

Informe Mensual

AGOSTO 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: 16-09-2002. Datos provisionales

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



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Agosto 2002

- La demanda de energía eléctrica en el mes de agosto alcanzó los 16.507 GWh, con un crecimiento negativo de 1,4% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 1,1% positivo.
- 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 representan el 86,2% de la media para este periodo.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.259	-35,5	13.583	-57,6	20.949	-51,1
NUCLEAR	5.596	0,6	41.144	-3,7	62.149	-0,7
Hulla + Antracita	3.158	-7,0	28.253	42,6	43.107	30,8
Lignito Pardo	1.330	-1,2	10.756	21,4	16.135	17,2
Lignito Negro	785	8,4	6.740	104,7	9.914	56,2
Carbón Importación	1.215	5,8	8.757	9,2	13.448	11,1
TOTAL CARBÓN	6.488	-1,9	54.506	36,3	82.604	26,8
Gas Natural	1.249	73,2	6.622	124,8	9.096	93,6
Fuel-Oil	529	-7,1	8.514	180,2	12.454	140,6
PRODUCCIÓN BRUTA	15.121	-1,9	124.368	3,0	187.252	3,7
Consumos Producción	697	-2,9	5.641	19,2	8.493	15,9
PRODUCCIÓN NETA	14.424	-1,9	118.727	2,3	178.759	3,2
Adquirida Autoproduct.	2.431	18,1	21.542	7,2	31.574	8,1
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	16.855	0,6	140.269	3,1	210.333	3,9
Consumos en Bombeo	564	93,5	4.531	81,0	6.160	41,6
Saldo Físico I. Internacionales	216	-	3.834	-	5.150	39,0
DEMANDA	16.507	-1,4	139.572	2,8	209.323	3,8

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	T. Año Móvil
	2001				2002								
Hidroeléctrica	1.600	1.855	2.069	1.842	1.574	1.292	1.912	1.869	1.978	2.073	1.613	1.259	20.936
Térmica Nuclear	4.918	4.967	5.405	5.716	5.769	4.999	4.412	4.413	4.982	5.282	5.692	5.596	62.149
Térmica Convencional	8.343	8.322	8.216	9.632	10.124	8.469	8.735	8.296	8.080	8.457	9.214	8.266	104.153
PRODUCCION BRUTA	14.861	15.144	15.690	17.190	17.467	14.760	15.059	14.578	15.040	15.812	16.519	15.121	187.239
Consumos Producción	685	704	699	764	774	689	687	667	664	706	758	697	8.493
PRODUCCION NETA	14.176	14.440	14.991	16.426	16.693	14.071	14.372	13.911	14.376	15.106	15.761	14.424	178.747
Adquirida Autoprod.	2.400	2.486	2.719	2.428	2.634	2.636	2.987	2.794	2.787	2.604	2.668	2.431	31.574
PROD. TOTAL NETA	16.576	16.926	17.710	18.854	19.327	16.707	17.359	16.705	17.163	17.710	18.429	16.855	210.321
Consumos en Bombeo	369	364	336	560	653	506	466	443	559	628	710	564	6.158
Saldo Internacional	283	140	403	490	532	649	722	705	259	187	564	216	5.150
DEMANDA	16.490	16.702	17.775	18.784	19.206	16.850	17.615	16.967	16.863	17.268	18.283	16.507	209.310
Δ % Mensual	3,1	4,6	5,0	9,6	5,0	2,2	2,2	9,2	1,0	1,1	3,6	-1,4	-
Δ % 365 días	5,0	4,8	5,0	5,6	6,0	5,4	5,1	5,6	5,1	4,7	4,5	3,8	3,8

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MAYO 2002												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	125	2.314	2.197	5.474	197	5.272	85	0	—	445	3.500	19.609
Térmica Nuclear	3.394	12.315	4.214	33.503	—	—	0	335	—	0	2.256	56.017
Térmica Convencional	2.698	25.225	10.294	2.623	3.189	17.372	244	7.030	—	2.676	210	71.561
PROD.TOTAL NETA I	6.217	39.854	16.705	41.600	3.386	22.644	329	7.365	—	3.121	5.966	147.187
Saldo Internacional	604	1.286	705	-7.230	279	4.043	304	1.031	—	179	-1.135	66
Consumos en Bombeo	126	491	443	681	91	900	103	0	—	46	220	3.101
DEMANDA												
Mensual	6.695	40.649	16.967	33.689	3.574	25.787	530	8.396	—	3.254	4.611	144.152
Δ %	1,0	1,3	9,2	0,9	2,5	1,4	12,1	2,5	—	6,7	2,4	2,4
Año Móvil	82.847	497.724	209.059	437.815	46.998	307.648	6.000	109.095	52.140	40.359	58.239	1.847.924
Δ %	-0,8	0,2	5,9	2,4	8,0	2,4	2,8	5,6	—	5,2	2,4	2,3
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 4.490 MW y mínimos de 529 MW, la realizada con carbón ha alcanzado valores programados horarios que oscilan entre 9.741 MW y 5.005 MW; el fuel - gas entre 4.694 MW y 771 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 450 MW y un máximo 1.280 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 4.395 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.910 MW.

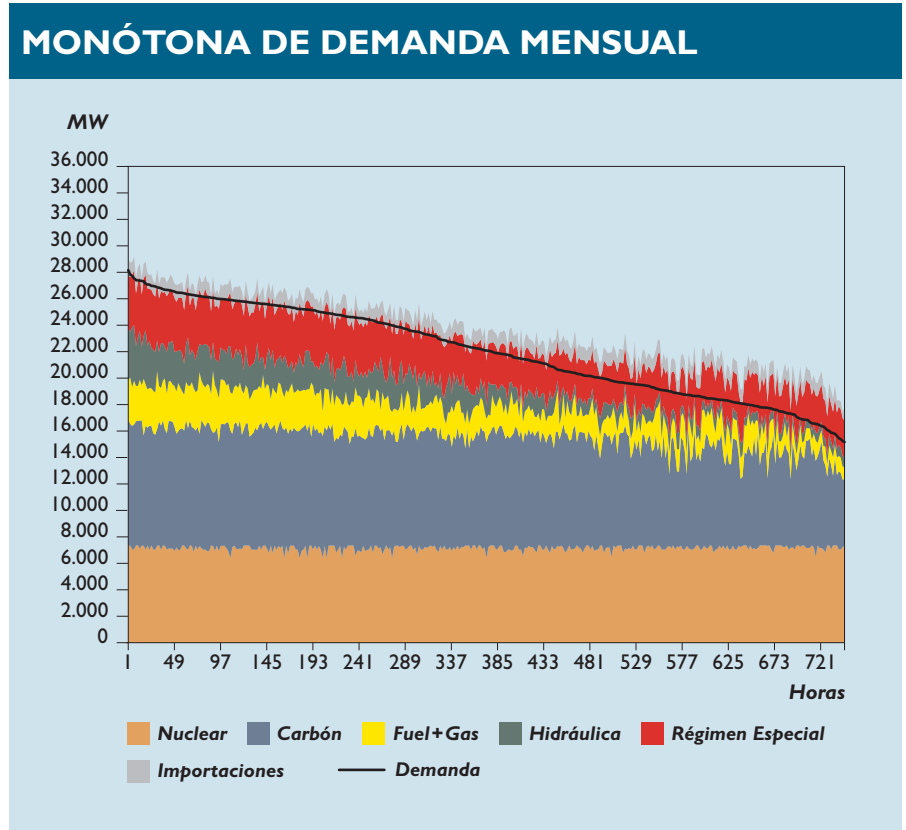


GRÁFICO 1

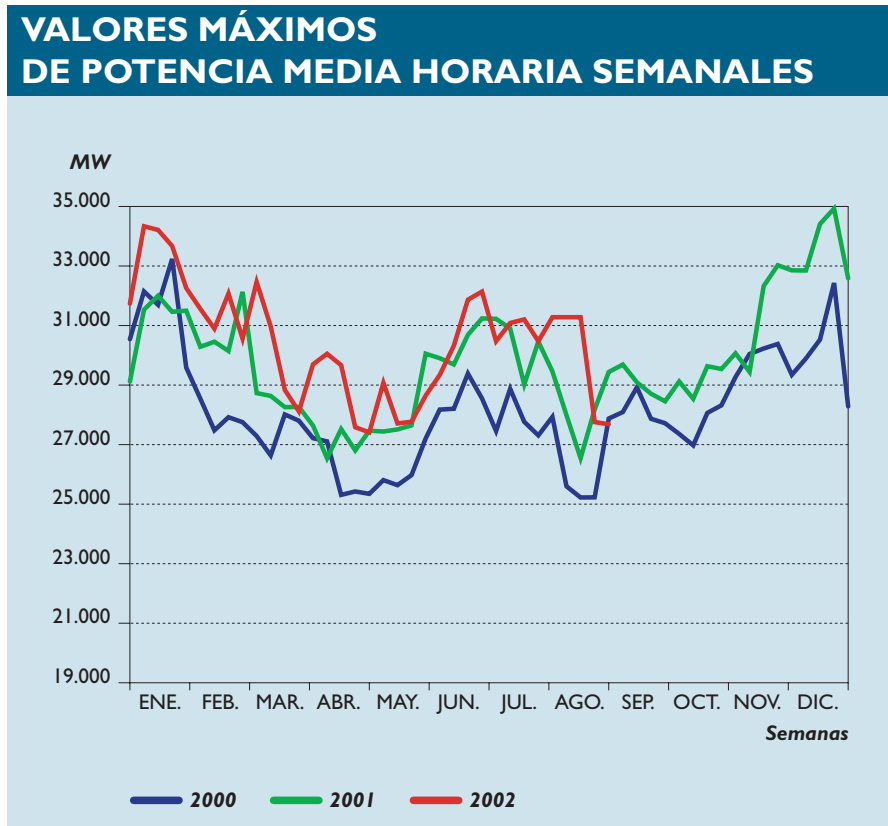


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 5 con 28.191 MW a las 14 horas, valor inferior en 1268 MW respecto al máximo registrado el año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. descendió en 1,4 %. Este crecimiento negativo se debe al impacto negativo de la temperatura que restó 1,9 puntos y al efecto de la laboralidad que decrementó en 0,6 puntos al crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	16.507	-1,4
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,6
Efecto Temperatura (3)		-1,9
Efecto Act. Económica y Otros		1,1
Acumulado Año		
Demanda Total	139.572	2,8
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,5
Efecto Temperatura (3)		0,0
Efecto Act. Económica y Otros		3,3

(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)

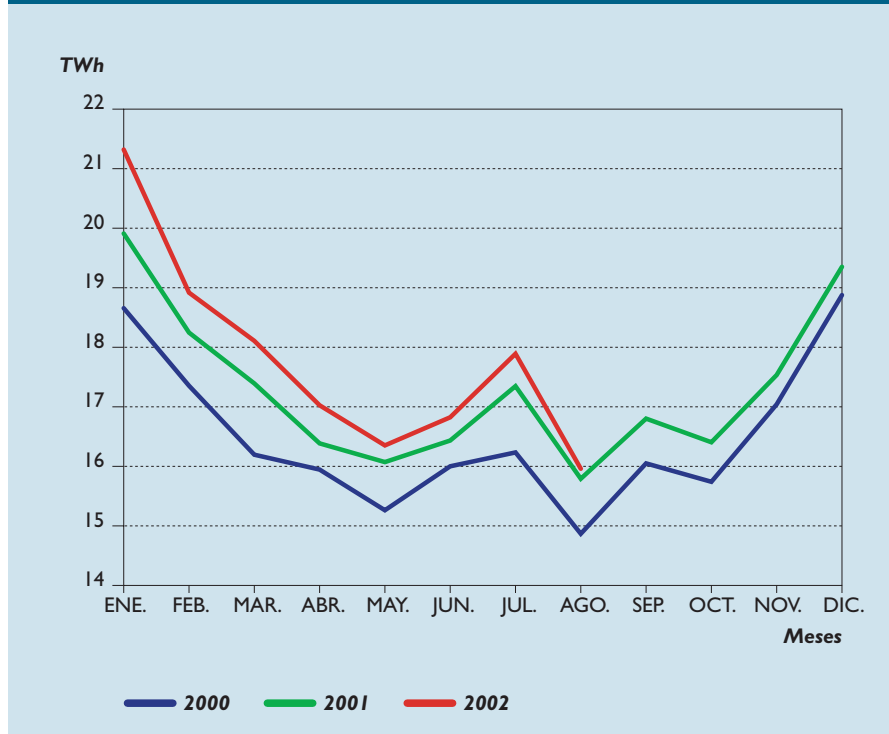


GRÁFICO 3

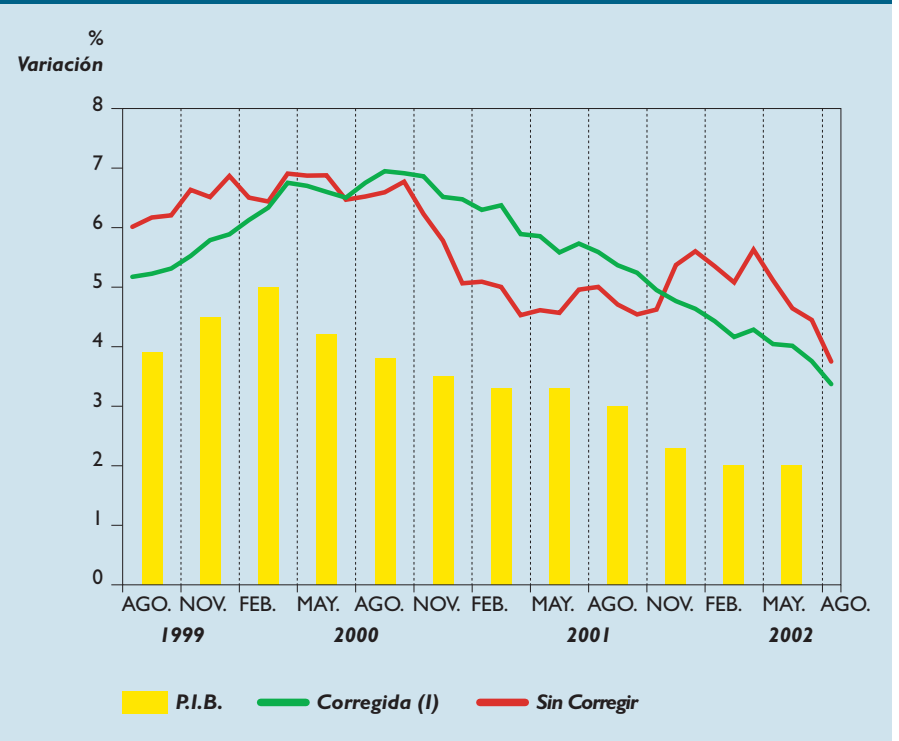
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 1,1%, inferior en 5,1 puntos al crecimiento experimentado en Agosto del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 3,8%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 3,4%. Este crecimiento es inferior al experimentado hasta el mes de julio 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

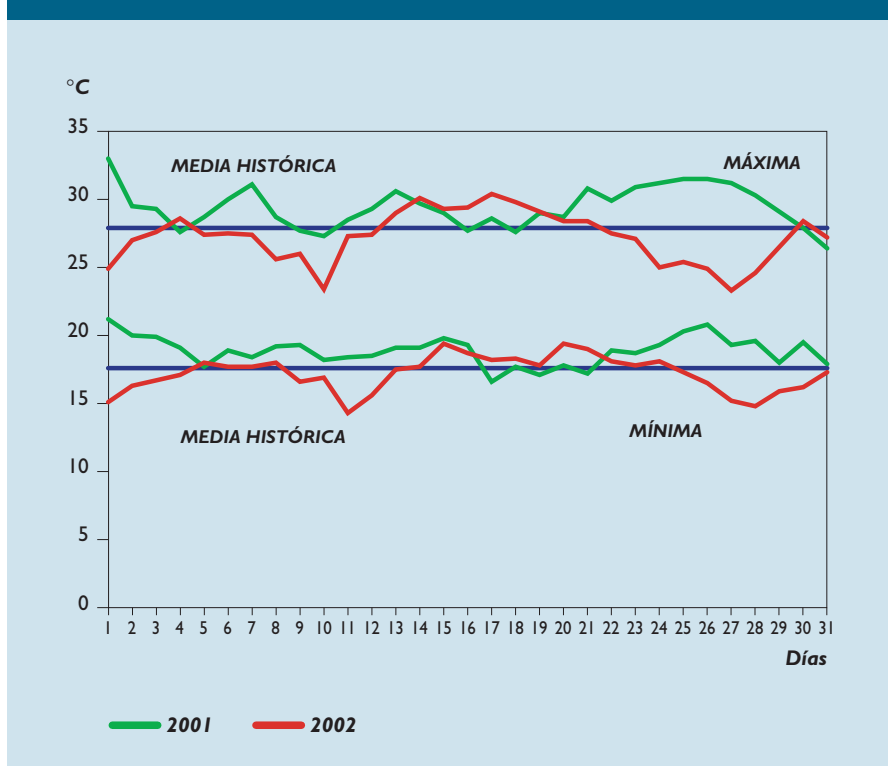


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior e inferiores al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de agosto fue de 22,2 °C, frente a los 24,2 °C del año anterior.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 27,2 °C, inferior a los 29,4 °C registrados en agosto de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 17,2 °C frente a los 18,9 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 12 GWh, inferior en 4 GWh al valor característico de un mes de Agosto.

Desde el punto de vista hidroeléctrico continuamos en un periodo muy seco, registrándose un producible mínimo de 3 GWh los días 4, 6 y 7 y un máximo de 42 GWh los días 30 y 31.

(I) «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

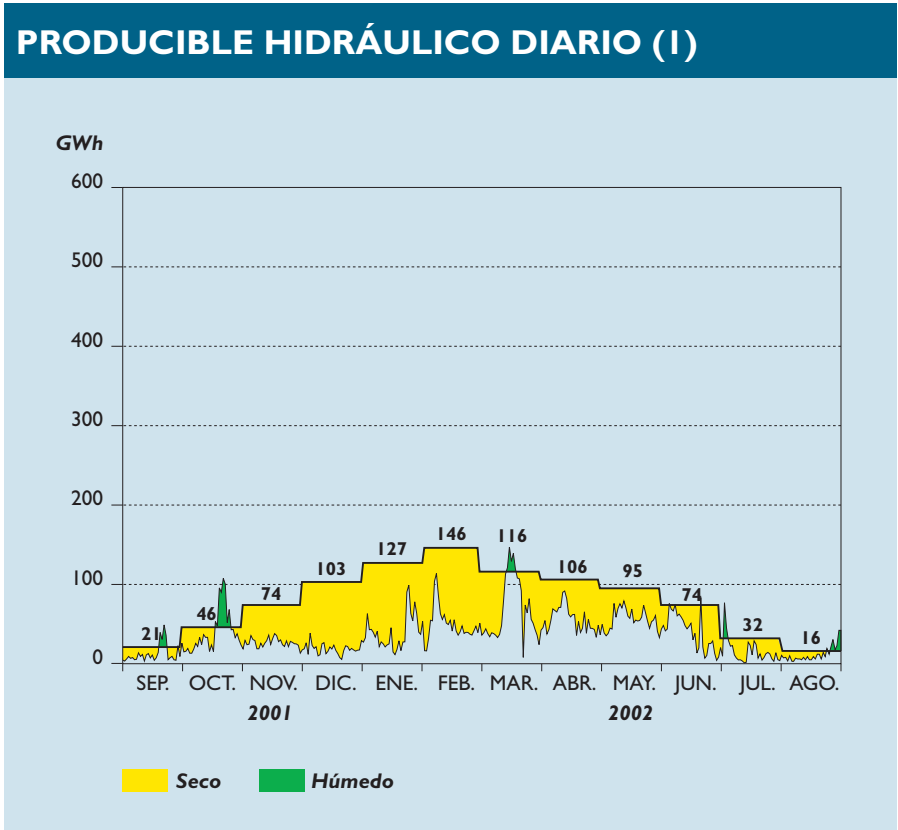


GRÁFICO 6

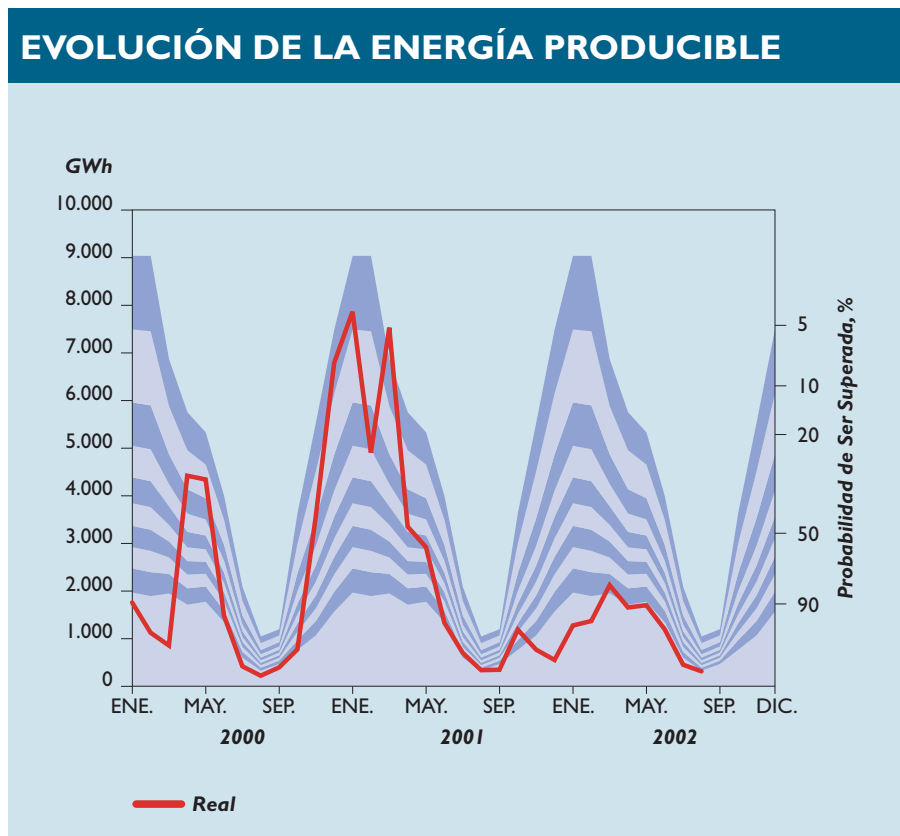


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,68 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 80%.

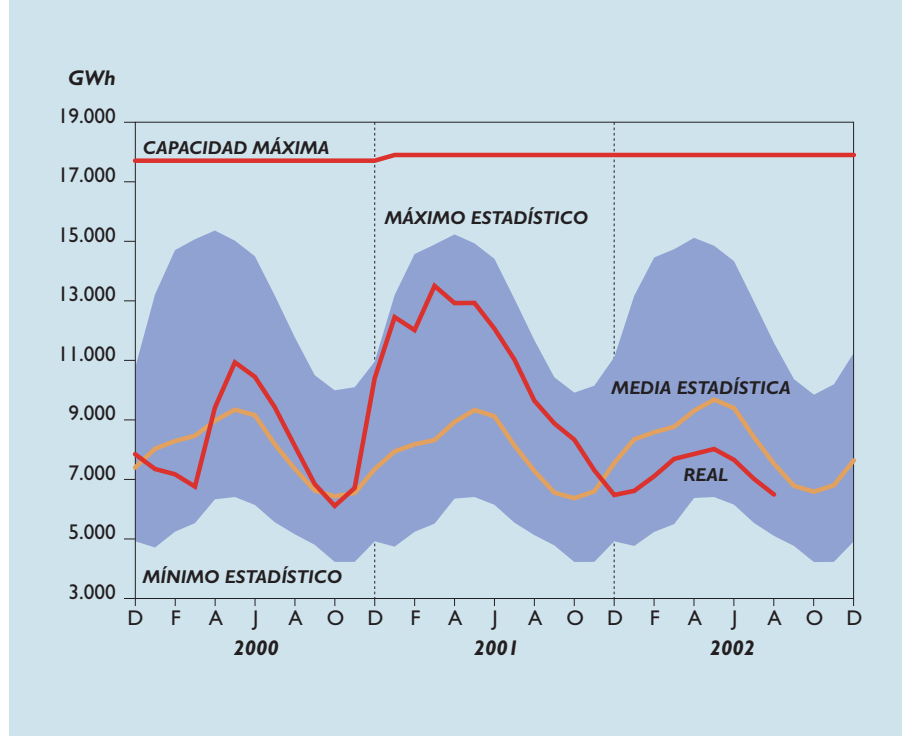
El índice de producible hidráulico de los ocho primeros meses del año resulta del 0,48 del valor característico, inferior al 1,39 registrado en el mismo periodo del año anterior.

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



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 36,3% de su capacidad, muy inferior al 53,8% registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

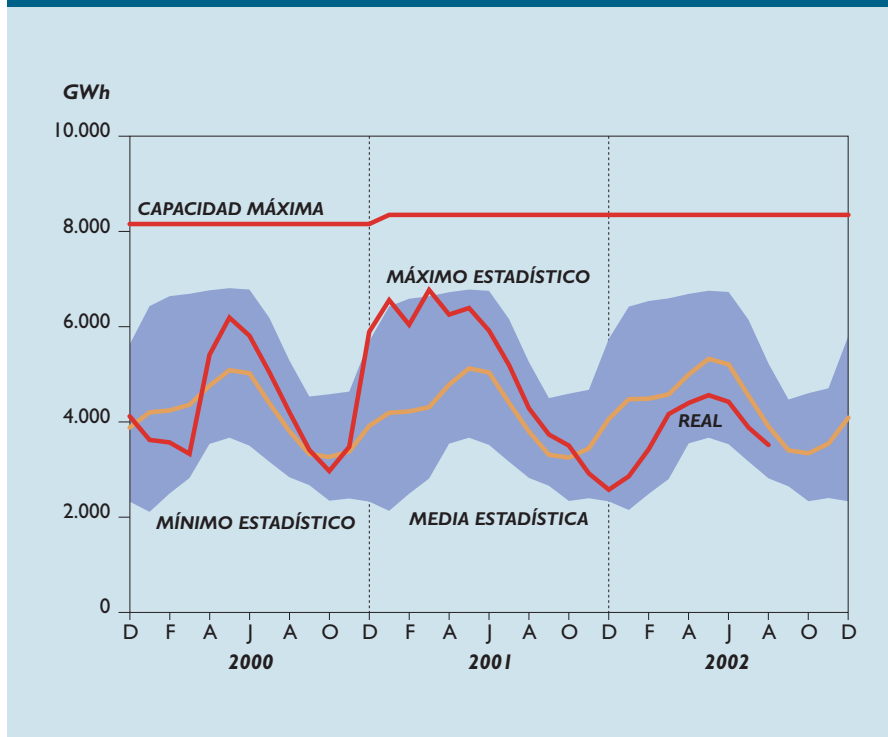


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 42,1 %, 4,4 puntos menos que en el mes de julio de 2002.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 31,1% de su capacidad, frente al 32,8% del mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

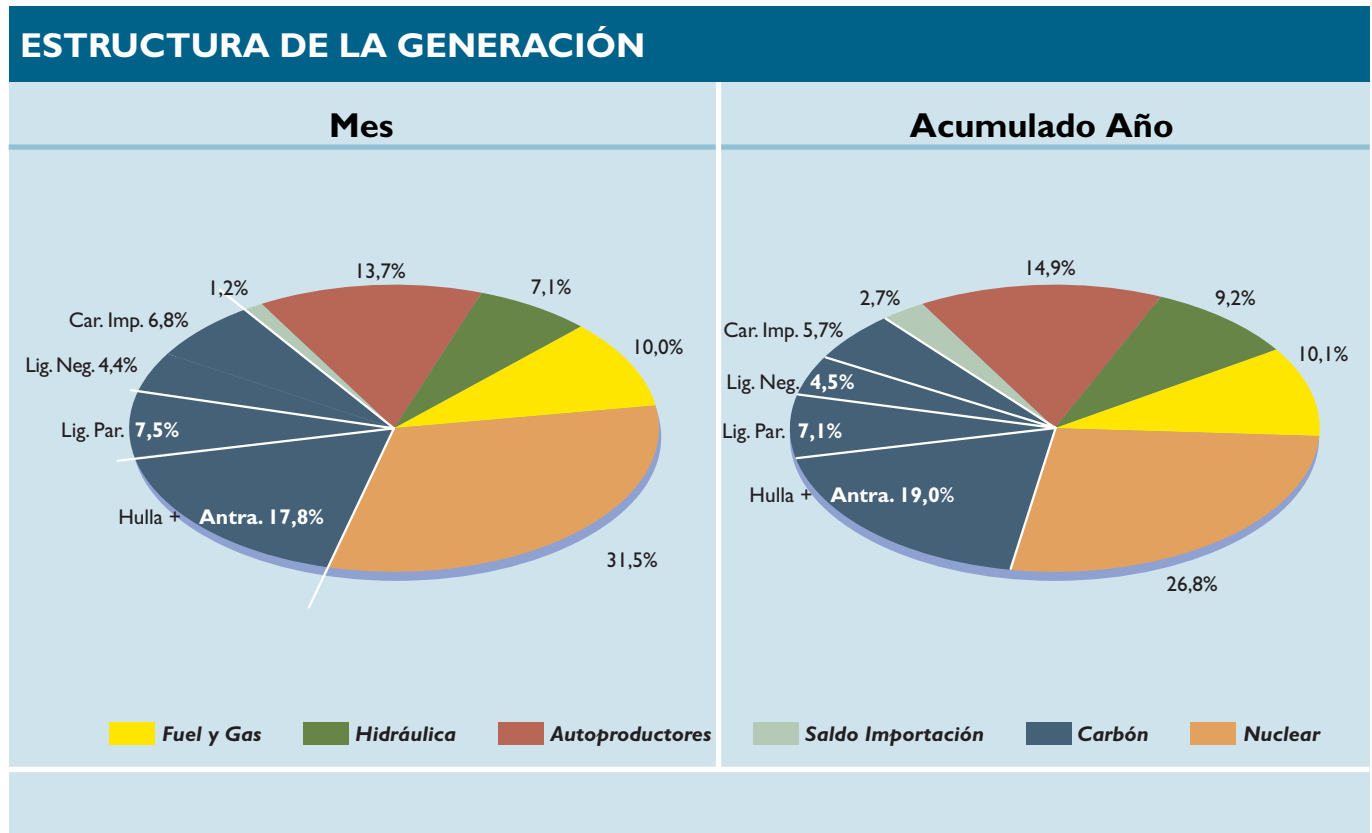
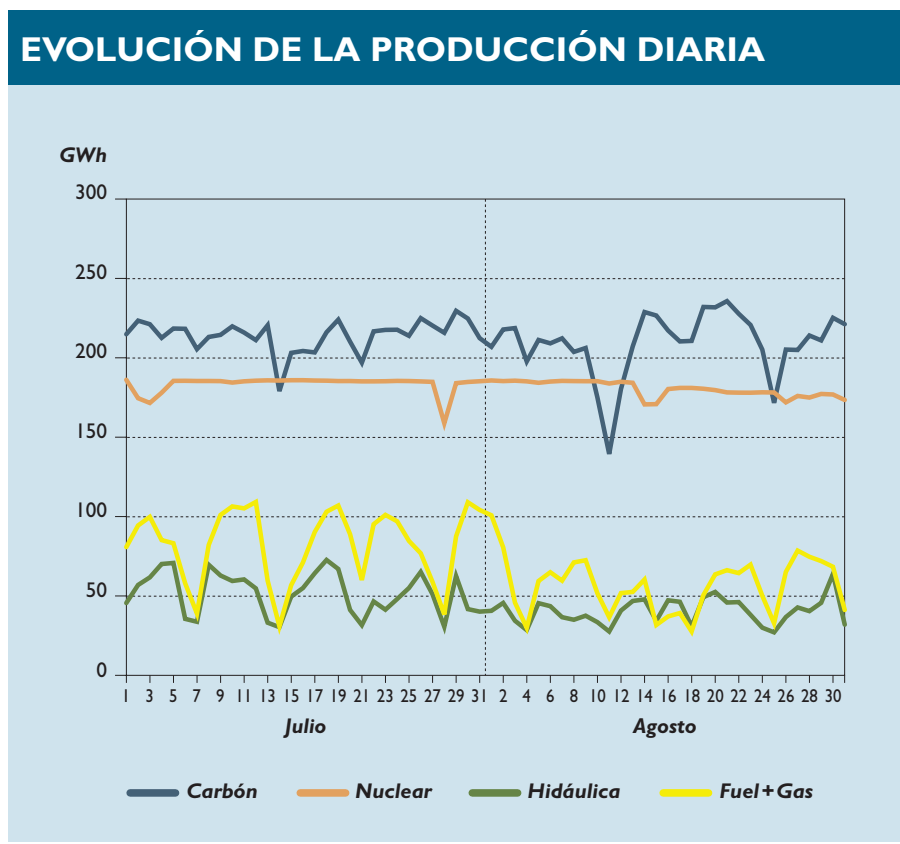


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 236 GWh y un mínimo de 180 GWh; la hidráulica entre 64 GWh y 27 GWh; y la realizada con fuel gas osciló entre los 101 GWh y 28 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 180 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	AGOSTO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,98	0,01	0,01	0,92	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,87	0,06	0,07	0,89	0,03	0,08
Lignito Pardo	1,00	0,00	0,00	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,97	0,00	0,03	0,92	0,00	0,08
Carbón Importación	0,99	0,00	0,01	0,87	0,05	0,08
TOTAL CARBÓN	0,93	0,03	0,04	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS	0,52	0,00	0,48	0,51	0,00	0,49

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

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

NUEVAS INSTALACIONES

En Subestación C. Jardí entra provisionalmente en servicio el día 20, a las 21:54, el nuevo autotransformador AT-I 220/25 kV de 60 MVA, propiedad de ENDESA Distribución. Este autotransformador estará en servicio mientras se repara el AT-I 220/110 kV de la misma Subestación, que se incendió el pasado 9 de Julio.

El día 29, a las 14:30, entran en servicio las nuevas líneas a 220 kV Gurrea-Villanueva 2 y Gurrea-Sabiñánigo 2, propiedad de RED ELÉCTRICA, que sustituyen a la antigua línea Villanueva-Sabiñánigo 220 kV. Ambas líneas comparten calle en Gurrea y el interruptor central de la misma entra en servicio el 10 de Septiembre, a las 14:04.

El día 31, a las 22:07, entra en servicio el parque Fausita 220 kV, propiedad de IBERDROLA, que sustituye a Escombreras 220 kV. El nuevo parque tiene configuración en doble barra con acoplamiento y dispone de salidas a: El Palmar, Hoya Morena, AT-I 220/132 kV, y línea+AT 400/220 kV Escombreras.

INCIDENTES

El día 1, a las 0:14, se origina un cero de tensión durante 43 minutos en barras 3 de Badalona 220 kV, por tormenta, que da lugar a un corte de mercado de 398 MWh.

El día 11, a las 17:20, se origina un cero de tensión en Velle 220 kV durante 1 minuto, al desconectar la línea Castrelo-Velle 220 kV en ambos extremos, por incendio en la zona, y estar desacoplados en ese momento los dos grupos hidráulicos. Ello ocasiona un corte de mercado de 0,33 MWh en la zona periférica de Orense.

El día 12, a las 15:17, se origina durante 2 minutos un cero de tensión en Prosperidad 220 kV, al desconectar en ambos extremos el cable a 220 kV Prosperidad-Hortaleza por actuación anómala de la protección diferencial. El cable Prosperidad-Norte estaba desacoplado. Ello provoca un corte de mercado de 1,46 MWh en la zona de Prosperidad (Madrid).

El día 15, a las 17:31, se origina un cero en Sesue 220 kV durante 3

minutos, al desconectar por tormenta la línea a 220 kV Escalona-Pobla-Sesue 220 kV en los tres extremos, con reenganche en Pobla. Ello ocasiona un corte de mercado en Eriste (Huesca) de 0,1 MWh.

El día 16, a las 15:13, desconecta por incendio la línea Mudarra-P.Sanabria-S.Agustín, originándose una pérdida de generación en C.H. Ribadellago de 10 MW durante 2h y 56 minutos.

El día 22, a las 4:49 y 7:22, se originan dos ceros de tensión en Pierola 220 kV durante un tiempo total de 89h 80 minutos, al averiarse un transformador de intensidad en el lado de baja del autotransformador 400/220 kV. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 31, a las 14:29, se origina por tormenta un cero de tensión en los parques a 220 kV Viladecans (durante 2 minutos), S.Just (durante 3 minutos) y Hospitalet (durante 3 minutos), que provoca un corte de mercado de 5,66 MWh en la provincia de Barcelona.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 216 GWh.

En la interconexión con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 99% (406 GWh). Los agentes han llevado a cabo también operaciones de importación y exportación por un total de 332 y 0,3 GWh, respectivamente.

Por Portugal, los agentes realizaron en el mercado operaciones de venta por 11,8 GWh y operaciones de exportación por un total de 358,4 GWh.

Con Marruecos, los agentes realizaron operaciones de exportación en el mercado por 111 GWh y de importación por 5,3 GWh. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 94,2%.

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 12 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

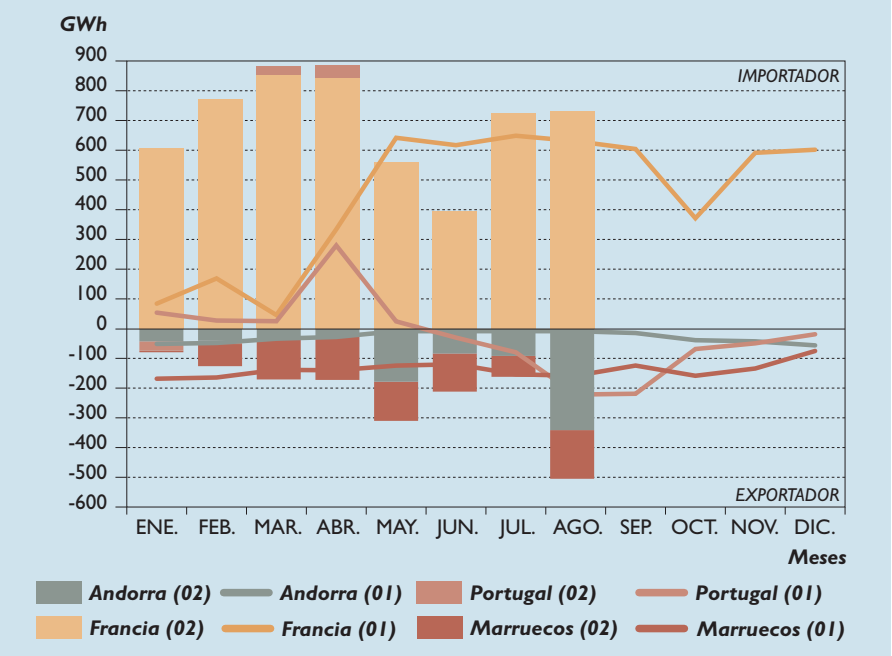


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	11,3	0,0	-11,3
España-Francia	0,5	732,1	731,6
España-Portugal	510,3	170,2	-340,1
España-Marruecos	164,0	0,0	-164,0
TOTAL	686,1	902,3	216,2

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.	15,86	18,1	50,21	49,79	
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
ACUM.	15,89	7,20	44,81	55,19	

(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.

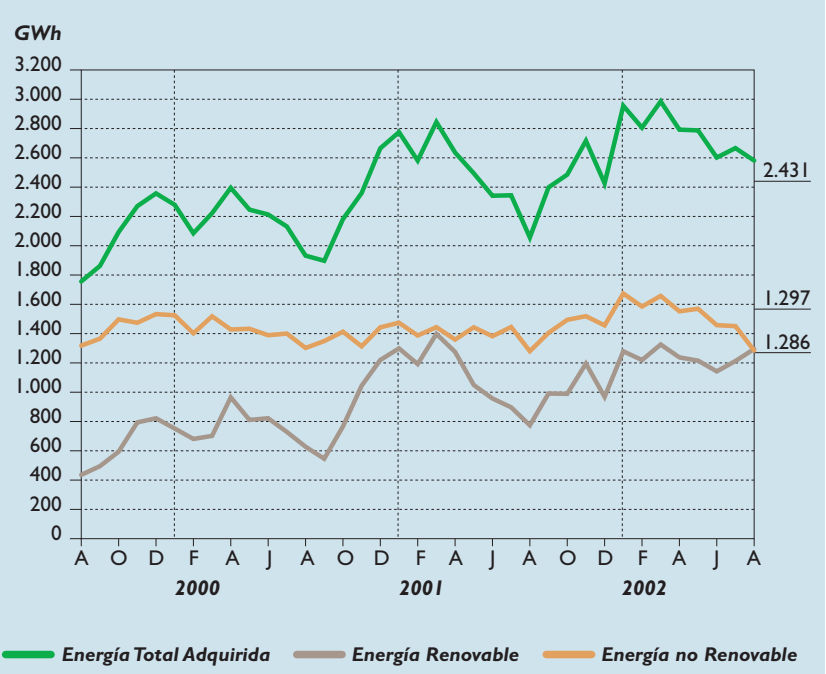


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,225 Céntimos €/kWh y mínimo de 2,91 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

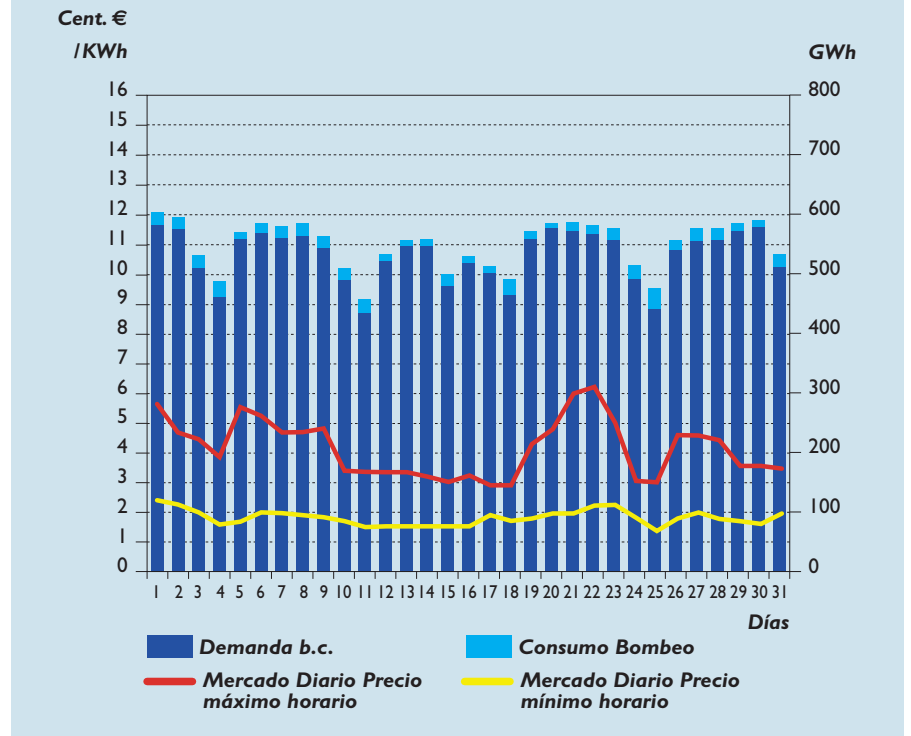


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	14.939	84,4	Distribuidoras	9.629	54,4
- Producción Interior	14.186		- Mercado Diario	9.621	
- Importación	754		- Mercados Intradiarios	8	
Francia	734		Comercializadoras	4.565	25,8
Portugal	12		- Mercado Diario	4.554	
Marruecos	7		- Mercado Intradiarios	11	
Mercados Intradiarios	336	1,9	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	330		Demanda Bombeo	638	3,6
- Importación	6		Exportación	545	3,1
Francia	4		- Portugal	358	
Portugal	2		- Marruecos	174	
Marruecos	0		- Andorra	12	
Indisponibilidades	-41	-0,2	- Francia	0	
Operación del Sistema (1)	-75	-0,4	Ajuste demanda	-218	-1,2
TOTAL MERCADO	15.159	85,7	TOTAL MERCADO	15.159	85,7
Contratos Bilaterales (2)	0	0,0	Contratos Bilaterales (2)	0	0,0
Energía programada en Régimen Especial	2.535	14,3	Energía adquirida al Régimen Especial	2.535	14,3
TOTAL	17.694	100	TOTAL	17.694	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

Agosto 2002

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Sólo el transformador de Almaraz ha superado una carga media del 70% de su capacidad.
- Numerosos incidentes en la Red de Transporte por agentes atmosféricos.

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, tan sólo las Ls-400 Aragón – La Plana y Pinar-Melloussa han superado en algún momento el 70 % de su capacidad térmica de invierno. Ninguna ha superado una carga media del 50 %.

En 220 kV, cinco líneas su carga media ha superado el 50% de su capacidad térmica de invierno: Jijona-S.Vicente, Meirama-Mesón y Mudarra-Mudarra ID, Picón-El Emperador y Pinar-S.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.

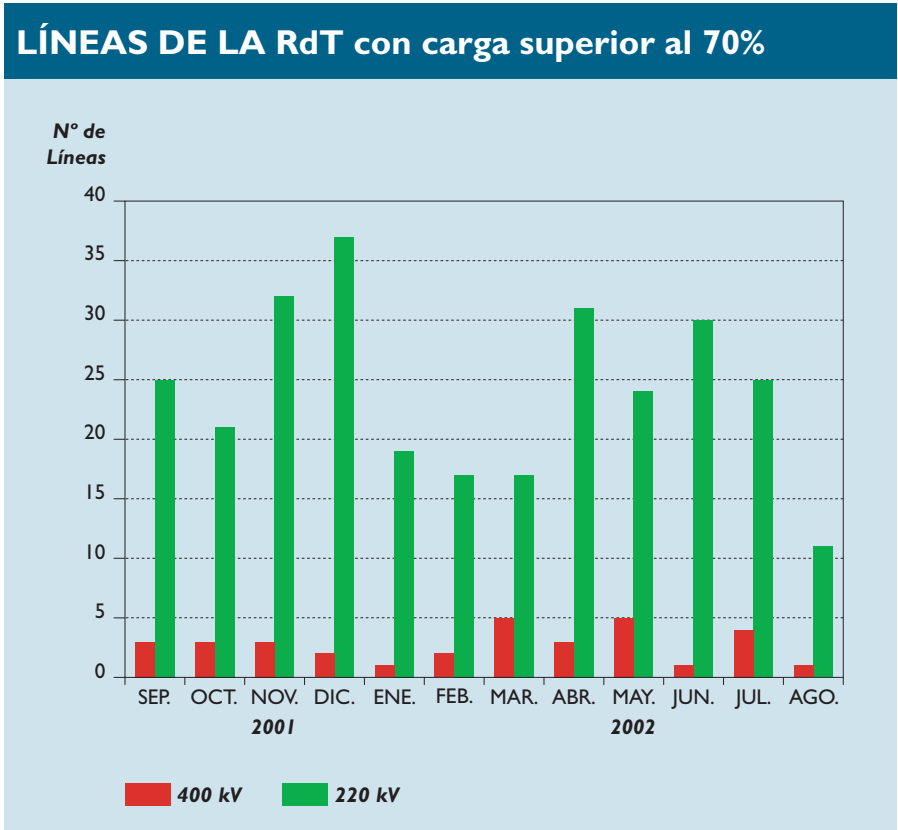


GRÁFICO 1

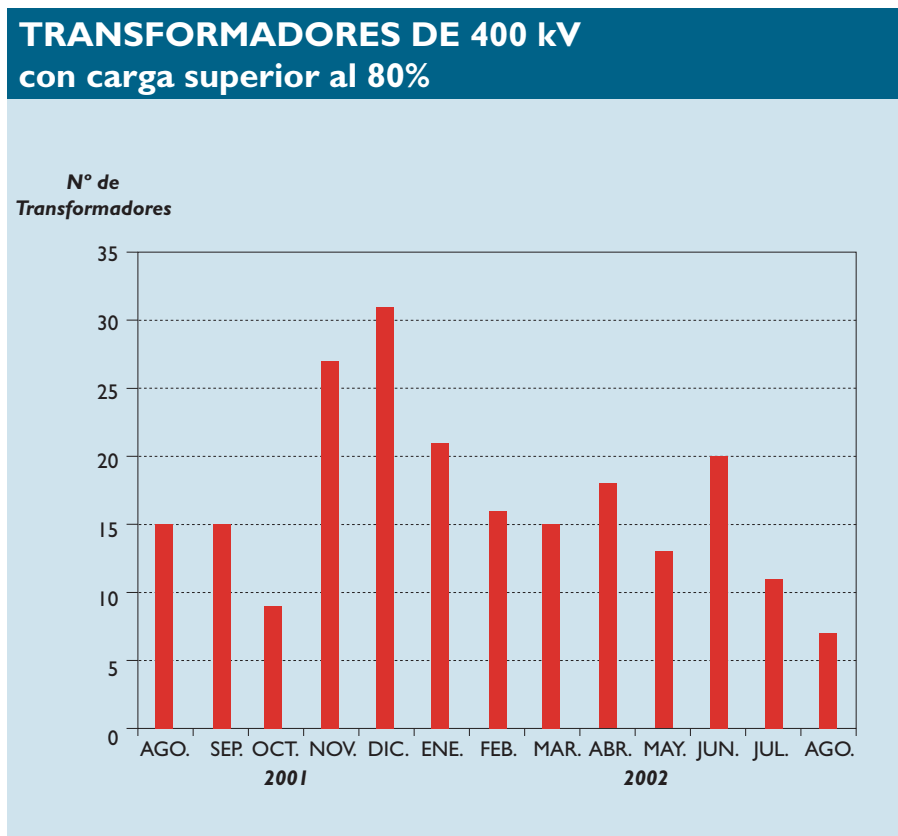


GRÁFICO 2

Este mes, tan sólo el transformador de Almaraz ha superado una carga media de 70% de su capacidad.

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.

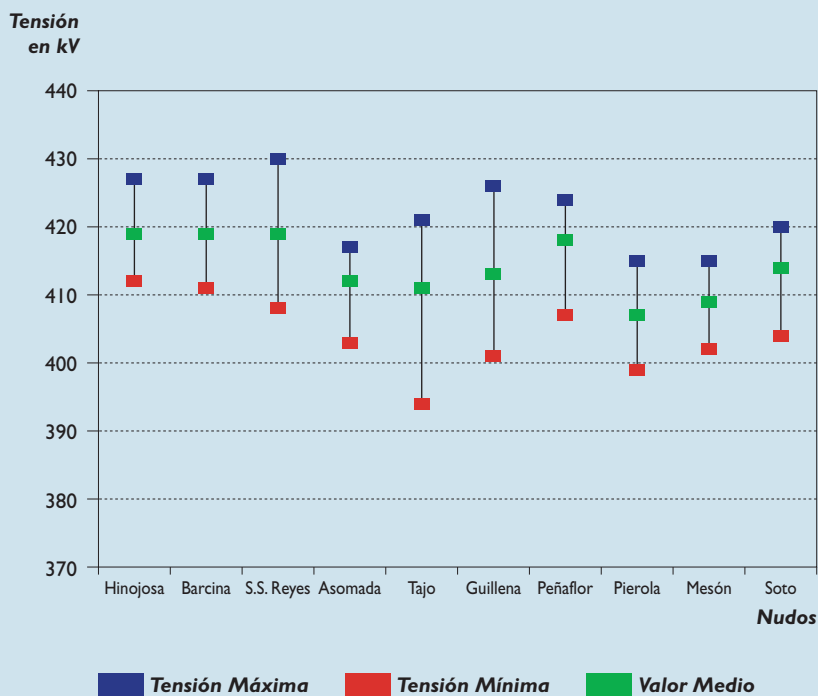
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 436 kV de Velilla y los 394 kV de Tajo de la Encantada. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de Almazán y Velilla.

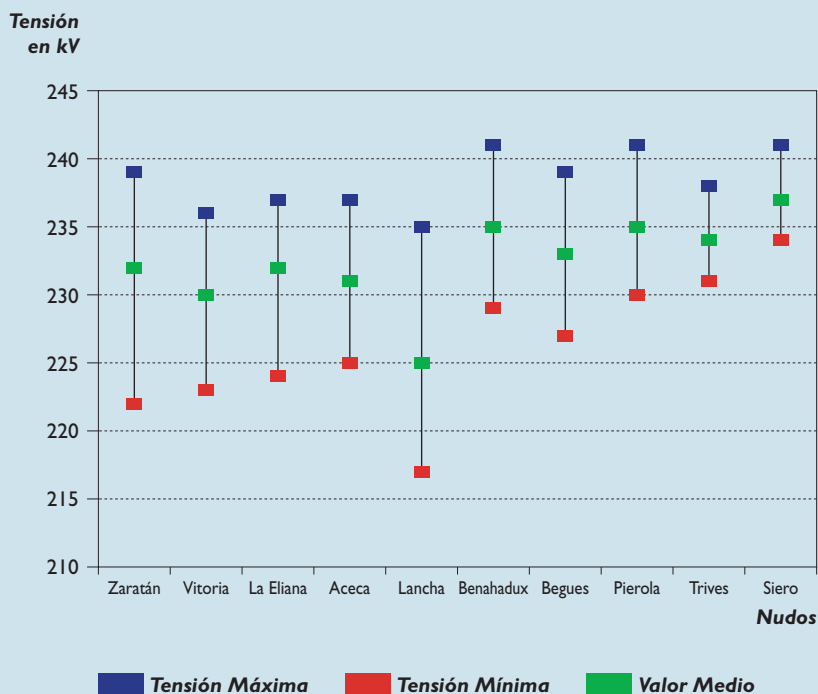
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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



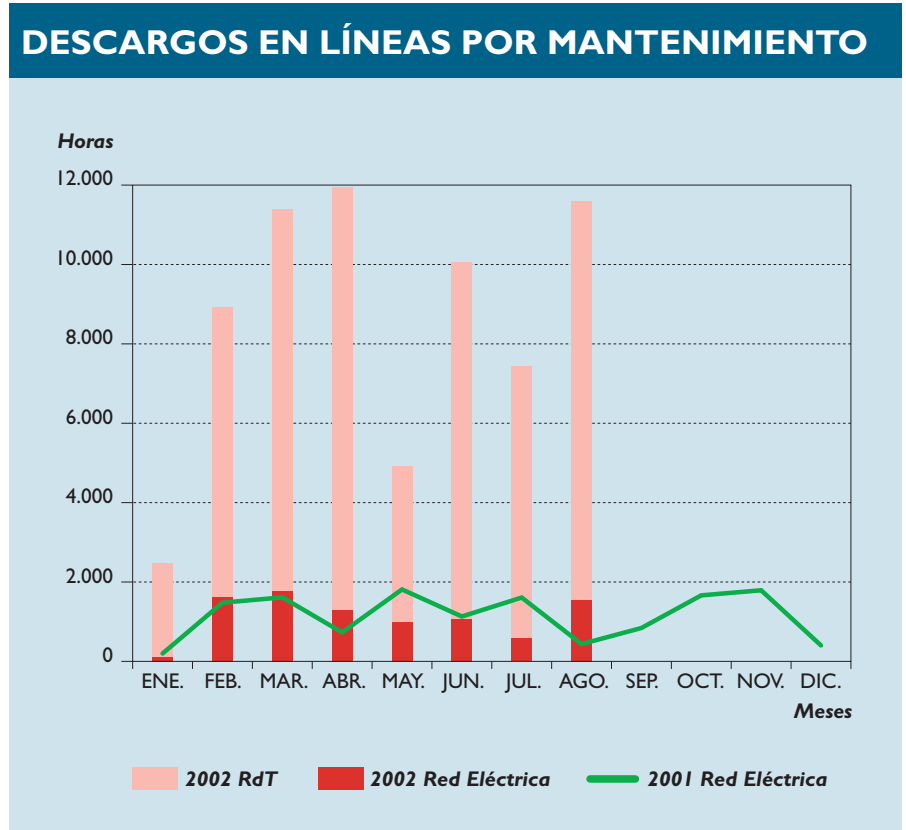
En la red de 220 kV, tan sólo en la subestación de Villanueva se han superado los 240 kV durante más de 30 horas.

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, Pinar-Tajo, Arañuelo- J.M.Oriol, Almaraz-Villaviciosa, Plana-Vandellós y Lada-Soto para tendido de fibra óptica.
- Línea de 400 kV Pierola-Sentmenat, para cambio de aislamiento y mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Almaraz-J.M.Oriol para cambio de conductores entre los apoyos 657 y 661.
- Línea de 400 kV Barcina-Serna para cambiar herrajes y colocar balizas de señalización.



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	8	354,7	18	3.479,6	1	3,9	1	728,1
220 kV	9	698,7	5	444,7	0	0	0	0,0
< 220 kV	1	490,8	0	0,0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 220 kV Sabiñánigo-Sangüesa, para sustitución de conductores.
- Líneas de 220 kV Pont de Suert-Rubí y Pont de Suert-Pobla para tendido de fibra óptica.
- Línea de 220 kV Sabiñánigo-Villanueva 2 y Gurrea-Sabiñánigo I para colocar salvapájaros.
- Línea de 110 kV Benós-Lac D'oo para sustituir cable de tierra y pintar apoyos.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Aragón, posición Escatrón, para extraer muestras de aceite en TI .
- Subestación de 400 kV Guadame, posición Almaraz 0, para revisión el interruptor.
- Subestación de 400 kV Pinar, posición adyacente a barras de la reactancia I para revisión del interruptor.
- Subestación de 400 kV Pierola, posición Sentmenat, para la revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Grijota, posición central de Villarino I, para revisión de la posición.

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

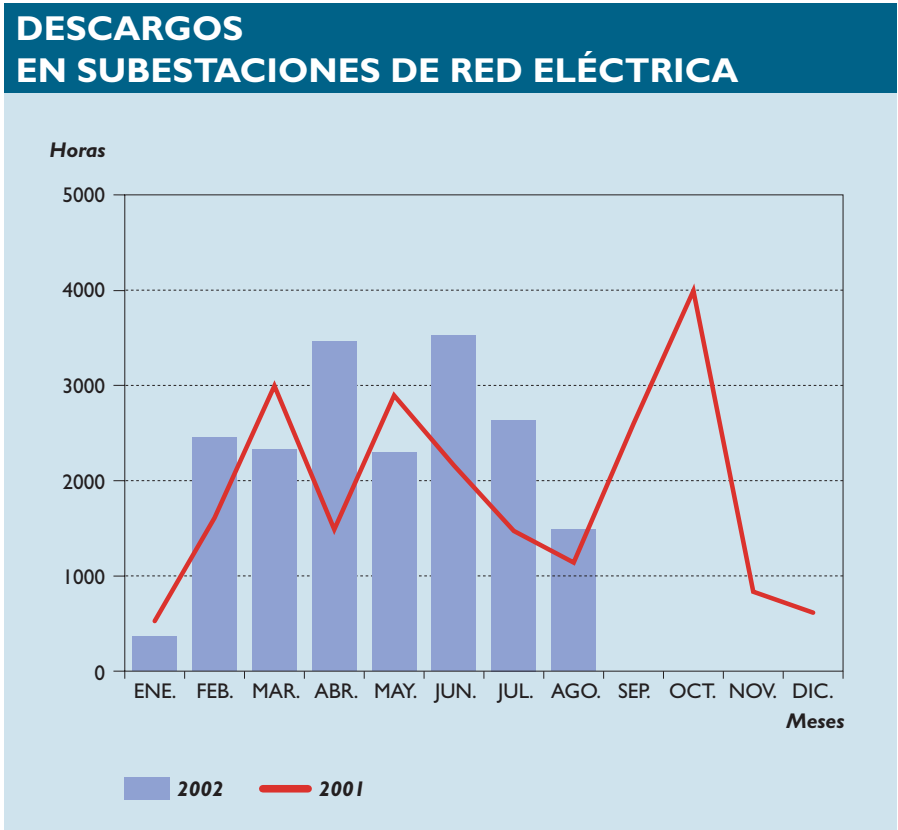


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.069	275	1.344
Barras	53	93	145
TOTAL	1.122	368	1.489

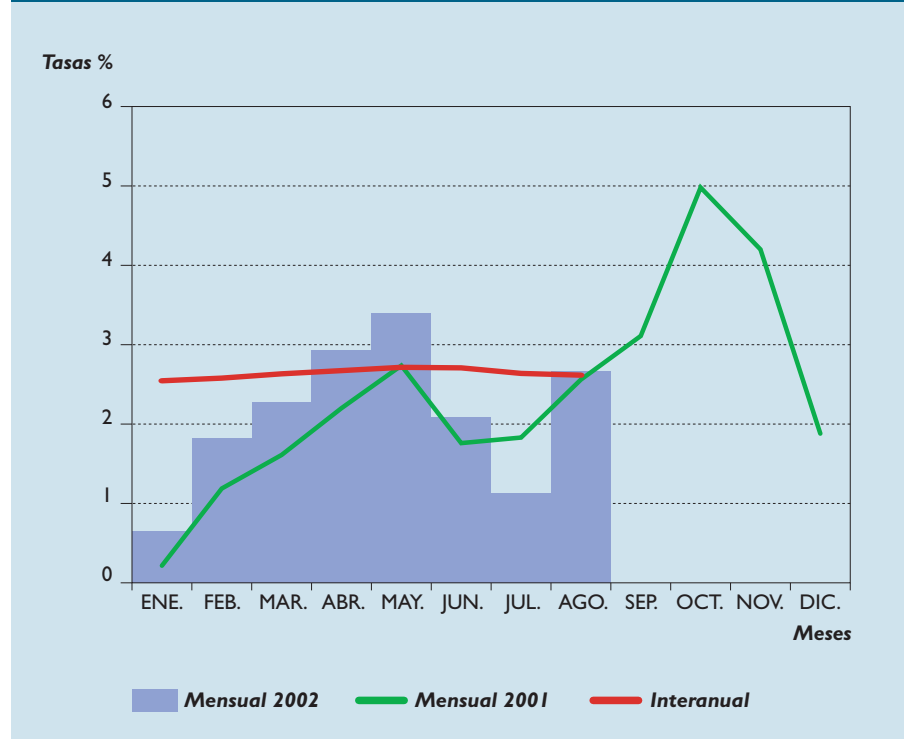
CUADRO 5

- Subestación de 220 kV Montearenas, posición Compostilla I, para medidas de aislamiento en autoválvulas.
- Subestación de 220 kV Pont de Suert posición barras I, para revisar seccionadores de barras.
- Subestación de 220 kV Abrera, posición Pobla, para muestreo del interruptor.

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	0,8103	0,5684
Indisponibilidades Fortuitas	0,0369	0,0644
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,8472	0,6328
Por Otras Causas	1,8258	1,9842
TOTAL	2,6730	2,6170

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

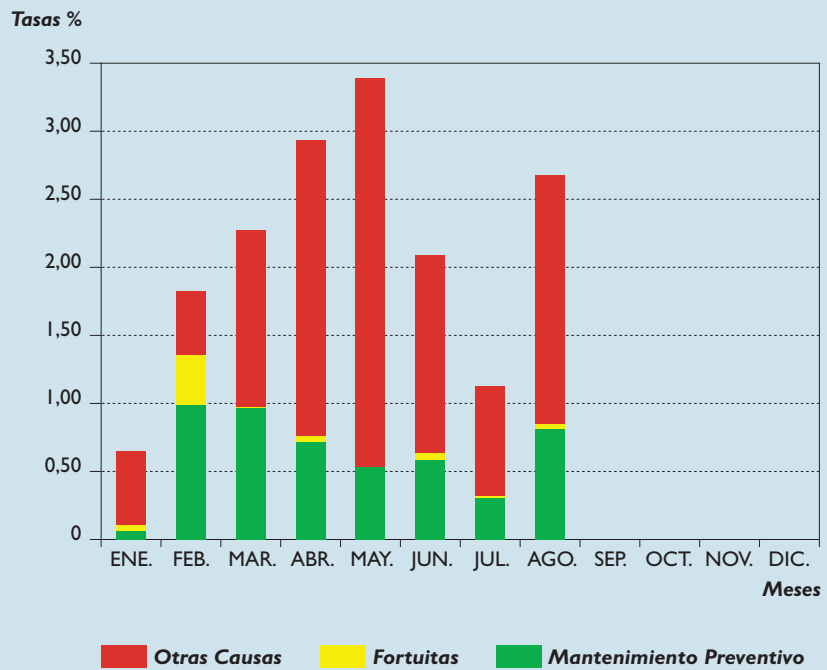
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	2	49
	220 kV	0	8	158
	< 220 kV	0	2	1
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	9

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	3	19	29
	220 kV	9	43	114
	< de 220 kV	1	2	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	8	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de agosto se han registrado cinco cortes de mercado en la red de transporte, uno de ellos, en instalaciones de Red Eléctrica de 0.1 MWh, tuvo lugar en Aragón debido a agentes atmosféricos. Otros dos de ellos han tenido lugar en Cataluña con una energía interrumpida de 398 MWh y 5,67 MWh respectivamente y debidos a agentes atmosféricos. En Galicia ha tenido lugar otro, de 0,33 MWh y debido a un incendio en la zona. El último ha sido de 1,47 MWh en Madrid debido a un fallo de equipos.

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.

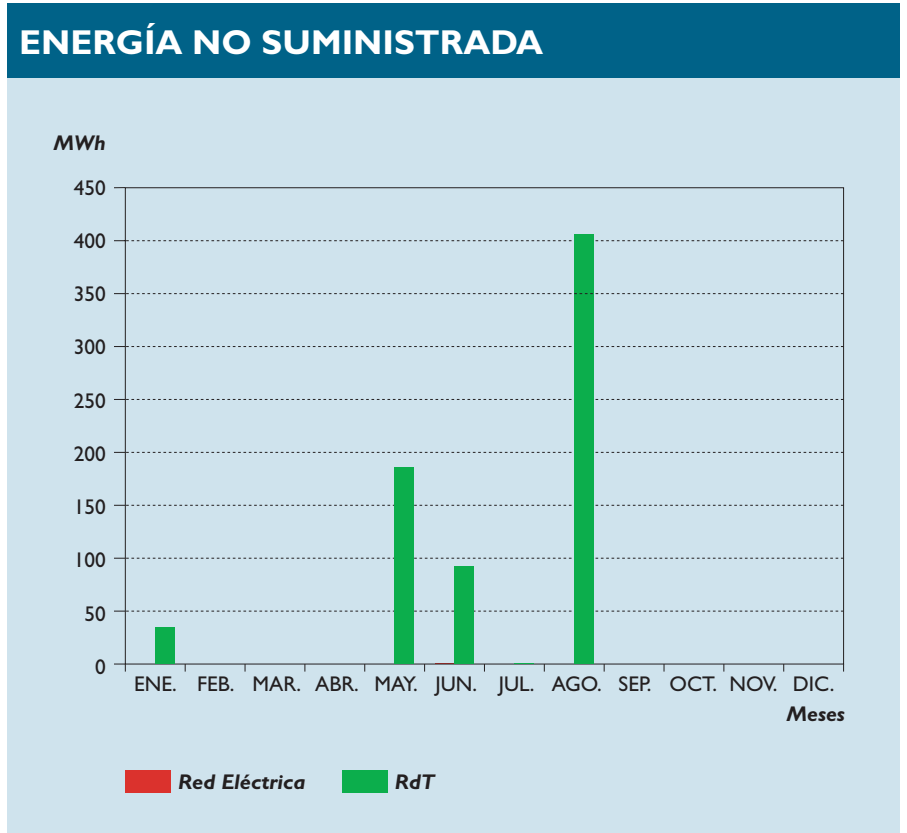


GRÁFICO 9

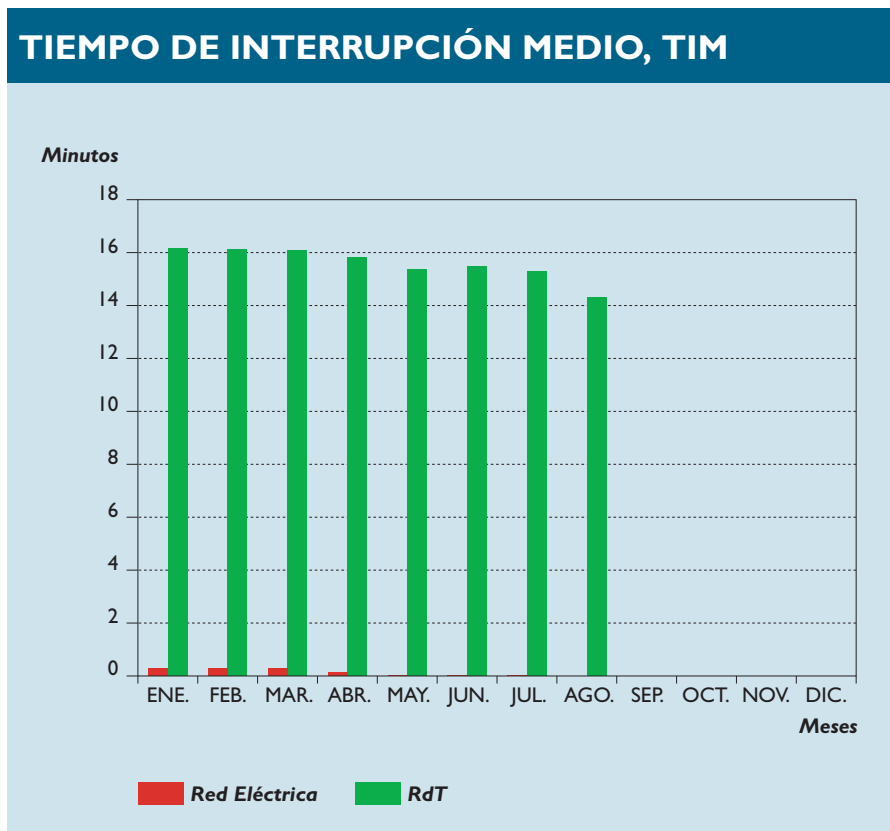


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica de los últimos 12 meses ha sido de 0,003 minutos y el de la Red de Transporte fue de 14,305 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