



Informe Mensual

JUNIO 2002



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

SUMARIO

GENERACIÓN Y DEMANDA

1. Balance de Producción	1
2. Demanda	3
3. Hidraulicidad	6
4. Generación	8
5. Nuevas Instalaciones de Generación, Revisiones e Incidentes	9
6. Intercambios Internacionales y Autoproductores	10
7. Mercados de Producción	11

RED DE TRANSPORTE

1. Instalaciones de la Red de Transporte	13
2. Utilización de la Red	15
3. Calidad del Suministro	16
4. Descargos	17
5. Disponibilidad de las Instalaciones	19
6. Comportamiento de la Red	20
7. Índices de Calidad	21

Fecha de ejecución: 12-07-2002. Datos provisionales

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



- La demanda de energía eléctrica en el mes de junio alcanzó los 17.191 GWh, con un crecimiento del 0,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 2,4%.
- El día 16 se registró la demanda máxima horaria en meses de verano con 31.868 MW demandados a las 13 horas.
- La energía producible hidráulica del conjunto del año representa el tercer valor más bajo registrado de la información histórica disponible.
- Las reservas del conjunto de los embalses son inferiores en un 18,6% 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 %
HIDROELÉCTRICA	2.010	-17,6	10.620	-62,2	21.967	-48,2
NUCLEAR	5.271	-1,3	29.834	-5,2	62.083	-0,2
Hulla + Antracita	3.253	4,7	21.825	67,1	43.438	31,0
Lignito Pardo	1.287	-1,3	8.052	32,0	16.191	18,7
Lignito Negro	829	31,4	5.115	193,5	9.838	58,9
Carbón Importación	1.040	-8,2	6.379	11,5	13.371	8,4
TOTAL CARBÓN	6.409	3,8	41.371	55,4	82.838	26,8
Gas Natural	1.092	81,9	3.883	175,0	7.890	102,7
Fuel-Oil	940	48,1	6.882	274,5	12.023	140,1
PRODUCCIÓN BRUTA	15.721	3,5	92.590	3,6	186.801	4,4
Consumos Producción	705	2,4	4.200	28,2	8.508	17,0
PRODUCCIÓN NETA	15.016	3,6	88.390	2,6	178.293	3,9
Adquirida Autoproduct.	2.604	11,1	16.937	8,0	31.374	8,7
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	17.620	4,6	105.327	3,4	209.667	4,6
Consumos en Bombeo	608	134,9	3.255	70,6	5.478	26,6
Saldo Físico I. Internacionales	179	-	3.039	-	5.068	46,5
DEMANDA	17.191	0,6	105.112	3,7	209.256	4,9

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	T. Año Móvil
	2001						2002						
Hidroeléctrica	2.027	1.953	1.600	1.855	2.069	1.842	1.574	1.292	1.912	1.869	1.963	2.010	21.966
Térmica Nuclear	5.684	5.560	4.918	4.967	5.405	5.716	5.769	4.999	4.412	4.413	4.970	5.271	62.082
Térmica Convencional	8.200	7.904	8.343	8.322	8.216	9.632	10.124	8.469	8.735	8.296	8.071	8.440	102.751
PRODUCCION BRUTA	15.911	15.417	14.861	15.144	15.690	17.190	17.467	14.760	15.059	14.578	15.004	15.721	186.800
Consumos Producción	740	717	685	704	699	764	774	689	687	667	678	705	8.508
PRODUCCION NETA	15.171	14.700	14.176	14.440	14.991	16.426	16.693	14.071	14.372	13.911	14.326	15.016	178.293
Adquirida Autoprod.	2.346	2.058	2.400	2.486	2.719	2.428	2.957	2.808	2.987	2.794	2.787	2.604	31.374
PROD. TOTAL NETA	17.517	16.758	16.576	16.926	17.710	18.854	19.650	16.879	17.359	16.705	17.113	17.620	209.667
Consumos en Bombeo	303	292	369	364	336	560	653	506	466	443	579	608	5.479
Saldo Internacional	431	282	283	140	403	490	532	649	722	705	252	179	5.068
DEMANDA	17.645	16.749	16.490	16.702	17.775	18.784	19.530	17.022	17.615	16.967	16.787	17.191	209.256
Δ % Mensual	6,5	7,2	3,1	4,6	5,0	9,6	6,8	3,2	2,2	9,2	0,6	0,6	-
Δ % 365 días	5,2	5,3	5,0	4,8	5,0	5,6	6,3	5,6	5,3	5,9	5,3	4,9	4,9

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MARZO 2002												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	135	2.113	2.308	5.203	175	2.776	78	0	—	850	2.250	15.888
Térmica Nuclear	4.138	13.336	4.207	35.584	—	—	0	337	—	0	2.377	59.979
Térmica Convencional	2.630	30.051	10.844	4.626	3.392	19.473	75	8.119	—	2.668	235	82.113
PROD.TOTAL NETA I	6.903	45.500	17.359	45.413	3.567	22.249	153	8.456	—	3.518	4.862	157.980
Saldo Internacional	507	-158	722	-6.958	267	4.610	464	1.382	—	-21	410	1.225
Consumos en Bombeo	113	476	466	599	95	869	87	0	—	37	120	2.862
DEMANDA 2												
Mensual	7.297	44.866	17.615	37.856	3.739	25.990	530	9.838	—	3.460	5.152	156.343
Δ %	-4,0	-0,4	2,2	-1,1	4,1	-0,8	-2,8	5,5	—	-0,8	-1,4	-0,1
Año Móvil	82.910	496.189	207.626	437.914	46.589	306.535	5.929	108.260	—	40.160	58.082	1.790.194
Δ %	-0,5	0,3	5,4	2,9	8,0	2,4	1,3	5,8	—	4,9	2,8	2,5
I.- Incluye autoproductores 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 8.504 MW y mínimos de 785 MW, la realizada con carbón ha alcanzado valores programados horarios que oscilan entre 9.687 MW y 5.393 MW; el fuel - gas entre 5.519 MW y 441 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 250 MW y un máximo 1.427 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.789 MW y los 4.890 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.021 MW.

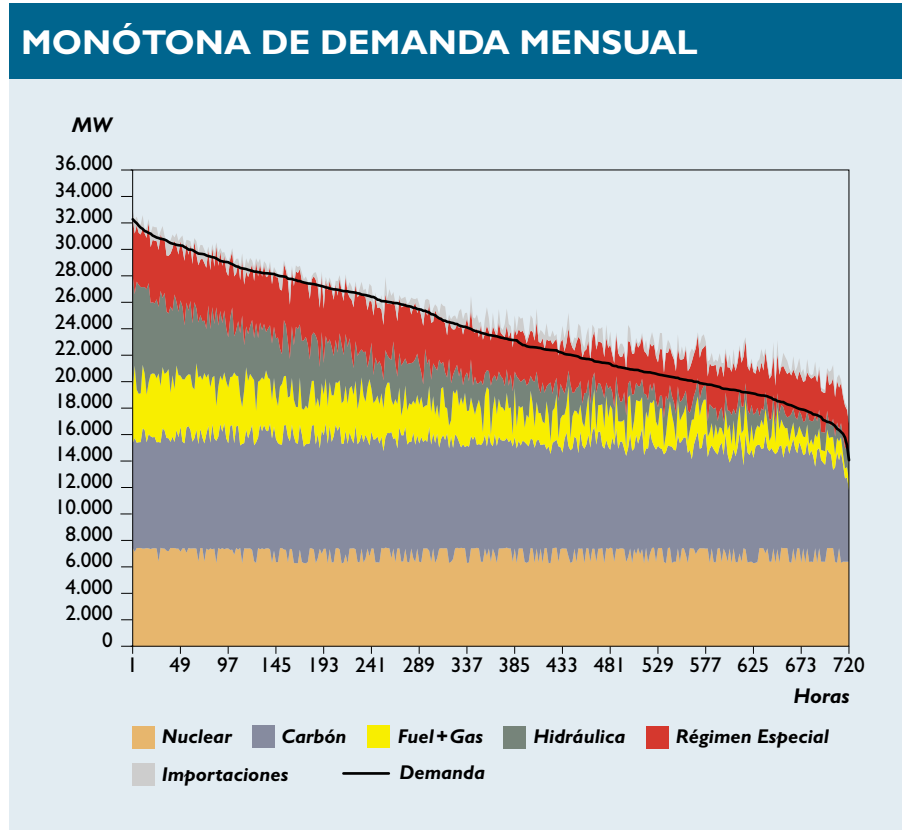


GRÁFICO 1

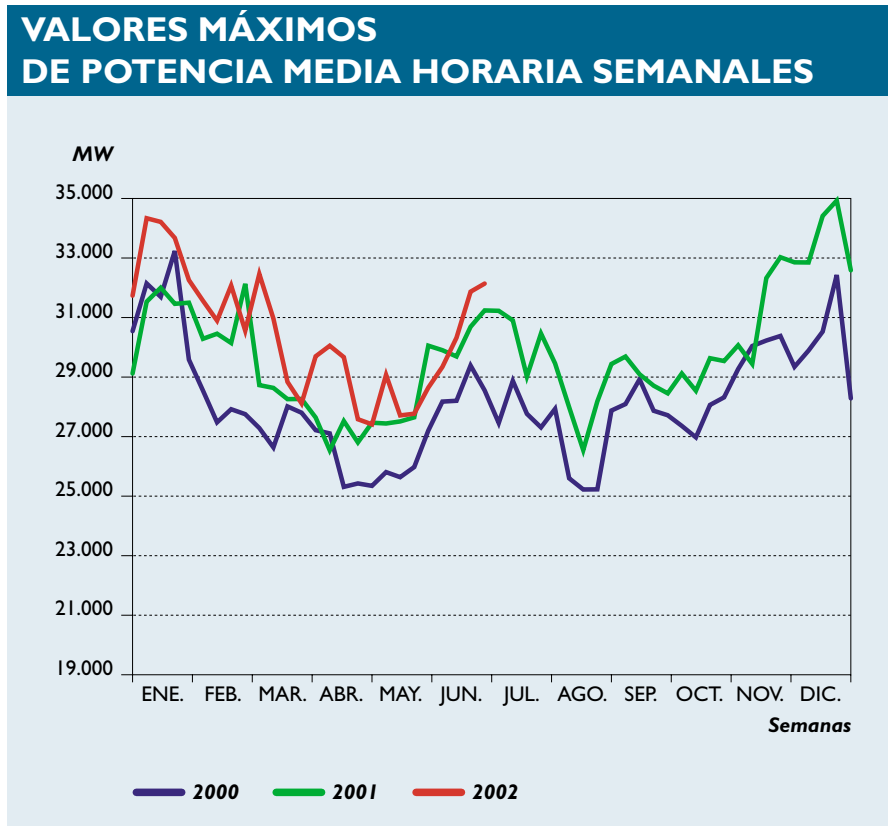


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 16 con 31.868 MW a las 13 horas, valor superior en 630 MW respecto al máximo registrado el año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 0,6 %. Este moderado crecimiento se debe al impacto negativo de la laboralidad que restó 1,8 puntos al crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	17.191	0,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-1,8
Efecto Temperatura (3)		0,0
Efecto Act. Económica y Otros		2,4
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	105.112	3,7
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,5
Efecto Temperatura (3)		0,3
Efecto Act. Económica y Otros		3,9

(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)

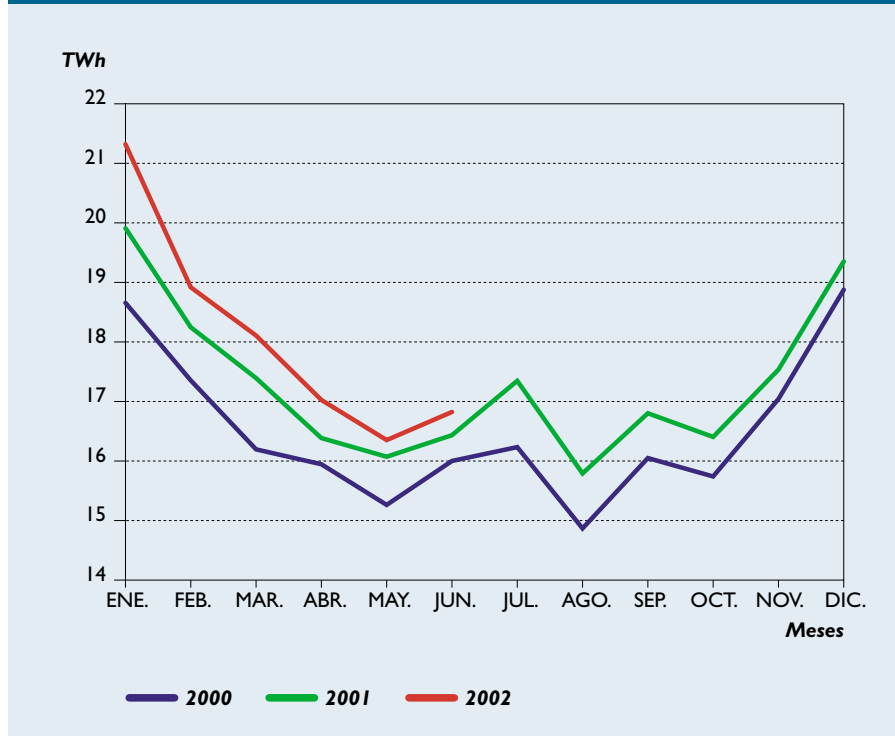


GRÁFICO 3

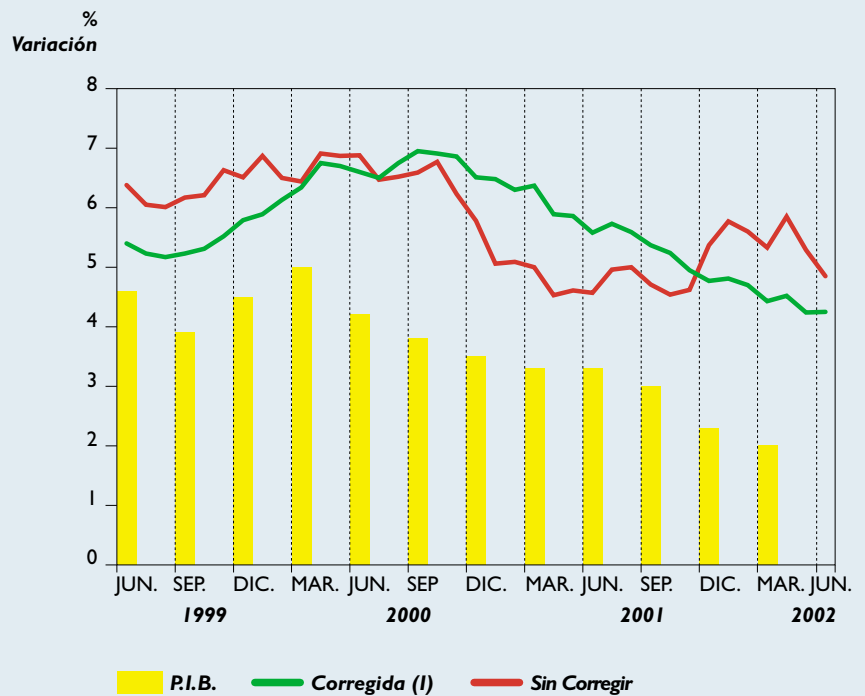
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 1,8%, inferior en 3,6 puntos al crecimiento experimentado en junio del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,9%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 4,3%. Este crecimiento es similar al experimentado hasta el mes de mayo 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 aunque superiores al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de junio fue de 20,8 °C, frente a los 21,1 °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 26,2 °C, algo inferior a los 26,9 °C registrados en junio de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 15,5 °C frente a los 15,3 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 56 GWh, inferior en 18 GWh al valor característico de un mes de junio.

Desde el punto de vista hidroeléctrico todo el mes ha sido muy seco, registrándose un producible mínimo de 4 GWh el día 29 y un máximo de 83 GWh el día 21.

(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

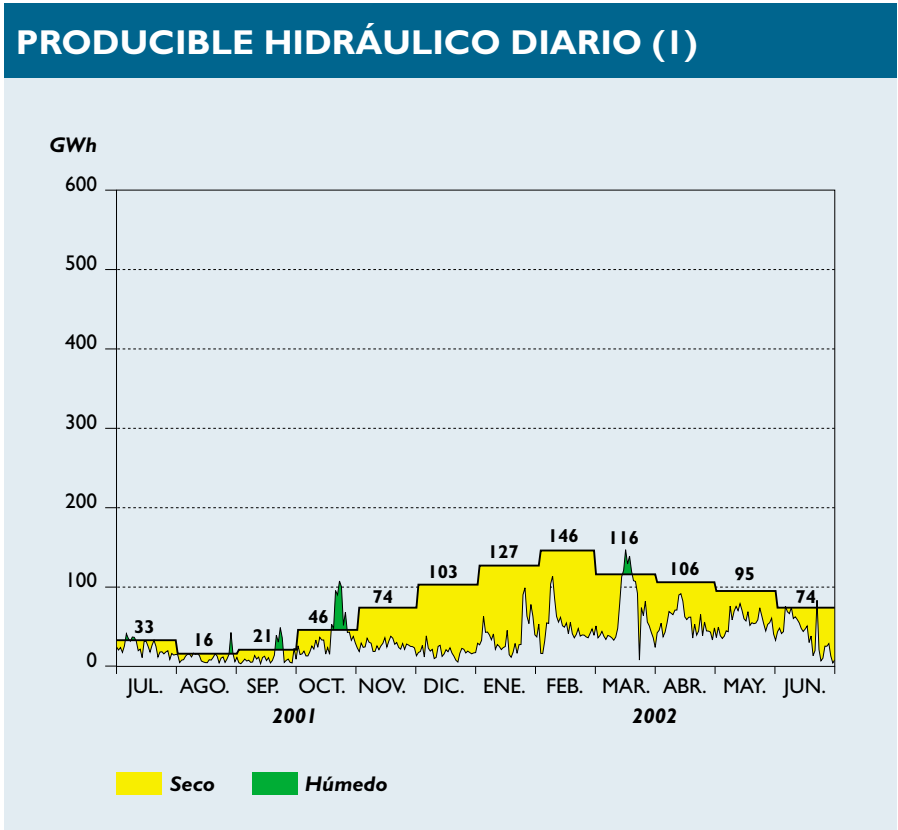


GRÁFICO 6

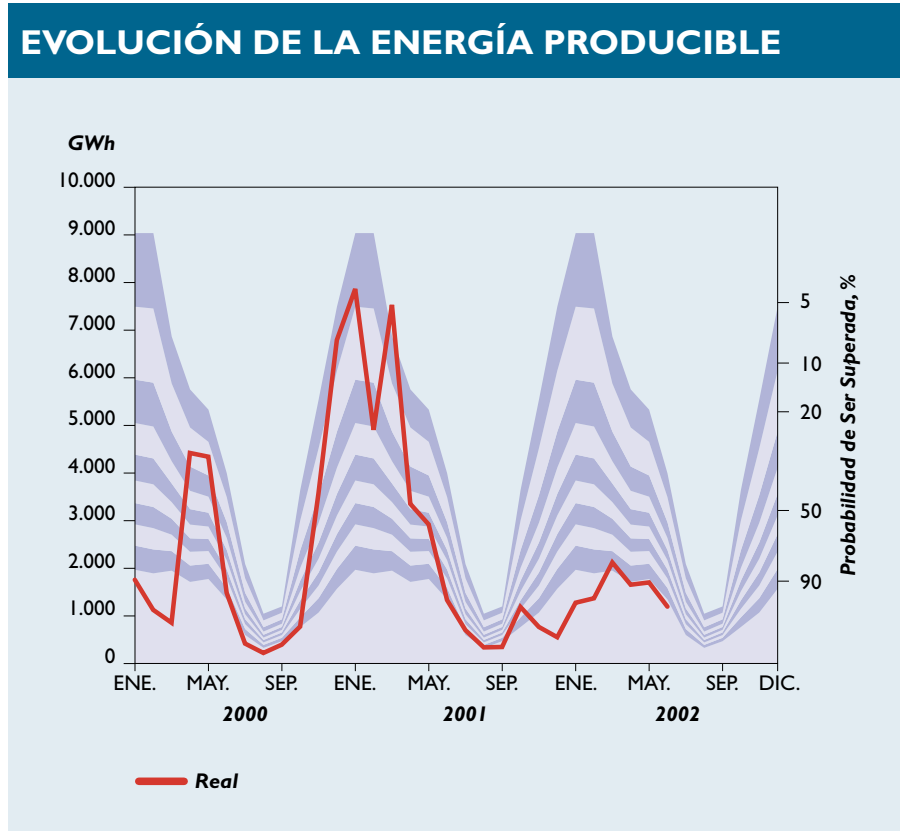


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,55 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 93%.

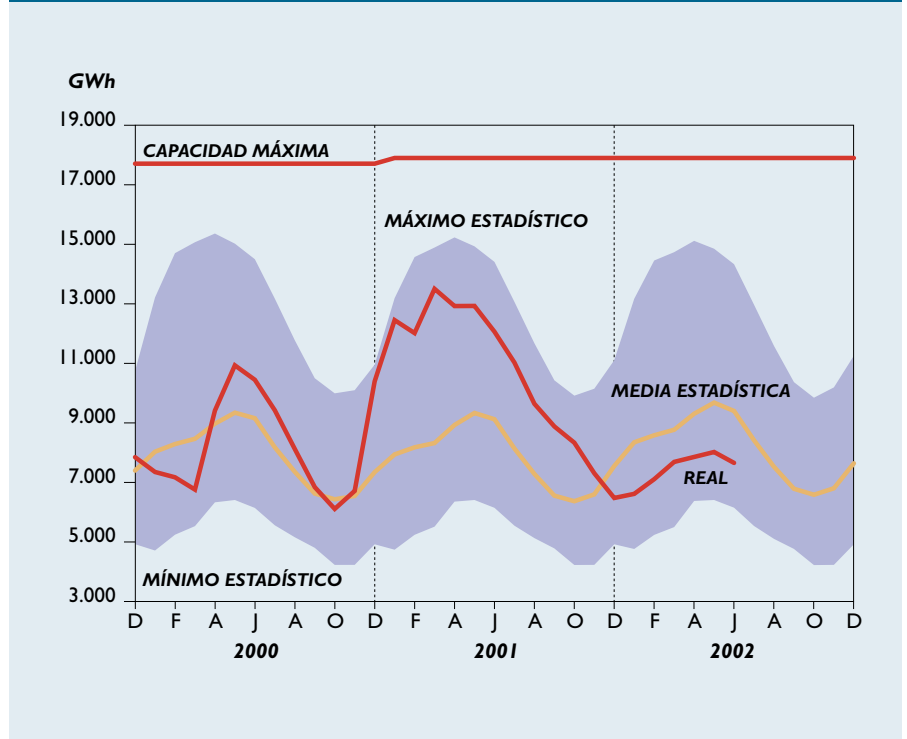
El índice de producible hidráulico de los seis primeros meses del año resulta del 0,47 del valor característico, muy inferior al 1,44 registrado en el mismo periodo del año anterior.

(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 42,8% de su capacidad, inferior en 26,6 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

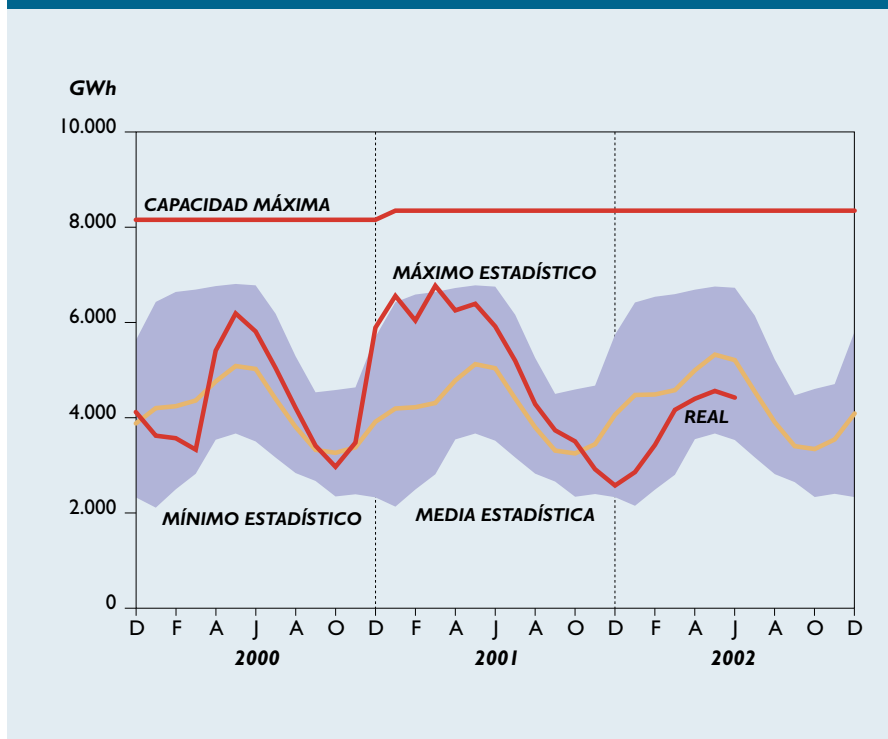


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 53,0%; 1,7 puntos menos que en el mes de mayo de 2002.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 33,8% de su capacidad, frente al 36,2% del mes anterior.



4. GENERACIÓN

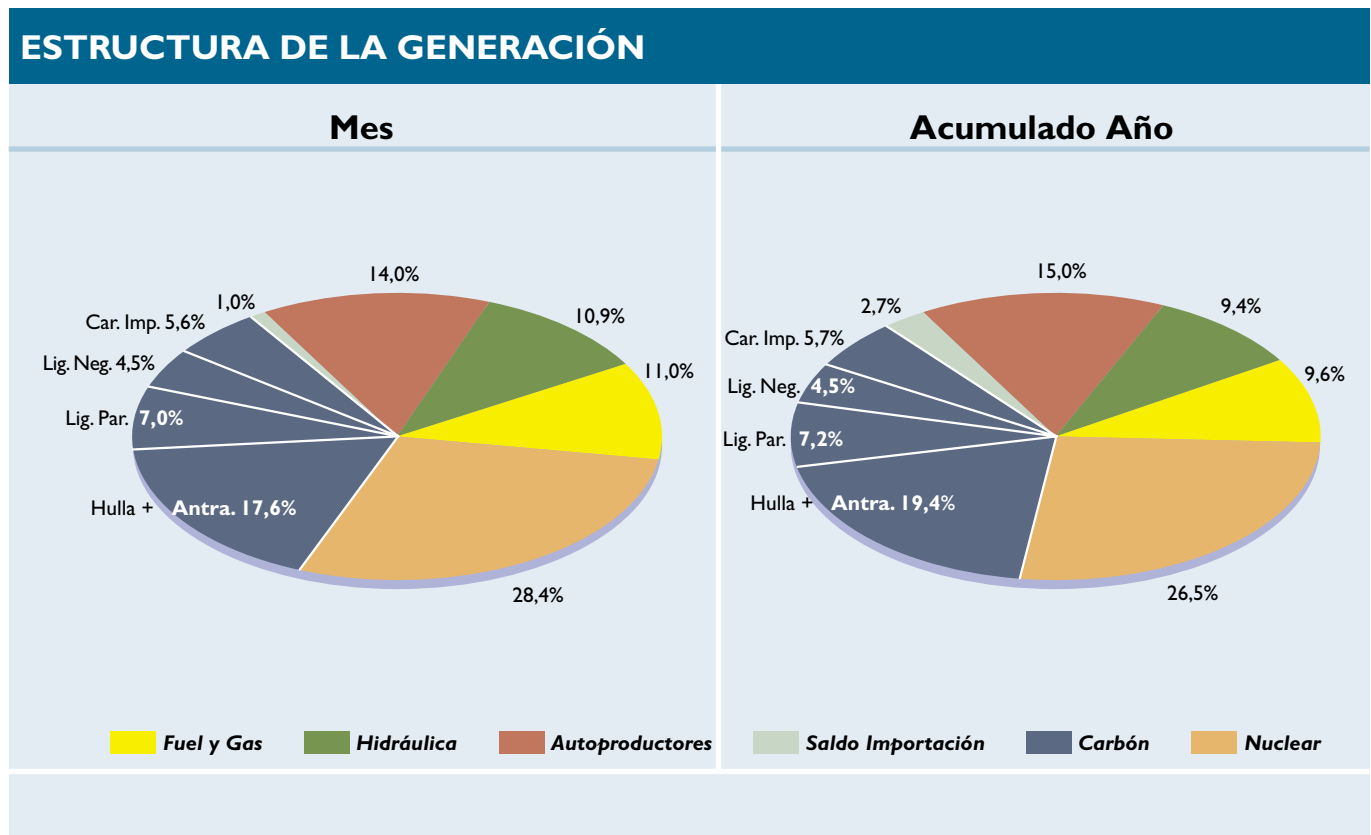
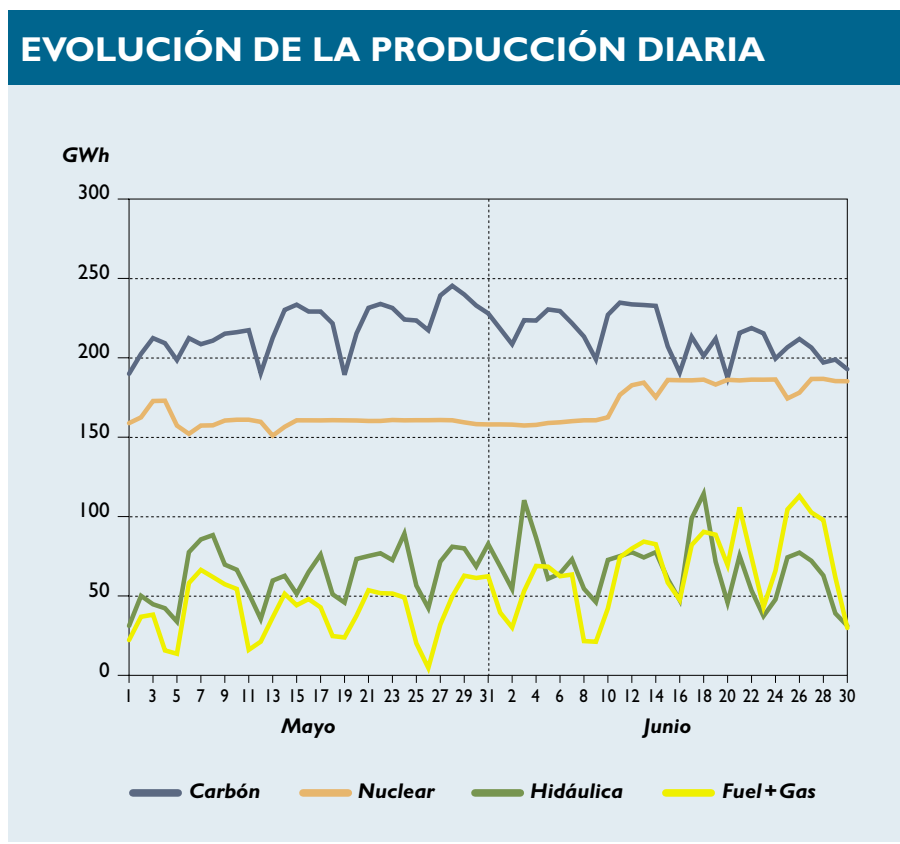


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 235 GWh y un mínimo de 197 GWh; la hidráulica entre 115 GWh y 48 GWh; y la realizada con fuel gas osciló entre los 113 GWh y 42 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 176 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	JUNIO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,95	0,04	0,01	0,90	0,09	0,01
Hulla + Antracita	0,82	0,07	0,11	0,91	0,02	0,07
Lignito Pardo	0,94	0,00	0,06	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,91	0,00	0,09	0,91	0,00	0,09
Carbón Importación	0,81	0,00	0,19	0,84	0,07	0,09
TOTAL CARBÓN	0,85	0,04	0,11	0,91	0,02	0,07
FUEL + GAS	0,60	0,00	0,40	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 Hortaleza entra en servicio el día 2, a las 19 h, el nuevo Transformador 2 a 220/45 kV y 120 MVA, y el día 7, a las 19:36, lo hace el Transformador 4 a 220/15 kV y 60 MVA. Ambos son propiedad de UNIÓN FENOSA.

El día 6, a las 13:33, entra en servicio el nuevo parque Casillas 220 kV, de configuración en barra simple y propiedad de ENDESA Distribución. Dispone de las salidas a Lancha, Santiponce y Transformador 1 a 220/66 kV y 120 MVA. Desaparece con ello la línea Lancha-Santiponce 220 kV, que da lugar a las nuevas líneas Lancha-Casillas y Casillas-Santiponce 220 kV.

El día 12, a las 12:07, entra en servicio, el Autotransformador 3 a 220/66 kV y 175 MVA, propiedad de IBERDROLA, en Subestación Quel.

El día 15, a las 15:37, entra en servicio

el Transformador 7 a 220/110 kV y 100 MVA, propiedad de ENDESA Distribución, en Subestación Juiá.

El día 18, a las 18:36, entra en servicio, en el lado francés, el nuevo parque Argia 400 kV, con lo que desaparece la línea Hernani-Cantegrit 400 kV, que se transforma en las líneas Hernani-Argia y Argia-Cantegrit 400 kV.

El día 28, a las 10 h, entra en servicio, en Subestación Campoamor, el nuevo transformador 220/20 kV, de 50 MVA, propiedad de IBERDROLA.

INCIDENTES

El día 11, a las 8:30, se origina un cero de tensión en el parque Morata 220 kV (configuración en barra doble con acoplamiento) mientras se efectuaba el cambio de barras en una de las salidas. Se provoca un corte de mercado de 5,33 MWh.

El día 17, a las 16:15, se origina un cero

de tensión en barras 2 del parque Loeches 220 kV (configuración en doble barra con acoplamiento), por avería en el interruptor de 220 kV de salida al Autotransformador 1 400/220 kV. Se ocasiona un corte de mercado de 58 MWh.

El día 17, a las 21 h, se origina un cero de tensión en el parque Tordesillas 220 kV (configuración en doble barra con acoplamiento), por avería en un transformador de tensión conectado a barras 2. Se ocasiona un corte de mercado de 29 MWh.

El día 25, a las 12:12, desconecta el grupo 1 de la Central Nuclear de Ascó, al actuar las protecciones internas del transformador de máquina. Acopla once horas después.

El día 27, a las 22:05, se origina un cero de tensión en barras 3 del parque Ascó 400 kV, al explotar un transformador de intensidad en la salida a Pierola. 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 177 GWh.

En la interconexión con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 68% (268 GWh). Los agentes han llevado a cabo también operaciones de importación y exportación por un total de 132 y 0,09 GWh, respectivamente.

Por Portugal, los agentes realizaron en el mercado operaciones de venta por 31,8 GWh y operaciones de exportación por un total de 125 GWh. Además se realizaron operaciones de importación mediante contratos bilaterales por 7 GWh.

Con Marruecos, los agentes realizaron operaciones de exportación en el mercado por 74 GWh y de importación por 1,4 GWh. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 93%.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 6 GWh.

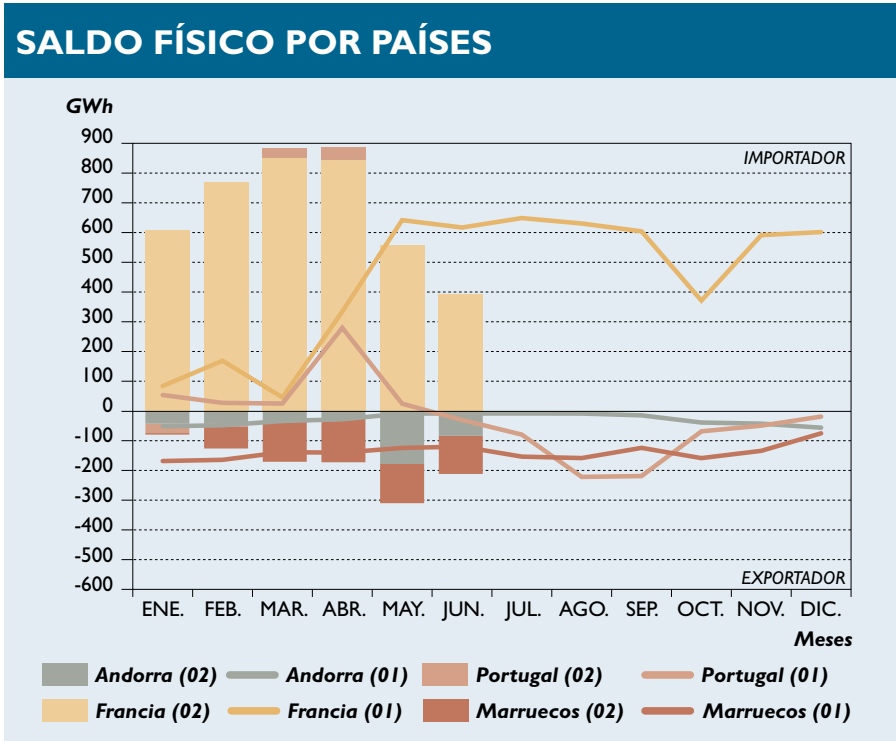


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	5,6	0,0	-5,6
España-Francia	18,2	413,9	395,7
España-Portugal	367,4	285,1	-82,3
España-Marruecos	129,8	1,4	-128,5
TOTAL	521,0	700,4	179,4

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)		Energía (3)	
		S/1999	Renovable	No Renov.	
Ene.	15,14	6,52	42,64	57,36	
Feb.	16,50	8,68	42,91	57,09	
Mar.	16,96	4,92	42,95	57,05	
Abr.	16,47	6,01	44,69	55,31	
May.	16,61	11,74	44,69	55,31	
Jun.	15,15	11,13	47,85	55,31	
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
ACUM. 10,98	7,99	43,79	56,21		

(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.

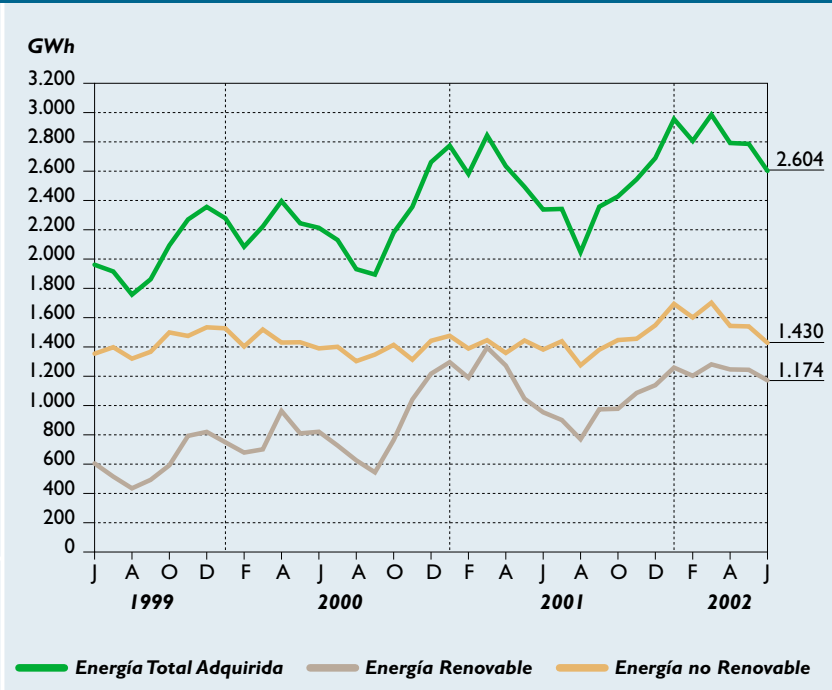


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,327 Céntimos €/kWh y mínimo de 3,599 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,775 Céntimos €/kWh y los 1,954 Céntimos €/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

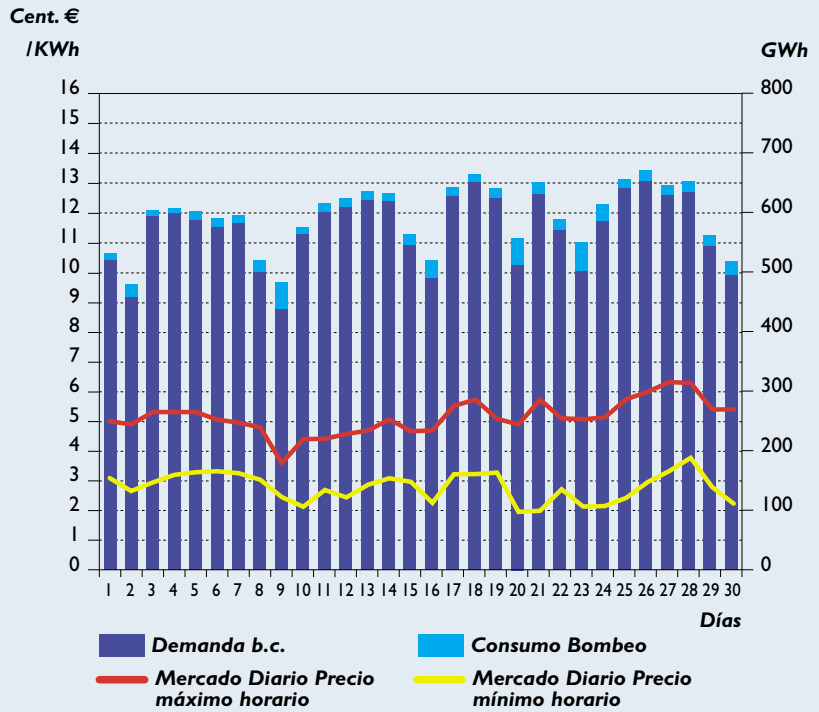


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	15.006	81,6	Distribuidoras	9.417	51,2
- Producción Interior	14.589		- Mercado Diario	9.414	
- Importación	418		- Mercados Intradiarios	3	
Francia	399		Comercializadoras	5.101	27,8
Portugal	17		- Mercado Diario	5.010	
Marruecos	1		- Mercado Intradiarios	91	
Mercados Intradiarios	399	2,2	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	382		Demanda Bombeo	668	3,6
- Importación	17		Exportación	268	1,5
Francia	0		- Portugal	128	
Portugal	16		- Marruecos	135	
Marruecos	0		- Andorra	6	
Indisponibilidades	-62	-0,3	- Francia	0	
Operación del Sistema (1)	191	1,0	Ajuste demanda	78	0,4
TOTAL MERCADO	15.534	84,5	TOTAL MERCADO	15.534	84,5
Contratos Bilaterales (2)	8	0,0	Contratos Bilaterales (2)	8	0,0
Energía programada en Régimen Especial	2.838	15,4	Energía adquirida al Régimen Especial	2.838	15,4
TOTAL	18.379	100	TOTAL	18.379	100

(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

Junio 2002

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Ningún transformador de potencia ha 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>
Líneas	Longitud (km)	15.124,9	16.989,9	123,5
Subestaciones	Posiciones	651	1.481	11
Transformación (1)	Número de unidades	110	454	-
Reactancias	Número de unidades	20	-	36
Cables	Número de Circuitos	1	-	-
Submarinos (2)	Longitud (km)	13,2	-	-
Cables	Número de Circuitos	1	10	-
Subterráneos	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
Líneas	Longitud (km)	14.841,0	283,9
Subestaciones	Posiciones	521	130
Transformación	Nº de unidades	39	71
	MVA	20.213	27.394
Reactancias	Nº de unidades	19	1
	MVAr	2.850	150
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13,2	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Subterráneos	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
Líneas	Long. (km)	4.326,8	74,7	12.663,1	48,8
Subestaciones	Posiciones	196	3	1.285	8
Transformación	Nº unidades	1	-	453	-
	MVA	63	-	45.273	-
Reactancias	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
Cable	Nº Circuitos	-	-	18	-
Subterráneo	Long. (km)	-	-	81,20	-

CUADRO 3



En 400 kV, solo la línea Aragón – La Plana ha superado en algún momento el 70 % de su capacidad térmica de invierno. Ninguna ha superado una carga media del 50 %.

En 220 kV, dos líneas su carga media ha superado el 50% de su capacidad térmica de invierno: Meirama-Mesón y Mudarra-Mudarra ID.

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.

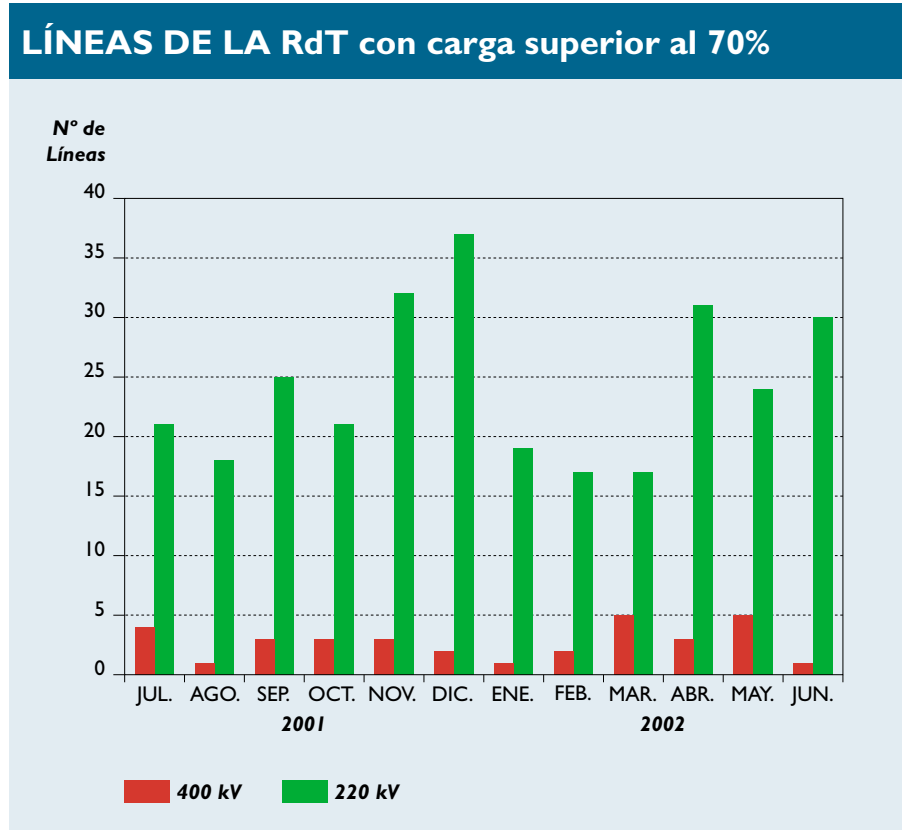


GRÁFICO 1

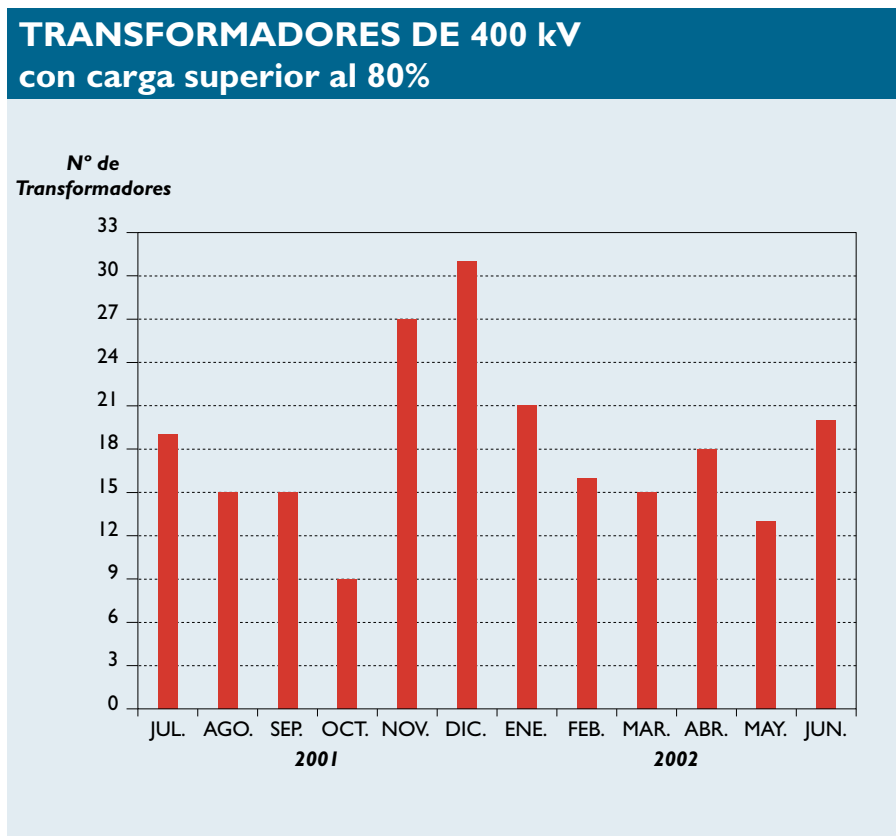


GRÁFICO 2

Este mes, 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 Morata y el autotransformador 5 de La Eliana.

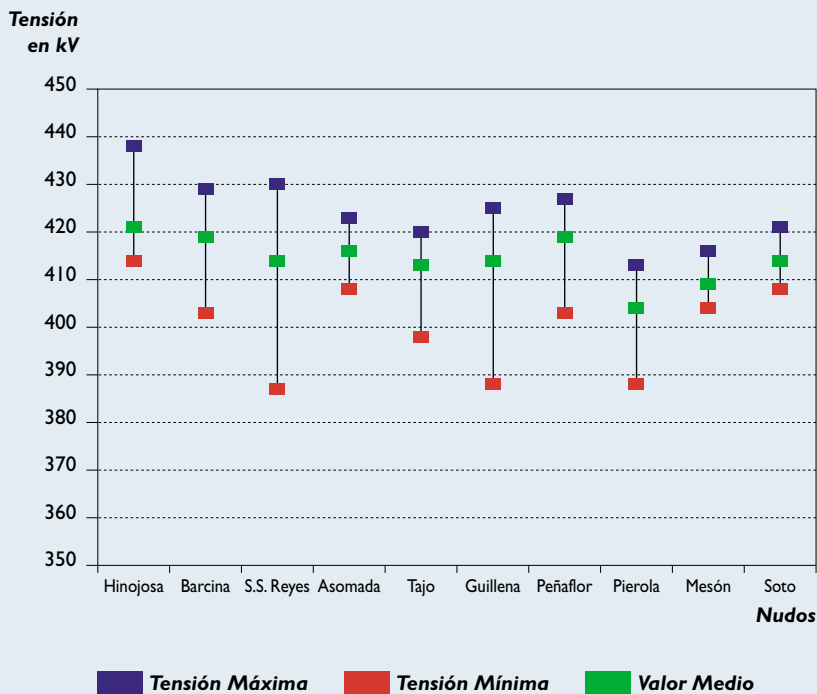
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.

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 439 kV de Velilla y los 379 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de Almazán y Velilla.

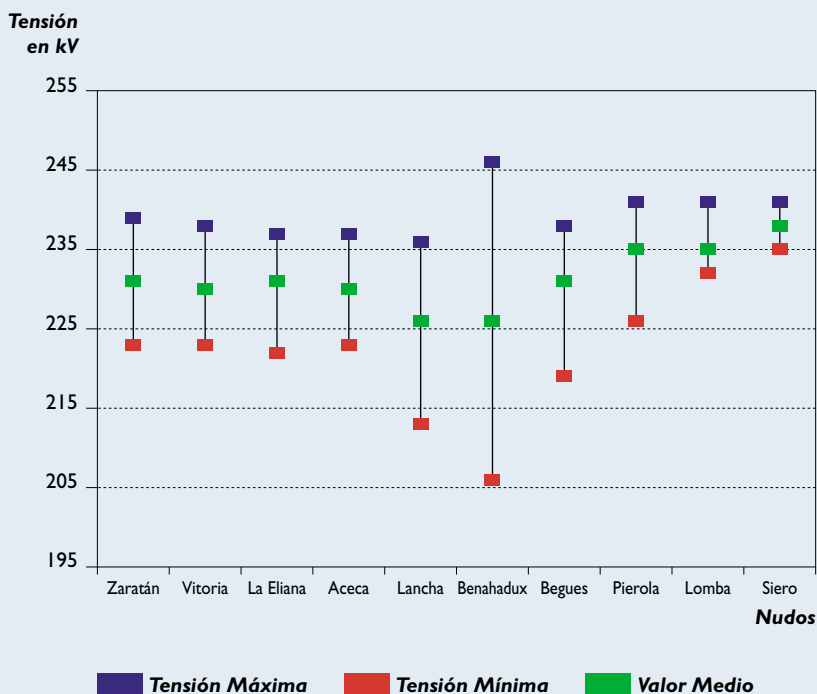
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 las subestaciones de Mequinzenza, Balboa, Saucelle y Villanueva se han superado los 240 kV durante más de 60 horas.

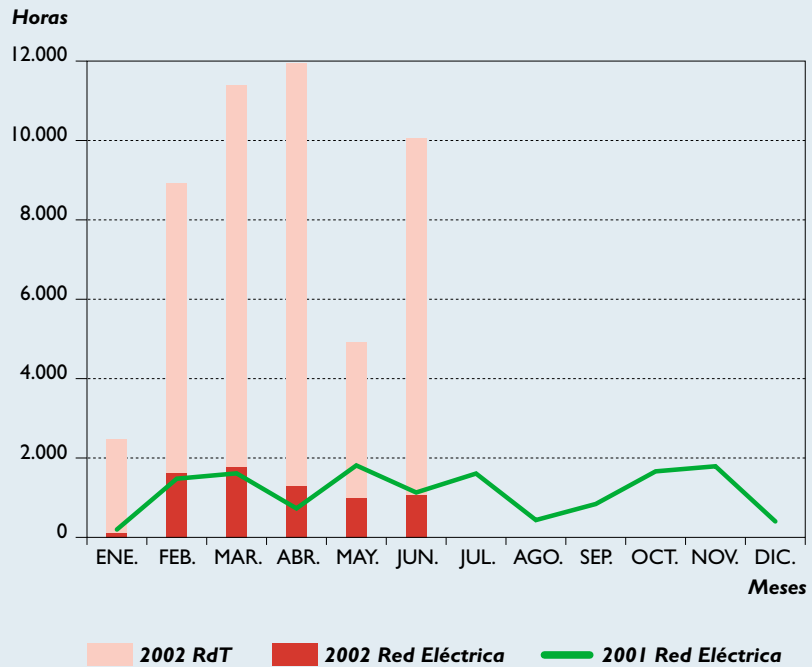
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Sentmenat-Sallente, Calders-Sallente, Catadau-Elia, Arañuelo- Valdecaballeros 2, Aldeavila-Hinojosa, Almaraz-Villaviciosa y Caparacena-Tajo para tendido de fibra óptica.
- Línea de 400 kV Mudarra-S.S. de los Reyes, para recredido del apoyo 150 y mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Mudarra-Montearañas I para retensado del cantón 300-316.

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
400 kV	14	752,4	10	2.010,4	2	102,6	0	0,0
220 kV	9	310,6	14	624,2	0	0	0	0,0
< 220 kV	0	0,0	2	8,3	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 400 kV Sentmenat-Sallente y Calders-Sallente ,para modificación los apoyos 248 y 250.
- Línea de 220 kV Monzón-Ribarroja, para cambio de aislamiento de vidrio por composite.
- Líneas de 220 kV Pont de Suert-Pobla y Pobla-Abrera para tendido de fibra óptica.
- Línea de 220 kV Trives-Lomba y Puente Bibey-Santiago para reapriete de grapas de compresión.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Aragón, posición Reactancia, para filtrado de aceite.
- Subestación de 400 kV Montearenas, posición Trafo I, para la revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Herrera, posiciones Grijota I y 0, para modificar mando del interruptor.
- Subestación de 400 kV Almaraz, posiciones Villaviciosa I, para la revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Robla, posición Mudarra I, para revisión del interruptor.

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

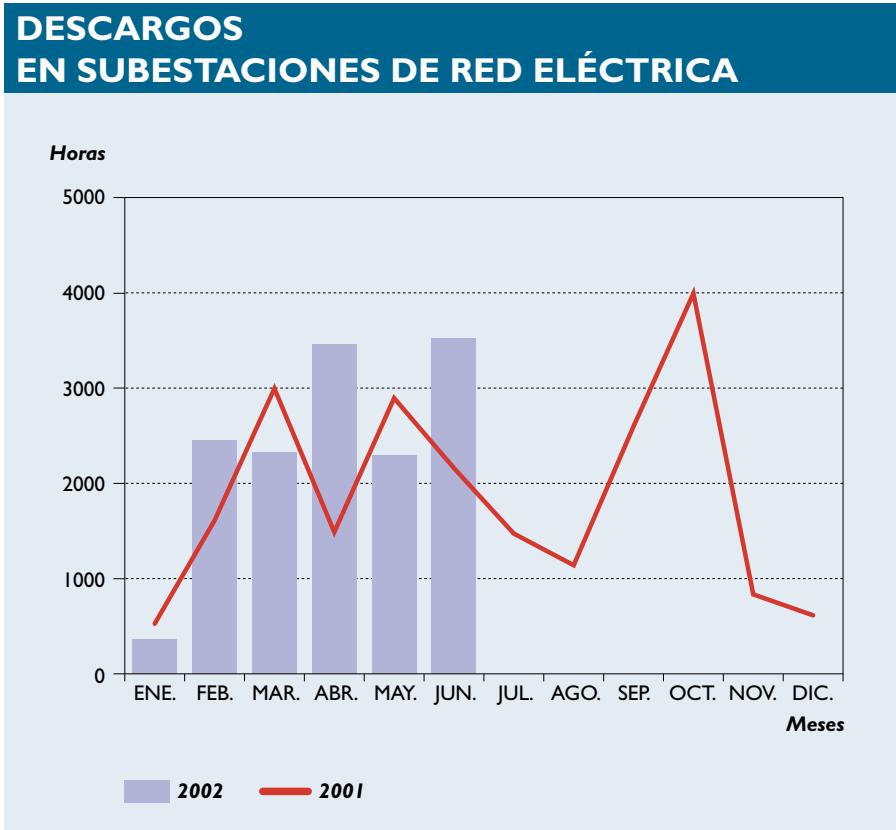


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	2.131	1.189	3.319
Barras	36	171	207
TOTAL	2.166	1.360	3.526

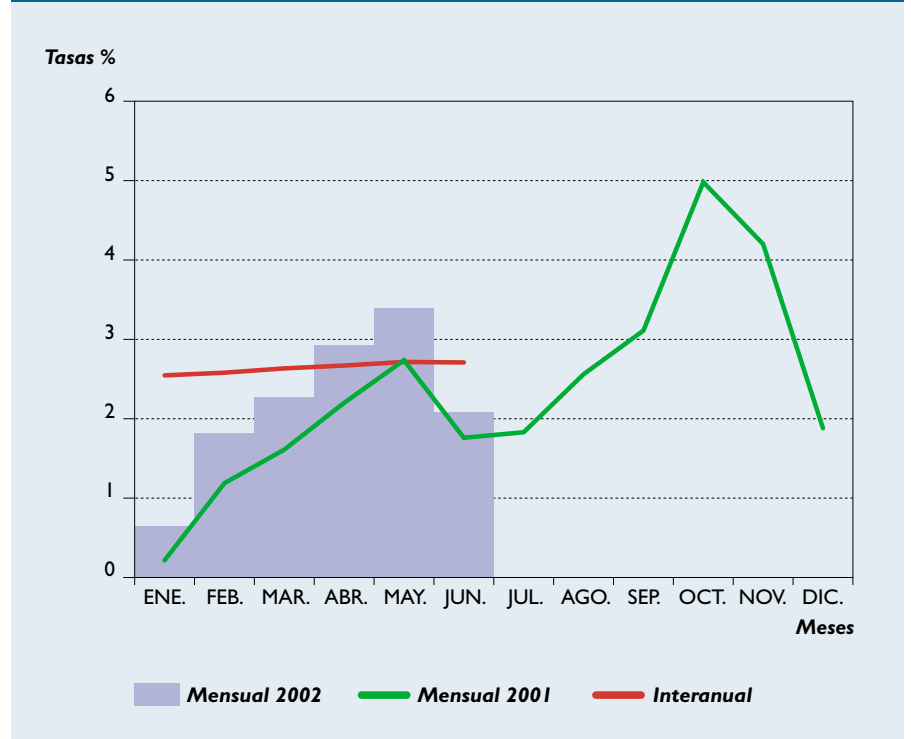
- Subestación de 220 kV Villarino, posición Aldeadávila 3, para cambiar trafo capacitivo.
- Subestación de 220 kV Santiago posición Puente Bibey, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Monzón, posición Ribarroja, para cambiar trafos capacitivos .

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	0,5859	0,5703
Indisponibilidades Fortuitas	0,0443	0,0657
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,6302	0,6360
Por Otras Causas	1,4566	2,0731
TOTAL	2,0868	2,7091

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

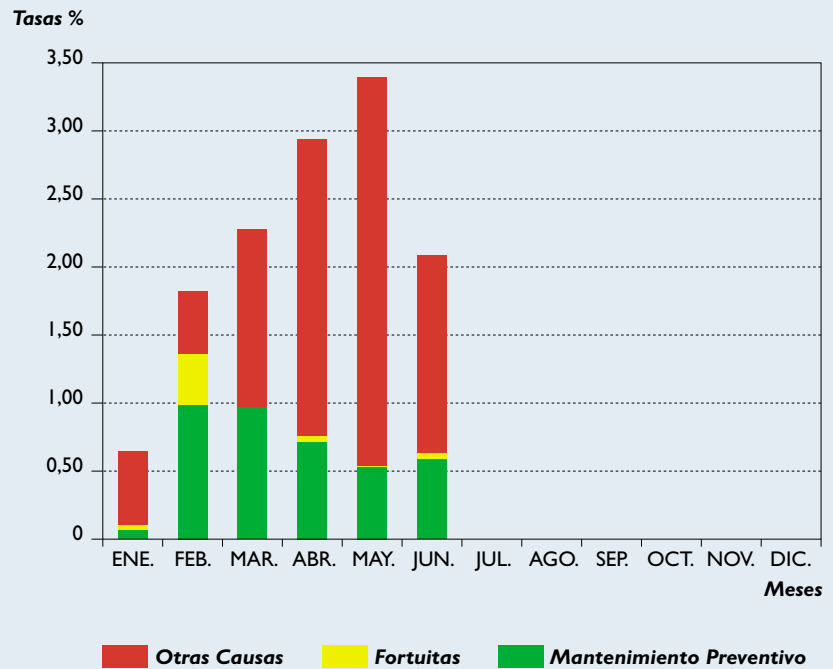
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	4	21
	220 kV	0	25	55
	< 220 kV	1	0	2
Transformadores	400/220/132 kV	1	7	3

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	6	18
	220 kV	0	38	42
	< de 220 kV	0	2	1
Transformadores	400/220/132 kV	2	9	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de junio se han registrado tres cortes de mercado en la red de transporte, todos causados en instalaciones ajenas a Red Eléctrica. Dos han tenido lugar en el Sureste de Madrid, de 5,33 y 58 MWh respectivamente, ambos debidos a fallos de equipos. El otro ha tenido lugar en Tordesillas, de 29 MWh, y debido a la explosión de un transformador de tensión.

Energía No Suministrada, ENS, mide la energía cortada al sistema eléctrico peninsular, MWh, por interrupciones del servicio debidas a incidentes acaecidos en la red de 400 y 220 kV del sistema eléctrico peninsular, RdT.

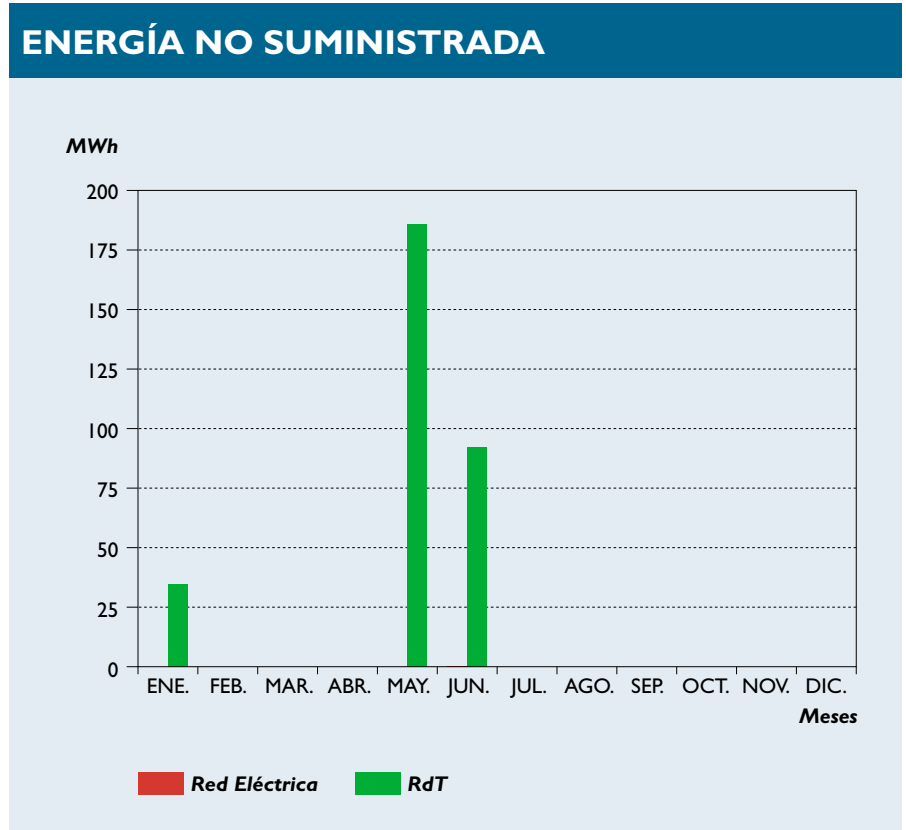


GRÁFICO 9

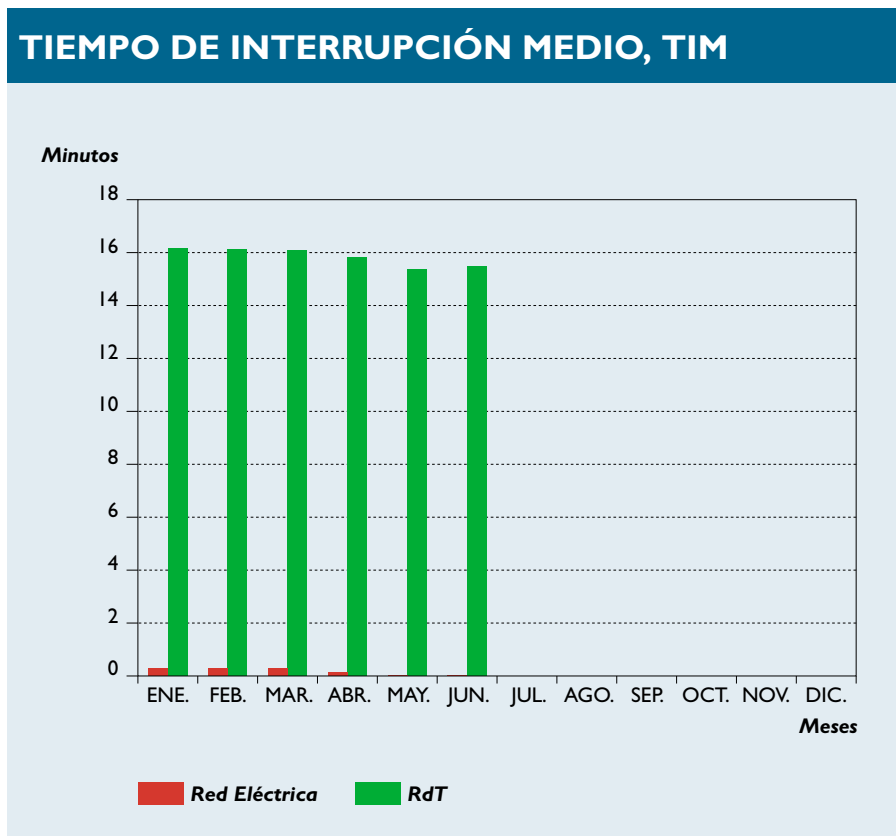


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica de los últimos 12 meses ha sido de 0,002 minutos y el de la Red de Transporte fue de 15,457 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio acumulado en los últimos 12 meses, TIM, definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = 8760 \times 60 \times (ENS / DA)$$

DA = Demanda anual del Sistema en MWh, últimos 12 meses.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es