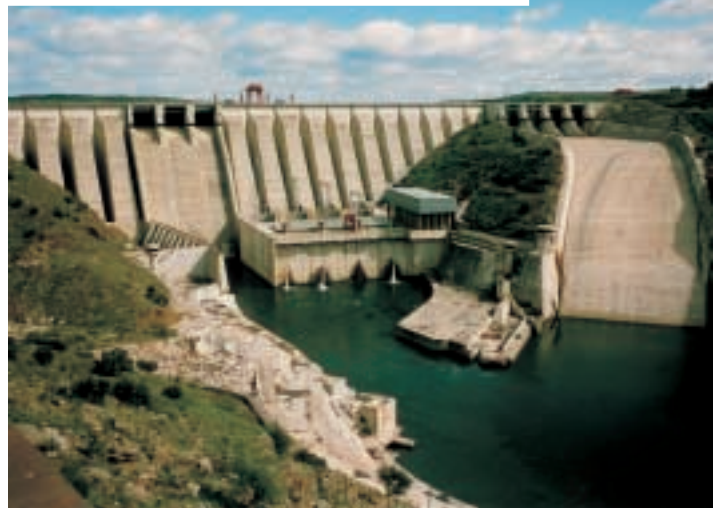


# ENERGÍA ELÉCTRICA

DICIEMBRE 2000. Nº 31



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. Mercado eléctrico. Resumen 2000	

## Fuentes de información:

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

## Portada:

Central hidroeléctrica Velle  
Central hidroeléctrica José María de Oriol

Fecha de redacción: 15 de febrero de 2001

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.min.es>  
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- El dato de incremento del Producto Interior Bruto en el año 2000 publicado por el Banco de España, el 4,1%, ratifica que, por tercer año consecutivo, la economía española ha tenido un excelente comportamiento.
- Este buen contexto económico se ha traducido en un notable crecimiento de la demanda de energía eléctrica, que ha ascendido a 194.270 GWh en 2000, un 5,4% superior a la de 1999. El efecto conjunto de la laboralidad y las temperaturas sobre este crecimiento ha sido negativo, el 0,7%, con lo que el incremento atribuible a la actividad económica ha sido del 6,1%, valor prácticamente igual al del año anterior.
- El fuerte crecimiento global de la demanda en 2000 no ha sido refrendado por el dato de diciembre, en el que el consumo de energía eléctrica se ha estabilizado, alcanzándose una demanda de 16.907 GWh, un

0,5% inferior a la de diciembre de 1999. Esta estabilización de la demanda tiene su origen en las temperaturas registradas, menos frías que el año anterior, y la menor laboralidad consecuencia de la distribución de los días festivos en Navidad, cuyo efecto negativo conjunto sobre la demanda ha sido del 3,3%. Descontando este efecto, el crecimiento atribuible a la actividad económica fue el 2,8%.

- El extraordinario producible hidráulico registrado en diciembre, el cuarto más alto para este mes desde 1920, ha dado lugar al mayor registro de producción hidroeléctrica de los últimos tres años, 4.594 GWh, que ha aportado el 29,7% de la producción bruta mensual, la contribución más alta desde mayo de 1998. Tras este dato, la aportación de esta tecnología en 2000 finaliza en el 15,7%, un punto más que en 1999. Por su

parte, la ausencia de actuaciones programadas en el equipo nuclear en un mes de elevada demanda ha conducido al récord histórico de producción mensual de esta tecnología, 5.776 GWh, generación que representa el 37,3% de la producción bruta y que sitúa su contribución en el conjunto del año 2000 en el 35,2%, valor muy similar al del año anterior. En correspondencia con el importante repunte de la generación hidroeléctrica, la participación en la estructura de producción de la generación térmica convencional ha descendido en diciembre hasta el 33,0%, la más baja desde mayo de 1998, con lo que en 2000 su aportación ha sido del 49,1%, casi un punto menos que en 1999.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el año 2000 la demanda ha crecido un 7,1%, casi dos puntos más que en el sistema peninsular, aunque lejos del incremento cercano al 9% de 1999. En diciembre, la demanda ascendió a 896 GWh, con un crecimiento del 5,4%, que, siguiendo la tónica general del año, es inferior en más de un punto al que se alcanzó en diciembre del año anterior.
- Tras los altos precios de los tres meses anteriores, en diciembre el precio del mercado de producción ha experimentado una fuerte caída, situándose en 4,88 PTA/kWh, el más bajo desde el inicio del mercado eléctrico. Este precio es un 33,0% inferior al del mes anterior e igualmente un 18,2% más bajo que el registrado en diciembre de 1999.
- En el tercer año de funcionamiento del mercado eléctrico el precio medio final ha sido 6,51 PTA/kWh, un 11,3% más alto que el del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el año 2000 ha sido de 7,08 PTA/kWh, un 10,1% mayor que en 1999, debido al incremento del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el año 2000 ha sido 10,06 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ha sido 6,91 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se ha situado en 7,47 PTA/kWh, un 25,5% superior al precio de compra de la energía para el suministro libre.

Balance eléctrico	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>14.130</b>	<b>-0,2</b>	<b>163.783</b>	<b>6,1</b>	<b>163.783</b>	<b>6,1</b>
Régimen especial	2.517	4,7	26.057	7,3	26.057	7,3
Intercambios internacionales	260	-40,6	4.431	-22,5	4.431	-22,5
<b>Demanda bruta</b>	<b>16.907</b>	<b>-0,5</b>	<b>194.270</b>	<b>5,4</b>	<b>194.270</b>	<b>5,4</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>846</b>	<b>7,0</b>	<b>10.109</b>	<b>8,2</b>	<b>10.109</b>	<b>8,2</b>
Régimen especial	50	-16,9	685	-7,1	685	-7,1
<b>Demanda bruta</b>	<b>896</b>	<b>5,4</b>	<b>10.794</b>	<b>7,1</b>	<b>10.794</b>	<b>7,1</b>

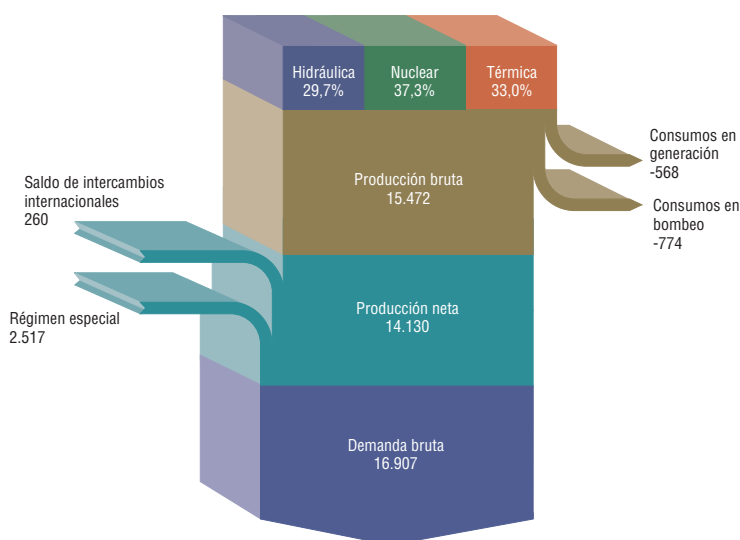
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Compras de los distribuidores (*)</b>	<b>6,09</b>	<b>-11,8</b>	<b>7,47</b>	<b>11,1</b>	<b>7,47</b>	<b>11,1</b>
En el mercado	5,22	-17,5	6,91	12,1	6,91	12,1
Al régimen especial	9,63	-0,1	10,06	2,9	10,06	2,9
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>4,55</b>	<b>-11,8</b>	<b>5,95</b>	<b>21,9</b>	<b>5,95</b>	<b>21,9</b>
<b>Total</b>	<b>5,69</b>	<b>-13,2</b>	<b>7,08</b>	<b>10,1</b>	<b>7,08</b>	<b>10,1</b>
En cent. Euro	3,42					

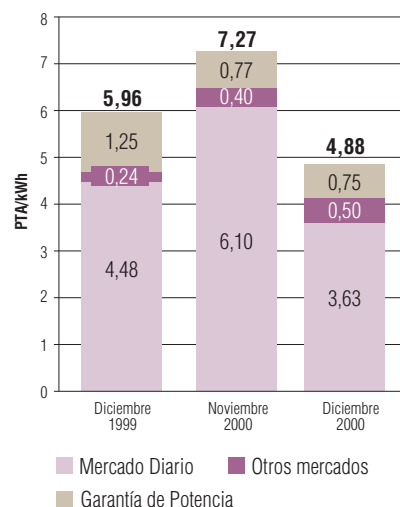
(\*) Distribuidores y Exportaciones REE.

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

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



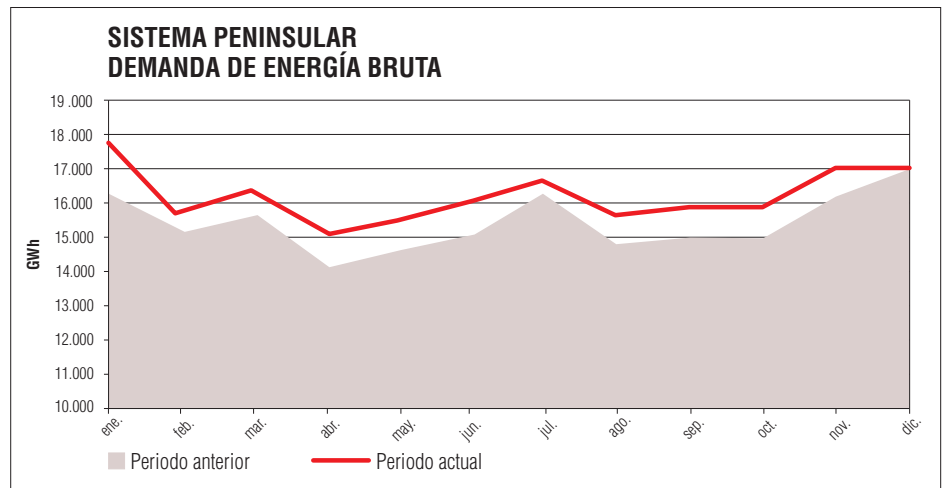
## MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

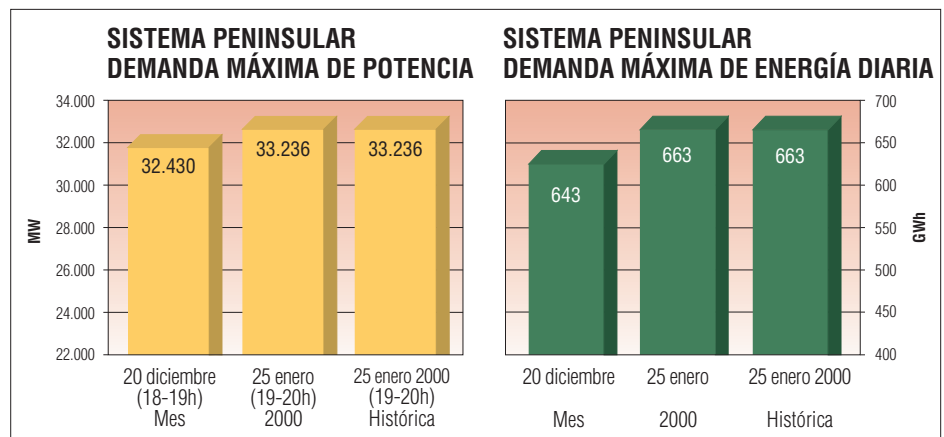
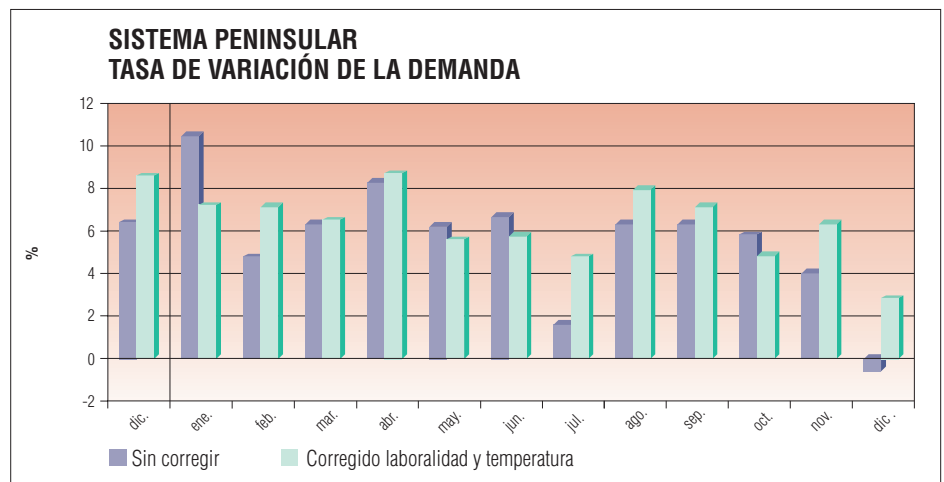
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de diciembre ascendió a 16.907 GWh, con un descenso del 0,5% respecto al año anterior.
  - La laboralidad tuvo una aportación negativa sobre el crecimiento de la demanda de 1,2 puntos debido a que las fiestas navideñas se produjeron en día laborable, mientras que el año anterior fueron en fin de semana.
  - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron superiores al valor característico del mes de diciembre y a las del año anterior, restando 2,1 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media diaria del mes fue de 11,1 °C; 1,7°C más que en 1999. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 14,5°C; 1,3 °C más que en el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 7,6 °C; 2,1 °C más que en 1999.
  - Corregida los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda de energía bruta mensual se estima en un 2,8%. Esta tasa es inferior en casi seis puntos a la registrada en el mismo mes del año anterior y se sitúa muy por debajo del crecimiento medio de esta magnitud durante los primeros once meses del año 2000.
- La demanda total de energía eléctrica en el año 2000 fue de 194.270 GWh, con un crecimiento del 5,4%, un punto por debajo del registrado en 1999. En el conjunto del año, las temperaturas tuvieron una aportación negativa de 0,8 puntos sobre el crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad tuvo una ligera aportación positiva. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,1%, muy similar al registrado en 1999.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de diciembre fue de 32.430 MW, valor superior en un 3,8% respecto al máximo registrado en diciembre anterior, mientras que la demanda máxima de energía diaria fue de 643 GWh, un 3,4% superior al máximo registrado en diciembre de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre la demanda ha ascendido a 896 GWh, un 5,4% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, la más baja registrada en los últimos dos años, es algo más de un punto inferior a la del mismo mes del año anterior. En el conjunto del año 2000 la demanda ha sido 10.794 GWh, un 7,1% superior a la del año anterior, casi dos puntos por debajo del crecimiento registrado el año anterior y 1,7 puntos superior al crecimiento de la demanda peninsular.



Demanda bruta	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.907</b>	<b>-0,5</b>	<b>194.270</b>	<b>5,4</b>	<b>194.270</b>	<b>5,4</b>
Efectos						
Laboralidad	-	-1,2	-	0,1	-	0,1
Temperatura	-	-2,1	-	-0,8	-	-0,8
Activ. económica y otros	-	2,8	-	6,1	-	6,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>896</b>	<b>5,4</b>	<b>10.794</b>	<b>7,1</b>	<b>10.794</b>	<b>7,1</b>

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



**COBERTURA DE LA DEMANDA**

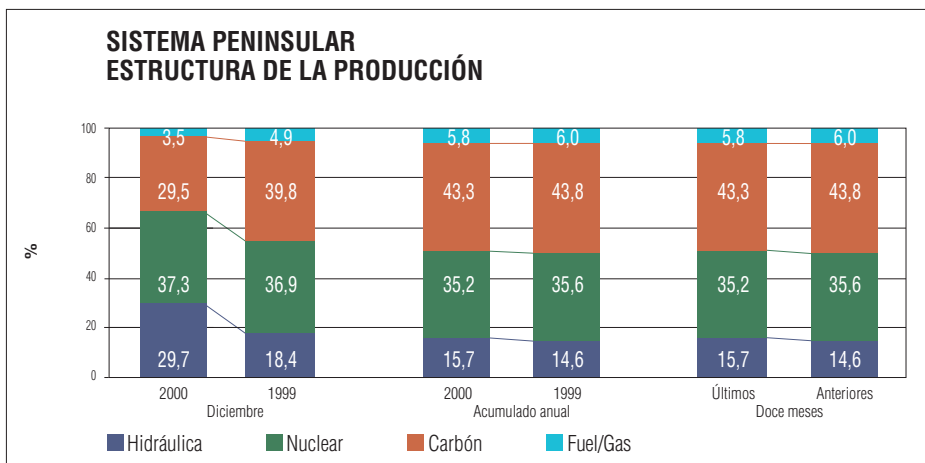
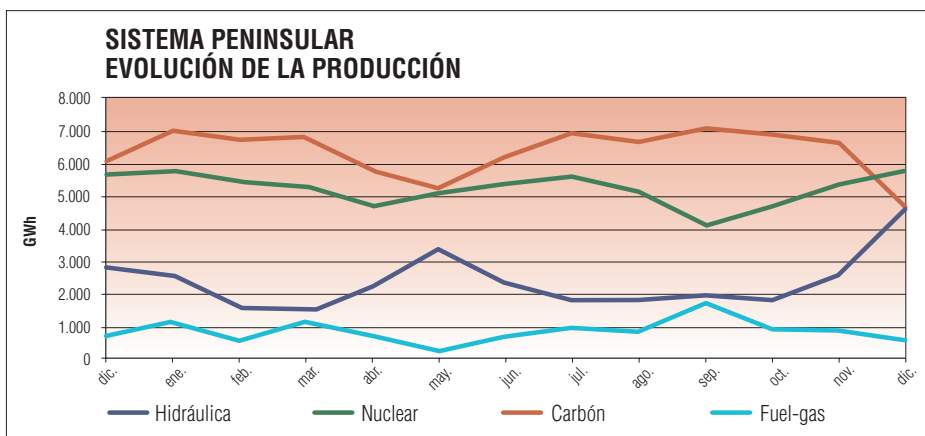
- La producción bruta peninsular ascendió en diciembre a 15.472 GWh, un 2,0% por encima de la registrada en diciembre de 1999. Esta tasa de crecimiento es la más baja del año debido a la estabilización de la demanda mensual.
- El excelente producible hidráulico de este mes ha conducido al mayor registro de producción hidroeléctrica en los últimos tres años, 4.594 GWh, un 84,7% más que el mes anterior. Esta generación mensual representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 29,7%, la más alta desde mayo de 1998, que supera en más de quince puntos la contribución de esta tecnología en conjunto de los once meses anteriores del año.
- Por su parte, la ausencia total de actuaciones programadas en el equipo nuclear en diciembre ha conducido al máximo histórico de producción de esta tecnología, que en este mes se ha elevado a 5.776 GWh. Esta generación ha cubierto el 37,3% de la producción bruta mensual, la segunda más alta del año, superando en algo más de dos puntos a la contribución media de esta tecnología en el periodo enero-noviembre de 2000.
- El buen comportamiento de los grupos hidroeléctricos y nucleares ha repercutido en un notable descenso de la generación del equipo térmico convencional, que en este mes ha sido de 5.102 GWh, con una participación sobre la generación bruta mensual del 33,0%, 16 puntos por debajo de su aportación media durante el año 2000.
- En el año 2000 la cobertura de la demanda ha sido muy similar a la de 1999. La producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 84,3% de la demanda, mientras que las adquisiciones al régimen especial han aportado el 13,4% y el saldo importador de los intercambios internacionales han contribuido con el 2,3% restante.
- Por su parte, la estructura de producción del régimen ordinario ha sido también muy parecida a la del año anterior. Las centrales hidroeléctricas han producido el 15,7% del total, un punto más que en 1999, mientras que los grupos nucleares aportaron el 35,2%, 0,4 puntos menos que el año anterior, y el equipo térmico convencional generó el 49,1%, 0,7 puntos por debajo de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el año 2000 la producción de las centrales de carbón ha sido prácticamente idéntica a la de 1999, mientras que la producción de las centrales de fuel se ha incrementado en un 12,1% y ha aportado el 68% de la producción bruta, casi tres puntos más que en el año anterior. Es asimismo destacable el descenso respecto a 1999 de las adquisiciones al régimen especial, que han aportado el 6,3% de la demanda anual, un punto menos que el año anterior.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	4.594	64,5	27.770	14,9	27.770	14,9
Nuclear	7.798	5.776	3,1	62.111	5,5	62.111	5,5
Carbón	11.542	4.561	-24,4	76.372	5,6	76.372	5,6
Fuel-Gas	8.214	541	-26,8	10.249	3,3	10.249	3,3
<b>Producción bruta</b>	<b>44.078</b>	<b>15.472</b>	<b>2,0</b>	<b>176.501</b>	<b>6,8</b>	<b>176.501</b>	<b>6,8</b>
Consumos generación		-568	-9,7	-7.815	8,2	-7.815	8,2
Consumos bombeo		-774	100,8	-4.904	33,7	-4.904	33,7
<b>Producción neta</b>		<b>14.130</b>	<b>-0,2</b>	<b>163.783</b>	<b>6,1</b>	<b>163.783</b>	<b>6,1</b>
Régimen especial	7.783	2.517	4,7	26.057	7,3	26.057	7,3
Intercambios internacionales		260	-40,6	4.431	-22,5	4.431	-22,5
Importaciones		581	-17,7	8.735	5,4	8.735	5,4
Exportaciones		-321	19,7	-4.304	67,4	-4.304	67,4
<b>Demanda bruta</b>		<b>16.907</b>	<b>-0,5</b>	<b>194.270</b>	<b>5,4</b>	<b>194.270</b>	<b>5,4</b>

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	2	-0,1	2	-0,1
Carbón	510	288	-0,5	3.472	-0,1	3.472	-0,1
Fuel-oil	2.460	618	10,0	7.377	12,1	7.377	12,1
<b>Producción bruta</b>	<b>2.971</b>	<b>906</b>	<b>6,4</b>	<b>10.851</b>	<b>7,9</b>	<b>10.851</b>	<b>7,9</b>
Consumos generación		-60	-1,5	-742	3,3	-742	3,3
<b>Producción neta</b>		<b>846</b>	<b>7,0</b>	<b>10.109</b>	<b>8,2</b>	<b>10.109</b>	<b>8,2</b>
Régimen especial	155	50	-16,9	685	-7,1	685	-7,1
<b>Demanda bruta</b>		<b>896</b>	<b>5,4</b>	<b>10.794</b>	<b>7,1</b>	<b>10.794</b>	<b>7,1</b>

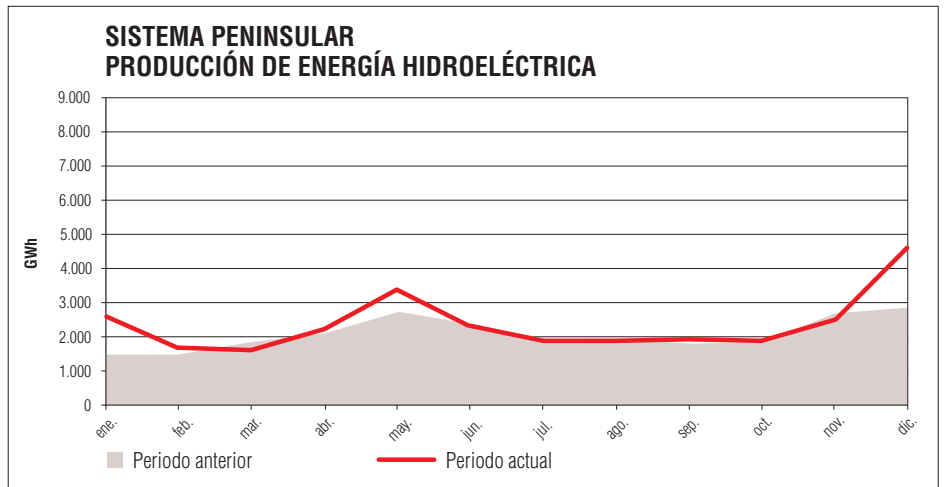
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



**Producción hidroeléctrica**

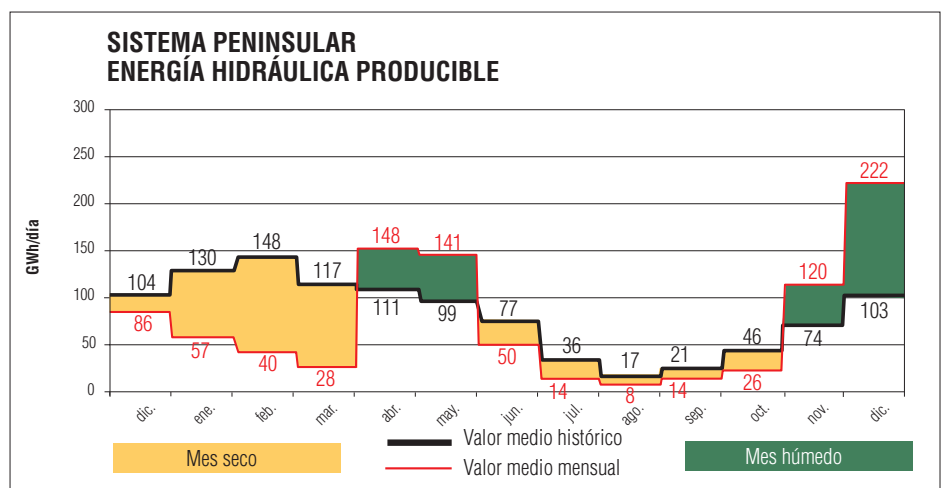
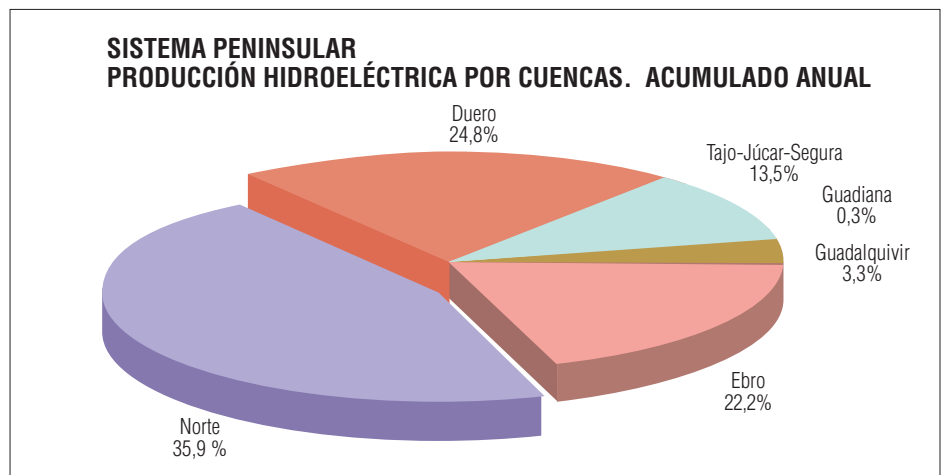
- El extraordinario producible hidráulico registrado en diciembre ha conducido a producción hidroeléctrica mensual de 4.594 GWh, la mas alta desde enero de 1998, que supera en un 64,5% a la del mismo mes del año anterior y duplica la generación mensual media durante los primeros once meses del año. Este excelente registro ha aportado el 29,7% de la producción bruta mensual, la contribución más alta de esta tecnología desde mayo de 1998, mejorando en quince puntos su participación media en los primeros once meses del año.
- Después del repunte de la producción hidroeléctrica en los dos últimos meses, especialmente en diciembre, la producción hidroeléctrica anual ha ascendido a 27.770 GWh, un 14,9% más que en 1999, y ha aportado el 15,7% de la producción bruta del período, algo más de un punto por encima de su contribución en 1999.
- Por cuencas hidrográficas, en diciembre todas incrementaron su producción, destacando los crecimientos superiores al 100% de las cuencas Duero y Tajo-Júcar-Segura. En el conjunto del año 2000, los crecimientos han sido muy desiguales, si bien en conjunto la producción de las cuencas de la mitad norte peninsular han crecido menos que la de las situadas en la mitad sur y han generado el 82,9% de la producción hidroeléctrica del año, un punto por debajo de su aportación en 1999.
- A lo largo de todo el mes se registraron elevadas precipitaciones en toda la Península, que han sido superiores al valor característico del mes en todas las áreas, excepto en las de Oviedo, Santander, Albacete y Valencia.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de diciembre fue muy húmedo, registrándose una energía producible en el mes de 6.900 GWh, energía que es superior en más del doble a la energía producible típica del mes de diciembre. Este índice de producible es el cuarto valor alto registrado en un mes de diciembre desde 1920.
- Tras los excelentes producibles registrados en los dos últimos meses, en el conjunto del año la energía hidroeléctrica producible se ha elevado a 26.239 GWh, valor que representa el 90% del producible histórico medio anual. Este índice, aun no alcanzando todavía su valor característico, supera en veintidós puntos al registrado en 1999.
- A pesar de la notable producción hidroeléctrica de diciembre, ésta ha sido cerca de 2.500 GWh inferior al producible mensual, lo que ha disparado el nivel de reservas de los embalses, que han finalizado el mes con 10.395 GWh almacenados, un 45,0% más que el que existía el último día de noviembre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 61,3%, diecisiete puntos

**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 período de tiempo.



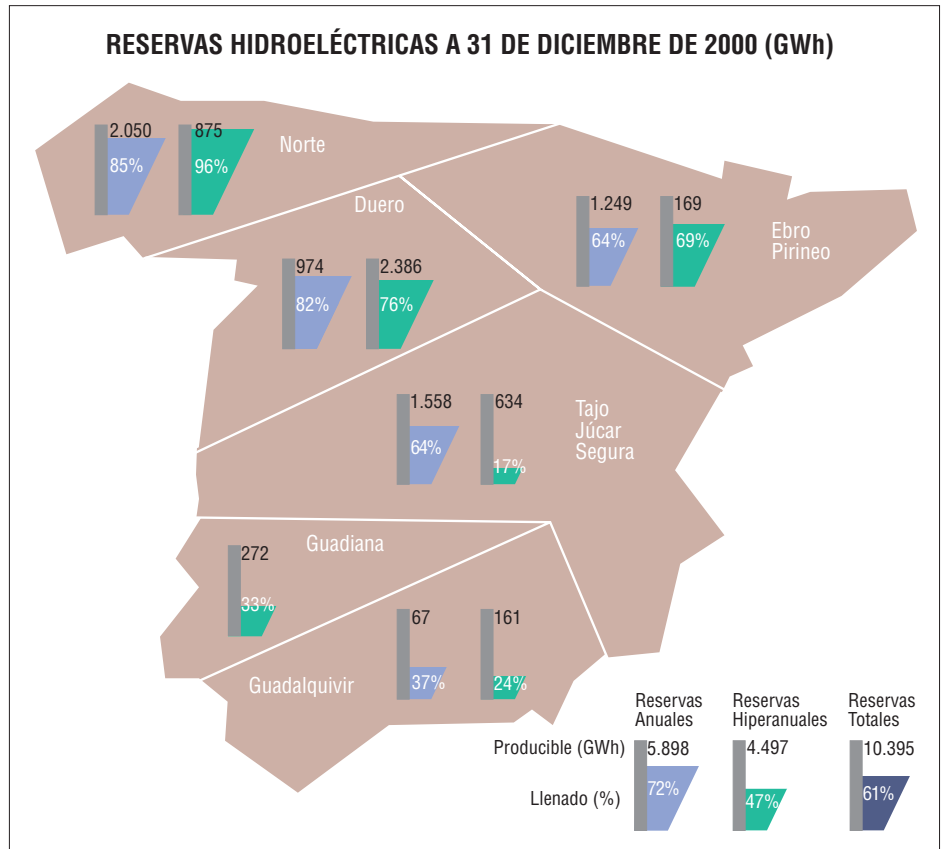
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.769	42,1	9.974	15,9	9.974	15,9
Duero	3.550	1.408	113,3	6.880	30,1	6.880	30,1
Tajo-Júcar-Segura	4.093	758	153,7	3.744	33,8	3.744	33,8
Guadiana	233	2	17,8	92	-56,7	92	-56,7
Guadalquivir	1.016	96	99,8	913	-1,6	913	-1,6
Ebro	3.483	561	3,9	6.168	-2,7	6.168	-2,7
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.524</b>	<b>4.594</b>	<b>64,5</b>	<b>27.770</b>	<b>14,9</b>	<b>27.770</b>	<b>14,9</b>
Canarias	1	0	-	2	-0,1	2	-0,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-0,1</b>	<b>2</b>	<b>-0,1</b>

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



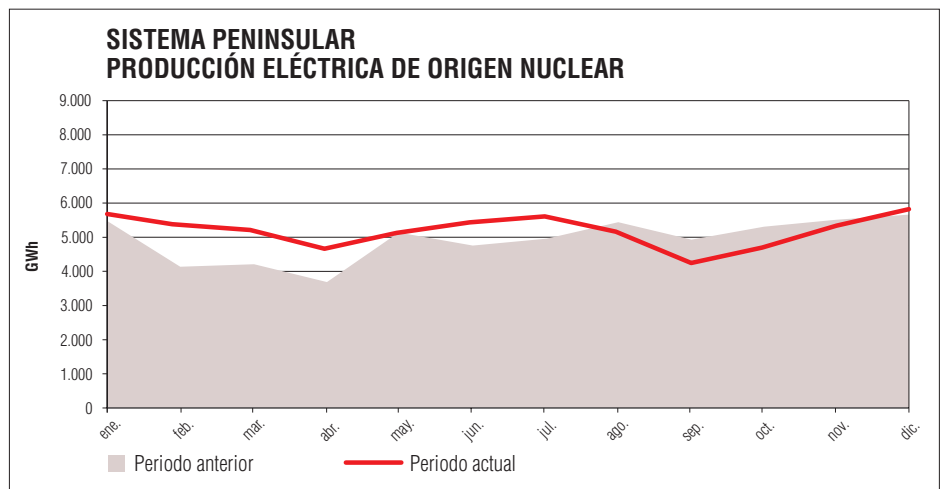
mayor que el de noviembre, e igualmente dieciséis puntos por encima del que se registraba al finalizar el mes de diciembre de 1999.

- Este importante repunte del volumen de reservas ha incidido en mayor medida en los embalses de régimen anual, cuyo nivel de reservas al finalizar diciembre ascendía a 5.898 GWh, que corresponde a un volumen de llenado del 72,2%, veintidós puntos mayor por encima del 50% que se registraba tanto en el mes anterior como al finalizar diciembre de 1999. Este volumen de llenado es el tercero más alto para este mes desde el año 1965. Cuatro cuencas registraban al finalizar el mes un volumen de llenado superior al 60%, dos de las cuales, la Norte y la Duero superaban el 80%. En el lado opuesto, el mínimo nivel de reservas correspondía a la cuenca del Guadalquivir, cuyos embalses acabaron diciembre al 37,2% de su capacidad.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 4.497 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 47,1%, doce puntos por encima del de noviembre e igualmente ocho puntos por encima del registrado al finalizar diciembre de 1999. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 96,3%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 16,8%.



## Producción nuclear

- En el mes de diciembre la producción de origen nuclear ha alcanzado un nuevo máximo histórico, al registrarse una generación mensual de 5.776 GWh, un 3,1% más que en el mismo mes del año anterior. Esta elevada producción es consecuencia de la ausencia de actuaciones programadas en las centrales en un mes de alta demanda.
- Esta generación ha aportado el 37,3% de la producción bruta mensual, 2,5 puntos por encima del mes anterior e igualmente algo más de dos puntos superior a su aportación media durante los primeros once meses del año.
- El día 12 de diciembre se realizó el simulacro anual de emergencia en la central de Ascó I.
- La ausencia total de actuaciones programadas durante el mes de diciembre, ha mejorado los valores del coeficiente de disponibilidad y del factor de carga del equipo nuclear respecto al mes anterior, alcanzando el primero en el 100%, algo más de tres puntos por encima del registro de noviembre, y el segundo en el 99,6%, seis puntos más que el mes anterior.
- En el año 2000, a excepción de abril y septiembre, la producción nuclear se ha mantenido por encima de los 5.000



Producción bruta Nuclear	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	-0,5	1.168	-0,8	1.168	-0,8
Garroña	466	345	-0,2	4.030	15,7	4.030	15,7
Almaraz I	974	726	0,5	7.765	7,1	7.765	7,1
Ascó I	1.028	762	5,6	8.012	-5,4	8.012	-5,4
Almaraz II	983	722	0,5	7.683	-8,5	7.683	-8,5
Cofrentes	1.025	755	18,1	7.620	-1,9	7.620	-1,9
Ascó II	1.015	755	0,5	8.795	17,1	8.795	17,1
Vandellós II	1.082	808	0,8	8.304	10,3	8.304	10,3
Trillo I	1.066	791	0,0	8.733	20,2	8.733	20,2
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.798</b>	<b>5.776</b>	<b>3,1</b>	<b>62.111</b>	<b>5,5</b>	<b>62.111</b>	<b>5,5</b>

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

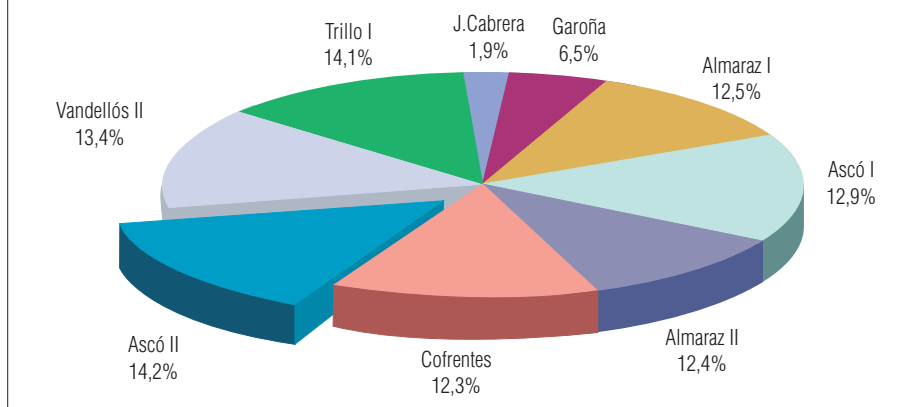
GWh, alcanzándose una producción en el conjunto del año de 62.111 GWh, con un crecimiento del 5,5% respecto al año 1999. Esta generación ha cubierto el 35,2% de la producción bruta anual, 0,4 puntos menos que en el año anterior.

- Los valores del coeficiente disponibilidad y de factor de carga registrados en diciembre han situado los valores acumulados de estas magnitudes en el año 2000 en el 93,1% y el 90,9% respectivamente. Estos valores mejoran en algo más de tres puntos a los alcanzados en el año 1999, en el que se realizaron un mayor número de actuaciones programadas en las centrales que este año.
- Durante el mes de diciembre se han fabricado 9 elementos combustibles tipo PWR para la central de Ascó II. Por el contrario, en este mes no se han importado elementos combustibles de ningún tipo.
- Durante el año 2000 se han producido un total de 635 elementos combustibles, 49 más que el año anterior. Por su parte, este año se han importado 176 elementos de combustible, 60 menos que en 1999.

## Producción térmica convencional

- En diciembre, la producción de los grupos térmicos convencionales ha experimentado un fuerte descenso, situándose en 5.102 GWh, un 24,6% inferior a la del mismo mes del año anterior. Esta floja generación, la más baja desde junio de 1998, tiene su origen en el elevado crecimiento de la producción hidroeléctrica.
- La producción de diciembre representa una aportación a la producción bruta mensual del 33,0%, la más baja desde mayo de 1998 y casi dieciocho puntos inferior a su contribución media durante los anteriores once meses del año.
- A pesar del dato de diciembre, las buenas generaciones alcanzadas por esta tecnología durante la mayoría de los meses del año transcurrido sitúan la producción acumulada durante el año 2000 en 86.621 GWh, un 5,3% más que en el año 1999, generación que representa el 49,1% de la producción bruta total anual, casi un punto menos que su contribución durante el año anterior.
- En el conjunto del año 2000, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han produ-

## PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



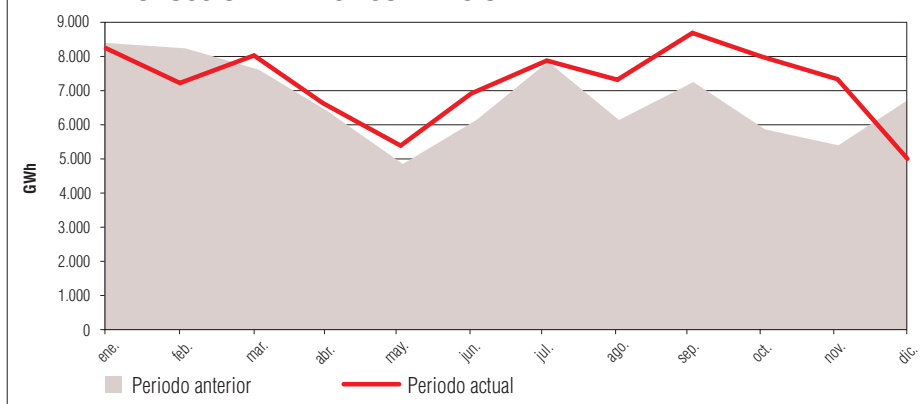
Grupo	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,4	0,0	0,0	83,1	9,8	3,3
Garoña	99,5	0,0	0,0	98,5	0,0	0,6
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	90,8	6,8	0,2
Ascó I	99,7	0,0	0,0	90,5	7,3	1,2
Almaraz II	98,7	0,0	0,0	89,0	7,0	0,0
Cofrentes	98,9	0,0	0,0	84,6	11,1	0,1
Ascó II	100,0	0,0	0,0	98,7	0,0	0,3
Vandellós II	100,0	0,0	0,0	87,4	8,7	1,8
Trillo	99,7	0,0	0,0	93,3	5,5	0,2
<b>Sistema peninsular</b>	<b>99,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>90,9</b>	<b>6,3</b>	<b>0,6</b>

Combustible nuclear	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	4.847	296.198	296.198
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	9	249	249
Exportación	0	56	56
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	176	176
Exportación	0	154	154
Nº elementos importación:			
PWR	0	48	48
BWR	0	128	128

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

## SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



cido el 72,5% de la producción térmica total, mientras que las centrales de carbón importado han contribuido con el 15,7% y las de fuel-gas el restante 11,8%. Sin embargo, atendiendo al consumo real de combustible en cada central, estos porcentajes se sitúan en el 42,9%, 43,5% y 13,6%, respectivamente. Este contraste refleja la frecuente utilización de carbón importado en las centrales cuyo combustible principal es alguno de los carbones autóctonos y el uso del fuel como combustible de apoyo en centrales de carbón.

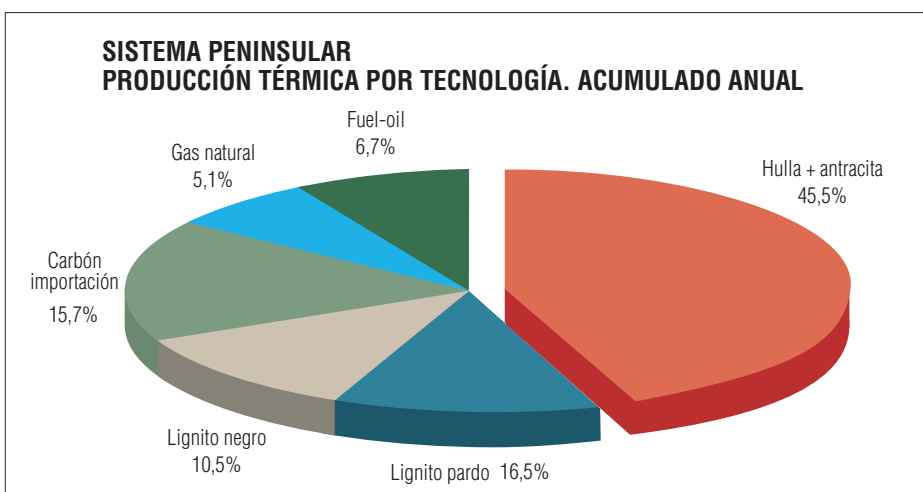
- En el año 2000, todas las tecnologías han incrementado su producción respecto al año anterior, con excepción de los grupos de fuel, cuya generación se ha reducido en un 15,1%. Destacan los notables incrementos de la producción de los grupos de gas natural, el 43,9%, y de los de lignito negro, el 23,6%.
- La disponibilidad del grupo térmico en diciembre ha sido del 93,4%, con lo que el valor final de esta magnitud en el año 2000 se sitúa en el 90,8%, 2,3 puntos mas que en 1999. Por su parte, el factor de carga del equipo térmico en diciembre ha sido del 34,7%, lo que sitúa el valor acumulado del año en el 50,2%, dos puntos por encima del registrado el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el conjunto del año 2000 la producción de las centrales de carbón ha sido similar a la del año anterior, con lo que los grupos de fuel han absorbido la totalidad del crecimiento de la generación térmica, incrementando su producción en un 12,1%.

**Factor de carga:** mide la relación entre la energía producida durante un período de tiempo y la que se hubiera producido en este período 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 período de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo período funcionando a la potencia nominal.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	2.202	-26,4	39.449	3,3	39.449	3,3
Lignito pardo	2.032	958	-20,5	14.262	2,4	14.262	2,4
Lignito negro	1.501	555	-33,7	9.057	23,6	9.057	23,6
Carbón importación	1.928	846	-15,1	13.605	5,6	13.605	5,6
Gas natural (*)	3.582	303	-10,4	4.446	43,9	4.446	43,9
Fuel-oil	4.632	238	-40,6	5.803	-15,1	5.803	-15,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.756</b>	<b>5.102</b>	<b>-24,6</b>	<b>86.621</b>	<b>5,3</b>	<b>86.621</b>	<b>5,3</b>
Carbón	510	288	-0,5	3.472	-0,1	3.472	-0,1
Fuel-oil	2.460	618	10,0	7.377	12,1	7.377	12,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.970</b>	<b>906</b>	<b>6,4</b>	<b>10.849</b>	<b>7,9</b>	<b>10.849</b>	<b>7,9</b>

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



Tecnología	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	48,7	0,0	1,8	74,2	2,1	4,2
Lignito pardo	63,4	0,0	2,7	81,6	3,2	2,0
Lignito negro	49,7	0,0	4,8	69,9	0,3	6,5
Carbón importación	59,0	11,6	3,1	81,5	4,1	5,7
Gas natural (*)	11,3	0,0	5,0	14,1	2,0	5,3
Fuel-oil	6,9	0,0	13,4	14,3	0,4	16,6
<b>Sistema peninsular</b>	<b>34,7</b>	<b>1,1</b>	<b>5,5</b>	<b>50,2</b>	<b>1,8</b>	<b>7,4</b>
Carbón	75,8	0,0	0,2	77,5	4,1	3,8
Fuel-oil	33,8	4,1	5,3	35,8	3,8	4,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>41,0</b>	<b>3,4</b>	<b>4,4</b>	<b>43,2</b>	<b>3,9</b>	<b>4,0</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

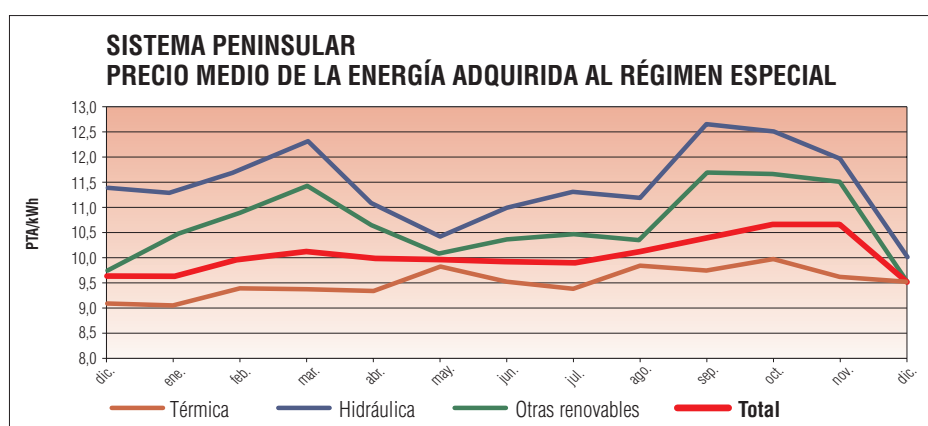
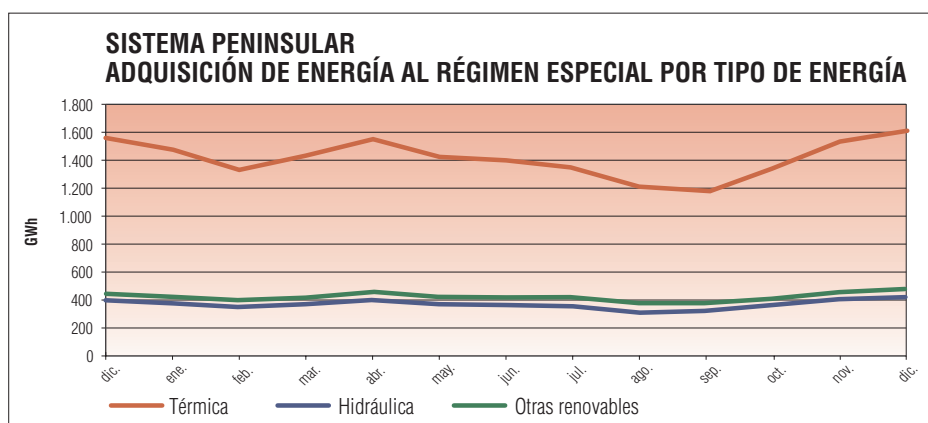
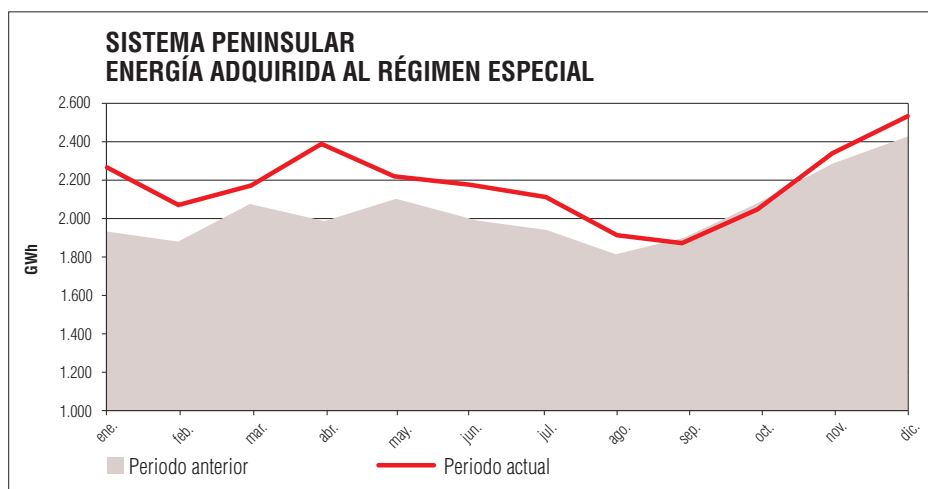
Combustible	Diciembre					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	441	-43,5	2.553	-10,2	1.125	10.139	-6,2	25.766	10.139	-6,2	25.766
Lignito pardo	76	-61,9	65	87,0	179	2.508	-8,4	6.146	2.508	-8,4	6.146
Lignito negro	99	-12,7	1.048	-19,7	306	1.716	31,3	5.226	1.716	31,3	5.226
Carbón importación	1.067	-4,3	1.943	21,8	2.970	13.425	13,8	37.667	13.425	13,8	37.667
Gas natural (**)	46	-50,2	-	-	132	1.238	33,6	4.145	1.238	33,6	4.145
Gas siderúrgico	32	-2,8	-	-	85	392	2,4	1.217	392	2,4	1.217
Fuel-oil	111	-35,5	680	0,6	306	2.317	-14,3	6.454	2.317	-14,3	6.454
<b>Sistema peninsular</b>	<b>1.871</b>	<b>-25,3</b>	<b>6.289</b>	<b>2,7</b>	<b>5.102</b>	<b>31.735</b>	<b>3,5</b>	<b>86.621</b>	<b>31.735</b>	<b>3,5</b>	<b>86.621</b>
Carbón	90	1,1	144	-9,2	288	1.103	-4,7	3.472	1.103	-4,7	3.472
Fuel-oil	138	14,1	102	-6,9	618	1.632	16,2	7.377	1.632	16,2	7.377
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>228</b>	<b>8,6</b>	<b>246</b>	<b>-8,2</b>	<b>906</b>	<b>2.734</b>	<b>6,8</b>	<b>10.849</b>	<b>2.734</b>	<b>6,8</b>	<b>10.849</b>

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

## Régimen especial (\*)

- En diciembre, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.517 GWh, con un crecimiento del 4,7% respecto al mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, una de las más bajas de los últimos años, es veinticuatro puntos inferior a la que se registró el mismo mes de 1999, y se sitúa muy por debajo del crecimiento medio de estas adquisiciones en los once meses anteriores de este año.
- Tras el dato de diciembre, el volumen de energía adquirido en el conjunto del año 2000, 26.057 GWh supera en un 7,3% al del año anterior, tasa muy inferior al 23,2% que se alcanzó en el año 1999. Este volumen de adquisiciones ha aportado el 13,4% de la demanda del año 2000, apenas 0,2 puntos más que el año anterior.
- Por tipo de combustible, en el año 2000 el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, que han aportado el 35,6% de la energía adquirida en el conjunto del año, 4,5 puntos más que en 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 50 GWh, un 16,9% menos que en el mismo mes del año anterior, siguiendo la línea de crecimientos negativos habitual durante este año, con lo que en el conjunto del año 2000 las adquisiciones se han reducido un 7,1% respecto al año anterior y han cubierto el 6,3% de la demanda anual, un punto menos que en 1999.
- En diciembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,63 PTA/kWh, con lo que el precio acumulado del año 2000 se sitúa en 10,06 PTA/kWh, un 2,9% superior al registrado en 1999.
- Por tipo de combustible, en el año 2000 el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,30 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,76 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,51 PTA/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%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Térmica	4.393	1.621	4,7	9,54	4,3	16.778	0,3	9,51	2,3	16.778	0,3	9,51	2,3
Hidráulica	1.319	414	4,7	10,04	-11,5	4.286	14,6	11,30	-0,1	4.286	14,6	11,30	-0,1
Otras renovables	2.071	482	4,7	9,52	-2,4	4.993	30,8	10,76	4,2	4.993	30,8	10,76	4,2
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.783</b>	<b>2.517</b>	<b>4,7</b>	<b>9,63</b>	<b>-0,1</b>	<b>26.057</b>	<b>7,3</b>	<b>10,06</b>	<b>2,9</b>	<b>26.057</b>	<b>7,3</b>	<b>10,06</b>	<b>2,9</b>
Térmica	82	37	-12,1	7,47	2,1	433	-14,3	7,30	-4,2	433	-14,3	7,30	-4,2
Hidráulica (*)	0,5	0	-	-	-	4	-	-	-	4	-	-	-
Otras renovables	73	13	-29,1	9,30	-7,3	248	7,2	10,25	-1,1	248	7,2	10,25	-1,1
<b>Sistemas extrapeninsulares (*)</b>	<b>155</b>	<b>50</b>	<b>-16,9</b>	-	-	<b>685</b>	<b>-7,1</b>	-	-	<b>685</b>	<b>-7,1</b>	-	-

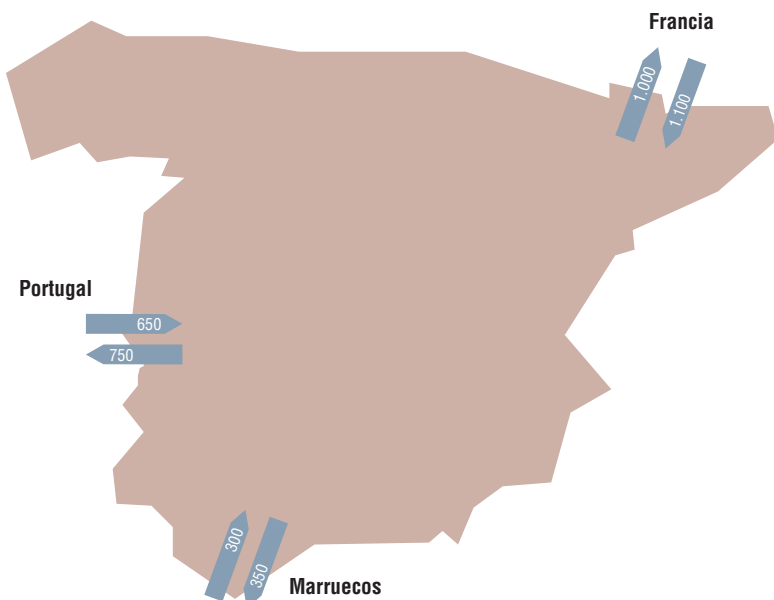
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(\*) Datos de precios de hidráulica no disponibles.

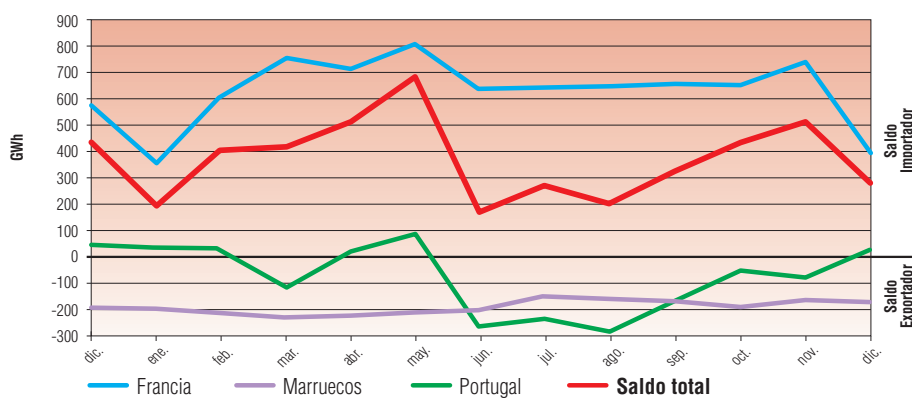
## Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de diciembre ha ascendido a 902 GWh, un 7,4% menos que en el mismo mes de 1999. El 35,6% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de intercambios internacionales de 260 GWh.
- El 57,7% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en diciembre a 364 GWh, el 40,4% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,9% restante.
- En diciembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluido bilaterales, ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Francia con 217 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 138 GWh, Marruecos, 126 GWh, y Andorra, 39 GWh.
- En el conjunto del año 2000, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 13.039 GWh, un 20,0% más que en 1999. El 58,7% de esta energía, nueve puntos más que en el año 1999, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 305 GWh. El 14,1% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 40,4% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 4.090 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 0,9% del volumen y aportó un saldo importador de 35 GWh.
- Tras el dato de diciembre, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 4.431 GWh, un 22,5% inferior al obtenido en el mismo período del año anterior, consecuencia en su práctica totalidad del importante incremento de las operaciones de exportación de los agentes.
- El 43,8% del volumen total de energía intercambiada por los agentes durante el año 2000 ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 30,6% a través de la frontera de Portugal, el 22,0% con Marruecos y el 3,6% restante con Andorra.
- 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, son los mismos que el mes pasado.

### INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL DICIEMBRE 2000 (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	-39	-39	0	-272	-272	0	-272	-272
Francia	144	-54	91	3.239	-58	3.181	3.239	-58	3.181
Marruecos	0	-126	-126	5	-814	-809	5	-814	-809
Portugal	91	-47	44	710	-1.475	-765	710	-1.475	-765
<b>Mercado: Agentes</b>	<b>235</b>	<b>-266</b>	<b>-31</b>	<b>3.954</b>	<b>-2.619</b>	<b>1.335</b>	<b>3.954</b>	<b>-2.619</b>	<b>1.335</b>
Francia	325	0	325	4.679	0	4.679	4.679	0	4.679
Marruecos	0	-39	-39	0	-588	-588	0	-588	-588
<b>Mercado: Contratos REE</b>	<b>325</b>	<b>-39</b>	<b>286</b>	<b>4.679</b>	<b>-588</b>	<b>4.090</b>	<b>4.679</b>	<b>-588</b>	<b>4.090</b>
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	19	0	19	23	-30	-7	23	-30	-7
Marruecos	0	0	0	0	-866	-866	0	-866	-866
Portugal	0	0	0	0	-156	-156	0	-156	-156
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>23</b>	<b>-1.053</b>	<b>-1.030</b>	<b>23</b>	<b>-1.053</b>	<b>-1.030</b>
Andorra	0	-1	-1	5	-5	0	5	-5	0
Francia	0	-1	-1	53	-4	50	53	-4	50
Marruecos	1	0	1	7	-6	1	7	-6	1
Portugal	0	-14	-14	13	-29	-16	13	-29	-16
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>1</b>	<b>-16</b>	<b>-15</b>	<b>79</b>	<b>-44</b>	<b>35</b>	<b>79</b>	<b>-44</b>	<b>35</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>581</b>	<b>-321</b>	<b>260</b>	<b>8.735</b>	<b>-4.304</b>	<b>4.431</b>	<b>8.735</b>	<b>-4.304</b>	<b>4.431</b>

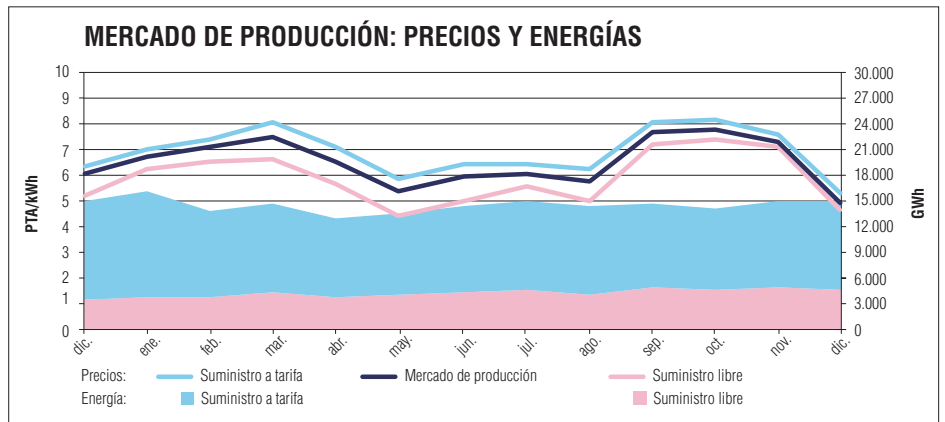
**Capacidad comercial:** Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(\*) Intercambios a través de las fronteras.

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- Tras los altos precios registrados en los últimos tres meses, en diciembre el precio medio en el mercado de producción ha experimentado una fuerte disminución, alcanzado el valor más bajo desde el inicio del mercado eléctrico, situándose por primera vez por debajo de las 5 PTA/kWh.
- El precio medio ha sido 4,88 PTA/kWh, un 33,0% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.545 GWh. Respecto de diciembre de 1999, el precio ha disminuido un 18,2%, frente a un aumento del 1,4% de la demanda. En el conjunto del año 2000, el precio medio del mercado ha sido 6,51 PTA/kWh, un 11,3% superior al registrado en el año 1999.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 10.298 GWh, lo que supone una disminución del 10,5% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 5,22 PTA/kWh, un 30,9% menor que el mes anterior y un 17,5% menos que el mismo mes de 1999.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.445 GWh, un -6,8% menos que el mes pasado y un 29,3% más que hace un año. Esta cifra representa el 28,6% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,55 PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución



Precios	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/nov.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>4,88</b>	<b>-33,0</b>	<b>-18,2</b>	<b>6,51</b>	<b>11,3</b>	<b>6,51</b>	<b>11,3</b>
Mercado diario	3,63	-40,5	-19,0	5,29	19,0	5,29	19,0
Otros mercados	0,50	23,8	110,1	0,29	86,9	0,29	86,9
Garantía de potencia	0,75	-2,7	-40,2	0,93	-25,8	0,93	-25,8
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>5,22</b>	<b>-30,9</b>	<b>-17,5</b>	<b>6,91</b>	<b>12,1</b>	<b>6,91</b>	<b>12,1</b>
Mercado diario	3,67	-40,4	-18,6	5,31	18,9	5,31	18,9
Otros mercados	0,61	33,9	102,6	0,35	74,2	0,35	74,2
Garantía de potencia	0,94	0,2	-38,3	1,25	-16,6	1,25	-16,6
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>4,55</b>	<b>-35,8</b>	<b>-11,8</b>	<b>5,95</b>	<b>21,9</b>	<b>5,95</b>	<b>21,9</b>
Mercado diario	3,64	-41,3	-18,8	5,38	20,6	5,38	20,6
Otros mercados	0,47	20,0	140,6	0,30	101,9	0,30	101,9
Garantía de potencia	0,44	-10,7	-8,6	0,26	-0,9	0,26	-0,9

Energías	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/nov.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>15.545</b>	<b>1,9</b>	<b>1,4</b>	<b>177.295</b>	<b>6,6</b>	<b>177.295</b>	<b>6,6</b>
Suministro a tarifa (**)	10.298	2,7	-10,5	121.100	-8,6	121.100	-8,6
Suministro libre (***)	4.445	-6,8	29,3	50.767	71,1	50.767	71,1
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>58</b>	<b>-45,5</b>	<b>-</b>	<b>1.227</b>	<b>-</b>	<b>1.227</b>	<b>-</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 (PTA/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
V1	6,60	4,18	2,90	2,84	2,82	2,84	3,54	7,15	9,50	9,80	9,82	9,81	9,80	9,70	8,55	8,57	9,06	10,06	11,28	11,45	10,50	9,68	7,28	6,73	7,95
S2	6,76	4,81	3,77	3,57	3,46	3,30	3,27	3,08	3,43	4,60	6,30	6,38	6,27	5,75	4,44	4,20	4,25	4,98	6,44	6,82	6,79	6,65	6,37	6,66	5,22
D3	4,95	4,36	3,47	1,01	1,18	1,17	1,06	1,21	1,23	1,78	3,06	3,11	3,01	3,27	3,16	2,99	2,99	3,28	4,86	4,44	4,28	4,67	4,43	5,16	3,23
L4	3,31	1,53	1,95	1,93	1,15	1,97	3,18	3,13	5,46	5,42	5,76	7,32	7,27	5,26	4,55	4,61	5,05	6,04	8,24	8,24	8,02	5,98	4,13	3,98	4,98
M5	4,39	3,49	2,82	2,55	2,13	2,12	2,79	4,27	5,95	7,50	7,29	7,47	7,46	6,10	4,46	4,40	4,27	5,38	9,45	9,21	8,19	7,86	4,64	5,22	5,58
X6	6,35	5,67	4,66	3,64	2,98	2,87	2,88	2,86	2,88	3,38	5,74	5,80	5,77	5,76	5,83	5,86	5,84	5,84	6,59	6,73	8,93	9,00	7,18	6,50	5,53
J7	4,64	3,53	3,02	2,94	2,87	2,85	3,02	3,69	4,46	5,46	6,70	6,33	5,70	5,44	4,66	4,64	4,82	5,90	7,72	7,68	7,53	6,48	5,73	5,42	5,17
V8	3,58	3,23	3,11	3,05	2,81	0,94	3,01	3,05	3,06	3,97	4,02	4,82	4,97	5,12	4,98	5,10	5,14	5,32	6,01	6,08	5,93	5,91	5,42	5,15	4,42
S9	5,06	3,25	3,35	3,03	2,91	2,59	2,30	2,35	3,32	3,13	3,35	3,30	3,34	3,36	3,30	3,21	3,77	3,50	4,70	4,92	4,81	4,45	3,32	3,23	3,55
D10	5,16	5,53	3,10	3,00	2,26	2,27	2,27	0,94	0,86	2,31	3,12	3,17	3,93	4,23	3,75	3,87	3,13	3,22	4,89	5,76	5,79	6,53	5,42	5,11	3,89
L11	3,24	3,01	2,33	2,28	2,24	2,24	3,13	5,22	6,00	5,33	5,30	5,22	5,21	4,92	4,43	4,44	4,90	5,80	8,98	8,95	6,62	5,43	4,76	4,18	5,00
M12	4,04	2,98	2,72	2,20	2,16	2,22	2,99	4,63	5,18	5,15	5,09	5,00	4,87	4,86	4,47	4,87	4,48	6,16	9,12	9,05	6,87	5,42	4,14	4,12	4,86
X13	4,26	3,35	2,75	2,64	2,38	2,35	3,08	4,41	4,89	4,81	5,29	5,33	5,06	4,75	4,00	4,65	4,84	7,02	9,48	9,41	8,58	6,16	4,79	4,14	5,12
J14	4,16	3,24	2,86	2,52	2,21	2,18	3,01	4,00	5,07	5,05	5,40	5,42	5,43	5,35	4,49	4,87	4,94	6,40	9,41	9,33	7,74	6,33	4,63	4,04	5,10
V15	3,93	3,10	2,77	2,65	2,20	2,21	3,07	3,98	5,14	4,94	5,88	6,52	5,78	4,94	4,21	4,04	4,79	5,38	9,22	9,19	7,57	5,96	4,40	4,15	5,01
S16	6,00	5,14	3,77	3,19	3,05	2,92	3,05	2,96	3,24	3,98	5,38	5,13	5,15	3,89	3,45	3,33	3,32	4,41	6,57	7,56	7,05	6,20	5,70	5,70	4,70
D17	5,18	3,55	3,17	3,01	2,69	2,46	2,35	2,34	2,30	2,45	3,25	3,31	3,29	3,23	3,17	3,15	3,21	3,40	5,66	6,22	6,34	6,58	6,09	6,14	4,00
L18	4,58	3,56	3,12	3,10	3,05	2,96	3,66	6,52	6,35	6,18	6,77	6,68	6,09	5,50	4,89	4,72	5,22	6,11	11,46	11,48	7,78	6,67	5,15	4,66	5,92
M19	4,32	3,78	3,39	2,86	2,85	2,83	3,68	5,23	5,34	5,58	6,45	6,30	5,94	5,49	4,85	4,90	5,60	6,92	10,63	10,79	8,20	7,09	5,53	4,85	5,75
X20	4,32	3,86	3,35	2,88	2,80	2,76	3,74	4,85	5,75	6,29	8,67	8,58	7,54	5,97	5,53	5,56	6,20	8,62	12,53	12,41	10,15	7,59	5,71	5,17	6,55
J21	4,36	3,63	3,50	2,82	2,83	2,80	3,63	4,66	5,45	6,19	6,92	6,59	7,63	5,60	5,44	5,46	6,13	7,45	10,32	10,68	8,03	7,15	5,52	4,70	5,90
V22	4,39	3,81	3,36	3,26	2,81	2,79	3,91	5,00	5,44	5,30	5,98	5,72	5,48	4,78	4,71	4,78	5,32	5,65	7,50	7,53	6,02	5,73	4,87	4,38	5,04
S23	5,09	4,46	3,64	3,24	3,20	2,91	2,84	2,94	2,96	3,11	4,17	4,14	4,13	4,09	3,53	3,33	3,12	3,50	5,09	5,30	5,38	5,25	4,55	4,72	4,01
D24	3,97	3,12	3,00	2,90	2,57	2,51	2,11	1,86	1,95	2,74	3,00	3,04	3,02	3,04	3,05	2,94	3,10	3,21	5,37	5,10	5,39	5,11	3,12	4,00	3,40
L25	3,91	3,09	3,47	3,64	3,29	3,47	3,39	3,56	3,58	3,46	3,25	3,39	3,63	3,72	3,59	3,21	2,99	3,00	4,42	5,04	5,18	5,33	5,20	5,07	3,90
M26	4,84	3,29	3,14	2,85	2,79	2,76	2,96	3,30	4,34	4,70	4,65	4,85	4,23	4,16	3,87	3,50	4,22	4,80	6,20	6,25	5,49	4,85	3,34	3,29	4,21
X27	4,28	3,23	3,00	2,77	2,53	2,52	3,14	3,36	4,97	5,13	4,93	5,46	5,69	4,49	3,61	3,60	4,12	5,07	6,65	6,64	6,15	5,50	3,92	3,47	4,48
J28	4,38	3,83	3,04	2,86	2,69	2,23	3,11	3,18	3,92	3,69	4,33	4,78	4,80	4,14	2,79	2,59	2,76	4,05	6,23	6,36	5,55	3,91	2,39	2,24	3,83
V29	4,19	3,69	3,21	3,07	2,86	2,78	3,43	3,39	3,53	4,69	5,78	5,63	5,80	5,44	4,41	3,93	4,81	5,66	7,90	7,08	6,44	5,41	4,83	4,94	4,82
S30	5,49	4,00	3,37	3,20	3,02	2,61	2,42	2,24	2,10	2,52	3,11	3,26	3,23	3,14	3,13	3,15	3,13	3,37	6,36	5,77	6,01	6,27	5,08	5,38	3,93
D31	6,25	4,39	3,22	2,53	2,11	1,76	1,57	1,34	1,34	1,91	2,51	2,78	2,95	3,20	3,12	3,18	3,04	3,48	5,92	6,34	7,62	6,57	5,59	6,04	3,90
Media	4,72	3,75	3,18	2,84	2,61	2,50	3,00	3,73	4,40	4,73	5,39	5,48	5,38	4,87	4,32	4,31	4,56	5,41	7,82	7,88	7,01	6,21	4,96	4,79	4,88

Mínimo: 0,86      Precios de 0,86 a 5,08      Precios de 5,08 a 6,38      Precios de 6,38 a 12,53      Máximo: 12,53  
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 1999.

similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 12,8% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

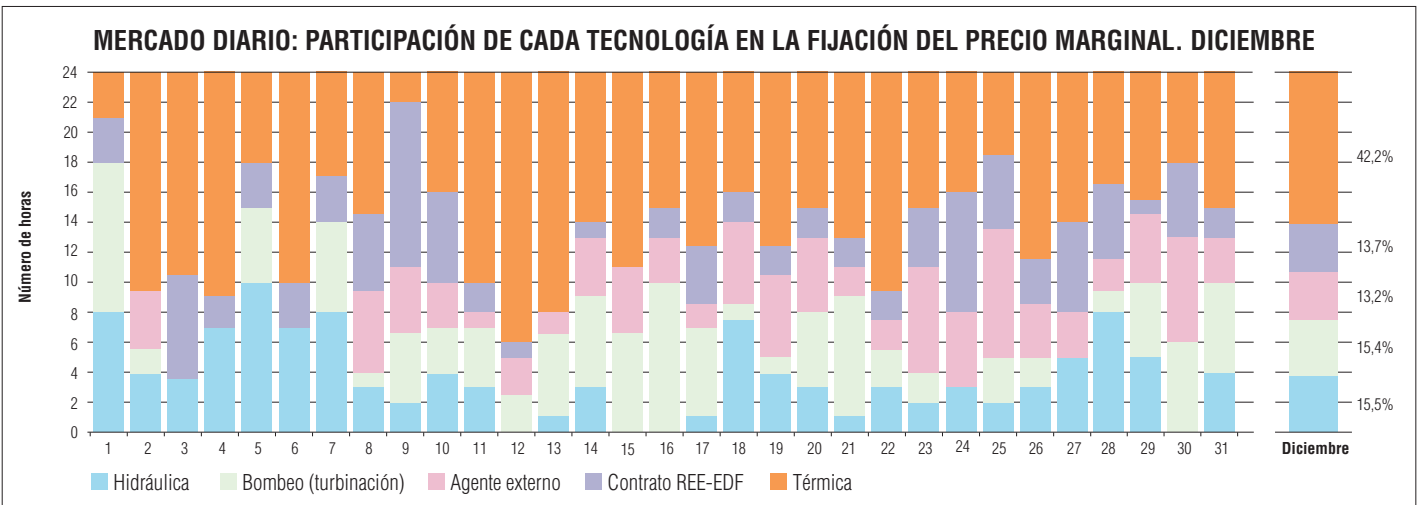
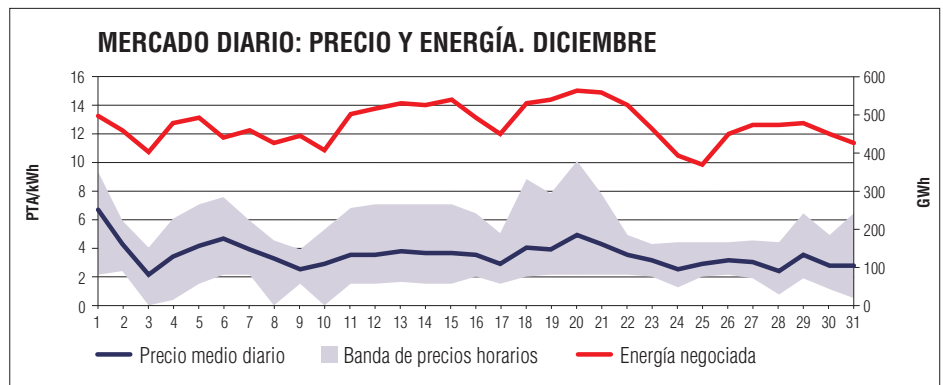
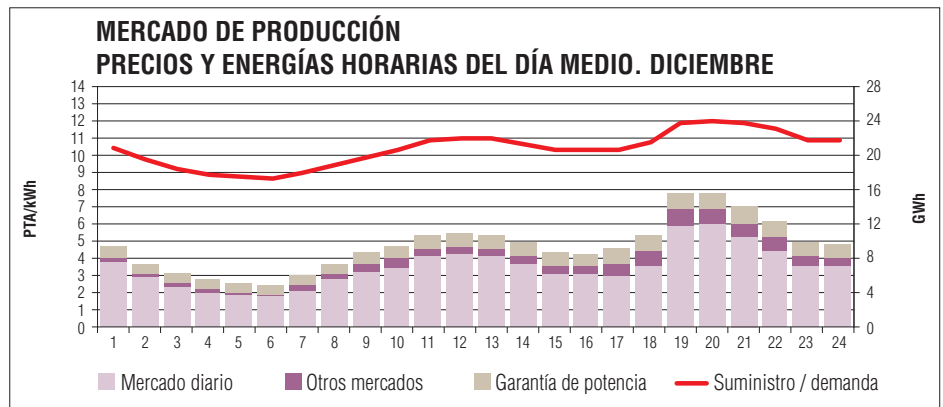
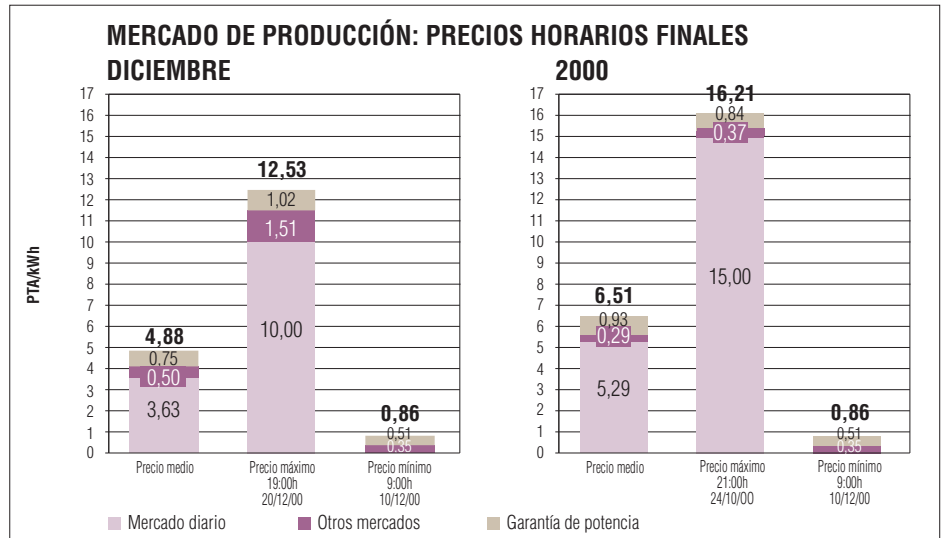
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de diciembre, precio valle, ha sido 3,259 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 5,349 PTA/kWh.

### Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 12,53 PTA/kWh, en la hora 19 del miércoles 20, mientras que el precio mínimo fue 0,86 PTA/kWh en la hora 9 del domingo 10. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 14,5 veces, aumentando significativamente respecto al 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 2,5 y 7,9 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 17,5 y 24,2 GWh.

### Mercado diario

- En diciembre, el precio medio del mercado diario ha sido 3,63 PTA/kWh, la energía intercambiada 14.965 GWh y el volumen económico contratado de 54.325 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,3% de la energía y el 71,7% del volumen económico.
- Los precios medios manifiestan una tendencia ligeramente decreciente a lo largo del mes. Los precios de los días laborables se han situado en el entorno de las 4 PTA/kWh durante las primeras



semanas del mes, bajando hasta las 3 PTA/kWh en las dos últimas semanas. Por su parte, los precios de los fines de semana se han situado durante todo el mes alrededor de las 3 PTA/kWh.

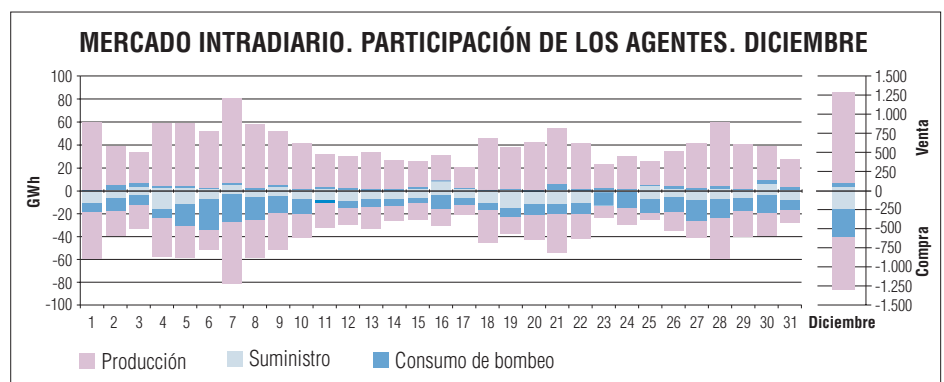
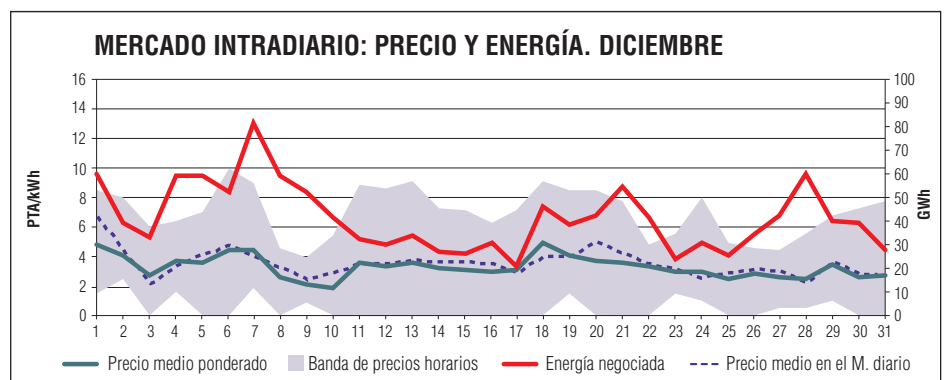
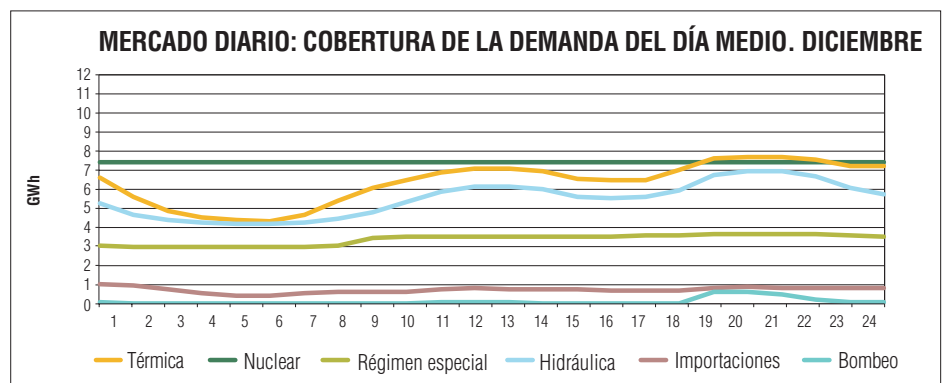
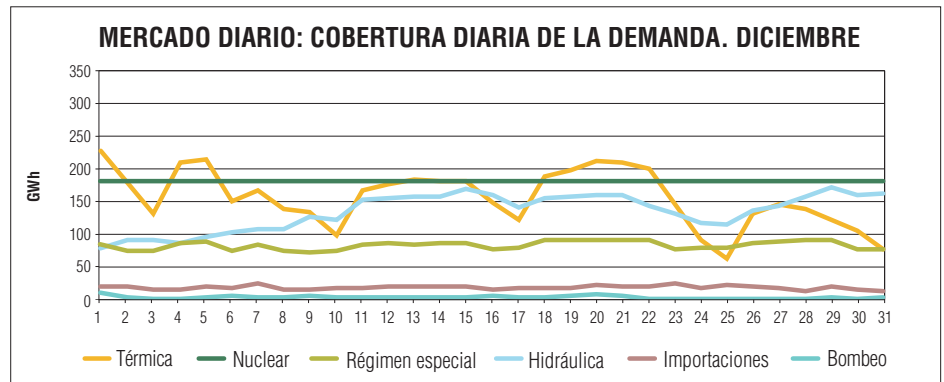
- El precio mínimo del mes, 0,002 PTA/kWh, se ha registrado en cinco horas a lo largo del mes, y el precio máximo del mes, 10,25 PTA/kWh, en la hora 20 del miércoles 20.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un importante aumento de la producción hidráulica en detrimento de la producción térmica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica y térmica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 42% de las horas frente al 31% de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han disminuido su participación respecto de la del mes pasado, 49%. Los agentes externos han marcado el precio marginal en un 13% de las horas y el contrato de RED ELÉCTRICA en un 14%.

## Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,36 PTA/kWh, un 41,7% menos que el mes anterior y un 7,4% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.285 GWh, un 31,3% más que el mes anterior. De esta energía, el 60,7% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 39,3% restante, 505 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 322 GWh, y al suministro, 183 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 1,6 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 865, 173, 71, 51, 49 y 77 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 3,1 y 7,7 PTA/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 11.574 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,75 PTA/kWh, valor ligeramente inferior al



del mes anterior y que supone el 15,3% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste adicional de 204 MPTA, con una repercusión

sobre el precio medio del mercado de producción de 1,3 cts./kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 58 GWh en el mes de diciembre, un 45,5% menos que el mes anterior.

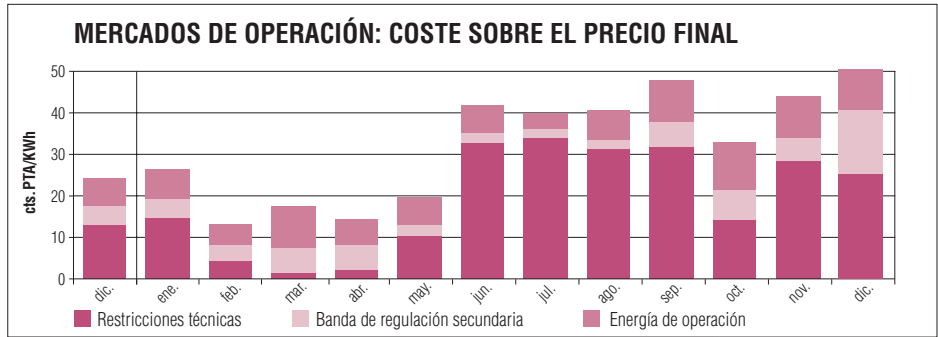
**Mercados de Operación**

- El coste neto de los mercados de operación ha sido 50,4 cts/kWh, un 13,3% superior al del mes de noviembre, suponiendo un 10,3% del precio final del mercado de producción. Este coste mensual representa el valor máximo del año y el tercero mas elevado desde el comienzo del mercado eléctrico, debido en su mayor parte a los costes asociados a las restricciones técnicas y a la banda de regulación secundaria.

- **Restricciones técnicas:** La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha descendido hasta los 273 GWh, un 1,8% de la energía correspondiente al mercado diario, un 20,4% menos que en noviembre. Este descenso ha sido debido principalmente al mayor número de días festivos en el mes diciembre y a la disponibilidad de determinados grupos de generación ubicados en zonas deficitarias que en el pasado mes de noviembre estaban en revisión. El precio medio de la energía desplazada ha sido 19,62 PTA/kWh, un 4,6% inferior al del mes de noviembre.

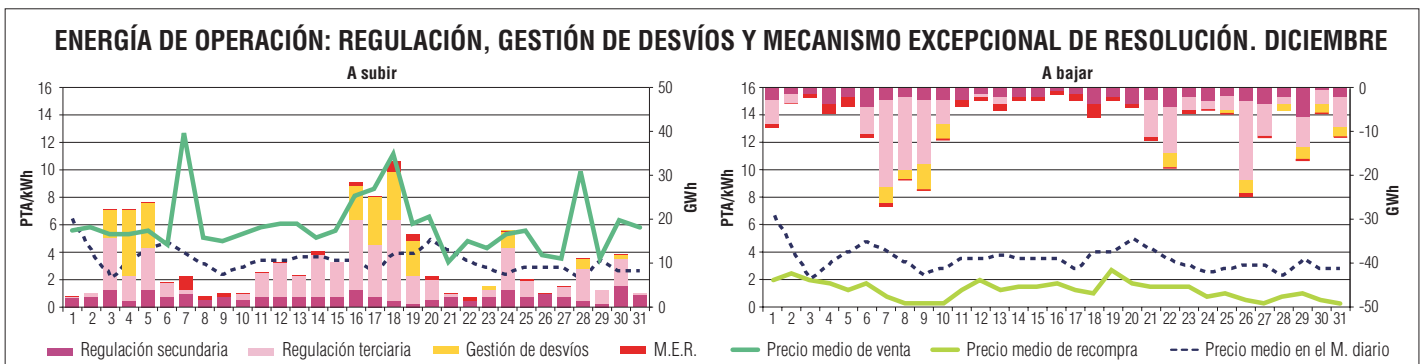
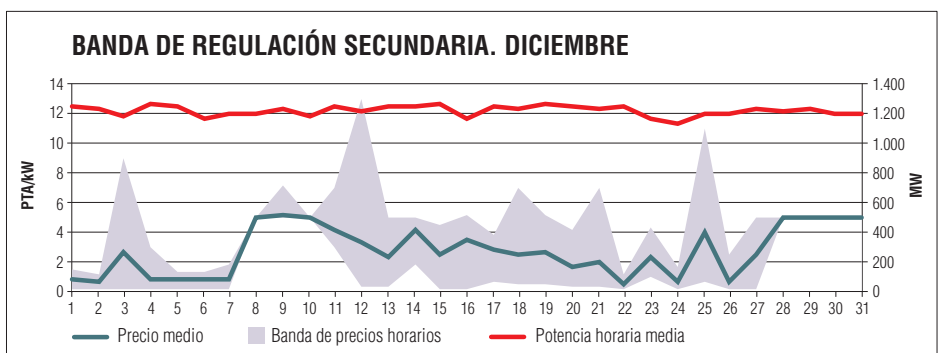
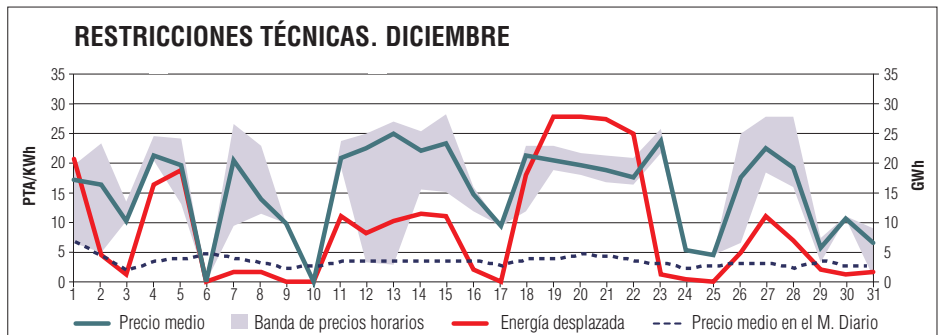
- **Banda de regulación secundaria:** La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.220 MW, repartidos en 704 MW a subir y 516 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,74 PTA/kWh, un 168,6% mayor que en noviembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 15,3 cts/kWh, casi tres veces más que el mes anterior.

- **Energía de operación:** La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 610 GWh, repartida en 328 GWh a subir y 283 a bajar, un 25,2% mas que en noviembre. El precio medio de venta ha sido 6,81 PTA/kWh y el de recompra 0,88 PTA/kWh. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 9,7 cts/kWh, un 3,0% inferior a noviembre. La relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,16 representativa de una mayor utilización de la energía a subir respecto de la energía a bajar, especialmente en regulación terciaria y gestión de desvíos.



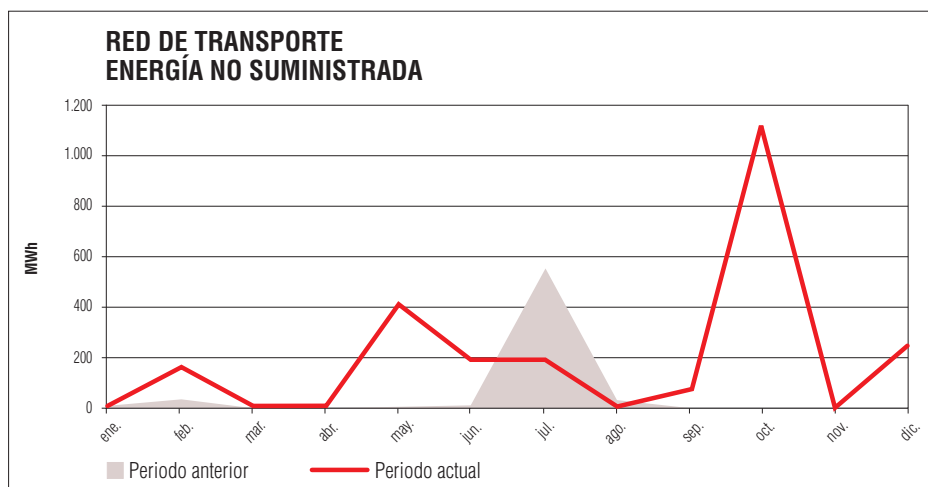
Mercados de operación Diciembre	Coste s/Precio final cts.PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>25,4</b>	<b>273</b>		<b>19,62</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>15,3</b>	<b>704</b>	<b>516</b>	<b>2,74</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>9,7</b>	<b>328</b>	<b>283</b>	<b>6,81</b>	<b>0,88</b>
Regulación secundaria		77	86	5,25	1,35
Regulación terciaria		159	145	7,52	0,64
Gestión de desvíos		79	30	5,39	0,98
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		14	21	15,48	0,48
<b>Total</b>	<b>50,4</b>				

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

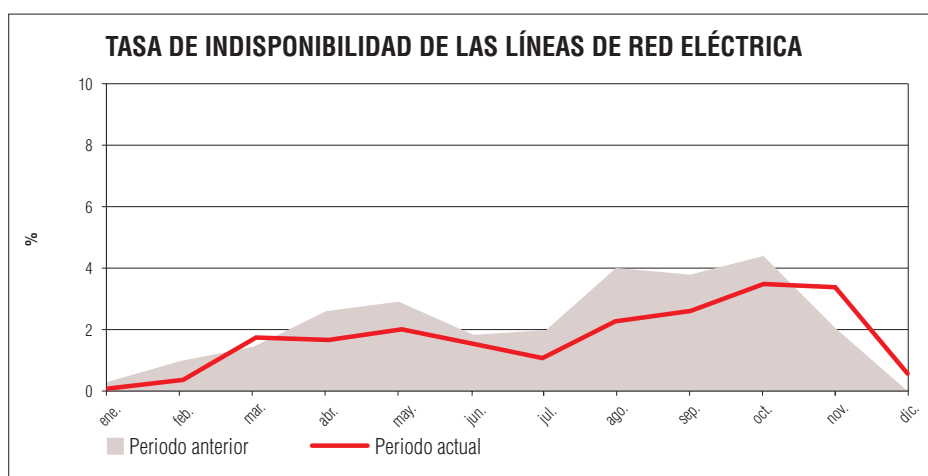


## 4. RED DE TRANSPORTE

- 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 diciembre se han registrado cuatro cortes de mercado, uno en la zona de Barcelona con una ENS de 9,17 MWh, dos en el Norte de Galicia con pérdidas de mercado de 79 MWh y 65 MWh y el cuarto en Andalucía con 90 MWh.
- Durante el año 2000, la ENS sumó un total de 2.426,2 MWh, de los que 418,3 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 2.007,9 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM durante el mismo periodo se situó en 6,517 minutos, 4,59 minutos más que el valor registrado en año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se han producido en los meses de febrero, mayo, junio, julio, octubre y diciembre.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de diciembre ha sido del 99,3%, medio punto inferior a la registrada en el mismo mes de 1999. Esta tasa de disponibilidad es, junto con las de enero y febrero, la mas alta del año debido a la práctica inexistencia de descargos programados en estos meses, habitualmente los de mayor demanda
- Tras el dato de diciembre, la tasa de disponibilidad del conjunto del año 2000 de las líneas de Red Eléctrica de España se sitúa en el 98,3%, mejorando en medio punto el registro alcanzado en 1999.



Red de transporte Calidad del servicio	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	243,2	2.426,2	2.426,2
RED ELÉCTRICA	0,0	418,3	418,3
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	-	-	6,517
RED ELÉCTRICA	-	-	1,124



**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 durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,1	323,2	0,6	-36,4	0,6	-36,4
Indisponibilidades fortuitas	0,1	-22,0	0,1	-0,2	0,1	-0,2
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,5	1.211,3	1,0	-12,6	1,0	-12,6
<b>Total</b>	<b>0,7</b>	<b>392,4</b>	<b>1,7</b>	<b>-22,8</b>	<b>1,7</b>	<b>-22,8</b>

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

## 5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

### LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 12 del año 2000, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 1.618.057 MPTA, de los cuales el 93,8% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 5,8% a peajes.
- Del total de ingresos, el 7,2%, 115.740 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema.
- Al igual que en anteriores liquidaciones,

los ingresos declarados hasta la liquidación nº 12 no han sido suficientes para cubrir la totalidad de la imputación reconocida a las actividades de transporte y distribución, y, por tanto, para realizar el pago de la retribución fija liquidable por el método de diferencias, generándose un déficit de 74.879 MPTA.

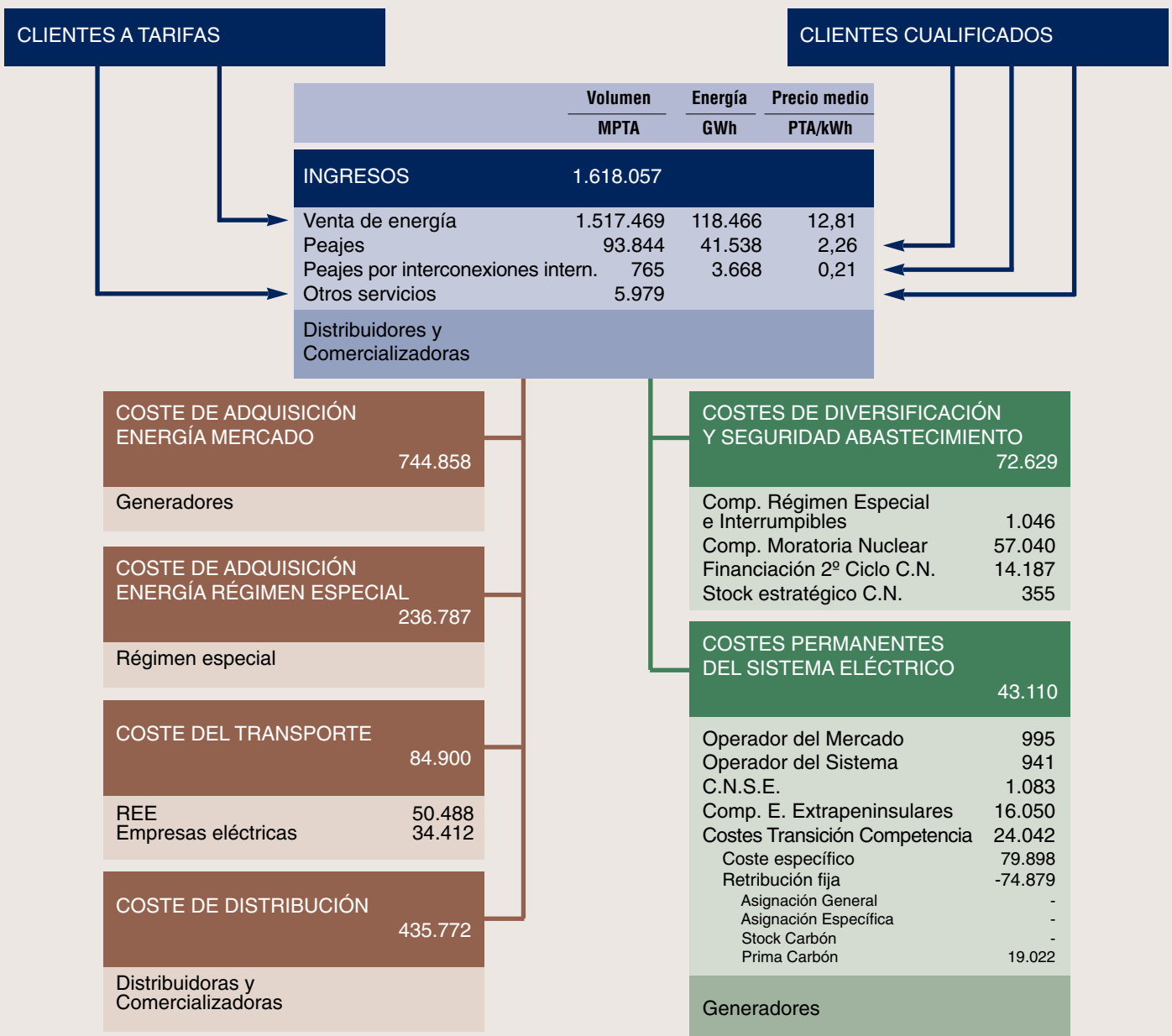
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo con lo establecido en la Orden de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercu-

sión del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas.

- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 12 del año 2000, se ha elevado a 744.858 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 107.875 GWh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, diferencia de la que, provisionalmente, se deriva un incentivo negativo para las empresas distribuidoras de alrededor de 39.000 MPTA.

### INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 12, 2000. Periodo Enero-Diciembre (\*)

(Millones de pesetas)

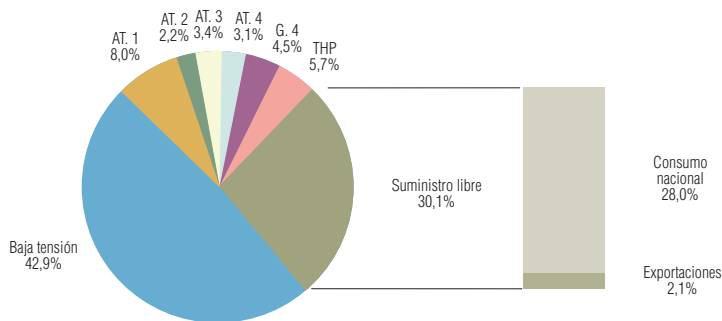
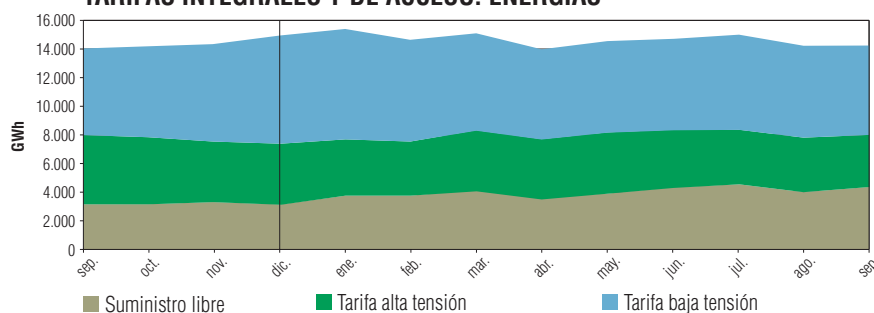
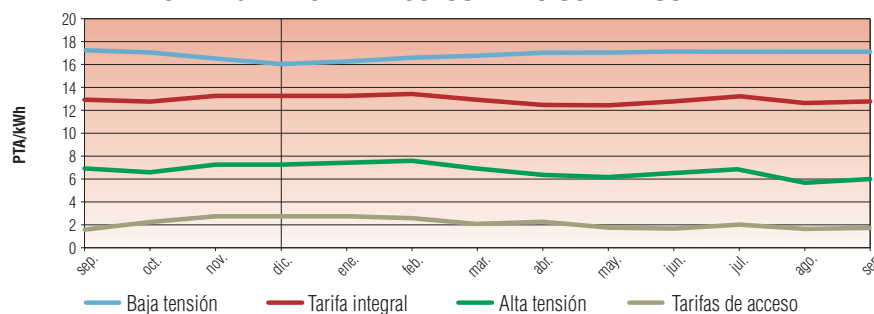


(\*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en septiembre se elevó a 10.172 GWh, un 6,2% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es, junto con la de agosto, la más baja registrada durante este año debido a la combinación de los siguientes efectos: comparación con un mes, septiembre de 1999, en el que ya una buena parte del consumo había abandonado la tarifa regulada, el alto crecimiento de la demanda mensual y, finalmente, la escasa repercusión que parece estar teniendo hasta el momento la entrada en vigor en julio del umbral de liberalización que permite el acceso al mercado a todos los consumidores en alta tensión.
- En el período enero-septiembre del año 2000, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 96.802 GWh, un 8,7% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento acumulada mantiene su línea descendente, debido a que según se avanza en el año la comparación con el mismo período del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado, en tanto que no se deje sentir el efecto de la entrada en vigor del último umbral de liberalización.
- El progresivo incremento del peso sobre el consumo total de los consumos en baja tensión, cuyo precio es mayor que los de alta tensión, ha situado el precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el período enero-septiembre en 12,95 PTA/kWh, un 1,6% superior al del mismo período de 1999. Esta tasa positiva contrasta con el descenso medio de tarifas del 1% aprobado para el año 2000.
- En septiembre la energía consumida en el mercado libre representó el 30,1% del consumo total, casi tres puntos más que en agosto, con lo que en el período enero-septiembre del año 2000 este porcentaje se sitúa en el 27,4%, algo más de doce puntos superior al mismo período de 1999.
- El precio medio de las tarifas de acceso en septiembre ha sido de 1,75 PTA/kWh, con lo que el precio medio del período enero-septiembre se ha situado en 2,01 PTA/kWh, un 7,9% mayor al mismo período de 1999, debido a la incorporación entre ambos períodos 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.

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

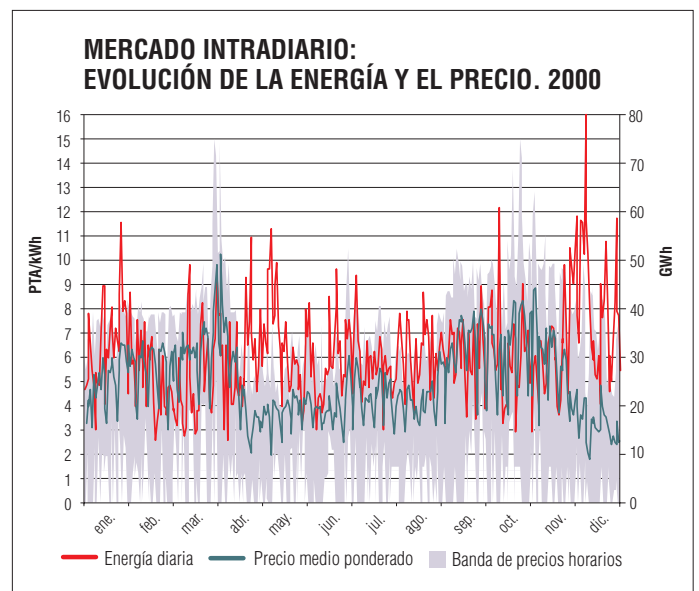
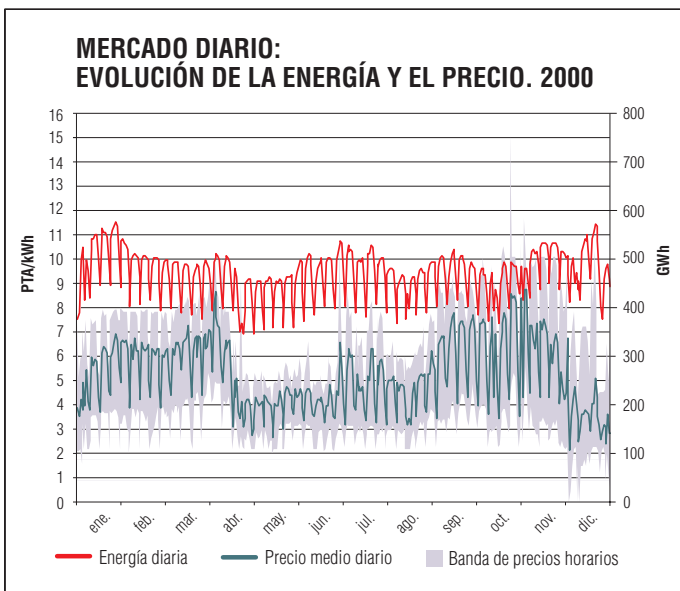
Tarifa integral	Septiembre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.170	-39,4	10,66	-1,0	12.333	-45,0	10,84	2,1	16.853	-49,3	10,83	2,4
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	319	-10,9	5,83	-3,9	3.093	-19,0	5,77	-11,9	4.142	-26,1	5,80	-15,0
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	498	5,3	4,22	-3,7	4.362	-0,3	4,20	-3,7	5.834	0,4	4,25	-4,1
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	454	14,7	3,29	-5,3	3.696	3,8	3,44	0,4	4.867	2,3	3,48	-0,3
G. 4 (Grandes consumidores)	658	2,2	3,71	-0,1	6.011	2,7	3,67	0,0	7.996	2,5	3,66	-0,1
Tarifa horaria de potencia	829	-19,8	4,20	-2,7	7.413	-15,1	5,15	-2,5	10.364	-10,3	5,47	-2,7
<b>Alta tensión</b>	<b>3.928</b>	<b>-18,7</b>	<b>6,07</b>	<b>-11,7</b>	<b>36.908</b>	<b>-24,3</b>	<b>6,58</b>	<b>-11,4</b>	<b>50.056</b>	<b>-27,2</b>	<b>6,68</b>	<b>-12,6</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.244</b>	<b>3,8</b>	<b>17,24</b>	<b>-1,4</b>	<b>59.894</b>	<b>4,6</b>	<b>16,87</b>	<b>-2,3</b>	<b>80.637</b>	<b>5,0</b>	<b>16,85</b>	<b>-2,8</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.172</b>	<b>-6,2</b>	<b>12,93</b>	<b>1,3</b>	<b>96.802</b>	<b>-8,7</b>	<b>12,95</b>	<b>1,6</b>	<b>130.693</b>	<b>-10,2</b>	<b>12,96</b>	<b>1,5</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>4.082</b>	<b>43,6</b>	<b>1,87</b>	<b>6,8</b>	<b>33.654</b>	<b>90,9</b>	<b>2,16</b>	<b>9,7</b>	<b>42.906</b>	<b>125,5</b>	<b>2,26</b>	<b>12,1</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>305</b>	<b>-11,0</b>	<b>0,17</b>	<b>-5,5</b>	<b>2.898</b>	<b>139,9</b>	<b>0,20</b>	<b>-14,4</b>	<b>3.444</b>	<b>128,6</b>	<b>0,21</b>	<b>-17,3</b>
<b>Total</b>	<b>4.386</b>	<b>37,7</b>	<b>1,75</b>	<b>10,7</b>	<b>36.552</b>	<b>94,0</b>	<b>2,01</b>	<b>7,9</b>	<b>46.350</b>	<b>125,7</b>	<b>2,11</b>	<b>11,7</b>

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

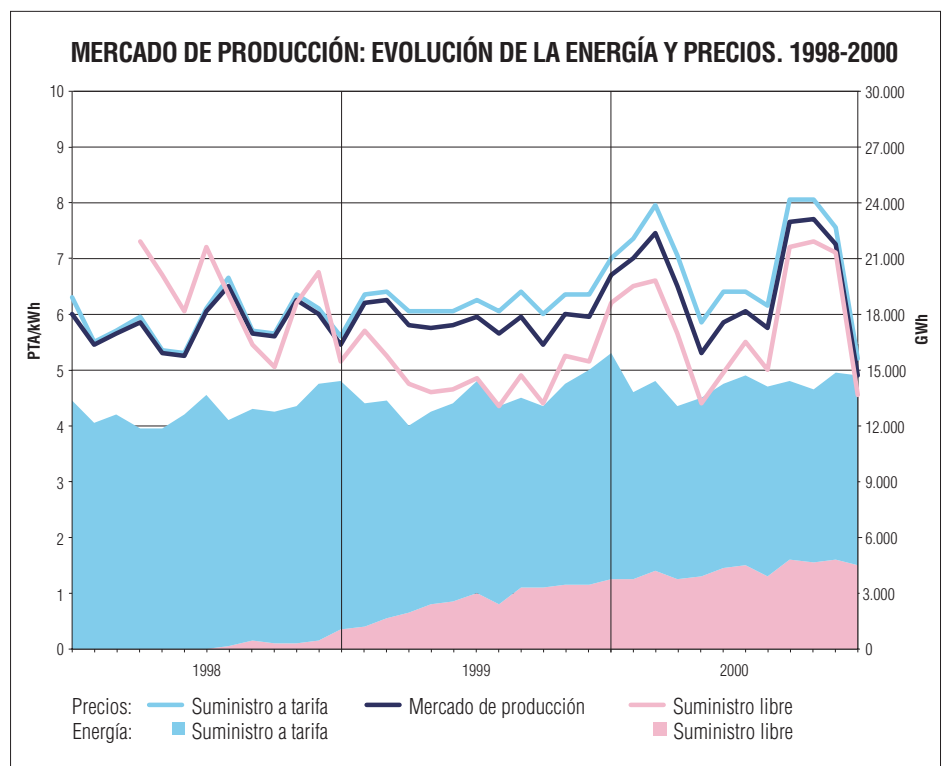
SISTEMA PENINSULAR. MERCADO ELÉCTRICO. RESUMEN 2000

Mercado de Producción 2000	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
<b>Precio final (PTA/kWh)</b>	<b>6,71</b>	<b>7,02</b>	<b>7,46</b>	<b>6,49</b>	<b>5,32</b>	<b>5,87</b>	<b>6,05</b>	<b>5,75</b>	<b>7,66</b>	<b>7,68</b>	<b>7,27</b>	<b>4,88</b>	<b>6,51</b>
Mercado diario	5,38	5,83	6,25	5,34	4,05	4,38	4,92	4,60	6,44	6,63	6,10	3,63	5,29
Otros mercados	0,23	0,08	0,12	0,07	0,18	0,40	0,37	0,39	0,45	0,28	0,40	0,50	0,29
Mercado intradiario	-0,02	-0,01	0,00	-0,04	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	0,01	0,01	0,00	-0,02	-0,02
Mercados de operación	0,27	0,13	0,18	0,14	0,20	0,42	0,40	0,41	0,49	0,34	0,45	0,50	0,33
Restricciones técnicas	0,15	0,05	0,02	0,02	0,11	0,33	0,35	0,32	0,32	0,15	0,29	0,25	0,20
Banda de regulación	0,05	0,04	0,06	0,06	0,03	0,02	0,02	0,02	0,06	0,07	0,06	0,15	0,05
Energía de operación	0,07	0,05	0,10	0,06	0,07	0,07	0,04	0,08	0,11	0,12	0,10	0,10	0,08
Contratos REE (*)	-0,02	-0,04	-0,06	-0,03	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,05	-0,06	-0,04	0,01	-0,03
Garantía de potencia	1,10	1,10	1,10	1,09	1,08	1,09	0,76	0,76	0,77	0,77	0,77	0,75	0,93
<b>Energía (GWh)</b>	<b>16.335</b>	<b>14.195</b>	<b>14.846</b>	<b>13.546</b>	<b>14.150</b>	<b>14.665</b>	<b>15.138</b>	<b>14.463</b>	<b>14.778</b>	<b>14.377</b>	<b>15.257</b>	<b>15.545</b>	<b>177.295</b>
Mercado diario	15.658	13.969	14.459	13.297	13.349	14.234	14.750	13.870	14.205	13.968	14.832	14.965	171.556
Mercado intradiario (**)	426	225	203	269	631	401	400	375	307	193	257	505	4.193
Energía de operación	251	1	184	-20	170	29	-12	219	266	216	168	74	1.546

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



Precios (PTA/kWh)	1998	1999	2000
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>5,81</b>	<b>5,85</b>	<b>6,51</b>
Mercado diario	4,27	4,45	5,29
Otros mercados	0,27	0,16	0,29
Garantía de potencia	1,27	1,25	0,93
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>5,91</b>	<b>6,16</b>	<b>6,91</b>
Mercado diario	4,27	4,47	5,31
Otros mercados	0,33	0,20	0,35
Garantía de potencia	1,30	1,49	1,25
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>5,96</b>	<b>4,88</b>	<b>5,95</b>
Mercado diario	4,32	4,46	5,38
Otros mercados	0,31	0,15	0,30
Garantía de potencia	1,33	0,26	0,26
<b>Energía (GWh)</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>156.521</b>	<b>166.323</b>	<b>177.295</b>
Suministro a tarifa (**)	151.647	132.508	121.100
Suministro libre (***)	1.789	29.664	50.767
Contratos bilaterales	71	0	1.227



(\*) 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 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>