

Informe Mensual

MAYO 2001



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: 06-06-2001. Datos provisionales

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



- El día 30 se registró la máxima demanda horaria en meses de verano, con 29.922 MW a las 13 horas. Este valor es superior en algo más de 500 MW respecto al máximo registrado en el verano de 2000.
- La demanda de energía eléctrica en el mes de mayo alcanzó los 16.741 GWh, con un crecimiento del 7,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 5,7%.
- Las reservas de agua del conjunto de los embalses se mantiene en niveles elevados. A finales del mes, las reservas representaban el 72,2% de la capacidad, 9º valor más alto desde 1965.
- La energía producible hidráulica de este mes se ha situado en el valor característico de este período.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2001		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	3.088	-7,7	25.572	127,2	42.162	62,8
NUCLEAR	5.751	12,8	26.118	0,6	62.357	0,2
Hulla + Antracita	2.589	9,8	9.943	-38,6	33.187	-13,3
Lignito Pardo	1.050	-9,1	4.799	-13,1	13.536	-2,5
Lignito Negro	352	-38,1	1.105	-71,9	6.233	-26,1
Carbón Importación	1.140	2,2	4.590	-20,8	12.397	-4,9
TOTAL CARBÓN	5.131	-1,2	20.437	-35,0	65.353	-11,2
Gas Natural	190	180,0	819	-48,8	3.598	-4,0
Fuel-Oil	183	50,0	1.195	-47,4	4.792	3,1
PRODUCCIÓN BRUTA	14.343	3,7	74.141	2,2	178.262	4,8
Consumos Producción	571	-1,0	2.565	-19,3	7.214	-3,4
PRODUCCIÓN NETA	13.772	3,9	71.576	3,2	171.048	5,2
Adquirida Autoproduct.	2.621	17,1	12.812	14,2	28.123	10,7
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	16.393	5,8	84.388	4,7	199.171	5,9
Consumos en Bombeo	219	-64,6	1.654	-23,4	4.402	1,5
Saldo Físico I. Internacionales	567	-17,0	914	-59,2	3.117	-43,5
DEMANDA	16.741	7,6	83.648	3,7	197.886	4,6

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	T. Año Móvil
	2000							2001					
Hidroeléctrica	2.269	1.745	1.752	1.883	1.789	2.487	4.666	6.277	5.636	6.432	4.139	3.088	42.163
Térmica Nuclear	5.470	5.611	5.243	4.222	4.617	5.288	5.788	5.733	4.984	4.883	4.767	5.751	62.357
Térmica Convencional	6.945	7.872	7.420	8.598	7.954	7.400	5.104	4.637	4.061	4.050	4.199	5.504	73.744
PRODUCCION BRUTA	14.684	15.227	14.414	14.703	14.360	15.175	15.558	16.647	14.681	15.365	13.105	14.343	178.264
Consumos Producción	650	721	680	682	661	677	576	556	485	497	457	571	7.213
PRODUCCION NETA	14.034	14.506	13.734	14.021	13.699	14.498	14.982	16.091	14.196	14.868	12.648	13.772	171.051
Adquirida Autoprod.	2.204	2.122	1.922	1.848	2.104	2.356	2.753	2.537	2.370	2.663	2.622	2.621	28.122
PROD. TOTAL NETA	16.238	16.628	15.656	15.869	15.803	16.853	17.735	18.628	16.566	17.531	15.270	16.393	199.173
Consumos en Bombeo	330	323	246	257	363	451	776	540	307	387	201	219	4.400
Saldo Internacional	174	259	209	341	444	516	261	-38	22	-84	447	567	3.118
DEMANDA	16.082	16.564	15.618	15.953	15.884	16.918	17.220	18.050	16.281	17.060	15.516	16.741	197.891
Δ % Mensual	6,8	1,9	6,6	6,4	6,3	4,1	1,3	1,1	3,8	4,2	2,1	1,9	-
Δ % 365 días	6,6	6,3	6,2	6,2	6,5	5,9	5,5	4,5	4,8	4,9	4,4	4,6	4,6

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh FEBRERO 2001													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	152	1.586	6.064	5.965	153	3.739	65	-	2.639	2.138	2.905	25.406	
Térmica Nuclear	3.731	13.287	4.781	33.302	—	—	—	310	—	—	2.136	57.547	
Térmica Convencional	2.408	27.965	5.721	2.938	3.239	17.402	24	7.419	1.815	1.093	225	70.249	
PROD.TOTAL NETA 1	6.291	42.838	16.566	42.205	3.392	21.141	89	7.729	4.454	3.231	5.266	153.202	
Saldo Internacional	902	-944	22	-4.753	144	3.963	468	1.258	117	-33	-210	934	
Consumos en Bombeo	138	454	307	413	65	765	70	—	84	9	66	2.371	
DEMANDA 2													
Mensual	7.055	41.440	16.281	37.039	3.471	24.339	487	8.987	4.487	3.189	4.990	151.765	
Δ %	-0,7	-3,1	3,9	-3,9	4,1	-1,3	-3,9	4,7	-0,1	3,4	-0,6	-1,3	
Año Móvil	83.001	491.994	195.161	423.671	44.618	298.681	5.839	78.548	50.791	38.168	56.421	1.766.893	
Δ %	2,7	1,7	4,5	0,8	5,5	3,3	2,4	2,3	5,0	5,1	1,9	2,4	

1.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P
 2.- Representatividad por comparación con los valores globales del país (%)

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 programados horarios comprendidos entre los 1.805 MW y 8.193 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 2.479 MW y máximo de 9.308 MW; el fuel-gas tuvo un máximo de 2.734 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 160 MW y un máximo 1.750 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.696 MW y los 4.421 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.427 MW.

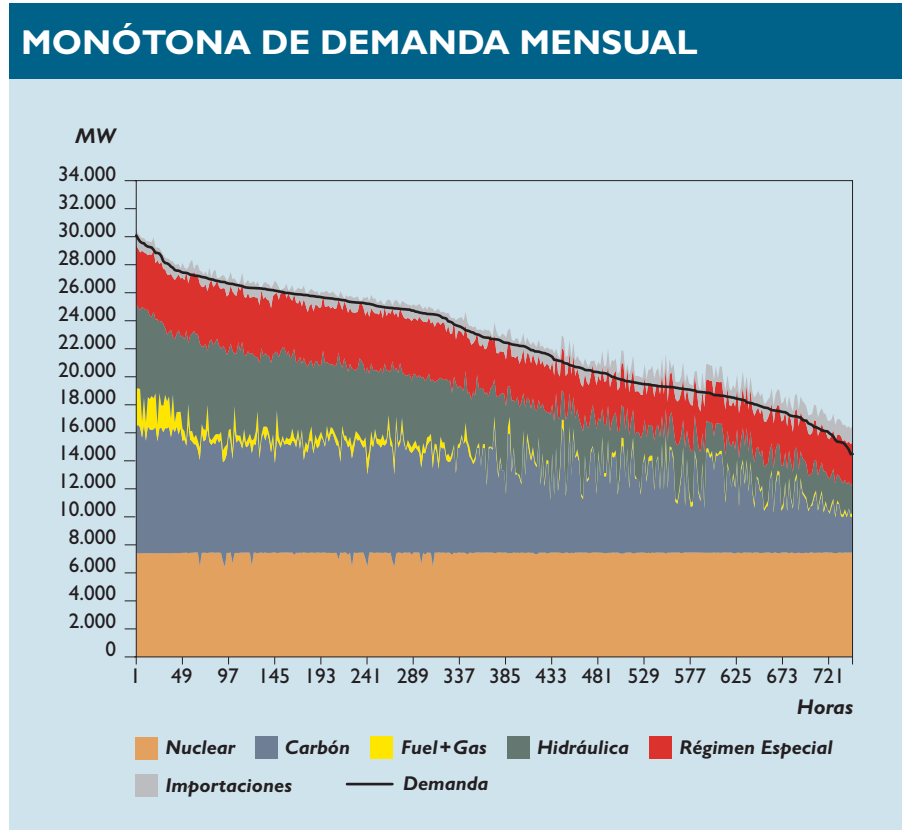


GRÁFICO 1

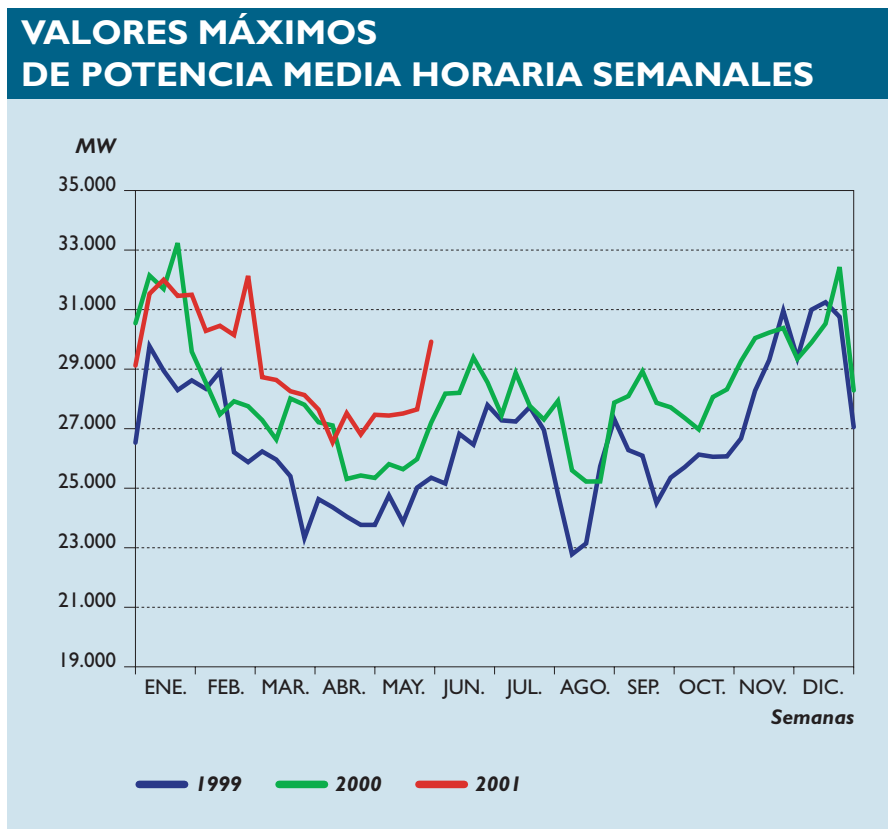


GRÁFICO 2

Las puntas máximas semanales fueron superiores a las del año anterior en todas las semanas del mes, registrándose valores superiores en más de 1.500 MW a los de mayo del año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 7,6%. En mayo, las temperaturas fueron más extremas que las del año anterior, aportando 2,1 puntos al crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	16.741	7,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,2
Efecto Temperatura (3)		2,1
Efecto Act. Económica y Otros		5,7
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	83.648	3,7
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,3
Efecto Temperatura (3)		-0,8
Efecto Act. Económica y Otros		4,8

(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 (1)

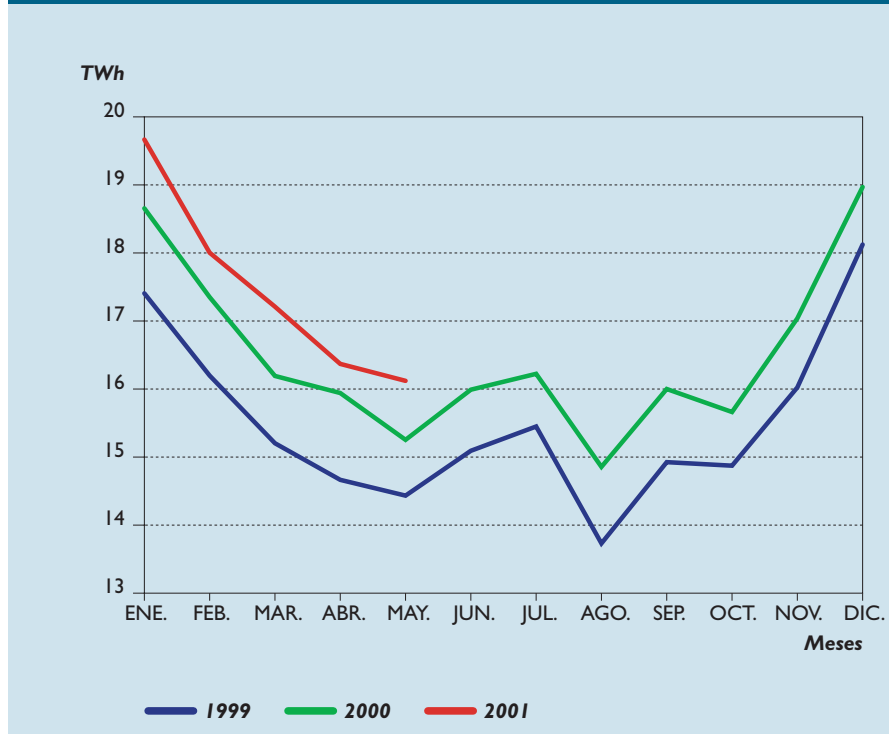


GRÁFICO 3

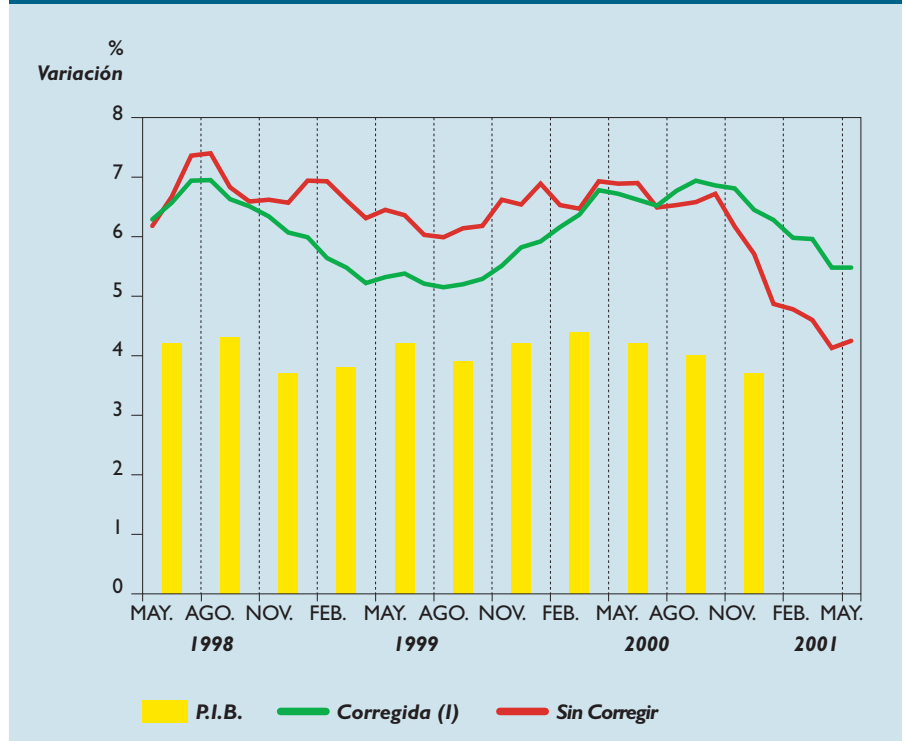
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 5,7%, crecimiento similar al experimentado en mayo del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,3%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 5,5% en el mismo período, crecimiento similar respecto al experimentado hasta el mes de abril.

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

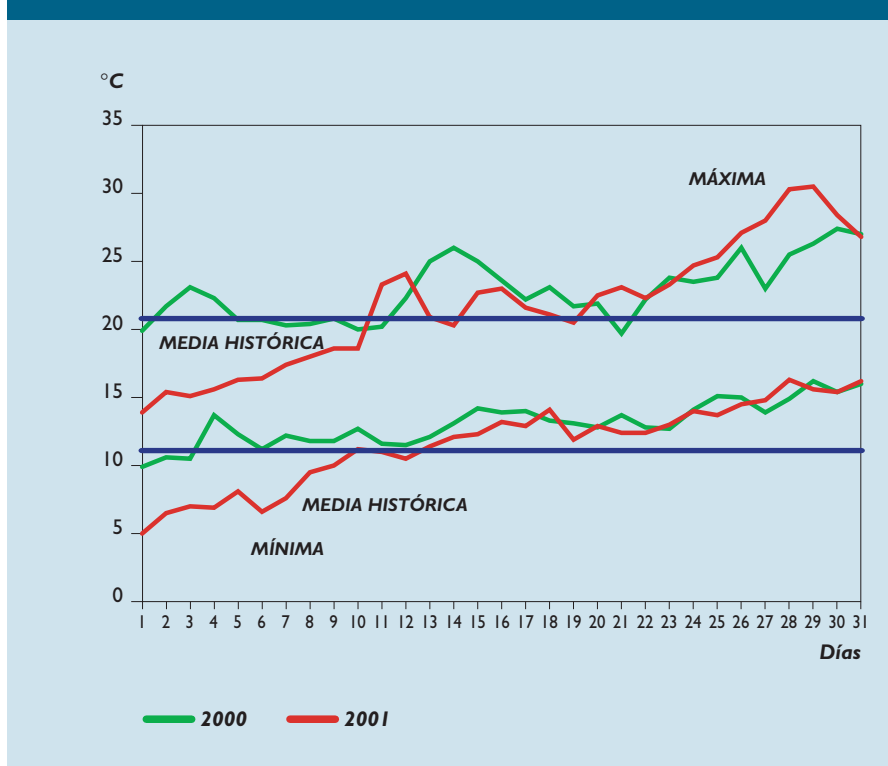


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, las temperaturas fueron menos cálidas que las registradas el año anterior, con una temperatura media de 16,7°C, frente a los 18,0 °C registrados en mayo de 2000.

Sin embargo, a lo largo de los días del mes, este año se han registrado unas temperaturas máximas y mínimas más frías que el año anterior durante los primeros días del mes, y unas máximas más elevadas durante la última semana, influyendo en su conjunto positivamente sobre la variación de la demanda.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 95 GWh, que es el valor característico de un mes de mayo.

A lo largo del mes, el producible diario tuvo un comportamiento dispar. Tanto en los primeros días del mes como en los últimos se registraron producibles inferiores al valor característico con un mínimo de 54 GWh el día 9, mientras que en los días centrales del mes el producible hidráulico fue superior al valor característico, registrándose un máximo de 169 GWh el día 17.

(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)

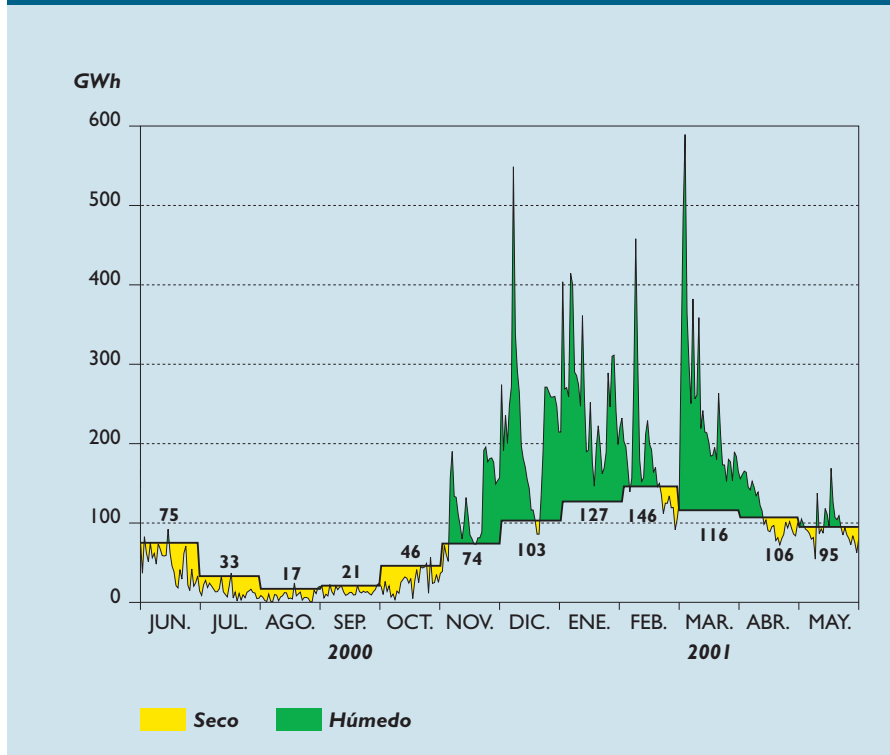


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

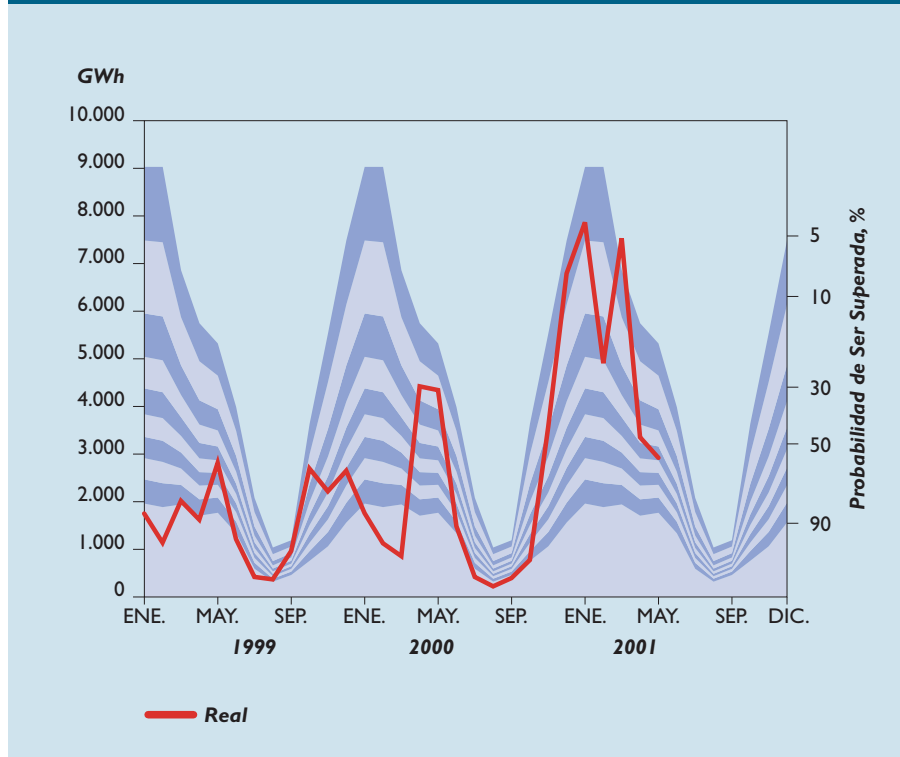


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,00 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 44%.

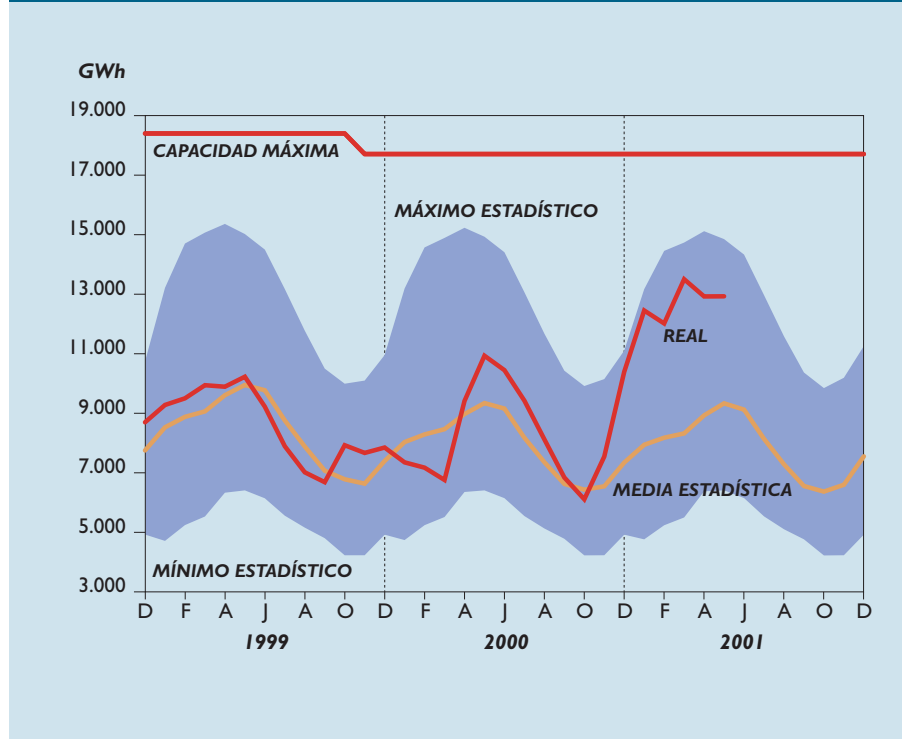
En los cinco primeros meses del año, el índice de producible hidráulico acumulado es del 1,53, con una probabilidad de ser superado del 9%.

(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 72,2% de su capacidad, superior en 10,5 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)



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

Los máximos, mínimos y media histórica están calculados con los últimos 20 años.

GRÁFICO 8

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL

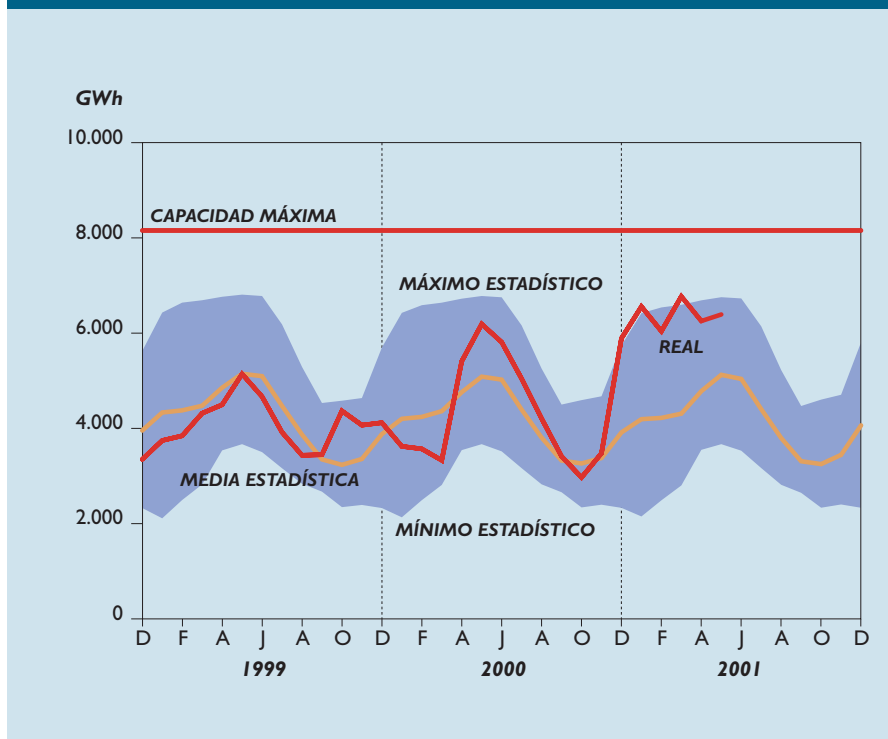


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 76,6%; 1,7 puntos menos que en el mes de abril de 2001.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 68,4% de su capacidad, inferior en 1,4 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

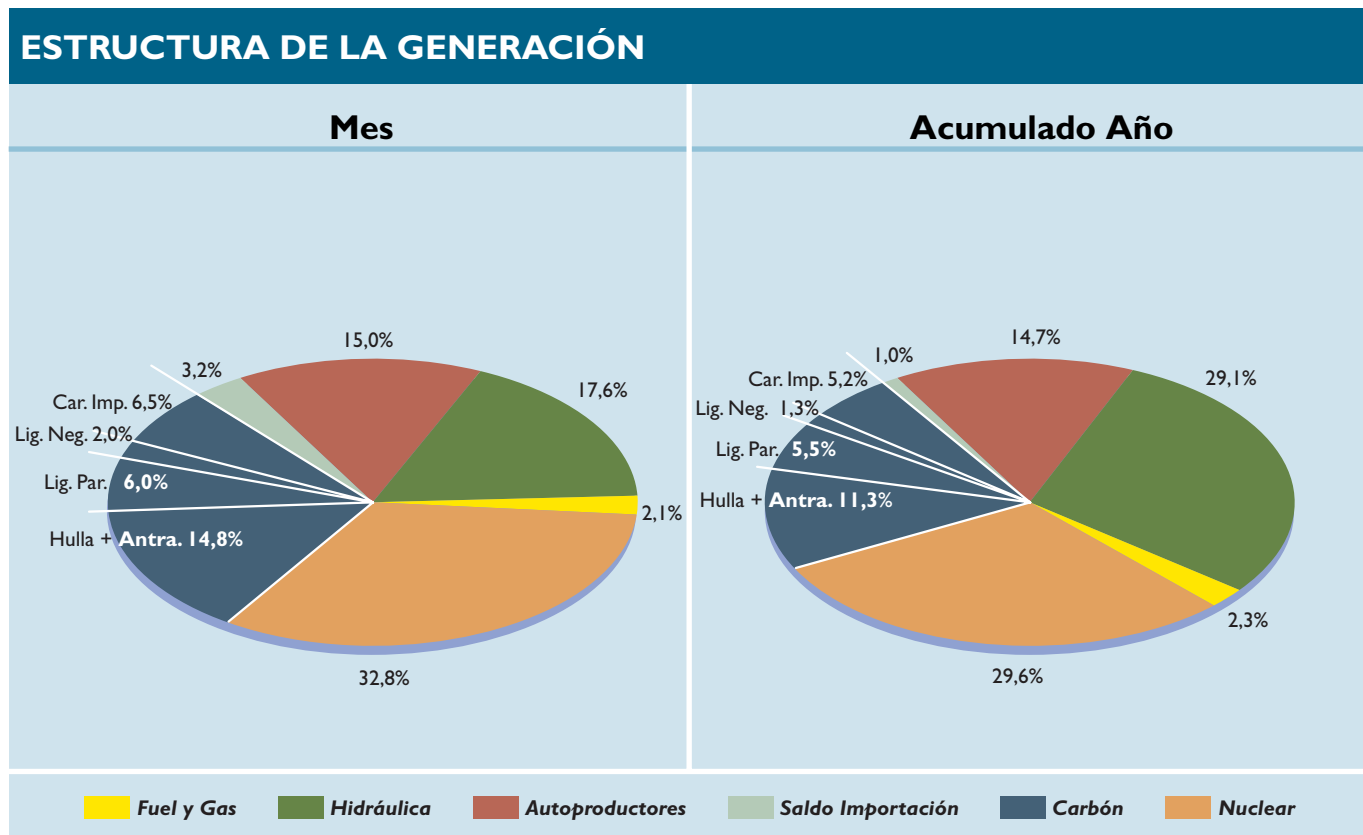
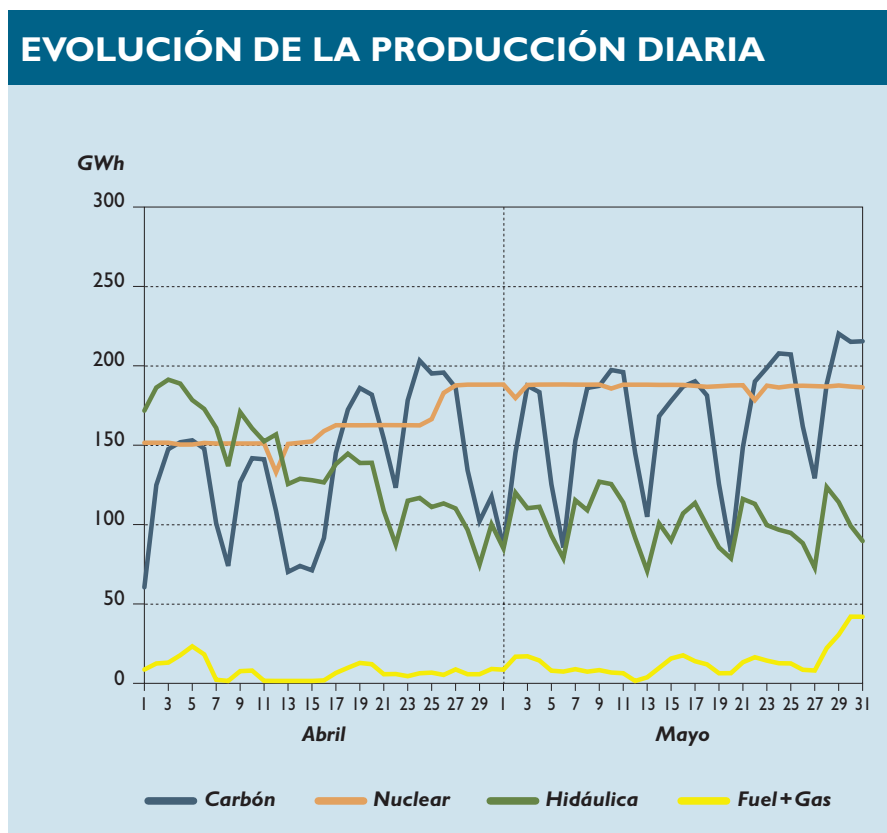


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 219 GWh y un mínimo de 147 GWh; la hidráulica entre 125 GWh y 88 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 40 GWh y mínimo de 5 GWh.

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

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	Mayo			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	1,00	0,00	0,00	0,95	0,05	0,00
Hulla + Antracita	0,82	0,11	0,07	0,94	0,03	0,03
Lignito Pardo	0,86	0,13	0,01	0,94	0,01	0,05
Lignito Negro	0,76	0,21	0,03	0,92	0,07	0,01
Carbón Importación	0,97	0,00	0,03	0,96	0,00	0,04
TOTAL CARBÓN	0,84	0,11	0,05	0,94	0,03	0,03
FUEL + GAS	0,86	0,04	0,10	0,88	0,01	0,11

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

NUEVAS INSTALACIONES

El día 3, a las 15:36, entra en servicio el parque Lubián 220 kV, en configuración Barra Simple. La línea S. Agustín-P. Sanabria 220 kV se transforma en S. Agustín-Lubián y Lubián-P. Sanabria. El día 24, a las 13:00, entra en servicio en dicho parque el transformador 1 220/45 kV, de 70 MVA, para evacuar la generación eólica del emplazamiento. El parque, con sus tres posiciones a 220 kV, es propiedad de RED ELÉCTRICA.

INCIDENTES

El día 1 se origina un cero de tensión en el parque Teruel 400 kV durante 9 minutos.

El día 4, a las 9:48, se origina un cero de tensión en la barra 2 del parque Aragón 400 kV y un cero de tensión en el parque Teruel 400 kV. Se pierden los grupos 2 y 3 de la Central Térmica de Teruel, con 274 y 292 MW respectivamente.

El día 4, a las 22:37, desconecta la barra 1 del parque Begues 220 kV.

El día 7 desconectan las barras 1 y 2 del parque Pinar del Rey 220 kV, en un intervalo de seis minutos. Se pierde el mercado de Acerinox (100 MW durante 19 minutos).

El día 13 se origina un cero en el parque Villablino 220 kV. Se provoca un corte de mercado en la zona de 20 MW durante 46 minutos.

El día 17 se ocasiona un cero de tensión simultáneo en los parques a 220 kV Prada, S. Agustín, Lubián y Puebla de Sanabria. Se origina un corte de mercado en la zona de 1,85 MWh.

El día 22, a las 10:14, se pierde la generación del Grupo 2 de la Central Nuclear de Ascó (985 MW).

El día 22, a las 11:11, se ocasiona un cero de tensión en el parque La Muela 400 kV.

El día 29, a las 12.47, se ocasiona simultáneamente un cero en Barras 2 del parque Puentes 400 kV y en Barras 1 del Parque Mesón 400 kV. Se pierde un mercado en Aluminio de unos 170

MW durante 10 minutos, así como los Grupos 1 y 3 de la Central Térmica de Puentes (699 MW en total).

El día 29, a las 18:52, se repite el cero de tensión en Barras 2 de Puentes 400 kV. Se pierde de nuevo un mercado en Aluminio, en este caso de unos 170 MW durante 11 minutos, así como los grupos 1 y 3 de la Central Térmica de Puentes (711 MW en total).

El día 30, a las 2:22, se ocasiona un cero de tensión total en el parque de Puentes 400 kV. Se pierde la generación de los cuatro grupos de la Central de Puentes, con un total de 1226 MW, así como el suministro a Aluminio, que supone 370 MW durante 42 minutos.

El día 30, a las 16:24, se ocasiona un cero de tensión en los parques a 220 kV Cáceres y Oriol. Se originan a su vez, sobrecargas en la red de 132 kV, coincidiendo con descargos en la misma, que arrastran varias desconexiones en dicha red, así como un corte de mercado en la zona de unos 35 MWh.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados es importador por 561 GWh.

Por Francia, EDF y Electrabel, vendieron al mercado por un total de 298 GWh, valor que incluye los contratos bilaterales realizados por Electrabel. Iberdrola, ENRON, ENBW, Endesa, Electrabel, EDF e Hidrocantábrico realizaron operaciones de compra por un total de 20 GWh. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 94,4%. A estas operaciones, se añaden las exportaciones realizadas por Iberdrola y Endesa mediante contratos bilaterales por 13 GWh.

Por Portugal, REN realizó operaciones de venta 63 GWh, a las que se unen los 14 GWh importados por Hidrocantábrico mediante contratos bilaterales. Iberdrola, a través del mercado y mediante contratos bilaterales exportó 11 GWh, e Hidrocantábrico, Endesa y REN exportaron 34 GWh mediante su participación en el mercado

Con Marruecos, ONE, Iberdrola y UEF compraron en el mercado 59 GWh. Y por la ejecución de contratos bilaterales Iberdrola exportó 15 GWh. Este mes, el contrato entre Red Eléctrica y ONE tuvo una utilización del 72,0%.

Con Andorra, Endesa Energía exportó 0,2 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

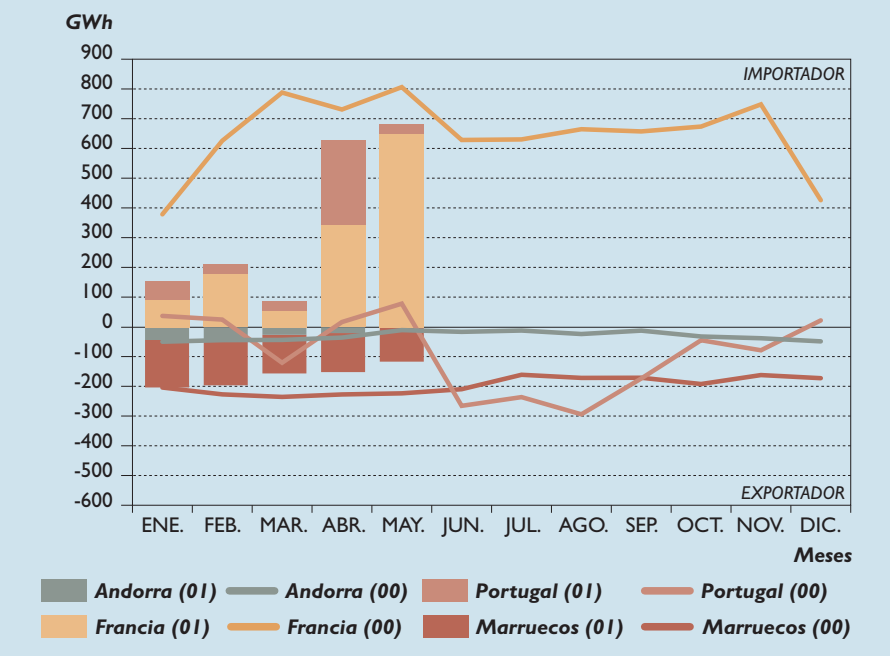


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	0,2	0,0	-0,2
España-Francia	33,3	683,4	650,1
España-Portugal	239,9	272,8	32,9
España-Marruecos	116,2	0,4	-115,8
TOTAL	389,6	956,6	567,0

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)		Energía (3)	
		S/1999	Renovable	No Renov.	
Ene.	14,06	11,32	43,75	56,25	
Feb.	14,56	13,72	43,04	56,96	
Mar.	15,61	19,95	40,22	59,78	
Abr.	16,93	9,60	39,74	60,26	
May.	15,66	17,09	39,74	60,26	
Jun.					
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
ACUM.	15,32	14,20	41,25	58,75	

- (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.

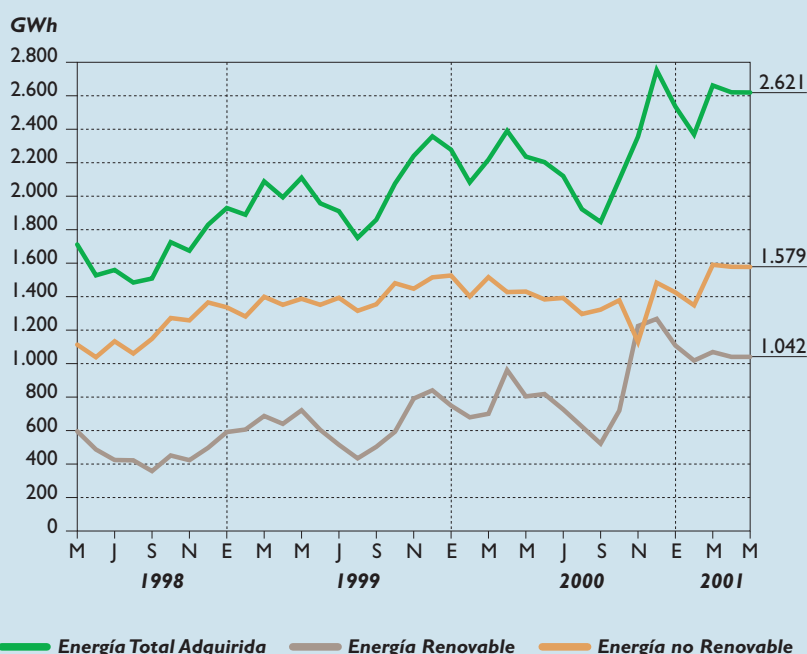


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 4,737 Céntimos €/kWh y mínimo de 2,372 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,252 Céntimos €/kWh y las 1,328 Céntimos €/kWh.

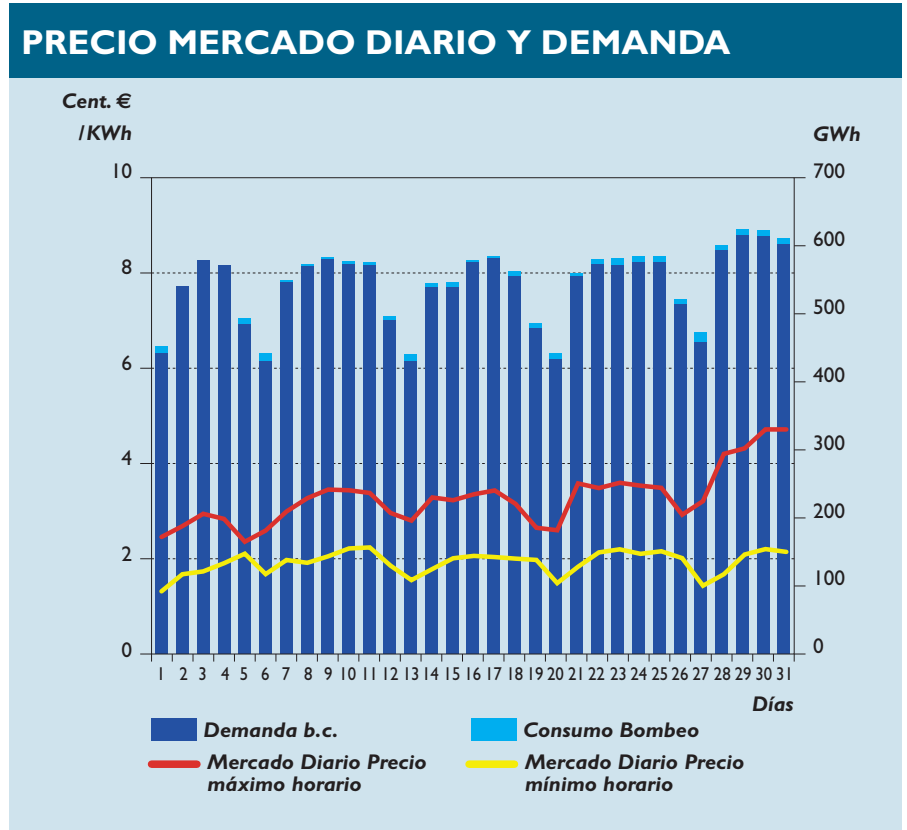


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	13.970	81,0	Distribuidoras	9.013	52,3
- Producción Interior	13.379		- Mercado Diario	8.995	
- Importación	591		- Mercados Intradiarios	18	
Francia	528		Comercializadoras	4.916	28,5
Portugal	62		- Mercado Diario	4.764	
Bélgica	0		- Mercados Intradiarios	151	
Mercados Intradiarios	368	2,1	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	336		Demanda Bombeo	283	1,6
- Importación	32		Exportación	173	1,0
Francia	25		- Portugal	43	
Portugal	7		- Marruecos	108	
Marruecos	0		- Andorra	0	
Indisponibilidades	-36	-0,2	- Francia	21	
Operación del Sistema (1)	135	0,8	Ajuste demanda	54	0,3
TOTAL MERCADO	14.438	83,9	TOTAL MERCADO	14.438	83,8
Contratos Bilaterales (2)	180	1,0	Contratos Bilaterales (2)	180	1,0
Energía programada en Régimen Especial	2.621	15,2	Energía adquirida al Régimen Especial	2.621	15,2
TOTAL	17.238	100	TOTAL	17.239	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

Mayo 2001

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Cinco transformadores de la red han superado una carga media del 70%.

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)	14.903,0	16.757,2	123,5
Subestaciones	Posiciones	620	1.442	9
Transformación (1)	Número de unidades	106	433	-
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	78,80	-

(1) En caso de los transformadores, la tensión de referencia corresponde a la parte de alta tensión.

(2) El cable submarino se refiere a la interconexión España-Marruecos.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT

Propiedad		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas
Tensión		400 kV	400 kV
Líneas	Longitud (km)	14.643,0	260,0
Subestaciones	Posiciones	493	127
Transformación	Nº de unidades	38	68
	MVA	19.613	26.824
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)	4.280,2	74,7	12.477	48,8
Subestaciones	Posiciones	188	3	1.254	6
Transformación	Nº unidades	2	-	431	-
	MVA	133	-	43.444	-
Reactancias	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
Cable	Nº Circuitos	-	-	18	-
Subterráneo	Long. (km)	-	-	78,8	-

CUADRO 3



En 400 kV dos líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, pero ninguna ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, diez líneas su carga media ha superado el 50% de su capacidad térmica de invierno y la línea Picón-Alarcos ha alcanzado el 90%.

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.

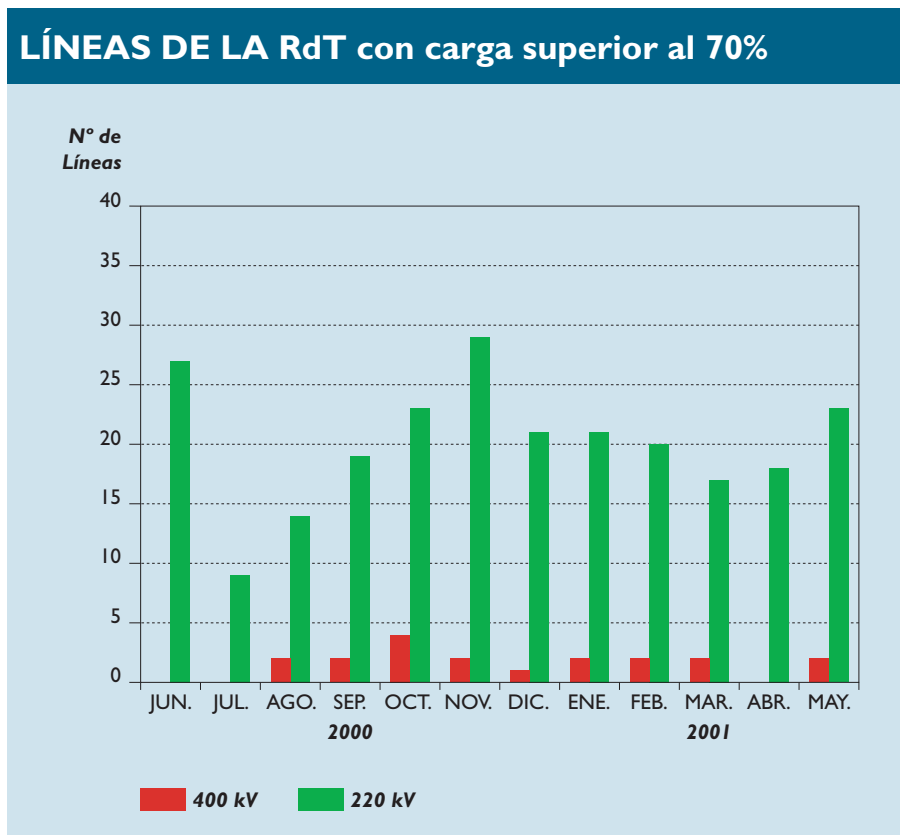


GRÁFICO 1

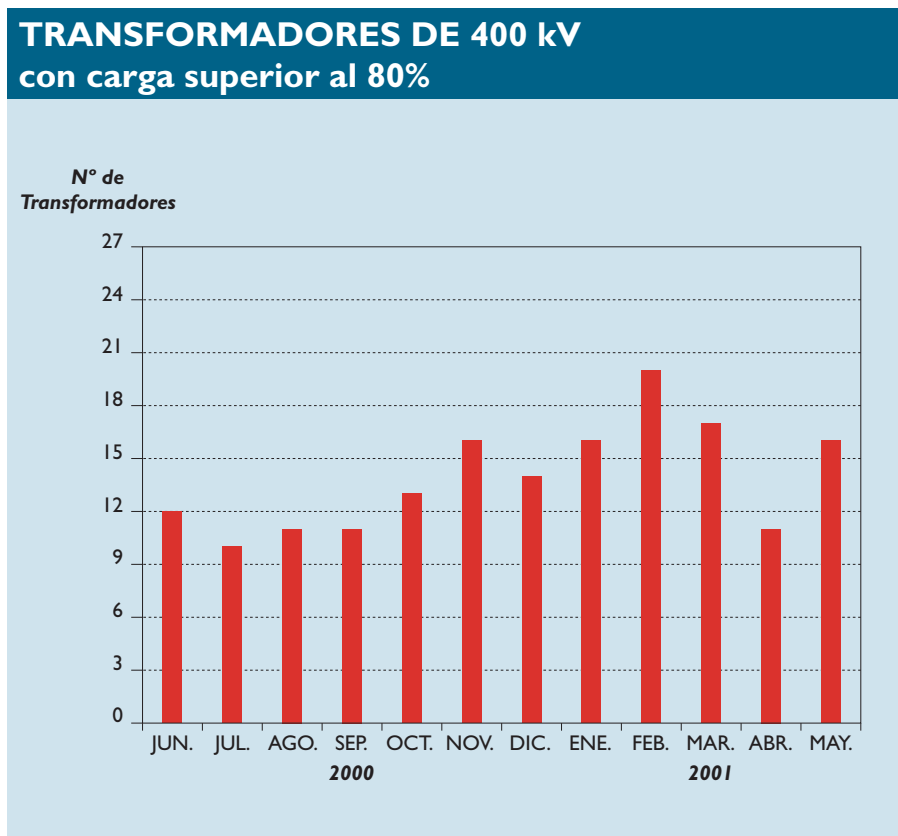


GRÁFICO 2

Este mes han sido cinco los transformadores que han superado una carga media del 70%: San Sebastián de los Reyes, autotransformadores 1, 2 y 3; Eliana, autotransformador 5; y Morata, autotransformador 2..

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.

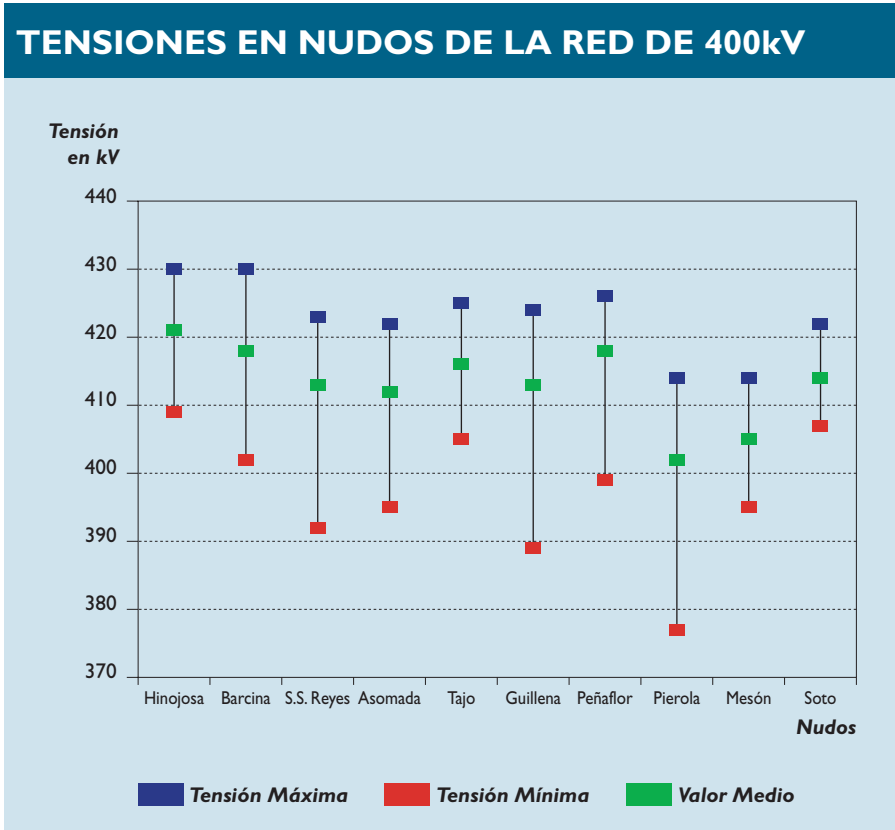
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

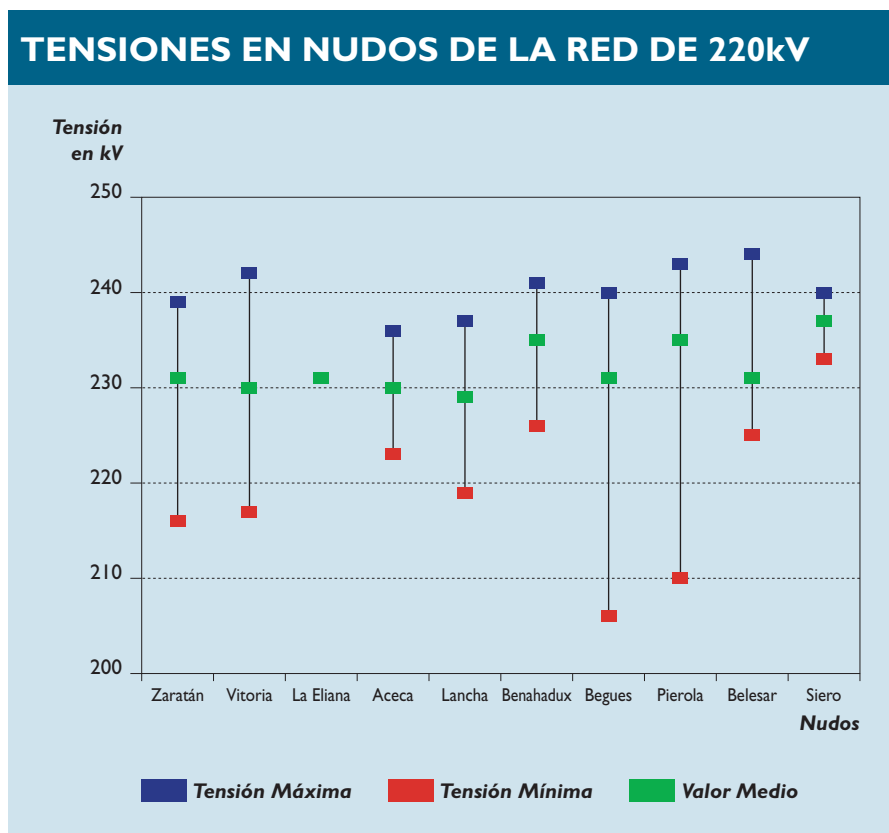
Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 437 kV de La Serna y Güeñes; y los 371 kV de Begues.

Cabe citar que en la subestación de Velilla, la tensión ha sido superior a 430 kV durante 8 horas.



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, en la subestación de San Agustín se han superado los 240 kV durante más de 300 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 Mudarra-Lastras, para tendido de cable de fibra óptica y retirada de tubos bajantes.
- Línea de 400 kV Loeches-Morata, para realizar actividades de mantenimiento preventivo.
- Línea de 400 kV Lada-Robla, para cambio de cable de tierra.
- Línea de 400 kV Don Rodrigo-Pinar del Rey, para instalar aislamiento compuesto.
- Línea de 400 kV Peñafior-La Serna, por tendido de fibra óptica.
- Línea de 400 kV Pierola-Vandellós, para reparar componentes de la línea.

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

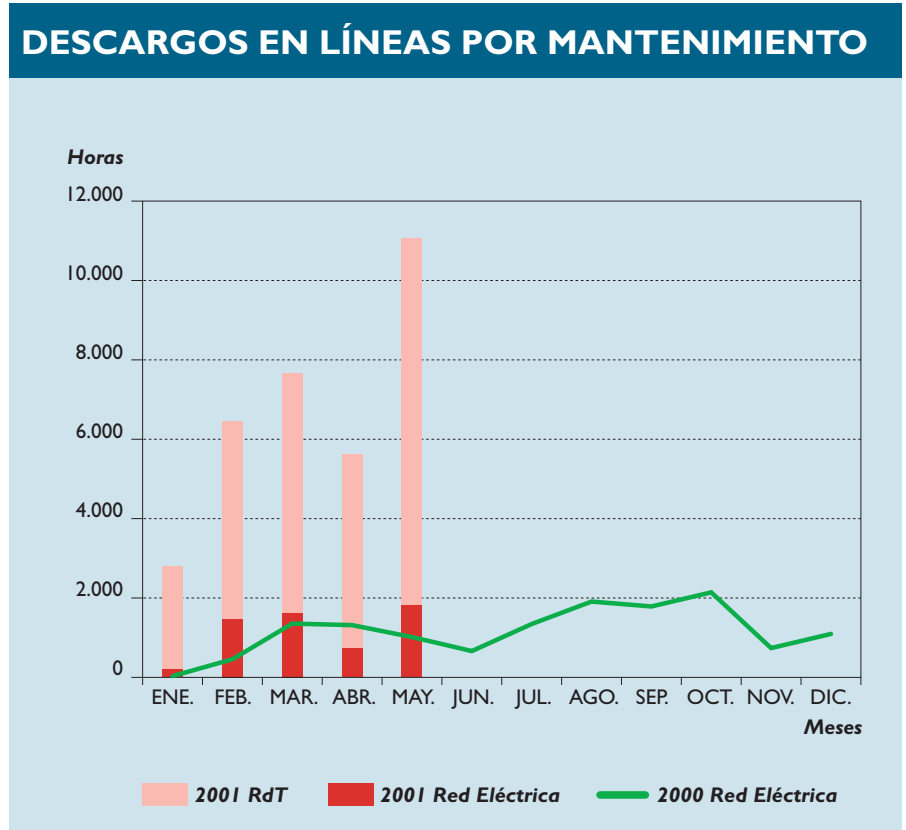


GRÁFICO 5

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	11	1.094,7	9	1.822,6	3	354	5	703,0
220 kV	5	717,4	8	1.077,5	0	0	0	0,0
< 220 kV	0	0,0	0	0,0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 220 kV Tordesillas-Otero, para tendido de fibra óptica.
- Línea de 220 kV Puertollano-Guadame, para reparar un seccionador de barras en la subestación de Puertollano.

DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Guillena, posición trafo I, renovación de protecciones y revisión ordinaria del transformador de potencia.
- Subestación de 400 kV Loeches, posición Reactancia, para realizar una revisión ordinaria de la reactancia.
- Subestación de 400 kV Mesón do Vento, posición trafo I, para cambio del telecontrol de la posición.
- Subestación de 400 kV La Serna, posición Barcina, para realizar la cubierta de la caseta de relés CR-3.
- Subestación de 400 kV Villarino, posición Aldeadávila, reparar fuga de aire en el mando neumático del interruptor.
- Subestación de 220 kV Belesar, posición la Lomba, para realizar trabajos Unión Eléctrica Fenosa.

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

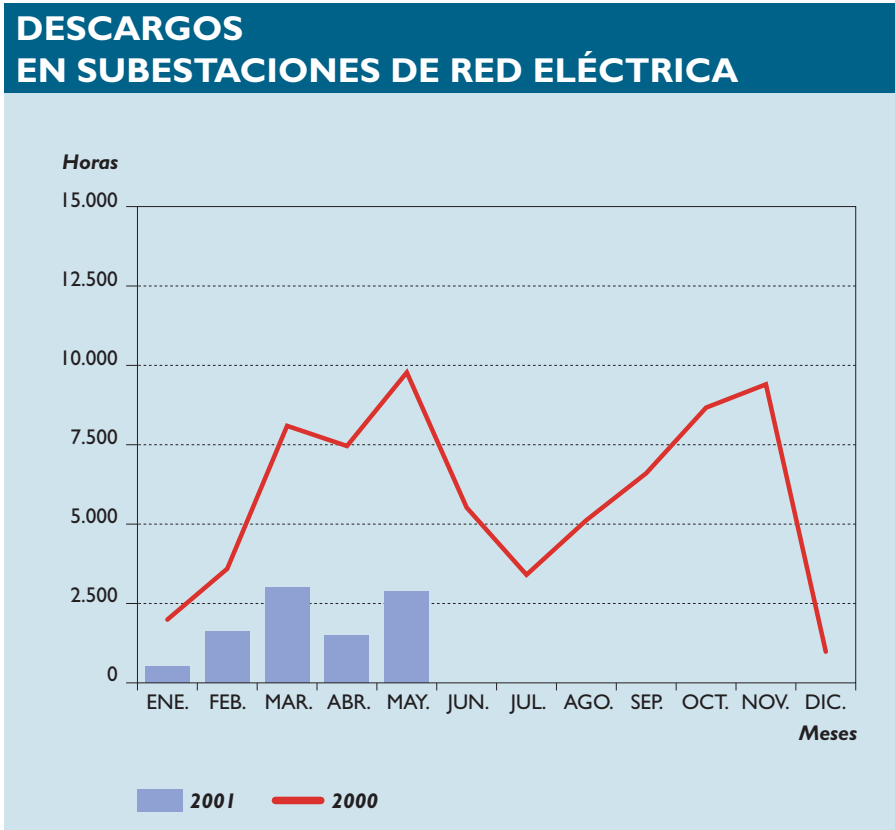


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	2.056	452	2.508
Barras	290	96	386
TOTAL	2.346	548	2.894

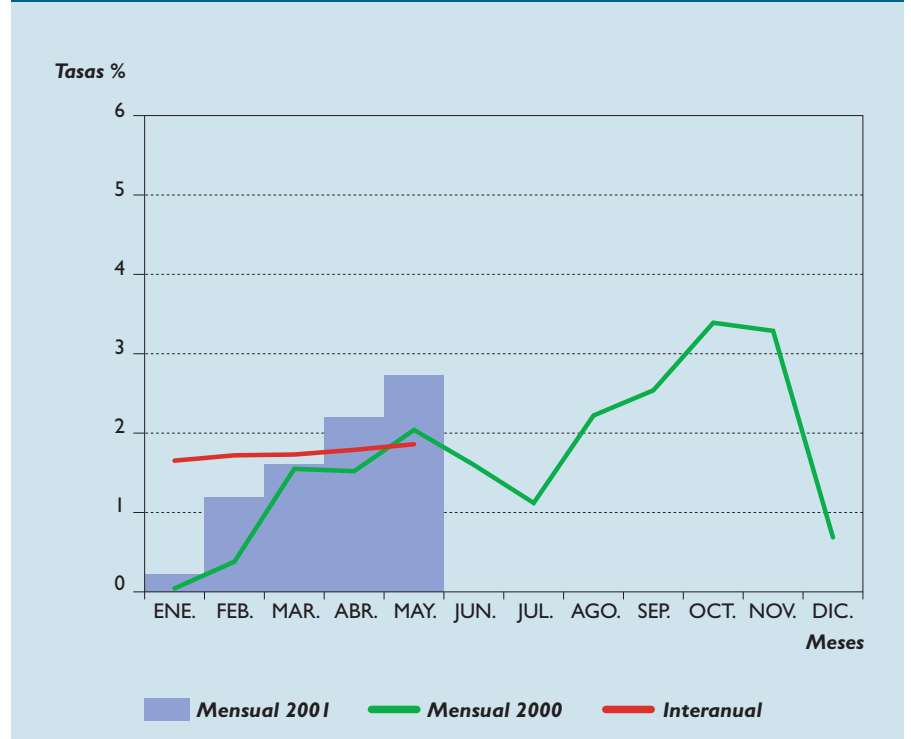
CUADRO 5

- Subestación de 220 kV Pont de Suert, posición Pobla, para reparar fuga de aceite en un transformador de intensidad en la fase "8".

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	0,998	0,686
Indisponibilidades Fortuitas	0,141	0,088
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	1,139	0,774
Por Otras Causas	1,598	1,088
TOTAL	2,737	1,862

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

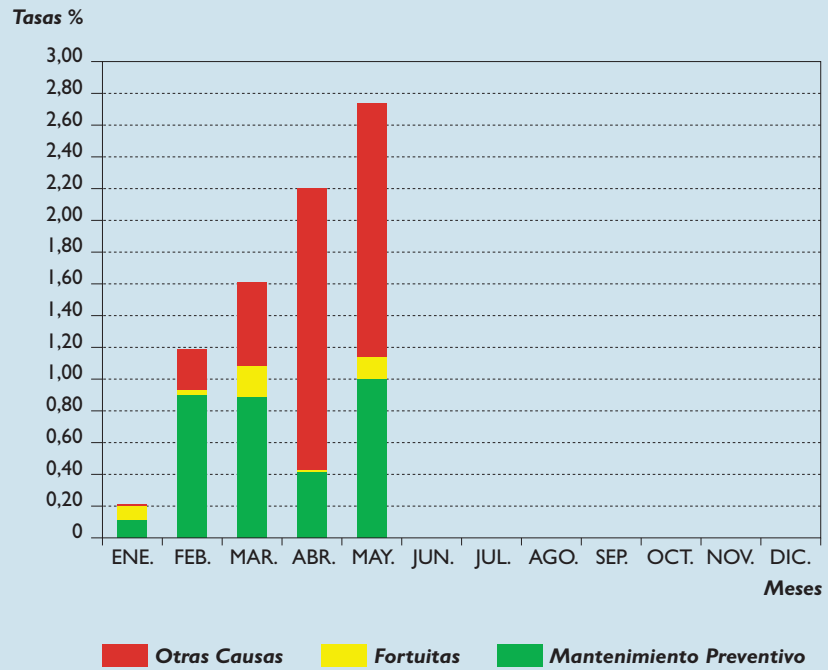
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	3	35
	220 kV	1	7	59
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	3

Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	2	20	16
	220 kV	5	35	27
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	3	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de mayo se han registrado seis cortes de mercado en la RdT, tres de ellos por incidencias en instalaciones de REE. De los de REE uno fue en la provincia de León de 15,33 MWh por causa ignorada, otro, de 1,85 MWh, afecto a poblaciones en Orense y Zamora y fue debido al fallo de un equipo, y el último en Galicia de 28,33 MWh, también por fallo de equipo. Los otros tres cortes fueron debidos a fallos de equipos, uno en la zona de Algeciras, de 31,67 MWh y los otros dos en Galicia, de 31,17 y 259 MWh.

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

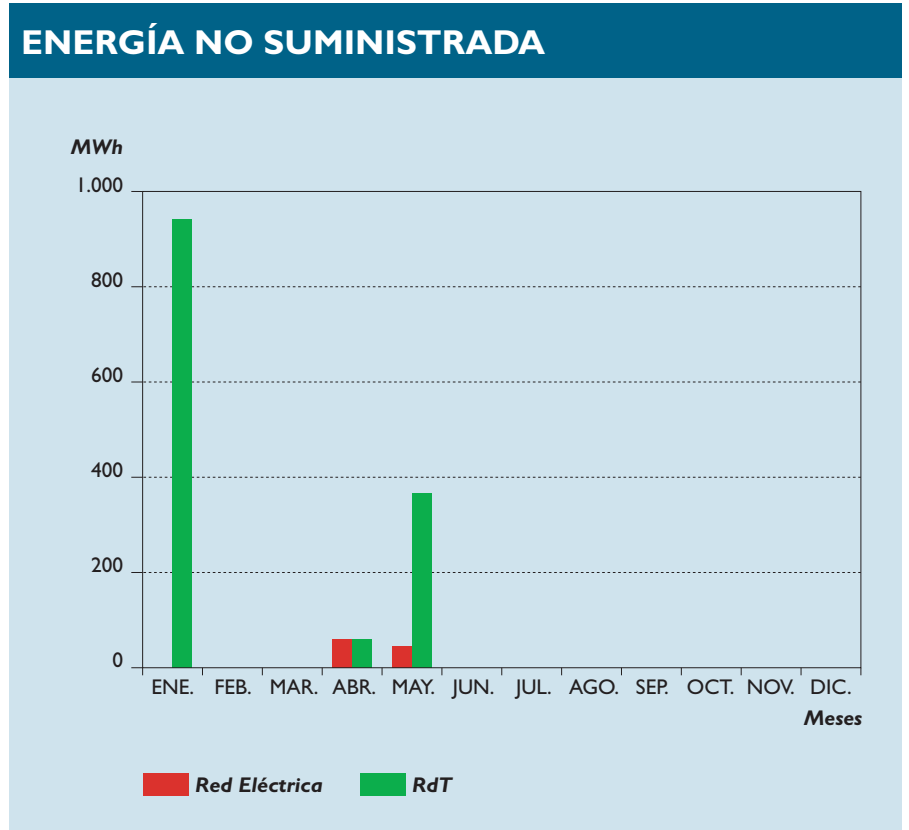


GRÁFICO 9

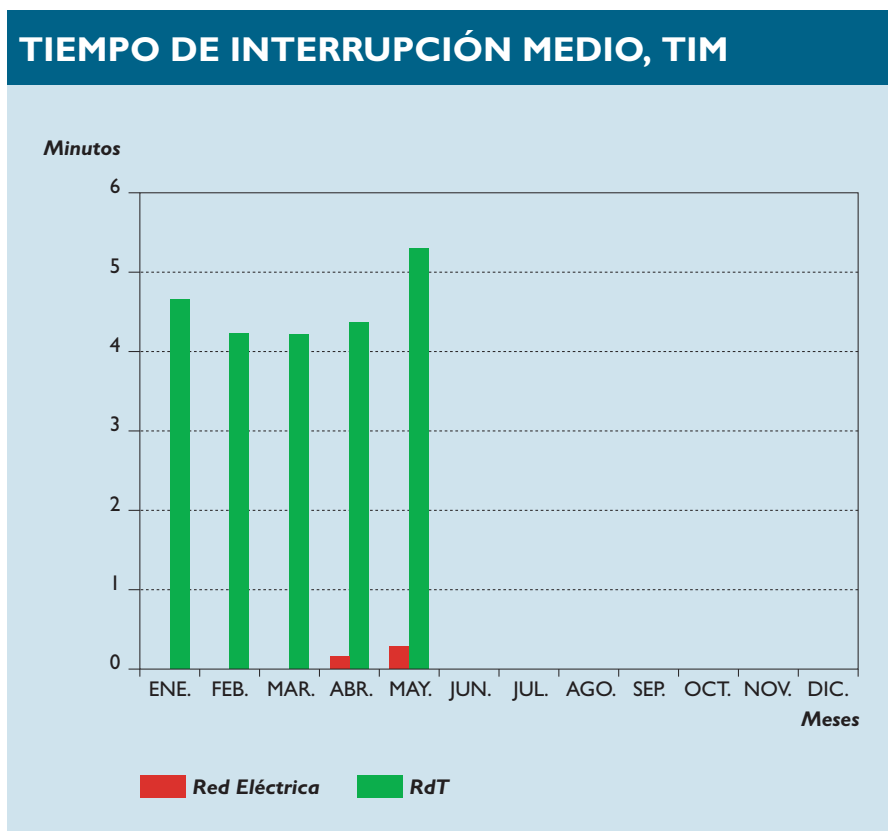


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de REE de los últimos 12 meses ha sido de 0,280 minutos y el de la RdT fue de 5.298 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