

Informe Mensual

ENERO 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 Autoprodutores	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

- La demanda de energía eléctrica en el mes de enero alcanzó los 17.935 GWh, con un crecimiento del 0,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 4,9%.
- Este mes ha sido muy húmedo, registrándose un índice de energía producible del 1,99 del año medio. Este es el quinto valor registrado más alto en un mes de enero desde 1920.
- Las reservas del conjunto de los embalses finalizaron el año al 69,6% de su capacidad. Este es el quinto valor registrado más alto desde 1965.
- Por vez primera desde septiembre de 1998 el saldo de los intercambios internacionales es exportador.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2001		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	6.190	143,0	6.190	143,0	31.322	24,0
NUCLEAR	5.723	0,8	5.723	0,8	61.967	4,8
Hulla + Antracita	1.939	-47,5	1.939	-47,5	37.564	-2,2
Lignito Pardo	1.022	-16,0	1.022	-16,0	14.031	0,8
Lignito Negro	267	-70,6	267	-70,6	8.391	13,7
Carbón Importación	850	-29,2	850	-29,2	13.211	2,3
TOTAL CARBÓN	4.078	-41,9	4.078	-41,9	73.197	0,8
Gas Natural	202	-47,8	202	-47,8	4.248	37,4
Fuel-Oil	344	-56,8	344	-56,8	5.312	-17,5
PRODUCCIÓN BRUTA	16.537	0,7	16.537	0,7	176.045	5,7
Consumos Producción	551	-20,8	551	-20,8	7.641	5,5
PRODUCCIÓN NETA	15.986	1,6	15.986	1,6	168.404	5,7
Adquirida Autoproduct.	2.537	11,4	2.537	11,4	26.365	7,1
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	18.523	2,9	18.523	2,9	194.769	5,9
Consumos en Bombeo	540	46,4	540	46,4	5.005	40,4
Saldo Físico I. Internacionales	-48	-124,6	-48	-124,6	4.169	-26,5
DEMANDA	17.935	0,6	17.935	0,6	193.933	4,3

CUADRO I

BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	T. Año Móvil
	2000											2001	
Hidroeléctrica	1.599	1.567	2.195	3.345	2.269	1.745	1.752	1.883	1.789	2.487	4.594	6.190	31.415
Térmica Nuclear	5.331	5.168	4.658	5.090	5.462	5.603	5.237	4.222	4.611	5.279	5.776	5.723	62.160
Térmica Convencional	7.202	8.023	6.516	5.386	6.944	7.872	7.420	8.598	7.954	7.400	5.102	4.624	83.041
PRODUCCION BRUTA	14.132	14.758	13.369	13.821	14.675	15.219	14.408	14.703	14.354	15.166	15.472	16.537	176.616
Consumos Producción	640	686	578	577	650	721	680	682	661	677	568	551	7.671
PRODUCCION NETA	13.492	14.072	12.791	13.244	14.025	14.498	13.728	14.021	13.693	14.489	14.904	15.986	168.945
Adquirida Autoprod.	2.083	2.221	2.385	2.222	2.178	2.086	1.877	1.826	2.035	2.349	2.517	2.537	26.316
PROD. TOTAL NETA	15.575	16.293	15.176	15.466	16.203	16.584	15.605	15.847	15.728	16.837	17.421	18.523	195.261
Consumos en Bombeo	313	345	514	618	330	323	246	257	363	451	774	540	5.074
Saldo Internacional	412	421	518	684	174	259	209	341	444	516	260	-48	4.190
DEMANDA	15.673	16.369	15.180	15.532	16.047	16.520	15.567	15.931	15.809	16.902	16.907	17.935	194.377
? % Mensual	4,7	6,3	8,2	6,1	6,6	2,9	6,3	6,3	5,8	4,0	-0,5	0,6	-
? % 365 días	6,1	6,2	6,7	6,5	6,5	6,4	6,1	6,1	6,3	5,7	5,4	4,3	4,3

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh OCTUBRE 2000													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	152	1.916	1.767	5.233	231	4.754	72	-	3.428	656	3.402	21.611	
Térmica Nuclear	4.278	14.411	4.401	33.226	--	--	--	153	--	--	2.341	58.810	
Térmica Convencional	2.406	25.800	9.560	3.491	3.248	17.196	22	4.329	1.051	2.500	236	69.839	
PROD.TOTAL NETA (1)	6.836	42.127	15.728	41.950	3.479	21.950	94	4.482	4.479	3.156	5.979	150.260	
Saldo Internacional	421	28	444	-5.659	28	4.242	489	1.821	-95	39	-1.030	728	
Consumos en Bombeo	153	567	363	664	68	755	84	--	243	43	158	3.098	
DEMANDA													
Mensual	7.104	41.588	15.809	35.627	3.439	25.437	499	6.303	4.141	3.152	4.791	147.890	
Δ %	1,0	0,9	5,8	2,7	4,3	2,9	-0,8	5,0	4,3	7,0	3,9	2,7	
Año Móvil	82.227	488.144	193.250	425.969	44.307	297.514	5.783	71.443	49.445	37.701	56.539	1.752.322	
Δ %	3,3	1,9	6,3	2,4	6,8	4,9	3,0	0,3	4,2	6,5	3,3	3,3	

(1) 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 4.481 MW y 10.982 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 1.098 MW y máximo de 8.595 MW; el fuel-gas tuvo un máximo de 2.859 MW; las importaciones alcanzaron un máximo 1.520 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.555 MW y los 4.260 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.399 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

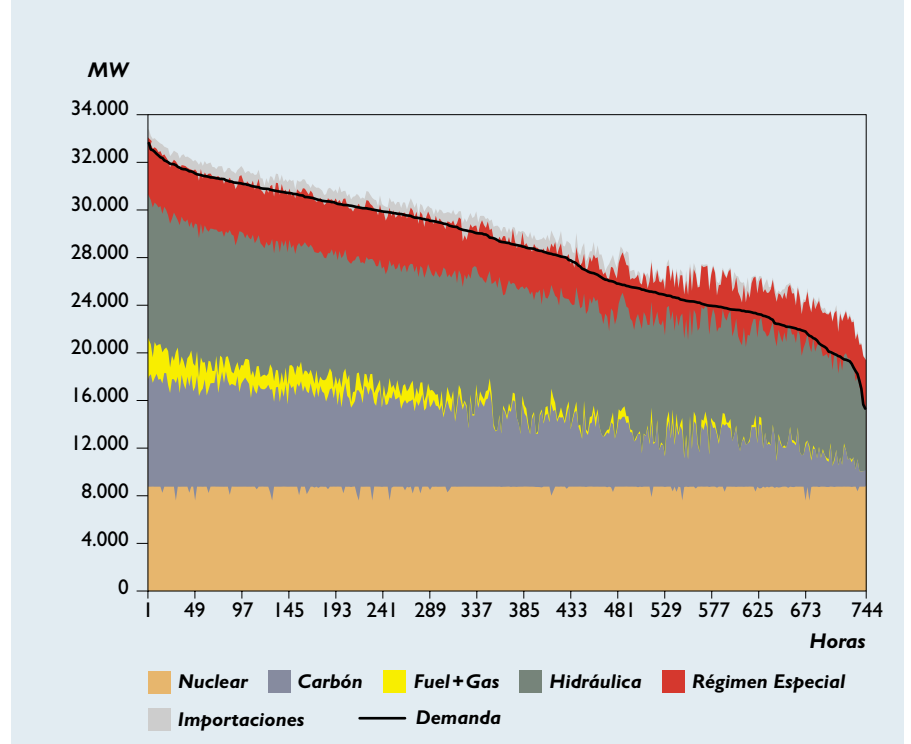


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

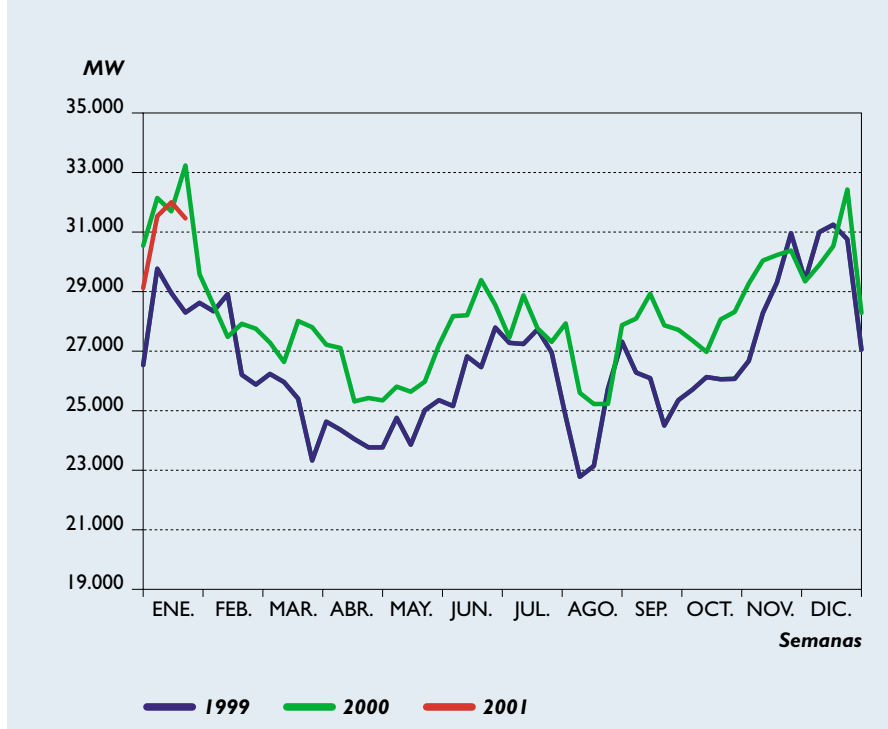


GRÁFICO 2

Las puntas máximas semanales fueron inferiores a las del año anterior en todas las semanas del mes excepto en la tercera, que fue superior en algo más de 300 MW.

El valor máximo de potencia media horaria se registró en la tercera semana del mes con 32.002 MW, valor inferior en un 3,7% al máximo registrado en enero del año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 0,6%. En enero, las temperaturas fueron mucho más suaves que las del año anterior, restando 6,6 puntos al crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	17.935	0,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		2,3
Efecto Temperatura (3)		-6,6
Efecto Act. Económica y Otros		4,9
Acumulado Año		
Demanda Total	17.935	0,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		2,3
Efecto Temperatura (3)		-6,6
Efecto Act. Económica y Otros		4,9

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.
 (2) Las variaciones están calculadas respecto al mismo período del año anterior.
 (3) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de demanda.

CUADRO 4

DEMANDA CORREGIDA LABORALIDAD Y TEMPERATURA (1)

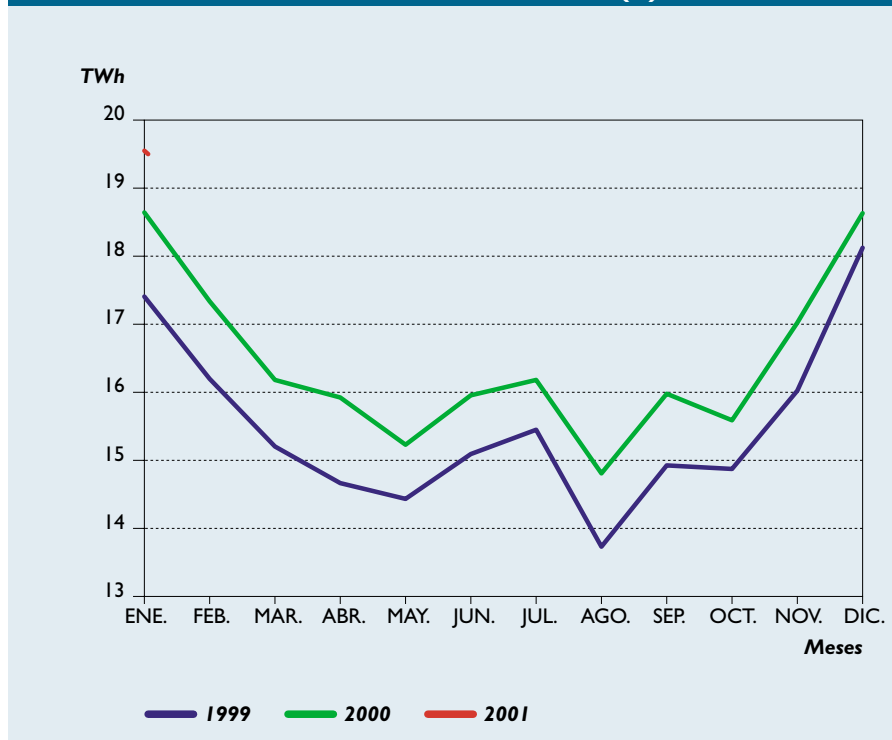


GRÁFICO 3

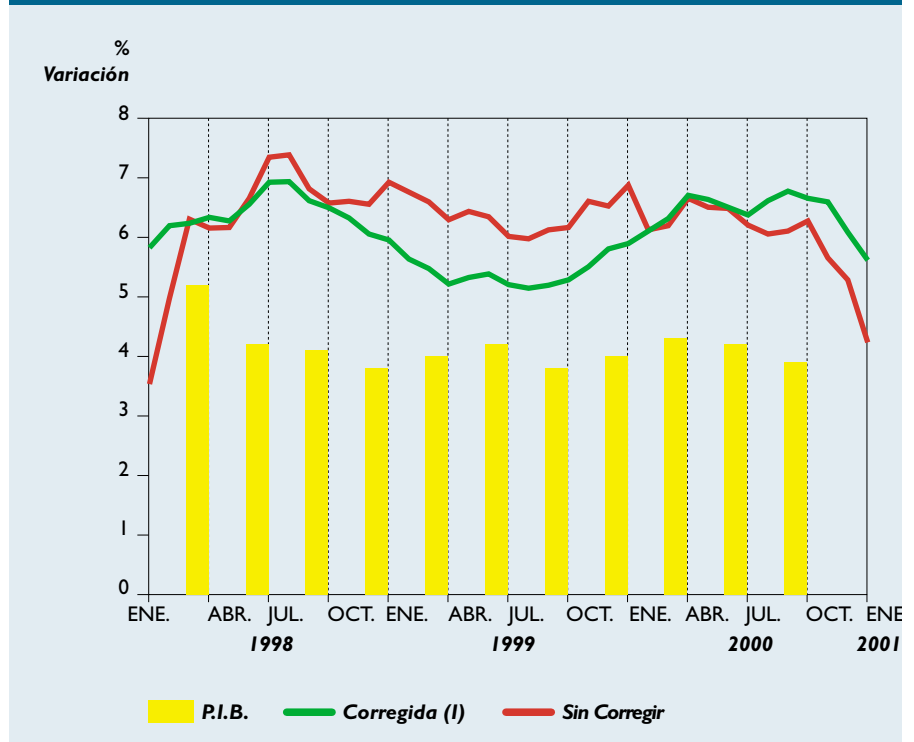
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,9%, valor inferior en algo más de 2 puntos al crecimiento realizado en enero anterior.

(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 5,6% en el mismo periodo.

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 EN ENERO

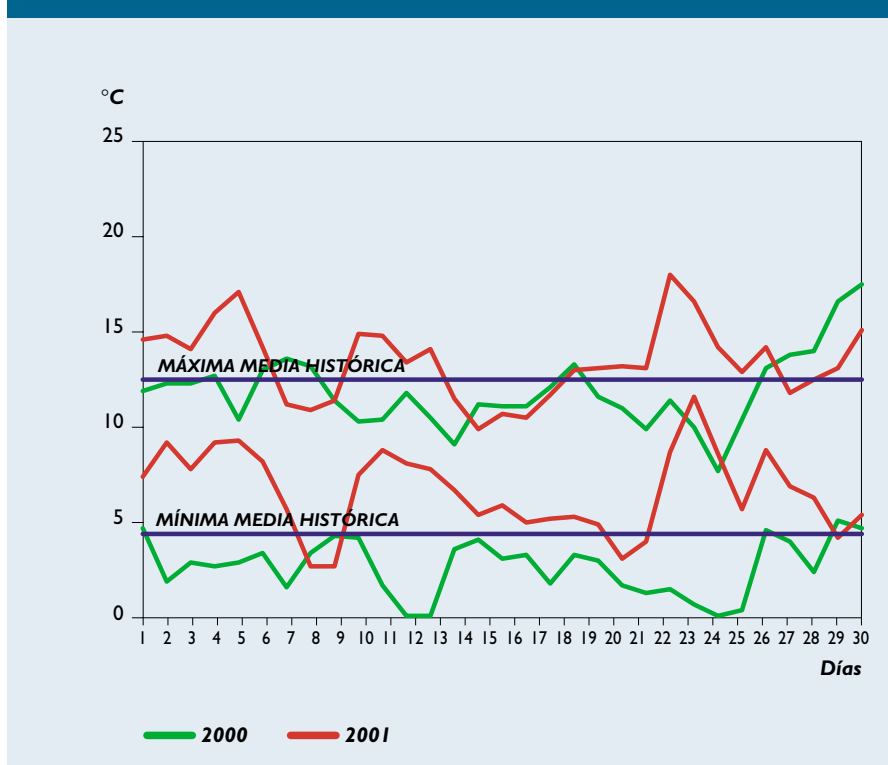


GRÁFICO 5

En el mes, las temperatura media fue superior al valor característico de enero, y a las del año anterior. La temperatura media diaria fue de 10.0 °C; 2,7 °C más que en 2000.

Tanto las máximas como las mínimas en el conjunto del mes fueron superiores a las del año anterior y a sus correspondientes valores característicos para este mes. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 13,4 °C; 1,5 °C más que el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 6,6 °C; 3,9 grados más que en 2000.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 254 GWh, superior a los 127 GWh correspondientes a la hidráulicidad diaria característica del mes.

Todos los días del mes registraron producibles diarios muy superiores al valor característico. Se registró un producible diario mínimo de 146 GWh el día 17, y un máximo de 415 GWh el día 5.

(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 más favorables.

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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (1)

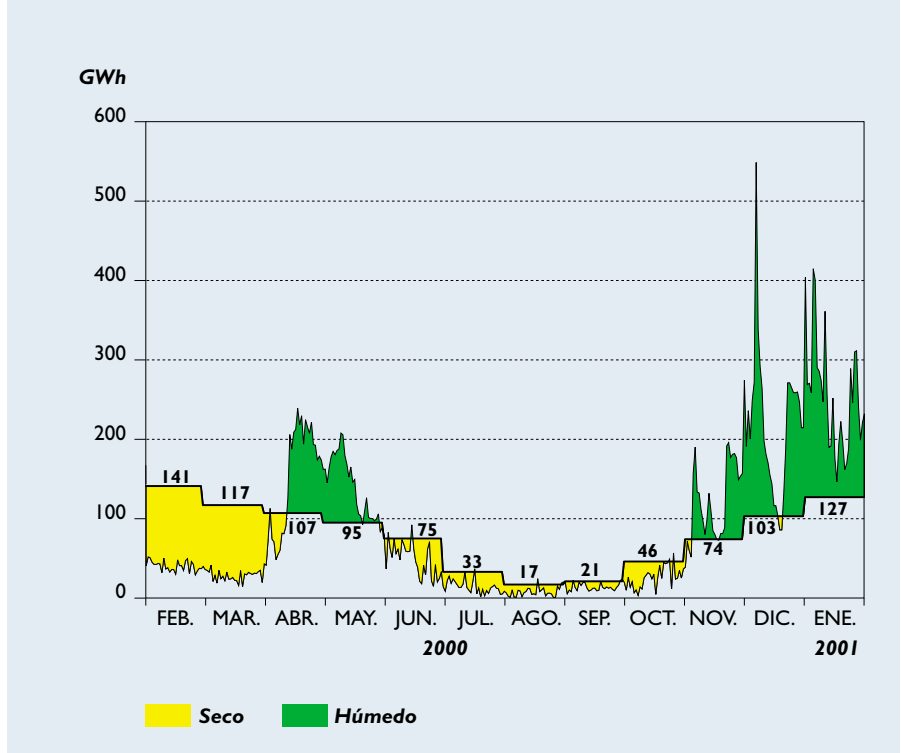


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

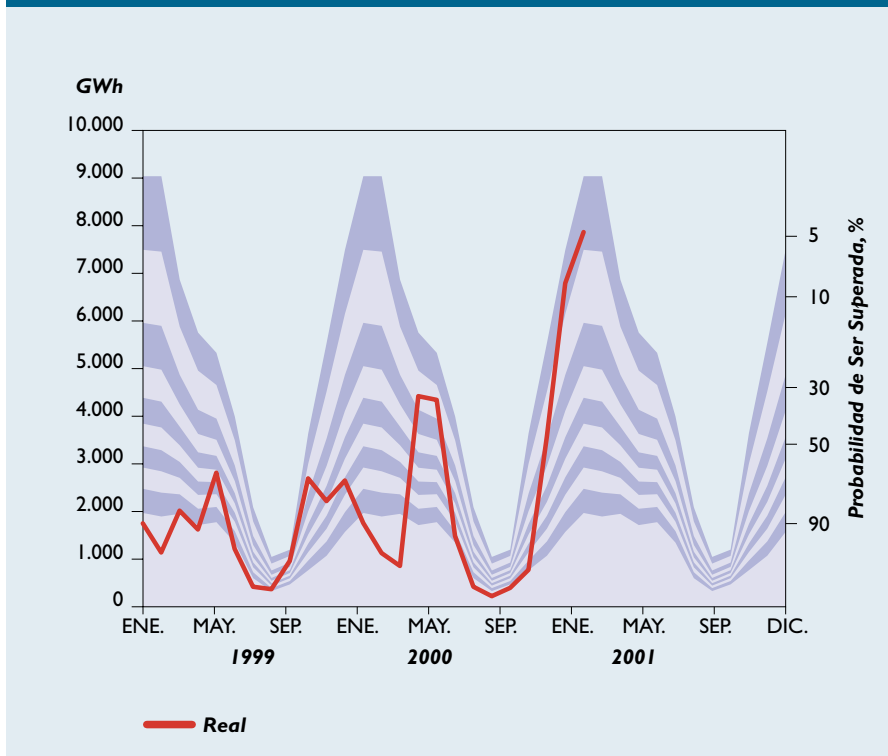


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,99 del año medio, con una probabilidad de ser superado del 9%.

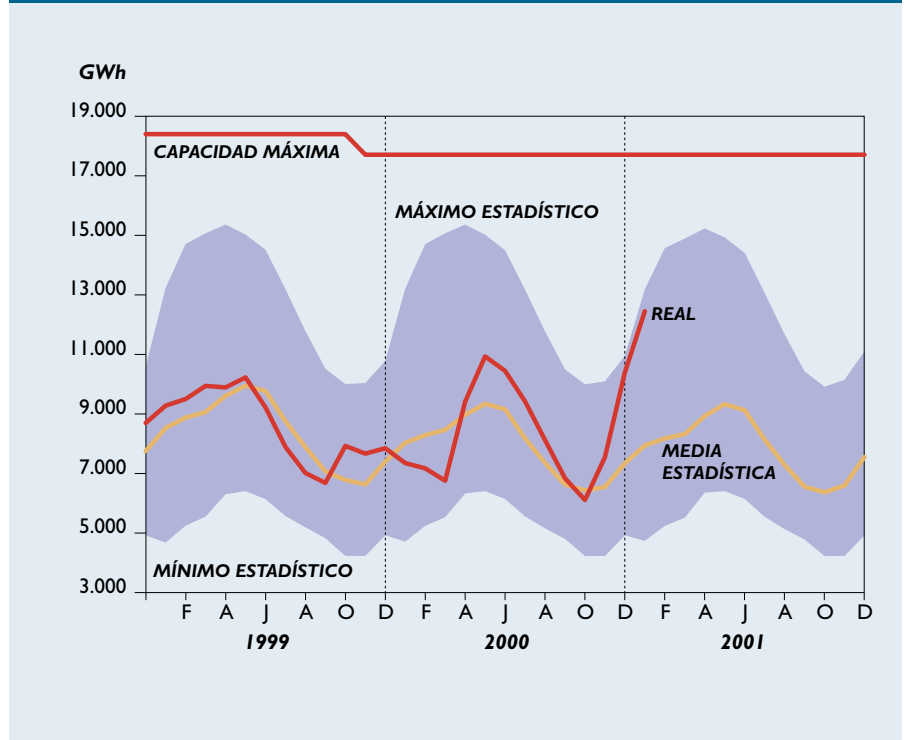
En los últimos 12 meses, el índice de producible hidráulico acumulado es del 1,11, con una probabilidad de ser superado del 30%.

(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 69,6% de su capacidad, superior en 28,1 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

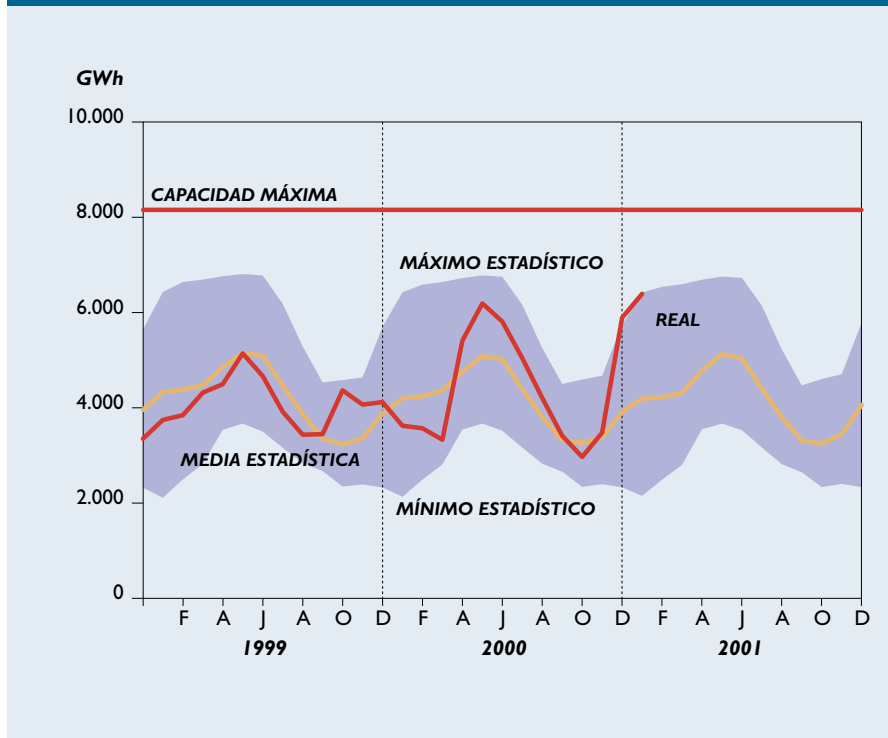


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 78,6%; 6,3 puntos más que en el mes de diciembre de 2000. Este es el segundo valor más alto registrado desde 1965.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 61,7% de su capacidad, superior en 14,6 puntos al valor registrado el mes anterior. Este es el octavo valor registrado más alto en un mes de enero desde 1965.



4. GENERACIÓN

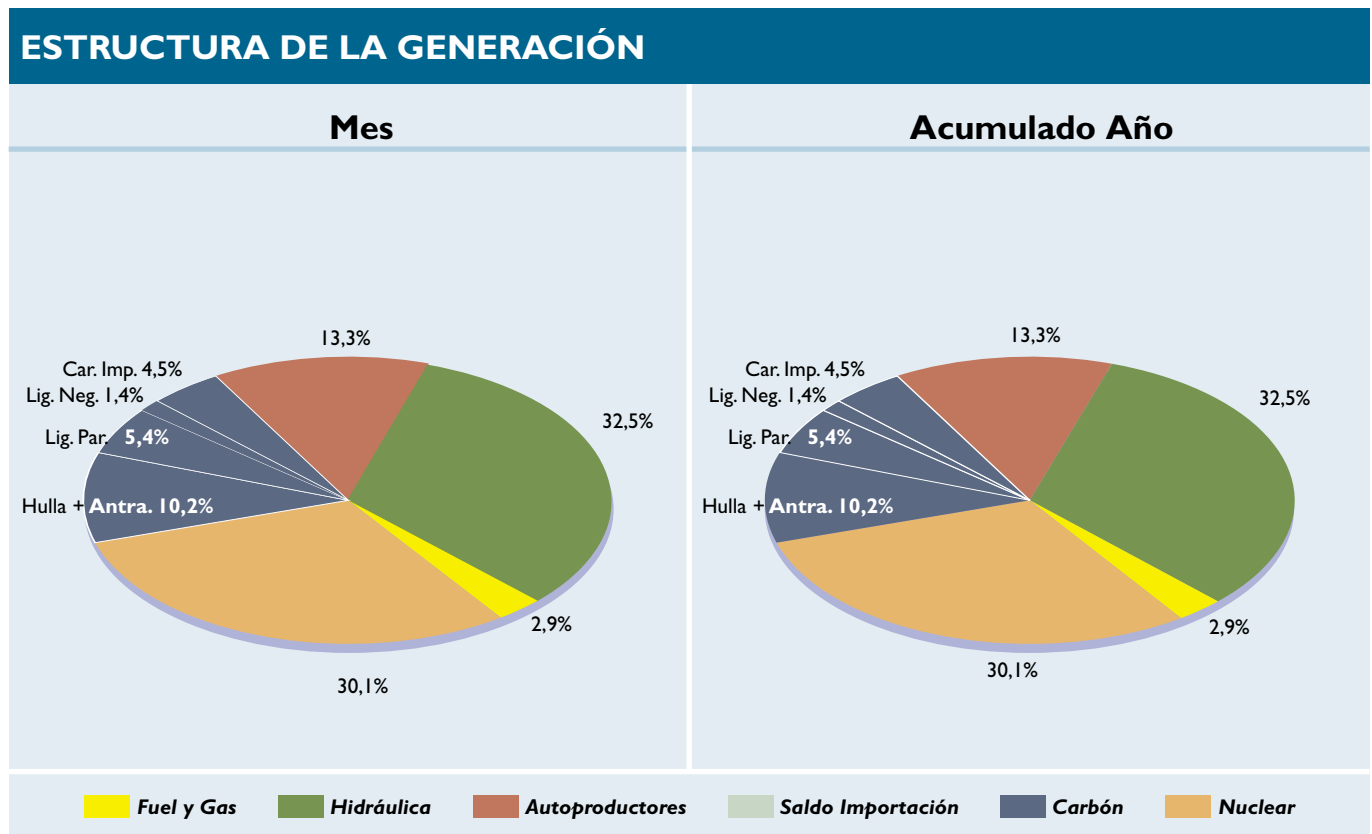
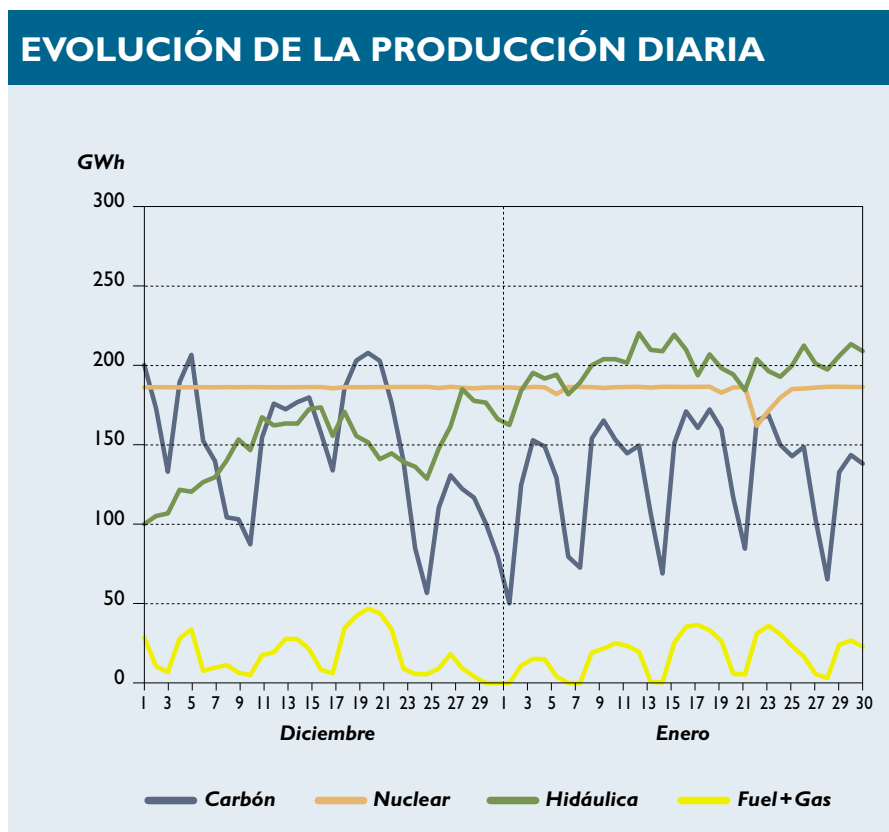


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 172 GWh y un mínimo de 125 GWh; la hidráulica entre 220 GWh y 184 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 37 GWh y un mínimo de 4 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 184 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	ENERO			ACUMULADO AÑO		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
Hulla + Antracita	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
Lignito Negro	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
Carbón Importación	0,97	0,00	0,03	0,97	0,00	0,03
TOTAL CARBÓN	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
FUEL + GAS	0,91	0,00	0,09	0,91	0,00	0,09

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

INCIDENTES

El día 1 se origina un cero de tensión en el parque Sabón 220 kV, al soltarse una bajante en el acoplamiento. Desconectan los extremos de Meirama, Mesón y Grela, así como los Auto-transformadores 3 y 4 a 220/132 kV en ambos extremos. Se pierde un mercado en Aluminios Sabón y Ferroatlántica de 50 y 180 MWh respectivamente, durante 1 hora y 25 minutos.

El día 4 se ocasiona un cero de tensión en barras 1 del parque Majadahonda 220 kV, al actuar la protección de fallo de interruptor de la salida al Auto-transformador 3 220/132 kV, mientras se realizaban trabajos en los Servicios Auxiliares de dicho embarrado.

El día 15 se provoca un cero de tensión en el parque Saucelle 400 kV, al desconectar por causa ignorada la línea Saucelle-Hinojosa 400 kV. Se pierde la generación de los dos grupos acoplados, con 109 y 112 MW respectivamente.

El día 15 se origina un cero de tensión en el parque Pinilla 400 kV, al desconectar por causa ignorada la salida a Romica. El incidente se repite, dos veces, el día 18, al desconectar la posición por recepción anómala de teledisparo.

El día 21 desconecta el grupo de la Central Nuclear de Cofrentes, con 991 MW, por transferencia a baja velocidad de las bombas de recirculación. Acopla 26 horas después.

El día 22 se provoca un cero de tensión en el parque La Muela 400 kV, al actuar la protección diferencial por explosión de una cámara de gas en un polo del interruptor de salida a Grupo 3. Se pierde la generación de los Grupos 1, 2 y 3, con 154, 155 y 156 MW respectivamente.

El día 27 se ocasiona un cero de tensión en el parque Alcira 220 kV, al actuar la protección diferencial de

barras. No hay corte de mercado ni de generación.

En la madrugada del día 28, debido a un fuerte temporal en Galicia, se originan numerosas desconexiones en la red de 220 kV y 132 kV de la zona, que dan lugar a un cero de tensión en los parques a 220 kV: Meirama, Sabón y La Grela, y en varios parques a 132 kV. Se producen diversos cortes de mercado, aún no evaluados en su totalidad.

El día 31 desconectan varias salidas en barras 2 del parque Mequinenza 220 kV, al actuar la protección de fallo de interruptor de la salida a Grupo 4. Se pierde la generación de este grupo, con 72 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Por Francia, EDF, Electrabel. Iberdrola y ENBW, vendieron al mercado por un total de 39, 40, 0,8 y 0,5 GWh. Las ventas de Electrabel, incluyen la ejecución de un contrato bilateral físico suscrito con Hidrocantábrico Energía. Iberdrola, EDF, Enrón, Endesa y ENBW realizaron operaciones de compra por 130, 28, 4, 3 y 2 GWh respectivamente. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 70,2%. A estas operaciones, se añaden las exportaciones realizadas por Iberdrola mediante contratos bilaterales por 112 GWh.

Por Portugal, REN realizó operaciones de venta y compra por 59 y 3 GWh. Endesa Energía, Iberdrola e Hidrocantábrico Energía exportaron 8, 4 y 4 GWh. A estas transacciones, se añaden las operaciones mediante contratos bilaterales físicos de compra, efectuadas por Hidrocantábrico, por un total de 23 GWh y de venta por Iberdrola por 0,2 GWh.

Con Marruecos, ONE, Endesa, Iberdrola y UEF compraron 73, 11, 7 y 2 GWh. Y por la ejecución de contratos bilaterales se Iberdrola y UEF exportaron 18 y 8 GWh. Este mes, el contrato entre Red Eléctrica y ONE tuvo una utilización del 61,8%.

Con Andorra, Endesa Energía exportó 44 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

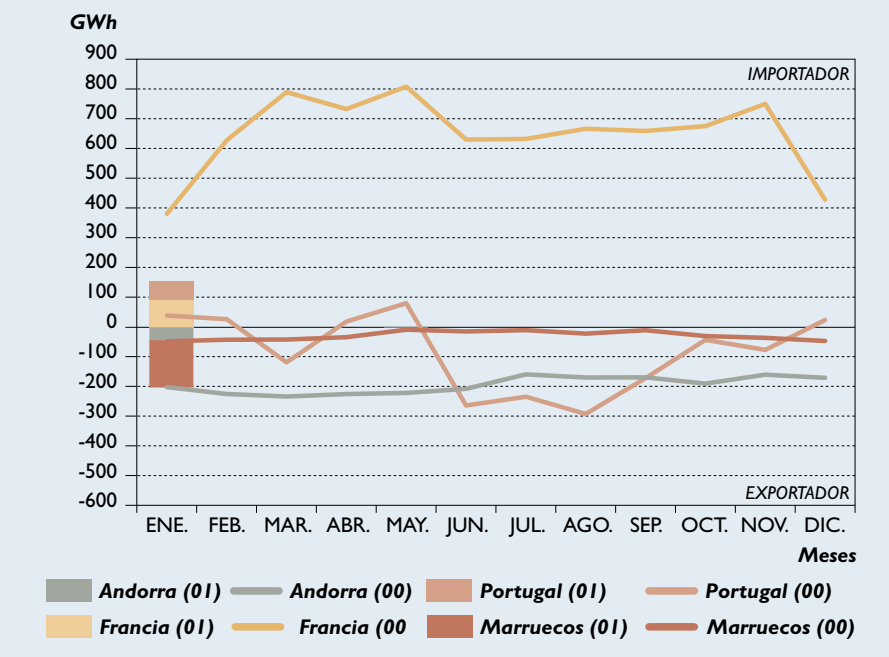


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	42,9	0,0	-42,9
España-Francia	186,3	278,8	92,5
España-Portugal	232,6	294,8	62,2
España-Marruecos	160,0	0,1	-159,9
TOTAL	621,8	573,7	-48,1

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %	Demanda (1)	Variación (2)		Energía (3)	
		S/1998	Renovable	No Renov.	
Ene.	14,15	11,42	43,00	57,00	
Feb.					
Mar.					
Abr.					
May.					
Jun.					
Jul.					
Ago.					
Sep.					
Oct.					
Nov.					
Dic.					
ACUM.	14,15	11,42	43,00	57,00	

(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.

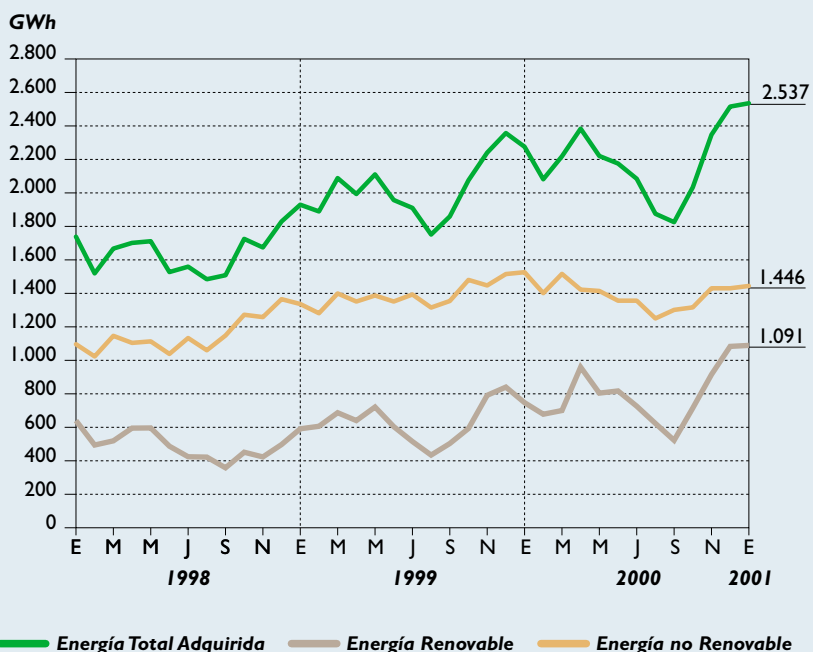


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 8,400 PTA/kWh y mínimo de 4,706 PTA/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre las 2,187 PTA/kWh y las 0,002 PTA/kWh.

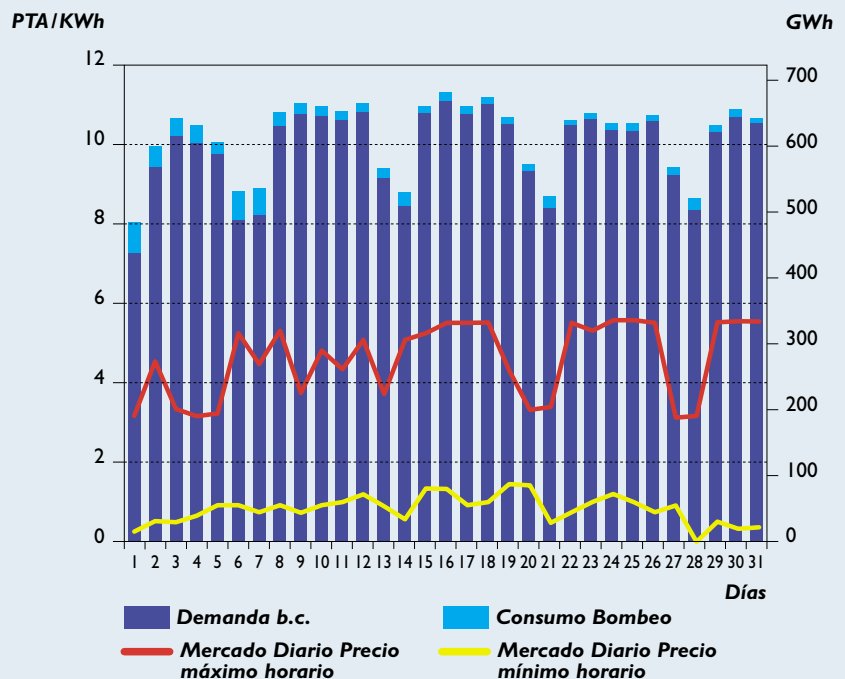
PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	13.298	84,2	Distribuidoras	11.166	58,2
- Producción Interior	15.962		- Mercado Diario	11.115	
- Importación	379		- Mercados Intradiarios	51	
Francia	321		Comercializadoras	4.721	24,6
Portugal	43		- Mercado Diario	4.475	
Bélgica	16		- Mercado Intradiarios	247	
Mercados Intradiarios	402	2,1	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	347		Demanda Bombeo	545	2,8
- Importación	54		Exportación	369	1,9
Francia	34		- Portugal	19	
Portugal	19		- Marruecos	135	
Bélgica	1		- Andorra	45	
Indisponibilidades	-35	-0,2	- Francia	169	
Operación del Sistema (1)	-257	-1,3	Ajuste demanda	-351	-1,8
TOTAL MERCADO	16.451	85,8	TOTAL MERCADO	16.451	85,8
Contratos Bilaterales	192	1,0	Contratos Bilaterales (2)	192	1,0
Energía programada en Régimen Especial	2.537	13,2	Energía adquirida al Régimen Especial	2.537	13,2
TOTAL	19.180	100	TOTAL	19.180	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

Enero 2001

- Solamente una línea de 400 kV ha tenido una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.
- En tres líneas de 220 kV, su carga media superó el 70% de su capacidad térmica de invierno.
- Destaca en el mes, el número de disparos por condiciones atmosféricas adversas

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	220 kV	Otras Tensiones
Líneas	Longitud km	14.902,97	16.757,22	123,5
Subestaciones	Posiciones	611	1.439	9
Transformación (1)	Número	105	432	-
Reactancias	Número	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	Long. (km)	1.462,97	260
Subestaciones	Posiciones	484	127
Transformación	Número	38	67
	MVA	19.613	26.374
Reactancias	Número	19	1
	MVAr	2.850	150
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Submarinos	Long. (km)	13,2	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Subterráneos	Long. (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	185	3	1.254	6
Transformación	Número	1	-	431	-
	MVA	63	-	43.444	-
Reactancias	Número	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
Cable	Nº Circuitos	-	-	18	-
Subterráneo	Long. (km)	-	-	78,8	-

CUADRO 3



En 400 kV las líneas J.M. Oriol-Arañuelo y Güeñes-Herrera, en algún momento han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno. Únicamente la línea J.M. Oriol-Arañuelo ha superado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, las líneas cuya carga media han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno han sido: Mequinenza-Mangraners, Villaviciosa-Majadahonda y Andujar-Guadame.

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%

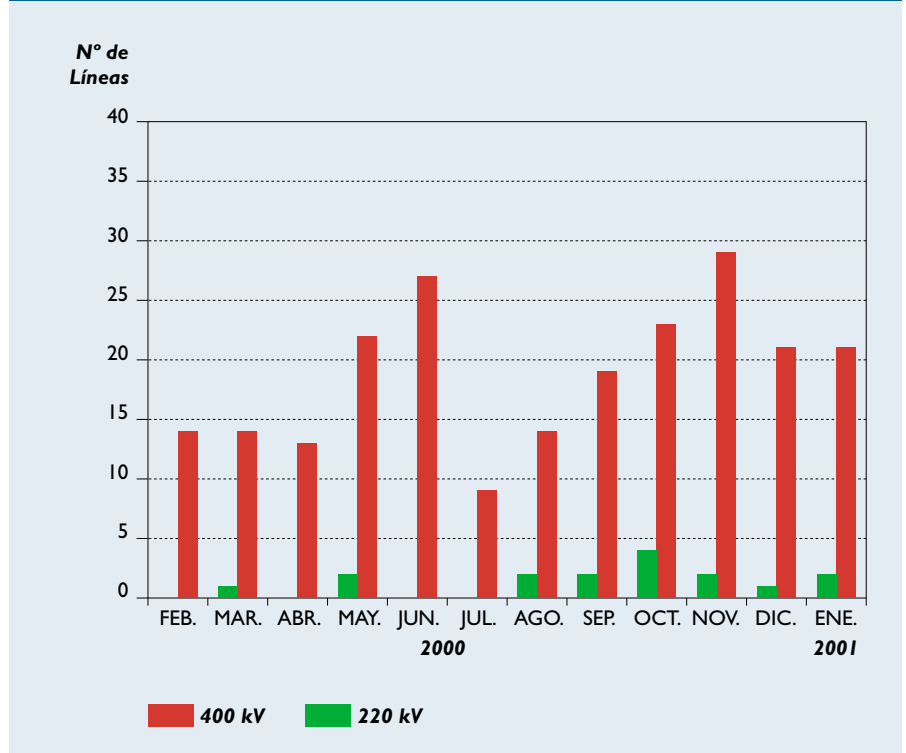


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

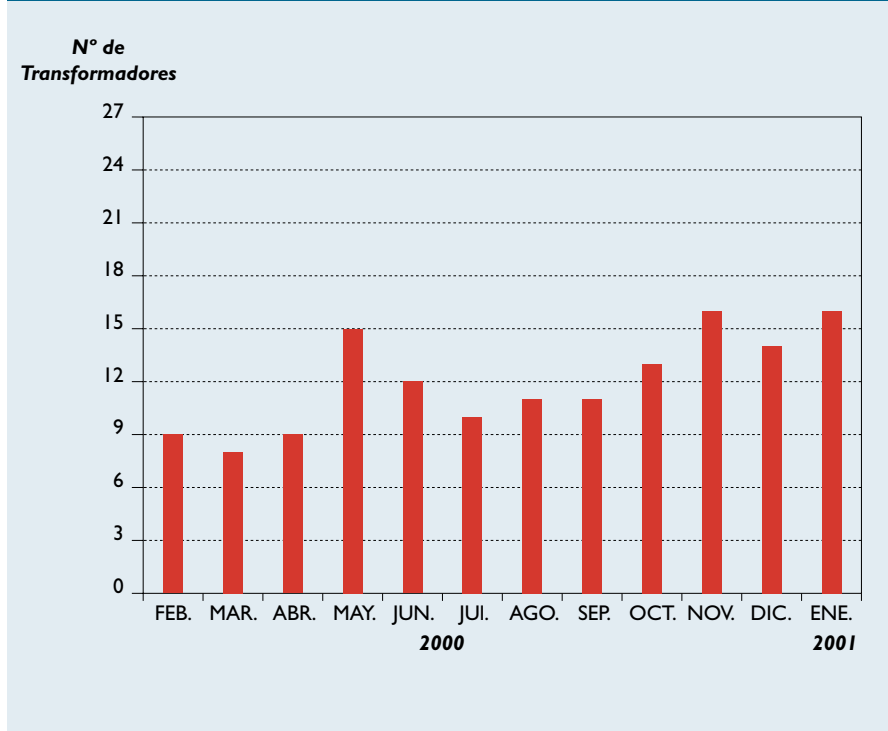


GRÁFICO 2

Este mes han sido quince los transformadores que han superado una carga media del 70%: Guadame, autotransformador 1; Lancha, autotransformador 1; Begues, autotransformador 1; Eliana, autotransformador 5; Moraleja, autotransformador 1; S. S. de los Reyes, autotransformadores 1, 2 y 3; Catadau, autotransformador 2; Asomada, autotransformador 1; Benejama, autotransformadores 1 y 2; Morata, autotransformadores 1 y 2; y Loeches, 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.

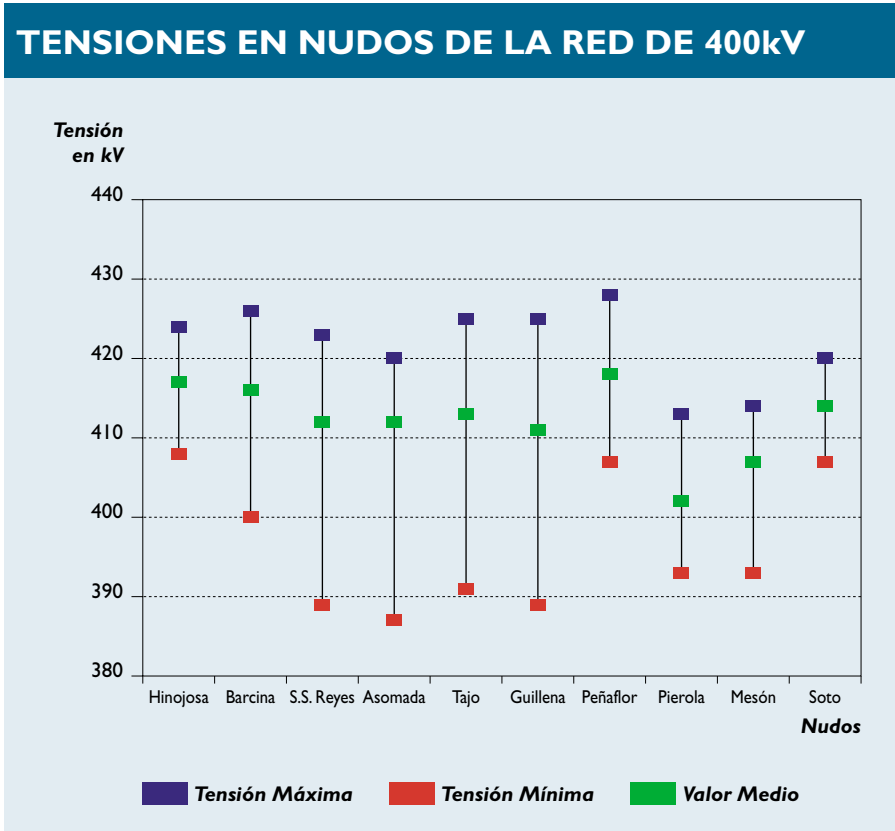
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

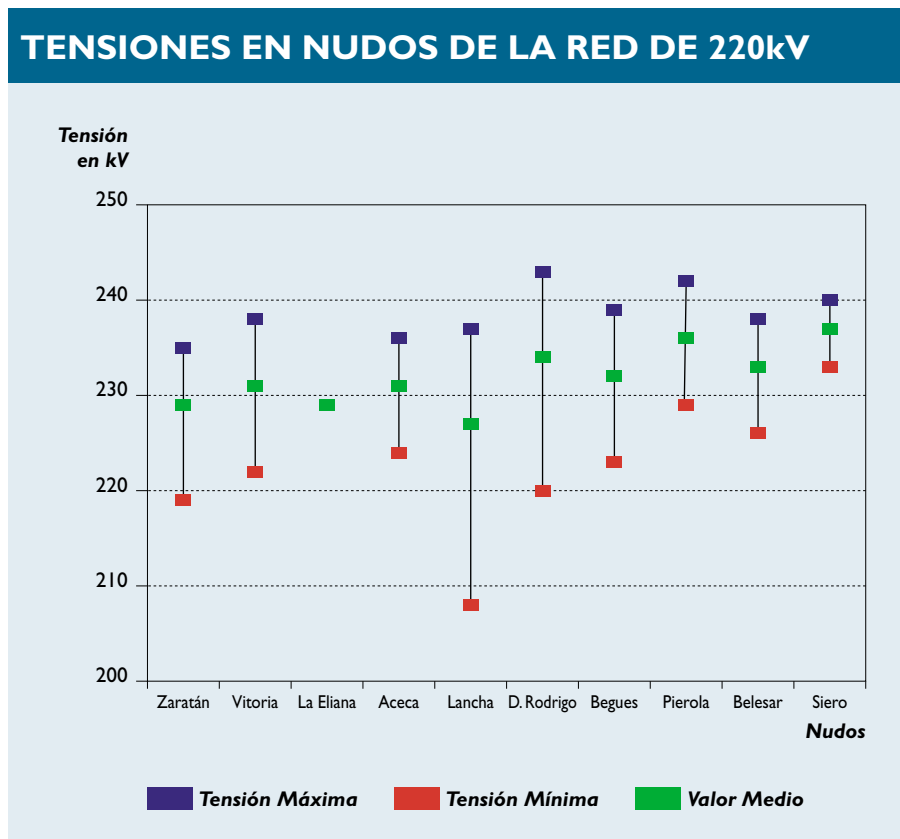
Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 430 kV de Güeñes y La Serna; y los 379 kV de Sallente.

Cabe citar que en la subestación de Velilla, la tensión han sido superior a 430 kV durante 5 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 Grado se han superado los 240 kV durante más de 40 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 Litoral-Rocamora, por trabajos en la subestación de Rocamora, para la puesta en servicio de la línea Pinilla-Rocamora.
- Línea de 400 kV Cartelle-Lindoso, para realizar trabajos de monitorización en Lindoso.
- Línea de 400 kV Hernani-Cantegrit, para reparar fuga de aceite en un interruptor en Cantegrit.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

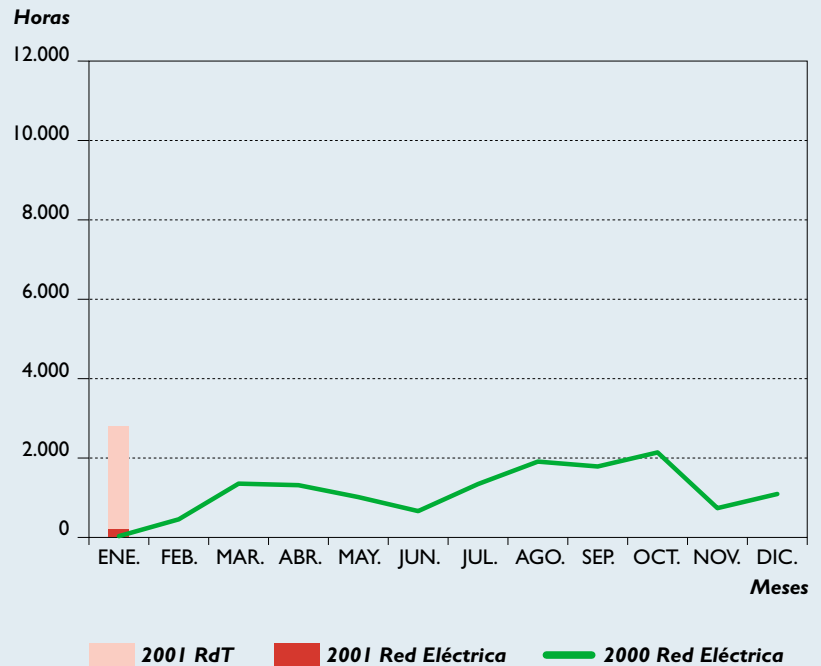


GRÁFICO 5

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	1	36,4	6	32,4	0	0,0	0	0,0
220 kV	2	161,0	0	0,0	0	0	0	0,0
< 220 kV	0	0,0	0	0,0	0	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Litoral, posición Reactancia 2, para reparar pérdida de aceite en el interruptor y una fuga de aire en el mando.
- Subestación de 400 kV Barcina, posición Güeñes I, para reparar fuga de aire en el mando neumático del interruptor.
- Subestación de 220 kV Cordovilla, para revisar el seccionador de barras.
- Subestación de 400 kV Almaraz, posición Reactancia, por vaciado y filtrado del aceite de la Reactancia.
- Subestación de 400 kV Loeches, posición Reactancia I, para sustituir la segunda bobina de disparo del 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

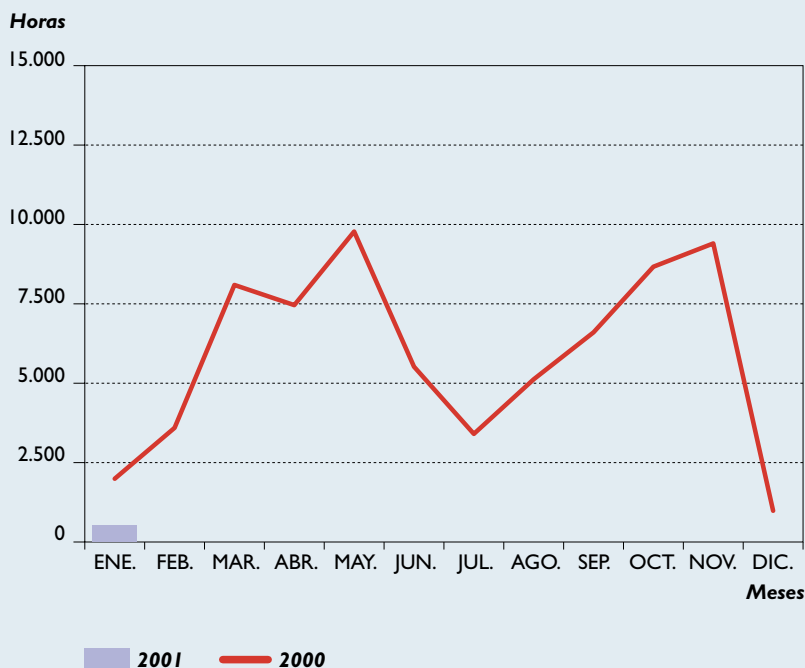


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	455	63	518
Barras	0	8	8
TOTAL	455	71	526

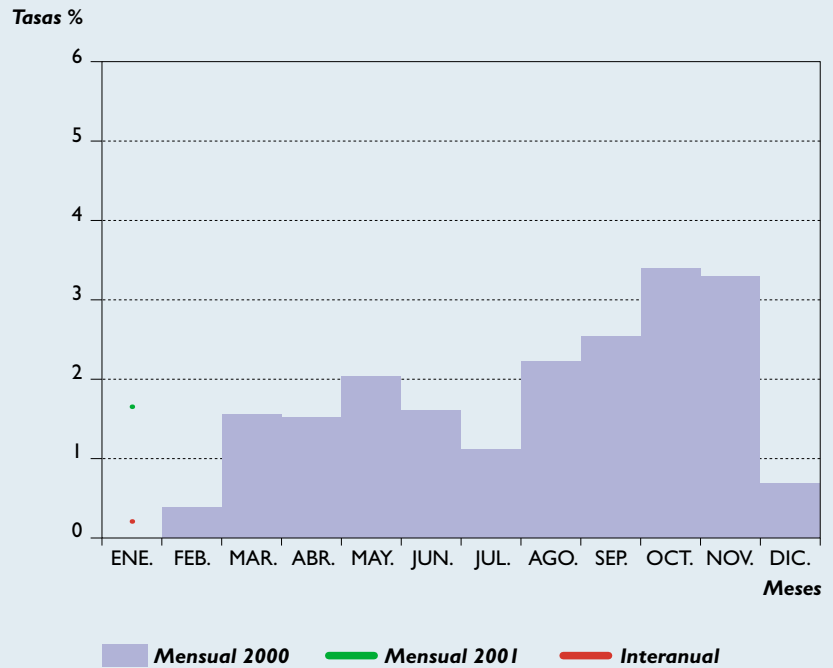
CUADRO 5

- Subestación de 400 kV Morata, posición Almaraz, para sustituir los transformadores de intensidad.
- Subestación de 400 kV Villaviciosa de Odón, posición de Almaraz, para rellenar de SF6 el 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	0,108	0,606
Indisponibilidades Fortuitas	0,090	0,063
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,198	0,669
Por Otras Causas	0,018	0,984
TOTAL	0,216	1,653

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

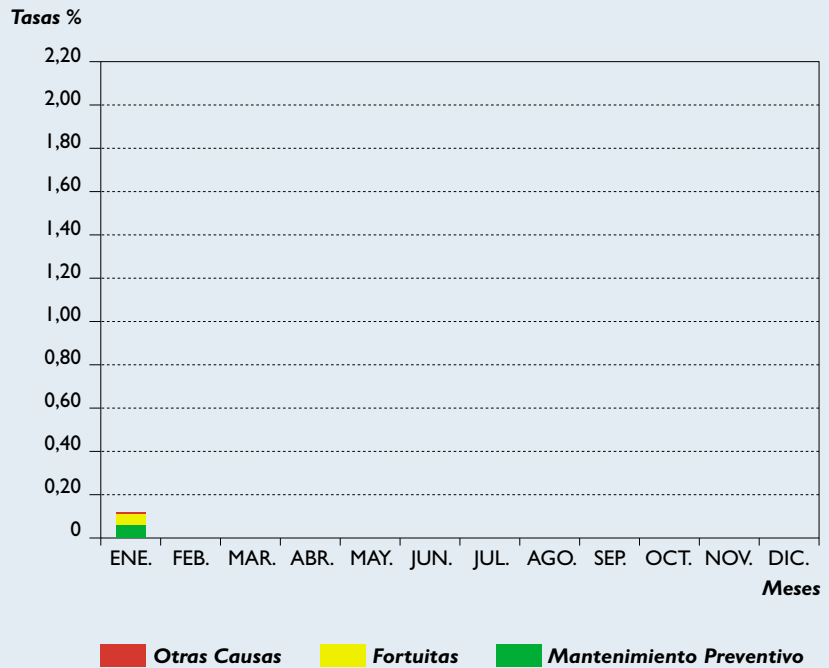
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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

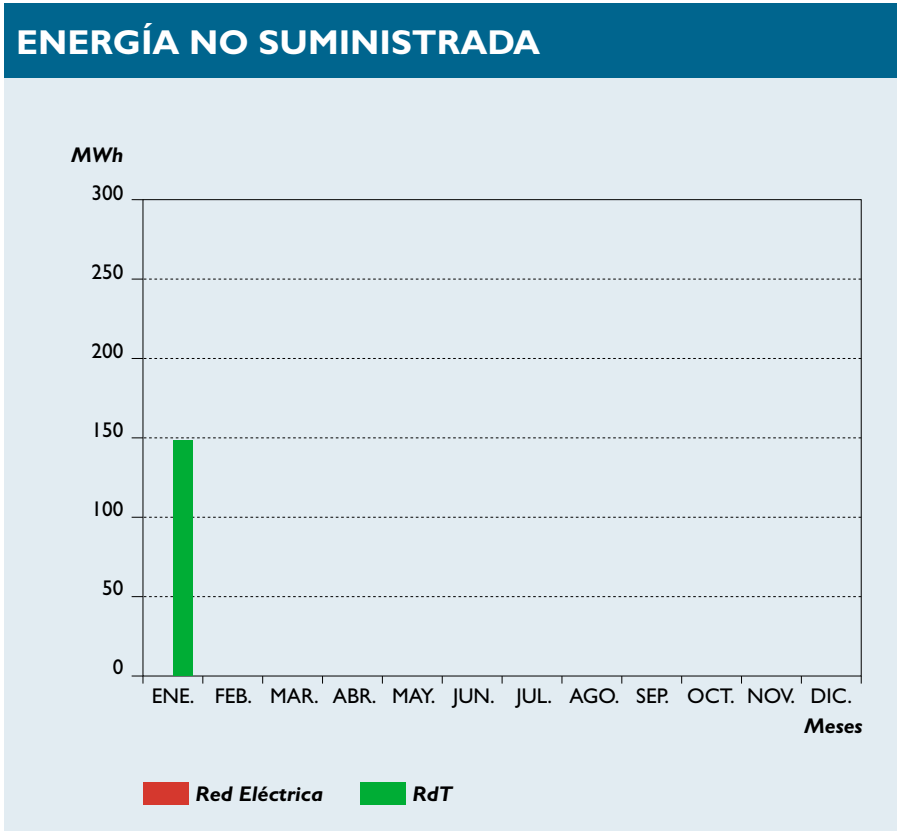
CAUSAS Y DURACIÓN DE INCIDENTES				
Número de Incidentes				
Causas		Fallo Líneas	Fallo Subestaciones	Agentes Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	26	0	0
	220 kV	33	5	8
	< 220 kV	5	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	15	0	4
Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	1	11	14
	220 kV	10	25	11
	< de 220 kV	1	4	1
Transformadores	400/220/132 kV	2	15	2

CUADRO 7



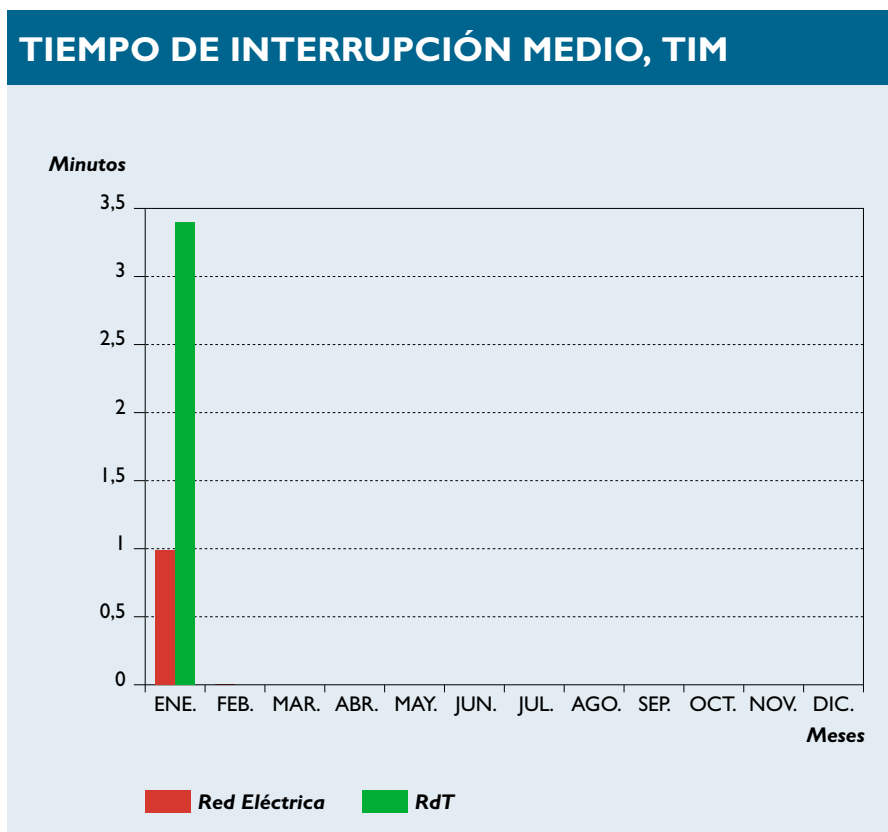
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de enero se ha registrado un corte de mercado, en instalaciones de la RdT ajenas a REE. Dicho corte, de 247,33 MWh, ha tenido lugar en la Coruña, debido al fallo de un equipo.



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



El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de REE de los últimos 12 meses ha sido de 1,126 minutos y el de la RdT fue de 3,886 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.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es