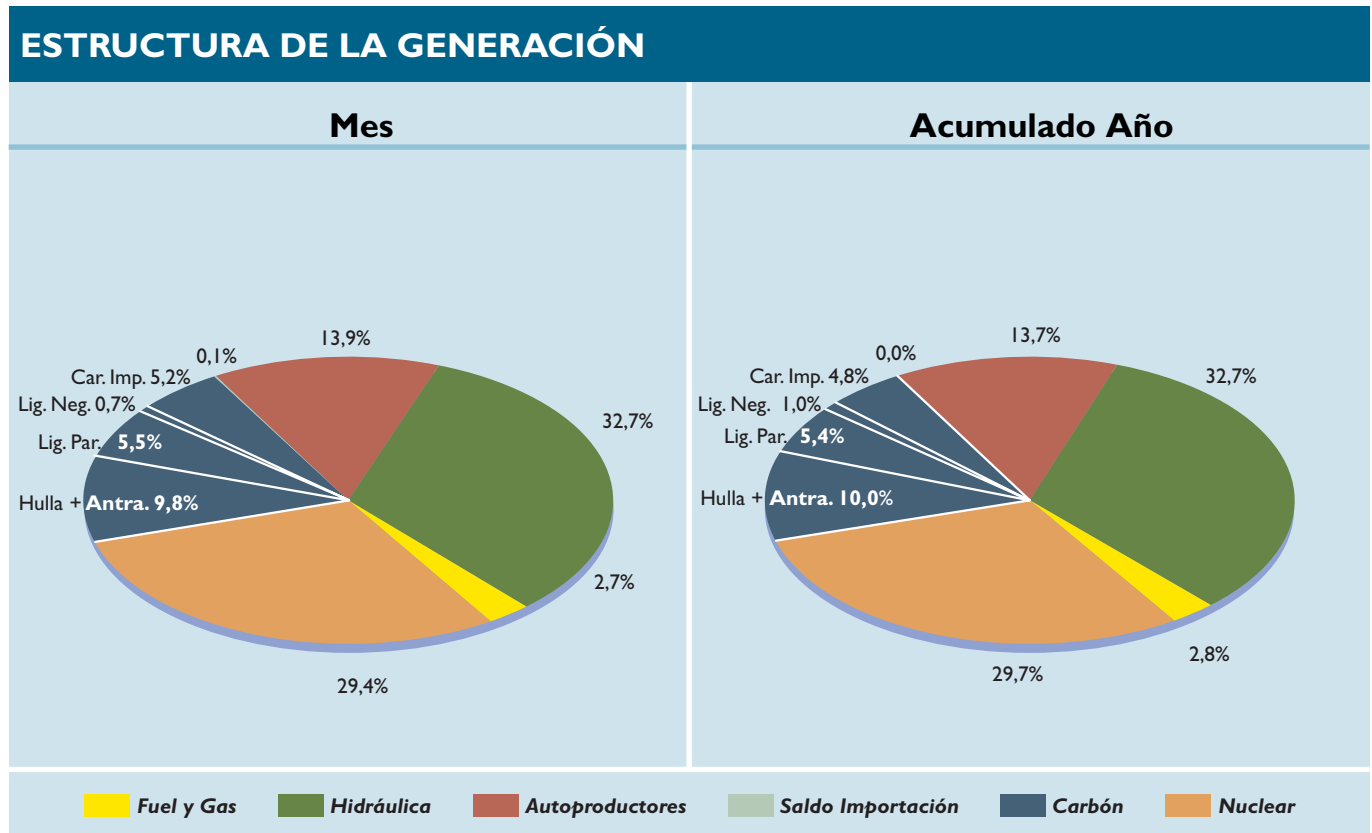


GRÁFICO 10

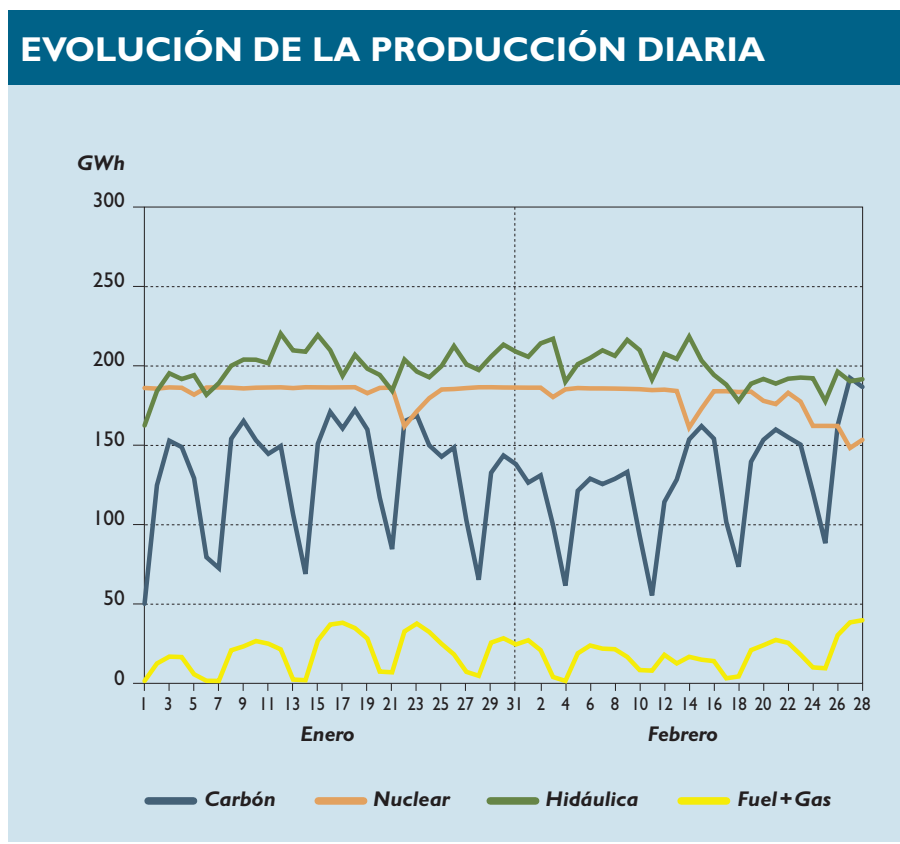


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 193 GWh y un mínimo de 114 GWh; la hidráulica entre 219 GWh y 189 GWh; y la realizada con fuel - gas tuvo un máximo de 38 GWh y un mínimo de 11 GWh.

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



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	Febrero			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,97	0,02	0,01	0,98	0,01	0,01
Hulla + Antracita	0,97	0,02	0,01	0,98	0,01	0,01
Lignito Pardo	1,00	0,00	0,00	0,99	0,00	0,01
Lignito Negro	1,00	0,00	0,00	0,99	0,00	0,01
Carbón Importación	1,00	0,00	0,00	0,98	0,00	0,02
TOTAL CARBÓN	0,99	0,01	0,00	0,98	0,01	0,01
FUEL + GAS	0,90	0,00	0,10	0,89	0,00	0,11

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

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

### INCIDENTES

El día 14 a las 6:50 horas desacopló la C.N. Vandellós por avería en bombas de refrigeración del reactor, normalizando a las 17:03 horas.

El día 20 a las 20:04 horas desacopló la C.N. Cofrentes por fuga en sistema hidráulico de turbina, normalizando a las 22:35 horas.

El día 23 se ocasiona un cero de tensión en los parques de Cáceres y Torrejón 220 kV, al desconectar simultáneamente las líneas a 220 kV Oriol-Cáceres, Cáceres-Torrejón y Torrejón-E. Almaraz, por tormenta en la zona. Se pierde la generación de los 4 grupos de C.H. Torrejón, con un total de 70 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados es importador por 5 GWh.

Por Francia, EDF IBERDROLA y ENBW, vendieron al mercado por un total de 23 GWh. IBERDROLA, EDF, ENRON, ENDESA, ENBW, UNIÓN FENOSA y ELECTRABEL realizaron operaciones de compra por un total de 109,2 GWh. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 75,3%. A estas operaciones, se añaden las exportaciones realizadas por IBERDROLA mediante contratos bilaterales por 14 GWh.

Por Portugal, REN realizó operaciones de venta y compra por 46 y 7 GWh. ENDESA ENERGÍA, IBERDROLA e HIDROCANÁBRICO ENERGÍA exportaron 29 GWh. A estas transacciones, se añaden las operaciones mediante contratos bilaterales físicos de importación, efectuadas por HIDROCANÁBRICO, por un total de 21 GWh y de exportación realizadas por IBERDROLA e HIDROCANÁBRICO por 4,1 GWh.

Con Marruecos, ONE, ENDESA, IBERDROLA y UEF exportaron 69 GWh. Y por la ejecución de contratos bilaterales IBERDROLA y UEF exportaron 48 GWh. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 72%. Este mes IBERDROLA y UNION FENOSA realizaron operaciones de importación por 1,4 GWh.

Con Andorra, ENDESA ENERGÍA exportó 39 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

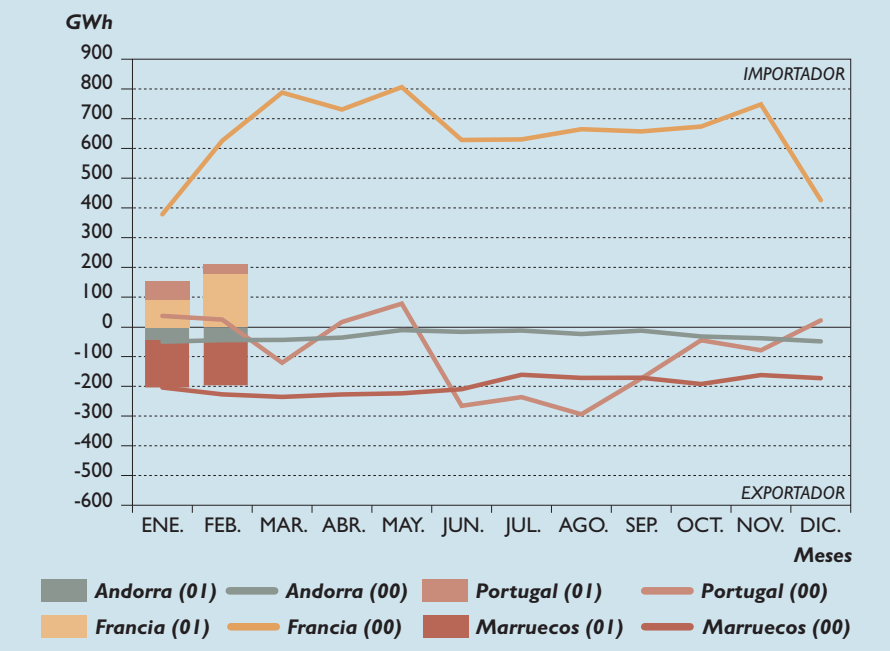


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	39,7	0,0	-39,7
España-Francia	159,9	337,0	177,1
España-Portugal	201,7	237,3	35,6
España-Marruecos	155,7	0,1	-155,6
<b>TOTAL</b>	<b>557,0</b>	<b>574,4</b>	<b>17,4</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)		Energía (3)	
		S/1998	Renovable	No Renov.	
Ene.	14,15	11,32	43,75	56,25	
Feb.	14,61	13,72	43,04	56,96	
Mar.					
Abr.					
May.					
Jun.					
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
<b>ACUM.</b>	<b>14,37</b>	<b>12,47</b>	<b>43,41</b>	<b>56,59</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.

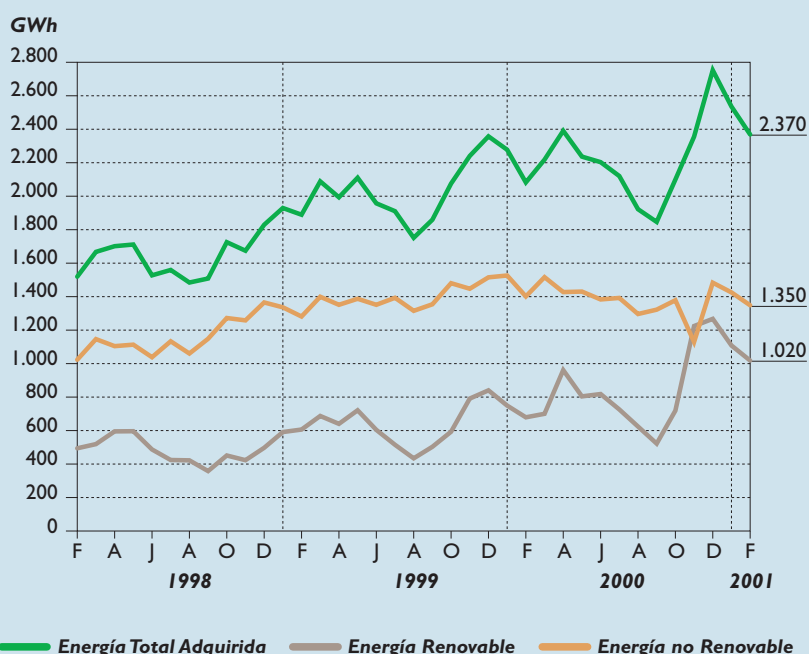


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,522 PTA/kWh y mínimo de 2,283 PTA/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre las 1,327 PTA/kWh y las 0,000 PTA/kWh.

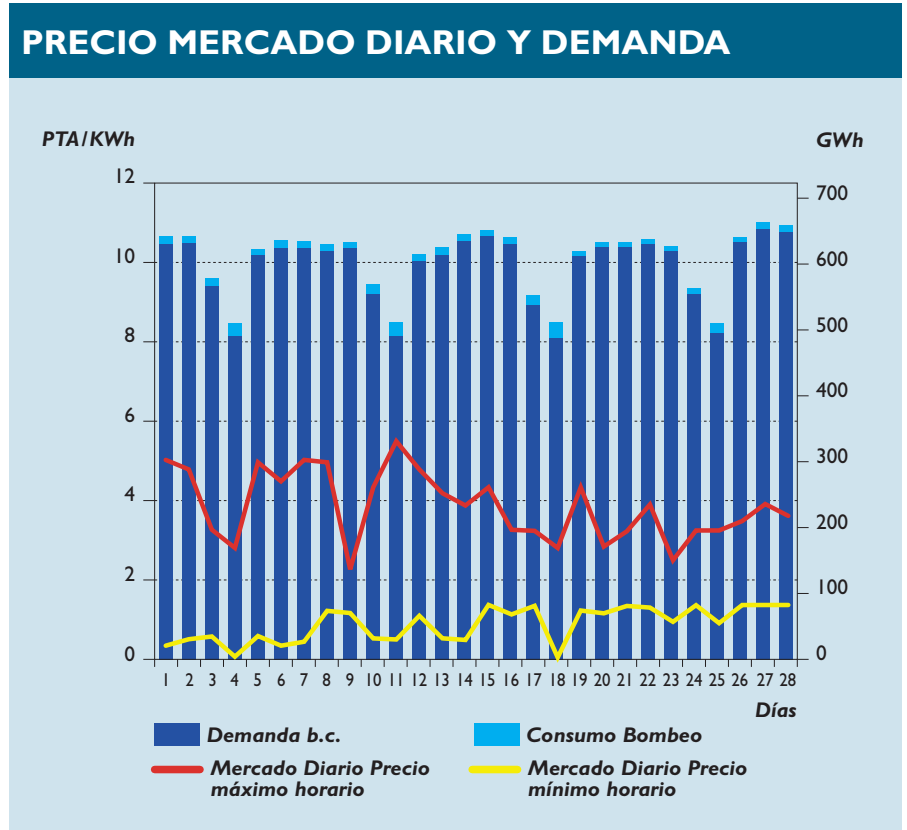


GRÁFICO 14

## 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>14.210</b>	<b>83,5</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>9.528</b>	<b>56,0</b>
- Producción Interior	13.895		- Mercado Diario	9.494	
- Importación	314		- Mercados Intradiarios	35	
Francia	284		<b>Comercializadoras</b>	<b>4.502</b>	<b>26,5</b>
Portugal	30		- Mercado Diario	4.265	
Bélgica	0		- Mercado Intradiarios	237	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>426</b>	<b>2,5</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	384		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>345</b>	<b>2,0</b>
- Importación	42		<b>Exportación</b>	<b>301</b>	<b>1,8</b>
Francia	24		- Portugal	35	
Portugal	18		- Marruecos	114	
Bélgica	0		- Andorra	40	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-18</b>	<b>-0,1</b>	- Francia	111	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>-59</b>	<b>-0,3</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-119</b>	<b>-0,7</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>14.558</b>	<b>85,6</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>14.558</b>	<b>85,6</b>
Contratos Bilaterales (2)	89	0,5	Contratos Bilaterales (2)	89	0,5
Energía programada en Régimen Especial	2.370	13,9	Energía adquirida al Régimen Especial	2.370	13,9
<b>TOTAL</b>	<b>17.017</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>17.017</b>	<b>100</b>

(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 2001

- Solamente una línea de 400 kV ha tenido una carga media superior al 60% 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>
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	14.903,0	16.757,2	123,5
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	611	1.438	9
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	105	432	-
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	20	-	36
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-	-
<b>Submarinos (2)</b>	Longitud (km)	13,2	-	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	10	-
<b>Subterráneos</b>	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
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	14.643,0	260,0
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	484	127
<b>Transformación</b>	Número	38	67
	MVA	19.613	26.374
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	19	1
	MVAr	2.850	150
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13,2	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-
<b>Subterráneos</b>	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
<b>Líneas</b>	Long. (km)	4.280,2	74,7	12.477	48,8
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	185	3	1.254	6
<b>Transformación</b>	Nº unidades	1	-	431	-
	MVA	63	-	43.444	-
<b>Reactancias</b>	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
<b>Cable</b>	Nº Circuitos	-	-	18	-
<b>Subterráneo</b>	Long. (km)	-	-	78,8	-

CUADRO 3



En 400 kV las líneas J.M. Oriol-Arañuelo y J.M. Oriol-Cedillo, en algún momento han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno. Únicamente la línea J.M. Oriol-Arañuelo ha superado una carga media superior al 60% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, la línea cuya carga media han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno ha sido: Andujar-Guadame.

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.

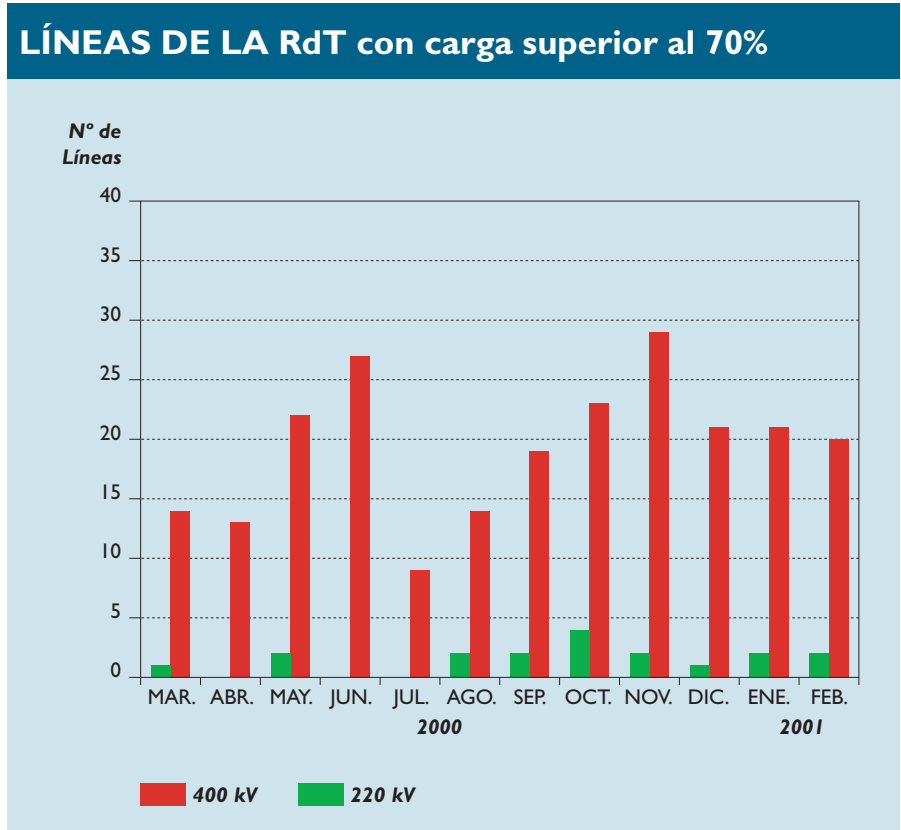


GRÁFICO 1

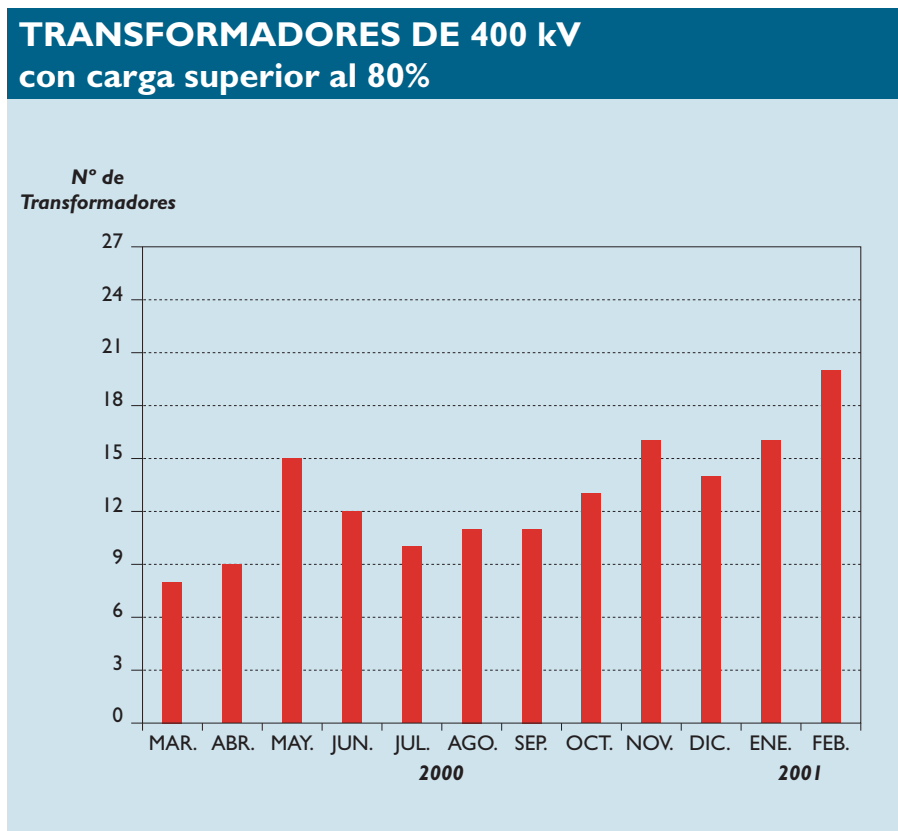


GRÁFICO 2

Este mes han sido nueve los transformadores que han superado una carga media del 70%: Guadame, autotransformador 1; Lancha, autotransformador 1; Begues, autotransformador 1; Eliana, autotransformador 5; S. S. de los Reyes, autotransformadores 1,2 y 3; Catadau, autotransformador 2; y Benejama, autotransformadores 1.

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.

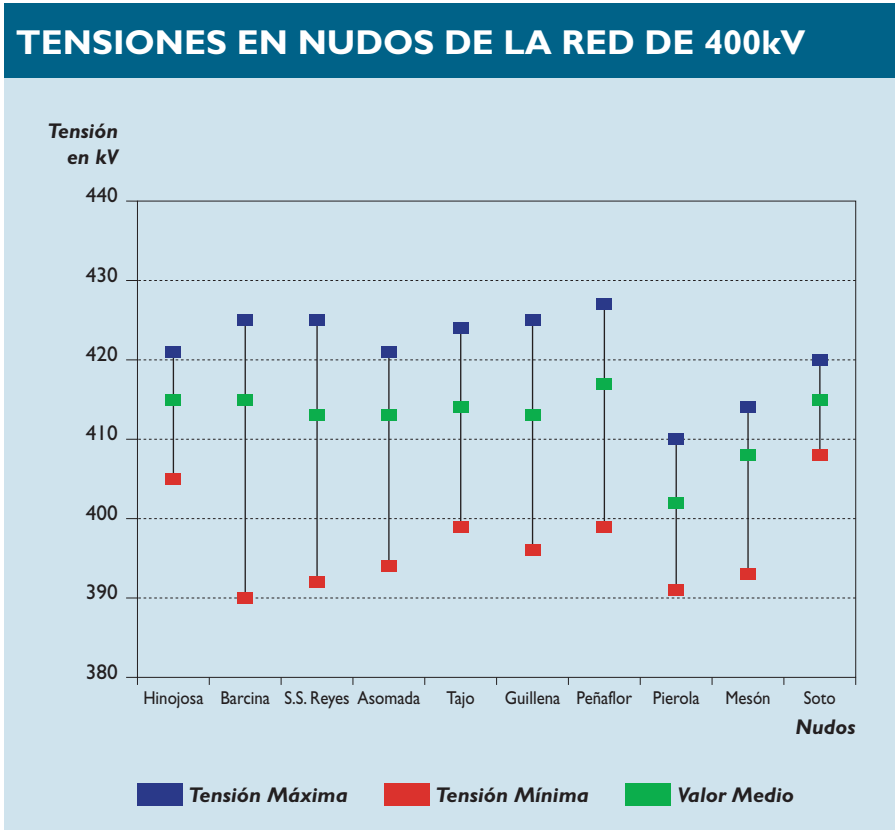
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



### 3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

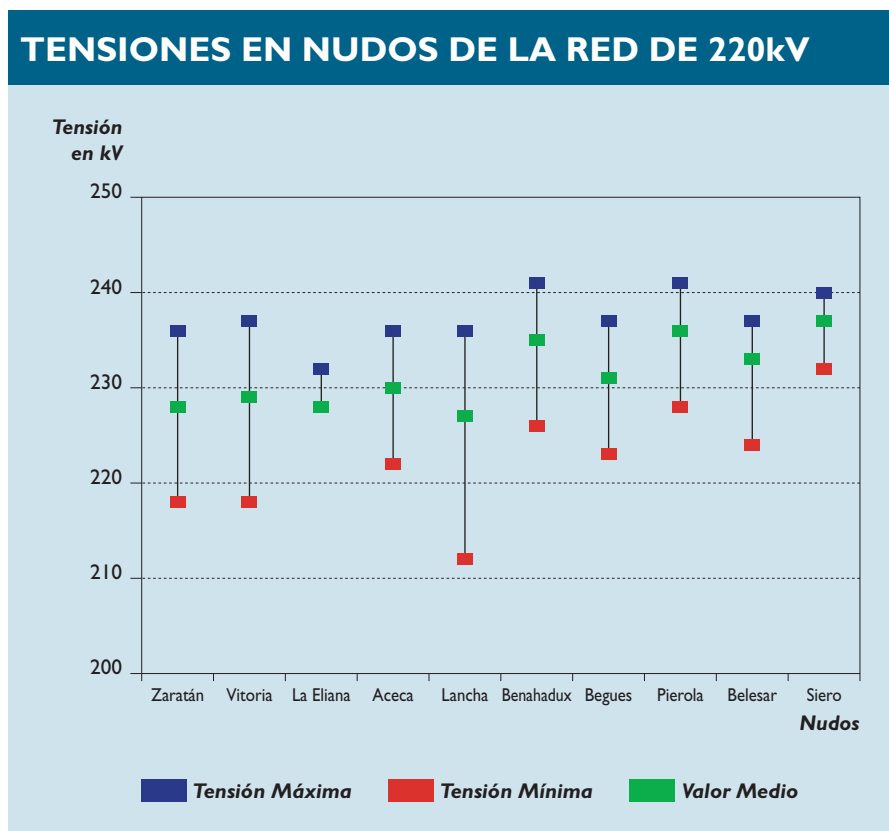
Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 435 kV de Pinilla; y los 378 kV de Azpeitia.

Cabe citar que en la subestación de Velilla, la tensión han sido superior a 430 kV durante 1 hora.



En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 400 kV.

GRÁFICO 3



En la red de 220 kV, en la subestación de Benahadoux se han superado los 240 kV durante más de 70 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 Catadau-Eliana, para colocar aislamiento de composite y realizar diversos trabajos de mantenimiento.
- Línea de 400 kV Almaraz-Villaviciosa I, para realizar trabajos de mantenimiento predictivo.
- Línea de 400 kV Morata-SS. de los Reyes, para retirar apoyos de emergencia de una depuradora y realizar trabajos de mantenimiento.
- Línea de 400 kV Aldeadávila-Hinojosa, sustitución de un cable de fibra óptica roto.
- Línea de 220 kV Arroyo del Valle-Venta Inés, para mantenimiento predictivo de la línea.
- Línea de 220 kV Nava-Picón, para mantenimiento predictivo 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.

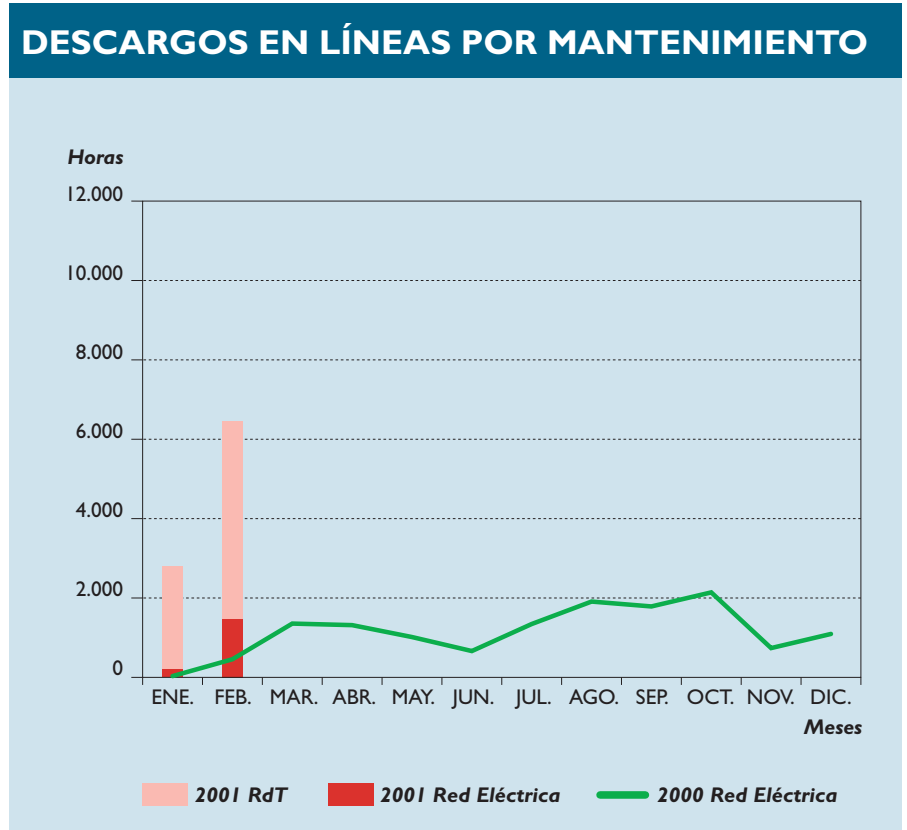


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

	Líneas				Transformadores			
	Por Mantenimiento		Otras Causas		Por Mantenimiento		Otras Causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
<b>400 kV</b>	7	513,5	5	142,6	0	0,0	0	0,0
<b>220 kV</b>	10	964,6	8	281,0	0	0	0	0,0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0,0	0	0,0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 220 kV Aldeadávila-Villarino 3, para tendido de cable de fibra óptica.
- Línea de 220 kV Saucelle-Pocinho, para trabajos de terceros en la línea y en las subestaciones.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Aragón, posición Escatrón, por necesidad de realizar trabajos de obra civil en la proximidad de la línea Aragón-Escatrón.
- Subestación de 400 kV Catadau, posición Eliana, para realizar revisión detallada de las cámaras del interruptor.
- Subestación de 400 kV Litoral, posición de Reactancia 2, para reparar una avería, en el mando hidráulico del interruptor.
- Subestación de 400 kV Morata, posiciones de SS. Reyes y Cofrentes, para sustituir los transformadores de intensidad.

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

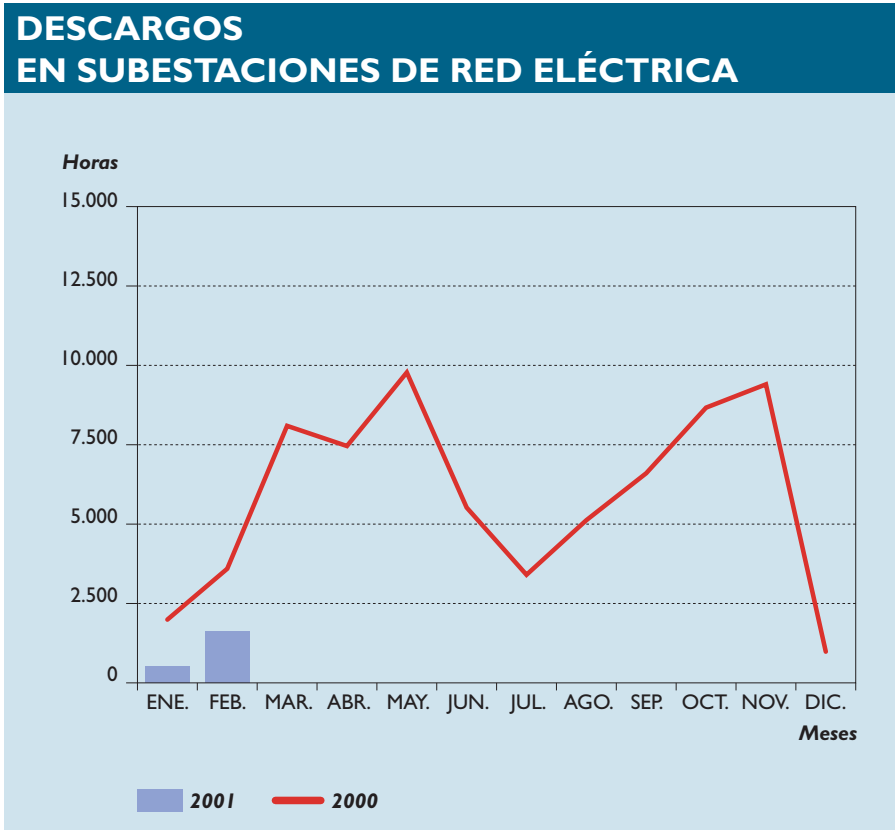


GRÁFICO 6

### DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	977	405	1.382
<b>Barras</b>	148	80	228
<b>TOTAL</b>	<b>1.125</b>	<b>485</b>	<b>1.610</b>

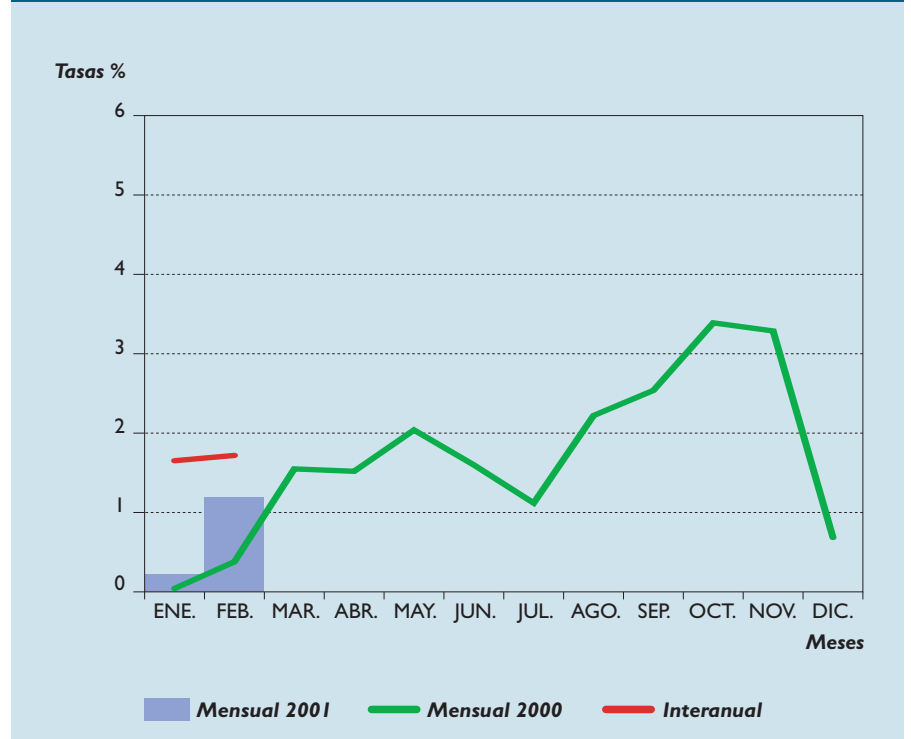
CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Peñafior, posición Transformador, para sustituir válvulas de purga de los calderines del interruptor.
- Subestación de 400 kV Trives, para realizar revisión de los seccionadores de barras principales 1 y 2.
- Subestación de 220 kV Cordobilla, posición Orcoyen, para realizar una revisión ordinaria de la posición.
- Subestación de 220 kV Aceca, posición Mora, para revisión ordinaria de la posición.

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	0,898	0,652
Indisponibilidades Fortuitas	0,033	0,066
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,931</b>	<b>0,718</b>
Por Otras Causas	0,257	1,002
<b>TOTAL</b>	<b>1,188</b>	<b>1,720</b>

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

**TASA TOTAL MENSUAL**

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

**TASA TOTAL INTERANUAL**

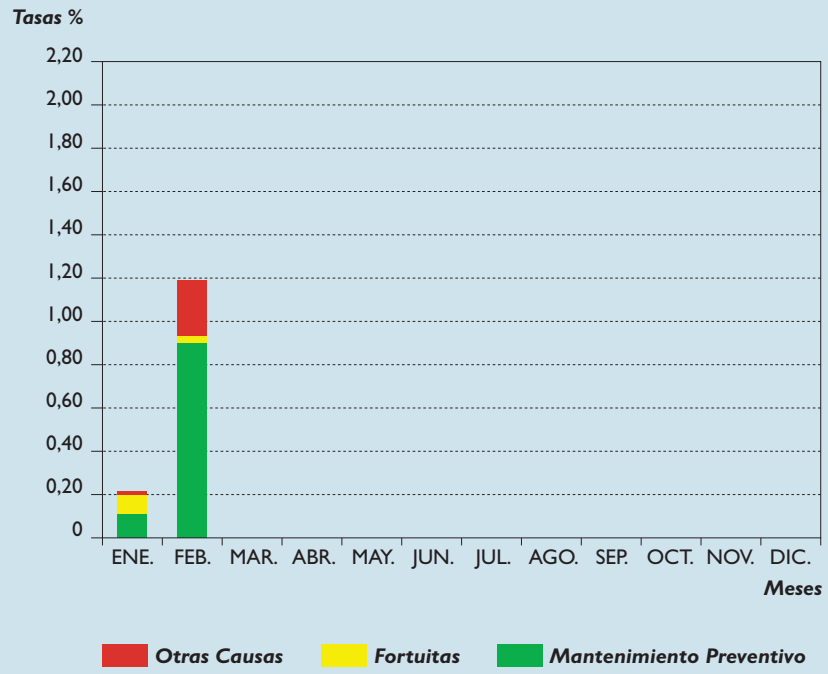
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	1	16
	220 kV	1	1	23
	< 220 kV	0	0	1
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	3

Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	1	2	14
	220 kV	1	14	10
	< de 220 kV	0	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	2	0

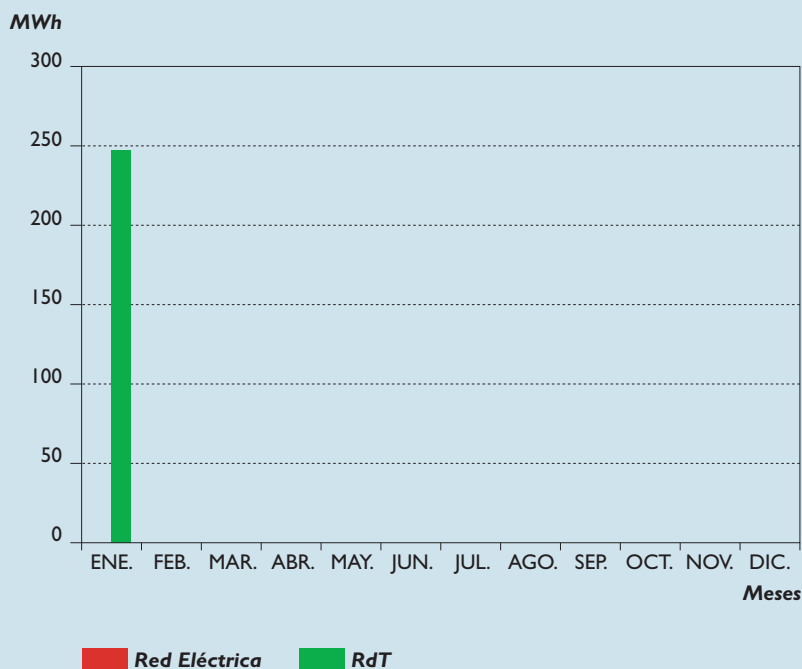
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de febrero no se ha registrado ningún corte de mercado, en instalaciones de la RdT.

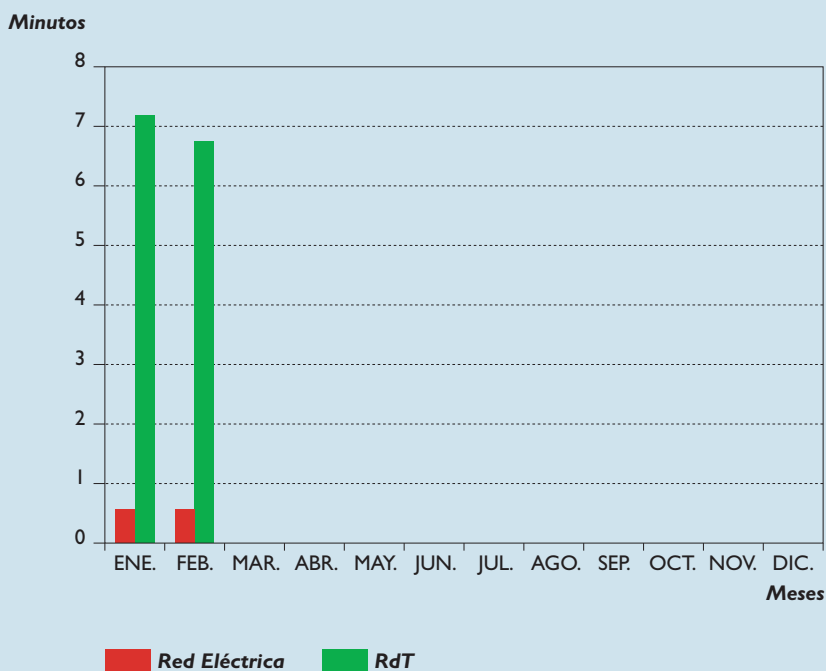
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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 REE de los últimos 12 meses ha sido de 0,561 minutos y el de la RdT fue de 6,752 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](http://www.ree.es)