

Informe Mensual

DICIEMBRE 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 19 de abril de 2006

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

Depósito Legal: M-14212-2001



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Diciembre 2005

- Durante el mes de diciembre, el consumo de energía eléctrica se ha situado en **22.268 GWh**, aumentando el crecimiento de la demanda en un **6,1%**. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se ha estimado en un **3,4%**.
- La energía producible hidráulica registrada se ha situado en el **60%** de la energía producible característica en este período, continuando con la situación de sequía.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se han situado al **36,3%** 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 %
HIDROELÉCTRICA	1.809	-3,0	20.416	-31,4	20.416	-31,4
NUCLEAR	5.703	5,9	57.528	-9,6	57.528	-9,6
Hulla + Antracita	3.526	-0,3	40.354	3,7	40.354	3,7
Lignito Pardo	1.292	0,6	13.277	-14,1	13.277	-14,1
Lignito Negro	801	-12,9	9.765	9,9	9.765	9,9
Carbón Importación	1.305	5,3	13.916	6,4	13.916	6,4
TOTAL CARBÓN	6.924	-0,8	77.311	1,2	77.311	1,2
Gas	581	285,0	5.137	37,1	5.137	37,1
Fuel-Oil	318	-45,0	4.898	24,0	4.898	24,0
Ciclo Combinado	3.962	37,2	48.601	67,7	48.601	67,7
PRODUCCIÓN BRUTA	19.296	8,1	213.892	3,6	213.892	3,6
Consumos Producción	-803	5,0	-9.125	4,9	-9.125	4,9
PRODUCCIÓN NETA	18.493	8,3	204.767	3,6	204.767	3,6
Adquirida Autoproductores	4.752	13,2	50.175	10,1	50.175	10,1
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	23.244	9,2	254.941	4,8	254.941	4,8
Consumos en Bombeo	-556	14,9	-6.725	46,0	-6.725	46,0
Saldo Internacional	-420	-312,2	-1.343	-55,6	-1.343	-55,6
DEMANDA	22.268	6,1	246.873	4,8	246.873	4,8

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	T. Año Móvil
2005													
Hidroeléctrica	1.623	1.570	1.793	1.983	2.228	1.994	1.971	1.633	1.328	1.028	1.456	1.809	20.416
Térmica Nuclear	5.820	5.102	4.617	3.956	3.801	3.972	4.089	4.741	5.363	4.934	5.430	5.703	57.528
Térmica convencional	11.607	11.061	11.418	9.554	10.156	12.080	13.382	11.071	11.359	11.066	11.410	11.784	135.948
PRODUCCIÓN BRUTA	19.050	17.733	17.828	15.494	16.184	18.046	19.441	17.445	18.050	17.029	18.296	19.296	213.892
Consumos Producción	-810	-765	-787	-657	-695	-732	-803	-705	-762	-743	-864	-803	-9.125
PRODUCCIÓN NETA	18.240	16.968	17.042	14.837	15.489	17.313	18.639	16.740	17.289	16.285	17.432	18.493	204.767
Adq. a Autoprod.	4.538	4.206	4.470	4.586	4.147	3.669	3.942	3.784	3.496	4.088	4.498	4.752	50.175
PROD. TOTAL NETA	22.778	21.174	21.512	19.422	19.636	20.982	22.581	20.524	20.784	20.373	21.930	23.244	254.941
Consumos de Bombeo	-596	-480	-540	-491	-668	-666	-731	-478	-526	-521	-472	-556	-6.725
Saldo Internacional	296	300	51	69	176	176	32	-175	-495	-663	-690	-420	-1.343
DEMANDA	22.478	20.994	21.024	18.999	19.144	20.492	21.882	19.871	19.762	19.190	20.769	22.268	246.873
Δ % Mensual	10,6	7,8	2,1	4,1	3,4	5,7	6	4,7	2,5	0,5	3,4	6,1	-
Δ % 365 días	5,2	5,6	4,8	4,5	4,4	4,7	5	5,3	5	4,8	4,6	4,8	4,8

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh AGOSTO 2005													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica*	122	2.111	1.787	3.734	456	3.171	67	0	3.571	237	3.135	18.391	
Térmica Nuclear	3.443	11.848	4.551	33.144	0	0	0	326	0	0	1.051	54.363	
Térmica Convencional*	2.634	25.710	12.260	1.820	3.909	18.509	231	6.779	1.046	2.788	176	75.862	
Eólica y resto R.E.	166	2.398	1.926	266	74	598	8	442	0	274	75	6.227	
PROD.TOTAL NETA	6.365	42.067	20.524	38.964	4.439	22.278	306	7.547	4.617	3.299	4.437	154.843	
Saldo Internacional	372	1.762	-175	-6.773	448	2.985	225	1.602	53	559	603	1.661	
Consumos en Bombeo	149	819	478	450	74	604	90	0	340	31	319	3.354	
DEMANDA													
Mensual	6.588	43.010	19.871	31.741	4.813	24.659	441	9.149	4.330	3.827	4.721	153.150	
Δ %	-2,4	1,8	4,7	-0,1	1,8	2,3	0,5	5,7	-2,8	5,5	4,7	1,9	
Año Móvil	87.726	557.287	244.354	479.298	52.320	327.894	6.180	113.341	63.669	49.022	62.133	2.043.224	
Δ %	0	1,6	5,3	1,2	1,2	2	-2,3	2,5	-2,2	3,7	3,7	1,9	

*.- Incluye la energía procedente del régimen especial.

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 se ha situado en unos valores programados horarios comprendidos entre los 443 MW y 6.821 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 4.981 MW y un máximo de 10.305 MW; el fuel-gas ha tenido una producción horaria media de 1.088 MW; las importaciones han registrado un mínimo de 300 MW y un máximo 1.432 MW; y la energía adquirida por el sistema de productores en régimen especial ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 3.327 MW y los 9.705 MW. Finalmente, la producción nuclear ha variado entre un mínimo de 6.937 MW y un máximo de 7.458 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

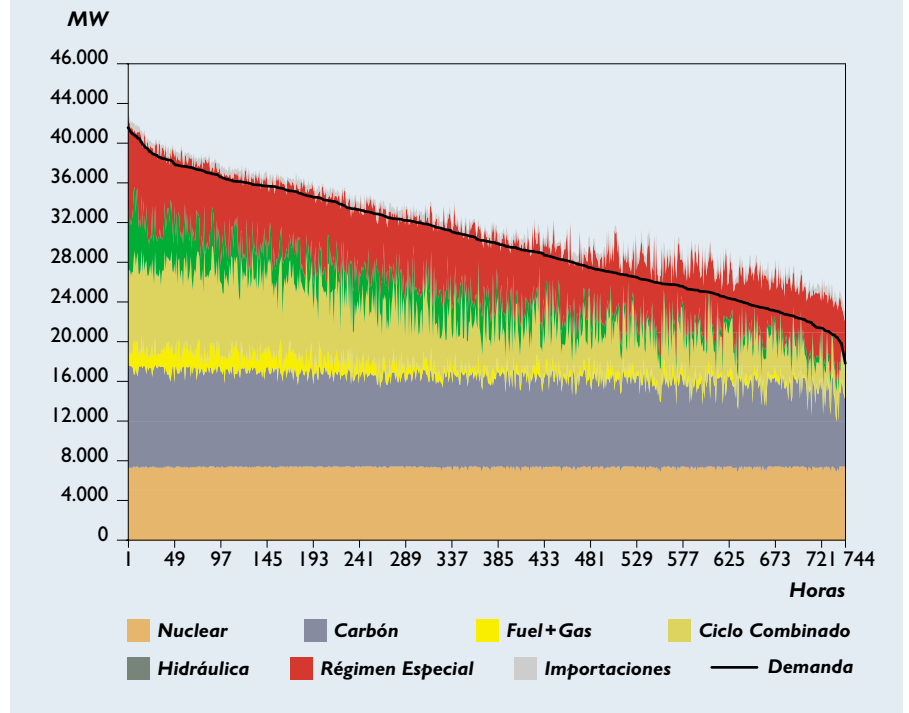


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

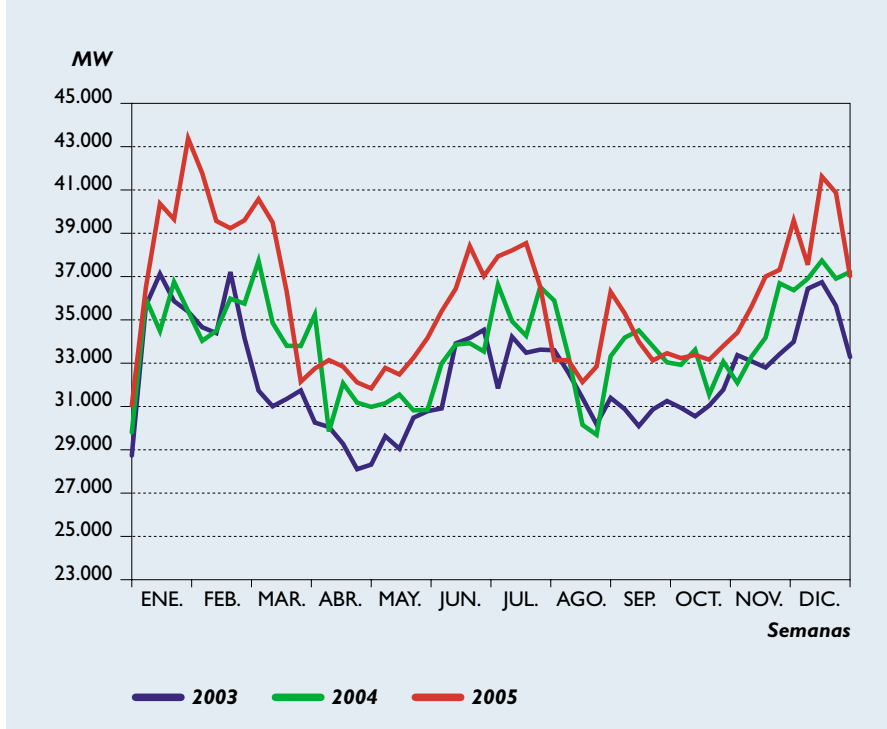


GRÁFICO 2

El valor máximo del mes se ha registrado el día 12 con 41.620 MW a las 19 horas. El valor máximo de demanda de energía eléctrica diaria se ha producido el día 14, con un valor de 836.129 MWh.



DEMANDA

La tasa de crecimiento de la demanda del mes de diciembre ha sido un 6,1% superior a la del mismo mes del año anterior. El efecto de la temperatura ha producido un aumento del 1,9% sobre el crecimiento mensual. Así mismo, el efecto de la laboralidad ha incrementado en un 0,8% la tasa de crecimiento.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	22.268	6,1
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,8
Efecto Temperatura (3)		1,9
Efecto Act. Económica y Otros		3,4
Acumulado Año		
Demanda Total	223.134	4,8
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,4
Efecto Temperatura (3)		1,6
Efecto Act. Económica y Otros		3,6

(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)

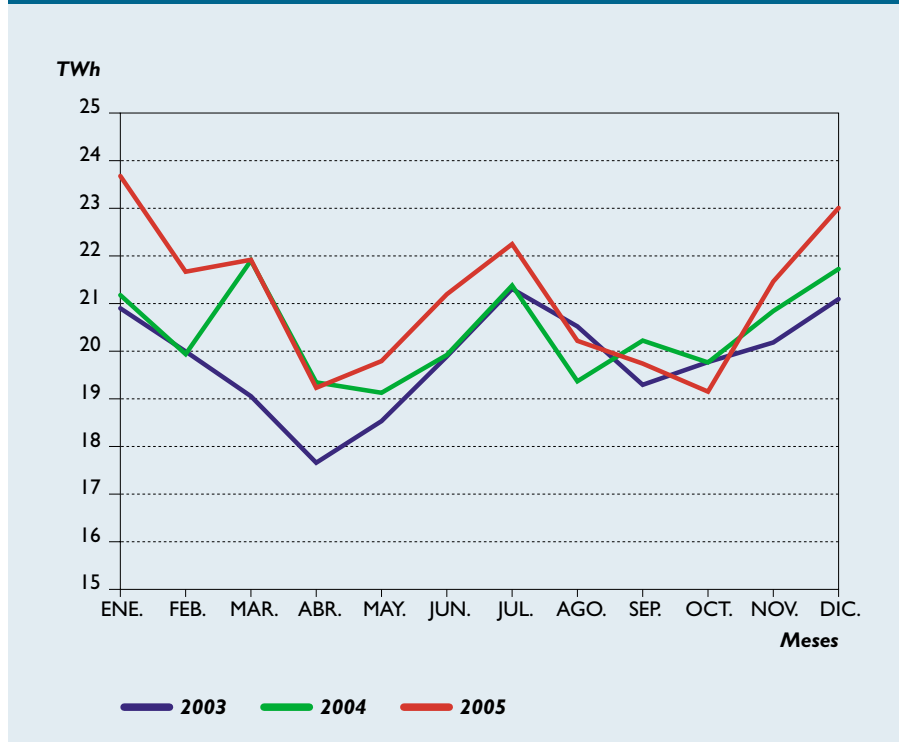


GRÁFICO 3

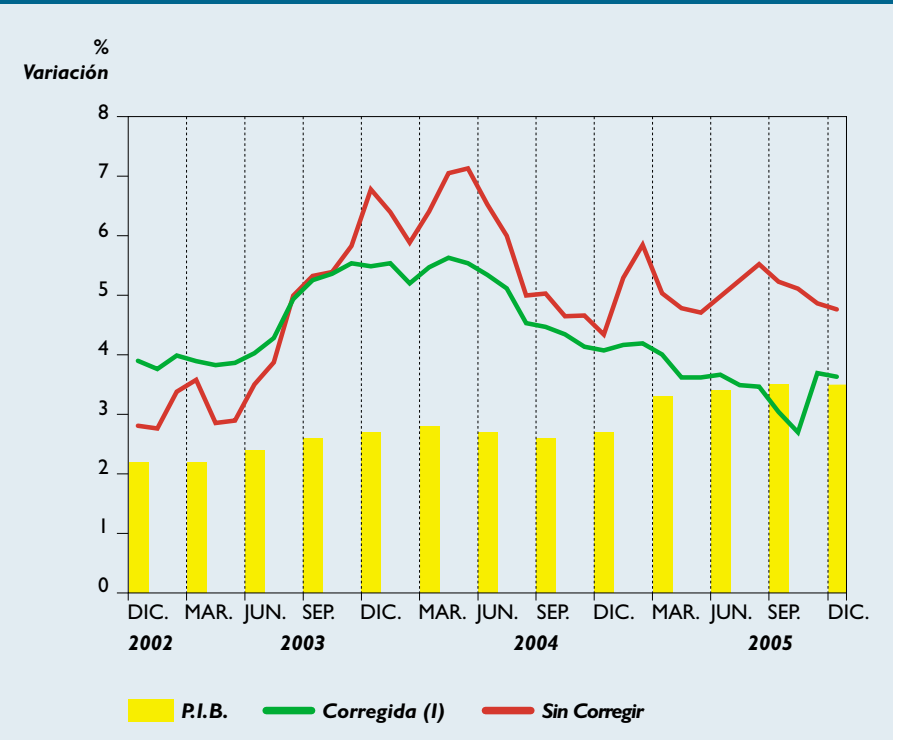
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura ha experimentado una variación positiva del 3,4%, inferior en 0,8 puntos al crecimiento experimentado en diciembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda en b.c. de los últimos doce meses ha sido del 4,8%. Corregidos los efectos de 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

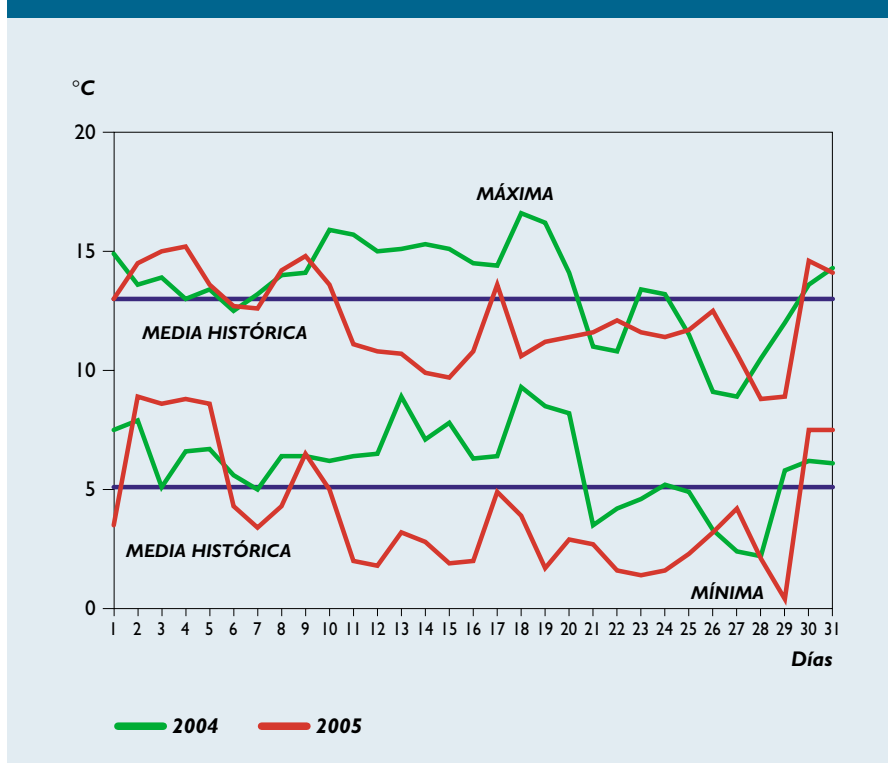


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se han registrado temperaturas medias inferiores a las del año anterior para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de diciembre ha sido de 8,1 °C.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas han resultado inferiores a las registradas en diciembre de 2004. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio mensual de 12,2 °C, frente a los 13,5 °C registrados en diciembre del año pasado. Las temperaturas mínimas han marcado un registro medio de 4,0 °C, en comparación con los 6,0 °C de diciembre de 2004.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes ha sido de 62 GWh, valor inferior al producible característico.

Siguiendo con la tendencia de los últimos meses, diciembre ha resultado seco, registrándose un producible mínimo de 7 GWh el día 21 y un máximo de 142 GWh el día 14.

(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)

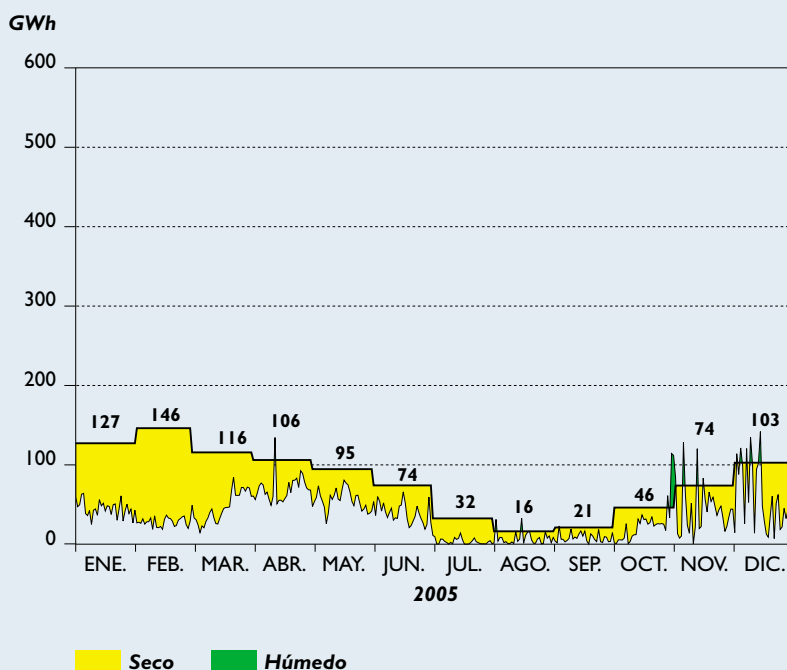


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

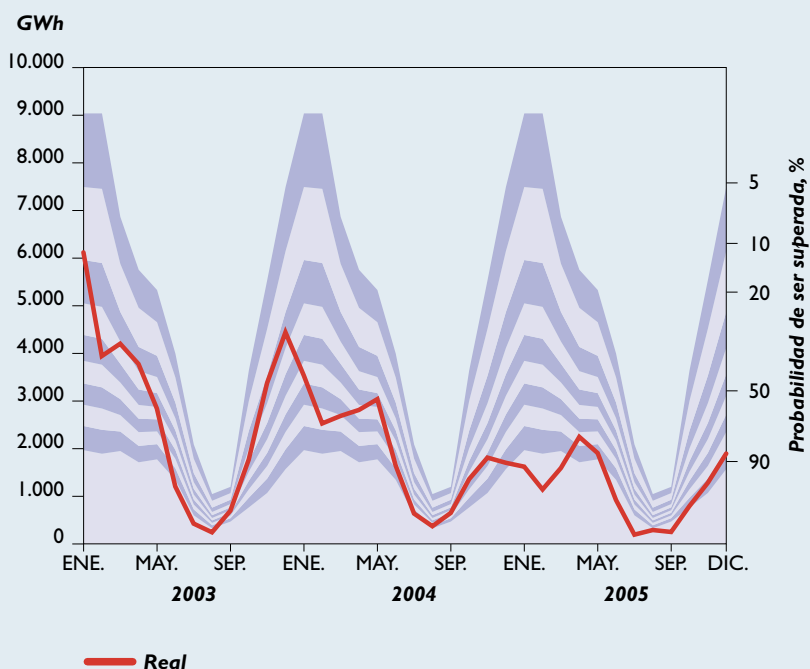


GRÁFICO 7

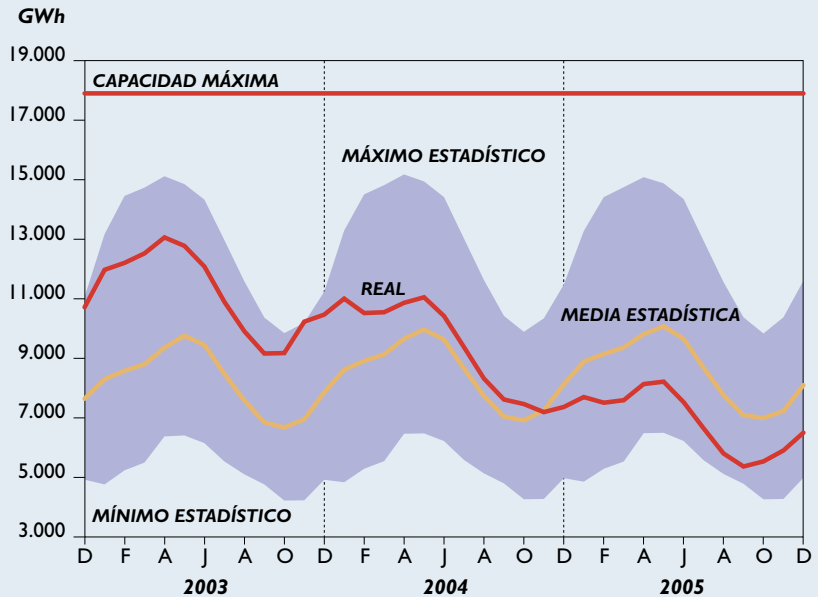
El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,60 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 78,1%.

(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 36,3% de su capacidad, valor superior en 3,3 puntos al porcentaje registrado durante el mes de noviembre.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

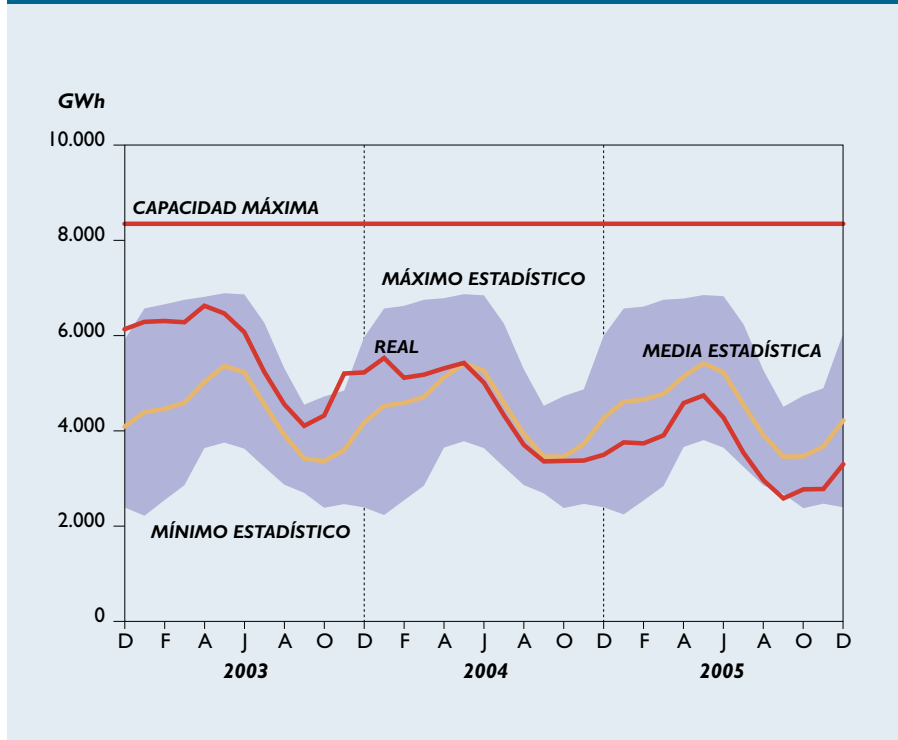


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 39,6%.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual han finalizado el mes al 33,5% de su capacidad, valor superior en 0,8 puntos al registrado durante el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

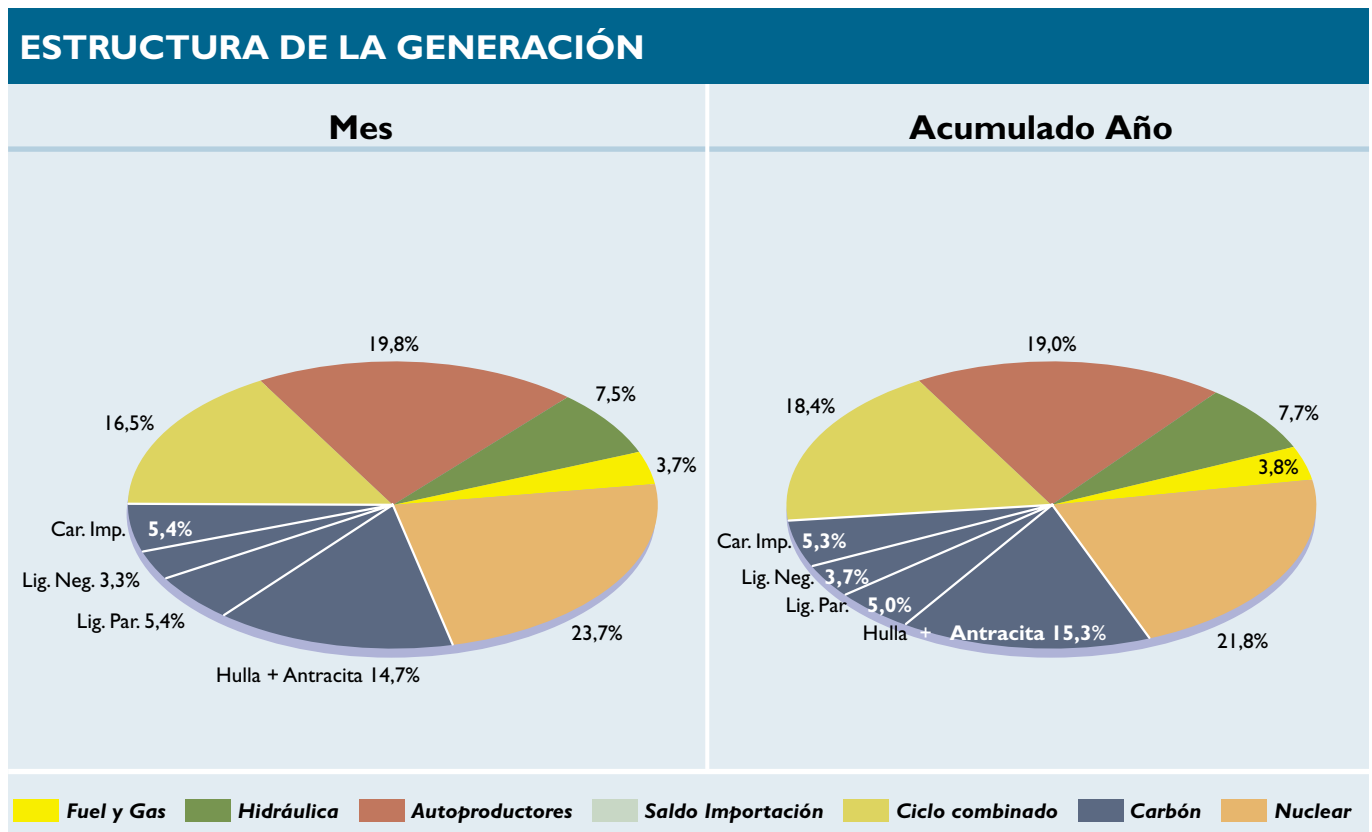
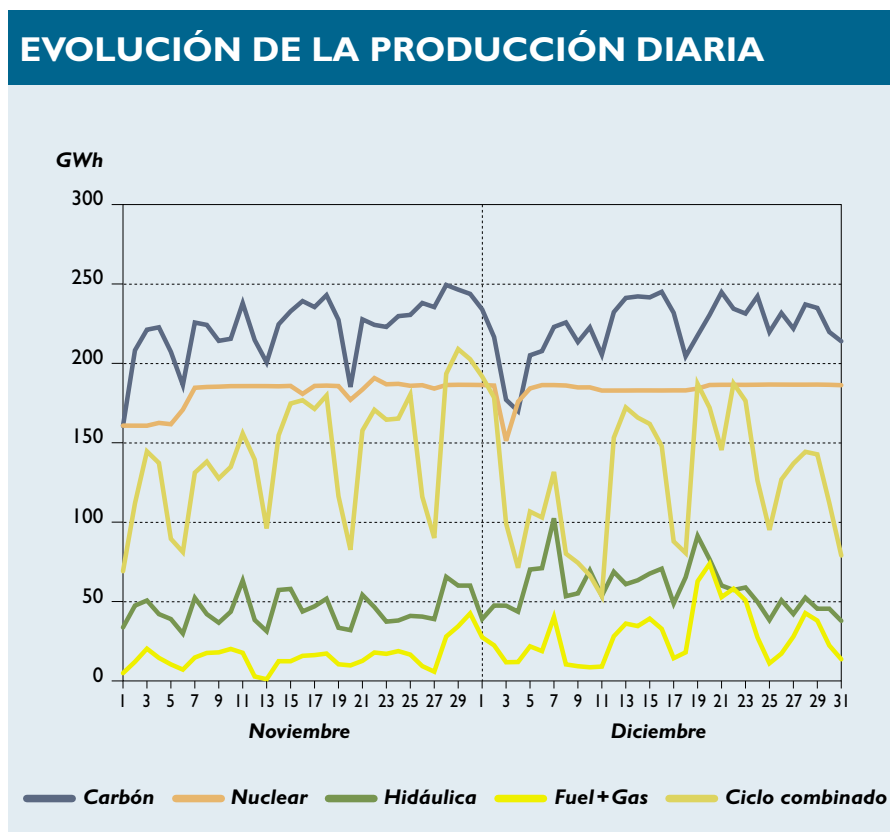


GRÁFICO 10



La producción con carbón en día laborable ha oscilado entre un máximo de 245 GWh y un mínimo de 205 GWh; la hidráulica entre 103 GWh y 39 GWh; la realizada con fuel-gas ha tenido un máximo de 74 GWh y mínimo de 9 GWh y el ciclo combinado ha variado entre un máximo de 192 GWh y un mínimo de 75 GWh.

Las centrales nucleares, han tenido una producción media diaria de 185 GWh.

GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	DICIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,98	0,00	0,02	0,85	0,06	0,09
Hulla + Antracita	0,94	0,00	0,06	0,92	0,02	0,06
Lignito Pardo	0,96	0,00	0,04	0,84	0,11	0,05
Lignito Negro	0,92	0,00	0,09	0,94	0,01	0,05
Carbón Importación	0,98	0,00	0,02	0,95	0,01	0,05
TOTAL CARBÓN	0,95	0,00	0,05	0,92	0,03	0,05
FUEL-OIL	0,76	0,03	0,21	0,78	0,03	0,19
GAS	0,87	0,00	0,13	0,89	0,02	0,09
Ciclo Combinado	0,94	0,00	0,06	0,89	0,03	0,08
TOTAL	0,92	0,00	0,07	0,88	0,03	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
16	S.E. 400 kV Olmedilla	AT-3 400/132 kV (450 MVA). Sustituye al anterior.
18	S.E. 220 kV Tánger L-220 kV Tánger-Besòs Nuevo L-220 kV Tánger-Mata	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV Besòs Nuevo-Mata
28	S.E. 220 kV Vall d'Uxó L-220 kV Vall d'Uxó-La Plana L-220 kV Vall d'Uxó-Sagunto	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV La Plana-Sagunto.
29	S.E. 220 kV Chantada L-220 kV Chantada-Belesar L-220 kV Chantada-Castrolo	Configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desaparece la L-220 kV Belesar-Castrolo.

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 1 de diciembre de 2005 a las 5:17 se ha producido el disparo definitivo de la línea L-220 kV Mazarredo-Puente de la Princesa en presencia de un incendio en la galería del cable. Como consecuencia de este disparo y dado que la línea L-220 kV Casa de Campo-Mazarredo estaba en descargo, se ha producido un cero de tensión en la S.E. 220 kV Mazarredo y una interrupción de suministro de 35 MW durante 30 minutos, cuya energía no suministrada no se ha contabilizado para los indica-

dores ENS y TIM por ser el incidente clasificado como causado por fuerza mayor.

El día 24 de diciembre de 2005 a las 16:38 h. y debido al disparo con reenganche de la línea L-220 kV Mequinenza-Escatrón por fenómenos meteorológicos adversos, se ha producido la actuación de la protección de fallo de interruptor en el interruptor salida Escatrón de la S.E. 220 kV Mequinenza y en consecuencia se ha producido el

disparo de las posiciones Monzón, transformador 1 220/66 kV, transformador 7 220/66 kV y acoplamiento. Como consecuencia de estos disparos se ha producido un cero de tensión en la barra 2 de la S.E. 220 kV Mequinenza y una interrupción de suministro en las localidades de Mequinenza y Caspe (Zaragoza) de 5 MW durante 12 minutos y al cliente RENFE-Fabara de 0,1 MW durante 31 minutos, lo que ha supuesto una energía no suministrada de 1,05 MWh.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador por un valor de 421 GWh, cifra que representa un descenso del 39% respecto al saldo exportador del mes anterior, 688 GWh.

En la interconexión con Francia CÉNTRICA ENERGÍA, CENTRICA ENERGÍA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, ENDESA COGENER. Y RENOVABLES, HIDROELÉCTRICA IBÉRICA, IBERDROLA GENERACIÓN, FUERZAS ELÉCTRICAS DE NAVARRA, EGL, ACCORD ENERGY, EDF, BARCLAYS BANK, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y EDP ENERGÍA IBÉRICA han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 25, 20, 20, 19, 18, 13, 13, 13 y valores inferiores a 10 GWh las restantes, respectivamente.

En esta misma interconexión, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 100% (223 GWh). Además, IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, EGL, BARCLAYS BANK, ENDESA GENERACIÓN, EDP ENERGÍA IBÉRICA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, ACCORD ENERGY LIMITED, UNION FENOSA GENERACIÓN, ELECTRABEL, WIND TO MARKET, COMPAIGNE NATIONALE DU RHONE, STATKRAFT MARKETS y SEMBRA ENERGY EUROPE ESPAÑA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 46, 28, 18, 18, 17, 11, 10 y valores inferiores a 10 GWh las restantes, respectivamente.

En la interconexión con Portugal, REN, GESTAO PRODUÇÃO DE ENERGÍA y ENDESA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 42, 25 y 0,4 GWh, respectivamente.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, EDP ENERGÍA, UNION FENOSA MULTISERVICIOS, ENDESA ENERGÍA y GESTAO DA PRODUÇÃO DE ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 290, 205, 52, 44, 27, 13 y 7 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 en el mercado de producción español, resultando un total de 2 GWh en sentido importador y 41 GWh en sentido exportador.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

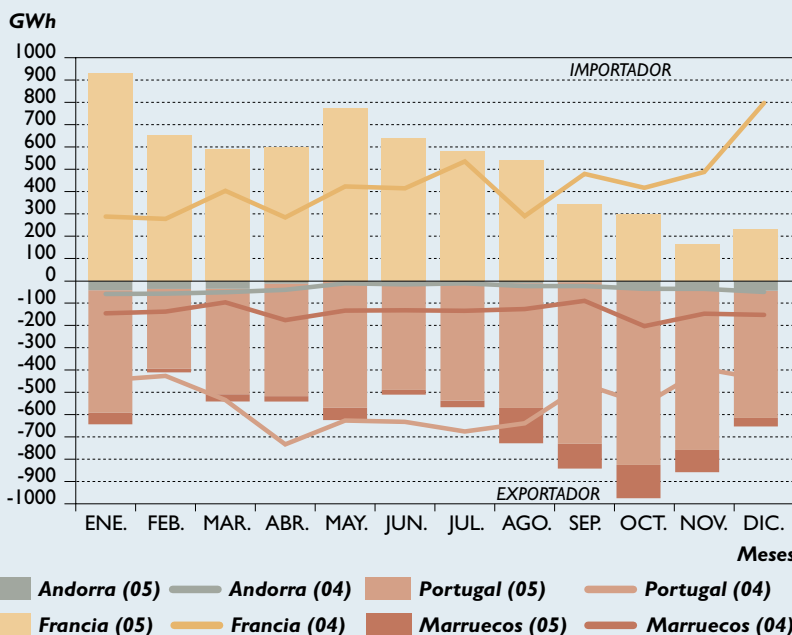


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Importaciones	Exportaciones	
Andorra	0,00	42,50	-42,50
Francia	413,30	181,44	231,87
Portugal	353,33	924,66	-571,34
Marruecos	9,91	48,25	-38,34
TOTAL	776,54	1.196,86	-420,32

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			S/2004	Renovable
Ene.	20,15	1,15	55,74	44,26
Feb.	19,99	16,63	54,77	45,23
Mar.	21,22	10,07	55,01	44,99
Abr.	24,09	9,04	57,71	42,29
May.	21,64	12,50	53,22	46,78
Jun.	17,90	7,19	48,89	51,11
Jul.	18,04	16,89	53,31	46,69
Ago.	19,05	15,20	54,80	45,20
Sep.	17,70	5,35	48,10	51,90
Oct.	21,37	3,07	58,40	41,60
Nov.	21,75	13,83	58,40	41,60
Dic.	21,45	13,25	58,05	41,95
ACUM.	20,34	10,13	54,95	45,05

(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.

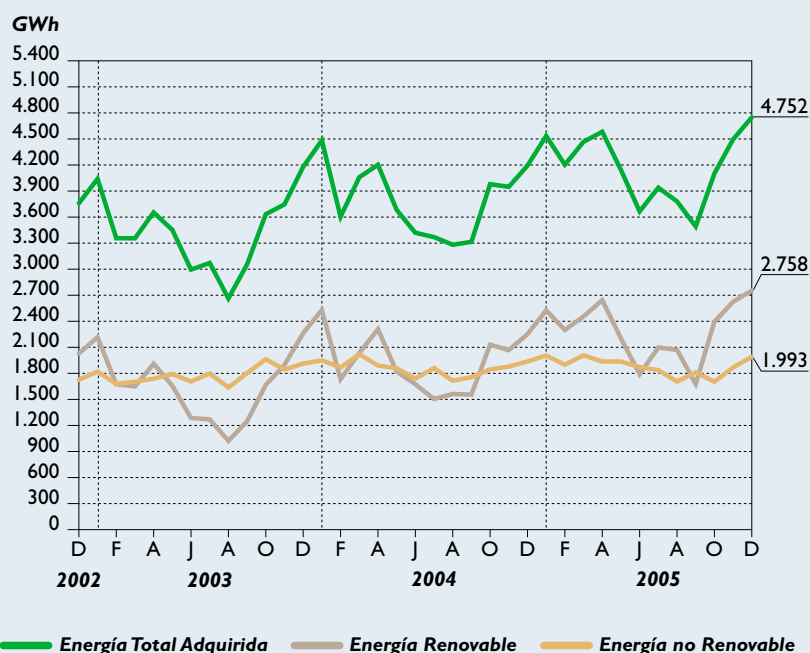


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes de diciembre en el Mercado Diario, ha oscilado entre un valor máximo de 12,500 c€/kWh y un mínimo de 8,000 c€/kWh. Por otro lado, el precio horario mínimo ha variado entre los 6,000 c€/kWh y los 2,000 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

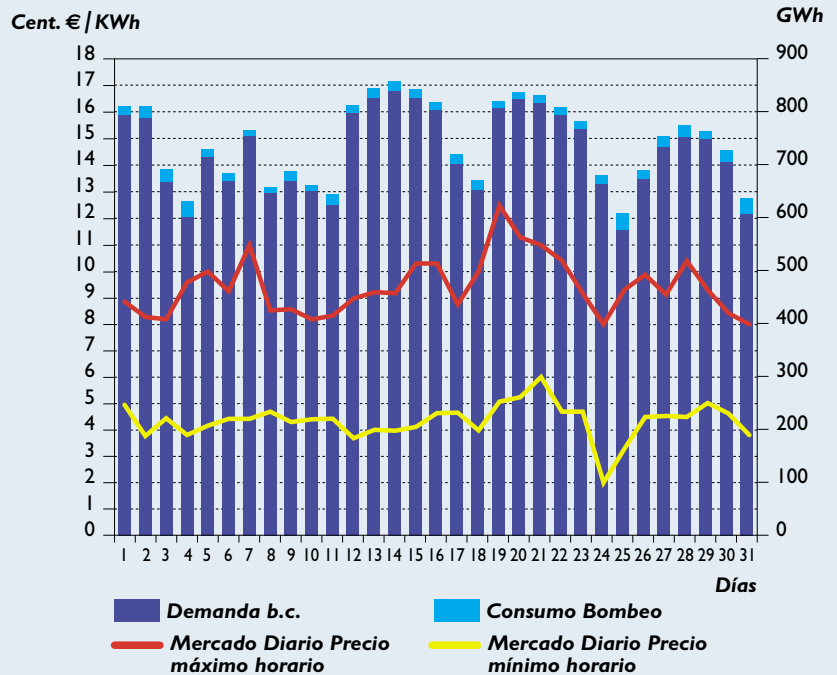


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	19.644	82,0	Distribuidoras	14.600	60,9
- Producción Interior	19.058		- Mercado Diario	14.505	
- Importación	586		- Mercados Intradiarios	95	
Francia	554		Comercializadoras	3.974	16,6
Portugal	31		- Mercado Diario	3.883	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	90	
Mercados Intradiarios	308	1,3	Consumidores Cualificados	1,95	0,0
- Producción Interior	377		Demanda Bombeo	556	2,3
- Importación	-69		Exportación	869	3,6
Francia	-108		- Portugal	648	
Portugal	36		- Marruecos	42	
Marruecos	2		- Andorra	44	
Indisponibilidades	-63	-0,3	- Francia	166	
Operación del Sistema (1)	-128	-0,5	Ajuste demanda	-240	-1,0
TOTAL MERCADO	19.760	82,4	TOTAL MERCADO	19.760	82,4
Contratos Bilaterales (2)	2.836	11,8	Contratos Bilaterales (2)	2.836	11,8
Energía programada en Régimen Especial	1.374	5,7	Energía adquirida al Régimen Especial	1.374	5,7
TOTAL	23.970	100	TOTAL	23.970	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

Diciembre 2005

- Durante el mes de diciembre se han puesto en servicio tres nuevas posiciones de 400 kV y dos de 220 kV en la subestación de Caparacena, así como tres nuevas posiciones de 400 kV en la subestación de Castejón.
- Los descargos en subestaciones de Red Eléctrica han marcado el menor valor del año, registrando únicamente 1.216 horas, cifra notablemente inferior a las 3.099 horas alcanzadas durante el mismo periodo del año anterior.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.805	16.533 (*)
Subestaciones	Posiciones	886	1.972
Transformación (I)	Número de unidades	106	1
Reactancias	Número de unidades	30	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.

NOTA: Datos actualizados con la información de cierre del año a fecha 31 de diciembre.

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)	16.767	38	16.805
Subestaciones	Posiciones	881	5	886
Transformación	Nº de unidades	105	1	106
	MVA	55.159	800	55.959
Reactancias	Nº de unidades	30	-	30
	MVA _r	4.500	-	4.500
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)	16.288	245 (I)	16.533
Subestaciones	Posiciones	1.865	107	1.972
Transformación	Nº de unidades	1	-	1
	MVA	63	-	63
Reactancias	Nº de unidades	40	2	42
	MVA _r	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, doce líneas han superado una carga máxima del 70%, rebasando dos de ellas el 100% de forma puntual. Ninguna de las líneas ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV cuarenta y tres líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno, alcanzando tres de ellas el 100% puntualmente. Seis de las líneas 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.

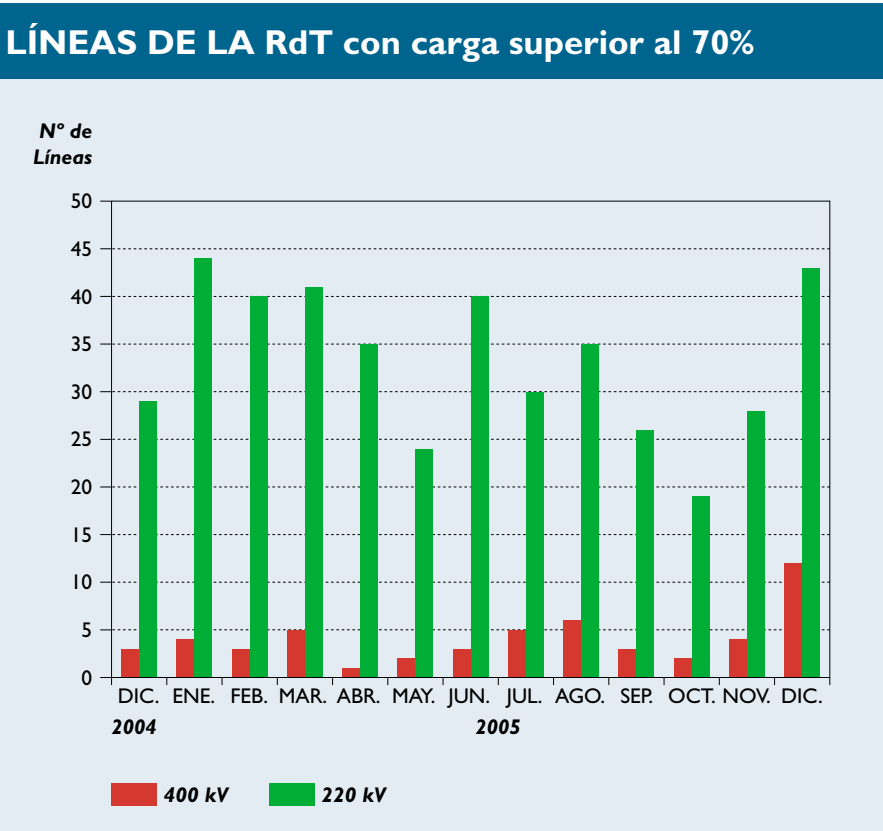


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

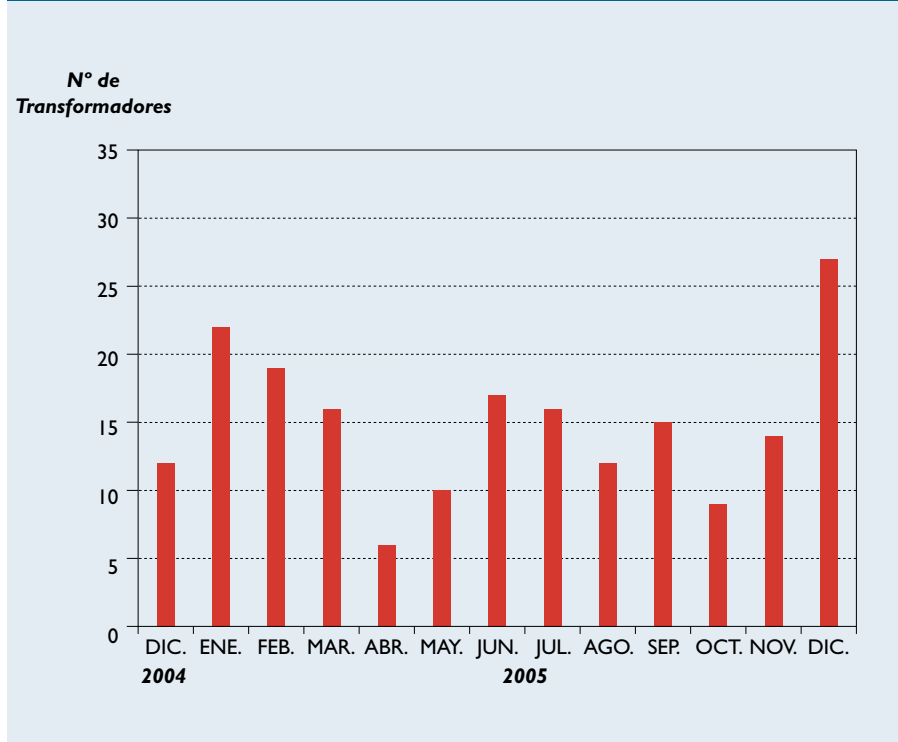


GRÁFICO 2

En diciembre, veintisiete transformadores han superado una carga máxima del 80% y tres de ellos ha registrado una carga media superior al 65%.

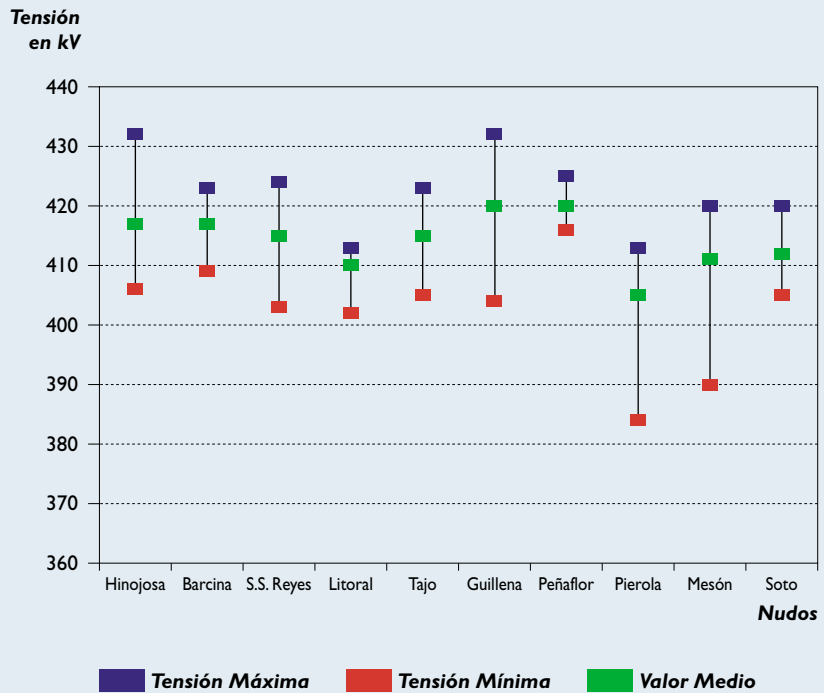
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante este mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 373 kV en Vic, y los 436 kV en Pinilla y Almazán. El 41% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV, un 13% entre 420 y 425 kV y un 3% entre 425 y 430 kV. El 1% de las medidas han superado los 430 kV.

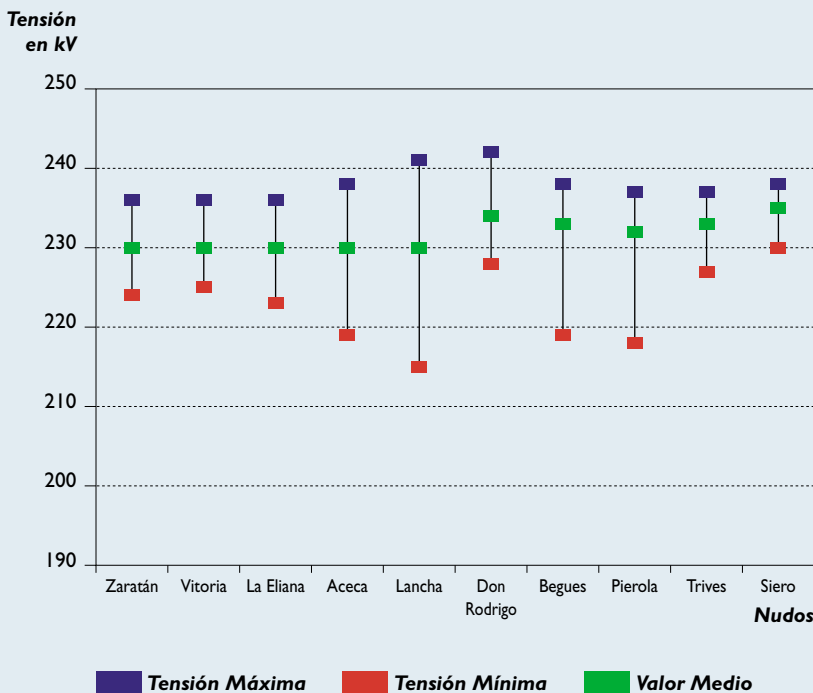
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 187 kV de Acería de Vizcaya y los 253 kV de Santiago. El 53% de las tensiones han estado comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV, el 24% 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 Mesón do Vento-Sabón para retirada de cable de tierra caído entre apoyos.
- Línea 220 kV Constanti-Viladecans para realización de entronque para nueva subestación de Puigpelat y Penedés.
- Línea 220 kV Riba Roja-Vandellós para reparación de venas deterioradas en conductor.
- Línea 220 kV Centelles-Cercs para reparación de venas deterioradas en conductor.
- Línea 400 kV Arcos de la Frontera-Pinar del Rey para reparación de avería causante del disparo de la línea.
- Línea 400 kV Aragón-Ascó I para reparación de cable de tierra caído entre apoyos.

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

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

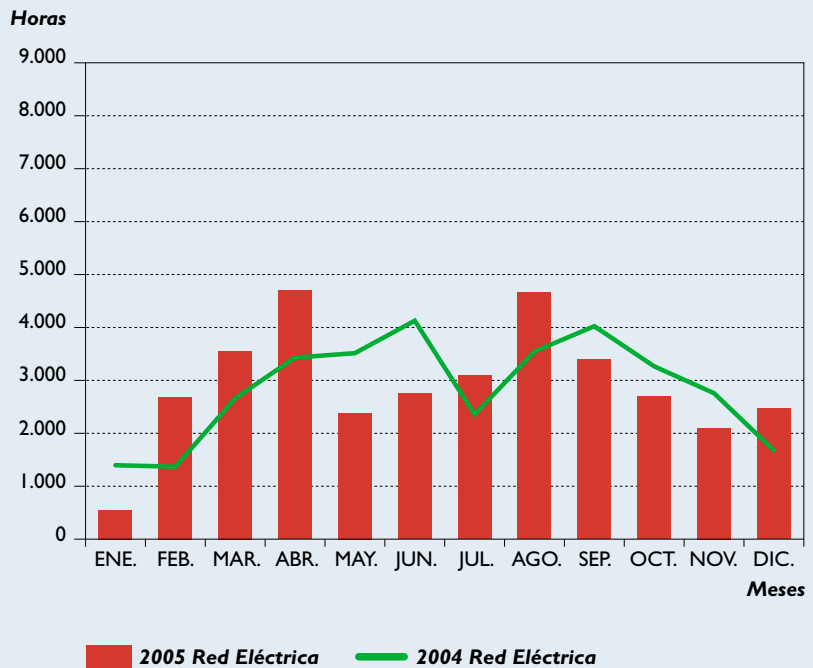


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	91	448	38	0
220 kV	2.375	695	0	0
< 220 kV	0	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 220 kV Guillena salida Santiponce 2 para reparación urgente de punto caliente en bornas del interruptor.
- Subestación de 220 kV Santa Coloma salida Sant Just 1 para localización y reparación de fuga de gas en el interruptor.
- Subestación de 220 kV Puente San Fernando salida San Sebastián de los Reyes para sustitución de transformación de tensión.
- Subestación de 400 kV Almaraz C.N. salida Bienvenida 2 para sustitución de transformador de intensidad.
- Subestación de 400 kV Villaviciosa salida Morata 0 para sustitución de transformador de intensidad.
- Subestación de 400 kV Morata salida Villaviciosa para revisión de equipos de la posición.

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

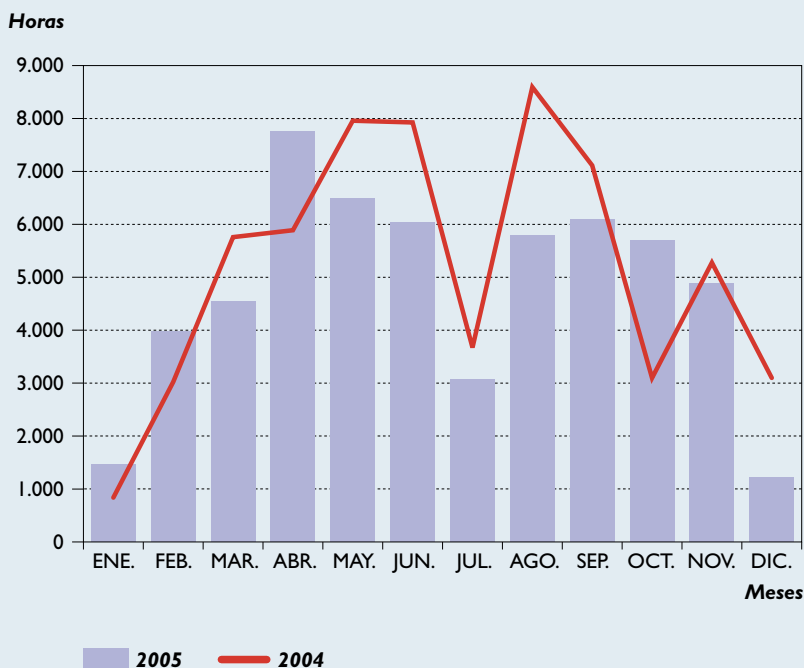


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	561	398	959
Barras	17	239	257
TOTAL	579	637	1.216

CUADRO 5

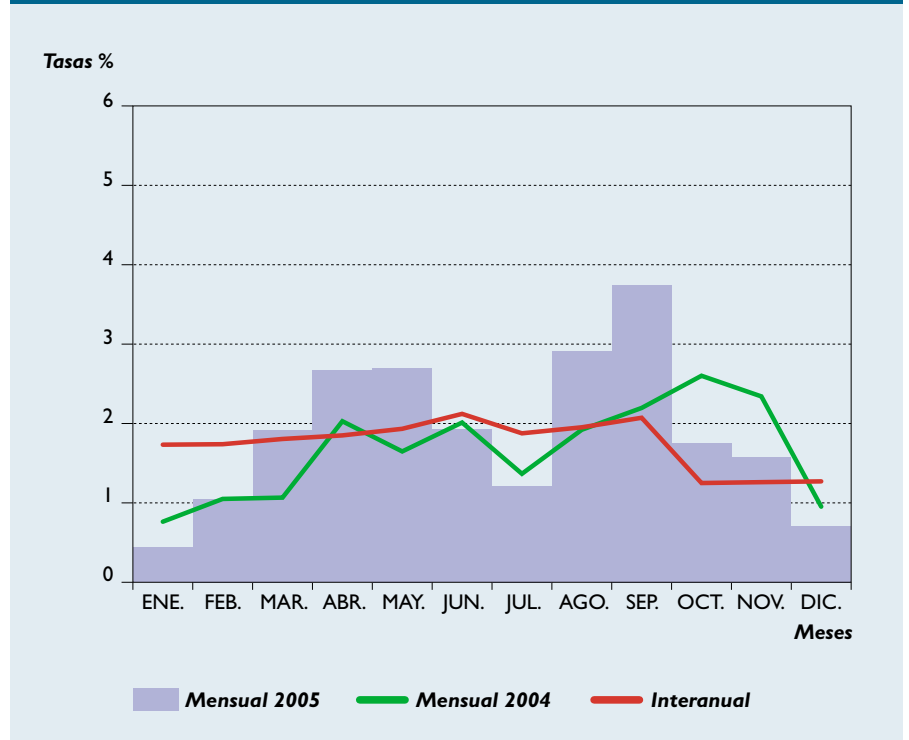
- Subestación de 400 kV Ascó salida Sentmenat 2 para modificación de circuitos de disparo.

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



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	0,458	0,472
Indisponibilidades Fortuitas	0,036	0,035
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,494	0,507
Por Otras Causas	0,212	0,764
TOTAL	0,706	1,271

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

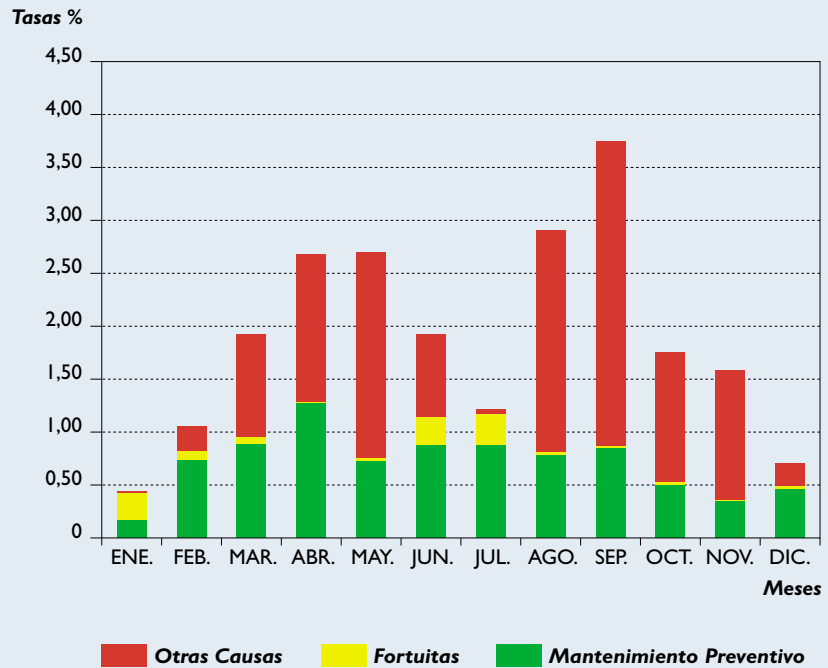
T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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 Atmosféricos y Otros		
		Fallo Líneas	Fallo Subestaciones	
Líneas	400 kV	0	2	20
	220 kV	0	4	41
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	0

Duración		Con Reenganche		
		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	
Líneas	400 kV	2	13	7
	220 kV	3	32	10
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	0	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de diciembre se han producido dos cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte:

- Zona de Madrid con una energía no suministrada de 24,61 MWh.
- Zona de Aragón con una energía no suministrada de 6,33 MWh.

Energía No Suministrada, ENS, mide la energía cortada al sistema eléctrico peninsular, MWh, por interrupciones del servicio debidas a incidentes acaecidos en la red de 400 y 220 kV del sistema eléctrico peninsular, RdT.

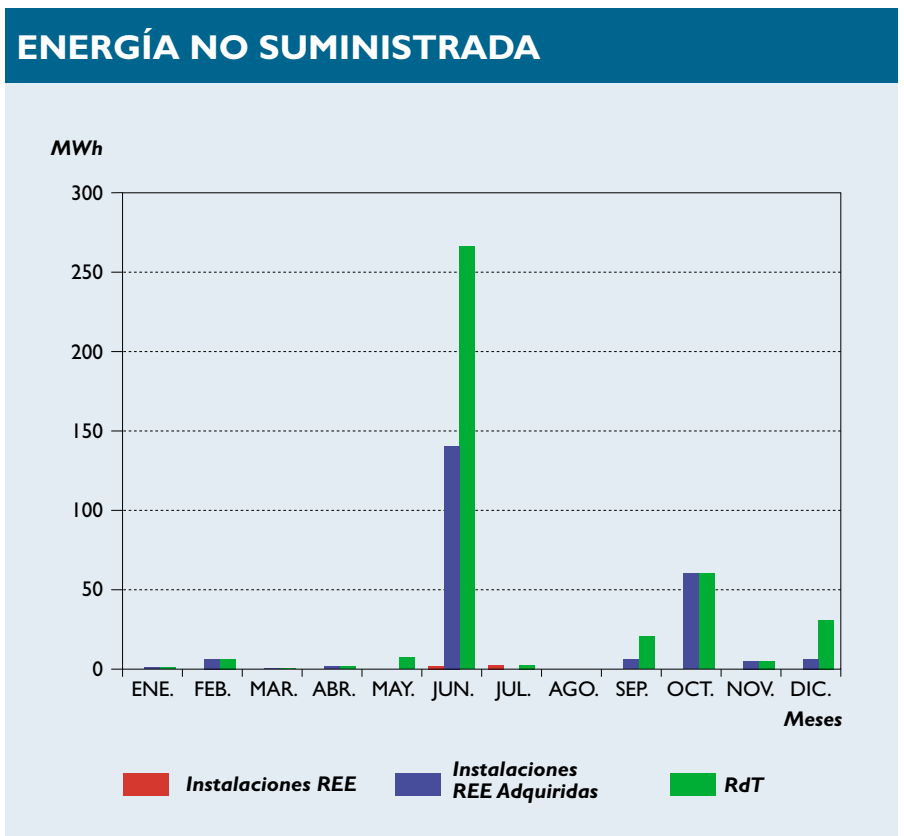


GRÁFICO 9

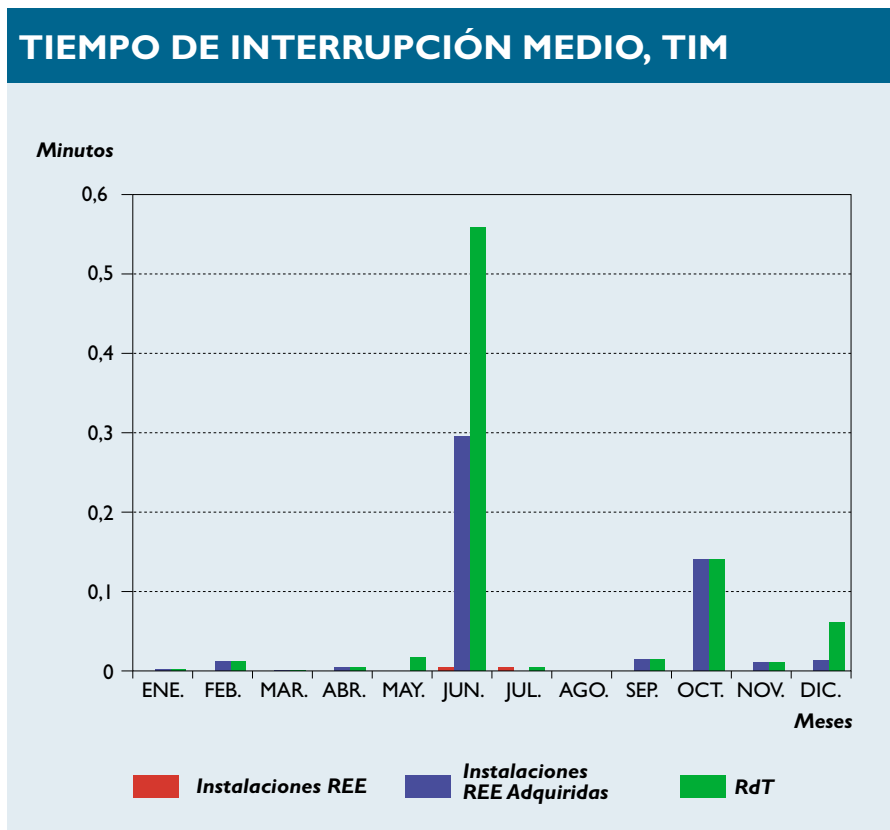


GRÁFICO 10

El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte, durante el mes de diciembre, ha sido de 0,061 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.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es