

# Informe Mensual

OCTUBRE 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: 29-11-2002. Datos provisionales

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



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Octubre 2002

- La demanda de energía eléctrica en el mes de octubre alcanzó los 17.424 GWh, con un crecimiento de 4,3% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 3,1%.
- Aunque el mes ha sido seco, la energía producible hidráulica registrada este mes representa el 95,7% de la energía producible característica en este periodo.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 37,6% de su capacidad total, segundo valor más bajo registrado en un mes de octubre desde 1995.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.359	-26,8	16.307	-54,1	20.218	-52,6
<b>NUCLEAR</b>	5.631	13,4	51.606	-1,9	62.727	-1,5
<b>Hulla + Antracita</b>	3.037	-19,4	34.749	27,5	42.164	27,4
<b>Lignito Pardo</b>	1.321	-0,8	13.381	16,0	16.087	16,6
<b>Lignito Negro</b>	799	-0,7	8.372	70,3	9.922	57,8
<b>Carbón Importación</b>	1.136	7,2	11.062	8,3	13.566	14,2
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.293	-9,7	67.564	25,3	81.738	25,6
<b>Gas Natural</b>	1.860	196,5	10.231	137,3	11.340	131,4
<b>Fuel-Oil</b>	334	-54,2	9.522	115,7	12.087	133,3
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	15.477	2,2	155.230	3,0	188.110	3,7
<b>Consumos Producción</b>	711	1,1	7.077	15,6	8.541	15,8
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	14.765	2,3	148.153	2,4	179.569	3,1
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	2.936	18,1	27.023	8,2	32.169	7,2
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	17.701	4,6	175.175	3,3	211.738	3,7
<b>Consumos en Bombeo</b>	580	59,4	5.632	74,1	6.528	46,2
<b>Saldo Físico I. Internacionales</b>	303	-	4.600	-	5.493	64,3
<b>DEMANDA</b>	17.424	4,3	174.144	3,1	210.703	3,8

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh														
Concepto	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	T. Año Móvil	
	2001			2002										
Hidroeléctrica	2.069	1.842	1.574	1.292	1.912	1.869	1.990	2.073	1.671	1.275	1.292	1.359	20.218	
Térmica Nuclear	5.405	5.716	5.769	4.999	4.412	4.413	4.982	5.282	5.717	5.595	4.806	5.631	62.727	
Térmica Convencional	8.216	9.632	10.124	8.469	8.735	8.296	8.080	8.457	9.186	8.227	9.256	8.487	105.165	
PRODUCCION BRUTA	15.690	17.190	17.467	14.760	15.059	14.578	15.052	15.812	16.574	15.097	15.354	15.477	188.110	
Consumos Producción	699	764	774	689	687	667	664	706	754	706	720	711	8.541	
PRODUCCION NETA	14.991	16.426	16.693	14.071	14.372	13.911	14.388	15.106	15.820	14.391	14.634	14.765	179.569	
Adquirida Autoprod.	2.719	2.428	2.695	2.694	2.895	2.734	2.937	2.604	2.668	2.431	2.429	2.936	32.169	
PROD. TOTAL NETA	17.710	18.854	19.388	16.765	17.267	16.645	17.325	17.710	18.488	16.822	17.063	17.701	211.738	
Consumos en Bombeo	336	560	653	506	466	443	559	628	700	572	523	580	6.528	
Saldo Internacional	403	490	532	649	722	705	259	187	576	236	432	303	5.493	
DEMANDA	17.775	18.784	19.267	16.909	17.522	16.907	17.024	17.268	18.365	16.486	16.972	17.424	210.703	
Δ % Mensual	5,0	9,6	5,3	2,5	1,6	8,8	2,0	1,1	4,1	-1,6	2,9	4,3	-	
Δ % 365 días	5,0	5,6	6,0	5,4	5,1	5,6	5,2	4,8	4,6	3,8	3,8	3,8	3,8	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh JULIO 2002												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	104	1.815	1.941	4.418	367	5.105	87	0	2.965	399	4.285	21.486
Térmica Nuclear	3.576	12.629	5.461	32.900	—	—	0	333	0	0	1.809	56.708
Térmica Convencional	2.322	23.561	11.087	2.270	4.123	19.908	285	7.015	483	3.085	198	74.337
PROD.TOTAL NETA I	6.002	38.005	18.489	39.588	4.490	23.530	372	7.348	3.448	3.484	6.292	152.531
Saldo Internacional	459	737	576	-5.608	404	4.020	239	1.496	517	96	-1.640	1.296
Consumos en Bombeo	122	402	700	605	77	892	112	0	77	78	310	3.375
DEMANDA												
Mensual	6.339	38.340	18.365	33.375	4.817	28.141	499	8.844	3.888	3.502	4.342	150.452
Δ %	3,0	0,3	4,1	2,6	3,5	3,8	3,1	2,5	-6,4	4,8	0,0	2,2
Año Móvil	83.143	497.061	210.054	438.994	47.356	308.761	6.031	109.244	51.532	40.566	58.334	1.851.076
Δ %	-0,4	0,3	4,6	2,4	7,7	2,1	3,3	4,4	-2	4,1	2,0	2,0

I.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P

B: Bélgica  
D: Alemania  
E: España  
F: Francia

GR: Grecia  
I: Italia  
L: Luxemburgo  
NL: Holanda

A: Austria  
P: Portugal  
CH: Suiza

CUADRO 3



La participación de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha alcanzado valores máximos de 5.415 MW y mínimos de 370 MW, la realizada con carbón ha alcanzado valores programados horarios que oscilan entre 9.764 MW y 5.024 MW; el fuel - gas entre 5.488 MW y 1050 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 350 MW y un máximo 1.969 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.501 MW y los 5.057 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.929 MW.

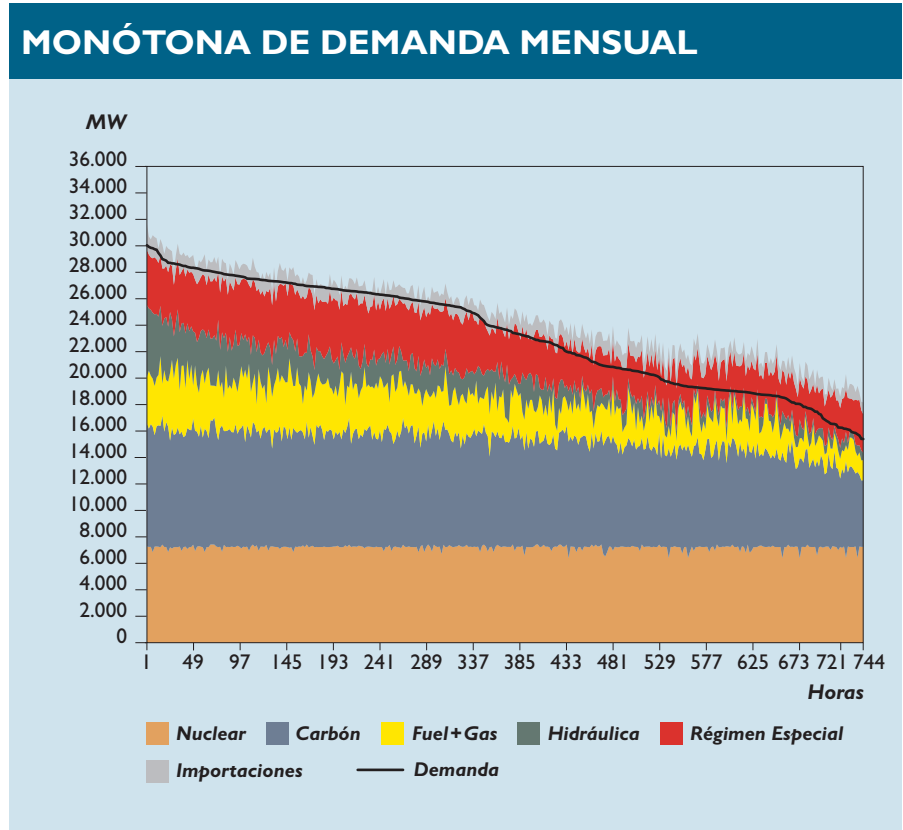


GRÁFICO 1

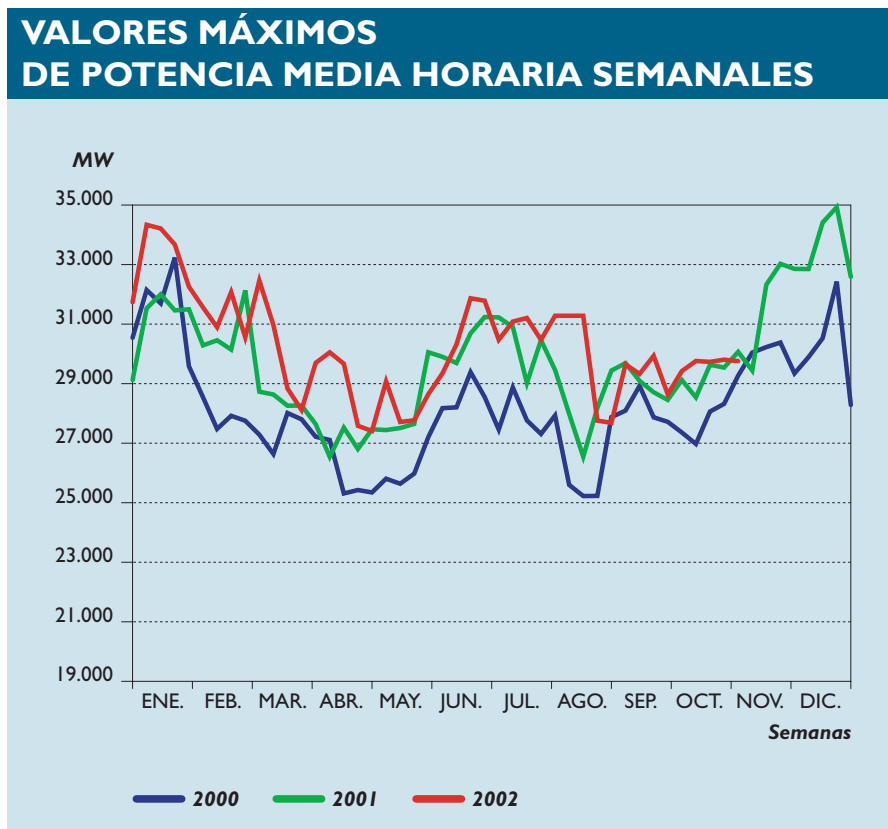


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 30 con 30.072 MW a las 20 horas, valor inferior en más de 4 GW respecto al máximo registrado el año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. ascendió en 4,3 %. Este crecimiento se debe al efecto de la laboralidad que incremento en 1,0 puntos el crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	17.424	4,3
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		1,0
Efecto Temperatura (3)		0,2
Efecto Act. Económica y Otros		3,1
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	174.144	3,1
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,2
Efecto Temperatura (3)		0,1
Efecto Act. Económica y Otros		3,2

(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 (I)

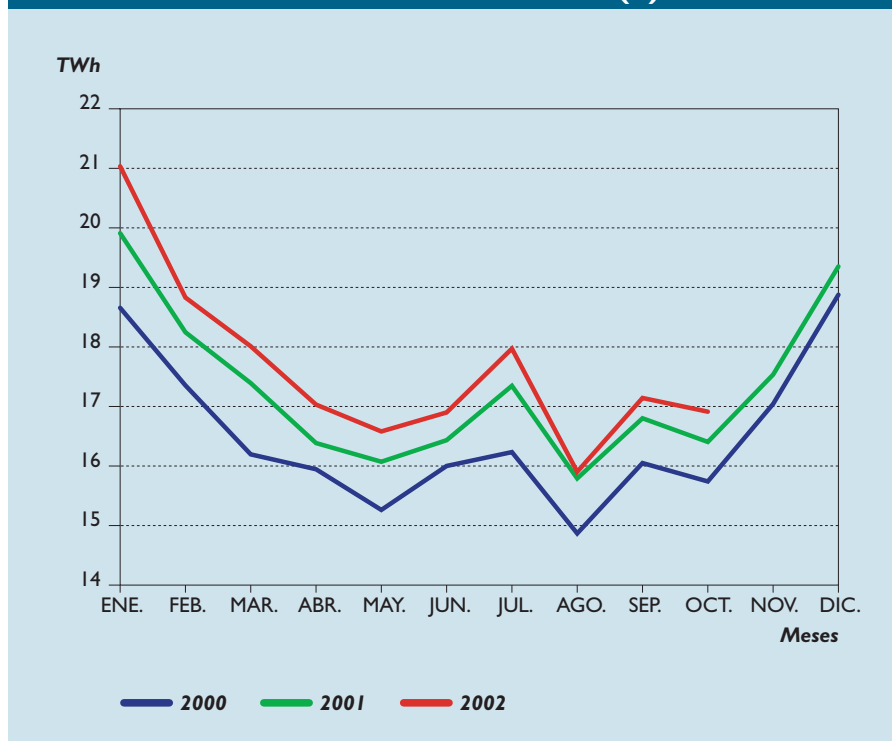


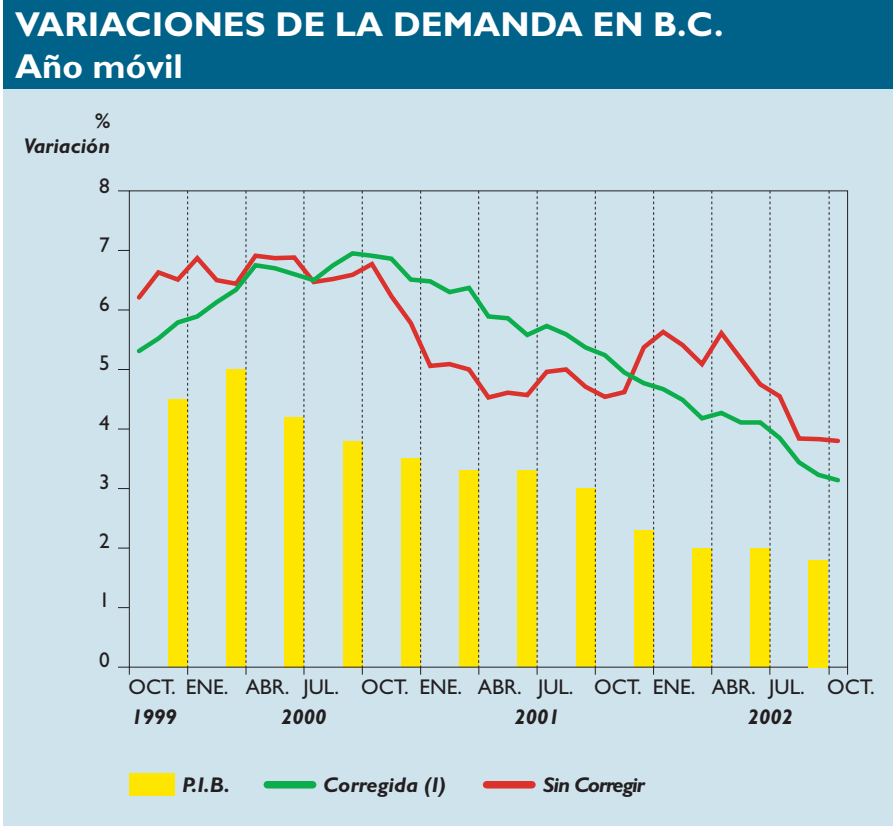
GRÁFICO 3

La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,1%, inferior en 1,1 puntos al crecimiento experimentado en octubre 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 3,8%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 3,1%. Este crecimiento es similar al experimentado hasta el mes de septiembre de 2002.



(I) Corregida de laboralidad y temperatura media característica del mes tipo, año móvil.

GRÁFICO 4

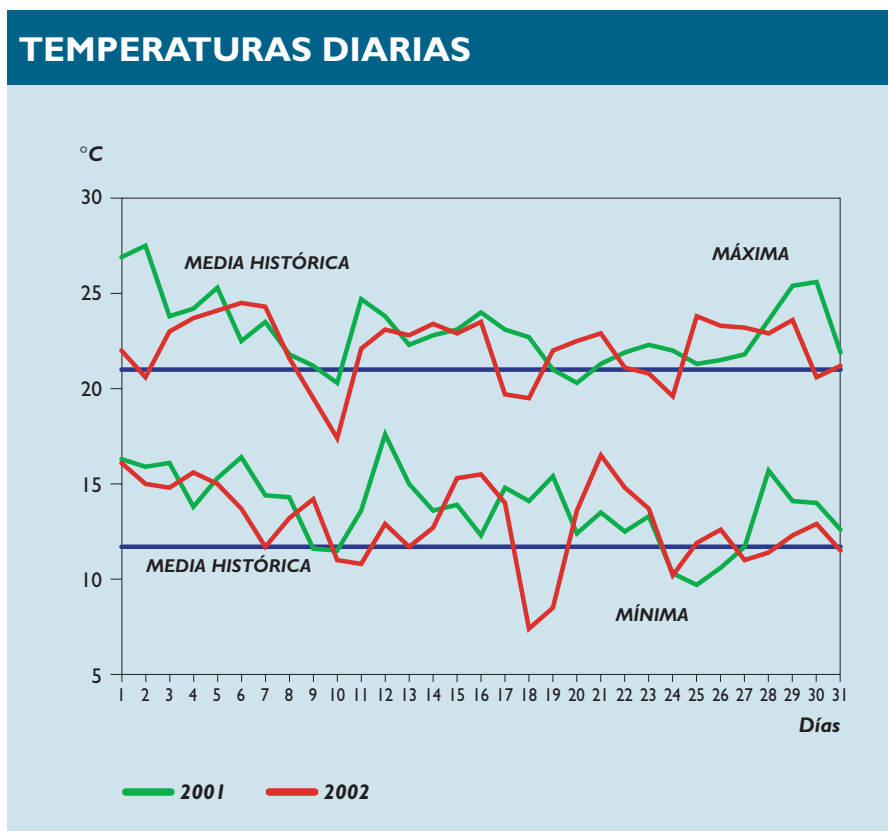


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior, pero superiores al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de octubre fue de 17,4 °C, frente a los 18,4 °C del año anterior.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 22,1 °C, inferior a los 23,0 °C registrados en octubre de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 13,0 °C frente a los 13,8 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 45 GWh, sólo 1 GWh por debajo al valor característico de un mes de octubre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico no es un mes húmedo, como el mes de septiembre, pero se registra una energía producible en el mes de 1.397 GWh, sólo un 4,3% inferior al producible característico de este mes.

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

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

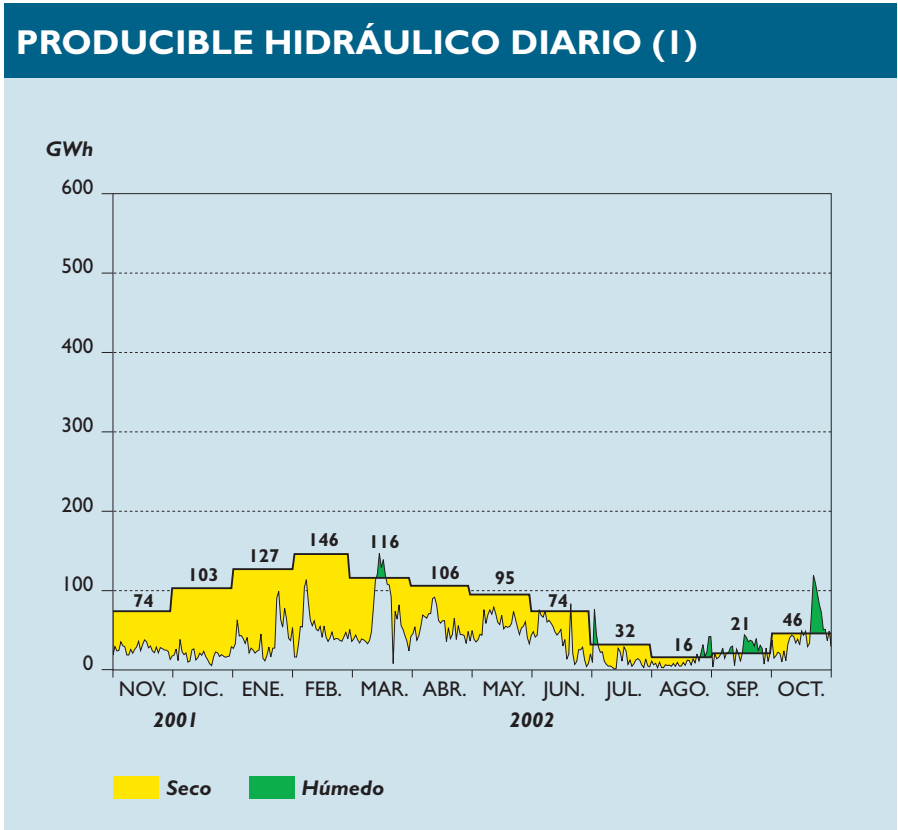


GRÁFICO 6

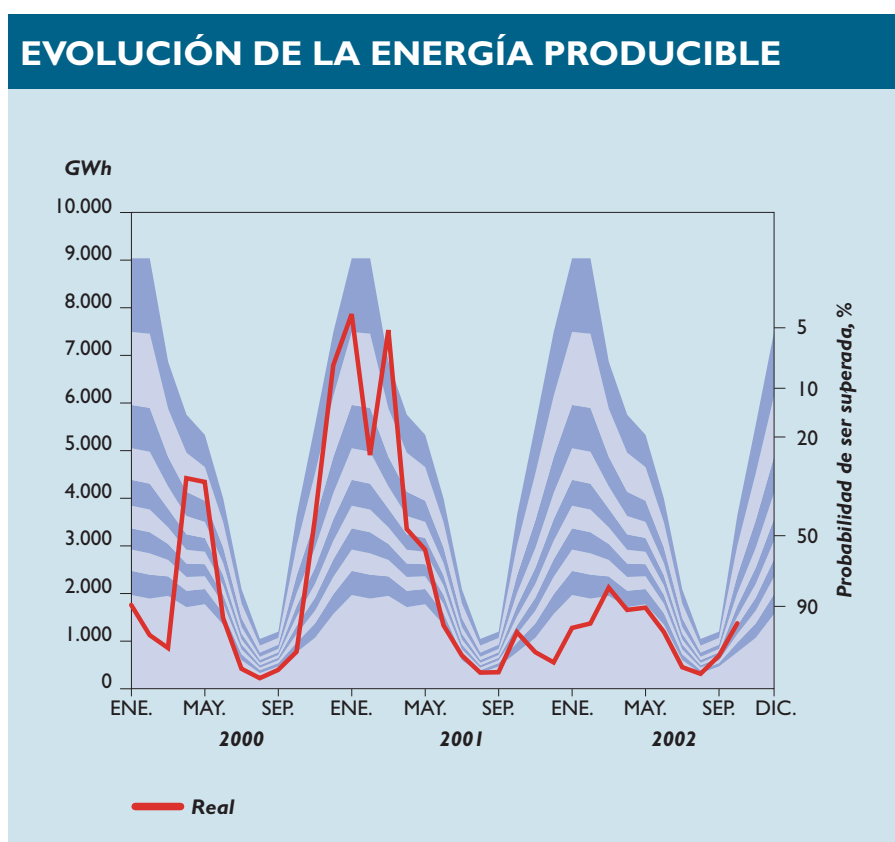


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,98 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 53%.

El índice de producible hidráulico de los nueve primeros meses del año es del 0,52 del valor característico, inferior al 1,34 registrado en el mismo periodo del año anterior.

(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 periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 37,59% de su capacidad, un 9,0% inferior al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

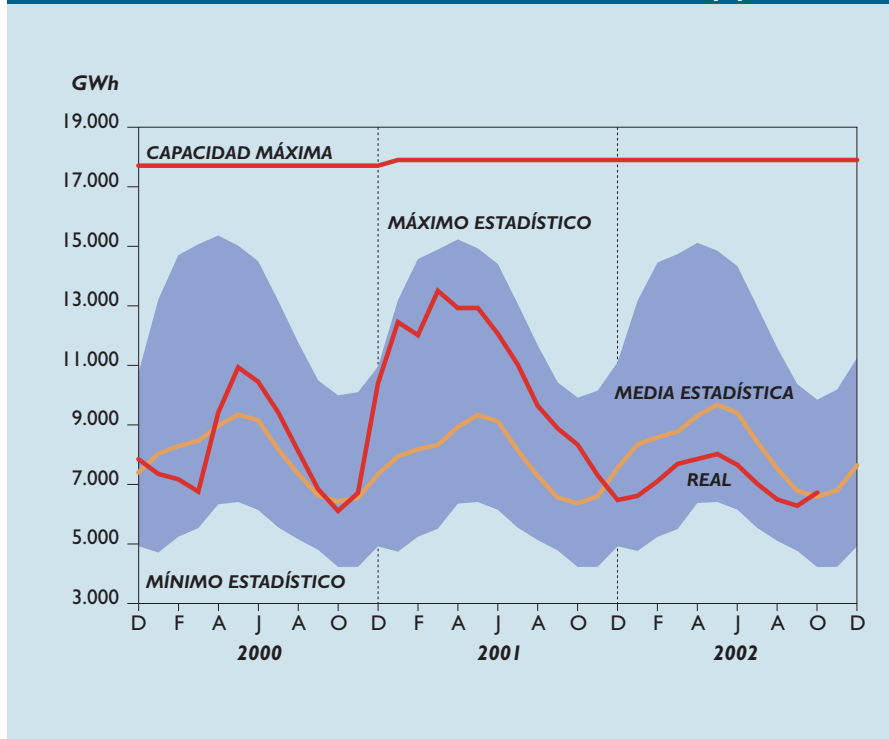


GRÁFICO 8

(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.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL

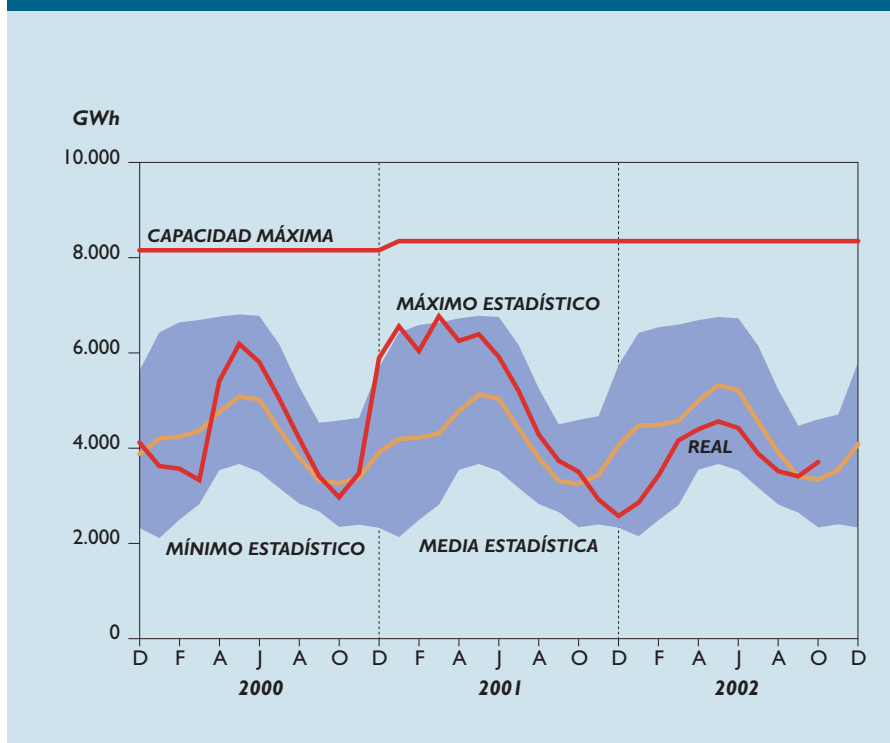


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 44,5%; 3,6 puntos más que en el mes anterior.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 31,6% de su capacidad, frente al 30,1% del mes de septiembre.



4. GENERACIÓN

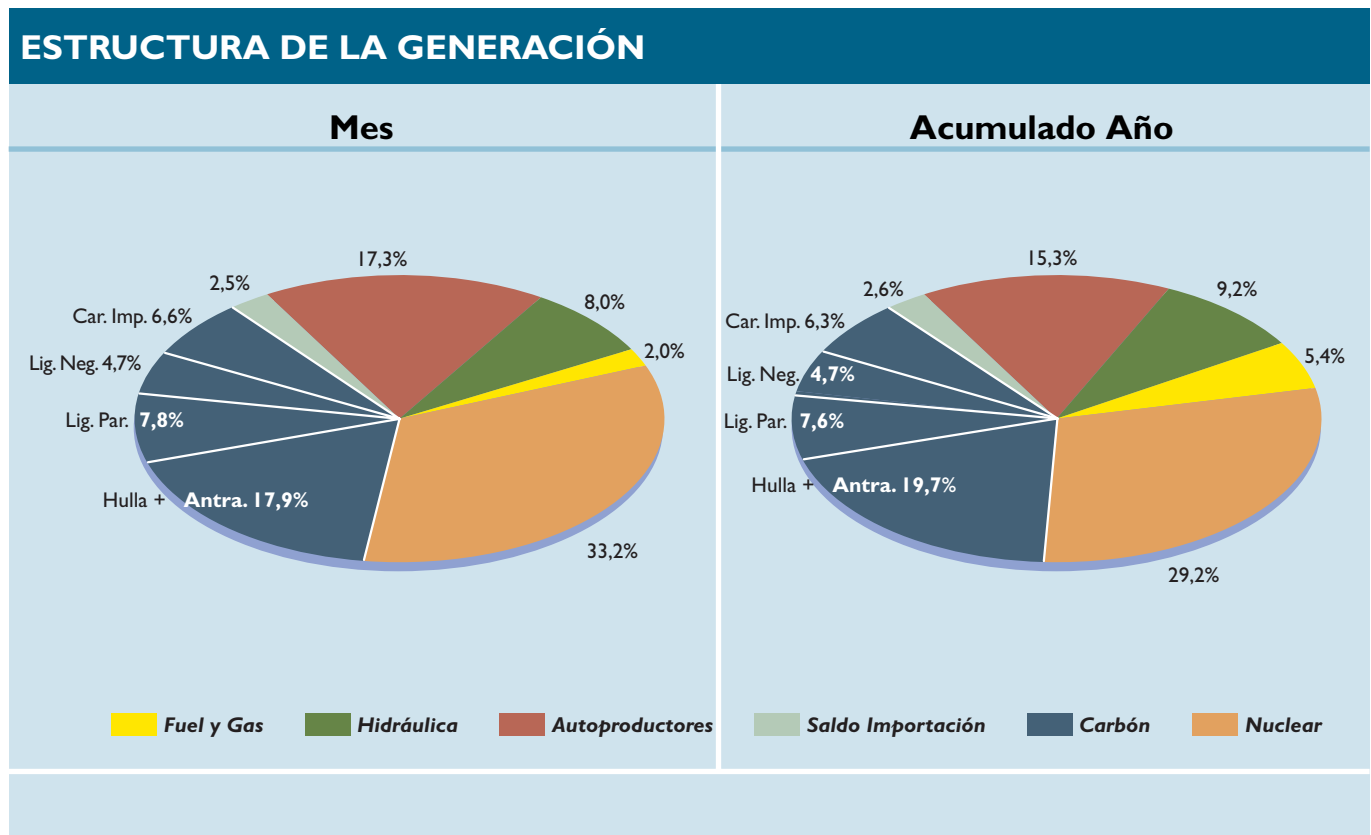
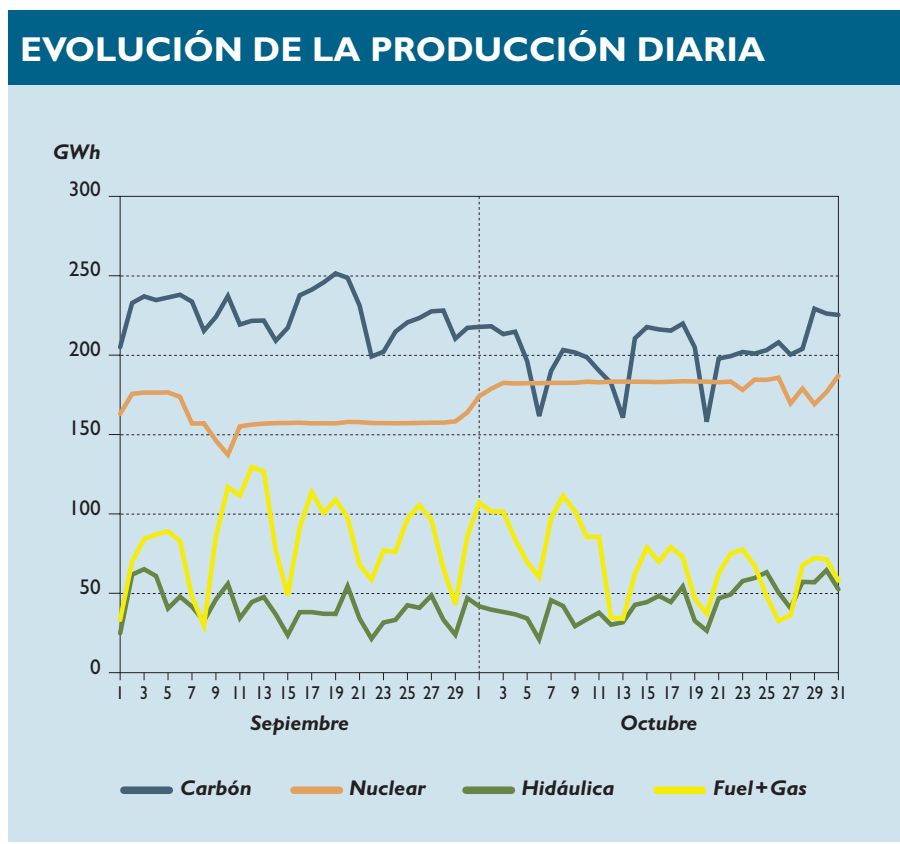


GRÁFICO 10



La producción con carbón entre un máximo de 229 GWh y un mínimo de 158 GWh; la hidráulica entre 65 GWh y 21 GWh; y la realizada con fuel gas osciló entre los 112 GWh y 33 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 182 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	OCTUBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,98	0,01	0,01	0,93	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,80	0,13	0,07	0,88	0,04	0,08
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,94	0,00	0,06	0,92	0,00	0,08
Carbón Importación	0,92	0,00	0,08	0,88	0,04	0,08
TOTAL CARBÓN	0,87	0,07	0,06	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS	0,65	0,04	0,31	0,61	0,01	0,38

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

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

DÍA	NUEVA INSTALACIÓN	COMENTARIOS
1	S.E. 400 kV Boimente L-220 kV Boimente-Puentes G <sup>a</sup> . Rodríguez L-220 kV Boimente-Aluminio	Tiene configuración de interruptor y medio Desaparece la L-400 kV Puentes G <sup>a</sup> .R.-Aluminio
5	S.E. 400 kV Ziérbena L-400 kV Santurce-Ziérbena	Tiene configuración de interruptor y medio
21	L-400 kV Magallón-La Serna L-400 kV Magallón-Peñaflor	Desaparece la L-400 kV La Serna-Peñaflor
25	S.E. 220 kV Lucero L-220 kV Lucero-Boadilla L-220 kV Lucero-T Leganés	Configuración de doble barra con acoplamiento Desaparece la L-220 kV Boadilla-T Leganés
27	AT-10 400/220 kV Vic	600 MVA de capacidad

### INCIDENTES

El día 8 a las 11:29 h se originó un cero de tensión durante dos minutos en SE 220 kV Cillamayor, al desconectar, por tormenta, las dos líneas asociadas: Guardo y Mataporquera. No hubo corte de mercado ni de generación.

El día 8, a las 18:01 h, debido a la rotura de un conductor por impacto de un camión-grúa en la L-220 kV Tordesillas-Otero-Venta y al fallar un interruptor de la misma, se produjo un cero en la barra B de SE 220 kV Tordesillas. A las 18:45 h quedó en

tensión dicha barra, volviendo a disparar a las 18:49 h. A las 18:51 h se repuso la barra B, tras aislar el interruptor de Otero. Como consecuencia de la avería se produjo un cero de tensión en SE 220 kV Otero sin repercusión en el suministro a RENFE, al quedar este garantizado por líneas de 66 kV.

El día 9, a la 1:58 h, por tormenta, se produjeron disparos en SE 220 kV S.Boi y con ello el disparo del doble circuito L-110 kV S.Boi-Llobregat, lo que provocó un corte de mercado en Llobregat de 40 MW durante 2 minutos.

El día 11, desconectó en S.E. 220 kV Sobradelo la salida a Santiago, coincidiendo con trabajos en la salida a Lomba. Se produjo un cero de tensión en dicha subestación, al estar en descargo la línea Sobradelo-Lomba.

El día 18 a las 8:06 h, se produjo un cero de tensión en la SE 220 kV Alcira, por causas desconocidas. No se originó corte de mercado.

El día 29, a las 21:21 h, disparó por tormenta la L-220 kV P.Bibey-Santiago. A consecuencia de ello se perdieron 26 MW de generación en C.H. Santiago.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 301 GWh, lo que representa una reducción del 29% respecto al mes de septiembre.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 96% (394 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 391 GWh.

Con Portugal, REN ha sido el único agente que ha efectuado operaciones de venta de energía en el mercado español (5 GWh).

En la interconexión con Marruecos se han realizado operaciones de exportación de energía a través del contrato de suministro de REE a ONE, que ha tenido una utilización próxima al 90% (60 GWh), y a través de la participación directa de ONE como agente externo comprador en el mercado de producción (90 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 36 GWh.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

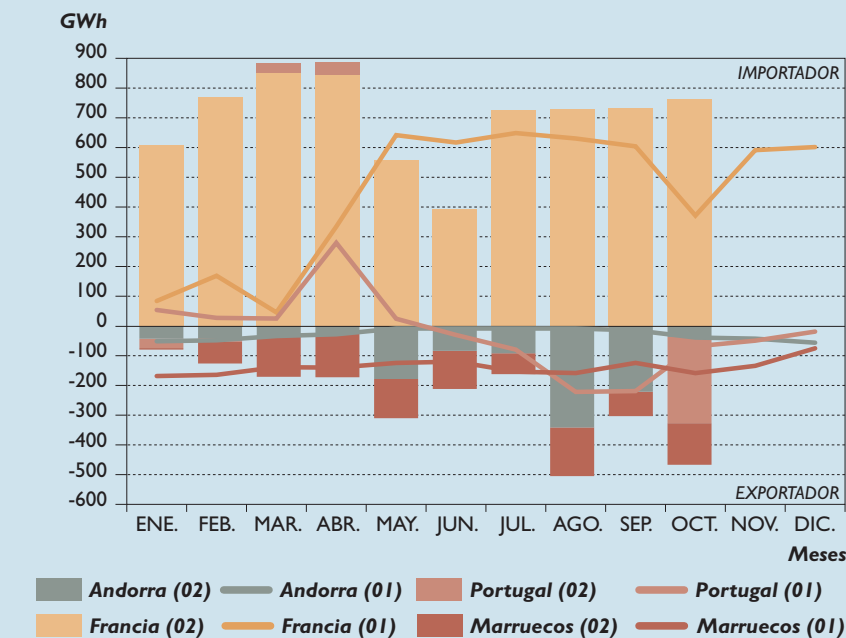


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	35,4	0,0	-35,4
España-Francia	2,3	771,1	768,7
España-Portugal	481,0	190,4	-290,6
España-Marruecos	140,2	0,2	-140,0
<b>TOTAL</b>	<b>659,0</b>	<b>961,7</b>	<b>302,7</b>

### ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

#### Datos en %

	Demanda <sup>(1)</sup>	Variación <sup>(2)</sup>	Energía <sup>(3)</sup>	
			S/2001	Renovable
Ene.	13,99	-2,92	42,17	57,83
Feb.	15,93	4,30	47,10	52,90
Mar.	16,52	1,72	47,05	52,95
Abr.	16,17	3,64	43,27	56,73
May.	17,25	17,67	48,11	51,89
Jun.	15,08	11,14	44,20	55,80
Jul.	14,53	13,73	43,71	56,29
Ago.	14,75	18,13	45,21	54,79
Sep.	14,31	1,23	46,07	53,93
Oct.	16,85	18,07	44,72	55,28
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>15,52</b>	<b>8,20</b>	<b>45,19</b>	<b>54,81</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.

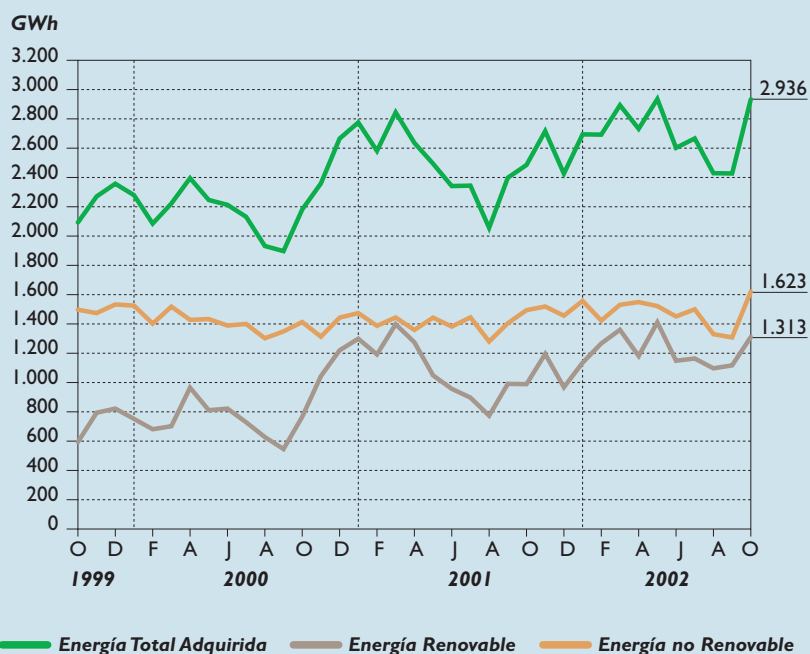


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,29 Céntimos €/kWh y mínimo de 3,238 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,035 Céntimos €/kWh y los 1,001 Céntimos €/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

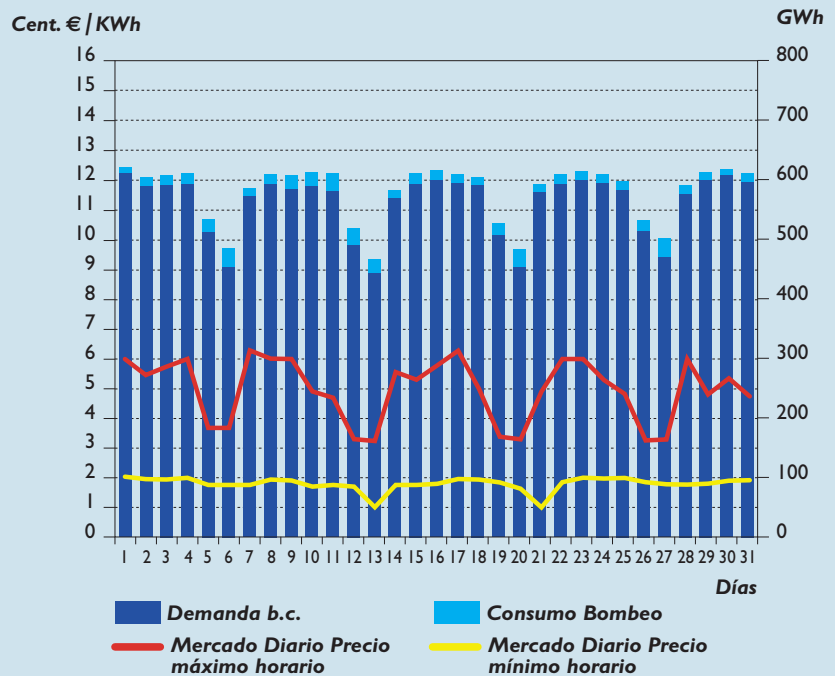


GRÁFICO 14

### 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>15.592</b>	<b>84,5</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>9.369</b>	<b>50,8</b>
- Producción Interior	14.801		- Mercado Diario	9.364	
- Importación	791		- Mercados Intradiarios	5	
Francia	777		<b>Comercializadoras</b>	<b>5.445</b>	<b>29,5</b>
Portugal	3		- Mercado Diario	5.383	
Marruecos	11		- Mercado Intradiarios	63	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>298</b>	<b>1,6</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	277		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>617</b>	<b>3,3</b>
- Importación	21		<b>Exportación</b>	<b>542</b>	<b>2,9</b>
Francia	7		- Portugal	348	
Portugal	15		- Marruecos	153	
Marruecos	0		- Andorra	37	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-64</b>	<b>-0,3</b>	- Francia	4	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>-92</b>	<b>-0,5</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-239</b>	<b>-1,3</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>15.734</b>	<b>85,3</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>15.734</b>	<b>85,3</b>
Contratos Bilaterales (2)	34	0,2	Contratos Bilaterales (2)	34	0,2
Energía programada en Régimen Especial	2.685	14,6	Energía adquirida al Régimen Especial	2.685	14,6
<b>TOTAL</b>	<b>18.453</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>18.453</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

Octubre 2002

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Durante este mes seis transformadores han superado una carga media del 70% de su capacidad, cuatro de ellos de la zona centro.

### 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)	15.230,8	17.012,9	123,5
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	684	1.493	11
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	112	458	-
<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	18	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2,06	81,20	-

(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)	14.946,9	283,9
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	554	130
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	40	72
	MVA	20.663	27.844
<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)	4.326,8	74,7	12.686,1	48,8
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	196	3	1.297	8
<b>Transformación</b>	Nº unidades	1	-	457	-
	MVA	63	-	45.818	-
<b>Reactancias</b>	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
<b>Cable</b>	Nº Circuitos	-	-	18	-
<b>Subterráneo</b>	Long. (km)	-	-	81,20	-

CUADRO 3



En 400 kV dos líneas han superado una carga máxima del 70% (Cartelle-Lindoso y Pinar-Melloussa), aunque ninguna alcanzó una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, tres líneas han registrado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno: Meirama-Mesón, Mudarra-Mudarra ID, Picón-El Emperador.

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.

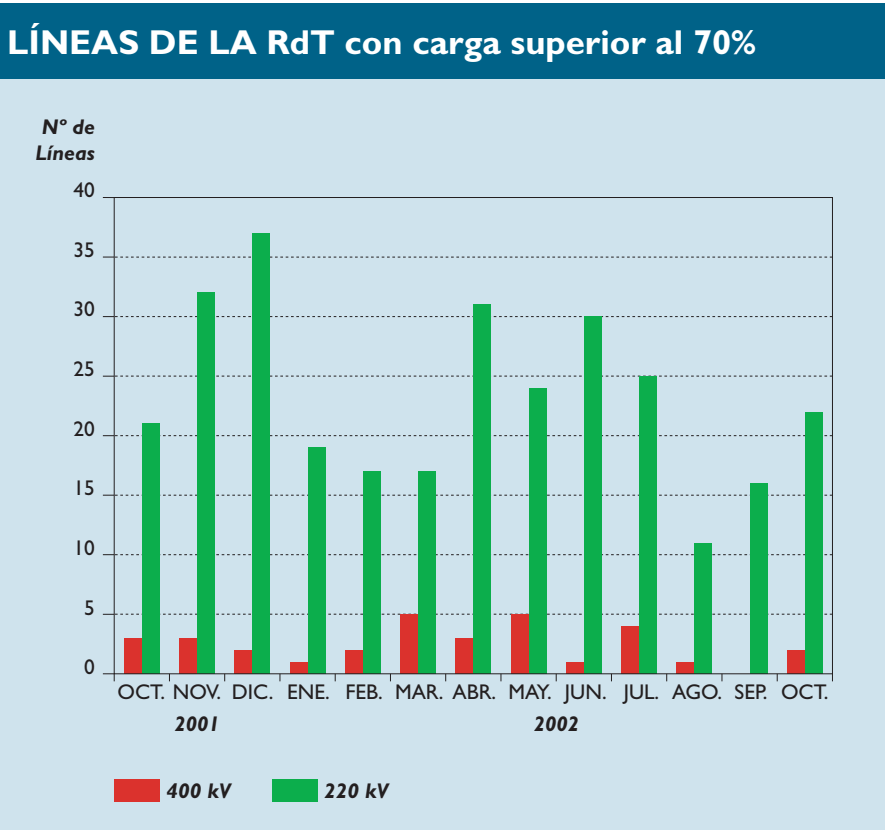


GRÁFICO 1

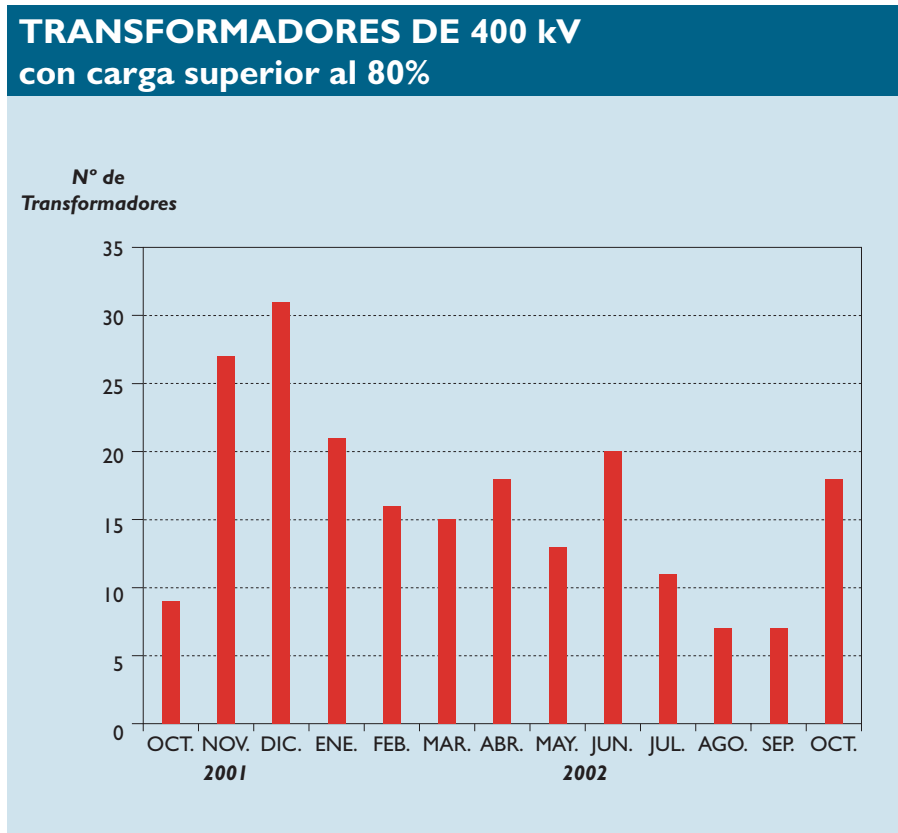


GRÁFICO 2

Este mes, seis transformadores han superado una carga media de 70% de su capacidad, la mayoría de ellos de la zona centro (Almaraz, Morata, Fuencarral).

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

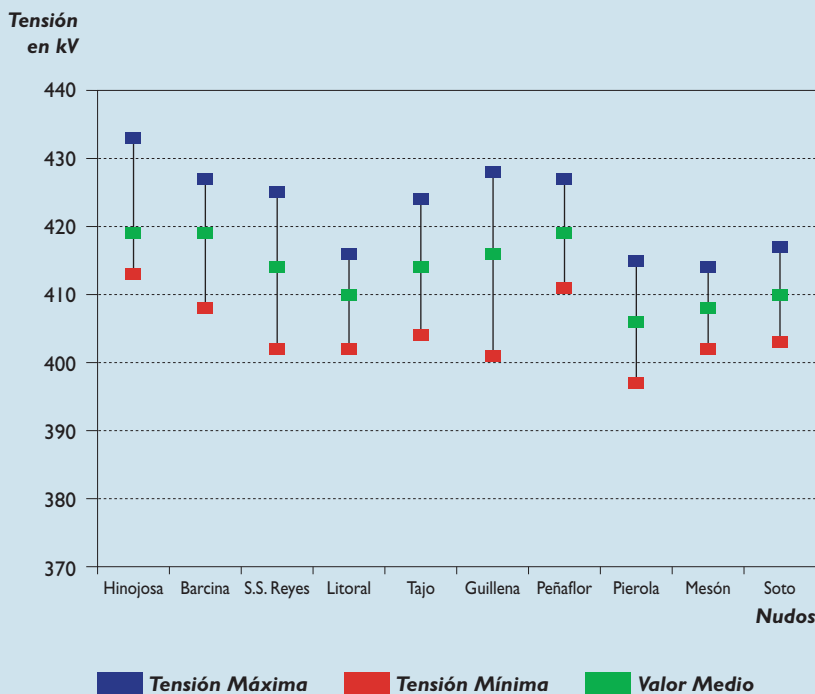
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 107.



### 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 La Serna y los 391 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de Vilecha, Almazán y La Serna.

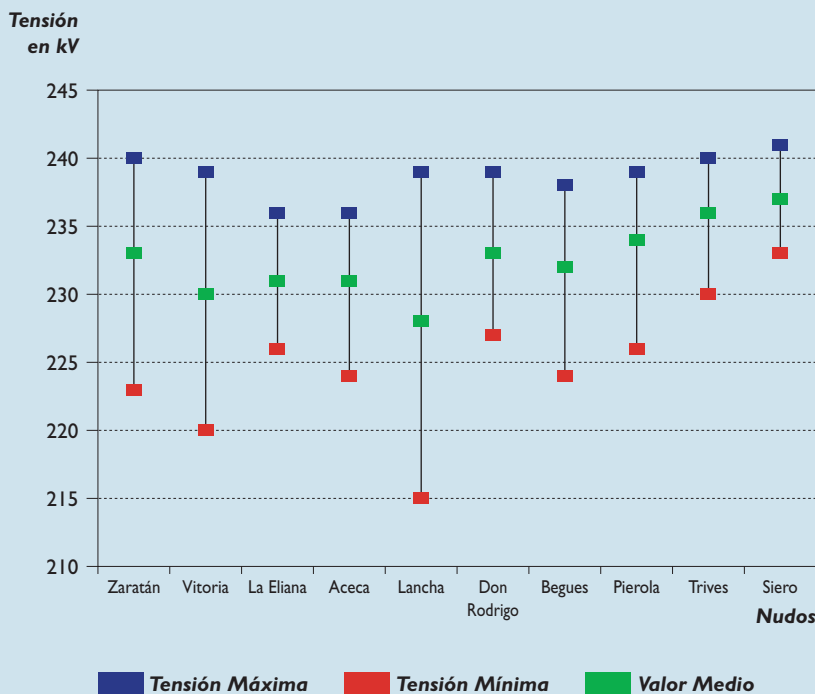
#### TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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, se han superado los 240 kV durante más de 45 horas en las subestaciones de Benahadux y Saucelle.

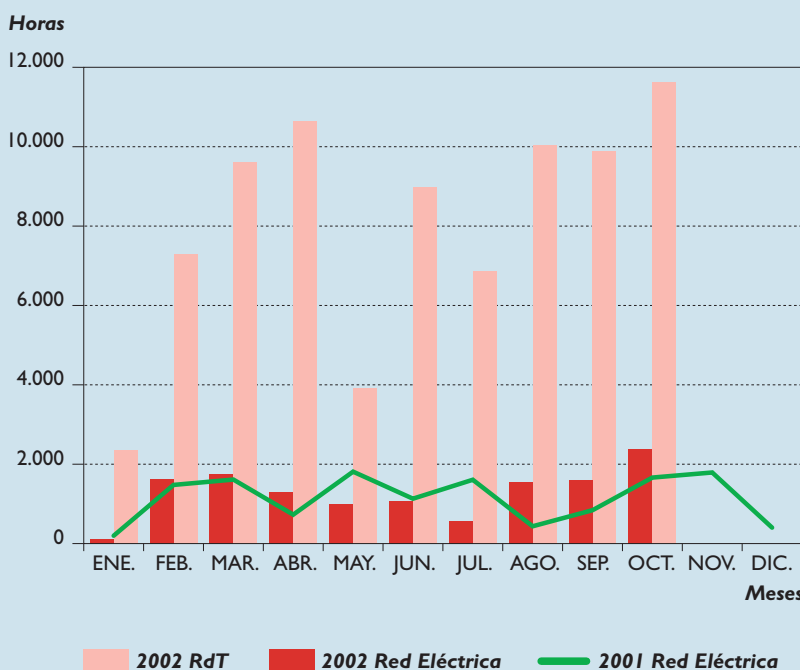
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 400 kV Lada-Robla, Morata-Villaviciosa y Moraleja-Villaviciosa para tendido de fibra óptica.
- Línea de 400 kV Catadau-Olmedilla, para recrecido de apoyos y mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Aldeadávila-Arañuelo para mantenimiento y actuaciones singulares en nidos.
- Líneas de 400 kV Arañuelo-Morata 2, Trillo-Olmedilla 2 y Cedillo-J.M.Oriol para mantenimiento de elementos de la línea.

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



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

GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

	Líneas				Transformadores			
	Por Mantenimiento		Otras Causas		Por Mantenimiento		Otras Causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
<b>400 kV</b>	14	1.030,1	26	4.745,1	8	1.376,0	3	160,4
<b>220 kV</b>	11	1.362,9	15	2.920,0	0	0	0	0,0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 400 kV Arañuelo-Morata I para cambiar el cable de tierra.
- Línea de 400 kV Almaraz-Bienvenida para tendido de fibra óptica, cambio de grapas en el cable de tierra y mantenimiento.
- Líneas de 220 kV Santiago-Sobradelo, Sobradelo-Lomba y Trives-Lomba para reapriete de grapas de compresión.
- Líneas de 220 kV Escalona-T.Foradada y Guadame-Lancha para mantenimiento de línea.
- Líneas de 220 kV Compostilla-Mudarra y Montearenas Mudarra por obras de construcción de autovía.
- Líneas de 220 kV Otero-Ventas por cambio de traza entre los apoyos 5 y 18.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Aldeadávila posición Hinojosa para legalización de calderines del interruptor.
- Subestación de 400 kV Barcina posiciones Grijota e Itxaso para pintado de seccionadores.
- Subestación de 400 kV Güeñes posición Herrera, para pintado de seccionadores y revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Grijota posición Barcina para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Muela posición Cofrentes I para revisión de la posición.

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

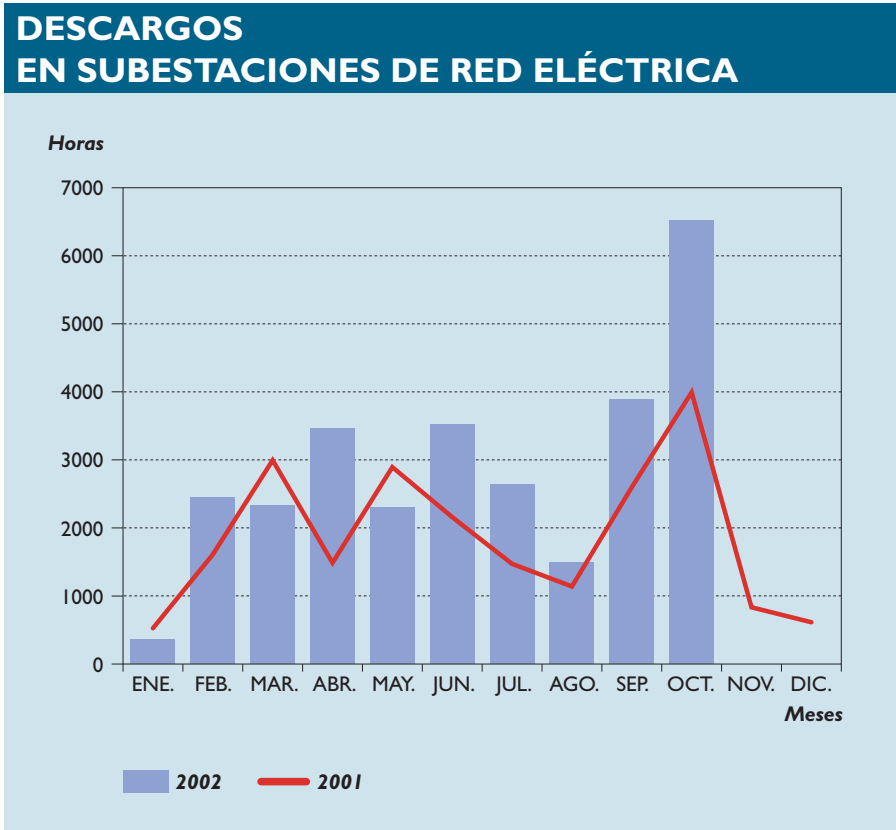


GRÁFICO 6

### DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Interrupción por Mantenimiento

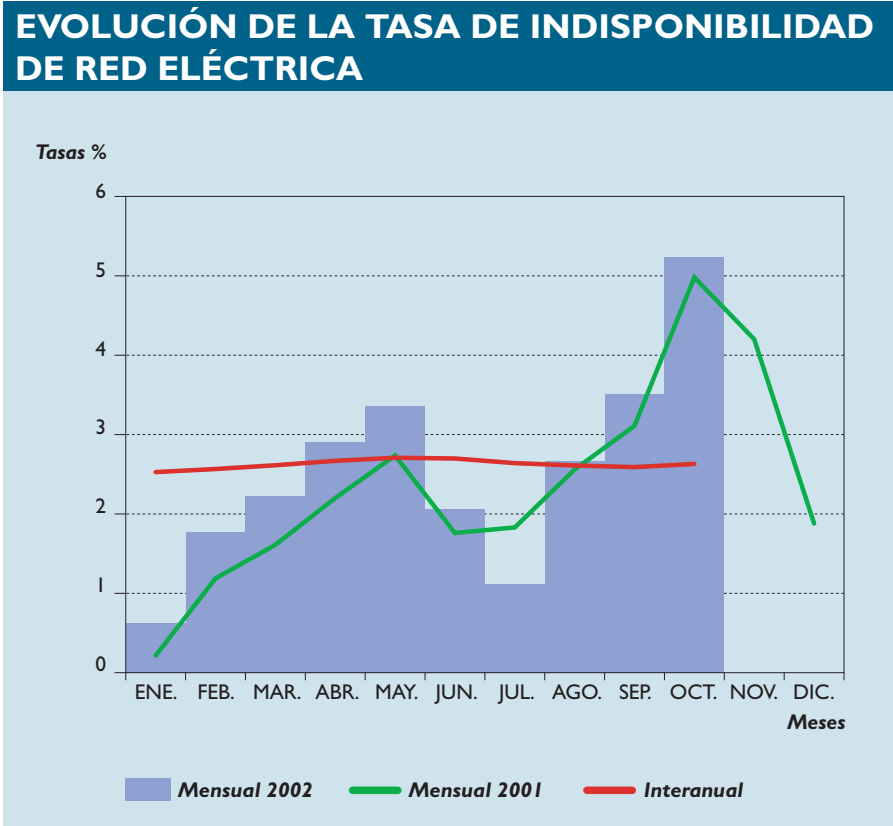
	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	4.481	1.578	6.058
<b>Barras</b>	143	311	454
<b>TOTAL</b>	<b>4.624</b>	<b>1.888</b>	<b>6.512</b>

CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Morata posición adyacente a barras 1 de Almaraz 2 para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Robla posición Lada para revisión de la posición y siliconado de aislamiento.
- Subestación de 220 kV Compostilla posición Mudarra, para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Mudarra posición Compostilla para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Grado posición Monzón para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Prada posición Puente Bibey para revisión de la posición.

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
<b>Mantenimiento Preventivo</b>	1,2315	0,6366
<b>Indisponibilidades Fortuitas</b>	0,0668	0,0522
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	1,2983	0,6888
<b>Por Otras Causas</b>	3,9448	1,9408
<b>TOTAL</b>	<b>5,2431</b>	<b>2,6296</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**

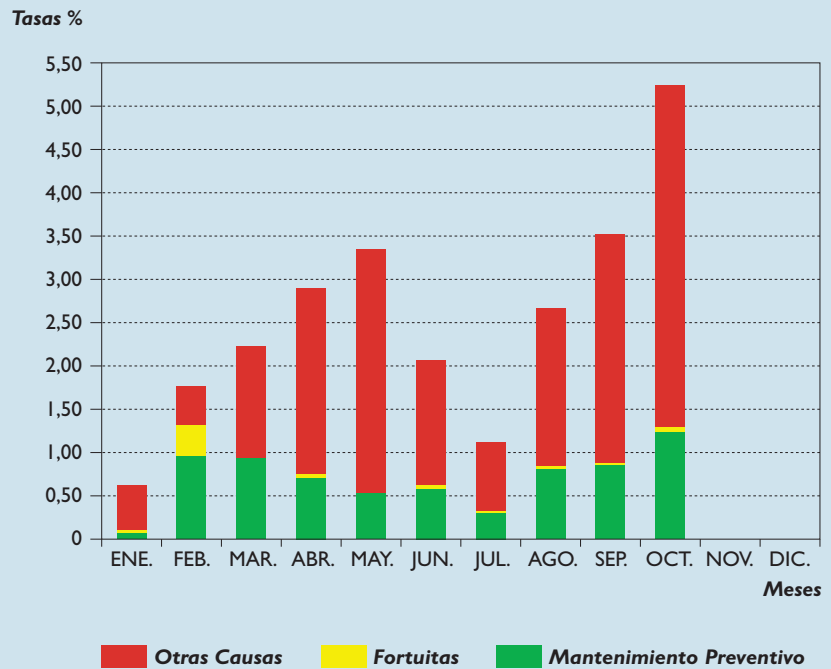
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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		Agentes		
		Fallo Líneas	Fallo Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	19
	220 kV	3	25	51
	< 220 kV	0	0	2
Transformadores	400/220/132 kV	0	3	11

Duración		Con Reenganche		
		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	
Líneas	400 kV	0	9	10
	220 kV	7	47	25
	< de 220 kV	0	2	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	12	1

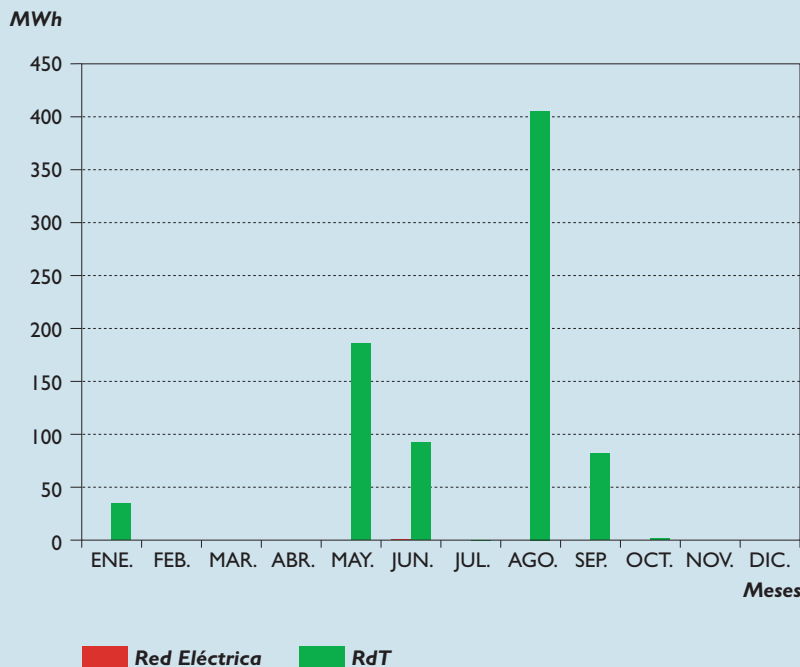
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de septiembre se ha registrado un solo corte de mercado en la red de transporte. Éste tuvo lugar en Llobregat (Cataluña), en instalaciones ajenas a REE, debido a agentes atmosféricos y supuso una energía no suministrada de 1,33 MWh.

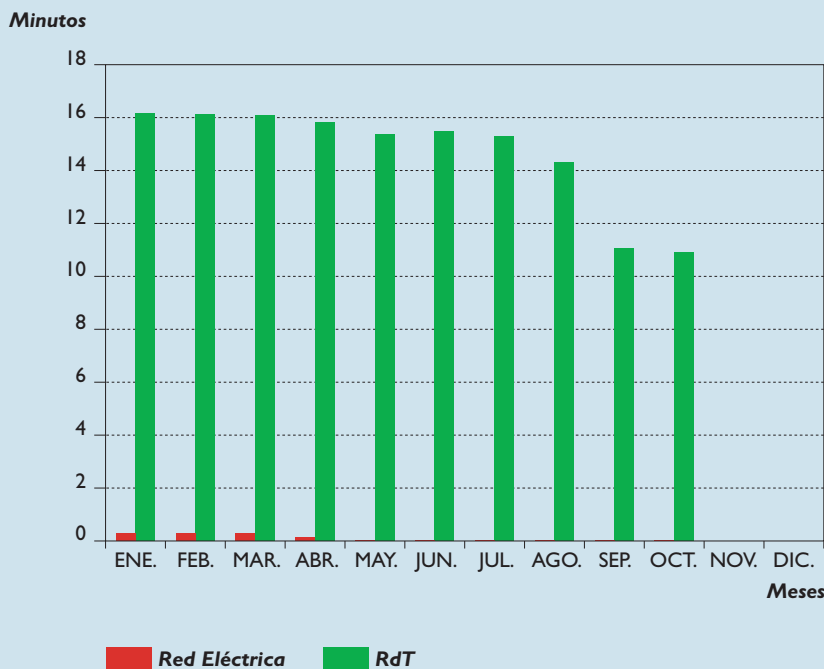
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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 0,002 minutos y el de la Red de Transporte fue de 10,90 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)