



Informe Mensual

ENERO 2005



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

Información elaborada con datos disponibles a 1 de febrero de 2005

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- Durante el mes de enero se han superado los máximos históricos tanto de demanda de potencia media horaria como de demanda de energía diaria. La máxima demanda de potencia media horaria se ha registrado el día 27 con 43.378 MW y la máxima demanda de energía diaria se ha registrado el mismo día con un valor de 869.628 MWh.
- La demanda de energía eléctrica se ha elevado en enero hasta los 23.050 GWh, situando el crecimiento de la demanda en un 13,4 %. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura, este crecimiento se ha estimado en un 7,2 %.
- La energía producible hidráulica registrada este mes ha descendido hasta el 42% de la energía producible característica en este período, motivada por la fuerte sequía que se ha venido arrastrando desde hace mas de seis meses.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al 43% de su capacidad total, uno de los valores más bajos registrados durante un mes de enero en los últimos diez años.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2005		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.648	-53,2	1.648	-53,2	27.835	-32,0
NUCLEAR	5.753	1,1	5.753	1,1	63.585	2,8
Hulla + Antracita	3.619	16,2	3.619	16,2	39.383	5,2
Lignito Pardo	1.351	6,4	1.351	6,4	15.544	7,6
Lignito Negro	901	28,8	901	28,8	9.089	7,3
Carbón Importación	1.324	45,4	1.324	45,4	13.490	2,7
TOTAL CARBÓN	7.195	20,0	7.195	20,0	77.506	5,5
Gas Natural	249	15,3	249	15,3	3.782	2,9
Fuel-Oil	767	197,7	767	197,7	4.445	5,5
Ciclo Combinado	3.569	126,1	3.569	126,1	31.027	48,0
PRODUCCIÓN BRUTA	19.180	11,1	19.180	11,1	208.179	5,9
Consumos Producción	-892	29,2	-892	29,2	-8.853	8,3
PRODUCCIÓN NETA	18.287	10,4	18.287	10,4	199.326	5,8
Adquirida Autoproduct.	4.957	10,7	4.957	10,7	43.970	4,9
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	23.244	10,4	23.244	10,4	243.296	5,7
Consumos en Bombeo	-484	19,5	-484	19,5	-4.684	4,0
Saldo Internacional	290	-191,1	290	-191,1	-2.420	138,0
DEMANDA	23.050	13,4	23.050	13,4	236.191	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 *
	2004											2005	
Hidroeléctrica	3.195	2.950	2.750	3.093	2.675	2.089	1.792	1.627	1.810	2.314	1.892	1.648	27.835
Térmica Nuclear	5.347	5.151	5.328	5.040	5.376	5.759	5.644	4.917	4.673	5.294	5.304	5.753	63.585
Térmica convencional	8.580	9.710	7.517	8.041	9.408	10.881	9.872	10.611	10.111	9.657	10.594	11.779	116.759
PRODUCCIÓN BRUTA	17.121	17.810	15.595	16.174	17.459	18.729	17.307	17.156	16.595	17.265	17.789	19.180	208.179
Consumos Producción	-674	-709	-592	-649	-755	-802	-767	-743	-738	-717	-815	-892	-8.853
PRODUCCIÓN NETA	16.447	17.101	15.003	15.525	16.704	17.927	16.540	16.413	15.857	16.548	16.974	18.287	199.326
Adq. a Autoprod.	3.603	4.015	3.645	3.597	3.336	3.258	3.190	3.162	3.616	3.437	4.154	4.957	43.970
PROD. TOTAL NETA	20.050	21.116	18.648	19.122	20.040	21.185	19.729	19.575	19.473	19.985	21.129	23.244	243.296
Consumos de Bombeo	-276	-339	-329	-393	-426	-408	-386	-388	-411	-359	-485	-484	-4.684
Saldo Internacional	-300	-234	-621	-304	-321	-241	-455	-54	-331	-46	197	290	-2.420
DEMANDA	19.474	20.543	17.698	18.425	19.293	20.535	18.888	19.134	18.731	19.581	20.841	23.050	236.191
Δ Crec. Mensual	3,76	11,5	4,1	3,8	2	3,2	0,8	5,1	-0,1	3,6	3,7	13,4	
Δ 365 días	5,84	6,4	6,7	7	6,4	5,8	4,8	4,5	4	3,8	3,4	-	4,33

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh SEPTIEMBRE 2004													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	131	1.697	1.627	3.822	342	3.260	76	0	2.893	679	3.167	17.694	
Térmica Nuclear	3.380	11.300	4.917	33.064	0	0	0	300	0	0	1.652	54.613	
Térmica Convencional	2.813	28.326	10.611	3.102	3.671	21.078	278	7.650	1.564	2.515	235	81.843	
PROD.TOTAL NETA I	6.324	41.323	17.156	39.988	4.013	24.338	354	7.950	4.457	3.194	5.054	154.151	
Saldo Internacional	735	-111	-54	-5.183	176	3.690	252	944	158	473	-82	998	
Consumos en Bombeo	155	735	388	550	71	731	91	0	219	46	235	3.221	
DEMANDA 2													
Mensual	6.904	40.477	16.714	34.255	4.118	27.297	515	8.894	4.396	3.621	4.737	151.928	
Δ %	1,9	0,9	5,5	1,1	-1,4	3,6	4,0	0,7	10,4	1,1	4,0	2,2	
Año Móvil	86.162	509.849	175.340	468.846	50.490	320.015	6.264	110.190	55.237	44.834	61.199	1.888.426	
Δ %	1,2	0,4	4,6	3,0	-3,1	0,2	2,8	0,6	6,7	4,4	3,6	1,7	
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 509 MW y 6.415 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 5.794 MW y un máximo de 10.187 MW; el fuel-gas ha tenido un máximo de 3.906 MW; el ciclo combinado ha marcado un valor medio 4.522 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 500 MW y un máximo 2.372 MW; y la energía adquirida por el sistema a los productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios de hasta los 10.925 MW. La producción nuclear ha mantenido una producción horaria media de 7.510 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

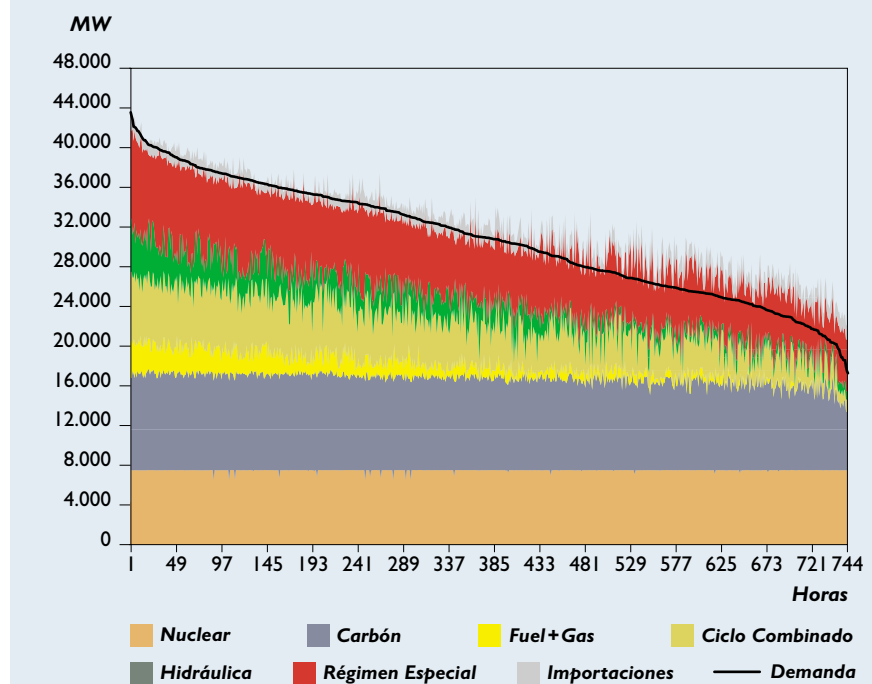


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

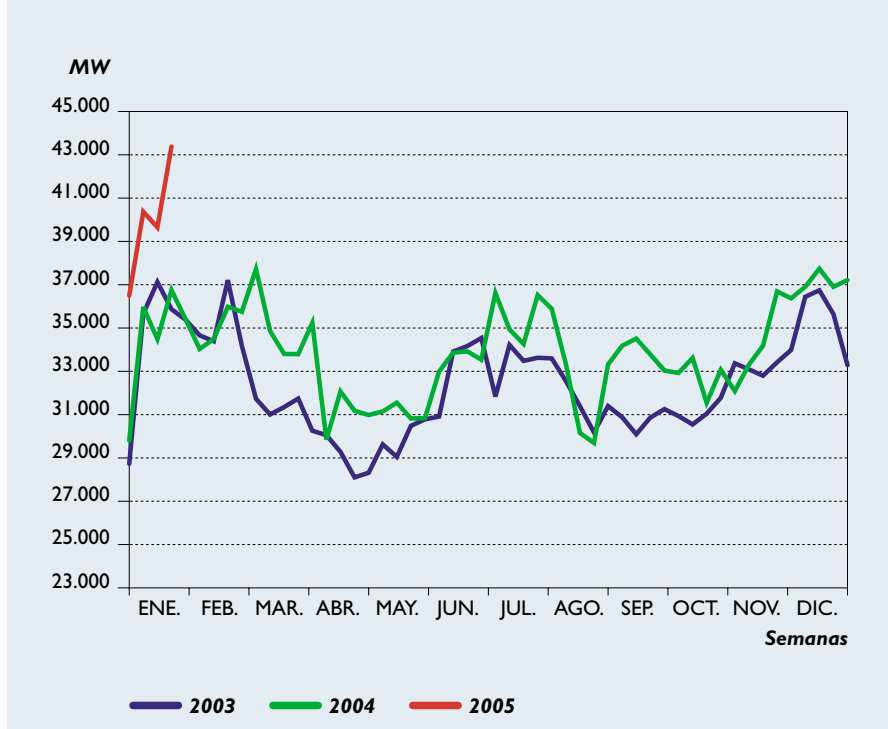


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se registró el día 27 con 43.378 MW a las 20 horas. Este valor es superior en 6.626 MW al máximo registrado en el mes de enero de 2004 y además, se ha convertido en el nuevo record histórico de demanda de potencia media horaria.



DEMANDA

Durante el mes de enero, la tasa de crecimiento de la demanda ha sido un 13,4 % superior a la del mismo mes del año anterior. Las temperaturas han sido inferiores a las de enero de 2004, aumentando en un 5,8 % el crecimiento mensual. Por otro lado, el efecto laboralidad ha aumentado en un 0,4 % la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% ⁽²⁾
Demanda Total	23.050	13,4
COMPONENTES ⁽¹⁾		
Efecto Laboralidad		0,4
Efecto Temperatura ⁽³⁾		5,8
Efecto Act. Económica y Otros		7,2
Acumulado Año		
Demanda Total	23.050	13,4
COMPONENTES ⁽¹⁾		
Efecto Laboralidad		0,4
Efecto Temperatura ⁽³⁾		5,8
Efecto Act. Económica y Otros		7,2

- (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)

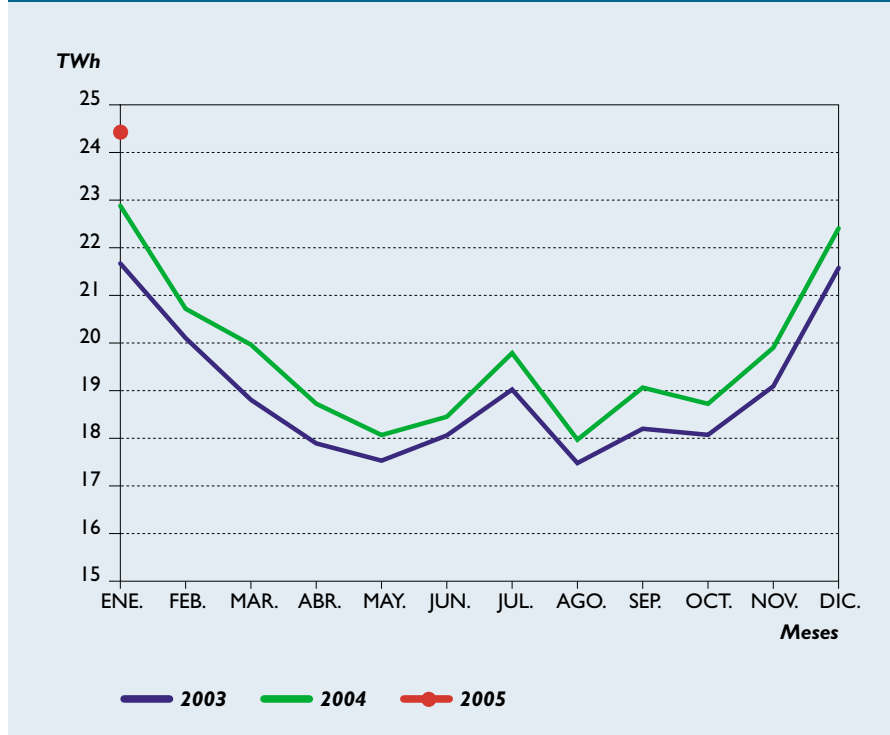


GRÁFICO 3

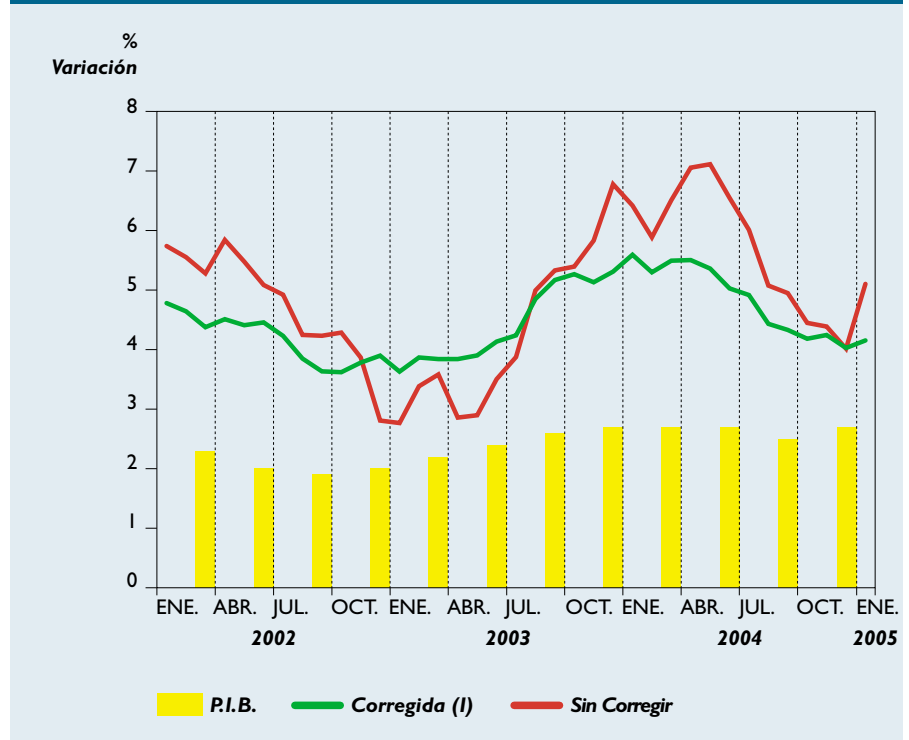
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 7,2 %, superior en 1,9 puntos al crecimiento experimentado en enero del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos doce meses ha sido del 4,3%, corregidos los efectos temperatura y laboralidad, el crecimiento de la demanda se ha estimado en un 3,6 %.

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

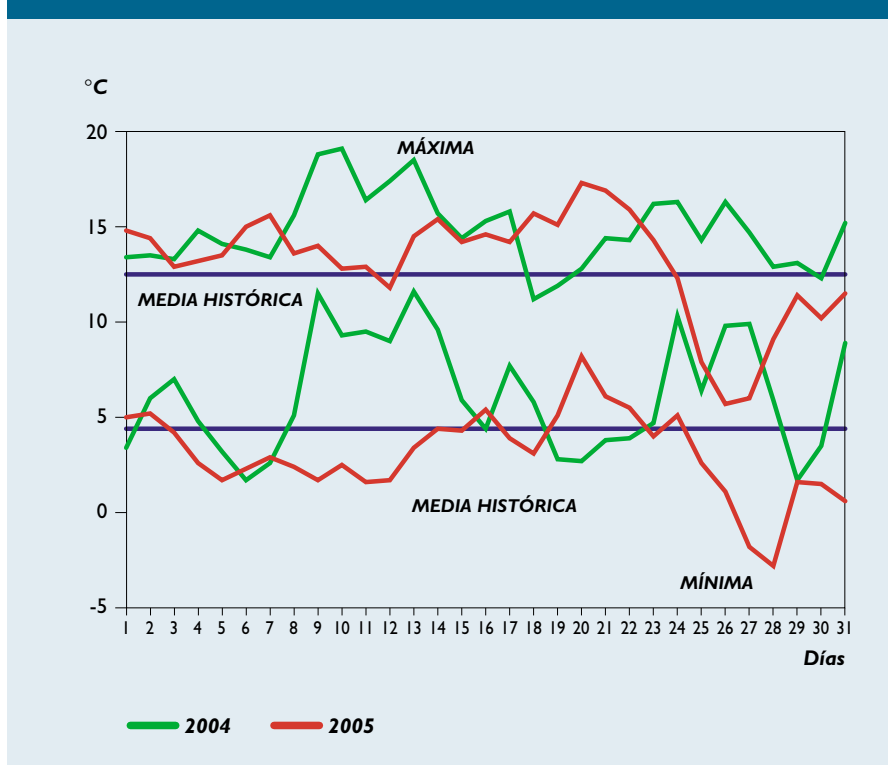


GRÁFICO 5

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 enero ha sido de 8,1 °C, valor inferior en 2,4 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 enero de 2004. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 13,1 °C, frente a los 14,8 °C registrados en enero del año pasado, y las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 3,1 °C, el cuál ha resultado inferior en comparación a los 6,2 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 53 GWh, muy por debajo del producible característico.

Desde el punto de vista hidroeléctrico ha sido muy seco, registrándose un producible mínimo de 30 GWh el día 9 y un máximo de 77 GWh el día 5.

(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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (I)

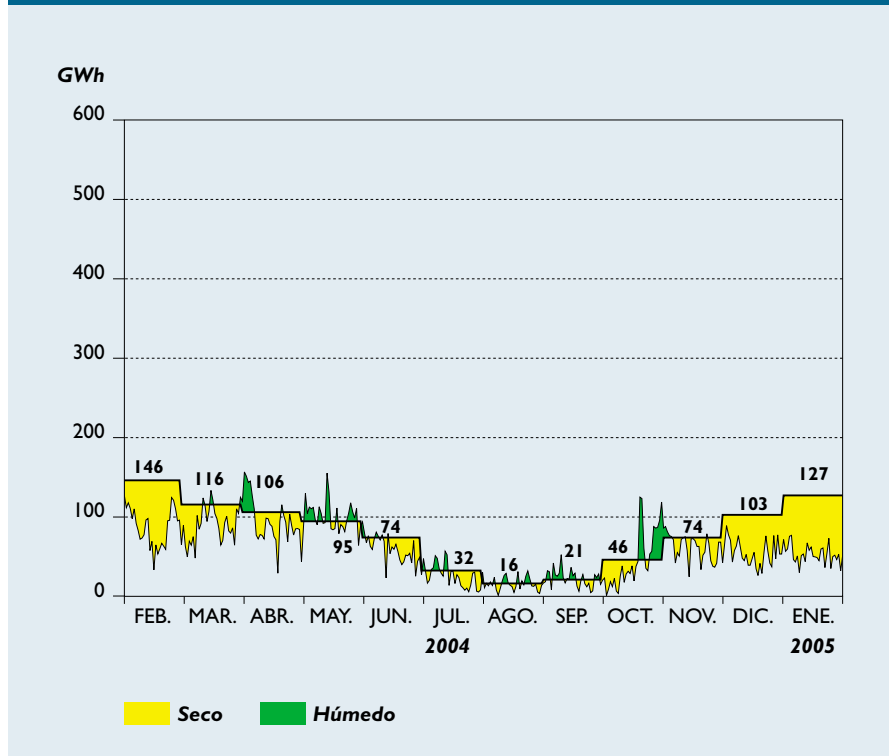


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

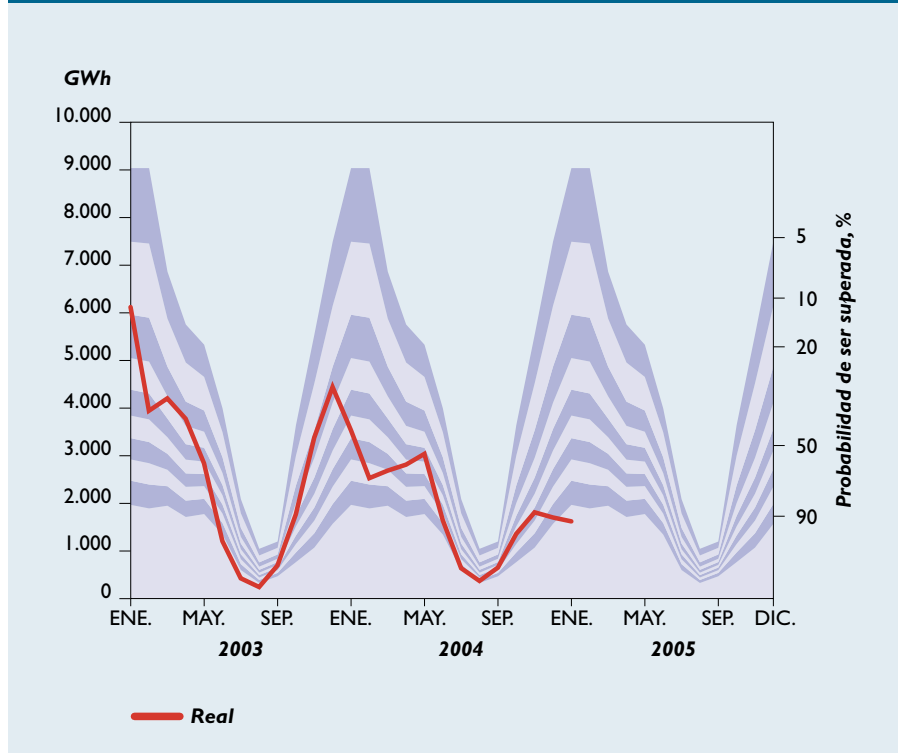


GRÁFICO 7

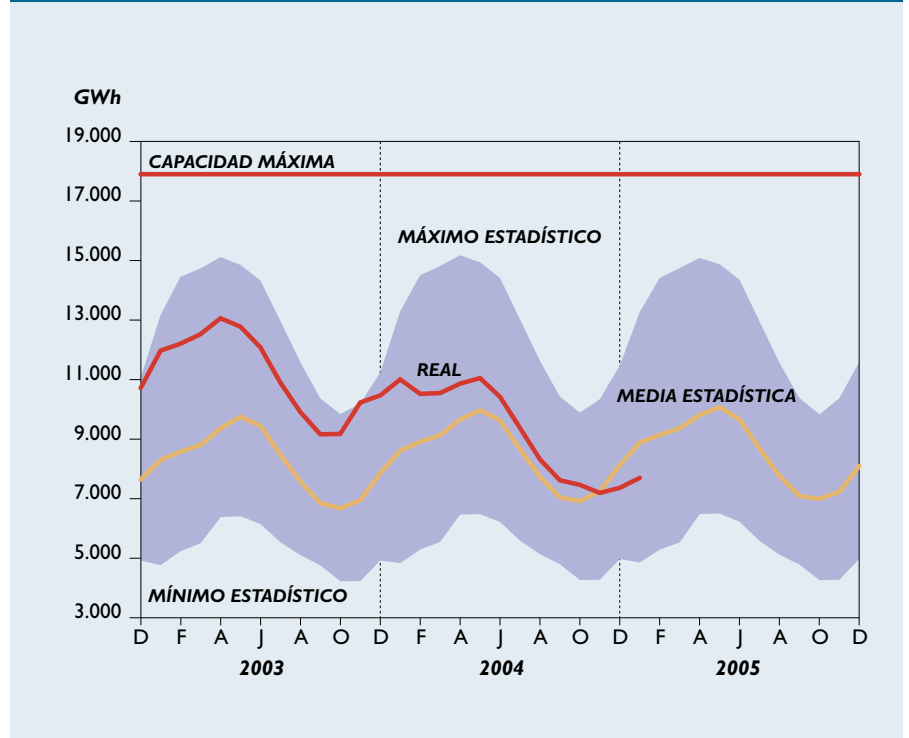
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido un 0,42 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 95%.

(I) «El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región», en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producida 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 43% de su capacidad, valor superior en 1,8 puntos al porcentaje registrado el mes anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

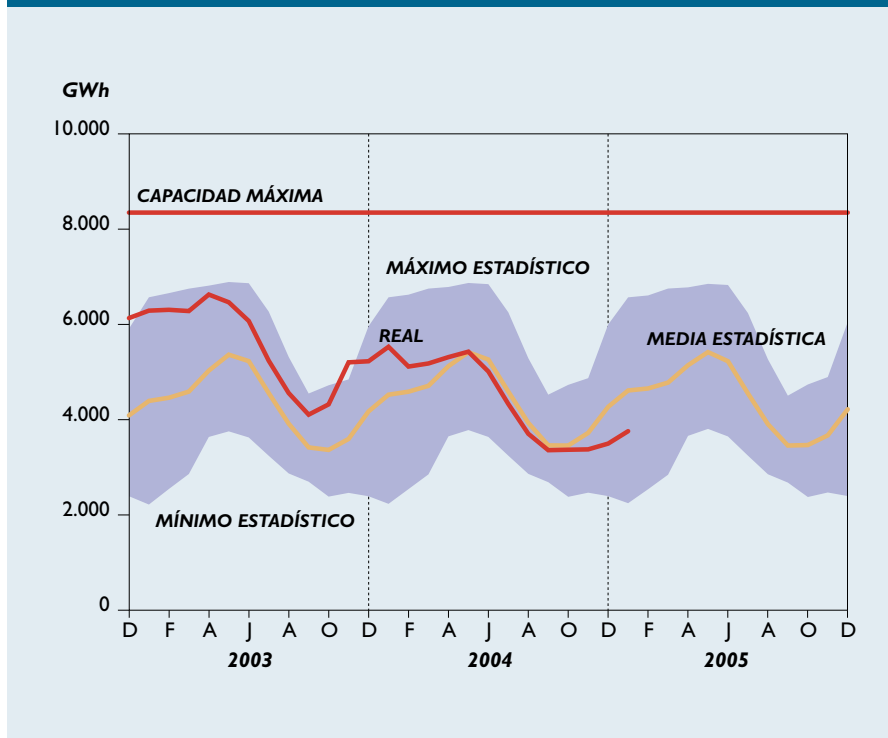


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 45%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 41,2% de su capacidad, valor superior en 0,7 puntos registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO

COMBUSTIBLE	ENERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
Hulla + Antracita	0,91	0,00	0,09	0,91	0,00	0,09
Lignito Pardo	0,96	0,00	0,04	0,96	0,00	0,04
Lignito Negro	0,92	0,00	0,08	0,92	0,00	0,08
Carbón Importación	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
TOTAL CARBÓN	0,93	0,00	0,07	0,93	0,00	0,07
FUEL-OIL	0,70	0,00	0,30	0,70	0,00	0,30
GAS	0,82	0,00	0,18	0,82	0,00	0,18
Ciclo Combinado	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
TOTAL	0,92	0,00	0,08	0,92	0,00	0,08

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 27, se produce el disparo del interruptor de acoplamiento de Magallón, afectando simultáneamente las

líneas Jalón-Magallón, Lanzas Agudas-Magallón, Trévago-Magallón, Trévago-Oncala y los trafos TF1 Y TF2 de Trévago. Como consecuencia de estos disparos se produce una pérdida de

mercado asociada a Lanzas Agudas 220 kV en la zona de Aragón con una pérdida de potencia de 15 MW, lo que supone una energía no suministrada de 0,75 MWh.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado importador, por un valor de 300 GWh.

En la interconexión con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 96% (358 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, EDP ENERGÍA IBÉRICA, CÉNTRICA ENERGÍA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, SEMPRA, UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA, EGL, BARCLAYS BANK, ACCORD ENERGY, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y ATEL han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 170, 162, 139, 47, 18, 17, 16, 15 y valores inferiores a 10 GWh las restantes, respectivamente.

A través de esta interconexión, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, BARCLAYS BANK, EGL, EDF, ACCORD ENERGY, EDP ENERGÍA IBÉRICA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN y SEMPRA ENERGY han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 14, 6 y valores inferiores a 5 GWh las restantes.

En la interconexión con Portugal, REN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, EDP GESTAO DA PRODUCAO DE ENERGÍA, ENDESA ENERGÍA, GAS NATURAL ELECTRICIDAD, ENDESA GENERACIÓN, CÉNTRICA e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 33, 10, 10, 8, 6 y valores inferiores a 5 GWh las restantes, respectivamente.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, EDP GESTAO DA PRODUCAO DE ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, EDP ENERGÍA, GAS NATURAL ELECTRICIDAD, UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS y ENDESA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 212, 189, 72, 69, 33, 30, 12, 6 y 5 GWh.

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 8 GWh en sentido importador y 58 GWh en sentido exportador.

ENDESA ENERGÍA ha realizado operaciones de exportación de energía por un total de 40 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

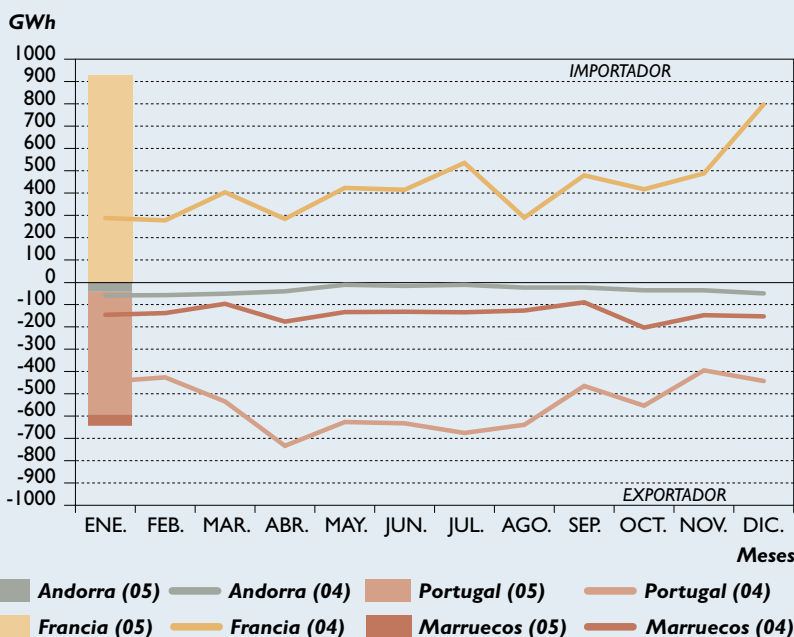


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		
	Importaciones	Exportaciones	Saldo
España-Andorra	0,00	-40,33	-40,33
España-Francia	940,36	-8,13	932,23
España-Marruecos	13,73	-65,43	-51,70
España-Portugal	408,65	-958,95	-550,30

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾	Energía ⁽³⁾	
			S/2003	Renovable
Ene.	21,49	10,69	52,90	47,10
Feb.				
Mar.				
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	21,49	10,69	52,90	47,10

- (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.

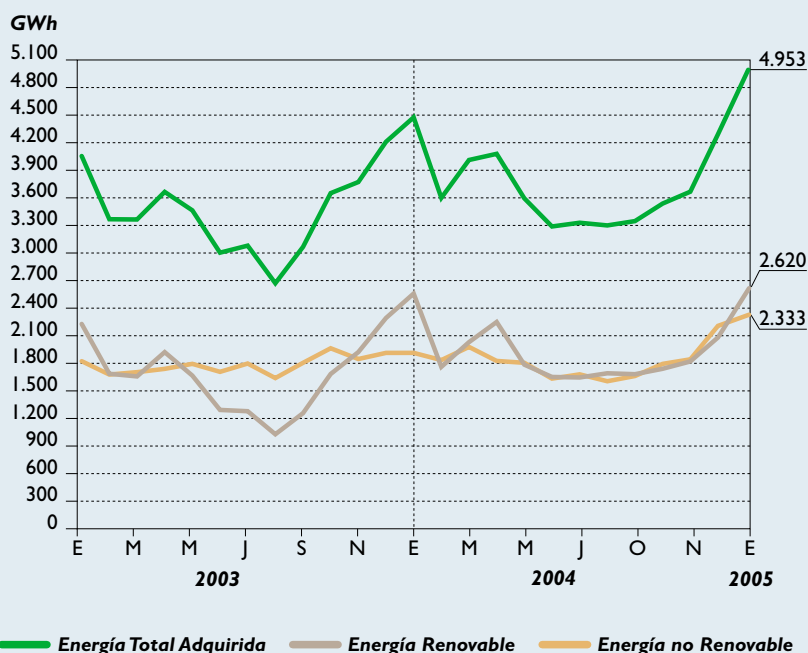


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 7,250 c€/kWh y mínimo de 5,427 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 3,291 c€/kWh y los 1,431 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

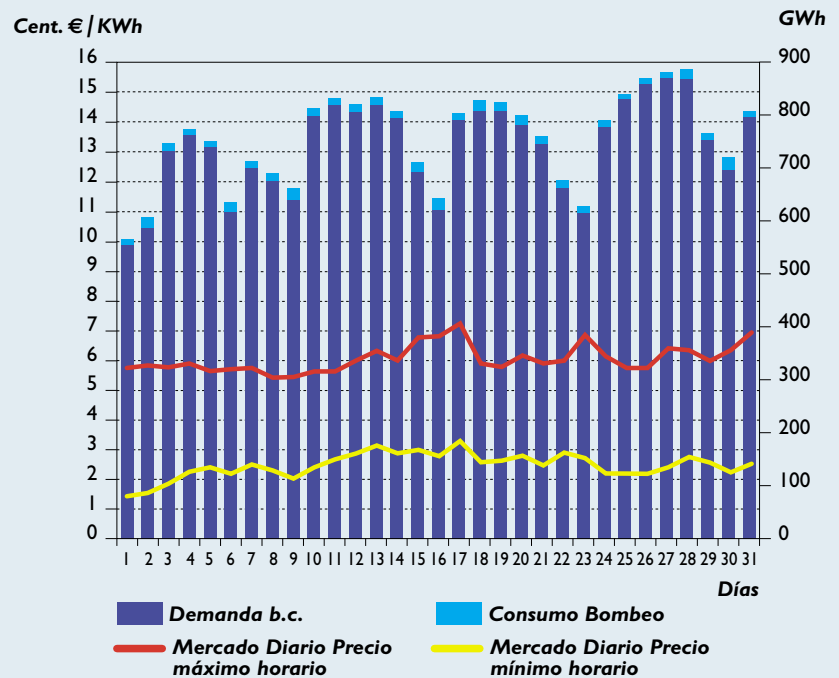


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	18.695	78,8	Distribuidoras	12.010	50,6
- Producción Interior	17.770		- Mercado Diario	11.977	
- Importación	925		- Mercados Intradarios	33	
Francia	911		Comercializadoras	6.859	28,9
Portugal	13		- Mercado Diario	5.901	
Marruecos	1		- Mercados Intradarios	957	
Mercados Intradarios	1.385	5,8	Consumidores Cualificados	1,76	0,0
- Producción Interior	1.350		Demanda Bombeo	591	2,5
- Importación	35		Exportación	653	2,8
Francia	-12		- Portugal	531	
Portugal	39		- Marruecos	59	
Marruecos	8		- Andorra	33	
Indisponibilidades	-97	-0,4	- Francia	30	
Operación del Sistema (1)	280	1,2	Ajuste demanda	149	0,6
TOTAL MERCADO	20.264	85,4	TOTAL MERCADO	20.264	85,4
Contratos Bilaterales (2)	309	1,3	Contratos Bilaterales (2)	309	1,3
Energía programada en Régimen Especial	3.147	13,3	Energía adquirida al Régimen Especial	3.147	13,3
TOTAL	23.719	100	TOTAL	23.719	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

Enero 2005

- En el mes de enero la tasa de indisponibilidad en líneas de Red Eléctrica ha sido inferior a la del mismo período del año 2004.
- Durante el mes de enero se ha incrementado el nivel de carga registrado en líneas de 220 kV y transformadores.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.791	16.437 (*)
Subestaciones	Posiciones	833	1.845
Transformación (I)	Número de unidades	100	1
Reactancias	Número de unidades	26	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	3	-
Subterráneos	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
Líneas	Longitud (km)	16.506	285	16.791
Subestaciones	Posiciones	741	92	833
Transformación	Nº de unidades	70	30	100
	MVA	36.203	15.606	51.809
Reactancias	Nº de unidades	26	-	26
	MVA _r	3.900	-	3.900
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13
Cables	Nº de Circuitos	3	-	3
Subterráneos	Longitud (km)	27	-	27

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT				
Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas (*)	Total
Líneas	Longitud (km)	11.434	5.003 (I)	16.437
Subestaciones	Posiciones	1.188	657	1.845
Transformación	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
Reactancias	Nº de unidades	16	26	42
	MVA _r	858	1.656	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 cuatro líneas han superado una carga máxima del 70%, aunque ninguna alcanzó una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV cuarenta y cuatro líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque sólo 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%

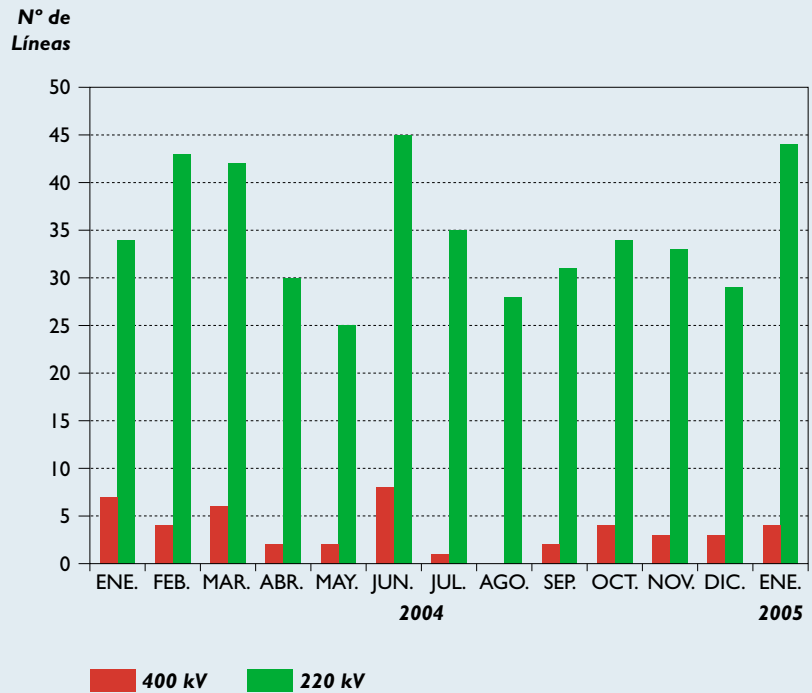


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

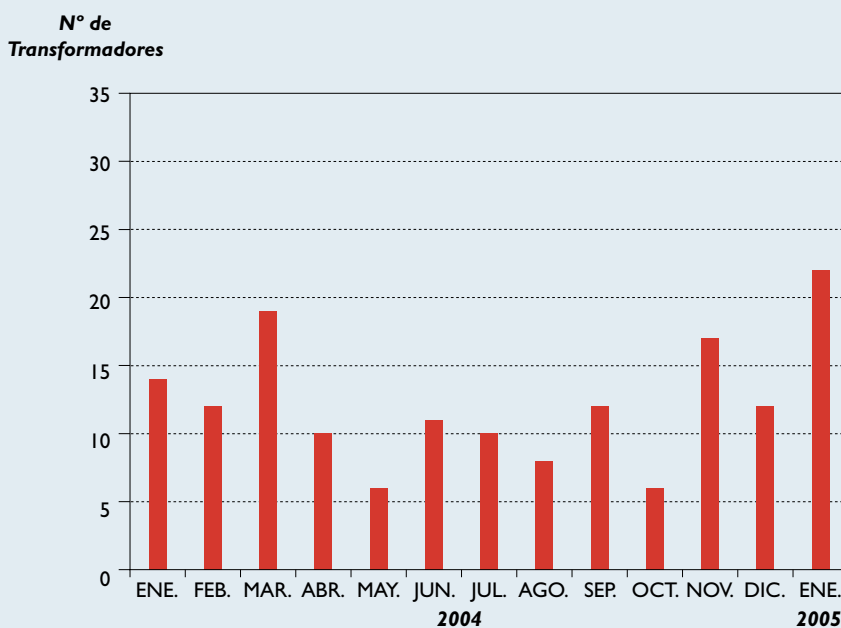


GRÁFICO 2

En este mes, veintidós transformadores han superado una carga máxima del 80%, la mitad de ellos de la zona centro.

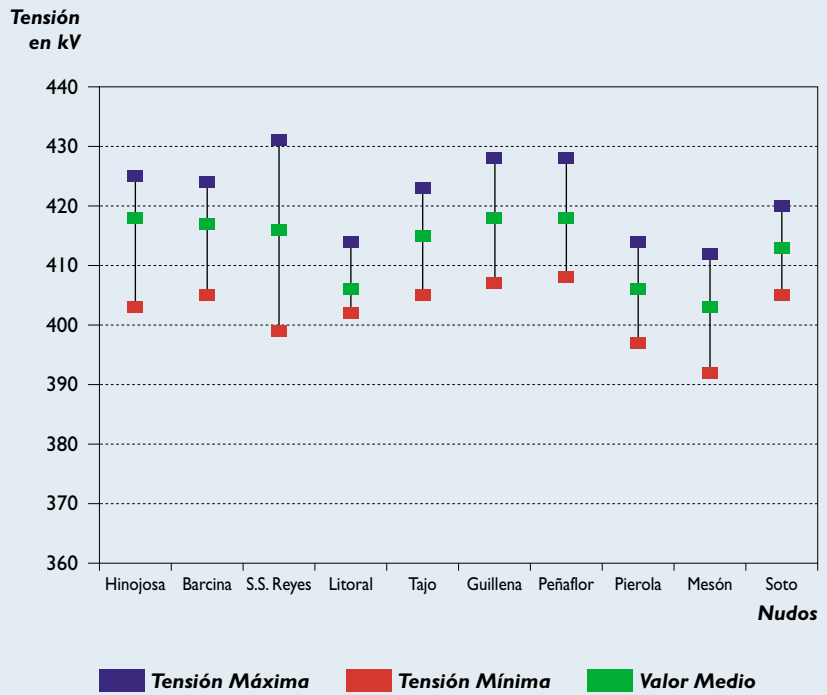
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 387 kV en Vic, y los 443 kV en J.M. Oriol. El 38% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 17% entre 420 y 425 kV. El 2% de las medidas han superado los 430 kV.

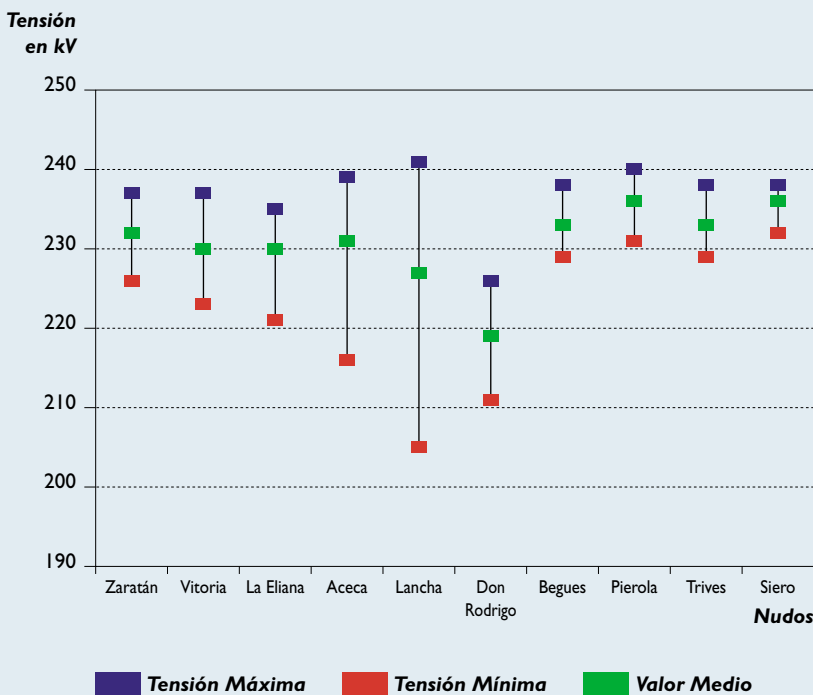
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 198 kV de Benahadux y los 251 kV registrados en Benahadux y Torrearenillas. El 52% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV, el 26% entre 235 y 240 kV, y un 2% de las medidas han superado los 240 kV.

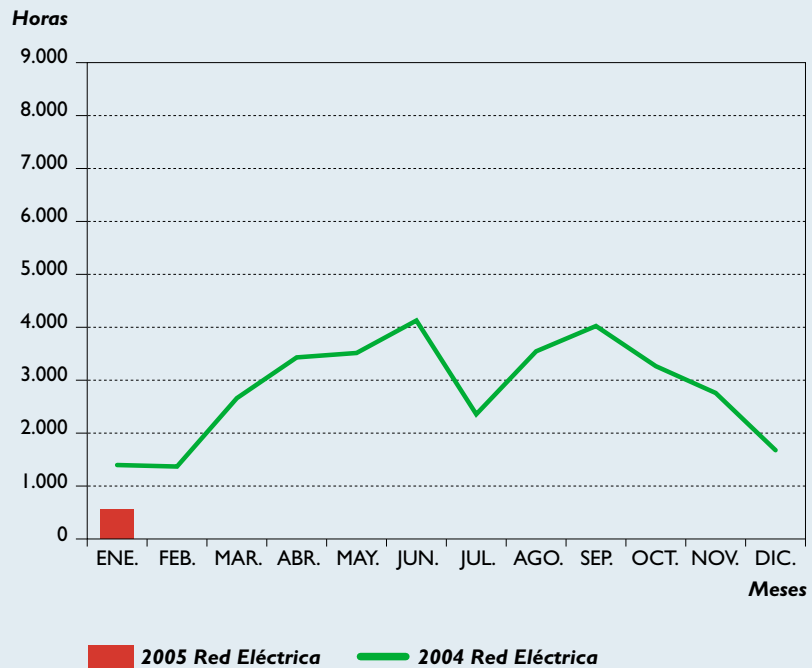
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 220 kV Montetorrero-Peñaflor 1 y 2 para cambiar aislamiento y proteger conductores.
- Línea de 220 kV Siero-P.S.Miguel 1 para reparar un punto caliente en una grapa entre los apoyos 1 y 2.
- Línea de 220 kV El Hornillo-Villaverde para mantenimiento preventivo.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



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

GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	2	0	12	0
220 kV	548	54	0	0
< 220 kV	0	0	0	0

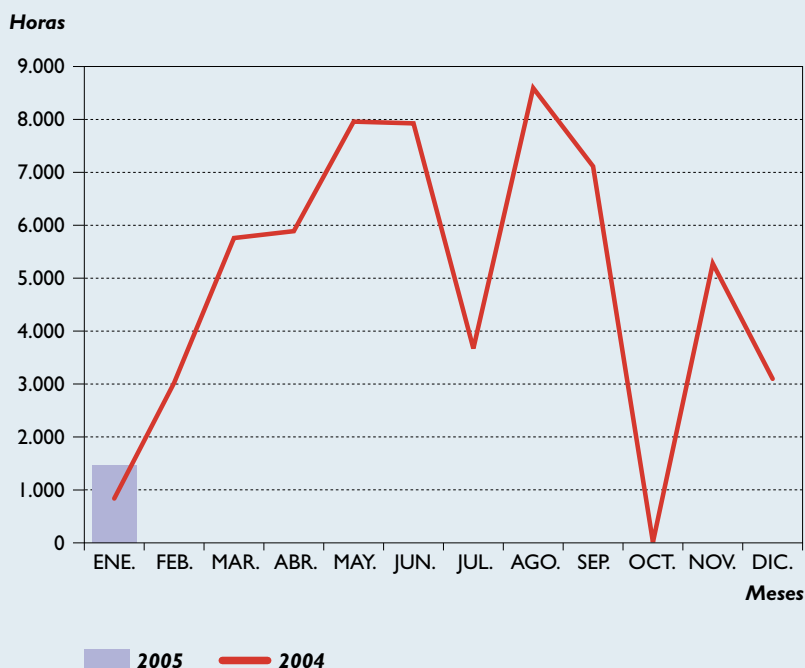
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Lomba salida Belesar para reparar fuga de gas en el interruptor.
- Subestación de 220 kV Viladecans, posición Acoplamiento para reparar puntos calientes en los seccionadores de barras.
- Subestación de 400 kV Arañuelo, posición central de la salida Morata I, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV S.S. de los Reyes, posición central de la salida Grijota para revisar los equipos de la posición.

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
Posiciones	841	559	1.400
Barras	0	70	70
TOTAL	841	629	1.470

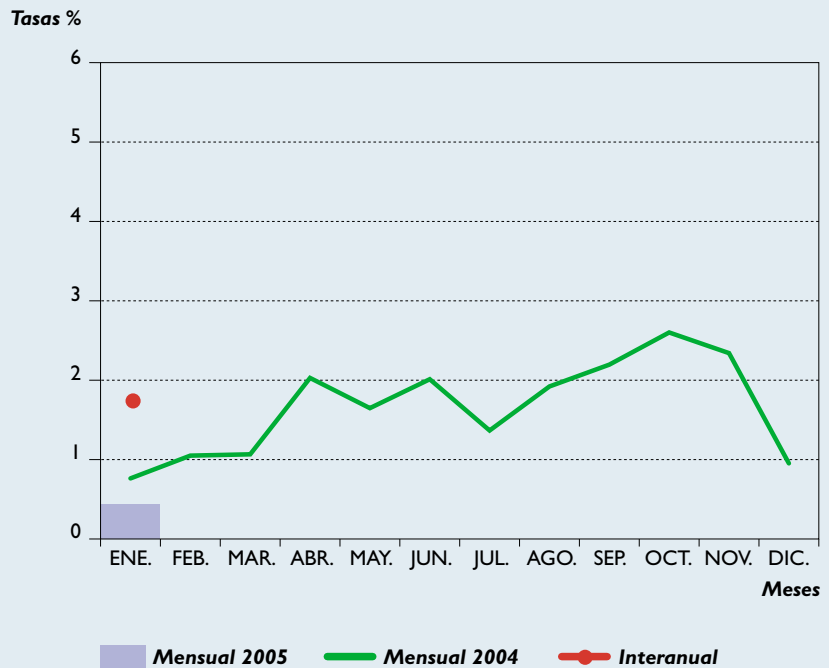
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

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	0,169	0,798	
Indisponibilidades Fortuitas	0,253	0,042	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,422	0,841	
Por Otras Causas	0,017	0,892	
TOTAL	0,438	1,733	

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

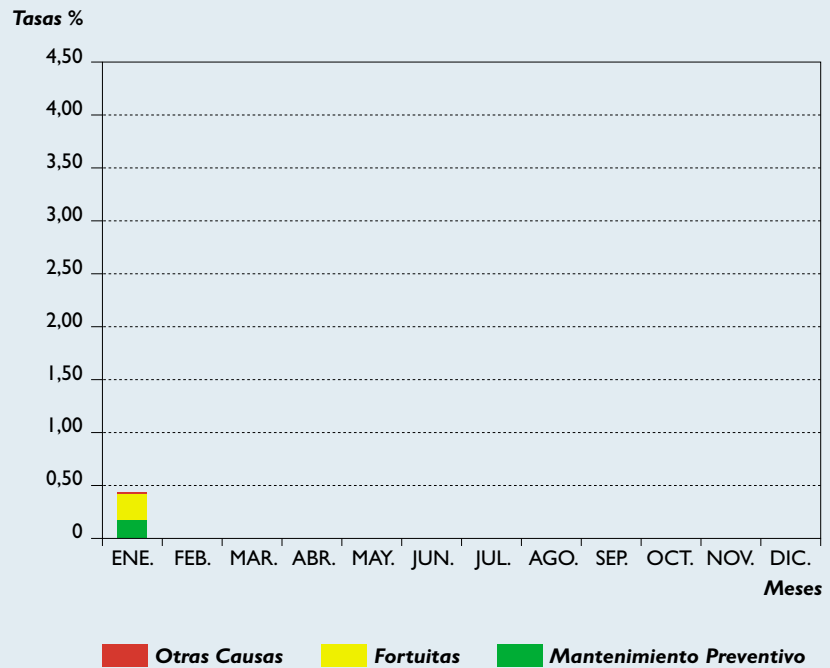
T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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		Agentes		
		Fallo Líneas	Fallo Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	4	21
	220 kV	0	2	36
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	1

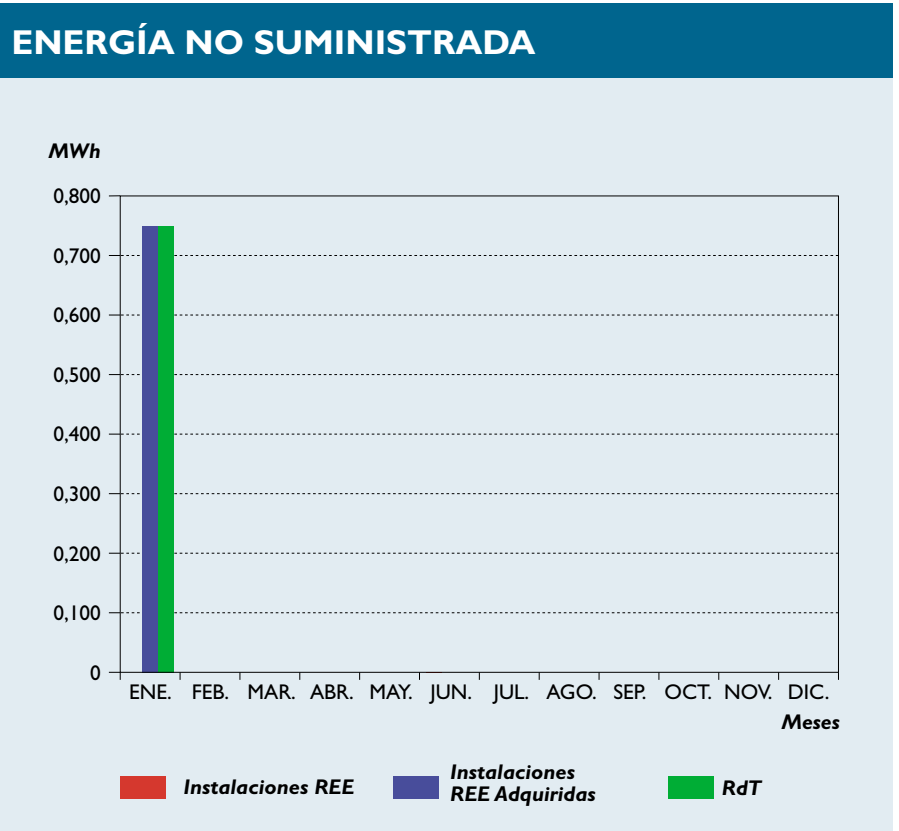
Duración		Duración		
		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	3	11	11
	220 kV	2	22	14
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	0

CUADRO 7



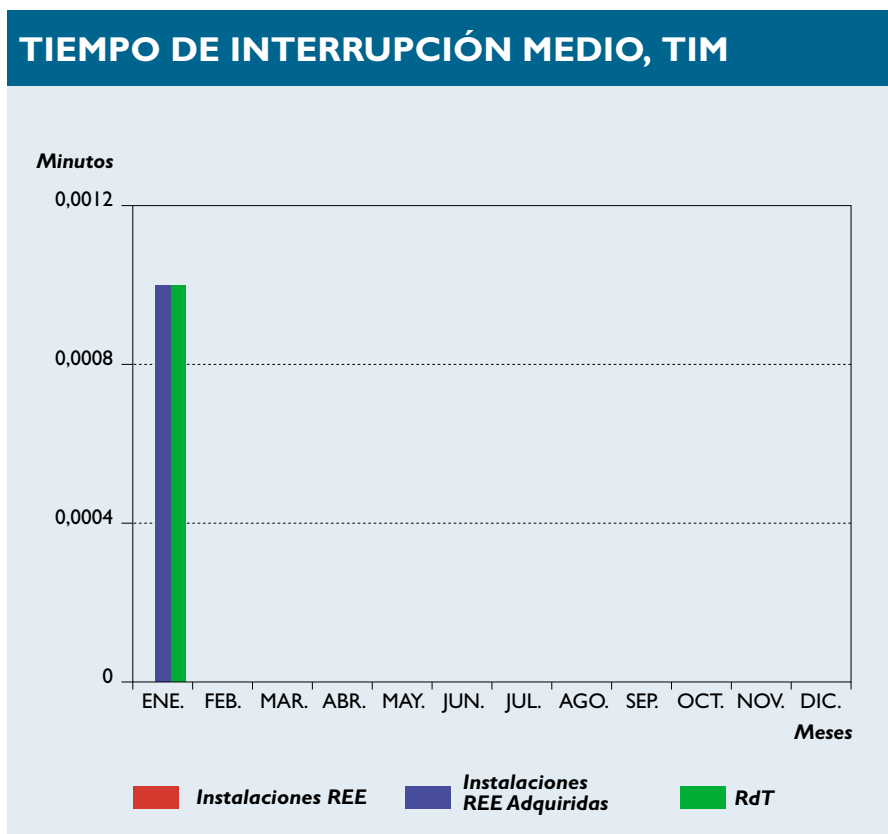
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de enero se ha registrado un corte de mercado en instalaciones de la Red de Transporte, con una energía no suministrada de 0,75 MWh en la zona de Aragón.



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 Red de Transporte, durante el mes de diciembre, ha sido de 0,001 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