

*Boletín Estadístico de*

# ENERGÍA ELÉCTRICA

AGOSTO 2000. Nº 27



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>	
• Intercambios internacionales de Energía Eléctrica	

#### Fuentes de información:

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

#### Portada:

Central hidroeléctrica Aldeadávila  
Central nuclear Vandellós II

Fecha de redacción: 17 de octubre de 2000

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

- Tras el paréntesis de julio, en agosto el consumo de energía eléctrica ha recuperado el fuerte ritmo de crecimiento que está caracterizando el año 2000 al alcanzarse una demanda de 15.837, un 8,1% mayor que la de agosto del año anterior, el incremento más alto que se registra desde noviembre de 1999.
- Este alto crecimiento ha sido aportado en su totalidad por el espectacular incremento de demanda atribuible al comportamiento de la actividad económica, que ha alcanzado en agosto el 9,7%, tasa que supera ampliamente a las más altas de los últimos cinco años. Este factor, junto con el ligero efecto positivo de la mayor laboralidad del mes, 0,5%, ha hecho imperceptible el efecto de las temperaturas registradas en agosto, más suaves que las del año anterior, que han tenido una influencia negativa sobre el crecimiento de la demanda del 2,1%.
- El notable repunte de agosto ha situado el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2000 en el 6,7%, 0,3 puntos mayor que el del mismo periodo de 1999. Esta diferencia se acentúa en términos de demanda corregida, que tras el gran registro de agosto, acumula un crecimiento del 7,0%, 1,5 puntos superior al del periodo enero-agosto del año anterior.
- Al igual que en los dos meses anteriores de verano, en agosto se ha registrado un pobre producible hidráulico, que se ha traducido en una escasa producción hidroeléctrica, 1.726 GWh, que ha aportado el 12,0% de la producción bruta mensual. Por su parte, la producción nuclear, pese a reducir su generación como consecuencia de las paradas

para recarga de combustible de las centrales de José Cabrera y Cofrentes, ha participado en similar medida que el mes anterior en la estructura de producción, el 36,4%, debido a la menor demanda relativa del mes de agosto. Finalmente, la producción térmica convencional, favorecida por los discretos registros de las otras dos tecnologías, ha aportado en agosto el 51,5% de la producción bruta total, dos puntos más que en el conjunto del año 2000.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto la demanda mensual ha superado por primera vez la barrera de los 1.000 GWh, alcanzándose los 1.054 GWh, un 8,1% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento es inferior en casi cuatro puntos a la que se registró en agosto de 1999 y sitúa el crecimiento acumulado de la demanda en el periodo enero-agosto en el 7,8%, 1,5 puntos por debajo del registrado en los primeros ocho meses del año anterior.
- El precio medio final mensual en el mercado de producción ha sido 5,75 PTA/kWh, un 4,8% menos que el mes anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 6,4% respecto al mes anterior.
- Respecto al mismo mes de 1999, el precio final ha aumentado tan sólo un 1,5% gracias a la fuerte disminución registrada en el precio de la garantía de potencia, 39,0%. Por el contrario, el precio en el mercado diario ha aumentado un 10,8% y el concepto otros mercados un 47,2%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el periodo enero-agosto ha sido de 6,91 PTA/kWh, un 7,7% mayor que en el mismo periodo año anterior, 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 periodo enero-agosto ha sido 9,94 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ascendió a 6,77 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se ha situado en 7,34 PTA/kWh, un 31,3% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

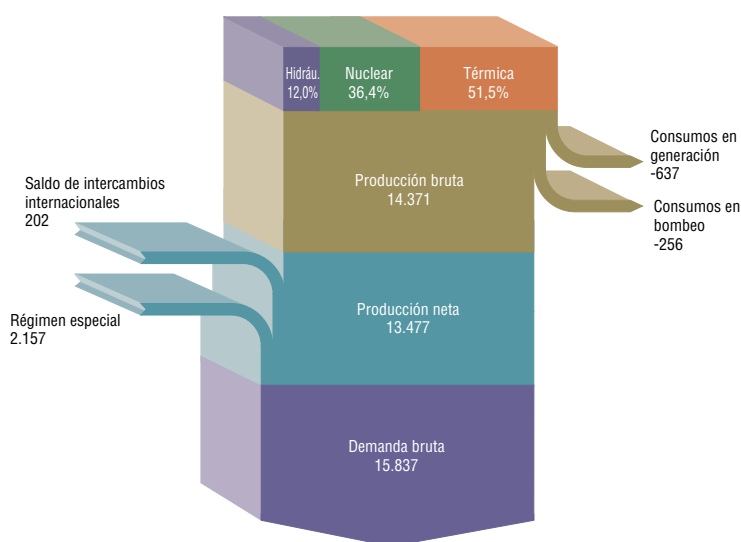
Balance eléctrico	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>13.477</b>	<b>8,8</b>	<b>108.519</b>	<b>6,9</b>	<b>161.368</b>	<b>5,3</b>
Régimen especial	2.157	23,0	17.867	14,2	26.405	17,7
Intercambios internacionales	202	-59,9	2.864	-28,5	4.577	-3,1
<b>Demanda bruta</b>	<b>15.837</b>	<b>8,1</b>	<b>129.250</b>	<b>6,7</b>	<b>192.350</b>	<b>6,7</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>966</b>	<b>6,0</b>	<b>6.675</b>	<b>9,2</b>	<b>9.901</b>	<b>8,9</b>
Régimen especial	88	37,7	475	-8,7	691	-4,9
<b>Demanda bruta</b>	<b>1.054</b>	<b>8,1</b>	<b>7.150</b>	<b>7,8</b>	<b>10.592</b>	<b>7,9</b>

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

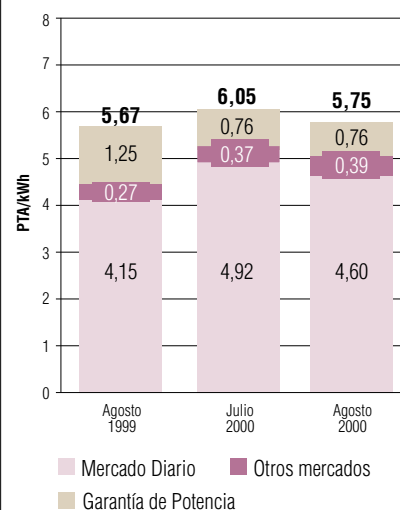
Coste de adquisición de la energía	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Compras de los distribuidores (*)</b>	<b>6,85</b>	<b>4,0</b>	<b>7,34</b>	<b>10,4</b>	<b>7,17</b>	<b>9,1</b>
En el mercado	6,15	1,5	6,77	10,8	6,60	8,9
Al régimen especial	10,19	3,9	9,94	1,5	9,87	0,0
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>4,98</b>	<b>14,2</b>	<b>5,59</b>	<b>15,7</b>	<b>5,40</b>	<b>9,4</b>
<b>Total</b>	<b>6,40</b>	<b>3,0</b>	<b>6,91</b>	<b>7,7</b>	<b>6,76</b>	<b>5,3</b>
En cent. Euro	3,85					

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

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



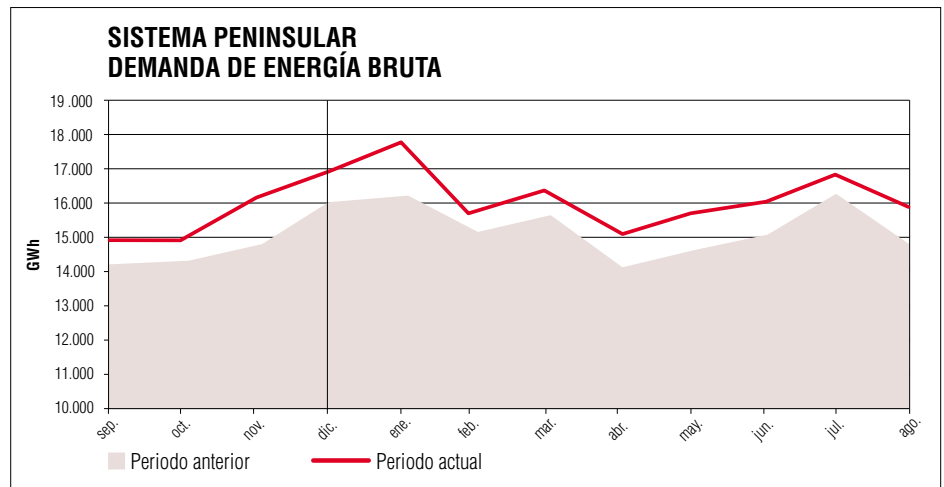
### MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

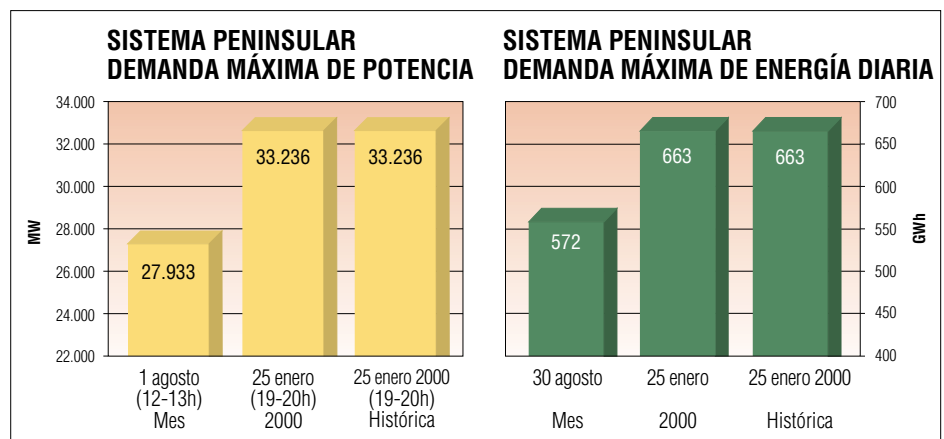
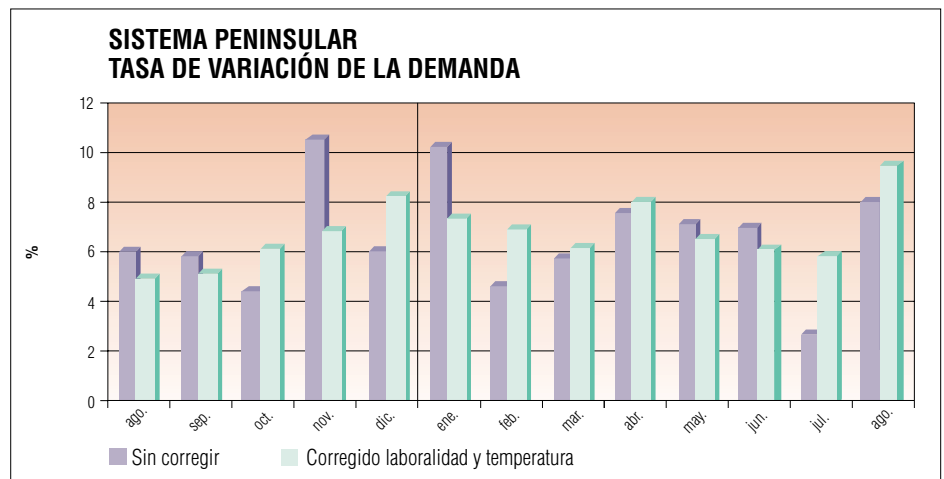
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de agosto ha ascendido a 15.837 GWh, con un crecimiento del 8,1% respecto al año anterior, el más elevado registrado desde noviembre de 1999.
- La laboralidad tuvo una pequeña aportación positiva al crecimiento de la demanda de 0,5 puntos, debido a que este mes de agosto ha tenido un fin de semana menos que el del año anterior, compensando el ligero efecto negativo del efecto puente de la festividad del día 15, que este mes ha caído en martes mientras que en 1999 se produjo en domingo.
- Las temperaturas de agosto fueron más suaves que las del año anterior, lo que ha tenido un efecto negativo sobre el crecimiento de la demanda de 2,1 puntos. La temperatura media diaria del mes fue de 23,6 °C, 1,1 °C menos que el año anterior, consecuencia en su mayor parte de la reducción de las temperatura mínima media, 1,6 °C inferior a la del año anterior, y en menor medida del descenso de las máximas, cuyo valor medio ha sido de 29,3 °C, 0,6 menos que en agosto de 1999.
- Corregidos los efectos de la laboralidad y de las temperaturas, el crecimiento de la demanda se estima en un 9,7%, el más alto alcanzado en los últimos años. Esta tasa supera en casi cuatro puntos a la registrada en el mismo mes de año anterior y se sitúa tres puntos por encima del crecimiento medio de esta magnitud durante los primeros siete meses del año 2000.
- El elevado registro de agosto sitúa el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2000 en el 6,7%, valor ligeramente superior al del mismo período del año anterior. El buen comportamiento de la actividad económica ha aportado un 7,0% a este incremento, 1,5 puntos más que en los ocho primeros meses de 1999.
- La demanda máxima de potencia media horaria en el mes de agosto fue de 27.933 MW, mientras que la demanda máxima de energía diaria ascendió a 572 GWh, valores ambos que superan en aproximadamente un 4% a los máximos registrados en agosto de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto la demanda mensual ha superado por primera vez la barrera de los 1.000 GWh, alcanzándose los 1.054 GWh, un 8,1% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, aunque mejora ligeramente el incremento medio que se viene registrando durante el año 2000, es inferior en casi cuatro puntos a la que se registró en agosto de 1999 y sitúa el crecimiento acumulado de la demanda en el período enero-agosto en el 7,8%, 1,5 puntos por debajo del registrado en los primeros ocho meses del año anterior.



Demanda bruta	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>15.837</b>	<b>8,1</b>	<b>129.250</b>	<b>6,7</b>	<b>192.350</b>	<b>6,7</b>
Efectos						
Laboralidad	-	0,5	-	0,4	-	0,4
Temperatura	-	-2,1	-	-0,7	-	-0,6
Activ. económica y otros	-	9,7	-	7,0	-	6,9
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1.054</b>	<b>8,1</b>	<b>7.150</b>	<b>7,8</b>	<b>10.592</b>	<b>7,9</b>

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



## COBERTURA DE LA DEMANDA

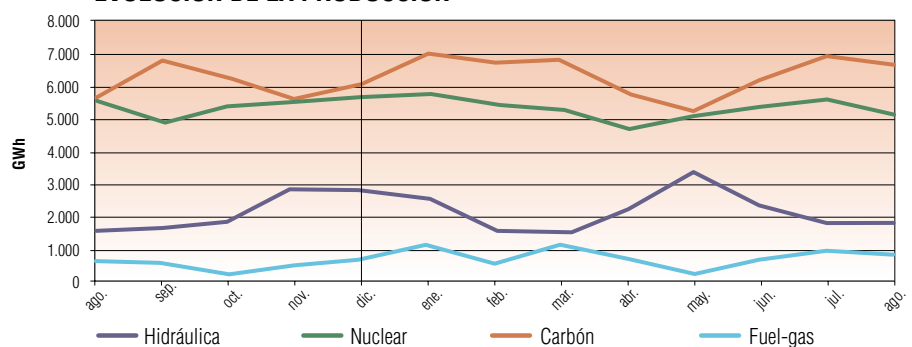
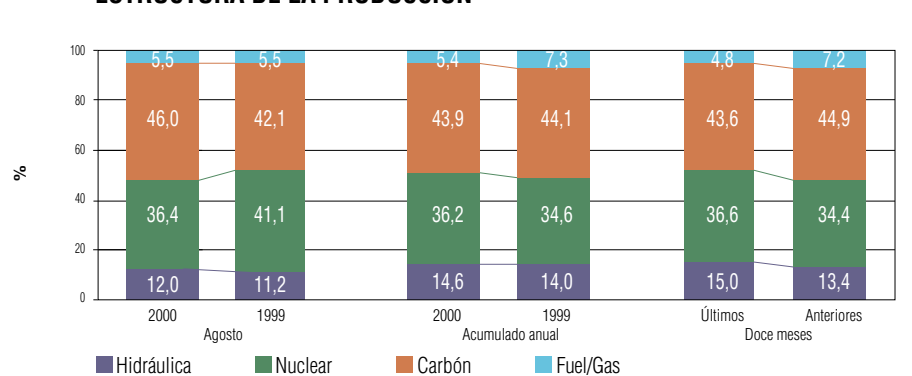
- La producción bruta peninsular ascendió en agosto a 14.371 GWh, un 8,3% por encima de la registrada en agosto de 1999, tasa que se mantiene en la línea de elevados crecimientos habituales durante el año 2000, necesarios para cubrir los incrementos de demanda ante la desaceleración del crecimiento de la energía procedente del régimen especial y de agentes externos.
- Al igual que los dos anteriores meses de verano, agosto ha sido muy seco, lo que se ha traducido en una floja generación hidroeléctrica, 1.726 GWh, que representa un aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 12,0%, en torno a tres puntos por debajo de la contribución media de esta tecnología durante el año 2000 tanto en términos anuales como interanuales.
- Por su parte, en agosto las actuaciones programadas en las centrales de José Cabrera y Cofrentes han reducido ligeramente la producción de origen nuclear, que este mes ha ascendido a 5.237 GWh, un 6,5% inferior a la de julio. Esta generación representa una participación en la estructura de producción del 36,4%, muy similar pese a la menor producción a la del mes anterior debido a la menor demanda relativa del mes de agosto.
- Estas generaciones relativamente bajas de las centrales hidroeléctricas y nucleares han favorecido una mayor utilización de los grupos térmicos convencionales, que este mes han producido 7.408 GWh, con una participación sobre la generación bruta mensual del 51,5%, tres puntos mayor que su aportación media durante los últimos doce meses.
- En el período enero-agosto la producción neta de las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aportado el 84,0% de la demanda del período, valor muy similar al del año anterior. Por su parte, las adquisiciones de energía al régimen especial han cubierto el 13,8% de la demanda, un punto más que el año anterior, compensando la menor contribución de las importaciones de energía, que han aportado el 2,2% de la demanda, un punto menos que en el período enero-agosto de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en los primeros ocho meses del año 2000 la producción de las centrales de fuel se ha incrementado en un 13,2% y ha aportado la práctica totalidad de la energía necesaria para cubrir el incremento de demanda del período, compensando el descenso de las adquisiciones al régimen especial, un 8,7%, y la estabilización de la generación de las centrales de carbón, que apenas ha crecido un 0,7%.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	1.726	16,1	16.993	11,8	25.960	18,5
Nuclear	7.798	5.237	-4,0	42.224	12,5	63.550	12,8
Carbón	11.542	6.618	18,4	51.206	7,2	75.735	3,1
Fuel-Gas	8.214	790	7,4	6.350	-19,7	8.369	-29,4
<b>Producción bruta</b>	<b>44.078</b>	<b>14.371</b>	<b>8,3</b>	<b>116.772</b>	<b>7,7</b>	<b>173.615</b>	<b>6,1</b>
Consumos generación		-637	3,0	-5.184	8,9	-7.646	5,2
Consumos bombeo		-256	-1,7	-3.069	43,8	-4.601	45,4
<b>Producción neta</b>		<b>13.477</b>	<b>8,8</b>	<b>108.519</b>	<b>6,9</b>	<b>161.368</b>	<b>5,3</b>
Régimen especial	7.345	2.157	23,0	17.867	14,2	26.405	17,7
Intercambios internacionales		202	-59,9	2.864	-28,5	4.577	-3,1
Importaciones		675	-8,3	5.885	8,8	8.767	24,4
Exportaciones		-473	104,2	-3.020	115,4	-4.190	80,4
<b>Demanda bruta</b>		<b>15.837</b>	<b>8,1</b>	<b>129.250</b>	<b>6,7</b>	<b>192.350</b>	<b>6,7</b>

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	-0,2	2	-0,1
Carbón	510	332	-4,4	2.319	0,7	3.491	4,9
Fuel-oil	2.460	701	10,7	4.846	13,2	7.145	10,5
<b>Producción bruta</b>	<b>2.971</b>	<b>1.034</b>	<b>5,3</b>	<b>7.166</b>	<b>8,8</b>	<b>10.638</b>	<b>8,6</b>
Consumos generación		-68	-3,8	-492	4,2	-738	4,7
<b>Producción neta</b>		<b>966</b>	<b>6,0</b>	<b>6.675</b>	<b>9,2</b>	<b>9.901</b>	<b>8,9</b>
Régimen especial	155	88	37,7	475	-8,7	691	-4,9
<b>Demanda bruta</b>		<b>1.054</b>	<b>8,1</b>	<b>7.150</b>	<b>7,8</b>	<b>10.592</b>	<b>7,9</b>

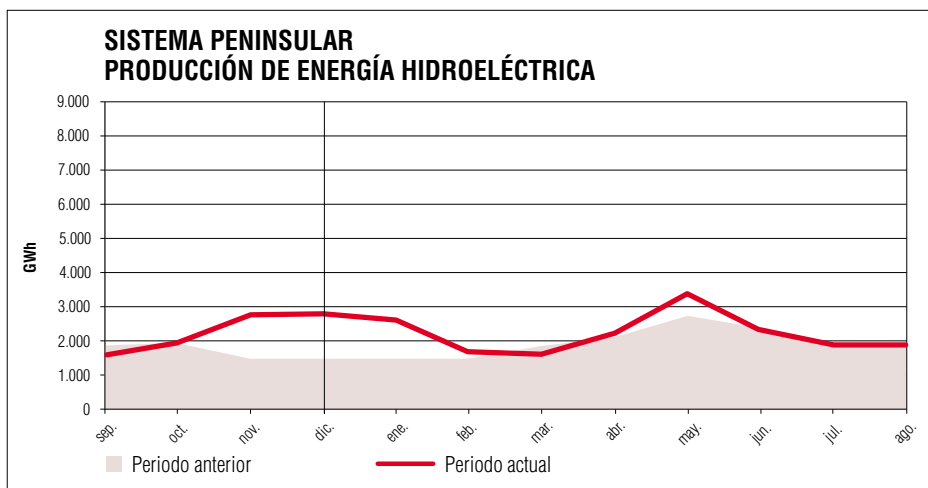
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR  
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR  
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

### Producción hidroeléctrica

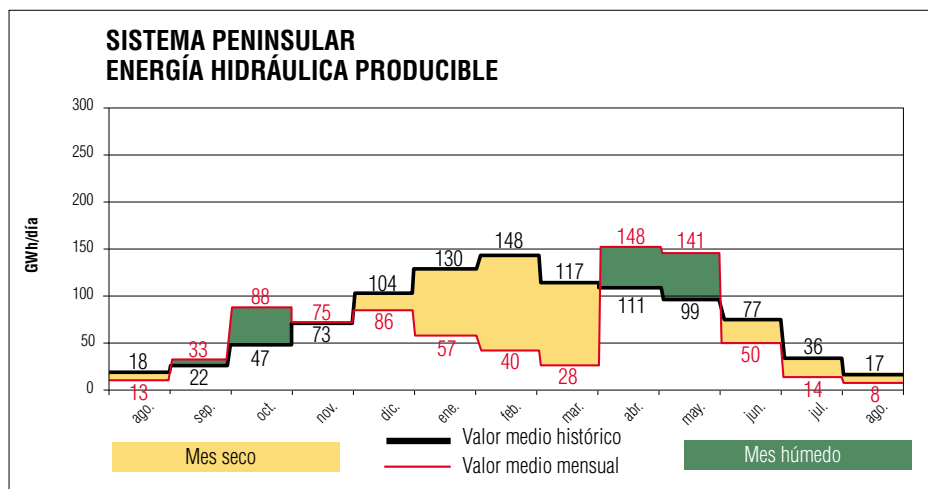
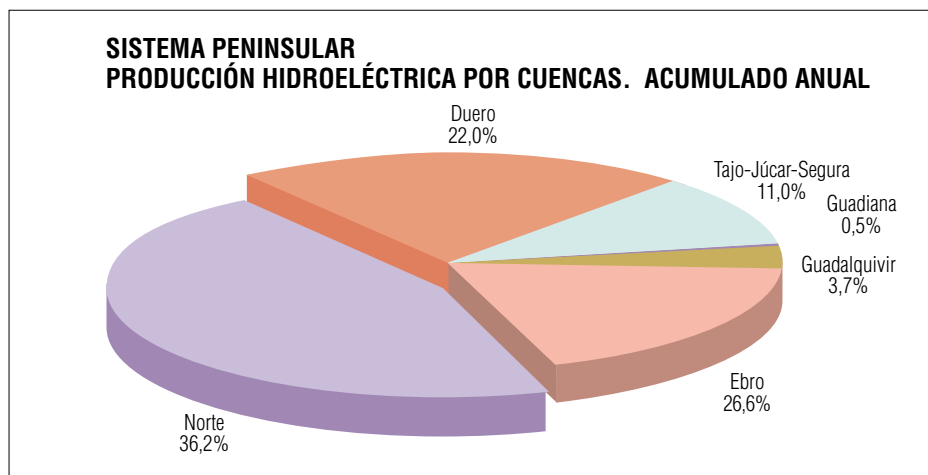
- La producción hidroeléctrica de agosto ha ascendido a 1.726 GWh, un 16,1% por encima de la de agosto de 1999. Pese a esta discreta generación, este crecimiento es consecuencia de la comparación con un mes, agosto de 1999, en el que se registró una de las producciones mensuales más bajas de los últimos años. La generación de agosto representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 12,0%, casi tres puntos por debajo de la contribución media de esta tecnología tanto en términos acumulados como interanuales.
- A pesar de las flojas producciones de los tres meses de verano, la producción hidroeléctrica acumulada en el periodo enero-agosto, 16.993 GWh, supera en un 11,8% a la del año anterior y ha aportado el 14,6% de la producción bruta del periodo, 0,6 puntos más que en los ocho primeros meses de 1999.
- Por cuencas hidrográficas, los crecimientos registrados en agosto han sido muy heterogéneos, destacando el incremento de la cuenca Tajo-Júcar-Segura, que casi ha duplicado su producción respecto a agosto del año anterior. En el periodo transcurrido del año 2000, con excepción de las cuencas del Guadiana y del Guadalquivir, todas las cuencas han incrementado su producción respecto al año anterior.
- En agosto las precipitaciones han sido muy escasas, registrándose tan solo valores superiores al característico del mes en la áreas de Vigo y Santiago de Compostela, mientras que en el resto de las zonas las precipitaciones fueron muy inferiores a su valor característico mensual.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de agosto fue muy seco, registrándose una energía producible en el mes de 248 GWh, valor que supone el 48% del producible característico de este mes. Este es el sexto producible mensual más bajo registrado desde 1920.
- En el conjunto del año, la energía hidroeléctrica producible ha ascendido a 14.558 GWh, un 67% del producible histórico medio para este periodo. Este índice de producible, aun situándose muy por debajo de su valor característico, supera en catorce puntos al registrado en los primeros ocho meses de 1999.
- Al igual que en los dos meses anteriores, la producción hidroeléctrica ha superado ampliamente en agosto al producible mensual, con lo que el volumen de reservas de los embalses ha vuelto a descender, situándose al finalizar el mes en 8.125 GWh, un 13,8% por debajo del existente al finalizar el 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 periodo de tiempo.



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	502	0,7	6.157	23,4	9.771	40,7
Duero	3.550	427	37,8	3.739	10,2	5.636	7,8
Tajo-Júcar-Segura	4.093	293	89,0	1.866	13,3	3.018	14,1
Guadiana	233	7	-5,1	80	-60,5	89	-59,9
Guadalquivir	1.016	99	-9,3	629	-13,4	830	-11,1
Ebro	3.483	399	-2,0	4.521	6,5	6.616	11,4
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.524</b>	<b>1.726</b>	<b>16,1</b>	<b>16.993</b>	<b>11,8</b>	<b>25.960</b>	<b>18,5</b>
Canarias	1	0	-	1	-0,2	2	-0,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-0,2</b>	<b>2</b>	<b>-0,1</b>

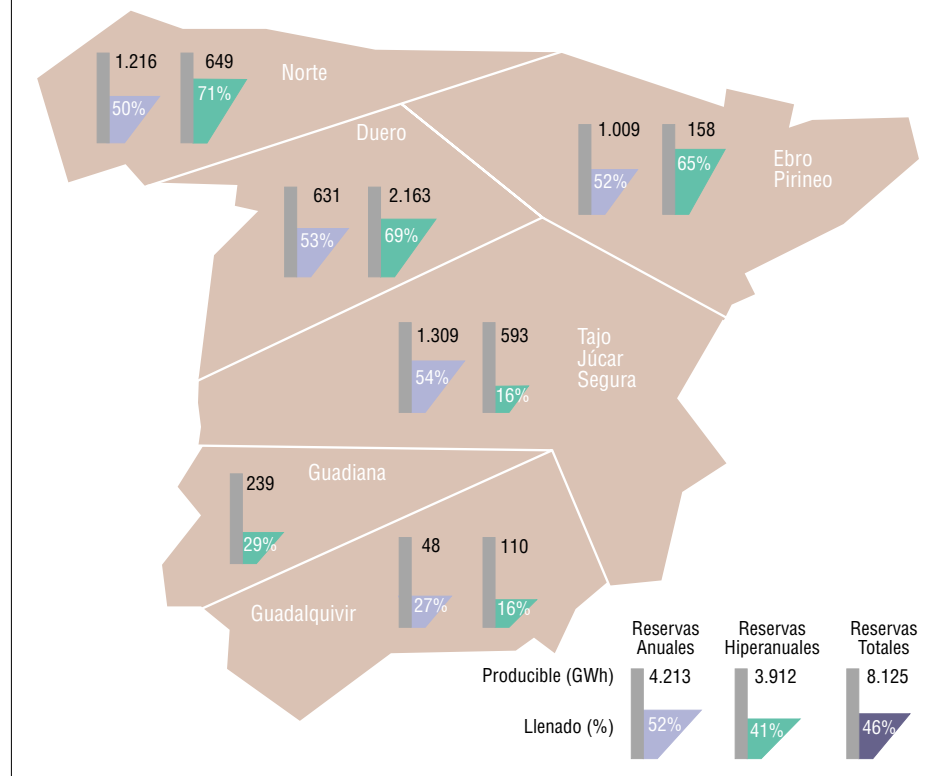
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



46,5%, ocho puntos por debajo del de julio. A pesar del notable descenso de las reservas que se ha producido durante los tres últimos meses, el nivel de llenado de los embalses alcanzado en agosto todavía supera en siete puntos al que se registraba en la misma fecha del año anterior, debido al mayor producible acumulado durante estos primeros ocho meses del año 2000.

- Las reservas de régimen anual ascendían al finalizar el mes de agosto a 4.213 GWh, un 16,6% menos que en el mes anterior, alcanzando un volumen de llenado del 51,6% que, aunque es diez puntos inferior al del mes anterior, todavía supera en nueve puntos al existente al finalizar el mes de agosto del año 1999. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 53,8% en la cuenca del Tajo-Júcar-Segura y un mínimo del 26,7% en la cuenca del Guadalquivir.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.912 GWh, un 10,6% menos que el mes anterior, y alcanzaban un nivel de llenado del 41,0%, casi cuatro puntos por debajo del mes anterior, aunque todavía tres puntos mayor que el registrado al finalizar el mes de agosto de 1999. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 71,3%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 15,8% de llenado.

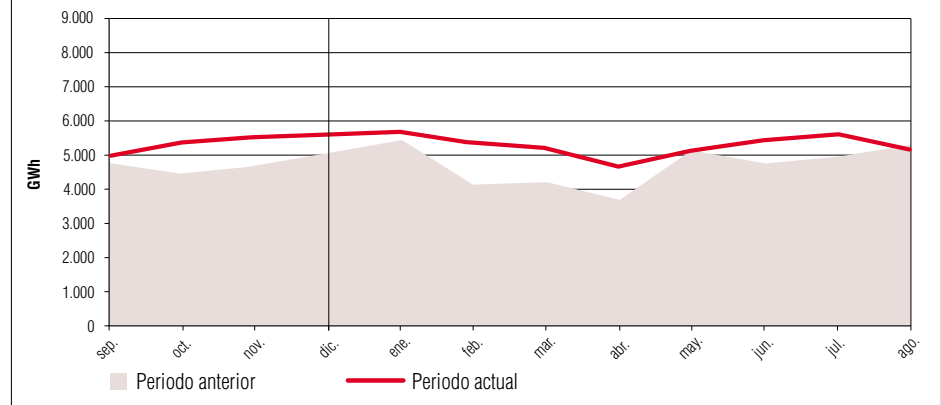
**RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 31 DE AGOSTO DE 2000 (GWh)**



**Producción nuclear**

- En agosto, la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.237 GWh, un 6,5% menos que en julio debido a la puesta en marcha de algunas actuaciones programadas en las centrales.
- Esta menor producción, unida a la moderada demanda habitual en los meses de agosto, ha situado la aportación de esta tecnología a la cobertura de la producción bruta mensual en el 36,4%, valor muy similar a su contribución media tanto en términos acumulados como interanuales.
- Durante casi todo el mes de agosto la central de José Cabrera se ha mantenido desacoplada de la red para la realización de los trabajos programados correspondiente a la 24ª recarga de combustible. Estos trabajos se iniciaron el día 27 del pasado mes de julio y se dieron por finalizados el día 30 de agosto, fecha en la que se alcanzó la criticidad y comenzó el ciclo XXV de operación de esta central.
- El día 28 de agosto se desacopló de la red la central de Cofrentes para iniciar la 12ª recarga de combustible y otros trabajos programados. Esta parada tiene una duración prevista de 36 días.
- Las actuaciones programadas anteriormente señaladas han reducido los

**SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR**



Producción bruta Nuclear	Potencia MW	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	0	-100,0	742	1,4	1.187	2,6
Garoña	466	345	7,1	2.699	26,1	4.041	17,2
Almaraz I	974	708	0,3	5.627	27,2	8.452	16,7
Ascó I	1.028	682	-1,8	5.025	-10,9	7.861	2,9
Almaraz II	983	707	0,1	4.852	-13,0	7.671	23,0
Cofrentes	1.025	529	-28,3	5.565	13,0	8.414	9,4
Ascó II	1.015	707	15,7	5.840	5,6	7.820	-6,5
Vandellós II	1.082	771	-0,8	6.251	41,6	9.366	27,7
Trillo I	1.066	788	-0,1	5.623	35,5	8.738	20,6
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.798</b>	<b>5.237</b>	<b>-4,0</b>	<b>42.224</b>	<b>12,5</b>	<b>63.550</b>	<b>12,8</b>

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

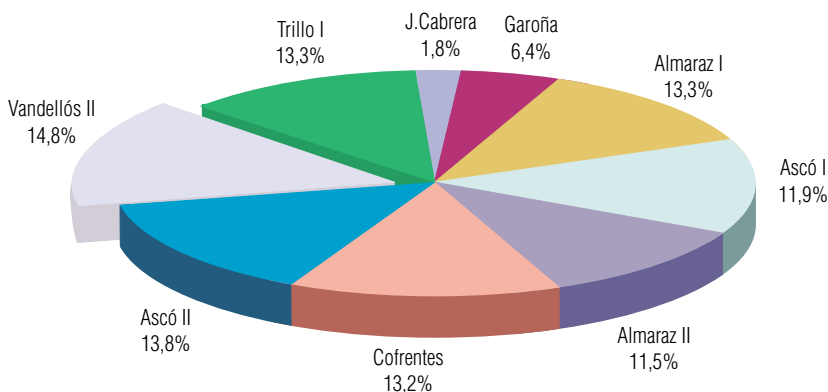
valores de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear respecto a los registrados en julio. Así, el coeficiente de disponibilidad alcanzado en agosto ha sido del 93,7%, 4,5 puntos por debajo del mes anterior, mientras que el factor de carga ha alcanzado el 90,3%, seis puntos inferior al registrado en julio.

- En el período enero-agosto, la producción nuclear se ha elevado a 42.224 GWh, con un crecimiento del 12,5% respecto al mismo período del año anterior. Esta tasa de crecimiento supera en seis puntos al de la generación bruta del período, con lo que se ha incrementado la participación de esta tecnología en la cobertura de la producción bruta, que se ha situado en estos primeros meses del año en el 36,2%, 1,6 puntos más que en el período enero-agosto de 1999.
- A pesar de las actuaciones programadas llevadas a cabo durante el mes de agosto, los valores acumulados de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga se mantienen muy por encima de los alcanzados en el mismo período de 1999, situándose en el 94,4% y el 92,8%, respectivamente, registros ambos que superan en aproximadamente nueve puntos a los del período enero-agosto del año anterior.
- Durante el mes de agosto no se han producido ni importado elementos combustibles.
- En los ocho meses transcurridos del año 2000 se han producido un total de 455 elementos combustibles, 99 más que en el mismo período del año anterior. Por su parte, hasta el mes de agosto se han importado 128 elementos de combustible, 108 menos que en el mismo período de 1999.

## Producción térmica convencional

- En agosto, la producción de los grupos térmicos convencionales, favorecida por los moderados registros de producción hidroeléctrica y nuclear, se ha vuelto a situar muy por encima de los 7.000 GWh, con una producción total de 7.408 GWh, casi 300 más que su generación media mensual hasta el mes de julio. Esta producción representa una aportación a la estructura de producción mensual del 51,5%, tres puntos por encima de su contribución media durante los últimos doce meses.
- Tras las buenas generaciones alcanzadas por esta tecnología durante los últimos tres meses, la producción acumulada durante el año 2000 se ha situado en 57.555 GWh, un 3,3% más que en el período enero-agosto de 1999, y ha aportado el 49,3% de la producción bruta total, dos puntos menos que en los primeros ocho meses del año anterior debido al elevado crecimiento de la demanda que se ha producido en el año 2000.
- En los primeros ocho meses del año,

## PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



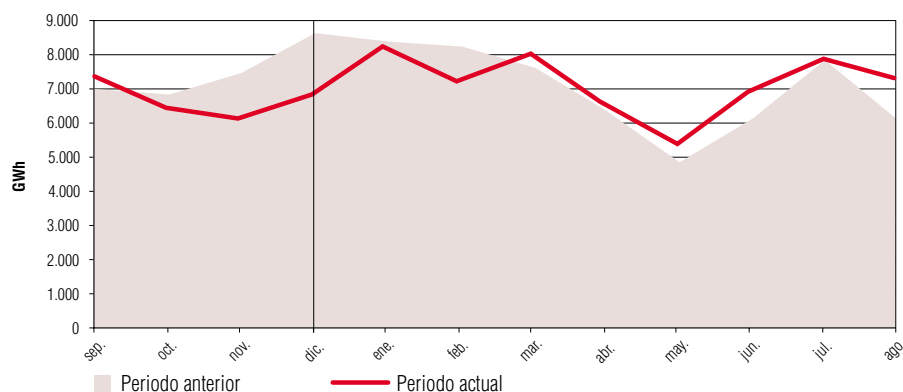
Grupo	Agosto			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	0,0	100,0	0,0	79,2	14,8	4,2
Garoña	99,4	0,0	0,0	98,9	0,0	0,2
Almaraz I	97,8	0,0	0,0	98,7	0,0	0,1
Ascó I	89,2	0,0	12,9	86,0	11,1	3,1
Almaraz II	96,7	0,0	0,0	84,3	10,6	0,0
Cofrentes	69,4	12,5	0,0	92,7	1,6	0,1
Ascó II	93,7	0,0	4,6	98,3	0,0	3,7
Vandellós II	95,7	0,0	2,3	98,7	0,0	1,4
Trillo	99,4	0,0	0,0	90,1	8,2	0,3
<b>Sistema peninsular</b>	<b>90,3</b>	<b>3,7</b>	<b>2,6</b>	<b>92,8</b>	<b>4,4</b>	<b>1,2</b>

Combustible nuclear	Agosto	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	179.535	250.065
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	181	276
Exportación	0	56	56
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	64	64
Exportación	0	154	284
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	0
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



las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han producido el 72,4% de la producción térmica total, mientras que las centrales de carbón importado han contribuido con el 16,5% y las de fuel-gas el restante 11,1%. Sin embargo, atendiendo al consumo real de combustible en cada central, estos porcentajes se sitúan en el 43,4%, 43,4% y 13,2%, 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.

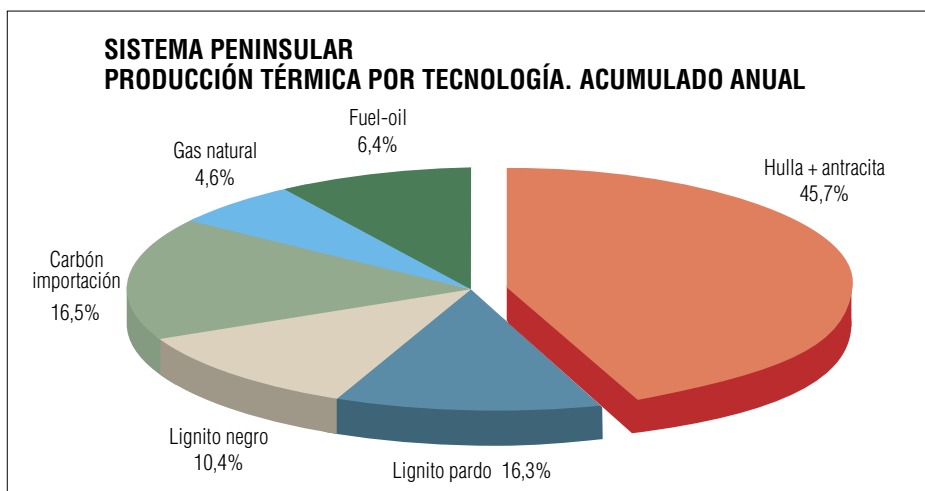
- En estos primeros ocho meses del año, las centrales de carbón han generado el 88,9% de la producción total de los grupos térmicos convencionales, tres puntos más que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, las centrales de fuel han aportado el 6,4%, 3,3 puntos menos que el año anterior y las centrales de gas el 4,6% restante, un punto más que en el periodo enero-agosto de 1999.
- En los ocho meses transcurridos del año 2000, los valores de los coeficiente de disponibilidad y factor de carga del equipo térmico se han situado en el 88,5% y el 50,2%, respectivamente, valores ambos que mejoran en aproximadamente dos puntos a los del mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-agosto la producción de los grupos de fuel ha crecido un 13,2% y aportado el 67,6% de la producción térmica total del periodo. Por su parte, la producción de los grupos de carbón se ha estabilizado, con lo que ha reducido su peso sobre la generación térmica total, que se ha situado en el 32,4%, 2,5 puntos menos que en 1999.

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

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

Producción bruta Tecnología	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	3.467	22,8	26.322	2,8	38.902	0,5
Lignito pardo	2.032	1.292	4,2	9.358	2,0	14.105	-1,8
Lignito negro	1.501	614	-10,5	6.001	36,7	8.937	18,8
Carbón importación	1.928	1.245	48,6	9.524	10,6	13.792	7,1
Gas natural (*)	3.582	393	10,8	2.660	35,4	3.785	17,8
Fuel-oil	4.632	397	4,3	3.690	-37,9	4.584	-47,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.756</b>	<b>7.408</b>	<b>17,2</b>	<b>57.555</b>	<b>3,3</b>	<b>84.105</b>	<b>-1,4</b>
Carbón	510	332	-4,4	2.319	0,7	3.491	4,9
Fuel-oil	2.460	701	10,7	4.846	13,2	7.145	10,5
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.970</b>	<b>1.034</b>	<b>5,3</b>	<b>7.165</b>	<b>8,8</b>	<b>10.636</b>	<b>8,6</b>

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



Tecnología	Agosto			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	76,6	0,0	5,3	74,4	2,5	5,4
Lignito pardo	85,5	0,0	24,2	81,2	4,9	5,3
Lignito negro	54,9	0,0	12,9	70,0	0,0	12,3
Carbón importación	86,8	0,0	5,4	86,2	0,0	11,0
Gas natural (*)	14,7	0,0	2,0	12,6	3,0	7,1
Fuel-oil	11,5	0,0	15,2	13,6	0,6	17,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>50,4</b>	<b>0,0</b>	<b>9,5</b>	<b>50,2</b>	<b>2,0</b>	<b>9,5</b>
Carbón	87,6	0,0	2,5	77,7	4,8	3,8
Fuel-oil	36,6	3,6	4,7	34,5	4,2	3,9
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>45,1</b>	<b>3,0</b>	<b>4,3</b>	<b>42,3</b>	<b>4,3</b>	<b>3,9</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

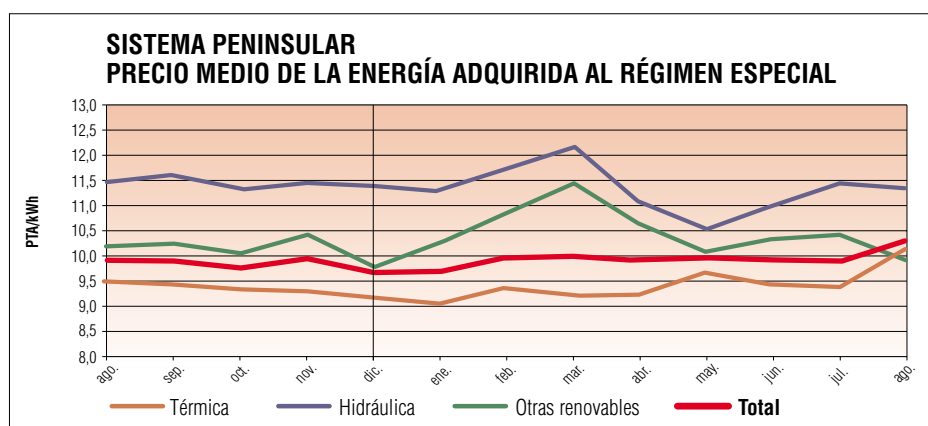
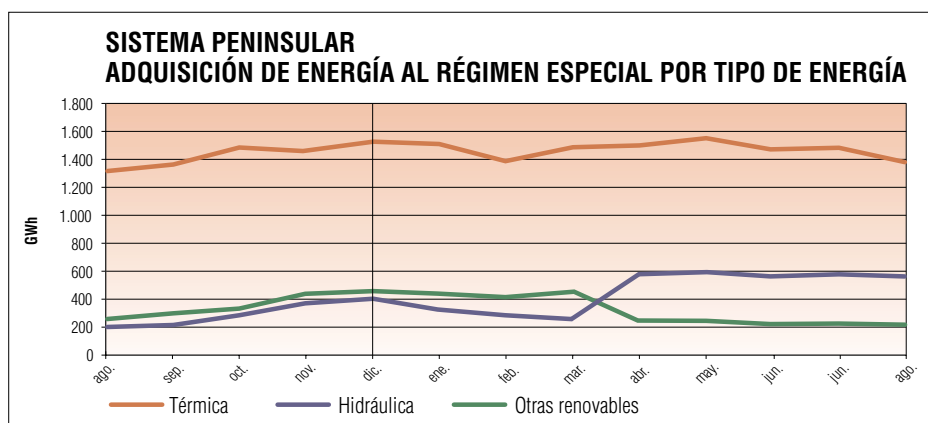
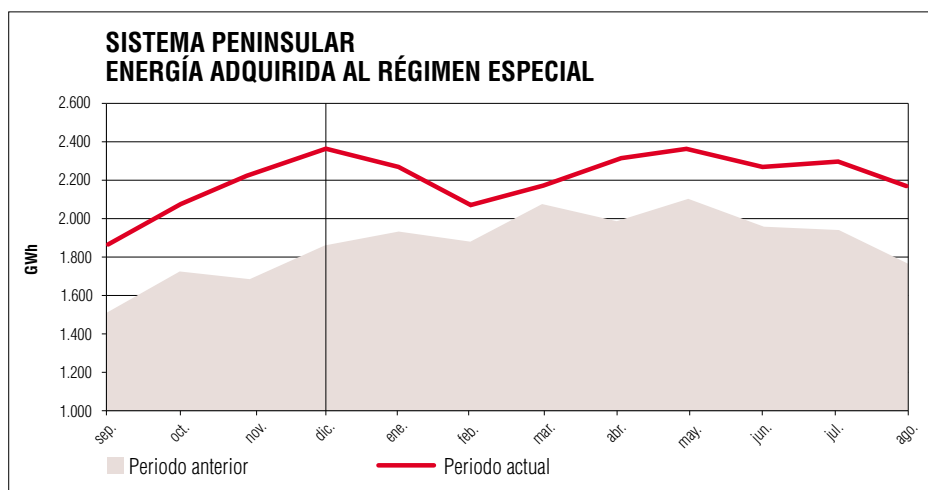
Combustible	Agosto					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	842	25,1	2.421	-3,8	2.239	6.913	-2,7	17.546	9.696	-15,6	25.660
Lignito pardo	181	-30,9	9	-79,0	478	1.614	-17,2	4.065	2.401	-22,4	6.013
Lignito negro	115	-5,3	1.093	-19,4	343	1.115	40,1	3.352	1.626	20,4	4.871
Carbón importación	1.236	33,0	1.415	-26,6	3.490	8.911	20,4	24.983	13.123	22,1	37.204
Gas natural (**)	114	-11,7	-	-	346	801	26,6	2.676	1.128	6,0	3.834
Gas siderúrgico	39	-11,7	-	-	101	265	-6,5	815	474	16,9	1.226
Fuel-oil	156	-2,3	658	0,2	413	1.464	-35,8	4.118	1.898	-41,3	5.298
<b>Sistema peninsular</b>	<b>2.683</b>	<b>15,7</b>	<b>5.596</b>	<b>-13,9</b>	<b>7.408</b>	<b>21.083</b>	<b>3,1</b>	<b>57.555</b>	<b>30.346</b>	<b>-3,3</b>	<b>84.105</b>
Carbón	109	-8,5	183	13,4	332	732	-5,6	2.319	1.113	0,0	3.491
Fuel-oil	155	-80,0	103	28,5	701	1.067	12,6	4.846	1.562	18,3	7.145
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>263</b>	<b>-70,5</b>	<b>286</b>	<b>18,4</b>	<b>1.034</b>	<b>1.799</b>	<b>4,4</b>	<b>7.165</b>	<b>2.676</b>	<b>-1,0</b>	<b>10.636</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 agosto, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.157 GWh, con un crecimiento del 23,0% respecto al mismo mes del año anterior, el más alto registrado durante el año 2000.
- Pese a las mayores tasas de crecimiento registradas en los dos últimos meses, el volumen de energía adquirido en el período enero-agosto, 17.867 GWh, supera en apenas un 14,2% al de los primeros ocho meses del año anterior, tasa muy inferior al 21,1% que se alcanzó en el mismo período de 1999. Este volumen de adquisiciones ha aportado el 13,8% de la demanda del período, un punto menos que en los primeros ocho meses de 1999.
- Por tipo de combustible, en el período enero-agosto el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, y en particular a la energía hidroeléctrica, que han aportado el 34,2% de la energía adquirida, 3,5 puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto, después de muchos meses de crecimientos negativos, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha crecido en un 37,7% respecto a agosto de 1999, y ha aportado el 8,3% de la demanda mensual. Pese a estos datos, en el período de año transcurrido, el volumen de energía adquirida se ha reducido en un 8,7% y apenas ha cubierto el 6,6% de la demanda, 1,2 puntos menos que en el mismo período del año anterior.
- En agosto, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 10,19 PTA/kWh, con lo que el precio acumulado en el período enero-agosto se sitúa en 9,94 PTA/kWh, un 1,5% superior al registrado en el mismo período de 1999.
- Por tipo de combustible, en el período enero-agosto el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,21 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,56 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,41 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	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%
Térmica	4.149	1.402	6,4	10,06	5,9	11.753	8,5	9,41	1,3	17.557	10,6	9,37	-0,5
Hidráulica	1.305	539	185,0	11,25	-1,4	3.697	48,5	11,21	-0,6	4.941	46,5	11,27	-1,4
Otras renovables	1.891	216	-12,7	9,91	-2,7	2.417	4,0	10,56	1,0	3.906	22,9	10,42	-0,3
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.345</b>	<b>2.157</b>	<b>23,0</b>	<b>10,19</b>	<b>3,9</b>	<b>17.867</b>	<b>14,2</b>	<b>9,94</b>	<b>1,5</b>	<b>26.405</b>	<b>17,7</b>	<b>9,87</b>	<b>0,0</b>
Térmica	82	57	30,4	-	-	325	-8,8	-	-	474	-4,7	-	-
Hidráulica	0,5	3	-	-	-	8	-	-	-	8	-	-	-
Otras renovables	73	28	37,1	-	-	142	-13,3	-	-	210	-8,7	-	-
<b>Sistemas extrapeninsulares (*)</b>	<b>155</b>	<b>88</b>	<b>37,7</b>	-	-	<b>475</b>	<b>-8,7</b>	-	-	<b>691</b>	<b>-4,9</b>	-	-

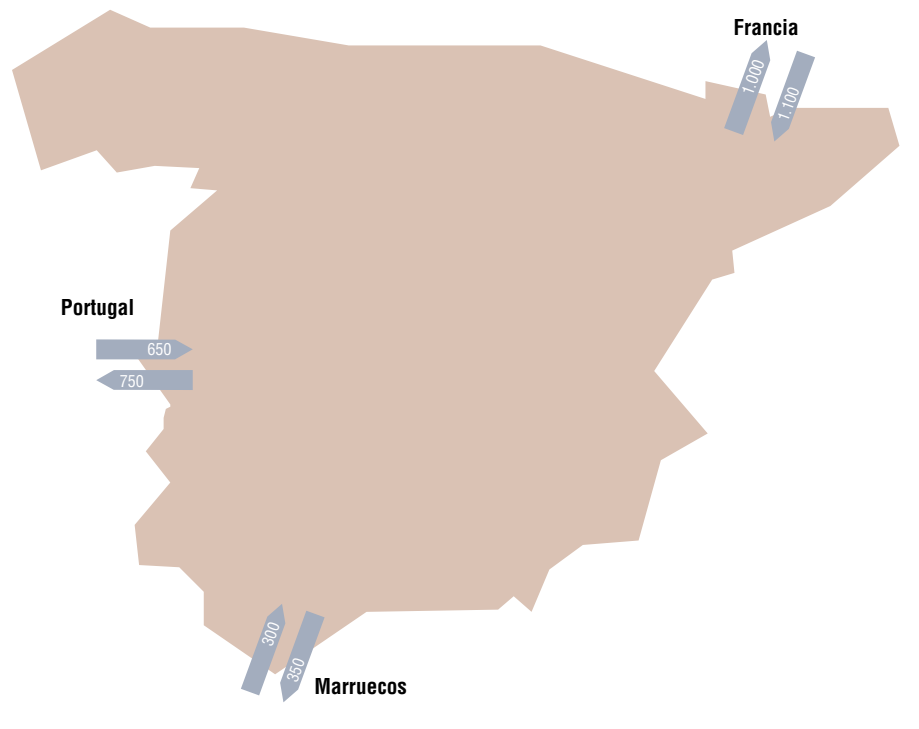
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(\*) Datos de precios no disponibles.

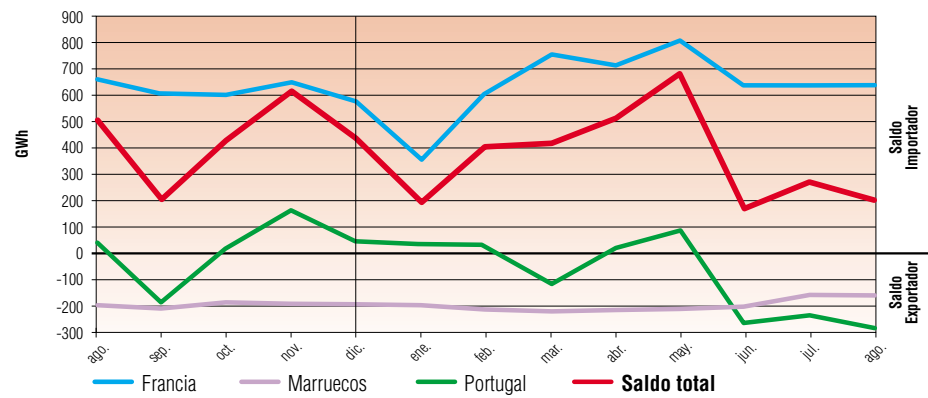
## Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de agosto ha ascendido a 1.148 GWh, un 18,6% más que en agosto de 1999. El 41,2% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, junto con el de junio el porcentaje más alto de los dos últimos años, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de intercambios internacionales de 202 GWh, que se sitúa igualmente entre los más bajos registrados desde la liberalización del mercado.
- El 60% 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 agosto a 452 GWh, el 39% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1% restante.
- En agosto, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Portugal con 293 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Francia, 259 GWh, Marruecos, 119 GWh, y Andorra, 15 GWh.
- En el período enero-agosto, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 8.905 GWh, un 30,7% más que el mismo período de 1999, consecuencia en su mayor parte del incremento de las operaciones de los agentes, que han crecido un 68,7% y han aportado el 59,2% de los intercambios, con un saldo importador de 79 GWh. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 39,9% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.755 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 30 GWh.
- Tras el dato de agosto, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 2.864 GWh, un 28,5% 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, que se han cuadruplicado entre ambos períodos.
- El 41,8% del volumen total de energía intercambiada por los agentes durante el período enero-agosto ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 32,1% a través de la frontera de Portugal, el 22,8% con Marruecos y el 3,3% restante con Andorra.
- En el mes de agosto, 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 AGOSTO 2000 (MW)



### SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)	Agosto			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	15	-15	0	173	-173	0	268	-268
Francia	259	0	259	2.171	34	2.137	3.204	34	3.170
Marruecos	0	119	-119	5	1.200	-1.195	5	1.720	-1.715
Portugal	2	291	-289	499	1.190	-691	825	1.463	-638
<b>Agentes (*)</b>	<b>261</b>	<b>426</b>	<b>-165</b>	<b>2.675</b>	<b>2.597</b>	<b>79</b>	<b>4.034</b>	<b>3.485</b>	<b>549</b>
Francia	408	0	408	3.155	0	3.155	4.671	0	4.671
Marruecos	0	44	-44	0	400	-400	0	662	-662
<b>Contratos REE</b>	<b>408</b>	<b>44</b>	<b>364</b>	<b>3.155</b>	<b>400</b>	<b>2.755</b>	<b>4.671</b>	<b>662</b>	<b>4.009</b>
Andorra	0	0	0	5	3	1	5	5	1
Francia	0	3	-3	34	6	28	38	15	23
Marruecos	0	0	0	5	4	1	6	10	-4
Portugal	6	0	6	11	11	0	13	14	-1
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>54</b>	<b>24</b>	<b>30</b>	<b>62</b>	<b>43</b>	<b>19</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>675</b>	<b>473</b>	<b>202</b>	<b>5.885</b>	<b>3.020</b>	<b>2.864</b>	<b>8.767</b>	<b>4.190</b>	<b>4.577</b>

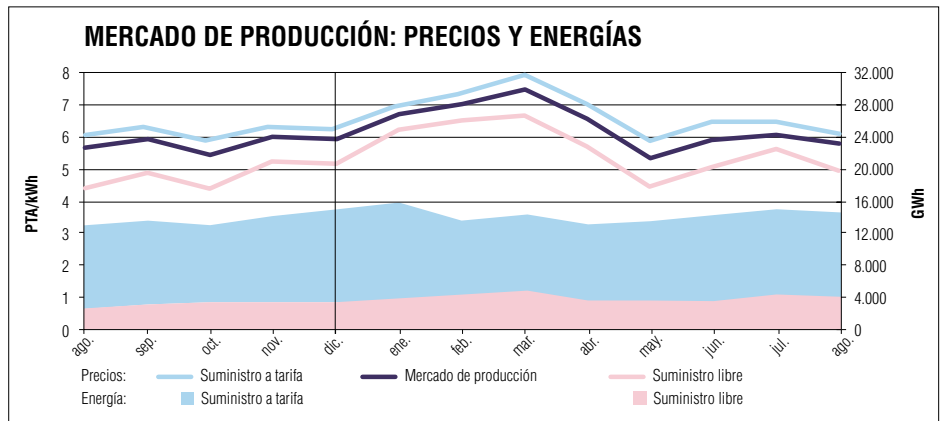
(\*) Intercambios a través de las fronteras.

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

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- El precio medio ha sido 5,75 PTA/kWh, un 4,8% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 14.463 GWh. Respecto de agosto de 1999, el precio ha aumentado un 1,5%, frente a un aumento del 7,5% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 6,18 PTA/kWh, un 5,4% 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 10.240 GWh, lo que supone una disminución del 4,1% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 6,15 PTA/kWh, un 3,9% menor que el mes anterior y un 1,5% más que el mismo mes de 1999.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 3.914 GWh, un 12,5% menos que el mes pasado y un 59,0% más que hace un año. Esta cifra representa el 27,1% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,98 PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 19,0% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago



Precios	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/jul.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>5,75</b>	<b>-4,8</b>	<b>1,5</b>	<b>6,34</b>	<b>8,4</b>	<b>6,18</b>	<b>5,4</b>
Mercado diario	4,60	-6,4	10,8	5,10	14,7	4,89	10,9
Otros mercados	0,39	7,4	47,2	0,23	50,1	0,21	4,7
Garantía de potencia	0,76	-0,5	-39,0	1,01	-19,4	1,08	-13,9
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>6,15</b>	<b>-3,9</b>	<b>1,5</b>	<b>6,77</b>	<b>10,8</b>	<b>6,60</b>	<b>8,9</b>
Mercado diario	4,62	-6,2	10,8	5,12	14,9	4,90	11,0
Otros mercados	0,46	8,3	43,9	0,29	51,1	0,27	10,6
Garantía de potencia	1,07	2,2	-31,7	1,36	-6,9	1,43	1,9
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>4,98</b>	<b>-9,7</b>	<b>14,2</b>	<b>5,59</b>	<b>15,7</b>	<b>5,40</b>	<b>9,4</b>
Mercado diario	4,59	-7,0	10,6	5,12	14,8	4,93	10,9
Otros mercados	0,39	-3,5	82,3	0,24	45,8	0,21	17,1
Garantía de potencia	0,00	-	-	0,23	11,2	0,26	-16,4

Energías	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jul.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>14.463</b>	<b>-4,5</b>	<b>7,5</b>	<b>117.338</b>	<b>7,4</b>	<b>174.853</b>	<b>7,1</b>
Suministro a tarifa (**)	10.240	-0,4	-4,1	81.744	-10,8	124.309	-13,0
Suministro libre (***)	3.914	-12,5	59,0	32.120	105,3	45.410	162,6
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>54</b>	<b>-60,1</b>	<b>-</b>	<b>901</b>	<b>-</b>	<b>901</b>	<b>1.171,4</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
M1	4,70	4,12	3,83	3,70	3,68	3,65	3,92	4,55	6,15	6,74	7,57	7,71	7,83	7,71	7,31	7,35	7,55	7,86	7,65	7,33	6,64	6,88	6,96	6,36	6,33
X2	4,82	4,19	3,95	3,82	3,66	3,71	4,02	4,67	6,45	6,99	7,40	7,54	7,62	7,61	7,04	7,24	7,56	7,73	7,67	7,43	6,73	6,88	6,89	6,39	6,32
J3	4,72	4,04	3,83	3,68	3,65	3,63	3,89	4,40	5,92	6,89	7,55	7,83	7,97	7,90	7,22	7,20	7,47	7,87	7,71	7,39	7,06	7,20	7,21	6,53	6,33
V4	5,86	4,04	3,93	3,79	3,72	3,78	4,10	4,51	6,30	7,00	7,30	7,48	8,18	8,26	7,08	6,90	7,10	7,56	7,57	7,34	6,85	7,07	7,16	6,88	6,35
S5	5,23	4,01	3,87	3,71	3,76	3,74	3,68	3,75	4,42	5,00	5,53	5,67	5,73	5,63	5,56	5,11	5,11	5,10	5,08	5,07	5,02	5,47	5,96	5,63	4,92
D6	5,02	4,50	3,23	3,12	2,98	2,98	2,95	2,91	2,96	3,23	4,08	4,40	4,54	4,59	4,65	4,50	4,36	4,64	4,52	4,35	4,53	4,92	5,87	5,06	4,18
L7	3,76	3,72	3,65	3,59	3,14	3,08	3,93	4,68	6,40	6,85	7,10	7,44	7,49	7,14	6,69	6,76	7,06	7,48	7,28	6,95	6,39	6,30	6,60	6,14	6,01
M8	4,66	3,99	3,71	3,69	3,69	3,67	4,04	3,92	5,31	6,09	6,37	6,98	7,06	6,95	6,42	6,29	6,43	6,80	6,47	6,19	5,83	6,10	6,18	5,48	5,65
X9	4,90	4,12	3,82	3,78	3,63	3,68	3,90	4,38	5,99	6,73	6,96	7,17	7,22	7,03	6,54	6,46	6,75	7,06	6,94	6,52	6,39	6,73	6,85	6,04	5,94
J10	4,67	3,89	3,72	3,71	3,52	3,51	3,91	4,12	5,96	6,58	6,73	7,07	7,20	6,96	6,41	6,45	6,75	7,09	6,94	6,53	6,26	6,71	6,72	6,26	5,85
V11	4,00	3,87	3,67	3,63	3,58	3,62	3,76	3,83	5,89	6,55	6,84	6,98	7,07	6,90	6,39	6,31	6,59	6,85	6,77	6,46	6,24	6,36	6,57	6,28	5,73
S12	5,31	4,36	3,95	3,92	3,80	3,75	3,83	3,72	3,72	5,11	5,51	5,70	5,83	5,44	5,45	5,24	4,74	4,76	4,85	4,97	5,20	6,31	6,63	5,62	4,97
D13	6,12	4,97	3,74	3,78	3,15	3,12	3,01	2,92	2,92	3,50	4,10	4,80	4,80	4,89	4,88	4,69	4,35	4,29	4,21	4,52	5,14	6,33	7,46	6,16	4,59
L14	5,58	4,00	3,85	3,75	3,54	3,22	3,56	3,16	3,11	3,39	3,69	3,98	4,07	6,69	6,10	4,90	4,92	6,43	5,18	4,07	3,92	5,23	6,95	3,71	4,53
M15	6,66	4,98	4,41	3,35	3,21	3,16	3,08	2,93	2,91	3,47	4,63	4,84	4,88	4,61	4,92	4,58	4,14	4,12	4,11	4,38	4,56	6,15	6,37	6,04	4,50
X16	4,64	3,53	3,22	3,19	3,28	3,32	3,81	3,40	4,87	4,87	5,56	5,50	5,54	5,37	3,90	3,81	3,97	5,13	5,26	3,87	3,79	5,26	6,82	4,82	4,52
J17	4,63	3,48	3,62	3,55	3,52	3,54	3,73	3,69	5,13	6,38	6,68	6,89	7,15	7,02	6,71	6,72	6,66	6,73	6,74	6,11	4,99	6,60	6,15	4,78	5,60
V18	6,13	4,01	3,80	3,74	3,64	3,67	3,81	3,81	6,32	6,91	7,08	7,43	7,43	7,38	7,12	6,83	6,96	7,22	7,21	6,90	6,40	6,88	6,72	6,08	6,10
S19	4,77	3,47	3,60	3,74	3,45	3,55	3,63	3,62	3,80	4,80	5,41	5,83	5,74	5,62	5,58	5,14	5,13	5,09	5,14	5,21	5,37	7,50	7,29	5,55	4,99
D20	5,32	4,87	3,60	3,47	3,13	3,08	3,05	3,04	2,96	3,06	3,96	4,49	4,71	4,82	4,98	4,58	4,62	4,45	4,66	4,83	5,27	6,46	7,58	6,23	4,55
L21	6,57	4,15	3,84	3,77	3,54	3,39	3,98	4,22	6,20	6,55	7,16	7,55	7,62	7,54	7,14	6,90	6,91	7,22	7,02	6,81	6,84	7,23	7,42	6,91	6,26
M22	6,72	4,54	3,89	3,84	3,73	3,75	4,11	3,73	5,91	6,58	7,12	7,67	7,67	7,71	7,42	6,98	7,41	7,76	7,46	7,11	6,92	7,49	7,70	7,25	6,39
X23	6,43	4,75	4,05	3,96	3,94	3,95	4,13	4,24	6,25	6,65	7,00	7,22	7,18	7,25	7,07	6,85	6,92	7,22	7,25	7,00	6,86	7,68	7,29	6,66	6,28
J24	6,09	3,90	3,99	3,88	3,93	3,93	4,13	4,54	6,17	6,74	6,81	7,06	7,22	7,18	6,98	6,84	6,77	7,21	7,19	6,75	6,90	7,56	6,90	6,48	6,16
V25	6,42	4,37	4,00	3,99	3,97	3,95	4,06	4,50	5,19	6,63	6,87	7,15	7,21	7,16	6,94	6,68	6,75	6,94	6,96	6,64	7,71	8,23	7,32	6,71	6,21
S26	5,31	4,37	3,94	3,86	3,76	3,73	3,64	3,67	3,97	5,03	5,13	5,43	5,39	5,41	5,41	4,97	4,91	4,91	4,93	4,80	5,03	5,85	6,01	5,38	4,83
D27	5,60	4,83	3,61	3,59	3,22	3,24	3,17	3,04	3,07	3,54	4,70	4,87	5,01	5,12	5,22	5,08	4,96	4,88	4,93	5,15	5,46	6,43	7,04	6,26	4,75
L28	6,16	4,95	4,19	4,17	4,15	4,16	4,38	4,81	5,93	6,71	7,08	7,49	7,38	7,47	7,30	7,25	7,21	7,27	7,41	7,07	6,96	7,71	7,29	6,80	6,49
M29	7,11	5,07	4,44	4,41	4,31	4,29	5,11	5,46	6,31	6,67	7,26	7,58	7,54	7,40	7,44	7,13	7,14	7,59	7,63	7,22	6,96	8,82	7,08	6,70	6,64
X30	7,01	5,33	4,94	4,83	4,77	4,85	5,69	6,20	5,75	7,00	8,83	8,92	9,05	8,97	8,43	8,24	8,42	8,72	8,70	8,47	8,23	9,04	8,57	7,51	7,49
J31	7,35	5,27	5,11	4,87	4,58	4,58	5,57	5,71	6,08	7,05	7,35	8,22	8,97	8,25	7,97	7,58	7,81	8,65	8,41	7,53	7,16	8,18	7,12	6,51	7,03
Media	5,56	4,31	3,91	3,82	3,68	3,67	3,96	4,14	5,22	5,92	6,43	6,74	6,85	6,82	6,47	6,27	6,35	6,68	6,58	6,26	6,11	6,87	6,93	6,11	5,75

Mínimo: 2,91 Precios de 2,91 a 5,08 Precios de 5,08 a 6,38 Precios de 6,38 a 9,05 Máximo: 9,05

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1999.

por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

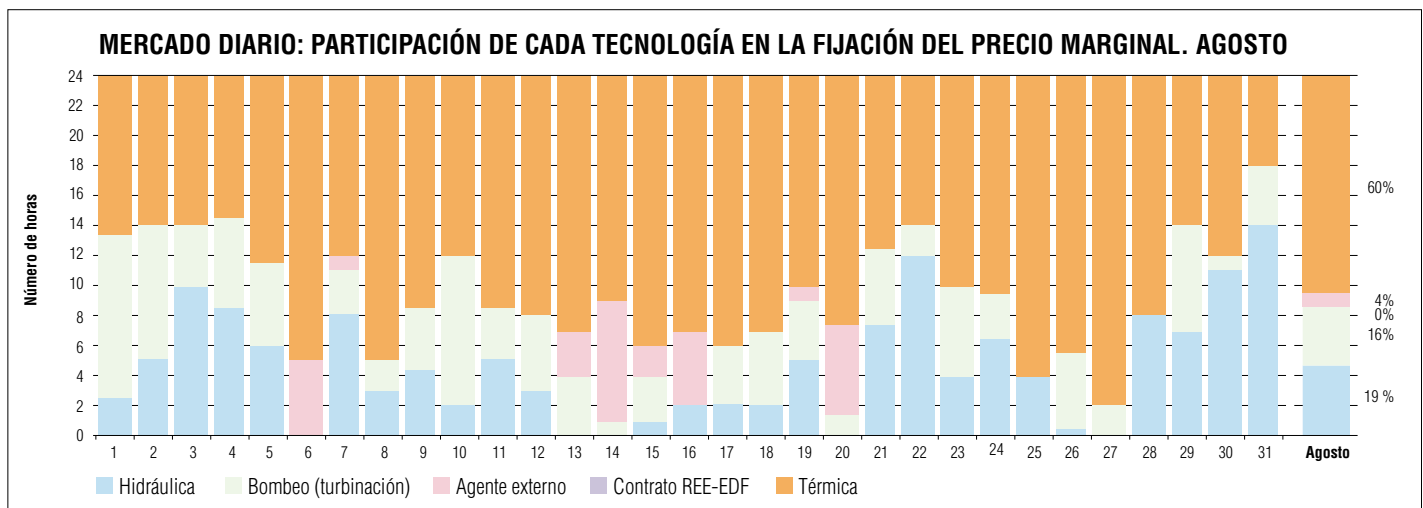
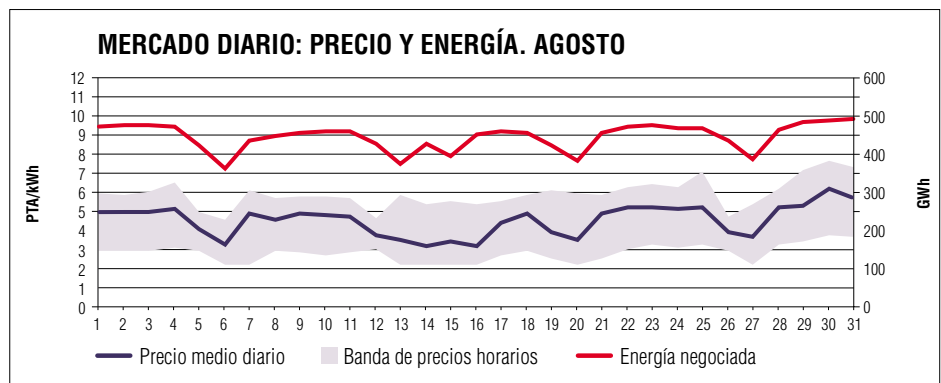
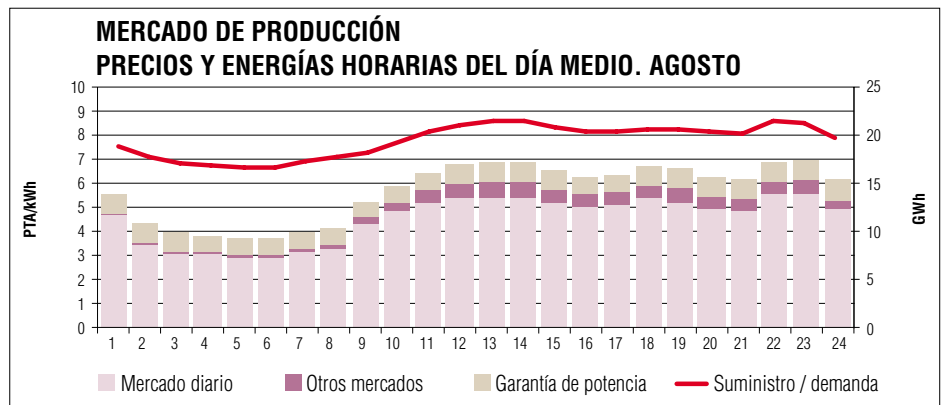
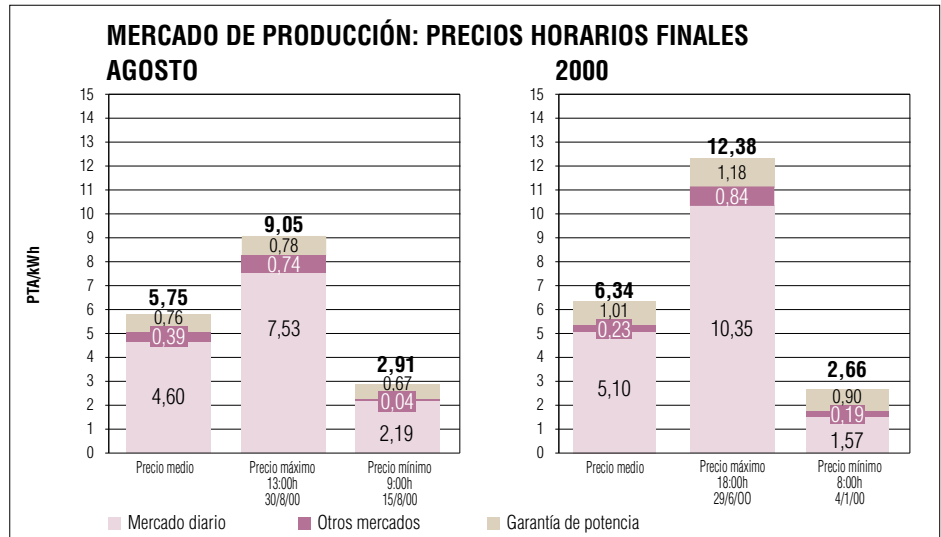
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de agosto, precio valle, ha sido 4,110 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 6,318 PTA/kWh.

### Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 9,05 PTA/kWh, en la hora 13 del miércoles 30, mientras que el precio mínimo fue 2,91 PTA/kWh en la hora 9 del martes 15. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 3,1 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 3,7 y 6,9 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 16,7 y 21,5 GWh.

### Mercado diario

- En agosto, el precio medio del mercado diario ha sido 4,60 PTA/kWh, la energía intercambiada 13.870 GWh y el volumen económico contratado de 63.788 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 95,9% de la energía y el 76,7% del volumen económico.
- Los precios medios se mantienen estables en el entorno de las 5 PTA/kWh los laborables de las dos primeras semanas, disminuyen en la tercera semana y aumentan en la última.



ma, terminando el mes en el entorno de las 6 PTA/kWh.

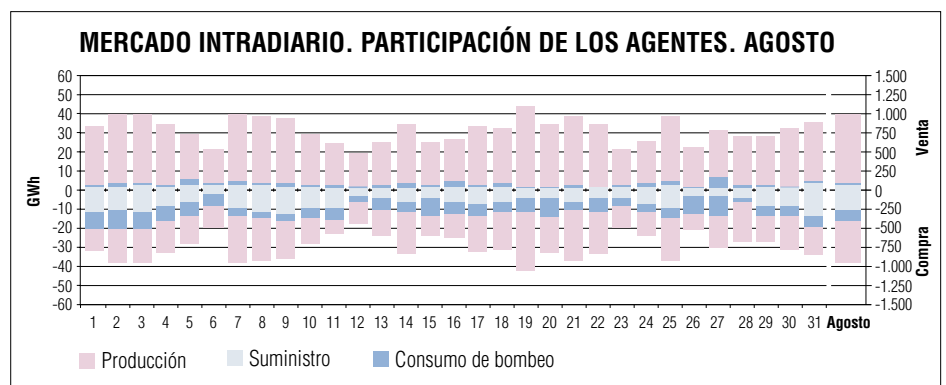
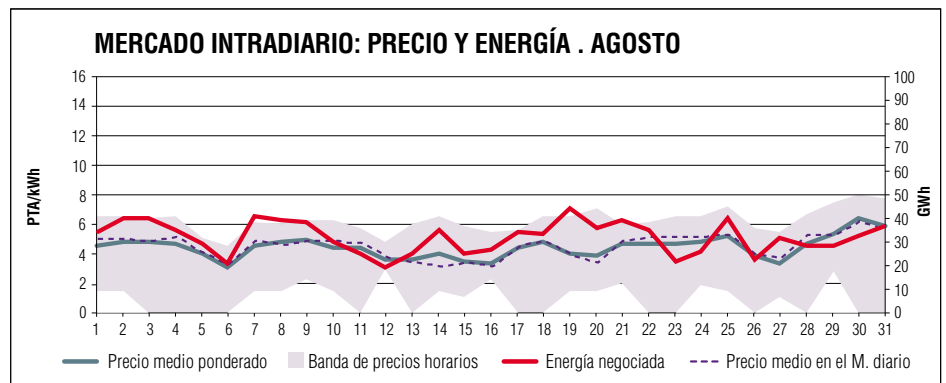
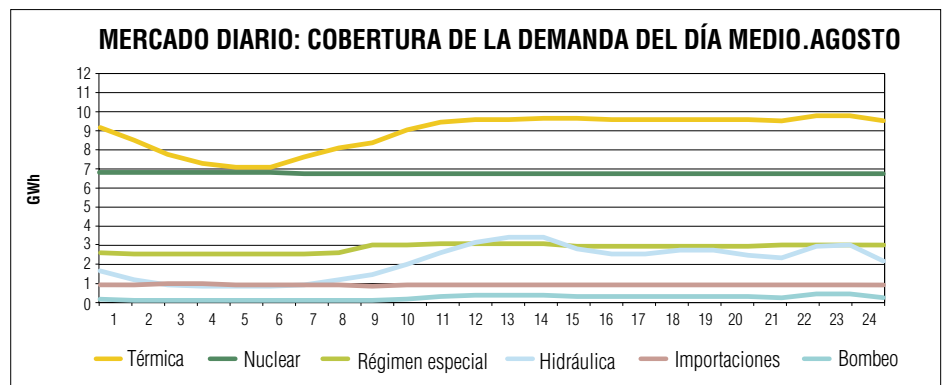
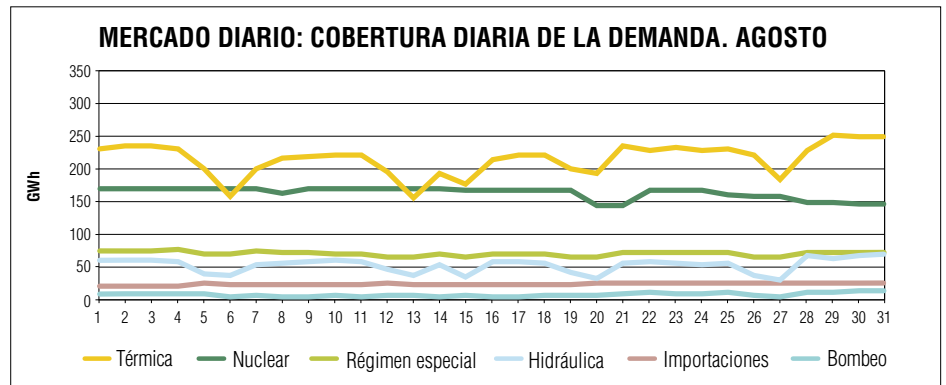
- El precio mínimo del mes, 2,19 PTA/kWh, se ha registrado en 30 horas a lo largo del mes, y el precio máximo del mes, 7,65 PTA/kWh, en la hora 20 del miércoles 30.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, una ligera disminución de la producción térmica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 60% de las horas frente al 36% de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han disminuido su participación respecto de la del mes pasado, 41%.

**Mercados intradiarios**

- El precio medio ponderado ha sido 4,46 PTA/kWh, un 2,2% menos que el mes anterior y un 3,0% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 984 GWh, un 10,3% mas que el mes anterior. De esta energía, el 61,9% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 38,1% restante, 375 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 148 GWh, y al suministro, 227 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,8 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 672, 97, 63, 43, 40 y 69 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 1,9 y 6,1 PTA/kWh el 80% de los días.

**Garantía de potencia y Otros**

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de agosto ha sido de 10.986 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,76 PTA/kWh, valor igual al del mes ante-



rior y que supone el 13,2% del precio medio del mercado.

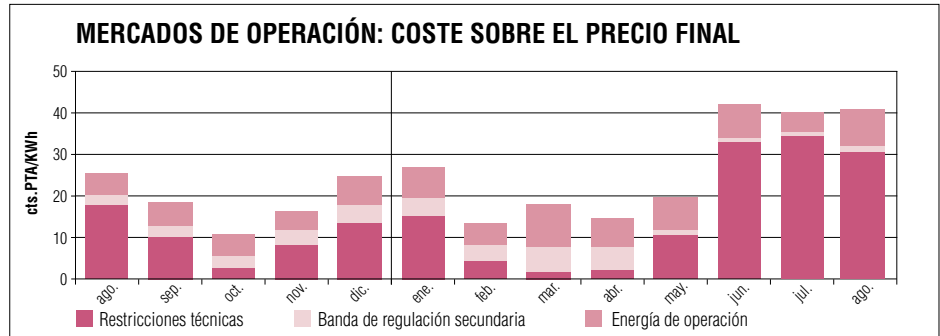
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 176 MPTA, con una repercusión

sobre el precio medio del mercado de producción de 1,2 cts./kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 54 GWh en el mes de agosto, un 60,1% menos que el mes anterior.

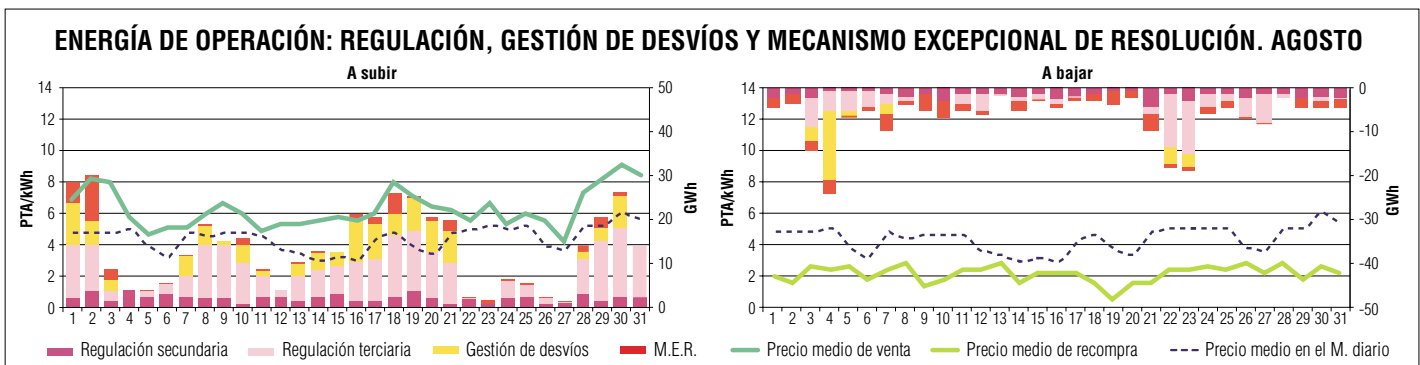
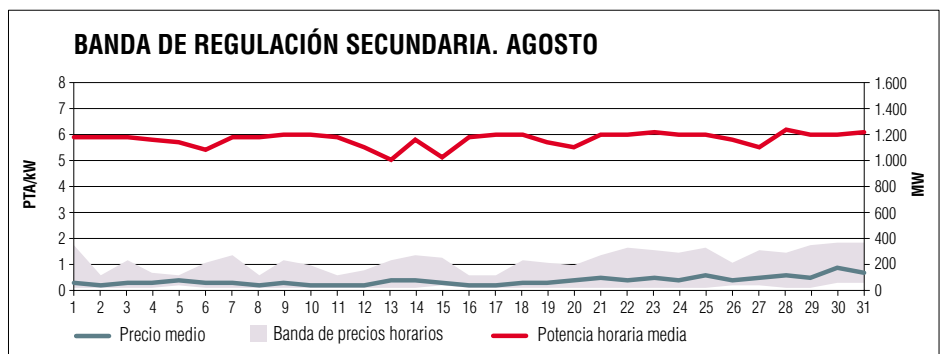
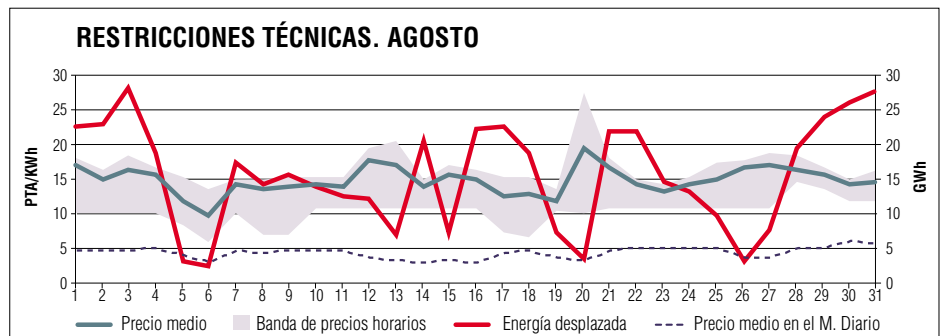
**Mercados de operación**

- El coste neto de los mercados de operación ha sido 41,3 cts/kWh, valor ligeramente superior al del mes de julio, suponiendo un 7,2% del precio final del mercado de producción.
  - Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha descendido hasta los 485 GWh, lo que supone un 3,4% de la energía correspondiente al mercado diario, un 6,4% menos que en julio. Este descenso ha sido debido a la menor demanda de energía en el mes de agosto. Sin embargo, respecto al mismo mes del año anterior, se ha programado un 17% más de energía por restricciones siendo esto debido al fuerte incremento de la demanda respecto al año anterior, al inicio de la revisión de algunos grupos significativos y a las indisponibilidades de elementos de la red de transporte. El precio medio de la energía desplazada ha sido 14,94 PTA/kWh, un 9% menos que en el mes de julio.
  - Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.159 MW, repartidos en 662 MW a subir y 497 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,38 PTA/kWh, un 18,7% más que en julio. La repercusión económica total ha significado un coste de 2,2 cts/kWh, un incremento del 22% respecto al mes anterior.
  - Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 632 GWh, repartida en 421 GWh a subir y 211 a bajar, valor muy superior al mes de julio, un 52% más. El precio medio de venta ha sido 6,79 PTA/kWh y el de recompra 2,33 PTA/kWh, valores que respecto al mes anterior son superiores en precio de venta e inferiores en el de recompra. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 7,5 cts/kWh, casi el doble que el mes anterior. La relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,99 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 Agosto	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>31,6</b>	<b>485</b>		<b>14,94</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>2,2</b>	<b>662</b>	<b>497</b>	<b>0,38</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>7,5</b>	<b>421</b>	<b>211</b>	<b>6,79</b>	<b>2,33</b>
Regulación secundaria		70	55	6,12	3,33
Regulación terciaria		214	75	6,65	2,72
Gestión de desvíos		100	29	5,25	3,08
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		37	52	13,04	0,25
<b>Total</b>	<b>41,3</b>				

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



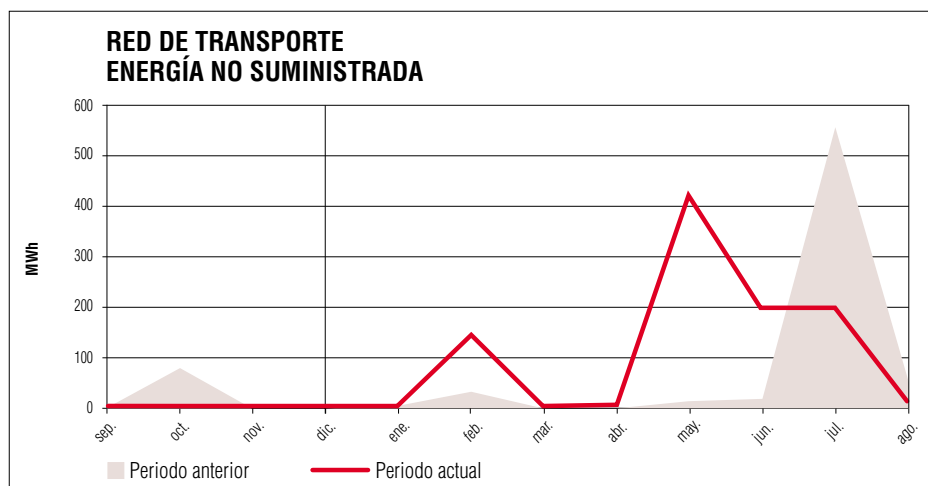
## 4. RED DE TRANSPORTE

- 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.
- Durante el mes de agosto se han producido dos cortes de mercado, uno en la zona de Madrid, con una ENS de 5,81 MWh, y otro en Orense, con una ENS de 6,07 MWh.
- En el periodo enero-agosto del año 2000 la ENS ascendió a 973,9 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 977,1 MWh, de los que 418,7 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 558,4 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 2,679 minutos, 0,450 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 agosto ha sido del 97,8%. Esta tasa, si bien es la más alta registrada durante el año 2000 como consecuencia de la mayor concentración de descargos programados habitual en los meses de agosto, supera en dos puntos a la registrada el mismo mes del año anterior, en el que la tasa de indisponibilidad programada se situó en el 4,0% frente al 2,1% que se ha alcanzado este mes.
- Tras el registro de agosto, la indisponibilidad acumulada de las líneas de Red Eléctrica de España durante el año 2000 se ha situado en el 1,3%, 0,7 puntos inferior a la del mismo periodo del año anterior debido a la reducción de descargos para mantenimiento preventivo. Esta tasa acumulada sitúa la indisponibilidad en términos interanuales en el 1,8%, 0,7 puntos por debajo de la contabilizada en agosto del año anterior.

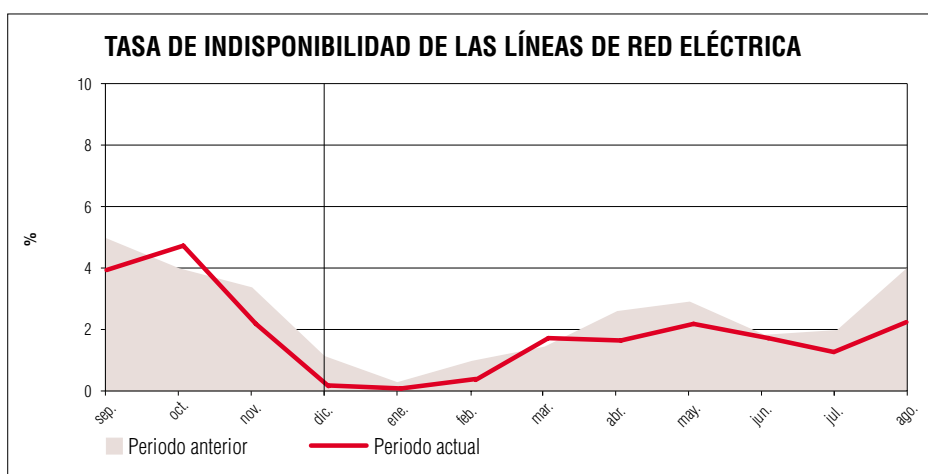
**Energía no suministrada (ENS):** Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

**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 Calidad del servicio	Agosto	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	11,9	973,9	977,1
RED ELÉCTRICA	0,0	418,3	418,7
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	-	-	2,679
RED ELÉCTRICA	-	-	1,148



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	1,1	3,6	0,6	-36,3	0,8	-32,7
Indisponibilidades fortuitas	0,1	50,7	0,1	-24,0	0,0	-9,2
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,0	-65,1	0,7	-31,3	1,0	-24,5
<b>Total</b>	<b>2,2</b>	<b>-45,7</b>	<b>1,3</b>	<b>-33,4</b>	<b>1,8</b>	<b>-27,9</b>

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

## 5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

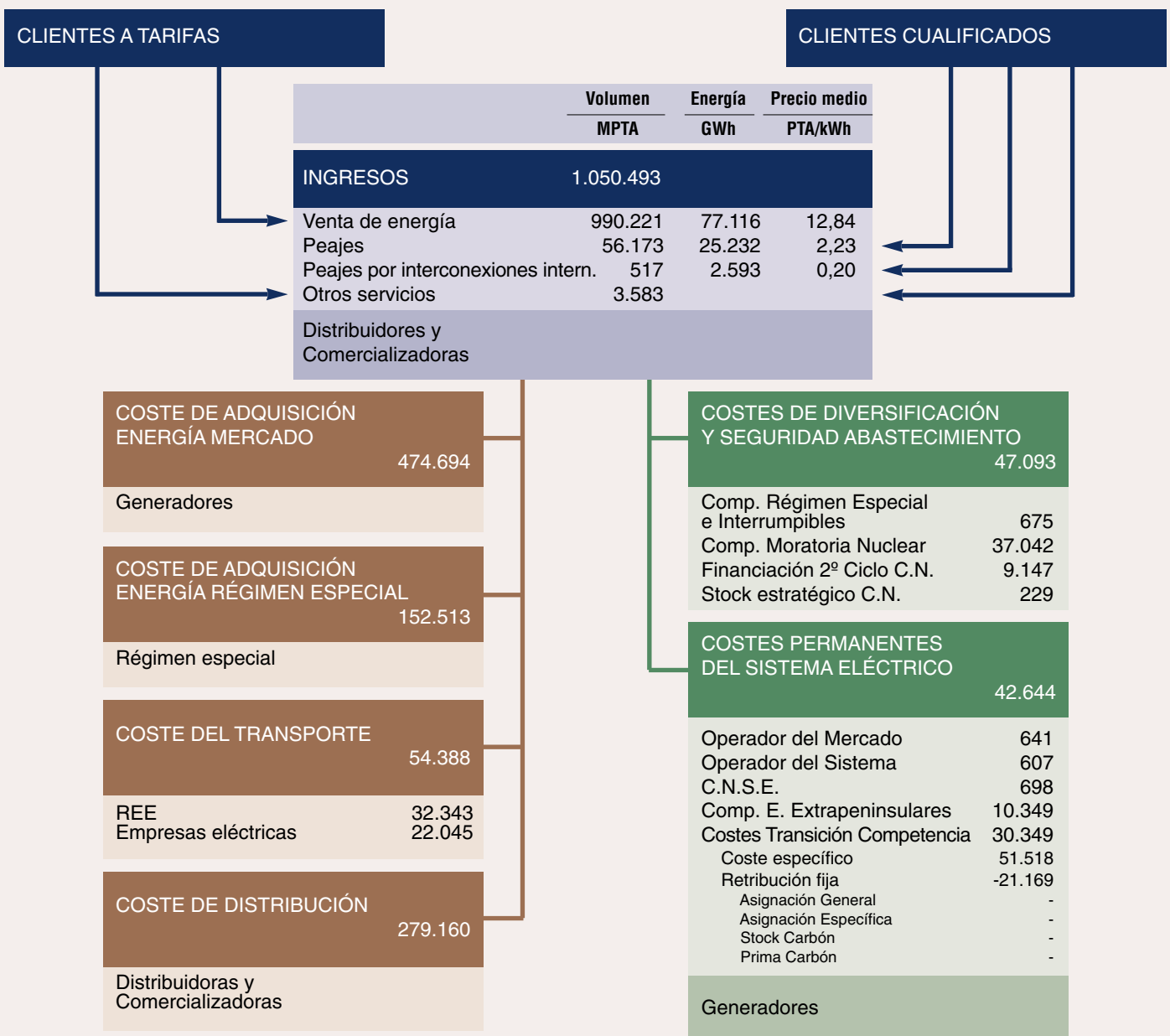
### LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 8 del año 2000, correspondiente al período enero-agosto, ascendieron a 1.050.493 MPTA, de los cuales el 94,3% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,3% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 5,4% a peajes.
- Del total de ingresos, el 8,5%, 89.737 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 8 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 21.169 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 8 del año 2000, se ha elevado a 474.694 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 84.465 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 8, 2000. Periodo Enero-Agosto (\*)

(Millones de pesetas)

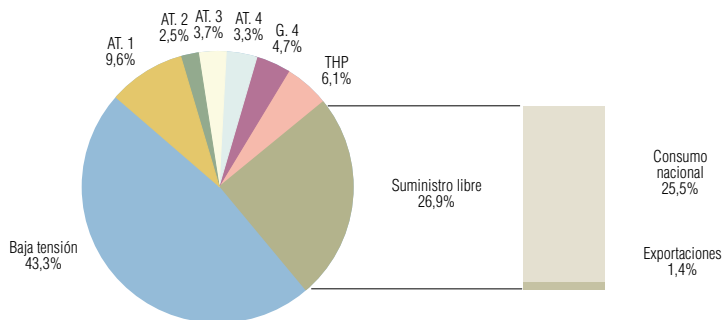
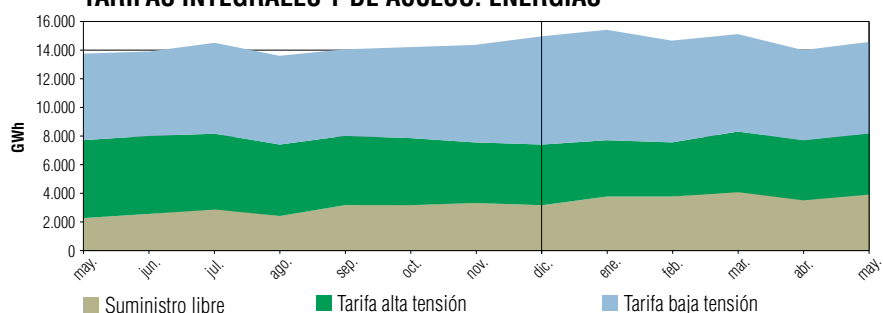
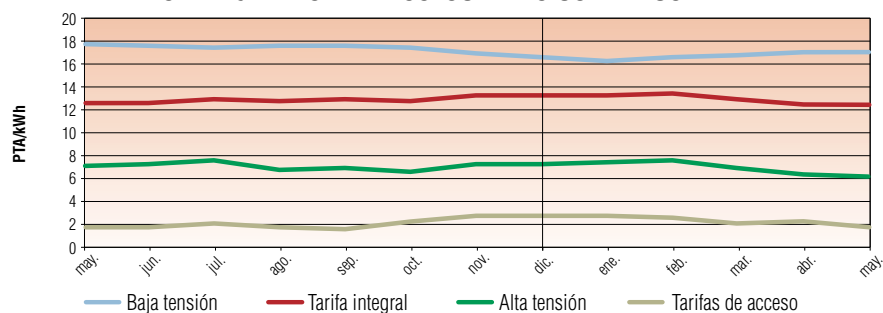


(\*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en mayo se elevó a 10.596 GWh, un 8,2% inferior al del mismo mes del año anterior. Al igual que el mes pasado, esta tasa negativa es unos cuatro puntos inferior a la de los primeros meses del año, ya que se compara con un mes en el que ya una buena parte del consumo había abandonado la tarifa regulada tras la entrada en vigor en abril del primer umbral de liberalización del mercado establecido para el año 1999.
- En el periodo enero-mayo del año 2000, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 54.710 GWh, un 10,1% menos que en el mismo periodo 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 periodo 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 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 periodo enero-mayo en 12,95 PTA/kWh, un 1,6% superior al del mismo periodo de 1999. Esta tasa positiva contrasta con el descenso medio de tarifas del 1% aprobado para el año 2000.
- En mayo la energía consumida en el mercado libre representó el 26,9% del consumo total, 1,5 puntos más que en abril, con lo que en el periodo enero-mayo del año 2000 este porcentaje se sitúa en el 25,7%, catorce puntos más que en el mismo periodo de 1999.
- El precio medio de las tarifas de acceso en mayo ha sido de 1,71 PTA/kWh, valor notablemente inferior al de meses anteriores debido a que los consumos de mayo pertenecen a temporada baja, cuyos precios son más bajos. Tras el dato de mayo, en los primeros cinco meses del año el precio medio se ha situado en 2,21 PTA/kWh, un 8,4% mayor que en los cinco primeros meses de 1999, debido a la incorporación entre ambos periodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

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

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

Tarifa integral	Mayo				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)	1.391	-43,0	10,91	3,0	6.919	-49,0	10,97	3,3	20.268	-49,4	10,78	2,3
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	359	-15,3	5,37	-11,4	1.741	-23,7	5,80	-15,7	4.326	-35,6	5,91	-19,0
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	543	-2,3	3,65	-9,0	2.427	-0,7	4,24	-6,2	5.829	-1,1	4,25	-8,1
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	474	6,9	3,03	0,0	2.000	1,1	3,54	-0,3	4.753	-2,8	3,47	-5,2
G. 4 (Grandes consumidores)	682	2,2	3,65	1,6	3.333	2,8	3,67	0,0	7.929	2,2	3,66	-0,1
Tarifa horaria de potencia	878	-13,8	4,15	-3,5	4.076	-13,8	5,75	-1,6	11.002	-3,2	5,48	-4,4
<b>Alta tensión</b>	<b>4.326</b>	<b>-22,1</b>	<b>6,16</b>	<b>-11,8</b>	<b>20.497</b>	<b>-27,5</b>	<b>6,78</b>	<b>-11,9</b>	<b>54.107</b>	<b>-29,5</b>	<b>6,93</b>	<b>-12,9</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.270</b>	<b>4,7</b>	<b>17,11</b>	<b>-2,7</b>	<b>34.213</b>	<b>4,9</b>	<b>16,65</b>	<b>-2,7</b>	<b>79.543</b>	<b>5,4</b>	<b>16,94</b>	<b>-3,6</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.596</b>	<b>-8,2</b>	<b>12,64</b>	<b>1,2</b>	<b>54.710</b>	<b>-10,1</b>	<b>12,95</b>	<b>1,6</b>	<b>133.650</b>	<b>-12,2</b>	<b>12,89</b>	<b>1,3</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>3.690</b>	<b>79,8</b>	<b>1,79</b>	<b>2,6</b>	<b>17.758</b>	<b>142,1</b>	<b>2,36</b>	<b>10,1</b>	<b>37.156</b>	<b>310,2</b>	<b>2,28</b>	<b>1,0</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>199</b>	<b>41,0</b>	<b>0,18</b>	<b>-0,1</b>	<b>1.386</b>	<b>200,5</b>	<b>0,22</b>	<b>-27,5</b>	<b>2.679</b>	<b>160,0</b>	<b>0,22</b>	<b>-22,5</b>
<b>Total</b>	<b>3.888</b>	<b>77,3</b>	<b>1,71</b>	<b>3,9</b>	<b>19.145</b>	<b>145,5</b>	<b>2,21</b>	<b>8,4</b>	<b>39.835</b>	<b>294,8</b>	<b>2,14</b>	<b>4,1</b>

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

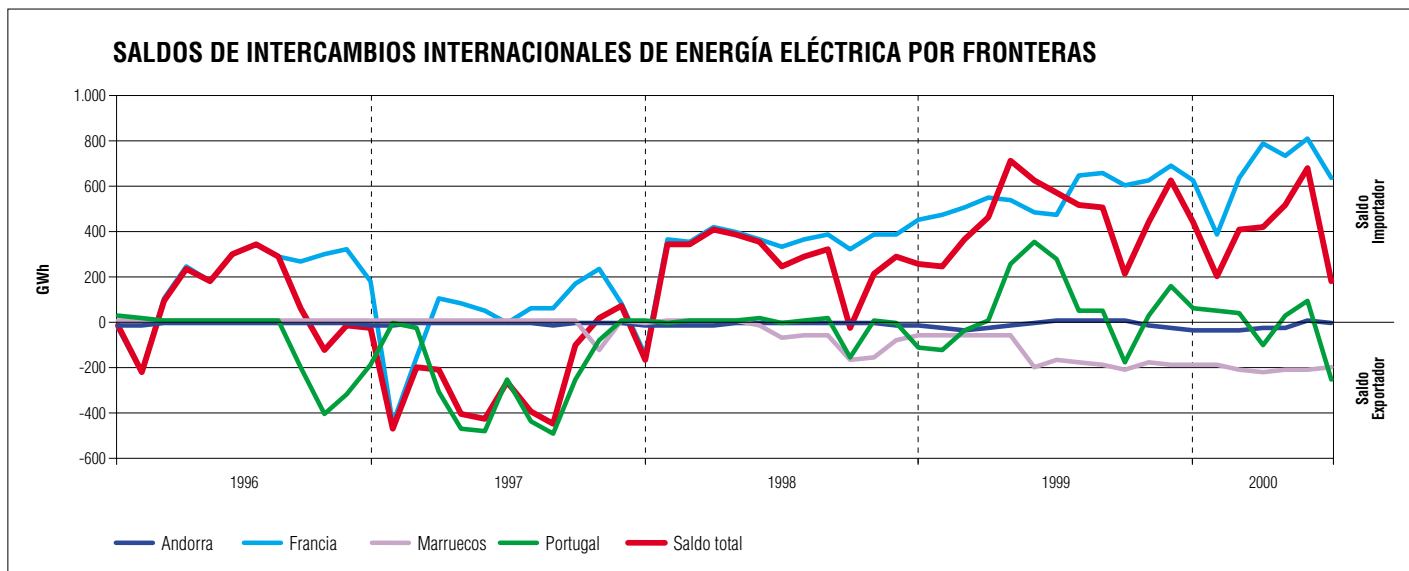
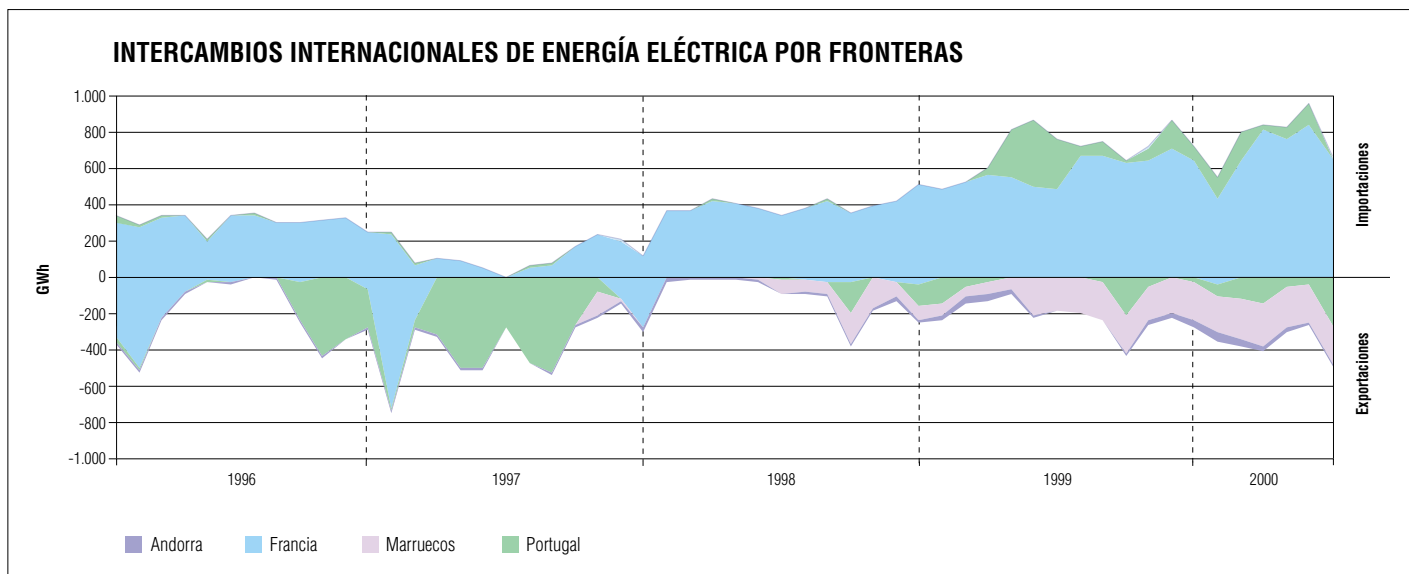
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Intercambios internacionales (GWh)	1996	1997	1998 (*)				1999 (*)				1º. Semestre 2000				
			Mercado		Apoyo y desvíos		Mercado		Apoyo y desvíos		Mercado		C. Bilaterales	Apoyo y desvíos	
			Agentes	REE**	Agentes	REE**	Agentes	REE**	Agentes	REE**	Agentes	REE**		Total	
<b>ANDORRA</b>															
Importación	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	5	5	
Exportación	-125	-126	0	-151	0	-151	-211	-8	-3	-222	-154	0	0	-3	-156
<b>Saldo</b>	<b>-125</b>	<b>-126</b>	<b>0</b>	<b>-151</b>	<b>0</b>	<b>-151</b>	<b>-211</b>	<b>-8</b>	<b>-1</b>	<b>-220</b>	<b>-154</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>-152</b>
<b>FRANCIA</b>															
Importación	3.517	1.375	85	4.504	61	4.650	2.266	4.596	44	6.906	1.671	2.343	4	30	4.048
Exportación	-1.234	-1.328	-71	0	-48	-118	0	0	-13	-13	-4	0	-30	-3	-36
<b>Saldo</b>	<b>2.283</b>	<b>47</b>	<b>15</b>	<b>4.504</b>	<b>13</b>	<b>4.532</b>	<b>2.266</b>	<b>4.596</b>	<b>31</b>	<b>6.893</b>	<b>1.667</b>	<b>2.343</b>	<b>-26</b>	<b>27</b>	<b>4.011</b>
<b>MARRUECOS(***)</b>															
Importación	-	4	0	0	2	2	0	0	10	10	0	0	0	4	4
Exportación	-	-135	-219	-483	-5	-707	-1.032	-782	-7	-1.821	-345	-308	-627	-2	-1.282
<b>Saldo</b>	<b>-</b>	<b>-131</b>	<b>-219</b>	<b>-483</b>	<b>-3</b>	<b>-706</b>	<b>-1.032</b>	<b>-782</b>	<b>3</b>	<b>-1.811</b>	<b>-345</b>	<b>-308</b>	<b>-627</b>	<b>2</b>	<b>-1.278</b>
<b>PORTUGAL</b>															
Importación	109	37	0	0	34	34	1.351	0	21	1.372	478	0	0	4	482
Exportación	-1.208	-2.900	-277	0	-29	-306	-510	0	-5	-515	-598	0	-51	-11	-660
<b>Saldo</b>	<b>-1.099</b>	<b>-2.863</b>	<b>-277</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>-273</b>	<b>841</b>	<b>0</b>	<b>16</b>	<b>857</b>	<b>-121</b>	<b>0</b>	<b>-51</b>	<b>-7</b>	<b>-178</b>
<b>TOTAL</b>															
Importación	3.626	1.416	85	4.504	96	4.685	3.618	4.596	77	8.291	2.149	2.343	4	43	4.538
Exportación	-2.567	-4.489	-567	-635	-82	-1.283	-1.754	-790	-28	-2.571	-1.101	-308	-708	-18	-2.135
<b>Saldo</b>	<b>1.059</b>	<b>-3.073</b>	<b>-481</b>	<b>3.869</b>	<b>14</b>	<b>3.402</b>	<b>1.864</b>	<b>3.806</b>	<b>49</b>	<b>5.719</b>	<b>1.048</b>	<b>2.035</b>	<b>-704</b>	<b>24</b>	<b>2.403</b>

(\*) En estos años no se realizaron intercambios a través de contratos bilaterales.

(\*\*) Contratos gestionados por RED ELÉCTRICA.

(\*\*\*) Interconexión puesta en servicio en agosto de 1997. Funcionó en pruebas hasta mayo de 1998, en que se inició su explotación comercial.





MINISTERIO  
DE ECONOMÍA

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



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

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