

# ENERGÍA ELÉCTRICA

NOVIEMBRE 2000. Nº 30



MINISTERIO  
DE ECONOMÍA



RED  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

	<b>Pág.</b>
<b>1. Aspectos relevantes</b>	<b>1</b>
<b>2. Demanda de energía eléctrica</b>	<b>2</b>
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
<b>3. Mercado de producción</b>	<b>10</b>
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
<b>4. Red de transporte</b>	<b>14</b>
<b>5. Suministro a consumidores finales</b>	<b>15</b>
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
<b>Anexo</b>	
• Balance eléctrico por Comunidades Autónomas. Enero-Junio de 2000	

#### Fuentes de información:

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

#### Portada:

Bobinas de bloqueo  
Línea de 400 kV

Fecha de redacción: 18 de enero 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

- Después de tres meses consecutivos de incrementos de demanda superiores al 8%, en noviembre se ha moderado el ritmo de crecimiento del consumo de energía eléctrica, al alcanzarse una demanda de 16.976 GWh, un 4,6% mayor que la del mismo mes del año anterior.
- Este moderado crecimiento, tras el de julio el segundo más bajo del año, tiene su origen en las temperaturas registradas en noviembre, mucho más suaves que las del año anterior, que han tenido un efecto negativo sobre la demanda del 2,3%. Una vez descontado este efecto y el de la mayor laboralidad, positivo en un 0,1%, el crecimiento de demanda atribuible al comportamiento de la actividad económica se estima en un 6,8%, valor que, aun sin alcanzar los elevados registros de los tres meses anteriores, mantiene el buen tono de esta magnitud durante el año 2000.
- Tras el registro relativamente bajo de noviembre, el crecimiento acumulado de la demanda durante el año 2000 se sitúa en el 6,8%, apenas 0,2 puntos más que en el mismo período de 1999. El excelente comportamiento de la actividad económica, refrendado por un crecimiento del Producto Interior Bruto hasta septiembre superior al 4%, ha aportado el 7,2% a dicho incremento, 1,5 puntos más que en el mismo período del año anterior.
- El elevado producible hidroeléctrico de noviembre ha mejorado la aportación de la producción hidroeléctrica, que este mes ha ascendido a 2.436 GWh, generación que representa un 16,2% de la producción bruta mensual, dos puntos más que en el período enero-octubre. Por su parte, la ausencia casi total de actuaciones programadas en el equipo nuclear en noviembre ha situado la

participación de esta tecnología en la estructura de producción mensual en el 34,8%, casi tres puntos más que en octubre. Consecuencia de este repunte de las producciones hidroeléctrica y nuclear, la contribución a la cobertura de la producción bruta del equipo térmico convencional, el 49,0%, es seis puntos inferior a la de octubre.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre la demanda ha ascendido a 857 GWh, un 5,5% superior a la del mismo mes de 1999. Esta tasa, la más baja registrada en los dos últimos años, es inferior en dos puntos a la registrada en noviembre del año anterior, con lo que se acentúa la desaceleración que se viene produciendo durante el año 2000 del ritmo de crecimiento de la demanda, que en el período enero-noviembre se sitúa en el 7,3%, dos puntos por debajo del mismo período de 1999.
- Tras las importantes subidas de precios registradas en septiembre y octubre, en noviembre los precios en el mercado de producción han disminuido de forma moderada. El precio medio final ha sido 7,27 PTA/kWh, un 5,3% menos que el mes anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 8,0% respecto de octubre.
- Respecto al mismo mes de 1999, el precio final ha aumentado un 21,0%, consecuencia del importante incremento del mercado diario, un 32,1% y del conjunto de Otros mercados, un 188,6%, sólo compensado en parte por la disminución de la Garantía de potencia, un 38,8%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada hasta el mes de noviembre ha sido de 7,22 PTA/kWh, un 12,6% mayor que en el mismo período año anterior, debido al incremento del precio de compra de energía en el mercado de producción, que ha crecido un 14,2%.
- El precio medio acumulado pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial continúa en noviembre por encima de las 10 PTA/kWh, 10,08 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ascendió a 7,06 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se ha situado en 7,62 PTA/kWh, un 25,3% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

Balance eléctrico	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>14.010</b>	<b>4,9</b>	<b>149.625</b>	<b>6,7</b>	<b>163.779</b>	<b>6,3</b>
Régimen especial	2.464	9,9	24.872	14,0	27.236	15,0
Intercambios internacionales	503	-19,6	4.158	-21,3	4.596	-17,0
<b>Demanda bruta</b>	<b>16.976</b>	<b>4,6</b>	<b>178.655</b>	<b>6,8</b>	<b>195.610</b>	<b>6,7</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>813</b>	<b>6,5</b>	<b>9.263</b>	<b>8,3</b>	<b>10.054</b>	<b>8,2</b>
Régimen especial	44	-10,1	634	-6,4	694	-5,4
<b>Demanda bruta</b>	<b>857</b>	<b>5,5</b>	<b>9.897</b>	<b>7,3</b>	<b>10.747</b>	<b>7,2</b>

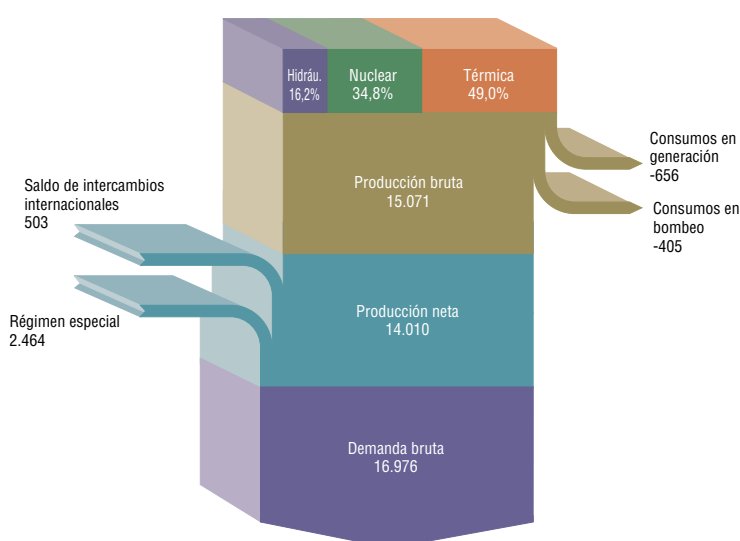
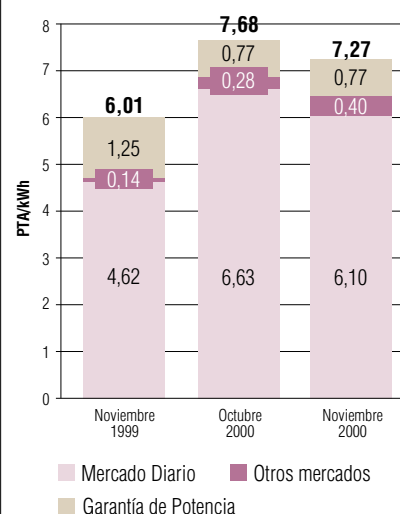
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Compras de los distribuidores (*)</b>	<b>8,15</b>	<b>17,2</b>	<b>7,62</b>	<b>13,6</b>	<b>7,55</b>	<b>12,9</b>
En el mercado	7,55	18,9	7,06	14,9	6,99	13,8
Al régimen especial	10,58	7,2	10,08	2,9	10,06	2,6
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>7,09</b>	<b>34,5</b>	<b>6,08</b>	<b>25,6</b>	<b>6,02</b>	<b>23,4</b>
<b>Total</b>	<b>7,86</b>	<b>18,9</b>	<b>7,22</b>	<b>12,6</b>	<b>7,17</b>	<b>11,5</b>
En cent. Euro	4,72					

(\*) Distribuidores y Exportaciones REE.

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

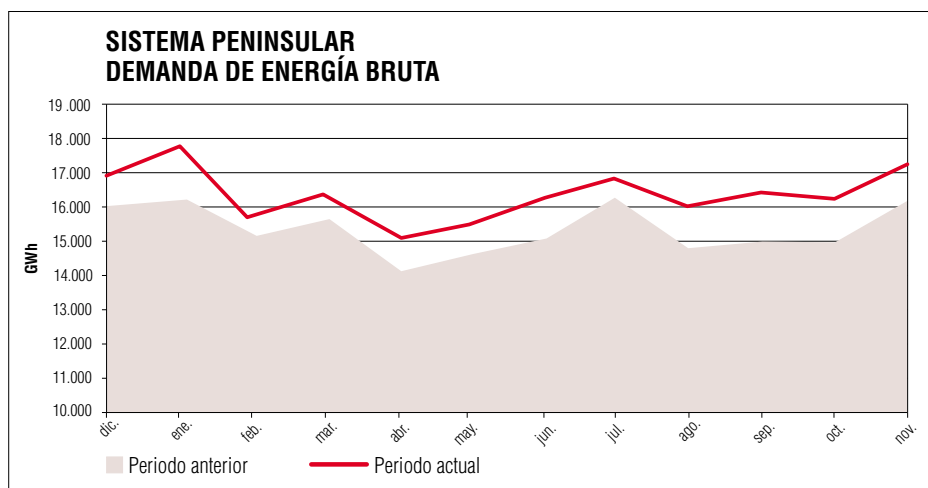
## BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. NOVIEMBRE (GWh)

MERCADO DE PRODUCCIÓN  
PRECIO MEDIO

## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

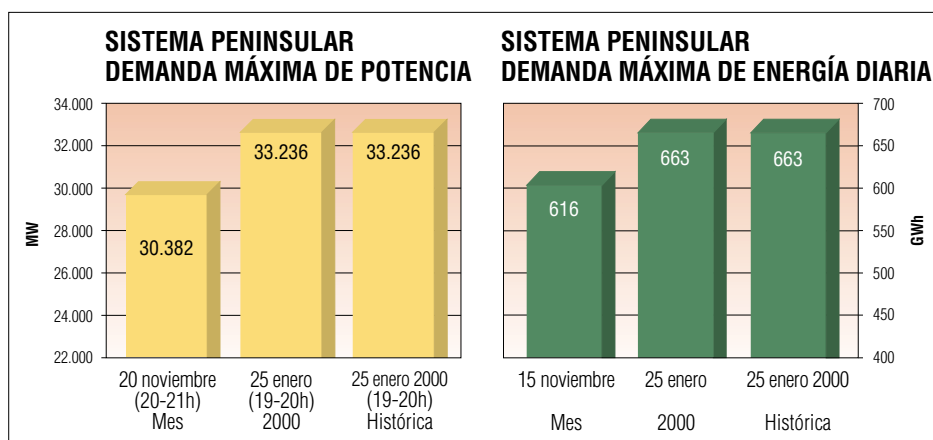
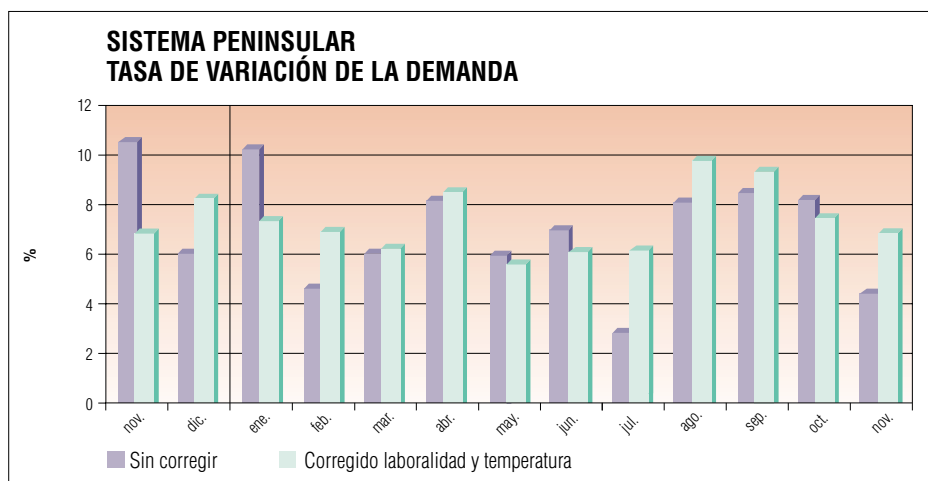
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de noviembre ha ascendido a 16.976 GWh, con un crecimiento del 4,6% respecto al año anterior.
  - La laboralidad tuvo una aportación positiva sobre el crecimiento de la demanda de apenas un 0,1% al haber sido el número de días laborales similar al del año anterior.
  - Las temperaturas fueron similares al valor característico del mes de noviembre y más suaves que las del año anterior, restando 2,3 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media diaria del mes fue de 11,8 °C, 1,3°C más que en 1999. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 15,7°C, 0,6°C más que en el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 7,9°C, 1,7°C más que en 1999.
  - Corregida los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda se estima en un 6,8%, crecimiento similar al estimado en noviembre del año anterior, aunque ligeramente inferior al crecimiento medio de esta magnitud en el periodo de enero-octubre de 2000.
- Tras la tasa de crecimiento relativamente baja de noviembre, el incremento acumulado de la demanda en el año 2000 se sitúa en el 6,8%, 0,2 puntos por encima del alcanzado en el mismo periodo del año anterior. El excelente comportamiento de la actividad económica ha aportado un 7,2% a este crecimiento, valor que supera en 1,5 puntos al incremento que se registró en los primeros once meses de 1999.
- La demanda máxima de potencia media horaria en el mes de noviembre fue de 30.382 MW, valor inferior en un 1,9% respecto al máximo registrado en el mismo mes del año anterior. Por su parte, la demanda máxima energía diaria fue de 616 GWh, un 0,6% inferior al valor máximo registrado en noviembre de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre la demanda ha ascendido a 857 GWh, un 5,5% mayor que la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, la más baja registrada en los últimos dos años, es, al igual que viene sucediendo a lo largo del año, inferior en casi dos puntos a la del mismo mes del año anterior, con lo que el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2000 se sitúa en el 7,3%, casi dos puntos por debajo del registrado en el mismo periodo de 1999.



Demanda bruta	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.976</b>	<b>4,6</b>	<b>178.655</b>	<b>6,8</b>	<b>195.610</b>	<b>6,7</b>
Efectos						
Laboralidad	-	0,1	-	0,3	-	0,3
Temperatura	-	-2,3	-	-0,7	-	-0,9
Activ. económica y otros	-	6,8	-	7,2	-	7,3
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>857</b>	<b>5,5</b>	<b>9.897</b>	<b>7,3</b>	<b>10.747</b>	<b>7,2</b>

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



## COBERTURA DE LA DEMANDA

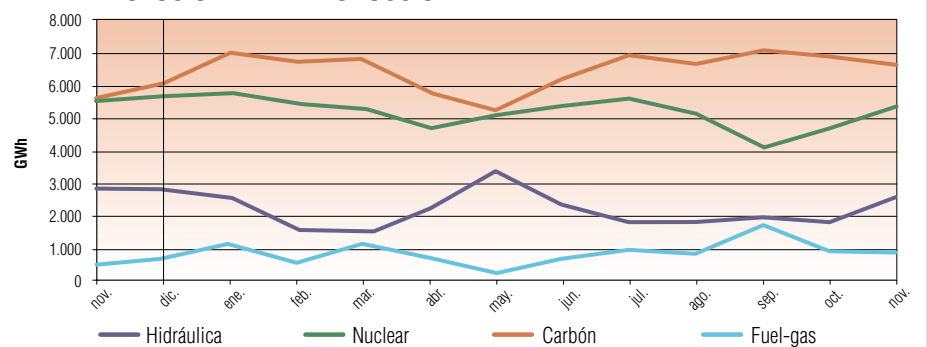
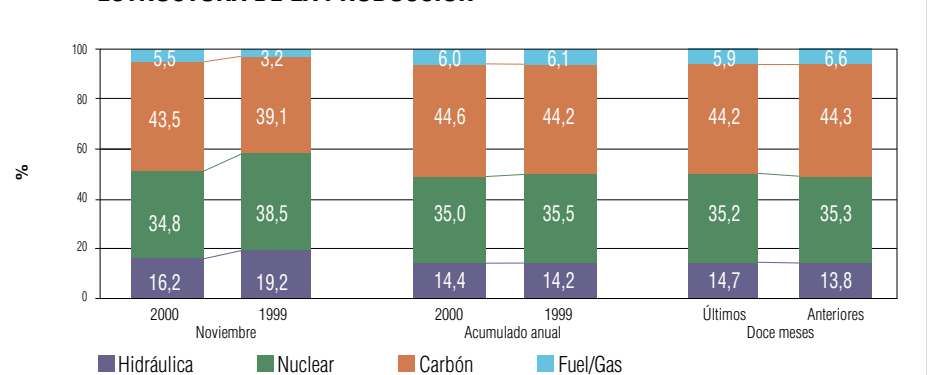
- La producción bruta peninsular ascendió en noviembre a 15.071 GWh, con un crecimiento del 5,7% respecto a noviembre de 1999.
- Tras cinco meses consecutivos secos, el excelente producible hidráulico de noviembre ha conducido a una notable recuperación de la producción hidroeléctrica, que este mes ha ascendido a 2.436 GWh, un 36,2% superior a la del mes anterior. Esta generación mensual, la tercera más alta de este año, representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 16,2%, igualmente la tercera más alta del año, que supera en dos puntos la contribución de esta tecnología en el conjunto de los anteriores diez meses de 2000.
- Por su parte, la ausencia casi total de actuaciones programadas en el equipo nuclear en noviembre ha conducido a un mejor registro de producción de esta tecnología, que este mes se ha elevado a 5.250 GWh, valor que supera ampliamente a los registrados en los dos meses anteriores. Esta generación ha cubierto el 34,8% de la producción bruta mensual, casi tres puntos más que en octubre, valor muy similar a su aportación habitual tanto en términos acumulados como interanuales.
- Este repunte de la producción de los grupos hidroeléctricos y nucleares ha repercutido en una menor generación del equipo térmico convencional, que este mes ha sido de 7.385 GWh, valor que representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 49,0%, aportación que, si bien es seis puntos inferior a la del mes anterior, se sitúa apenas un punto por debajo de su contribución media durante el año 2000.
- Al contrario de lo que sucedió durante el año 1999, en los once meses transcurridos de 2000 la mayor parte de la energía necesaria para cubrir el incremento de demanda del periodo ha sido aportada por la mayor producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario de generación, que ha compensado la reducción de la tasa de crecimiento de las adquisiciones al régimen especial, casi diez puntos respecto al año anterior, y el cambio de signo del saldo de intercambios internacionales.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-noviembre la producción de las centrales de fuel ha crecido un 12,3% y ha cubierto la totalidad del incremento de demanda, compensando la nula aportación adicional de los grupos de carbón, cuya producción se ha estabilizado, y de las adquisiciones al régimen espacial, que se han reducido en un 6,4%.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	2.436	-10,9	23.125	8,2	25.918	13,7
Nuclear	7.798	5.250	-4,4	56.306	5,7	61.910	6,2
Carbón	11.542	6.559	17,7	71.786	8,3	77.819	6,4
Fuel-Gas	8.214	827	80,3	9.718	5,8	10.457	-4,2
<b>Producción bruta</b>	<b>44.078</b>	<b>15.071</b>	<b>5,7</b>	<b>160.935</b>	<b>7,2</b>	<b>176.104</b>	<b>6,7</b>
Consumos generación		-656	12,8	-7.226	9,6	-7.856	8,0
Consumos bombeo		-405	28,2	-4.083	24,4	-4.469	19,7
<b>Producción neta</b>		<b>14.010</b>	<b>4,9</b>	<b>149.625</b>	<b>6,7</b>	<b>163.779</b>	<b>6,3</b>
Régimen especial	7.674	2.464	9,9	24.872	14,0	27.236	15,0
Intercambios internacionales		503	-19,6	4.158	-21,3	4.596	-17,0
Importaciones		814	-4,1	8.153	7,5	8.860	9,6
Exportaciones		-312	39,4	-3.996	73,5	-4.264	67,2
<b>Demanda bruta</b>		<b>16.976</b>	<b>4,6</b>	<b>178.655</b>	<b>6,8</b>	<b>195.610</b>	<b>6,7</b>

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	1	-	2	-0,1	2	-0,1
Carbón	510	259	-0,8	3.184	-0,1	3.473	1,0
Fuel-oil	2.460	616	9,8	6.760	12,3	7.321	11,5
<b>Producción bruta</b>	<b>2.971</b>	<b>876</b>	<b>6,6</b>	<b>9.946</b>	<b>8,0</b>	<b>10.796</b>	<b>7,9</b>
Consumos generación		-64	8,1	-682	3,8	-743	3,8
<b>Producción neta</b>		<b>813</b>	<b>6,5</b>	<b>9.263</b>	<b>8,3</b>	<b>10.054</b>	<b>8,2</b>
Régimen especial	155	44	-10,1	634	-6,4	694	-5,4
<b>Demanda bruta</b>		<b>857</b>	<b>5,5</b>	<b>9.897</b>	<b>7,3</b>	<b>10.747</b>	<b>7,2</b>

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

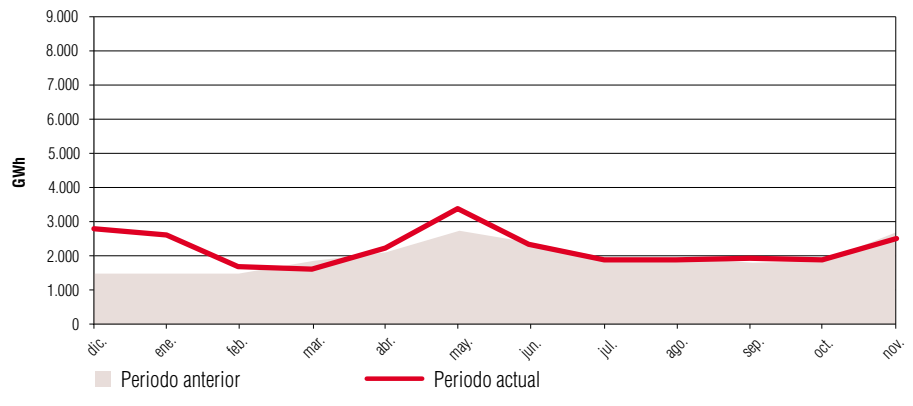
SISTEMA PENINSULAR  
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR  
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

**Producción hidroeléctrica**

- A pesar del excelente producible hidroeléctrico alcanzado en noviembre, la generación hidráulica mensual, 2.436 GWh, se ha reducido en un 10,9% respecto al mismo mes de 1999, debido a que este año el nivel de reservas de los embalses a comienzos de mes era un 23% inferior al que se registraba en el mismo momento del año anterior.
- No obstante estos datos, la producción de noviembre es la tercera más alta registrada durante el año 2000 y representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 16,2%, igualmente la tercera más alta del año y dos puntos superior a su contribución en el conjunto de los anteriores diez meses del año.
- Con la generación de noviembre, la producción hidroeléctrica acumulada en el año 2000 asciende a 23.125 GWh, un 8,2% por encima del mismo período del año anterior, con lo que su participación en la estructura de producción se sitúa en el 14,4%, valor muy similar a la aportación media de esta tecnología tanto en términos acumulados como interanuales.
- Por cuencas hidrográficas, en noviembre los crecimientos registrados han sido muy heterogéneos, destacando los elevados descensos de las cuencas del Ebro y Tajo-Júcar-Segura, mientras que las variaciones de las cuencas Norte y Duero han sido poco significativas. En los once meses transcurridos del año 2000, las cuencas de la mitad norte peninsular han generado el 83,3% de la producción hidroeléctrica, aportación prácticamente igual a la del período enero-noviembre de 1999.
- A lo largo de todo el mes se registraron abundantes precipitaciones en toda la Península, que han sido superiores al valor característico del mes en las áreas de Vigo, Oviedo, las dos mesetas, Granada, Lleida y Zaragoza.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de noviembre fue húmedo, registrándose una energía producible en el mes de 3.588 GWh, valor que supera en un 61% al producible característico de este mes.
- Después del elevado registro de noviembre, en el conjunto del año la energía hidroeléctrica producible se sitúa en 19.384 GWh, valor que representa el 75% del producible histórico medio para este período. Este índice de producible, aun situándose todavía muy por debajo de su valor característico, supera en ocho puntos al registrado en el período enero-noviembre de 1999.
- La producción hidroeléctrica de noviembre ha sido inferior en más de 1.000 GWh al producible hidráulico mensual, lo que ha favorecido una notable recuperación del nivel de reservas de los embalses, que ha acabado el mes con 7.547 GWh, un 23,5% superior al que existía el último día del mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del

**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.

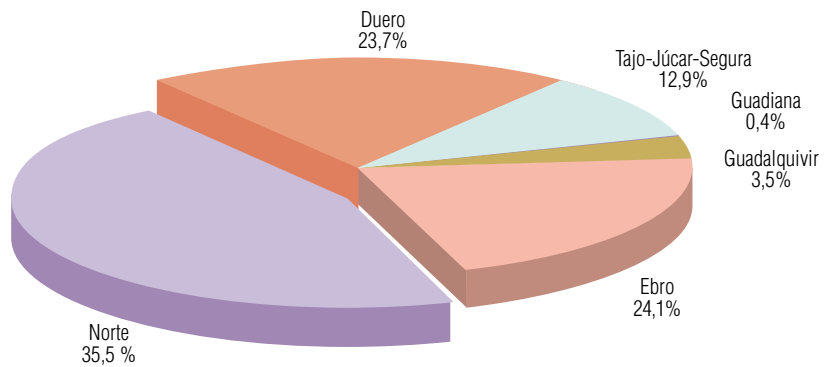
**SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**



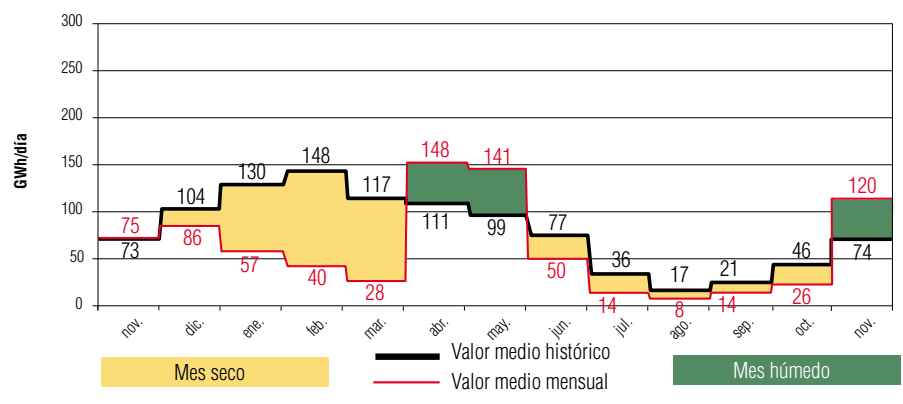
Cuenca hidrográfica	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.144	-2,6	8.201	11,5	9.446	20,7
Duero	3.550	537	6,2	5.473	18,2	6.133	25,4
Tajo-Júcar-Segura	4.093	261	-37,9	2.982	19,3	3.281	22,9
Guadiana	233	3	108,9	90	-57,3	92	-57,1
Guadalquivir	1.016	67	51,6	815	-7,3	864	-8,1
Ebro	3.483	425	-27,6	5.563	-4,1	6.103	-2,4
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.524</b>	<b>2.436</b>	<b>-10,9</b>	<b>23.125</b>	<b>8,2</b>	<b>25.918</b>	<b>13,7</b>
Canarias	1	1	-	2	-0,1	2	-0,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>1</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.

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

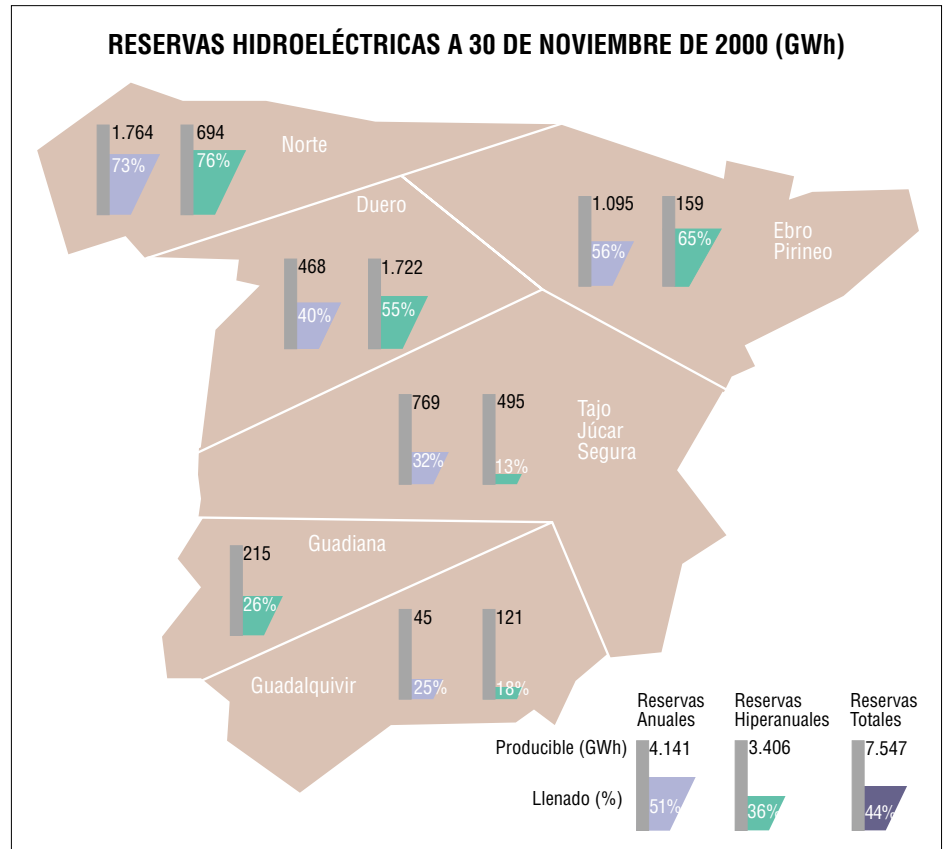


**SISTEMA PENINSULAR ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE**



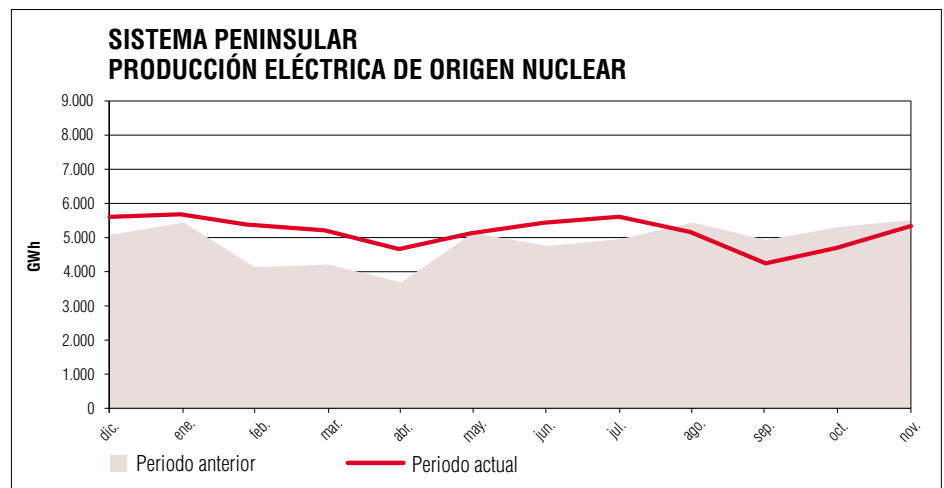
43,9%, nueve puntos mayor que el de octubre, con lo que se iguala el volumen de llenado que se registraba a finales de noviembre de 1999.

- Este importante repunte del volumen de reservas ha incidido en mayor medida en los embalses de régimen anual, cuyo nivel de reservas al finalizar noviembre ascendía a 4.141 GWh, que corresponde a un volumen de llenado del 50,7%, catorce puntos mayor que el mes anterior y casi un punto por encima del que se registraba al finalizar noviembre de 1999. Este volumen de llenado es el quinto más alto para este mes desde el año 1965. Por cuencas, destaca el importante incremento de las reservas en la cuenca Norte, que se han duplicado respecto al mes anterior, alcanzando un volumen de llenado del 72,8%. En el lado opuesto, el mínimo nivel de reservas corresponde a la cuenca del Guadalquivir, cuyos embalses acabaron noviembre al 25% de su capacidad.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.406 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 35,7%, tres puntos por encima del de octubre y dos puntos inferior al registrado al finalizar noviembre de 1999. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 76,3%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 13,1%.



## Producción nuclear

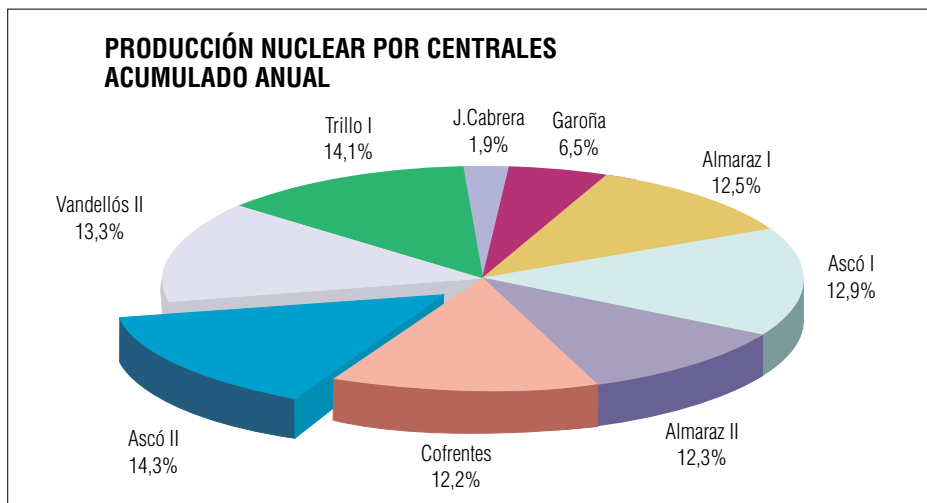
- Tras dos meses consecutivos en los que la producción nuclear alcanzó muy bajos registros, en noviembre la ausencia casi total de actuaciones programadas en las centrales ha elevado la generación mensual hasta los 5.250 GWh, un 14,2% más que en octubre.
- Esta generación ha aportado el 34,8% de la producción bruta mensual, casi tres puntos más que el mes anterior, contribución que se sitúa en el entorno de la aportación media de esta tecnología tanto en términos acumulados como interanuales.
- El día 29 se realizó el simulacro anual de emergencia en la central de Almaraz, que se desarrolló de acuerdo con lo previsto.
- El grupo I de la central de Almaraz inició el día 5 su ciclo XV de operación, una vez finalizados los trabajos programados correspondientes a la 14ª recarga de combustible que comenzaron el pasado 10 de octubre.
- La ausencia casi total de actuaciones programadas en noviembre ha producido una notable mejoría de los valores de disponibilidad y factor de carga en el equipo nuclear, que han alcanzado el 96,6% y el 93,5%, respectivamente, valores ambos que superan en aproximadamente en catorce puntos a los registrados en octubre.



Producción bruta Nuclear	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	101	-7,9	1.055	-0,9	1.168	-0,2
Garoña	466	335	4,0	3.685	17,5	4.031	17,3
Almaraz I	974	498	-28,7	7.039	7,8	7.761	7,1
Ascó I	1.028	737	5,3	7.250	-6,5	7.972	-6,0
Almaraz II	983	679	-2,6	6.940	-9,6	7.658	-2,3
Cofrentes	1.025	729	-0,2	6.861	-3,8	7.500	-5,0
Ascó II	1.015	730	4,5	8.040	18,9	8.791	17,5
Vandellós II	1.082	679	-12,2	7.496	11,4	8.298	11,1
Trillo I	1.066	763	-0,4	7.940	22,7	8.731	20,2
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.798</b>	<b>5.250</b>	<b>-4,4</b>	<b>56.306</b>	<b>5,7</b>	<b>61.910</b>	<b>6,2</b>

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

- Tras la generación de noviembre, la producción acumulada del equipo nuclear se sitúa en 56.306 GWh, un 5,7% superior a la del mismo período del año anterior, y ha cubierto el 35,0% de la producción bruta, 0,5 puntos menos que en los primeros once meses de 1999.
- Los valores de disponibilidad y factor de carga registrados en noviembre han situado los valores acumulados de estas magnitudes en el 92,4% y el 90,1%, respectivamente. Estos valores mejoran en tres puntos a los alcanzados en el mismo período de 1999, en el que se realizaron un mayor número de actuaciones programadas en las centrales que este año.
- Durante el mes de noviembre se han fabricado 33 elementos combustibles tipo PWR, para el grupo II de la central de Ascó, y 41 elementos tipo BWR, para la central de Garoña. Por su parte, este mes se han importado de Alemania 48 elementos combustibles tipo PWR para la central de Trillo.
- En los once meses transcurridos del año 2000 se han producido un total de 626 elementos combustibles, 173 más que en el mismo período del año anterior. Por su parte, hasta el mes de noviembre se han importado 176 elementos de combustible, 60 menos que en el mismo período de 1999.



Grupo	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	87,5	0,0	5,3	82,0	10,7	3,6
Garoña	99,9	0,0	0,0	98,4	0,0	0,7
Almaraz I	71,0	13,3	1,7	89,9	7,5	0,2
Ascó I	99,6	0,0	0,0	89,7	8,0	1,3
Almaraz II	95,9	0,0	0,0	87,7	7,7	0,0
Cofrentes	98,8	0,0	0,0	83,2	12,1	0,2
Ascó II	99,9	0,0	0,0	98,5	9,5	0,3
Vandellós II	87,1	0,0	10,0	82,6	0,0	2,0
Trillo	99,4	0,0	0,0	92,6	6,0	0,2
<b>Sistema peninsular</b>	<b>93,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>90,1</b>	<b>6,9</b>	<b>0,7</b>

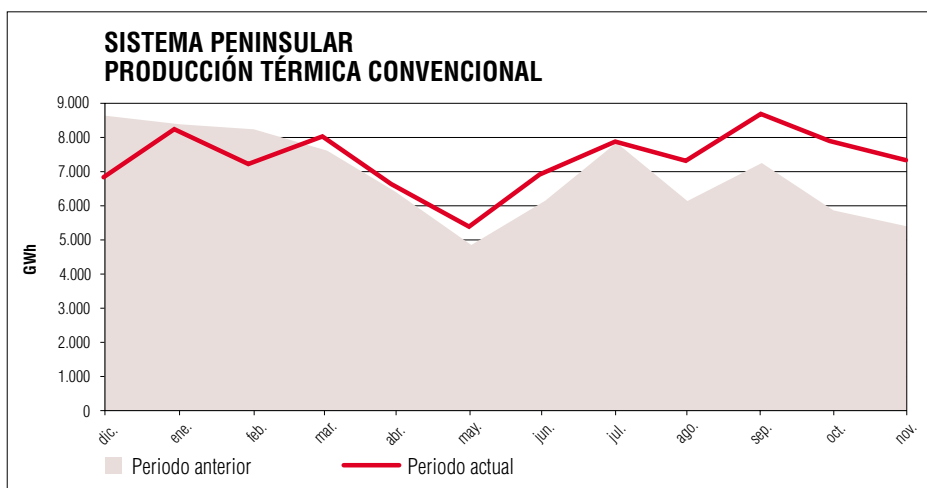
### Producción térmica convencional

- En noviembre, la producción de los grupos térmicos convencionales ha ascendido a 7.385 GWh, valor que, aunque lejano de los elevados registros de los dos últimos meses, se sitúa todavía por encima de la producción habitual de esta tecnología en condiciones normales de hidráulicidad y de comportamiento del equipo nuclear.
- Esta generación representa una participación en la estructura de producción mensual del 49,0%, valor ligeramente inferior a su contribución media tanto durante el año 2000 como en los últimos doce meses.
- Después de cinco meses consecutivos con producciones que superan ampliamente los 7.000 GWh, la producción acumulada de los grupos térmicos convencionales se sitúa en noviembre en 81.504 GWh, con un crecimiento del 8,0% respecto al año anterior, y ha aportado el 50,6% de la producción bruta total, 0,3 puntos más que en los primeros once meses de 1999.
- En el período enero-noviembre, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han producido el 72,4% de la producción térmica total, mientras que las centra-

Combustible nuclear	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	50.000	291.352	291.352
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	33	240	272
Exportación	0	56	56
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	41	176	176
Exportación	0	154	255
Nº elementos importación:			
PWR	48	48	48
BWR	0	128	128

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.



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

- En el período enero-noviembre, 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 14,6%. Destacan los notables incrementos de la producción de los grupos de gas natural, el 53,6%, y de los de lignito negro, el 30,9%.
- La disponibilidad del equipo térmico convencional en el mes de noviembre ha sido del 89,8%, con lo que el valor acumulado de esta magnitud en el año 2000 se sitúa en el 90,5%, 2,4 puntos más que en el mismo período de 1999. Por su parte, el factor de carga del equipo térmico en noviembre, el 51,9%, sitúa el valor acumulado de esta magnitud en el 51,6%, tres puntos más que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el período enero-noviembre la producción de las centrales de carbón ha sido prácticamente idéntica 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 12,3%.

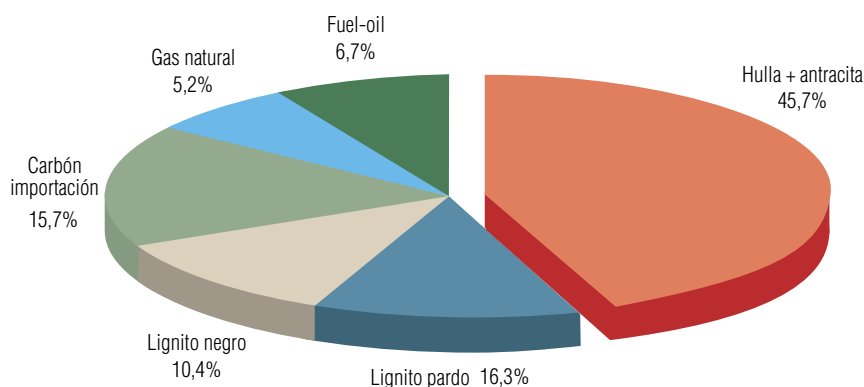
**Factor de carga:** mide la relación entre la energía producida durante un período de tiempo y la que se hubiera producido en este período funcionando a la potencia nominal.

**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	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	3.619	34,8	37.231	5,8	40.224	4,1
Lignito pardo	2.032	1.306	10,0	13.304	4,6	14.509	3,3
Lignito negro	1.501	808	30,8	8.493	30,9	9.330	27,5
Carbón importación	1.928	825	-23,8	12.759	7,3	13.755	4,8
Gas natural (*)	3.582	436	66,6	4.225	53,6	4.564	44,5
Fuel-oil	4.632	391	98,6	5.493	-14,6	5.894	-24,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.756</b>	<b>7.385</b>	<b>22,5</b>	<b>81.504</b>	<b>8,0</b>	<b>88.276</b>	<b>5,1</b>
Carbón	510	259	-0,8	3.184	-0,1	3.473	1,0
Fuel-oil	2.460	616	9,8	6.760	12,3	7.321	11,5
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.970</b>	<b>875</b>	<b>6,5</b>	<b>9.944</b>	<b>8,0</b>	<b>10.794</b>	<b>7,9</b>

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

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



Tecnología	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	82,7	0,0	4,2	76,5	2,3	4,5
Lignito pardo	89,3	0,0	0,2	83,3	3,5	1,9
Lignito negro	74,8	0,0	10,0	71,7	0,3	6,7
Carbón importación	59,4	29,1	5,7	83,6	3,4	6,0
Gas natural (*)	16,8	0,0	2,6	14,6	2,2	5,3
Fuel-oil	11,7	0,0	18,5	14,8	0,4	16,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>51,9</b>	<b>2,8</b>	<b>7,4</b>	<b>51,6</b>	<b>1,9</b>	<b>7,6</b>
Carbón	70,5	10,4	0,7	77,7	4,4	4,1
Fuel-oil	35,3	1,8	5,6	34,6	3,8	4,0
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>41,4</b>	<b>3,3</b>	<b>4,7</b>	<b>42,3</b>	<b>3,9</b>	<b>4,0</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

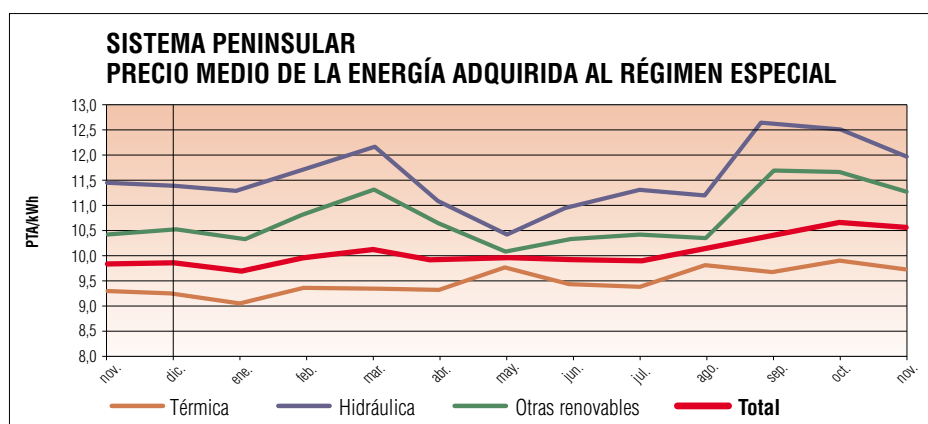
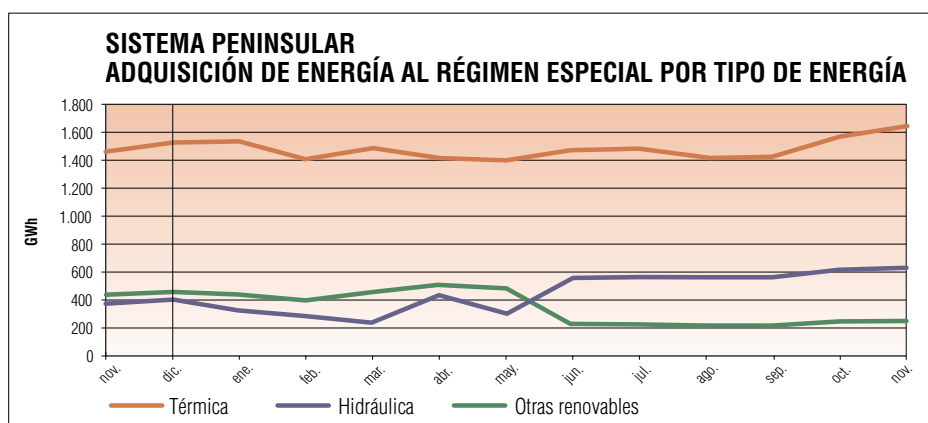
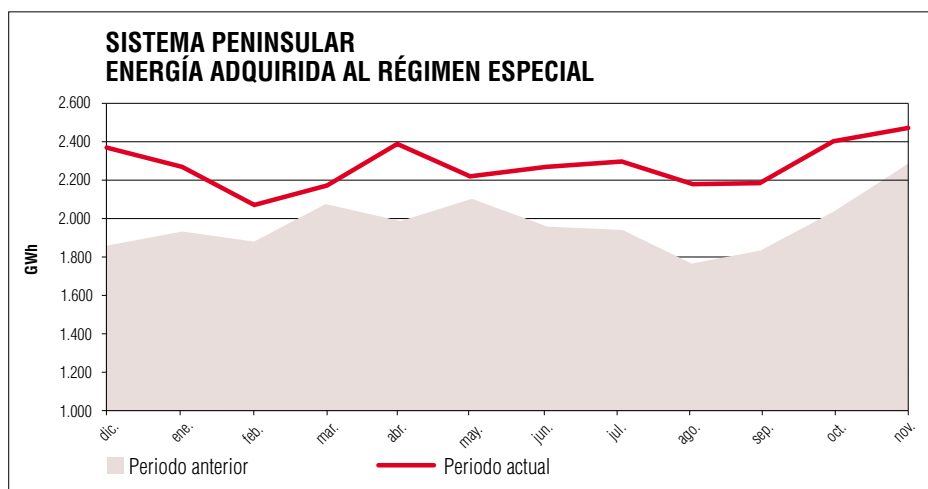
Combustible	Noviembre					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.040	55,7	2.668	3,3	2.656	9.973	6,3	24.853	10.259	-3,0	26.790
Lignito pardo	156	-11,5	9	-73,4	366	2.349	-9,0	5.760	2.480	-14,2	6.128
Lignito negro	166	58,7	884	-35,7	505	1.615	39,0	4.911	1.760	34,6	5.340
Carbón importación	1.069	-1,4	1.445	-12,2	2.971	12.348	15,6	34.665	13.363	16,3	37.774
Gas natural (**)	114	49,5	-	-	384	1.218	43,8	4.151	1.349	38,9	4.496
Gas siderúrgico	31	-19,4	-	-	82	360	-11,0	1.116	465	9,0	1.215
Fuel-oil	160	72,9	565	-20,7	422	2.175	-14,1	6.046	2.358	-20,4	6.531
<b>Sistema peninsular</b>	<b>2.735</b>	<b>22,1</b>	<b>5.571</b>	<b>-12,3</b>	<b>7.385</b>	<b>30.036</b>	<b>8,9</b>	<b>81.504</b>	<b>32.035</b>	<b>4,6</b>	<b>88.276</b>
Carbón	81	-1,0	216	57,7	259	1.012	-5,1	3.184	1.102	-4,6	3.473
Fuel-oil	138	12,8	119	44,6	616	1.494	16,3	6.760	1.615	15,3	7.321
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>220</b>	<b>7,3</b>	<b>335</b>	<b>52,8</b>	<b>875</b>	<b>2.506</b>	<b>6,6</b>	<b>9.944</b>	<b>2.716</b>	<b>-1,0</b>	<b>10.794</b>

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

## Régimen especial (\*)

- En noviembre, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.464 GWh, con un crecimiento del 9,9% respecto al mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, 23 puntos inferior a la que se registró el mismo mes de 1999, se sitúa por debajo del crecimiento medio que se viene produciendo durante este año.
- Tras el dato de noviembre, el volumen de energía adquirido durante los primeros once meses del año, 24.872 GWh, supera en un 14,0% al del mismo período del año anterior, tasa que se sitúa muy por debajo del 22,3% que se registró en los primeros once meses de 1999. Este volumen de adquisiciones ha aportado el 13,9% de la demanda, apenas un punto más que en el mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en el período enero-noviembre el mayor crecimiento ha correspondido a la energía hidráulica, que ha incrementado su producción en un 50,8% y ha aportado el 20,2% del total de energía adquirida en el período, cinco puntos más que su contribución durante los primeros once meses del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 44 GWh, un 10,1% menos que en el mismo mes del año anterior, siguiendo la línea de crecimientos negativos habitual durante este año, con lo que en el período enero-noviembre las adquisiciones se han reducido en un 6,4% respecto al año anterior y han aportado el 6,4% de la demanda, un punto menos que en los once primeros meses de 1999.
- En noviembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 10,58 PTA/kWh, con lo que el precio acumulado en el período enero-noviembre se sitúa en 10,08 PTA/kWh, un 2,9% superior al del mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en el período enero-noviembre el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,41 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,83 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	Noviembre				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	4.297	1.601	10,0	9,75	5,0	16.178	6,8	9,51	2,2	17.700	7,2	9,48	1,7
Hidráulica	1.320	616	70,1	12,02	5,4	5.030	50,8	11,41	0,9	5.419	50,6	11,41	0,8
Otras renovables	2.057	246	-41,9	11,26	7,8	3.664	9,4	10,83	4,1	4.116	14,9	10,80	3,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.674</b>	<b>2.464</b>	<b>9,9</b>	<b>10,58</b>	<b>7,2</b>	<b>24.872</b>	<b>14,0</b>	<b>10,08</b>	<b>2,9</b>	<b>27.236</b>	<b>15,0</b>	<b>10,06</b>	<b>2,6</b>
Térmica	82	24	-28,8	-	-	394	-15,0	-	-	436	-13,4	-	-
Hidráulica	0,5	0	-	-	-	3	-	-	-	3	-	-	-
Otras renovables	73	20	27,3	-	-	237	10,9	-	-	255	10,6	-	-
<b>Sistemas extrapeninsulares (*)</b>	<b>155</b>	<b>44</b>	<b>-10,1</b>	-	-	<b>634</b>	<b>-6,4</b>	-	-	<b>694</b>	<b>-5,4</b>	-	-

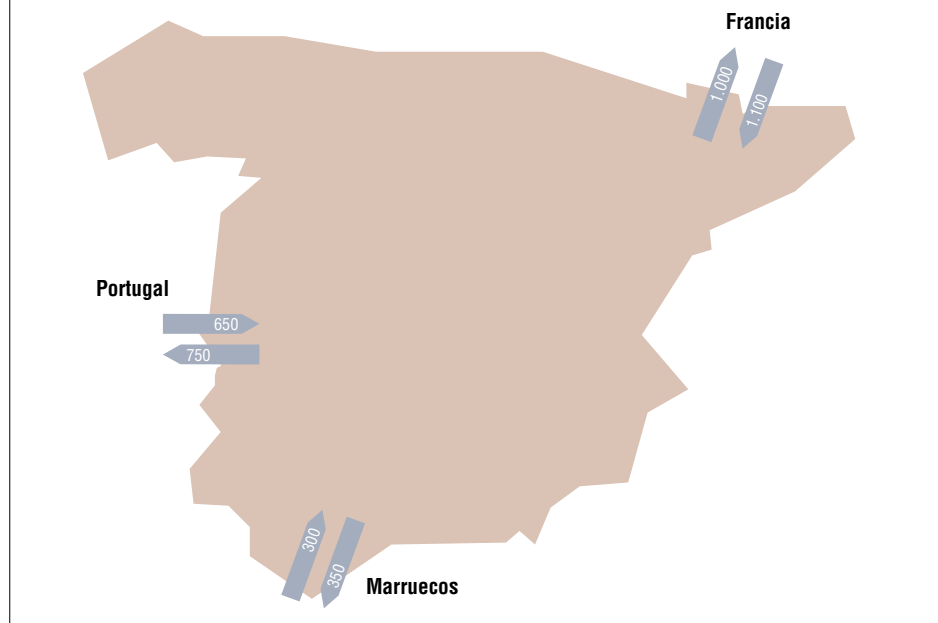
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(\*) Datos de precios no disponibles.

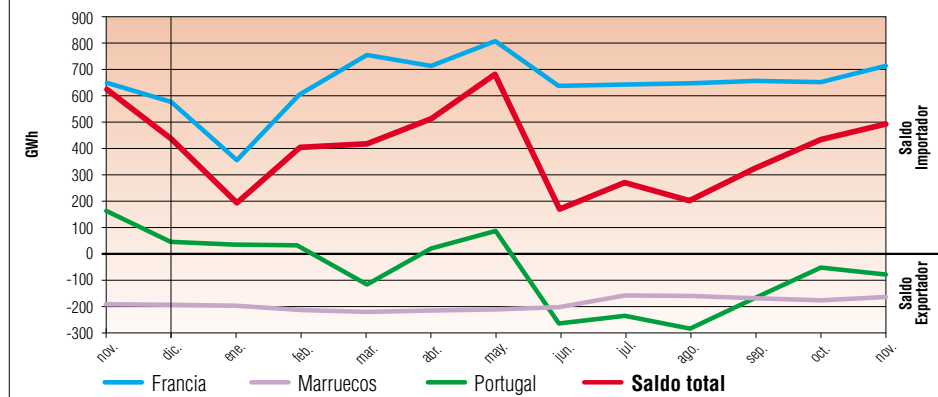
## Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de noviembre ha ascendido a 1.126 GWh, un 5,0% más que en el mismo mes de 1999. El 27,7% de esta energía ha correspondido a operaciones de exportación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de intercambios internacionales de 503 GWh.
- El 58,9% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, todas ellas materializadas a través del mercado de producción. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en noviembre a 442 GWh, el 39,3% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,8% restante.
- En noviembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido a operaciones con la frontera de Francia con 375 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 153 GWh, Marruecos, 106 GWh, y Andorra, 30 GWh.
- En el período enero-noviembre, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 12.149 GWh, un 22,9% más que el mismo período de 1999. El 58,7% de esta energía, diez puntos más que en el mismo período del año anterior, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 317 GWh. El 18,1% 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 3.804 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1% del volumen y aportó un saldo importador de 36 GWh.
- Tras el dato de noviembre, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 4.158 GWh, un 21,3% 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 44,0% del volumen total de energía intercambiada por los agentes en el período de año transcurrido ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 30,9% a través de la frontera de Portugal, el 21,9% con Marruecos y el 3,2% restante con Andorra.
- En noviembre, 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 NOVIEMBRE 2000 (MW)



### SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Noviembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-30	-30	0	-233	-233	0	-275	-275
Francia	375	0	375	3.095	-5	3.090	3.359	-5	3.355
Marruecos	0	-106	-106	5	-688	-683	5	-819	-814
Portugal	44	-109	-64	619	-1.427	-809	697	-1.452	-755
<b>Mercado: Agentes</b>	<b>419</b>	<b>-245</b>	<b>174</b>	<b>3.718</b>	<b>-2.352</b>	<b>1.366</b>	<b>4.061</b>	<b>-2.551</b>	<b>1.510</b>
Francia	395	0	395	4.353	0	4.353	4.715	0	4.715
Marruecos	0	-47	-47	0	-549	-549	0	-615	-615
<b>Mercado: Contratos REE</b>	<b>395</b>	<b>-47</b>	<b>348</b>	<b>4.353</b>	<b>-549</b>	<b>3.804</b>	<b>4.715</b>	<b>-615</b>	<b>4.099</b>
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	0	0	4	-30	-26	4	-30	-26
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>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>-1.053</b>	<b>-1.049</b>	<b>4</b>	<b>-1.053</b>	<b>-1.049</b>
Andorra	1	0	1	6	-3	2	6	-3	3
Francia	0	-13	-13	53	-16	37	53	-19	33
Marruecos	0	-1	-1	6	-5	1	7	-5	2
Portugal	0	-6	-6	13	-17	-4	14	-17	-3
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>1</b>	<b>-20</b>	<b>-19</b>	<b>78</b>	<b>-41</b>	<b>36</b>	<b>80</b>	<b>-45</b>	<b>35</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>814</b>	<b>-312</b>	<b>503</b>	<b>8.153</b>	<b>-3.996</b>	<b>4.158</b>	<b>8.860</b>	<b>-4.264</b>	<b>4.596</b>

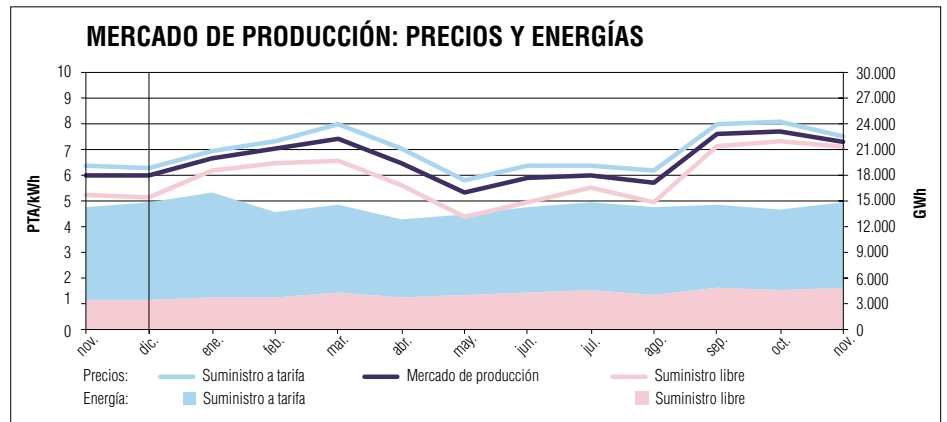
**Capacidad comercial:** Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(\*) Intercambios a través de las fronteras.

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- Tras las importantes subidas de precios registradas en los dos meses anteriores, en noviembre los precios en el mercado de producción han disminuido ligeramente, situándose todavía por encima del listón de las 7 PTA/kWh.
- El precio medio ha sido 7,27 PTA/kWh, un 5,3% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.257 GWh. Respecto de noviembre de 1999, el precio ha aumentado un 21,0%, frente a un aumento del 4,6% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 6,61 PTA/kWh, un 12,8% superior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 10.030 GWh, lo que supone una disminución del 7,4% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 7,55 PTA/kWh, un 6,3% menor que el mes anterior y un 18,9% más que el mismo mes de 1999.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.769 GWh, un 1,9% más que el mes pasado y un 39,5% más que hace un año. Esta cifra representa el 31,3% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 7,09 PTA/kWh, cifra



Precios	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/oct.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>7,27</b>	<b>-5,3</b>	<b>21,0</b>	<b>6,67</b>	<b>14,2</b>	<b>6,61</b>	<b>12,8</b>
Mercado diario	6,10	-8,0	32,1	5,45	22,7	5,37	21,4
Otros mercados	0,40	43,8	188,6	0,27	83,9	0,27	45,3
Garantía de potencia	0,77	-0,3	-38,8	0,94	-24,4	0,97	-22,3
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>7,55</b>	<b>-6,3</b>	<b>18,9</b>	<b>7,06</b>	<b>14,9</b>	<b>6,99</b>	<b>13,8</b>
Mercado diario	6,16	-7,2	32,9	5,46	22,4	5,37	21,1
Otros mercados	0,46	38,5	138,0	0,33	70,2	0,32	38,1
Garantía de potencia	0,93	-14,4	-38,8	1,28	-14,6	1,30	-11,8
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>7,09</b>	<b>-3,2</b>	<b>34,5</b>	<b>6,08</b>	<b>25,6</b>	<b>6,02</b>	<b>23,4</b>
Mercado diario	6,21	-9,4	33,7	5,55	24,4	5,48	22,9
Otros mercados	0,40	40,6	211,0	0,28	99,2	0,28	76,9
Garantía de potencia	0,49	157,7	-2,8	0,24	3,7	0,26	0,8

Energías	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/oct.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>15.257</b>	<b>6,1</b>	<b>4,6</b>	<b>161.750</b>	<b>7,1</b>	<b>177.075</b>	<b>6,8</b>
Suministro a tarifa (**)	10.030	7,8	-7,4	110.802	-8,4	122.307	-9,2
Suministro libre (***)	4.769	1,9	39,5	46.322	76,6	49.758	86,3
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>106</b>	<b>-14,8</b>	<b>-</b>	<b>1.169</b>	<b>-</b>	<b>1.169</b>	<b>3.029,7</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 (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
X1	6,96	5,88	5,63	5,16	4,27	3,94	3,74	3,53	3,20	3,74	4,60	4,54	4,49	4,70	4,37	4,36	4,28	4,37	6,39	7,33	7,52	7,62	6,91	6,22	5,23
J2	6,43	5,76	5,32	4,37	4,32	5,55	6,90	10,22	11,32	11,10	11,22	11,29	11,31	11,26	11,09	11,27	11,63	11,72	12,07	13,80	11,64	11,46	11,25	9,40	10,02
V3	9,07	6,79	6,31	6,18	6,10	6,16	6,79	10,45	10,93	11,02	11,12	11,30	11,43	11,31	10,37	10,68	11,31	11,40	11,54	11,64	11,64	11,62	10,64	8,78	9,96
S4	9,28	6,80	5,95	5,76	4,74	4,57	4,74	4,82	6,22	6,46	9,17	9,20	9,23	7,30	6,38	6,36	5,98	6,21	8,52	9,57	9,32	8,76	7,31	6,61	7,16
D5	7,39	5,43	5,31	3,94	3,65	3,62	3,60	3,52	3,38	3,41	5,00	5,06	5,10	5,05	5,22	4,91	4,30	4,45	6,40	7,24	7,14	7,31	7,07	6,03	5,25
L6	5,69	4,13	3,64	3,54	3,51	3,59	5,62	6,68	9,47	9,86	10,57	10,66	10,69	9,82	9,05	8,96	10,16	10,35	11,39	11,64	11,20	10,25	7,28	6,26	8,40
M7	6,28	5,77	5,06	4,45	4,38	4,66	5,86	6,82	8,52	9,80	10,40	10,52	10,47	9,73	7,58	8,70	9,72	10,21	11,36	11,53	11,12	9,98	6,28	5,97	8,34
X8	5,82	5,06	3,74	3,66	3,64	3,73	5,14	6,46	7,43	9,57	10,18	10,20	10,28	9,62	7,56	7,66	8,05	9,29	11,32	11,33	10,63	9,21	6,56	6,69	7,87
J9	5,72	5,71	4,23	3,87	3,58	3,59	5,29	5,65	7,28	8,45	8,80	9,36	9,55	7,93	6,56	7,50	7,90	8,59	10,39	11,40	11,02	9,66	7,47	6,85	7,54
V10	6,17	5,20	4,13	3,79	3,58	3,55	5,56	7,03	8,99	10,70	11,10	10,97	10,95	10,67	8,35	8,98	9,38	10,58	12,04	11,93	11,26	10,40	7,52	7,31	8,55
S11	8,21	5,99	5,05	4,77	4,20	3,60	3,51	3,45	3,95	5,28	7,02	7,53	7,00	5,83	5,65	5,35	5,37	5,57	8,07	8,90	8,68	8,20	7,52	7,00	6,17
D12	5,91	5,00	4,45	3,64	3,52	3,38	3,41	2,88	2,81	3,74	4,57	4,82	4,84	4,93	4,92	4,59	4,66	4,61	7,09	6,91	7,20	7,09	6,75	6,88	5,05
L13	5,78	4,53	4,12	3,92	3,84	3,92	4,91	6,89	9,06	9,70	10,52	10,50	10,25	10,08	9,18	9,25	9,75	10,95	11,65	12,06	11,43	10,78	8,82	7,18	8,63
M14	6,86	5,68	4,69	4,18	3,91	3,86	4,66	6,75	8,74	9,62	10,17	10,22	10,04	8,94	7,62	7,94	9,24	10,42	11,37	11,85	11,08	10,88	7,48	7,16	8,28
X15	7,01	6,01	4,98	4,41	4,03	4,02	5,03	6,08	9,53	10,42	10,53	10,46	10,51	10,06	8,32	8,78	9,96	10,96	11,60	11,89	11,08	10,88	8,38	7,23	8,70
J16	7,24	6,21	4,91	4,33	3,84	3,84	5,30	7,29	9,42	9,70	10,30	10,16	10,05	8,98	7,54	7,60	8,71	10,26	11,68	11,87	11,23	10,33	7,89	7,19	8,39
V17	7,01	5,69	4,49	3,82	3,70	3,77	5,24	6,83	9,23	9,43	9,92	9,72	9,56	8,94	7,74	8,28	8,62	9,15	11,10	11,24	10,90	9,30	7,86	7,28	8,07
S18	7,39	5,83	4,95	4,92	4,45	3,84	3,78	3,97	4,84	5,59	6,85	7,23	6,93	6,82	5,83	5,13	5,23	5,30	7,49	8,47	8,61	8,30	6,44	6,74	6,15
D19	6,39	5,36	4,68	3,75	3,71	3,55	3,57	3,25	3,07	3,57	4,69	4,79	4,79	4,99	5,14	4,80	4,73	4,75	5,91	6,54	6,83	6,89	6,58	6,06	5,04
L20	5,07	3,97	3,56	3,36	3,20	3,37	4,50	5,02	8,71	8,98	9,66	9,65	9,46	8,77	7,00	7,03	8,14	9,17	11,36	11,80	11,21	9,68	6,96	6,44	7,67
M21	6,17	4,97	3,69	3,55	3,63	3,68	4,39	6,60	6,73	8,62	8,87	8,97	8,92	7,12	5,05	4,98	5,57	7,93	11,34	11,44	10,88	9,31	5,19	4,76	6,99
X22	6,84	5,10	4,10	3,88	3,78	3,82	4,68	6,71	7,54	9,07	9,59	9,91	9,56	8,91	7,28	7,82	8,33	9,23	12,24	12,40	11,51	9,87	7,34	4,80	7,90
J23	7,04	5,49	4,25	3,90	3,66	3,79	4,87	6,96	9,13	9,83	9,58	9,39	9,41	9,32	6,66	8,53	9,05	10,66	12,44	12,39	11,79	10,56	8,54	6,31	8,26
V24	6,83	5,78	4,51	4,06	3,98	4,03	5,01	6,90	8,92	9,05	9,42	9,29	9,14	8,10	6,29	6,61	8,26	9,50	11,83	11,86	11,17	9,53	7,41	6,31	7,85
S25	6,67	5,11	4,46	4,07	3,39	3,10	3,34	4,02	4,76	5,85	6,32	6,35	6,29	5,57	5,11	5,11	5,14	5,58	6,62	7,01	6,99	6,95	6,53	6,44	5,54
D26	5,00	4,66	4,11	3,74	3,40	3,29	3,39	3,15	2,98	3,46	4,17	4,46	4,56	4,68	4,63	4,59	4,29	4,38	6,56	6,92	7,35	7,50	6,90	6,53	4,90
L27	3,46	3,17	2,88	2,81	2,78	2,88	3,54	5,31	7,34	8,61	9,10	9,49	9,51	7,82	4,98	4,34	6,03	8,67	11,44	11,68	10,79	9,02	5,43	4,84	6,83
M28	4,21	3,63	3,25	3,11	3,06	3,06	3,45	4,85	7,05	7,50	7,35	7,64	7,60	4,41	4,43	4,28	4,82	6,28	10,44	10,73	9,38	8,74	5,37	4,61	5,99
X29	3,92	3,60	3,07	2,86	2,77	2,86	3,39	4,31	6,57	7,08	6,65	7,25	7,23	4,46	4,47	4,29	4,70	5,27	9,85	9,85	8,25	7,75	4,51	4,07	5,57
J30	4,08	3,38	2,81	2,80	2,74	2,78	3,31	6,52	7,27	7,74	7,27	7,54	7,45	5,17	3,81	3,81	4,32	6,23	9,81	10,01	9,28	7,86	4,57	4,20	5,82
Media	6,34	5,20	4,41	4,02	3,78	3,78	4,58	5,88	7,38	8,15	8,69	8,81	8,74	7,84	6,67	6,84	7,38	8,26	10,25	10,61	10,03	9,23	7,15	6,39	7,27

Mínimo: 2,74 Precios de 2,74 a 5,08  
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 1999.

Precios de 5,08 a 6,38

Precios de 6,38 a 13,80

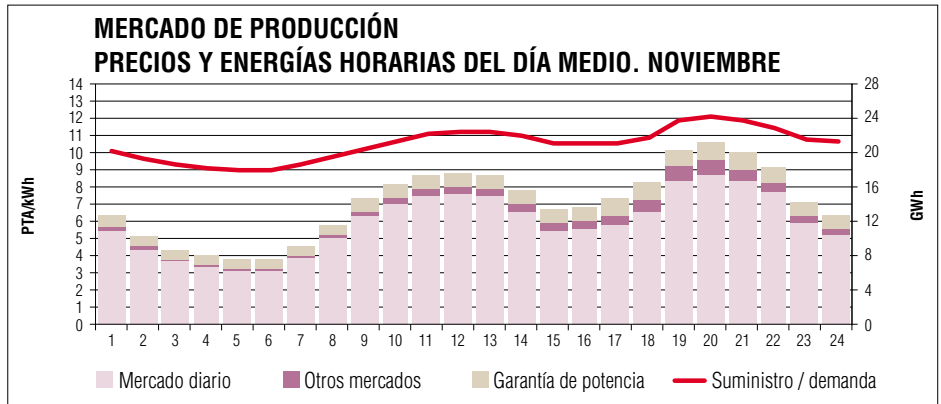
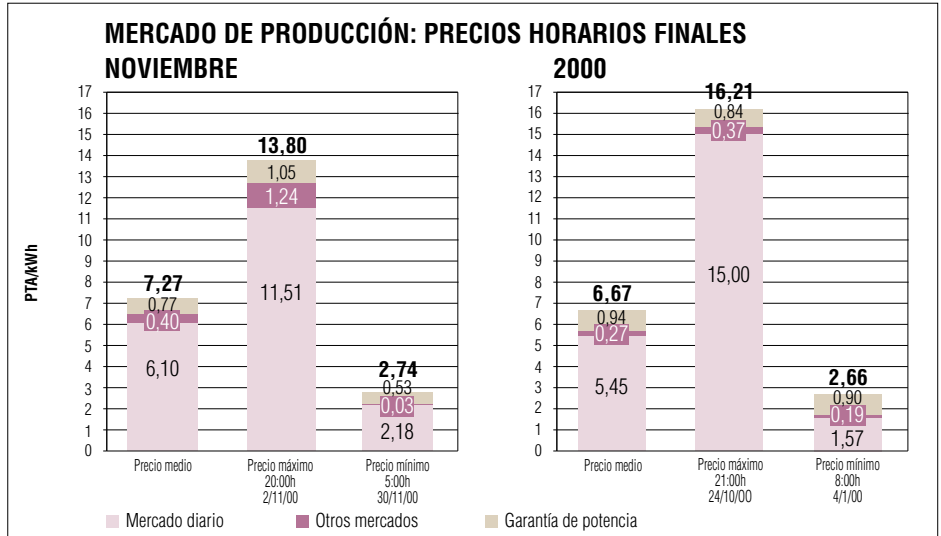
Máximo: 13,80

que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 6,2% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de noviembre, precio valle, ha sido 4,728 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 8,141 PTA/kWh.

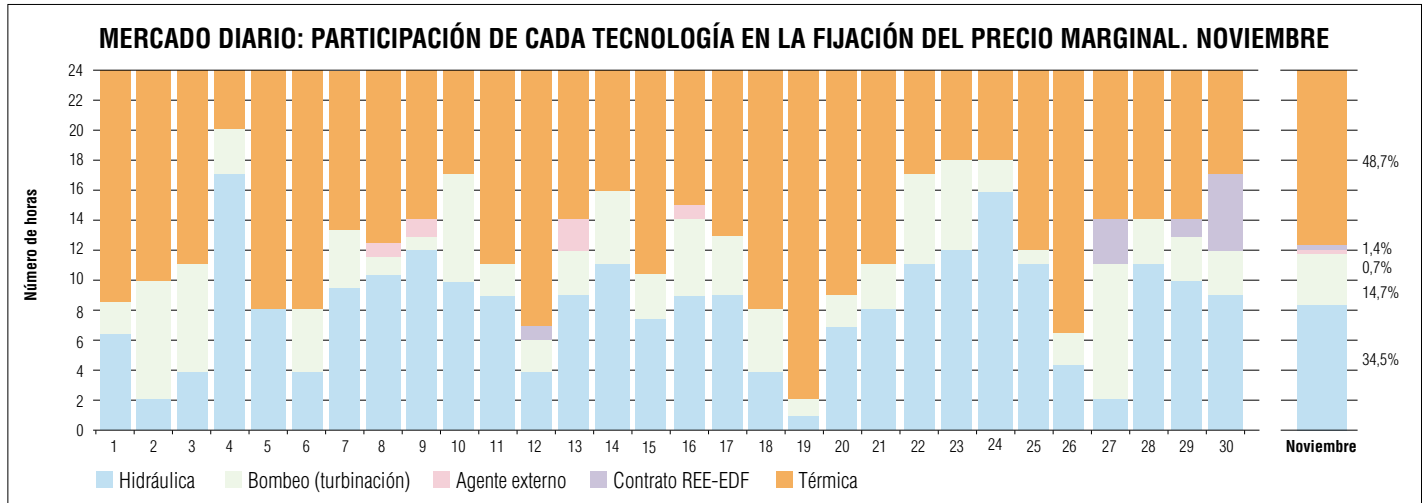
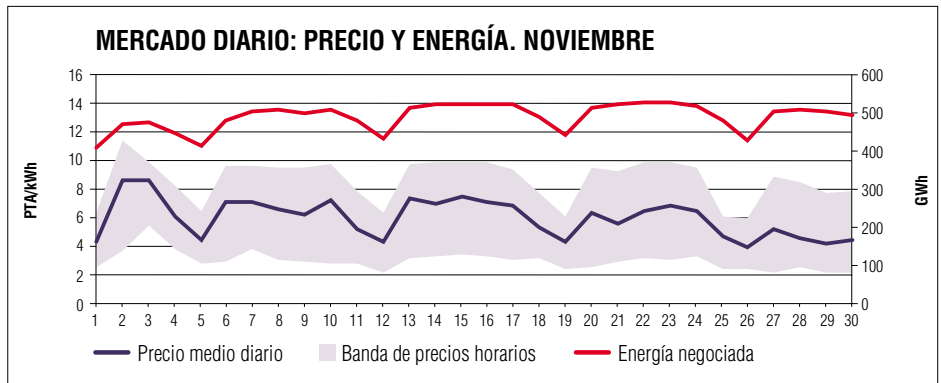
**Precios finales horarios**

- El precio horario final máximo alcanzó 13,80 PTA/kWh, en la hora 20 del jueves 2, mientras que el precio mínimo fue 2,74 PTA/kWh en la hora 5 del jueves 30. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 5,0 veces, ligeramente menor que el 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 3,8 y 10,6 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,2 y 24,5 GWh.



**Mercado diario**

- En noviembre, el precio medio del mercado diario ha sido 6,10 PTA/kWh, la energía intercambiada 14.832 GWh y el volumen económico contratado de 90.524 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,2% de la energía y el 81,6% del volumen económico.
- Los precios medios se sitúan por encima de las 8 PTA/kWh los dos primeros días laborables, decreciendo signifi-



cativamente a lo largo del mes para finalizar la última semana con precios en el entorno de las 4 PTA/kWh. Durante los fines de semana y festivos el precio medio se ha situado alrededor de las 5 PTA/kWh.

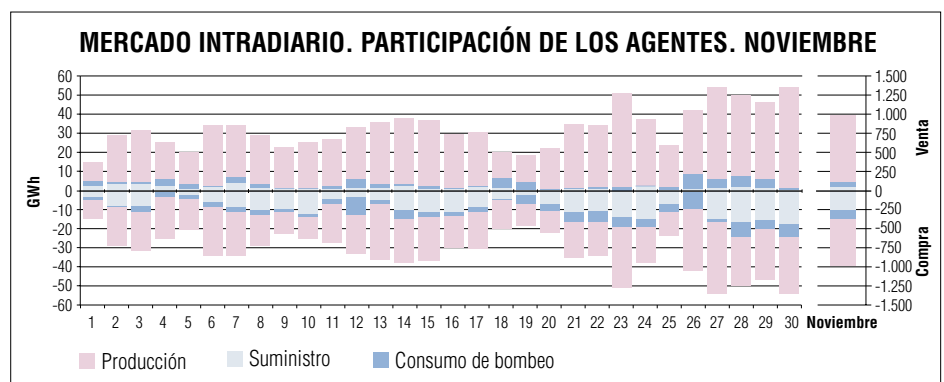
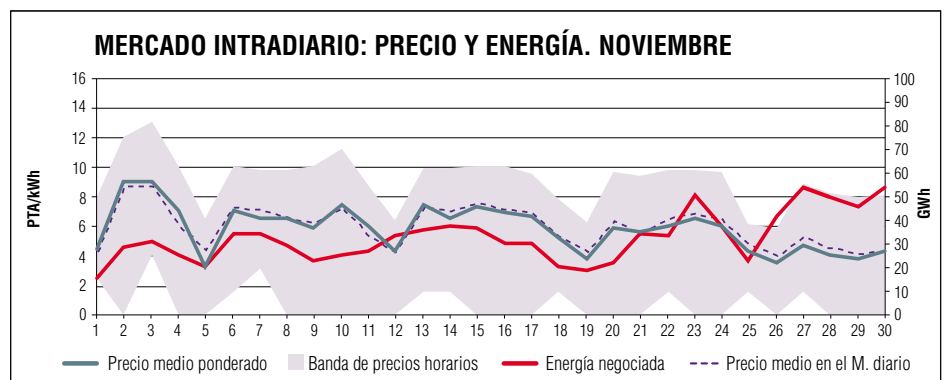
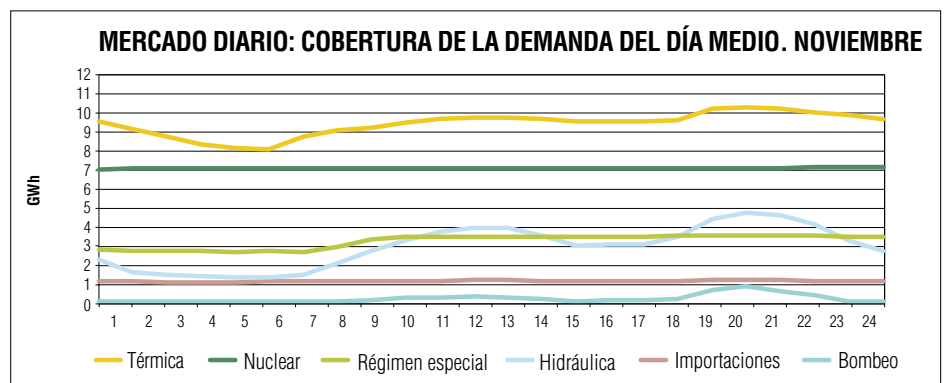
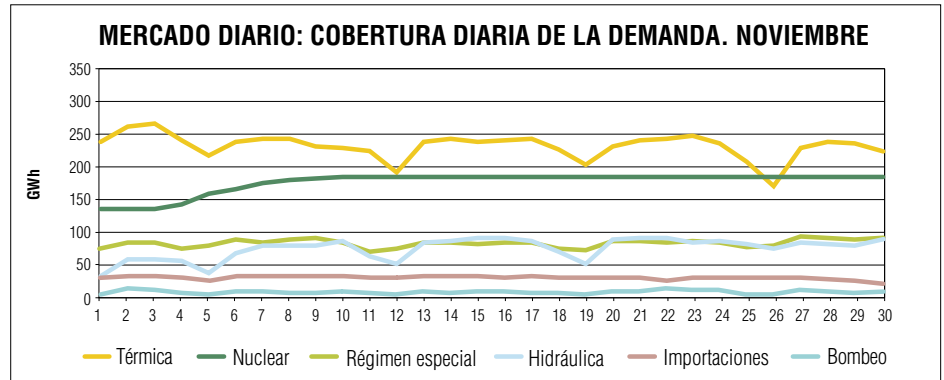
- El precio mínimo del mes, 2,18 PTA/kWh, se ha registrado en la hora 5 del jueves 30, y el precio máximo del mes, 11,51 PTA/kWh, en la hora 20 del jueves 2.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un significativo aumento de la producción nuclear e hidráulica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- En cuanto a las tecnologías que a lo largo de noviembre han fijado el precio marginal, es de destacar la igual participación, un 49% de las horas, tanto por parte de las centrales térmicas como de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han aumentado su participación respecto de la del mes pasado, 40%.

## Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 5,76 PTA/kWh, un 16,0% menos que el mes anterior y un 5,6% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 979 GWh, un 1,0% más que el mes anterior. De esta energía, el 73,7% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 26,3% restante, 257 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 43 GWh, y al suministro, 214 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto un aumento de 0,1 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 617, 137, 53, 55, 50 y 66 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 4,6 y 9,8 PTA/kWh el 80% de los días.

## Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de noviembre ha sido de 11.688 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,77 PTA/kWh, valor similar al del mes anterior y que supone el 10,5% del precio medio del mercado.



- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 642 MPTA, con una repercusión sobre

el precio medio del mercado de producción de 4,2 cts./kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 106 GWh en el mes de noviembre, un 14,8% menos que el mes anterior.

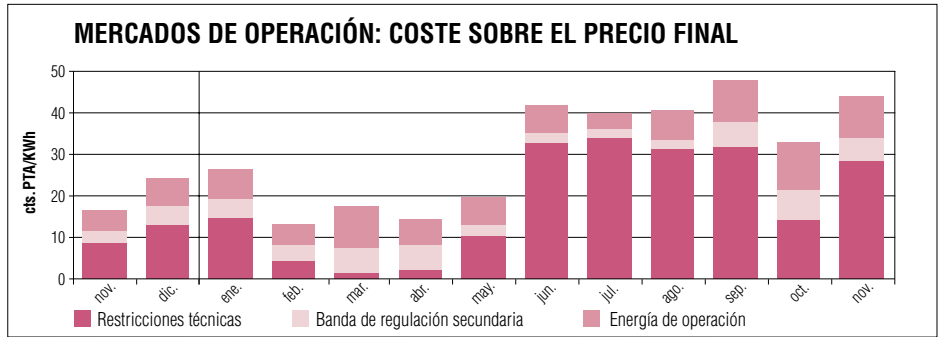
**Mercados de Operación**

• El coste neto de los mercados de operación ha sido 44,5 cts/kWh, un 32,8% superior al del mes de octubre, suponiendo un 6,1% del precio final del mercado de producción. Desde junio de este año este coste viene siendo especialmente elevado cuando se compara con el nivel medio de periodos anteriores.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 343 GWh, un 2,3% de la energía correspondiente al mercado diario, un 72,4% más que en octubre. Este incremento es debido al aumento de la demanda y las indisponibilidades programadas de elementos de generación (Litoral y Almaraz) y elementos de la red de transporte. El precio medio de la energía desplazada ha sido 20,57 PTA/kWh, el más elevado desde el inicio del mercado eléctrico, causado por los numerosos arranques de grupos térmicos necesarios para resolver las restricciones técnicas, un 6,7% superior al del mes de octubre.

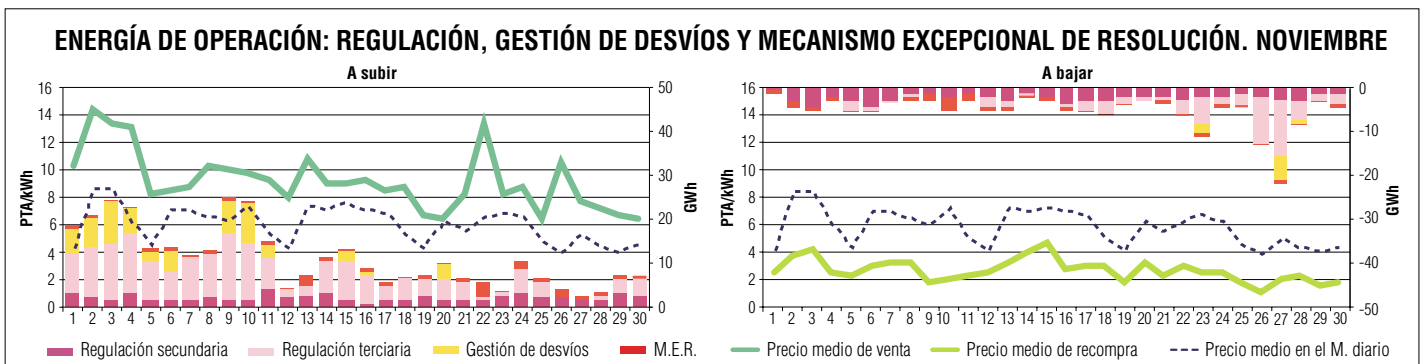
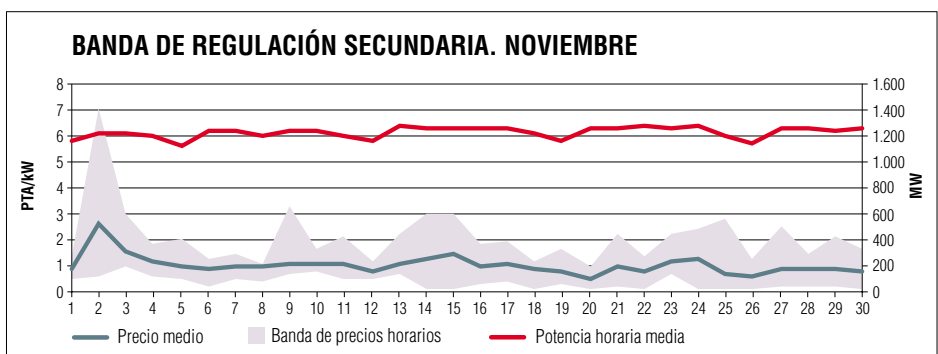
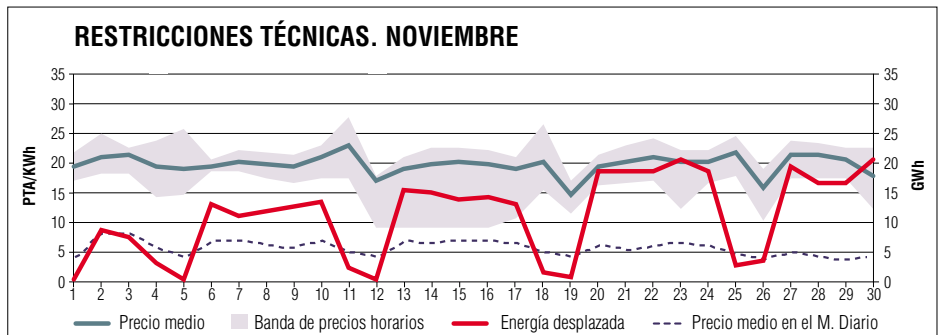
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.220 MW, repartidos en 701 MW a subir y 519 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,02 PTA/kWh, un 11,3% menos que en octubre. La repercusión económica total ha significado un coste de 5,8 cts/kWh, un 15,9% menos respecto al mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 487 GWh, repartida en 327 GWh a subir y 159 a bajar, un 11,3% menos que en octubre. El precio medio de venta ha sido 9,80 PTA/kWh y el de recompra 2,62 PTA/kWh, ambos inferiores a los del mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 10,0 cts/kWh, un 17,4% inferior a octubre. La relación de energía de operación subir/bajar fue de 2,06 representativa de una mayor utilización de la energía a subir respecto de la energía a bajar, especialmente en regulación terciaria y gestión de desvíos.



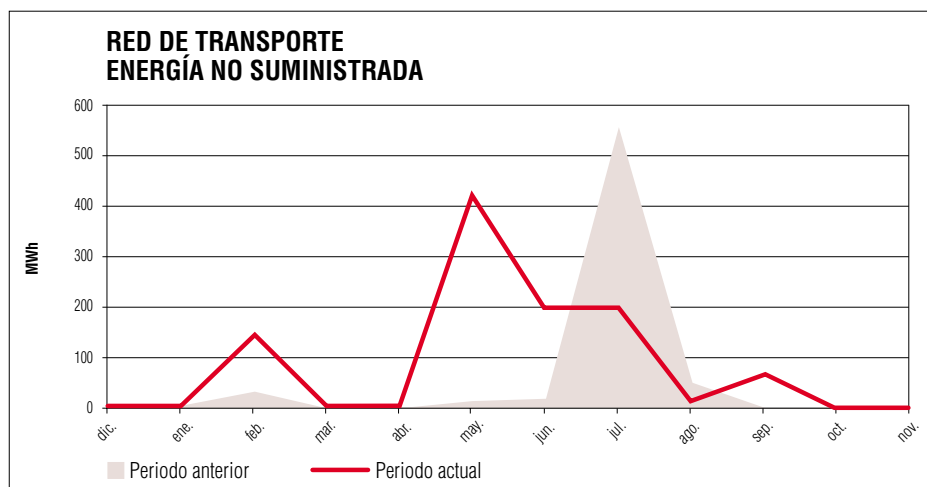
Mercados de operación Noviembre	Coste s/Precio final cts.PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>28,7</b>	<b>343</b>		<b>20,57</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>5,8</b>	<b>701</b>	<b>519</b>	<b>1,02</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>10,0</b>	<b>327</b>	<b>159</b>	<b>9,80</b>	<b>2,62</b>
Regulación secundaria		65	72	7,84	3,56
Regulación terciaria		179	61	10,00	2,07
Gestión de desvíos		59	9	9,16	3,36
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		23	17	15,31	0,35
<b>Total</b>	<b>44,5</b>				

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

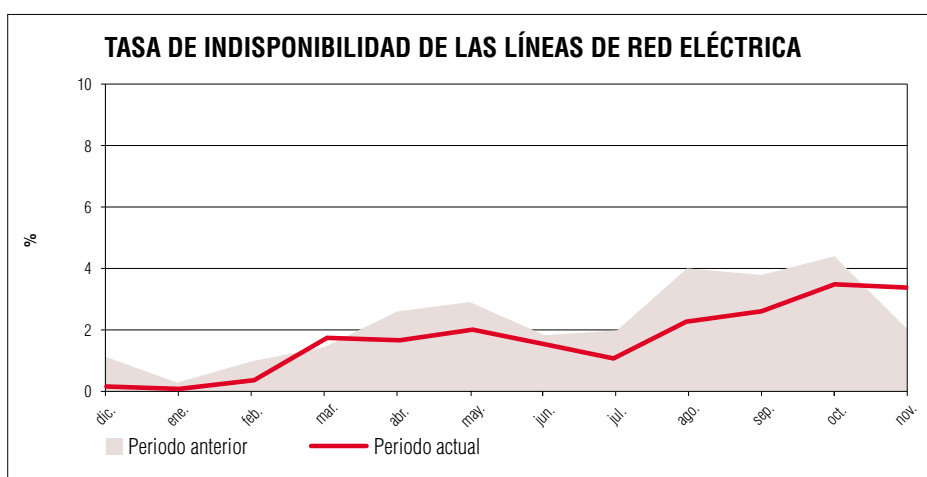


## 4. RED DE TRANSPORTE

- 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 noviembre no se ha registrado ningún corte de mercado por incidencias en la red de transporte.
- En el periodo enero-noviembre la ENS ascendió a 1.043,1 MWh, consecuencia en su mayor parte de los cortes de mercado registrados en los meses de febrero, mayo, junio y julio.
- Por su parte, durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 1.043,3 MWh, de los que 418,3 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 625,0 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 2,813 minutos, 0,877 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se han producido en los meses de febrero, mayo, junio y julio de este año.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de noviembre ha sido del 96,7%, 1,2 puntos inferior a la registrada en el mismo mes de 1999. Esta tasa de disponibilidad es la segunda más baja de los once meses transcurridos del año, consecuencia de las indisponibilidades programadas por otras causas ajenas al mantenimiento, que alcanzaron el 2,8%.
- Tras el dato de noviembre la disponibilidad acumulada e interanual de las líneas de Red Eléctrica de España se sitúan respectivamente en el 98,2% y 98,3%, mejorando en ambos casos en casi un punto los registros alcanzados en el mismo periodo de 1999.



Red de transporte Calidad del servicio	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	0,0	1.043,1	1.043,3
RED ELÉCTRICA	0,0	418,3	418,3
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	-	-	2,813
RED ELÉCTRICA	-	-	1,128



**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	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,4	-68,4	0,7	-36,9	0,6	-37,8
Indisponibilidades fortuitas	0,1	-	0,1	2,7	0,1	8,6
Otras causas ajenas al mantenimiento	2,8	308,1	1,1	-16,3	1,0	-21,0
<b>Total</b>	<b>3,3</b>	<b>59,7</b>	<b>1,8</b>	<b>-25,1</b>	<b>1,7</b>	<b>-27,6</b>

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

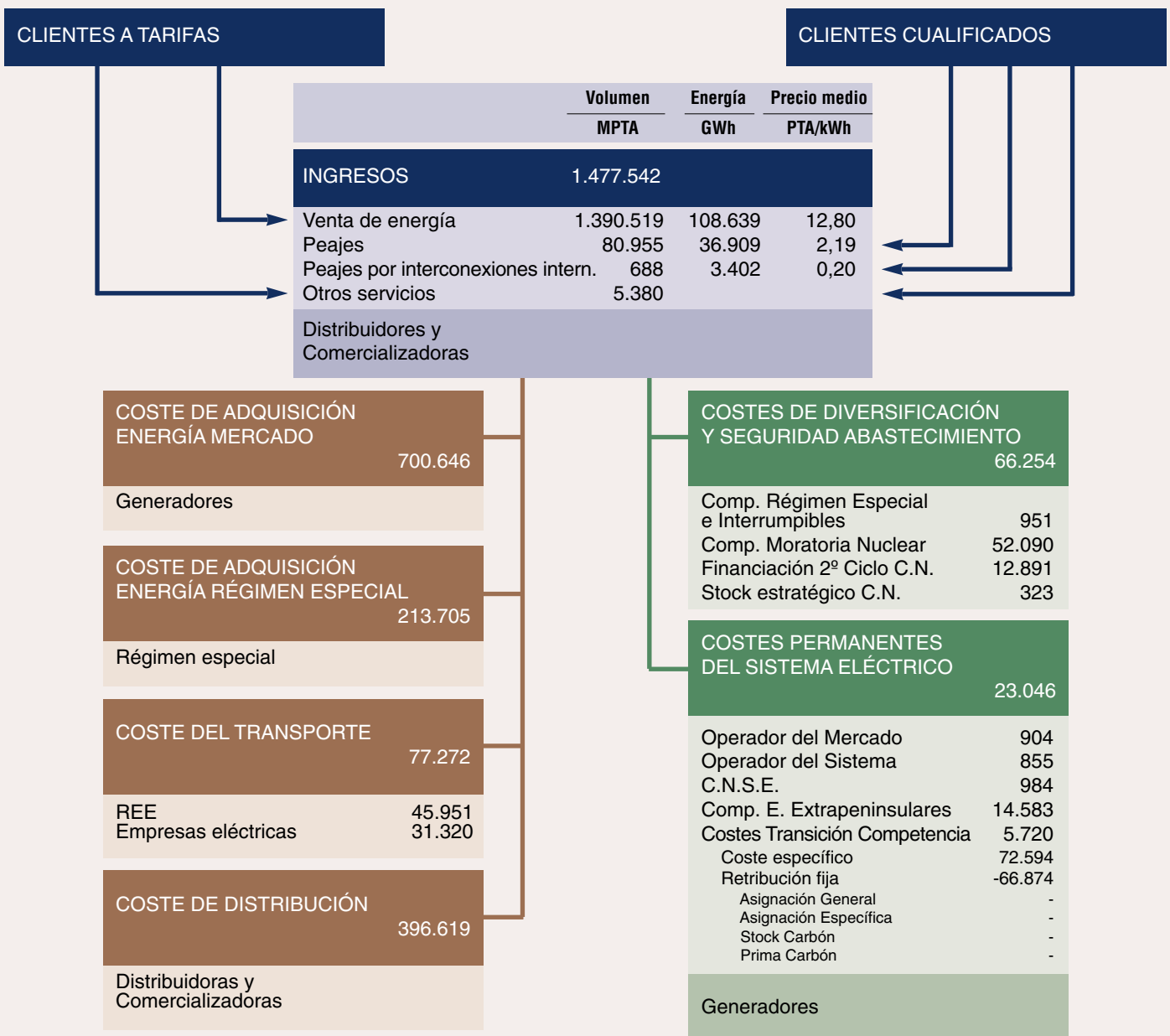
## 5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

### LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 11 del año 2000, correspondiente al período enero-noviembre, ascendieron a 1.477.542 MPTA, de los cuales el 94,1% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 5,5% a peajes.
- Del total de ingresos, el 6,0%, 89.300 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 11 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 66.874 MPTA.
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo al procedimiento de precedencia en la repercusión establecido en resolución de la Dirección General de la Energía de 28 de marzo del año 2000.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 11 del año 2000, se ha elevado a 700.646 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 99.213 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 29.000 MPTA.

### INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 11, 2000. Periodo Enero-Noviembre (\*)

(Millones de pesetas)

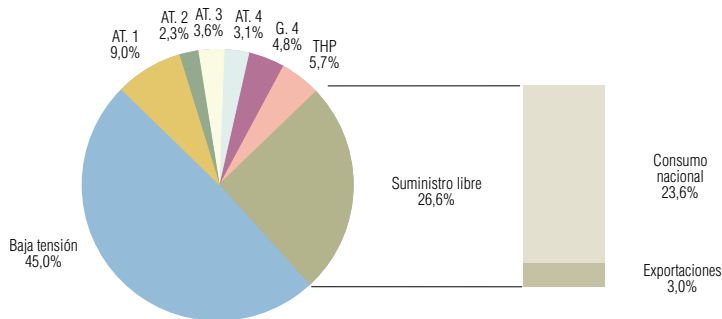
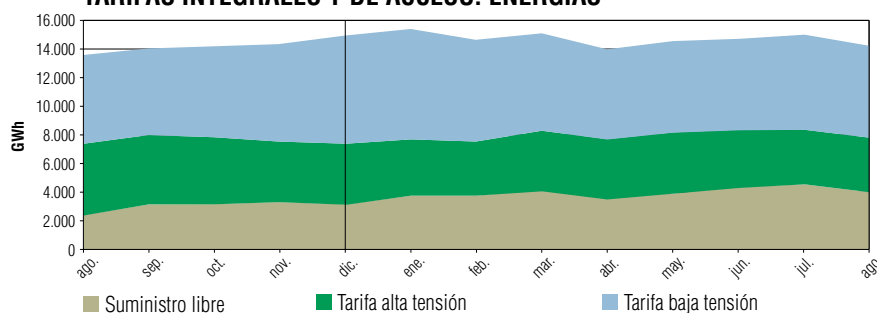
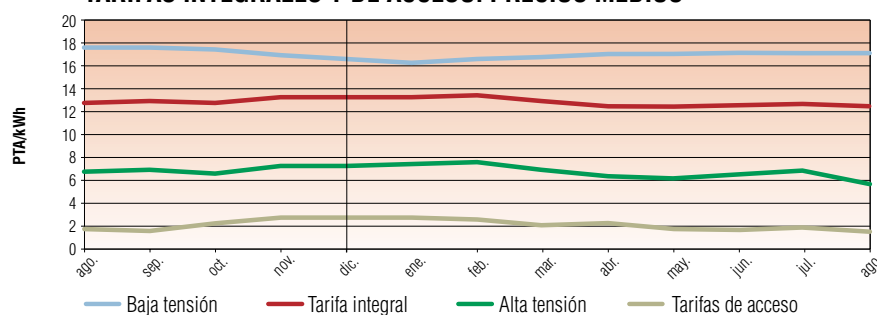


(\*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en agosto se elevó a 10.499 GWh, un 6,3% inferior al del mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es la más baja registrada durante este año debido a la suma de los siguientes efectos: comparación con un mes, agosto de 1999, en el que ya una buena parte del consumo había abandonado la tarifa regulada; el fuerte crecimiento de la demanda en alta tensión; finalmente, la escasa repercusión sobre este mes de la entrada en vigor en julio del umbral de liberalización que permite el acceso al mercado a todos los consumidores en alta tensión.
- En los primeros ocho meses del año 2000, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 86.561 GWh, un 9,0% 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, y mientras no se deje sentir el efecto de la entrada en vigor del último umbral de liberalización, la comparación con el mismo período del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado.
- El progresivo incremento del peso sobre el consumo total a tarifa integral 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-agosto en 12,95 PTA/kWh, un 1,7% 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 agosto la energía consumida en el mercado libre representó el 26,6% del consumo total, 2,7 puntos menos que en julio, con lo que en el período enero-agosto del año 2000 este porcentaje se sitúa en el 26,8%, trece puntos más que en el mismo período de 1999.
- El precio medio de las tarifas de acceso en agosto ha sido de 1,66 PTA/kWh, junto con el de mayo y junio el más bajo del año por tratarse de meses de temporada baja. Tras el dato de agosto, en los primeros ocho meses del año el precio medio se ha situado en 2,04 PTA/kWh, un 6,4% 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. AGOSTOSISTEMA PENINSULAR.  
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.  
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

Tarifa integral	Agosto				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)	1.281	-38,9	10,60	0,3	11.160	-45,5	10,86	2,5	17.610	-49,8	10,84	2,7
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	328	-15,0	5,52	-0,7	2.764	-20,1	5,76	-12,8	4.172	-29,0	5,82	-16,3
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	515	10,1	3,41	-4,4	3.863	-1,0	4,19	-3,7	5.809	-0,2	4,26	-4,3
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	445	9,6	2,71	-0,8	3.240	2,4	3,46	1,1	4.805	0,0	3,50	-0,1
G. 4 (Grandes consumidores)	679	3,2	3,66	0,5	5.354	2,8	3,67	0,0	7.982	2,5	3,66	-0,1
Tarifa horaria de potencia	815	-11,9	3,88	-5,1	6.584	-14,2	5,27	-2,7	10.568	-7,8	5,46	-3,5
<b>Alta tensión</b>	<b>4.064</b>	<b>-17,8</b>	<b>5,91</b>	<b>-12,3</b>	<b>32.965</b>	<b>-24,9</b>	<b>6,64</b>	<b>-11,3</b>	<b>50.945</b>	<b>-28,1</b>	<b>6,75</b>	<b>-12,7</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.435</b>	<b>2,7</b>	<b>17,16</b>	<b>-1,4</b>	<b>53.596</b>	<b>4,6</b>	<b>16,83</b>	<b>-2,4</b>	<b>80.351</b>	<b>5,0</b>	<b>16,87</b>	<b>-3,0</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.499</b>	<b>-6,3</b>	<b>12,81</b>	<b>0,8</b>	<b>86.561</b>	<b>-9,0</b>	<b>12,95</b>	<b>1,7</b>	<b>131.296</b>	<b>-10,9</b>	<b>12,94</b>	<b>1,5</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>3.379</b>	<b>51,0</b>	<b>1,85</b>	<b>2,7</b>	<b>29.140</b>	<b>98,3</b>	<b>2,21</b>	<b>9,4</b>	<b>41.185</b>	<b>153,0</b>	<b>2,27</b>	<b>8,9</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>426</b>	<b>157,2</b>	<b>0,16</b>	<b>-0,1</b>	<b>2.593</b>	<b>199,7</b>	<b>0,20</b>	<b>-19,8</b>	<b>3.482</b>	<b>142,7</b>	<b>0,21</b>	<b>-18,2</b>
<b>Total</b>	<b>3.805</b>	<b>58,3</b>	<b>1,66</b>	<b>-1,6</b>	<b>31.734</b>	<b>104,0</b>	<b>2,04</b>	<b>6,4</b>	<b>44.667</b>	<b>152,1</b>	<b>2,11</b>	<b>8,9</b>

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

## BALANCE ELÉCTRICO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. ENERO-JUNIO DE 2000

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
<b>Demanda bruta (GWh) (1)</b>																				
1995	21.180	5.953	7.191	2.977	4.569	2.704	6.149	9.758	30.669	92	15.456	2.168	13.377	973	18.260	90	2.835	2.537	12.559	159.498
1996	22.140	6.338	7.393	3.134	4.677	2.612	5.872	10.725	31.535	100	16.265	2.498	13.399	1.032	18.661	98	2.497	2.722	12.560	164.257
1997	22.625	6.619	7.583	3.375	5.019	2.968	6.226	11.449	33.042	103	17.120	2.913	12.658	1.108	18.780	100	2.791	2.834	13.667	170.981
1998	24.522	6.677	8.345	3.660	5.379	3.142	6.431	11.685	34.782	112	17.784	2.723	14.430	1.132	20.459	103	3.320	3.203	14.168	182.054
1999	26.851	7.012	8.540	4.037	5.787	3.462	7.262	12.045	36.828	138	19.368	2.886	14.859	1.279	22.304	115	3.633	3.288	14.756	194.450
Δ % 99/98	9,5	5,0	2,3	10,3	7,6	10,2	12,9	3,1	5,9	23,5	8,9	6,0	3,0	13,1	9,0	11,9	9,4	2,6	4,2	6,8
1998 2º trimestre	5.742	1.671	2.094	881	1.274	757	1.370	2.615	8.276	25	4.306	590	3.772	258	4.889	24	737	732	3.639	43.651
1998 3º trimestre	6.616	1.550	2.075	1.125	1.383	730	1.852	2.967	8.669	30	4.701	895	3.241	260	4.854	28	925	761	3.119	45.781
1998 4º trimestre	6.246	1.906	2.113	863	1.433	857	1.504	3.292	9.065	29	4.528	629	3.644	326	5.464	26	880	747	3.758	47.311
1999 1º trimestre	6.554	1.830	2.143	891	1.373	889	1.870	3.064	9.299	32	4.781	638	3.631	335	5.930	27	935	837	3.806	48.866
1999 2º trimestre	6.361	1.588	2.065	951	1.385	838	1.723	2.940	8.748	34	4.466	668	3.569	292	5.061	27	898	838	3.677	46.127
1999 3º trimestre	7.151	1.700	2.091	1.244	1.516	845	1.921	3.060	9.176	36	5.085	811	3.477	294	5.284	31	952	744	3.310	48.729
1999 4º trimestre	6.785	1.893	2.241	951	1.513	890	1.748	2.982	9.605	36	5.035	769	4.182	358	6.029	30	848	869	3.962	50.728
2000 1º trimestre	6.918	1.903	2.326	965	1.496	862	1.933	3.305	9.955	36	5.312	739	4.042	356	6.318	29	834	869	4.205	52.402
2000 2º trimestre	6.649	1.871	2.192	1.030	1.488	877	1.725	2.841	9.226	34	5.245	744	3.972	312	5.638	31	682	772	4.010	49.340
Δ % 2Tri.00/2Tri.99	4,5	17,8	6,2	8,3	7,4	4,7	0,1	-3,4	5,5	-0,5	17,5	11,4	11,3	6,7	11,4	16,3	-24,1	-7,9	9,1	7,0

### Balace eléctrico enero-junio 2000 (GWh)

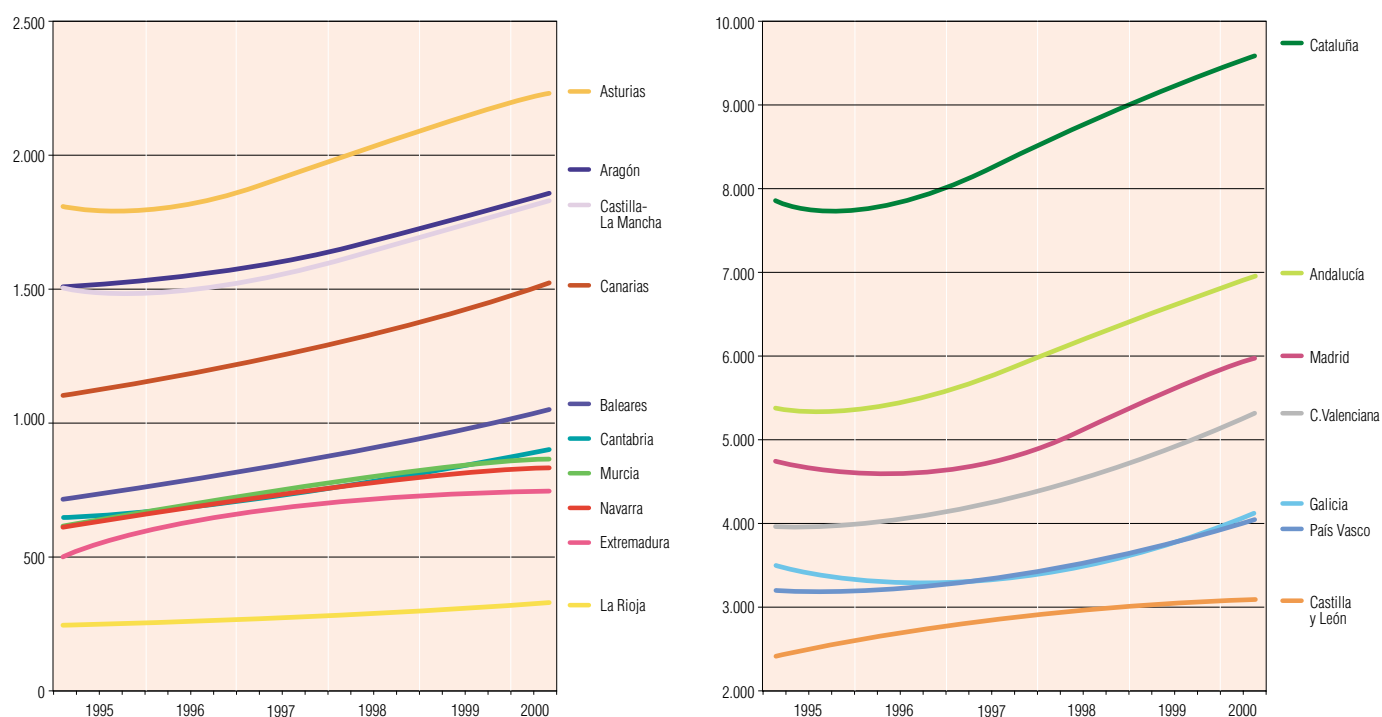
Hidráulica	432	1.498	851	0	1	236	275	3.147	2.125	0	452	517	3.666	53	31	0	39	85	116	13.524
Nuclear	0	0	0	0	0	0	4.705	2.013	12.671	0	4.346	7.649	0	0	0	0	0	0	0	31.384
Carbón	7.123	4.203	9.476	1.662	0	0	467	8.442	407	0	0	0	6.725	0	0	0	0	0	835	39.340
Gas natural	410	0	0	0	0	0	713	0	643	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133	1.899
Fuel-oil	380	0	0	409	2.929	0	280	0	320	73	830	0	301	0	0	63	280	0	309	6.174
<b>Producción bruta</b>	<b>8.345</b>	<b>5.701</b>	<b>10.327</b>	<b>2.071</b>	<b>2.930</b>	<b>236</b>	<b>6.440</b>	<b>13.602</b>	<b>16.166</b>	<b>73</b>	<b>5.628</b>	<b>8.166</b>	<b>10.692</b>	<b>53</b>	<b>31</b>	<b>63</b>	<b>319</b>	<b>85</b>	<b>1.393</b>	<b>92.321</b>
Consumos generación	-343	-320	-529	-158	-191	-3	-413	-635	-617	-3	-213	-294	-389	-1	0	-3	-16	-1	-53	-4.182
Consumos bombeo	-291	-215	-70	0	0	-281	-50	-710	-271	0	-374	-45	-182	0	0	0	0	0	0	-2.489
<b>Producción neta</b>	<b>7.711</b>	<b>5.166</b>	<b>9.728</b>	<b>1.913</b>	<b>2.739</b>	<b>-48</b>	<b>5.977</b>	<b>12.257</b>	<b>15.278</b>	<b>70</b>	<b>5.041</b>	<b>7.827</b>	<b>10.121</b>	<b>52</b>	<b>31</b>	<b>61</b>	<b>303</b>	<b>84</b>	<b>1.340</b>	<b>85.650</b>
Régimen especial	1.653	1.454	431	82	245	381	850	945	2.985	0	865	20	1.830	100	302	0	259	823	464	13.689
<b>Producción total</b>	<b>9.364</b>	<b>6.620</b>	<b>10.159</b>	<b>1.995</b>	<b>2.984</b>	<b>333</b>	<b>6.827</b>	<b>13.202</b>	<b>18.263</b>	<b>70</b>	<b>5.906</b>	<b>7.847</b>	<b>11.951</b>	<b>152</b>	<b>333</b>	<b>61</b>	<b>562</b>	<b>907</b>	<b>1.804</b>	<b>99.339</b>
Intercambios (*)	4.203	-2.847	-5.641	0	0	1.406	-3.169	-7.056	917	0	4.651	-6.365	-3.936	516	11.623	0	954	734	6.412	2.404
Intercom. e inter.	-1.279	377	0	0	0	0	404	1.939	404	0	0	1.150	-1.731	0	0	0	0	0	1.544	2.404
Intercomunidades (**)	5.482	-3.224	-5.641	0	0	1.406	-3.169	-7.460	-1.022	0	4.651	-7.515	-2.205	516	11.623	0	954	734	4.868	0
<b>Demanda bruta (1)</b>	<b>13.567</b>	<b>3.773</b>	<b>4.518</b>	<b>1.995</b>	<b>2.984</b>	<b>1.739</b>	<b>3.658</b>	<b>6.146</b>	<b>19.180</b>	<b>70</b>	<b>10.557</b>	<b>1.482</b>	<b>8.015</b>	<b>668</b>	<b>11.956</b>	<b>61</b>	<b>1.516</b>	<b>1.641</b>	<b>8.216</b>	<b>101.742</b>
Δ % 00/99	5,0	10,4	7,4	8,3	8,2	0,7	1,8	2,4	6,3	6,3	14,2	13,5	11,3	6,6	8,8	11,9	-17,3	-2,0	9,8	7,1

(\*) Un valor positivo indica un saldo de intercambios importador y un valor negativo exportador.

(\*\*) Saldo de intercambios físicos de las interconexiones ubicadas en cada comunidad autónoma.

(1) No incluye movimientos de energía en tensiones inferiores a 220 kV.

### EVOLUCIÓN A LARGO PLAZO DE LA DEMANDA BRUTA POR CC.AA. 1995-1ER SEMESTRE 2000 (GWh)\*





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>