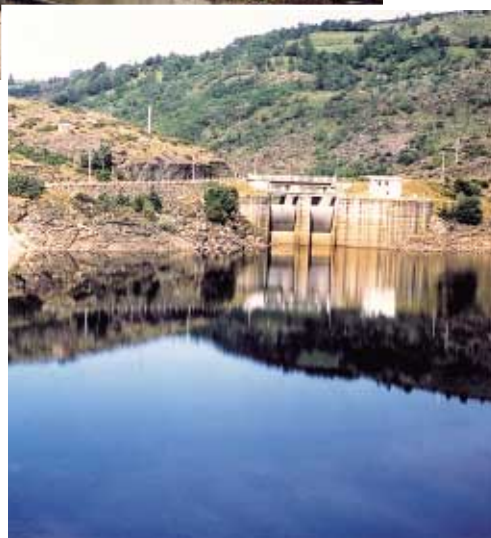


# ENERGÍA ELÉCTRICA

ENERO 2003. Nº 56



MINISTERIO  
DE ECONOMÍA



**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. Mercados de Operación. Resumen 2002	

#### Fuentes de información:

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

Fecha de redacción: 20 de marzo de 2003

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados  
disponibles en Internet:

Ministerio de Economía: <http://www.mineco.es>  
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el mes de enero el consumo de energía eléctrica ha roto con el ritmo de crecimiento negativo que ha venido registrándose desde el mes de noviembre, alcanzándose una demanda bruta mensual de 19.803 GWh, un 2,6% superior a la registrada en enero del año anterior.
- A este crecimiento han contribuido las temperaturas registradas en enero, más frías que las del año anterior, así como la mayor laborabilidad, que han tenido un efecto conjunto positivo sobre el crecimiento de la demanda bruta mensual del 1,9%. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 0,7%, uno de los crecimientos más bajos registrados en los últimos nueve años.
- En el mes de enero se han superado en repetidas ocasiones los máximos históricos

de demanda de potencia horaria y de energía diaria. El martes 14 a las 20 h se superó el récord demanda de potencia horaria al alcanzarse los 37.125 MW, un 6,3% más que el anterior máximo histórico registrado en diciembre de 2001. El miércoles día 15 se registró el nuevo récord de energía diaria con 746 GWh, un 6,6% superior al máximo histórico anterior, de diciembre de 2001.

- Al igual que en meses anteriores, en enero se ha registrado un producible hidráulico muy superior a su valor histórico medio. Esto ha influido en que la estructura de producción en los últimos meses haya sufrido un cambio importante. La generación hidroeléctrica ha aportado el 31,5%, de la producción bruta, más de veintidós puntos por encima de la aportación de esta tecnología en enero del año anterior. Por su parte, los

grupos térmicos convencionales han reducido su generación situando su aportación a la producción bruta mensual en un 35,2%. Los grupos nucleares, durante este mes, también han reducido la participación, situándose en el 33,3% de la producción bruta mensual, como consecuencia entre otras cosas, de las indisponibilidades de los grupos de Almaraz y Garoña.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero la demanda ha ascendido a 1.035 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 6,5%, superior en casi un punto al crecimiento que se alcanzó en enero de 2002. Esta tasa es muy superior a la del sistema peninsular, que la supera en casi cuatro puntos.
- En enero el precio medio final en el mercado de producción se ha situado en 2,957 c€/kWh, un 0,7% más que el mes anterior y un 58,8% inferior al mismo mes del año anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, se ha reducido un 3,1% respecto al mes pasado. Destaca el incremento en el precio de Otros mercado, 0,347 c€/kWh, un 33,0% por encima del registrado en el mes precedente.
- El precio medio interanual se ha situado en 4,179 c€/kWh, un 1,7% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior, debido la reducción de los precios del mercado diario y de la Garantía de Potencia, en un 2,1% y un 2,0%, respectivamente, que han sido compensados, en parte, con el aumento del precio en el conjunto de Otros mercados, un 5,2%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el año ha sido de 3,520 c€/kWh, un 52,4% inferior al del mismo periodo del año anterior, debido al descenso del precio de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para las comercializadoras.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en los últimos doce meses el año ha sido 6,532 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 4,431 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,915 c€/kWh, un 23,8% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

Balance eléctrico	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>16.003</b>	<b>-0,2</b>	<b>16.003</b>	<b>-0,2</b>	<b>170.785</b>	<b>-0,9</b>
Régimen especial	3.775	37,8	3.775	37,8	35.163	16,9
Intercambios internacionales	25	-95,3	25	-95,3	4.822	19,7
<b>Demanda bruta</b>	<b>19.803</b>	<b>2,6</b>	<b>19.803</b>	<b>2,6</b>	<b>210.770</b>	<b>2,1</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>992</b>	<b>6,7</b>	<b>992</b>	<b>6,7</b>	<b>11.299</b>	<b>3,7</b>
Régimen especial	43	1,6	43	1,6	732	-0,8
<b>Demanda bruta</b>	<b>1.035</b>	<b>6,5</b>	<b>1.035</b>	<b>6,5</b>	<b>12.031</b>	<b>3,4</b>

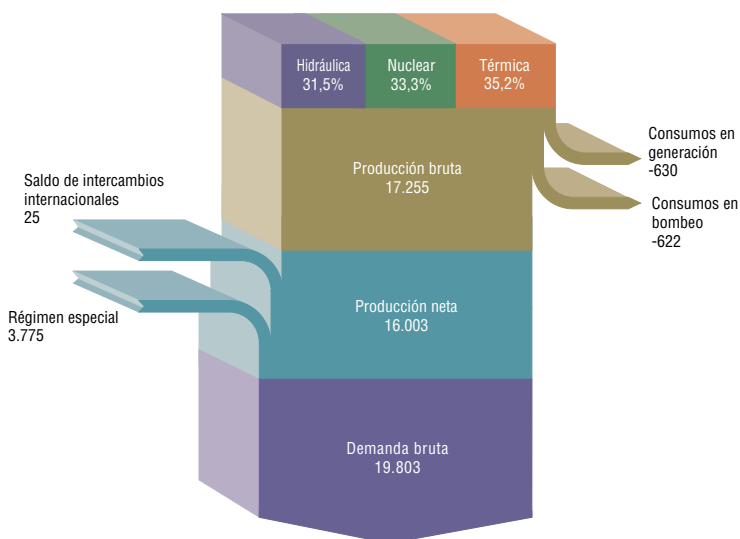
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
<b>Compras de los distribuidores (*)</b>	<b>3,779</b>	<b>-49,0</b>	<b>3,779</b>	<b>-49,0</b>	<b>4,915</b>	<b>1,1</b>
En el mercado	3,137	-57,3	3,137	-57,3	4,431	-1,1
Al régimen especial	5,748	-25,1	5,748	-25,1	6,532	1,1
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>2,809</b>	<b>-61,6</b>	<b>2,809</b>	<b>-61,6</b>	<b>3,969</b>	<b>-1,3</b>
<b>Total</b>	<b>3,520</b>	<b>-52,4</b>	<b>3,520</b>	<b>-52,4</b>	<b>4,635</b>	<b>0,6</b>

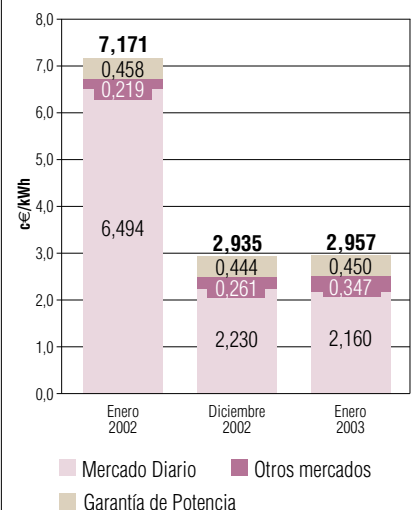
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

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

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



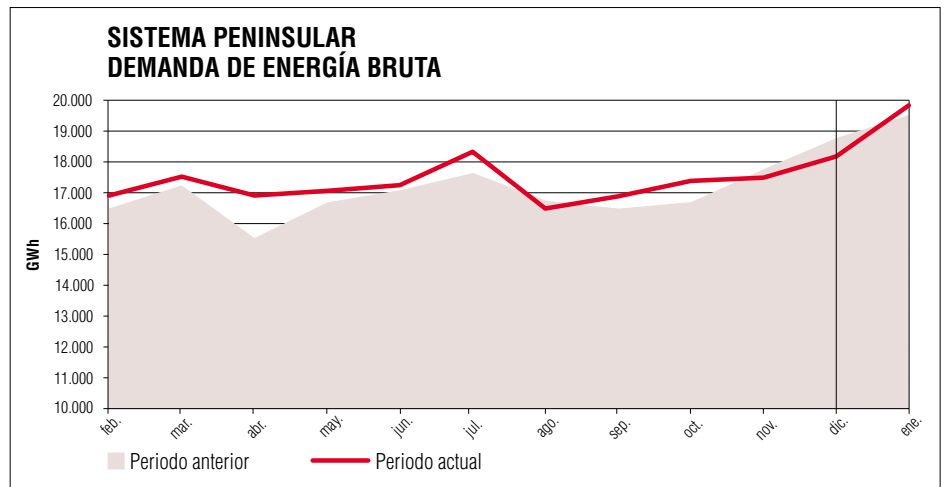
### MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

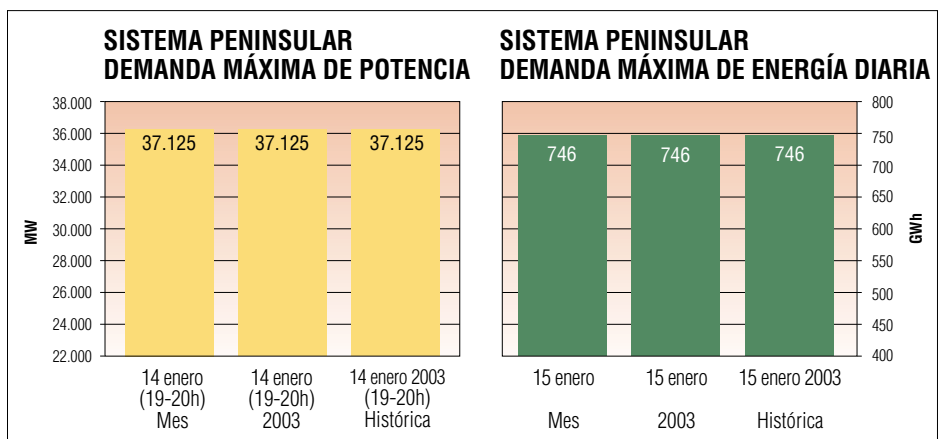
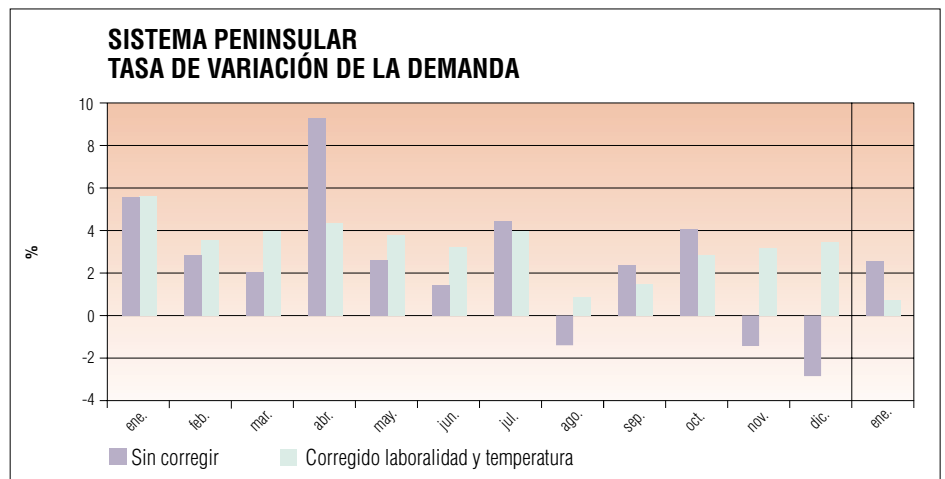
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de enero, la demanda de energía eléctrica ha crecido un 2,6% respecto al año anterior, con un total de 19.803 GWh demandados.
  - La laboralidad tuvo una influencia positiva sobre la variación de la demanda, incrementando 0,3 puntos a su crecimiento.
  - En enero, las temperaturas han alcanzado valores inferiores al valor característico para este periodo y a los valores registrados el mismo mes del año anterior, influyendo positivamente sobre el crecimiento de la demanda en 1,6 puntos. La temperatura media registrada en el mes de enero ha sido de 8,7 °C, inferior en 0,8 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 13,2 °C, frente a los 14,1 °C registrados en enero de 2002 y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 5,0 °C, inferior a los 5,7 °C del año anterior
  - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 0,7%. Esta tasa de crecimiento, es inferior en más de cinco puntos a la que se alcanzó en enero del año anterior y en casi tres puntos a la de diciembre de 2002.
- Tras el dato de enero, el crecimiento acumulado de la demanda en los últimos doce meses se sitúa en el 2,1%, 3,6 puntos por debajo del incremento registrado en el mismo periodo del año anterior. Durante este periodo el efecto de la temperatura ha sido negativo en un 0,9%, mientras que la laboralidad tuvo un efecto positivo en 0,1 punto. Corregidos estos efectos el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 2,9%, valor inferior en 1,8 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- En el mes de enero se han superado en repetidas ocasiones los máximos históricos de demanda de potencia horaria y de energía diaria. El martes 14 a las 20 h se superó el récord demanda de potencia horaria al alcanzarse los 37.125 MW, un 6,3% más que el anterior máximo histórico registrado en diciembre de 2001. El miércoles día 15 se registró el nuevo récord de energía diaria con 746 GWh, un 6,6% superior al máximo histórico anterior, de diciembre de 2001.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero la demanda ha ascendido a 1.035 GWh, un 6,5% superior a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, en enero el crecimiento de la demanda se ha situado en un 3,4%, casi 4 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.803</b>	<b>2,6</b>	<b>19.803</b>	<b>2,6</b>	<b>210.770</b>	<b>2,1</b>
Efectos						
Laboralidad	-	0,3	-	0,3	-	0,1
Temperatura	-	1,6	-	1,6	-	-0,9
Activ. económica y otros	-	0,7	-	0,7	-	2,9
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1.035</b>	<b>6,5</b>	<b>1.035</b>	<b>6,5</b>	<b>12.031</b>	<b>3,4</b>

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



## COBERTURA DE LA DEMANDA

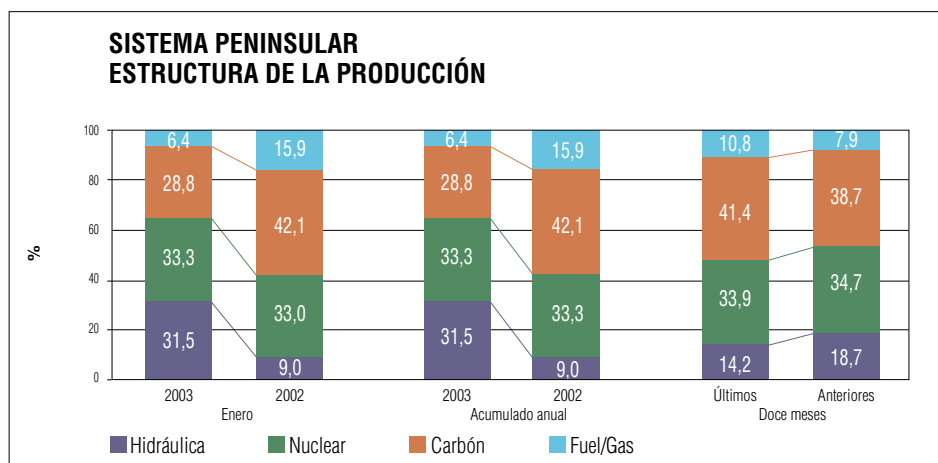
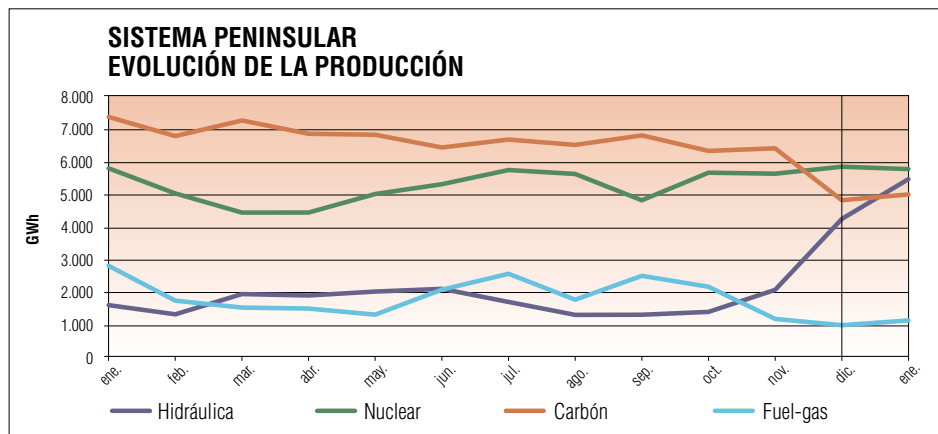
- La producción bruta peninsular ascendió en enero a 17.255 GWh, con una tasa de crecimiento negativa respecto al mismo mes del año anterior de un 1,2%.
- La estructura de la producción durante el mes de enero ha sido similar a la del último mes del año 2002. La producción hidroeléctrica se ha vuelto a incrementar, situando su aportación en el 31,5%, 5,1 puntos superior a la del mes de diciembre de 2002 y 22,5 puntos por encima del mismo mes del año anterior.
- La producción de los grupos nucleares se ha reducido respecto al mes de diciembre en menos de medio punto, pero su aportación ha descendido en más de 3,5 puntos, quedando en el 33,3%.
- El incremento de la producción hidráulica ha favorecido la reducción de la utilización del equipo térmico convencional, en especial la de los grupos de fuel-gas que han aportando el 6,4% de la producción bruta mensual. Por su parte, los grupos de carbón han aportado el 28,8% de la producción bruta, casi dos puntos por debajo de la contribución en el mes anterior.
- A pesar de que el periodo de sequía se ha superado hace varios meses, la baja producción hidráulica, todavía influye en la estructura de producción de los últimos doce meses, aportando a ésta tan sólo un 14,2%, valor inferior en 4,5 puntos a la aportación de esta tecnología durante el mismo periodo del año anterior. Esto se ha visto compensado por la producción de los grupos térmicos convencionales, cuya aportación durante este periodo ha sido de un 41,4%.
- En enero, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 80,8% de la demanda del periodo, 2,3 puntos menos que en el mismo periodo de 2002. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 19,1%, 4,9 puntos más que el mismo periodo del año anterior, y el saldo importador de los intercambios internacionales el 0,1% restante, 2,7 puntos menos que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, los 1.035 GWh demandados en enero han sido cubiertos por las centrales de fuel cuya aportación ha sido de un 68,3% de la demanda, 3,4 puntos más que en el mismo periodo del año anterior, el carbón ha aportado el 27,6%, 3,2 puntos menos, y la energía adquirida al régimen especial el 4,1% restante, 0,2 puntos menos que durante el año 2002.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.586	5.437	245,6	5.437	245,6	26.423	-23,9
Nuclear	7.816	5.746	-0,4	5.746	-0,4	62.992	-1,2
Carbón	11.565	4.968	-32,4	4.968	-32,4	76.392	7,1
Fuel-Gas	11.008	1.104	-60,3	1.104	-60,3	20.107	37,4
<b>Producción bruta</b>	<b>46.975</b>	<b>17.255</b>	<b>-1,2</b>	<b>17.255</b>	<b>-1,2</b>	<b>185.914</b>	<b>0,8</b>
Consumos generación		-630	-18,6	-630	-18,6	-8.202	5,1
Consumos bombeo		-622	-4,7	-622	-4,7	-6.926	63,2
<b>Producción neta</b>		<b>16.003</b>	<b>-0,2</b>	<b>16.003</b>	<b>-0,2</b>	<b>170.785</b>	<b>-0,9</b>
Régimen especial	11.530	3.775	37,8	3.775	37,8	35.163	16,9
Intercambios internacionales		25	-95,3	25	-95,3	4.822	19,7
Importaciones		577	-12,7	577	-12,7	9.661	24,1
Exportaciones		-552	326,3	-552	326,3	-4.839	28,8
<b>Demanda bruta</b>		<b>19.803</b>	<b>2,6</b>	<b>19.803</b>	<b>2,6</b>	<b>210.770</b>	<b>2,1</b>

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-100,0	0	-100,0	1	-63,2
Carbón	510	305	-4,8	305	-4,8	3.526	-4,3
Fuel-oil	2.562	756	11,7	756	11,7	8.583	7,4
<b>Producción bruta</b>	<b>3.073</b>	<b>1.061</b>	<b>6,4</b>	<b>1.061</b>	<b>6,4</b>	<b>12.110</b>	<b>3,7</b>
Consumos generación		-69	2,2	-69	2,2	-810	3,3
<b>Producción neta</b>		<b>992</b>	<b>6,7</b>	<b>992</b>	<b>6,7</b>	<b>11.299</b>	<b>3,7</b>
Régimen especial	224	43	1,6	43	1,6	732	-0,8
<b>Demanda bruta</b>		<b>1.035</b>	<b>6,5</b>	<b>1.035</b>	<b>6,5</b>	<b>12.031</b>	<b>3,4</b>

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

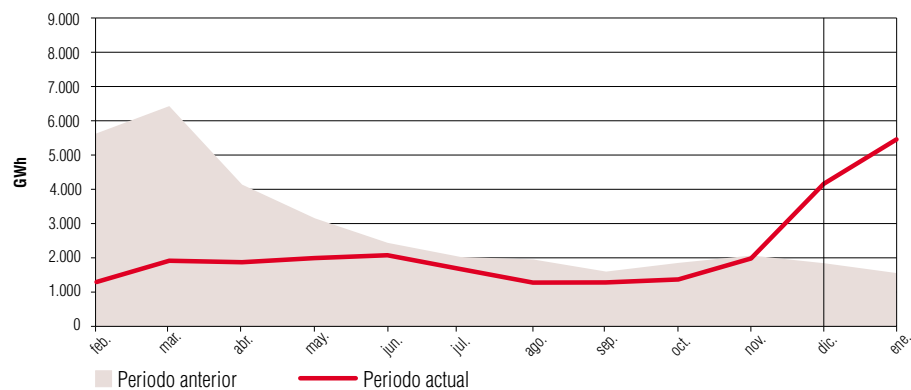


## Producción hidroeléctrica

- Roto el periodo de sequía que se venía registrando hasta más de la mitad del año anterior, durante el mes de enero se ha vuelto a alcanzar un producible elevado, aunque menor al del mes de diciembre. Esto ha desencadenado un importante incremento en la producción hidroeléctrica, que en este mes se ha situado en 5.437 GWh, superior en un 29% a la del mes anterior y que supera 3,5 veces la registrada el mismo mes del año anterior. Esto supone, un importante incremento de esta generación en la estructura de producción bruta mensual, 31,5%, 5,1 puntos por encima del mes precedente y 19,1 puntos superior a su aportación media de los anteriores once meses.
- La producción hidroeléctrica acumulada en los doce últimos meses se ha situado en 26.423 GWh, 23,9% inferior a la del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 14,2% de la producción bruta, casi 5 puntos inferior a la aportada en el mismo periodo del año anterior.
- En enero todas las cuencas hidrográficas a excepción de la del Guadiana, han incrementado su producción respecto al año anterior, con ascensos máximos de hasta cinco veces más en la cuenca del Norte, seguida por la cuenca de Tajo-Júcar-Segura, Duero y Ebro con un aumento de más del doble en su producción bruta mensual.
- Durante este mes se registraron precipitaciones en toda la península. Estas precipitaciones fueron significativamente superiores al valor habitual en prácticamente todo el territorio peninsular.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de enero se sitúa por encima de la media, registrándose una energía producible en el mes de 6.296 GWh, el 57,8% por encima del producible característico para este mes.
- En los doce últimos meses la energía producible acumulada ha sido 26.030 GWh, inferior en un 9,9% al valor característico para este periodo e inferior en 1,6% al producible que se registró en el mismo periodo de 2002.
- El volumen de reservas se situaba al finalizar el mes en 11.974 GWh, un 11,7% por encima del que existía a finales de diciembre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 66,9% de la capacidad total, 7 puntos superior al registrado a finales del mes pasado, y superior, también, al 37,0% que se alcanzó al finalizar enero de 2002.

**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.

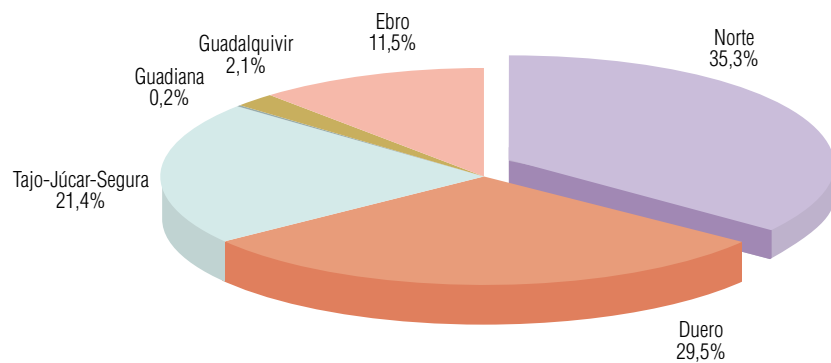
### SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA



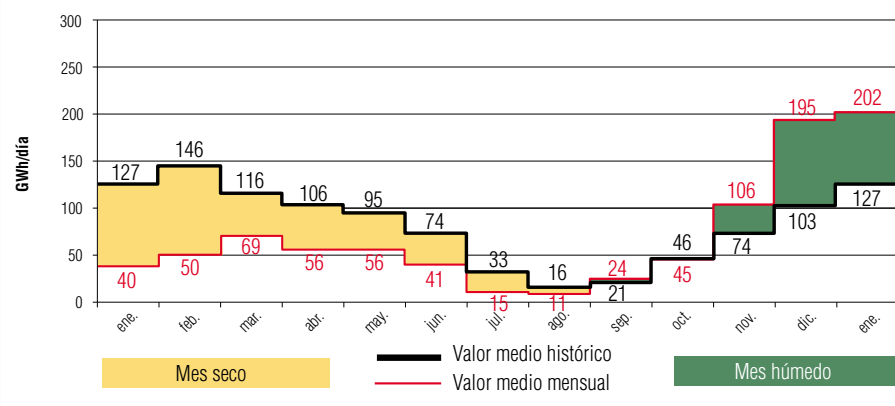
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	1.919	418,5	1.919	418,5	8.316	-17,7
Duero	3.556	1.606	249,0	1.606	249,0	6.282	-37,3
Tajo-Júcar-Segura	4.104	1.164	254,2	1.164	254,2	4.552	-24,1
Guadiana	233	9	-0,6	9	-0,6	90	-54,3
Guadalquivir	1.016	114	10,6	114	10,6	1.162	-12,2
Ebro	3.483	626	106,6	626	106,6	6.021	-14,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.586</b>	<b>5.437</b>	<b>245,6</b>	<b>5.437</b>	<b>245,6</b>	<b>26.423</b>	<b>-23,9</b>
Canarias	1	0	-100,0	0	-100,0	1	-63,2
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-100,0</b>	<b>0</b>	<b>-100,0</b>	<b>1</b>	<b>-63,2</b>

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

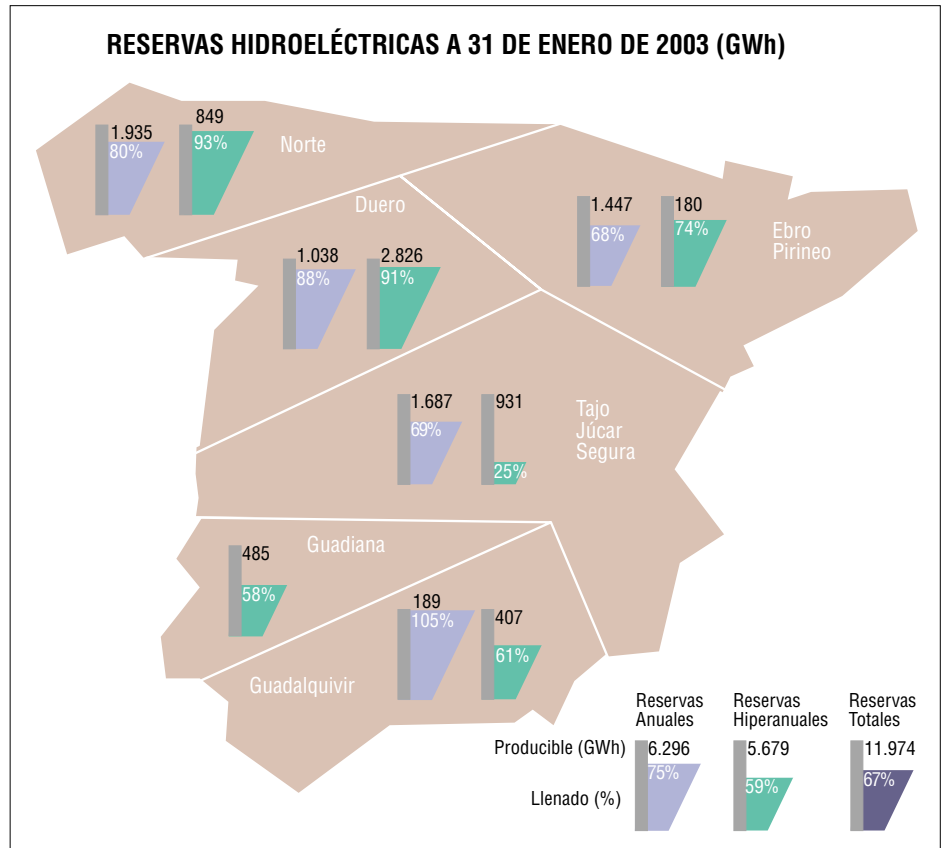
### SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL



### SISTEMA PENINSULAR ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE

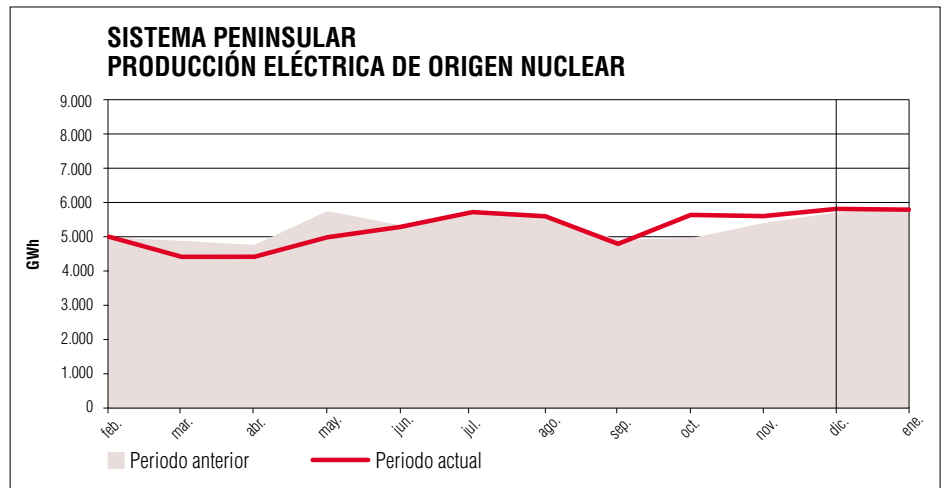


- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 6.296 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 75,4%, 1,9 puntos más que en el mes de diciembre y 41,1 puntos más que al finalizar el año anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 104,7% en la cuenca de Guadalquivir y un mínimo del 67,8% en la cuenca Ebro.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se han elevado al finalizar el mes a 5.678 GWh y ha alcanzado un nivel de llenado del 59,5%, 11,6 puntos superior al del mes precedente y 20,2 puntos superior al registrado al finalizar enero de 2002. Por cuencas, el máximo nivel de llenado correspondió a la cuenca Norte, con un porcentaje superior al 93,3%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 24,7%.



## Producción nuclear

- En el mes de enero la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.746 GWh, un 0,4% inferior a la del mismo mes del año anterior y un 9,4% por encima de la generación media de esta tecnología durante los anteriores once meses.
- Esta generación ha representado una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 33,3%, valor inferior en medio punto a su contribución media en términos interanuales.
- La ausencia total de actuaciones programadas en las centrales durante el mes de enero ha situado el valor del coeficiente de indisponibilidad del equipo nuclear en el 98,5%, inferior en 1,5 puntos al valor registrado en el mismo mes del año anterior y más de un punto al alcanzado el mes de diciembre.
- Por su parte el factor de carga mensual ha sido del 98,8%, valor similar al registrado en enero de 2002 y más de un punto por debajo al registrado en el mes de diciembre.
- En los últimos doce meses la producción del equipo nuclear hasta el mes de enero ha sido de 62.992 GWh, un 1,2% inferior a la del mismo periodo del año anterior, consecuencia de la mayor concentración de actuaciones programadas en las centrales durante este



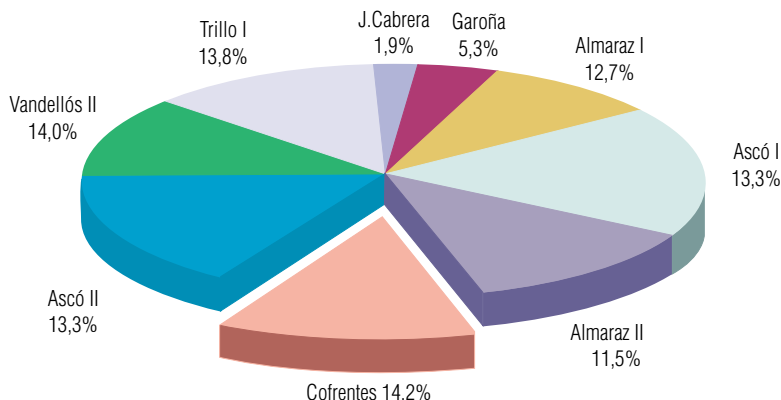
Producción bruta Nuclear	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	-0,6	112	-0,6	1.008	-10,5
Garoña	466	304	-12,2	304	-12,2	3.956	10,6
Almaraz I	974	728	0,4	728	0,4	7.738	-8,5
Ascó I	1.028	764	0,3	764	0,3	8.797	8,3
Almaraz II	983	663	-8,7	663	-8,7	8.386	6,4
Cofrentes	1.025	814	10,1	814	10,1	8.263	-4,1
Ascó II	1.027	763	0,3	763	0,3	8.137	-0,3
Vandellós II	1.087	805	-0,3	805	-0,3	8.349	-10,9
Trillo I	1.066	794	0,3	794	0,3	8.358	-0,8
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.816</b>	<b>5.746</b>	<b>-0,4</b>	<b>5.746</b>	<b>-0,4</b>	<b>62.992</b>	<b>-1,2</b>

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

año. Esta generación ha cubierto el 33,9% de la producción bruta del periodo, 0,7 puntos menos que en el mismo periodo de 2002.

- Durante el mes se han fabricado un total de 8 elementos combustible tipo PWR para Almaraz II. También se han fabricado 26 elementos tipo BWR para la central Sueca de Forsmark. En enero se han importado de Alemania 24 elementos combustibles, tipo PWR para la central de Trillo.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo, manteniéndose una producción residual durante tres años, finalizando ésta en diciembre de 2002.

### PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



### Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales en el mes de enero ha ascendido a 6.072 GWh, un 40,0% menos que el mismo mes del año anterior. Este importante descenso se debe en gran medida al incremento de generación hidroeléctrica, junto con la importante adquisición de energía del régimen especial.
- La generación de enero representa una aportación a la producción bruta mensual del 35,2%, inferior en 22,8 puntos a la de enero del año anterior.
- La producción térmica convencional registrada en los doce últimos meses, ha ascendido a 96.498 GWh, un 12,2% superior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 51,9% de la producción bruta, por encima del 46,6% que aportó en el periodo del año anterior.
- Por tecnologías, durante el mes de enero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 66,0% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 15,8%, más de cuatro puntos que en el año anterior, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 18,2% restante, nueve puntos por debajo de la aportación en el mismo periodo del año 2002.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para

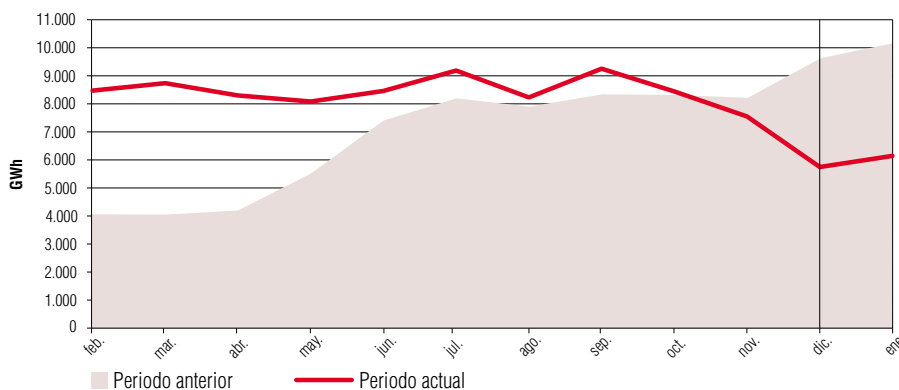
Grupo	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	93,9	0,0	0,0	93,9	0,0	0,0
Garoña	87,6	0,0	7,5	87,6	0,0	7,5
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	99,9	0,0	0,0	99,9	0,0	0,0
Almaraz II	90,7	0,0	8,1	90,7	0,0	8,1
Cofrentes	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó II	99,8	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
Vandellós II	99,5	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Trillo I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>98,8</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5</b>	<b>98,8</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5</b>

Combustible nuclear	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	-	-	-
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	8	8	208
Exportación	0	0	248
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	116
Exportación	26	26	148
Nº elementos importación:			
PWR	24	24	44
BWR	0	0	0

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

### SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



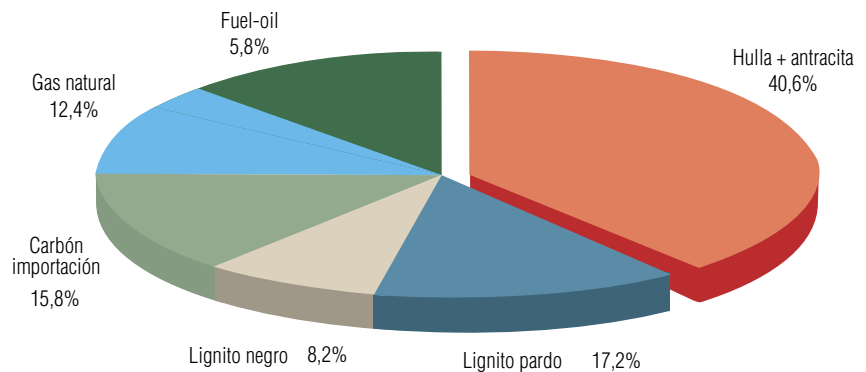
la combustión del carbón. De esta forma, en los últimos doce meses, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos fue el 37,7% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 41,2% y la de fuel-gas el 21,1%.

- En los doce meses transcurridos del año, todas las tecnologías han aumentado su producción respecto al mismo periodo del año anterior, destacando el elevado incremento de los grupos de gas natural cuya producción conjunta ha sido el doble a la del periodo mismo periodo de 2002, esto ha sido debido a la incorporación de seis grupos de ciclo combinado en la producción de régimen ordinario, lo que ha supuesto un incremento de la potencia bruta instalada en el sistema de 2794 MW.
- La utilización del equipo térmico durante el mes de enero, ha situado el factor de carga del periodo en el 36,2%, valor inferior en más de treinta y dos puntos que en enero de 2002. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 85,4%, valor muy superior al 57,9% registrado en este mes en el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en los últimos doce meses las centrales de fuel han cubierto la totalidad del incremento de demanda y han aportado el 70,9% de la producción térmica total, 2,4 puntos por encima a la aportada en el mismo periodo el año anterior.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	2.465	-37,2	2.465	-37,2	38.850	6,0
Lignito pardo	2.031	1.044	-23,5	1.044	-23,5	15.331	5,1
Lignito negro	1.502	498	-43,6	498	-43,6	9.227	30,3
Carbón importación	1.944	961	-17,9	961	-17,9	12.984	-0,4
Gas natural (*)	6.376	755	12,0	755	12,0	11.862	99,1
Fuel-oil	4.632	349	-83,4	349	-83,4	8.245	-5,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>22.573</b>	<b>6.072</b>	<b>-40,0</b>	<b>6.072</b>	<b>-40,0</b>	<b>96.498</b>	<b>12,2</b>
Carbón	510	305	-4,8	305	-4,8	3.526	-4,3
Fuel-oil	2.562	756	11,7	756	11,7	8.583	7,4
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>3.072</b>	<b>1.061</b>	<b>6,4</b>	<b>1.061</b>	<b>6,4</b>	<b>12.109</b>	<b>3,7</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	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	54,4	0,0	3,6	54,4	0,0	3,6
Lignito pardo	69,1	16,8	2,2	69,1	16,8	2,2
Lignito negro	44,6	0,0	1,7	44,6	0,0	1,7
Carbón importación	66,4	0,0	3,1	66,4	0,0	3,1
Gas natural (*)	15,9	0,0	17,1	15,9	0,0	17,1
Fuel-oil	10,1	0,0	41,0	10,1	0,0	41,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>36,2</b>	<b>1,5</b>	<b>13,1</b>	<b>36,2</b>	<b>1,5</b>	<b>13,1</b>
Carbón	80,5	0,1	0,6	80,5	0,1	0,6
Fuel-oil	39,6	2,6	6,7	39,6	2,6	6,7
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>46,4</b>	<b>2,2</b>	<b>6,2</b>	<b>46,4</b>	<b>2,2</b>	<b>6,2</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.

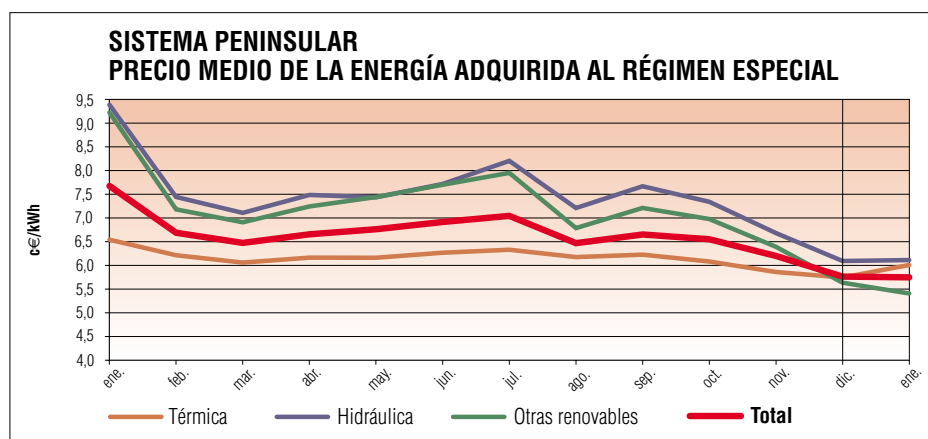
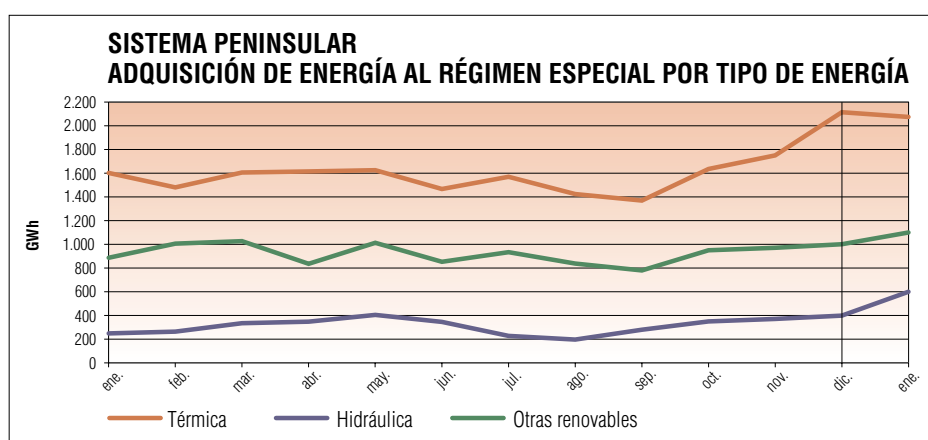
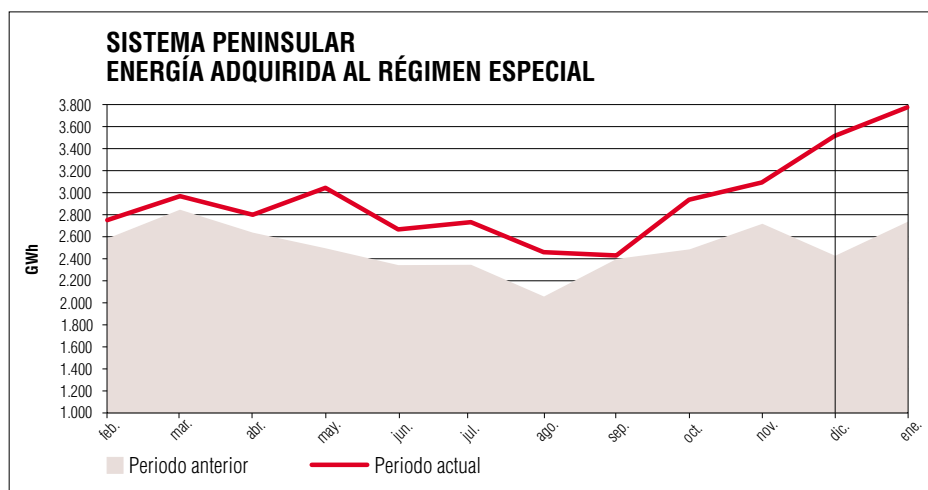
Combustible	Enero					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	560	-35,8	2.031	-4,3	1.605	560	-35,8	1.605	9.080	-8,7	25.102
Lignito pardo	118	-51,9	92	52,0	375	118	-51,9	375	2.480	-9,0	6.351
Lignito negro	68	349,2	834	-17,9	238	68	349,2	238	1.614	14,1	4.884
Carbón importación	945	-29,2	2.361	24,0	2.739	945	-29,2	2.739	14.067	19,0	39.760
Gas natural (**)	143	-41,8	-	-	620	143	-41,8	620	3.113	78,0	10.407
Gas siderúrgico	16	-65,5	-	-	51	16	-65,5	51	417	-11,8	1.080
Fuel-oil	145	-79,4	674	24,4	443	145	-79,4	443	3.009	-7,4	8.914
<b>Sistema peninsular</b>	<b>1.995</b>	<b>-44,7</b>	<b>5.992</b>	<b>6,2</b>	<b>6.072</b>	<b>1.995</b>	<b>-44,7</b>	<b>6.072</b>	<b>33.781</b>	<b>7,7</b>	<b>96.498</b>
Carbón	97	-2,7	200	0,8	305	97	-2,7	305	1.123	-1,3	3.526
Fuel-oil	173	12,9	106	-10,8	756	173	12,9	756	2.015	10,9	8.583
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>270</b>	<b>6,7</b>	<b>305</b>	<b>-3,5</b>	<b>1.061</b>	<b>270</b>	<b>6,7</b>	<b>1.061</b>	<b>3.137</b>	<b>6,2</b>	<b>12.109</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (\*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (\*\*) Incluye GICC de ELCOGAS  
1 kTEC = 0,7 kTEP. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTEP: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

## Régimen especial (\*)

- En enero, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 3.775 GWh, superando, por segundo mes consecutivo, en un 7,4% al valor máximo registrado el mes anterior.
- Tras el dato de enero, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 35.163 GWh, supera en un 16,9% al del mismo período del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 16,7% de la demanda de los últimos doce meses, 2,1 puntos superior a su contribución en el mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses destaca el aumento del peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables no hidráulicas, que han incrementado su producción en un 27,8% y han aportado el 32,2% del total de energía adquirida en el periodo, 2,8 puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 43 GWh, un 1,6% más que en el mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía al régimen especial se han reducido en 0,8% respecto al mismo período del año anterior y han aportado el 6,1% de la demanda anual, aportación similar a la contabilizada en enero de 2002 para el mismo periodo.
- En enero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 5,748€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,532 c€/kWh, un 1,1% superior al del mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de las centrales hidráulicas 7,142 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 6,903 c€/kWh, y la procedente de centrales térmicas 6,135 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	Enero				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	5.668	2.075	29,5	6,009	-8,2	12.075	29,5	6,009	-8,2	19.731	14,3	6,135	-0,8
Hidráulica	1.437	600	141,0	6,113	-34,9	600	141,0	6,113	-34,9	4.123	3,7	7,142	4,9
Otras renovables	4.425	1.100	24,0	5,408	-41,4	1.100	24,0	5,408	-41,4	11.309	27,8	6,903	1,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>11.530</b>	<b>3.775</b>	<b>37,8</b>	<b>5,748</b>	<b>-25,1</b>	<b>3.775</b>	<b>37,8</b>	<b>5,748</b>	<b>-25,1</b>	<b>35.163</b>	<b>16,9</b>	<b>6,532</b>	<b>1,1</b>
Térmica	90	25	349,2	-	-	25	349,2	-	-	369	33,4	-	-
Hidráulica	0,5	0,1	-63,3	-	-	0,1	-63,3	-	-	1,6	-42,6	-	-
Otras renovables	133	18	51,4	-	-	18	51,4	-	-	361	-21,2	-	-
<b>Sistemas extrapeninsulares (*)</b>	<b>224</b>	<b>43</b>	<b>1,6</b>	-	-	<b>43</b>	<b>1,6</b>	-	-	<b>732</b>	<b>-0,8</b>	-	-

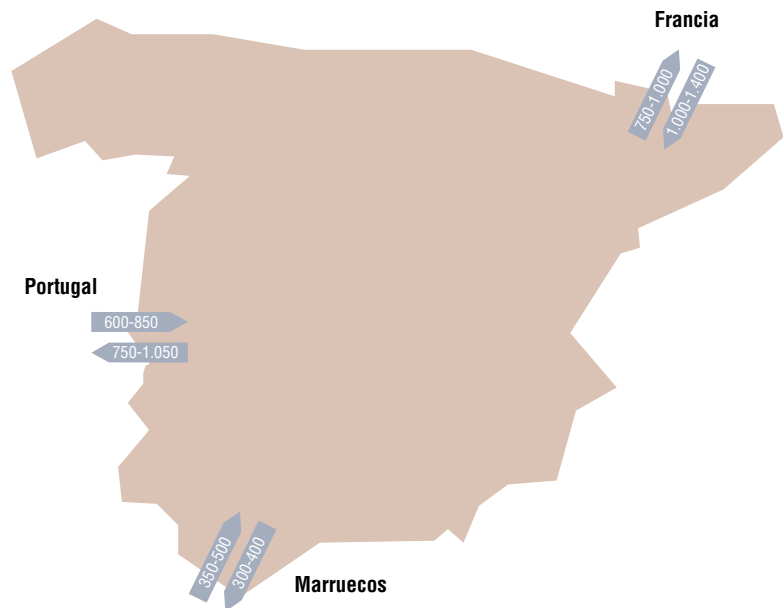
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(\*) Datos de precios no disponibles.

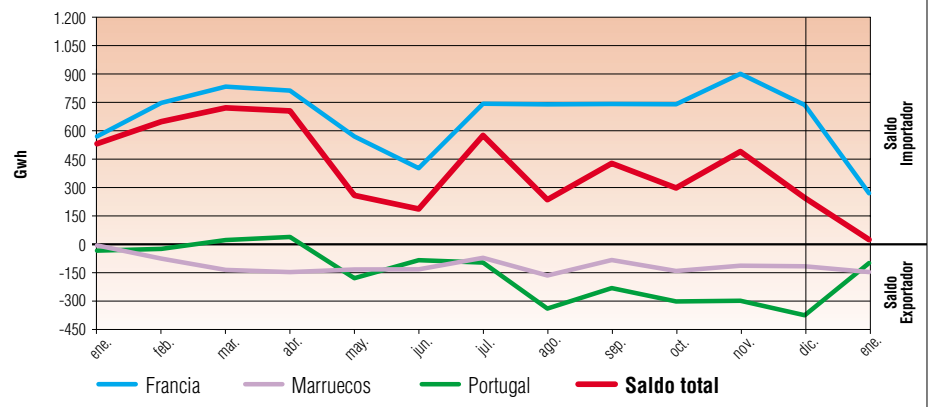
## Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de enero ha ascendido a 1.130 GWh, un 39,8% más que en el mismo mes de 2002. El 51,1% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 25 GWh.
- El 81,5% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha ascendido en enero a 199 GWh, un 17,7% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 0,8% restante.
- En enero, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal con 385 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Francia, 343 GWh, Marruecos, 150 GWh, y Andorra, 43 GWh.
- En los últimos doce meses, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 14.500 GWh, un 25,4% más que en el mismo periodo del año anterior. El 64,9% de esta energía corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 1.264 GWh. El 8,0% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, el contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha aportado el 51,4% del volumen de intercambios, con un total de 3.526 GWh importados y los intercambios de apoyo y desvíos han representado el 2,6% del volumen con un saldo importador de 32 GWh.
- Tras el dato de enero, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 4.822 GWh, un 19,7% superior al registrado en el mismo periodo del año 2002, debido principalmente a la variación del signo de los intercambios realizados por los agentes, que han importado un 56,7% por encima de sus exportaciones.
- El 37,3% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, durante los doce últimos meses ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 41,8% con Portugal, el 16,3% con Marruecos y el 4,7% restante con Andorra.
- En el mes de enero, 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 ENERO 2002 (MW)



### SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Enero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-43	-43	0	-43	-43	0	-294	-294
Francia	197	-114	83	197	-114	83	4.236	-134	4.102
Marruecos	0	-150	-150	0	-150	-150	44	-855	-811
Portugal	96	-230	-134	96	-230	-134	441	-2.660	-2.219
<b>Mercado: Agentes</b>	<b>293</b>	<b>-538</b>	<b>-244</b>	<b>293</b>	<b>-538</b>	<b>-244</b>	<b>4.722</b>	<b>-3.943</b>	<b>779</b>
Francia	199	0	199	199	0	199	4.183	0	4.183
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	-657	-657
<b>Mercado: Contratos REE</b>	<b>199</b>	<b>0</b>	<b>199</b>	<b>199</b>	<b>0</b>	<b>199</b>	<b>4.183</b>	<b>-657</b>	<b>3.526</b>
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	31	0	31	31	0	31	202	0	202
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	47	-12	35	47	-12	35	417	-134	283
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>78</b>	<b>-12</b>	<b>67</b>	<b>78</b>	<b>-12</b>	<b>67</b>	<b>618</b>	<b>-134</b>	<b>485</b>
Andorra	2	0	2	2	0	2	9	0	9
Francia	0	-3	-3	0	-3	-3	71	-31	41
Marruecos	3	0	3	3	0	3	15	-3	11
Portugal	1	0	1	1	0	1	43	-72	-29
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>6</b>	<b>-3</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>-3</b>	<b>3</b>	<b>138</b>	<b>-106</b>	<b>32</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>577</b>	<b>-552</b>	<b>25</b>	<b>577</b>	<b>-552</b>	<b>25</b>	<b>9.661</b>	<b>-4.839</b>	<b>4.822</b>

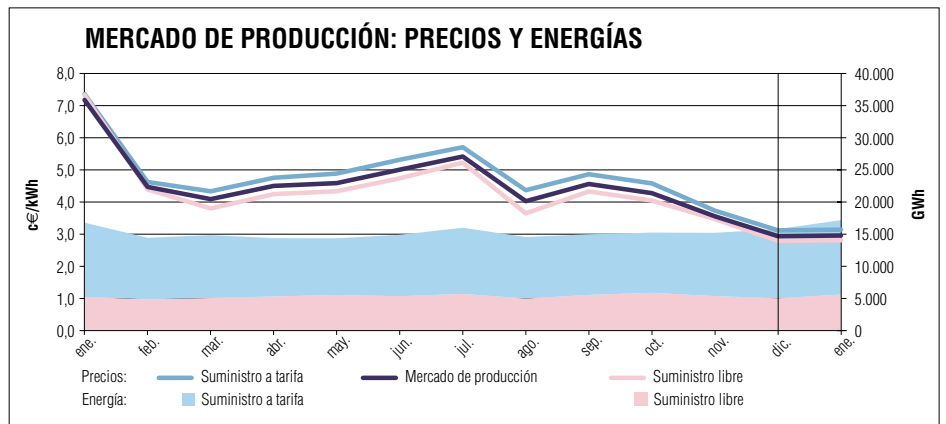
**Capacidad comercial:** Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(\*) Intercambios a través de las fronteras.

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción, durante el mes de enero se mantienen con valores similares a los registrados durante el mes de diciembre, continuando con la trayectoria descendente que se viene observando desde el mes de septiembre.
- El precio medio ha sido 2,957 c€/kWh, un 0,7% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 17.762 GWh. Respecto de enero de 2002, el precio ha disminuido un 58,8%, frente a un aumento del 1,6% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 4,179 c€/kWh, un 1,7% inferior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa han ascendido a 11.570 GWh, lo que supone un aumento del 0,3% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 3,137 c€/kWh, un 0,6% más que el mes anterior y un 57,3% menos que el mismo mes de 2002.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.601 GWh, un 11,6% más que el mes pasado y un 6,9% más que hace un año. Esta cifra representa el 31,5% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 2,809 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a



Precios	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/dic.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>2,957</b>	<b>0,7</b>	<b>-58,8</b>	<b>2,957</b>	<b>-58,8</b>	<b>4,179</b>	<b>-1,7</b>
Mercado diario	2,160	-3,1	-66,7	2,160	-66,7	3,488	-2,1
Otros mercados	0,347	32,6	58,0	0,347	58,0	0,241	5,2
Garantía de potencia	0,450	1,4	-1,7	0,450	-1,7	0,450	-2,0
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>3,137</b>	<b>0,6</b>	<b>-57,3</b>	<b>3,137</b>	<b>-57,3</b>	<b>4,431</b>	<b>-1,1</b>
Mercado diario	2,186	-2,1	-66,6	2,186	-66,6	3,508	-1,9
Otros mercados	0,403	24,0	68,6	0,403	68,6	0,283	8,2
Garantía de potencia	0,548	-1,8	-2,5	0,548	-2,5	0,640	-0,2
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>2,809</b>	<b>0,6</b>	<b>-61,6</b>	<b>2,809</b>	<b>-61,6</b>	<b>3,969</b>	<b>-1,3</b>
Mercado diario	2,171	-4,7	-67,5	2,171	-67,5	3,538	-1,7
Otros mercados	0,341	33,7	-2,8	0,341	-2,8	0,270	4,0
Garantía de potencia	0,297	15,1	1,4	0,297	1,4	0,160	-1,2

Energías	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/dic%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>17.762</b>	<b>8,0</b>	<b>1,6</b>	<b>17.762</b>	<b>1,6</b>	<b>189.160</b>	<b>-5,2</b>
Suministro a tarifa (**)	11.570	7,6	0,3	11.570	0,3	117.637	-7,1
Suministro libre (***)	5.601	11,6	6,9	5.601	6,9	64.183	-4,8
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>94</b>	<b>-17</b>	<b>450,9</b>	<b>94</b>	<b>450,9</b>	<b>738</b>	<b>-29,7</b>

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

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.

#### 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
X1	2,114	1,912	1,402	1,070	0,771	0,705	0,720	0,506	0,516	0,504	0,897	0,979	0,890	1,080	1,188	1,003	0,993	1,136	1,826	2,122	2,182	2,165	2,038	2,156	1,361
J2	1,870	1,149	0,921	0,797	0,752	0,756	0,889	1,139	1,890	2,381	2,680	2,841	2,788	2,690	2,505	2,518	2,712	3,044	5,141	4,947	2,996	2,847	2,545	2,448	2,453
V3	1,935	1,402	0,885	0,667	0,605	0,607	0,858	1,600	1,887	2,307	2,455	2,660	2,672	2,477	2,263	2,298	2,581	2,804	4,276	4,361	3,587	3,018	2,526	2,319	2,280
S4	3,861	2,078	1,589	1,329	1,047	0,905	0,899	0,923	1,270	1,815	2,406	2,265	2,268	2,146	2,095	2,053	1,996	2,262	2,714	3,286	3,360	2,594	2,471	2,634	2,156
D5	2,487	2,476	0,730	1,022	0,646	0,650	0,793	0,575	0,669	0,977	0,866	1,801	1,813	1,905	1,858	1,284	1,190	1,938	2,437	2,449	2,486	2,735	2,443	2,599	1,676
L6	2,857	2,198	1,174	1,223	1,003	0,957	0,938	0,823	1,075	1,478	1,615	2,176	2,267	2,136	2,132	1,741	1,532	1,845	2,807	3,769	4,009	4,673	4,018	3,897	2,292
M7	5,133	2,052	1,515	1,267	1,027	0,943	1,575	2,498	3,023	2,990	3,584	3,267	2,953	2,747	2,459	2,688	3,047	3,388	5,177	4,770	4,005	3,415	2,669	2,531	3,004
X8	2,382	2,121	1,518	1,080	1,010	0,899	1,535	2,222	3,268	3,280	4,048	3,831	3,840	3,248	2,652	2,714	2,807	3,535	4,476	5,175	3,981	3,283	2,463	2,320	2,948
J9	2,238	2,025	1,742	1,390	1,161	0,883	1,325	2,158	2,657	3,168	3,773	3,831	3,788	3,263	2,778	2,861	3,212	3,717	5,260	5,419	4,643	3,556	2,689	2,497	3,039
V10	2,239	2,073	1,693	1,323	1,115	0,963	1,605	2,145	2,596	3,239	4,248	4,235	3,791	3,226	2,483	2,556	3,333	3,704	5,186	5,398	5,197	3,852	2,824	2,400	3,086
S11	3,153	2,250	1,225	1,905	1,599	1,503	1,082	1,127	1,937	2,070	2,491	2,762	2,322	2,329	2,190	2,127	2,164	2,320	2,829	3,806	4,243	3,576	3,041	3,082	2,480
D12	2,368	2,158	1,863	1,608	1,085	0,894	0,838	0,781	0,763	0,862	1,643	1,966	2,060	2,144	2,140	1,977	1,994	2,093	2,419	3,331	4,068	4,477	3,319	3,276	2,196
L13	2,298	2,144	1,952	1,486	1,052	1,037	1,992	2,465	4,698	5,038	5,468	5,539	5,534	5,095	3,736	4,322	5,194	5,306	6,909	6,041	5,397	5,092	3,554	3,203	4,192
M14	2,377	2,234	1,920	1,550	1,178	1,096	2,012	2,442	3,196	3,842	4,069	4,284	4,135	3,696	2,953	3,077	3,694	4,407	5,523	5,657	5,369	4,578	3,786	3,012	3,485
X15	3,061	2,345	2,093	1,966	1,881	1,647	2,372	2,822	3,658	5,044	5,598	6,416	5,402	5,111	3,739	4,428	5,107	5,567	7,691	10,092	6,881	5,359	3,821	3,371	4,582
J16	3,525	2,377	2,177	2,019	1,977	1,957	2,161	2,726	4,821	5,162	5,490	5,691	5,750	5,299	5,145	5,205	5,361	5,777	7,631	10,255	7,669	5,875	5,178	4,752	4,913
V17	3,456	2,684	2,158	2,066	1,996	1,987	2,138	2,958	4,391	5,088	5,469	5,749	5,537	5,311	4,661	4,476	5,079	5,304	5,981	7,106	6,040	5,407	4,245	4,016	4,425
S18	4,522	2,316	2,174	2,051	1,862	1,766	1,681	1,687	1,861	1,917	2,353	2,406	2,353	2,345	2,234	1,979	1,861	2,019	2,406	3,288	3,581	3,346	2,544	2,766	2,429
D19	2,260	1,849	1,743	1,731	1,667	1,568	1,509	0,832	0,805	1,672	1,838	1,833	1,793	1,792	1,860	1,791	1,824	1,780	2,019	2,251	2,503	2,788	2,384	2,294	1,895
L20	2,374	2,027	1,892	1,664	1,519	1,504	2,067	2,511	2,552	2,549	3,125	3,545	3,183	2,666	2,631	2,579	2,474	2,842	3,342	5,316	3,994	2,950	2,612	2,347	2,772
M21	2,440	2,143	2,177	2,059	1,852	1,770	2,074	2,280	2,588	2,748	3,336	3,692	3,408	2,950	2,799	2,883	2,977	3,195	4,414	5,671	4,573	3,827	3,184	2,456	3,061
X22	2,280	2,217	1,930	1,738	1,619	1,614	1,870	1,944	2,176	3,013	3,727	3,707	3,690	2,905	2,689	2,682	3,136	3,054	4,225	5,565	4,740	3,862	2,742	2,501	3,008
J23	2,301	2,234	1,881	1,686	1,602	1,542	1,906	1,970	2,237	2,895	3,685	3,746	3,813	3,047	2,305	2,557	2,975	3,008	3,710	5,363	4,352	3,266	2,490	2,017	2,859
V24	2,206	2,186	1,913	1,676	1,636	1,639	1,881	2,072	2,601	3,250	3,696	3,701	3,660	2,613	2,422	2,269	2,572	2,647	3,650	5,277	3,474	2,764	1,913	2,190	2,732
S25	4,800	2,219	1,981	1,915	1,769	1,676	1,647	1,628	1,719	1,823	2,234	2,303	2,129	2,069	1,884	1,813	1,826	1,849	2,566	2,759	2,799	2,638	2,525	3,185	2,282
D26	2,346	1,827	1,668	1,707	0,993	0,785	0,617	0,499	0,365	0,750	1,776	1,364	1,250	1,261	0,987	1,266	1,178	1,349	2,148	2,635	3,283	3,559	2,865	2,950	1,730
L27	2,518	1,776	1,741	1,663	1,510	1,610	1,850	2,451	5,247	5,300	5,405	5,432	5,442	4,258	3,811	4,496	4,523	4,328	5,691	5,923	5,407	3,864	3,319	3,258	3,954
M28	2,110	1,814	1,676	1,563	1,325	1,309	1,662	1,887	2,124	2,150	1,925	1,947	1,750	1,191	0,975	0,989	1,277	1,495	3,004	3,533	3,128	2,759	1,647	1,892	1,921
X29	2,357	1,834	1,737	1,437	1,015	0,965	1,626	2,200	2,973	3,221	3,040	2,950	2,653	2,714	2,714	2,710	2,861	2,852	3,567	5,100	3,648	3,005	2,506	2,581	2,697
J30	2,320	1,911	1,704	1,675	1,544	1,507	1,830	2,387	3,837	3,213	2,957	2,927	2,837	2,663	2,599	2,596	2,854	2,792	2,982	5,290	3,512	2,970	2,490	2,459	2,739
V31	2,590	2,257	2,017	1,923	1,869	1,874	2,279	2,708	5,260	5,599	5,427	5,323	4,661	4,506	4,312	4,377	4,617	3,647	4,658	6,075	5,534	5,318	4,612	5,220	4,162
Media	2,750	2,092	1,758	1,580	1,373	1,301	1,614	1,950	2,741	3,093	3,477	3,584	3,405	3,059	2,702	2,762	3,009	3,216	4,266	5,109	4,335	3,727	2,990	2,881	2,956

Mínimo: 0,365 Precios de 0,365 a 2,814  
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 2001.

Precios de 2,814 a 4,213

Precios de 4,213 a 10,255

Máximo: 10,255

tarifa, es un 10,5% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Otros mercados sobre el suministro libre.

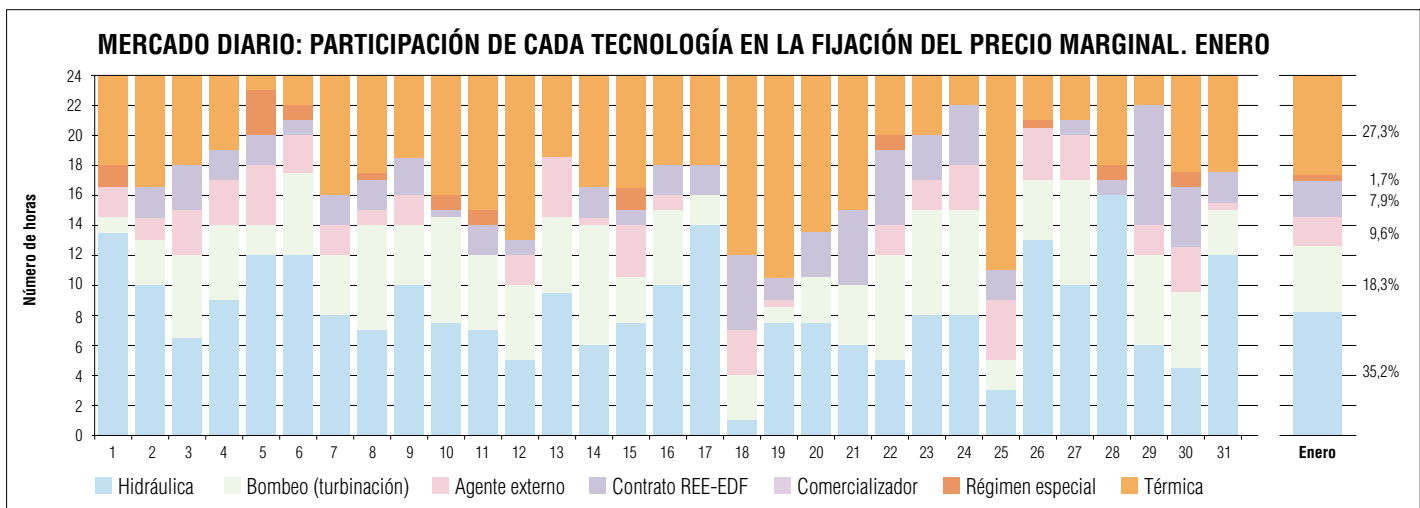
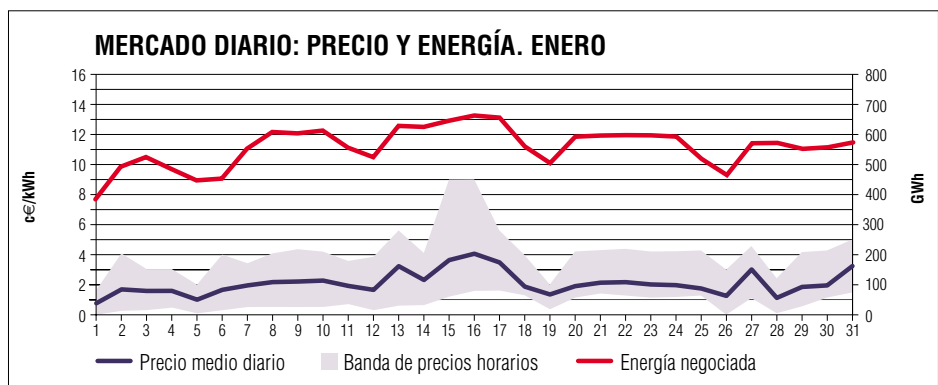
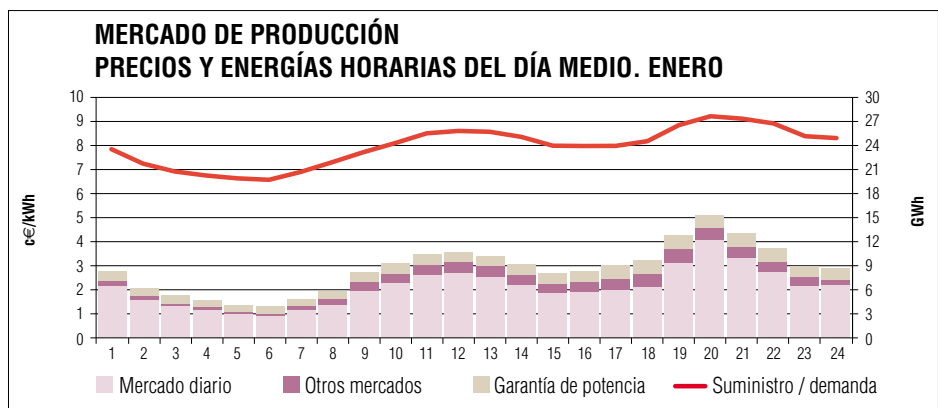
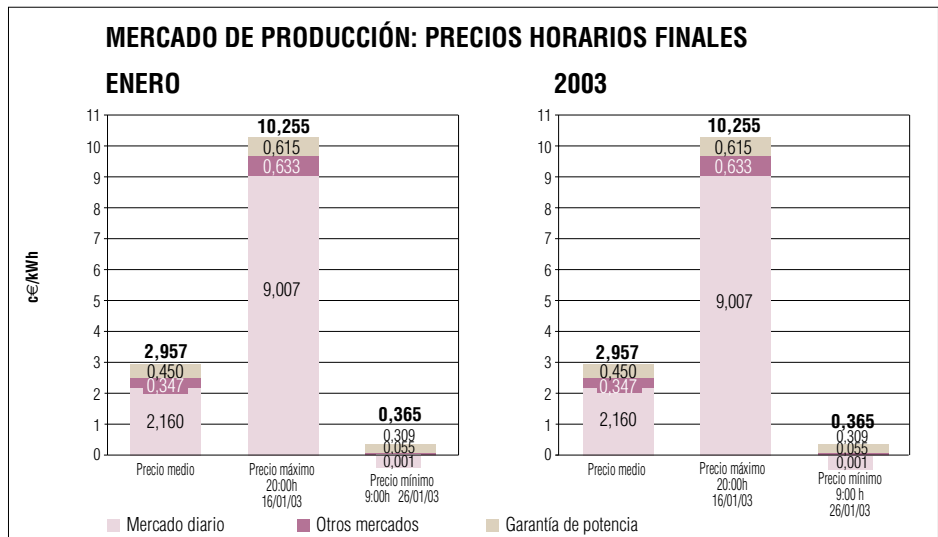
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de enero, precio valle, ha sido 1,645 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido de 5,310 c€/kWh.

### Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 10,255 c€/kWh, en la hora 20 del jueves 16, mientras que el precio mínimo fue 0,365 c€/kWh en las hora 9 del domingo 26. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 28,10 veces, valor superior en más de 19 puntos al del mes anterior.
- 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 1,301 y 5,109 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 19,7 y 27,7 GWh.

### Mercado diario

- En enero, el precio medio del mercado diario ha sido 2,160 c€/kWh, la energía intercambiada 17.343 GWh y el volumen económico contratado de 374,61 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,6% de la energía y el 71,3% del volumen económico.
- La curva de precios medios muestra una trayectoria paralela a la de la energía negociada, con un pequeño repunte a final de mes. Los valores se han situado en torno a los 2,2 c€/kWh en los días laborables, mientras que los fines de semana han alcanzado alrededor de 1,6 c€/kWh.



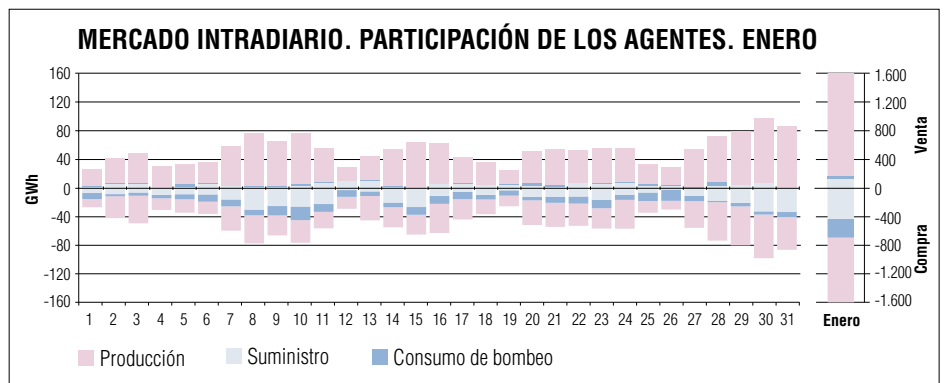
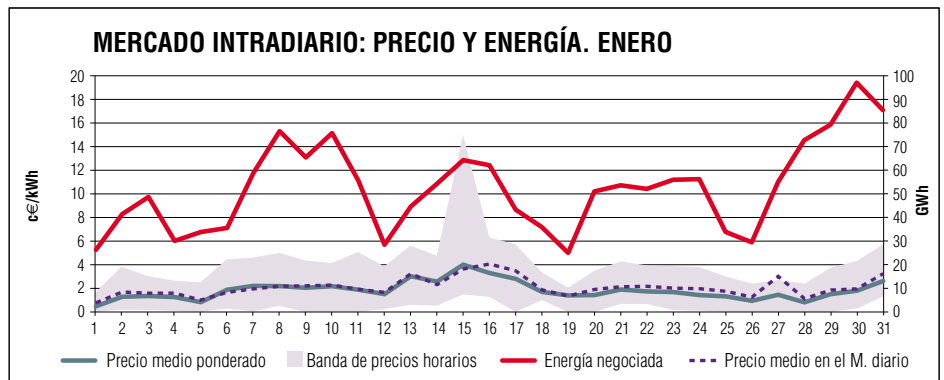
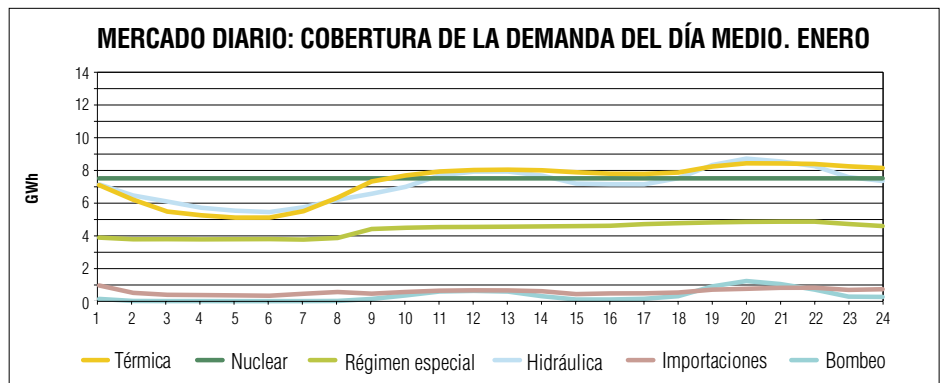
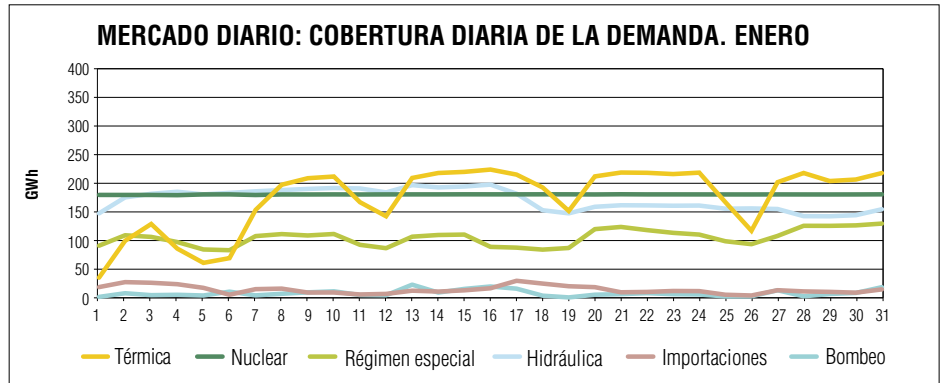
- El precio mínimo del mes, 0,000 c€/kWh, se ha registrado en las horas 9 y 10 del miércoles 1, y el precio máximo del mes, 9,007 c€/kWh, en la hora 20 del jueves 16.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos muestran, respecto al mes anterior, como se mantiene la producción hidráulica, que ha cubierto una mayor demanda de este mes respecto a los meses precedentes. Asimismo se observa la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 53,5% de las horas frente al 27,3% de las térmicas. Por su parte, las unidades procedentes de agentes externos y el contrato de RED Eléctrica han marcado marginal en el 7,9% y 9,6% de las horas, respectivamente.

**Mercados intradiarios**

- El precio medio ponderado ha sido 1,924 c€/kWh, un 5,5% más que el mes anterior y un 10,9% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.628 GWh, un 17,0% más que el mes anterior. De esta energía, el 68,2% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 31,8% restante, 518 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 222 GWh, y al suministro, 296 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,005 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1117, 188, 91, 59, 70 y 104 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 2,35 y 5,07 c€/kWh el 80% de los días.

**Garantía de potencia y Otros**

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de enero ha sido de 79,99 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,450 c€/kWh, un 1,4% superior al del mes anterior y que



- supone el 15,2% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste adicional de 6,52 M€, con una repercusión

- sobre el precio medio del mercado de producción de 0,037 c€/kWh.
- Los contratos bilaterales físicos han sumado 94 GWh en el mes de enero, un 14,6% menos que el mes anterior.

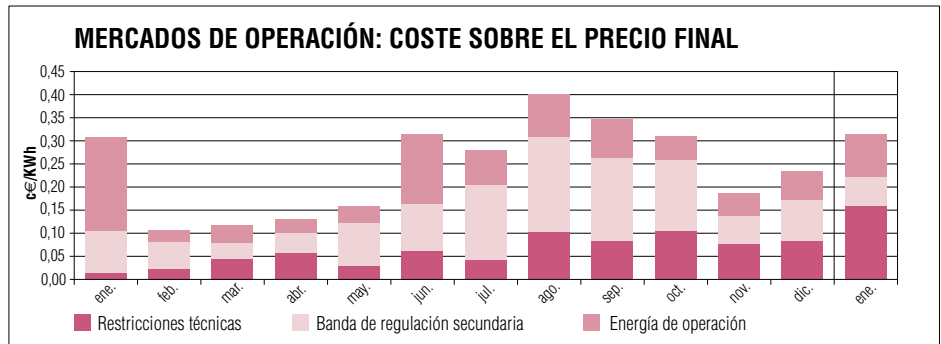
**Mercados de Operación**

• El coste neto de los mercados de operación en enero ha sido 0,315 c€/kWh, un 33,5% superior al del mes de diciembre, suponiendo un 10,7% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 1,6% menos que en enero de 2002.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 561 GWh, un 3,2% de la energía correspondiente al mercado diario. Este valor ha superado en más de diez veces el valor registrado el mismo mes del año anterior, debido principalmente a la mayor hidráulicidad de este mes, que ha originado que resulte casada gran cantidad de generación hidráulica en el mercado diario, desplazando a la generación térmica, que posteriormente será necesaria para garantizar la seguridad del sistema. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 7,800 c€/kWh, un 18,8% superior al del mes de diciembre.

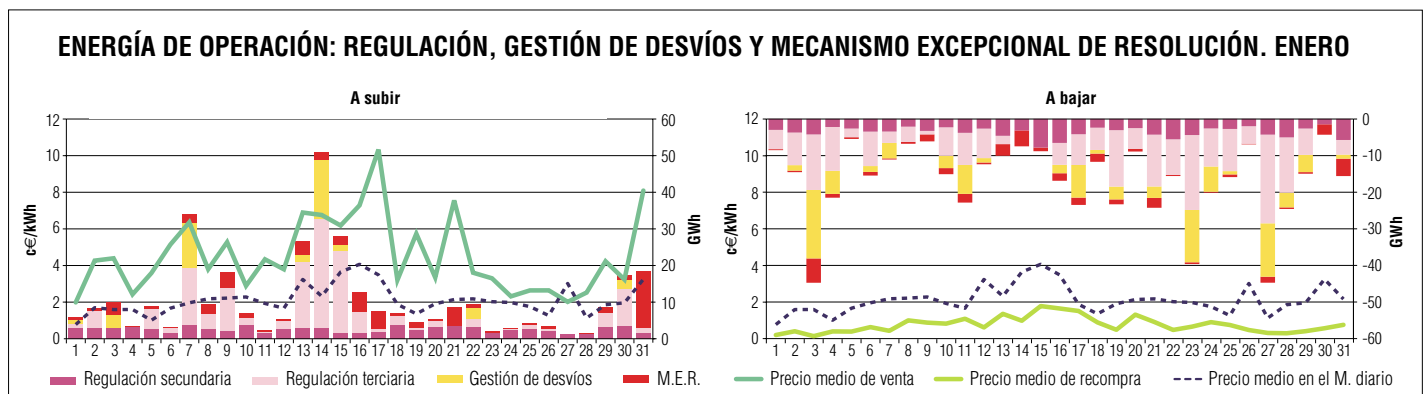
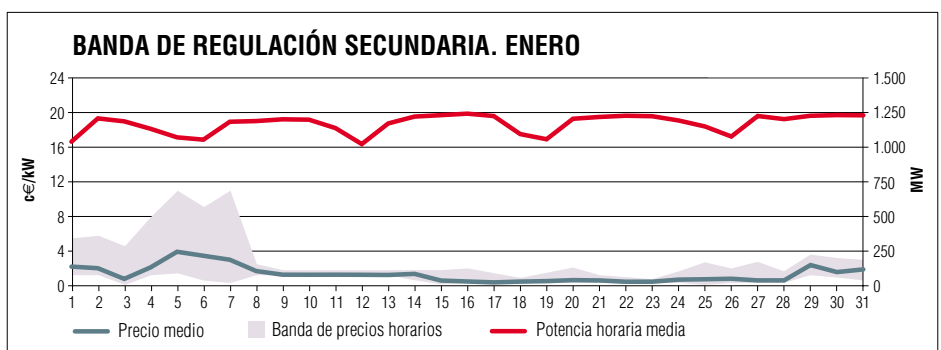
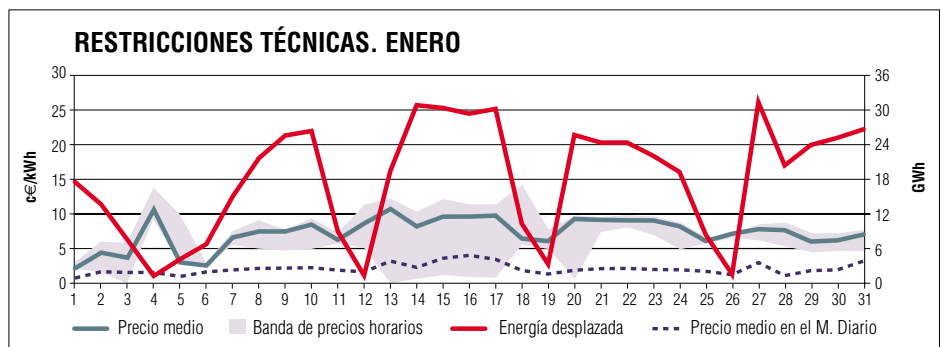
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.174 MW, repartidos en 690 MW a subir y 484 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,902 c€/kWh un 14,8% más que en diciembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,065 c€/kWh, un 26,1% menor que en el mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 857 GWh, repartida en 335 GWh a subir y 522 GWh a bajar, un 4,0% menos que en diciembre. El precio medio de venta ha sido 5,542 c€/kWh y el de recompra 0,686 c€/kWh, ambos superiores a los registrados en diciembre. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,092 c€/kWh, un 41,5% superior a diciembre.



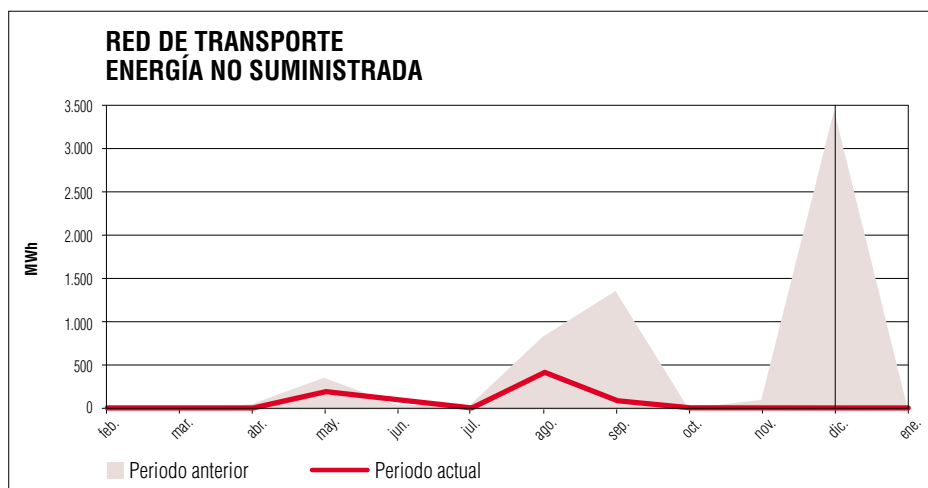
Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía GWh		Precio medio c€/kWh		
		A subir	A bajar	A subir	A bajar	
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>0,158</b>	<b>561</b>		<b>7,800</b>		
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>0,065</b>	<b>690</b>	<b>484</b>	<b>1,902</b>		
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>0,092</b>	<b>335</b>	<b>522</b>	<b>5,542</b>	<b>0,686</b>	
Regulación secundaria			77	112	2,673	0,876
Regulación terciaria			148	251	5,008	0,562
Gestión de desvíos			42	110	4,584	0,875
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)			68	49	10,577	0,463
<b>Total</b>	<b>0,315</b>					

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

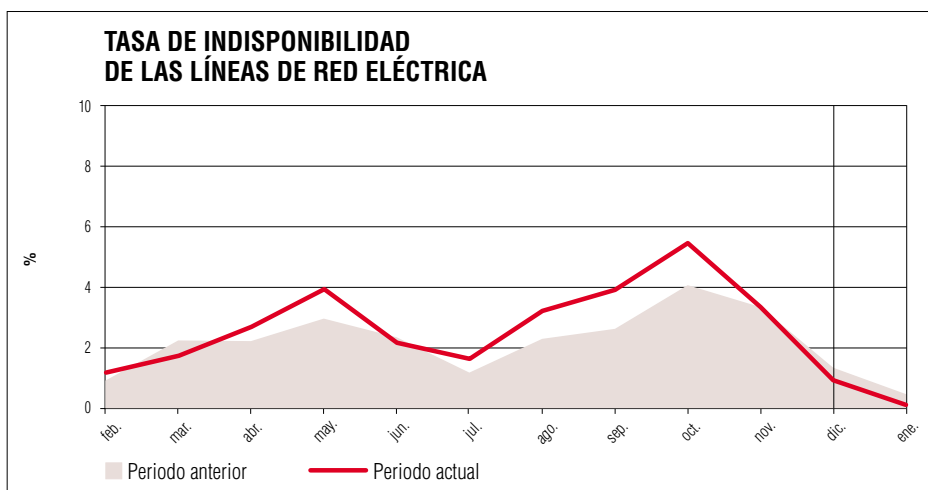


## 4. RED DE TRANSPORTE

- 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 enero se han registrado cinco cortes de mercado en la red de transporte, uno de ellos, en la provincia de Pontevedra, con una ENS de 0,97 MWh; el segundo de ellos se produjo en la Comunidad Valenciana, con una ENS de 97,5 MWh, los otros tres tuvieron lugar en el País Vasco y supusieron una energía no suministrada de 0,75 MWh, 0,42 MWh y 6,33 MWh respectivamente.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 874,1 MWh, de los que 1,1 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 873,0 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo período se situó en 0,238 minutos, 15,916 minutos menos que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, debido a la reducción de pérdidas de mercado que se han producido durante este período.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de enero ha sido del 99,9%, valor igual al registrado en el mismo mes de 2002.
- Tras el registro de enero, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses se sitúa en el 97,5%, muy similar a la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2002.



Red de transporte Calidad del servicio	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	106,0	106,0	874,1
RED ELÉCTRICA	1,0	1,0	1,1
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	-	-	0,238
RED ELÉCTRICA	-	-	0,002



**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 los últimos doce meses.

**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. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros.

Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ% (*)
Mantenimiento preventivo	0,05	-76,6	0,05	-76,6	1,19	-
Indisponibilidades fortuitas	0,05	141,5	0,05	141,5	0,04	-
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,01	-96,9	0,01	-96,9	1,29	-
<b>Total</b>	<b>0,11</b>	<b>-76,1</b>	<b>0,11</b>	<b>-76,1</b>	<b>2,52</b>	<b>-</b>

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

(\*) La tasa de variación de los últimos doce meses no está disponible debido a la revisión de criterio en el cálculo de indisponibilidades.

## 5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

## LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº13 del año 2002, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 10.994,47 M€, de los cuales el 91,9% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc) y el 7,6% a peajes.
- Los costes de Transacción a la Competencia hasta la liquidación nº 13, han ascendido a 899,16 M€, cantidad que no han percibido los generadores, debido al importante al déficit de ingresos registrados este año, 1.146,28 M€.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 13 del año 2002, se ha elevado a 5.493,73 M€ correspondientes a una energía estándar de 113.756 GWh.
- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº1 del año 2003, correspondiente al período de enero, ascendieron a 272,57 M€, de los cuales el 95,1% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,6% a otros servicios y el 4,3% a peajes.

## INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 13, 2002. Periodo Enero-Diciembre y liquidación nº 1, Enero 2003 (\*)

CLIENTES A TARIFAS	Liquidación 13/02			Liquidación 1/03		
	Volumen	Energía	Precio medio	Volumen	Energía	Precio medio
	M€	GWh	c€/kWh	M€	GWh	c€/kWh
<b>INGRESOS</b>	10.994,47			272,57		
Venta de energía	10.104,51	130.879	7,720	265,20	3.163	8,384
Peajes	838,78	57.277	1,464	4,60	202	2,272
Peajes por interconexiones intern.	4,77	3.530	0,135	1,08	538	0,201
Otros servicios	46,40			1,69		
Distribuidores y Comercializadoras						

	Liquidación 13/02	Liquidación 1/03
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO</b>	5.493,73	95,98
Generadores		
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL</b>	2.134,35	30,33
Generadores		
<b>COSTE DEL TRANSPORTE</b>	612,52	16,25
REE	364,19	9,66
Empresas eléctricas	248,33	6,58
<b>COSTE DE DISTRIBUCIÓN (**)</b>	2.919,68	70,39
Distribuidoras		

	Liquidación 13/02	Liquidación 1/03
<b>COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO</b>	508,68	11,89
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	16,25	0,31
Comp. Moratoria Nuclear	387,39	9,55
Financiación 2º Ciclo C.N.	105,04	2,02
Stock estratégico C.N.	-	-
<b>COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	-674,50	47,74
Operador del Mercado	8,88	0,19
Operador del Sistema	12,52	0,29
C.N.S.E.	8,67	0,19
Comp. E. Extrapeninsulares	194,60	4,21
Costes Transic. Competencia	-899,16	42,85
Coste específico	-	-
Retribución fija	-899,16	42,85
Asignación General	-	26,90
Asignación Específica	-	6,72
Stock Carbón	-	0,05
Prima Carbón (***)	247,12	4,13
Reducción prima carbón (****)	-	-0,41
Revisión generación Extrapeninsulares	-	0,47
Desajustes de ingresos	-	4,99
Déficit liquidatorio	-1.146,28	-
Generadores		

(\*) 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

(\*\*) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

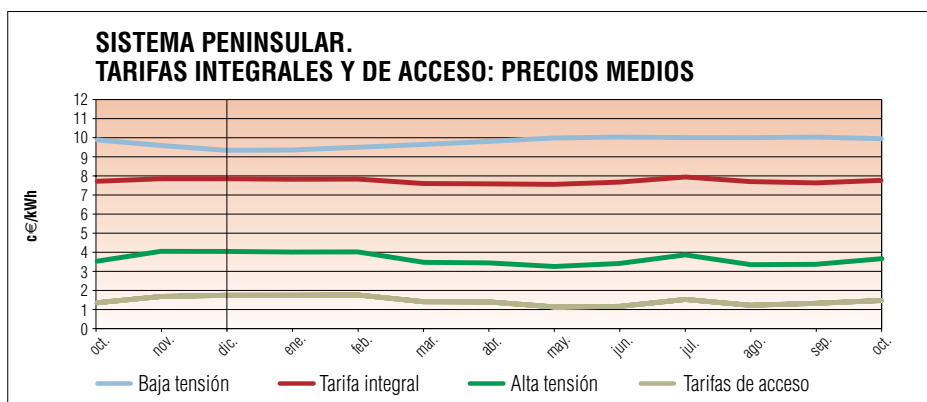
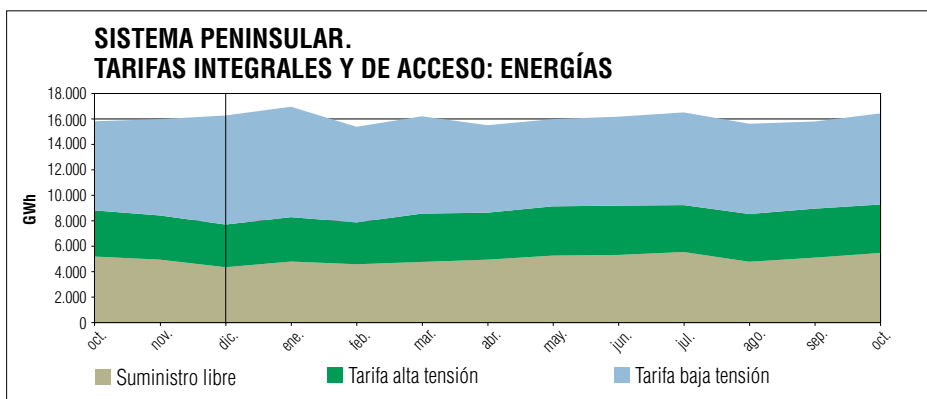
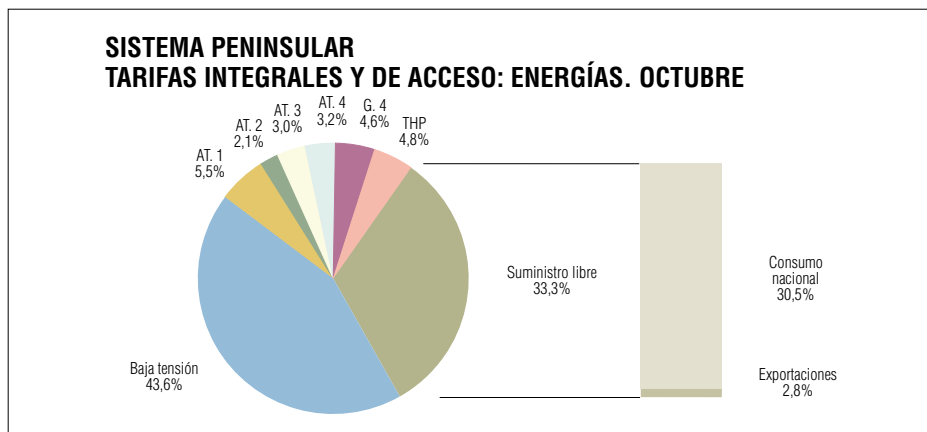
(\*\*\*). Según la Orden ECO 1588/2002 de 12 de junio por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, el cobro de la prima del carbón está garantizado en situaciones de déficit de ingresos.

(\*\*\*\*) 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.

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en octubre se elevó a 10.976 GWh, un 3,2% superior al del mismo mes del año anterior. La tasa de crecimiento cambia la línea descendente registrada desde el mes de junio. Esto es debido en gran medida a que se ha incrementado el consumo de energía de los clientes cualificados en el mercado libre, de la que es indicativo el ligero incremento del 5,1% del consumo regulado en alta tensión en el mes de octubre.
- Tras el dato de octubre, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 133.134 GWh, un 4,4% superior al mismo periodo del año anterior. Debido a la mayor homogeneidad de los periodos comparados en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado en ausencia de nuevos umbrales de liberalización posteriores al último que entró en vigor, en julio de 2000, continúa el crecimiento positivo.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en octubre ha sido 7,776 c€/kWh, con lo que el precio medio en el periodo enero-octubre se ha situado en 7,723 c€/kWh, valor muy similar al del mismo periodo del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002.
- En octubre la energía consumida en el mercado libre representó el 33,3% del consumo total, 1,2 puntos más que en septiembre, con lo que en el periodo enero-octubre este porcentaje se sitúa en el 31,5%, 1,2 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en octubre ha sido de 1,466 c€/kWh, con lo que el precio medio acumulado se ha situado en 1,404 c€/kWh, un 9,5% mayor al del mismo periodo del año anterior, debido a la incorporación entre ambos periodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

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



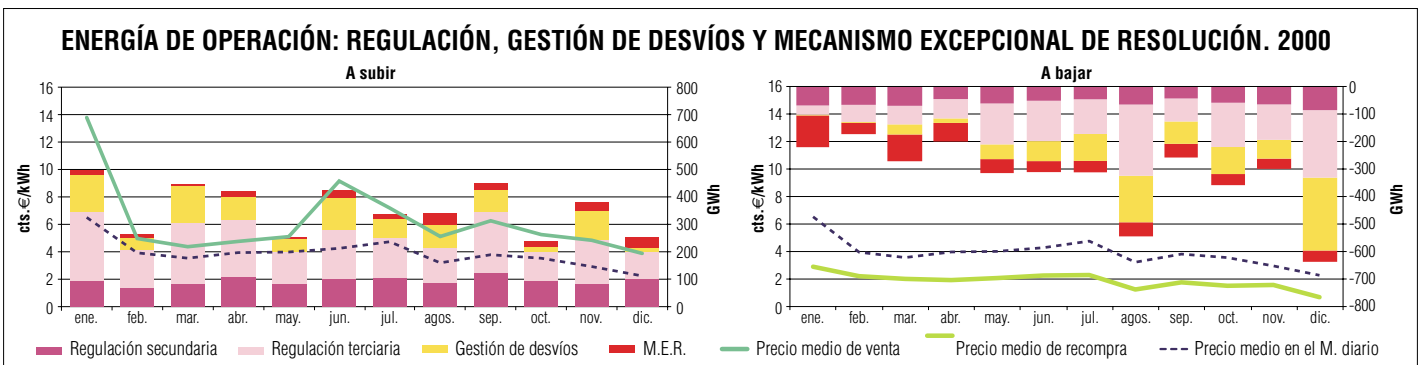
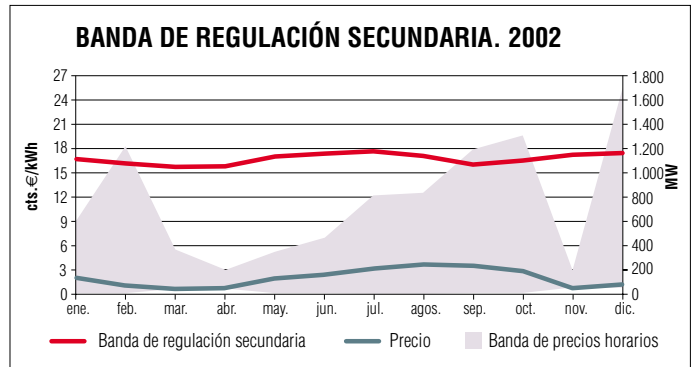
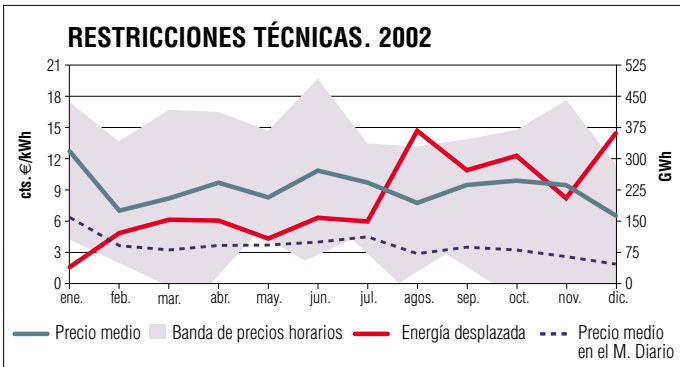
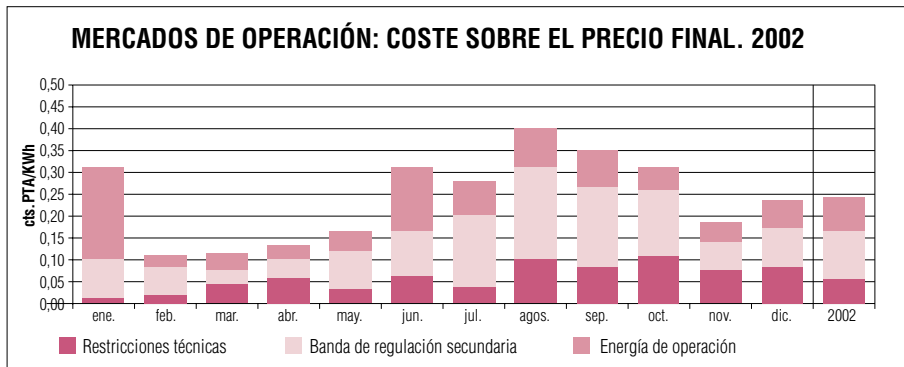
Tarifa integral	Octubre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	898	11,9	6,335	0,0	9.047	2,1	6,234	-0,2	10.696	-0,3	6,247	-0,4
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	338	4,0	3,450	2,8	3.325	2,3	3,345	1,4	3.950	1,2	3,381	1,2
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	501	5,0	2,822	6,0	4.849	3,5	2,645	1,3	5.624	0,2	2,712	2,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	534	3,0	2,420	4,9	5.233	10,1	2,227	4,4	6.138	11,6	2,285	5,2
G. 4 (Grandes consumidores)	749	1,2	2,265	1,9	7.376	5,8	2,269	0,9	8.840	6,2	2,261	1,1
Tarifa horaria de potencia	793	3,5	3,417	3,4	7.308	-3,8	3,276	1,1	8.723	-3,8	3,539	4,8
<b>Alta tensión</b>	<b>3.812</b>	<b>5,1</b>	<b>3,663</b>	<b>3,7</b>	<b>37.139</b>	<b>2,8</b>	<b>3,572</b>	<b>0,2</b>	<b>43.971</b>	<b>1,9</b>	<b>3,646</b>	<b>0,6</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>7.164</b>	<b>2,2</b>	<b>9,965</b>	<b>0,7</b>	<b>73.006</b>	<b>4,7</b>	<b>9,835</b>	<b>0,0</b>	<b>89.162</b>	<b>5,6</b>	<b>9,769</b>	<b>-0,7</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.976</b>	<b>3,2</b>	<b>7,776</b>	<b>0,6</b>	<b>110.145</b>	<b>4,1</b>	<b>7,723</b>	<b>0,4</b>	<b>133.134</b>	<b>4,4</b>	<b>7,747</b>	<b>0,2</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>5.016</b>	<b>2,2</b>	<b>1,589</b>	<b>12,1</b>	<b>48.089</b>	<b>2,5</b>	<b>1,471</b>	<b>8,1</b>	<b>57.047</b>	<b>3,5</b>	<b>1,516</b>	<b>6,9</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>457</b>	<b>61,9</b>	<b>0,113</b>	<b>0,4</b>	<b>2.499</b>	<b>-20,9</b>	<b>0,117</b>	<b>-7,2</b>	<b>2.837</b>	<b>-22,7</b>	<b>0,123</b>	<b>-6,8</b>
<b>Total</b>	<b>5.473</b>	<b>5,4</b>	<b>1,466</b>	<b>8,8</b>	<b>50.587</b>	<b>1,1</b>	<b>1,404</b>	<b>9,5</b>	<b>59.883</b>	<b>1,8</b>	<b>1,450</b>	<b>8,3</b>

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

**SISTEMA PENINSULAR  
MERCADOS DE OPERACIÓN. RESUMEN 2002**

Mercados de Operación 2001	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2002
<b>Coste s/precio final (cts.€/kWh)</b>	<b>0,310</b>	<b>0,107</b>	<b>0,116</b>	<b>0,131</b>	<b>0,165</b>	<b>0,312</b>	<b>0,278</b>	<b>0,398</b>	<b>0,348</b>	<b>0,311</b>	<b>0,185</b>	<b>0,237</b>	<b>0,243</b>
Restricciones técnicas	0,013	0,022	0,044	0,056	0,029	0,062	0,041	0,102	0,083	0,105	0,076	0,083	0,059
Banda de regulación secundaria	0,091	0,058	0,035	0,045	0,094	0,102	0,163	0,206	0,180	0,154	0,062	0,088	0,107
Energía de operación (*)	0,206	0,027	0,037	0,030	0,042	0,148	0,074	0,090	0,052	0,052	0,047	0,066	0,077
(*) Incluye el coste de la energía empleada en Regulación secundaria y Regulación terciaria, Gestión de desvíos y Mecanismo excepcional de resolución (M.E.R.)													
<b>Unidades físicas (GWh)</b>													
Restricciones técnicas (*)	49	126	157	155	114	161	153	360	270	303	206	354	2.409
Banda de regulación secundaria(**)	1.120	1.101	1.069	1.083	1.139	1.156	1.179	1.145	1.094	1.115	1.157	1.174	1.128
Energía de operación (***)													
Energía a subir	498	264	447	421	254	424	336	340	450	239	378	254	4.304
Regulación secundaria	93	66	82	107	81	100	104	86	120	92	83	101	1.116
Regulación terciaria	251	139	223	209	118	176	144	125	225	108	157	96	1.971
Gestión de desvíos	132	45	133	83	46	118	71	85	80	16	108	17	933
Mec. excepcional de resolución	21	15	10	21	9	30	17	44	25	23	30	39	283
Energía a bajar	-222	-174	-273	-201	-316	-312	-313	-547	-259	-360	-301	-639	-3.916
Regulación secundaria	-70	-67	-71	-46	-62	-52	-47	-66	-44	-60	-66	-87	-737
Regulación terciaria	-33	-63	-68	-71	-149	-147	-126	-260	-84	-161	-129	-246	-1.537
Gestión de desvíos	-3	-3	-37	-16	-54	-73	-98	-170	-81	-98	-69	-266	-968
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)	-116	-41	-97	-68	-51	-40	-42	-51	-50	-40	-37	-41	-675

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





MINISTERIO  
DE ECONOMÍA

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid  
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41  
<http://www.mineco.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>