

# Informe Mensual

NOVIEMBRE 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: 27-12-2002. Datos provisionales

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



- La demanda de energía eléctrica en el mes de noviembre alcanzó los 17.487 GWh, con un crecimiento negativo de 1,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 3,0%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 38,2% por encima de la energía producible característica en este periodo.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 46,6% de su capacidad total, tercer valor más alto registrado en un mes de noviembre desde 1980.

## I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.979	-4,3	18.273	-51,4	20.115	-52,4
<b>NUCLEAR</b>	5.600	3,6	57.189	-1,4	62.906	-1,4
<b>Hulla + Antracita</b>	3.154	-11,1	37.912	23,1	41.780	26,6
<b>Lignito Pardo</b>	1.314	-1,3	14.705	14,3	16.079	16,3
<b>Lignito Negro</b>	758	4,4	9.130	61,8	9.954	60,6
<b>Carbón Importación</b>	1.146	-5,0	12.208	6,9	13.506	10,1
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.371	-6,4	73.955	21,8	81.319	24,6
<b>Gas Natural</b>	877	128,0	11.047	135,3	11.788	139,0
<b>Fuel-Oil</b>	298	-70,8	9.831	80,9	11.375	98,2
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	15.126	-3,6	170.295	2,3	187.503	3,0
<b>Consumos Producción</b>	667	-4,6	7.722	13,2	8.486	14,7
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	14.459	-3,5	162.573	1,9	179.017	2,5
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.092	13,7	30.081	8,6	32.509	7,1
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	17.551	-0,9	192.654	2,9	211.525	3,2
<b>Consumos en Bombeo</b>	567	68,7	6.274	75,7	6.834	57,1
<b>Saldo Físico I. Internacionales</b>	503	-	5.099	-	5.589	73,0
<b>DEMANDA</b>	17.487	-1,6	191.480	2,6	210.281	3,2

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh														
Concepto	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	T. Año Móvil	
	<b>2001</b>					<b>2002</b>								
Hidroeléctrica	1.842	1.574	1.292	1.912	1.869	1.990	2.073	1.671	1.275	1.279	1.359	1.979	20.115	
Térmica Nuclear	5.716	5.769	4.999	4.412	4.413	4.982	5.282	5.717	5.595	4.789	5.631	5.600	62.906	
Térmica Convencional	9.632	10.124	8.469	8.735	8.296	8.080	8.457	9.186	8.227	9.252	8.487	7.547	104.492	
PRODUCCION BRUTA	17.190	17.467	14.760	15.059	14.578	15.052	15.812	16.574	15.097	15.320	15.477	15.126	187.503	
Consumos Producción	764	774	689	687	667	664	706	754	706	697	711	667	8.486	
PRODUCCION NETA	16.426	16.693	14.071	14.372	13.911	14.388	15.106	15.820	14.391	14.623	14.766	14.459	179.017	
Adquirida Autoprod.	2.428	2.691	2.693	2.892	2.735	2.972	2.580	2.630	2.431	2.429	2.936	3.092	30.921	
PROD. TOTAL NETA	18.854	19.384	16.764	17.264	16.646	17.360	17.686	18.450	16.822	17.052	17.702	17.551	211.525	
Consumos en Bombeo	560	653	506	466	443	559	628	700	572	598	580	567	6.834	
Saldo Internacional	490	532	649	722	705	259	187	576	236	428	303	503	5.589	
DEMANDA	18.784	19.263	16.907	17.520	16.908	17.060	17.245	18.327	16.486	16.881	17.424	17.487	210.281	
Δ % Mensual	9,6	5,3	2,5	1,6	8,9	2,2	0,9	3,9	-1,6	2,4	4,3	-1,6	-	
Δ % 365 días	5,6	6,0	5,4	5,1	5,6	5,2	4,8	4,5	3,8	3,8	3,7	3,2	3,2	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh SEPTIEMBRE 2002													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	116	2.095	1.484	4.359	223	3.805	89	0	3.058	252	3.886	19.367	
Térmica Nuclear	3.935	11.206	5.342	30.358	—	—	0	320	0	0	1.439	52.600	
Térmica Convencional	2.146	23.433	9.996	1.683	3.695	16.138	161	7.201	421	2.578	213	67.665	
PROD.TOTAL NETA I	6.197	36.734	16.822	36.400	3.918	19.943	250	7.521	3.479	2.830	5.538	139.632	
Saldo Internacional	330	1.446	236	-5.656	214	2.946	294	1.512	263	339	-915	1.009	
Consumos en Bombeo	135	456	572	518	54	817	118	0	103	66	274	3.113	
DEMANDA 2													
Mensual	6.392	37.724	16.486	30.226	3.622	25.760	426	9.033	3.639	3.103	4.349	140.760	
Δ %	0,8	-1,4	-1,6	-1,3	-5,3	-2,9	3,9	2,5	-10,6	-0,2	0,6	-1,6	
Año Móvil	191	496.535	209.791	438.591	47.128	308.117	6.047	109.464	1.281	40.561	58.361	1.716.067	
Δ %	-0,4	0,0	3,8	2,2	6,4	1,6	3,2	3,9	-3,1	3,7	1,9	1,9	
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 6.562 MW y mínimos de 627 MW, la realizada con carbón ha alcanzado valores programados horarios que oscilan entre 10.367 MW y 5.614 MW; el fuel - gas entre 4.324 MW y 337 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 400 MW y un máximo 2.192 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.906 MW y los 5.234 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.423 MW.

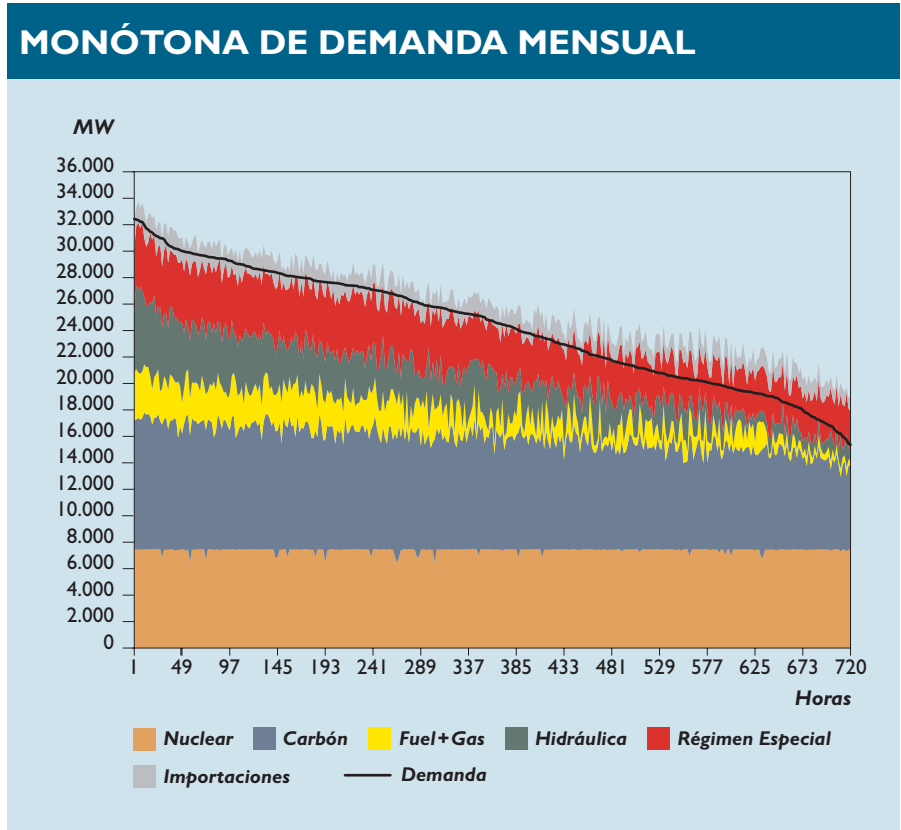


GRÁFICO 1

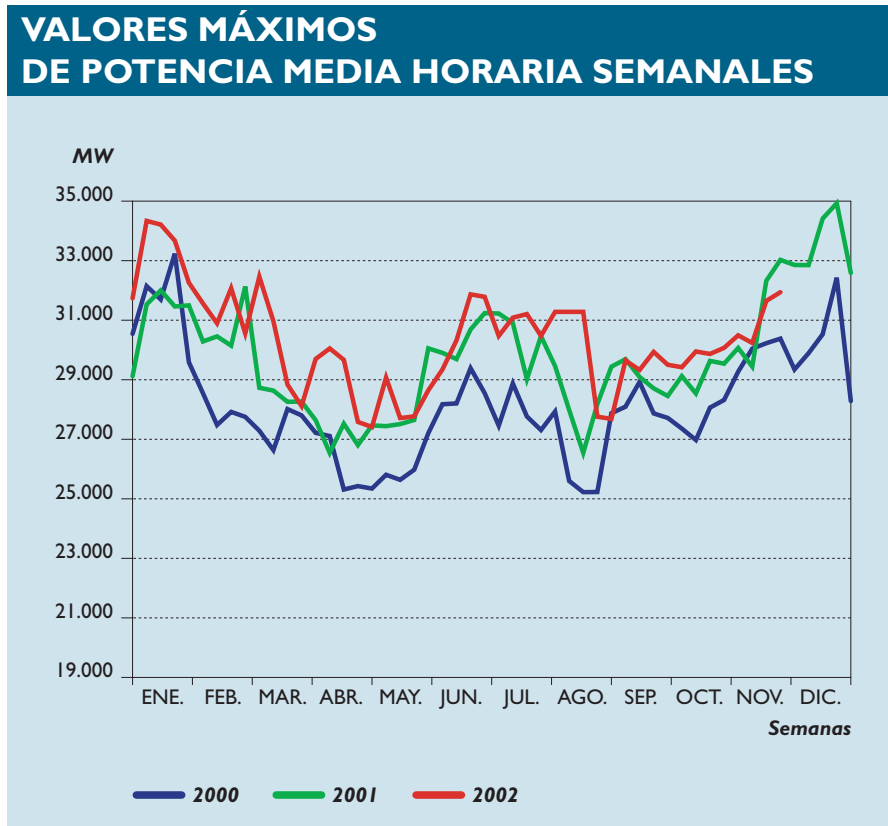


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 21 con 32.475 MW a las 20 horas, valor similar al registrado el año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. descendió en 1,6 %. Este decremento se debe al efecto de la temperatura que redujo en 4,8 puntos el crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	17.487	-1,6
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,2
Efecto Temperatura (3)		-4,8
Efecto Act. Económica y Otros		3,0
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	191.480	2,6
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,1
Efecto Temperatura (3)		-0,4
Efecto Act. Económica y Otros		3,1

(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)

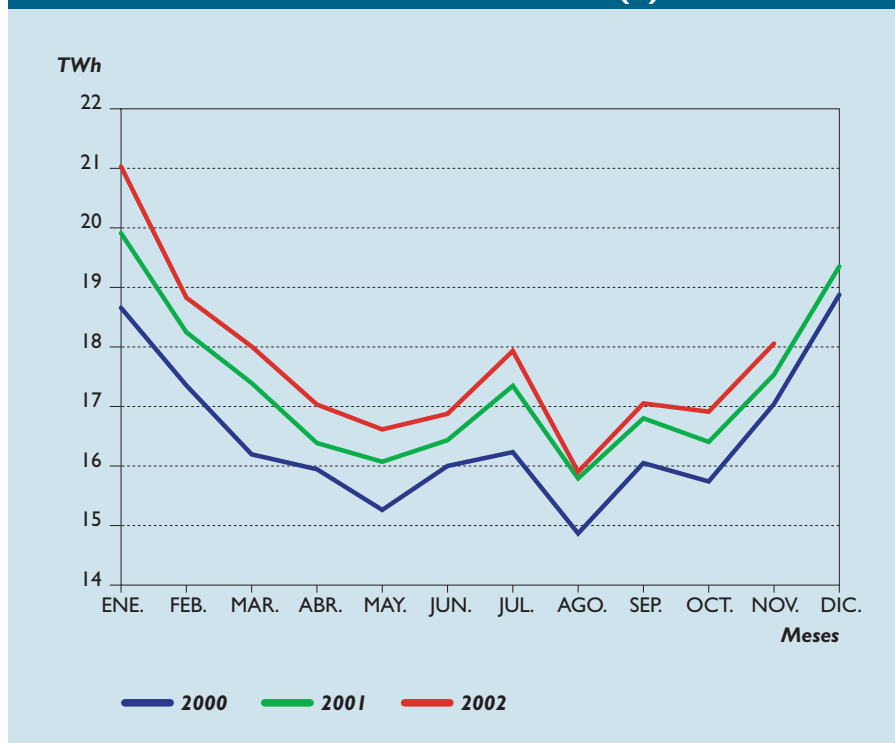


GRÁFICO 3

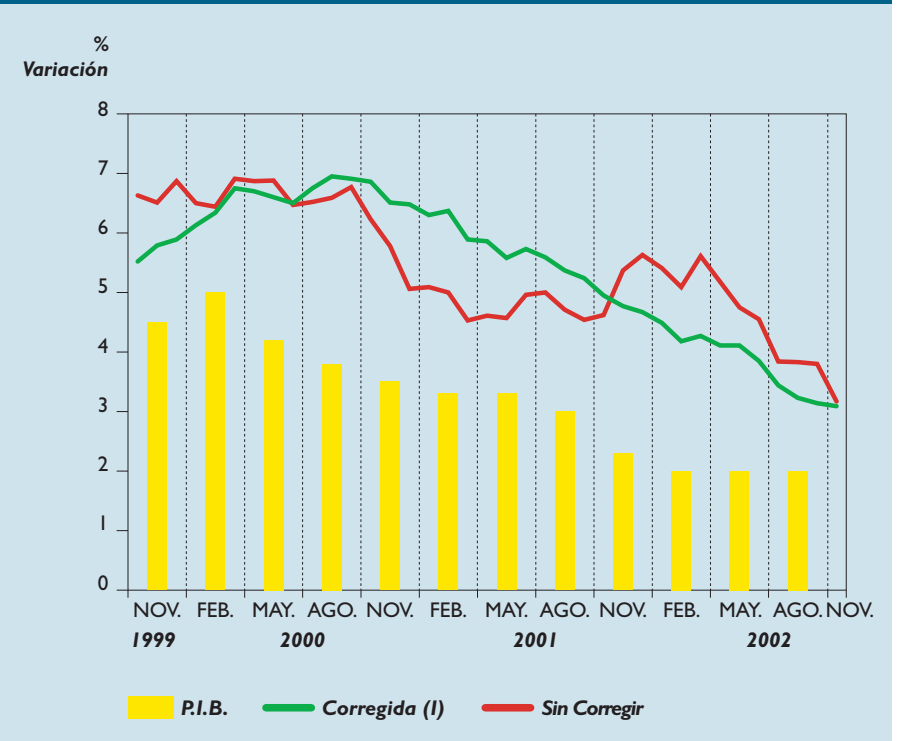
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,0%, inferior en tan sólo 0,2 puntos al crecimiento experimentado en noviembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 3,2%, 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 octubre 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

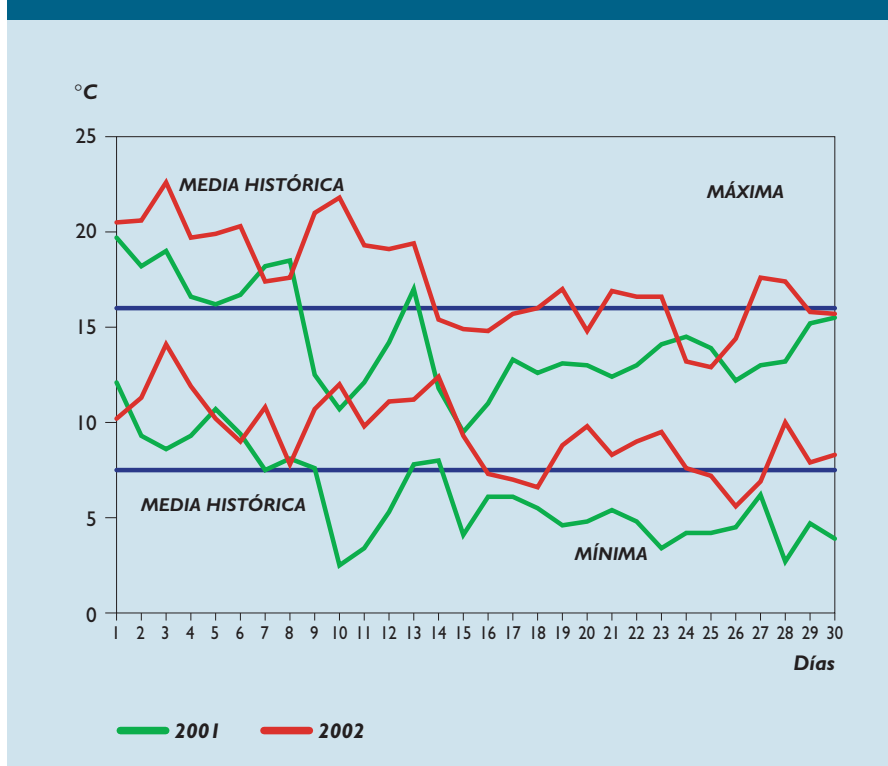


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de noviembre fue de 13,4 °C, frente a los 10,3 °C del año anterior.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 17,5 °C, superior a los 14,4 °C registrados en noviembre del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 9,4 °C frente a los 6,2 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 100 GWh, 26 GWh por encima al valor característico de un mes de noviembre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes húmedo, como el mes de septiembre, se registró una energía producible en el mes de 3.194, más de un 38% por encima del 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

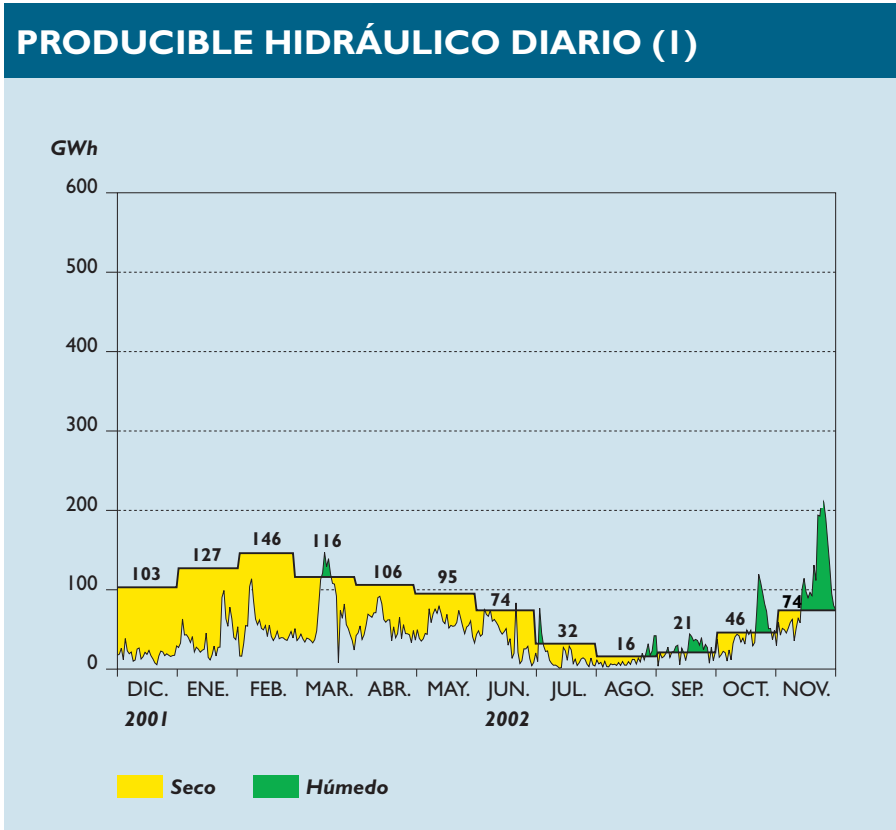


GRÁFICO 6

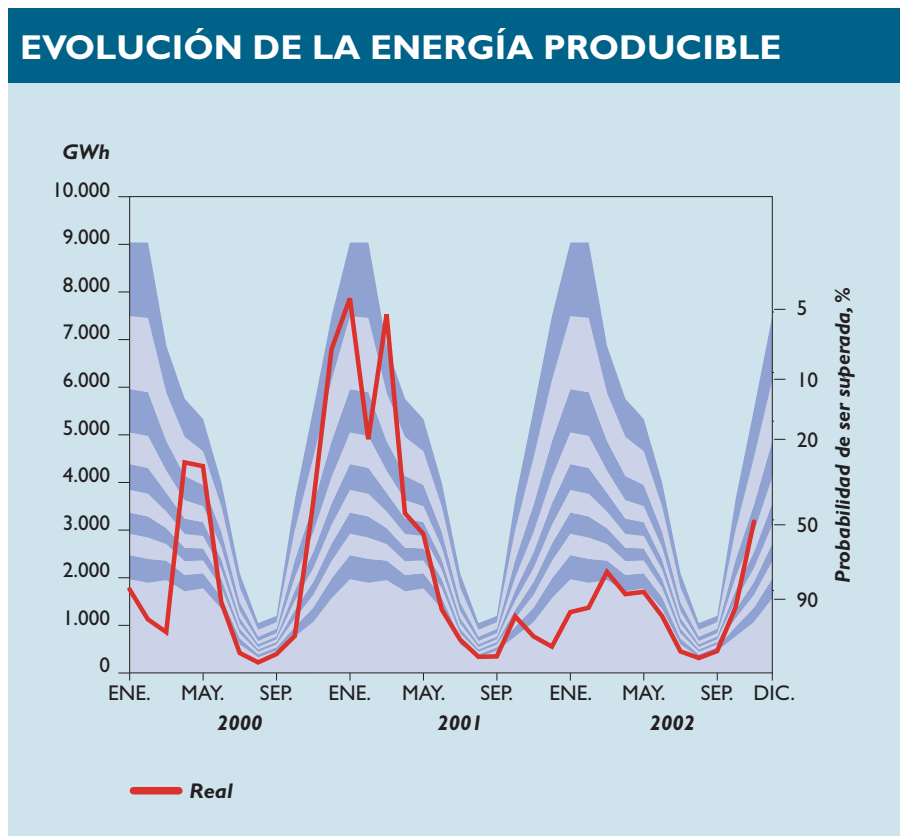


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,44 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 24%.

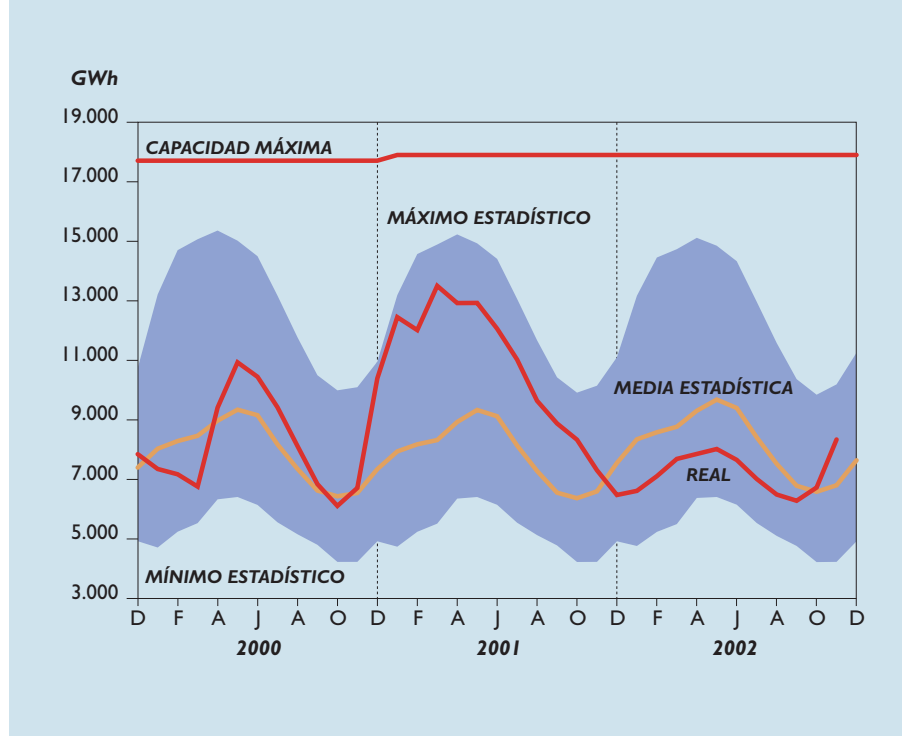
El índice de producible hidráulico de los nueve primeros meses del año es del 0,55 del valor característico, inferior al 1,36 registrado en el mismo periodo del año anterior.

(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 período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 46,6% de su capacidad, un 5,8% superior al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

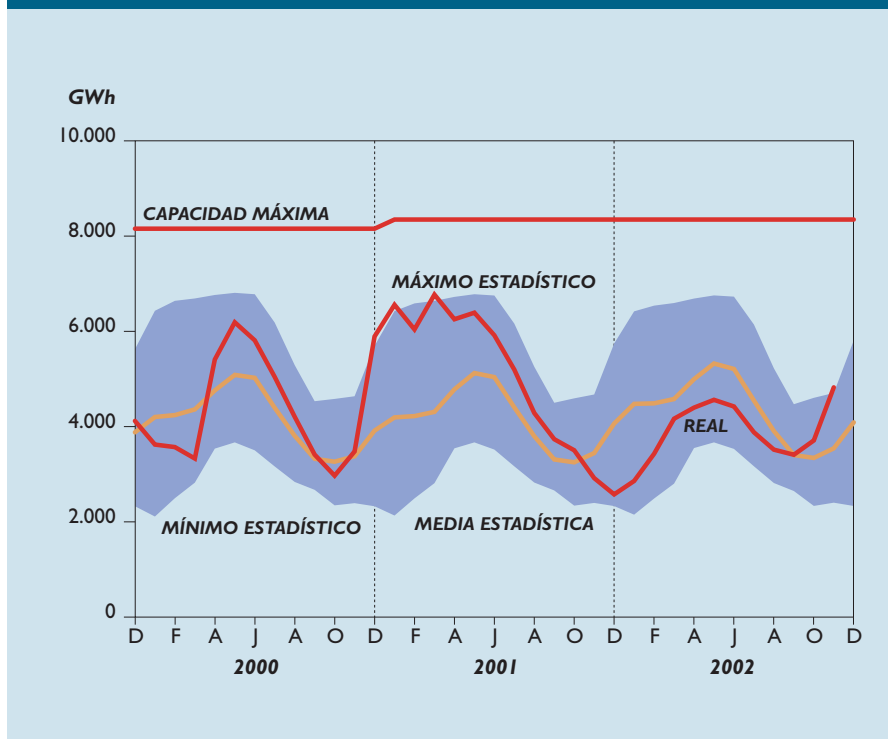


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 57,8%; 13,3 puntos más que en el mes anterior.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 36,8% de su capacidad, frente al 31,6% del mes de octubre.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

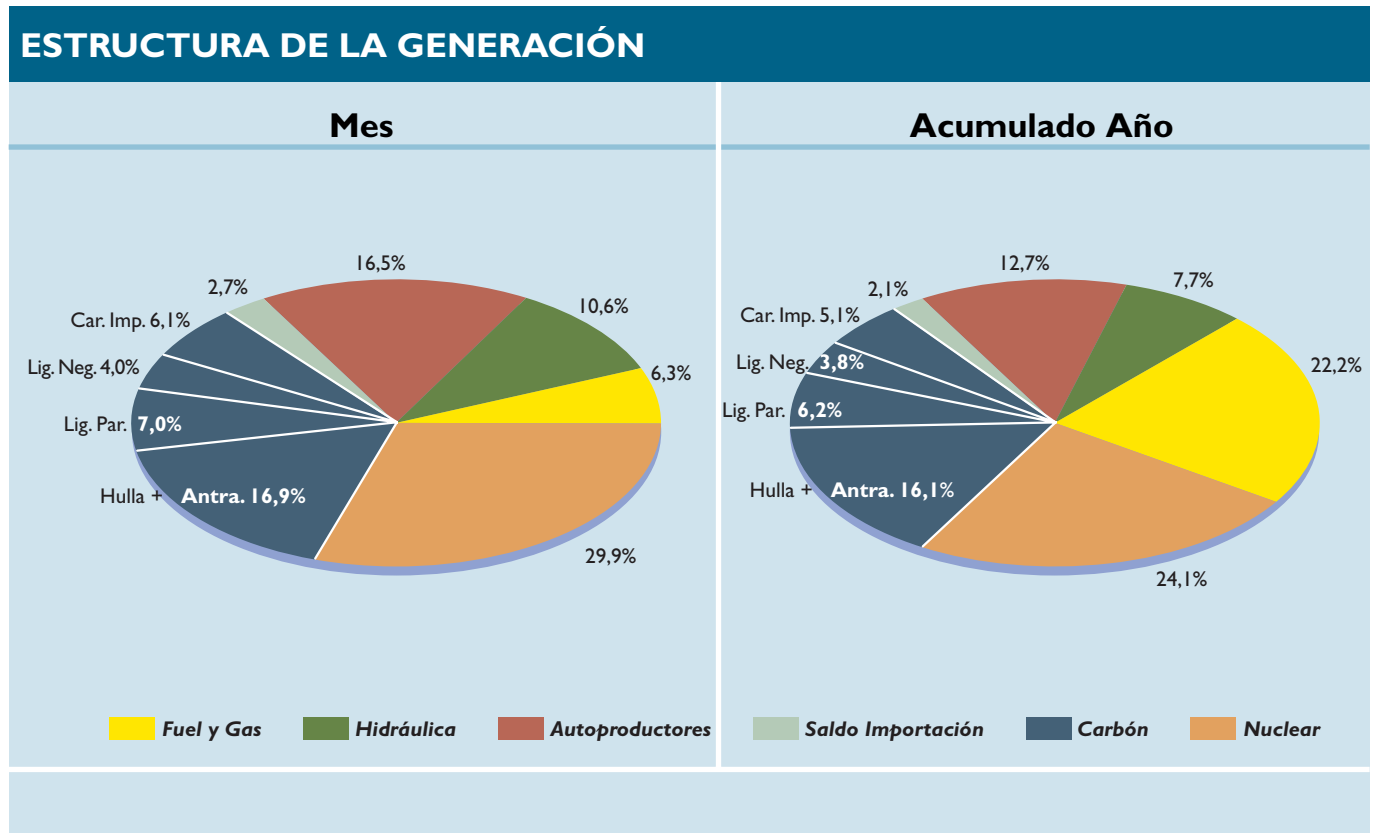
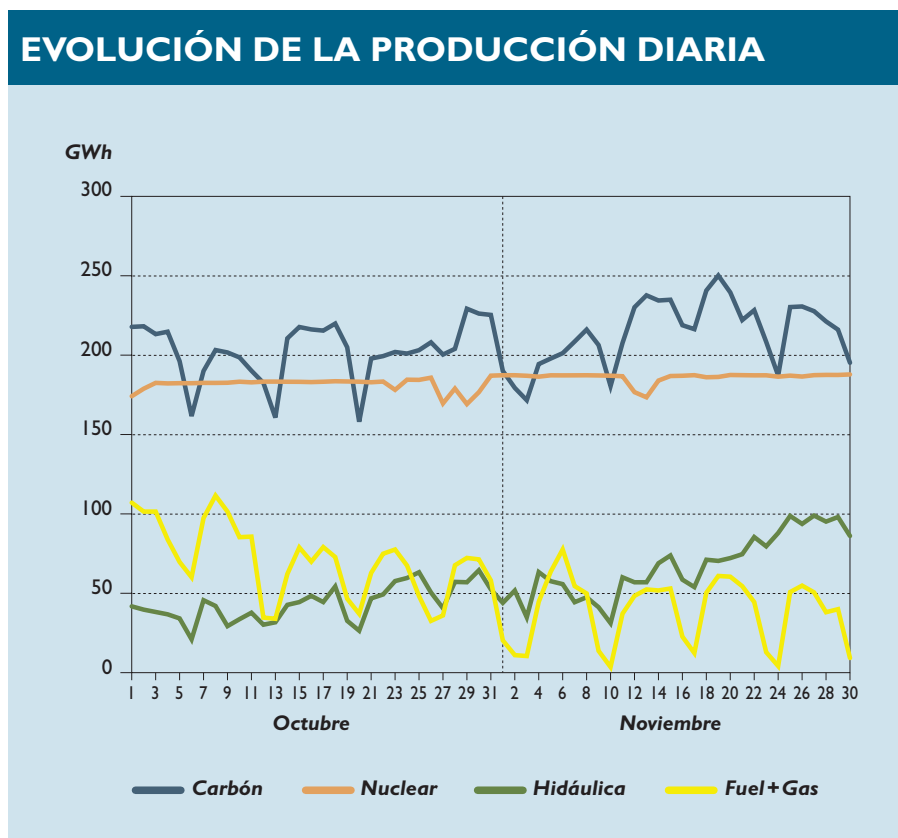


GRÁFICO 10



La producción con carbón entre un máximo de 250 GWh y un mínimo de 172 GWh; la hidráulica entre 99 GWh y 31 GWh; y la realizada con fuel gas osciló entre los 78 GWh y 4 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 186 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	NOVIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	1,00	0,00	0,00	0,93	0,06	0,01
Hulla + Antracita	0,89	0,02	0,09	0,88	0,04	0,08
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,94	0,00	0,06	0,93	0,00	0,07
Carbón Importación	0,93	0,00	0,07	0,89	0,04	0,08
TOTAL CARBÓN	0,92	0,01	0,07	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS	0,60	0,11	0,29	0,61	0,02	0,37

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

CUADRO 5

### 5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

DÍA	NUEVA INSTALACIÓN	COMENTARIOS
7	S.E. 400 kV Terrer L-400 kV Terrer-Magallón L-400 kV Terrer-Trillo	Tiene configuración de interruptor y medio
17	S.E. 220 kV Arganda L-220 kV Arganda-Loeches L-220 kV Arganda-Valdemoro	Configuración de doble barra con acoplamiento Desaparece la L-220 kV Loeches-Valdemoro
19	S.E. 400 kV Medinaceli L-400 kV Medinaceli-Rueda L-400 kV Medinaceli-Trillo	Tiene configuración de interruptor y medio
25	S.E. 220 kV Villanueva del Rey L-220 kV Casillas-Villanueva del Rey L-220 kV Villanueva del Rey-Santiponce	Configuración de doble barra con acoplamiento Desaparece la L-220 kV Casillas-Santiponce

#### INCIDENTES

El día 2, a las 12:07 h se produce la rotura de uno de los conductores de la línea 220 kV Catadau-Alcira-Jijona, en las proximidades de esta subestación, que, al caer al suelo, provoca un incendio. La línea se repuso el día 4, a las 16:16. No se produjo corte de mercado ni pérdida de generación en la zona.

El día 14, a las 08:20 h se produce la avería de varias líneas de 66 kV en la provincia de Cádiz (Rota, Chipiona y Sanlúcar de Barrameda) debido al temporal de viento en la zona. Se produce un corte de mercado que

afectó a unos 141.000 clientes. A 14 h el corte de mercado afectaba a 50.000 clientes.

De 21:19 a 22:44 h se reponen varias líneas de 66 kV averiadas, reanudándose la alimentación a los clientes de Rota, Chipiona y Sanlúcar de Barrameda excepto la base naval de Rota y la factoría de Campsa.

El día 15, a 11:26 h se repone la alimentación a la base naval de Rota. Queda pendiente de alimentar la factoría de Campsa.

No se dispone de la evaluación de energía no suministrada realizada por la empresa

distribuidora (Endesa Distribución).

El día 28, a las 14:50 h dispara en S.E. 220 kV Mangraners el interruptor de salida/Juneda. Al estar en descargo la L-220 kV Perafort-Constanti, el mercado alimentado por las S.E. 220 kV Juneda (Lérida), Montblanc y Perafort (Tarragona), queda conectado solamente a la cogeneración de Repsol.

A las 15:08 h dispara la cogeneración de Repsol. Se produce un corte de mercado estimado, según Endesa Distribución, en 30 MW durante 2 minutos. A las 15:10 h queda recuperado todo el mercado.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 483 GWh, lo que representa un incremento de un 60% respecto al mes de octubre.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 93% (370 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF y EGL(Suiza) han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 391, 169 y 1 GWh.

Con Portugal, REN actuando como agente externo vendedor ha efectuado operaciones de venta de energía en el mercado español por un total de 27 GWh. A estas importaciones se le ha unido las realizadas por UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA (38 GWh), HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN (5 GWh) y HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA (35 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 85% (55 GWh), y a través de la participación directa de ONE como agente externo comprador en el mercado de producción (57 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 38 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

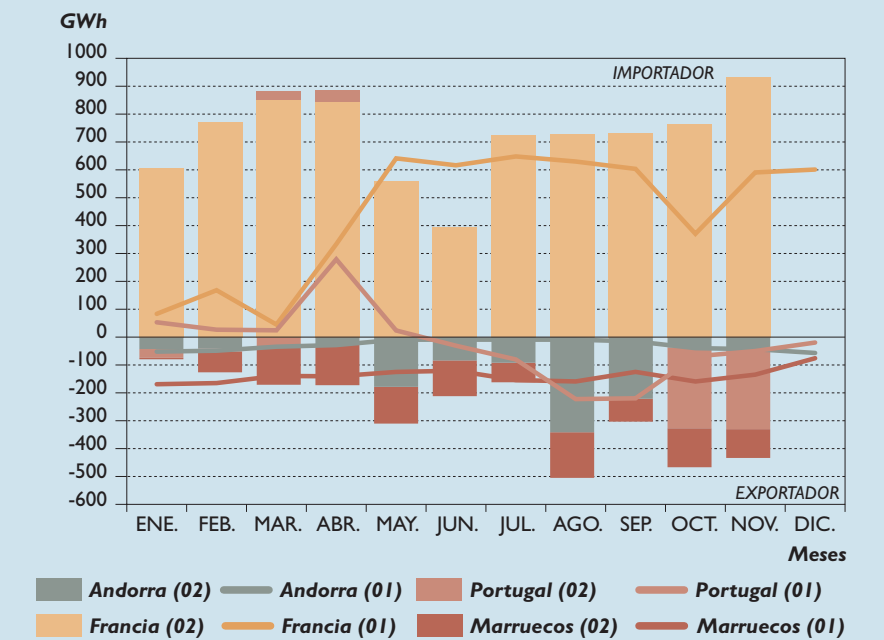


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	38,2	0,0	-38,2
España-Francia	0,4	935,9	935,5
España-Portugal	528,1	237,1	-291,0
España-Marruecos	103,5	0,0	-103,5
<b>TOTAL</b>	<b>670,2</b>	<b>1.173,1</b>	<b>502,9</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
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.	17,68	13,76	45,36	54,64
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>15,72</b>	<b>13,74</b>	<b>45,21</b>	<b>54,79</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.

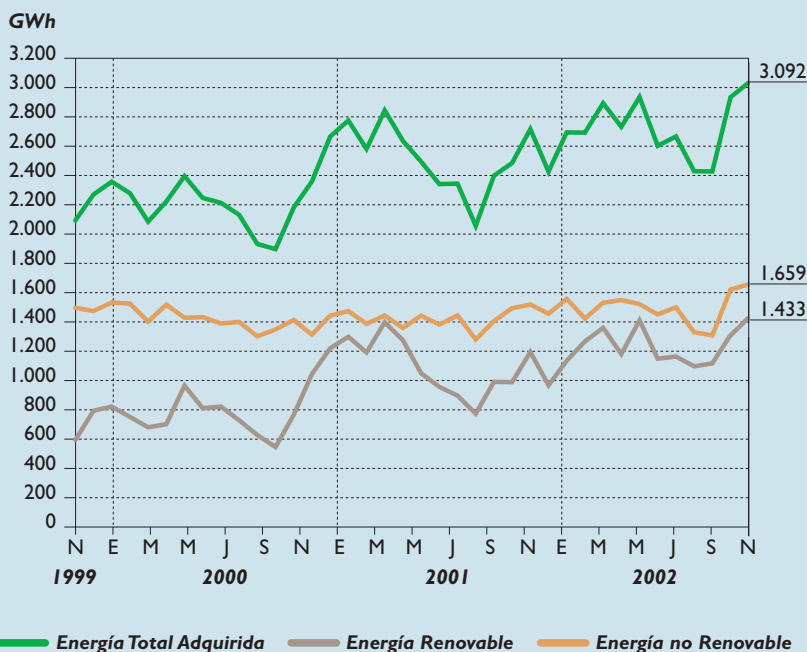


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,553 Céntimos €/kWh y mínimo de 2,525 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,809 Céntimos €/kWh y los 0,000 Céntimos €/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

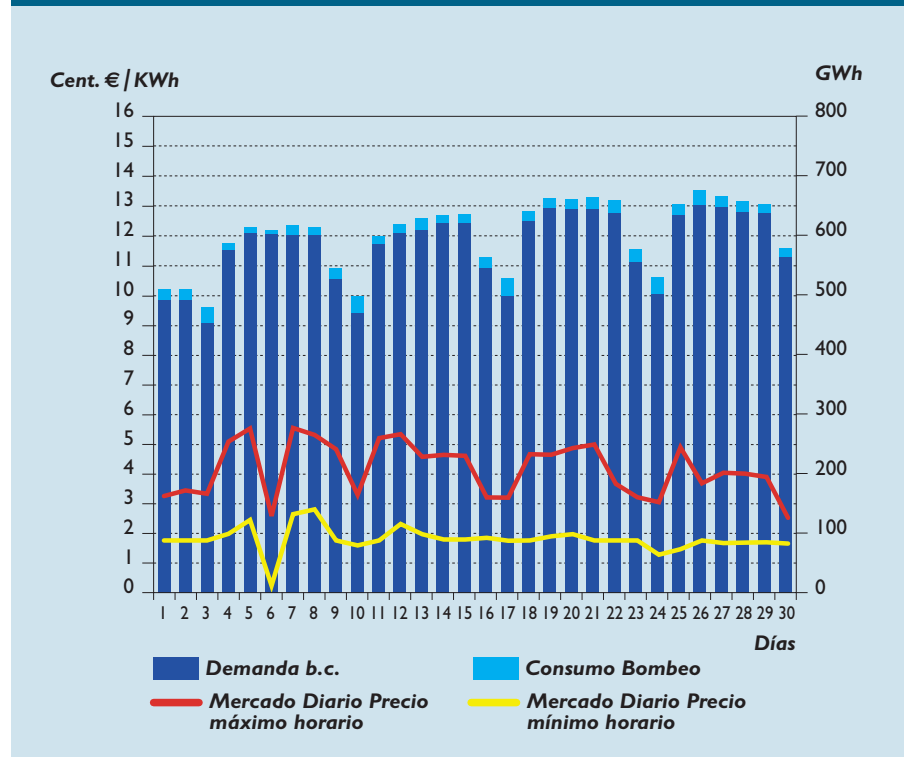


GRÁFICO 14

**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>15.457</b>	<b>82,9</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>9.732</b>	<b>52,2</b>
- Producción Interior	14.579		- Mercado Diario	9.731	
- Importación	878		- Mercados Intradiarios	1	
Francia	867		<b>Comercializadoras</b>	<b>4.861</b>	<b>26,1</b>
Portugal	10		- Mercado Diario	4.813	
Marruecos	0		- Mercado Intradiarios	48	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>249</b>	<b>1,3</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	218		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>588</b>	<b>3,2</b>
- Importación	31		<b>Exportación</b>	<b>537</b>	<b>2,9</b>
Francia	13		- Portugal	385	
Portugal	18		- Marruecos	113	
Marruecos	0		- Andorra	39	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-57</b>	<b>-0,3</b>	- Francia	0	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>52</b>	<b>0,3</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>4</b>	<b>0,0</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>15.702</b>	<b>84,2</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>15.702</b>	<b>84,3</b>
Contratos Bilaterales (2)	150	0,8	Contratos Bilaterales (2)	150	0,8
Energía programada en Régimen Especial	2.788	15,0	Energía adquirida al Régimen Especial	2.788	15,0
<b>TOTAL</b>	<b>18.640</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>18.640</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

Noviembre 2002

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Durante este mes siete transformadores han superado una carga media del 70% de su capacidad, cinco 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)	15.647,7	17.012,9	123,5
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	702	1.494	11
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	113	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
		400 kV	400 kV
<b>Tensión</b>			
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	15.363,9	283,9
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	572	130
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	41	72
	MVA	21.263	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	
		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	197	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 seis líneas han superado una carga máxima del 70%, aunque ninguna alcanzó una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, ocho líneas han registrado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno y tres una carga media del 60%, entre las Meirama-Mesón, Mudarra-Mudarra ID, Biescas-Sabiñánigo.

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.

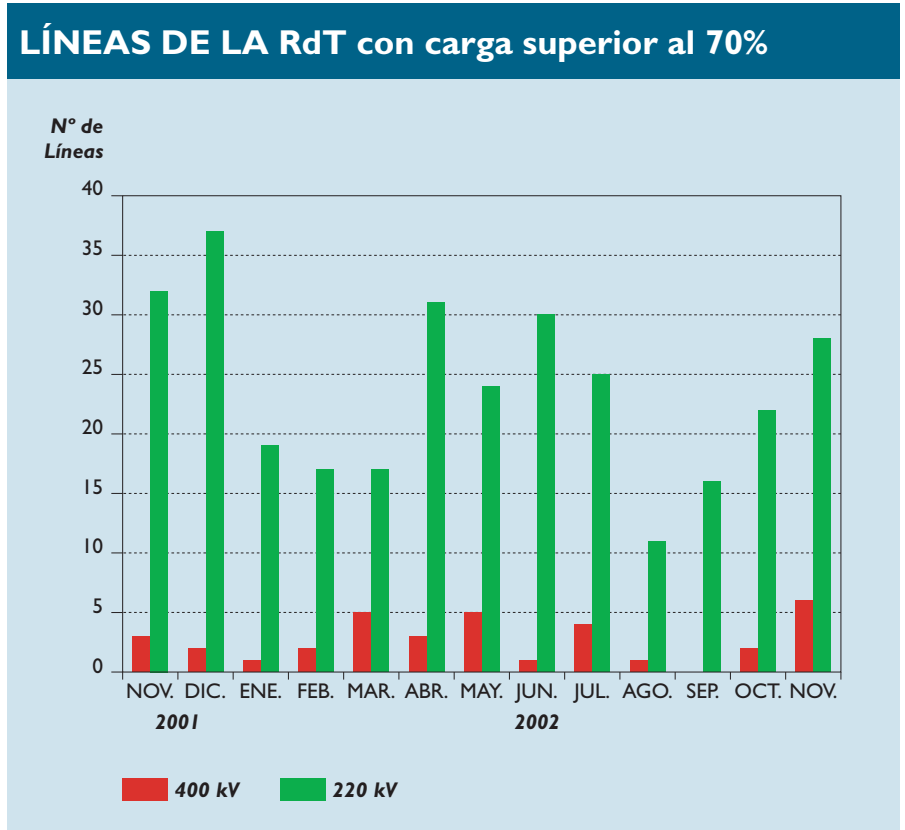


GRÁFICO 1

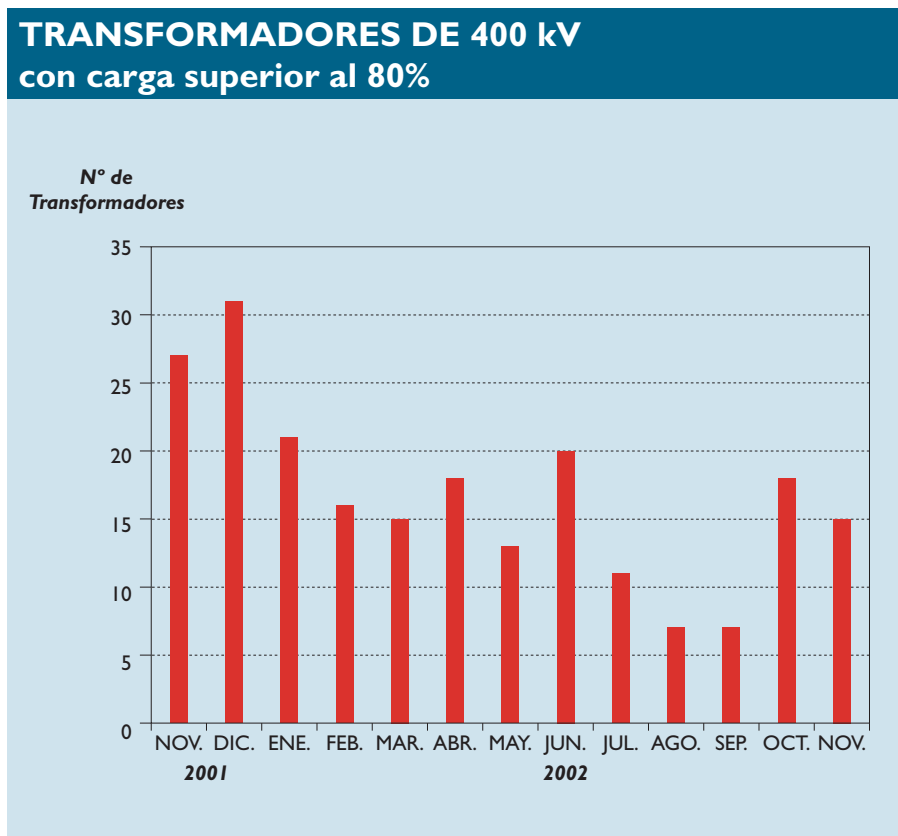


GRÁFICO 2

Este mes, 7 transformadores han superado una carga media de 70% de su capacidad, la mayoría de ellos de la zona centro (Almaraz, Fuencarral, San Sebastián de los Reyes).

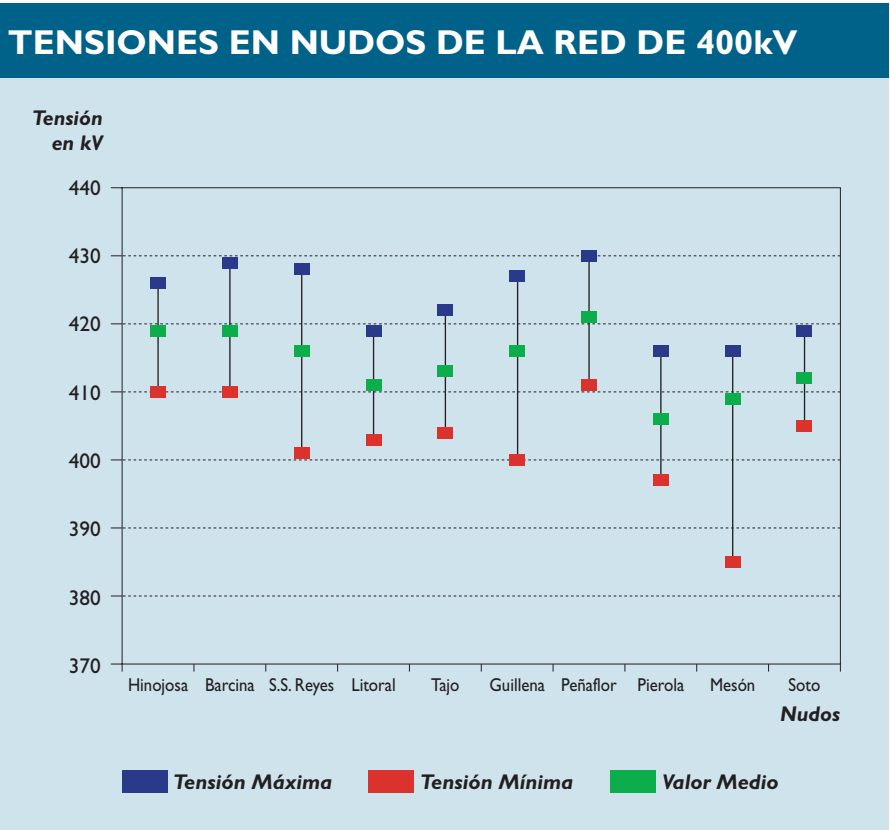
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.

Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 108.



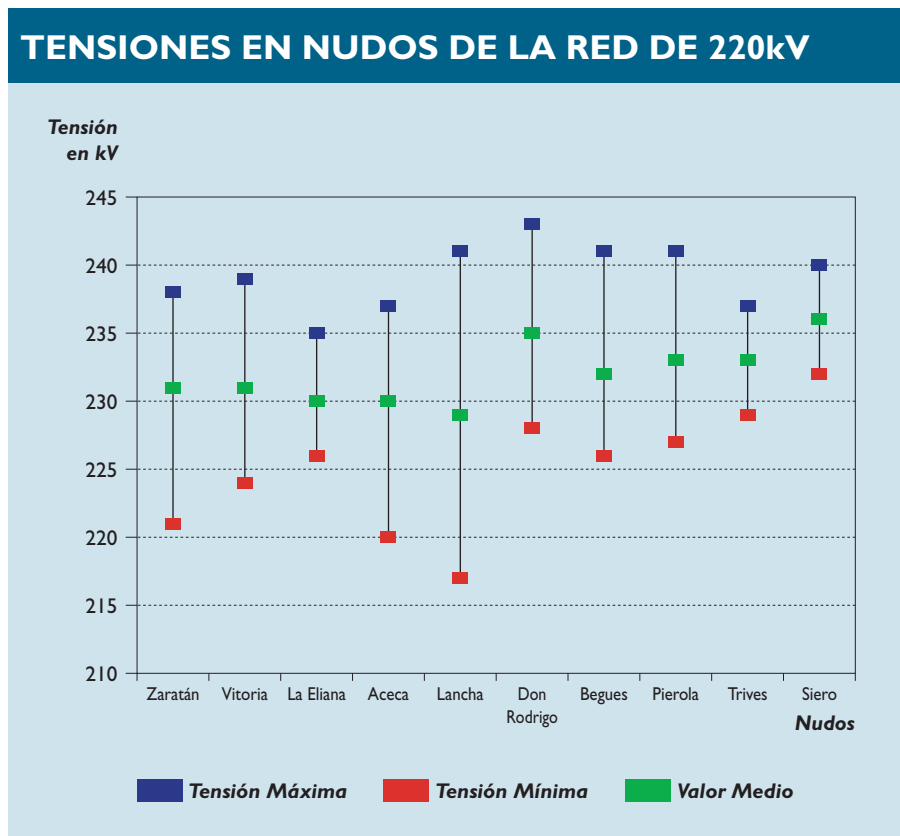
3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 436 kV de La Serna y los 385 kV de Mesón. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de La Serna y Magallón.



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

GRÁFICO 3



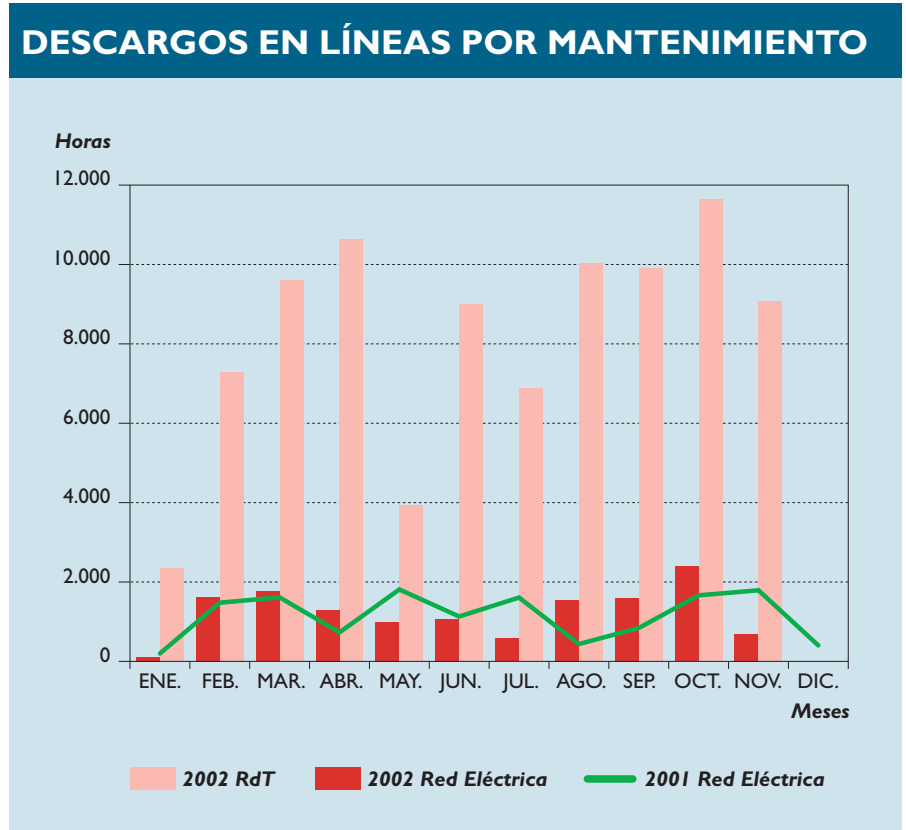
En la red de 220 kV, se han superado los 240 kV durante más de 100 horas en las subestaciones de Benhadux y Balboa.

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 Morata-Olmedilla, P.G.Rodríguez-Monteaenas, Fuenca-rral-S.S.Reyes, Arañuelo-Morata I y Rubí-Begues para tendido de fibra óptica.
- Líneas de 400 kV Rubí-Vandellós y Benejama-Catadau, para mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea Almaraz-Morata I para mantenimiento y actuaciones singulares en nidos.
- Líneas de 400 kV Ascó-Sentmenat I y 2 para mantenimiento de elementos de la línea y modificación del apoyo 106.



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>	10	446,6	23	3.311,9	2	1.065,8	1	7,1
<b>220 kV</b>	6	243,3	15	2.128,7	0	0	0	0,0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 400 kV Herrera-Vilecha para reparar cadenas de aisladores rotas.
- Línea de 220 kV Almaraz-Villaverde para mantenimiento de elementos de la línea y por construcción de la M-50.
- Línea de 220 kV Pont de Suert-Rubí para mantenimiento de línea.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Aragón posición Escatrón para sustituir TI por anomalías.
- Subestación de 400 kV Catadau posición Benejama para revisión, muestreo y cambio de aceite del interruptor.
- Subestación de 400 kV Compostilla posición Lomba, para pintar pórtico de la subestación.
- Subestación de 400 kV Guadame posición adyacente a barras I de Almaraz para revisión detallada de las cámaras del interruptor.

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

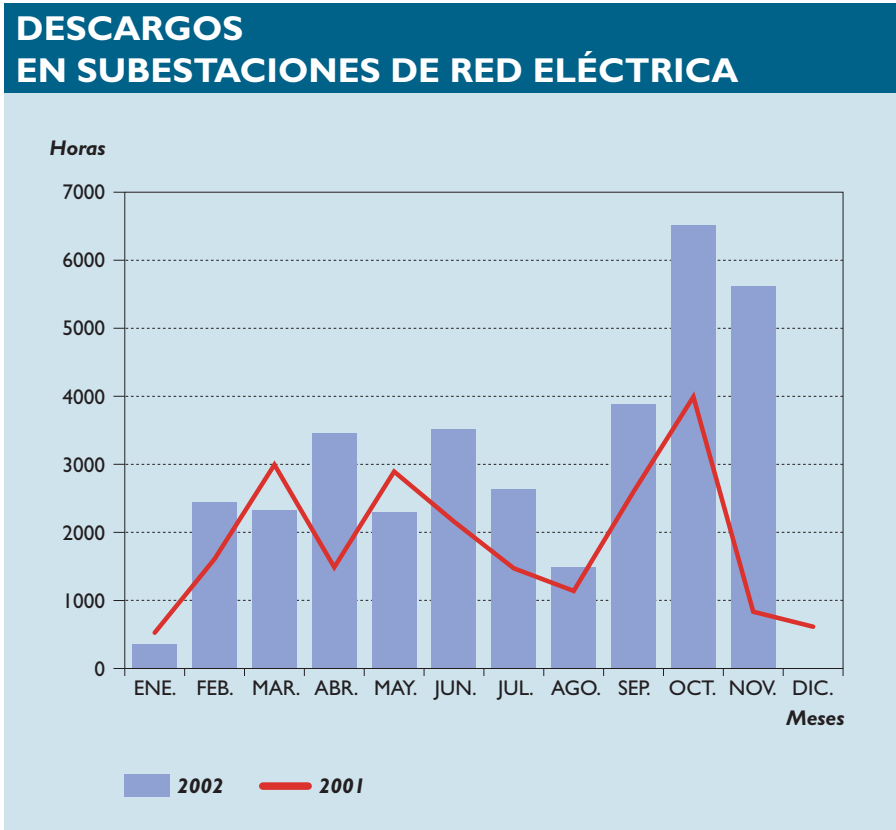


GRÁFICO 6

**DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA**

**Horas de Interrupción por Mantenimiento**

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	3.415	1.576	4.991
<b>Barras</b>	357	275	631
<b>TOTAL</b>	<b>3.771</b>	<b>1.851</b>	<b>5.623</b>

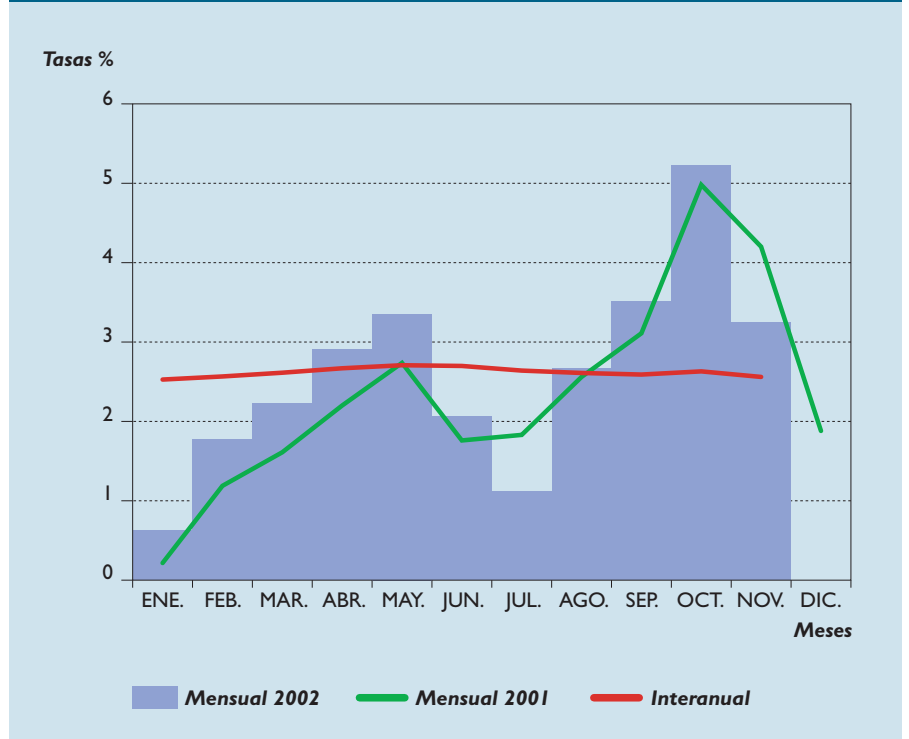
CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Catadau posición Benejama para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Grijota posición adyacente a barras 2 de S.S.Reyes para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Hernani posición Trafo 2, para cambiar tres TI.
- Subestación de 220 kV Aguayo posición Penagos 2, para cambiar autoválvulas y mandos del seccionador.
- Subestación de 220 kV Soto posición Siero para reparar punto caliente en seccionador.
- Subestación de 220 kV Pont de Suert posición Rubí para revisión 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	0,3643	0,6267
Indisponibilidades Fortuitas	0,0082	0,0520
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,3725</b>	<b>0,6787</b>
Por Otras Causas	2,8732	1,8814
<b>TOTAL</b>	<b>3,2457</b>	<b>2,5601</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**

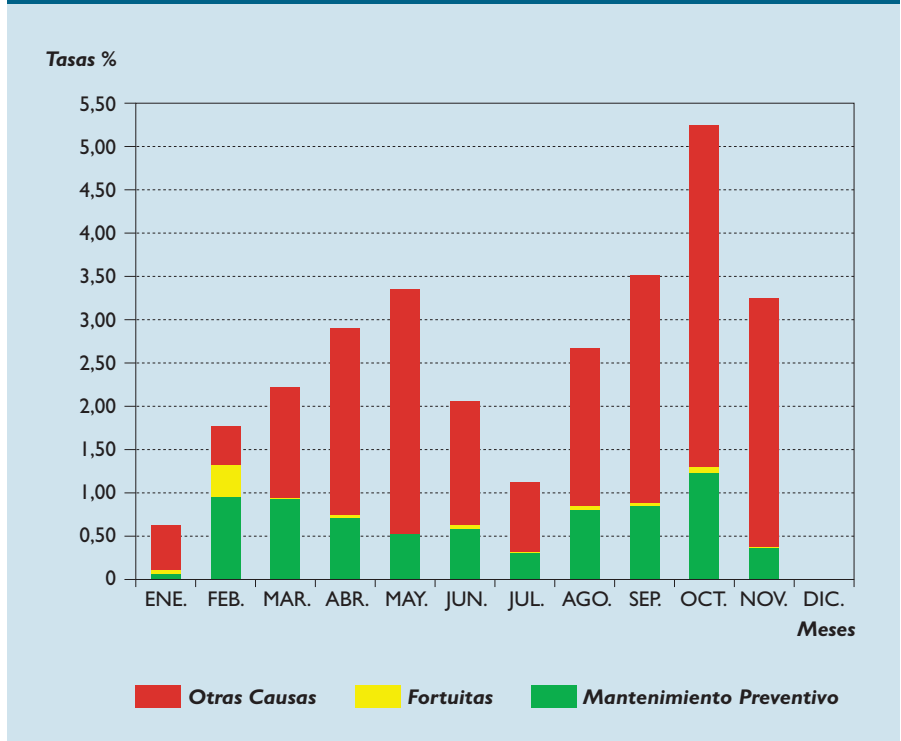
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	26
	220 kV	5	2	28
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	3	4

Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	0	9	18
	220 kV	5	13	17
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	3	4	0

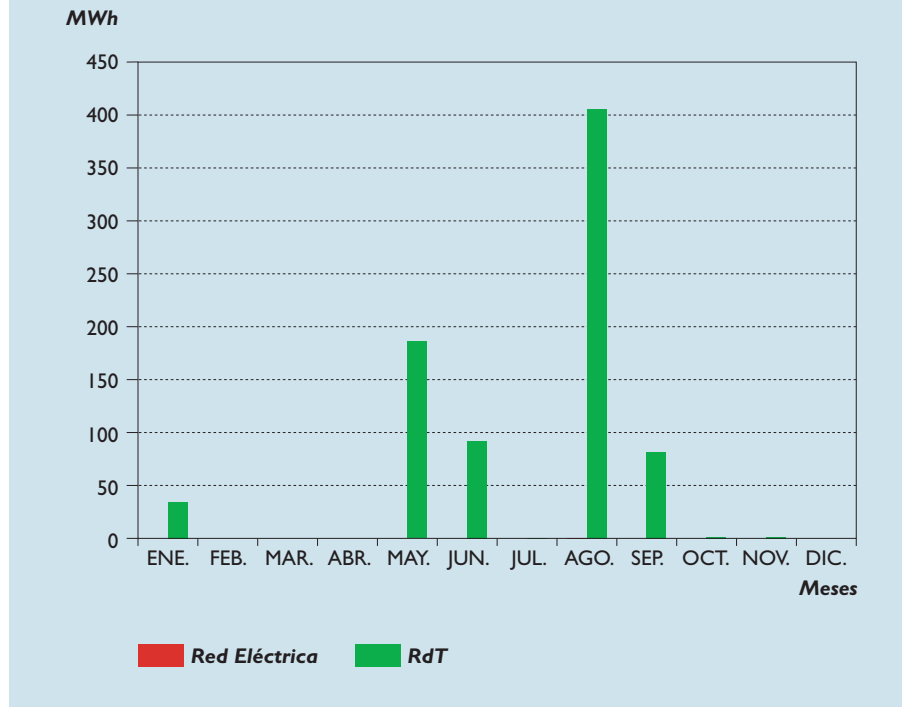
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de noviembre se registró un solo corte de mercado en la red de transporte. Éste tuvo lugar en Cataluña, en instalaciones ajenas a REE, por causas desconocidas y supuso una energía no suministrada de 1 MWh.

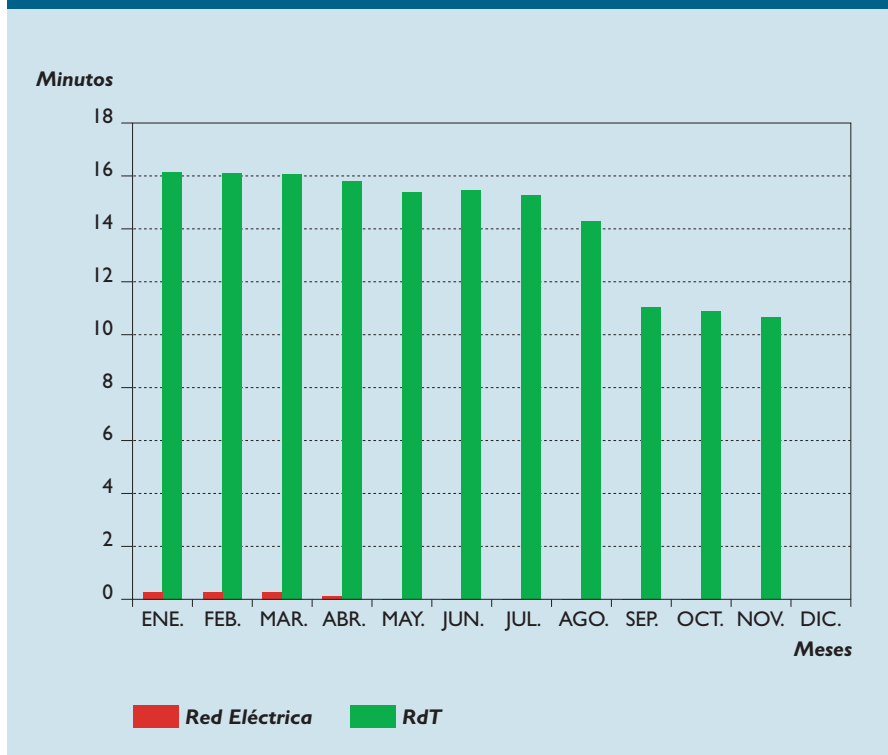
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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 minutos y el de la Red de Transporte fue de 10,646 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)