

# Informe Mensual

OCTUBRE 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: 31-10-2003. Datos provisionales

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S. L.

Depósito Legal: M-14212-2001



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Octubre 2003

- La demanda de energía eléctrica en el mes de octubre alcanzó los 18.435 GWh, con un crecimiento del 4,9% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 4,1%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 19,8% por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 51,3% de su capacidad total, tercer valor más alto registrado en un mes de octubre desde 1975.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	2.029	48,5	31.005	90,6	37.263	84,7
<b>NUCLEAR</b>	4.711	-16,4	50.418	-2,3	61.840	-1,4
<b>Hulla + Antracita</b>	3.340	9,7	31.114	-10,5	36.661	-13,1
<b>Lignito Pardo</b>	1.312	-0,5	11.748	-12,3	14.010	-12,9
<b>Lignito Negro</b>	900	12,3	6.835	-18,4	8.073	-18,6
<b>Carbón Importación</b>	1.320	15,9	11.407	3,1	13.535	-0,3
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.871	9,0	61.104	-9,6	72.279	-11,6
<b>Gas Natural</b>	2.292	26,3	16.188	59,5	17.817	58,2
<b>Fuel-Oil</b>	300	-6,6	3.976	-58,2	4.456	-63,1
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	16.203	4,9	162.691	4,9	193.655	3,0
<b>Consumos Producción</b>	729	1,6	6.789	-3,9	8.073	-5,3
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	15.474	5,1	155.902	5,3	185.582	3,4
<b>Adquirida Autoproduct.</b>	3.309	5,6	31.894	13,8	38.914	16,9
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	18.783	5,2	187.797	6,6	224.496	5,5
<b>Consumos en Bombeo</b>	402	-30,1	3.958	-30,6	5.213	-21,0
<b>Saldo Internacional</b>	54	-	1.413	-	2.149	-60,8
<b>DEMANDA</b>	18.435	4,9	185.251	5,9	221.433	4,6

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	T. Año Móvil
	2002		2003										
Hidroeléctrica	2.042	4.216	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.339	2.030	1.612	1.799	2.029	37.263
Térmica Nuclear	5.604	5.818	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.660	5.652	5.556	4.189	4.711	61.840
Térmica Convencional	7.534	5.750	6.054	6.922	6.560	5.684	6.588	9.641	10.274	10.021	10.061	9.464	94.553
PRODUCCION BRUTA	15.180	15.784	17.343	16.344	15.803	14.146	15.019	16.640	17.956	17.189	16.049	16.203	193.655
Consumos Producción	673	612	634	618	623	554	603	727	784	781	736	729	8.073
PRODUCCION NETA	14.507	15.172	16.709	15.726	15.180	13.592	14.416	15.913	17.172	16.408	15.313	15.474	185.582
Adquirida Autoprod.	3.338	3.682	3.937	3.273	3.343	3.545	3.315	2.845	2.924	2.591	2.812	3.309	38.914
PROD. TOTAL NETA	17.845	18.854	20.646	18.999	18.523	17.137	17.731	18.758	20.096	18.999	18.125	18.783	224.496
Consumos en Bombeo	570	684	587	380	369	219	266	416	420	473	428	402	5.213
Saldo Internacional	491	246	26	51	247	-37	134	409	237	123	167	54	2.149
DEMANDA	17.766	18.417	20.084	18.671	18.400	16.882	17.598	18.751	19.915	18.651	17.863	18.435	221.433
Δ % Mensual	-0,2	-2,4	3,9	9,9	4,4	-0,7	2,5	8,0	7,9	12,6	5,5	4,9	-
Δ % 365 días	3,8	2,7	2,5	3,1	3,3	2,5	2,5	3,0	3,3	4,4	4,6	4,6	4,6

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh JUNIO 2003													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	97	1.652	2.577	4.958	356	4.885	74	0	3.352	668	4.312	22.931	
Térmica Nuclear	3.590	11.832	4.456	31.010	—	—	0	323	0	0	1.647	52.858	
Térmica Convencional	2.389	24.751	11.726	2.438	3.755	19.742	245	6.849	466	2.595	224	75.180	
PROD.TOTAL NETA I	6.076	38.235	18.758	38.406	4.111	24.627	319	7.172	3.818	3.263	6.183	150.969	
Saldo Internacional	475	409	409	-5.121	247	4.099	257	1.568	160	174	-1.280	1.397	
Consumos en Bombeo	109	649	416	502	81	876	92	0	276	57	383	3.441	
DEMANDA 2													
Mensual	6.442	37.995	18.751	32.783	4.277	27.850	484	8.740	3.702	3.380	4.520	148.924	
Δ %	0,7	1,0	8,0	2,2	0,8	4,8	-0,6	2,2	0,1	5,6	3,2	3,0	
Año Móvil	83.990	504.157	216.100	441.284	48.440	314.541	6.066	109.459	51.266	41.706	58.873	1.875.882	
Δ %	1,6	1,5	3,0	1,1	1,5	2,1	1,4	1,1	-2,3	3,1	0,9	1,6	
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 488 MW y 7.967 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 3.848 MW y máximo de 9.889 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.201 MW y un máximo de 7.537 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 250 MW y un máximo 1.998 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 1.656 MW y los 5.379 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.086 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

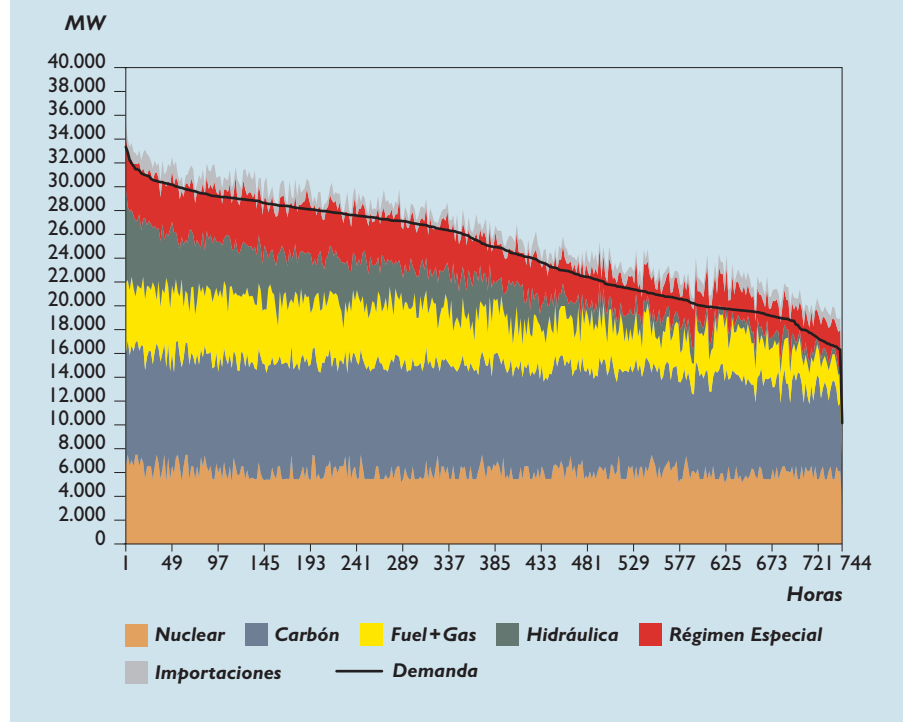


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

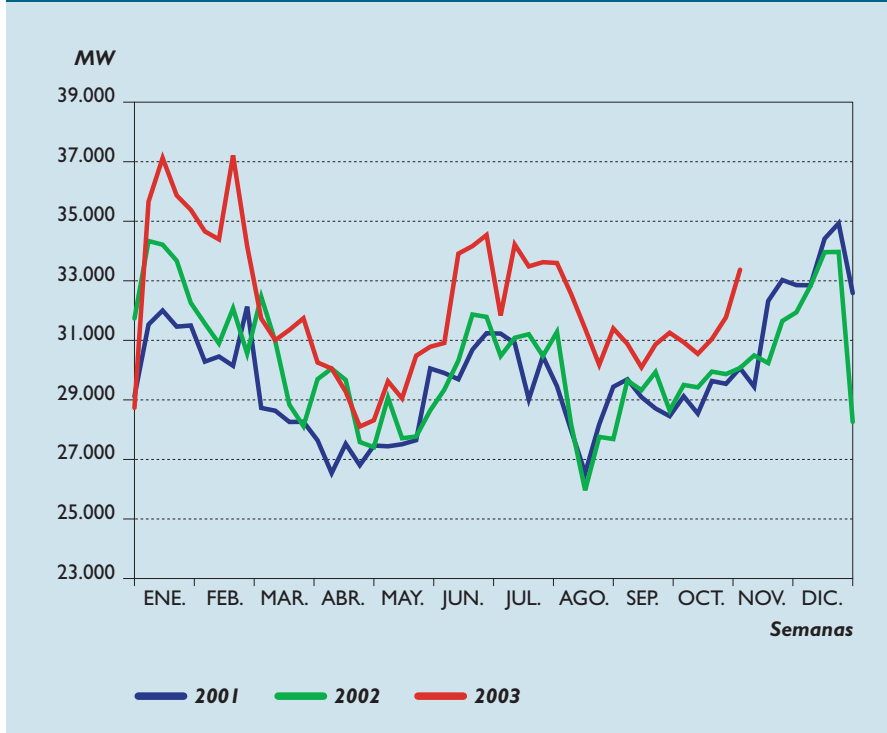


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 27 con 33.372 MW a las 20 horas. Este valor es superior en 3.300 MW al máximo registrado en el mes de octubre de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 4,9%. En octubre, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, aportando 0,9 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,1 puntos negativos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.435	4,9
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		-0,1
Efecto Temperatura (3)		0,9
Efecto Act. Económica y Otros		4,1
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	185.251	5,9
<b>COMPONENTES (1)</b>		
Efecto Laboralidad		0,3
Efecto Temperatura (3)		1,0
Efecto Act. Económica y Otros		4,6

(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)

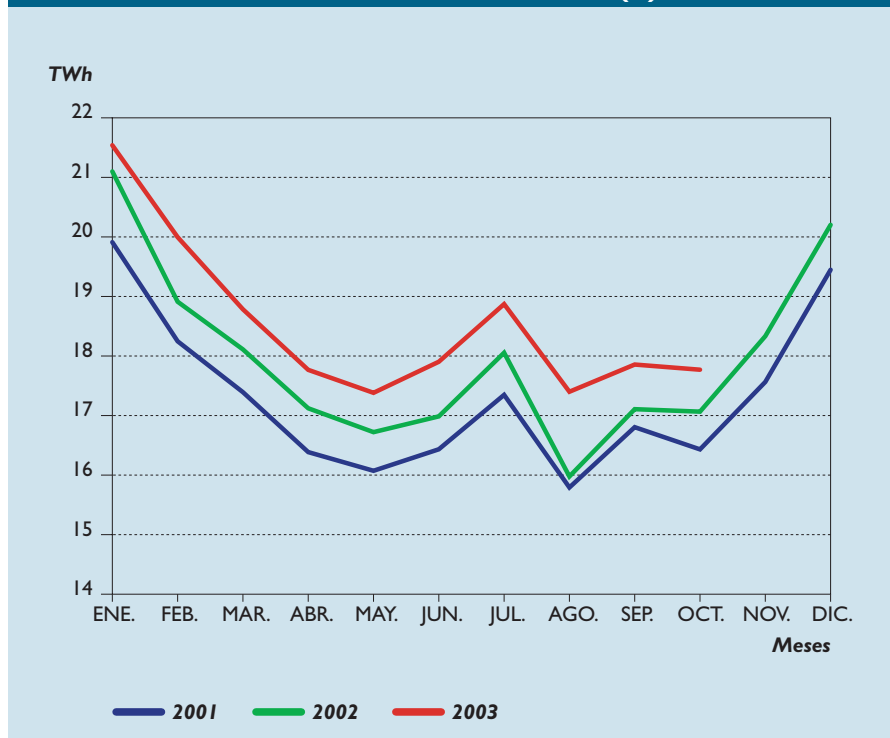


GRÁFICO 3

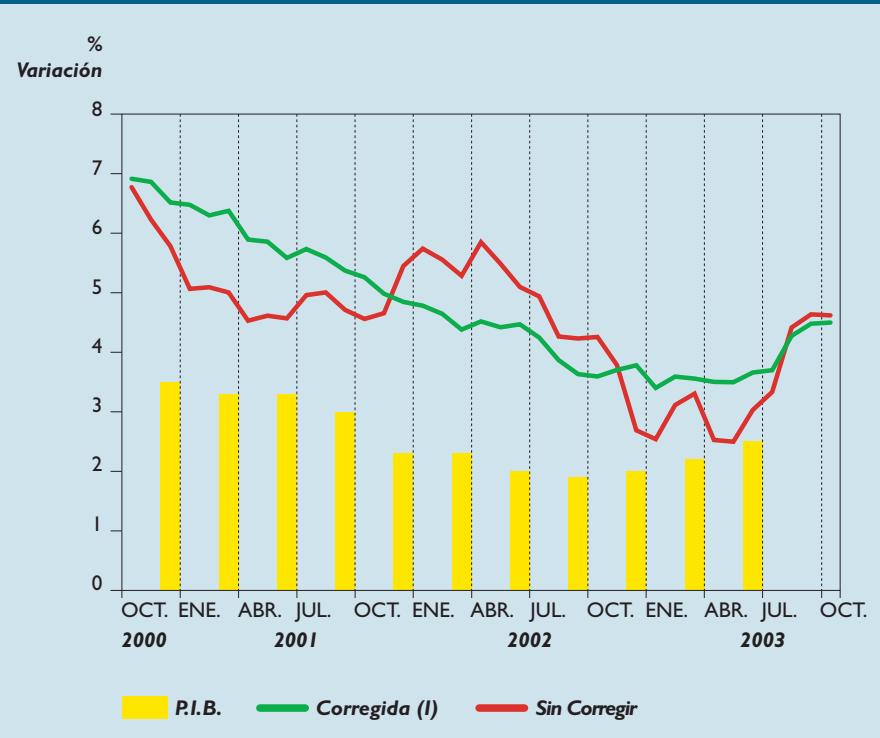
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,1%, superior en 0,3 puntos al crecimiento experimentado en octubre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,6%, similar al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,5% en el mismo período. Este crecimiento es igual al del mes pasado y 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

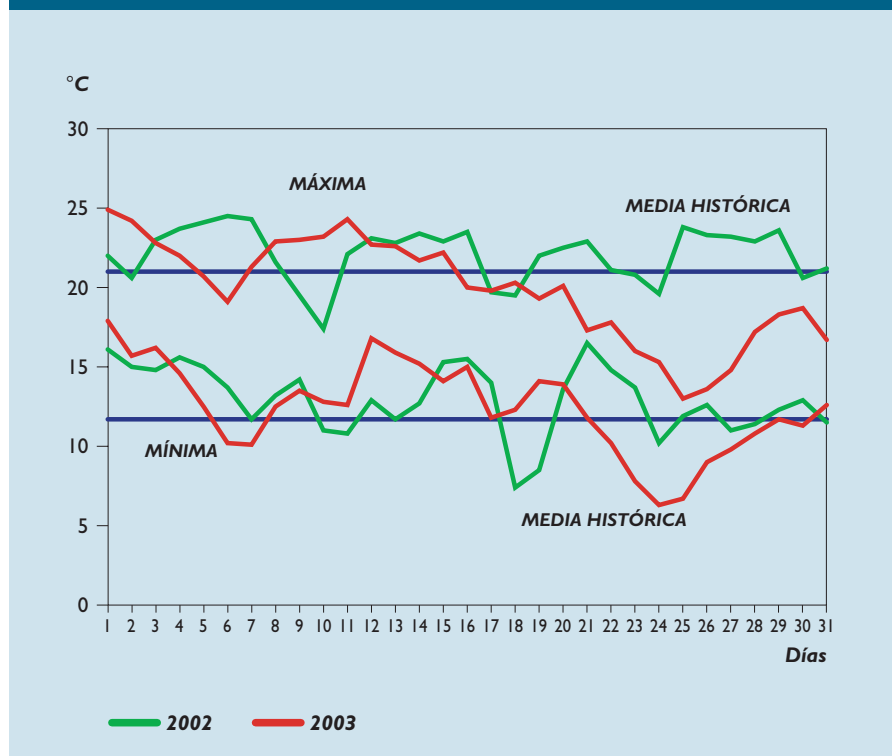


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de octubre fue de 16,2 °C, inferior en un grado y medio a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las registradas en octubre de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 19,9 °C, inferior a los 22,1 °C registrados en octubre del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 12,4 °C frente a los 13 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 57 GWh, superior en 11 GWh al valor característico de un mes de octubre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico el mes ha sido húmedo, registrándose un producible mínimo de 23 GWh el día 12 y un máximo de 214 GWh el día 31.

(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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (I)

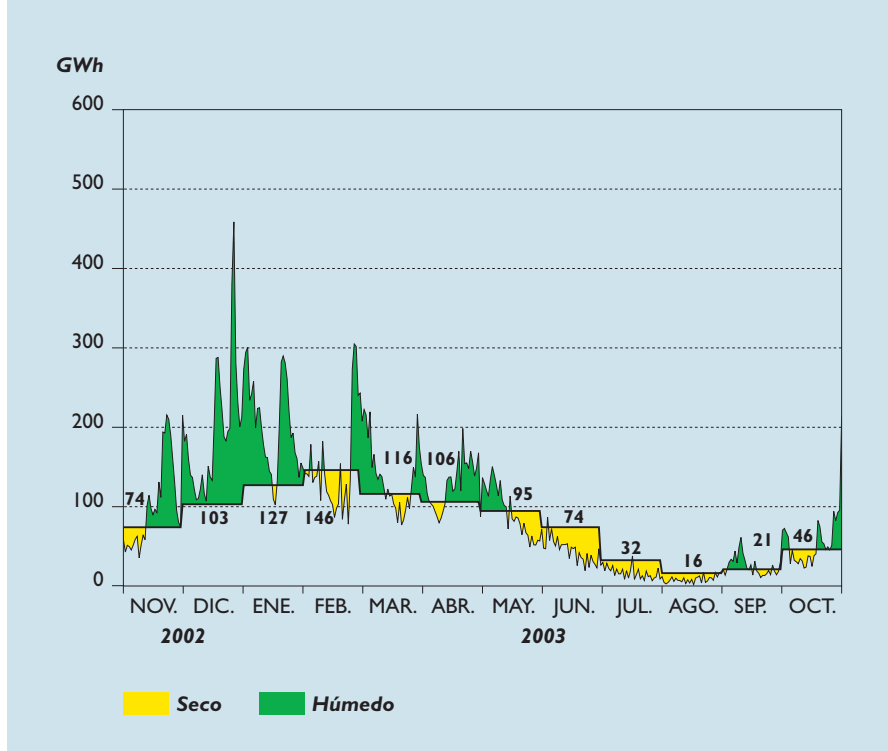


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

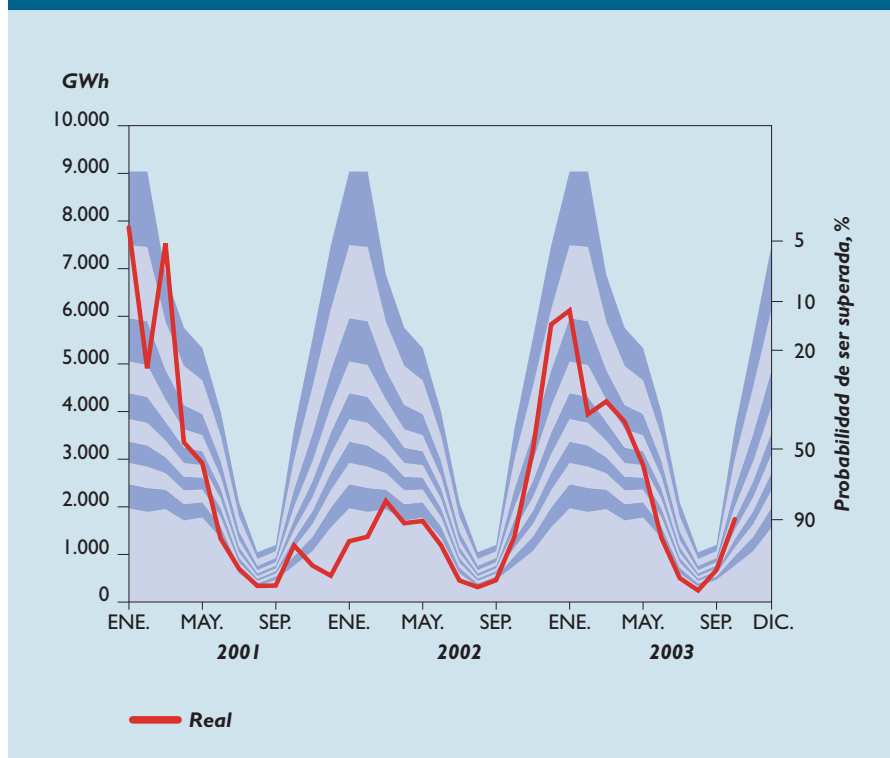


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,23 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 36%.

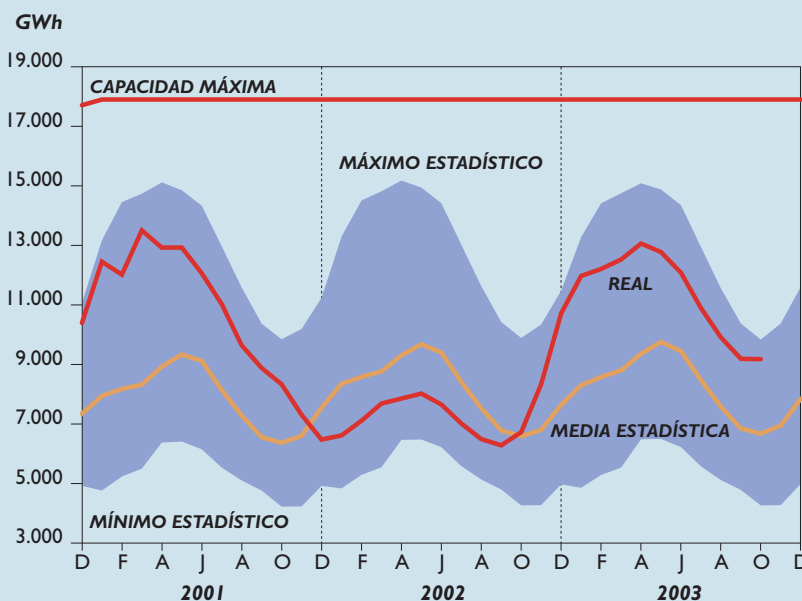
En los diez primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,08 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 37%.

(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 51,3% de su capacidad, superior en 13,7 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

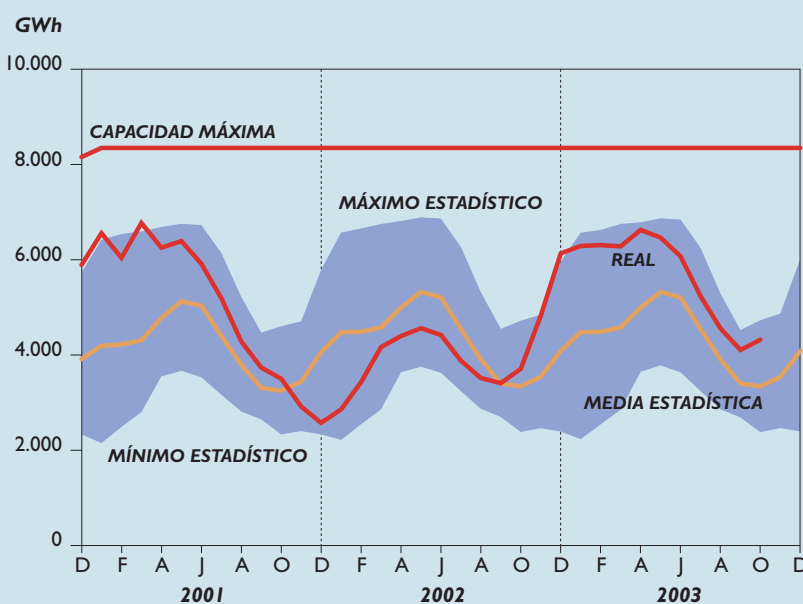


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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

GRÁFICO 8

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL



Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 51,8%; 2,6 puntos más que en el mes de septiembre. Es el tercer valor más alto registrado en un mes de octubre desde 1990.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 50,8% de su capacidad, inferior en 2,1 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

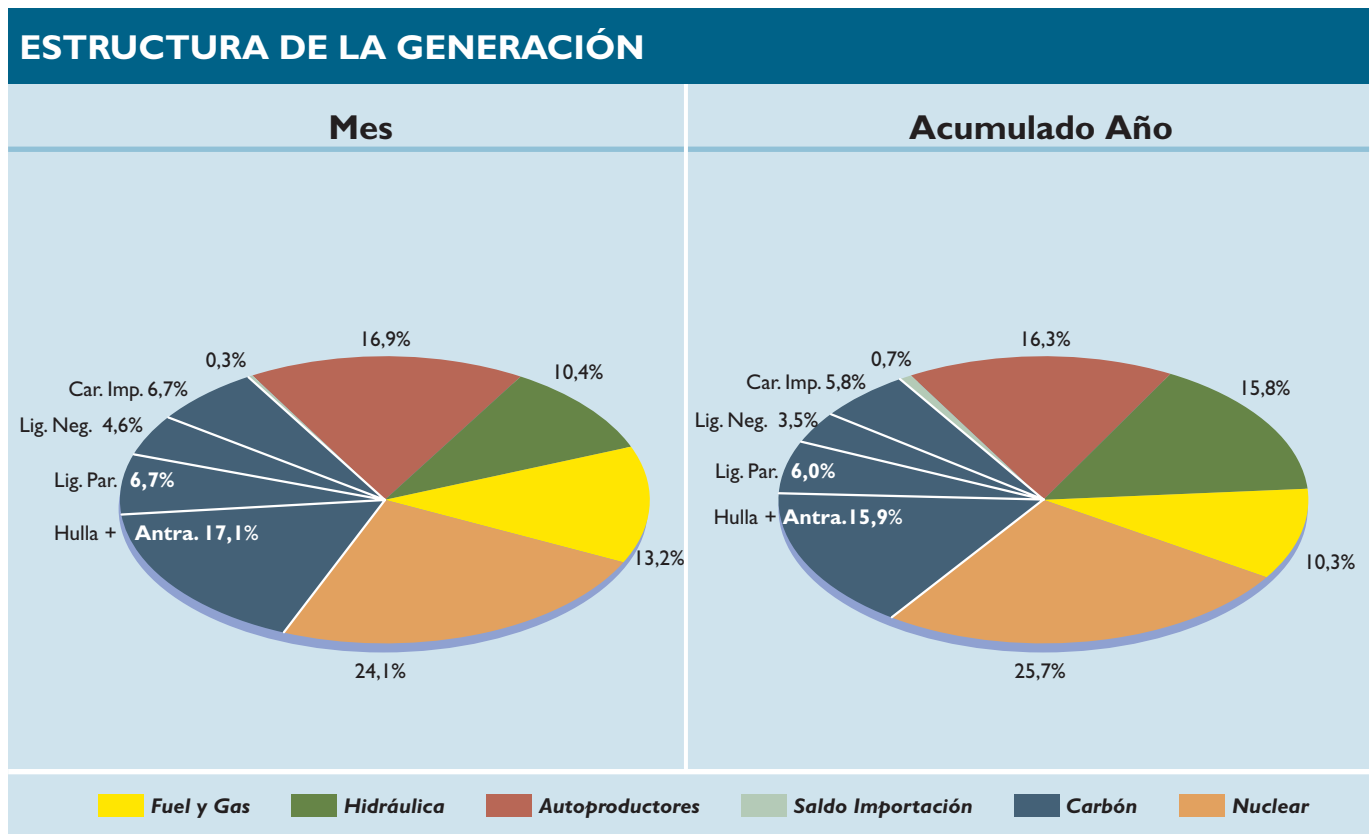


GRÁFICO 10

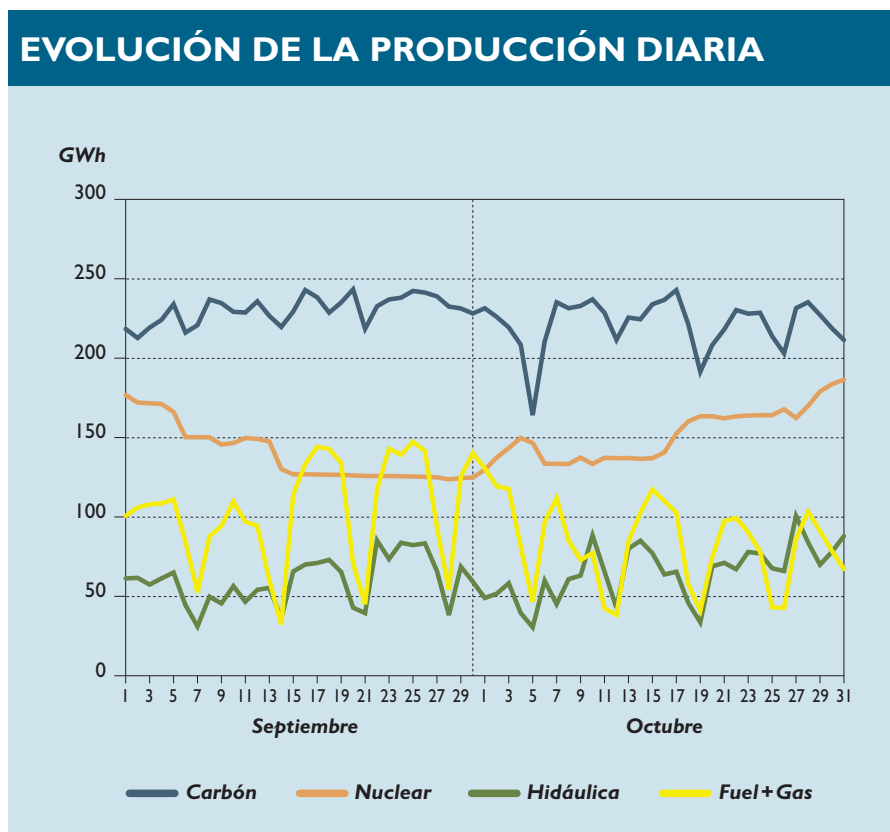


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 243 GWh y un mínimo de 208 GWh; la hidráulica entre 101 GWh y 45 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 131 GWh y mínimo de 67 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 152 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	OCTUBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,85	0,00	0,15	0,91	0,06	0,03
Hulla + Antracita	0,89	0,00	0,11	0,90	0,01	0,09
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,94	0,04	0,02
Lignito Negro	0,98	0,01	0,01	0,87	0,06	0,07
Carbón Importación	0,98	0,00	0,02	0,92	0,04	0,04
TOTAL CARBÓN	0,94	0,00	0,06	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,85	0,00	0,15	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
23	Batería Condensador 2 S.E. 132 kV San Ciprián	70 MVAr
25	L-220 kV Campoamor-Rojales	Desaparece Rojales-Hoyamorenna-Campoamor, dividiéndose en Campoamor-Rojales y Campoamor-Hoyamorenna
26	L-220 kV Campoamor-Hoyamorenna	
30	Batería Condensador 1 S.E. 132 kV San Ciprián	70 MVAr

CUADRO 6

## INCIDENTES

El día 31 a las 20:29 horas se produce el disparo de la línea de 400 kV Puentes de García Rodríguez-Boimente, por tormenta. Como consecuencia del disparo hay un corte de mercado de 220 MW en ALUMINIO, durante 8 minutos, que afectó a la provincia de la Coruña.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 46 GWh, lo que representa un descenso de un 71% respecto al saldo del mes pasado (159 GWh).

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 98% (403 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, EGL y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 198, 21, 0,4, 0,2 y 0,1 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA, ENDESA ENERGÍA, EGL, EGL ESPAÑA ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación, por un valor de 76, 15, 7, 4, 3, 2, 0,1 y 0,1 GWh.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, ENDESA ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, REN, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y ENDESA GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 137, 133, 118, 37, 16, 16, y 13 GWh, respectivamente.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de exportación de energía a través de la participación directa de ONE como agente externo comprador en el mercado de producción español (81 GWh).

ENDESA ENERGÍA exportó a Andorra un total de 25 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

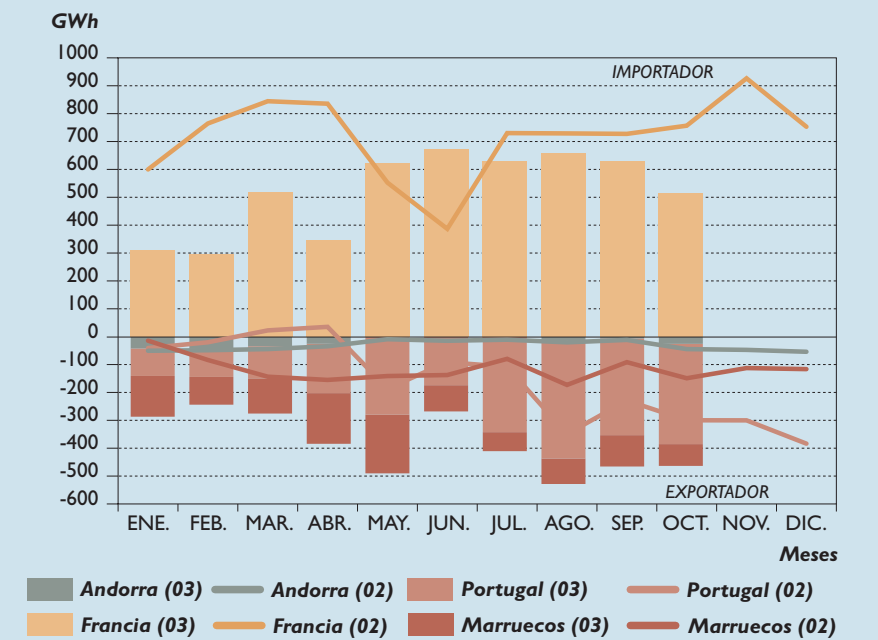


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	24,2	0,0	-24,2
España-Francia	59,3	575,7	516,4
España-Portugal	514,1	154,0	-360,2
España-Marruecos	80,6	2,3	-78,3
<b>TOTAL</b>	<b>678,2</b>	<b>732,0</b>	<b>53,8</b>

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	19,60	42,89	56,22	43,78
Feb.	17,53	18,22	50,88	49,12
Mar.	18,17	11,79	49,27	50,73
Abr.	21,00	25,60	53,81	46,19
May.	18,83	7,53	49,64	50,36
Jun.	15,17	5,33	44,81	55,19
Jul.	14,69	5,50	43,67	56,33
Ago.	13,89	2,97	53,16	46,84
Sep.	15,74	13,21	54,44	45,56
Oct.	17,95	5,58	52,93	47,07
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>17,22</b>	<b>13,80</b>	<b>51,08</b>	<b>48,92</b>

(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.

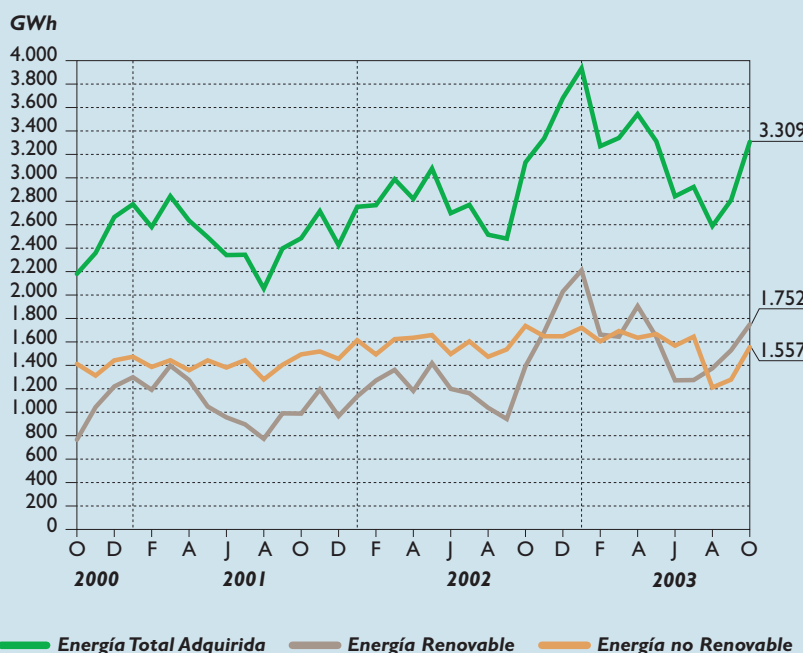


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,050 c€/kWh y mínimo de 3,610 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,000 c€/kWh y los 1,468 c€/kWh.

**PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA**

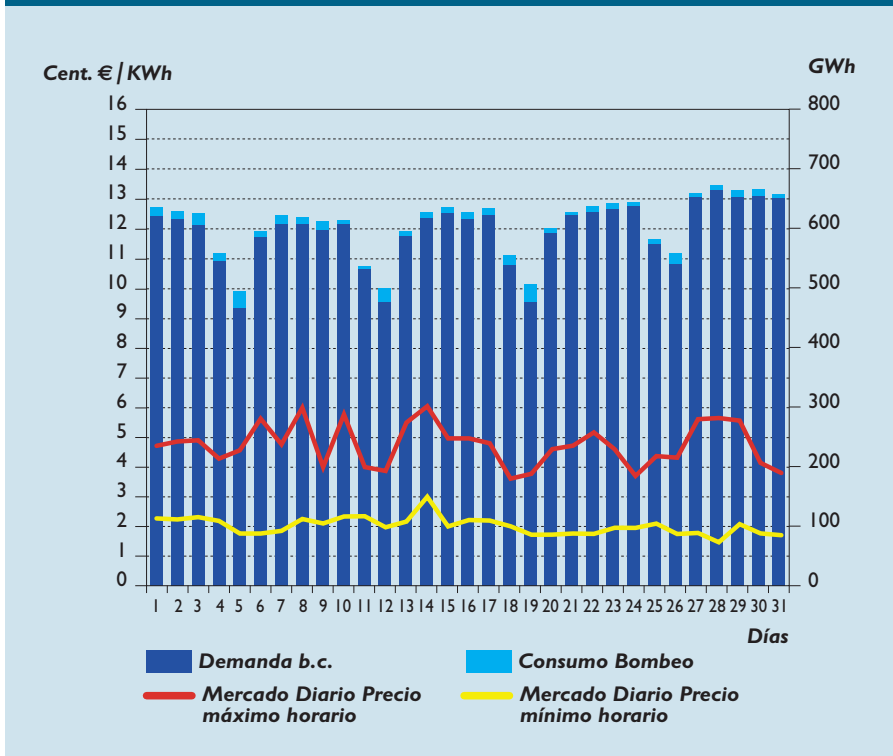


GRÁFICO 14

**ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN**

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
<b>Mercado Diario</b>	<b>16.689</b>	<b>85,4</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>9.929</b>	<b>50,8</b>
- Producción Interior	16.049		- Mercado Diario	9.902	
- Importación	640		- Mercados Intradiarios	27	
Francia	610		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.052</b>	<b>31,0</b>
Portugal	31		- Mercado Diario	5.922	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	129	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>354</b>	<b>1,8</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	312		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>456</b>	<b>2,3</b>
- Importación	42		<b>Exportación</b>	<b>659</b>	<b>3,4</b>
Francia	-4		- Portugal	464	
Portugal	46		- Marruecos	83	
Marruecos	0		- Andorra	26	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-28</b>	<b>-0,1</b>	- Francia	86	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>-139</b>	<b>-0,7</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-219</b>	<b>-1,1</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.876</b>	<b>86,4</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>16.876</b>	<b>86,4</b>
Contratos Bilaterales (2)	74	0,4	Contratos Bilaterales (2)	74	0,4
Energía programada en Régimen Especial	2.588	13,2	Energía adquirida al Régimen Especial	2.588	13,2
<b>TOTAL</b>	<b>19.538</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>19.538</b>	<b>100</b>

(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

Octubre 2003

- Se han puesto en servicio 9 posiciones en Puerto de la Cruz, 1 en Cartelle, 5 en Arcos de la Frontera, 6 en Almazán, los 2º circuitos de la Pinar-Estrecho (37 km) y Cartelle-Lindoso (47,1 km); entrada/salida en Puerto de la Cruz de la L-400 kV Pinar-Estrecho (22 km); entrada/salida en Nuevo Escombreras de la L-400 kV Escombreras-Rocamora (0,4 km) y entrada/salida en Arcos de la L-400 kV Don Rodrigo-Pinar (1 km).

### I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>≤ 220 kV</u>
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.184	16.494 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	768	1.729
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	85	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	21	42
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Subterráneos</b>	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	
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	15.694	205	15.899	285
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	631	42	673	95
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	43	10	53	32
	MVA	22.463	4.440	26.903	16.506
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	20	1	21	-
	MVAr	3.000	150	3.150	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-	13	-
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	2	-	2	-

(\*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	4.410	6.853 (I)	11.263	5.231 (I)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	213	888	1.101	628
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
<b>Reactancias</b>	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 una línea ha 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, veintiseis líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y dos 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%**

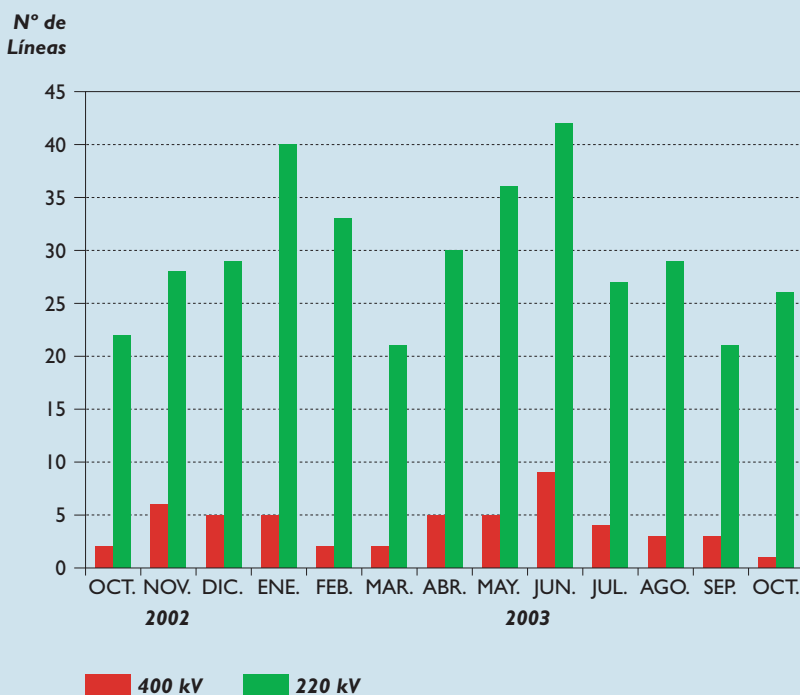


GRÁFICO 1

**TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%**

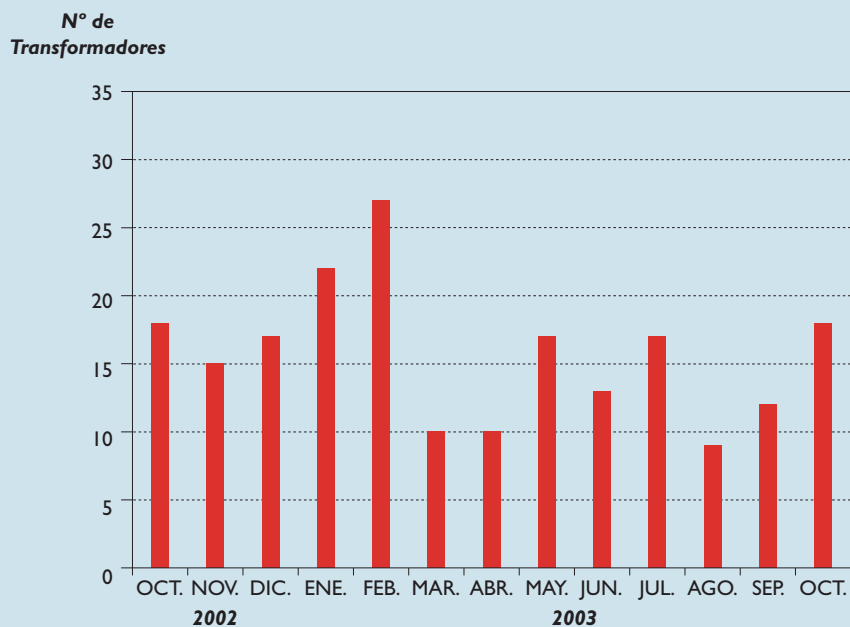


GRÁFICO 2

Este mes dieciocho 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.

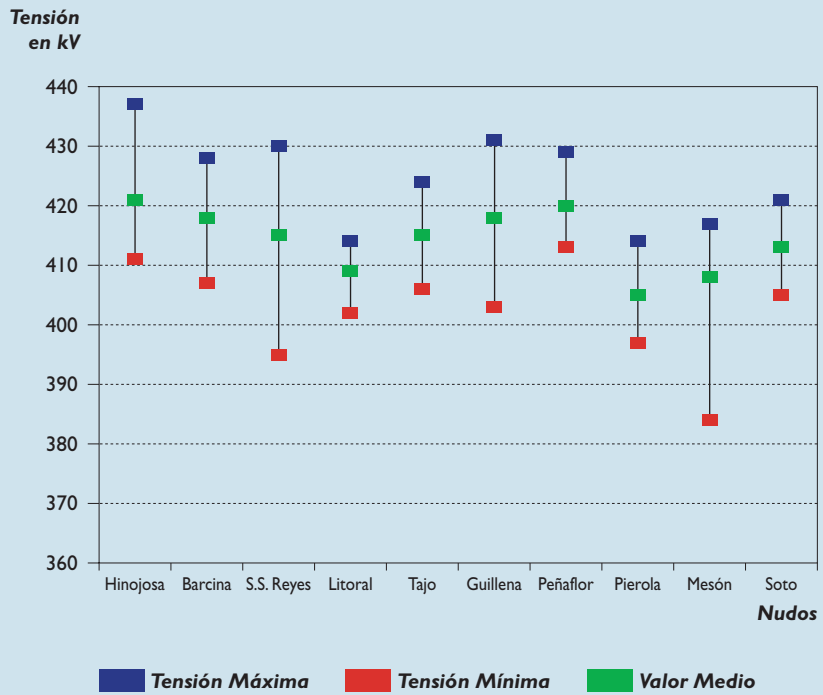
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 384 kV de Mesón y los 440 kV de Pinilla. El 31% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 24% entre 420 y 425 kV. El 3% de las medidas superan los 430 kV.

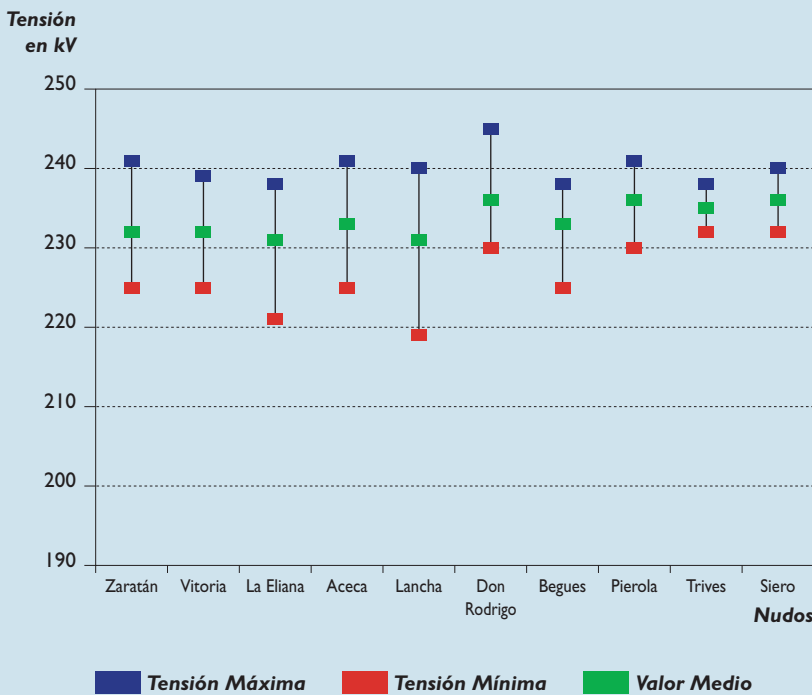
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 los 206 kV registrados en Benahadux y los 253 kV en Balboa. El 45% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 33% entre 235y 240 kV. Un 4% 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 Aldeadávila-Arañuelo y Pinilla-Rocamora 1 y 2 para mantenimiento de las líneas.
- Línea de 400 kV Grijota-Vitoria, para sustituir amarres del cable de tierra y modificación de los tramos 220-222 y 246-251.
- Línea de 400 kV Mudarra-S.S. Reyes para reparar venas rotas en conductor en varios vanos.
- Línea de 400 kV Pinilla-Rocamora 1 y 2 para mantenimiento y sustitución de varillas.
- Línea de 400 kV Almaraz-Guadame para refuerzo de montantes.
- Línea de 400 kV Almazán-Escatrón para 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

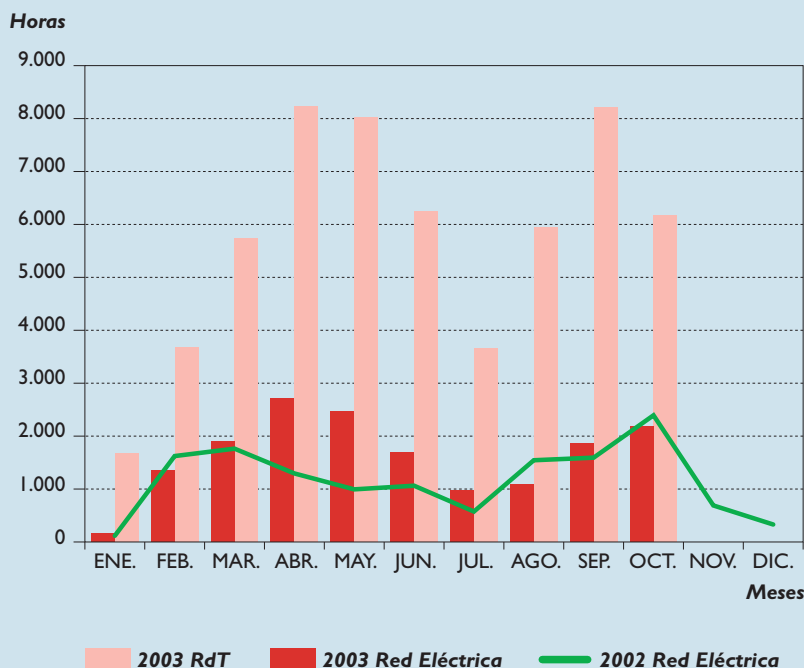


GRÁFICO 5

### CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

#### Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
<b>400 kV</b>	638	4.996	315	10
<b>220 kV</b>	1.016	1.421	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	535	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Catadau, posición adyacente a barras 1 de la salida Olmedilla para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Eliana, posición adyacente a barras 2 de la salida Catadau para muestreo del interruptor.
- Subestación de 400 kV Caparacena, posición central de la calle de Tajo para revisar interruptor.
- 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

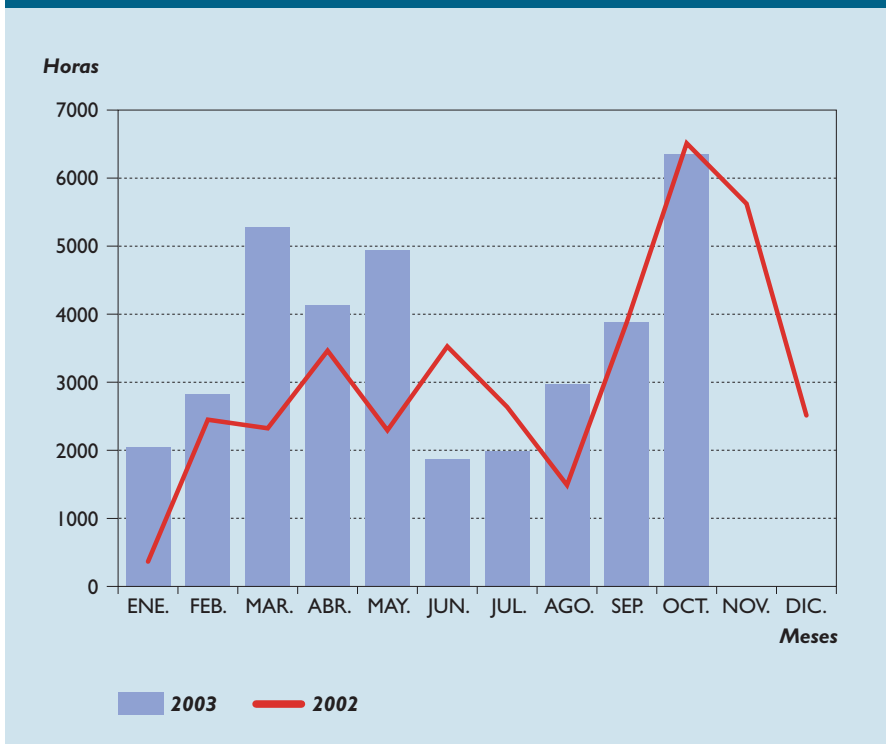


GRÁFICO 6

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
<b>TOTAL</b>	<b>3.378</b>	<b>511</b>	<b>3.889</b>

- Subestación de 400 kV Grijota, posición adyacente a barras 2 de la salida Barcina para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Aldeadávila, posición Arañuelo para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Puente San Miguel posición Siero 2, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Sangüesa posición Sabiánigo, para reparar el seccionador de línea.

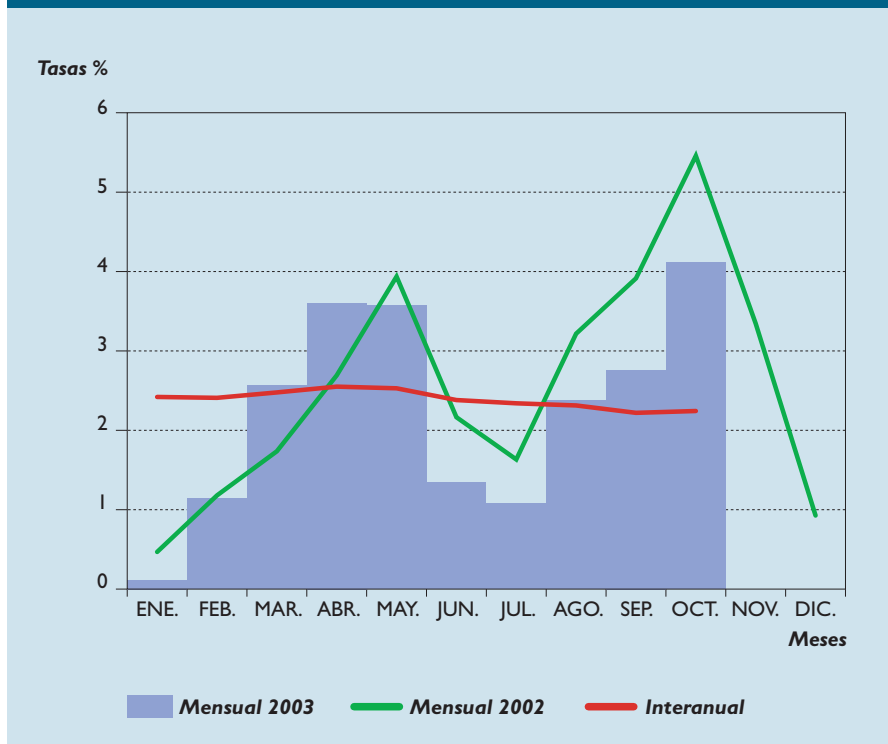
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



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	0,642	0,709	
Indisponibilidades Fortuitas	0,004	0,037	
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,646</b>	<b>0,746</b>	
Por Otras Causas	3,469	1,497	
<b>TOTAL</b>	<b>4,115</b>	<b>2,243</b>	

CUADRO 6

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

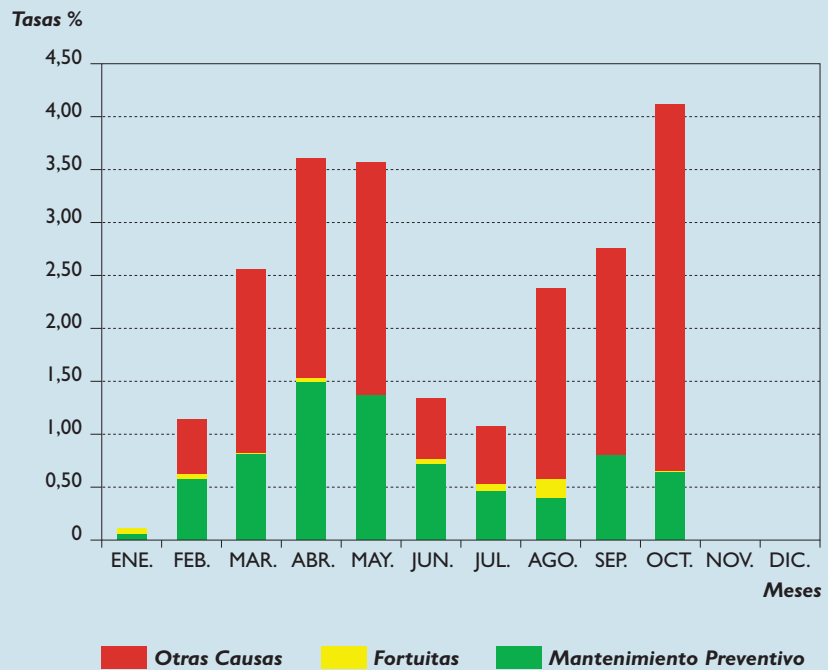
$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

$PN_i$  = potencia nominal de cada línea



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	19
	220 kV	0	0	53
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	9

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	8	10
	220 kV	2	15	36
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	2	6	1

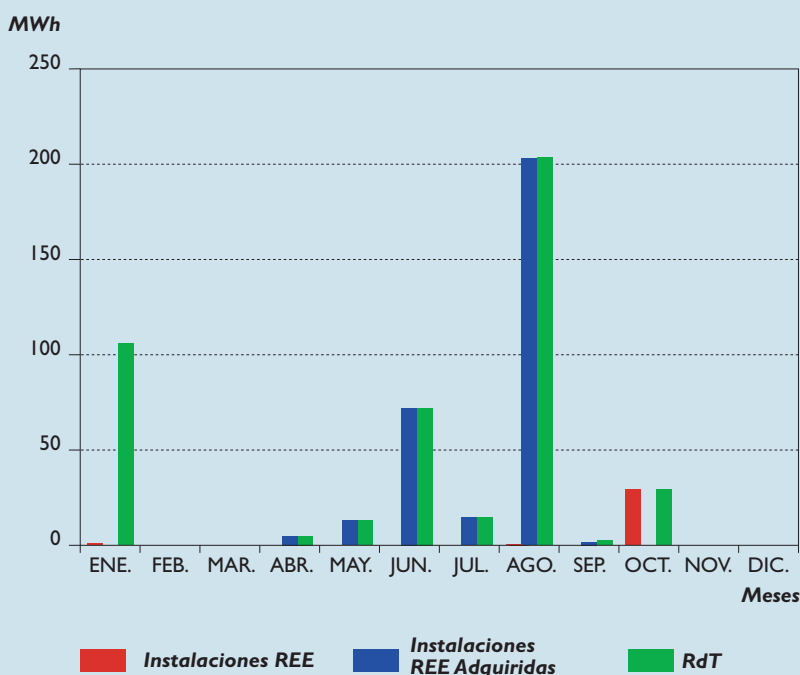
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de octubre se ha registrado un corte de mercado en la red de transporte en instalaciones de Red Eléctrica. Tuvo lugar en Galicia, con una energía no suministrada de 29,33 MWh y fue debido a agentes atmosféricos.

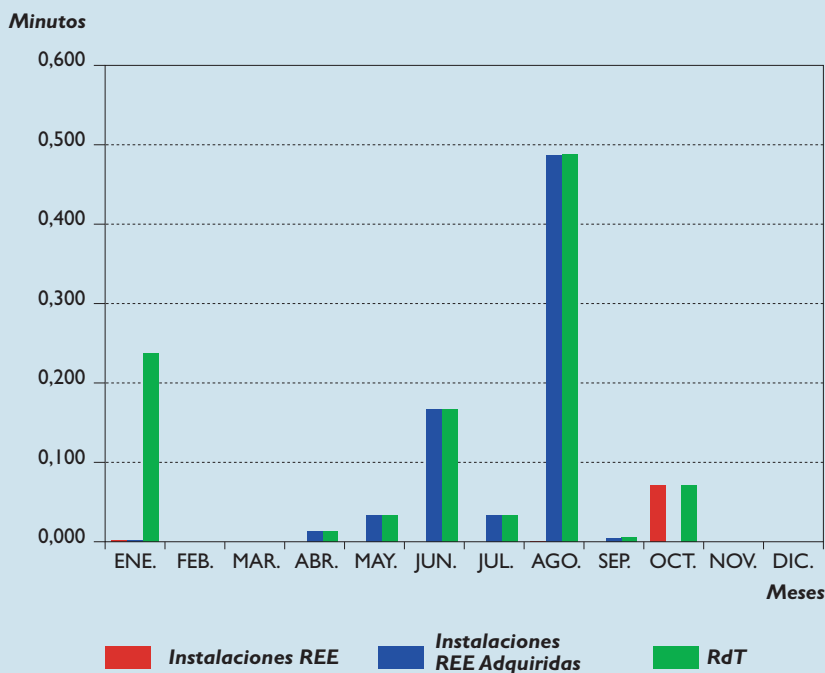
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM



En el mes de octubre el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0,071 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,071 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.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

---

[www.ree.es](http://www.ree.es)