

Informe Mensual

SEPTIEMBRE 2003



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: 30-09-2003. 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 2003

- La demanda de energía eléctrica en el mes de septiembre alcanzó los 17.863 GWh, con un crecimiento del 5,5% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 4,4%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 10,1% por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 51,2% de su capacidad total, segundo valor más alto registrado en un mes de septiembre desde 1980.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.799	40,7	28.959	94,3	36.583	77,0
NUCLEAR	4.189	-12,5	45.540	-0,9	62.597	0,9
Hulla + Antracita	3.594	3,9	27.701	-12,7	36.292	-15,4
Lignito Pardo	1.348	2,0	10.438	-13,5	14.019	-13,0
Lignito Negro	721	-13,1	5.936	-21,6	7.974	-19,7
Carbón Importación	1.256	7,5	10.105	1,8	13.371	-0,9
TOTAL CARBÓN	6.919	2,1	54.179	-11,6	71.656	-13,1
Gas Natural	2.750	48,2	13.994	67,9	17.439	73,1
Fuel-Oil	392	-36,5	3.639	-60,4	4.441	-64,5
PRODUCCIÓN BRUTA	16.048	4,8	146.310	4,7	192.716	2,7
Consumos Producción	736	5,6	6.070	-4,3	8.073	-5,1
PRODUCCIÓN NETA	15.312	4,7	140.240	5,2	184.643	3,0
Adquirida Autoproduct.	2.812	13,5	27.835	12,0	37.767	15,7
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	18.124	6,0	168.075	6,2	222.410	5,0
Consumos en Bombeo	428	-28,5	3.563	-30,5	5.393	-15,6
Saldo Internacional	167	-	1.355	-	2.390	-55,1
DEMANDA	17.863	5,5	165.868	5,4	219.407	4,1

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	
	2002			2003										
Hidroeléctrica	1.366	2.042	4.216	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.339	2.030	1.594	1.799	36.583	
Térmica Nuclear	5.635	5.604	5.818	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.660	5.652	5.389	4.189	62.597	
Térmica Convencional	8.440	7.534	5.750	6.054	6.922	6.560	5.684	6.588	9.641	10.262	10.041	10.061	93.537	
PRODUCCION BRUTA	15.441	15.180	15.784	17.343	16.344	15.803	14.146	15.019	16.640	17.944	17.024	16.048	192.716	
Consumos Producción	717	673	612	634	618	623	554	603	727	792	783	736	8.073	
PRODUCCION NETA	14.724	14.507	15.172	16.709	15.726	15.180	13.592	14.416	15.913	17.152	16.241	15.312	184.643	
Adquirida Autoprod.	3.103	3.260	3.569	3.775	3.357	3.100	3.270	3.161	2.845	2.924	2.591	2.812	37.767	
PROD. TOTAL NETA	17.827	17.767	18.741	20.484	19.083	18.280	16.862	17.577	18.758	20.076	18.832	18.124	222.410	
Consumos en Bombeo	576	570	684	587	380	369	219	266	416	420	480	428	5.393	
Saldo Internacional	298	491	246	26	51	247	-37	134	409	237	120	167	2.390	
DEMANDA	17.550	17.688	18.303	19.922	18.755	18.157	16.607	17.445	18.751	19.895	18.472	17.863	219.407	
Δ % Mensual	4,9	-0,7	-3,0	3,1	10,5	3,1	-2,3	1,6	8,1	7,9	11,5	5,5	-	
Δ % 365 días	4,2	3,7	2,6	2,3	3,0	3,0	2,1	2,0	2,6	2,9	3,9	4,1	4,1	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh MAYO 2003												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	130	2.032	3.676	5.137	333	4.572	74	0	3.092	1.245	3.681	23.972
Térmica Nuclear	3.444	11.535	4.789	32.487	—	—	0	336	0	0	2.269	54.860
Térmica Convencional	2.574	26.680	9.112	2.357	3.538	18.106	271	6.919	638	1.922	227	72.344
PROD.TOTAL NETA I	6.148	40.247	17.577	39.981	3.871	22.678	345	7.255	3.730	3.167	6.177	151.176
Saldo Internacional	676	579	134	-6.067	116	4.366	246	1.497	277	279	-1.380	723
Consumos en Bombeo	137	597	266	688	81	861	89	0	144	36	306	3.205
DEMANDA 2												
Mensual	6.687	40.229	17.445	33.226	3.906	26.183	502	8.752	3.863	3.410	4.491	148.694
Δ %	0,9	-0,2	1,6	-0,9	6,9	1,5	0,8	0,6	6,0	4,8	-2,6	0,6
Año Móvil	84.008	503.770	213.158	440.566	48.314	313.253	6.070	109.017	51.262	41.526	58.733	1.869.677
Δ %	1,7	1,7	2,0	1,0	2,0	2,0	1,7	0,8	-3,0	2,8	0,8	1,4
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 programados horarios comprendidos entre los 490 MW y 6.005 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 7.579 MW y máximo de 10.008 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.682 MW y un máximo de 7.740 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 250 MW y un máximo 1.791 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.070 MW y los 4.459 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 5.687 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

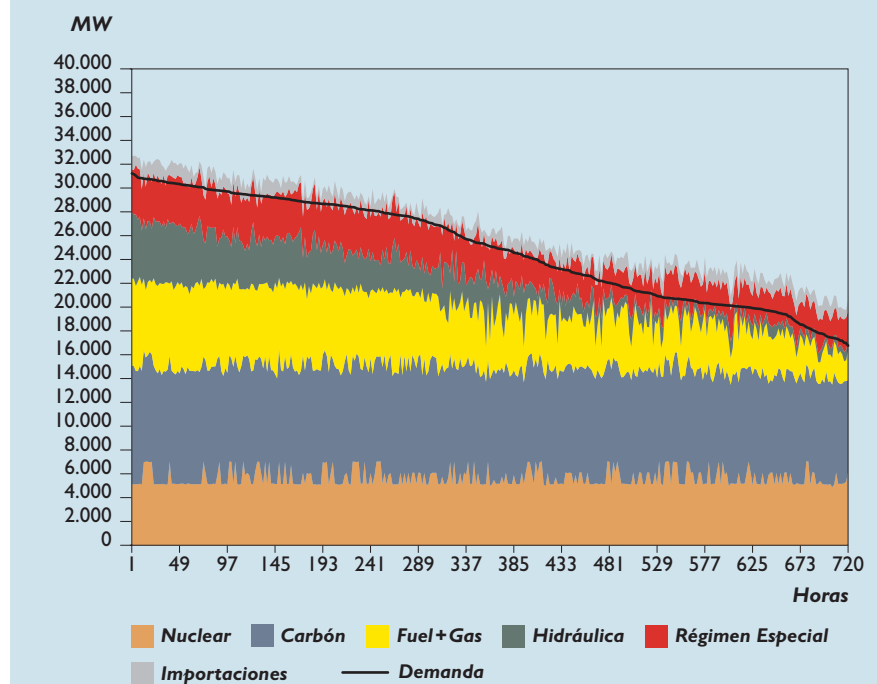


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

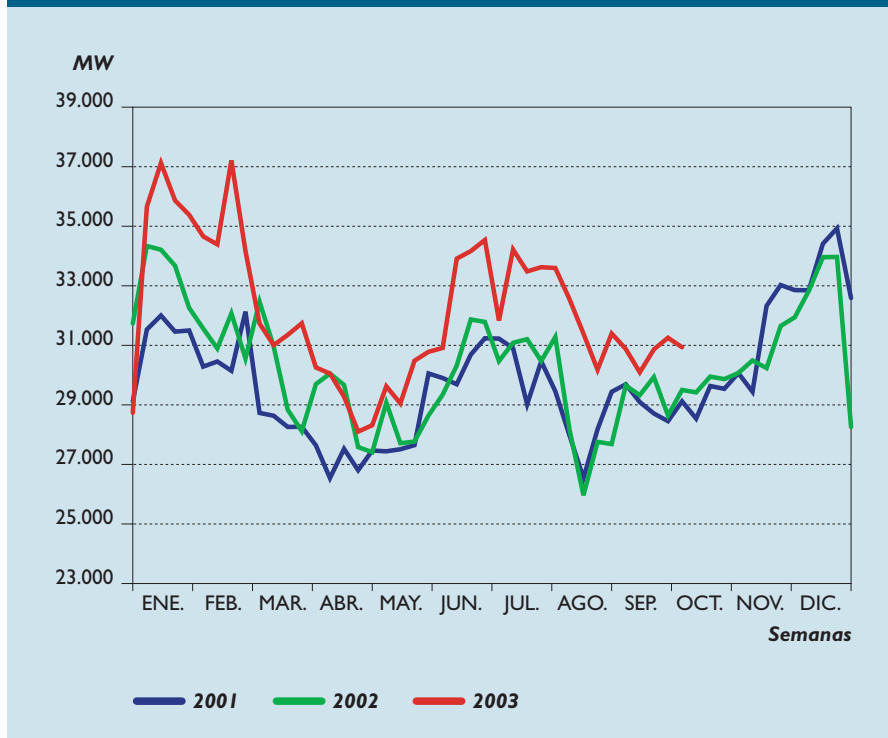


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 25 con 31.257 MW a las 22 horas. Este valor es superior en 1.241 MW al máximo registrado en el mes de septiembre de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 5,5%. En septiembre, las temperaturas fueron más altas que las del año anterior, aportando 0,4 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,7 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	17.863	5,5
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,7
Efecto Temperatura (3)		0,4
Efecto Act. Económica y Otros		4,4
Acumulado Año		
Demanda Total	165.868	5,4
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,3
Efecto Temperatura (3)		1,0
Efecto Act. Económica y Otros		4,1

(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 periodo 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)

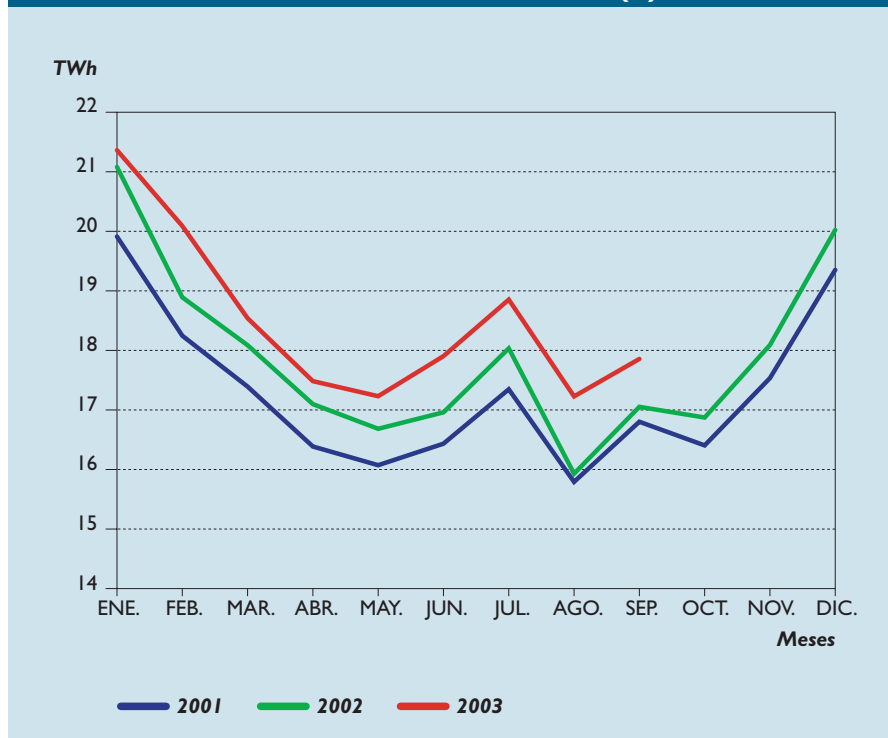


GRÁFICO 3

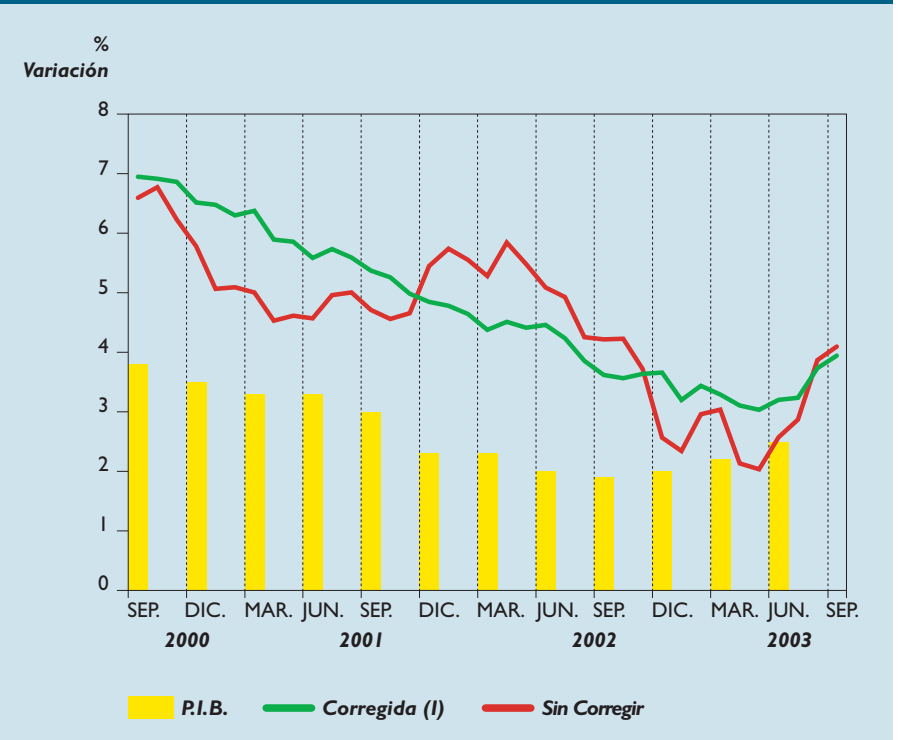
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,4%, superior en 2,7 puntos al crecimiento experimentado en septiembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,1%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 3,9% en el mismo período. Este crecimiento es superior al experimentado desde principios del año 2003.

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

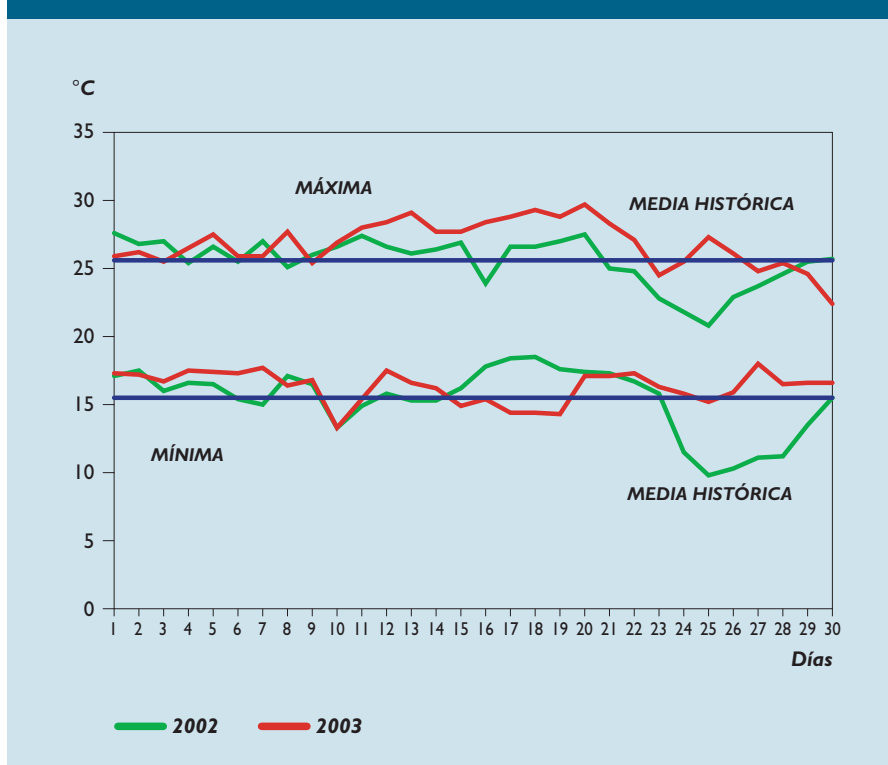


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de septiembre fue de 21,6 °C, superior en un grado a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las registradas en septiembre de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 26,8 °C, superior a los 25,5 °C registrados en septiembre del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 16,3 °C frente a los 15,4 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 25 GWh, superior en 4 GWh al valor característico de un mes de septiembre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico el mes ha sido húmedo, registrándose un producible mínimo de 11 GWh el día 20 y un máximo de 61 GWh el día 10.

(I) «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

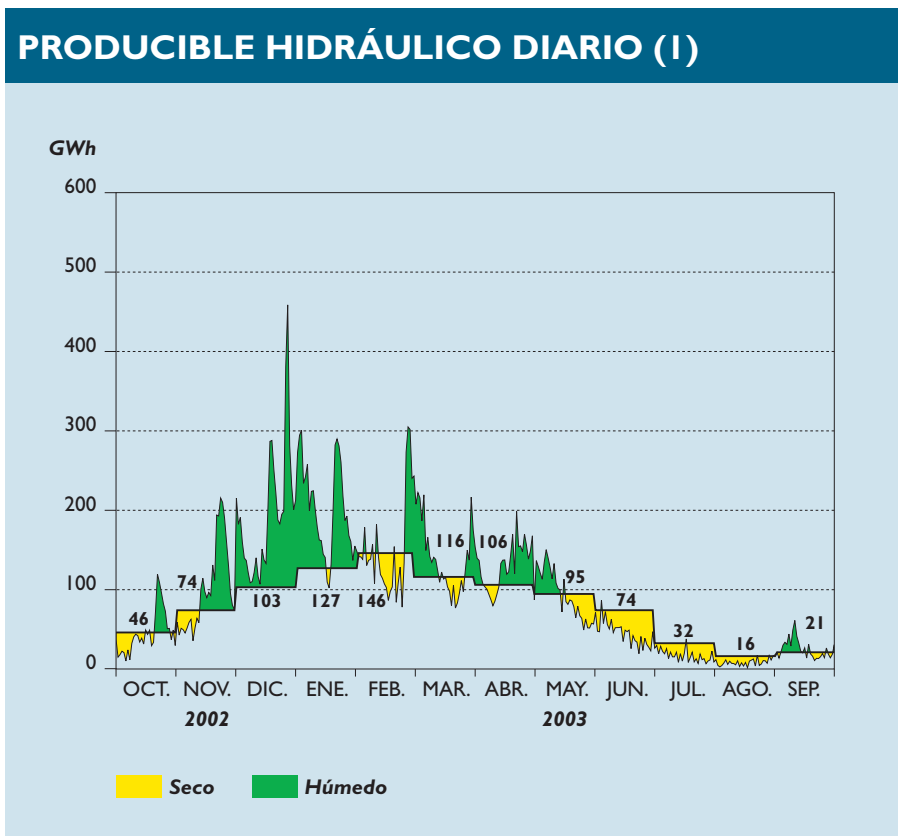


GRÁFICO 6

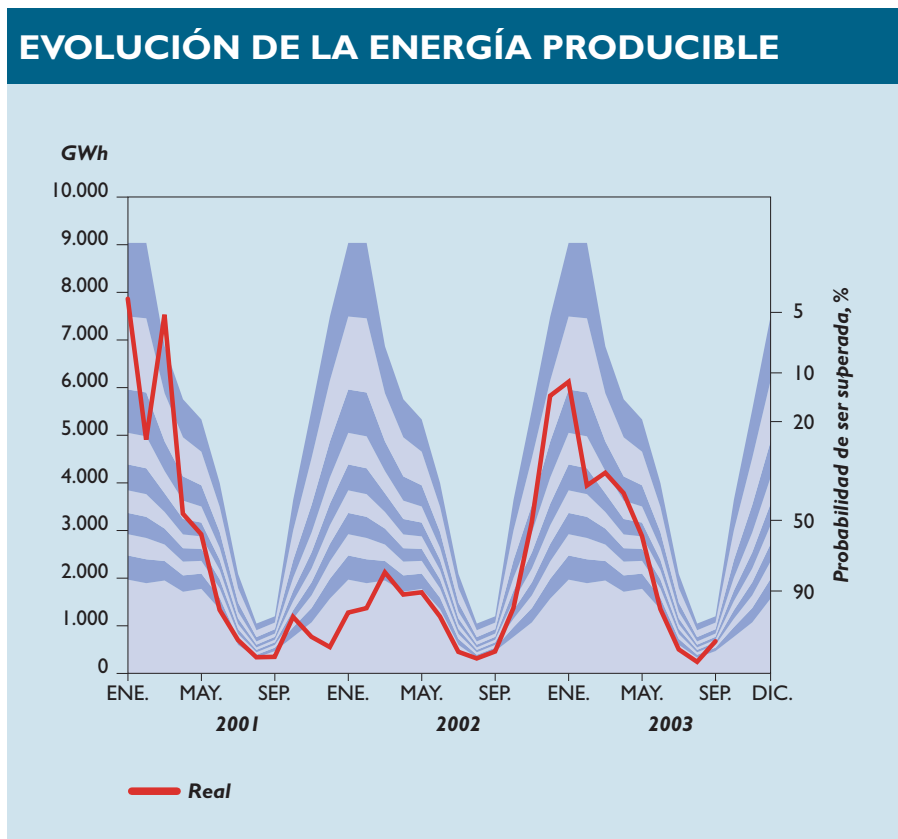


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,19 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 32%.

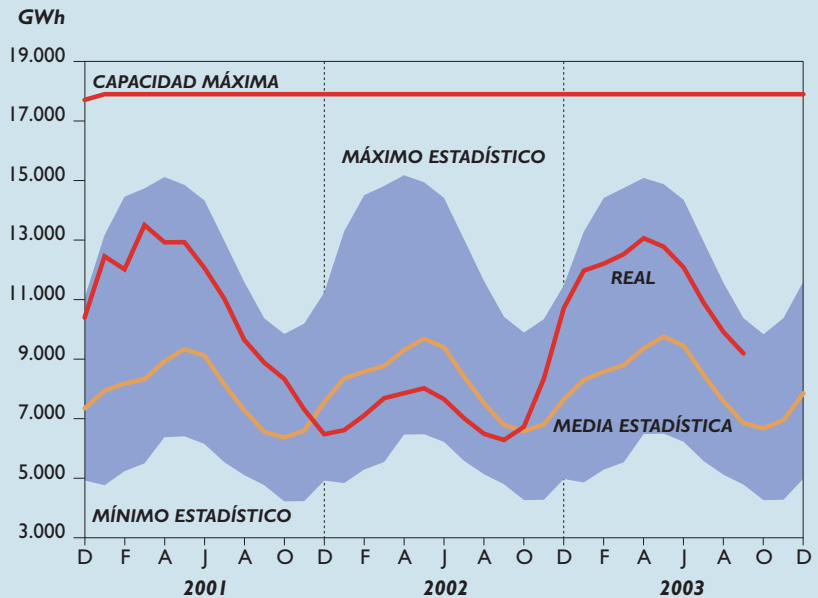
En los nueve primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,07 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 38%.

(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 período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 51,2% de su capacidad, superior en 16,1 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

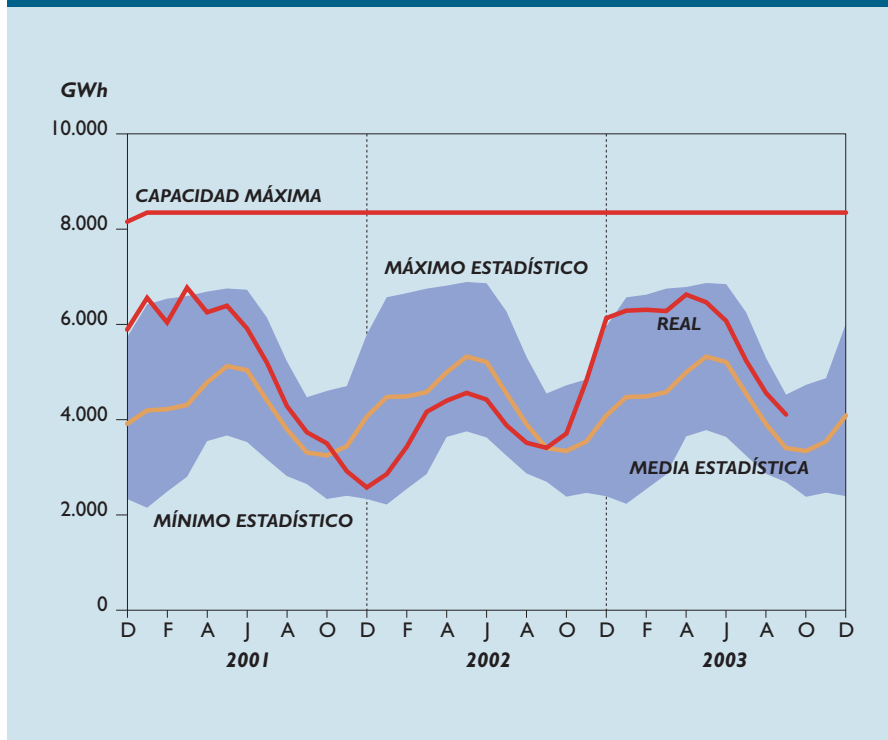


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 49,2%; 5,4 puntos menos que en el mes de agosto. Es el segundo valor más alto registrado en un mes de septiembre desde 1977.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 52,9% de su capacidad, inferior en 3,1 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

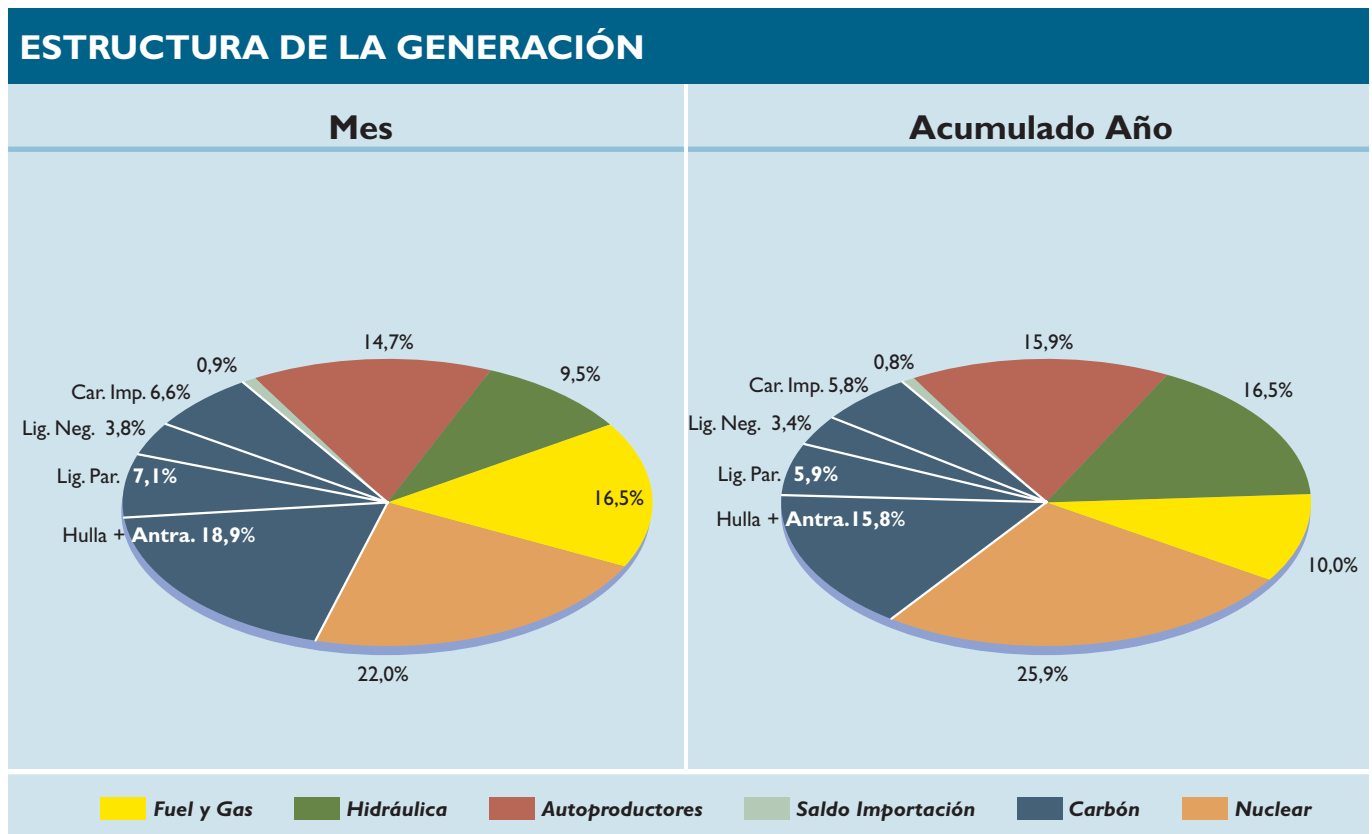


GRÁFICO 10

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

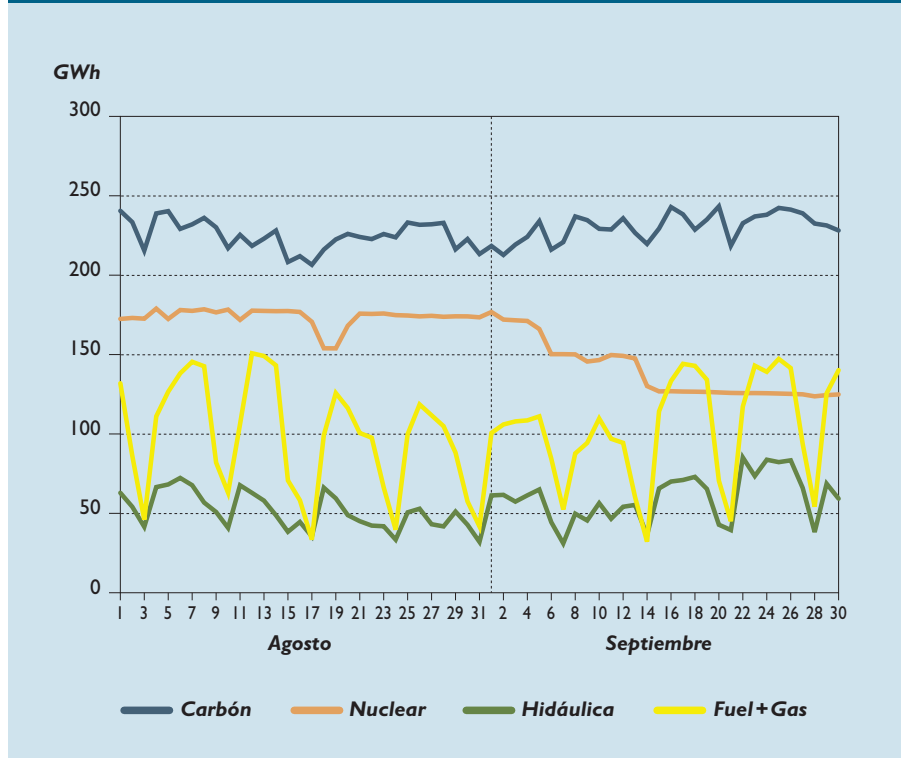


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 243 GWh y un mínimo de 213 GWh; la hidráulica entre 85 GWh y 46 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 147 GWh y mínimo de 88 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 140 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	SEPTIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,82	0,11	0,07	0,91	0,07	0,02
Hulla + Antracita	0,93	0,00	0,07	0,90	0,01	0,09
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,94	0,04	0,02
Lignito Negro	0,81	0,10	0,09	0,86	0,07	0,07
Carbón Importación	0,95	0,00	0,05	0,92	0,04	0,04
TOTAL CARBÓN	0,93	0,01	0,06	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,89	0,00	0,11	0,82	0,03	0,15

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

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
28	S.E. 220 kV Orgiva L-220 kV Orgiva-Benahadux L-220 kV Orgiva-Gabias	Configuración de simple barra Desaparece la L-220 kV Benahadux-Gabias

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 1 de madrugada y debido a tormentas en la zona, se producen disparos de transformadores de las SS.EE de Badalona, Trinitat y Mataró. Según la compañía distribuidora (FECSA-Endesa) se han visto afectados 16.070 clientes de 1:07 horas a 1:10 horas, 18.639 clientes de 1:12 horas a 1:15 horas y 50.000 clientes de 1:55 horas a 3:21 horas.

El día 1 y debido a tormentas, a las 16:52 horas se produce el disparo del AT-2 132/45 kV de SE La Oportuna, reponiéndose a 17:02 horas. Esto provoca un corte de mercado en la

provincia de Teruel de unos 5 MW que afecta a unos 10.000 clientes de los pueblos de Crivillén y Alcorisa.

El día 16 a las 10:03 horas se produce en la subestación de 220 kV de Prosperidad salida a Hortaleza una recepción de teledisparo provocado durante la realización de trabajos para reparar la protección diferencial de Barras de la subestación de Hortaleza. Como consecuencia del disparo se produce un corte de mercado de 55 MW durante 1,5 minutos, que afectó a parte del barrio de Prosperidad de la ciudad de Madrid.

El día 21 se produce el disparo de la línea de 220 kV Eriste-Sesue. A las 00:30 horas y como consecuencia se produce un corte de mercado de 1 MW, durante 18 minutos, que afectó a unos 2.000 abonados, todos ellos de las localidades situadas en el Valle de Benasque.

El día 22 de 11:08 a 11:10 horas se produce un cero de tensión en la subestación de 220 kV El Ingenio, mientras se estaba trabajando en el TF4. Como consecuencia se produce un corte de mercado de 25MW durante 2 minutos.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 159 GWh, lo que representa un incremento de un 38% respecto al saldo del mes pasado (115 GWh).

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 89% (352 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, ATEL, EDF, EGL, ENDESA GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 210, 50, 32, 1, 1, 1 y 0,01 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA y EGL ESPAÑA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación, por un valor de 68, 6, 5, y 0,5 GWh.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ENDESA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, REN, ENDESA GENERACIÓN e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 110, 109, 107, 36, 31, 18 y 18 GWh, respectivamente.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de exportación de energía a través de la participación directa de ONÉ como agente externo comprador en el mercado de producción español (123 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 5 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

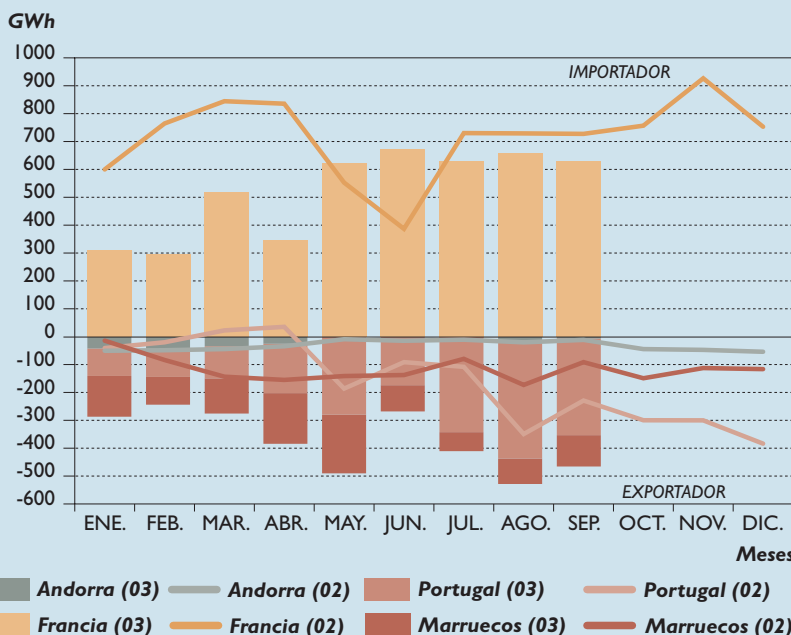


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	5,1	0,0	-5,1
España-Francia	17,7	649,5	631,8
España-Portugal	543,5	196,4	-347,1
España-Marruecos	113,4	0,8	-112,6
TOTAL	679,7	846,7	167,0

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾	Energía ⁽³⁾	
			Renovable	No Renov.
Ene.	18,95	37,11	43,66	56,34
Feb.	17,90	21,39	43,90	56,10
Mar.	17,07	3,76	42,53	57,47
Abr.	19,69	16,03	42,26	57,74
May.	18,12	2,67	40,95	59,05
Jun.	15,17	5,45	41,76	58,24
Jul.	14,70	5,64	40,58	59,42
Ago.	14,03	2,99	50,40	49,60
Sep.	15,74	13,52	51,99	48,01
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	16,78	11,96	44,04	55,96

(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.

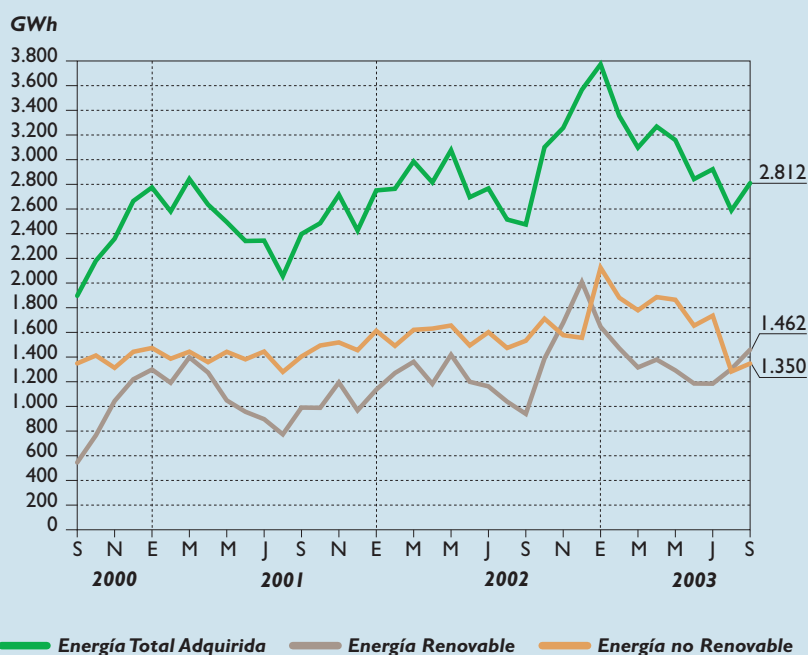


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,250 c€/kWh y mínimo de 3,600 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,266 c€/kWh y los 1,621 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

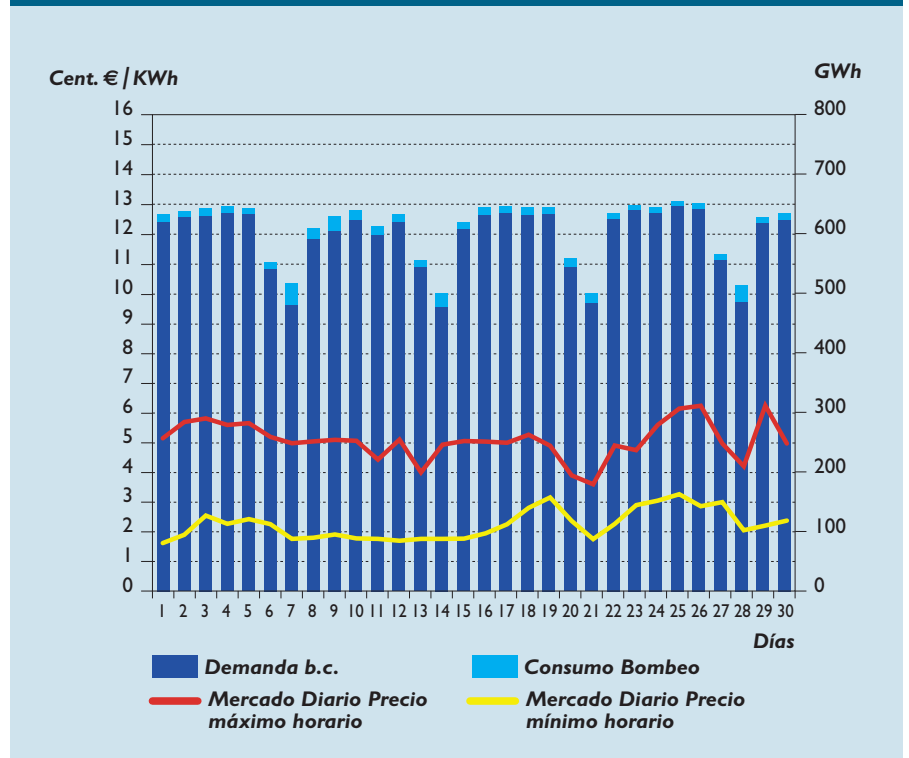


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	16.515	86,1	Distribuidoras	10.058	52,5
- Producción Interior	15.865		- Mercado Diario	10.075	
- Importación	650		- Mercados Intradiarios	-17	
Francia	628		Comercializadoras	5.790	30,2
Portugal	22		- Mercado Diario	5.618	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	171	
Mercados Intradiarios	339	1,8	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	289		Demanda Bombeo	488	2,5
- Importación	50		Exportación	570	3,0
Francia	1		- Portugal	428	
Portugal	50		- Marruecos	125	
Marruecos	0		- Andorra	5	
Indisponibilidades	-44	-0,2	- Francia	12	
Operación del Sistema (1)	22	0,1	Ajuste demanda	-74	-0,4
TOTAL MERCADO	16.832	87,8	TOTAL MERCADO	16.832	87,8
Contratos Bilaterales (2)	36	0,2	Contratos Bilaterales (2)	36	0,2
Energía programada en Régimen Especial	2.304	12,0	Energía adquirida al Régimen Especial	2.304	12,0
TOTAL	19.172	100	TOTAL	19.172	100

(1) Regulación, restricciones, desvíos, mecanismo excepcional de resolución.
(2) Según PBF; Programa Base de Funcionamiento

CUADRO 7





RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Red de Transporte

INFORME MENSUAL

Septiembre 2003

- El 97% de las medidas de 400 kV están comprendidas entre los 400 y 430 kV. En 220 kV el 96% de las medidas están en el intervalo de 220 a 240 kV.
- Se ha puesto en servicio la nueva subestación a 220 kV Orgiva, y la entrada/salida en dicha subestación de la L-220 kV Benahadux-Gabias.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.047	16.494 (*)
Subestaciones	Posiciones	747	1.729
Transformación (I)	Número de unidades	85	1
Reactancias	Número de unidades	21	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2	-

(I) Solamente se consideran los transformadores pertenecientes a la Red de Transporte.

(*) Incluye cable subterráneo.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
Líneas	Longitud (km)	15.557	205	15.762	285
Subestaciones	Posiciones	610	42	652	95
Transformación	Nº de unidades	43	10	53	32
	MVA	22.463	4.440	26.903	16.506
Reactancias	Nº de unidades	20	1	21	-
	MVAr	3.000	150	3.150	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2	-	2	-

(*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.410	6.853 (I)	11.263	5.231 (I)
Subestaciones	Posiciones	213	888	1.101	628
Transformación	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
Reactancias	Nº de unidades	9	7	16	26
	MVAr	550	308	858	1.656

(*) Pendiente de revisión por inventario de adquisición de activos a Endesa y Unión Fenosa.
(I) Incluido cable subterráneo

CUADRO 3



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

En 220 kV, veintiuna líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y cuatro de ellas han alcanzado una carga media superior al 50%.

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.

LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%

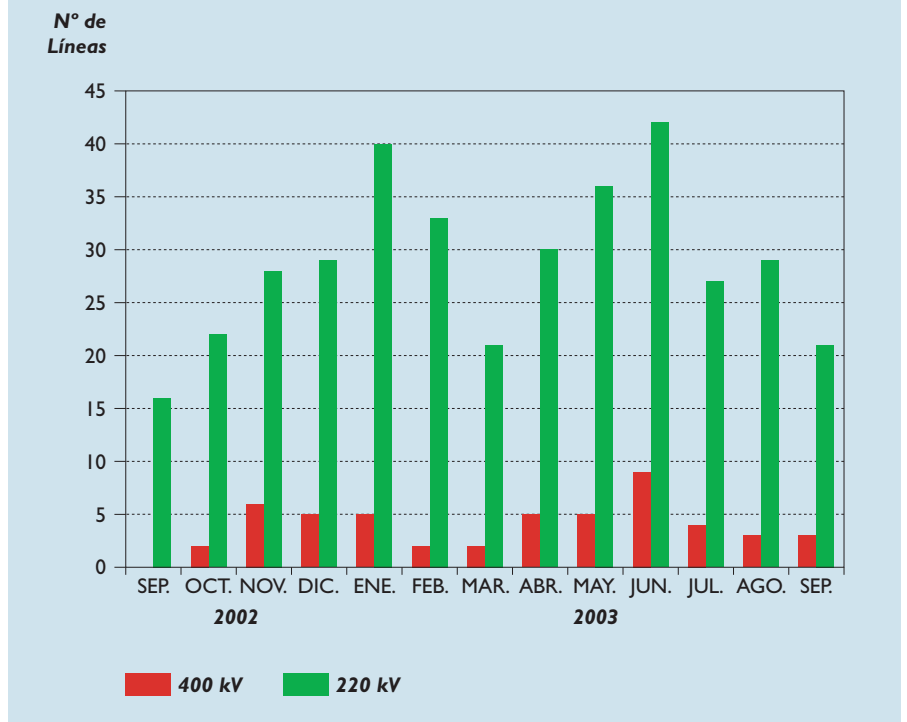


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

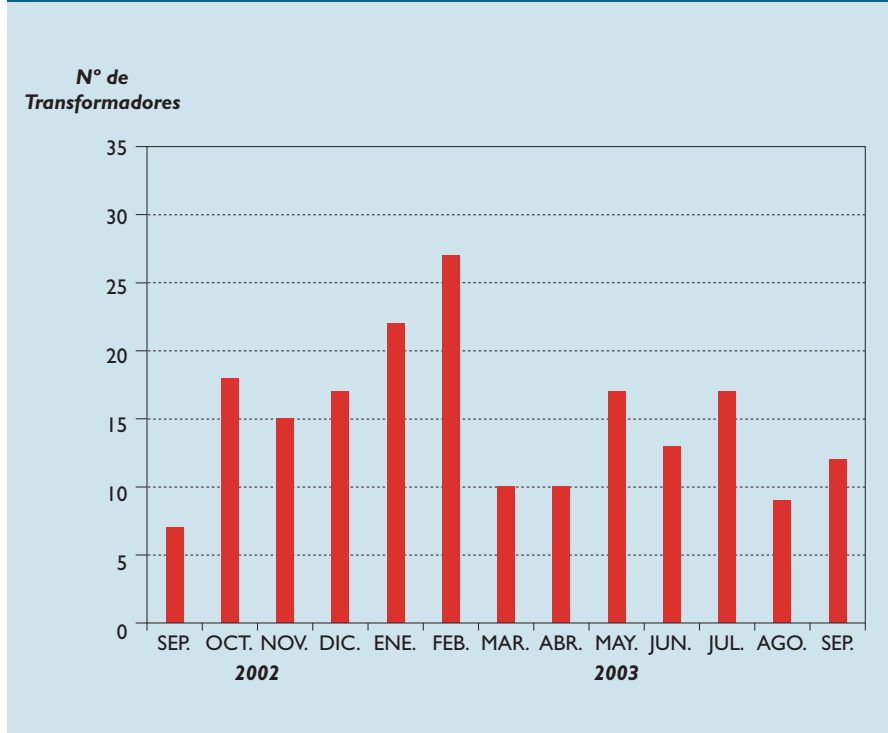


GRÁFICO 2

Este mes doce transformadores han superado una carga máxima del 80%, cuatro de ellos registran una carga media superior al 65%. Estos cuatro transformadores son de la zona Centro.

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.

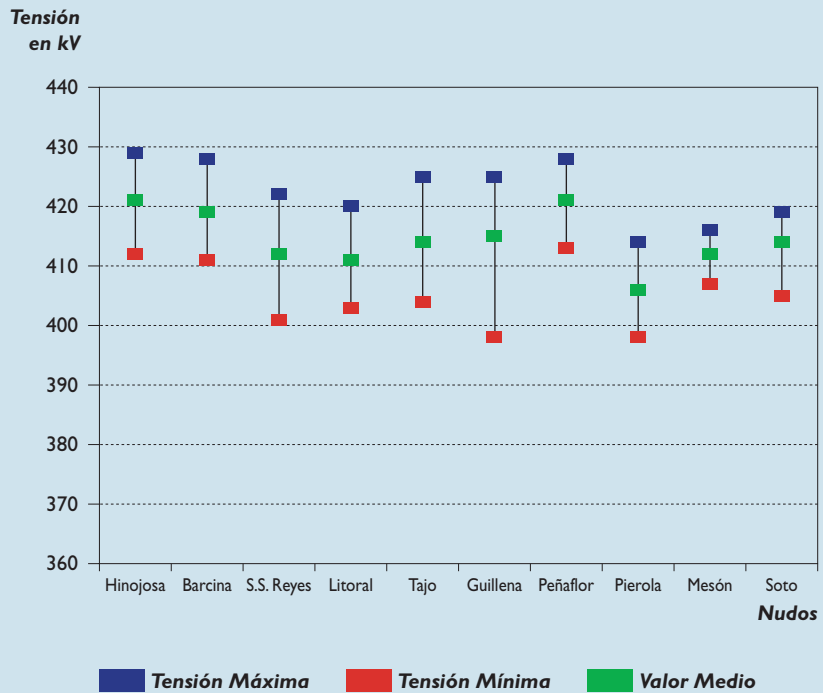


3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 438 kV de Pinilla y Trillo y los 388 kV de Sallente.

El 30% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 24% entre 420 y 425 kV. Tan sólo el 2% de las medidas superan los 430 kV.

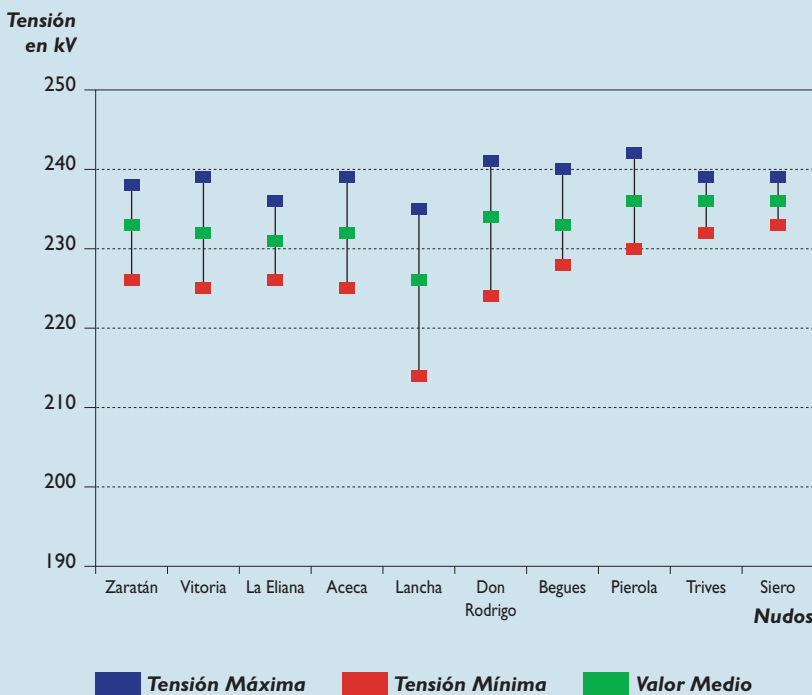
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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, las tensiones han variado entre 249 kV registrados en Benhadux y los 197 kV en Cartuja. El 43% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 32% entre 235y 240 kV. Un 3% de las medidas superan los 240 kV.

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

GRÁFICO 4



- Líneas de 400 kV Mequinenza-Rubí y Calders-Sentmenat para mantenimiento de las líneas.
- Línea de 400 kV Grijota-Herrera para mantenimiento de elementos de la línea y tala de arbolado.
- Línea de 400 kV Pinar-Tajo I para sustituir cadena rota.
- Línea de 400 kV Pinar-Tarifa para limpiar aisladores.
- Líneas de 220 kV Emperador-Picón y Aceca-Mora para mantenimiento de las líneas.
- Línea de 220 kV Sabiñánigo-Biescas para mantenimiento y retensado de conductores.

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.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

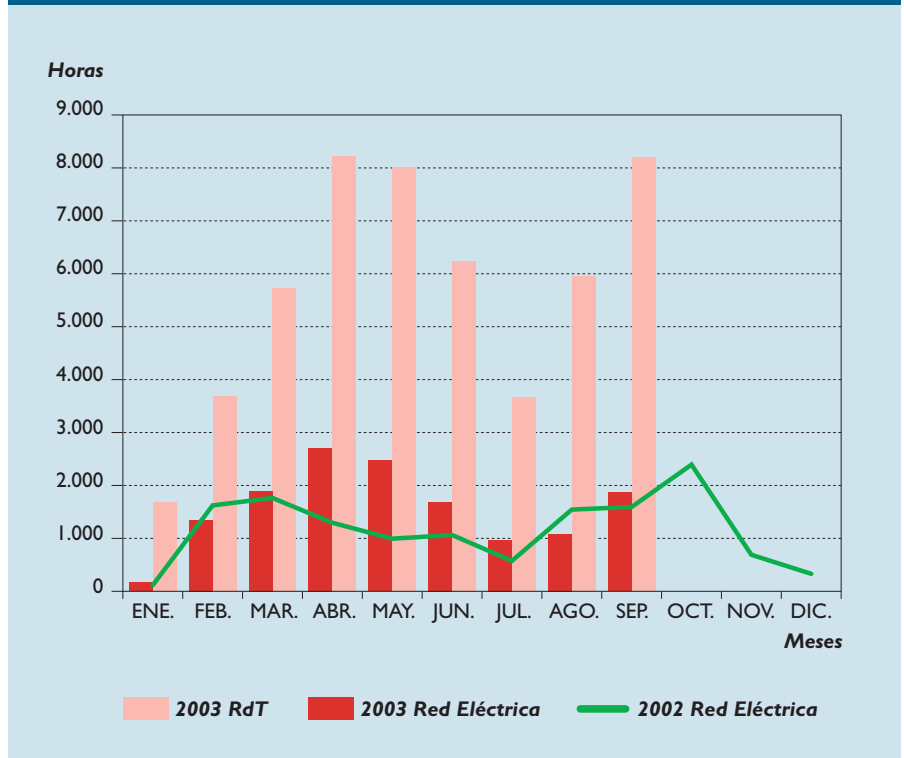


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	1.012	2.784	175	220
220 kV	846	1.042	0	0
< 220 kV	10	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Caparacena, posición adyacente a barras 2 de la salida Litoral para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Guillena, posiciones adyacentes a barras de la calle de los trafos para revisar los interruptores.
- Subestación de 400 kV Robla, posición adyacente a barras 2 de la salida Velilla para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Romica, posición central de la calle de Olmedilla para revisar el interruptor.

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

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

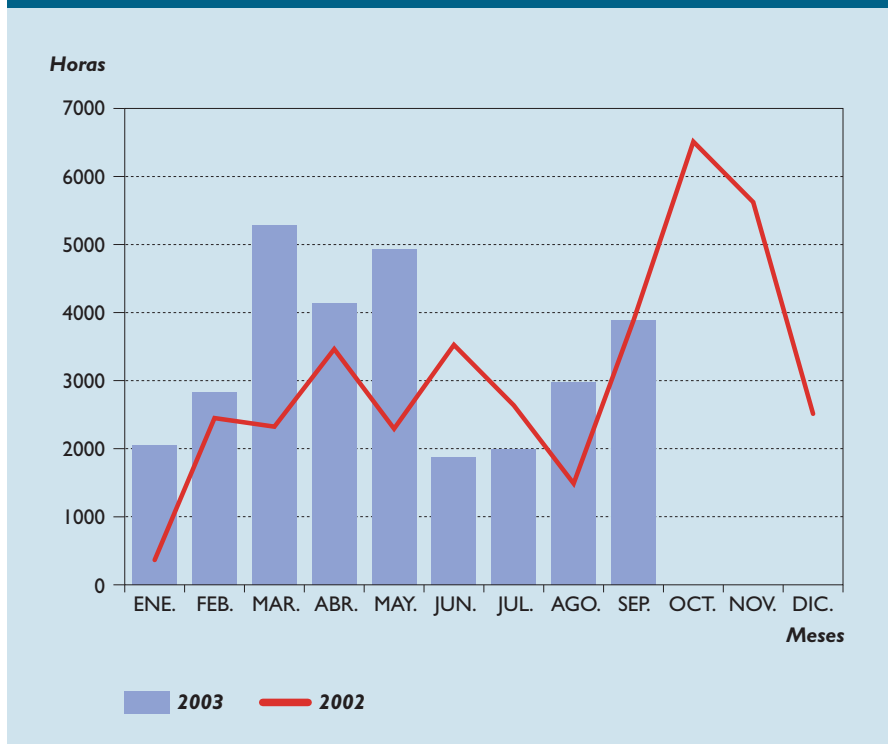


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	3.215	422	3.637
Barras	163	89	252
TOTAL	3.378	511	3.889

CUADRO 5

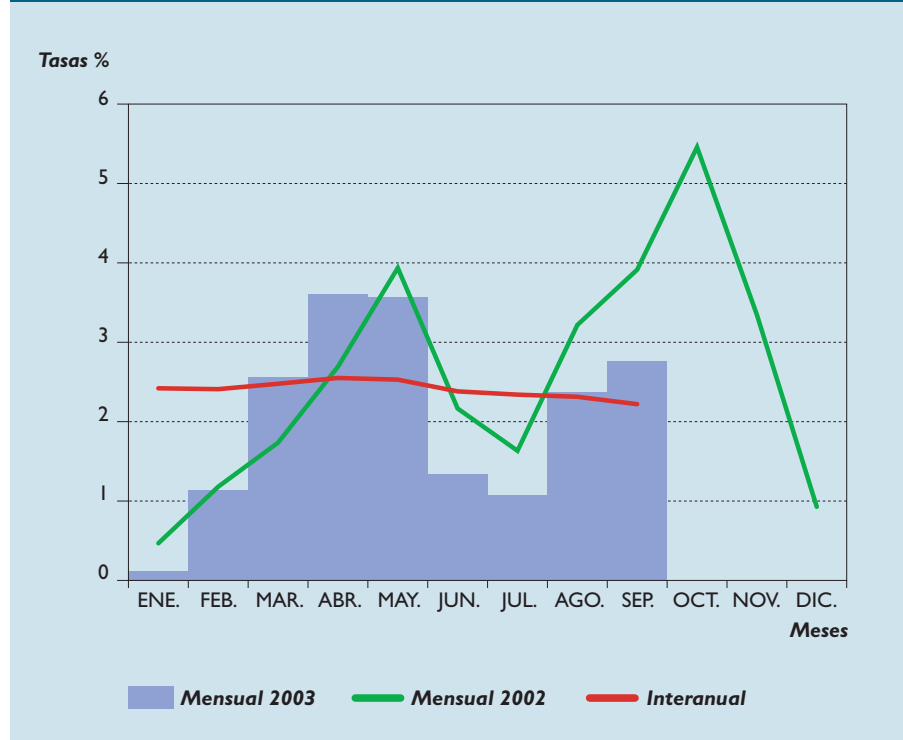
- Subestación de 220 kV Biescas posición Sabiñánigo, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Montearenas posición barras 1 y 2, para reparar puntos calientes en los seccionadores de barras de la salida Cornatel.

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



Nota: La tasa de indisponibilidad no incluye las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

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, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

GRÁFICO 7

TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	Mensual	Interanual	%
Mantenimiento Preventivo	0,798	0,769	
Indisponibilidades Fortuitas	0,003	0,038	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,801	0,807	
Por Otras Causas	1,958	1,413	
TOTAL	2,759	2,220	

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

$$Tasa = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * PN_i}{\sum_{i=1}^n T_i * PN_i} * 100$$

en la que:

t_i = tiempo de indisponibilidad, en horas, de cada línea, dentro del periodo T_i

n = número total de líneas de Red Eléctrica

T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

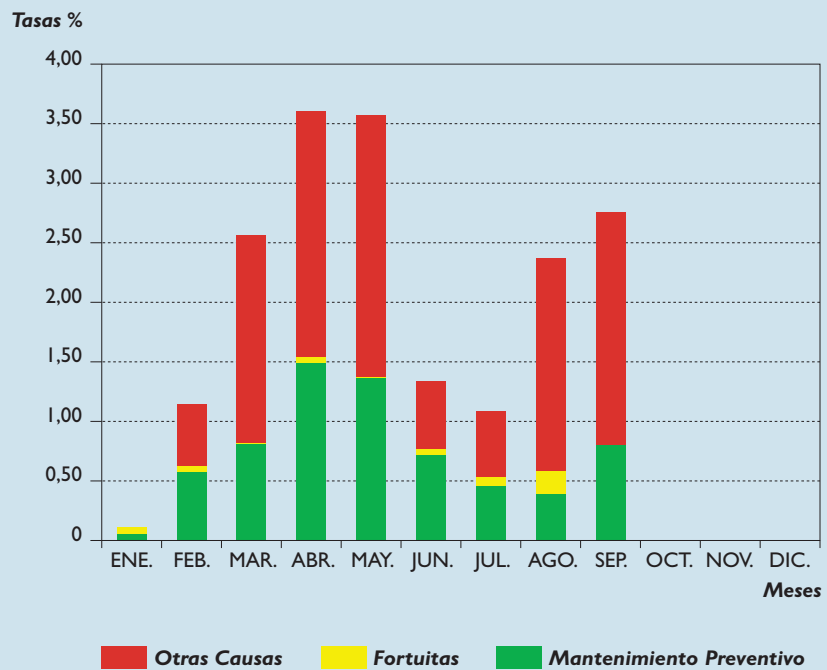
PN_i = potencia nominal de cada línea

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 DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES

Número de Incidentes

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	32
	220 kV	0	0	154
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	8

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	8	23
	220 kV	8	41	105
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	6	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de septiembre se han registrado tres cortes de mercado en la red de transporte. El primero se produjo en instalaciones ajenas a Red Eléctrica y tuvo lugar en la Comunidad Valenciana, con una energía no suministrada de 0,83 MWh, por causas desconocidas. El resto tuvo lugar en instalaciones de los nuevos activos comprados por Red Eléctrica, uno de ellos sucedió en Madrid, debido al fallo de un equipo, con una energía no suministrada de 1,38 MWh. El último tuvo lugar en Aragón, de 0,3 MWh y debido a causas no aclaradas.

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.

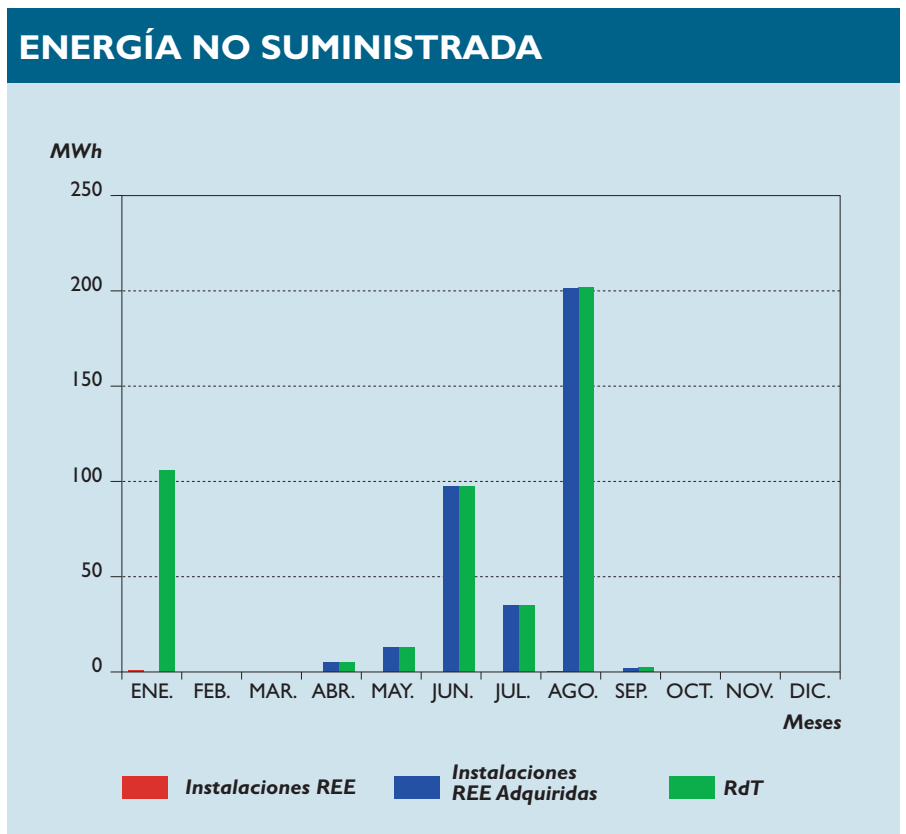


GRÁFICO 9

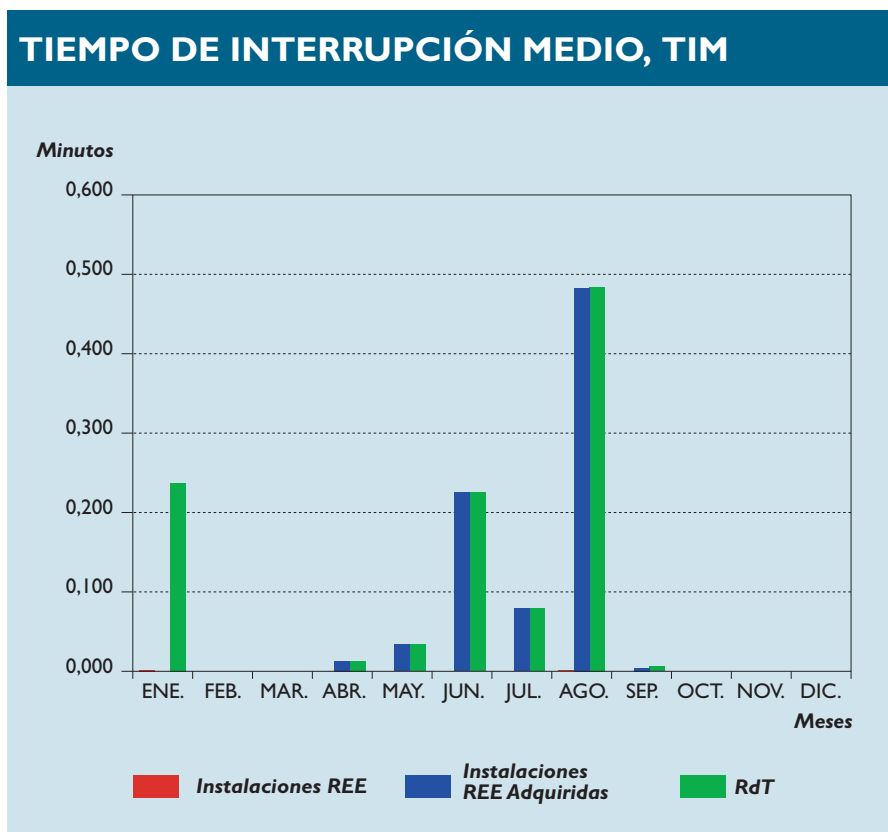


GRÁFICO 10

En el mes de septiembre el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas de 0,004 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,006 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio (TIM), definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = \frac{MM \times ENS}{DM}$$

MM= Minutos al mes
DM= Demanda mensual del sistema en MWh.

Nota: Se ha corregido el corte de mercado producido el mes anterior en Madrid, que por error fue asignado a las empresas eléctricas cuando en realidad correspondía a las instalaciones adquiridas por Red Eléctrica.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es