

# Informe Mensual

FEBRERO 2005



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

## GENERACIÓN Y DEMANDA

<b>1. Balance de Producción</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Demanda</b> .....	<b>3</b>
<b>3. Hidraulicidad</b> .....	<b>6</b>
<b>4. Generación</b> .....	<b>8</b>
<b>5. Nuevas Instalaciones de Generación, Revisiones e Incidentes</b> .....	<b>9</b>
<b>6. Intercambios Internacionales y Autoproductores</b> .....	<b>10</b>
<b>7. Mercados de Producción</b> .....	<b>11</b>

## RED DE TRANSPORTE

<b>1. Instalaciones de la Red de Transporte</b> .....	<b>13</b>
<b>2. Utilización de la Red</b> .....	<b>15</b>
<b>3. Calidad del Suministro</b> .....	<b>16</b>
<b>4. Descargos</b> .....	<b>17</b>
<b>5. Disponibilidad de las Instalaciones</b> .....	<b>19</b>
<b>6. Comportamiento de la Red</b> .....	<b>20</b>
<b>7. Índices de Calidad</b> .....	<b>21</b>

Información elaborada con datos disponibles a 1 de marzo de 2005

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

Depósito Legal: M-14212-2001



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# Generación y Demanda

## INFORME MENSUAL

Febrero 2005

- Durante el mes de febrero, el consumo de energía eléctrica se ha elevado a 21.731 GWh, situando el crecimiento de la demanda en un 11,6 %. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un 5,7 %.
- La energía producible hidráulica registrada ha descendido hasta el 29% de la energía producible característica en este período. Este valor ha resultado el sexto valor más bajo de la historia.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al 42% de su capacidad total.

### I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

#### BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2005		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	1.609	-49,6	3.214	-52,1	26.176	-26,6
<b>NUCLEAR</b>	5.096	-4,7	10.915	-1,1	63.483	2,4
<b>Hulla + Antracita</b>	3.351	2,7	6.980	9,5	39.528	4,6
<b>Lignito Pardo</b>	1.174	-4,8	2.525	0,9	15.486	5,3
<b>Lignito Negro</b>	835	17,0	1.736	22,9	9.211	8,8
<b>Carbón Importación</b>	1.074	7,0	2.401	25,4	13.568	4,1
<b>TOTAL CARBÓN</b>	6.434	3,5	13.643	11,8	77.793	5,2
<b>Gas</b>	459	133,8	691	67,6	4.026	11,9
<b>Fuel-Oil</b>	740	302,3	1.486	236,7	4.995	21,6
<b>Ciclo Combinado</b>	3.491	75,9	6.911	94,0	32.322	87,5
<b>PRODUCCIÓN BRUTA</b>	17.829	4,1	36.861	7,2	208.795	6,2
<b>Consumos Producción</b>	-833	23,6	-1.642	20,3	-8.876	8,6
<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	16.996	3,3	35.218	6,7	199.918	6,1
<b>Adquirida Autoproductores</b>	4.849	34,6	9.805	21,3	46.186	9,8
<b>PRODUCCIÓN TOTAL NETA</b>	21.845	9,0	45.023	9,6	246.104	6,8
<b>Consumos en Bombeo</b>	-361	30,7	-914	34,2	-4.838	10,1
<b>Saldo Internacional</b>	247	-182,5	543	-187,8	-1.921	-437,9
<b>DEMANDA</b>	21.731	11,6	44.652	12,2	239.346	5,6

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Febr.	T. Año Móvil *
	2004										2005		
Hidroeléctrica	2.950	2.750	3.093	2.675	2.089	1.792	1.627	1.810	2.314	1.862	1.605	1.609	26.176
Térmica Nuclear	5.151	5.328	5.040	5.376	5.759	5.644	4.917	4.673	5.294	5.386	5.820	5.096	63.483
Térmica convencional	9.710	7.517	8.041	9.408	10.881	9.872	10.611	10.111	9.657	10.597	11.607	11.124	119.136
PRODUCCIÓN BRUTA	17.810	15.595	16.174	17.459	18.729	17.307	17.156	16.595	17.265	17.845	19.032	17.829	208.795
Consumos Producción	-709	-592	-649	-755	-802	-767	-743	-738	-717	-762	-810	-833	-8.876
PRODUCCIÓN NETA	17.101	15.003	15.525	16.704	17.927	16.540	16.413	15.857	16.548	17.083	18.222	16.996	199.918
Adq. a Autoprod.	3.986	4.146	3.625	3.365	3.294	3.204	3.202	3.805	3.713	4.040	4.957	4.849	46.186
PROD. TOTAL NETA	21.087	19.148	19.150	20.069	21.221	19.744	19.615	19.662	20.260	21.123	23.179	21.845	246.104
Consumos de Bombeo	-339	-329	-393	-426	-408	-386	-388	-411	-359	-484	-553	-361	-4.838
Saldo Internacional	-234	-621	-304	-321	-241	-455	-54	-331	-46	143	296	247	-1.921
DEMANDA	20.514	18.198	18.453	19.322	20.571	18.903	19.173	18.920	19.856	20.783	22.921	21.731	239.346
Δ Crec. Mensual	11,34	7,02	3,96	2,16	2,48	0,90	5,31	0,92	5,08	3,25	12,79	11,59	-
Δ 365 días	6,41	6,97	7,01	6,43	5,87	4,91	4,76	4,32	4,28	3,82	4,92	-	5,59

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh OCTUBRE 2004													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	129	1.828	1.810	4.221	315	3.283	78	0	2.529	829	2.619	17.641	
Térmica Nuclear	3.452	13.590	4.673	37.583	0	0	0	45	0	0	2.311	61.654	
Térmica Convencional	2.953	28.593	10.111	3.475	3.556	21.029	285	8.152	1.853	2.380	245	82.632	
PROD.TOTAL NETA I	6.534	44.011	16.595	45.279	3.871	24.312	363	8.197	4.382	3.209	5.175	161.928	
Saldo Internacional	959	-611	-331	-6.265	136	3.902	286	1.401	592	542	189	800	
Consumos en Bombeo	152	679	411	820	56	782	90	0	270	28	216	3.504	
DEMANDA 2													
Mensual	7.341	42.721	15.852	38.194	3.951	27.432	559	9.598	4.704	3.723	5.148	159.223	
Δ %	-2,7	-1,5	0,2	-6,1	-4,2	0,8	2,8	2,0	5,0	0,2	0,8	-1,7	
Año Móvil	85.961	509.171	232.442	467.569	50.567	320.245	6.279	110.377	55.460	44.919	61.241	1.944.231	
Δ %	0,7	0,1	4,2	1,9	-3,7	0,1	2,9	0,8	7,0	4,1	3,5	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 distribución 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 414 MW y 6.300 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 6.375 MW y un máximo de 10.043 MW; el fuel-gas ha tenido una producción media de 1.649 MW; los grupos de ciclo combinado han situado su producción media en 5.010 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 500 MW y un máximo 2.728 MW; y la energía adquirida por el sistema a los productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 3.741 MW y los 10.841 MW. La producción nuclear ha mantenido una producción horaria media de 7.284 MW.

### MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

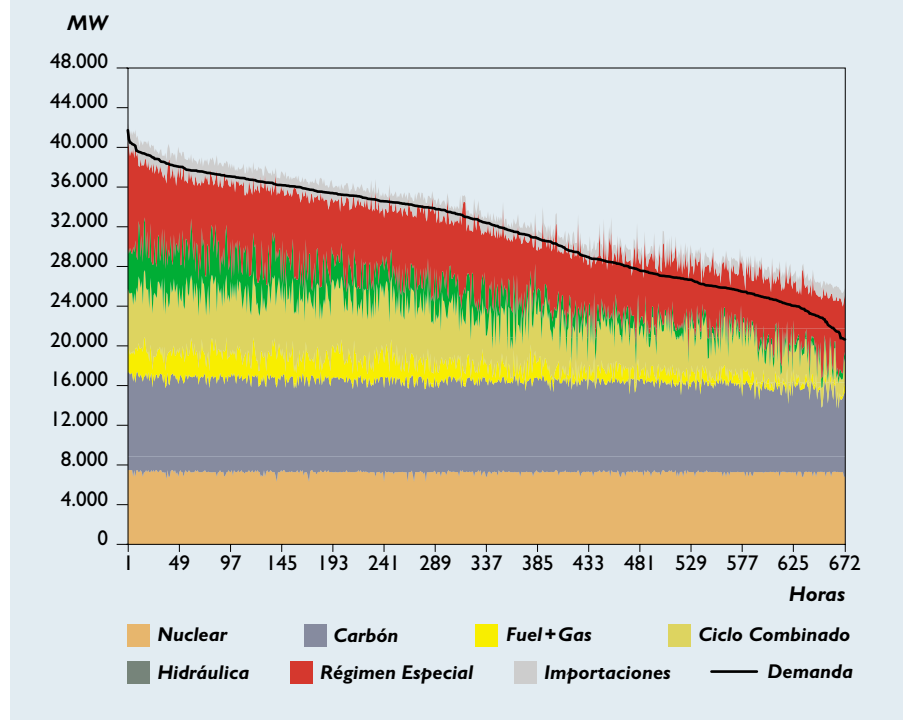


GRÁFICO 1

### VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

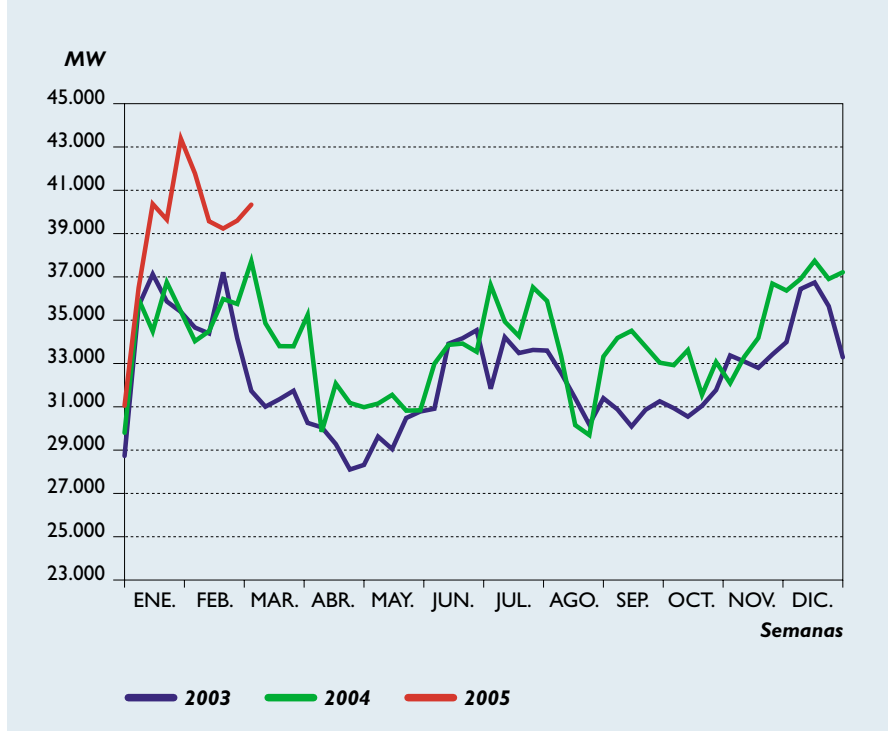


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 2 con 41.781 MW a las 20 horas. Este valor ha resultado 1600 MW inferior al máximo histórico registrado a finales del mes de enero.



DEMANDA

La tasa de crecimiento durante el mes de febrero ha sido de un 11,6%. Las bajas temperaturas registradas han influido positivamente con un 9,1% sobre la tasa de crecimiento, mientras que el efecto de la laboralidad reduce crecimiento en un 3,2%.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% <sup>(2)</sup>
Demanda Total	21.731	11,6
<b>COMPONENTES <sup>(1)</sup></b>		
Efecto Laboralidad		-3,2
Efecto Temperatura <sup>(3)</sup>		9,1
Efecto Act. Económica y Otros		5,7
<b>Acumulado Año</b>		
Demanda Total	44.652	12,2
<b>COMPONENTES <sup>(1)</sup></b>		
Efecto Laboralidad		-2,0
Efecto Temperatura <sup>(3)</sup>		9,0
Efecto Act. Económica y Otros		5,2

- (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 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)

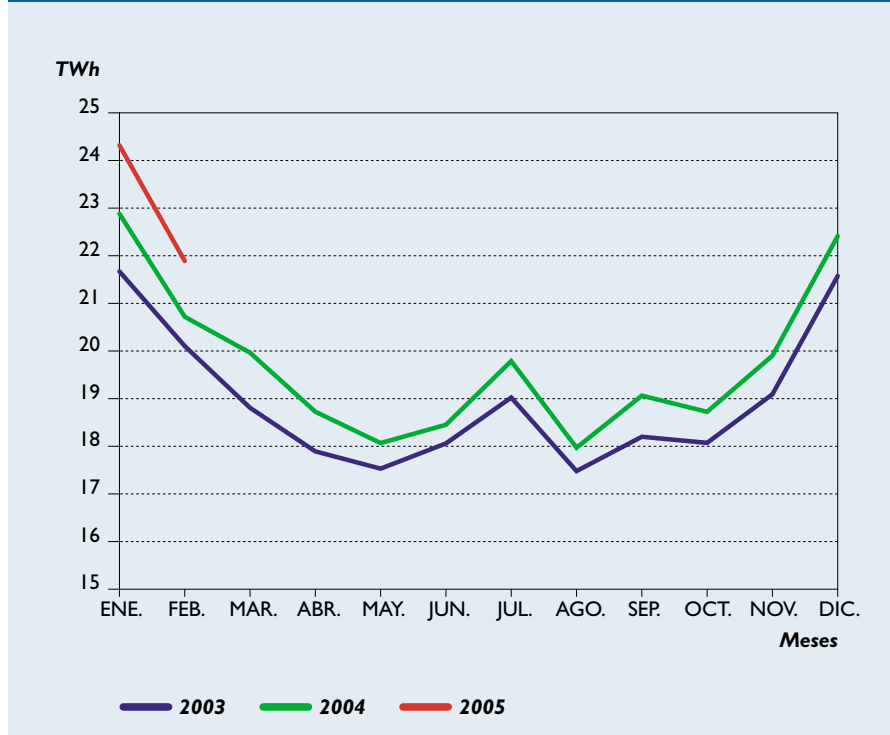


GRÁFICO 3

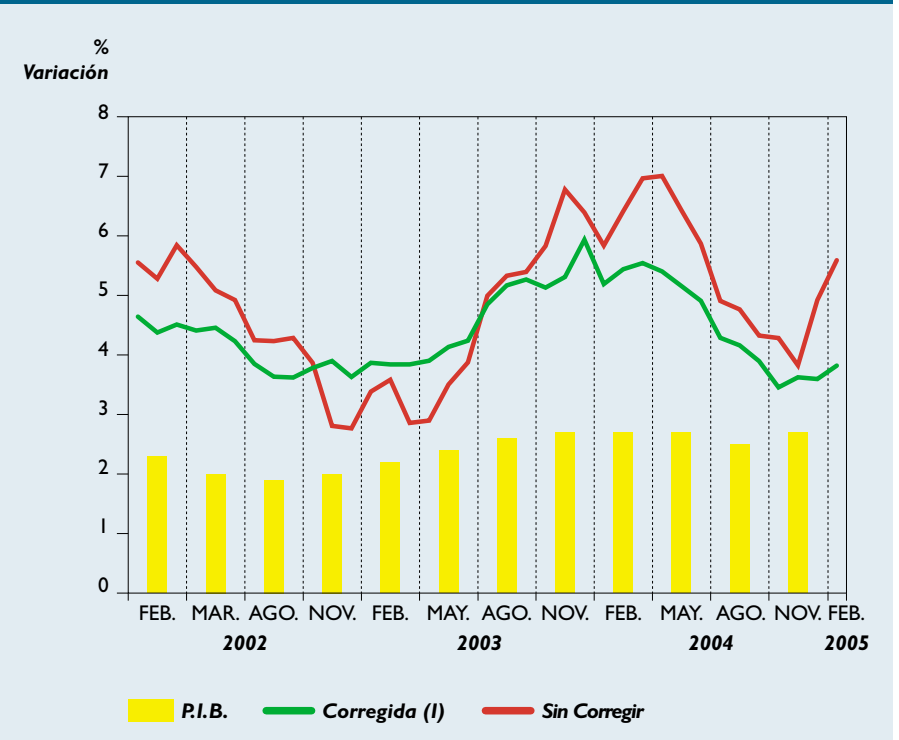
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se ha experimentado una variación positiva del 5,7%, superior en 2,6 puntos al crecimiento experimentado en febrero del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos doce meses ha sido del 5,6%, corregidos los efectos temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 3,8%.

### 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

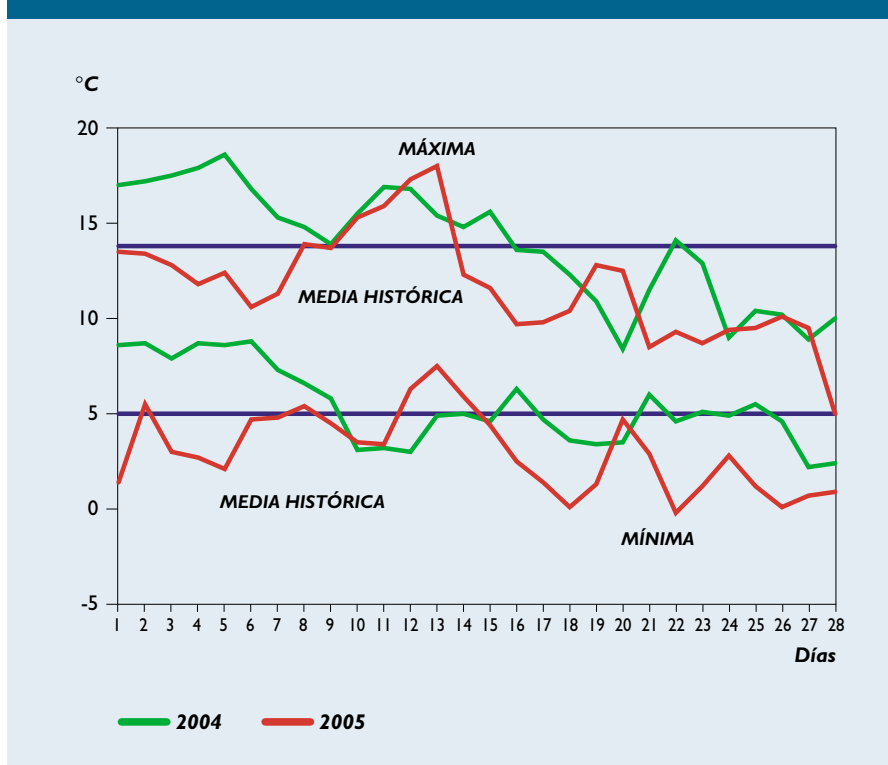


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado de temperaturas inferiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de febrero ha sido de 7,4 °C, valor inferior en 2,3 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas han resultado inferiores a las registradas en febrero de 2004. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 11,8 °C, frente a los 13,9 °C registrados en febrero del año pasado, y las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 3 °C, el cuál ha resultado inferior en comparación a los 5,4 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 42 GWh, muy por debajo del producible característico.

Desde el punto de vista hidroeléctrico ha sido muy seco, registrándose un producible mínimo de 28 GWh el día 14 y un máximo de 55 GWh el día 16.

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

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

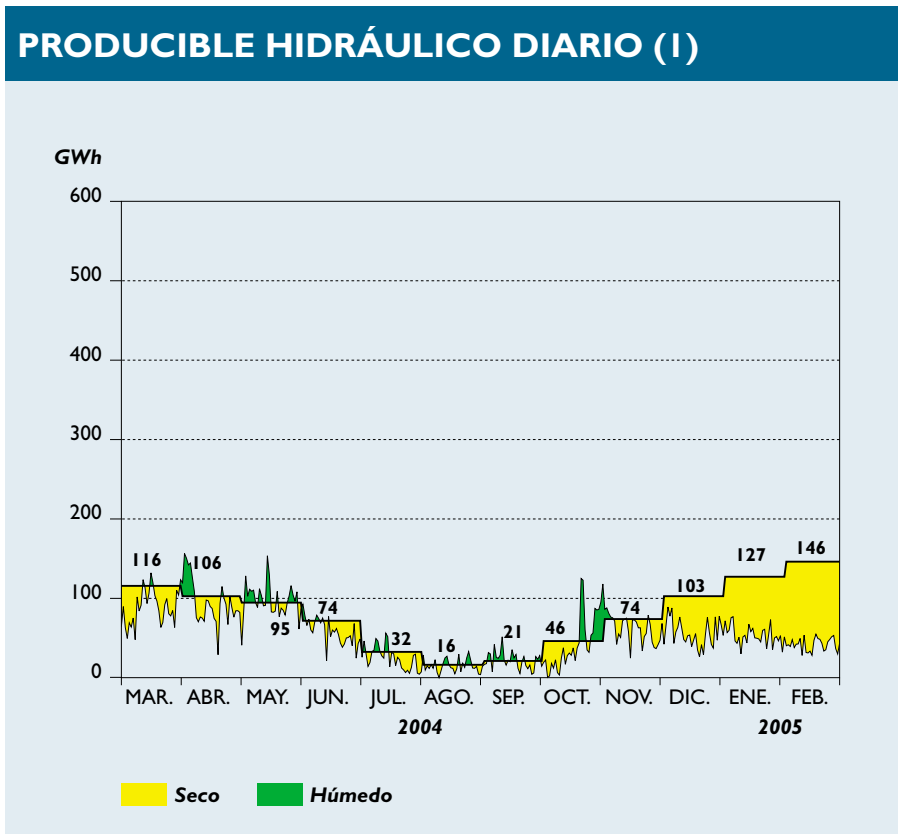


GRÁFICO 6

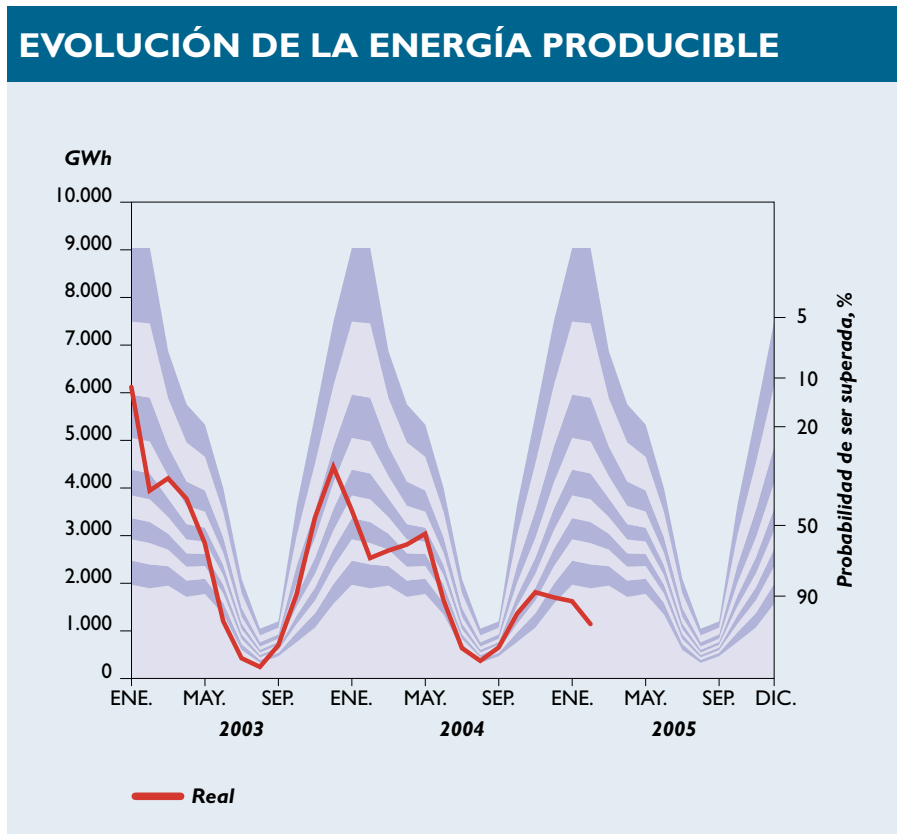


GRÁFICO 7

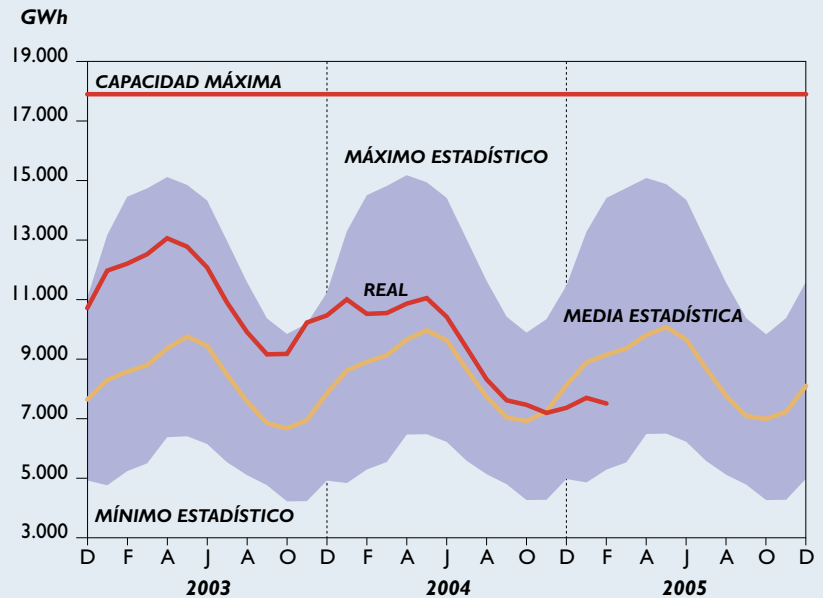
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido un 0,29 del valor característico, sexto valor más bajo de la historia para este mes, con una probabilidad de ser superado del 99%.

(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 ha situado a final de mes al 42% de su capacidad, valor inferior en un punto al porcentaje registrado el mes anterior.

### EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

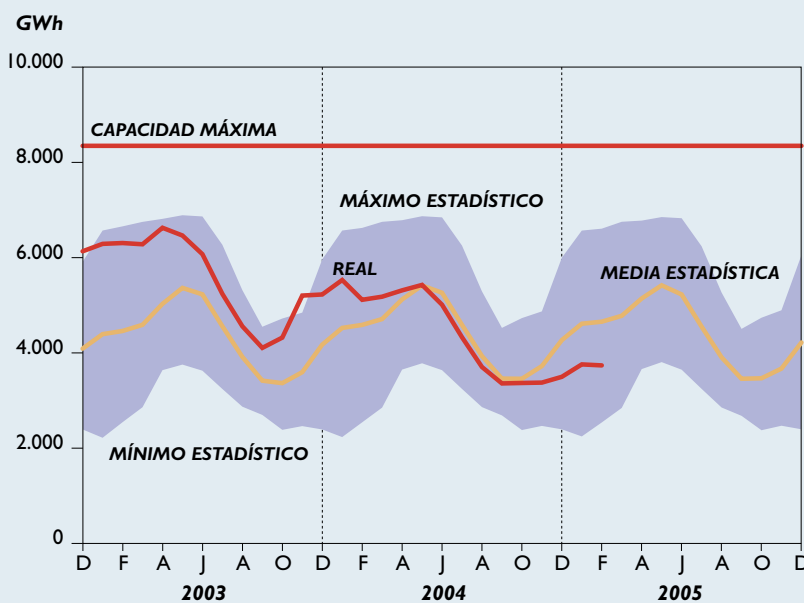


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 han registrado a final de mes un nivel de reservas del 44,8%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 39,5% de su capacidad, valor inferior en 1,7 puntos registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9





COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	FEBRERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,98	0,00	0,02	0,99	0,00	0,01
Hulla + Antracita	0,92	0,00	0,08	0,91	0,00	0,09
Lignito Pardo	0,90	0,10	0,00	0,93	0,05	0,02
Lignito Negro	0,95	0,00	0,05	0,93	0,00	0,07
Carbón Importación	0,89	0,00	0,11	0,95	0,00	0,05
TOTAL CARBÓN	0,91	0,02	0,07	0,93	0,01	0,07
FUEL-OIL	0,72	0,00	0,28	0,71	0,00	0,29
GAS	0,86	0,00	0,14	0,84	0,00	0,16
Ciclo Combinado	0,93	0,00	0,07	0,96	0,00	0,04
TOTAL	0,91	0,01	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 EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
		No han entrado en servicio nuevas instalaciones.

CUADRO 6

#### INCIDENTES

El día 28/02/05 se ha producido el disparo de la línea Fuencarral-Sanchinarro I al quedar dañado el cable mientras se

realizaban unas obras, produciéndose un cero de tensión en S.E. 220 kV Sanchinarro. Como consecuencia de este cero de tensión se ha producido una pérdida de mercado asociada a Sanchi-

narro 220 kV en la zona de Madrid desde las 17:17 hasta las 18:17 con una pérdida de potencia de 28 MW, lo que ha supuesto una energía no suministrada de 28 MWh.



## 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado importador, por un valor de 300 GWh, valor prácticamente igual al del mes anterior.

En la interconexión con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 95% (320 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, EGL, UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA, SEMPRA, EDP ENERGÍA IBÉRICA, BARCLAYS BANK, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y ACCORD ENERGY han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 130, 110, 97, 29, 16, 15, 14, 13, 10 y valores inferiores a 10 GWh las restantes, respectivamente.

A través de esta interconexión, el día 28 de febrero, ante una solicitud de EDF de ejecución del contrato de suministro de REE a EDF se ha establecido un programa exportador asociado a este contrato por un valor de 3 GWh. Además, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EGL, BARCLAYS BANK, EDF, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ACCORD ENERGY, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 24, 11, 9, 8 y valores inferiores a 5 GWh las restantes, respectivamente.

En la interconexión con Portugal, REN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, ENDESA GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, GAS NATURAL ELECTRICIDAD, CÉNTRICA ENERGÍA y UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 60, 25, 23, 12, 12, 10 y 6 GWh, respectivamente.

En esta misma interconexión, ENDESA GENERACIÓN, REN, EDP GESTAO DA PRODUCAO DE ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, EDP ENERGÍA IBÉRICA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS y ENDESA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 168, 120, 90, 64, 33, 17, 13 y 3 GWh, respectivamente.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de importación y exportación de energía a través de la participación directa de ONE como agente externo vendedor y comprador en el mercado de producción español, resultando un total de 7 GWh en sentido importador y 23 GWh en sentido exportador.

ENDESA ENERGÍA ha realizado operaciones de exportación de energía por un total de 34 GWh.

### SALDO FÍSICO POR PAÍSES

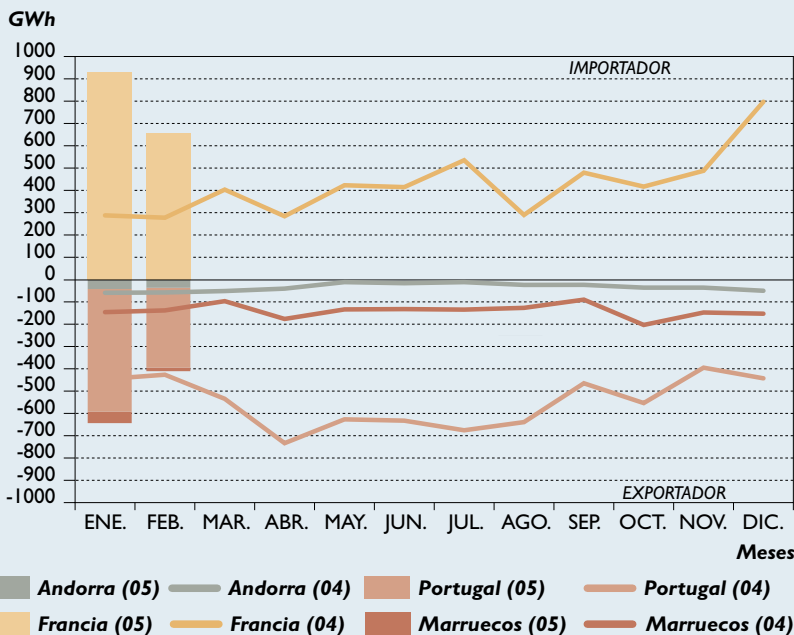


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Importaciones	Exportaciones	
España-Andorra	34,6	0,0	-34,6
España-Francia	29,0	685,5	656,5
España-Marruecos	695,6	337,2	-358,5
España-Portugal	30,8	14,6	-16,1
<b>TOTAL</b>	<b>790,0</b>	<b>1.037,3</b>	<b>247,3</b>

## ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

### Datos en %

	Demanda <sup>(1)</sup>	Variación <sup>(2)</sup>	Energía <sup>(3)</sup>	
			S/2003	Renovable
Ene.	21,62	10,66	52,90	47,10
Feb.	22,31	34,57	52,87	47,13
Mar.				
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
<b>ACUM.</b>	<b>21,96</b>	<b>21,32</b>	<b>52,90</b>	<b>47,10</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.

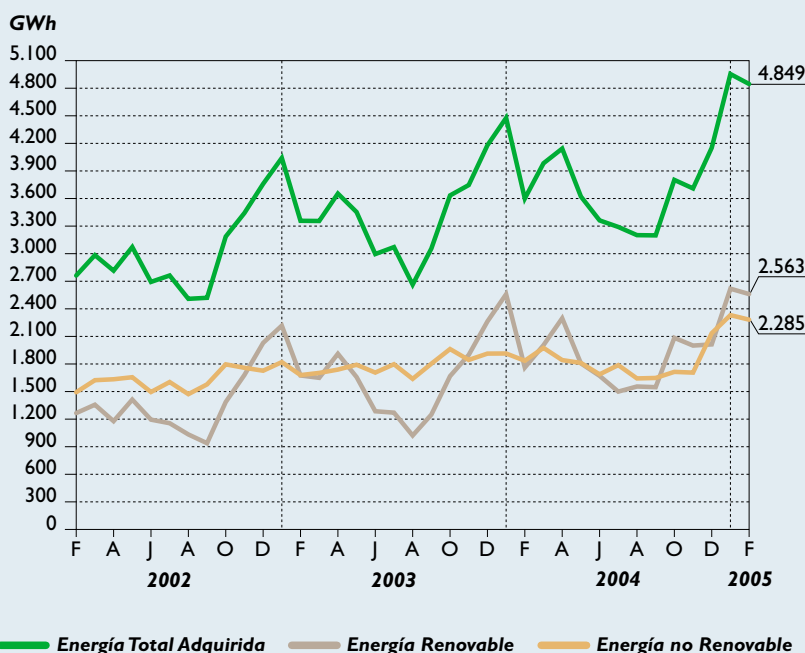


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el mercado diario, ha oscilado entre un valor máximo de 7,533 c€/kWh y mínimo de 5,265 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo ha variado entre los 3,396 c€/kWh y los 1,517 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

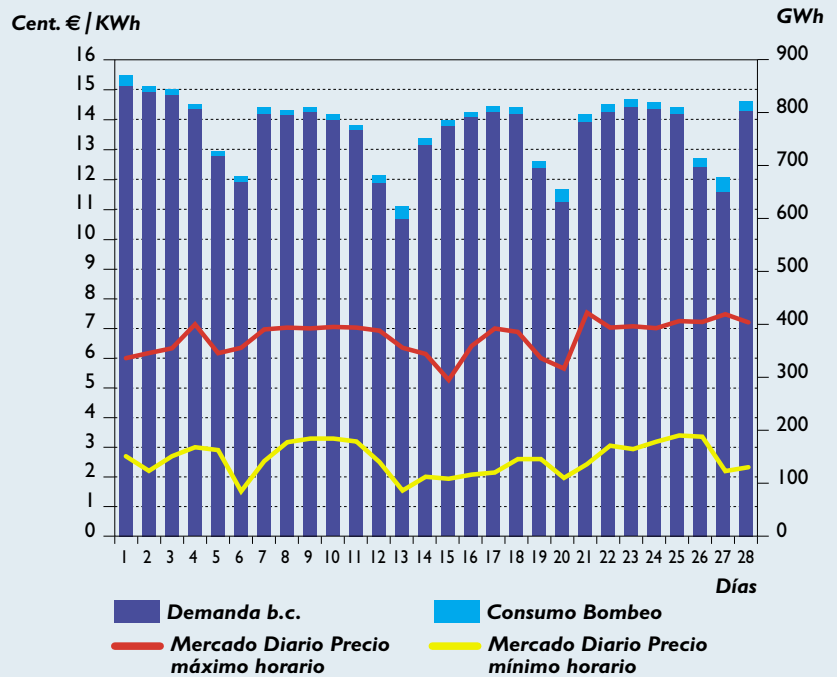


GRÁFICO 14

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>17.558</b>	<b>79,0</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>10.914</b>	<b>49,1</b>
- Producción Interior	16.760		- Mercado Diario	10.914	
- Importación	798		- Mercados Intradiarios	0	
Francia	772		<b>Comercializadoras</b>	<b>6.836</b>	<b>30,8</b>
Portugal	25		- Mercado Diario	5.929	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	907	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>1.185</b>	<b>5,3</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>1,92</b>	<b>0,0</b>
- Producción Interior	1.156		<b>Demanda Bombeo</b>	<b>475</b>	<b>2,1</b>
- Importación	28		<b>Exportación</b>	<b>520</b>	<b>2,3</b>
Francia	-20		- Portugal	408	
Portugal	42		- Marruecos	23	
Marruecos	7		- Andorra	23	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-92</b>	<b>-0,4</b>	- Francia	66	
<b>Operación del Sistema (1)</b>	<b>262</b>	<b>1,2</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>166</b>	<b>0,7</b>
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.913</b>	<b>85,1</b>	<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>18.913</b>	<b>85,1</b>
Contratos Bilaterales (2)	361	1,6	Contratos Bilaterales (2)	361	1,6
Energía programada en Régimen Especial	2.955	13,3	Energía adquirida al Régimen Especial	2.955	13,3
<b>TOTAL</b>	<b>22.229</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>22.229</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

Febrero 2005

- En el mes de febrero la tasa de indisponibilidad en líneas de Red Eléctrica se ha situado en 1,052 valor muy similar al registrado en febrero de 2004.

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

#### INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>≤ 220 kV</u>
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.791	16.437 (*)
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	833	1.866
<b>Transformación (I)</b>	Número de unidades	100	1
<b>Reactancias</b>	Número de unidades	26	37
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	1	-
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-
<b>Cables</b>	Número de Circuitos	3	-
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-

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

(\*) Incluye cable subterráneo.

Los datos de kilómetros de 220 kV puestos en servicio por las empresas eléctricas están pendientes de confirmar con la información de cierre de las mismas.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT				
Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.753	38	16.791
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	828	5	833
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	99	1	100
	MVA	51.009	800	51.809
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	26	-	26
	MVA <sub>r</sub>	3.900	-	3.900
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	1	-	1
<b>Submarinos</b>	Longitud (km)	13	-	13
<b>Cables</b>	Nº de Circuitos	3	-	3
<b>Subterráneos</b>	Longitud (km)	27	-	27

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT				
Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas (*)	Total
<b>Líneas</b>	Longitud (km)	16.224	213 (I)	16.437
<b>Subestaciones</b>	Posiciones	1.768	98	1.866
<b>Transformación</b>	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
<b>Reactancias</b>	Nº de unidades	35	2	37
	MVA <sub>r</sub>	2.424	90	2.514

(I) Incluido cable subterráneo.

(\*) Los datos de kilómetros de 220 kV puestos en servicio por las empresas eléctricas están pendientes de confirmar con la información de cierre de las mismas.

CUADRO 3



En 400 kV tres líneas han superado una carga máxima del 70%, aunque ninguna ha alcanzado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno. Las líneas Güeñes-Santurce y Güeñes-Gatica han superado el 80% de carga.

En 220 kV cuarenta líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y once 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%**

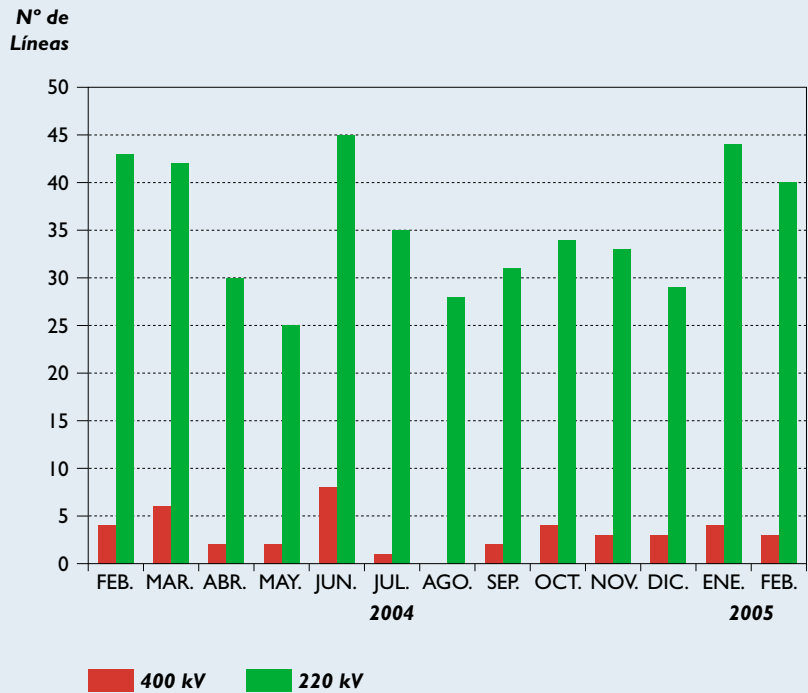


GRÁFICO 1

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

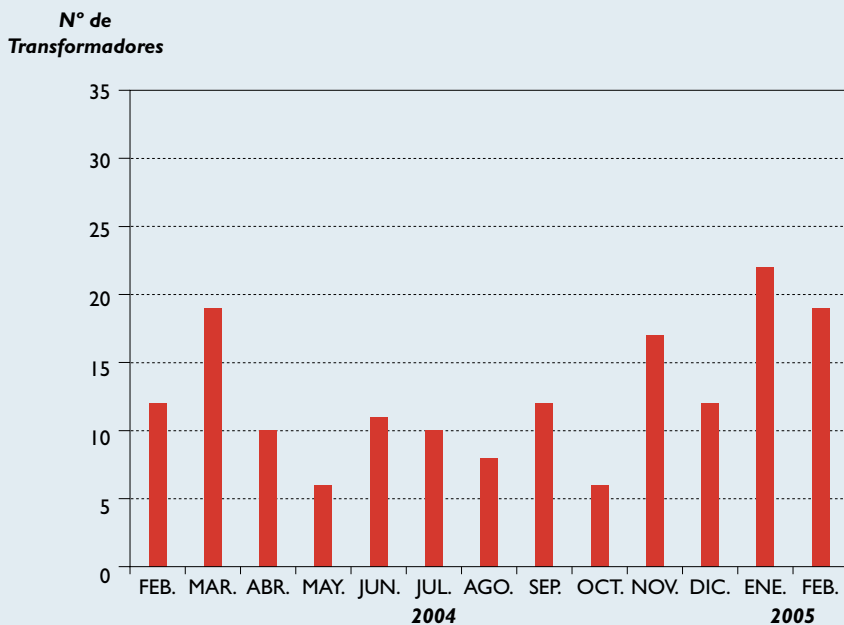


GRÁFICO 2

En este mes, diecinueve transformadores han superado una carga máxima del 80%, y cuatro de ellos han registrado una carga media superior al 65%.

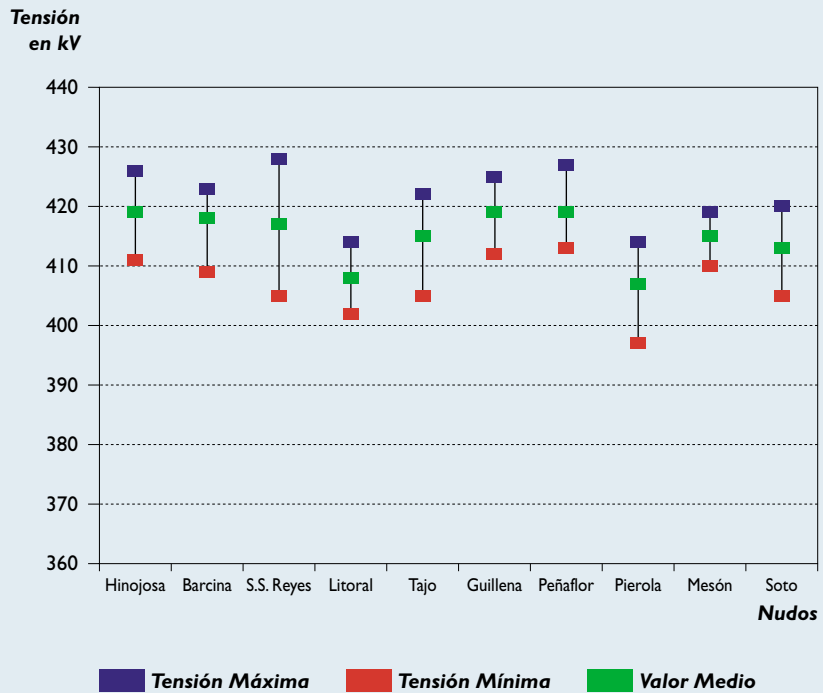
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 385 kV en Vic, y los 443 kV en J.M. Oriol. El 40% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 20% entre 420 y 425 kV. El 2% de las medidas han superado los 430 kV.

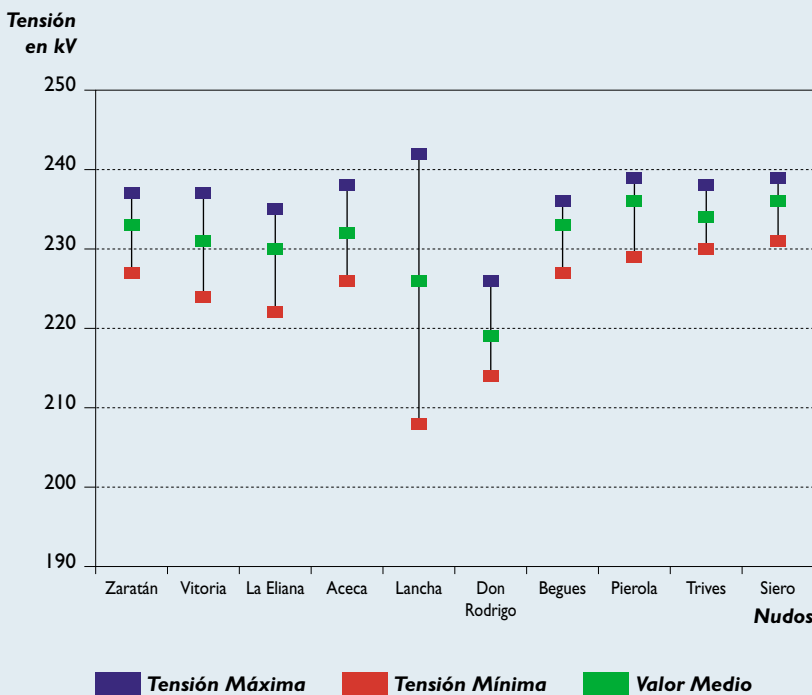
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 201 kV y los 251 kV, registrados ambos en Benahadux. El 51% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV, el 27% entre 235 y 240 kV, y un 2% de las medidas han superado los 240 kV.

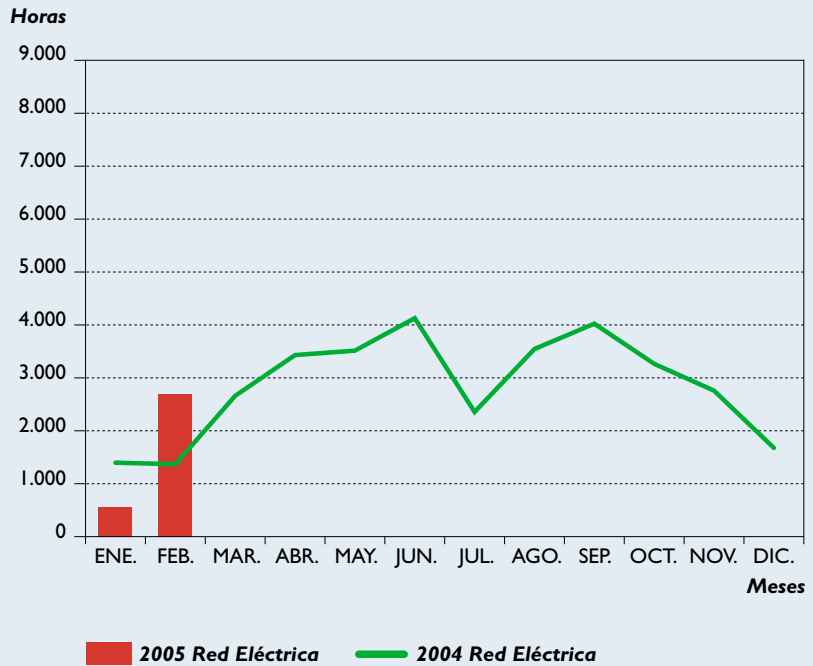
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea 220 kV Arroyo Valle - Venta Inés para mantenimiento preventivo.
- Línea 220 kV Begues-Collblanc I para mantenimiento de línea.
- Línea 220 kV Belesar-Mesón para balizado de apoyos.
- Línea 220 kV El Emperador-Mora para mantenimiento preventivo.
- Línea 220 kV Los Vientos-María para sustitución de grapas de suspensión de cable de fibra óptica.

### DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



La evolución anual de los descargas tiene una tendencia fuertemente estacional con objeto de maximizar el uso de las horas de luz natural y la coordinación con los descargas de los equipos generadores.

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>	573	16	50,85	0,4
<b>220 kV</b>	2111	762	0	0
<b>&lt; 220 kV</b>	0	0	0	0

- Línea 400 kV Trillo-Olmedilla I. para mantenimiento y corrección puntos antirreglamentarios.

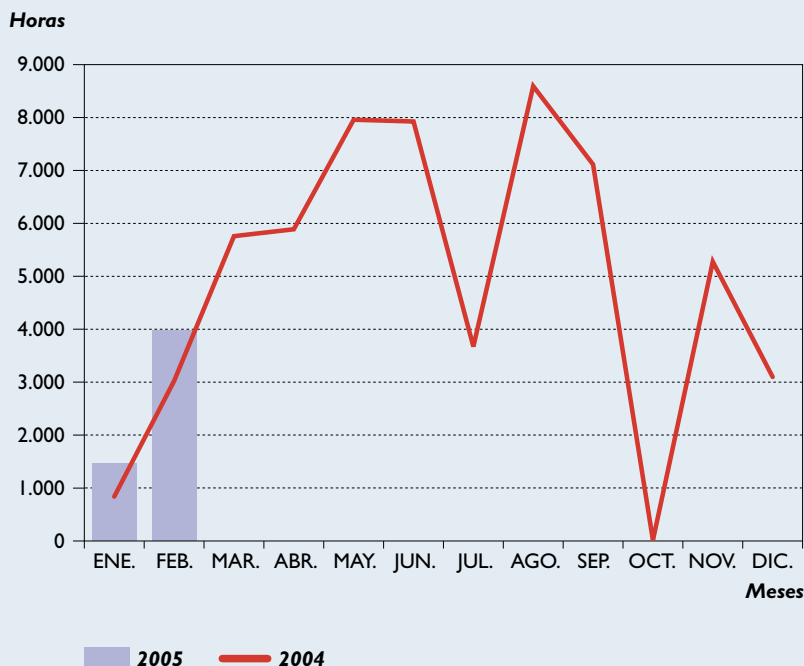
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV El Emperador salida Mora para revisión de equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Guillena posición acoplamiento I para revisión del interruptor del acoplamiento.
- Subestación de 220 kV Hornillo salida Pinto Ayuden para revisión de equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Los Vientos salida María para revisión del interruptor.
- Subestación de 220 kV María salida Los Vientos para revisión del interruptor.
- Subestación de 220 kV Puente S. Miguel salida Siero 2 para revisión del mando del interruptor.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA



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
<b>Posiciones</b>	1.505	2.186	3.691
<b>Barras</b>	83	196	279
<b>TOTAL</b>	<b>1.587</b>	<b>2.382</b>	<b>3.970</b>

- Subestación de 220 kV Valparaíso salida Aparecida para corregir fugas de gas en el interruptor.
- Subestación de 400 kV Loeches salida Anchuelo I para revisión de equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Vitoria salida Grijota para revisión del mando del interruptor.
- Subestación de 400 kV Vitoria salida Itxaso para revisión del mando del interruptor.

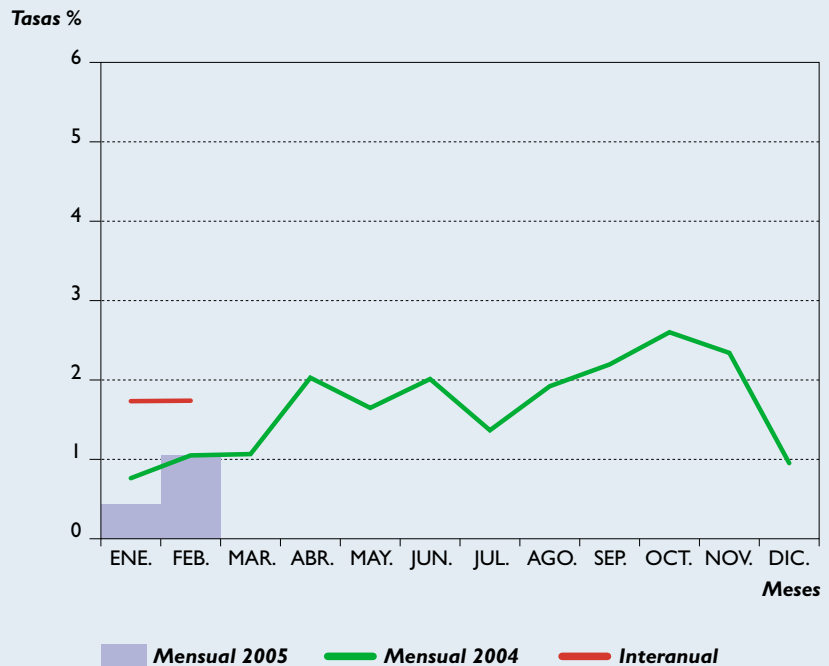
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad mensual del año 2004 incluye los nuevos activos adquiridos. Para el cálculo de la tasa de indisponibilidad interanual no se tiene en cuenta los nuevos activos adquiridos.

### 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	0,728	0,818
Indisponibilidades Fortuitas	0,093	0,048
<b>GLOBAL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>0,821</b>	<b>0,866</b>
Por Otras Causas	0,231	0,873
<b>TOTAL</b>	<b>1,052</b>	<b>1,739</b>

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

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

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

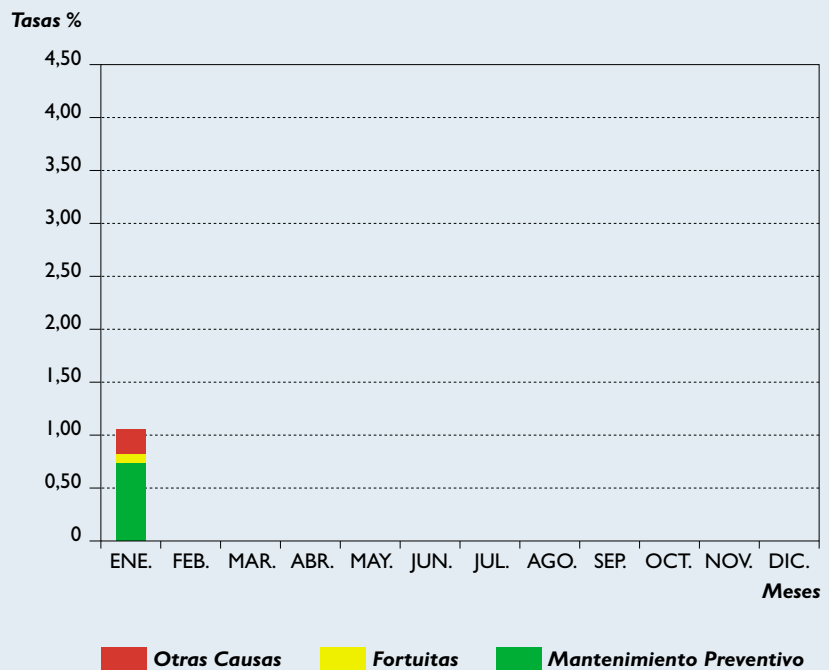
$T_i$  = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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	1	0	26
	220 kV	1	2	29
	< 220 kV	0	0	2
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	3

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	2	6	19
	220 kV	6	16	10
	< de 220 kV	0	2	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	2	0

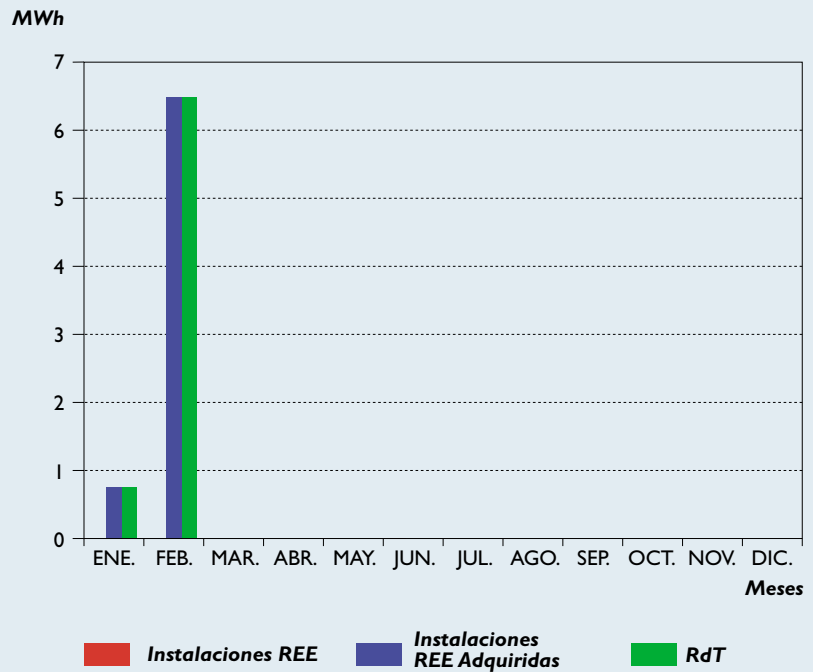
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de febrero se ha registrado un corte de mercado en instalaciones de la Red de Transporte, con una energía no suministrada de 6,49 MWh en la zona de Madrid.

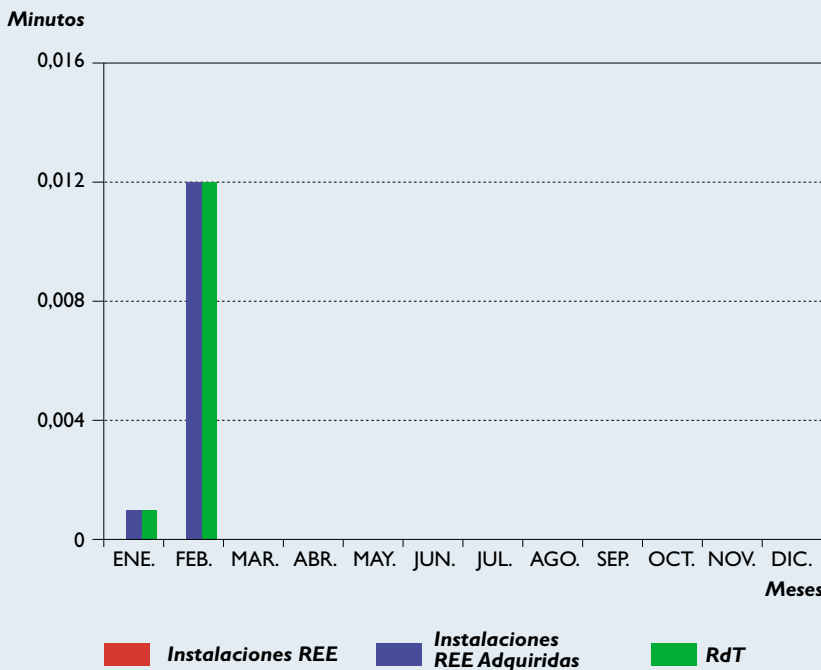
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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



El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte, durante el mes de febrero, ha sido de 0,012 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)