

Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

••••• *NOVIEMBRE 2005. Nº 90*



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Sistema Extrapeninsular 1986-2003	

Fuentes de información:
Comisión Nacional de Energía
Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
ENDESA
Red Eléctrica de España

Fecha de redacción: 21 de febrero de 2006
Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S.L.

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados
disponibles en Internet:

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: <http://www.mityc.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- La demanda de energía mensual se ha situado en 20.947 GWh, con una tasa de crecimiento de un 4,5% respecto al mes de noviembre de 2004.
- Las temperaturas registradas durante el mes de noviembre, similares a las registradas en el mismo mes del año anterior, han aumentado en un 0,2% el crecimiento de la demanda, así mismo, el efecto de la laboralidad ha reducido dicho crecimiento en un 0,2%. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha situado en un 4,5%.
- Tras el dato de noviembre, el incremento acumulado de la demanda durante los once primeros meses del año se ha situado en 223.249 GWh, con una tasa de crecimiento del 4,1%, 0,7 puntos por encima del registrado el mismo periodo del año anterior. Una vez descontados los efectos de la temperatura y laboralidad, el crecimiento atribuible a la actividad económica se ha estimado en 3,0%, 0,4 puntos por debajo del registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La estructura de generación bruta de régimen ordinario durante el mes de noviembre, ha continuado caracterizada por la escasa producción hidroeléctrica, la cual ha aportado únicamente un 7,4%, 6,1 puntos menos que en el mismo mes del año anterior. Esta importante reducción ha sido compensada por el incremento en la producción térmica convencional, la cual han aportado el 63,3% del total; dentro de ésta destaca notablemente el aumento de la producción con

ciclo combinado, con una participación del 23,1%, 6,7 puntos por encima de la participación de esta tecnología durante el mismo periodo del año anterior.

- La generación neta de régimen ordinario ha cubierto el 82,2% de la demanda de noviembre, 1,1 puntos más que el mismo periodo del año 2004. Mientras, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 21,0%, 1,9 puntos más que la registrada en el mismo periodo del año anterior. El saldo de intercambios internacionales ha resultado exportador, así pues el 3,2% de la producción se ha destinado a cubrir la demanda exportada fuera de nuestra frontera.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda mensual en este mes ha ascendido a 1.137 GWh, con un crecimiento de un 3,4% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 2,6%, 3,2 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de noviembre el precio medio final en el mercado de producción se ha situado en 6,510 c€/kWh. Dicho precio ha sido un 8,6% superior al del mes anterior y se ha visto incrementado un 64,2% con respecto al registrado en noviembre de 2004.
- Tras los elevados registros de los últimos meses, el precio medio acumulado ha sido de 6,106 c€/kWh, un 74,6% superior al del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el mes de noviembre ha sido de 6,943 c€/kWh, un 56,2% superior al registrado el mismo mes del año anterior, debido al ascenso del precio de compra de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los comercializadores, agentes externos y clientes cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en los once primeros meses del año, ha alcanzado los 8,086 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 6,418 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 6,870 c€/kWh, un 16,8% superior al precio de compra de la energía para los comercializadores, agentes externos y clientes cualificados.

Balance eléctrico	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Régimen ordinario	18.489	7,0	193.191	2,5	211.038	2,6
Consumos generación	-878	18,8	-8.598	8,4	-9.363	8,8
Régimen especial	4.498	15,3	45.472	10,4	49.613	9,3
Generación neta	22.108	8,1	230.065	3,7	251.288	3,6
Consumos bombeo	-472	31,5	-5.893	43,0	-6.377	41,0
Saldo intercambios internacionales	-690	-	-923	-	-725	-
Demanda transporte	20.947	4,5	223.249	4,1	244.187	4,1
Sistemas extrapeninsulares						
Régimen ordinario	1.161	3,5	13.473	4,9	14.628	4,7
Consumos generación	-69	-0,7	-810	3,6	-881	3,2
Régimen especial	45	-4,9	650	-2,4	715	0,0
Demanda transporte	1.137	3,4	13.314	4,6	14.462	4,5

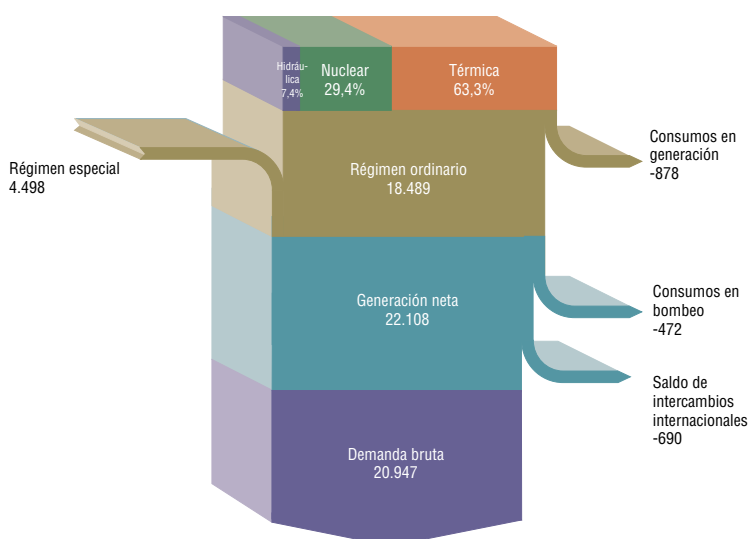
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	7,243	50,8	6,870	55,3	6,712	53,8
En el mercado	6,775	61,5	6,418	69,7	6,248	68,1
Al régimen especial	9,066	43,2	8,086	32,8	7,955	31,6
Compras otros agentes en el mercado (**)	6,196	65,1	5,882	83,2	5,751	80,8
Total	6,943	56,2	6,521	63,0	6,376	61,1

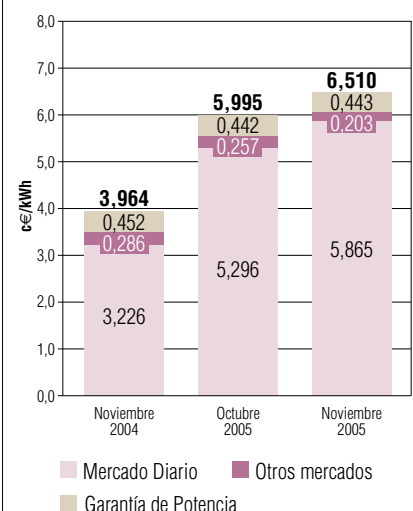
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. NOVIEMBRE (GWh)



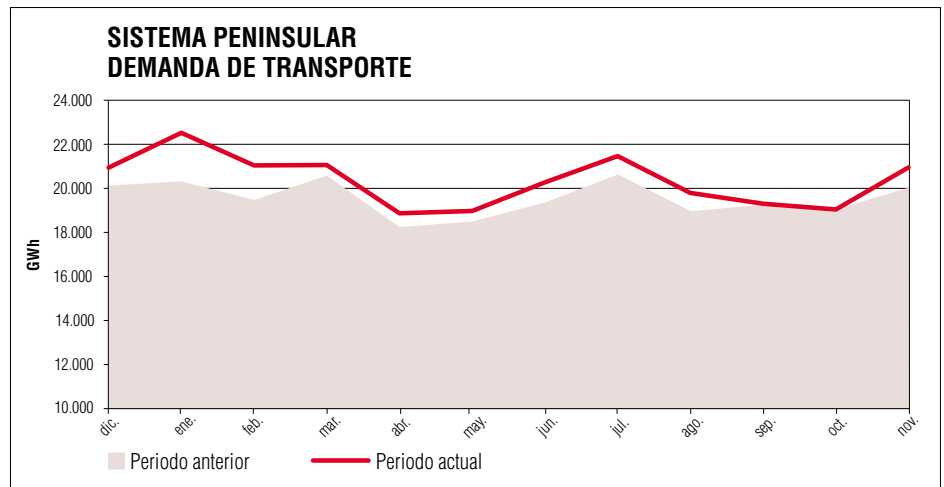
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

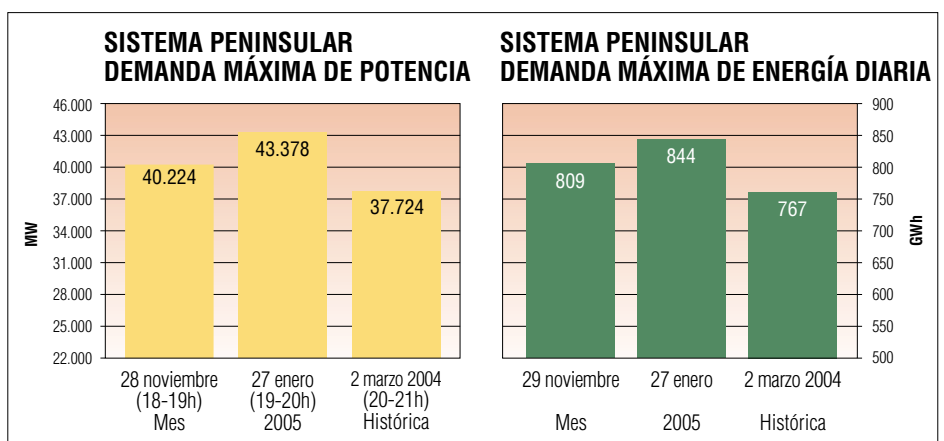
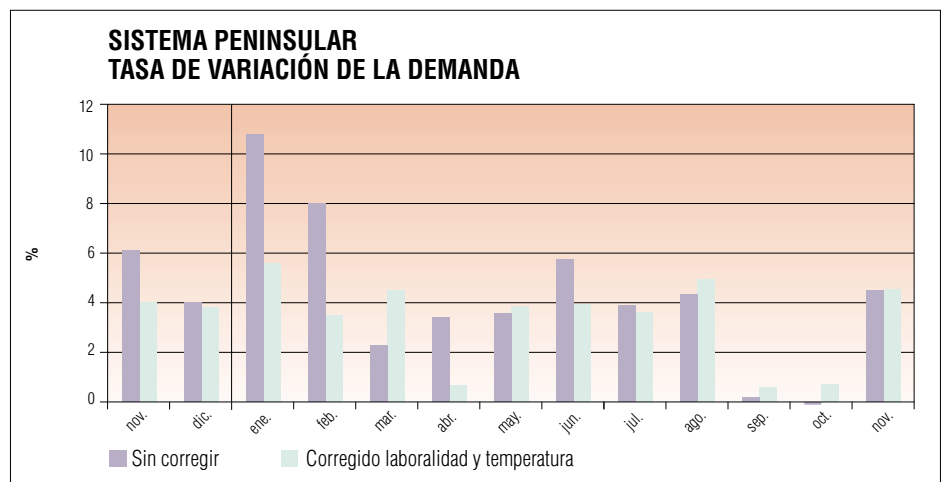
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de noviembre, la demanda de energía eléctrica ha aumentado un 4,5% respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando un valor de 20.947 GWh.
 - El efecto de la laboralidad ha tenido una influencia negativa sobre el crecimiento de la demanda de 0,2%.
 - Durante el mes de noviembre, las temperaturas han sido similares a las del mismo mes del año anterior, contribuyendo al crecimiento de la demanda en 0,2 puntos. La temperatura media registrada en el mes de noviembre ha sido de 11,8°C, superior en 0,1°C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio de 15,8°C, frente a los 16,3°C de noviembre de 2004. Las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 7,8°C, superior en 0,7°C a las obtenidas en el mismo mes del año anterior.
- Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 4,5%. Esta tasa ha resultado 0,9 puntos superior a la que se alcanzó en noviembre del año 2004.
- Una vez finalizado el mes de noviembre, el crecimiento acumulado de la demanda se ha situado en un 4,1%, crecimiento superior en 0,7 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. La temperatura ha tenido una incidencia en la demanda de 1,5 puntos, mientras que la laboralidad, ha influido de forma negativa con un 0,5%. Por lo tanto, descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha situado en un 3,0%, valor 0,4 puntos por debajo al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de noviembre, la demanda máxima de potencia se ha registrado el día 28 a las 19 horas con 40.224 MW. En el mismo periodo, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado el día 29 con 809 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre la demanda ha alcanzado 1.137 GWh, con un crecimiento de un 3,4% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, el crecimiento de la demanda se ha situado en un 2,6%, 3,2 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda transporte	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	20.947	4,5	223.249	4,1	244.187	4,1
Efectos						
Laboralidad	-	-0,2	-	-0,5	-	-0,5
Temperatura	-	0,2	-	1,5	-	1,4
Activ. económica y otros	-	4,5	-	3,0	-	3,1
Sistemas extrapeninsulares	1.137	3,4	13.038	2,4	14.186	2,6

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



COBERTURA DE LA DEMANDA

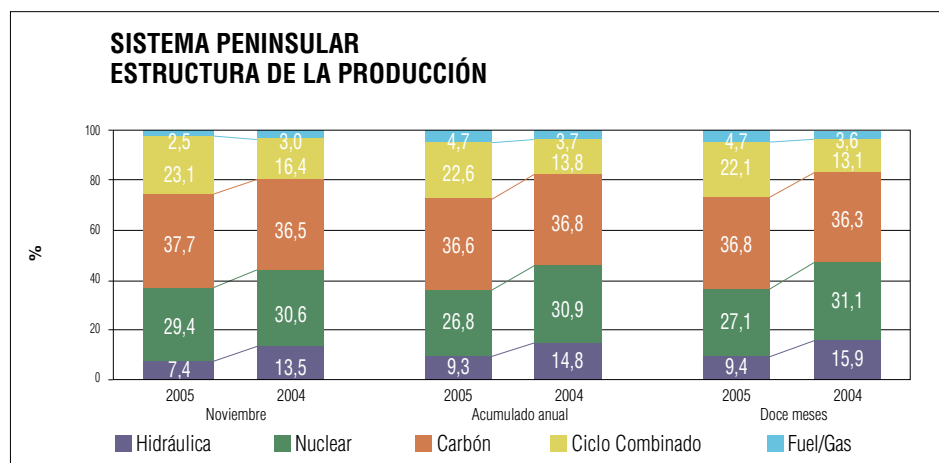
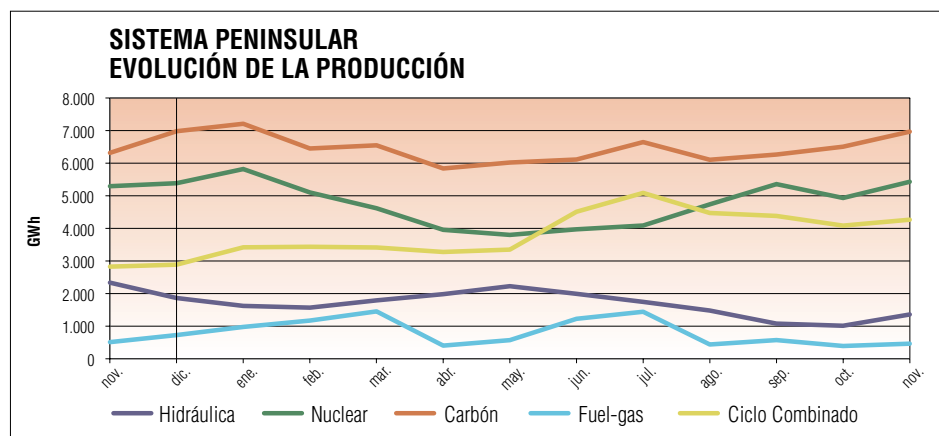
- La generación bruta mensual de régimen ordinario ha alcanzado en el mes de noviembre 18.489 GWh, un 7,0% superior al registrado el mismo mes del año anterior.
- Durante el mes de noviembre, se ha invertido la tendencia de bajas producciones hidroeléctricas registradas los últimos meses, alcanzando un valor de 1.360 GWh, por lo que su aportación a la estructura de generación bruta se ha recuperado hasta alcanzar un 7,4%, a pesar de ello, 6,1 puntos por debajo de la participación de esta tecnología en noviembre de 2004.
- Por su parte, los grupos nucleares han disminuido ligeramente su generación respecto al mismo mes del año anterior, situando su aportación a la estructura de generación bruta de régimen ordinario en un 29,4%, inferior en 1,2 puntos a la participación de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- Con respecto a la producción térmica convencional, su contribución a la estructura de generación bruta de régimen ordinario ha sido de un 63,3%. Dentro de ésta, destaca el incremento que se ha producido en la generación con ciclo combinado, situando su aportación en el 23,1%, 6,7 puntos superior a la del mismo período del año anterior.
- La generación neta de régimen ordinario ha cubierto el 82,2% de la demanda de noviembre, 1,1 puntos más que el mismo período del año 2004. Mientras, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 21,0%, 1,9 puntos más a la registrada en el mismo período del año anterior. El saldo de intercambios ha resultado nuevamente exportador, así pues el 3,2% de la producción se ha destinado a cubrir la demanda exportada fuera de nuestra frontera.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los once primeros meses del año, las centrales de fuel han aportado un 67,2% de la demanda mensual, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 27,8%. El 5,0% restante se ha debido a la energía adquirida al régimen especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	1.360	-41,8	17.874	-36,0	19.739	-39,6
Nuclear	7.876	5.430	2,6	51.816	-11,0	57.201	-10,6
Carbón	11.424	6.967	10,3	70.666	1,9	77.646	4,0
Fuel-gas	6.647	465	-9,3	9.131	31,0	9.860	32,8
Ciclo combinado	9.141	4.267	50,9	43.704	67,5	46.592	72,7
Régimen ordinario	51.745	18.489	7,0	193.191	2,5	211.038	2,6
Consumos generación		-878	18,8	-8.598	8,4	-9.363	8,8
Régimen especial	18.963	4.498	15,3	45.472	10,4	49.613	9,3
Generación neta		22.108	8,1	230.065	3,7	251.288	3,6
Consumos bombeo		-472	31,5	-5.893	43,0	-6.377	41,0
Importaciones		359	-38,4	7.753	34,1	8.745	37,7
Exportaciones		-1.048	42,0	-8.676	1,0	-9.469	2,4
Saldo Intercambios internacionales		-690	-	-923	-	-725	-
Demanda transporte		20.947	4,5	223.249	4,1	244.187	4,1

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0,8	0	-	0	-	0	-
Carbón	510	233	-28,9	3.943	-7,3	4.303	-6,7
Fuel-oil	3.342	928	16,9	9.530	10,9	10.326	10,3
Régimen ordinario	3.853	1.161	3,5	13.473	4,9	14.628	4,7
Consumos generación		-69	-0,7	-810	3,6	-881	3,2
Régimen especial	241	45	-4,9	650	-2,4	715	0,0
Demanda transporte		1.137	3,4	13.314	4,6	14.462	4,5

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Generación bruta: energía medida a la salida de los grupos de la central y comprende, por tanto, la energía absorbida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores de la central, es decir, los consumos en generación.

Generación neta: energía medida a la salida de los grupos de la central excluidos los consumos en generación.

Régimen ordinario: energía procedente de instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las menores de 50 MW que pertenecen al régimen especial, incluidos los consumos en generación.

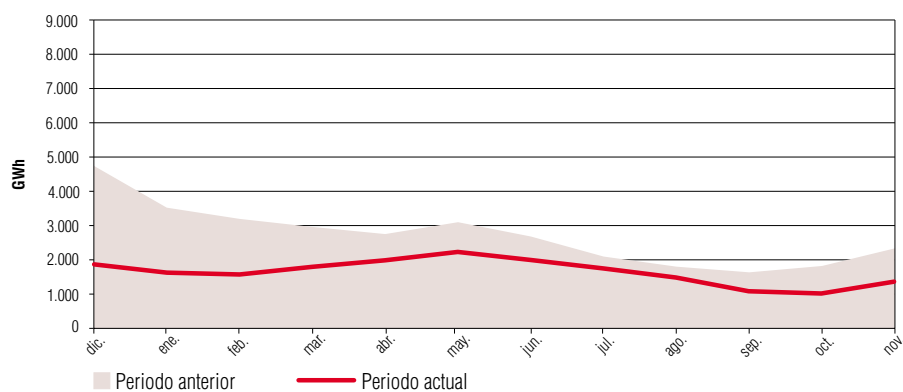
Régimen especial: energía procedente de instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial.

Producción hidroeléctrica

- En noviembre la producción hidroeléctrica se ha situado en 1.360 GWh, un 41,8% inferior a la del mismo mes del año anterior, manteniendo la tónica de bajas producciones que se prolonga desde diciembre de 2003 consecuencia de los escasos producibles registrados. La producción mensual ha representado el 7,4% de la generación bruta mensual de régimen ordinario, inferior al 13,5% aportado por esta tecnología el mismo periodo del año anterior.
- Los once primeros meses del año 2005 han sido extremadamente secos, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica en el periodo de 17.874 GWh, un 36,0% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior, situando en un 9,3% su participación a la generación bruta acumulada de régimen ordinario, 5,5 puntos por debajo de la contribución media en el periodo enero-noviembre de 2004.
- En noviembre todas las cuencas hidroeléctricas han reducido sus producciones con respecto al mismo mes del año anterior, con descensos máximos del 63,8% y 52,8% en las cuencas del Duero y Tajo-Júcar-Segura respectivamente. En los once meses transcurridos del año, el fuerte descenso de la producción hidroeléctrica ha tenido una menor incidencia en las cuencas de la mitad sur peninsular, cuya participación sobre la producción total se ha situado en el 23,0%.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de noviembre, como viene ocurriendo desde hace más de un año, ha sido seco, con una energía producible de 1.307 GWh, valor un 41% por debajo del característico medio para un mes de noviembre.
- El escaso producible hidráulico registrado durante los últimos doce meses, ha situado el producible acumulado en un valor de 13.120 GWh, muy por debajo de los 25.551 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de noviembre, el volumen de reservas se ha situado en 5.907 GWh, un 6,6% superior al que existía a finales de octubre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 33,0% de la capacidad total, 2,1 puntos por encima al registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de noviembre con un nivel de reservas de 3.123 GWh, que corresponde a un nivel de llenado del 32,7%, 3,8 puntos por encima del registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 54,5% en la cuenca Norte

Energía hidráulica producible: es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado periodo de tiempo.

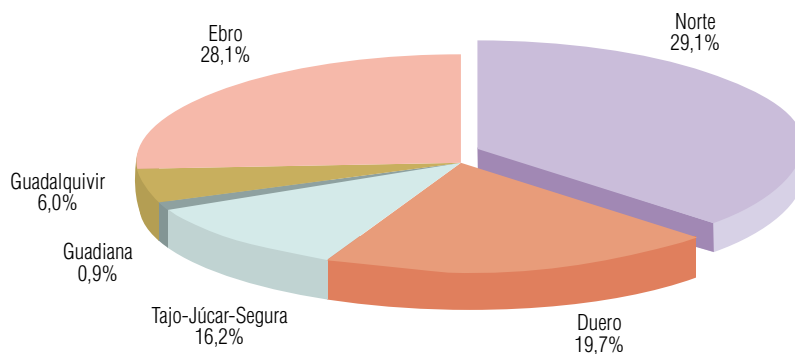
SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA



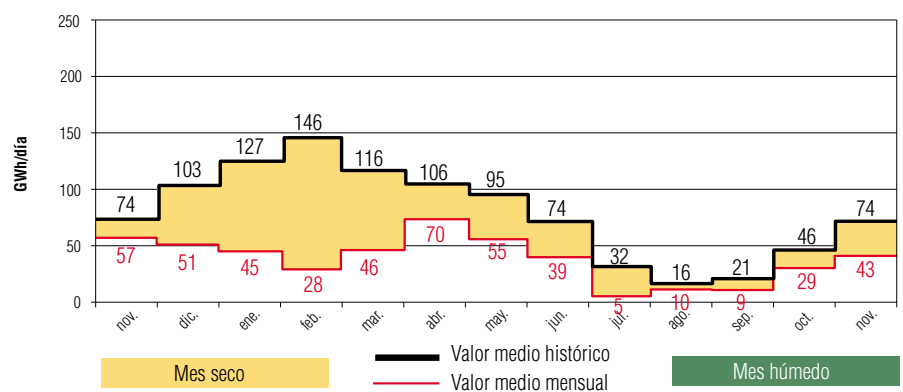
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	522	-37,7	5.206	-30,0	5.806	-33,6
Duero	3.556	236	-63,8	3.525	-50,5	3.978	-52,7
Tajo-Júcar-Segura	4.175	200	-52,8	2.894	-38,6	3.290	-43,8
Guadiana	233	3	-47,8	158	1,5	166	6,3
Guadalquivir	1.016	53	-11,9	1.065	-12,5	1.126	-15,9
Ebro	3.483	346	-3,0	5.027	-30,9	5.373	-34,1
Sistema peninsular	16.657	1.360	-41,8	17.874	-36,0	19.739	-39,6
Canarias	1	0	-	0	-	0	-
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	0	-

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL



SISTEMA PENINSULAR ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE

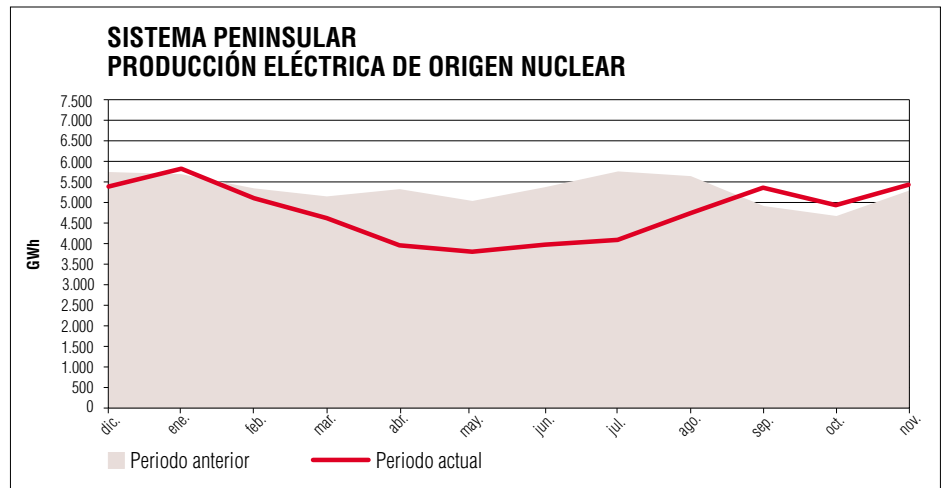
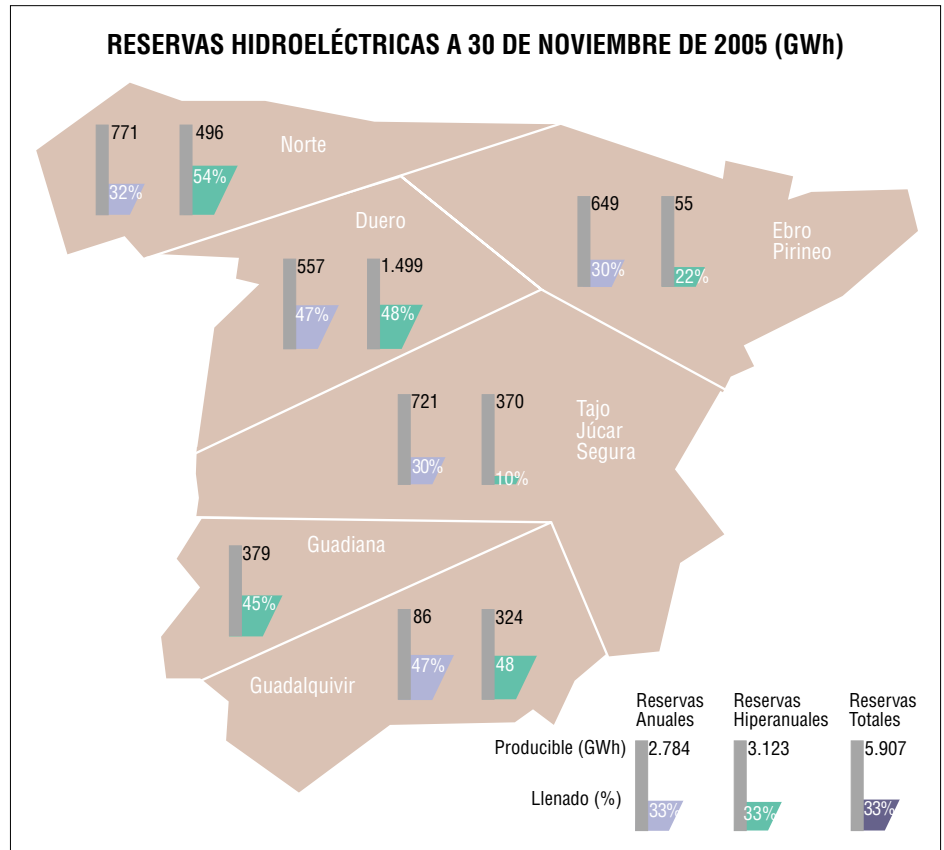


y un mínimo del 9,8% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.

- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado al finalizar el mes a 2.784 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 33,3%, muy similar al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado ha correspondido a la cuenca del Guadalquivir, con un porcentaje de 47,8%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Tajo-Júcar-Segura, que ha alcanzado el 29,6%.

Producción nuclear

- La producción nuclear ha aumentado considerablemente con respecto a los valores alcanzados el mes anterior, situándose en 5.430 GWh, un 10,1% superior al mes de octubre, y un 2,6% mayor a la registrada en el mes de noviembre de 2004.
- La generación nuclear ha aportado el 29,4% de la generación bruta mensual de régimen ordinario, valor 1,2 puntos inferior a la aportación de esta tecnología en el mismo mes del año pasado.
- El día 3 de noviembre ha comenzado el ciclo XVII en la central de Ascó II, sincronizándose a la red el día 4 tras la parada de recarga de combustible y mantenimiento que se prolongaba desde el día 3 del pasado mes.
- Como consecuencia de las diferentes actuaciones programadas y no programadas durante el mes de noviembre en el equipo nuclear, el coeficiente del factor de carga se ha situado en un 95,8%, valor superior al 91,7% alcanzado en el mismo mes del año anterior. Por la misma razón el coeficiente de disponibilidad ha sido superior en 2,5 puntos al registrado en noviembre de 2004.
- Finalizado el mes de noviembre, la producción acumulada durante los once primeros meses del año ha sido de 51.816 GWh, un 11,0% inferior a la del mismo periodo del año anterior, lo que ha situado en un 26,8% la participación de esta tecnología en la estructura de generación bruta acumulada de régimen ordinario, porcentaje 4,1 puntos por debajo al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El valor acumulado del coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 84,2%, valor inferior en 9,5 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, el coeficiente del factor de carga ha alcanzado un valor de 82,1%, 9,7 puntos por debajo del alcanzado durante el mismo periodo año 2004. Estos datos vienen desencadenados por las altas tasas de indisponibilidades registradas en los últimos meses.
- Durante el mes de noviembre se han fabricado 49 elementos combustibles tipo PWR destinados a las siguientes centrales: 11 para Ascó I, 23 para Almaraz II, y por último 15 elementos para la central EDF-1300 de Francia.



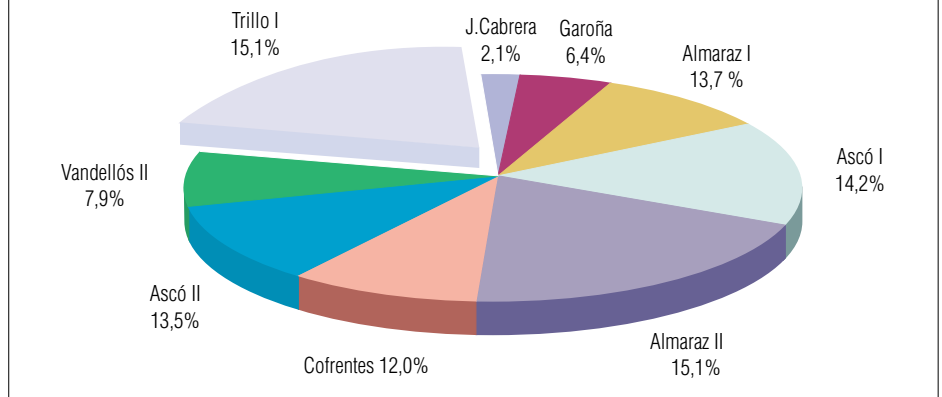
Producción bruta Nuclear	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	107	-0,2	1.087	-4,5	1.195	5,1
Garoña	466	337	0,4	3.329	-10,0	3.677	-9,1
Almaraz I	974	703	-0,1	7.091	-9,0	7.819	-8,2
Ascó I	1.028	668	-9,7	7.340	0,3	8.094	0,1
Almaraz II	983	705	0,4	7.804	10,0	8.538	9,1
Cofrentes	1.085	764	2,3	6.227	-25,5	7.018	-23,5
Ascó II	1.027	614	-	7.013	2,3	7.416	-2,7
Vandellós II	1.087	771	20,2	4.088	-49,8	4.888	-45,4
Trillo I	1.066	762	-0,4	7.837	0,3	8.557	-0,6
Sistema peninsular	7.876	5.430	2,6	51.816	-11,0	57.201	-10,6

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales, en el mes de noviembre, ha alcanzado un valor de 11.698 GWh, siendo un 21,1% superior al alcanzado en noviembre del 2004. Este incremento se ha debido principalmente a la notable producción de ciclo combinado, que se ha incrementado en más de un 50% con respecto al mismo periodo del año anterior.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la generación bruta mensual de régimen ordinario ha sido de un 63,3%, 7,4 puntos superior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- La producción térmica acumulada se ha situado en un 20,6% por encima de la del mismo periodo del año anterior, con un valor de 123.501 GWh, aportando a la estructura de generación bruta acumulada de régimen ordinario un 63,9%, 9,6 puntos más que en el mismo periodo del año anterior, esto está directamente relacionado con el importante descenso en la producción hidroeléctrica, que ha sido compensado en gran medida por el incremento de la producción con centrales de ciclo combinado.
- Por tecnologías, durante los once primeros meses del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 47,0% de la producción térmica total, contribución inferior en 9,2 puntos a la del mismo periodo del año anterior. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 10,2%, 1,4 puntos menos a la aportación alcanzada en el año pasado; sin embargo, las centrales de fuel-gas durante este periodo han aumentado su aportación al 7,4%, porcentaje superior en 0,6 puntos a la participación en el mismo periodo del año 2004. Los grupos de ciclo combinado han continuado aumentando su contribución hasta alcanzar un 35,4%, 9,9 puntos por encima a la contribución de esta tecnología en el mismo periodo del año anterior.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central, ha presentado diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón. De esta forma, durante los once primeros meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbones autóctonos ha sido el 23,0% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 28,8%. La producción con gas y fuel han aportado el 44,3% y 3,8%, respectivamente.
- La utilización del equipo térmico duran-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



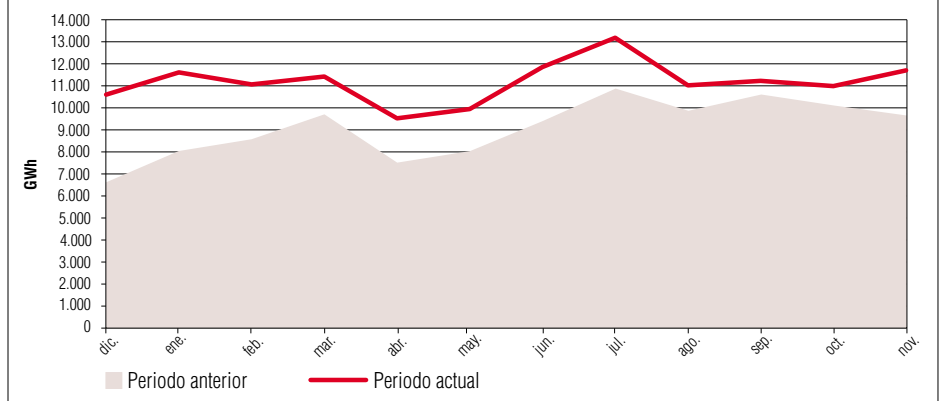
Grupo	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	92,5	0,0	0,0	84,7	7,9	0,0
Garoña	100,4	0,0	0,0	89,1	9,3	0,6
Almaraz I	100,3	0,0	0,0	90,8	7,1	0,1
Ascó I	90,3	0,0	9,8	89,1	0,0	10,0
Almaraz II	99,6	0,0	0,0	99,0	0,0	0,0
Cofrentes	97,8	0,0	0,0	71,6	10,2	14,2
Ascó II	83,0	10,0	0,7	85,2	10,2	1,8
Vandellós II	98,5	0,0	0,0	46,9	7,5	43,4
Trillo I	99,3	0,0	0,0	91,7	5,4	1,6
Sistema peninsular	95,8	1,3	1,4	82,1	6,1	9,8

Combustible nuclear	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	34	157	176
Exportación	15	276	276
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	20	80
Exportación	0	352	352
Nº elementos importación:			
PWR	0	40	40
BWR	0	144	144

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL

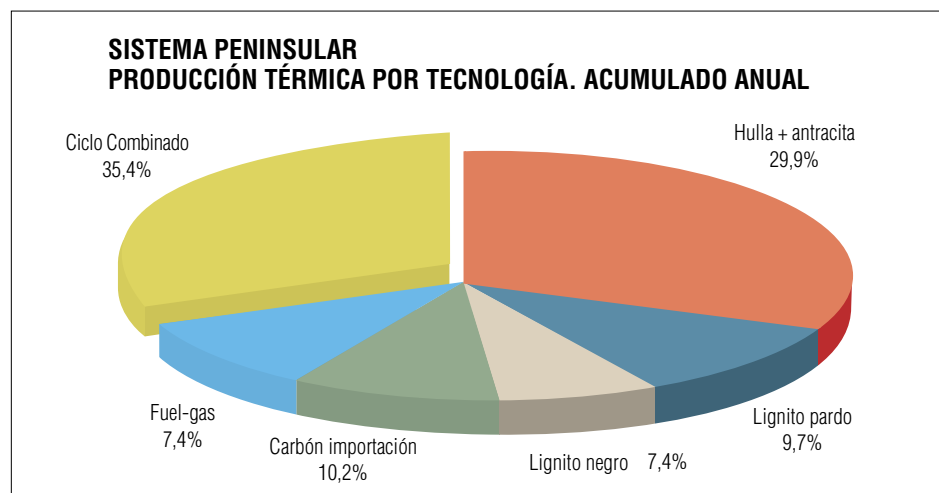


te el periodo enero-noviembre, ha situado el factor de carga del periodo en el 52,7%, valor similar al 53,0% registrado el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 86,6%, tasa inferior en 1,0 puntos a la del mismo periodo del año anterior.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la producción térmica ha alcanzado los 1.161 GWh, de la cual, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 79,9% de la producción térmica total.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.947	3.550	7,9	36.984	4,5	40.522	6,6
Lignito pardo	2.031	1.296	19,6	11.984	-15,5	13.268	-13,3
Lignito negro	1.502	967	20,8	9.098	14,2	10.018	16,1
Carbón importación	1.944	1.155	1,1	12.599	6,4	13.838	8,8
Fuel/Gas (*)	7.338	465	-9,3	9.131	31,0	9.860	32,8
Ciclo Combinado	9.141	4.267	50,9	43.704	67,5	46.592	72,7
Sistema peninsular	27.903	11.698	21,1	123.501	20,6	134.098	23,0
Carbón	510	233	-28,9	3.943	-7,3	4.303	-6,7
Fuel-oil	3.342	928	16,9	9.530	10,9	10.326	10,3
Sistemas extrapeninsulares	3.852	1.161	3,5	13.473	4,9	14.628	4,7

Δ% : tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Tecnología	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.		Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.	
Hulla + antracita	82,9	1,9	1,8	76,9	2,1	6,1
Lignito pardo	88,6	0,0	0,1	73,6	11,9	5,1
Lignito negro	89,4	0,0	1,6	75,6	1,2	4,6
Carbón importación	82,5	0,0	5,0	80,9	0,9	6,2
Fuel/Gas (*)	7,7	2,4	20,1	9,4	3,9	19,9
Ciclo Combinado	49,2	1,0	3,2	54,0	3,3	8,1
Sistema peninsular	53,5	1,3	6,5	52,7	3,5	9,9
Carbón	63,5	24,5	4,5	79,7	3,7	3,9
Fuel-oil	40,1	2,1	6,6	39,0	3,8	5,6
Sistemas extrapeninsulares	43,4	1,8	6,3	45,4	3,3	5,4

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un periodo de tiempo y la que se hubiera producido en este periodo funcionando a la potencia nominal.

Factor de indisponibilidad: es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado periodo de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando a la potencia nominal.

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Combustible	Noviembre					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	696,0	0,6	1.960	9,0	1.894	6.889	-11,9	19.209	7.587	-10,7	21.095
Lignito pardo	228,6	17,2	27	-51,5	530	2.170	-5,3	5.030	2.406	-2,9	5.573
Lignito negro	121,5	-8,6	432	-23,4	377	1.367	2,0	4.191	1.516	4,0	4.630
Carbón importación	1.425,5	14,9	1.928	-22,4	3.416	14.586	6,7	35.571	16.002	9,2	38.956
Gas natural (**)	1.041,8	37,5	-	-	4.585	11.525	59,6	48.081	12.256	64,0	51.195
Gas siderúrgico	43,2	17,6	-	-	721	425	5,6	6.670	461	4,8	7.277
Fuel-oil	64,7	-23,9	465	11,0	176	1.789	30,3	4.748	2.018	38,3	5.372
Sistema peninsular	3.621	15,3	4.812	-9,6	11.698	38.750	13,6	123.501	42.245	15,9	134.098
Carbón	80	-10,9	249	33,8	233	1.021	-6,1	3.943	1.126	-5,5	4.303
Fuel-oil	198	3,9	129	1,6	928	2.268	5,6	9.530	2.459	4,8	10.326
Sistemas extrapeninsulares	278	-0,8	378	20,7	1.161	3.289	1,7	13.473	3.584	1,4	14.628

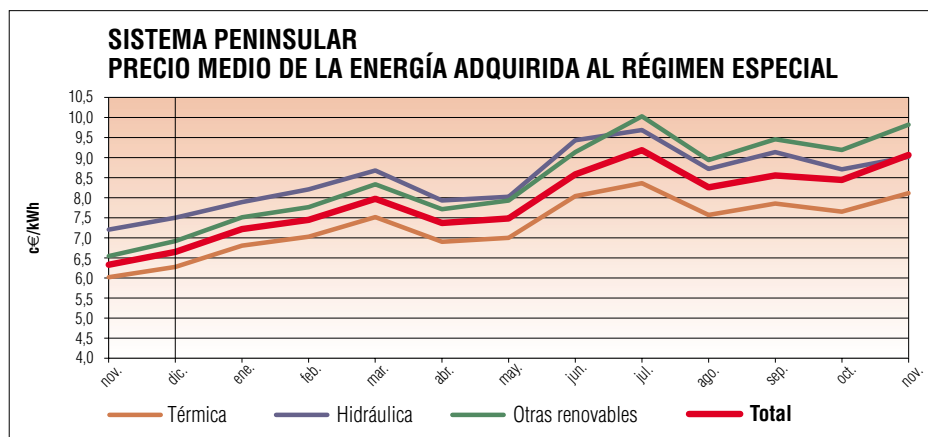
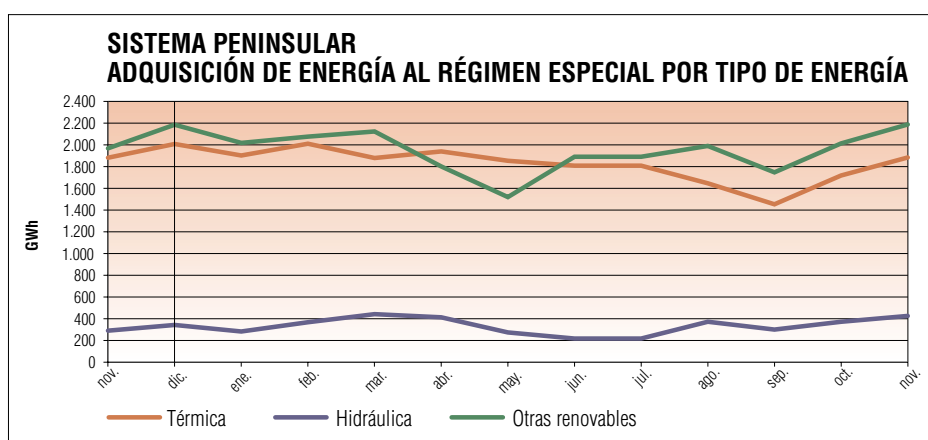
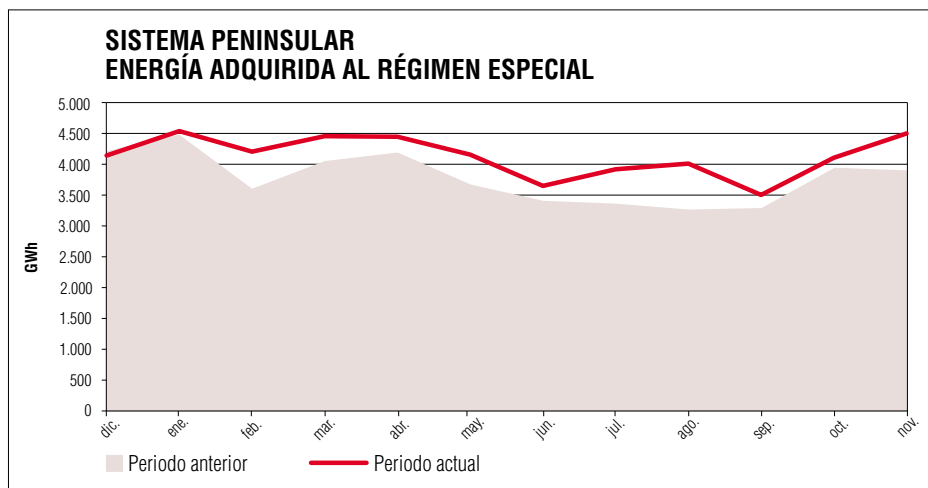
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS y ciclos combinados.

1 kTEC = 0,7 kTEP. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTEP: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

Régimen especial (*)

- Durante el mes de noviembre, el volumen de energía adquirida a las instalaciones de régimen especial se ha situado en 4.498 GWh, con una tasa de crecimiento de un 15,3%, respecto al mismo mes del año anterior.
- Por tipo de combustible, ha continuado destacando el aumento de peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables no hidráulicas, donde están incluidos los parques eólicos, que han incrementado su producción en un 23,6% frente al mismo mes del año anterior y han aportado el 48,6% del total de energía adquirida en el régimen especial.
- Desde la entrada en vigor del RD 841/2002, del 2 de agosto de 2002 por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, se ha incrementado el número de instalaciones participantes en el mercado de producción. Durante el mes de noviembre, la participación de estas instalaciones en el mercado ha alcanzado un valor de 3.120 GWh, lo que supone un 69,4% del volumen de energía producida en régimen especial.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de noviembre, el volumen de adquisiciones al régimen especial se han situado en 45 GWh, un 4,9% menos que el del mismo mes del año anterior. En el periodo enero-noviembre las adquisiciones de energía han disminuido un 2,4% respecto al mismo periodo del año anterior, las cuales han aportado el 5,0% de la demanda acumulada anual.
- Durante el mes de noviembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial en el sistema peninsular, se ha situado en 9,066 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 7,955 c€/kWh.

(*) Como consecuencia del procedimiento de recopilación de la información relativa a la producción en régimen especial, los datos de potencia instalada, energía adquirida y precios correspondientes a un mes son provisionales, pudiendo ser revisados en meses sucesivos.



Régimen especial	Potencia MW	Noviembre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	6.675	1.884	2,7	8,114	34,8	20.104	0,5	7,500	28,4	21.986	0,3	7,388	27,5
Hidráulica	1.728	426	42,5	9,020	25,2	3.816	-10,3	8,547	29,5	4.106	-14,7	8,453	29,0
Otras renovables	10.560	2.188	23,6	9,821	50,0	21.553	27,3	8,640	37,4	23.521	26,0	8,485	36,1
Sistema peninsular	18.963	4.498	15,3	9,066	43,2	45.472	10,4	8,086	32,8	49.613	9,3	7,955	31,6
Térmica	101,0	0	-5,8	-	-	339	49,8	-	-	362	44,6	-	-
Hidráulica	0,5	20	-19,2	-	-	1	2,6	-	-	2	-40,0	-	-
Otras renovables	139,8	25	-4,1	-	-	310	-29,2	-	-	351	-23,9	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	241	45	-4,9	-	-	650	-2,4	-	-	715	0,0	-	-

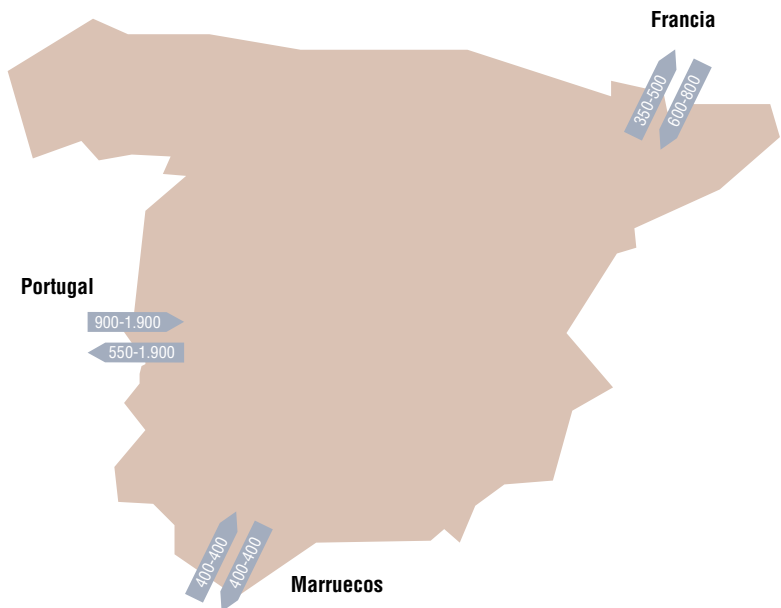
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

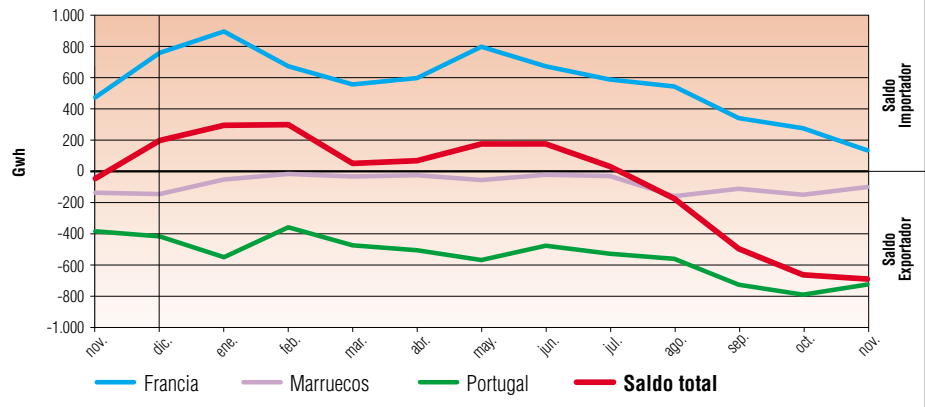
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada programada con otros países en el mes de noviembre ha ascendido a 1.407 GWh, un 13,6% por debajo de la del mismo mes del año anterior. El 74,5% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, generando un saldo mensual exportador de 690 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 83,3% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha supuesto en noviembre un volumen de 219 GWh, un 15,6% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 1,1% restante.
- Durante el mes de noviembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal, cuyo volumen se ha incrementado hasta alcanzar los 781 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 254 GWh, Marruecos, 103 GWh y Andorra, 34 GWh.
- Por lo tanto, tras el dato de noviembre, el saldo acumulado de intercambios internacionales ha resultado exportador, con una energía de 923 GWh.
- El 58,6% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, durante los once meses transcurridos del año, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 33,0% con Francia, el 6,5% con la frontera de Marruecos y el 1,8% restante con Andorra.
- En términos interanuales, el volumen total de energía intercambiada ha alcanzado los 18.214 GWh. El 79,3% de esta energía, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 4.427 GWh. El 5,7% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, el contrato suscrito por REE ha aportado el 19,7% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 3.547 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos han representado el 1,0% del volumen, aportando un saldo importador de 155 GWh.
- En el mes de noviembre, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL NOVIEMBRE 2005 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



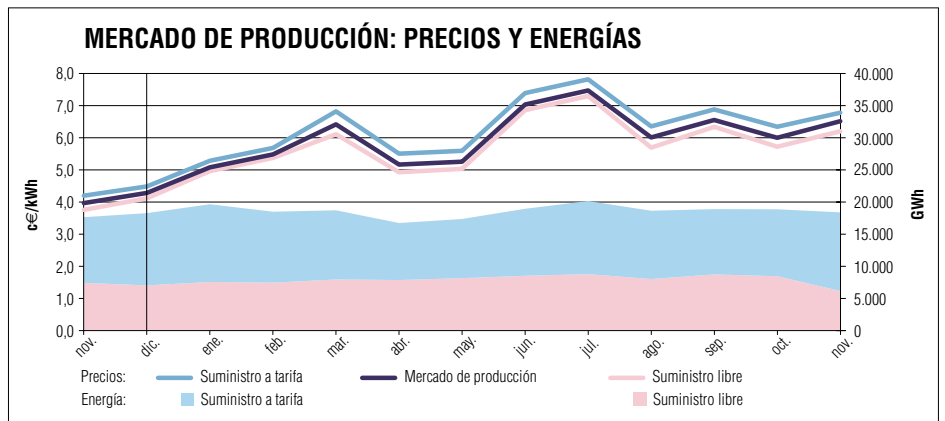
Intercambios internacionales (GWh)	Noviembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-34	-34	0	-208	-208	0	-242	-242
Francia	104	-149	-44	3.387	-589	2.798	3.825	-633	3.192
Marruecos	1	-102	-101	48	-805	-758	48	-956	-908
Portugal	23	-725	-702	464	-6.711	-6.247	533	-7.171	-6.637
Mercado: Agentes	129	-1.010	-881	3.899	-8.314	-4.415	4.406	-9.002	-4.596
Francia	216	-3	213	3.204	-20	3.184	3.567	-20	3.547
Mercado: Contratos REE	216	-3	213	3.204	-20	3.184	3.567	-20	3.547
Andorra	0	0	0	0	-27	-27	0	-34	-34
Francia	1	0	0	329	0	329	372	0	372
Marruecos	0	0	0	1	-1	0	1	-1	0
Portugal	0	-33	-33	174	-300	-126	229	-398	-169
Contratos bilaterales	1	-33	-32	504	-328	177	602	-433	169
Andorra	1	0	1	7	0	6	8	0	8
Francia	0	-2	-2	7	-6	1	7	-6	2
Marruecos	2	-1	1	16	-8	8	22	-8	13
Portugal	11	0	11	115	0	115	132	0	132
Apoyo y desvíos	13	-2	11	146	-15	131	170	-15	155
Total intercambios	359	-1.048	-690	7.753	-8.676	-923	8.745	-9.469	-725

Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción durante el mes de noviembre han aumentado más de 0,5 c€/kWh en relación a los registros alcanzados el mes anterior, marcando valores superiores a los 6,5 c€/kWh.
- El precio medio ha sido 6,510 c€/kWh, un 8,6% más que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 18.875 GWh. Respecto de noviembre de 2004, el precio ha aumentado un 64,2%, frente a un aumento del 5,0% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se ha situado en 5,957 c€/kWh, un 72,6% superior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones del contrato de Red Eléctrica han sumado 12.228 GWh, lo que supone un aumento del 19,8% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 6,775 c€/kWh, un 6,9% más que el mes anterior y un 61,5% más que el mismo mes de 2004.
- Las compras de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 6.152 GWh, un 27,2% menos que el mes pasado y un 17,1% menos que hace un año. Esta cifra representa el 32,6% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 6,196 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del



Precios	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/oct.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	6,510	8,6	64,2	6,106	74,6	5,957	72,6
Mercado diario	5,865	10,7	81,8	5,424	92,6	5,272	90,3
Otros mercados	0,202	-21,4	-29,4	0,235	-0,1	0,238	1,3
Garantía de potencia	0,443	0,2	-2,0	0,448	0,7	0,448	0,6
Suministro a tarifa (**)	6,775	6,9	61,5	6,418	69,7	6,248	68,1
Mercado diario	5,975	12,8	80,7	5,452	92,1	5,291	90,0
Otros mercados	0,240	-21,6	-21,8	0,264	1,8	0,267	2,5
Garantía de potencia	0,560	-23,6	-3,6	0,702	2,6	0,691	2,8
Suministro libre (***)	6,196	8,4	65,1	5,882	83,2	5,751	80,8
Mercado diario	5,736	7,2	83,1	5,467	94,3	5,323	91,8
Otros mercados	0,215	-17,0	-34,0	0,275	9,7	0,277	11,4
Garantía de potencia	0,245	122,7	-16,9	0,140	-3,9	0,151	-3,2

Energías	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/oct.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	18.875	-2,6	5,0	210.901	8,1	229.650	8,0
Suministro a tarifa (**)	12.228	17,5	19,8	117.124	6,9	128.366	6,2
Suministro libre (***)	6.152	-27,2	-17,1	87.580	8,2	94.599	8,8
Contratos bilaterales	2.137	-79,8	756,4	4.825	285,2	5.128	261,9

Δ% : tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Incluye la demanda de bombeo. (**) Distribuidores y Exportaciones REE. (***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos de REE.

Precio final del mercado de producción (c€/kWh)

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
M1	6,925	4,960	4,484	4,298	4,298	4,144	4,120	4,235	4,118	4,647	4,722	4,779	4,677	4,679	4,583	4,435	4,366	4,471	5,677	6,391	6,752	6,888	5,552	5,560	5,048
X2	4,490	4,245	3,911	3,684	3,451	3,640	4,512	4,925	6,294	6,751	6,880	6,611	6,562	6,501	5,762	6,037	6,285	6,668	7,727	8,464	7,261	6,875	6,049	5,354	5,891
J3	4,401	4,134	4,006	3,665	3,751	3,657	4,376	5,131	5,925	6,413	7,002	7,209	7,317	7,269	6,376	6,538	6,913	7,669	12,964	13,245	10,053	7,719	6,490	6,203	6,688
V4	4,537	4,277	4,165	3,923	3,905	3,887	4,323	5,041	5,968	6,233	6,242	6,217	6,254	6,191	5,673	5,328	5,350	5,419	6,328	6,329	6,073	5,543	4,734	4,462	5,291
S5	5,785	5,051	4,494	4,427	4,504	4,346	4,229	4,412	4,714	5,720	6,201	6,505	6,398	6,397	5,368	5,017	5,041	5,350	6,869	7,107	6,933	6,761	6,602	6,289	5,657
D6	5,620	4,757	4,451	4,250	4,148	3,988	4,115	3,929	3,990	4,485	4,618	4,557	4,598	4,559	4,519	4,301	4,324	4,594	5,985	6,121	6,169	6,257	5,554	5,216	4,844
L7	4,689	4,334	4,195	4,144	4,093	4,150	4,529	5,234	6,434	6,835	7,048	7,197	7,142	7,088	6,541	6,518	6,740	6,901	7,446	7,906	7,073	6,753	5,175	4,663	6,044
M8	4,565	4,319	4,135	3,922	3,873	3,871	4,361	5,109	5,356	6,574	6,582	6,622	6,604	6,649	5,778	5,833	6,062	6,868	7,452	7,405	6,968	6,896	5,559	4,990	5,711
X9	5,544	4,842	4,416	4,061	4,053	4,072	4,338	5,075	5,383	6,095	6,247	6,496	6,472	6,323	5,460	5,419	5,696	6,403	7,043	7,455	7,148	6,811	5,067	4,901	5,640
J10	4,554	4,274	4,115	3,918	3,803	3,785	4,326	4,834	5,522	6,625	6,674	6,716	6,706	6,684	5,610	5,748	6,020	6,861	8,118	7,892	7,447	7,310	6,308	5,715	5,840
V11	4,911	4,623	4,450	4,263	4,195	4,267	4,896	6,405	6,837	7,570	8,033	8,609	8,763	7,757	7,007	6,888	6,915	7,134	7,495	7,951	7,354	7,164	6,342	5,918	6,512
S12	7,116	6,123	5,257	4,940	4,740	4,511	4,512	4,715	5,039	5,972	7,163	7,134	7,143	6,857	6,160	5,450	5,114	5,308	6,826	7,120	7,059	6,960	5,761	5,807	5,997
D13	7,025	5,493	4,898	4,558	4,299	4,225	4,174	3,955	3,963	4,468	4,653	4,573	4,547	4,573	4,780	4,580	4,542	4,581	5,516	6,157	6,719	6,848	5,900	5,530	5,076
L14	5,379	4,609	4,465	4,213	4,162	4,280	4,676	5,489	6,310	7,025	7,736	8,160	8,425	7,739	6,929	6,943	6,990	7,132	8,022	8,168	7,341	6,905	6,050	5,548	6,453
M15	5,685	5,058	4,701	4,525	4,495	4,450	4,939	6,074	6,690	7,465	8,152	8,381	8,487	7,862	7,056	6,998	7,105	7,775	11,585	9,721	8,856	8,170	6,737	6,113	7,006
X16	5,617	5,011	4,489	4,430	4,182	4,159	4,799	5,548	6,770	7,701	8,433	9,179	8,927	7,818	6,894	6,856	6,927	7,365	8,922	8,338	7,239	6,869	5,986	5,662	6,615
J17	5,476	4,814	4,556	4,422	4,231	4,265	4,794	5,492	6,805	7,671	8,529	9,007	8,780	8,321	7,405	7,515	7,849	8,503	11,131	10,779	9,502	8,628	7,386	6,880	7,212
V18	7,029	5,527	4,887	4,820	4,740	4,670	5,284	7,049	8,108	8,655	8,855	9,700	9,431	8,376	7,948	7,920	7,851	8,336	10,658	9,610	8,514	7,889	7,185	7,223	7,536
S19	9,109	7,690	5,428	5,036	4,838	4,605	4,652	4,948	5,063	6,145	7,233	7,046	7,026	7,016	6,133	5,513	5,366	6,121	7,814	7,641	7,767	7,797	7,301	7,065	6,483
D20	6,758	4,995	4,695	4,650	4,346	4,158	4,076	3,450	3,657	4,415	4,723	4,936	4,959	4,910	4,922	4,627	4,541	4,754	6,582	6,625	6,634	7,012	5,842	6,540	5,189
L21	5,168	4,662	4,375	4,277	4,237	4,076	4,880	5,657	7,584	8,165	8,836	9,281	8,688	8,131	7,492	7,496	7,723	8,306	10,977	10,617	8,790	8,359	7,227	7,159	7,272
M22	7,439	5,654	4,990	4,899	4,896	4,804	5,681	7,644	8,114	9,187	9,674	10,141	9,497	8,265	7,943	7,803	7,710	8,124	9,701	9,783	9,649	8,756	7,705	7,625	7,786
X23	6,234	5,360	4,931	4,677	4,448	4,577	5,187	6,380	7,574	8,309	8,508	8,315	8,057	7,366	7,036	7,143	6,994	7,476	8,357	8,531	8,151	7,756	6,883	6,698	6,907
J24	5,926	4,922	4,677	4,551	4,271	4,306	4,637	5,455	7,214	7,471	7,700	7,743	7,713	7,707	7,326	7,301	7,549	7,954	10,066	10,209	9,856	8,869	7,637	7,621	7,051
V25	7,032	5,627	4,896	4,862	4,624	4,566	5,007	6,493	7,332	7,690	8,025	7,994	7,905	7,629	7,159	7,040	7,158	7,456	8,102	8,227	8,043	7,716	6,851	6,989	6,844
S26	7,333	5,386	5,051	4,770	4,547	4,546	4,616	4,724	5,025	5,717	7,595	7,524	7,584	7,611	6,611	6,081	5,567	6,863	8,634	8,605	8,545	7,852	7,590	8,093	6,604
D27	6,664	5,116	4,999	4,601	4,576	4,403	4,497	4,344	4,365	4,922	5,338	5,687	5,636	5,544	5,475	5,273	5,122	5,765	7,881	8,328	8,009	8,113	8,098	8,030	5,974
L28	5,975	5,328	4,811	4,599	4,384	4,557	5,356	7,251	8,480	9,169	9,159	9,392	9,047	8,249	8,128	7,901	8,177	8,918	13,307	13,286	12,633	9,577	7,887	7,811	8,166
M29	7,306	5,895	5,572	5,165	4,987	5,178	5,785	7,807	8,323	9,165	9,545	9,677	9,182	8,762	8,210	8,257	8,348	8,849	11,273	10,847	9,151	8,541	7,835	7,347	7,977
X30	7,276	6,004	5,660	5,432	4,922	5,276	5,719	7,491	8,397	9,263	10,308	10,621	10,216	9,276	8,709	8,802	8,743	9,257	12,936	12,965	10,955	8,929	8,552	7,878	8,481
Media	6,097	5,131	4,697	4,489	4,342	4,334	4,747	5,584	6,286	6,986	7,449	7,627	7,504	7,131	6,536	6,435	6,481	6,965	8,799	8,778	8,123	7,580	6,644		

suministro a tarifa, es un 8,5% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

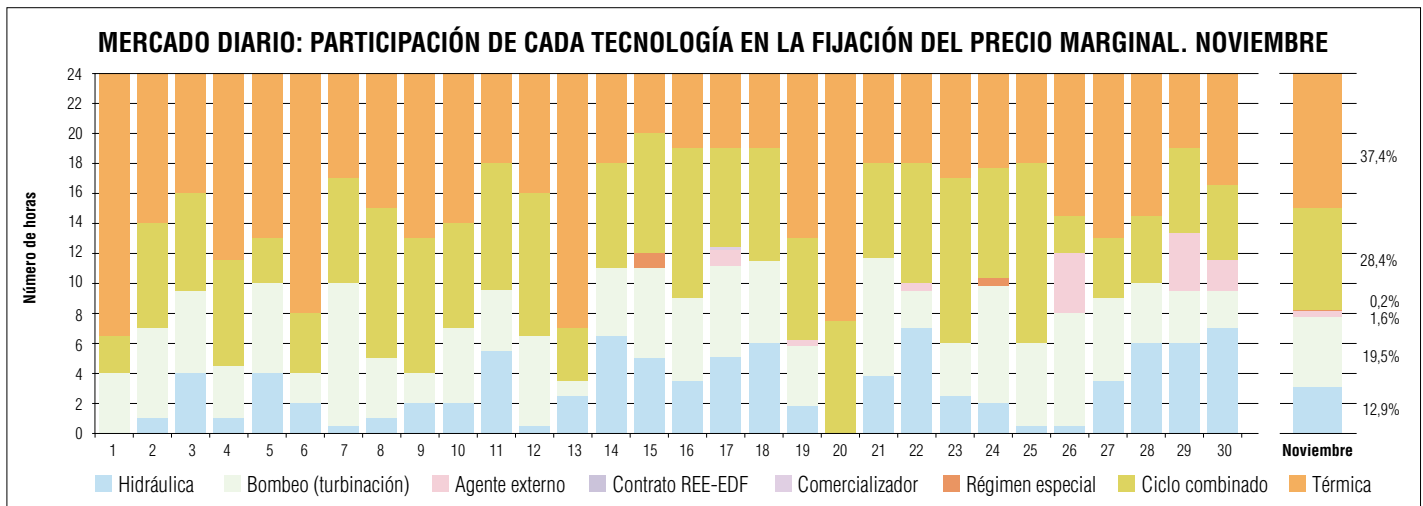
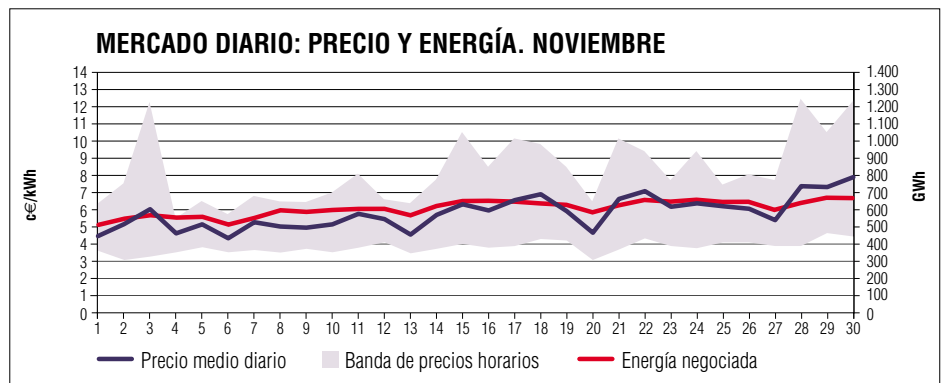
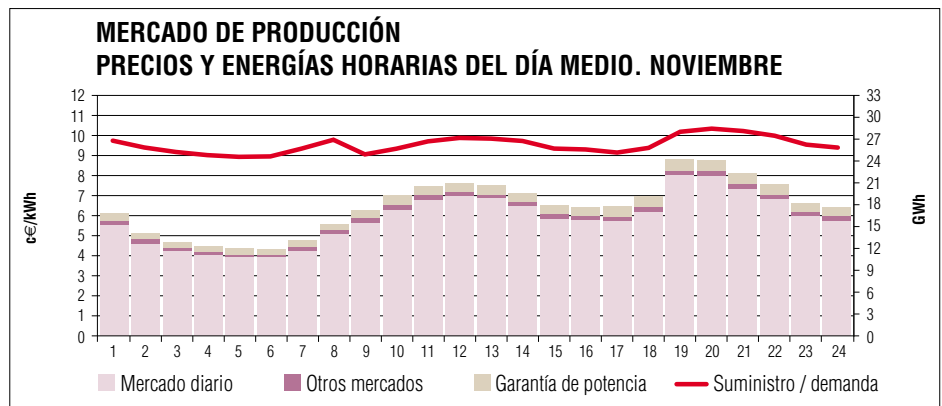
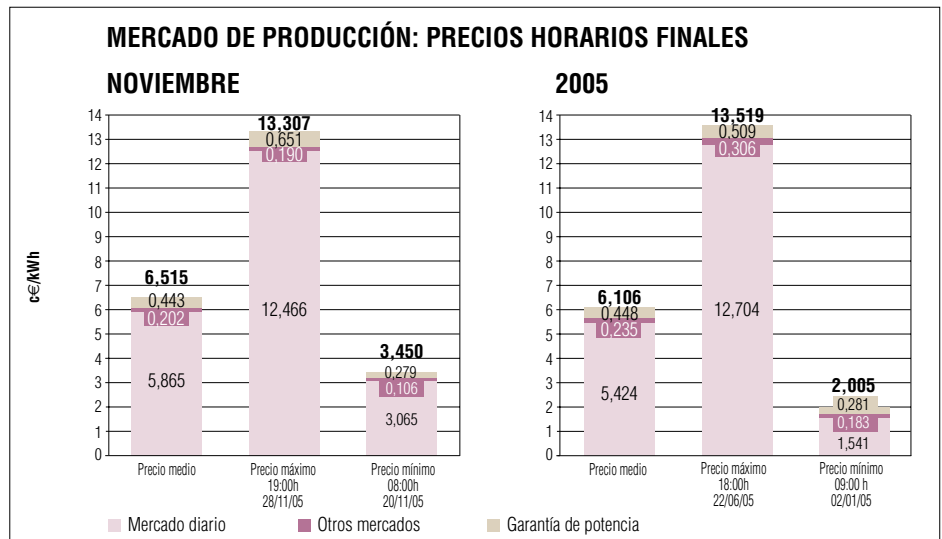
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de noviembre, precio valle, ha sido 4,890 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 7,170 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 13,307 c€/kWh en la hora 19 del lunes 28, mientras que el precio mínimo fue 3,450 c€/kWh en la hora 8 del domingo 20.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 4,334 y 8,799 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 24,6 y 28,4 GWh.

Mercado diario

- En noviembre, el precio medio del mercado diario ha sido 5,865 c€/kWh, la energía intercambiada 18.330 GWh y el volumen económico contratado de 1.075,15 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,1% de la energía y el 87,5% del volumen económico.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de noviembre, ha sido de 3,065 c€/kWh, el cual se alcanza el miércoles 2 a la hora 5 y el domingo 20 a la hora 8. Por el contrario el precio máximo del mes 12,466 c€/kWh se ha alcanzado durante la hora 20 del lunes 28.



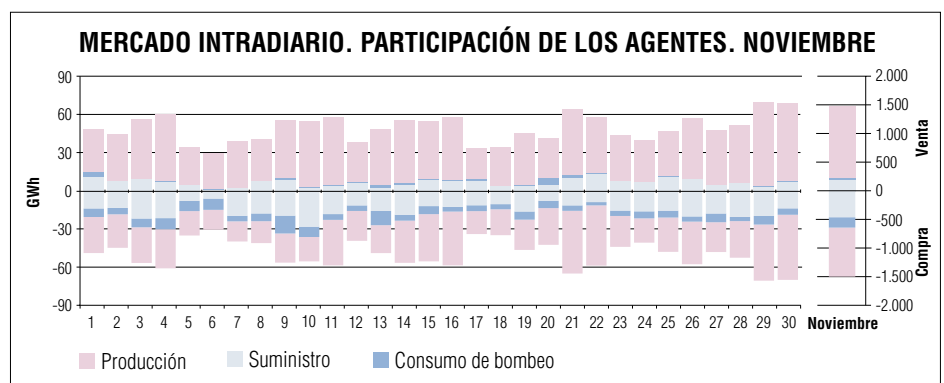
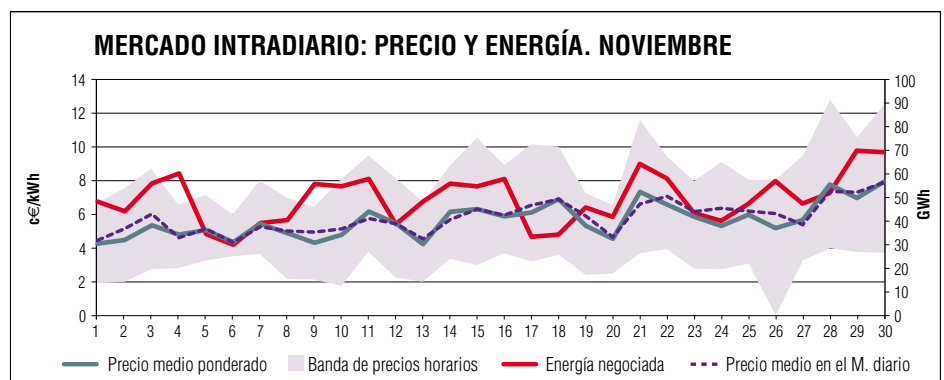
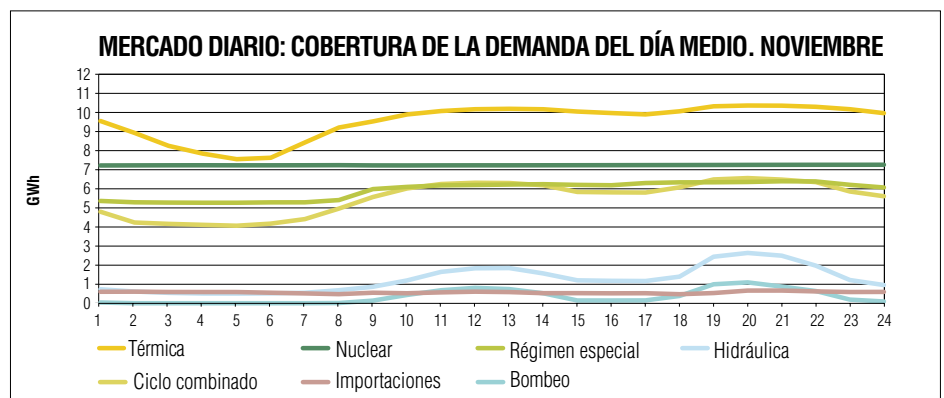
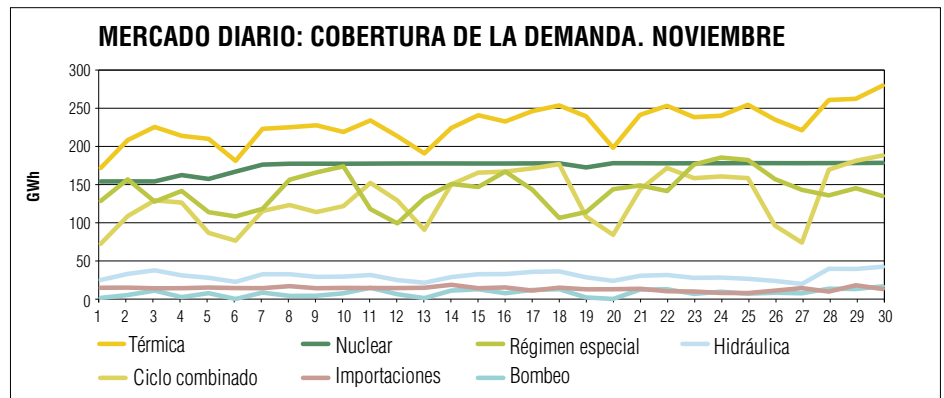
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, en relación con el mes anterior, los gráficos muestran un aumento generalizado, principalmente en la producción nuclear. La producción de ciclo combinado es la única tecnología que mantiene valores similares al mes de noviembre.
- En relación a la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de noviembre, los grupos térmicos han disminuido su participación, marcado marginal un 37,4%, al igual que los grupos de ciclo combinado, que se han situado en un 28,4%. Por el contrario, los grupos hidráulicos y de bombeo han aumentado notablemente el número de horas que marcan marginal hasta un 32,4%. El resto de horas han marcado marginal el régimen especial, un 0,2% y los agentes externos un 1,6%.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 5,741 c€/kWh, un 13,4% más que el mes anterior y un 2,1% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.481 GWh, un 10,5% inferior al mes anterior. De esta energía, el 72,6% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El restante, 405 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 152 GWh, y al suministro, 253 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,016 c€/kWh.
- Se pueden observar diferencias en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 793, 284, 122, 84, 85 y 112 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 8,8 y 4,7 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de noviembre ha sido de 83,56 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,443 c€/kWh, muy similar al alcanzado el



mes anterior y que supone el 6,8% del precio medio del mercado.

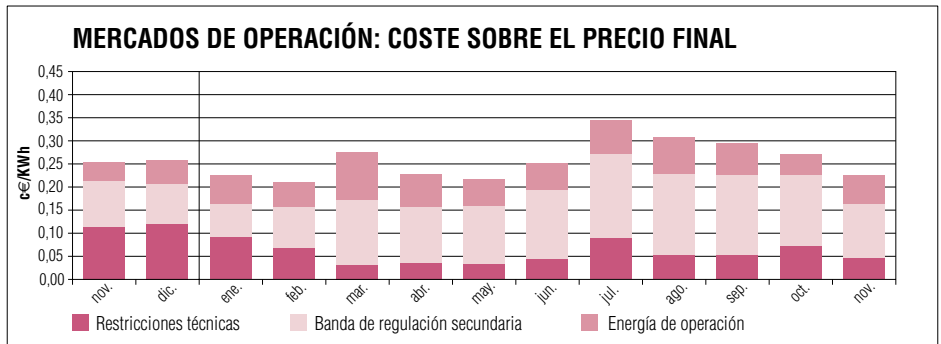
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ingreso de 1,17 M€, con una repercusión

sobre el precio medio del mercado de 0,006 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 2.137 GWh en el mes de noviembre, valor muy superior a los 238 GWh alcanzados en el mes anterior.

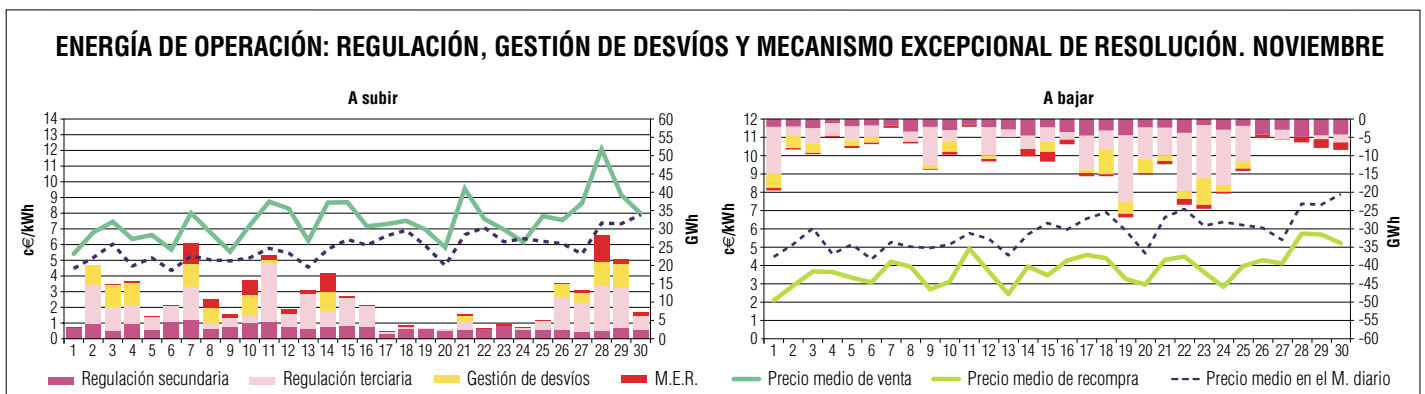
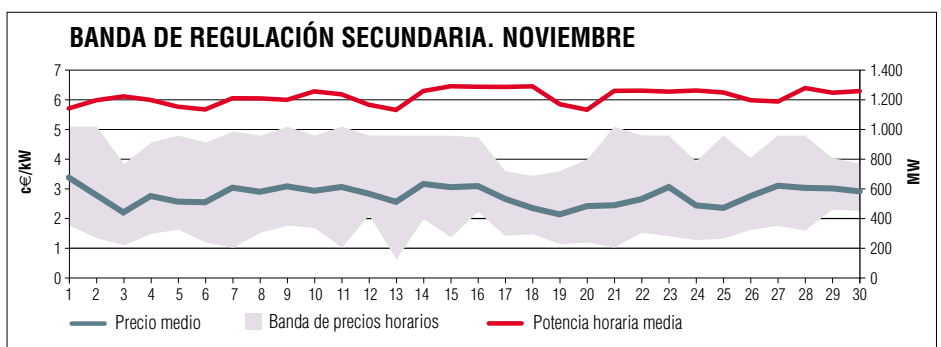
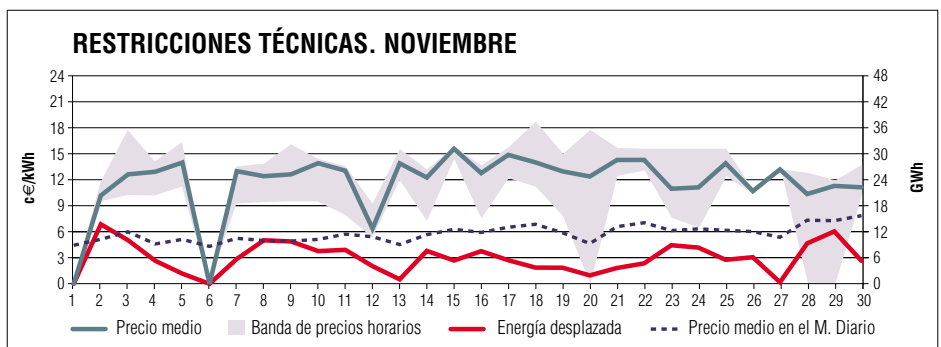
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en noviembre ha sido 0,224 c€/kWh, un 17,6% inferior al del mes de octubre, suponiendo un 3,4% del precio final del mercado de producción. Este coste ha sido un 11,8% inferior al mercado en noviembre de 2004.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 178 GWh, un 1,0% de la energía correspondiente al mercado diario. Dicha energía ha resultado un 69,5% inferior a la del mismo mes del año anterior. La escasa hidraulicidad y la indisponibilidad de grupos que habitualmente entran en casación supone que otros grupos térmicos que no suelen resultar casados y se programan por restricciones, en este periodo sí son casados en el mercado diario. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 12,275 c€/kWh, un 3,4% inferior al del mes de noviembre.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.226 MW, repartidos en 718 MW a subir y 508 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,792 c€/kW, un 21,2% menos que en octubre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,119 c€/kWh, un 23,7% inferior al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 670 GWh, repartida en 330 GWh a subir y 340 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 7,984 c€/kWh y el de recompra 3,682 c€/kWh, ambos superiores a los registrados en octubre. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,060 c€/kWh, un 33,3% superior al mes anterior.
- En los datos de restricciones se han tenido en cuenta la resolución de 24 de junio de 2005 de la Secretaría General de Energía, por la que se han modificado determinadas Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.



Mercados de operación Noviembre	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Restricciones técnicas (*)	0,045	178		12,275	
Banda de regulación secundaria (**)	0,119	718	508	2,792	
Energía de operación (***)	0,060	330	340	7,984	3,682
Regulación secundaria		87	88	6,583	4,389
Regulación terciaria		143	175	8,223	3,342
Gestión de desvíos		61	50	7,643	3,680
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		40	28	10,704	3,600
Total	0,224				

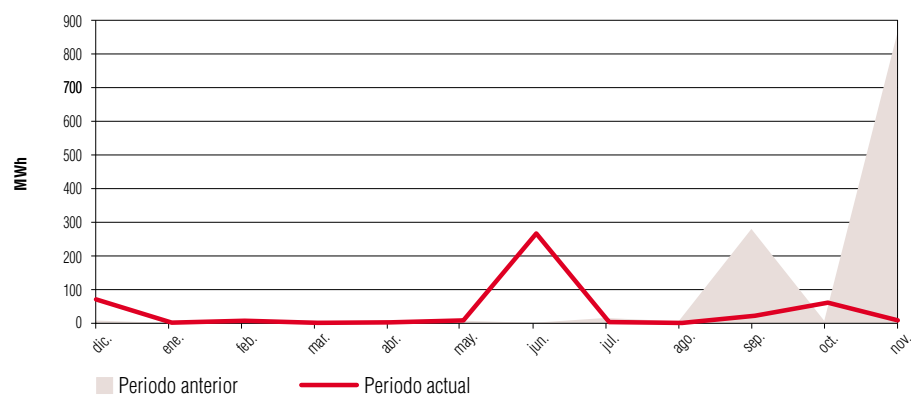
(*) Energía desplazada. (**) Potencia horaria media (MW). (***) Energía gestionada.



4. RED DE TRANSPORTE

- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- En el mes de noviembre se han registrado dos cortes de mercado en las instalaciones de la Red de Transporte; uno de ellos se ha registrado en la zona de Cádiz, con una energía no suministrada de 5,04 MWh. El segundo se ha producido en la zona de Cantabria, con una energía no suministrada de 0,07 MWh.
- El tiempo de interrupción medio en la red de Red de Transporte, durante el mes de noviembre, ha sido de 0,011 minutos, situando el valor acumulado de los últimos doce meses en un total de 1,003 minutos, valor inferior a los 4,045 minutos registrados en el mismo periodo de año anterior.
- La tasa de disponibilidad de la red de transporte durante el mes de noviembre se ha situado en un 97,4%, similar al 98,0% alcanzado el mismo mes del año 2004.

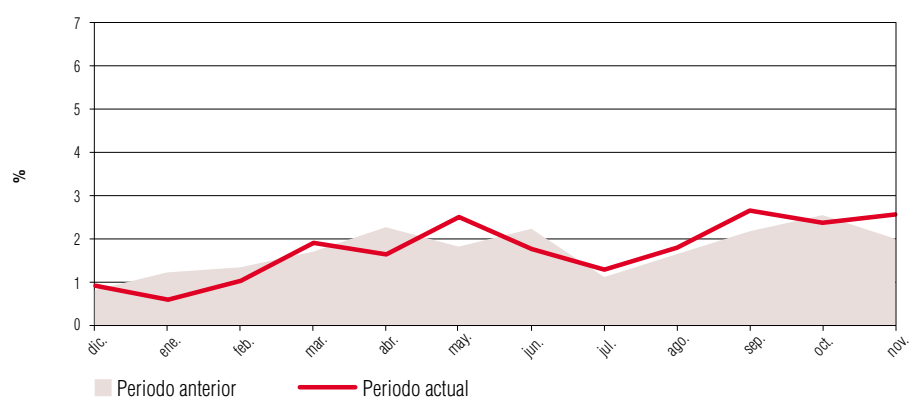
RED DE TRANSPORTE ENERGÍA NO SUMINISTRADA



Red de transporte Calidad del servicio

	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	5,1	397,4	463,9
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	4,3	4,3
REE (Instalaciones adquiridas)	5,1	338,5	404,8
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	0,011	0,849	1,003
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,009	0,009
REE (Instalaciones adquiridas)	0,011	0,723	0,876

TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE



Red de transporte

Tasa de indisponibilidad

	Noviembre		Acumulado anual	
	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,47	15,6	0,36	-45,2
Causas ajenas al mantenimiento	1,64	26,8	0,87	-7,0
Mantenimiento correctivo	0,10	-22,2	0,22	16,7
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,01	-90,8	0,01	-84,8
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,02	-96,5	0,04	584,5
Sin clasificar (*)	0,34	-	0,43	87,3
Total (**)	2,561	30,3	1,892	-9,6

Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante el periodo a calcular.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

(*) Datos de otros transportistas pendientes de clasificar.

(**) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones de terceros. Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS
Liquidación nº 11, 2005. Periodo Enero-Noviembre (1)

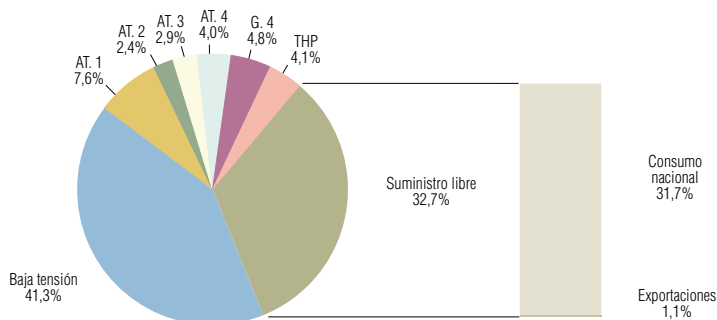
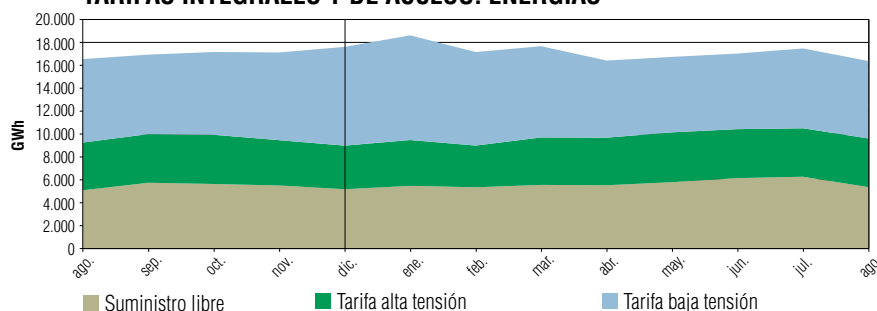
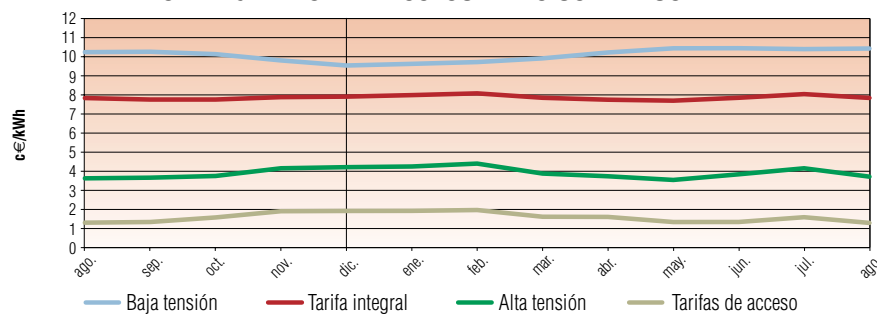
(Millones de euros)

CLIENTES A TARIFAS		CLIENTES CUALIFICADOS		
	Volumen M€	Energía GWh	Precio medio c€/kWh	
INGRESOS 11.468,73				
Venta de energía	9.874,10	123.975	7,9646	
Peninsular	9.068,41			
Insular	805,69			
Peajes	1.536,53	73.252	2,098	
Peninsular	1.488,63			
Insular	47,90			
Peajes por interconexiones intern.	1,11	888	0,125	
Transportes intracomunitarios (ETSO)	16,40			
Otros servicios	40,58			
Distribuidores y Comercializadoras				
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO 7.446,67				
Generadores				
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL 2.208,47				
Generadores				
COSTE DEL TRANSPORTE 790,95				
REE 568,92				
Empresas eléctricas 222,03				
COSTE DE DISTRIBUCIÓN (2) 3.020,55				
Distribución 2.697,70				
Gestión comercial 246,87				
Calidad de servicio 67,53				
Gestión de la demanda 8,44				
Distribuidoras				
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD ABASTECIMIENTO 384,13				
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles 12,36				
Comp. Moratoria Nuclear 346,88				
Financiación 2º Ciclo C.N. 24,89				
Stock estratégico C.N. -				
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO -2.573,79				
Operador del Mercado 8,23				
Operador del Sistema 28,23				
C.N.E. 9,90				
Comp. E. Extrapeninsulares 277,84				
Retribución Fija (CTCs) -2.897,99				
Asignación General -				
Asignación Específica -				
Stock Carbón 1,83				
Prima Carbón (3) 72,55				
Reducción Prima Carbón (4) -14,72				
Plan de financiación extraordinario (5) 16,63				
Déficit liquidatorio -2.974,28				
Rev. Generación Extrapeninsular 15,23				
Desajustes de Ingresos 176,52				
Apor. Generación Extrapeninsular (6) -				
Generadores				

- (1) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.
- (2) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, así como los costes destinados a planes de mejora de la calidad de servicio y los costes destinados a la gestión de la demanda, referidas en el Real Decreto 1802/2003 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.
- (3) Según la Orden ECO 1588/2002 de 12 de junio por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, el cobro de la prima del carbón está garantizado en situaciones de déficit de ingresos.
- (4) Imputación al año 2003 de la reducción de la Prima Carbón de los años 1998 y 1999 establecida en el punto 116 de la Decisión de la Comisión Europea de 25 de julio de 2001.
- (5) Plan de financiación extraordinario para ELCOGAS con cargo a la asignación específica de los CTCs establecido en Orden ministerial de 10 de octubre de 2001.
- (6) Importe a liquidar a los generadores en régimen ordinario de los sistemas insulares y extrapeninsulares por los distribuidores de los mismos sistemas, en aplicación de lo establecido en el párrafo 3 del artículo 18.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en agosto se ha elevado a 11.022 GWh, inferior en un 3,8% al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de agosto, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 138.858 GWh, un 1,3% inferior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en agosto ha sido 7,852 c€/kWh, valor 0,1% superior al del mismo periodo del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2005.
- En agosto la energía consumida en el mercado libre representó el 32,7% del consumo total, porcentaje 3,2 puntos por debajo al registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa igualmente en el 32,7%.
- El precio medio de las tarifas de acceso en agosto ha sido de 1,286 c€/kWh, por lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,606 c€/kWh, 4,3% superior al del mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. AGOSTOSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

(*) Debido al desfase entre consumo y facturación de energía, únicamente se dispone de datos completos de los consumos realizados tres meses antes.

Tarifa integral	Agosto				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.249	6,5	6,613	2,1	8.991	5,2	6,606	1,2	13.241	4,5	6,594	1,4
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	399	2,3	3,389	-0,8	2.999	4,0	3,696	1,4	4.477	4,6	3,726	2,7
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	477	-2,5	2,562	-4,0	3.862	2,4	2,981	-0,8	5.859	4,1	3,006	0,9
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	655	6,5	1,952	-2,8	4.901	6,3	2,417	4,4	7.277	6,1	2,432	3,5
G.4 (Grandes consumidores)	793	1,2	2,375	1,9	6.210	1,2	2,389	1,8	9.286	0,9	2,374	1,7
Tarifa horaria de potencia	676	-5,8	2,652	4,2	6.110	0,1	3,477	3,3	9.250	1,6	3,542	2,5
Alta tensión	4.250	2,0	3,715	2,4	33.074	3,2	3,928	2,2	49.389	3,5	3,930	2,1
Baja tensión	6.773	-7,1	10,447	1,9	58.981	-4,3	10,129	1,4	89.469	-3,8	10,061	1,2
Sistema peninsular	11.022	-3,8	7,852	0,1	92.055	-1,8	7,901	0,2	138.858	-1,3	7,880	0,1
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.195	4,7	1,325	-0,4	44.938	6,6	1,592	0,0	66.367	6,3	1,633	0,7
Exportaciones	173	30,5	0,102	2,3	590	-50,3	0,129	-8,0	1.249	-66,6	0,145	-9,9
Total	5.368	5,3	1,286	-1,0	45.529	5,1	1,573	1,3	67.616	2,2	1,606	4,3

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

Anexo

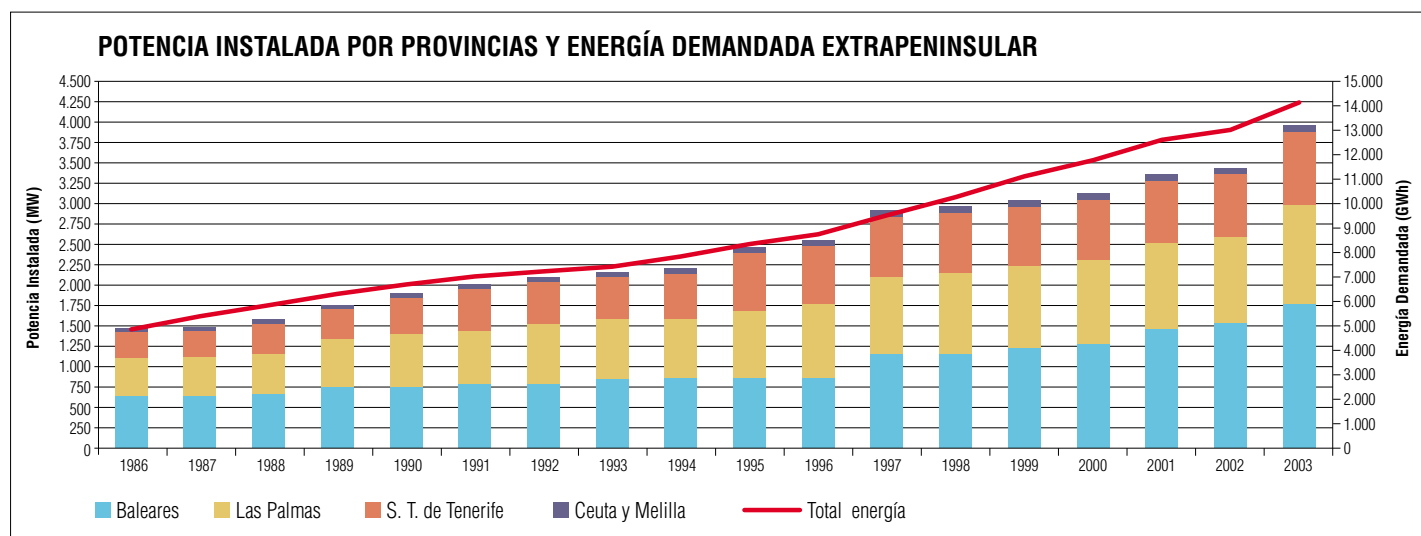
SISTEMA EXTRAPENINSULAR 1986-2003(*)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Potencia instalada en Régimen Ordinario extrapeninsular por provincias (MW)																			
Baleares	634	634	659	734	734	779	780	840	844	844	844	1.104	1.104	1.142	1.217	1.412	1.487	1.712	
Las Palmas	418	436	455	560	615	612	699	699	699	787	867	867	905	905	942	940	941	1.092	
S.C. Tenerife	297	296	338	338	425	479	479	479	480	648	651	651	651	652	653	663	662	800	
Ceuta	26	26	26	26	26	26	26	33	33	33	33	33	39	39	39	39	39	39	
Melilla	22	22	22	22	22	37	37	37	37	37	37	45	45	42	42	42	42	42	
TOTAL	1.398	1.414	1.500	1.680	1.823	1.934	2.021	2.089	2.093	2.350	2.432	2.700	2.743	2.780	2.893	3.096	3.171	3.685	

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Potencia instalada en Régimen Especial extrapeninsular por provincias (MW)																			
Baleares	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	36	36	78	45	39	39	48	
Las Palmas	35	34	34	34	34	34	34	34	34	34	40	85	90	90	90	108	108	108	
S.C. Tenerife	23	23	28	28	26	26	26	26	65	65	65	82	82	82	100	100	100	100	
Ceuta	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Melilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL	59	58	64	64	62	62	62	62	101	100	105	203	208	250	217	247	247	256	

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Energía adquirida al Régimen Ordinario extrapeninsular por provincias (GWh)																			
Baleares	2.082	2.281	2.452	2.582	2.715	2.821	2.851	2.916	3.048	3.169	3.315	3.508	3.834	4.223	4.459	4.813	4.914	5.411	
Las Palmas	1.360	1.515	1.703	1.889	2.076	2.167	2.235	2.291	2.478	2.661	2.791	3.014	3.172	3.338	3.658	3.835	3.984	4.335	
S.C. Tenerife	1.054	1.159	1.275	1.404	1.500	1.592	1.689	1.750	1.693	1.694	1.785	1.931	2.092	2.233	2.451	2.682	2.847	3.137	
Ceuta	67	71	74	78	83	87	89	91	95	98	106	109	118	145	152	157	167	165	
Melilla	56	59	62	66	73	78	82	85	92	96	103	106	108	120	130	133	135	151	
TOTAL	4.619	5.084	5.565	6.019	6.446	6.745	6.946	7.134	7.405	7.718	8.099	8.667	9.324	10.058	10.851	11.620	12.046	13.199	

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Energía adquirida al Régimen Especial extrapeninsular por provincias (GWh)																			
Baleares	0	0	3	4	4	5	1	0	0	0	0	129	151	180	180	197	161	179	
Las Palmas	151	209	184	171	131	155	167	170	132	173	192	247	279	345	243	306	344	303	
S.C. Tenerife	97	108	99	119	116	120	117	119	302	453	452	473	503	520	487	467	445	432	
Ceuta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Melilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL	248	317	285	295	251	280	285	289	434	626	644	849	933	1.044	910	970	950	915	





MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 902 446 006. Fax: 91 457 80 41
<http://www.min.es>



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177.
Alcobendas. 28109 Madrid.
Tel.: 91 650 85 00. Fax: 91 650 45 42. <http://www.ree.es>