

JULIO 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: 13-08-2002. Datos provisionales

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



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Julio 2002

- La demanda de energía eléctrica en el mes de junio alcanzó los 18.283 GWh, con un crecimiento del 3,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 3,1%.
- El índice de producible hidráulico del conjunto del año es del 0,47 frente al 1,41 del mismo período del año anterior.
- Las reservas del conjunto de los embalses son inferiores en un 16,6% al valor característico para este período.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.613	-20,4	12.234	-59,4	21.553	-49,5
<b>NUCLEAR</b>	5.692	0,1	35.526	-4,4	62.091	-0,3
<b>Hulla + Antracita</b>	3.263	-3,0	25.087	52,8	43.336	31,3
<b>Lignito Pardo</b>	1.380	-2,4	9.432	25,5	16.158	17,9
<b>Lignito Negro</b>	839	1,8	5.955	131,9	9.853	58,0
<b>Carbón Importación</b>	1.163	0,9	7.542	9,7	13.381	9,7
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.645	-1,6	48.016	43,8	82.728	26,9
<b>Gas Natural</b>	1.504	85,1	5.386	142,2	8.582	97,8
<b>Fuel-Oil</b>	1.065	68,6	7.947	221,9	12.456	146,9
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	16.519	3,8	109.109	3,6	187.409	4,4
<b>Consumos Producción</b>	758	2,5	4.958	23,5	8.527	16,9
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	15.761	3,9	104.151	2,8	178.883	3,9
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	2.668	13,7	19.605	8,7	31.696	9,0
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	18.429	5,2	123.756	3,7	210.579	4,6
<b>Consumos en Bombeo</b>	710	134,4	3.965	79,3	5.885	36,7
<b>Saldo Físico I. Internacionales</b>	564	-	3.604	-	5.201	43,2
<b>DEMANDA</b>	18.283	3,6	123.395	3,7	209.894	4,6

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	T. Año Móvil
	2001					2002							
Hidroeléctrica	1.953	1.600	1.855	2.069	1.842	1.574	1.292	1.912	1.869	1.963	2.010	1.613	21.553
Térmica Nuclear	5.560	4.918	4.967	5.405	5.716	5.769	4.999	4.412	4.413	4.970	5.271	5.692	62.093
Térmica Convencional	7.904	8.343	8.322	8.216	9.632	10.124	8.469	8.735	8.296	8.071	8.440	9.214	103.766
PRODUCCION BRUTA	15.417	14.861	15.144	15.690	17.190	17.467	14.760	15.059	14.578	15.004	15.721	16.519	187.409
Consumos Producción	717	685	704	699	764	774	689	687	667	678	705	758	8.527
PRODUCCION NETA	14.700	14.176	14.440	14.991	16.426	16.693	14.071	14.372	13.911	14.326	15.016	15.761	178.883
Adquirida Autoprod.	2.058	2.400	2.486	2.719	2.428	2.957	2.808	2.987	2.794	2.787	2.604	2.668	31.696
PROD. TOTAL NETA	16.758	16.576	16.926	17.710	18.854	19.650	16.879	17.359	16.705	17.113	17.620	18.429	210.579
Consumos en Bombeo	292	369	364	336	560	653	506	466	443	579	608	710	5.886
Saldo Internacional	282	283	140	403	490	532	649	722	705	252	179	564	5.201
DEMANDA	16.749	16.490	16.702	17.775	18.784	19.530	17.022	17.615	16.967	16.787	17.191	18.283	209.895
Δ % Mensual	7,2	3,1	4,6	5,0	9,6	6,8	3,2	2,2	9,2	0,6	0,6	3,6	-
Δ % 365 días	5,3	5,0	4,8	5,0	5,6	6,3	5,6	5,3	5,9	5,3	4,9	4,6	4,6

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh ABRIL 2002												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	128	2.130	2.197	3.883	212	2.746	72	0	—	662	2.355	14.385
Térmica Nuclear	3.625	12.010	4.214	35.539	—	—	0	325	—	0	2.232	57.945
Térmica Convencional	2.615	27.218	10.294	3.836	3.224	18.159	193	7.189	—	2.622	213	75.563
PROD.TOTAL NETA I	6.368	41.358	16.705	43.258	3.436	20.905	265	7.514	—	3.284	4.800	147.893
Saldo Internacional	529	777	705	-7.032	255	4.362	321	1.186	—	-39	90	1.154
Consumos en Bombeo	123	479	443	631	91	876	84	0	—	29	128	2.884
DEMANDA												
Mensual	6.774	41.656	16.967	35.595	3.600	24.391	502	8.700	—	3.216	4.762	146.163
Δ %	-1,9	2,5	9,2	-1,1	9,8	3,0	2,9	2,5	—	6,7	1,0	2,4
Año Móvil	82.780	497.207	209.059	437.506	46.911	307.246	5.943	108.879	—	40.359	58.129	1.794.019
Δ %	-1,0	0,2	5,9	2,7	8,3	2,5	1,4	5,8	—	5,2	2,3	2,5
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 6.020 MW y mínimos de 639 MW, la realizada con carbón ha alcanzado valores programados horarios que oscilan entre 9.481 MW y 6.005 MW; el fuel - gas entre 5.444 MW y 1.135 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 800 MW y un máximo 1.500 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.802 MW y los 4.665 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.346 MW.

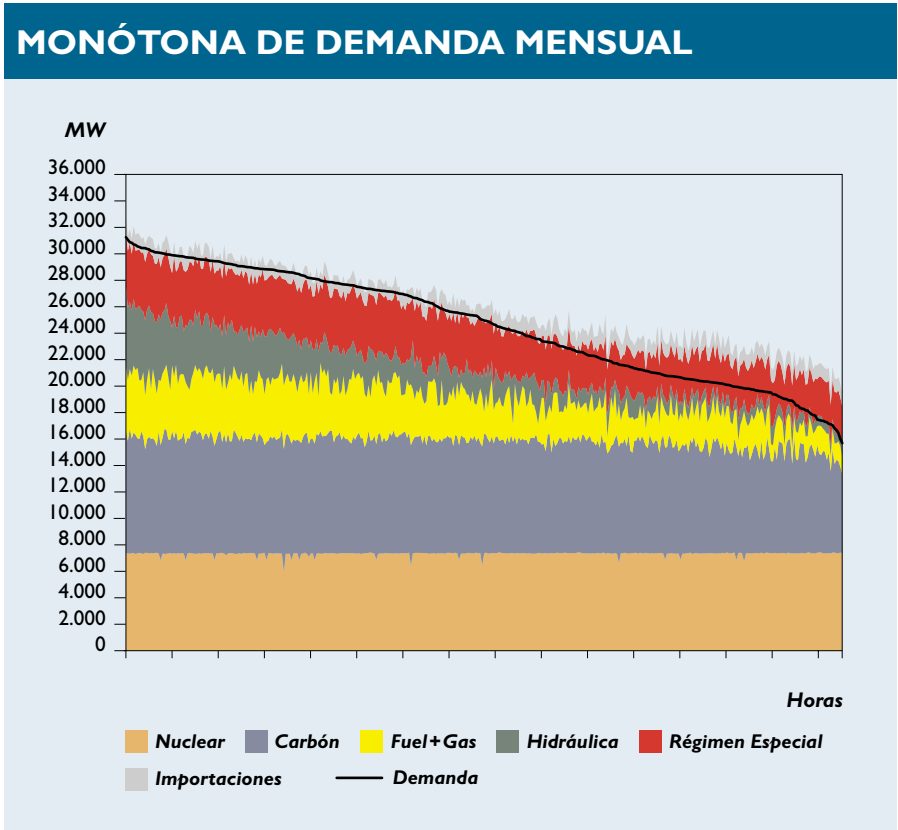


GRÁFICO 1

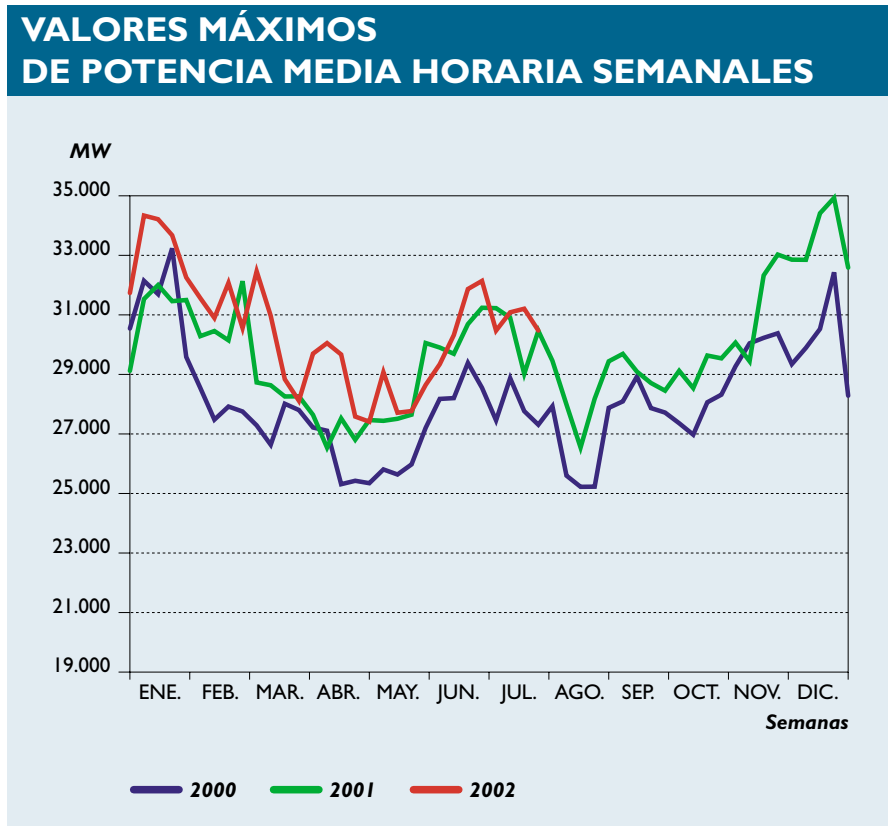


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 29 con 31.281 MW a las 11 horas, valor similar al máximo registrado el año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 3,6 %. Las temperaturas influyeron positivamente a la evolución de la demanda, aportando 0,5 puntos a su crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.283	3,6
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		0,5
Efecto Act. Económica y Otros		3,1
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	123.395	3,7
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,4
Efecto Temperatura (3)		0,3
Efecto Act. Económica y Otros		3,8

(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)

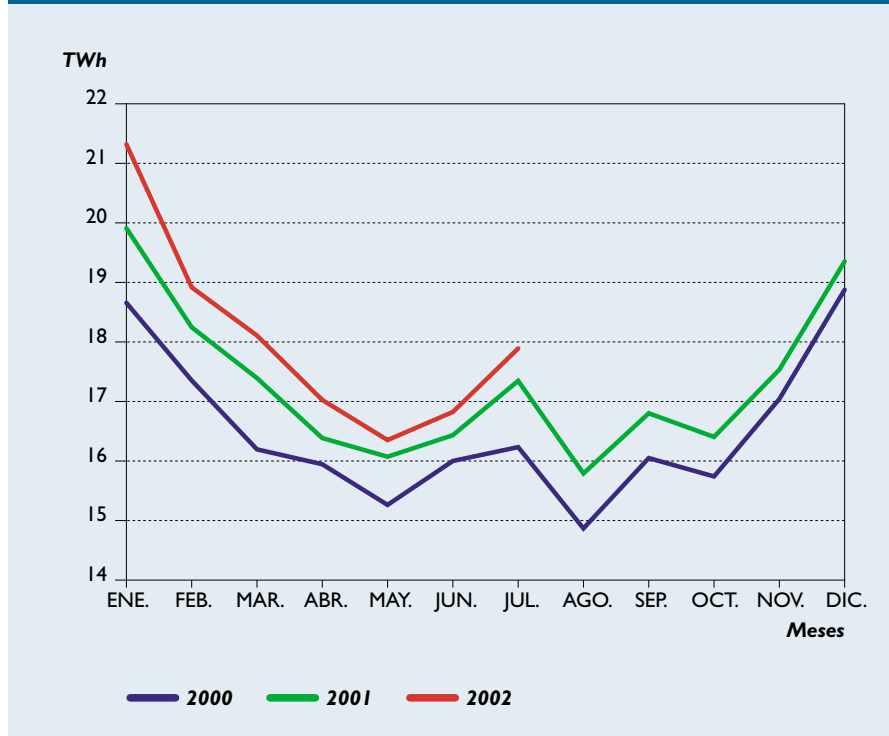


GRÁFICO 3

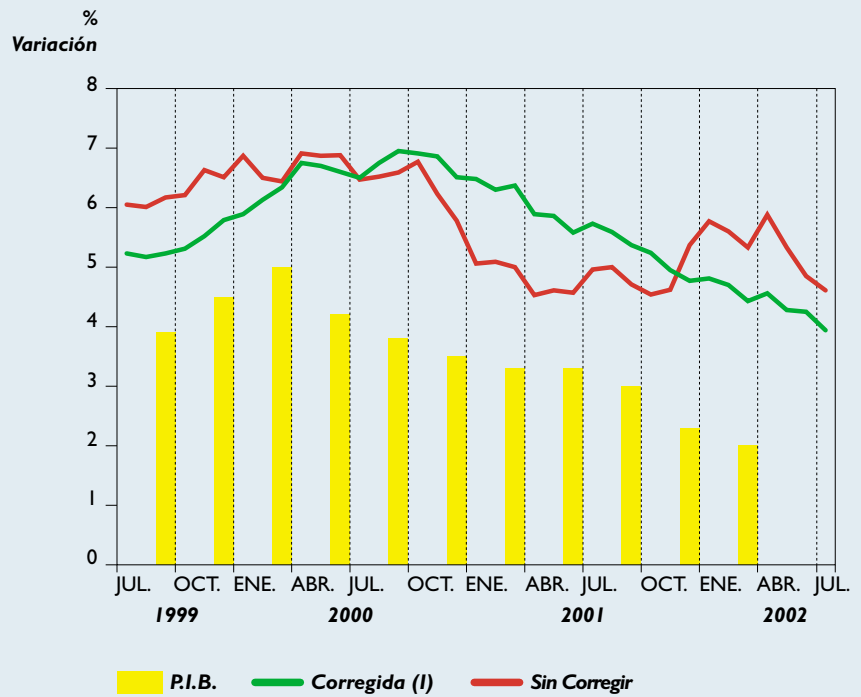
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,1%, inferior en 3,7 puntos al crecimiento experimentado en julio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,6%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 3,9%. Este crecimiento es inferior en 0,3 puntos respecto al experimentado hasta el mes de junio 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

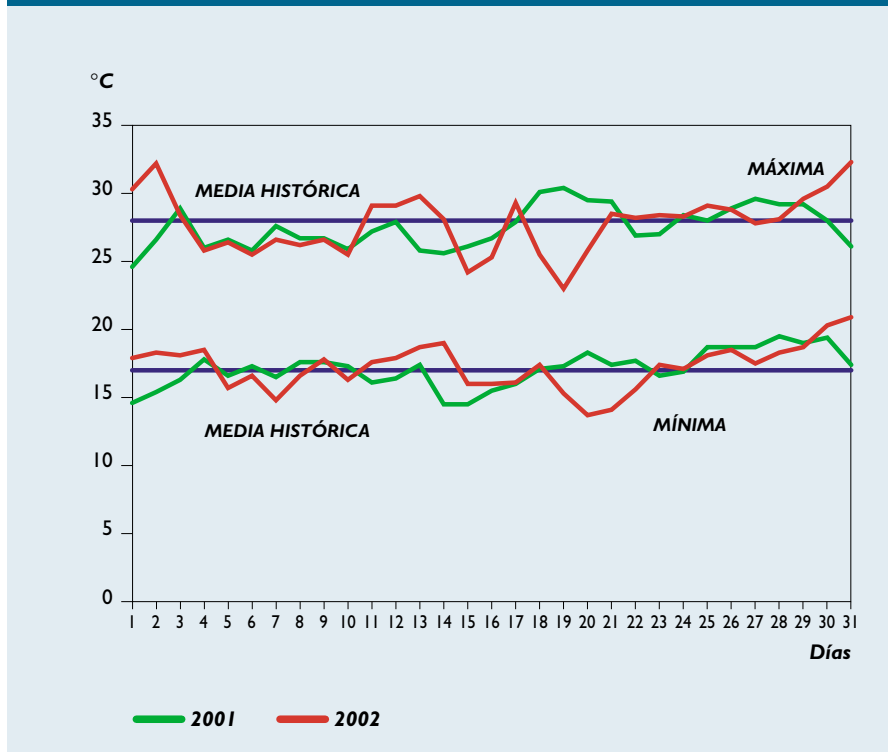


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas similares a las del año anterior y al al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de julio fue de 22,5 °C, frente a los 22,3 °C del año anterior.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron similares a las del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 27,8 °C, algo superior a los 27,5 °C registrados en julio de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 17,2 °C frente a los 17,1 °C del año anterior.

3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 15 GWh, inferior en 17 GWh al valor característico de un mes de julio.

Desde el punto de vista hidroeléctrico todo el mes ha sido muy seco, registrándose un producible mínimo de 1 GWh el día 13 y un máximo de 77 GWh el día 3.

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

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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (1)

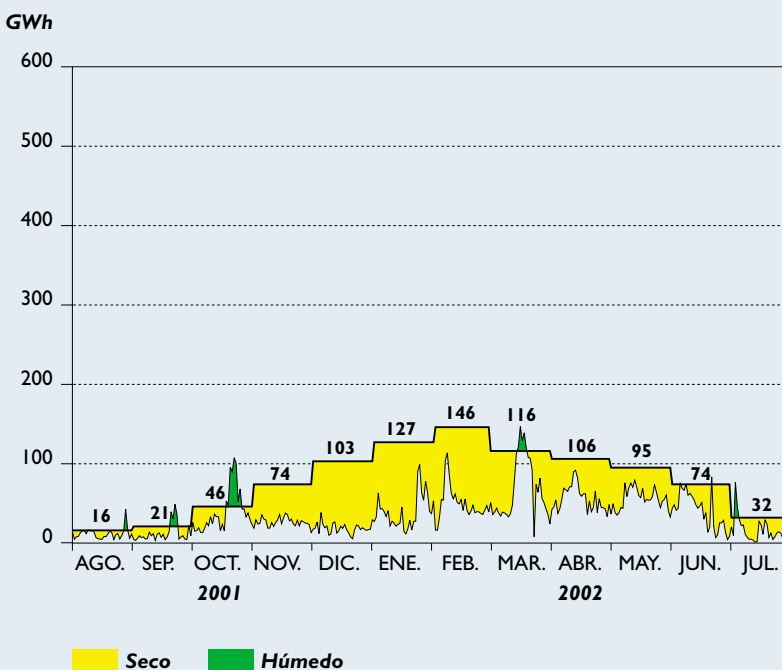


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

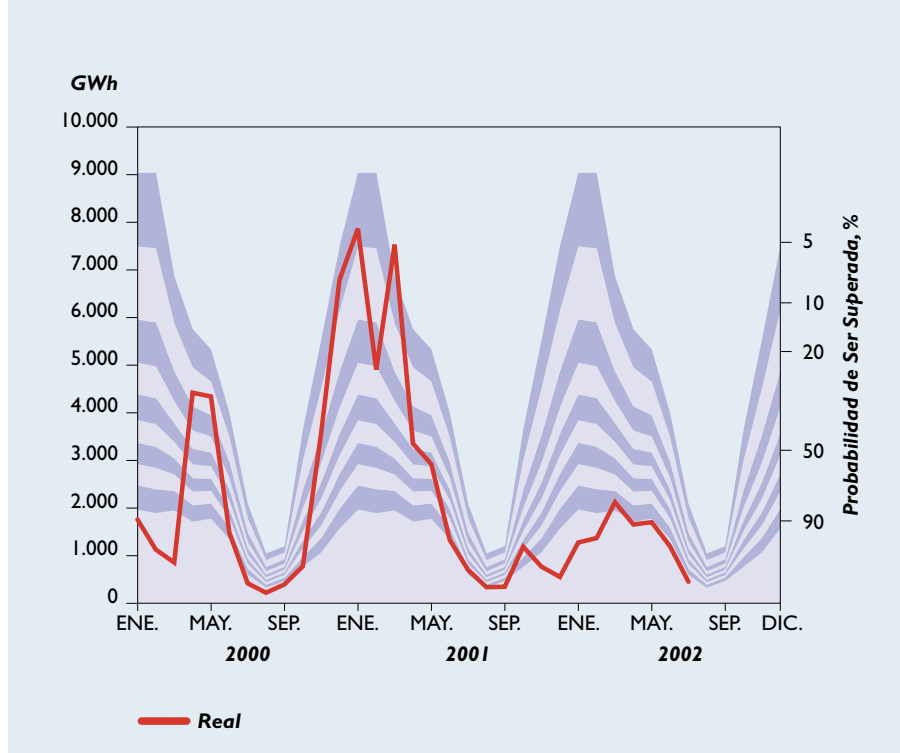


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,47 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 94%.

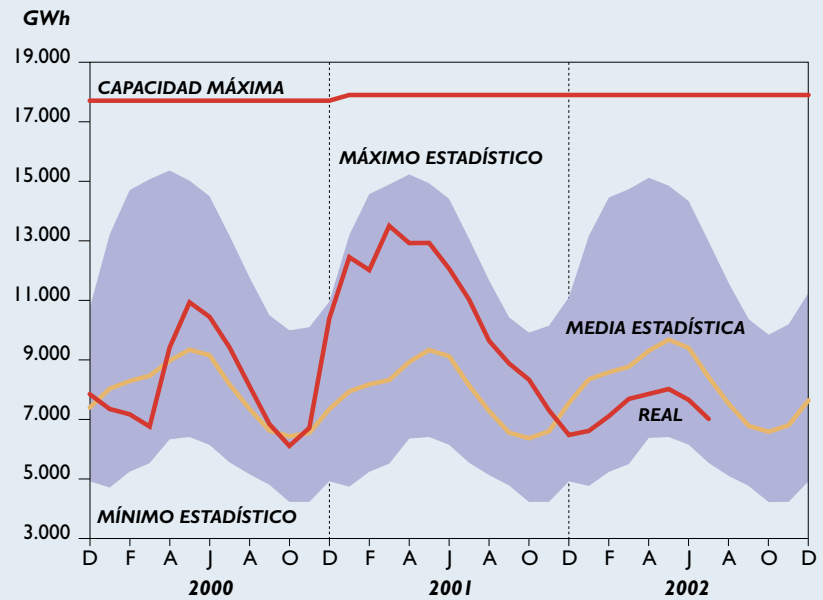
El índice de producible hidráulico de los siete primeros meses del año resulta del 0,47 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 98%.

(1) «El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región», en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producible y su energía producible media, referidas ambas a un mismo período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 39,2% de su capacidad, inferior en 22,4 puntos al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

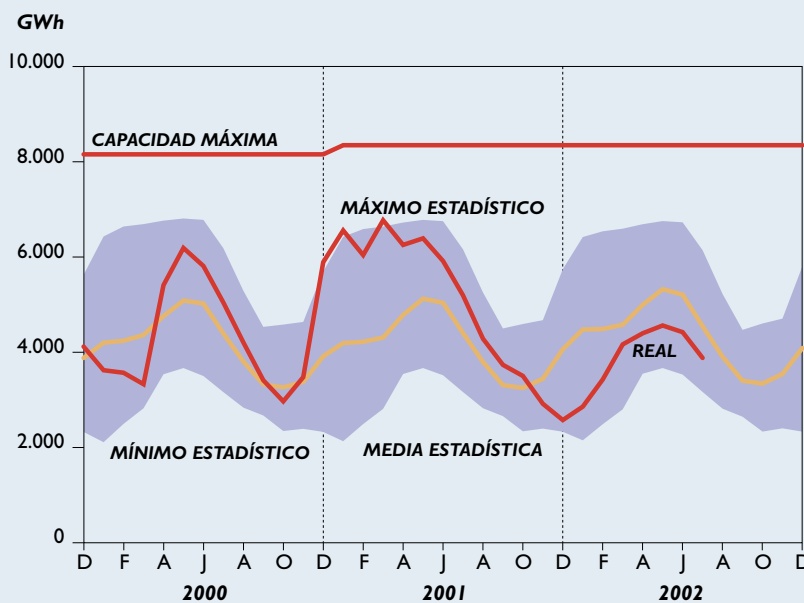


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 46,5 %; 6,5 puntos menos que en el mes de junio de 2002.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 32,8% de su capacidad, frente al 33,8% del mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

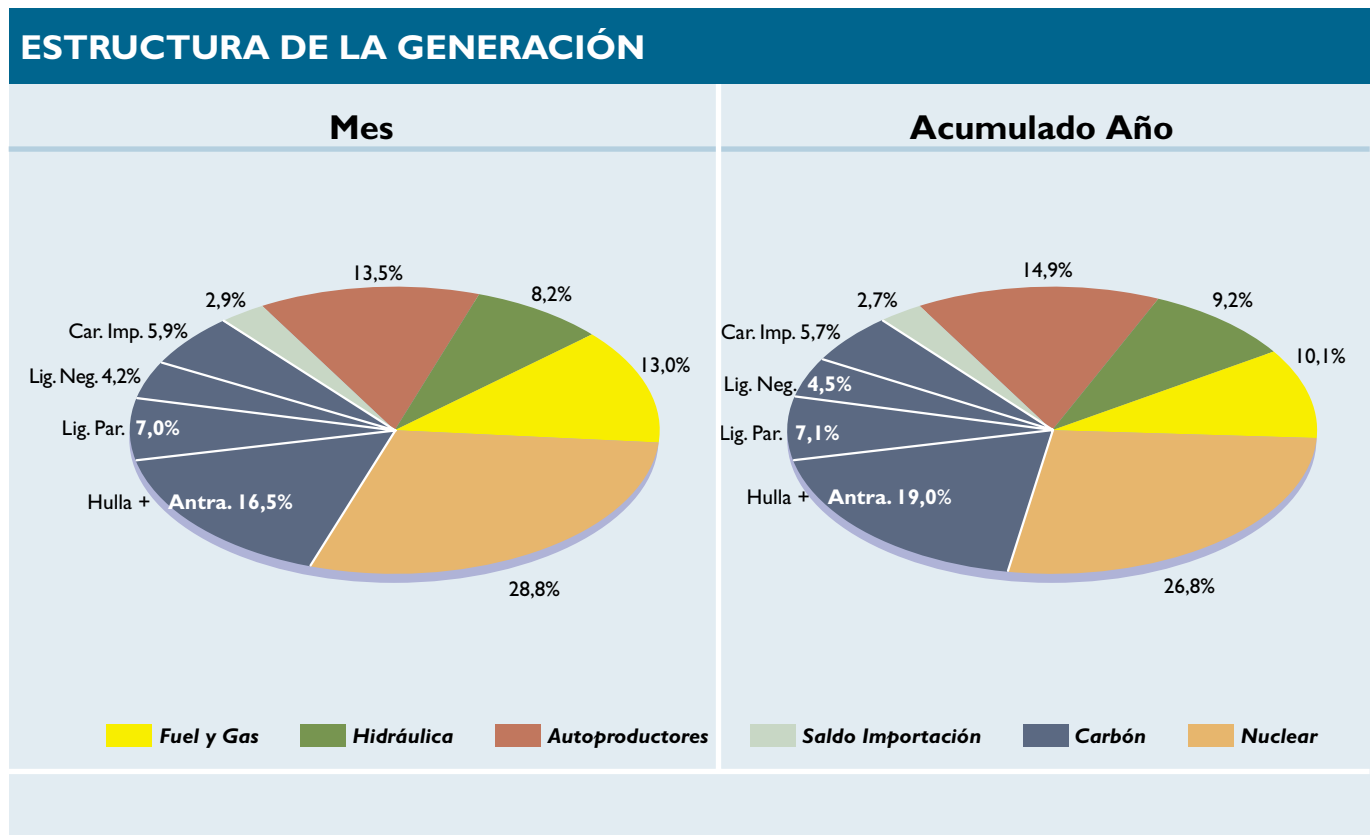


GRÁFICO 10

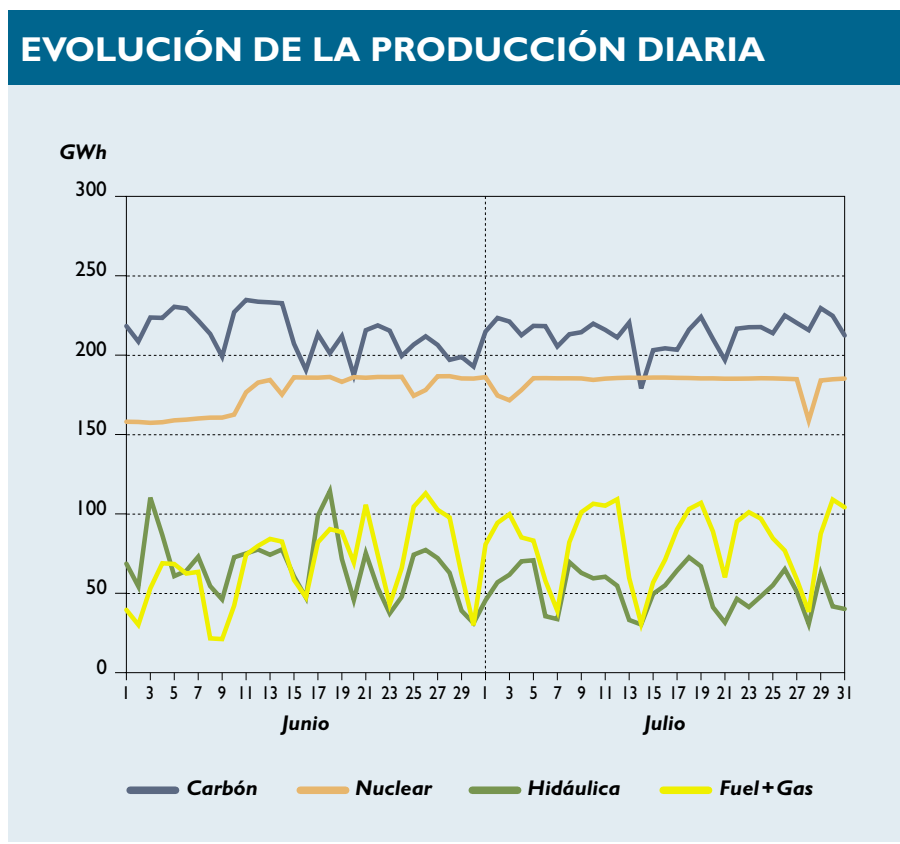


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 230 GWh y un mínimo de 203 GWh; la hidráulica entre 73 GWh y 40 GWh; y la realizada con fuelgas osciló entre los 109 GWh y 57 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 184 GWh.



## COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	JULIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,99	0,00	0,01	0,91	0,08	0,01
Hulla + Antracita	0,80	0,09	0,11	0,89	0,03	0,08
Lignito Pardo	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,92	0,00	0,08	0,92	0,00	0,08
Carbón Importación	0,95	0,00	0,05	0,85	0,06	0,09
TOTAL CARBÓN	0,87	0,05	0,08	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS	0,59	0,00	0,41	0,58	0,01	0,41

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

## 5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

## NUEVAS INSTALACIONES

En Subestación Constantí entra en servicio el día 5, a las 20:56 h, el Transformador I a 220/66 kV y 100 MVA, propiedad de ENDESA Distribución.

El día 9, a las 14:08, entra en servicio el nuevo parque Laguardia 220 kV, propiedad de IBERDROLA. El parque dispone de configuración en doble barra con acoplamiento y salidas a Logroño, Miranda y Las Llanas (Parque eólico). Desaparece así la línea Logroño-Miranda 220 kV, dando lugar a las nuevas líneas Logroño-Laguardia y Laguardia-Miranda.

El día 12, a las 13:02, entra en servicio el Autotransformador 2 a 220/132 kV y 225 MVA, propiedad de IBERDROLA, en Subestación Meco.

El día 17, a las 13:31, se pone en carga por primera vez el Autotransformador 3 400/132 kV, propiedad de IBERDROLA, en Subestación Banejama.

El día 21, a las 8:00, entra en servicio el nuevo parque Boadilla 220 kV, propiedad de IBERDROLA. El parque tiene configuración de doble barra con acoplamiento y dispone de salidas a Majadahonda y T Leganés-Villaverde, así como a dos transforma-

dores 220/20 kV (éstos últimos no se llegan a poner en carga). Desaparece así la línea Majadahonda-T Leganés-Villaverde, dando lugar a las nuevas líneas Majadahonda-Boadilla y Boadilla-T Leganés-Villaverde.

El día 26, a las 9:45, queda en servicio la barra I y el Transformador I 220/20 kV en el nuevo parque Saladas 220 kV, propiedad de IBERDROLA. El parque tiene configuración de doble barra con acoplamiento, y queda con tensión en T desde la línea Rojales-S. Vicente 220 kV.

El día 28, a las 13:54, entran en servicio las nuevas calles 5 y 6, propiedad de REE, en el parque de Trillo 400 kV (configuración en interruptor y medio). Dichas calles dan servicio, respectivamente, a las nuevas salidas de Rueda Jalón y Terrer. El día 30, a las 23:59, quedan en servicio las siguientes instalaciones, propiedad de REE: líneas a 400 kV Trillo-Rueda Jalón y Rueda Jalón-Magallón, y parques a 400 kV Rueda Jalón y Magallón, éstos últimos en configuración de interruptor y medio. A la misma hora entra en carga el nuevo Autotransformador 400/220 kV y 600 MVA, propiedad de REE, en Subestación Magallón.

El día 30, a las 11:00, entra en servicio el Transformador I a 220/66 kV y 120 MVA, propiedad de ENDESA Distribución, en Subestación D. Rodrigo.

## INCIDENTES

El día 3, a las 16:21, explota una autoválvula en el Autotransformador I 400/220 kV de Vitoria, que origina un cero de tensión en los parques a 220 kV de Vitoria y Gamarra, durante 1 y 2 minutos respectivamente, así como un corte de mercado de 0,15 MWh y un corte de generación de 8 MW.

El día 8, a las 16:10, desconecta por tormenta la línea Escalona-Pobla-Sesue, que origina durante 7 minutos un corte de generación de 61 MW totales entre Eriste y Sesue.

El día 11, a las 8:33, se origina un cero de tensión en el parque Gurrea 220 kV durante 14 minutos, durante maniobras en el parque de Villanueva 220 kV. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 16, a las 9:26, desconecta la salida de Gurrea 220 kV a Tardienta, durante trabajos en el parque. Se pierde una generación de 15 MW durante 14 minutos.

El día 18, a las 14:25, se origina por causa desconocida un cero de tensión en el parque Cillamayor 220 kV, durante 6 minutos. No hay corte de mercado ni de generación.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 570 GWh.

En la interconexión con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 100% (409 GWh). Los agentes han llevado a cabo también operaciones de importación y exportación por un total de 331 y 0,6 GWh, respectivamente.

Por Portugal, los agentes realizaron en el mercado operaciones de venta por 38 GWh y operaciones de exportación por un total de 140 GWh. Además se realizaron operaciones de importación mediante contratos bilaterales por 6 GWh.

Con Marruecos, los agentes realizaron operaciones de exportación en el mercado por 21 GWh y de importación por 12 GWh. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 93%.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 1,3 GWh.

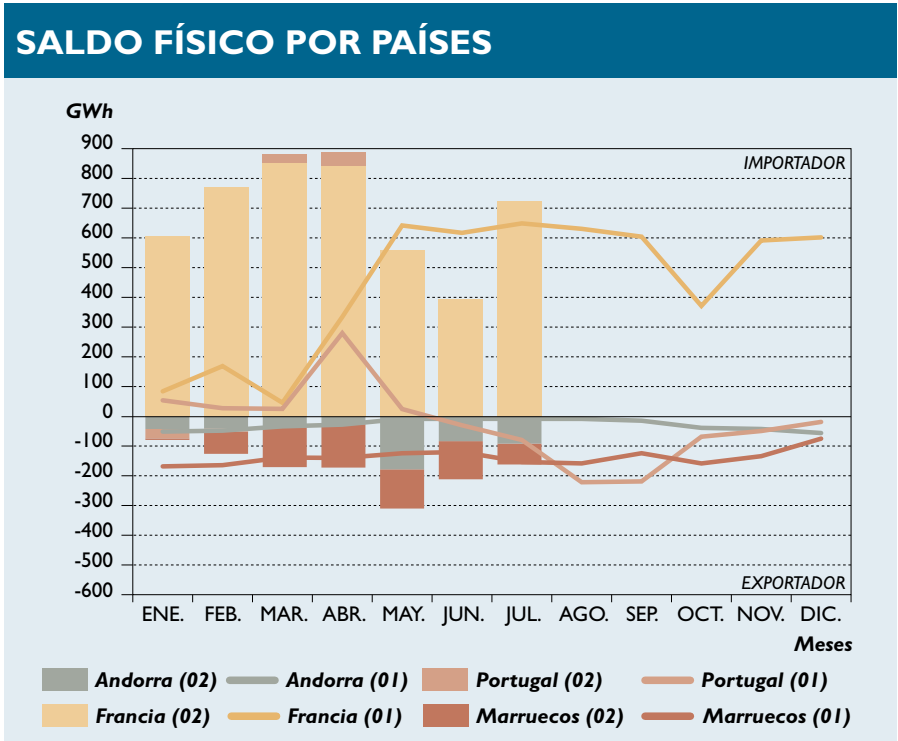


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	1,7	0,0	-1,7
España-Francia	0,7	727,6	726,9
España-Portugal	398,0	307,5	-90,5
España-Marruecos	71,7	1,3	-70,4
<b>TOTAL</b>	<b>472,1</b>	<b>1.036,4</b>	<b>564,3</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)		Energía (3)	
		S/2001	Renovable	No Renov.	
Ene.	15,14	6,48	43,34	56,66	
Feb.	16,50	8,68	43,50	56,50	
Mar.	16,96	4,92	44,45	55,55	
Abr.	16,47	5,93	44,37	55,63	
May.	16,61	11,74	43,65	56,35	
Jun.	15,15	10,99	43,94	56,06	
Jul.	14,59	13,74	45,53	54,47	
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
<b>ACUM.</b>	<b>15,89</b>	<b>8,74</b>	<b>44,10</b>	<b>55,90</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.

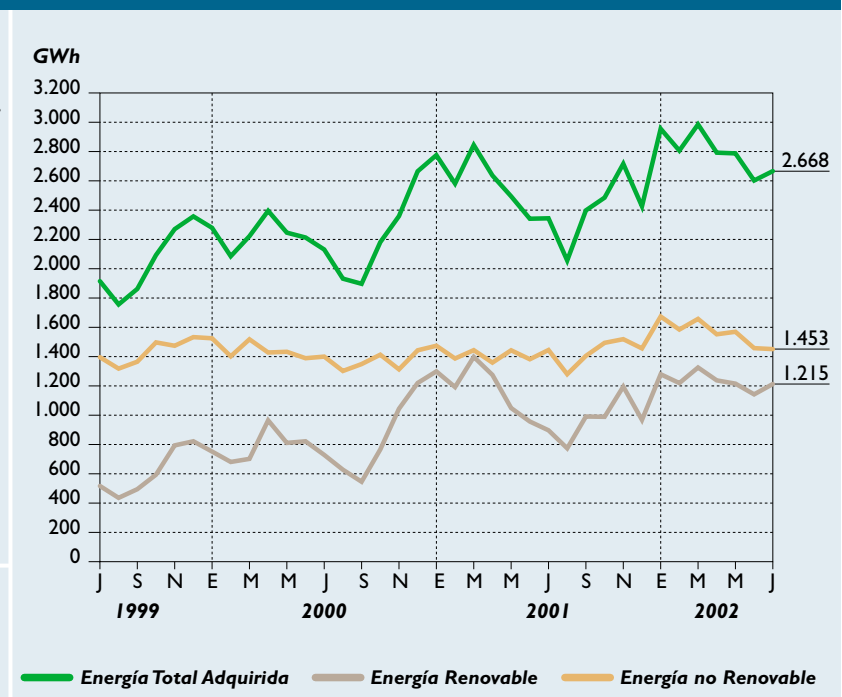


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 7,412 Céntimos €/kWh y mínimo de 5,029 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,938 Céntimos €/kWh y los 1,825 Céntimos €/kWh.

### PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

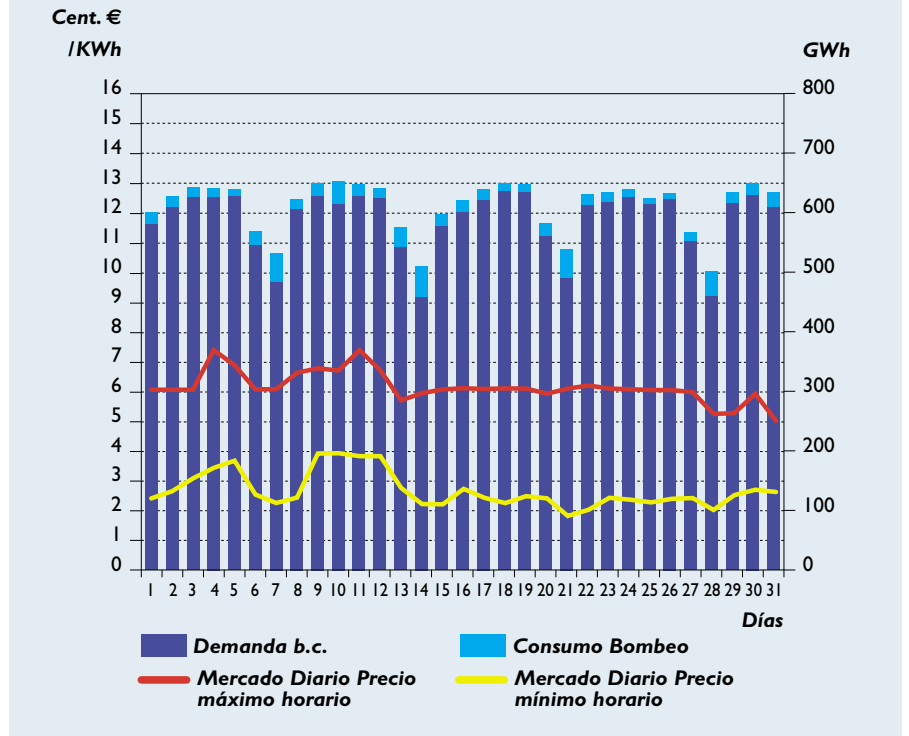


GRÁFICO 14

### 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>16.397</b>	<b>84,4</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>10.208</b>	<b>52,5</b>
- Producción Interior	15.608		- Mercado Diario	10.236	
- Importación	789		- Mercados Intradiarios	-28	
Francia	739		<b>Comercializadoras</b>	<b>5.532</b>	<b>28,5</b>
Portugal	38		- Mercado Diario	5.490	
Marruecos	12		- Mercado Intradiarios	42	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>271</b>	<b>1,4</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	266		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>748</b>	<b>3,9</b>
- Importación	5		<b>Exportación</b>	<b>227</b>	<b>1,2</b>
Francia	0		- Portugal	142	
Portugal	5		- Marruecos	83	
Marruecos	0		- Andorra	1	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-84</b>	<b>-0,4</b>	- Francia	1	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>43</b>	<b>0,2</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-87</b>	<b>-0,5</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.628</b>	<b>85,6</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.628</b>	<b>85,6</b>
Contratos Bilaterales (2)	7	0,0	Contratos Bilaterales (2)	7	0,0
Energía programada en Régimen Especial	2.792	14,4	Energía adquirida al Régimen Especial	2.792	14,4
<b>TOTAL</b>	<b>19.427</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>19.427</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

Julio 2002

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Dos transformadores de potencia han superado una carga media del 80%.

### 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)	15.124,9	16.989,9	123,5
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	651	1.481	11
<b>Transformación (1)</b>	Número de unidades	110	454	-
<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	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)	14.841,0	283,9
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	521	130
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	39	71
	MVA	20.213	27.394
<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	12.663,1	48,8
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	196	3	1.285	8
<b>Transformación</b>	Nº unidades	1	-	453	-
	MVA	63	-	45.273	-
<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, solo las líneas Cedillo – J.M. Oriol, Trillo-Loeches I, Pinar-Mellousa y Cedillo-T. Falagueira han superado en algún momento el 70 % de su capacidad térmica de invierno. Ninguna ha superado una carga media del 50 %.

En 220 kV, en seis líneas su carga media ha superado el 50% de su capacidad térmica de invierno: Meirama-Mesón, Mudarra-Mudarra ID, Arkale-Pasajes, Picón-Emperador, Andújar-Guadame y Pinar-San Roque I.

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.

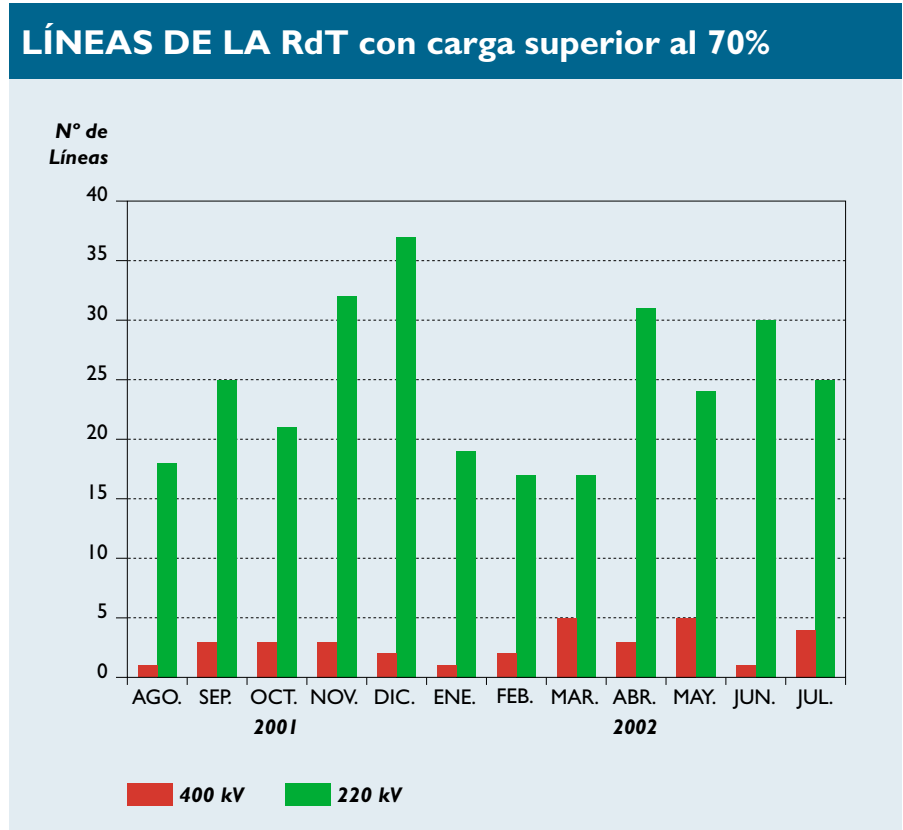


GRÁFICO 1

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

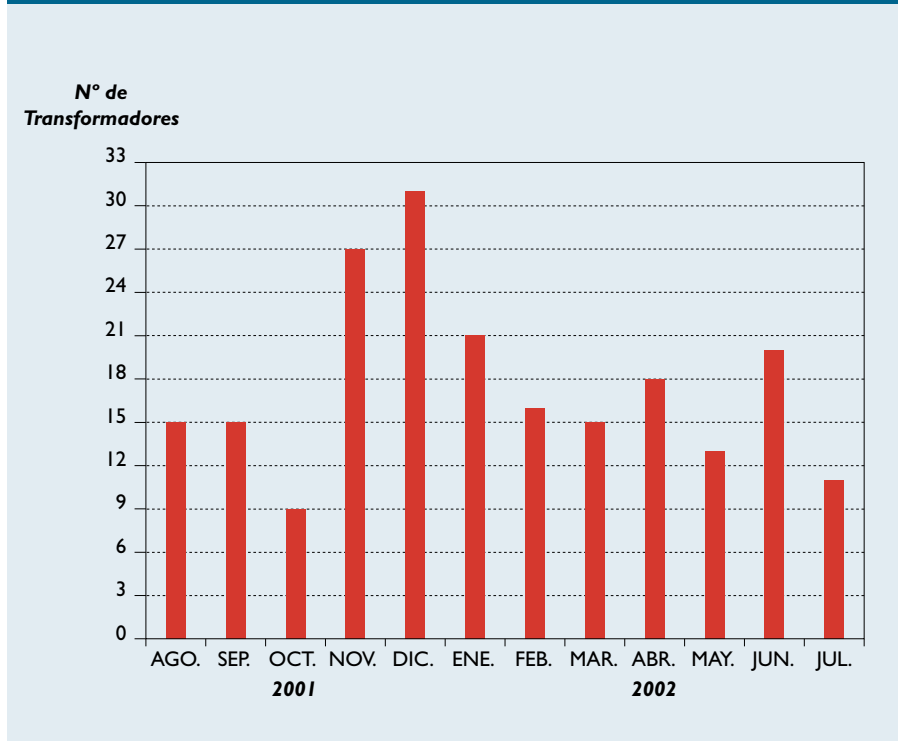


GRÁFICO 2

Este mes, cinco transformadores han superado una carga media del 70 % de su capacidad: el Autotransformador 1 de Valdecaballeros, autotransformador 2 de Rocamora, el autotransformador 2 de Fuencarral, el autotransformador 1 de Almarazy el autotransformador 5 de La Eliana.

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.

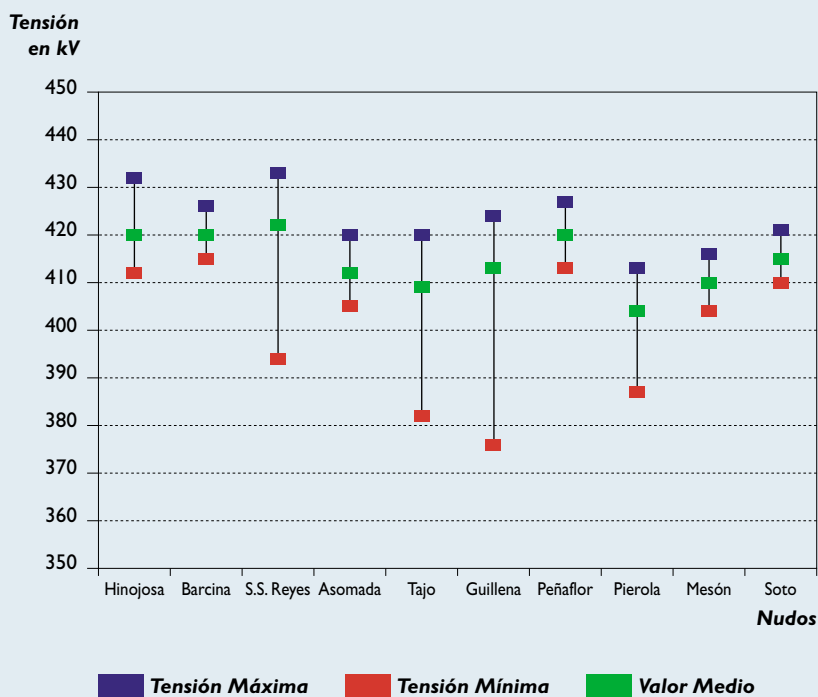
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 KV han estado comprendidas entre los 434 kV de Grijotay los 374 kV de Litoral. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de Almazán, Grijota, Güeñes, Velilla, La Serna y Vilecha.

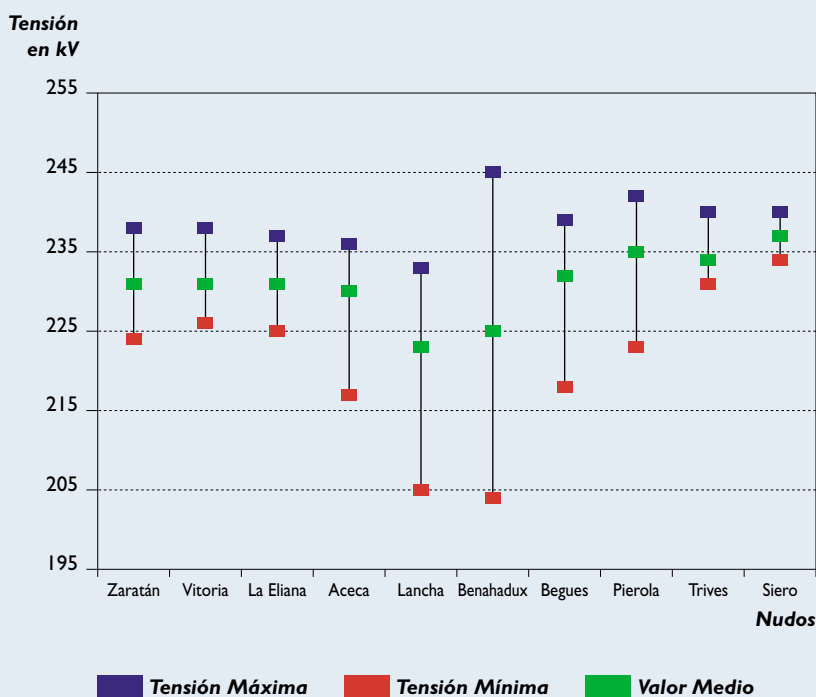
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 Villanueva se ha superado los 240 kV durante más de 50 horas.

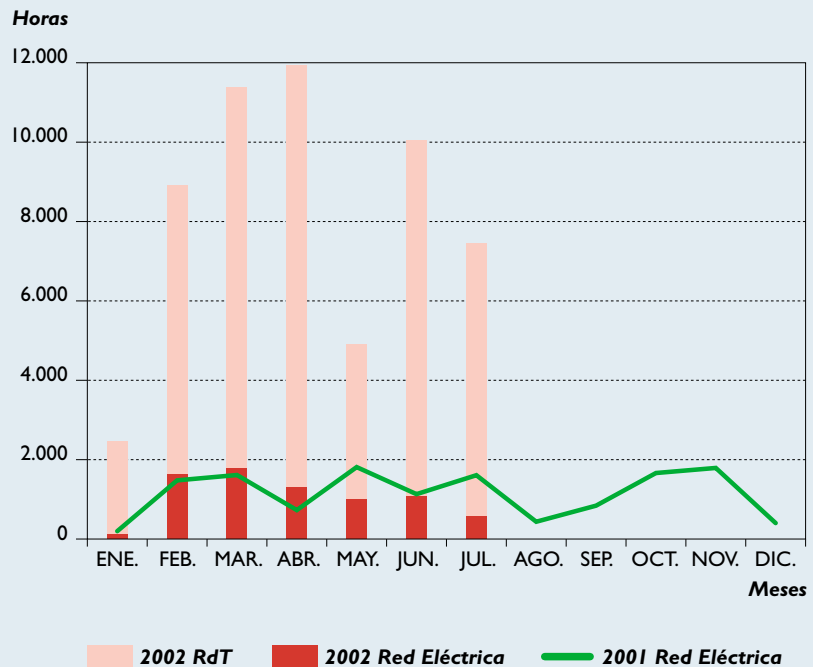
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Hernani-Itxaso, para tendido de fibra óptica y reglamentación de vanos.
- Línea de 400 kV Almaraz-Villaviciosa I, para tendido de fibra óptica en entrada a subestación Villaviciosa.
- Línea de 400 kV Mudarra-San Sebastián para reparar rotura en conductor.
- Línea de 400 kV Begues-Vandellós, para modificación los apoyos 226 y 228.

### 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>	9	151,4	12	943,9	3	221,7	5	81,3
<b>220 kV</b>	8	350,0	7	587,4	0	0	0	0,0
<b>&lt; 220 kV</b>	2	74,0	0	0,0	0	0	0	0

- Línea de 220 kV Pereda-Villablino, para pintura de apoyos.
- Línea de 220 kV Puente Bibey-Conso para realizar tala de arbolado próximo a la línea.
- Línea de 220 kV Añover-Hornillo para mantenimiento.

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Pierola, posición Trafo 2, para realizar medidas de diagnóstico.
- Subestación de 400 kV Mudarra, posición San Sebastián, para renovación del interruptor y pararrayos.
- Subestación de 400 kV Hernani, posición trafo 5, para sustitución de transformador de intensidad por anomalías en mediciones.
- Subestación de 400 kV Herrera, posiciones Lomba 0 y I, para sustitución de autoválvulas.
- Subestación de 400 kV Lomba, posiciones Herrera 0 y I, para sustitución de autoválvulas.

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

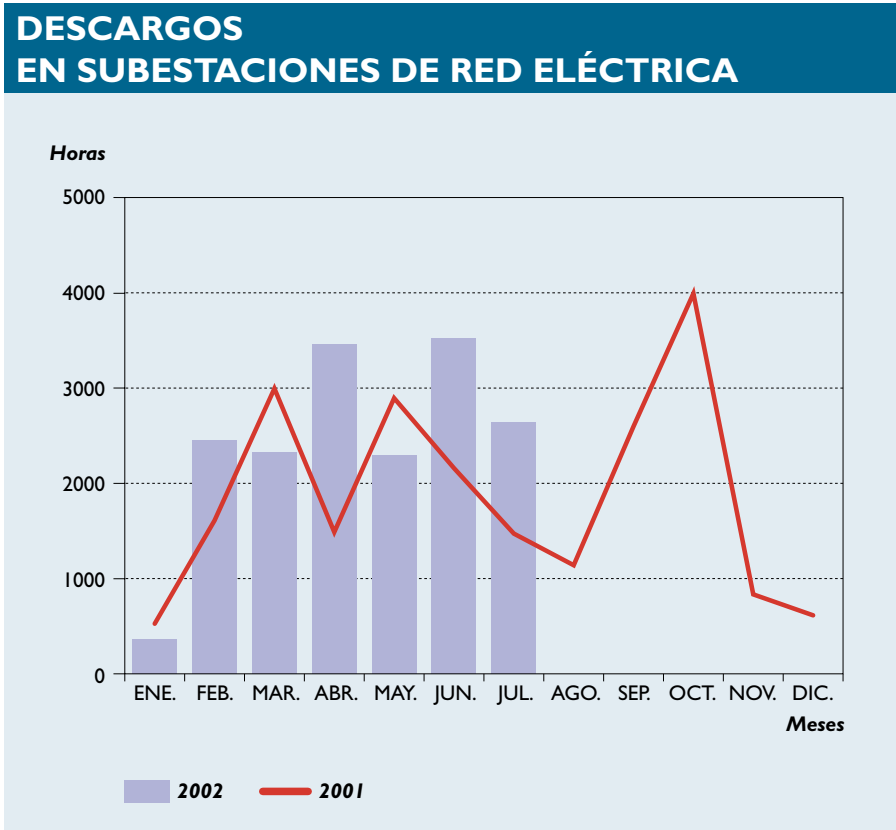


GRÁFICO 6

**DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA**

**Horas de Interrupción por Mantenimiento**

	400 kV	220 kV	Total
<b>Posiciones</b>	2.045	496	2.541
<b>Barras</b>	96	0	96
<b>TOTAL</b>	<b>2.141</b>	<b>496</b>	<b>2.637</b>

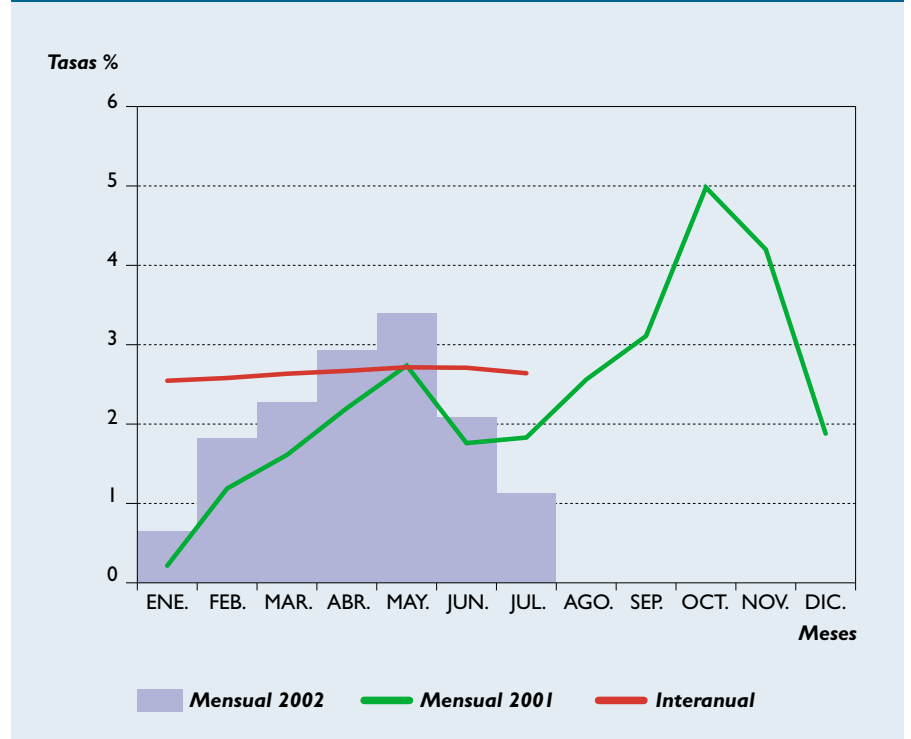
- Subestación de 400 kV Lastras, posiciones Galapagar 1 y 2, para revisión del interruptor.
- Subestación de 220 kV Hornillo, posición Añoover, para revisión de la posición.

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

CUADRO 5



**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	0,305	0,520
Indisponibilidades Fortuitas	0,012	0,064
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,317</b>	<b>0,584</b>
Por Otras Causas	0,810	2,055
<b>TOTAL</b>	<b>1,127</b>	<b>2,639</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**

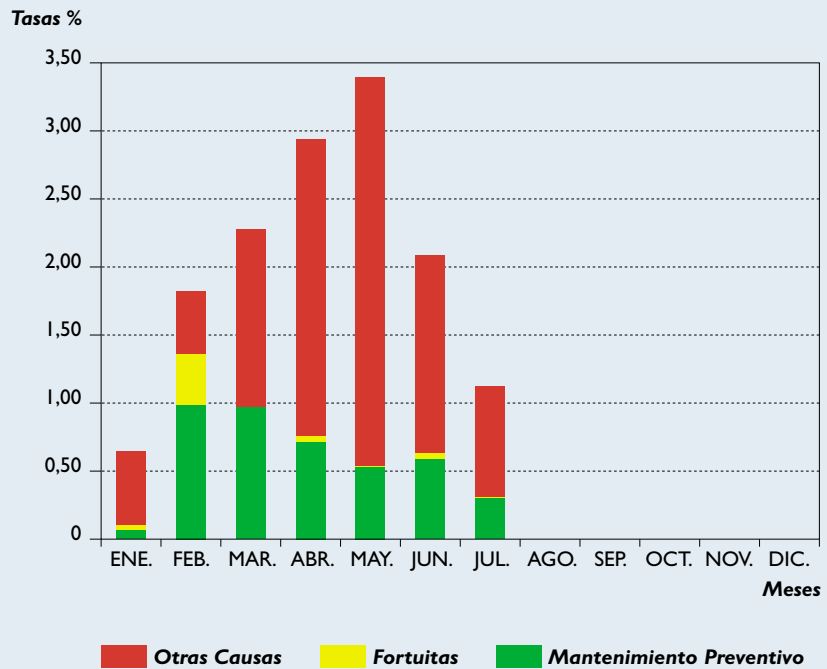
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	0	0	28
	220 kV	5	9	90
	< 220 kV	0	6	5
Transformadores	400/220/132 kV	2	5	1

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	2	8	18
	220 kV	0	41	63
	< de 220 kV	1	8	2
Transformadores	400/220/132 kV	3	4	1

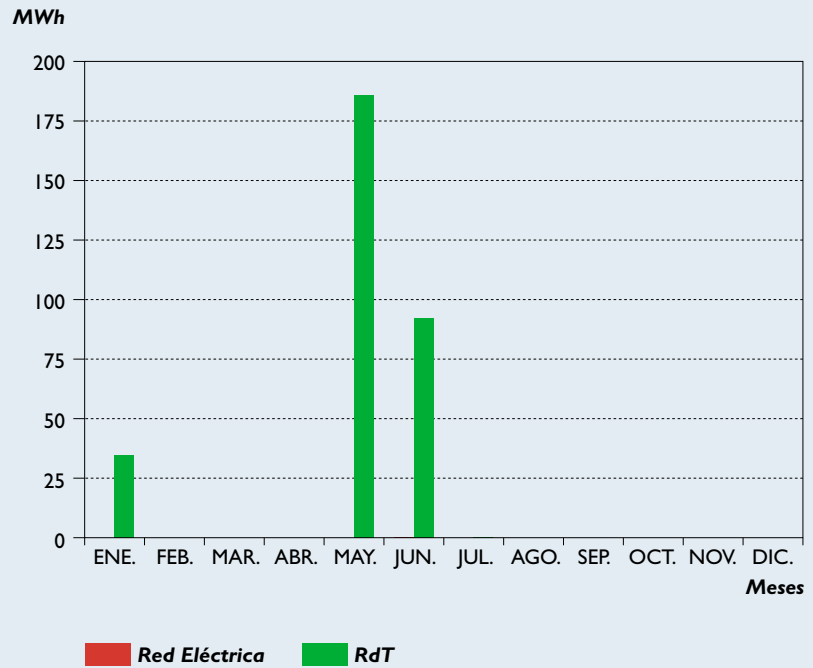
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de julio se ha registrado un corte de mercado en la red de transporte, en instalaciones ajenas a Red Eléctrica. Ha tenido lugar en Vitoria, de 0,15 MWh, debido a la explosión de un autoválvula.

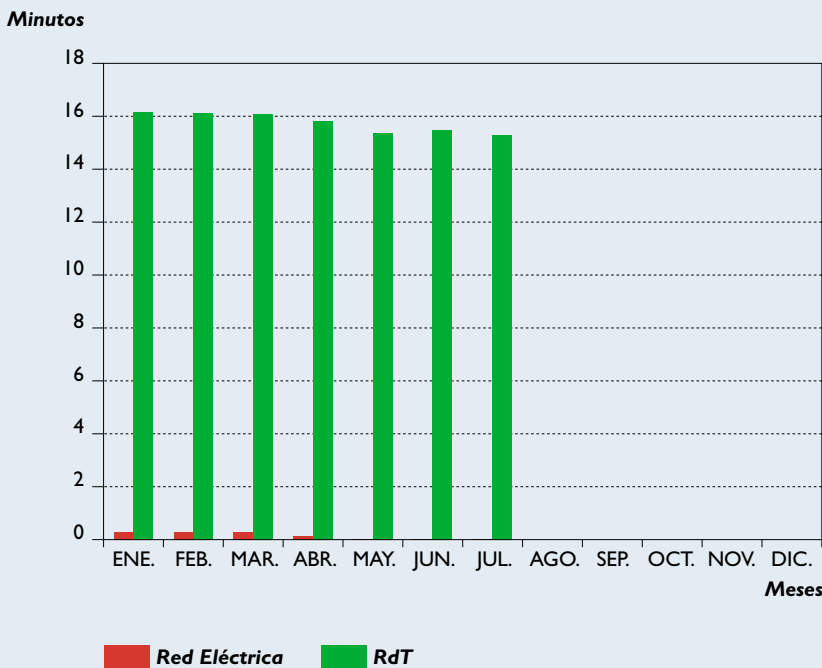
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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 15,290 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)