

# Informe Mensual

ENERO 2002



**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: 18-02-2002. Datos provisionales

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



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Enero 2002

- La demanda de energía eléctrica en el mes de enero alcanzó los **19.413 GW**, con un crecimiento del **6,1%** respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un **6,4%**.
- El mes ha sido muy seco, con una energía producible hidráulica que representa el **31%** de la energía producible característica de este periodo. Este es el quinto valor más bajo registrado en un mes de enero desde 1920.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al **37,0%** de su capacidad total, este es el noveno valor más bajo registrado en un mes de diciembre desde 1965.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.560	-75,1	1.560	-75,1	34.708	10,2
<b>NUCLEAR</b>	5.746	0,2	5.746	0,2	63.720	2,7
<b>Hulla + Antracita</b>	3.922	100,8	3.922	100,8	36.641	-2,5
<b>Lignito Pardo</b>	1.367	33,9	1.367	33,9	14.586	4,0
<b>Lignito Negro</b>	883	230,8	883	230,8	7.082	-15,6
<b>Carbón Importación</b>	1.170	37,6	1.170	37,6	13.034	-1,3
<b>TOTAL CARBÓN</b>	7.342	79,5	7.342	79,5	71.342	-2,6
<b>Gas Natural</b>	896	550,8	896	550,8	6.178	50,0
<b>Fuel-Oil</b>	1.864	356,8	1.864	356,8	8.434	55,0
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	17.407	4,6	17.407	4,6	184.382	4,6
<b>Consumos Producción</b>	820	47,5	820	47,5	7.848	2,5
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	16.587	3,1	16.587	3,1	176.534	4,7
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	2.957	6,5	2.957	6,5	30.555	13,0
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	19.544	3,6	19.544	3,6	207.089	5,8
<b>Consumos en Bombeo</b>	662	22,8	662	22,8	4.254	-16,2
<b>Saldo Físico I. Internacionales</b>	531	-	531	-	4.027	-3,7
<b>DEMANDA</b>	19.413	6,1	19.413	6,1	206.862	6,2

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene02	T. Año Móvil
<b>2001</b>													
Hidroeléctrica	5.636	6.432	4.139	3.155	2.439	2.027	1.953	1.600	1.855	2.069	1.842	1.560	34.707
Térmica Nuclear	4.984	4.883	4.767	5.752	5.340	5.684	5.560	4.918	4.967	5.405	5.716	5.746	63.722
Térmica Convencional	4.061	4.050	4.199	5.518	7.408	8.200	7.904	8.343	8.322	8.216	9.632	10.101	85.954
PRODUCCION BRUTA	14.681	15.365	13.105	14.425	15.187	15.911	15.417	14.861	15.144	15.690	17.190	17.407	184.383
Consumos Producción	485	497	457	592	689	740	717	685	704	699	764	820	7.849
PRODUCCION NETA	14.196	14.868	12.648	13.833	14.498	15.171	14.700	14.176	14.440	14.991	16.426	16.587	176.534
Adquirida Autoprod.	2.583	2.846	2.636	2.494	2.340	2.345	2.048	2.359	2.429	2.546	2.691	2.957	30.274
PROD. TOTAL NETA	16.779	17.714	15.284	16.327	16.838	17.516	16.748	16.535	16.869	17.537	19.117	19.544	206.808
Consumos en Bombeo	307	387	201	215	259	303	292	369	364	336	560	662	4.255
Saldo Internacional	22	-84	447	579	505	431	282	283	140	403	490	531	4.029
DEMANDA	16.494	17.243	15.530	16.691	17.084	17.644	16.739	16.449	16.645	17.602	19.047	19.413	206.582
Δ % Mensual	5,1	5,3	2,2	7,2	6,2	6,5	7,1	2,8	4,3	4,0	11,2	6,1	-
Δ % 365 días	5,1	5,3	4,8	4,9	4,9	5,2	5,4	5,1	4,9	5,0	5,4	6,2	6,2

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh OCTUBRE 2001													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	132	1.647	2.189	4.875	165	3.888	85	-	2.813	746	2.985	19.525	
Térmica Nuclear	4.252	12.722	4.761	35.722	—	—	—	335	—	—	2.348	60.140	
Térmica Convencional	2.232	27.229	9.975	2.682	3.336	18.591	24	7.343	1.428	2.563	228	75.631	
PROD. TOTAL NETA I	6.616	41.598	16.925	43.279	3.501	22.479	109	7.678	4.241	3.309	5.561	155.296	
Saldo Internacional	495	727	139	-7.262	243	4.656	521	1.767	367	64	-630	1.087	
Consumos en Bombeo	135	480	365	697	99	794	99	—	169	45	128	3.011	
DEMANDA 2													
Mensual	6.976	41.845	16.699	35.320	3.645	26.341	531	9.445	4.439	3.328	4.803	153.372	
Δ %	-3,2	-1,4	5,1	-1,5	6,0	3,5	6,4	8,0	4,1	5,5	0,3	1,1	
Año Móvil	83.030	494.112	203.156	436.655	45.022	303.031	5.933	101.083	52.011	39.588	57.442	1.821.063	
Δ %	0,2	-0,2	4,7	1,9	1,6	2,1	2,6	3,7	2,8	5,3	1,6	1,8	
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 265 MW y 7.232 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.770 MW y máximo de 10.608 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 150 MW y un máximo de 5.029 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 550 MW y un máximo 1.287 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 3.090 MW y los 5.280 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.423 MW.

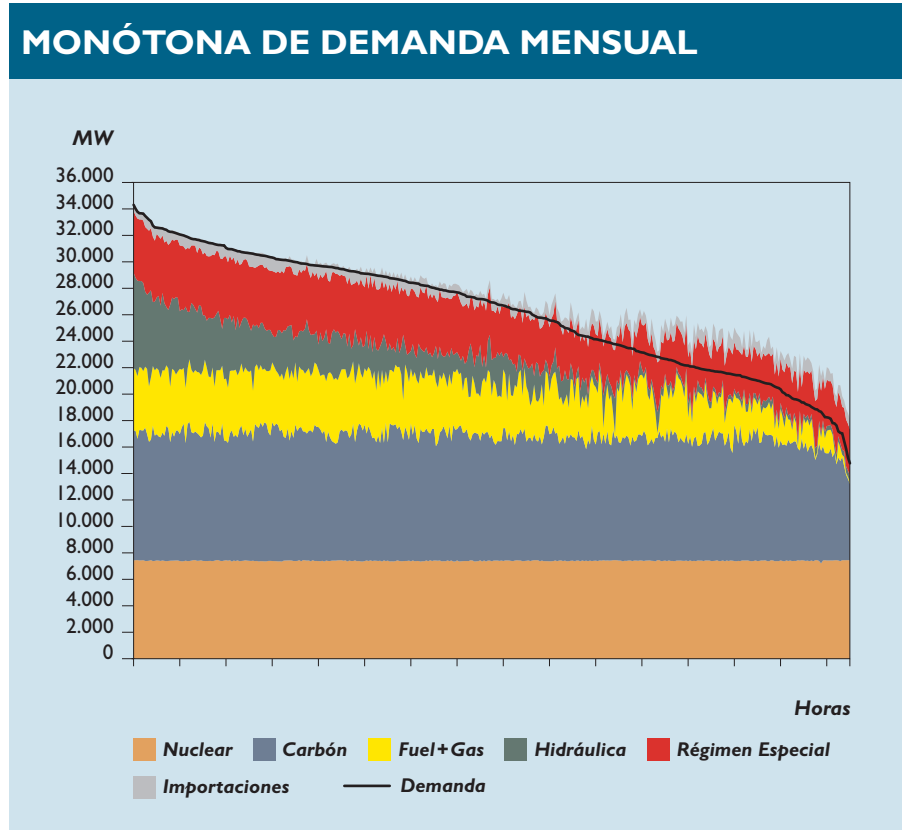


GRÁFICO 1

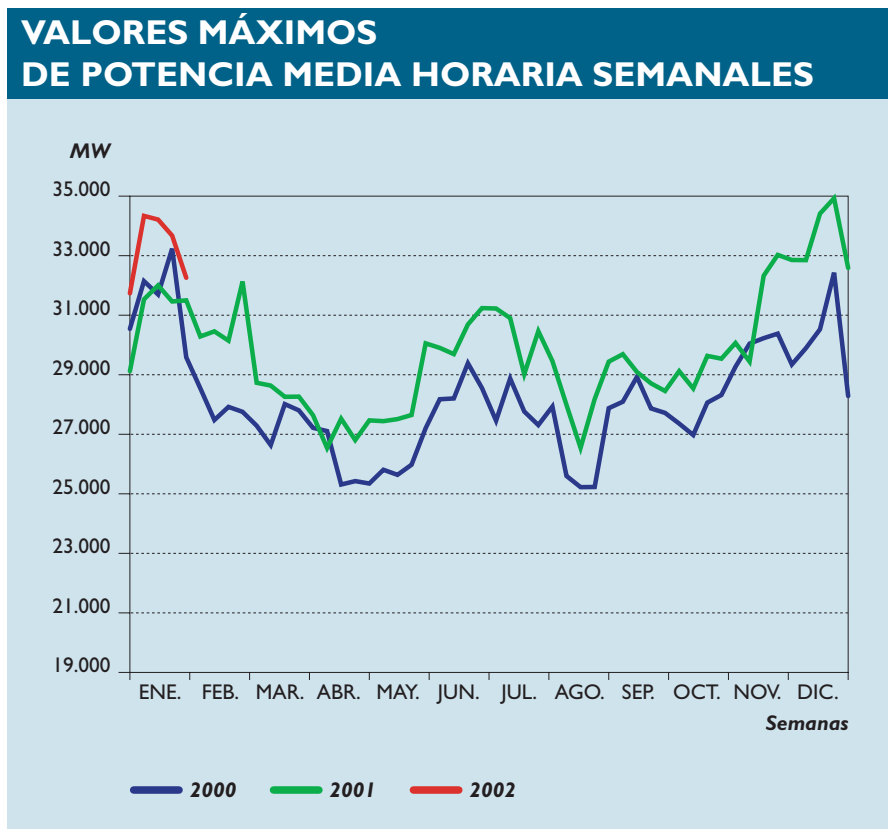


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 9 con 34.336 MW de 18 a 19 horas. Este valor es superior en 2.334 MW al máximo registrado en el mes de enero de 2001.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 6,1%. En enero, las temperaturas fueron ligeramente más frías que las del año anterior, aportando 0,3 puntos a la variación de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	19.413	6,1
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,6
Efecto Temperatura (3)		0,3
Efecto Act. Económica y Otros		6,4
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	19.413	6,1
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,6
Efecto Temperatura (3)		0,3
Efecto Act. Económica y Otros		6,4

(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)

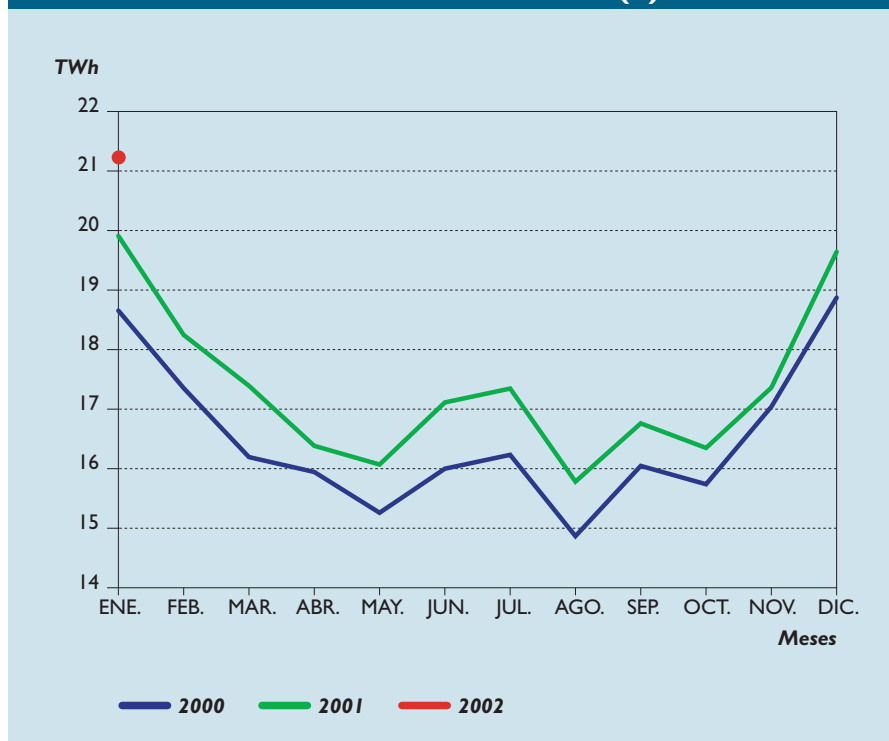


GRÁFICO 3

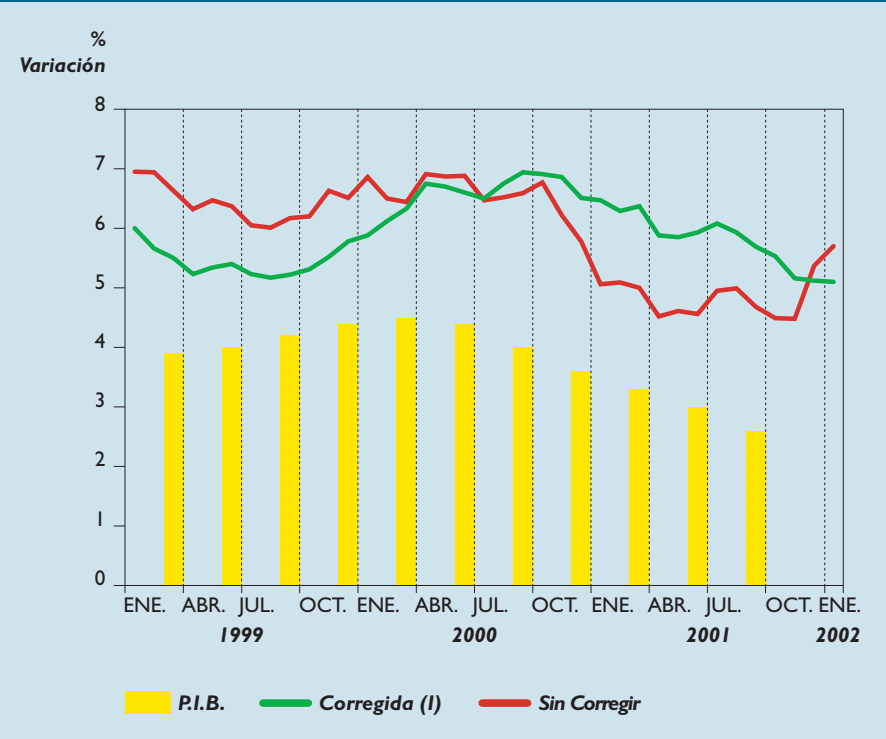
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 6,4%, inferior en 0,3 puntos al crecimiento experimentado en enero del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 5,7%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 5,1% en el mismo período, crecimiento similar al experimentado hasta el mes de diciembre de 2001.

### 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

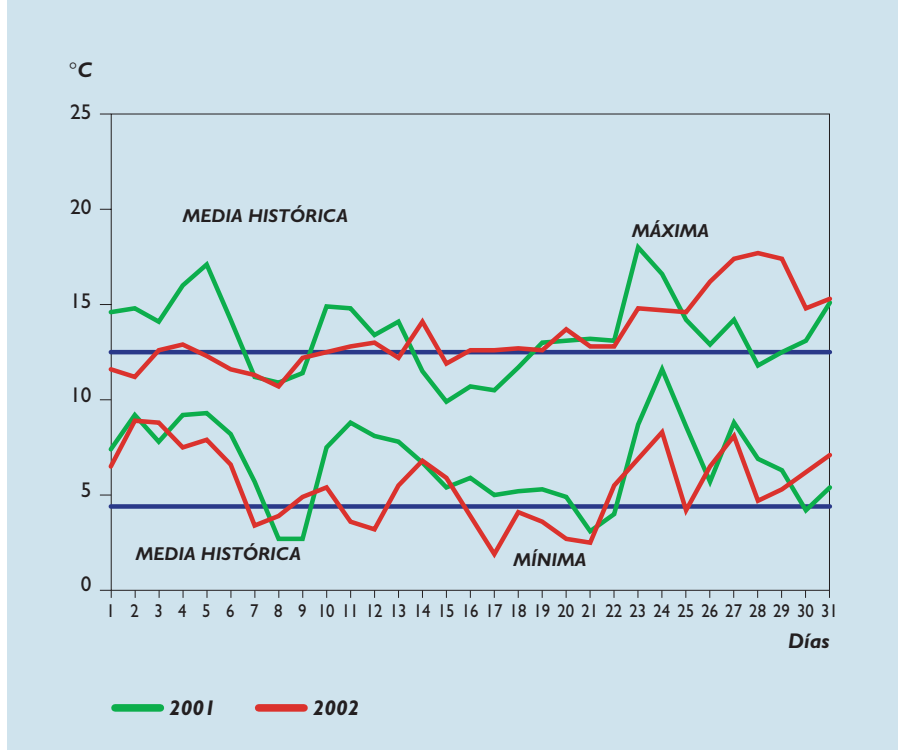


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas ligeramente más frías que las del año anterior aunque superiores valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de enero fue de 9,5 °C, inferior en 0,5 °C a la temperatura media del año anterior.

En el conjunto del mes, las temperaturas máximas fueron similares a las del año anterior, mientras que las mínimas fueron inferiores a las registradas en enero de 2001. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 13,4 °C y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 5,5 °C frente a los 6,7 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 40 GWh, inferior en 87 GWh al valor característico de un mes de enero.

Desde el punto de vista hidroeléctrico todo el mes ha sido extremadamente seco, registrándose un producible mínimo de 12 GWh el día 17 y un máximo de 99 GWh el día 24.

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

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

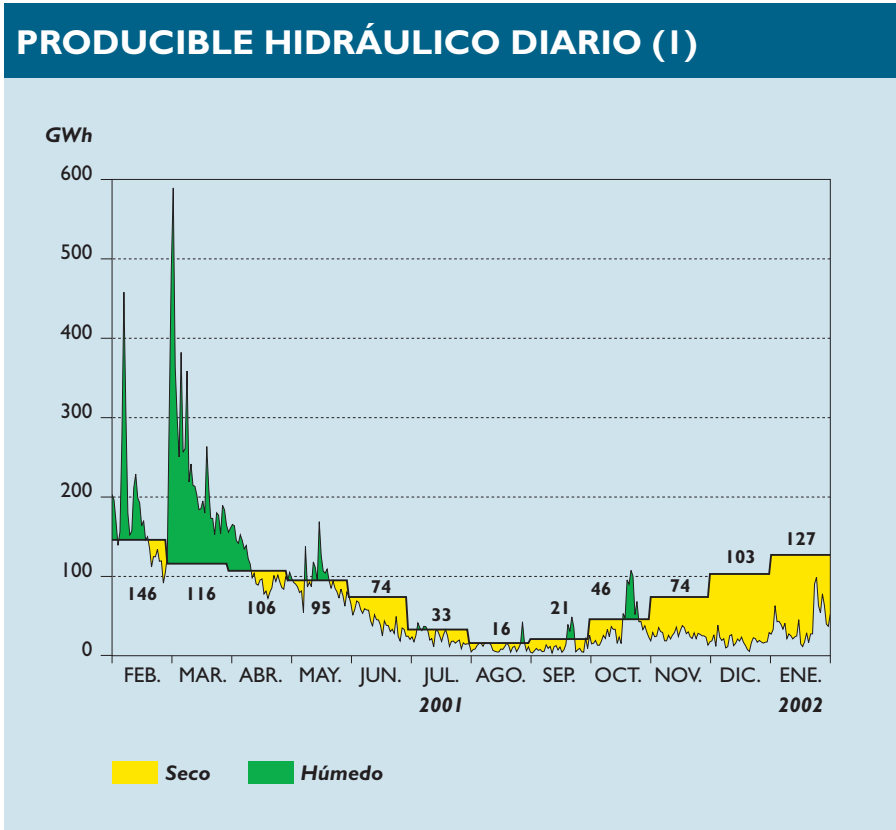


GRÁFICO 6

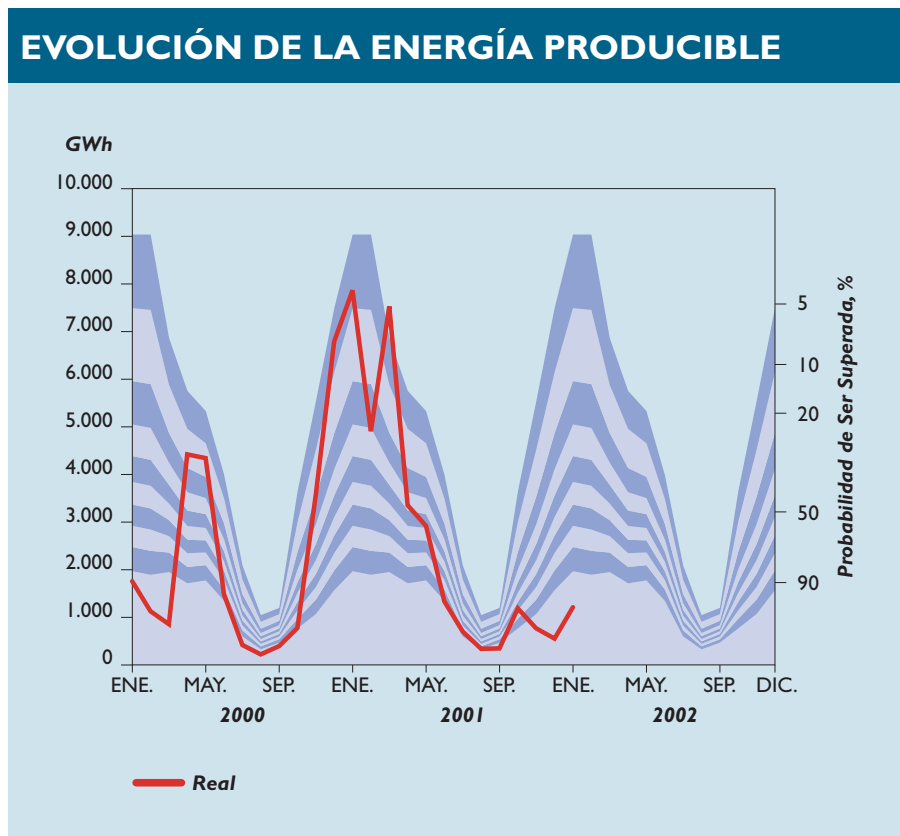


GRÁFICO 7

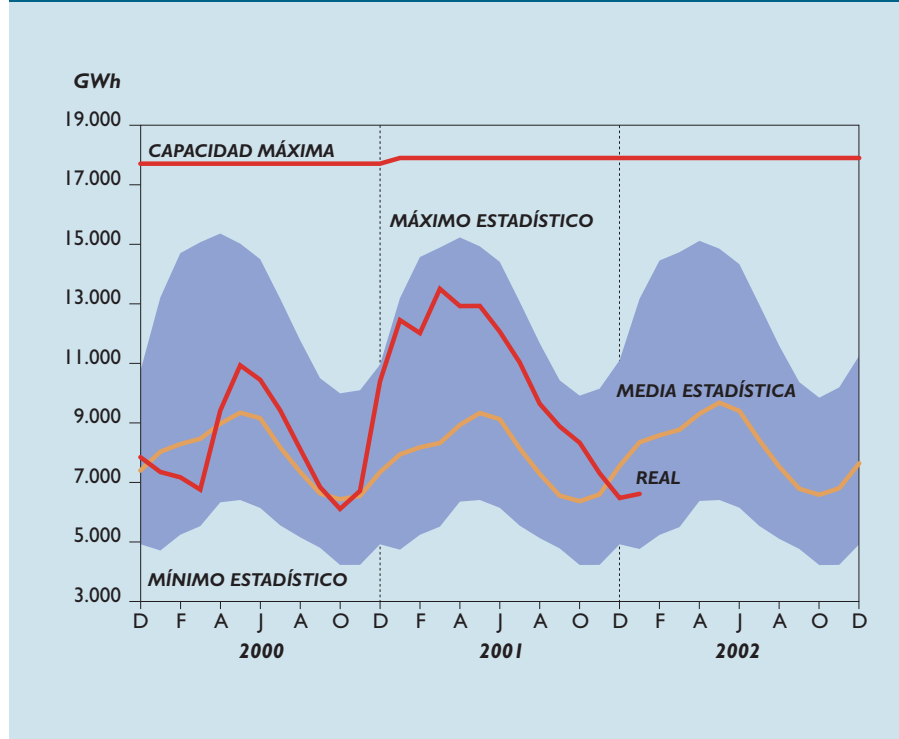
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,31 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 98%. Este es el quinto valor más bajo registrado en un mes de enero desde 1920.

(I) «El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región», en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producida 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 37,0% de su capacidad, inferior en 32,6 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

**EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)**

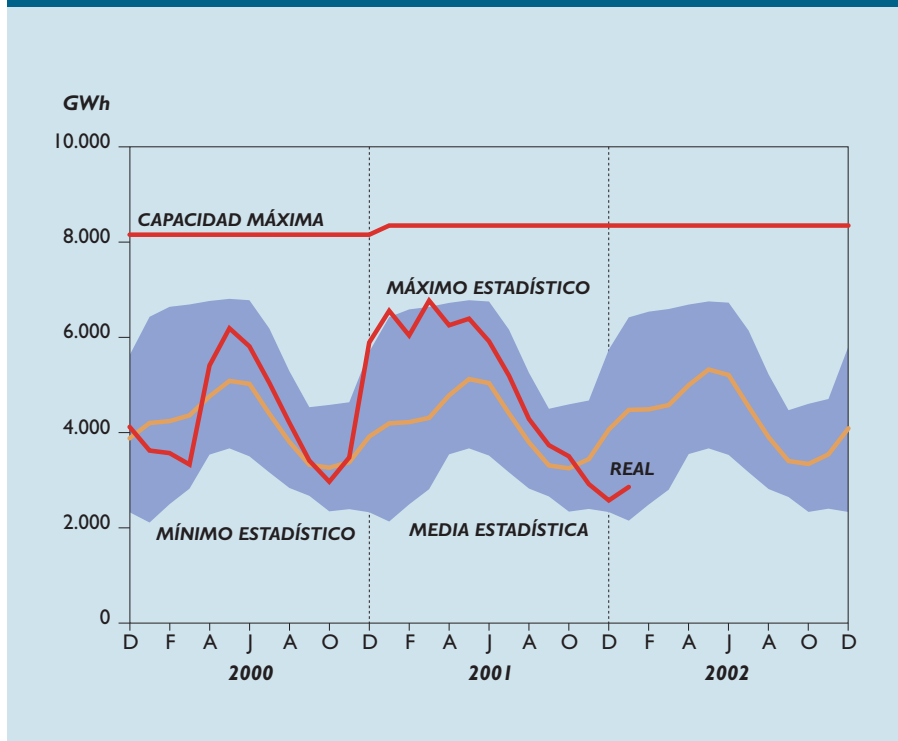


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 34,3%; 3,4 puntos más que en el mes de diciembre de 2001. Este es el cuarto valor más bajo registrado en un mes de enero desde 1965.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 39,3% de su capacidad, inferior en 1,5 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

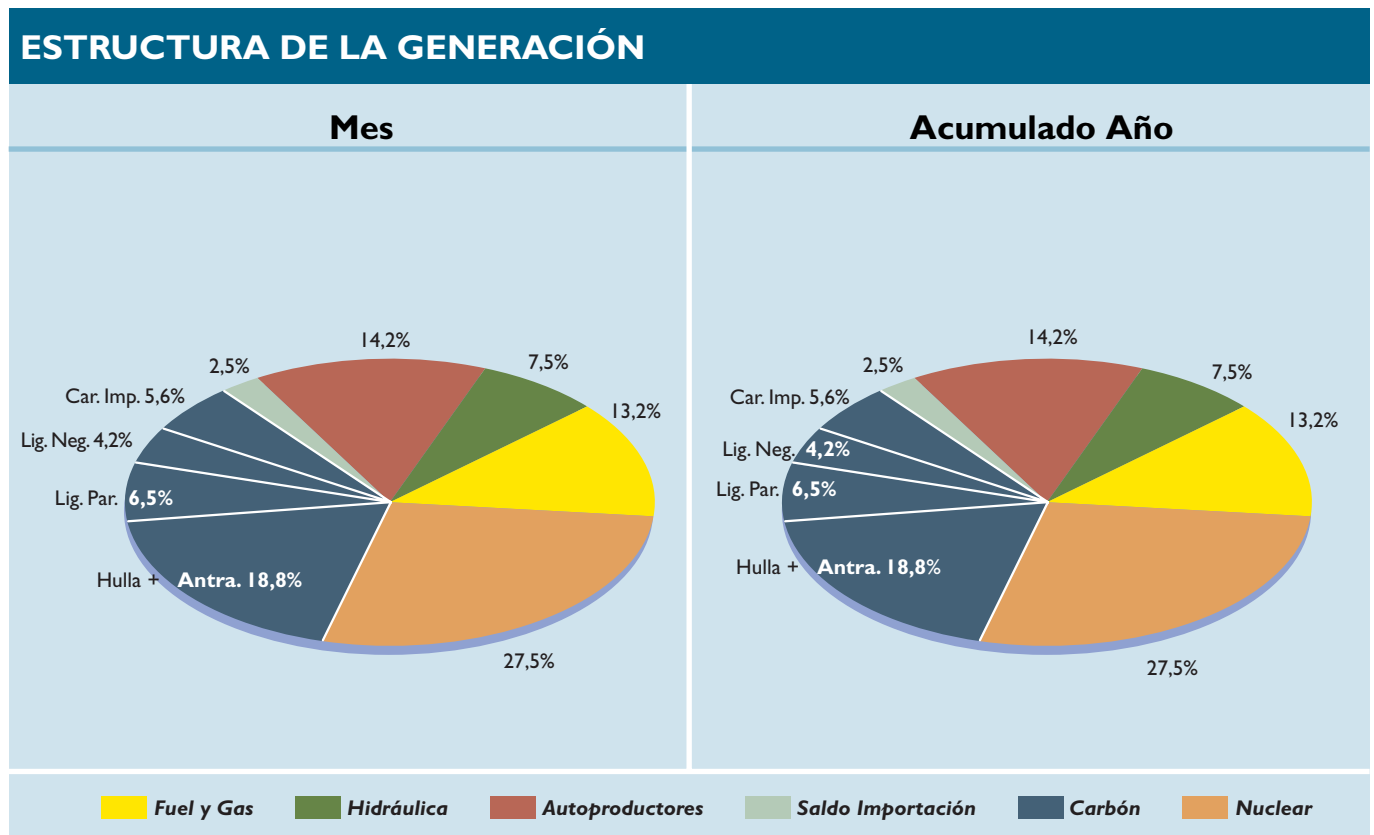


GRÁFICO 10

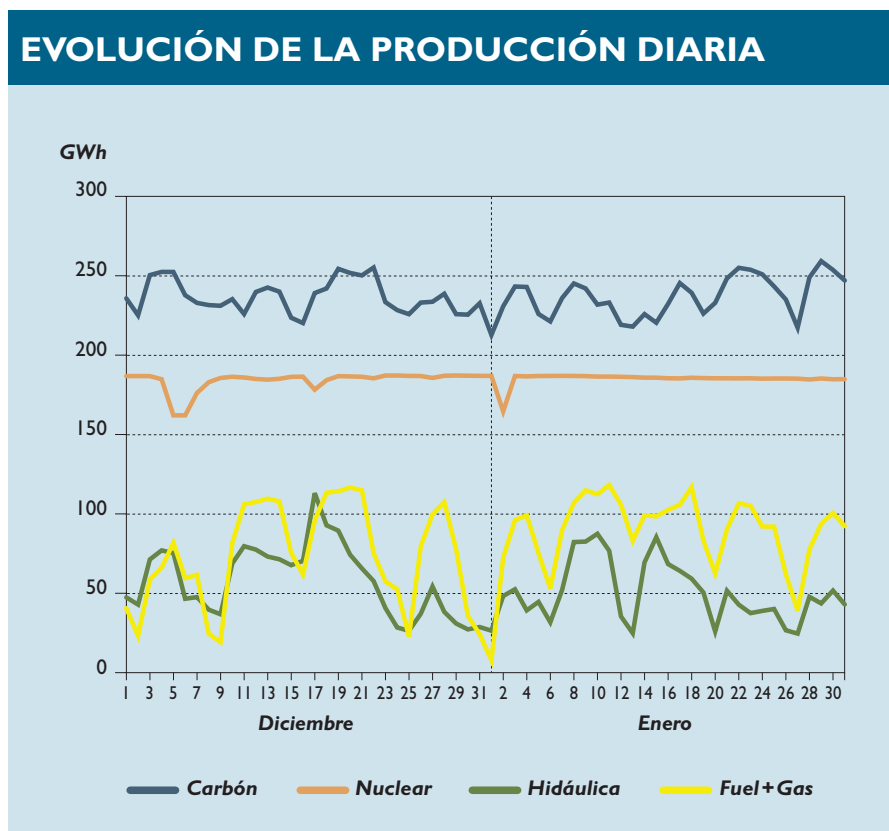


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 259 GWh y un mínimo de 221 GWh; la hidráulica entre 88 GWh y 38 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 118 GWh y mínimo de 73 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 185 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	ENERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
Hulla + Antracita	0,94	0,00	0,06	0,94	0,00	0,06
Lignito Pardo	0,97	0,00	0,03	0,97	0,00	0,03
Lignito Negro	0,90	0,00	0,10	0,90	0,00	0,10
Carbón Importación	0,90	0,00	0,10	0,90	0,00	0,10
TOTAL CARBÓN	0,93	0,00	0,07	0,93	0,00	0,07
FUEL + GAS	0,58	0,00	0,42	0,58	0,00	0,42

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

### NUEVAS INSTALACIONES

El día 23, a las 13:37, entra en servicio el nuevo Autotransformador 2 a 400/132 kV y 450 MVA, propiedad de IBERDROLA, en Subestación La Asomada.

El día 26, a las 10:10, entra en servicio la nueva línea a 220 kV Cartelle-Pazos. Esta línea comparte apoyos con la línea a 220 kV Cartelle-Castrolo en el tramo desde Cartelle hasta el apoyo n° 6 desde Castrolo. Dicho tramo en doble circuito es propiedad de RED ELÉCTRICA, así como la posición de Cartelle. El resto de la línea, así como la posición de Pazos, es propiedad de UNIÓN FENOSA.

El día 28, a las 18:23, entra en servicio la nueva línea a 220 kV Pinar-S. Roque I, propiedad de SEVILLANA. Esta línea servirá de evacuación a la nueva C.T. S. Roque.

### INCIDENTES

El día 2, a las 2:00, se origina un cero de tensión en los parques a 220 kV El Cerro y Mazorras, al desconectar, por causa desconocida, Poza de la Sal 220 kV salida a El Cerro, y Mazorras 220 kV salida a El Cerro. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 10, a las 9:36, se origina un cero de tensión en el parque Andújar 220 kV, al desconectar simultáneamente las líneas a 220 kV Andújar-Guadame y Andújar-Puertollano, con motivo de la rotura de un cable en Andújar salida a Guadame. El incidente provoca sobrecargas y desconexiones en la red de 132 kV, lo que arrastra un corte de mercado en las provincias de Jaén, Granada y Córdoba de 15,8 MWh durante 4 minutos.

El día 14, a las 9:23, se origina un cero de tensión en los parques a 220 kV Aristrain y Ormaiztegui, al partirse un seccionador a barras en el parque de

Ormaiztegui. Se provoca un corte de mercado al cliente Aristrain de 13,33 MWh durante 20 minutos.

El día 15, a las 7:26, desconecta, por causa desconocida, la salida a Ribadelago en el nudo Puebla de Sanabria 220 kV. Desconectan los grupos 1 y 2 en la central de Ribadelago, con un total de 0,95 MWh.

El día 23, a las 14:29, se origina un cero de tensión en el parque Castrolo 220 kV (explotado en barra única), al no abrir el interruptor de salida a Pazos ante falta en esta línea. Ello provoca un corte de mercado en zonas próximas a Orense capital de 3,13 MWh durante un tiempo medio de 3 minutos.

El día 31, a las 14:24, se origina un cero de tensión en el parque Cerro de La Plata 220 kV, al originarse falta en la salida al transformador 3 220/15 kV del parque Mazarredo 220 kV. Se provoca un corte de mercado de 2,33 MWh durante 2 minutos.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados es importador por 528 GWh.

Por Francia, los agentes realizaron operaciones de importación por un total de 209 GWh, y operaciones de exportación por 0,3 GWh. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 100%.

Por Portugal, los agentes realizaron operaciones de venta por 7,4 GWh y operaciones de exportación por un total de 45 GWh.

Con Marruecos, los agentes realizaron operaciones de exportación por 2 GWh y operaciones de importación por 29 GWh. De estos últimos, 4 GWh corresponden a la ejecución de contratos bilaterales. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 48%.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 47 GWh.

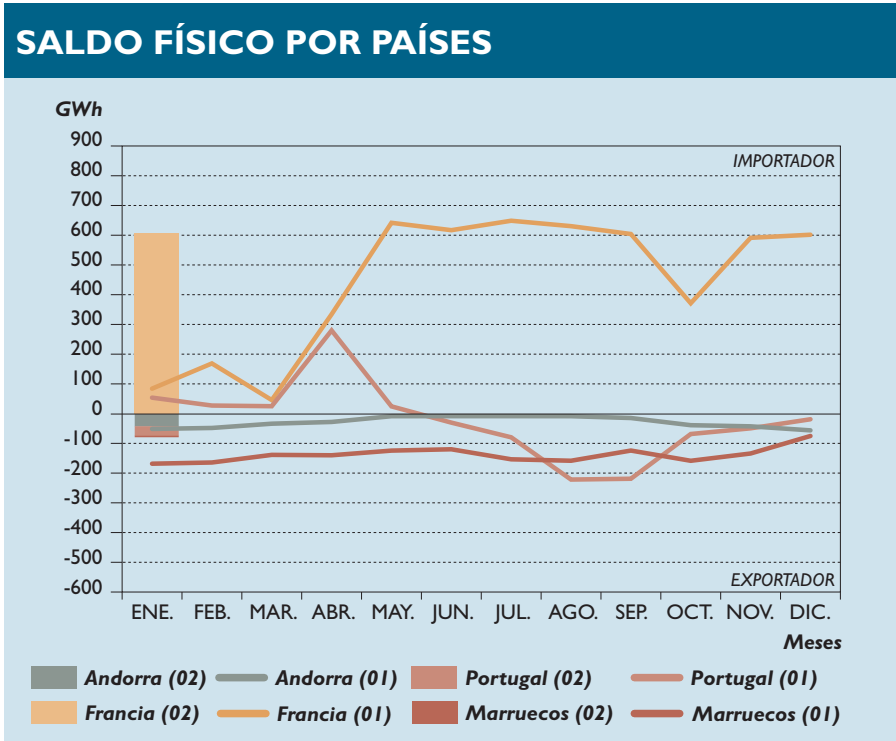


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	41,4	0,0	-41,4
España-Francia	91,8	700,6	608,7
España-Portugal	349,4	317,4	-32,0
España-Marruecos	37,5	32,4	-5,1
<b>TOTAL</b>	<b>520,1</b>	<b>1.050,3</b>	<b>530,2</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

**Datos en %**

	Demanda <sup>(1)</sup>	Variación <sup>(2)</sup>		Energía <sup>(3)</sup>	
		S/1999	Renovable	No Renov.	
Ene.	15,23	6,52	42,64	57,36	
Feb.					
Mar.					
Abr.					
May.					
Jun.					
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
<b>ACUM.</b>	<b>15,23</b>	<b>6,52</b>	<b>42,64</b>	<b>57,36</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.

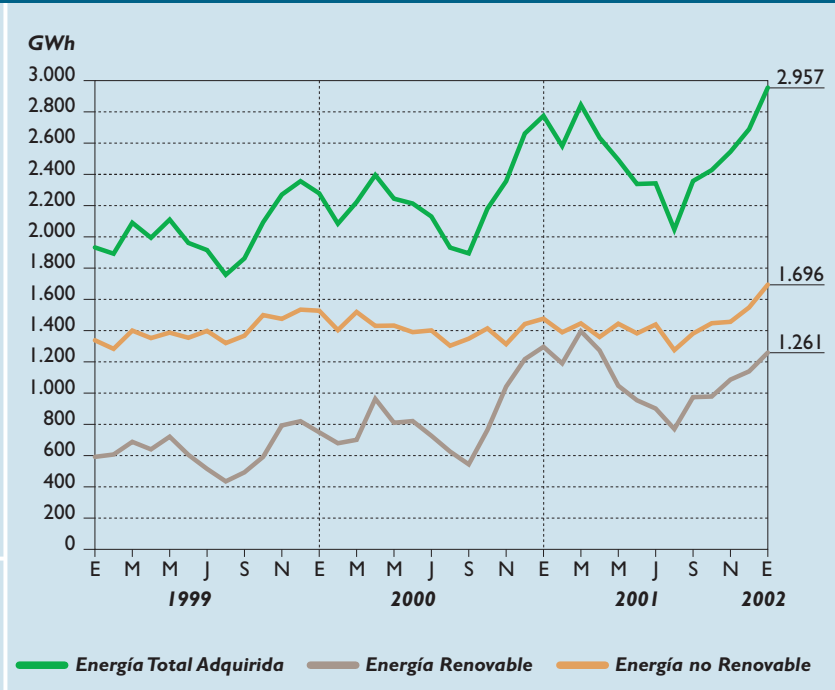


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 15,841 Céntimos €/kWh y mínimo de 5,650 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 4,492 Céntimos €/kWh y los 1,831 Céntimos €/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

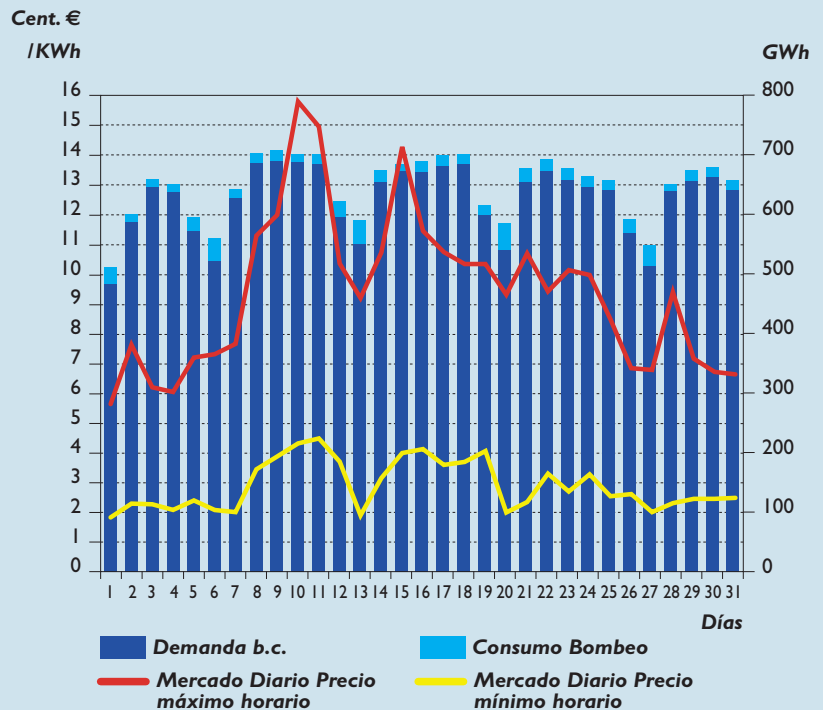


GRÁFICO 14

### ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
<b>Mercado Diario</b>	<b>17.105</b>	<b>84,0</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>11.334</b>	<b>55,6</b>
- Producción Interior	16.483		- Mercado Diario	11.386	
- Importación	623		- Mercados Intradiarios	-52	
Francia	616		<b>Comercializadoras</b>	<b>5.073</b>	<b>24,9</b>
Portugal	3		- Mercado Diario	5.078	
Marruecos	4		- Mercado Intradiarios	-4	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>50</b>	<b>0,2</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	32		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>704</b>	<b>3,5</b>
- Importación	18		<b>Exportación</b>	<b>112</b>	<b>0,5</b>
Francia	2		- Portugal	28	
Portugal	3		- Marruecos	35	
Marruecos	12		- Andorra	49	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-73</b>	<b>-0,4</b>	- Francia	0	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>315</b>	<b>1,5</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>174</b>	<b>0,9</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.398</b>	<b>85,4</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>17.398</b>	<b>85,4</b>
Contratos Bilaterales (2)	17	0,1	Contratos Bilaterales (2)	17	0,1
Energía programada en Régimen Especial	2.957	14,5	Energía adquirida al Régimen Especial	2.957	14,5
<b>TOTAL</b>	<b>20.372</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>20.372</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

Enero 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>
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	15.101,0	16.817,5	123,5
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	649	1.463	11
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	107	439	-
<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)			14.841,0	260,0	
<b>Subestaciones</b>	Posiciones			521	128	
<b>Transformación</b>	Nº de unidades			38	69	
	MVA			19.613	27.274	
<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	
		Tensiones		Tensiones	
Tensión		220 kV	< 220 kV	220 kV	< 220 kV
<b>Líneas</b>	Long. (km)	4.326,8	74,7	12.490,7	48,8
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	196	3	1.267	8
<b>Transformación</b>	Nº unidades	1	-	438	-
	MVA	63	-	43.994	-
<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 una línea, Lomba-Compostilla, 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, dos líneas su carga media ha superado el 70% de su capacidad térmica de invierno: Meirama-Mesón do Vento y Andújar-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.

**LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%**

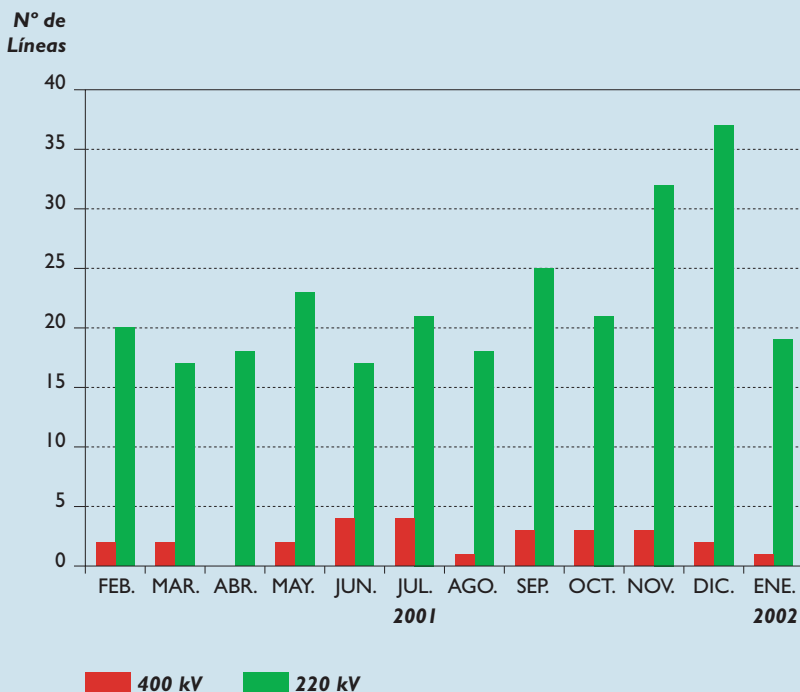


GRÁFICO 1

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

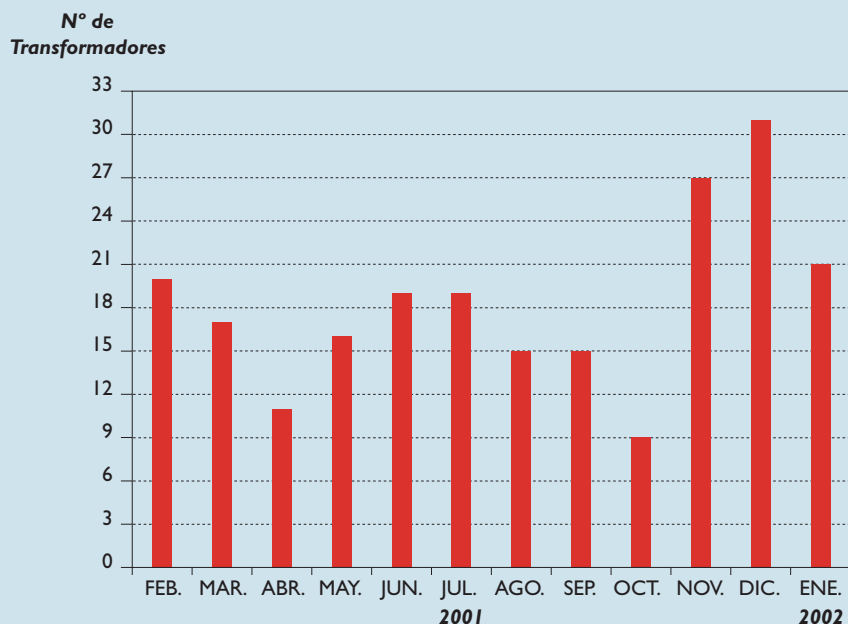


GRÁFICO 2

Este mes han sido nueve 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; Benejama, autotransformador 1; Robla, autotransformador 3 y Can Barba, autotransformador 6.

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.

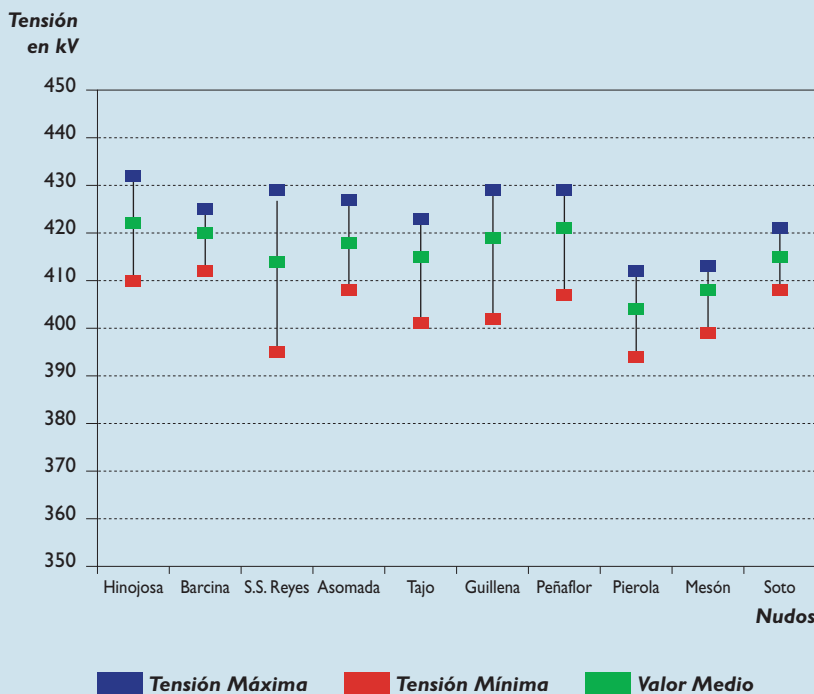
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



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. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de Almazán, Velilla, Grijota, Güeñes y Vilecha.

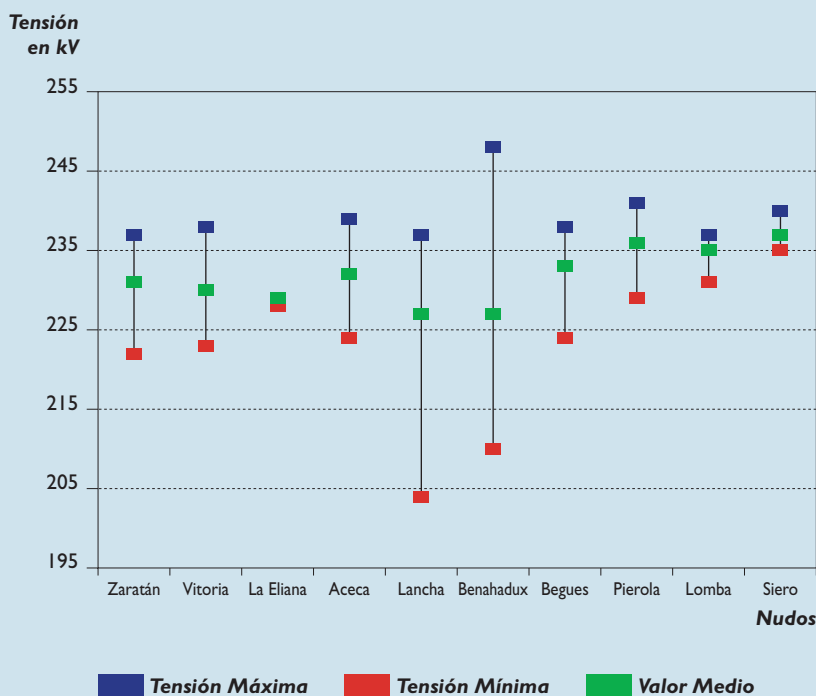
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 la subestación de El Cerro se han superado los 240 kV durante más de 200 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-Olmedilla, para reparar una cruceta.
- Línea de 400 kV Escombreras-Asomada, para realizar trabajos de mantenimiento en la línea y en la subestación de la Asomada.
- Línea de 400 kV Pinar-Tarifa, para realizar trabajos diversos en la terminal de Marruecos por la ONE.
- Línea de 400 kV Litoral-Asomada, para realizar diversos trabajos de mantenimiento en la línea y en la subestación de la Asomada.

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

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

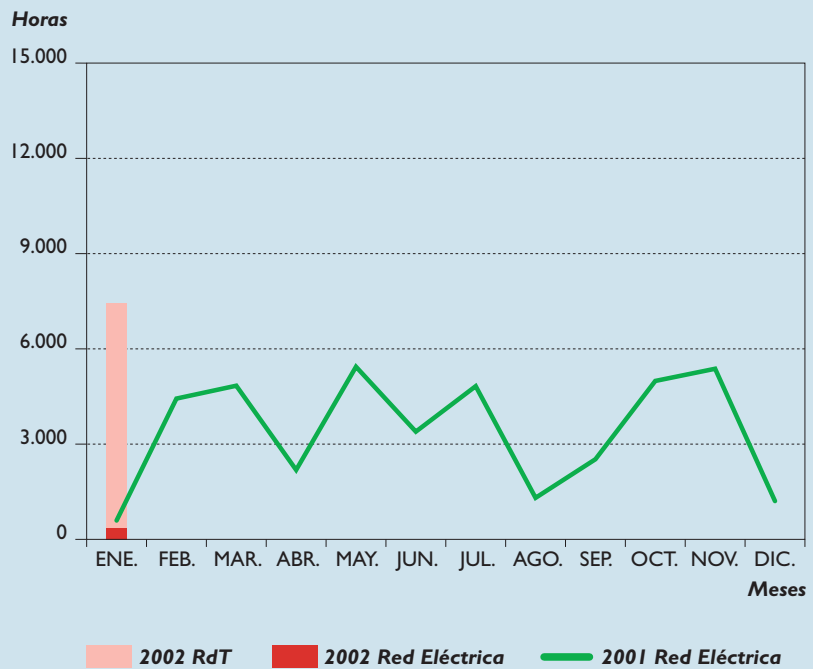


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

	Líneas				Transformadores			
	Por Mantenimiento		Otras Causas		Por Mantenimiento		Otras Causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
<b>400 kV</b>	5	30,7	2	257,1	1	6,8	0	0,0
<b>220 kV</b>	5	86,2	2	730,2	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 Aceca-Añoover, para realizar mantenimiento predictivo.
- Línea de 220 kV Aldeadávila-Bemposta, para realizar aumento de la capacidad de transporte.
- Línea de 220 kV Pont de Suert-Rubí, para retirar un plástico enrollado en una cadena de aisladores.
- Línea de 220 kV Aldeadávila-Pocinho, para realizar un aumento de capacidad de transporte.

DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Catadau, posición Muela, para una revisión detallada de la posición y cambio de aceite del interruptor.
- Subestación de 400 kV Herrera, posición Vilecha, para inspección del mecanismo del mando del interruptor, por anomalías de funcionamiento.
- Subestación de 400 kV Olmedilla, posición Trillo, para realizar una revisión de la posición y diversos trabajos en el interruptor.
- Subestación de 400 kV Pinar del Rey, para instalar los trapecios y ajuste de pantógrafos.
- Subestación de 400 kV Romica, barras principales, para reparar anomalías en los seccionadores de ambas barras.

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

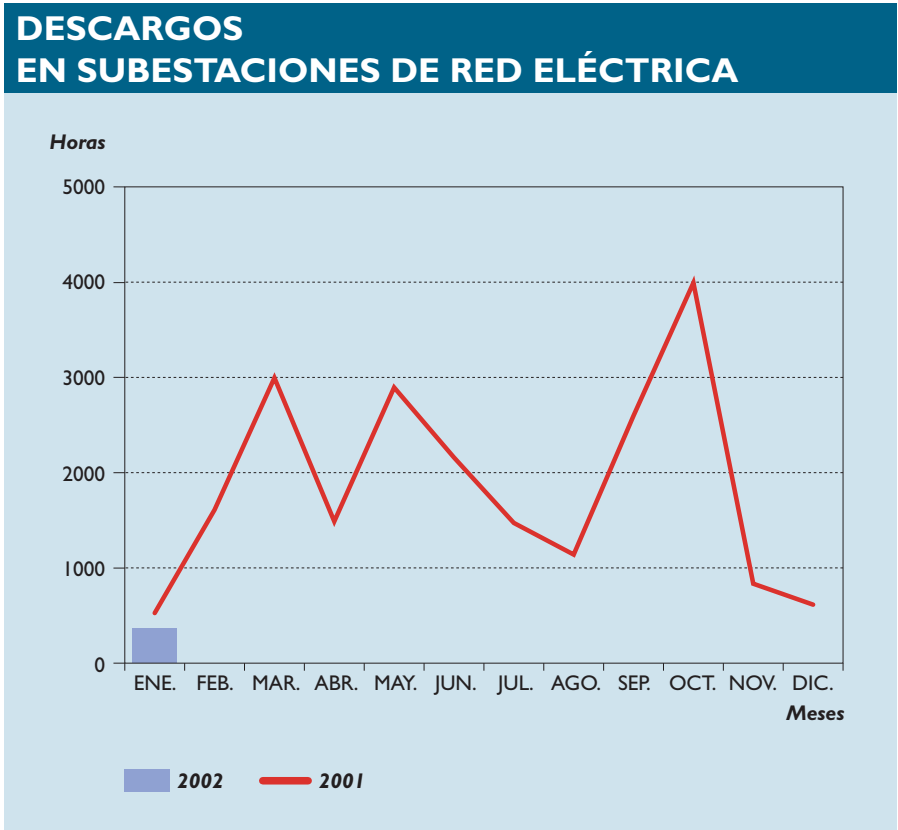


GRÁFICO 6

### DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	332	33	365
<b>Barras</b>	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>332</b>	<b>33</b>	<b>365</b>

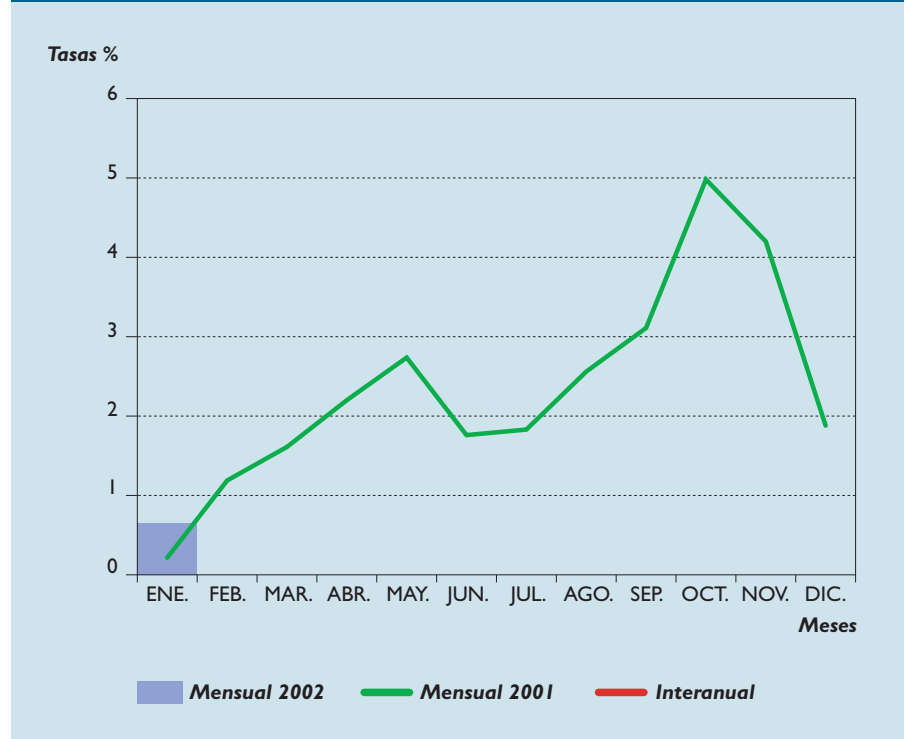
CUADRO 5

- Subestación de 220 kV Elcogas, barras principales I, para adecuación de las señales de telemando.
- Subestación de 220 kV Mequinenza, posición Monzón, para revisar una anomalía en la fase "0" del interruptor.

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	0,064	0,613
Indisponibilidades Fortuitas	0,039	0,065
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,103</b>	<b>0,678</b>
Por Otras Causas	0,544	1,868
<b>TOTAL</b>	<b>0,647</b>	<b>2,546</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**

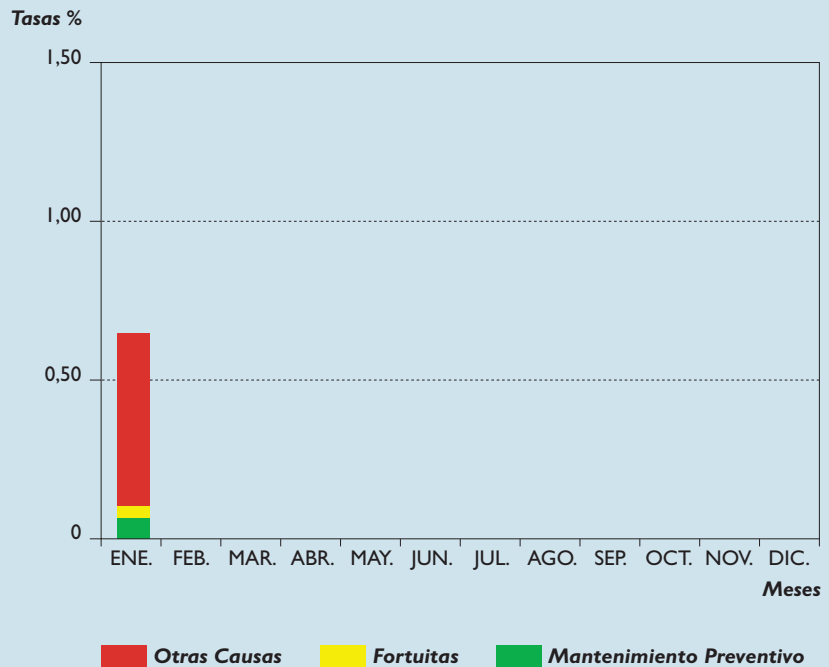
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	7	1	7
	220 kV	1	12	38
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	2	1

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	3	4	8
	220 kV	4	21	26
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	2	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de enero se han registrado cuatro cortes de mercado en la red de transporte, todos en instalaciones ajenas a Red Eléctrica. El primero fue de 15,8 MWh en Andujar, debido al fallo de las protecciones. El segundo tuvo lugar en Guipúzcoa, por el fallo de un equipo, y supuso una energía no suministrada de 13,33 MWh. El tercero tuvo lugar en el sur de Galicia, debido al fallo de un equipo y fue de 3,13 MWh. El último ocurrió en Madrid, debido a un fallo de protecciones, y supuso una energía no suministrada de 2,33 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.

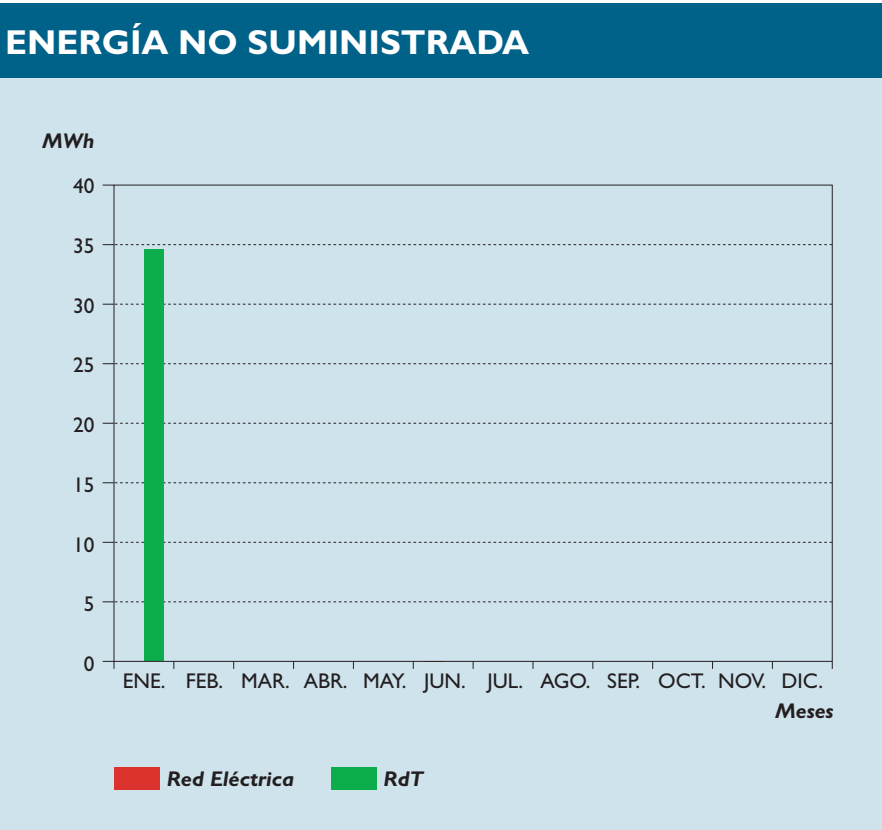


GRÁFICO 9

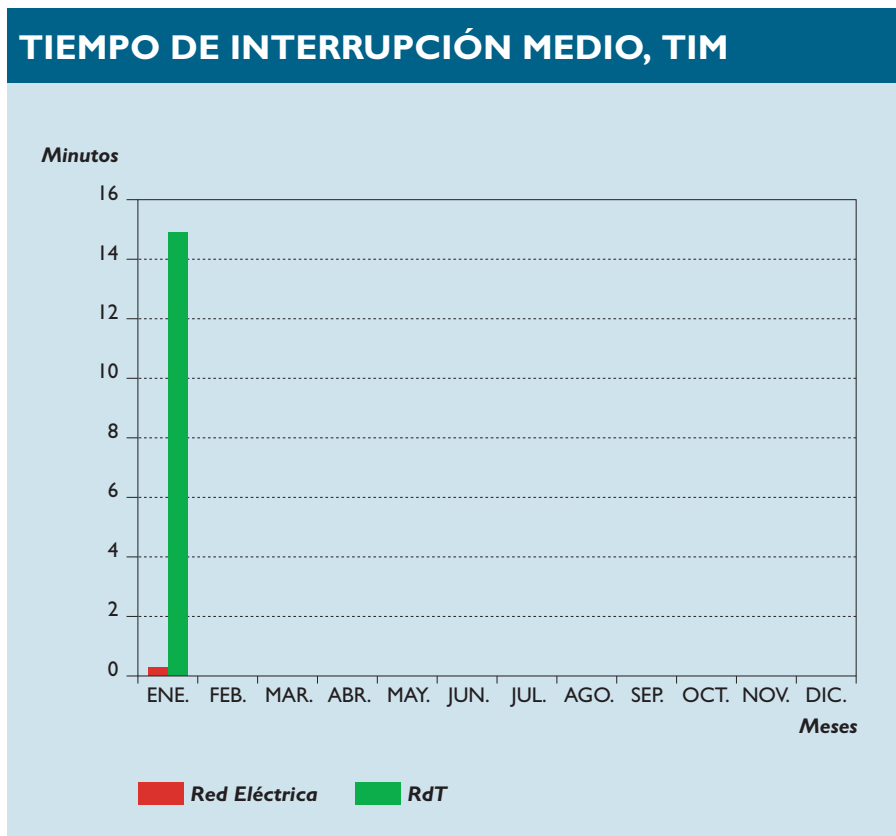


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica de los últimos 12 meses ha sido de 0,272 minutos y el de la Red de Transporte fue de 14,892 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](http://www.ree.es)