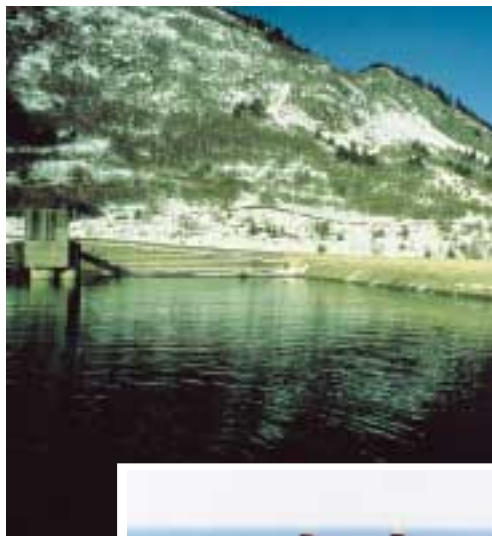


# ENERGÍA ELÉCTRICA

DICIEMBRE 2005. Nº 91



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 Peninsular. Mercado Eléctrico. Resumen 2005	

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- En el mes de diciembre, la demanda de energía mensual se ha situado en 22.432 GWh, con una tasa de crecimiento de un 6,1% respecto al mes de diciembre de 2004.
- Las temperaturas registradas durante el mes de diciembre, inferiores a las registradas en el mismo mes del año anterior, han aumentado en un 1,9% el crecimiento de la demanda, así mismo, el efecto de la laboralidad ha contribuido de forma positiva en un 0,8%. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha situado en un 3,4%.
- Tras el dato de diciembre, el incremento acumulado de la demanda a lo largo del año se ha situado en 246.187 GWh, con una

tasa de crecimiento del 4,3%, 0,2 puntos por debajo del registrado en 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 3,2%, 1 punto por debajo del registrado en el mismo periodo del año anterior.

- La estructura de generación bruta de régimen ordinario durante el mes de diciembre, muestra una ligera recuperación en la producción hidroeléctrica con respecto a los últimos meses, la cual ha aportado un 8,9%, 1,5 puntos menos que en el mismo mes del año anterior. Esta reducción ha sido compensada por el incremento en la producción térmica convencional, la cual han aportado el 61,8% del total; dentro de ésta destaca

notablemente el aumento de la producción con ciclo combinado, con una participación del 21,6%, 5,4 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 81,2% de la demanda de diciembre, 2,2 puntos más que el mismo periodo del año 2004. Mientras, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 20,6%, 0,5 puntos más que la registrada en el mismo periodo del año anterior. El saldo de intercambios internacionales ha resultado exportador, así pues el 1,8% 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 1.247 GWh, con un crecimiento de un 8,6% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 5,1%, inferior en 0,2 puntos a la del mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de diciembre el precio medio final en el mercado de producción se ha situado en 7.676 €/kWh. Dicho precio ha sido un 17,9% superior al del mes anterior y se ha visto incrementado un 79,3% con respecto al registrado en diciembre de 2004.
- Tras los elevados registros de los últimos meses, el precio medio acumulado ha sido de 6.242 €/kWh, un 75,1% superior al del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el mes de diciembre ha sido de 8.236 €/kWh, un 72,1% 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 el conjunto del año 2005, ha alcanzado los 8.298 €/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 6.591 €/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 7.065 €/kWh, un 18,8% superior al precio de compra de la energía para los comercializadores, agentes externos y clientes cualificados.

Balance eléctrico	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
Régimen ordinario	19.504	9,3	212.955	3,2	212.955	3,2
Consumos generación	-836	9,9	-9.080	5,0	-9.080	5,0
Régimen especial	4.733	9,1	50.365	9,8	50.365	9,8
<b>Generación neta</b>	<b>23.401</b>	<b>9,2</b>	<b>254.240</b>	<b>4,4</b>	<b>254.240</b>	<b>4,4</b>
Consumos bombeo	-548	13,3	-6.709	45,7	-6.709	45,7
Saldo intercambios internacionales	-420	-	-1.343	-	-1.343	-
<b>Demanda transporte</b>	<b>22.432</b>	<b>6,1</b>	<b>246.187</b>	<b>4,3</b>	<b>246.187</b>	<b>4,3</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
Régimen ordinario	1.277	10,5	14.653	4,7	14.653	4,7
Consumos generación	-71	-0,2	-858	0,8	-858	0,7
Régimen especial	42	-35,7	722	8,1	722	8,1
<b>Demanda transporte</b>	<b>1.247</b>	<b>8,6</b>	<b>14.517</b>	<b>5,1</b>	<b>14.517</b>	<b>5,1</b>

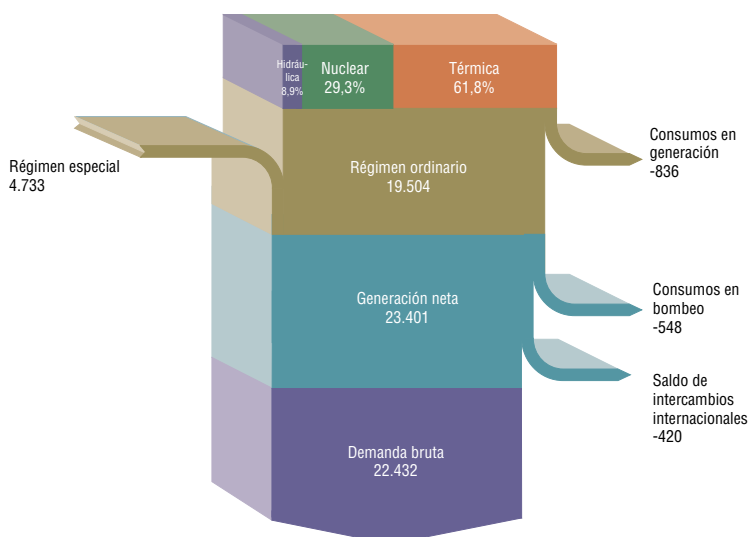
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
<b>Compras de los distribuidores (*)</b>	<b>8.515</b>	<b>67,3</b>	<b>7.065</b>	<b>57,5</b>	<b>7.065</b>	<b>57,5</b>
En el mercado	7.988	78,2	6.591	71,4	6.591	71,4
Al régimen especial	10.117	52,1	8.298	35,1	8.298	35,1
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>7.118</b>	<b>73,1</b>	<b>5.946</b>	<b>81,2</b>	<b>5.946</b>	<b>81,2</b>
<b>Total</b>	<b>8.236</b>	<b>72,1</b>	<b>6.689</b>	<b>64,3</b>	<b>6.689</b>	<b>64,3</b>

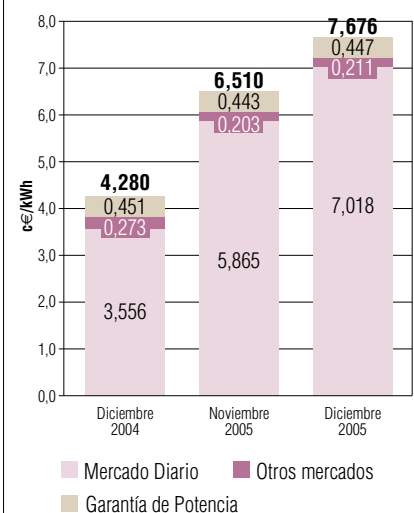
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

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

### BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. DICIEMBRE (GWh)



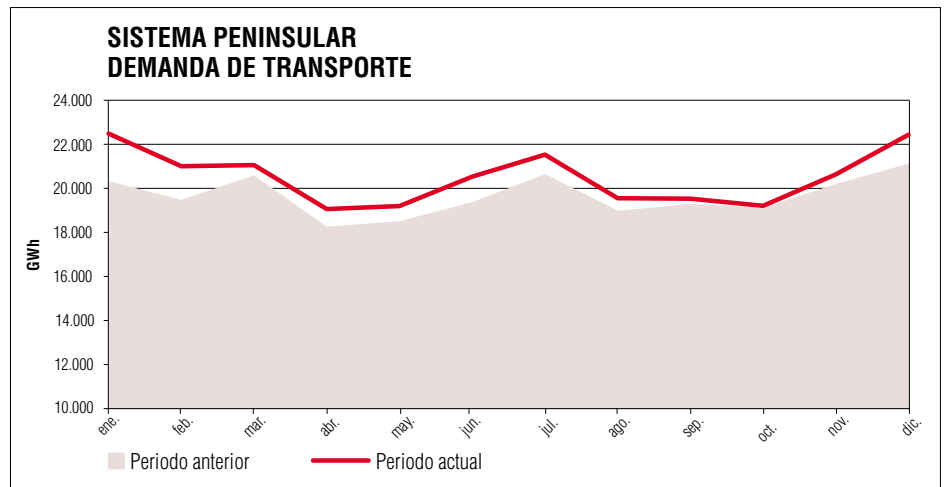
### MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

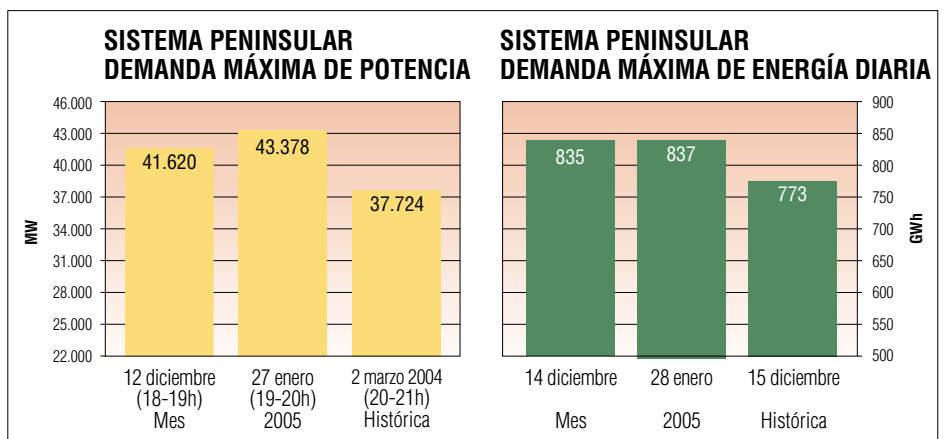
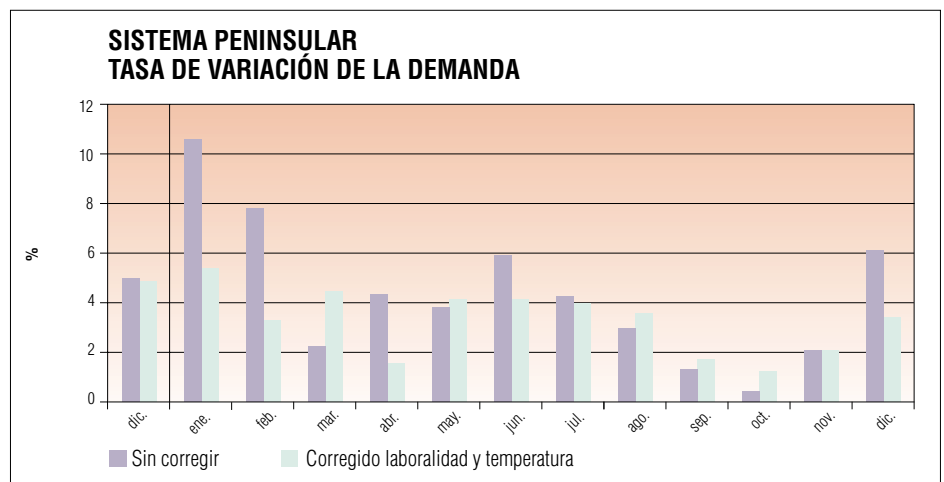
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de diciembre, la demanda de energía eléctrica ha aumentado un 6,1% respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando un valor de 22.432 GWh.
  - El efecto de la laboralidad ha tenido una influencia positiva sobre el crecimiento de la demanda de 0,8%.
  - Durante el mes de diciembre, las temperaturas han sido inferiores a las del mismo mes del año anterior, contribuyendo al crecimiento de la demanda en 1,9 puntos. La temperatura media registrada en el mes de diciembre ha sido de 8,1 °C, inferior en 1,7 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio de 12,2 °C, frente a los 13,5 °C de diciembre de 2004. Las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 4,0 °C, inferior en 2,1 °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 3,4%. Esta tasa ha resultado 1,5 puntos inferior a la que se alcanzó en diciembre del año 2004.
- Una vez finalizado el mes de diciembre, el crecimiento acumulado de la demanda se ha situado en un 4,3%, crecimiento inferior en 0,2 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. La temperatura ha tenido una incidencia en la demanda de 1,6 puntos, mientras que la laboralidad, ha influido de forma negativa con un 0,4%. Por lo tanto, descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha situado en un 3,2%, valor 1 punto por debajo al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de diciembre, la demanda máxima de potencia se ha registrado el día 12 a las 19 horas con 41.620 MW. En el mismo periodo, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado el día 14 con 835 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre la demanda ha alcanzado 1.247 GWh, con un crecimiento de un 8,6% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, el crecimiento de la demanda se ha situado en un 5,1%, valor 0,2 puntos menor al alcanzado el mismo periodo del año anterior.



Demanda transporte	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>22.432</b>	<b>6,1</b>	<b>246.187</b>	<b>4,3</b>	<b>246.187</b>	<b>4,3</b>
Efectos						
Laboralidad	-	0,8	-	-0,4	-	-0,4
Temperatura	-	1,9	-	1,6	-	1,6
Activ. económica y otros	-	3,4	-	3,2	-	3,2
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1.247</b>	<b>8,6</b>	<b>14.517</b>	<b>5,1</b>	<b>14.517</b>	<b>5,1</b>

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 diciembre 19.504 GWh, un 9,3% superior al registrado el mismo mes del año anterior.
- Durante el mes de diciembre, se ha continuado con la recuperación de la tendencia de bajas producciones hidroeléctricas registradas los últimos meses, alcanzando un valor de 1.727 GWh, por lo que su aportación a la estructura de generación bruta se ha situado en un 8,9%, a pesar de ello, 1,5 puntos por debajo de la participación de esta tecnología en diciembre de 2004.
- Por su parte, los grupos nucleares han disminuido ligeramente su participación respecto al mismo mes del año anterior, situando su aportación a la estructura de generación bruta de régimen ordinario en un 29,3%, inferior en 0,9 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 61,8%. Dentro de ésta, destaca el incremento que se ha producido en la generación con ciclo combinado, situando su aportación en el 21,6%, 5,4 puntos superior a la del mismo período del año anterior.
- La generación neta de régimen ordinario ha cubierto el 81,2% de la demanda de diciembre, 2,2 puntos más que el mismo período del año 2004. Mientras, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 20,6%, 0,5 puntos más a la registrada en el mismo período del año anterior. El saldo de intercambios ha resultado nuevamente exportador, así pues el 1,8% de la producción se ha destinado a cubrir la demanda exportada fuera de nuestra frontera.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, a lo largo del año 2005, las centrales de fuel han aportado un 72,2% de la demanda mensual, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 22,8%. El 5,0% restante se ha debido a la energía adquirida al régimen especial.

**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.

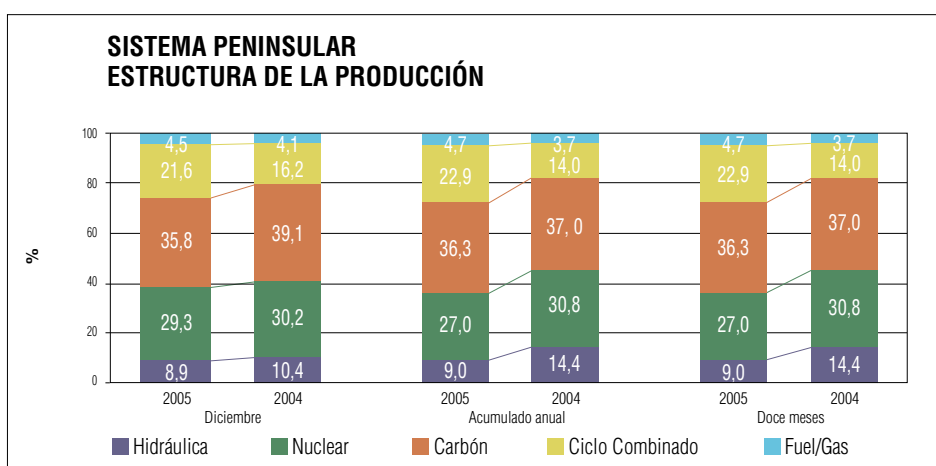
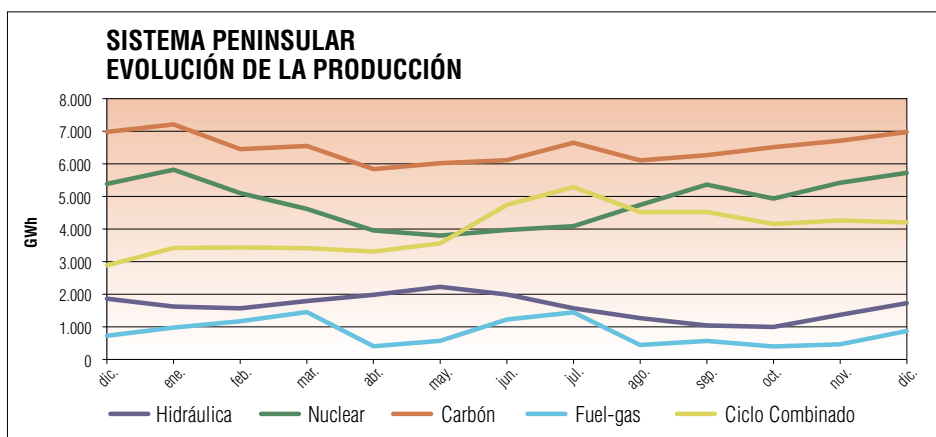
**Régimen especial:** energía procedente de instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia MW	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	1.727	-7,4	19.170	-35,6	19.170	-35,6
Nuclear	7.876	5.723	6,3	57.539	-9,5	57.539	-9,5
Carbón	11.424	6.975	-0,1	77.393	1,4	77.393	1,4
Fuel-gas	6.647	874	19,9	10.013	30,1	10.013	30,1
Ciclo combinado	12.224	4.204	45,6	48.840	68,6	48.840	68,6
Régimen ordinario	54.829	19.504	9,3	212.955	3,2	212.955	3,2
Consumos generación		-836	9,9	-9.080	5,0	-9.080	5,0
Régimen especial	19.142	4.733	9,1	50.365	9,8	50.365	9,8
<b>Generación neta</b>		<b>23.401</b>	<b>9,2</b>	<b>254.240</b>	<b>4,4</b>	<b>254.240</b>	<b>4,4</b>
Consumos bombeo		-548	13,3	-6.709	45,7	-6.709	45,7
Importaciones		480	-27,9	8.233	25,9	8.233	25,9
Exportaciones		-900	36,1	-9.576	3,7	-9.576	3,7
Saldo Intercambios internacionales		-420	-	-1.343	-	-1.343	-
<b>Demanda transporte</b>		<b>22.432</b>	<b>6,1</b>	<b>246.187</b>	<b>4,3</b>	<b>246.187</b>	<b>4,3</b>

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia MW	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0,8	0	-	0	-	0	-
Carbón	510	278	-22,6	3.518	-5,9	3.518	-5,9
Fuel-oil	3.369	999	25,5	11.135	8,5	11.135	8,5
Régimen ordinario	3.880	1.277	10,5	14.653	4,7	14.653	4,7
Consumos generación		-71	-0,2	-858	0,8	-858	0,7
Régimen especial	236	42	-35,7	722	8,1	722	8,1
<b>Demanda transporte</b>		<b>1.247</b>	<b>8,6</b>	<b>14.517</b>	<b>5,1</b>	<b>14.517</b>	<b>5,1</b>

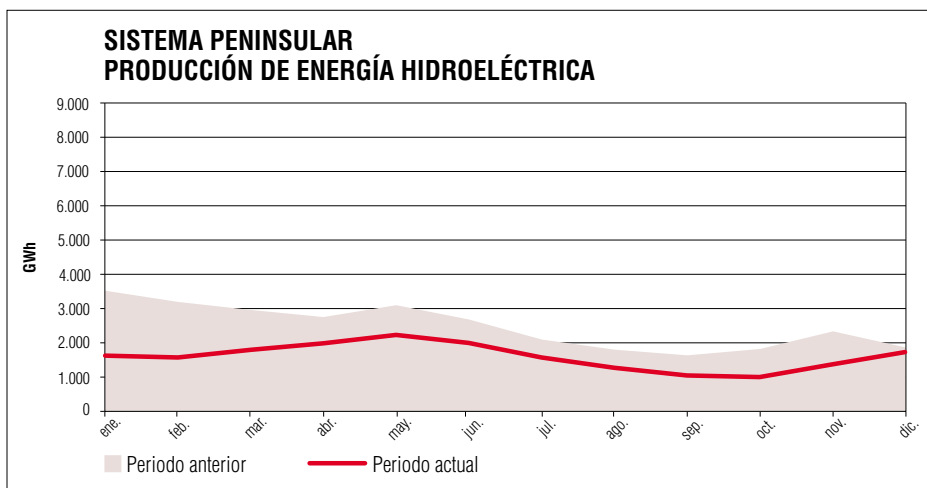
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



### Producción hidroeléctrica

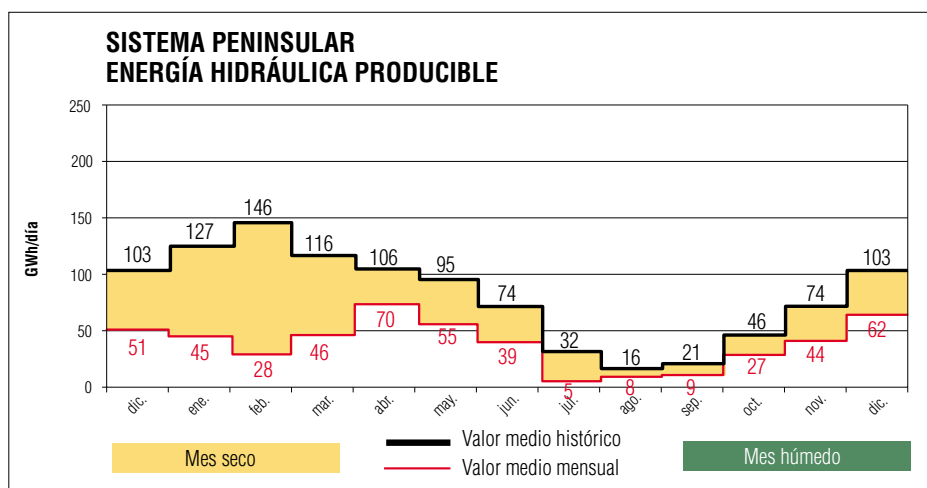
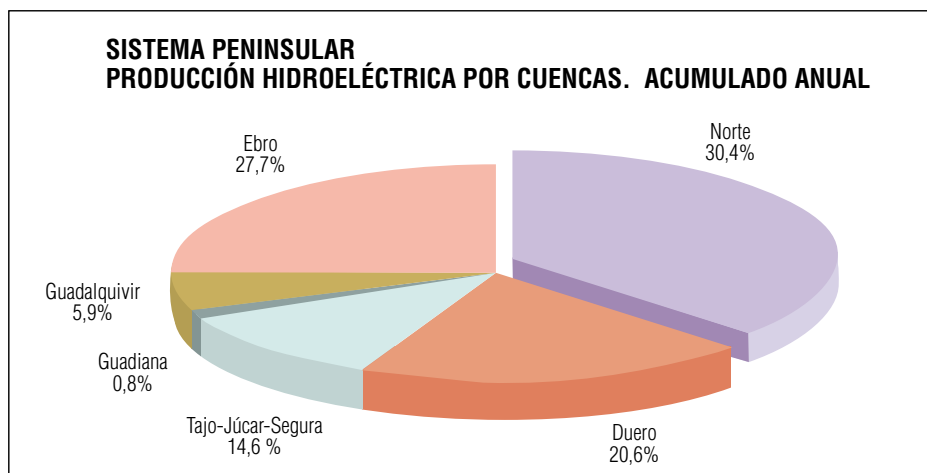
- En diciembre la producción hidroeléctrica se ha situado en 1.727 GWh, un 7,4% inferior a la del mismo mes del año anterior, manteniendo la tónica de bajas producciones que se prolonga desde diciembre de 2003 consecuencia de los escasos producibles registrados. La producción mensual ha representado el 8,9% de la generación bruta mensual de régimen ordinario, inferior al 10,4% aportado por esta tecnología el mismo periodo del año anterior.
- El conjunto del año 2005 ha sido extremadamente seco, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica en el periodo de 19.170 GWh, un 35,6% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior, situando en un 9,0% su participación a la generación bruta acumulada de régimen ordinario, 5,4 puntos por debajo de la contribución media en el periodo enero-diciembre de 2004.
- En diciembre todas las cuencas hidroeléctricas excepto la Norte han reducido sus producciones con respecto al mismo mes del año anterior, con descensos máximos del 33,3% y 4,8% en las cuencas del Tajo-Júcar-Segura y Guadalquivir respectivamente. En el conjunto 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 21,3%.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de diciembre, como viene ocurriendo desde hace más de un año, ha sido seco, con una energía producible de 1.634 GWh, valor un 40% por debajo del característico medio para un mes de diciembre.
- El escaso producible hidráulico registrado durante los últimos doce meses, ha situado el producible acumulado en un valor de 12.980 GWh, muy por debajo de los 22.693 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de diciembre, el volumen de reservas se ha situado en 6.503 GWh, un 10,1% superior al que existía a finales de noviembre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 36,3% de la capacidad total, 3,3 puntos por encima al registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de diciembre con un nivel de reservas de 3.198 GWh, que corresponde a un nivel de llenado del 33,5%, 0,8 puntos por encima del registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un

**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.



Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	618	2,8	5.824	-27,5	5.824	-27,5
Duero	3.556	440	-2,6	3.958	-47,7	3.958	-47,7
Tajo-Júcar-Segura	4.175	265	-33,3	2.806	-45,1	2.806	-45,1
Guadiana	233	0	-	158	-3,5	158	-3,5
Guadalquivir	1.016	58	-4,8	1.123	-12,2	1.123	-12,2
Ebro	3.483	346	-0,1	5.301	-30,4	5.301	-30,4
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.657</b>	<b>1.727</b>	<b>-7,4</b>	<b>19.170</b>	<b>-35,6</b>	<b>19.170</b>	<b>-35,6</b>
Canarias	1	0	-	0	-	0	-
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>

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

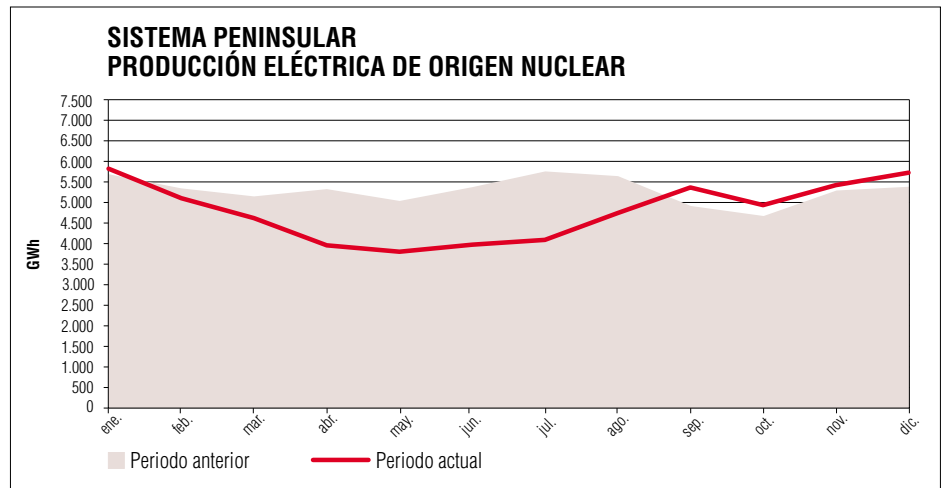
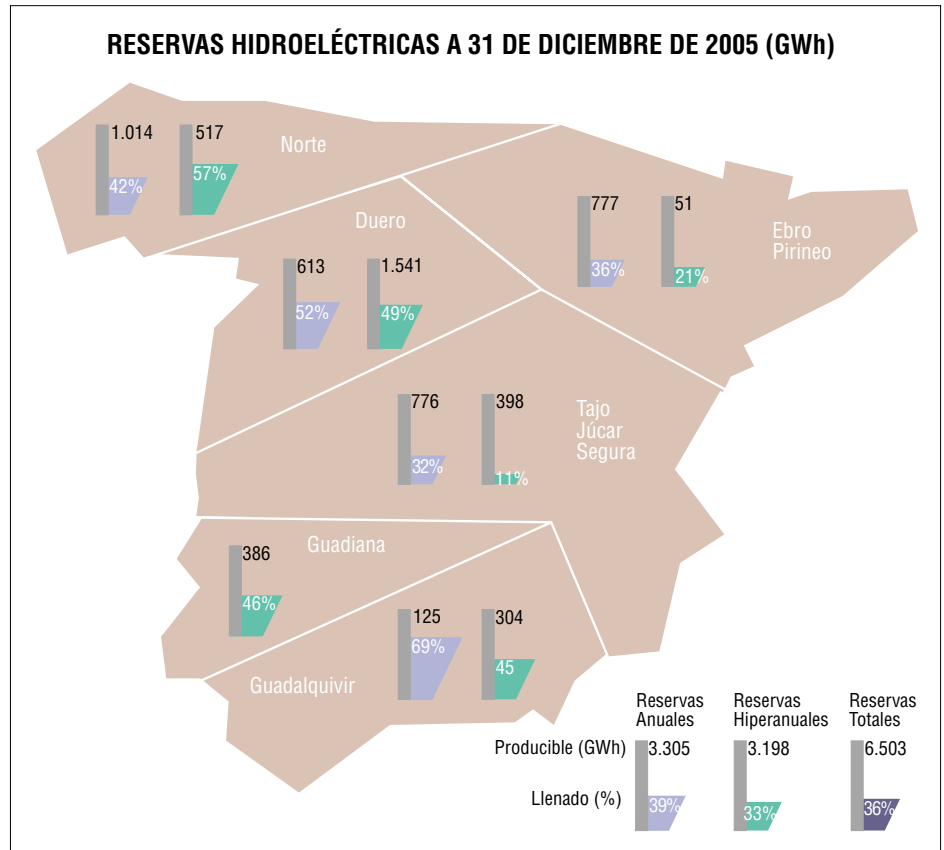


máximo del 56,8% en la cuenca Norte y un mínimo del 10,6% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.

- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado al finalizar el mes a 3.305 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 39,6%, 6,2 puntos superior al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado ha correspondido a la cuenca del Guadalquivir, con un porcentaje de 69,3%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Tajo-Júcar-Segura, que ha alcanzado el 31,9%.

**Producción nuclear**

- La producción nuclear ha aumentado ligeramente con respecto a los valores alcanzados el mes anterior, situándose en 5.723 GWh, un 5,6% superior al mes de noviembre, y un 6,3% mayor a la registrada en el mes de diciembre de 2004.
- La generación nuclear ha aportado el 29,3% de la generación bruta mensual de régimen ordinario, valor 0,9 puntos inferior a la aportación de esta tecnología en el mismo mes del año pasado.
- Como consecuencia de las diferentes actuaciones programadas y no programadas durante el mes de diciembre en el equipo nuclear, el coeficiente del factor de carga se ha situado en un 97,7%, valor superior al 90,5% alcanzado en el mismo mes del año anterior. Por la misma razón el coeficiente de disponibilidad ha sido superior en 4,9 puntos al registrado en diciembre de 2004.
- Finalizado el mes de diciembre, la producción acumulada durante los doce meses del año ha sido de 57.539 GWh, un 9,5% inferior a la del mismo periodo del año anterior, lo que ha situado en un 27,0% la participación de esta tecnología en la estructura de generación bruta acumulada de régimen ordinario, porcentaje 3,8 puntos por debajo al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El valor acumulado del coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 85,3%, valor inferior en 8,3 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, el coeficiente del factor de carga ha alcanzado un valor de 83,4%, 8,4 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 diciembre se han fabricado 37 elementos combustibles tipo PWR destinados a la central de Almaraz II. Así mismo, se han importado 44 elementos combustibles tipo PWR desde Alemania, para la central nuclear de Trillo.



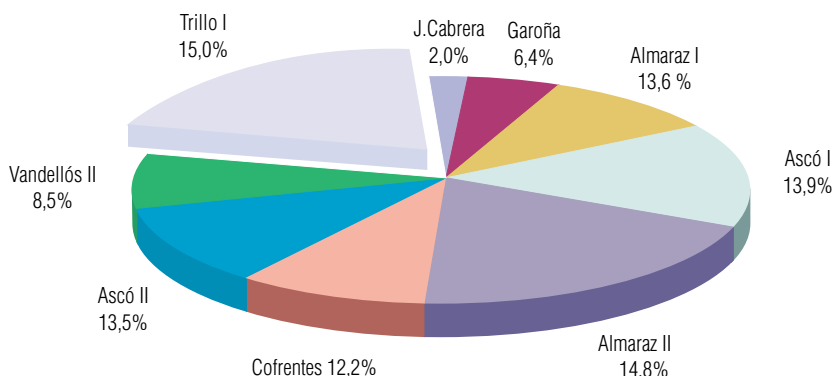
Producción bruta Nuclear	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	75	-31,6	1.161	-6,8	1.161	-6,8
Garaña	466	348	-0,1	3.678	-9,1	3.678	-9,1
Almaraz I	974	729	0,1	7.823	-8,2	7.823	-8,2
Ascó I	1.028	690	-8,5	8.018	-0,7	8.018	-0,7
Almaraz II	983	731	-0,3	8.537	9,0	8.537	9,0
Cofrentes	1.085	801	1,2	7.030	-23,2	7.030	-23,2
Ascó II	1.027	757	-	7.752	6,8	7.752	6,8
Vandellós II	1.087	802	0,4	4.894	-45,3	4.894	-45,3
Trillo I	1.066	791	10,0	8.645	1,3	8.645	1,3
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.876</b>	<b>5.723</b>	<b>6,3</b>	<b>57.539</b>	<b>-9,5</b>	<b>57.539</b>	<b>-9,5</b>

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 diciembre, ha alcanzado un valor de 12.054 GWh, siendo un 13,7% superior al alcanzado en diciembre del 2004. Este incremento se ha debido principalmente a la notable producción de ciclo combinado, que se ha incrementado en un 45,6% 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 61,8%, 2,4 puntos superior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- La producción térmica acumulada se ha situado en un 20,5% por encima de la del mismo periodo del año anterior, con un valor de 136.246 GWh, aportando a la estructura de generación bruta acumulada de régimen ordinario un 64,0%, 9,2 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 doce meses del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 46,6% de la producción térmica total, contribución inferior en 9,4 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 7,3%, porcentaje superior en 0,5 puntos a la participación en el mismo periodo del año 2004. Los grupos de ciclo combinado han continuado aumentando su contribución hasta alcanzar un 35,8%, 10,2 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 doce meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbones autóctonos ha sido el 23,1% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 28,6%. La producción con gas y fuel han aportado el 44,3 y 3,9%, respectivamente.
- La utilización del equipo térmico durante el periodo enero-diciembre, ha situado el factor de carga del periodo en el 53,5%, valor similar al 53,1% registrado

### PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	62,6	0,0	27,4	82,9	7,2	2,4
Garoña	100,0	0,0	0,0	90,1	8,5	0,5
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	91,7	6,5	0,1
Ascó I	90,2	0,0	9,6	89,0	0,0	10,0
Almaraz II	99,9	0,0	0,0	99,1	0,0	0,0
Cofrentes	99,2	0,0	2,0	74,0	9,3	13,2
Ascó II	99,1	0,0	0,0	86,2	9,3	1,6
Vandellós II	99,2	0,0	0,0	51,4	6,8	39,7
Trillo I	99,7	0,0	0,0	92,6	4,9	1,5
<b>Sistema peninsular</b>	<b>97,7</b>	<b>0,0</b>	<b>2,1</b>	<b>83,4</b>	<b>5,6</b>	<b>9,1</b>

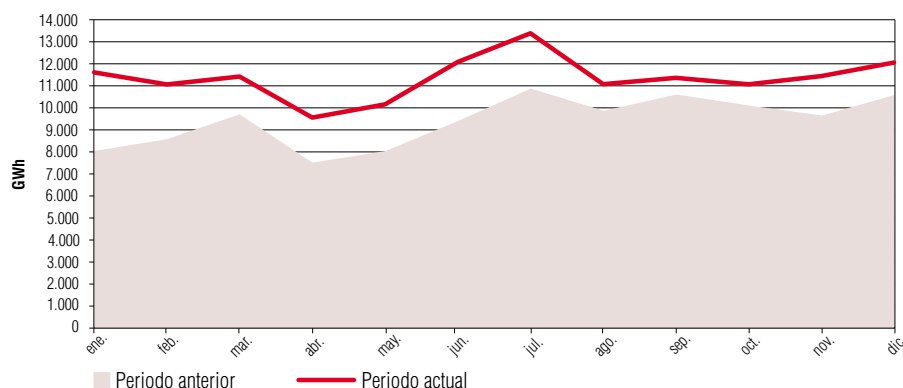
### Combustible nuclear

	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	37	194	194
Exportación	0	276	276
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	20	20
Exportación	0	352	352
Nº elementos importación:			
PWR	44	84	84
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



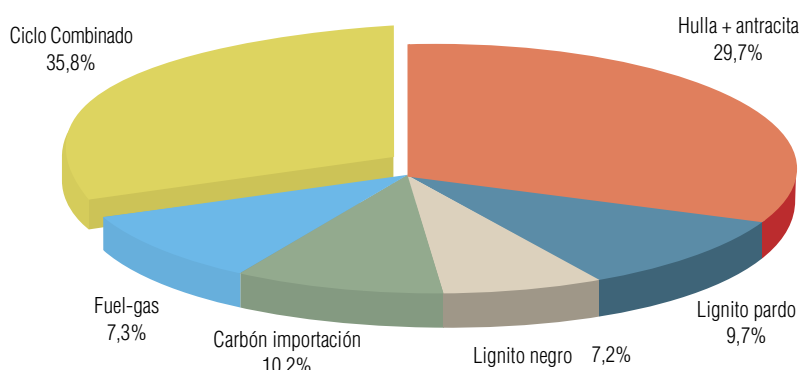
el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 88,0%, tasa también similar a la del mismo periodo del año anterior.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la producción térmica ha alcanzado los 1.277 GWh, de la cual, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 78,2% de la producción térmica total.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.947	3.561	0,7	40.416	3,8	40.416	3,8
Lignito pardo	2.031	1.292	0,6	13.277	-14,1	13.277	-14,1
Lignito negro	1.502	813	-11,7	9.780	10,0	9.780	10,0
Carbón importación	1.944	1.310	5,7	13.920	6,4	13.920	6,4
Fuel/Gas (*)	6.647	874	19,9	10.013	30,1	10.013	30,1
Ciclo Combinado	12.224	4.204	45,6	48.840	68,6	48.840	68,6
<b>Sistema peninsular</b>	<b>30.296</b>	<b>12.054</b>	<b>13,7</b>	<b>136.246</b>	<b>20,5</b>	<b>136.246</b>	<b>20,5</b>
Carbón	510	278	-22,6	3.518	-5,9	3.518	-5,9
Fuel-oil	3.369	999	25,5	11.135	8,5	11.135	8,5
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>3.879</b>	<b>1.277</b>	<b>10,5</b>	<b>14.653</b>	<b>4,7</b>	<b>14.653</b>	<b>4,7</b>

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

### SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA POR TECNOLOGÍA. ACUMULADO ANUAL



Tecnología	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	80,5	0,0	5,9	77,0	1,9	6,0
Lignito pardo	85,5	0,0	3,9	74,6	10,9	5,0
Lignito negro	72,7	0,0	8,5	74,3	1,1	5,0
Carbón importación	90,6	0,0	1,9	81,7	0,8	5,9
Fuel/Gas (*)	11,5	1,8	18,2	9,6	4,0	20,0
Ciclo Combinado	46,2	0,0	5,9	56,0	2,8	7,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>52,1</b>	<b>0,5</b>	<b>8,9</b>	<b>53,5</b>	<b>3,2</b>	<b>9,9</b>
Carbón	73,3	13,7	1,3	79,2	4,6	3,6
Fuel-oil	40,6	2,1	6,4	35,7	3,3	5,7
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>45,0</b>	<b>1,8</b>	<b>5,7</b>	<b>42,0</b>	<b>3,1</b>	<b>5,4</b>

(\*) 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	Diciembre					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	810,9	16,2	1.779	4,5	2.279	7.700	-9,6	21.554	7.700	-9,6	21.554
Lignito pardo	215,8	-8,8	8	-82,1	490	2.386	-5,6	5.435	2.386	-5,6	5.435
Lignito negro	134,9	-9,1	392	-26,7	422	1.502	0,9	4.628	1.502	0,9	4.628
Carbón importación	1.477,9	4,4	1.823	-16,9	3.528	16.064	6,4	39.038	16.064	6,4	39.038
Gas natural (**)	1.012,6	47,7	-	-	4.598	12.604	58,5	53.304	12.604	58,5	53.304
Gas siderúrgico	20,8	-42,9	-	-	345	446	1,6	6.945	446	1,6	6.945
Fuel-oil	141,8	-38,1	471	5,5	393	1.932	20,6	5.341	1.932	20,6	5.341
<b>Sistema peninsular</b>	<b>3.815</b>	<b>11,0</b>	<b>4.472</b>	<b>-9,1</b>	<b>12.054</b>	<b>42.633</b>	<b>13,3</b>	<b>136.246</b>	<b>42.633</b>	<b>13,3</b>	<b>136.246</b>
Carbón	84	-19,5	165	-6,7	278	1.105	-7,3	4.222	1.105	-7,3	4.222
Fuel-oil	208	8,9	108	-15,7	999	2.400	2,6	10.528	2.400	2,6	10.528
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>292</b>	<b>-1,1</b>	<b>293</b>	<b>-10,5</b>	<b>1.277</b>	<b>3.506</b>	<b>-0,7</b>	<b>14.750</b>	<b>3.506</b>	<b>-0,7</b>	<b>14.750</b>

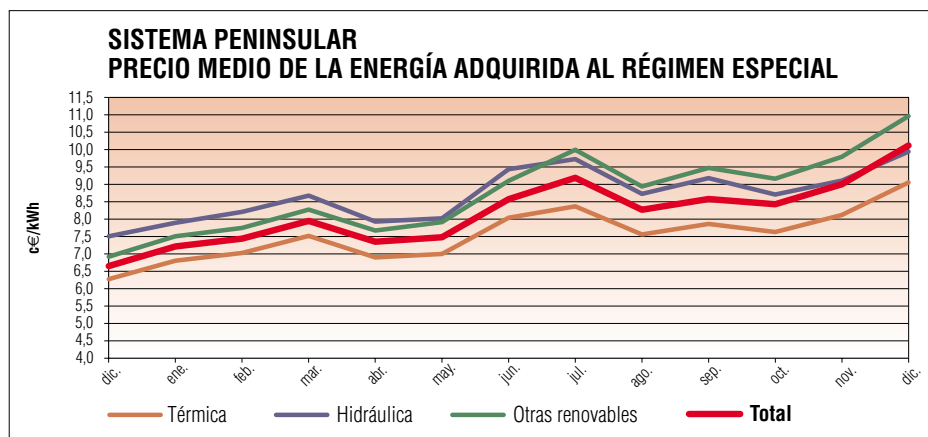
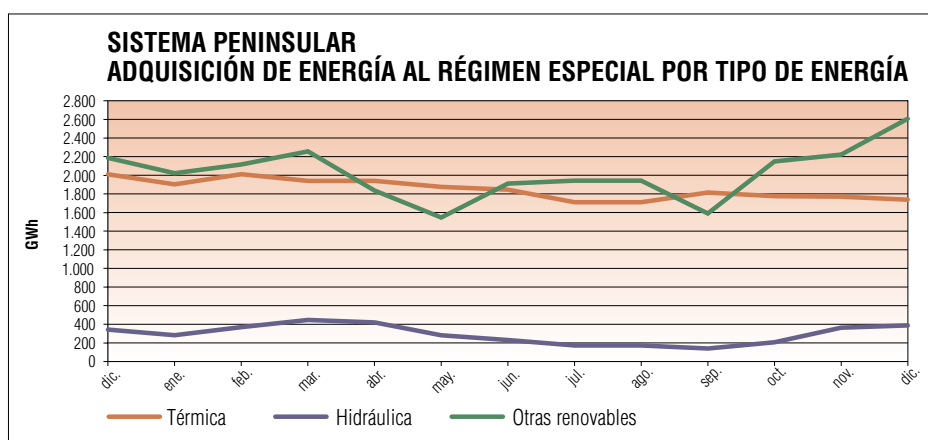
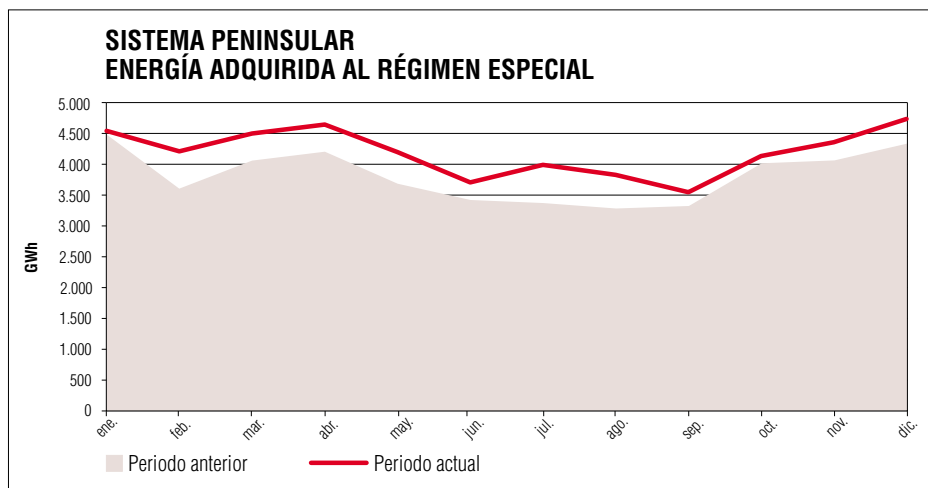
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (\*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (\*\*) Incluye GICC de ELCOGAS y ciclos combinados.

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 diciembre, el volumen de energía adquirida a las instalaciones de régimen especial se ha situado en 4.733 GWh, con una tasa de crecimiento de un 9,1%, 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 29,2% frente al mismo mes del año anterior y han aportado el 55,1% 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 diciembre, la participación de estas instalaciones en el mercado ha alcanzado un valor de 3.431 GWh, lo que supone un 72,5% del volumen de energía producida en régimen especial.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de diciembre, el volumen de adquisiciones al régimen especial se han situado en 42 GWh, un 35,7% menos que el del mismo mes del año anterior. En el periodo enero-diciembre las adquisiciones de energía han aumentado un 8,1% respecto al mismo periodo del año anterior, las cuales han aportado el 5,0% de la demanda acumulada anual.
- Durante el mes de diciembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial en el sistema peninsular, se ha situado en 10,117 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 8,298 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	Diciembre				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	6.645	1.738	-13,3	9,054	44,3	22.332	-0,7	7,643	30,0	22.332	-0,7	7,643	30,0
Hidráulica	1.758	388	23,5	9,940	32,4	3.650	-20,6	8,722	30,9	3.650	-20,6	8,722	30,9
Otras renovables	10.739	2.607	29,2	10,963	58,4	24.382	29,8	8,908	40,1	24.382	29,8	8,908	40,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.142</b>	<b>4.733</b>	<b>9,1</b>	<b>10,117</b>	<b>52,1</b>	<b>50.365</b>	<b>9,8</b>	<b>8,298</b>	<b>35,1</b>	<b>50.365</b>	<b>9,8</b>	<b>8,298</b>	<b>35,1</b>
Térmica	70,9	18	-18,6	-	-	245	19,0	-	-	245	19,0	-	-
Hidráulica	0,0	0	-100,0	-	-	0	0,0	-	-	0	-	-	-
Otras renovables	164,7	23	-44,5	-	-	477	3,3	-	-	477	3,3	-	-
<b>Sistemas extrapeninsulares (*)</b>	<b>236</b>	<b>42</b>	<b>-35,7</b>	-	-	<b>722</b>	<b>8,1</b>	-	-	<b>722</b>	<b>8,1</b>	-	-

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

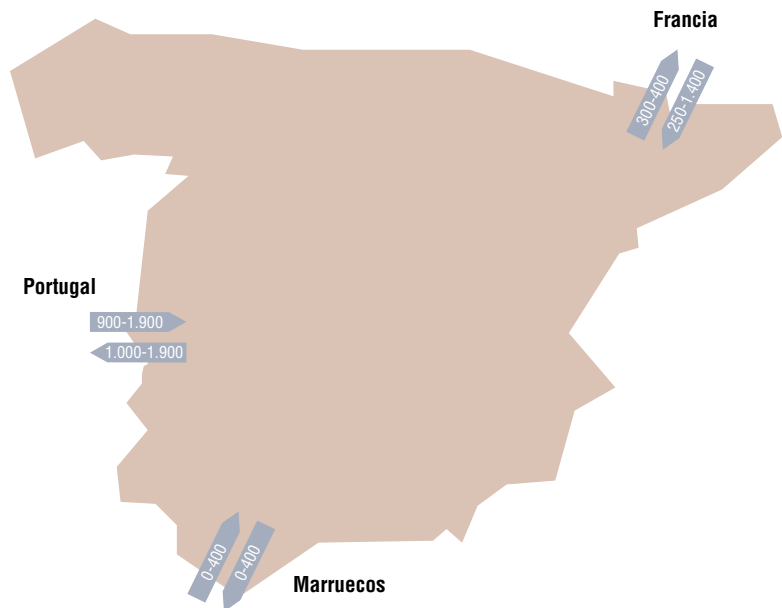
(\*) Datos de precios no disponibles.

## Intercambios internacionales

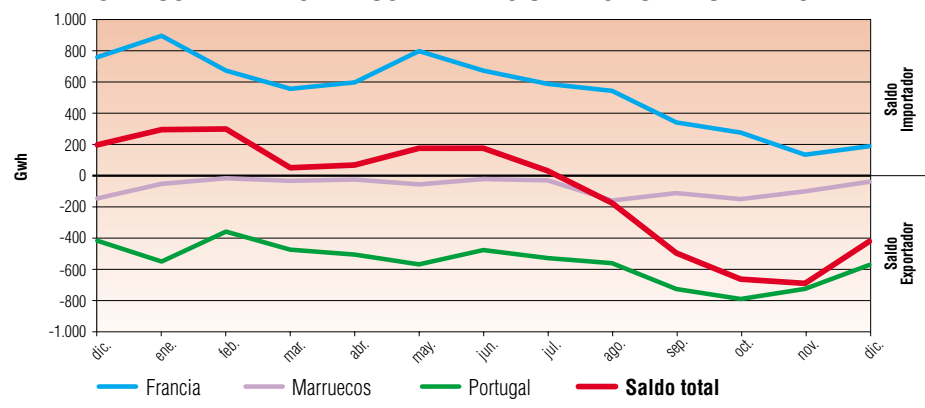
- El volumen de energía intercambiada programada con otros países en el mes de diciembre ha ascendido a 1.380 GWh, un 22,7% por debajo de la del mismo mes del año anterior. El 65,2% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, generando un saldo mensual exportador de 420 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 82,8% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha supuesto en diciembre un volumen de 225 GWh, un 16,3% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 0,9% restante.
- Durante el mes de diciembre, 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 716 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 339 GWh, Marruecos, 44 GWh y Andorra, también con 44 GWh.
- Por lo tanto, tras el dato de diciembre, el saldo acumulado de intercambios internacionales ha resultado exportador, con una energía de 1.343 GWh.
- El 59,0% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, durante los doce meses del año, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 32,7% con Francia, el 6,3% con la frontera de Marruecos y el 2,0% restante con Andorra.
- En términos interanuales, el volumen total de energía intercambiada ha alcanzado los 17.808 GWh. El 79,7% de esta energía, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 4.890 GWh. El 4,8% 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 19,4% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 3.406 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 141 GWh.
- En el mes de diciembre, 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.

**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.

### INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL DICIEMBRE 2005 (MW)



### SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS

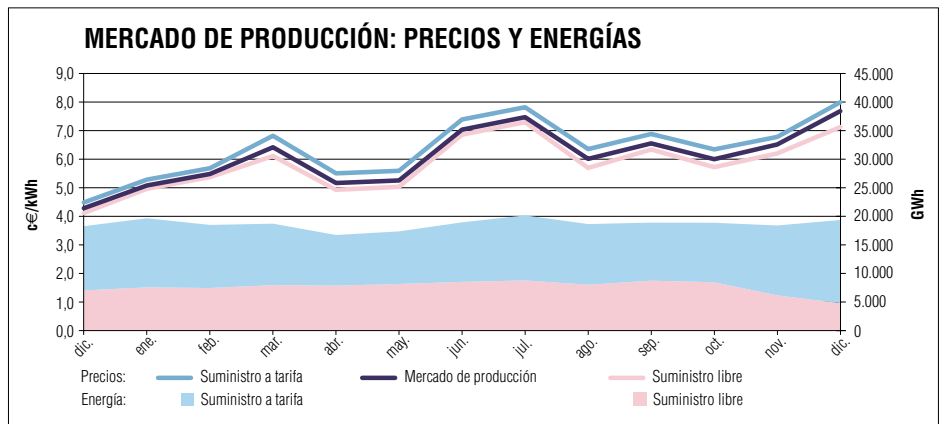


Intercambios internacionales (GWh)	Diciembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-43	-43	0	-252	-252	0	-252	-252
Francia	175	-164	11	3.562	-753	2.809	3.562	-753	2.809
Marruecos	2	-42	-39	50	-847	-797	50	-847	-797
Portugal	67	-619	-551	532	-7.330	-6.798	532	-7.330	-6.798
<b>Mercado: Agentes</b>	<b>245</b>	<b>-868</b>	<b>-623</b>	<b>4.144</b>	<b>-9.182</b>	<b>-5.038</b>	<b>4.144</b>	<b>-9.182</b>	<b>-5.038</b>
Francia	223	-2	222	3.427	-21	3.406	3.427	-21	3.406
<b>Mercado: Contratos REE</b>	<b>223</b>	<b>-2</b>	<b>222</b>	<b>3.427</b>	<b>-21</b>	<b>3.406</b>	<b>3.427</b>	<b>-21</b>	<b>3.406</b>
Andorra	0	0	0	0	-27	-27	0	-27	-27
Francia	0	0	0	329	0	329	329	0	329
Marruecos	0	0	0	1	-1	0	1	-1	0
Portugal	0	-29	-29	174	-329	-155	174	-329	-155
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>0</b>	<b>-30</b>	<b>-29</b>	<b>505</b>	<b>-357</b>	<b>148</b>	<b>505</b>	<b>-357</b>	<b>148</b>
Andorra	1	0	1	8	0	8	8	0	8
Francia	0	-1	-1	7	-7	1	7	-7	1
Marruecos	2	-1	1	19	-9	10	19	-9	10
Portugal	9	0	9	123	0	123	123	0	123
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>12</b>	<b>-1</b>	<b>10</b>	<b>157</b>	<b>-16</b>	<b>141</b>	<b>157</b>	<b>-16</b>	<b>141</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>480</b>	<b>-900</b>	<b>-420</b>	<b>8.233</b>	<b>-9.576</b>	<b>-1.343</b>	<b>8.233</b>	<b>-9.576</b>	<b>-1.343</b>

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción durante el mes de diciembre han aumentado más de 1 c€/kWh en relación a los registros alcanzados el mes anterior, marcando valores próximos a los 7,7 c€/kWh.
- El precio medio ha sido 7,676 c/kWh, un 17,9% más que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 19.899 GWh. Respecto de diciembre de 2004, el precio ha aumentado un 79,3%, frente a un aumento del 6,1% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se ha situado en 6,242 c€/kWh, un 75,1% 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 14.532 GWh, lo que supone un aumento del 29,3% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 7,988 c€/kWh, un 17,9% más que el mes anterior y un 78,2% más que el mismo mes de 2004.
- Las compras de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.809 GWh, un 21,8% menos que el mes pasado y un 31,5% menos que hace un año. Esta cifra representa el 24,2% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 7,118 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del



Precios	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/nov.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>7,676</b>	<b>17,9</b>	<b>79,3</b>	<b>6,242</b>	<b>75,1</b>	<b>6,242</b>	<b>75,1</b>
Mercado diario	7,018	19,7	97,4	5,561	93,0	5,561	93,0
Otros mercados	0,211	4,5	-23,0	0,233	-2,4	0,233	-2,4
Garantía de potencia	0,447	0,9	-0,9	0,448	0,5	0,448	0,5
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>7,988</b>	<b>17,9</b>	<b>78,2</b>	<b>6,591</b>	<b>71,4</b>	<b>6,591</b>	<b>71,4</b>
Mercado diario	7,184	20,2	99,1	5,643	93,9	5,643	93,9
Otros mercados	0,247	2,9	-16,6	0,262	-0,2	0,262	-0,2
Garantía de potencia	0,557	-0,5	-3,5	0,686	1,8	0,686	1,8
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>7,118</b>	<b>14,9</b>	<b>73,1</b>	<b>5,946</b>	<b>81,2</b>	<b>5,946</b>	<b>81,2</b>
Mercado diario	6,700	16,8	89,9	5,531	92,7	5,531	92,7
Otros mercados	0,251	16,7	-17,4	0,274	7,3	0,274	7,3
Garantía de potencia	0,167	-31,8	-40,4	0,142	-9,5	0,142	-9,5

Energías	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/nov.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>19.899</b>	<b>5,4</b>	<b>6,1</b>	<b>230.801</b>	<b>8,0</b>	<b>230.801</b>	<b>8,0</b>
Suministro a tarifa (**)	14.532	18,8	29,3	131.656	9,0	131.656	9,0
Suministro libre (***)	4.809	-21,8	-31,5	92.389	5,0	92.389	5,0
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>2.836</b>	<b>32,7</b>	<b>835,5</b>	<b>7.660</b>	<b>392,4</b>	<b>7.660</b>	<b>392,4</b>

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
J1	7,681	6,747	6,164	5,759	5,410	5,509	5,787	7,373	8,496	8,920	9,289	9,747	9,755	9,130	8,129	7,964	7,705	8,150	9,363	9,159	8,679	7,945	7,163	6,759	7,758
V2	5,481	5,042	4,745	4,484	4,290	4,317	5,021	5,470	7,451	8,013	8,698	8,882	8,757	8,046	7,327	7,343	7,490	8,283	9,320	9,416	8,845	8,634	7,499	7,051	7,008
S3	8,967	7,192	5,888	5,319	5,131	4,996	4,952	5,206	5,466	6,348	7,785	8,070	8,073	7,994	7,321	7,058	6,896	8,016	8,246	8,489	8,520	8,314	7,995	8,411	7,155
D4	8,900	6,694	5,215	5,094	4,866	4,578	4,590	4,318	4,418	5,192	5,808	6,431	6,690	6,925	6,723	6,065	6,035	6,675	8,728	9,402	9,660	10,359	8,779	9,002	6,835
L5	7,270	5,503	5,117	4,999	4,742	5,012	5,092	5,597	7,200	7,854	8,447	8,718	8,440	8,075	7,884	7,829	7,919	8,286	10,593	11,005	10,313	9,023	7,969	7,675	7,546
M6	8,473	6,558	5,619	5,184	4,969	5,037	5,091	5,018	5,042	5,395	7,441	7,739	7,925	7,716	7,534	7,304	7,076	7,541	8,561	9,063	9,555	9,924	8,710	8,883	7,254
X7	7,839	5,973	5,545	5,251	4,997	5,105	5,906	7,588	8,494	9,070	9,379	10,242	9,728	8,953	8,762	8,832	8,901	9,045	11,827	11,709	9,218	8,977	8,320	8,444	8,285
J8	9,089	7,991	5,650	5,600	5,226	5,116	5,209	5,468	5,619	6,096	8,001	8,355	8,348	8,325	8,260	7,788	6,345	7,622	8,972	8,807	8,878	8,780	8,183	8,099	7,418
V9	7,248	5,790	5,209	4,879	4,801	4,760	5,288	5,805	7,948	8,662	9,216	9,041	9,142	8,533	8,152	7,933	8,553	9,061	9,739	9,507	8,660	8,525	7,745	7,964	7,553
S10	8,089	6,088	5,441	5,218	5,026	4,914	4,917	5,166	5,415	6,220	7,824	8,119	8,116	8,078	7,640	7,044	6,280	8,141	8,909	8,397	8,581	8,576	8,206	8,741	7,131
D11	8,532	7,440	5,745	5,384	5,209	5,005	4,984	4,875	4,950	5,603	6,767	7,576	7,755	7,828	7,612	6,772	5,841	6,809	8,608	8,687	8,823	8,922	8,646	8,564	7,084
L12	7,137	5,454	5,098	4,929	4,323	4,226	5,055	6,776	8,160	8,556	9,082	9,223	8,949	8,415	7,855	7,866	8,031	8,627	10,235	9,825	8,616	8,393	7,284	7,167	7,543
M13	7,270	5,486	5,183	4,969	4,585	4,413	5,475	6,967	8,564	9,105	9,132	9,041	8,875	8,590	8,005	8,041	8,306	8,960	10,022	9,901	9,060	8,713	7,728	7,125	7,637
X14	6,143	5,230	4,927	4,703	4,362	4,579	5,333	5,800	8,136	8,748	8,779	8,892	8,756	8,378	7,847	7,937	8,134	8,757	10,021	10,039	9,331	8,721	7,709	7,396	7,418
J15	6,913	5,334	4,933	4,729	4,480	4,492	5,372	7,038	8,777	9,037	9,174	8,780	8,629	8,788	8,230	8,395	8,489	9,059	11,186	10,021	9,838	9,393	8,308	8,125	7,796
V16	7,516	5,606	5,447	5,215	5,267	5,045	5,731	7,967	9,177	9,933	10,440	10,382	10,059	9,582	8,892	8,870	8,949	9,536	11,443	10,570	10,083	9,414	8,449	8,201	8,351
S17	9,393	7,904	5,670	5,595	5,432	5,050	5,294	5,412	5,711	6,367	7,752	7,782	7,684	7,380	6,304	5,699	6,271	7,475	8,308	8,344	8,633	8,645	8,230	8,508	7,083
D18	8,249	7,920	5,554	5,250	4,969	4,858	4,538	4,450	4,380	5,191	5,766	6,001	7,345	7,571	7,556	7,305	6,017	7,550	8,733	9,221	9,771	10,492	9,504	9,553	7,035
L19	9,061	7,724	6,259	6,088	5,737	5,567	7,723	9,501	10,250	10,461	11,232	11,190	10,889	10,445	9,788	9,822	9,918	10,518	13,273	13,220	10,684	10,198	9,427	9,228	9,585
M20	9,404	7,531	6,980	6,510	5,675	5,654	7,044	9,143	10,179	10,526	10,887	10,638	10,509	10,181	9,639	9,685	9,781	10,317	12,070	12,046	11,529	10,347	9,711	9,412	9,405
X21	9,201	7,511	7,248	7,282	6,957	6,405	7,295	8,625	10,048	10,338	10,712	10,796	10,828	10,599	9,972	9,947	10,053	10,442	11,858	11,812	10,765	10,385	9,569	9,414	9,489
J22	8,276	7,251	6,429	5,451	5,275	5,075	5,613	7,978	9,696	10,165	10,381	10,594	10,449	10,286	9,685	9,903	10,082	10,462	11,377	11,344	10,470	10,340	9,301	9,106	8,920
V23	8,413	7,325	6,256	5,429	5,184	5,112	5,566	7,540	9,799	9,581	9,669	9,727	9,643	9,399	8,442	8,479	8,494	9,856	9,973	9,920	9,818	9,611	8,405	8,423	8,293
S24	8,658	7,998	5,044	4,899	4,606	3,384	2,989	3,116	4,280	5,213	6,026	7,967	7,993	6,367	6,509	6,162	6,172	7,607	8,631	8,717	7,609	6,800	5,952	6,259	6,334
D25	8,745	7,603	5,942	5,373	4,949	4,523	4,224	4,155	3,710	4,294	5,395	5,719	6,149	6,088	5,968	5,614	5,492	5,809	7,970	8,154	9,010	9,359	9,051	9,917	6,501
L26	9,696	7,167	5,894	5,545	5,162	4,966	5,545	5,611	5,653	5,894	7,371	8,978	9,198	9,072	7,732	7,235	6,870	8,697	10,284	10,461	10,444	10,398	9,718	9,784	7,909
M27	9,186	6,210	5,790	5,468	5,124	4,968	5,470	5,810	6,667	8,723	9,914	9,661	9,748	9,513	8,020	7,669	8,621	8,982	10,157	10,117	9,959	9,743	8,207	7,955	7,961
X28	7,729	5,717	5,366	5,088	4,891	4,896	5,042	5,735	7,722	8,887	9,970	10,208	10,139	10,210	9,475	9,163	9,260	10,220	11,071	11,201	10,474	10,360	9,622	9,421	8,330
J29	8,579	6,613	6,130	5,750	5,460	5,642	5,876	6,368	7,581	9,103	9,851	9,936	9,916	9,462	8,232	7,718	7,536	7,951	9,440	9,323	8,969	7,567	6,233	6,228	7,698
V30	7,810	6,296	5,773	5,688	5,115	5,262	5,696	5,605	6,269	8,006	8,862	9,050	8,711	7,786	7,100	6,672	6,624	7,663	9,321	9,346	9,911	8,415	7,631	7,270	7,256
S31	7,567	5,479	5,231	5,069	4,623	4,438	4,274	4,627	4,848	5,160	5,802	6,566	6,170	5,671	5,696	5,429	5,324	5,510	8,578	8,769	7,730	6,191	5,294	5,743	5,878
Media	8,127	6,510	5,667	5,363	5,063	4,946	5,390	6,273	7,201	7,837	8,661														

suministro a tarifa, es un 10,9% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

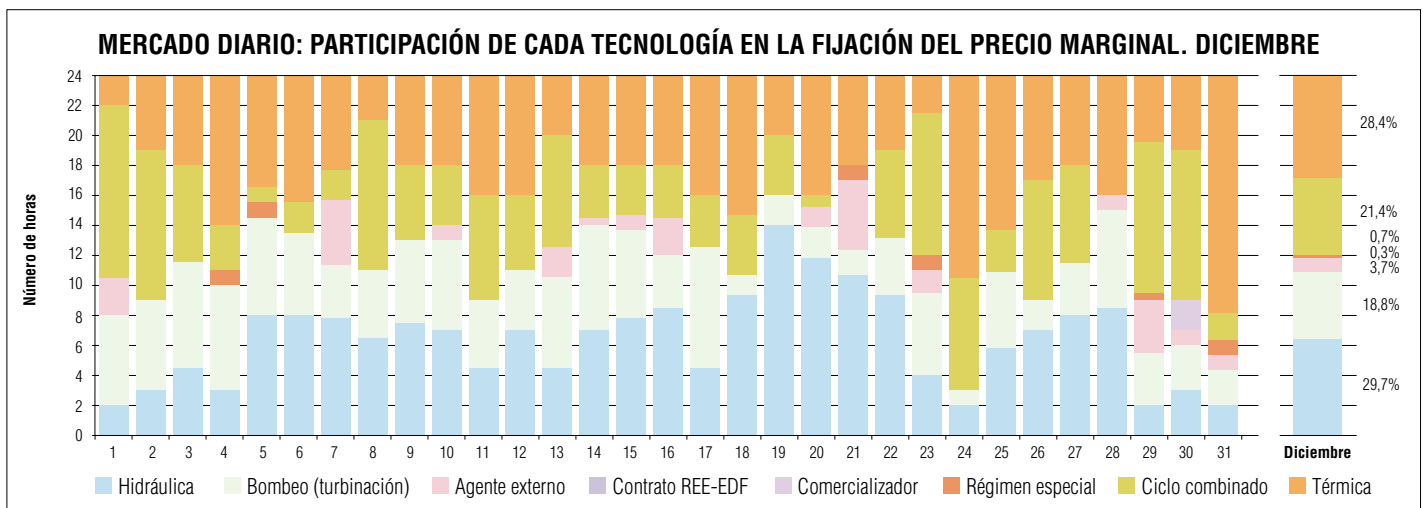
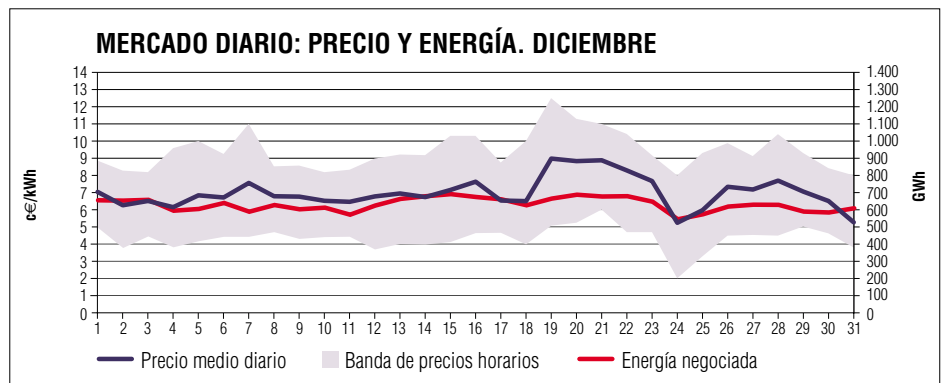
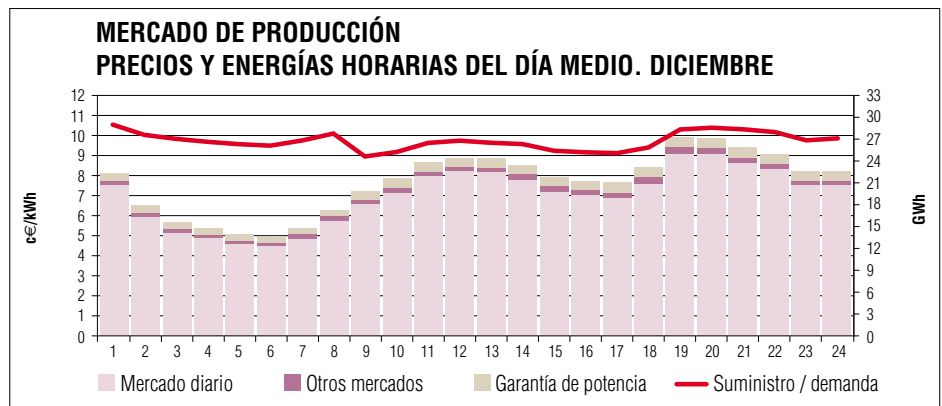
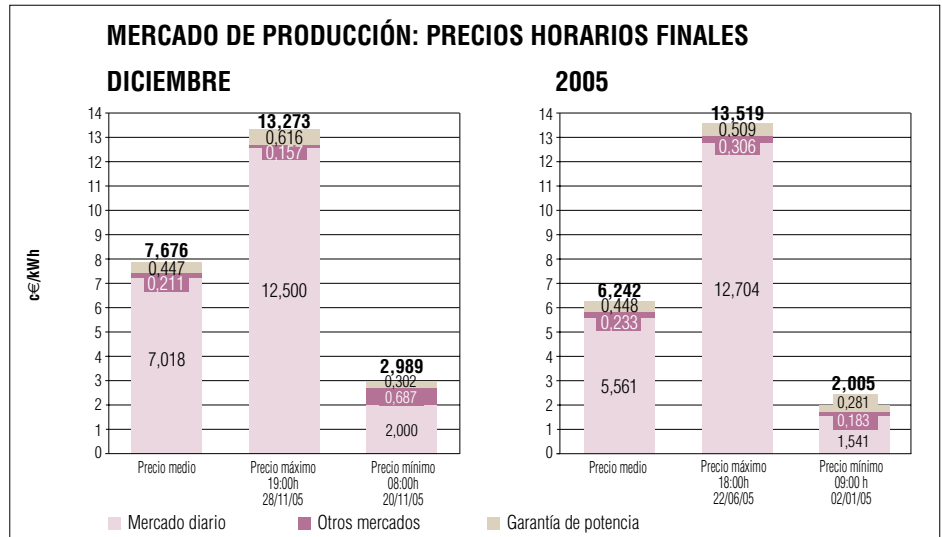
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de diciembre, precio valle, ha sido 5,899 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 8,502 c€/kWh.

### Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 13,273 c€/kWh, en la hora 19 del lunes 19, mientras que el precio mínimo fue 2,989 c€/kWh en la hora 7 del sábado 24.
- 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 4,946 y 9,919 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 24,6 y 29,0 GWh.

### Mercado diario

- En diciembre, el precio medio del mercado diario ha sido 7,018 c€/kWh, la energía intercambiada 19.644 GWh y el volumen económico contratado de 1.378,55 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 98,7% de la energía y el 90,3% del volumen económico.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de diciembre, ha sido de 2,000 c€/kWh, el cual se alcanza el sábado 24 a las horas 7 y 8. Por el contrario el precio máximo del mes 12,500 c€/kWh se ha alcanzado durante las horas 19 y 20 del lunes 19.
- Respecto a la cobertura de la deman-



da por tecnologías, en relación con el mes anterior, los gráficos muestran un aumento en las producciones hidráulica, térmica y de régimen especial. Las producciones de ciclo combinado y nuclear no han experimentado cambios significativos con respecto al mes de noviembre.

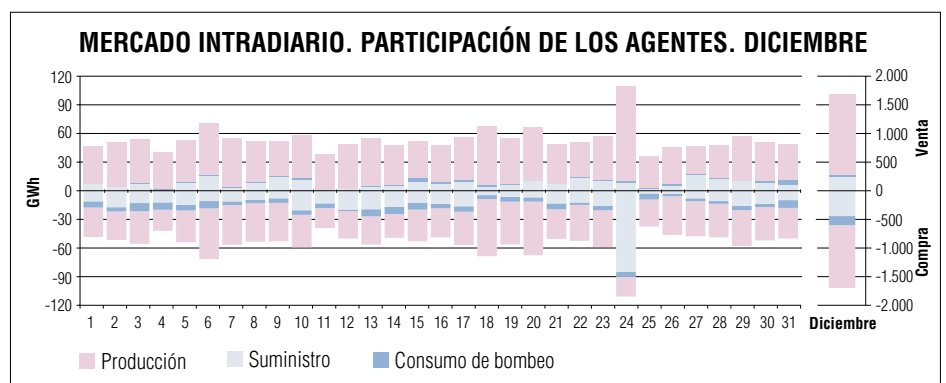
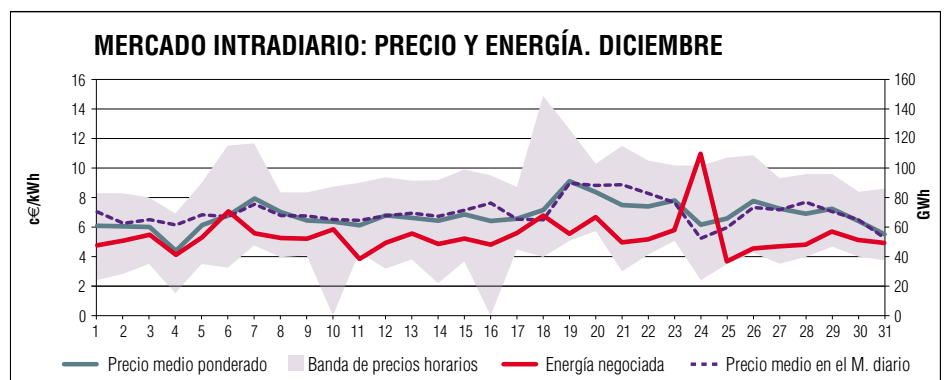
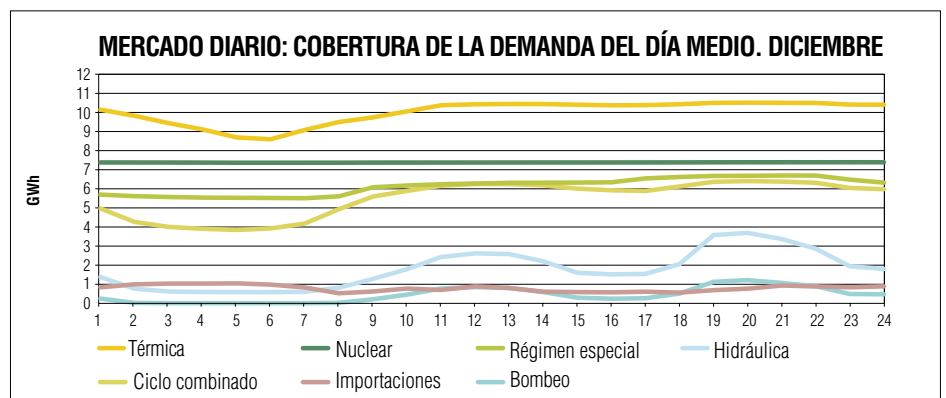
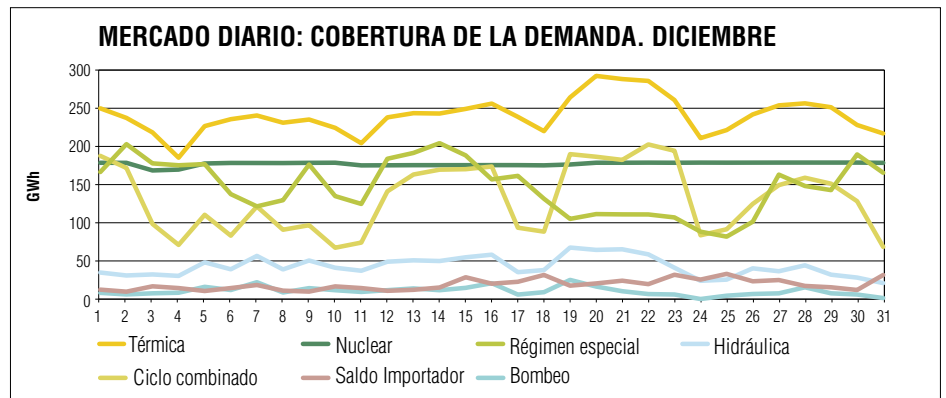
- En relación a la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de diciembre, los grupos térmicos han disminuido su participación, marcado marginal un 28,4%, al igual que los grupos de ciclo combinado, que se han situado en un 21,4%. Por el contrario, los grupos hidráulicos y de bombeo han aumentado notablemente el número de horas que marcan marginal, alcanzando un 45,5%. El resto de horas han marcado marginal el régimen especial un 0,7%, los agentes externos un 3,7% y los comercializadores con un 0,3%.

### Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 6,805 c€/kWh, un 18,5% más que el mes anterior y un 3,0% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.679 GWh, un 13,4% superior al mes anterior. De esta energía, el 81,7% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 18,3% restante, 308 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 123 GWh, y al suministro, 185 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,015 c€/kWh.
- Se pueden observar diferencias en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 922, 280, 150, 102, 104 y 120 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 10,9 y 4,9 c€/kWh el 80% de los días.

### Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de diciembre ha sido de 89,04 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,447 c€/kWh, superior en un 0,9% a la del



mes anterior y que supone el 5,8% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ingreso de 3,97 M€, con una repercusión sobre el

precio medio del mercado de 0,020 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 2.836 GWh en el mes de diciembre, un 32,7% más que el mes anterior.

**Mercados de Operación**

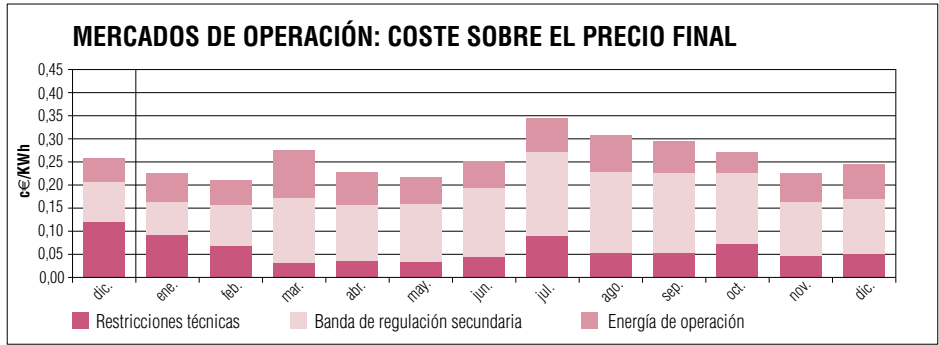
- El coste neto de los mercados de operación en diciembre ha sido 0,246 c€/kWh, un 9,8% inferior al del mes de noviembre, suponiendo un 3,2% del precio final del mercado de producción. Este coste ha sido un 4,3% inferior al mercado en diciembre de 2004.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 277 GWh, un 1,4% de la energía correspondiente al mercado diario. Dicha energía ha resultado un 59,2% 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 12,220 c€/kWh, un 0,5% inferior al del mes de noviembre.

- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.236 MW, repartidos en 724 MW a subir y 512 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,850 c€/kWh, un 2,1% más que en noviembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,120 c€/kWh, muy similar a los 0,119 c€/kWh registrados el mes anterior.

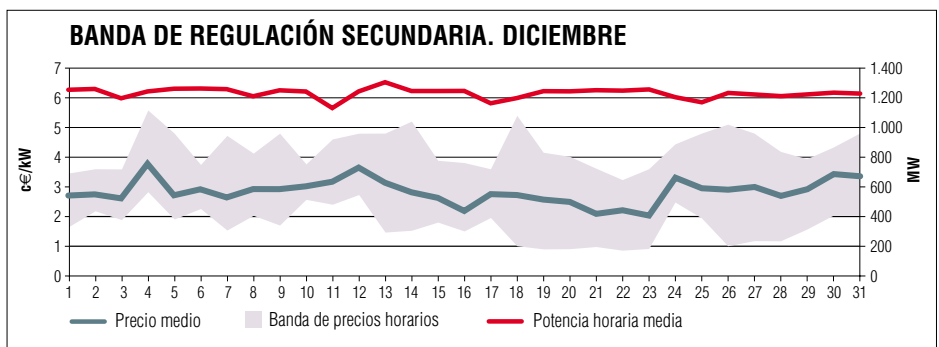
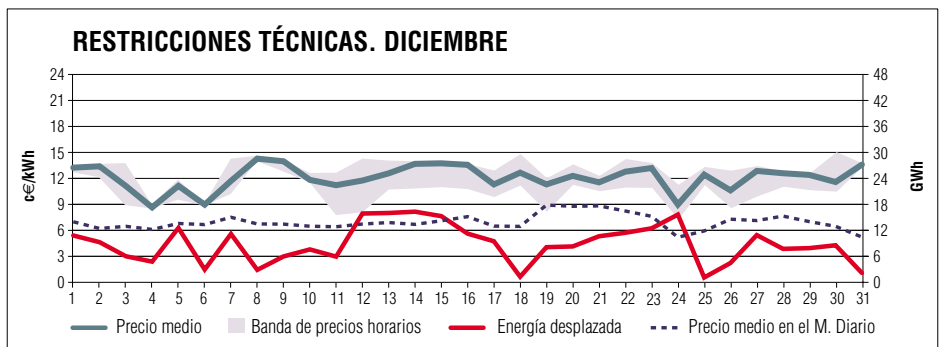
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 837 GWh, repartida en 302 GWh a subir y 535 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 8,999 c€/kWh y el de recompra 4,351 c€/kWh, ambos superiores a los registrados en noviembre. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,076 c€/kWh, un 26,7% 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.

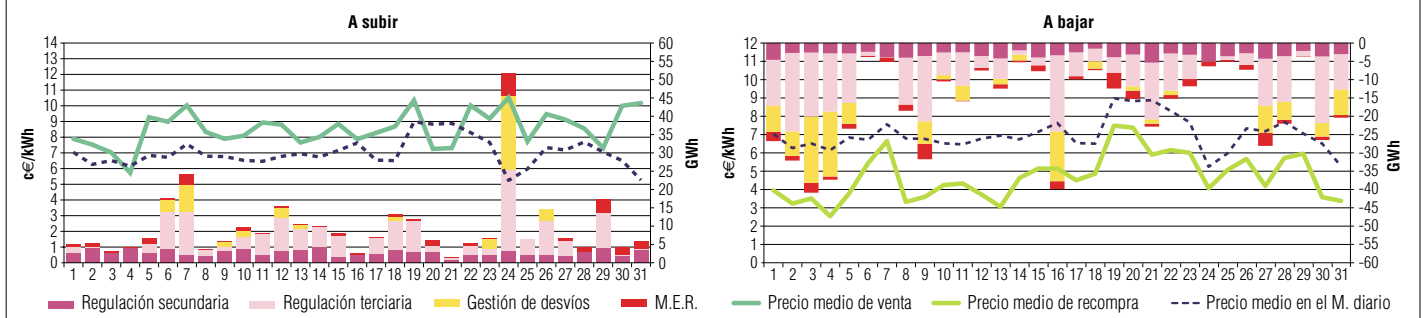


Mercados de operación Diciembre	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>0,050</b>	<b>277</b>		<b>12,220</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>0,120</b>	<b>724</b>	<b>512</b>	<b>2,850</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>0,076</b>	<b>302</b>	<b>535</b>	<b>8,999</b>	<b>4,351</b>
Regulación secundaria		84	104	7,703	4,965
Regulación terciaria		139	275	9,311	4,065
Gestión de desvíos		45	112	8,695	4,494
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		34	44	11,342	4,330
<b>Total</b>	<b>0,246</b>				

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



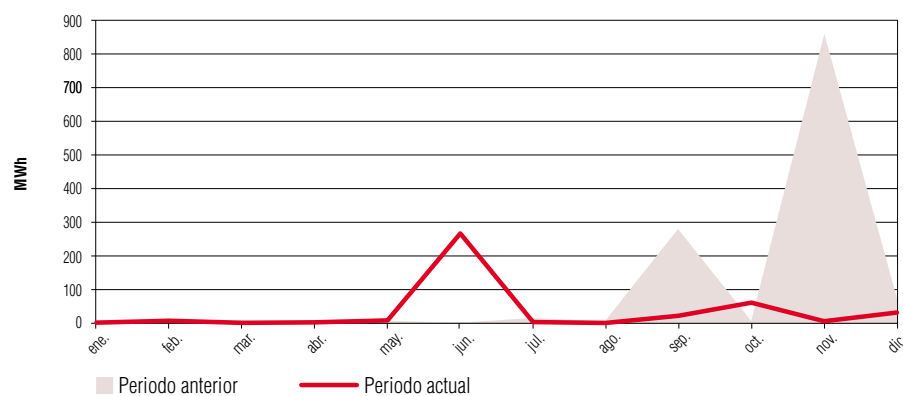
**ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. DICIEMBRE**



## 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 diciembre se han registrado dos cortes de mercado en las instalaciones de la Red de Transporte; uno de ellos se ha producido en la zona de Madrid, con una energía no suministrada de 24,61 MWh; dicha energía no se ha contabilizado para los indicadores ENS y TIM por ser el incidente clasificado como causado por fuerza mayor. El segundo corte de mercado se ha producido en la zona de Aragón, con una energía no suministrada de 6,33 MWh.
- El tiempo de interrupción medio en la red de Red de Transporte durante el mes de diciembre, ha sido de 0,061 minutos, situando el valor acumulado de los últimos doce meses en un total de 1,176 minutos, valor inferior a los 2,798 minutos registrados en el mismo periodo de año anterior.
- La tasa de disponibilidad de la red de transporte durante el mes de diciembre se ha situado en un 98,9%, inferior al 99,2% alcanzado el mismo mes del año 2004.

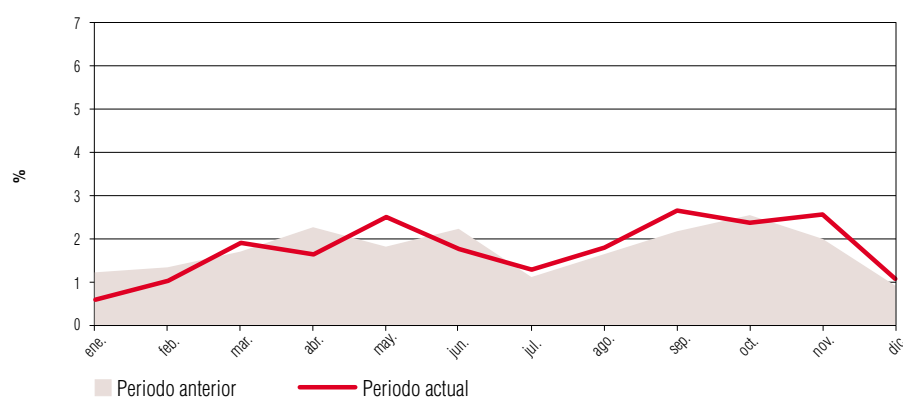
### RED DE TRANSPORTE ENERGÍA NO SUMINISTRADA



#### Red de transporte Calidad del servicio

	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	30,9	548,8	548,8
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	7,6	7,6
REE (Instalaciones adquiridas)	6,3	461,9	461,9
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	0,061	1,176	1,176
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,016	0,016
REE (Instalaciones adquiridas)	0,013	0,990	0,99

### TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE



#### Red de transporte

#### Tasa de indisponibilidad

	Diciembre		Acumulado anual	
	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,10	-29,3	0,44	-28,1
Causas ajenas al mantenimiento	0,50	15,2	0,88	-0,8
Mantenimiento correctivo	0,42	92,8	0,31	59,8
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,03	-68,5	0,01	-88,3
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,07	-63,6	0,20	-12,2
Sin clasificar (*)	-	-	-	-
<b>Total (**)</b>	<b>1,050</b>	<b>18,1</b>	<b>1,640</b>	<b>-8,0</b>

**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 12, 2005. Periodo Enero-Diciembre (1)

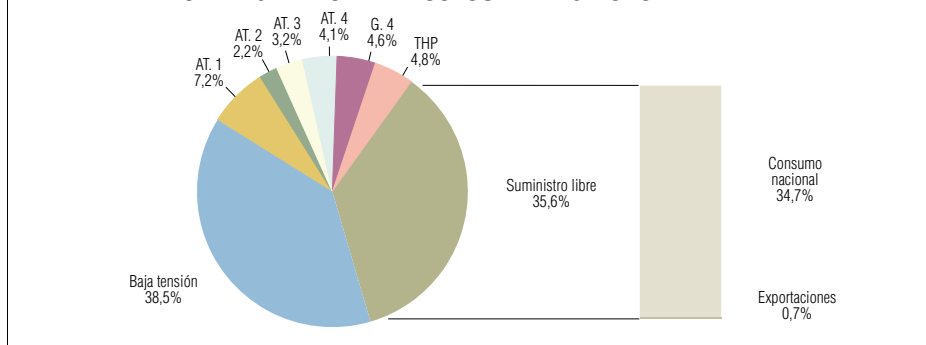
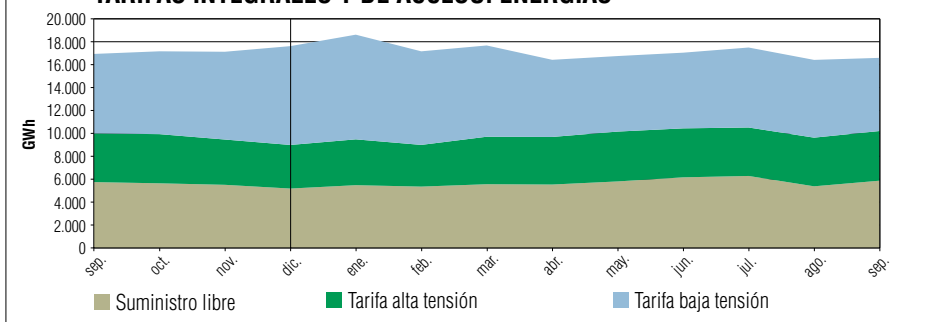
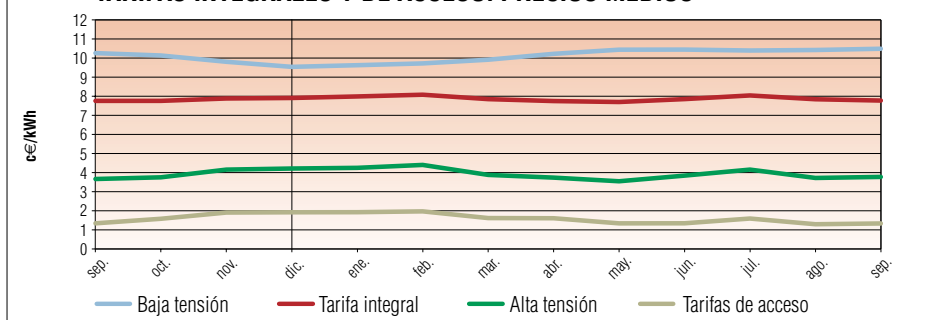
(Millones de euros)

CLIENTES A TARIFAS		CLIENTES CUALIFICADOS		
	Volumen M€	Energía GWh	Precio medio c€/kWh	
<b>INGRESOS</b> 12.654,23				
Venta de energía	10.877,12	136.461	7,9709	
Peninsular	9.996,62			
Insular	880,49			
Peajes	1.712,76	80.368	2,131	
Peninsular	1.659,67			
Insular	53,09			
Peajes por interconexiones intern.	1,38	1.022	0,135	
Transportes intracomunitarios (ETSO)	17,49			
Otros servicios	45,28			
Distribuidores y Comercializadoras				
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO</b> 8.467,76				
Generadores				
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL</b> 2.427,21				
Generadores				
<b>COSTE DEL TRANSPORTE</b> 869,03				
REE 625,08				
Empresas eléctricas 243,95				
<b>COSTE DE DISTRIBUCIÓN (2)</b> 3.318,73				
Distribución 2.964,01				
Gestión comercial 271,24				
Calidad de servicio 74,20				
Gestión de la demanda 9,28				
Distribuidoras				
<b>COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD ABASTECIMIENTO</b> 423,92				
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles 13,67				
Comp. Moratoria Nuclear 382,73				
Financiación 2º Ciclo C.N. 27,52				
Stock estratégico C.N. -				
<b>COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b> -3.063,09				
Operador del Mercado 9,10				
Operador del Sistema 31,21				
C.N.E. 10,95				
Comp. E. Extrapeninsulares 307,42				
Retribución Fija (CTCs) -3.421,77				
Asignación General -				
Asignación Específica -				
Stock Carbón 2,01				
Prima Carbón (3) 78,68				
Reducción Prima Carbón (4) -16,18				
Plan de financiación extraordinario (5) 15,88				
Déficit liquidatorio -3.502,17				
Rev. Generación Extrapeninsular 16,73				
Desajustes de Ingresos 193,94				
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 septiembre se ha elevado a 10.735 GWh, inferior en un 4,2% al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de septiembre, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 138.466 GWh, un 1,6% inferior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en septiembre ha sido 7,783 c€/kWh, valor 0,2% 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 septiembre la energía consumida en el mercado libre representó el 35,4% del consumo total, porcentaje 2,7 puntos por encima al registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 32,9%.
- El precio medio de las tarifas de acceso en septiembre ha sido de 1,327 c€/kWh, por lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,605 c€/kWh, 3,7% superior al del mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR  
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. SEPTIEMBRESISTEMA 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	Septiembre				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)	1.193	5,8	6,691	2,8	10.191	5,3	6,616	1,4	13.315	4,6	6,610	1,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	362	-2,3	3,708	2,2	3.363	3,3	3,698	1,5	4.469	4,0	3,733	2,4
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	536	0,0	2,770	-1,9	4.399	2,1	2,955	-0,9	5.859	3,3	3,001	0,4
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	683	4,9	2,215	2,4	5.584	6,1	2,393	4,2	7.308	6,1	2,436	3,3
G.4 (Grandes consumidores)	771	3,9	2,426	1,7	6.981	1,5	2,393	1,8	9.314	1,4	2,378	1,7
Tarifa horaria de potencia	795	-3,3	2,741	3,0	6.905	-0,3	3,390	3,2	9.222	0,6	3,548	2,9
<b>Alta tensión</b>	<b>4.341</b>	<b>2,1</b>	<b>3,772</b>	<b>3,0</b>	<b>37.423</b>	<b>3,1</b>	<b>3,910</b>	<b>2,3</b>	<b>49.488</b>	<b>3,2</b>	<b>3,940</b>	<b>2,2</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.395</b>	<b>-8,0</b>	<b>10,505</b>	<b>2,2</b>	<b>65.433</b>	<b>-4,6</b>	<b>10,164</b>	<b>1,4</b>	<b>88.978</b>	<b>-4,1</b>	<b>10,074</b>	<b>1,3</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.735</b>	<b>-4,2</b>	<b>7,783</b>	<b>0,2</b>	<b>102.856</b>	<b>-2,0</b>	<b>7,889</b>	<b>0,2</b>	<b>138.466</b>	<b>-1,6</b>	<b>7,882</b>	<b>0,1</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>5.756</b>	<b>1,8</b>	<b>1,351</b>	<b>-0,2</b>	<b>50.738</b>	<b>6,2</b>	<b>1,565</b>	<b>0,0</b>	<b>66.512</b>	<b>5,8</b>	<b>1,632</b>	<b>0,8</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>116</b>	<b>24,0</b>	<b>0,115</b>	<b>4,2</b>	<b>706</b>	<b>-44,9</b>	<b>0,126</b>	<b>-8,2</b>	<b>1.272</b>	<b>-61,4</b>	<b>0,144</b>	<b>-13,6</b>
<b>Total</b>	<b>5.871</b>	<b>2,1</b>	<b>1,327</b>	<b>-0,5</b>	<b>51.444</b>	<b>4,8</b>	<b>1,545</b>	<b>1,2</b>	<b>67.784</b>	<b>2,5</b>	<b>1,605</b>	<b>3,7</b>

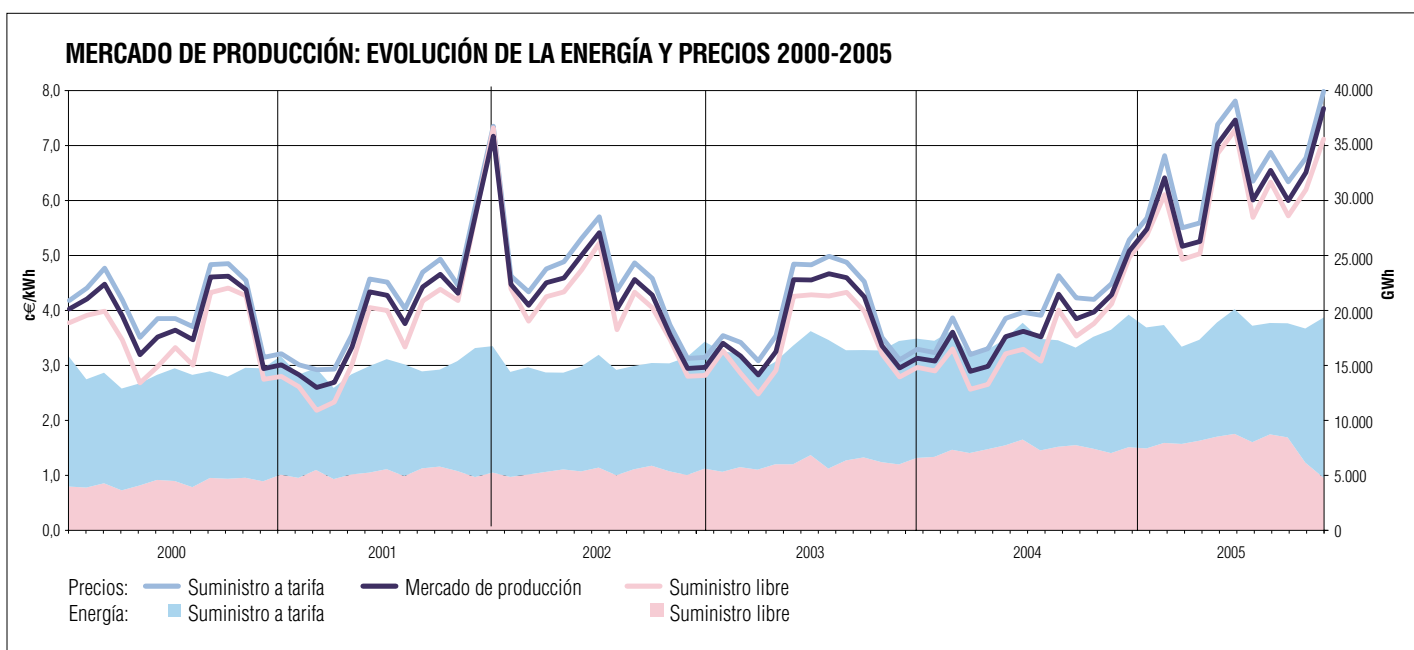
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

## SISTEMA PENINSULAR. MERCADO ELÉCTRICO. RESUMEN 2005

Mercado de Producción 2005	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
<b>Precio final (c€/kWh)</b>	<b>5,076</b>	<b>5,477</b>	<b>6,412</b>	<b>5,163</b>	<b>5,251</b>	<b>7,029</b>	<b>7,466</b>	<b>6,006</b>	<b>6,551</b>	<b>5,995</b>	<b>6,510</b>	<b>7,676</b>	<b>6,242</b>
Mercado diario	4,418	4,829	5,718	4,503	4,616	6,340	6,691	5,290	5,873	5,296	5,865	7,018	5,561
Otros mercados	0,207	0,193	0,245	0,211	0,191	0,241	0,325	0,266	0,232	0,257	0,202	0,211	0,233
Mercado intradiario	-0,002	0,000	0,000	-0,001	-0,002	-0,015	-0,023	-0,005	-0,018	-0,016	-0,016	-0,015	-0,010
Mercados de operación	0,226	0,211	0,277	0,230	0,216	0,253	0,344	0,308	0,294	0,272	0,224	0,246	0,259
Restricciones técnicas	0,091	0,067	0,031	0,036	0,032	0,043	0,089	0,052	0,052	0,071	0,045	0,050	0,056
Banda de regulación	0,073	0,091	0,141	0,121	0,127	0,150	0,183	0,177	0,174	0,156	0,119	0,120	0,136
Energía de operación	0,062	0,053	0,105	0,073	0,057	0,060	0,072	0,079	0,068	0,045	0,060	0,076	0,068
Contratos REE (*)	-0,017	-0,018	-0,032	-0,018	-0,023	0,003	0,004	-0,037	-0,044	0,001	-0,006	-0,020	-0,017
Garantía de potencia	0,451	0,455	0,449	0,449	0,444	0,448	0,450	0,450	0,446	0,442	0,443	0,447	0,448
<b>Energía (GWh)</b>	<b>20.237</b>	<b>18.962</b>	<b>19.236</b>	<b>17.212</b>	<b>18.017</b>	<b>19.603</b>	<b>20.875</b>	<b>19.108</b>	<b>19.407</b>	<b>19.371</b>	<b>18.875</b>	<b>19.899</b>	<b>230.801</b>
Mercado diario	18.695	17.558	18.852	16.654	17.473	19.075	20.525	18.677	19.076	18.732	18.330	19.644	223.290
Mercado intradiario (**)	1.385	1.185	350	356	392	481	447	364	368	464	405	308	6.505
Energía de operación	156	219	34	201	152	47	-98	67	-36	175	140	-52	1.005

(\*) Contratos de intercambios internacionales gestionados por Red Eléctrica.

(\*\*) Energía neta demandada.

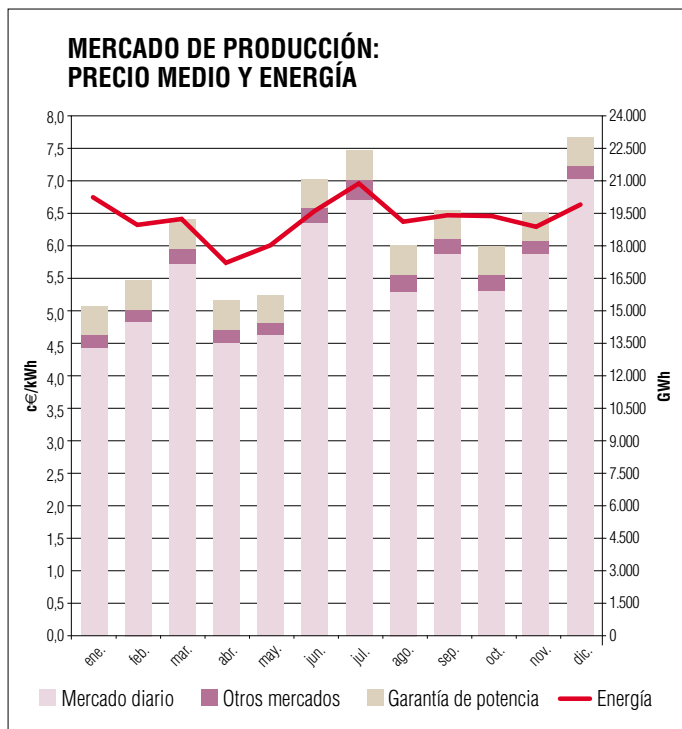


Precios (c€/kWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>3,907</b>	<b>3,859</b>	<b>4,571</b>	<b>3,726</b>	<b>3,565</b>	<b>6,242</b>
Mercado diario	3,181	3,159	3,891	3,026	2,881	5,561
Otros mercados	0,170	0,242	0,234	0,249	0,238	0,233
Garantía de potencia	0,556	0,459	0,451	0,452	0,445	0,448
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>4,142</b>	<b>4,095</b>	<b>4,824</b>	<b>3,955</b>	<b>3,846</b>	<b>6,591</b>
Mercado diario	3,192	3,174	3,914	3,034	2,910	5,643
Otros mercados	0,197	0,282	0,268	0,285	0,263	0,262
Garantía de potencia	0,753	0,639	0,641	0,636	0,674	0,686
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>3,583</b>	<b>3,576</b>	<b>4,388</b>	<b>3,473</b>	<b>3,282</b>	<b>5,946</b>
Mercado diario	3,233	3,169	3,958	3,059	2,870	5,531
Otros mercados	0,193	0,250	0,271	0,253	0,255	0,274
Garantía de potencia	0,157	0,157	0,159	0,161	0,157	0,142
<b>Energías (GWh)</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>176.707</b>	<b>183.446</b>	<b>188.884</b>	<b>203.516</b>	<b>213.785</b>	<b>230.801</b>
Suministro a tarifa (**)	119.883	116.339	117.598	126.401	120.831	131.656
Suministro libre (***)	51.395	62.362	63.823	71.850	87.979	92.389
Contratos bilaterales	1.227	1.155	661	1.270	1.556	7.660

(\*) 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 REE.





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>