

Informe Mensual

SEPTIEMBRE 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: 30-10-2002. Datos provisionales

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



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Septiembre 2002

- La demanda de energía eléctrica en el mes de septiembre alcanzó los **16.972 GWh**, con un crecimiento de **2,9%** respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un **2,0%**.
- La energía producible hidráulica registrada este mes es superior a las registradas normalmente en un mes de septiembre, representa el **50%** de la energía producible característica de este periodo.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al **35,1%** de su capacidad total.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2002		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.292	-19,2	14.948	-55,6	20.714	-51,4
NUCLEAR	4.806	-2,3	45.975	-3,5	62.062	-2,0
Hulla + Antracita	3.450	-6,0	31.712	35,0	42.896	30,1
Lignito Pardo	1.311	-2,3	12.060	18,2	16.097	16,6
Lignito Negro	830	1,4	7.573	84,2	9.928	57,7
Carbón Importación	1.168	3,6	9.926	8,5	13.490	12,5
TOTAL CARBÓN	6.760	-2,8	61.271	30,5	82.411	26,7
Gas Natural	1.889	156,0	8.371	127,3	10.107	112,0
Fuel-Oil	606	-6,2	9.188	149,3	12.481	151,9
PRODUCCIÓN BRUTA	15.353	3,3	139.753	3,1	187.776	3,9
Consumos Producción	720	5,1	6.366	17,5	8.533	16,4
PRODUCCIÓN NETA	14.634	3,2	133.387	2,5	179.243	3,4
Adquirida Autoproduct.	2.429	1,2	24.087	7,1	31.720	6,8
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	17.063	2,9	157.474	3,1	210.963	3,9
Consumos en Bombeo	523	41,8	5.052	75,9	6.311	41,4
Saldo Físico I. Internacionales	432	-	4.297	-	5.330	46,1
DEMANDA	16.972	2,9	156.720	2,9	209.981	3,8

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh														
Concepto	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	T. Año Móvil	
	2001			2002										
Hidroeléctrica	1.855	2.069	1.842	1.574	1.292	1.912	1.869	1.990	2.073	1.671	1.275	1.292	20.714	
Térmica Nuclear	4.967	5.405	5.716	5.769	4.999	4.412	4.413	4.982	5.282	5.717	5.595	4.806	62.062	
Térmica Convencional	8.322	8.216	9.632	10.124	8.469	8.735	8.296	8.080	8.457	9.186	8.227	9.256	105.000	
PRODUCCION BRUTA	15.144	15.690	17.190	17.467	14.760	15.059	14.578	15.052	15.812	16.574	15.097	15.353	187.776	
Consumos Producción	704	699	764	774	689	687	667	664	706	754	706	720	8.533	
PRODUCCION NETA	14.440	14.991	16.426	16.693	14.071	14.372	13.911	14.388	15.106	15.820	14.391	14.634	179.243	
Adquirida Autoprod.	2.486	2.719	2.428	2.695	2.694	2.895	2.734	2.937	2.604	2.668	2.431	2.429	31.720	
PROD. TOTAL NETA	16.926	17.710	18.854	19.388	16.765	17.267	16.645	17.325	17.710	18.488	16.822	17.063	210.963	
Consumos en Bombeo	364	336	560	653	506	466	443	559	628	700	572	523	6.311	
Saldo Internacional	140	403	490	532	649	722	705	259	187	576	236	432	5.330	
DEMANDA	16.702	17.775	18.784	19.267	16.909	17.522	16.907	17.024	17.268	18.365	16.486	16.972	209.981	
Δ % Mensual	4,6	5	9,6	5,3	2,5	1,6	8,8	2	1,1	4,1	-1,6	2,9	-	
Δ % 365 días	4,8	5	5,6	6	5,4	5,1	5,6	5,2	4,8	4,6	3,8	3,8	3,8	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh JUNIO 2002												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	109	1.865	2.234	5.674	283	5.425	87	0	3.163	488	4.240	23.568
Térmica Nuclear	3.638	12.462	5.056	31.043	—	—	0	324	0	0	1.658	54.181
Térmica Convencional	2.304	22.974	10.419	2.133	3.619	18.105	275	6.836	421	2.688	200	164.274
PROD.TOTAL NETA I	6.051	37.301	17.709	38.850	3.902	23.530	362	7.160	3.584	3.176	6.098	242.023
Saldo Internacional	535	1.202	187	-6.178	329	3.912	237	1.486	236	84	-1.345	685
Consumos en Bombeo	126	485	628	588	80	899	112	0	122	58	373	3.471
DEMANDA												
Mensual	6.460	38.018	17.268	32.084	4.151	26.543	487	8.646	3.698	3.202	4.380	144.937
Δ %	1,7	4,3	1,1	1,0	4,9	4,0	3,4	2,5	-8,0	1,3	2,2	9,0
Año Móvil	82.956	496.942	209.334	438.140	47.192	308.661	6.016	109.028	51.613	40.405	58.333	1.848.620
Δ %	-0,7	0,4	4,8	2,3	8,0	2,6	3,0	4,9	-1,5	4,2	2,4	2,2
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 5.463 MW y mínimos de 381 MW, la realizada con carbón ha alcanzado valores programados horarios que oscilan entre 10.257 MW y 5.005 MW; el fuel - gas entre 6.116 MW y 784 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 450 MW y un máximo 1.269 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.483 MW y los 4.659 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.383 MW.

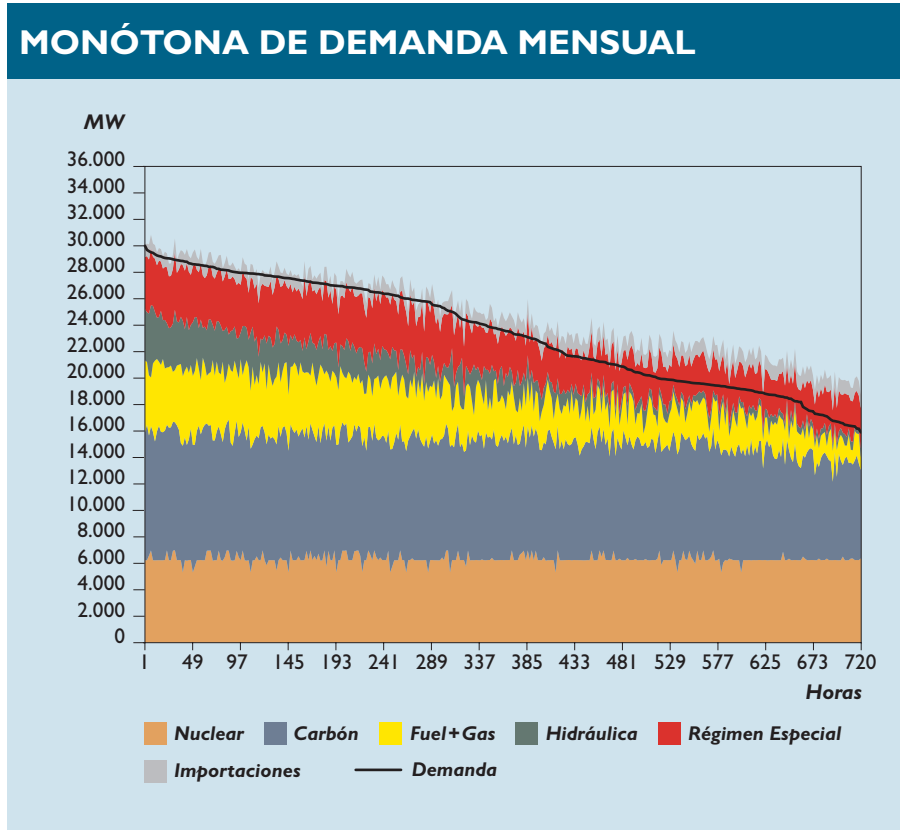


GRÁFICO 1

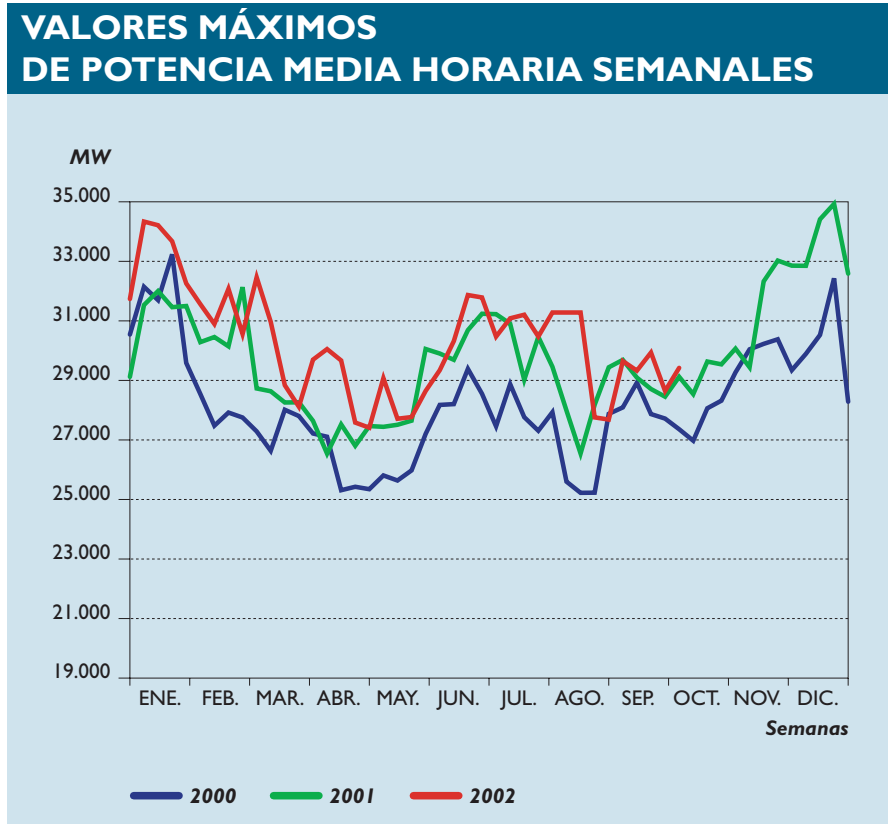


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 19 con 30.016 MW a las 13 horas, valor inferior en 326 MW respecto al máximo registrado el año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. ascendió en 2,9 %. Este crecimiento se debe al efecto de la laboralidad que incremento en 1,1 puntos el crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	16.972	2,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		1,1
Efecto Temperatura (3)		-0,2
Efecto Act. Económica y Otros		2,0
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	156.720	2,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,3
Efecto Temperatura (3)		0,0
Efecto Act. Económica y Otros		3,2

(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)

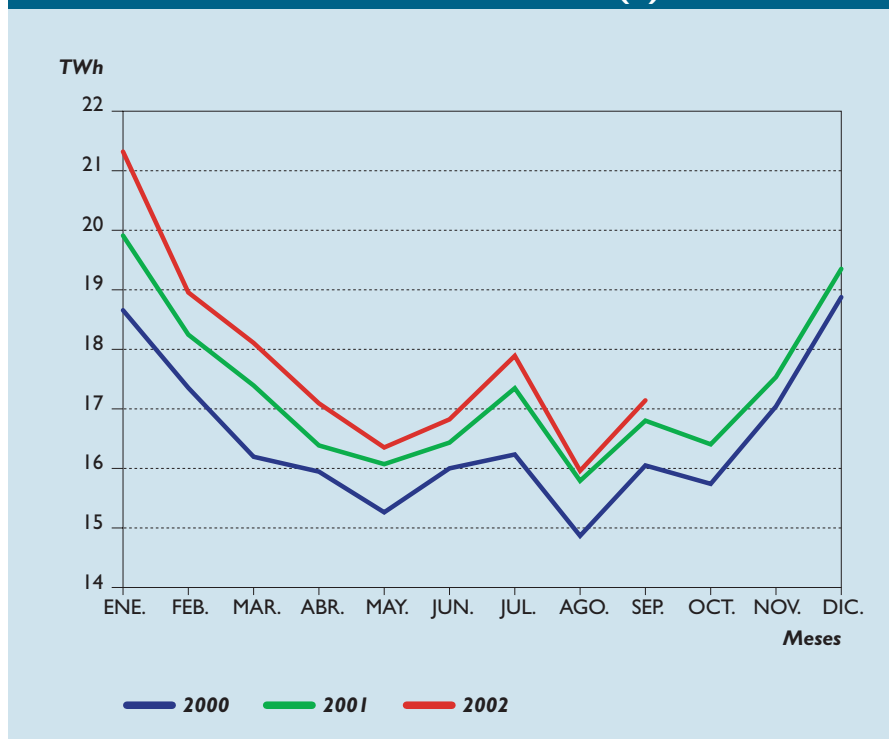


GRÁFICO 3

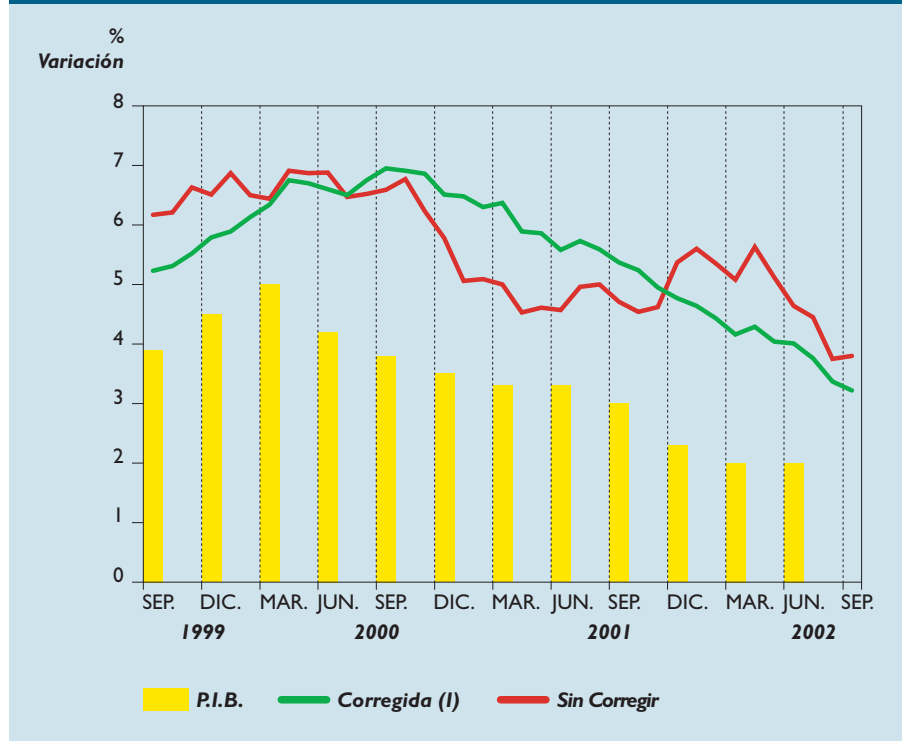
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 2,0%, inferior en 2,7 puntos al crecimiento experimentado en septiembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 3,8%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura en el mismo período que es del 5,4%. Este crecimiento es similar al experimentado hasta el mes de agosto de 2002.

VARIACIONES DE LA DEMANDA EN B.C. Año móvil



(I) Corregida de laboralidad y temperatura media característica del mes tipo, año móvil.

GRÁFICO 4

TEMPERATURAS DIARIAS

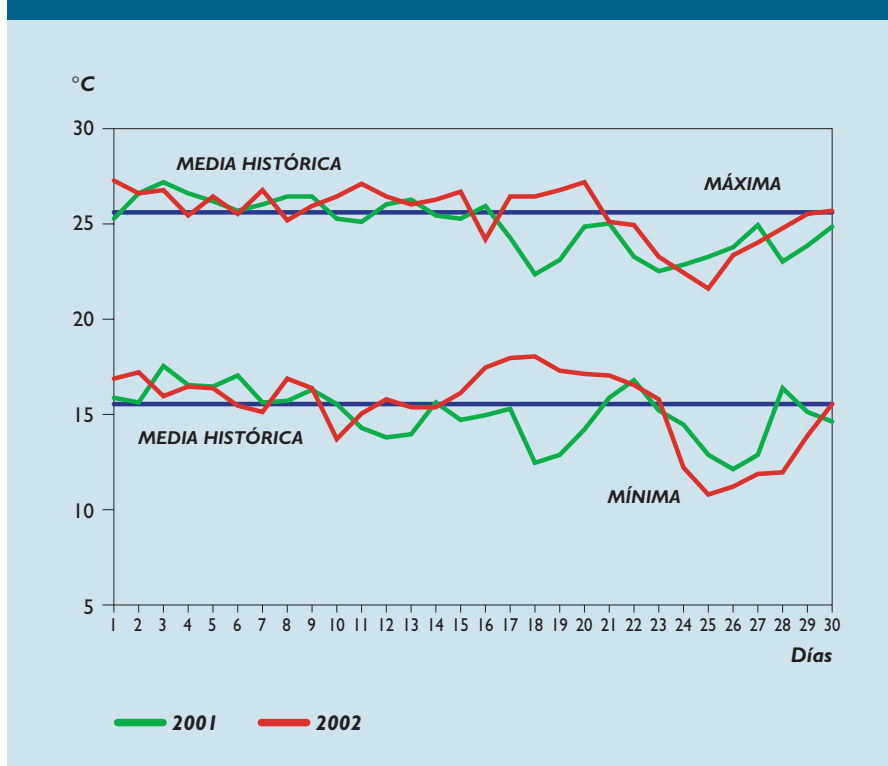


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior e inferiores al valor característico para este período. La temperatura media registrada en el mes de septiembre fue de 20,5 °C, frente a los 19,8 °C del año anterior.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 25,5 °C, superior a los 24,8 °C registrados en septiembre de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 15,4 °C frente a los 14,9 °C del año anterior.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 24 GWh, superior en 3 GWh al valor característico de un mes de septiembre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico se registra un mes húmedo desde junio del 2001, registrándose un producible mínimo de 4 GWh el día 1 y un máximo de 44 GWh el día 17.

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

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

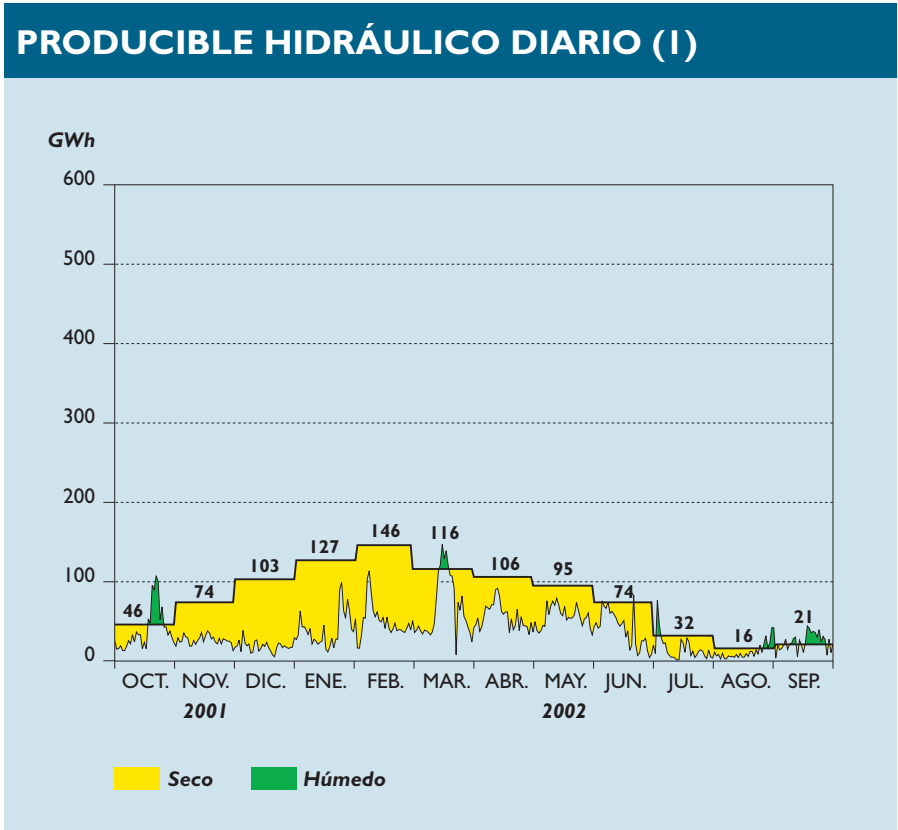


GRÁFICO 6

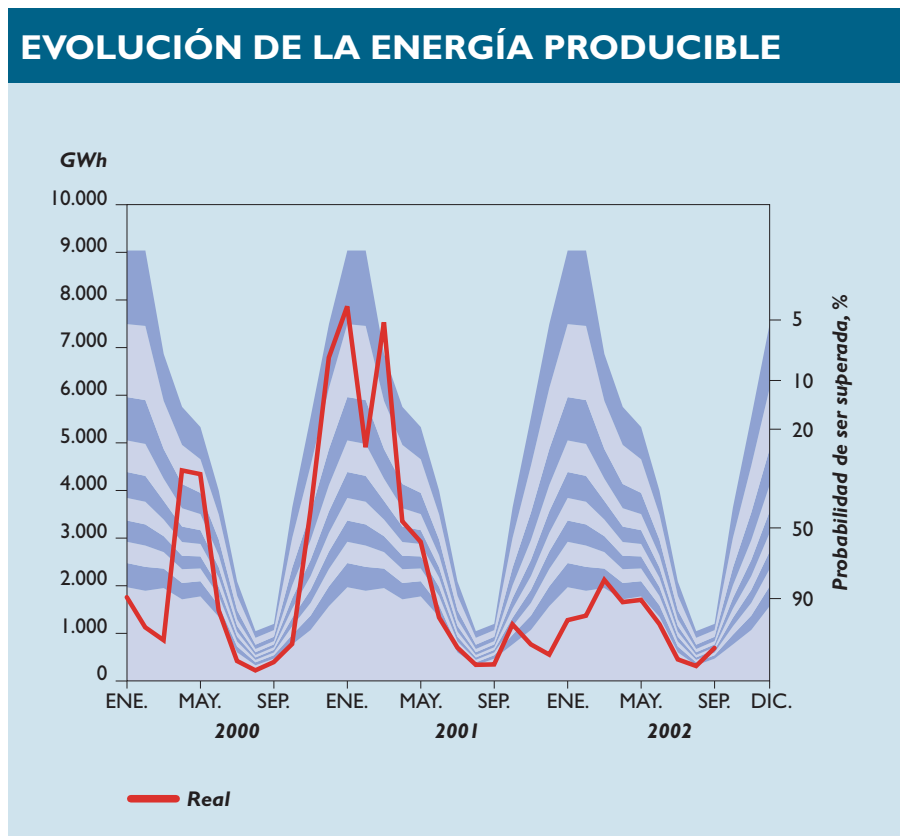


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,14 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 38%.

El índice de producible hidráulico de los nueve primeros meses del año es del 0,5 del valor característico, inferior al 0,87 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 periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 35,1% de su capacidad, muy inferior al 48,7% registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

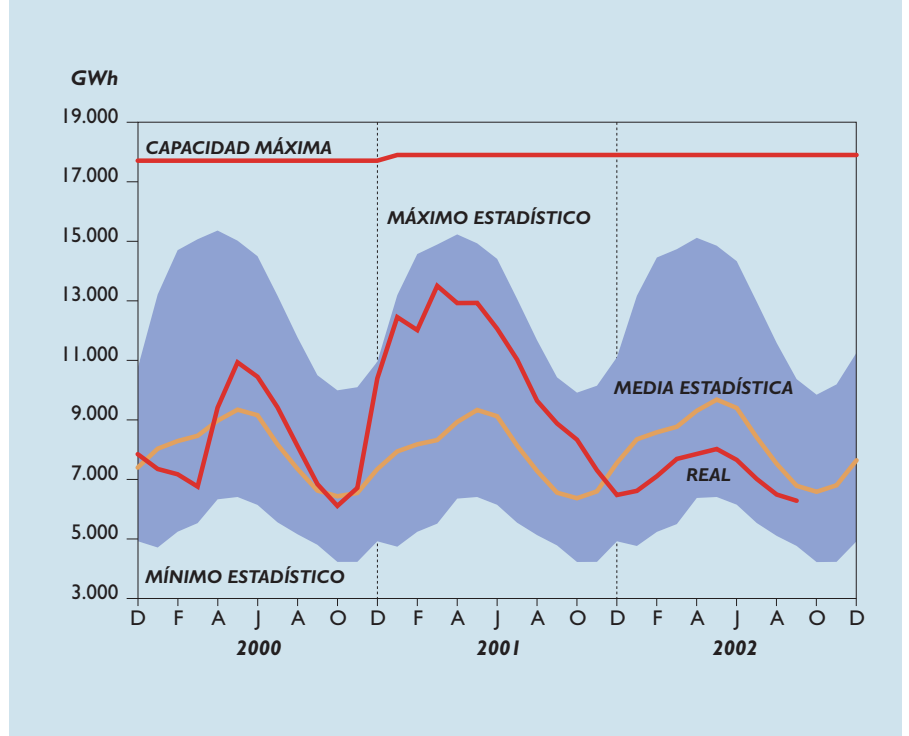


GRÁFICO 8

(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.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL

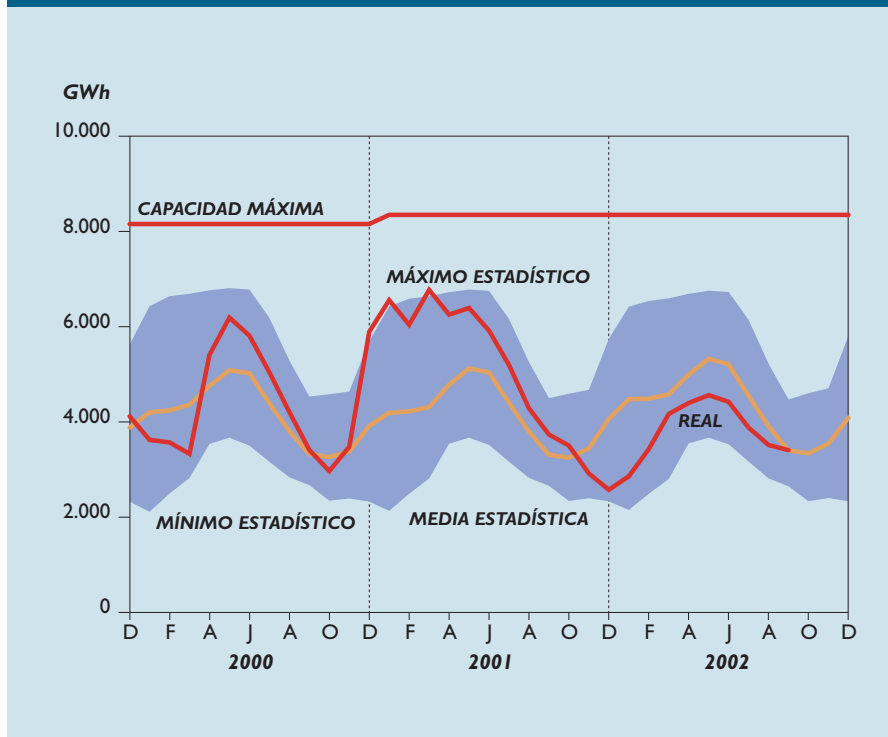


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 40,9 %; 1,3 puntos menos que en el mes de agosto de 2002.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 30,1% de su capacidad, frente al 31,1% del mes anterior.



4. GENERACIÓN

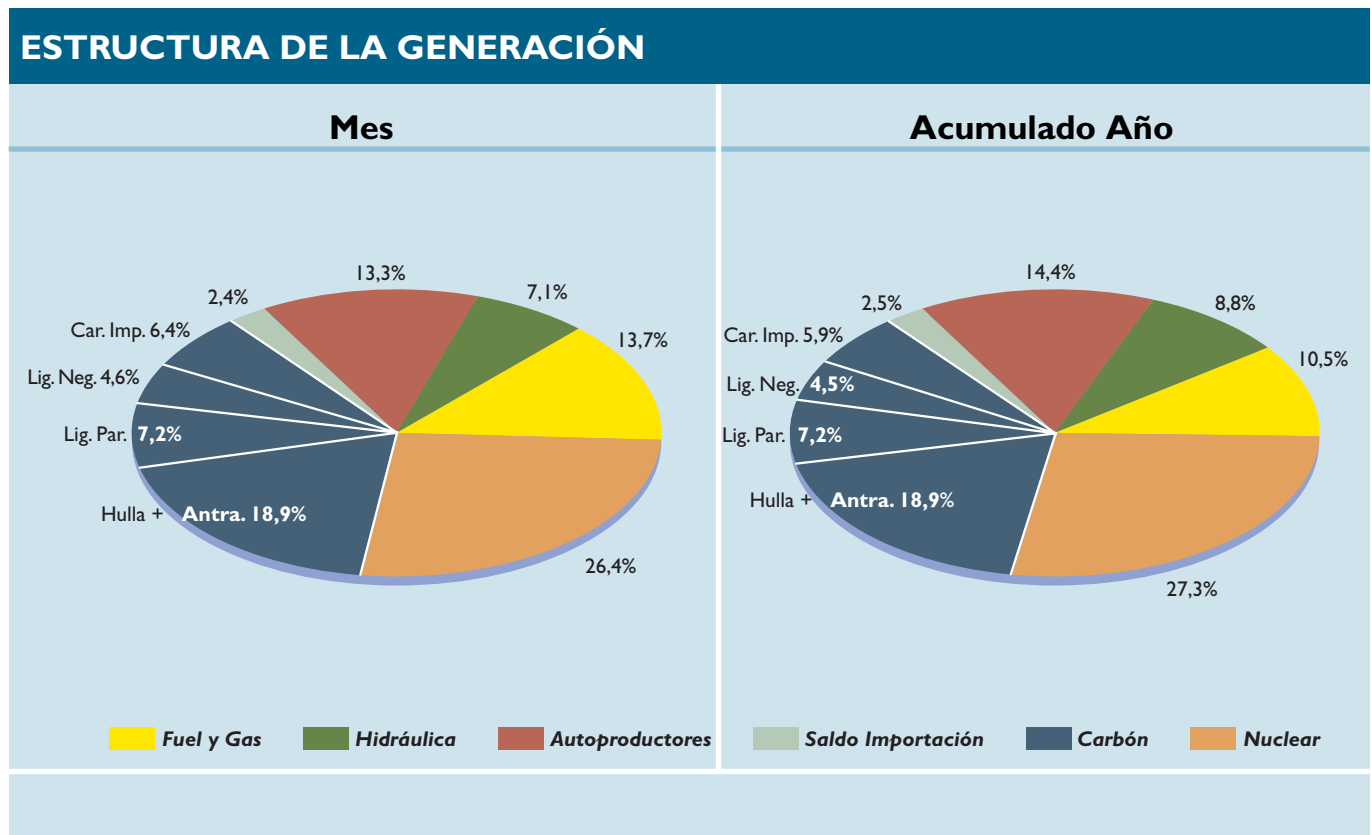
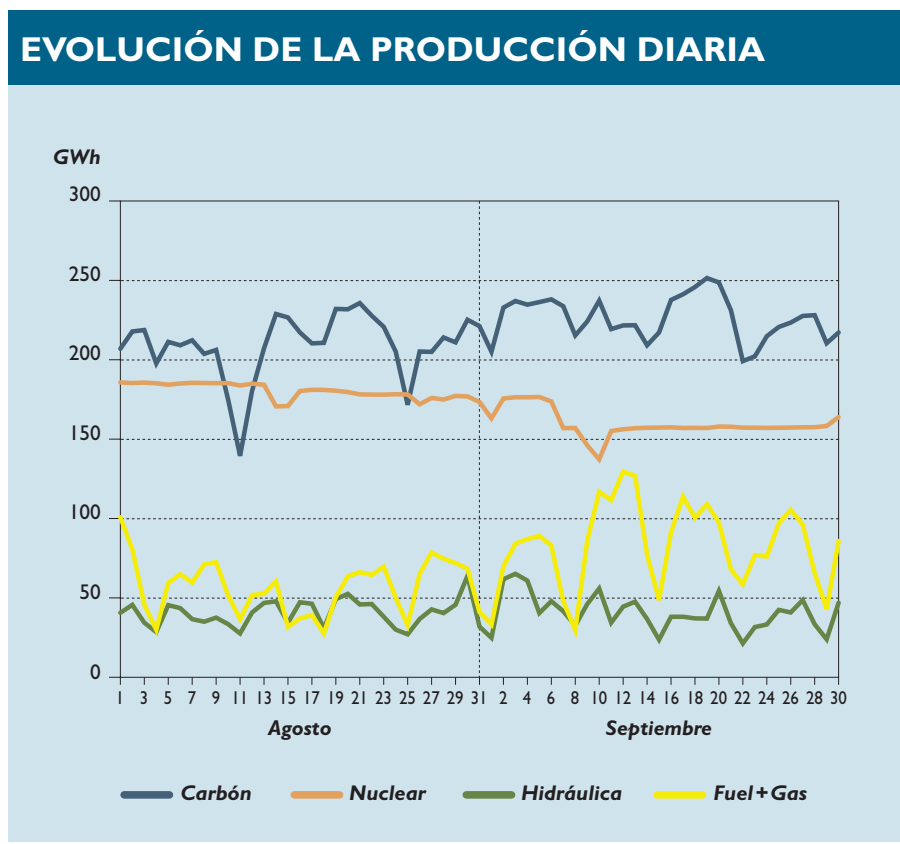


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 251 GWh y un mínimo de 202 GWh; la hidráulica entre 65 GWh y 24 GWh; y la realizada con fuel gas osciló entre los 129 GWh y 49 GWh.

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

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	SEPTIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,87	0,12	0,01	0,92	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,89	0,03	0,07	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	0,92	0,00	0,08	0,88	0,05	0,08
TOTAL CARBÓN	0,92	0,02	0,06	0,91	0,03	0,07
FUEL + GAS	0,65	0,03	0,48	0,60	0,01	0,39

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

NUEVAS INSTALACIONES

En Subestación Casatejada entra en servicio el día 3, a las 19:38, el nuevo autotransformador AT-2 220/46 kV de 50 MVA, propiedad de IBERDROLA.

El día 19, a las 20:50, entra en servicio el nuevo parque Anchuelo 400 kV, propiedad de REE. Dispone de configuración en interruptor y medio, con tres calles, dos de las cuales se han utilizado para las posiciones de Loeches y Trillo, y la tercera, para alimentación al AVE a través de los Transformadores 1 y 2 400/50 kV de 60 MVA cada uno, que en esta primera fase no han sido energizados.

INCIDENTES

El día 1, a partir de la 1:29, se originan numerosas desconexiones por niebla en la zona de D.Rodrigo, que dan lugar a varios ceros de tensión en los parques: D. Rodrigo 400 kV, D. Rodrigo 220 kV, Cartuja 200 kV, Dos Hermanas 220 kV y Quintos 220 kV. La duración total de dichos ceros en cada uno de los parques es: 3h 54 minutos,

14 minutos, 1h 9 minutos, 2h 31 minutos y 2h 16 minutos respectivamente. Hay cortes de mercado en Sevilla y Cádiz, sin evaluar.

El día 1, a las 8:17, se origina durante un minuto un cero de tensión en el parque Casillas 220 kV, al desconectar por causa desconocida las dos líneas asociadas. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 3, a las 14:27, se origina durante 2 minutos un cero de tensión en Cillamayor 220 kV, al desconectar por tormenta las dos líneas asociadas. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 4, a las 16:19, se origina un cero de tensión en Lafortunada 220 kV durante 2 minutos, al desconectar por tormenta la línea a 220 kV Sabiñánigo-Lafortunada-Escalona, con reenganche en Sabiñánigo y Escalona. Se ocasiona un corte de mercado de 0,15 MWh en Laspuñas y Salinas (Huesca).

El día 5, a las 7:13, se origina un cero de tensión durante 32 minutos en barras 2 de Morata 220 kV, con motivo de la avería de interruptor en la salida a Vicálvaro. Se ocasiona un corte de

mercado en Cementera Valderribas de 17,07 MWh.

El día 9, a las 3:40, se origina durante 2 minutos un cero en barras 2 de Begues 220 kV, al cebarse un polo del interruptor de salida a Collblanc 2. Se registra un corte de mercado en la zona de 43,33 MWh.

El día 14, a las 21:12, se origina un corte de mercado de 19 MWh en Ferroatlántica, al desconectar por tormenta la línea a 220 kV Mesón-Dumbría.

El día 16, a las 10:21, se origina un corte de mercado de 0,5 MWh en el Valle de la Vera (Cáceres), al desconectar la línea ET Almaraz-Casatejada, por falsa maniobra.

El día 17, a las 3:31, se origina un cero en barras 2 del parque Vandellós 400 kV, al fallar la apertura del interruptor de salida a Begues. No hay corte de mercado ni de generación.

El día 18, a las 18:49, se origina un cero en el parque de Mondragón 220 kV, al desconectar por tormenta las dos líneas que salen del parque. Ello provoca un corte de mercado en la factoría Aceralia de 1,67 MWh.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 426 GWh, lo que representa un incremento de cerca de un 100% respecto al mes de agosto.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 99,9% (396 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN y EDF han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 349 y 0,3 GWh, respectivamente.

Con Portugal, REN ha sido el único agente que ha efectuado operaciones de venta de energía en el mercado español (5 GWh).

Con Marruecos se han realizado operaciones de exportación de energía a través del contrato de suministro de REE a ONE, que ha tenido una utilización próxima al 94% (61 GWh), y a través de la participación directa de ONE como agente externo comprador en el mercado de producción (35 GWh).

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

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

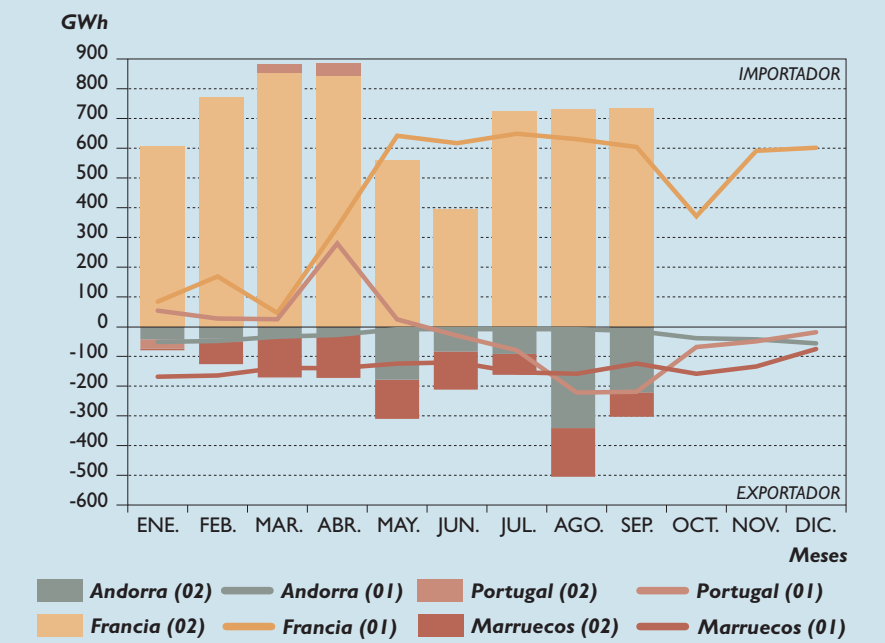


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	2,5	0,0	-2,5
España-Francia	0,2	736,5	736,3
España-Portugal	436,2	216,2	-220,0
España-Marruecos	83,4	1,1	-82,3
TOTAL	522,2	953,8	431,6

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	13,99	-2,92	42,17	57,83
Feb.	15,93	4,27	47,10	52,90
Mar.	16,52	1,69	47,05	52,95
Abr.	16,17	3,66	43,27	56,73
May.	17,25	17,67	48,11	51,89
Jun.	15,08	10,99	44,20	55,80
Jul.	14,53	13,74	43,71	56,29
Ago.	14,75	18,13	45,21	54,79
Sep.	14,31	1,22	56,36	56,36
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	15,37	7,1	45,00	55,00

- (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.

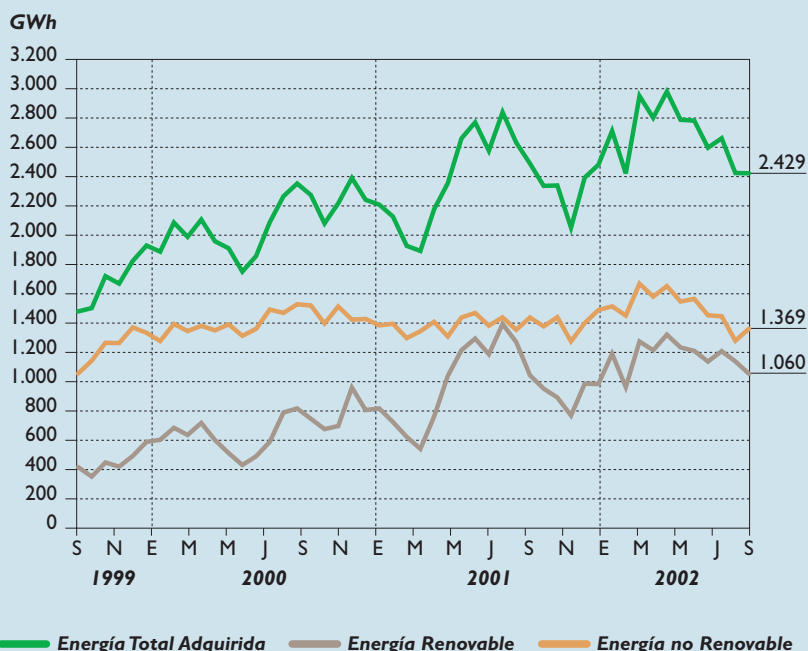


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,22 Céntimos €/kWh y mínimo de 3,34 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,81 Céntimos €/kWh y los 1,53 Céntimos €/kWh.

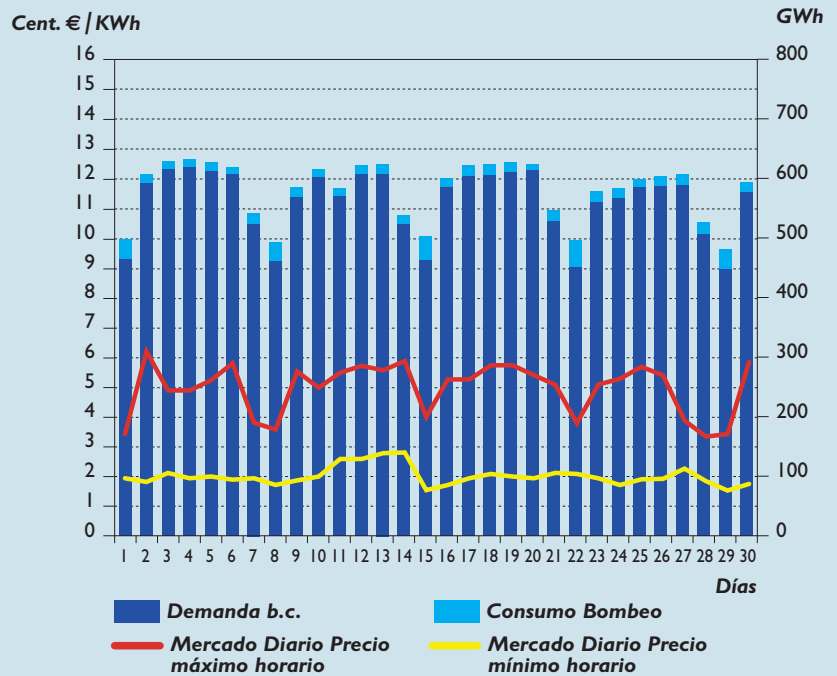
PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	15.064	84,1	Distribuidoras	9.244	51,6
- Producción Interior	14.300		- Mercado Diario	9.204	
- Importación	764		- Mercados Intradiarios	39	
Francia	743		Comercializadoras	5.203	29,0
Portugal	4		- Mercado Diario	5.158	
Marruecos	18		- Mercado Intradiarios	44	
Mercados Intradiarios	317	1,8	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	313		Demanda Bombeo	626	3,5
- Importación	4		Exportación	342	1,9
Francia	0		- Portugal	239	
Portugal	3		- Marruecos	97	
Marruecos	0		- Andorra	3	
Indisponibilidades	-92	-0,5	- Francia	4	
Operación del Sistema (1)	138	0,8	Ajuste demanda	12	0,1
TOTAL MERCADO	15.427	86,1	TOTAL MERCADO	15.427	86,1
Contratos Bilaterales (2)	2	0,0	Contratos Bilaterales (2)	2	0,0
Energía programada en Régimen Especial	2.484	13,9	Energía adquirida al Régimen Especial	2.484	13,9
TOTAL	17.913	100	TOTAL	17.913	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

Septiembre 2002

- Ninguna línea de 400 kV ha superado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.
- Durante este sólo los autotransformadores de Almaraz y de La Eliana han superado una carga media del 70% de su capacidad.

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)	15.150,1	17.012,9	123,5
Subestaciones	Posiciones	662	1.491	11
Transformación (1)	Número de unidades	111	458	-
Reactancias	Número de unidades	20	-	36
Cables	Número de Circuitos	1	-	-
Submarinos (2)	Longitud (km)	13,2	-	-
Cables	Número de Circuitos	1	18	-
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)	14.866,2	283,9
Subestaciones	Posiciones	532	130
Transformación	Nº de unidades	39	72
	MVA	20.213	27.844
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	12.686,1	48,8
Subestaciones	Posiciones	196	3	1.295	8
Transformación	Nº unidades	1	-	457	-
	MVA	63	-	15.818	-
Reactancias	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
Cable	Nº Circuitos	-	-	18	-
Subterráneo	Long. (km)	-	-	81,20	-

CUADRO 3



En 400 kV ninguna línea ha superado una carga máxima del 70% ó una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, seis líneas ha superado su carga media el 50% de su capacidad térmica de invierno: Almaraz-E.T. Almaraz, Arkale-Pasajes, Mudarra-Mudarra ID, Picón-El Emperador y Pinar-S. Roque I y 2.

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.

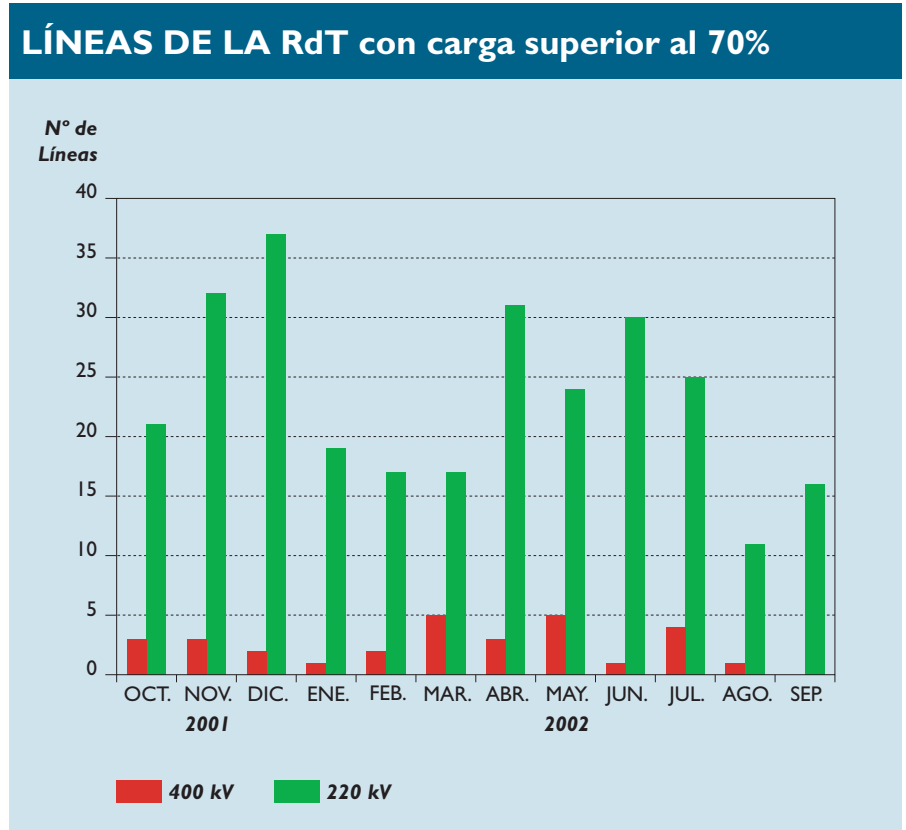


GRÁFICO 1

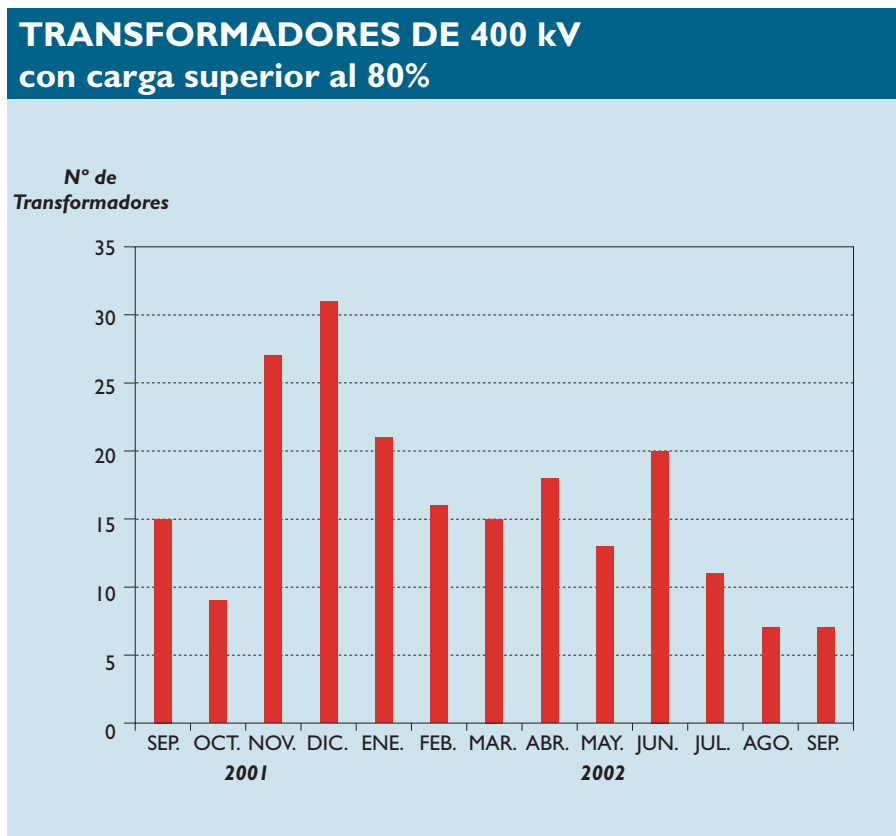


GRÁFICO 2

Este mes, dos transformadores han superado una carga media de 70% de su capacidad: el autotransformador 3 de Almaraz 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.

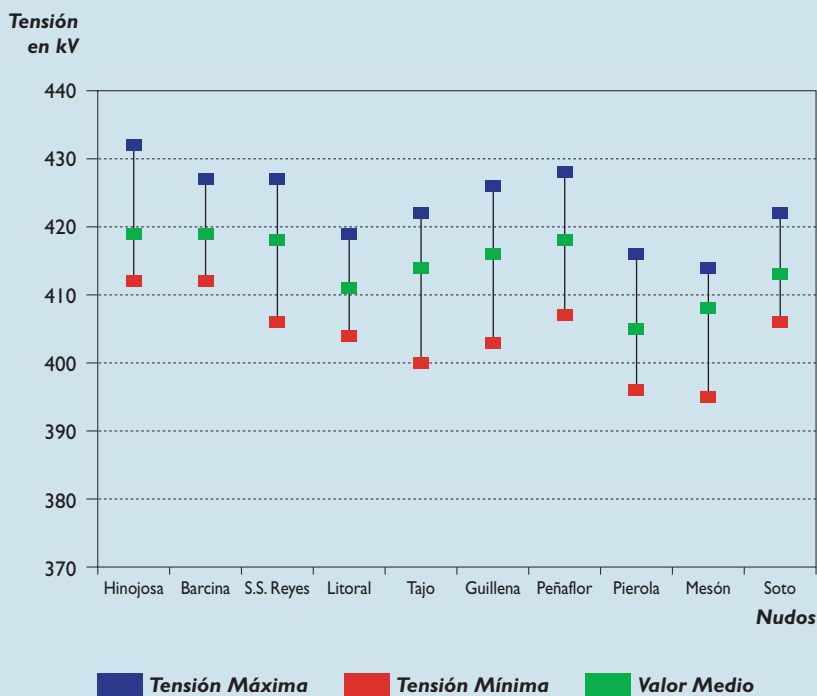
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 107.



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 397 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en las subestaciones de Vilecha y Velilla.

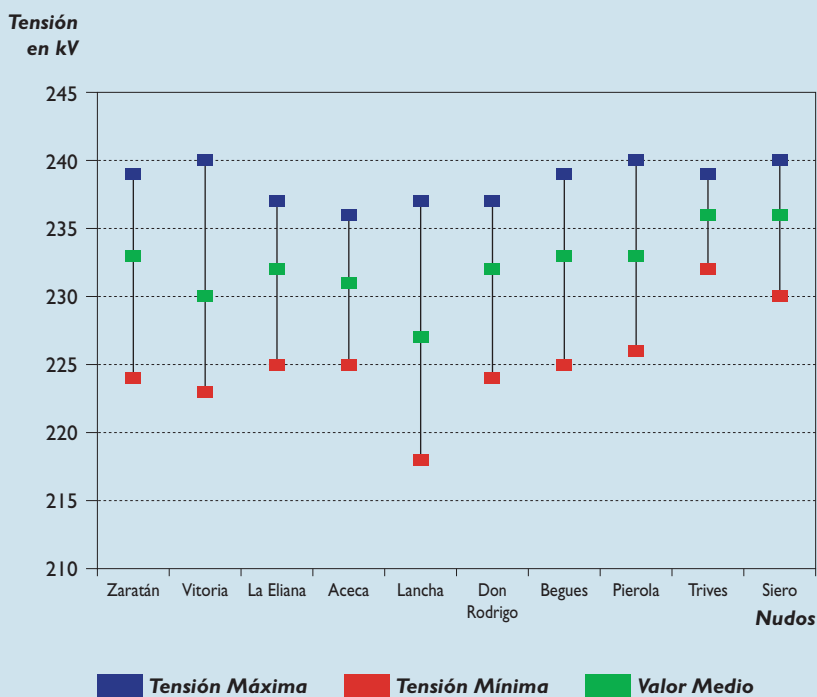
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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, se han superado los 240 kV durante más de 30 horas en las subestaciones de Valparaíso, Villanueva y Benahadux.

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 Pinar-Tajo para tendido de fibra óptica.
- Línea de 400 kV Almazán-Escatrón, para retensado de conductores y mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Almaraz-Hinojosa para mantenimiento y actuaciones singulares en nidos.
- Línea de 400 kV Galapagar-Tordesillas, Eliana-Plana I y Trillo-Olmedilla I para mantenimiento de elementos 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.

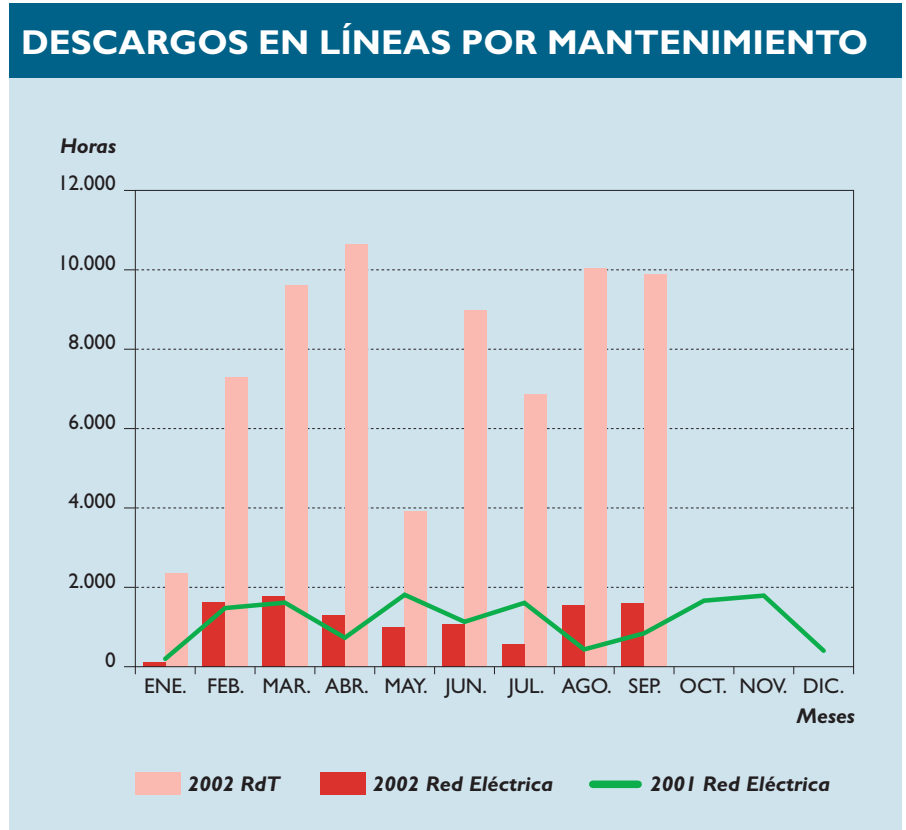


GRÁFICO 5

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	18	1.056,9	26	3.081,7	8	139,5	3	177,6
220 kV	7	536,2	6	1.786,3	0	0	0	0,0
< 220 kV	0	0,0	2	51,8	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 400 kV Galapagar-Moraleja para mantenimiento y cambio de separadores.
- Línea de 400 kV Narcea-Soto para pintura de apoyos.
- Línea de 220 kV Aguayo-Garofía, para sustituir grapas y transformar suspensiones en dos apoyos.
- Línea de 220 kV Biescas-Pragneres para mantenimiento de línea.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Aldeadávila posición Villarino para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Villarino posición Aldeadávila para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Escatrón, posición Almazán, para revisión detallada del interruptor.
- Subestación de 400 kV Eliana posición Plana I para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV Olmedilla posición Trillo 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.

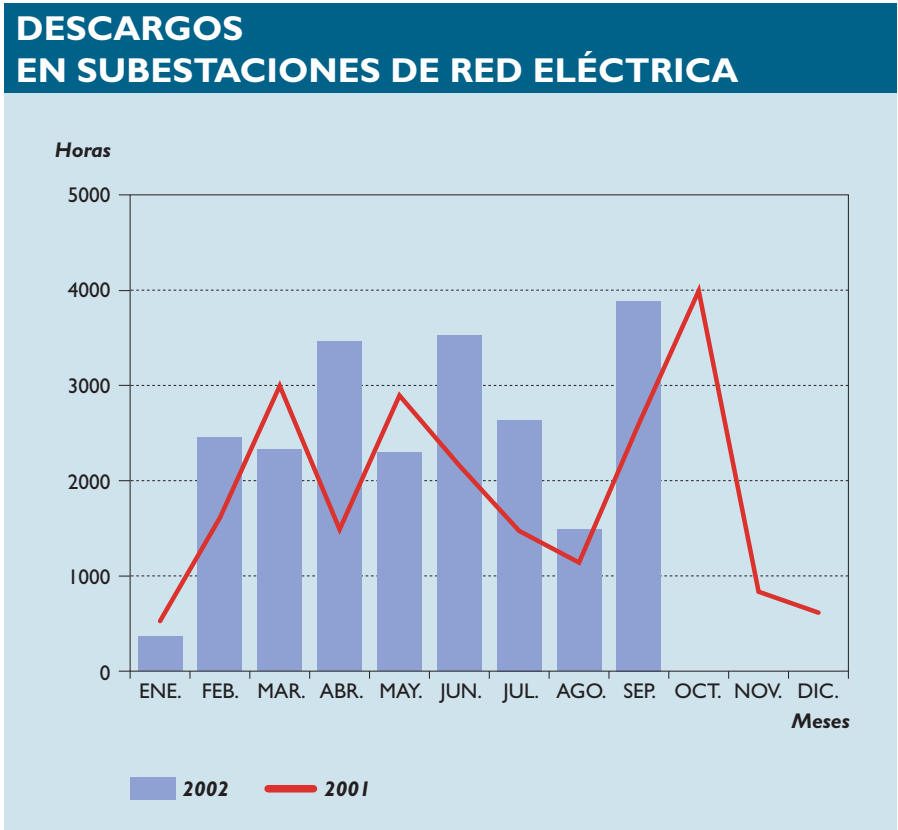


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	2.760	758	3.518
Barras	165	202	367
TOTAL	2.925	960	3.885

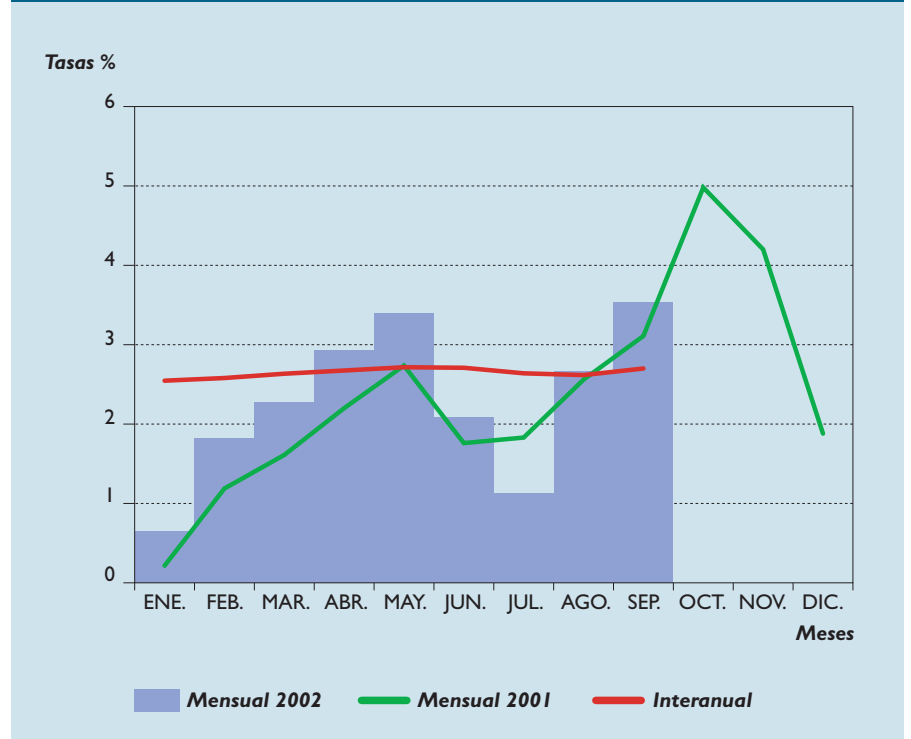
CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Herrera posición adyacente a barras 2 de Barcina para modificar el mando del interruptor.
- Subestación de 220 kV Aguayo posición Garoña, para revisión de seccionadores.
- Subestación de 220 kV Lomba posición Sobradelo, para revisión de la posición.

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



EVOLUCIÓN DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



La indisponibilidad de las líneas indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio.

GRÁFICO 7

TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	%	
	Mensual	Interanual
Mantenimiento Preventivo	0,8564	0,6082
Indisponibilidades Fortuitas	0,0266	0,0625
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,8830	0,6707
Por Otras Causas	2,6446	2,0264
TOTAL	3,5276	2,6971

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

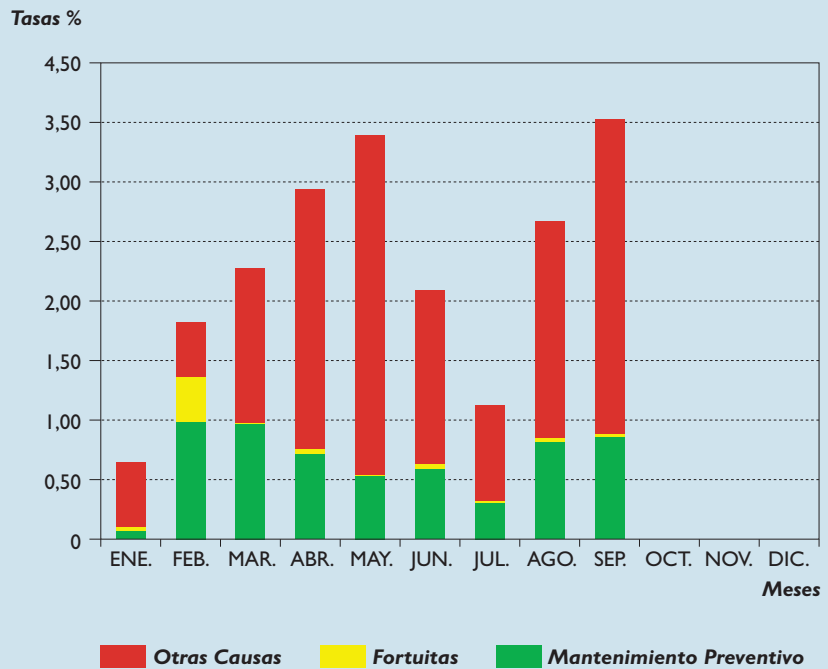
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	Subestaciones	Agentes Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	2	46
	220 kV	0	10	170
	< 220 kV	0	0	4
Transformadores	400/220/132 kV	0	5	14

Duración		Duración		
		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	3	18	27
	220 kV	6	73	101
	< de 220 kV	0	2	2
Transformadores	400/220/132 kV	2	17	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de septiembre se han registrado seis cortes de mercado en la red de transporte, todos en instalaciones ajenas a REE. El primero de ellos, de 0,15 MWh, tuvo lugar en Aragón debido a agentes atmosféricos. El segundo tuvo lugar en Madrid debido a un fallo de equipos y supuso una energía interrumpida de 17,07 MWh. En Cataluña se produjo otro, de 43,33 MWh y debido también a un fallo de equipos. El cuarto, debido a agentes atmosféricos y de 19 MWh, tuvo lugar en Galicia. El quinto fue de 0,50 MWh en Extremadura debido a un error humano. El último sucedió en el País Vasco y supuso una energía no suministrada de 1,67 MWh debido a agentes atmosféricos.

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.

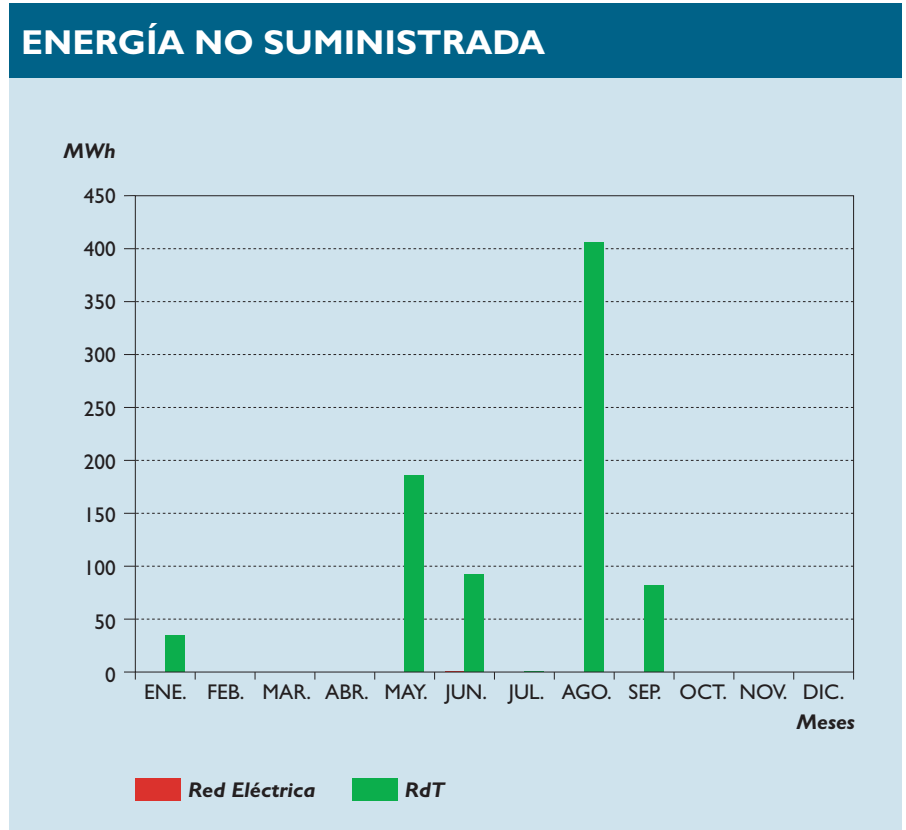


GRÁFICO 9

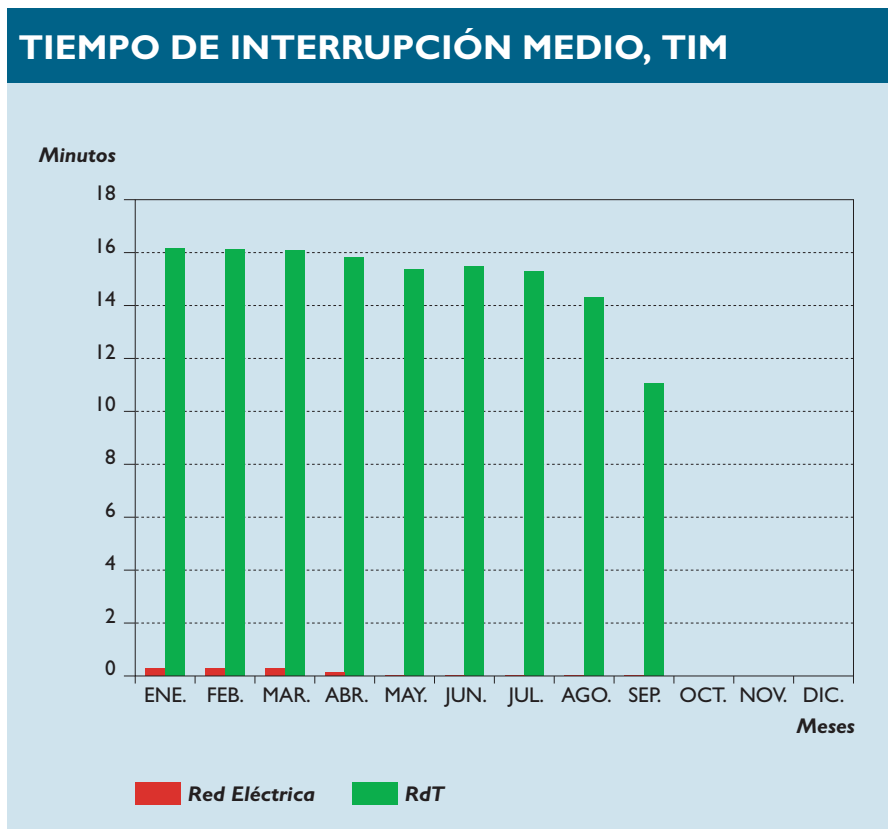


GRÁFICO 10

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 11,050 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