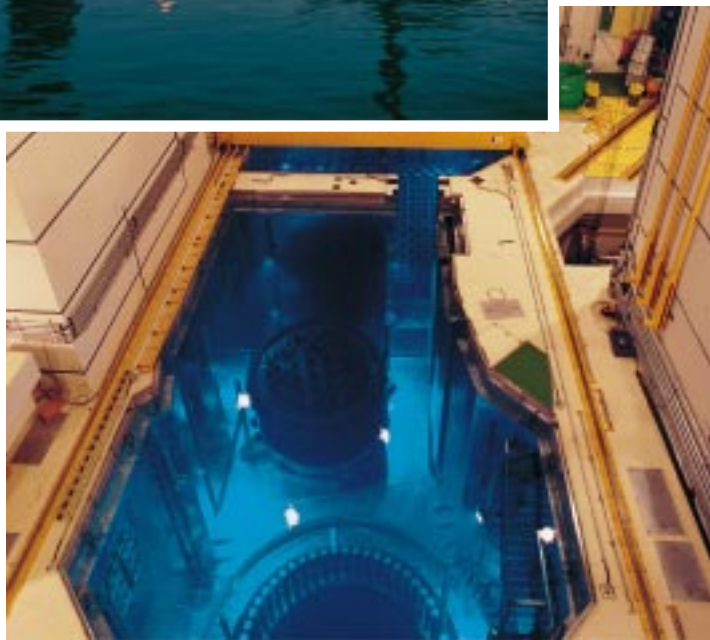


*Boletín Estadístico de*

# ENERGÍA ELÉCTRICA

JULIO 1998. Nº 2



Ministerio de Industria  
y Energía

Miner

**REE**  
RED ELECTRICA

# SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Otros mercados	
– Garantía de potencia	
– Precios finales	
4. Red de transporte	13
5. Facturación de la energía eléctrica	14
• Ingresos liquidables	
• Consumo facturado	
6. La energía eléctrica en la Unión Europea	16
• Demanda de electricidad	

Fuentes de información:

Comisión Nacional del Sistema Eléctrico  
Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad  
ENDESA  
OFICO  
Red Eléctrica de España

Portada:

Central nuclear Trillo

Fecha de redacción: 6 de noviembre de 1998

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- En julio ha continuado el fuerte crecimiento de la demanda de energía eléctrica, marcando un récord histórico al alcanzar el valor mensual de 15.336 GWh. El anterior récord fue de 15.159 GWh, en enero del presente año. Este hito adquiere una especial importancia al producirse en un mes de verano.
- En relación a julio de 1997, el crecimiento ha sido de 10,8%. La principal causa se encuentra en el crecimiento económico seguido, de lejos, por las temperaturas relativamente elevadas registradas este año.
- En los últimos doce meses, la demanda de electricidad ha crecido un 7,3%, también debido, fundamentalmente, a la actividad económica. Valores tan elevados de crecimiento interanual no se producían desde 1989.
- La demanda bruta del mes de julio ha sido cubierta en un 87,7% por la producción neta, en un 10,5% por la producción en régimen especial y en un 1,9% por el saldo importador de los intercambios internacionales.
- A la producción bruta han contribuido las centrales térmicas convencio-

nales en un 43,2%, seguidas por las nucleares con el 38,8% y las hidráulicas con el 18,0% restante. En relación al mes anterior, la producción térmica convencional ha experimentado una fuerte subida a expensas de la hidráulica.

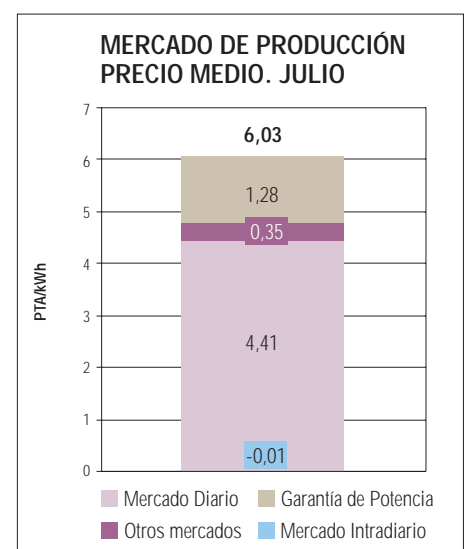
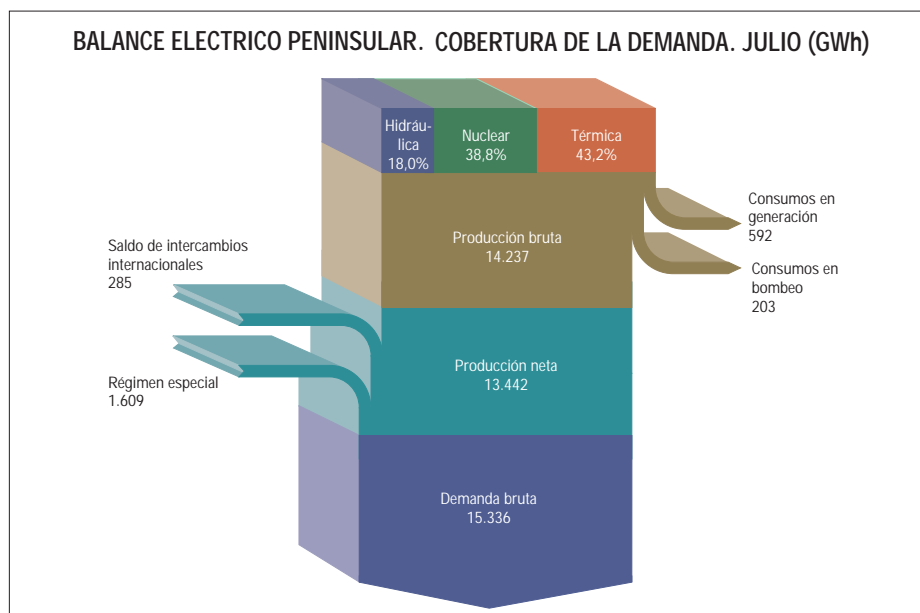
- En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares -Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla- la demanda bruta mantiene un fuerte ritmo de crecimiento, similar al de la Península.
- La valoración de la generación en los siete primeros meses del año asciende a 621.605 MPTA con un coste medio de 6,24 PTA/kWh. Destaca el mayor coste unitario de la energía procedente del régimen especial respecto al coste de generación de las empresas y al coste medio de las importaciones.
- En paralelo con el tirón de la demanda, los precios en el mercado de producción han seguido una tónica ascendente, situando el precio medio de julio en 6,03 PTA/kWh. Este valor constituye el máximo anual, ligeramente superior al alcanzado en enero pasado. Respecto al mes anterior, el incremento ha sido del 14,6%. Tanto el precio medio en el mercado diario como el sobrecoste resultante de la resolución de las restricciones técnicas y de la gestión de los servicios complementarios, han experimentado subidas del 16,9% y del 70,4%, respectivamente; el coste asociado a la garantía de potencia ha permanecido prácticamente igual, así como el balance económico resultante de las transacciones realizadas en los mercados intradiarios.

Balance eléctrico	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>13.442</b>	<b>4,3</b>	<b>86.310</b>	<b>-0,1</b>	<b>149.178</b>	<b>2,8</b>
Régimen especial	1.609	19,8	11.338	24,5	18.187	22,5
Intercambios internacionales	285	-	2.361	-	1.712	-
<b>Demanda bruta</b>	<b>15.336</b>	<b>10,8</b>	<b>100.009</b>	<b>7,4</b>	<b>169.077</b>	<b>7,3</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>801</b>	<b>9,5</b>	<b>4.855</b>	<b>7,3</b>	<b>8.389</b>	<b>8,0</b>
Régimen especial	61	15,2	343	7,6	565	7,6
<b>Demanda bruta</b>	<b>862</b>	<b>9,9</b>	<b>5.198</b>	<b>7,4</b>	<b>8.954</b>	<b>8,0</b>

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

Valoración de la generación	Acumulado 1998			
	Coste total		Coste unitario	
	MPTA	%	PTA/kWh	%
Generación neta de las empresas	492.334	79,2	5,75	-7,9
Intercambios internacionales (*)	13.830	2,2	5,35	-14,3
Régimen especial	115.442	18,6	10,18	63,2
<b>Total</b>	<b>621.605</b>	<b>100,0</b>	<b>6,24</b>	<b>-</b>

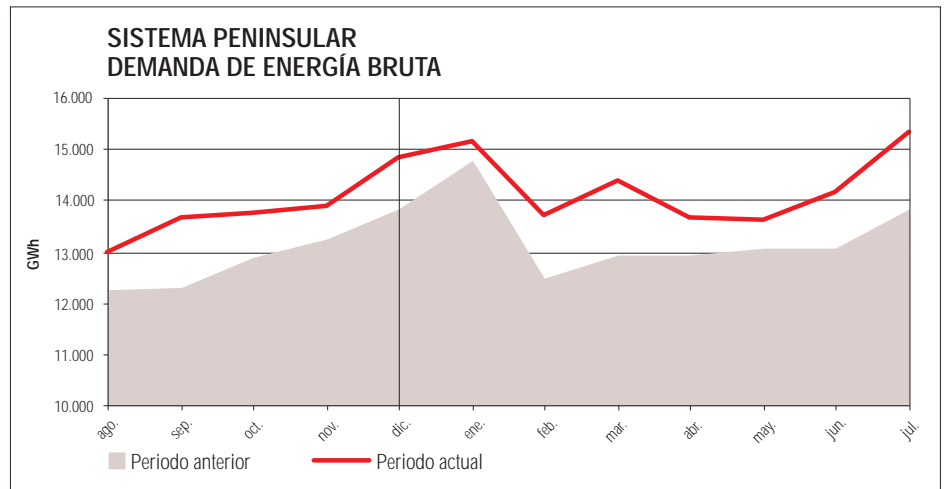
(\*) Un valor positivo indica un saldo de intercambios internacionales importador y un valor negativo exportador.



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

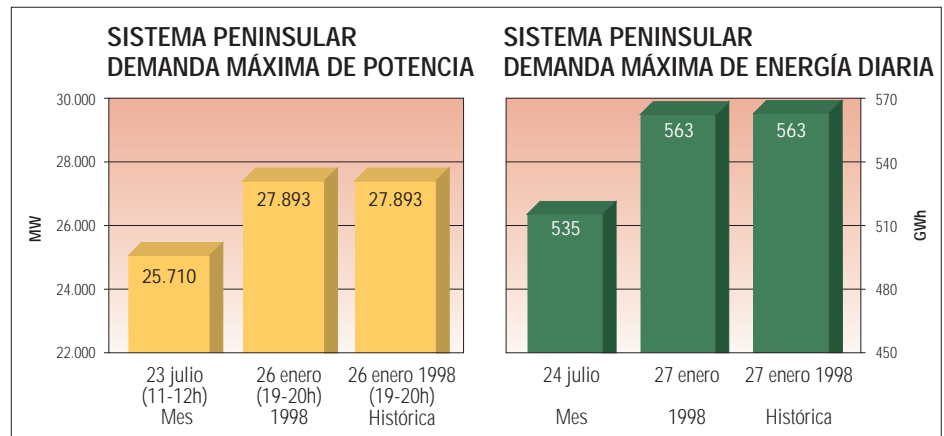
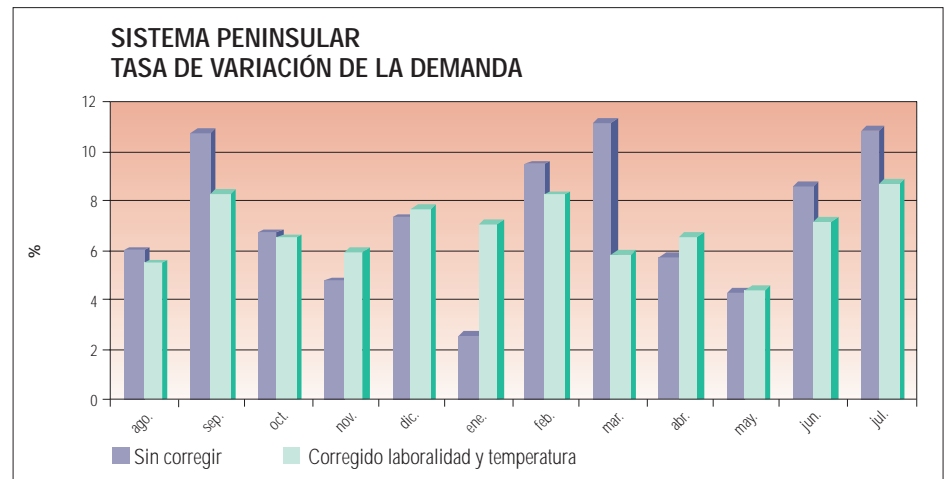
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda bruta peninsular de energía eléctrica en el mes de julio fue 15.336 GWh, con un crecimiento del 10,8% respecto al mismo mes del año anterior. Este valor de demanda mensual supone un récord histórico, superando incluso las demandas registradas durante los meses de invierno.
- La laboralidad aportó 0,2 puntos debido a que este año la festividad del día 25 se produjo en sábado, mientras que el año anterior fue en viernes.
- Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron más altas que las del año anterior y que la media histórica, aportando 1,8 puntos.
- Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda de energía bruta se estima en un 8,8%, produciéndose una aceleración respecto al crecimiento experimentado el mes anterior que fue del 7,3%.
- En los siete primeros meses del año, la demanda acumulada se eleva a 100.009 GWh, con un crecimiento del 7,4% respecto al mismo período del año anterior. Tanto la laboralidad como las temperaturas tienen una influencia escasa sobre este crecimiento, aportando -0,1 y 0,6 puntos respectivamente. Corregidos ambos efectos el crecimiento de la demanda bruta se estima en un 6,9%.
- La demanda máxima de potencia alcanzada en julio ascendió a 25.710 MW, mientras que la demanda máxima de energía diaria se situó en 535 GWh, valor relativamente próximo a la máxima anual e histórica de 563 GWh que se registró el pasado mes de enero. Durante el mes de julio la punta de potencia diaria se ha producido generalmente al mediodía como consecuencia de las necesidades de climatización del sector servicios asociadas a las elevadas temperaturas propias del verano.
- La demanda en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares mantiene un ritmo de crecimiento elevado que, aunque en julio ha sido inferior al peninsular, es más elevado en términos interanuales.



Demanda bruta	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>15.336</b>	<b>10,8</b>	<b>100.010</b>	<b>7,4</b>	<b>169.077</b>	<b>7,3</b>
Efectos						
Laboralidad	-	0,2	-	-0,1	-	0,6
Temperatura	-	1,8	-	0,6	-	-0,1
Activ. económica y otros	-	8,8	-	6,9	-	6,8
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>862</b>	<b>9,9</b>	<b>5.198</b>	<b>7,4</b>	<b>8.954</b>	<b>8,0</b>

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



## COBERTURA DE LA DEMANDA

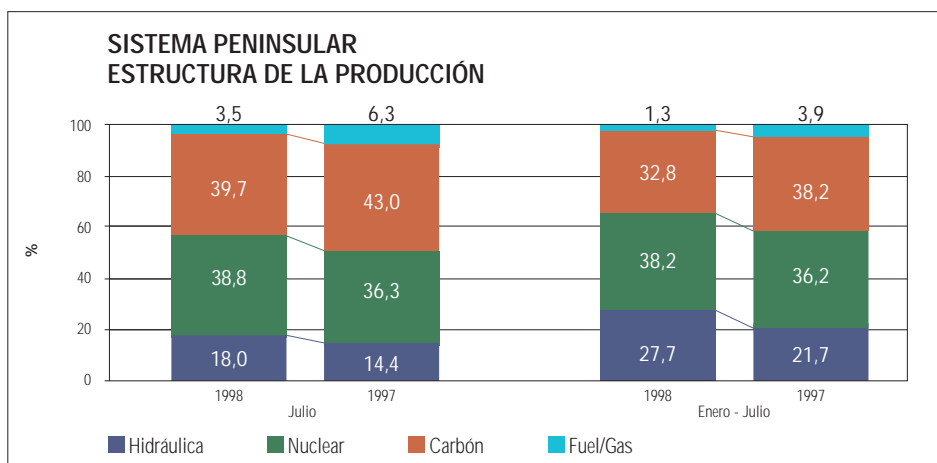
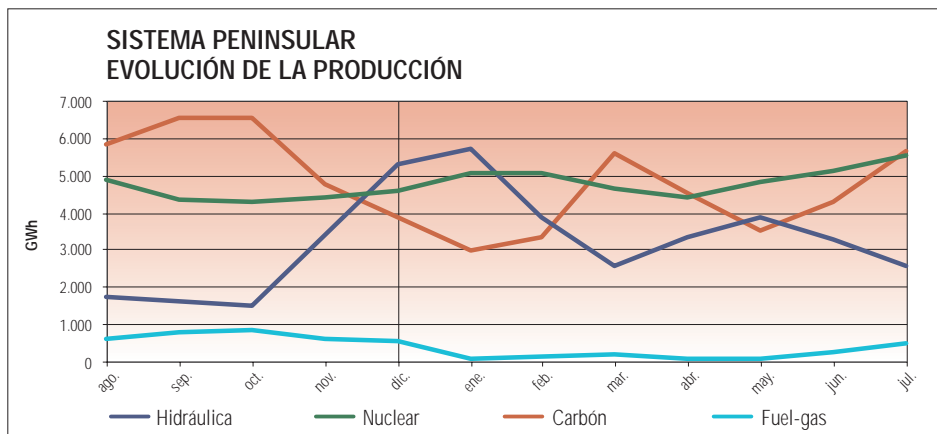
- La producción bruta peninsular en el mes de julio fue 14.237 GWh, un 4,6% superior a la de julio del pasado año y un 10,3% superior a la del mes anterior.
- El importante aumento experimentado por la demanda peninsular de electricidad en julio respecto del mismo mes del año anterior, con 1.495 GWh adicionales, ha sido cubierto, por orden de importancia, mediante:
  - el cambio de sentido del saldo de los intercambios internacionales, al pasar de un saldo exportador de 398 GWh en julio de 1997, al actual importador de 285 GWh,
  - el incremento de la producción hidráulica en 596 GWh,
  - el aumento en 580 GWh de la producción nuclear y, en menor medida,
  - el aumento de la autoproducción en 266 GWh.
 Tan sólo la producción basada en los combustibles fósiles, carbón y fuel-gas, ha experimentado una disminución respecto de julio de 1997.
- En los siete primeros meses del año el incremento de la demanda bruta se ha cubierto, principalmente, por el cambio de signo experimentado por el saldo de los intercambios internacionales y, en menor medida, por el aumento de la autoproducción. En cuanto a la producción bruta, la variación de la producción de los agentes del mercado ha sido prácticamente nula, observándose un importante aumento de la producción hidráulica en perjuicio, principalmente, de la producción térmica convencional.
- A nivel interanual, destaca el aumento de la producción procedente del régimen especial y el cambio de sentido del saldo de los intercambios internacionales.
- Los consumos por bombeo muestran unas tasas de crecimiento positivas a nivel mensual, acumulado e interanual, consecuencia del mayor empleo de este tipo de centrales.
- El balance extrapeninsular muestra un significativo aumento de la producción a partir del carbón, en detrimento de la de fuel-oil, así como el crecimiento de la energía adquirida al régimen especial que en el mes de julio aportó el 7% de la demanda bruta de energía del conjunto de los sistemas extrapeninsulares.

Balance eléctrico peninsular	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	2.558	30,4	25.145	27,6	38.602	26,0
Nuclear	5.523	11,7	34.644	5,5	57.107	1,8
Carbón	5.654	-3,3	29.808	-13,8	57.305	-5,8
Fuel-Gas	502	-41,2	1.176	-66,4	4.519	-0,6
<b>Producción bruta</b>	<b>14.237</b>	<b>4,6</b>	<b>90.773</b>	<b>0,1</b>	<b>157.533</b>	<b>3,6</b>
- Consumos generación	592	-0,5	3.225	-10,7	5.966	-2,6
- Consumos bombeo	203	72,0	1.238	103,6	2.389	156,3
<b>Producción neta</b>	<b>13.442</b>	<b>4,3</b>	<b>86.310</b>	<b>-0,1</b>	<b>149.178</b>	<b>2,8</b>
+ Régimen especial	1.609	19,8	11.338	24,5	18.187	22,5
± Intercambios internacionales	285	-	2.361	-	1.712	-
<b>Demanda bruta</b>	<b>15.336</b>	<b>10,8</b>	<b>100.009</b>	<b>7,4</b>	<b>169.077</b>	<b>7,3</b>

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	105,3	2	25,7	3	7,6
Carbón	327	72,4	1.790	47,7	2.860	46,7
Fuel-oil	535	-10,2	3.445	-5,5	6.181	-3,3
<b>Producción bruta</b>	<b>862</b>	<b>9,8</b>	<b>5.237</b>	<b>7,8</b>	<b>9.044</b>	<b>8,4</b>
- Consumos generación	61	13,2	382	13,2	656	13,2
<b>Producción neta</b>	<b>801</b>	<b>9,5</b>	<b>4.855</b>	<b>7,3</b>	<b>8.389</b>	<b>8,0</b>
+ Régimen especial	61	15,2	343	7,6	565	7,6
<b>Demanda bruta</b>	<b>862</b>	<b>9,9</b>	<b>5.198</b>	<b>7,4</b>	<b>8.954</b>	<b>8,0</b>

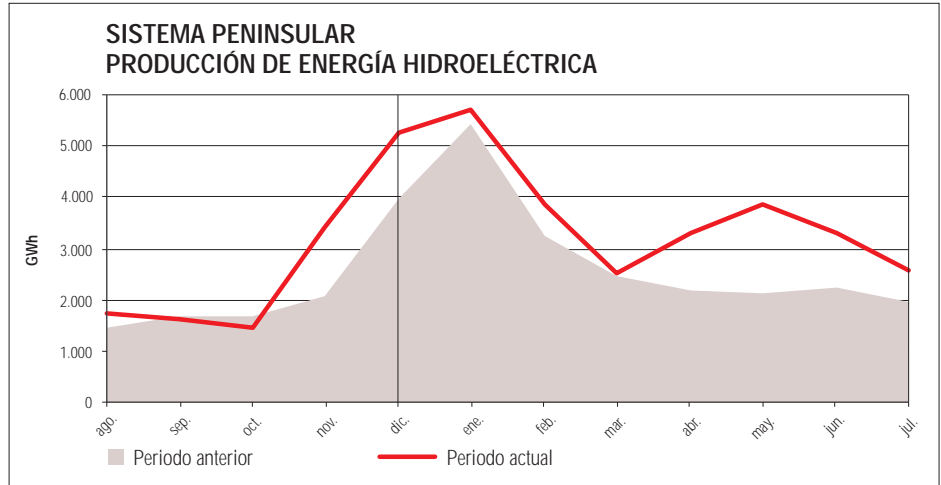
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



**Producción hidroeléctrica**

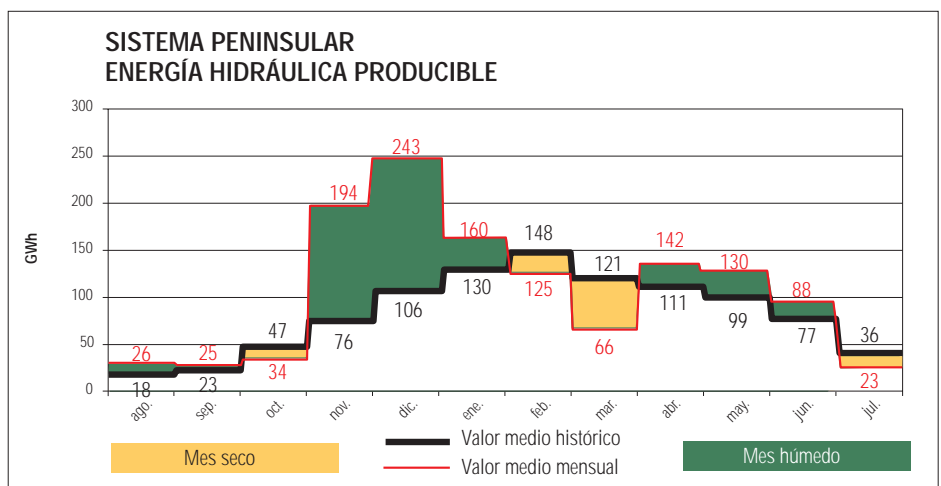
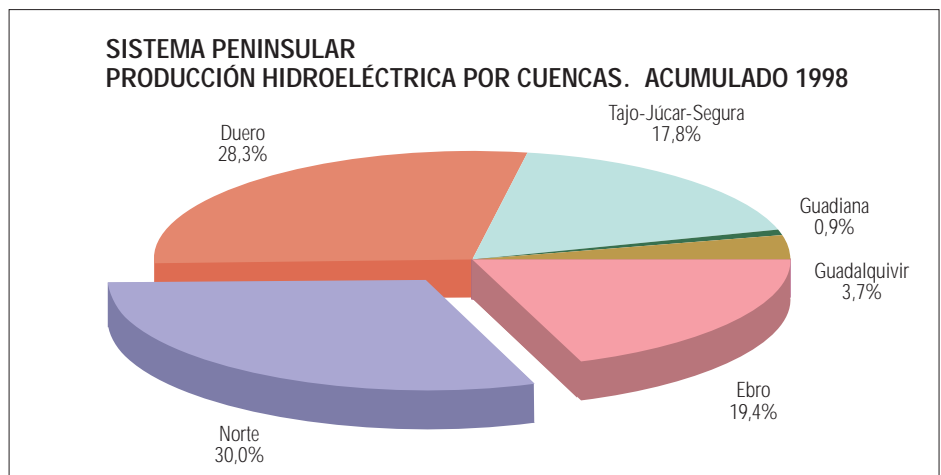
- En los últimos meses, la producción mensual de energía hidroeléctrica se ha situado generalmente por encima de la producción correspondiente al mismo mes del año anterior. Reflejo de este aumento, su participación en la producción bruta peninsular durante los primeros siete meses del año se ha elevado desde el 21,7% hasta el 27,7%.
- Por cuencas hidrográficas, la mayor producción corresponde a la cuenca Norte, alcanzando el 30,0% del total peninsular. En términos de tasas de crecimiento, destaca el incremento registrado en la cuenca del Duero durante el mes de julio, y el registrado en la del Norte desde comienzos de año.
- Este mes se han registrado ligeras precipitaciones centradas en la mitad norte peninsular, siendo más abundantes, con valores cercanos a su media histórica, en la zona noroeste.
- Desde el punto de vista hidrológico, el mes de julio merece ser calificado de seco: excepto en los primeros días del mes en que se registraron valores ligeramente superiores a la media histórica, en los restantes días del mes la energía producible se ha situado por debajo de su valor histórico medio. El total de energía hidráulica producible en julio fue 704,4 GWh, inferior en un 36% a su valor histórico medio. La comparación de este valor con el de la energía hidráulica producida en julio, 2.558 GWh, revela el importante papel que desempeñan los embalses permitiendo regularizar la producción hidroeléctrica.
- En los siete primeros meses de 1998, la energía hidráulica producible ha sido 22.420 GWh, superior en tan sólo un 4% a la media histó-

.....  
Energía hidráulica producible: es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo.



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	557	10,3	7.549	67,1	11.293	49,6
Duero	3.392	755	142,8	7.093	43,7	10.663	37,0
Tajo-Júcar-Segura	4.173	559	73,1	4.477	19,2	7.535	32,4
Guadiana	233	5	-76,2	224	-6,7	372	47,0
Guadalquivir	1.016	135	8,0	928	19,3	1.481	36,6
Ebro	3.569	547	-19,2	4.874	-11,1	7.258	-12,4
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.532</b>	<b>2.558</b>	<b>30,4</b>	<b>25.145</b>	<b>27,6</b>	<b>38.602</b>	<b>26,0</b>
Canarias	1	1	105,3	2	25,7	3	7,6
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>105,3</b>	<b>2</b>	<b>25,7</b>	<b>3</b>	<b>7,6</b>

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

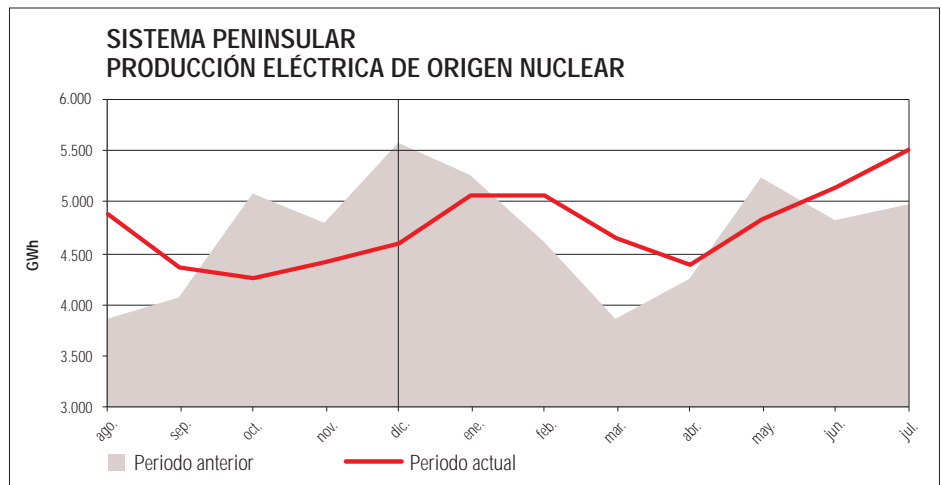
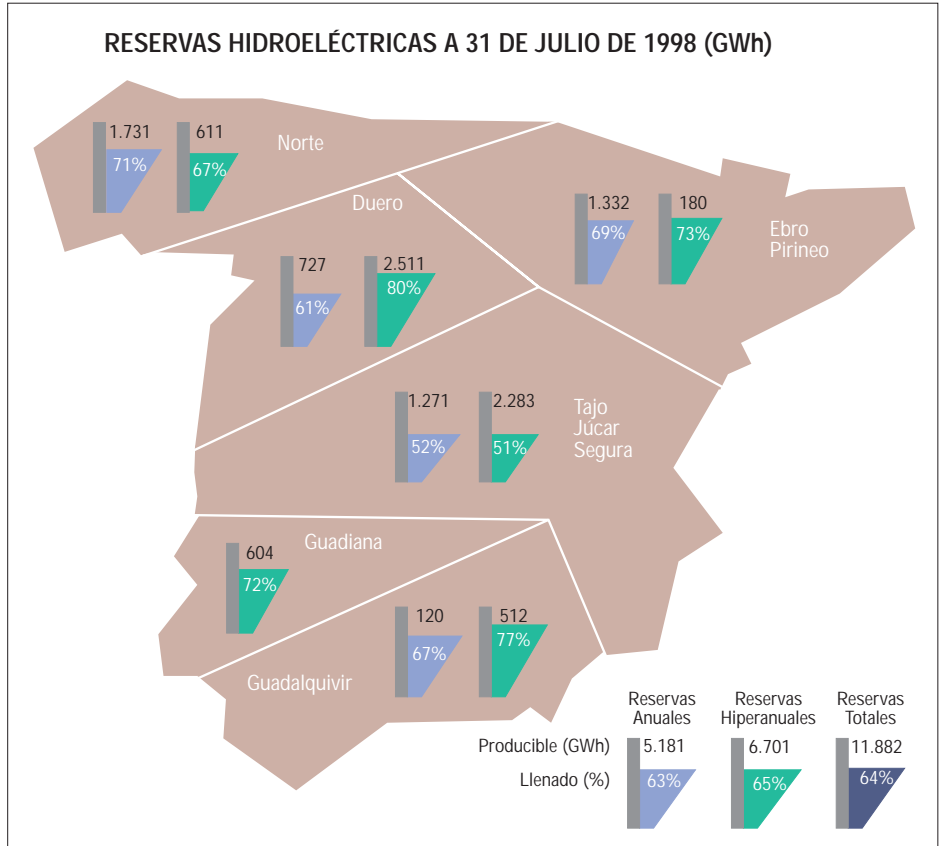


rica en el mismo período, por lo que el conjunto de este período debe ser considerado, desde el punto de vista hidrológico, como normal.

- En los últimos doce meses, destacan las abundantes lluvias registradas en los meses de noviembre y diciembre, lluvias que permiten considerar al conjunto del período como de húmedo, al resultar un valor de energía producible de 38.334 GWh, un 28,0% superior a la media histórica.
- Las reservas de agua del conjunto de los embalses finalizaron el mes al 64% de su capacidad, con un nivel de reservas equivalente a 11.882 GWh. Tratándose de un mes de julio, éste es el nivel de reservas más importante registrado desde 1979 y el noveno más alto de los últimos 34 años.
- Los embalses de régimen anual mantienen un nivel de reservas del 63%, superior en casi 6 puntos al nivel de reservas de julio de 1997. Este porcentaje de reservas varía entre un máximo en la Cuenca Norte del 71% y un mínimo en el Tajo-Júcar-Segura del 52%.
- Las reservas de los embalses de régimen hiperanual se sitúan al 65% de la capacidad, 8 puntos más que el año anterior. Por cuencas destaca el 80% de reservas de la Cuenca del Duero.

**Producción nuclear**

- La producción bruta de las centrales nucleares en el mes de julio fue 5.523 GWh, un 38,8% del total. Este valor de producción constituye el máximo interanual, igualando el valor alcanzado en diciembre de 1996.
- En los siete primeros meses del año, la producción total ha sido 34.644 GWh con un crecimiento del 5,5% respecto al mismo período del año anterior. La producción nuclear aporta el 38,2% de la producción bruta del período.

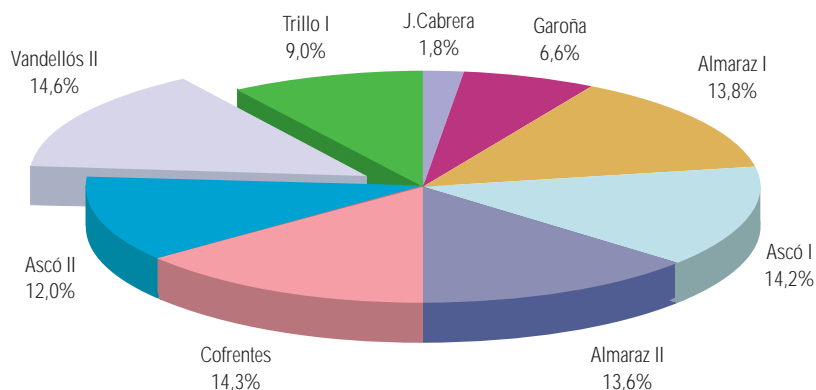


Producción bruta Nuclear	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	84	-18,9	630	84,4	1.156	38,3
Garoña	466	341	7,5	2.302	23,5	3.945	11,6
Almaraz I	974	700	1,7	4.775	5,7	7.120	0,4
Ascó I	973	715	70,5	4.914	37,2	7.977	13,7
Almaraz II	983	707	12,7	4.725	60,8	8.032	38,3
Cofrentes	1.025	747	10,5	4.954	2,8	7.297	-13,0
Ascó II	976	716	9,2	4.146	-11,9	7.599	13,4
Vandellós II	1.009	732	2,4	5.063	4,0	7.756	-8,5
Trillo I	1.066	781	5,6	3.135	-39,6	6.224	-24,4
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.633</b>	<b>5.523</b>	<b>11,7</b>	<b>34.644</b>	<b>5,5</b>	<b>57.106</b>	<b>1,8</b>

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

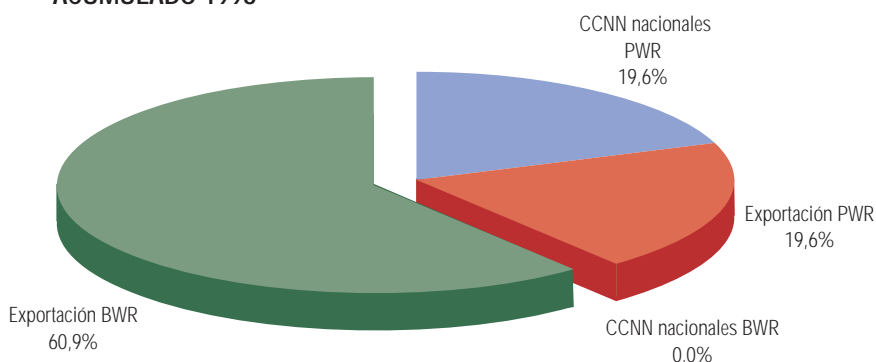
- En el acumulado de los últimos doce meses, el peso sobre la producción bruta se reduce hasta el 36,3%, con una producción total de 57.107 GWh y un crecimiento del 1,8% sobre el mismo período.
- En los primeros días del mes, la central J.Cabrera finalizaba su parada programada para realizar la 22ª recarga de combustible, siendo acoplada a la red el día 5.
- En julio, la disponibilidad del parque nuclear fue prácticamente total, 99,2%
- El factor de carga del parque nuclear durante el mes de julio fue de 97,4%, valor significativamente superior al registrado el mes anterior.
- En los siete primeros meses del año, el parque nuclear ha tenido una disponibilidad del 91,5%, superior a la registrada en el mismo período del año anterior. El factor de carga ha sido del 89,3%.
- En cuanto a la producción de combustible nuclear, este mes se han fabricado 28 elementos del tipo PWR para Almaraz II y 1 para Ascó. Del tipo BWR se fabricaron 35 elementos para la Central Nuclear de Forsmark en Suecia y 8 para KKL Luas en Alemania.

### PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO 1998



Grupo	Factor de carga %	Julio		Factor de carga %	Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	No program.		Indisponibilidad % Programada	No program.
J. Cabrera	70,6	12,9	1,6	77,4	13,7	0,5
Garoña	98,4	0,0	1,7	97,3	0,0	0,6
Almaraz I	96,6	0,0	0,1	96,4	0,0	1,2
Ascó I	98,8	0,0	0,0	99,3	0,0	0,0
Almaraz II	96,7	0,0	0,1	94,5	0,0	0,0
Cofrentes	97,9	0,0	1,3	96,4	0,0	3,4
Ascó II	99,6	0,0	0,0	84,4	13,2	1,4
Vandellós II	97,5	0,0	0,7	98,6	0,0	0,1
Trillo I	98,5	0,0	0,4	57,8	0,0	40,7
<b>Sistema peninsular</b>	<b>97,4</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>89,3</b>	<b>2,0</b>	<b>6,5</b>

### FABRICACIÓN NACIONAL DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES ACUMULADO 1998



**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.

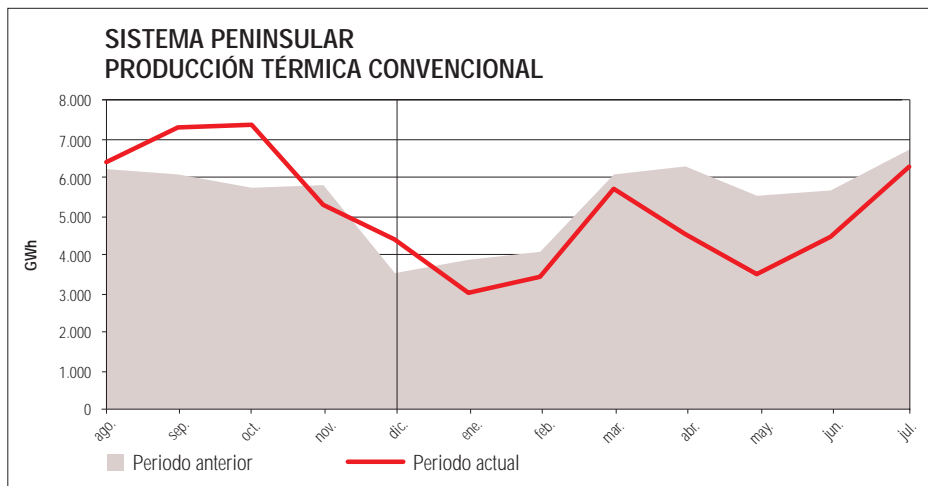
Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Combustible nuclear	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	54.090	247.873	318.021
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	29	108	203
Exportación	0	108	108
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	0
Exportación	43	336	444
Nº elementos importación:			
PWR	0	40	40
BWR	0	0	0

## Producción térmica convencional

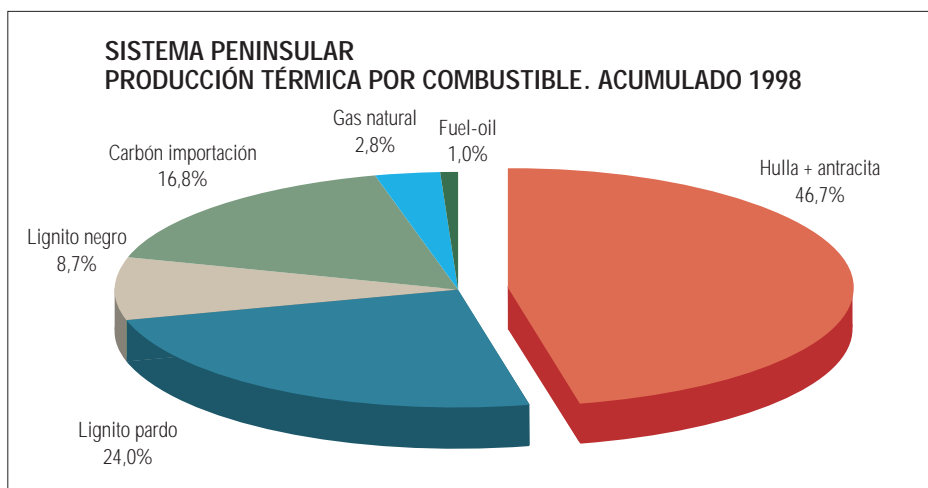
- A pesar del fuerte aumento que la producción bruta de los grupos térmicos convencionales ha experimentado en los últimos dos meses, continúa siendo, con 6.156 GWh, un 8,1% inferior a la de julio del año pasado. Esta energía aporta el 43,2% de la producción bruta, porcentaje que contrasta con el 49,3% en julio de 1997.
- En el período enero-julio, la producción bruta de los grupos térmicos convencionales asciende a 30.986 GWh, inferior en un 18,7% a la del mismo período del año anterior. La evolución de la producción por tipos de combustible en este período oscila entre crecimientos positivos del lignito pardo y la hulla de importación, y descensos para la hulla-antracita nacional y el lignito negro. Destaca el aumento de la producción a partir de carbón importado que, en lo que va de año, ha multiplicado su producción por 4,4, respecto del mismo período del año anterior.
- La mayor aportación a la generación ha correspondido a las centrales que emplean como combustible principal hulla-antracita nacional, aportando el 46,7% de la producción térmica convencional.
- El factor de carga del conjunto de las centrales térmicas convencionales en el mes de julio fue del 42,6%, con un máximo para las centrales de lignito pardo del 88,8% y un mínimo de las centrales de fuel-oil del 4,9%. La indisponibilidad conjunta fue del 6,8% con una mayor incidencia en los grupos de fuel-oil y gas natural, con tasas del 17,1% y 11,1% respectivamente.
- En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares, la producción a partir del carbón ha crecido notablemente, aportando el 34,2% de la producción térmica convencional en 1998.



Producción bruta térmica convencional	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.960	2.758	-20,6	14.479	-31,4	30.721	-14,8
Lignito pardo	1.950	1.289	18,5	7.427	18,2	12.329	3,8
Lignito negro	1.450	694	-30,0	2.706	-55,1	7.416	-22,2
Carbón importación	1.864	913	210,1	5.197	337,0	6.840	102,0
Gas natural (*)	3.582	332	-59,8	881	-74,1	4.078	0,1
Fuel-oil	4.632	170	512,0	296	196,5	443	-6,5
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.438</b>	<b>6.156</b>	<b>-8,1</b>	<b>30.986</b>	<b>-18,7</b>	<b>61.827</b>	<b>-5,4</b>
Carbón	510	327	72,4	1.790	47,7	2.860	46,7
Fuel-oil	2.181	535	-10,2	3.445	-5,5	6.181	-3,3
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.691</b>	<b>862</b>	<b>9,8</b>	<b>5.235</b>	<b>7,7</b>	<b>9.041</b>	<b>8,4</b>

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

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Combustible	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	62,2	0,0	1,2	47,7	2,2	1,2
Lignito pardo	88,8	0,0	0,9	74,9	2,2	1,5
Lignito negro	64,3	0,0	1,9	36,7	0,0	0,8
Carbón importación	65,8	0,0	0,9	54,8	0,0	1,8
Gas natural (*)	12,5	0,0	11,1	4,8	0,0	10,9
Fuel-oil	4,9	0,0	17,1	1,3	0,0	10,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>42,6</b>	<b>0,0</b>	<b>6,8</b>	<b>31,3</b>	<b>0,9</b>	<b>5,6</b>
Carbón	n.d.	0,0	0,1	n.d.	0,6	1,9
Fuel-oil	n.d.	3,9	2,7	n.d.	2,6	2,4
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>n.d.</b>	<b>3,9</b>	<b>2,8</b>	<b>n.d.</b>	<b>3,2</b>	<b>4,3</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

n.d.: Datos no disponibles.

- Como consecuencia de la menor utilización del equipo térmico convencional, el consumo de combustible descendió un 18,1% en el período enero-julio con un consumo total de 11.679 kTEC, destacando los descensos en el consumo de hulla-antracita, 39%, lignito negro, 53%, y gas natural, 76%.
- A finales del mes de julio, los parques de las centrales térmicas almacenaban 6.927 ktec, nivel de existencias ligeramente inferior al del mes anterior.

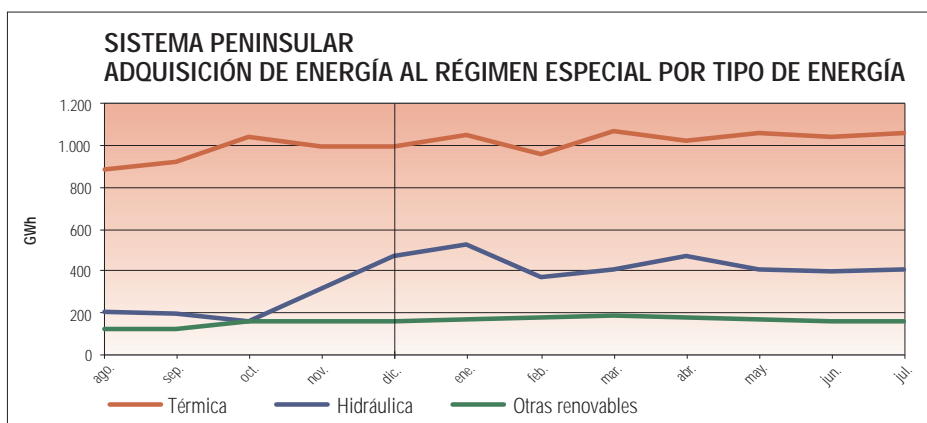
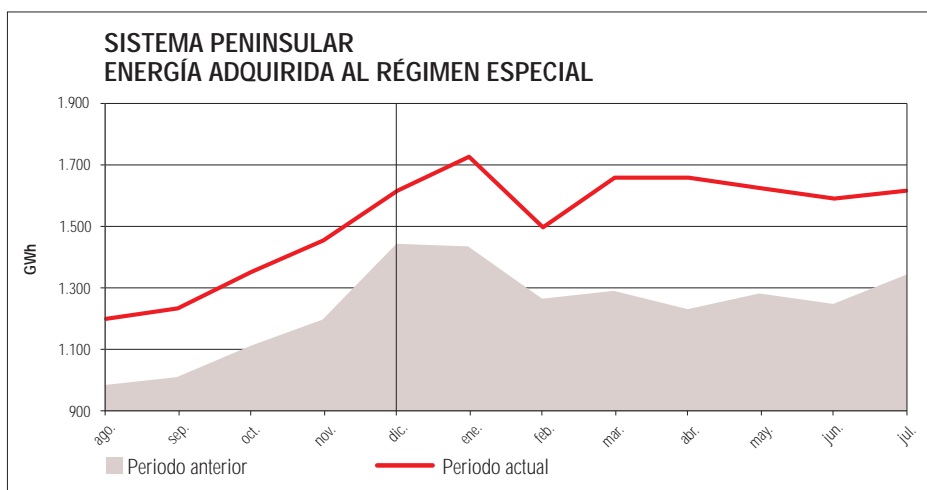
Combustible	Julio		Acumulado anual			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	922	-27,2	4.631	-39,1	4.231	-16,6
Lignito pardo	298	14,1	1.637	5,3	31	-28,6
Lignito negro	128	-21,7	470	-53,0	1.230	39,5
Carbón importación	722	56,5	4.187	63,5	1.048	-9,5
Gas natural (*)	96	-68,9	303	-76,3	-	-
Gas siderúrgico	36	197,5	192	96,7	-	-
Fuel-oil	114	286,1	260	56,8	387	-27,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>2.316</b>	<b>-7,5</b>	<b>11.679</b>	<b>-18,1</b>	<b>6.927</b>	<b>-9,9</b>
Carbón	102	n.d.	576	n.d.	123	n.d.
Fuel-oil	113	n.d.	724	n.d.	85	n.d.
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>215</b>	<b>n.d.</b>	<b>1.300</b>	<b>n.d.</b>	<b>208</b>	<b>n.d.</b>

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

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS. n.d.: Datos no disponibles.

## Régimen especial

- En el mes de julio la energía adquirida a los productores en régimen especial ascendió a 1.609 GWh, cifra ligeramente superior a la del pasado mes y que supone un crecimiento del 19,8% respecto a julio de 1997, manteniendo los fuertes crecimientos que viene experimentando en los últimos años. La energía adquirida participó en un 10,5% en la cobertura de la demanda bruta.
- Por tipo de combustible, la térmica representó el 65% del total de la energía adquirida, la hidráulica el 25% y otras renovables el 10%. Las mayor variación respecto al año anterior la tuvo la energía adquirida de origen hidráulico, 55,8% y en menor medida otras renovables y térmica con crecimientos del 7,5% y 11,8% respectivamente.
- En los primeros siete meses del año la energía adquirida el régimen especial representó el 11% de la demanda bruta con un crecimiento del 25% respecto al mismo periodo del año anterior. La energía total aportada fue 11.337 GWh de la que el 64% es de origen térmico, el 26% hidráulico y el 10% de otras renovables.
- La autoproducción en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares ha tenido en julio un ritmo de crecimiento muy importante, 15,2%, que duplica el ritmo de crecimiento a nivel acumulado e interanual.



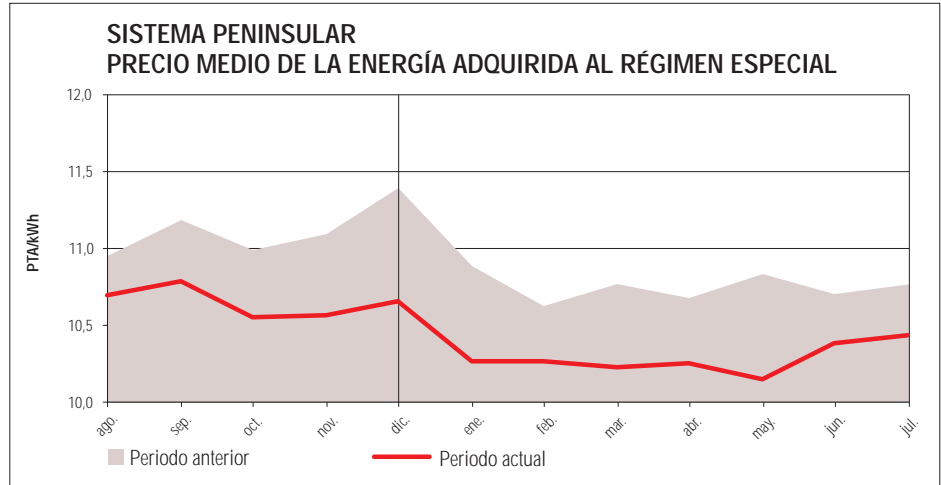
Régimen especial	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	2.846	1.049	11,8	7.208	17,9	12.016	19,4
Hidráulica	1.117	402	55,8	2.963	40,4	4.296	29,3
Otras renovables	672	158	7,5	1.166	32,2	1.874	28,2
<b>Sistema peninsular</b>	<b>4.635</b>	<b>1.609</b>	<b>19,8</b>	<b>11.337</b>	<b>24,5</b>	<b>18.186</b>	<b>22,5</b>
Térmica	85	61	15,2	214	2,1	364	-2,2
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	59	23	8,1	129	18,1	202	31,4
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>144</b>	<b>61</b>	<b>15,2</b>	<b>343</b>	<b>7,6</b>	<b>565</b>	<b>7,6</b>

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

- El precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 10,43 PTA/kWh, precio ligeramente superior al de junio aunque, como consecuencia de la disminución experimentada por la tarifa eléctrica este año, sigue estando por debajo del precio obtenido en julio de 1.997.

**Intercambios internacionales**

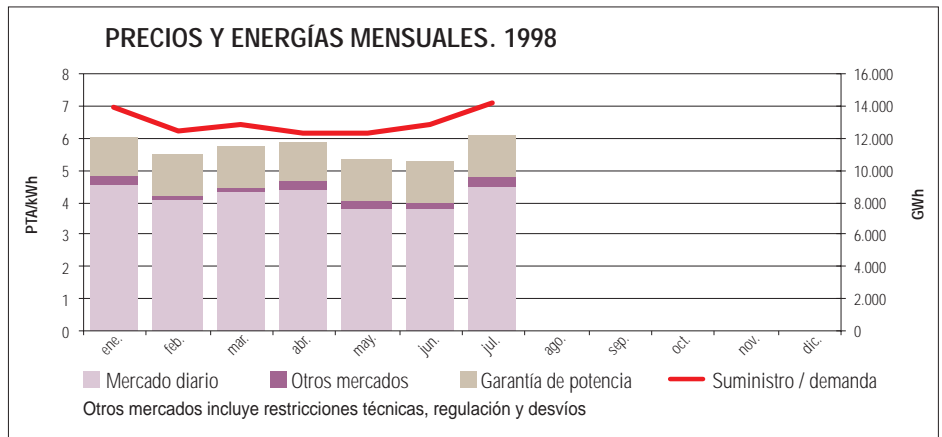
- El saldo de los intercambios internacionales en el mes de julio ha sido importador en 285 GWh, continuando la tendencia iniciada a principios de año. El saldo importador de julio contrasta con el registrado en julio de 1997 que fue exportador con 398 GWh. como consecuencia, principalmente, de las exportaciones a Portugal.
- En el periodo enero-julio, el saldo de los intercambios internacionales es importador en 2.361 GWh, cubriendo el 2,4% de la demanda bruta en este periodo.
- En cuanto a los intercambios a largo plazo, la energía eléctrica importada de Francia por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y EDF ha sumado un total de 377 GWh, con una potencia máxima de 550 MW. En lo que va de año, la energía importada de Francia asciende a 2.578 GWh, lo que implica una utilización del contrato del 92,1%.
- Consecuencia del contrato entre RED ELÉCTRICA y EDF para suministrar energía eléctrica a FEDA, se exportaron a Andorra 12 GWh, aproximadamente el doble que hace un año. Desde enero la energía exportada se eleva a 83 GWh, un 20,8% más que durante el mismo periodo de 1997.
- A Marruecos se exportaron 67 GWh por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y ONE que entró en vigor en el mes de mayo.
- Teniendo en cuenta un desvío exportador a Francia de 13 GWh, la exportación total del mes fue de 92 GWh.



Intercambios internacionales (GWh)	Julio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	12	-12	0	83	-83	0	152	-152
Francia	377	0	377	2.578	0	2.578	3.348	354	2.994
Marruecos	0	67	-67	0	156	-156	0	156	-156
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>A largo plazo</b>	<b>377</b>	<b>79</b>	<b>298</b>	<b>2.578</b>	<b>239</b>	<b>2.339</b>	<b>3.348</b>	<b>662</b>	<b>2.686</b>
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	13	-13	29	13	16	36	13	23
Marruecos	0	0	0	0	1	-1	2	133	-131
Portugal	0	0	0	11	18	-7	13	861	-848
Otros	0	0	0	0	0	0	0	37	-37
<b>A corto plazo</b>	<b>0</b>	<b>13</b>	<b>-13</b>	<b>40</b>	<b>32</b>	<b>8</b>	<b>51</b>	<b>1.044</b>	<b>-956</b>
<b>Total</b>	<b>377</b>	<b>92</b>	<b>285</b>	<b>2.618</b>	<b>271</b>	<b>2.347</b>	<b>3.399</b>	<b>1.706</b>	<b>1.730</b>

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

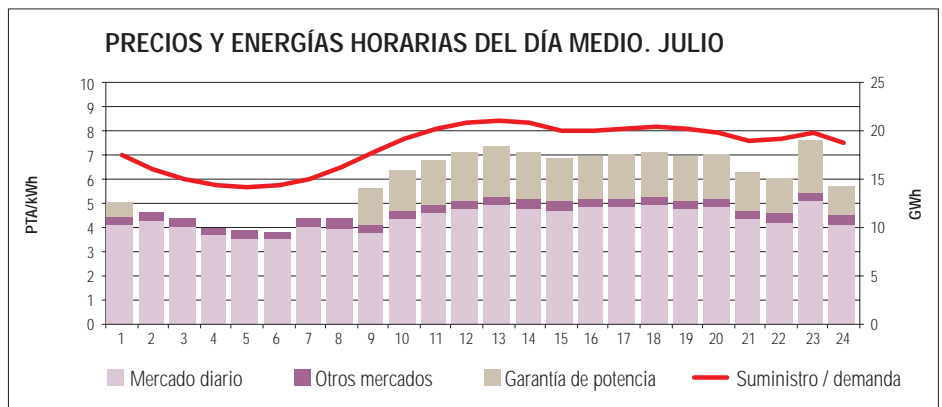
- En relación al mes de junio, el comportamiento del mercado eléctrico se ha caracterizado por el importante aumento de la demanda de electricidad, 10,3%, y por un aumento aún mayor, 14,6%, del precio medio mensual, 6,03 PTA/kWh.
- El precio de julio es el mayor precio mensual desde el comienzo del año y un 6,2% superior al precio medio resultante a lo largo de 1998, 5,68 PTA/kWh.



#### Mercado diario

- En julio, el precio medio del mercado diario ha sido 4,41 PTA/kWh, la energía intercambiada 13.664 GWh y el volumen económico contratado 60.264 MPTA. Cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,0% de la energía y el 71,0% del volumen económico
- Los precios medios diarios han seguido una senda creciente a lo largo del mes, salvo los últimos tres días. El precio diario mínimo fue 3,48 PTA/kWh el miércoles 1, y el máximo 5,03 PTA/kWh el martes 28.
- En la primera decena de julio se observa una mayor volatilidad en los precios horarios, especialmente el domingo 5, en que el precio oscila entre 2,27 PTA/kWh a las 8 y 9 de la mañana y 6,5 PTA/kWh a las 23 horas. En general, los días con precios medios diarios elevados presentan una mayor volatilidad en los precios horarios.

Mercado de producción	Julio		Acumulado anual
		% s/junio	
Energía (GWh)	14.086	10,3	90.277
Importe (MPTA)	84.882	26,4	512.545
Precio (PTA/kWh)	6,03	14,6	5,68



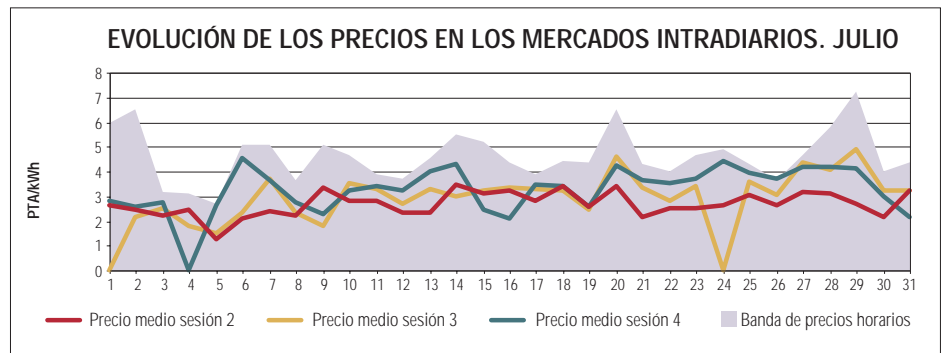
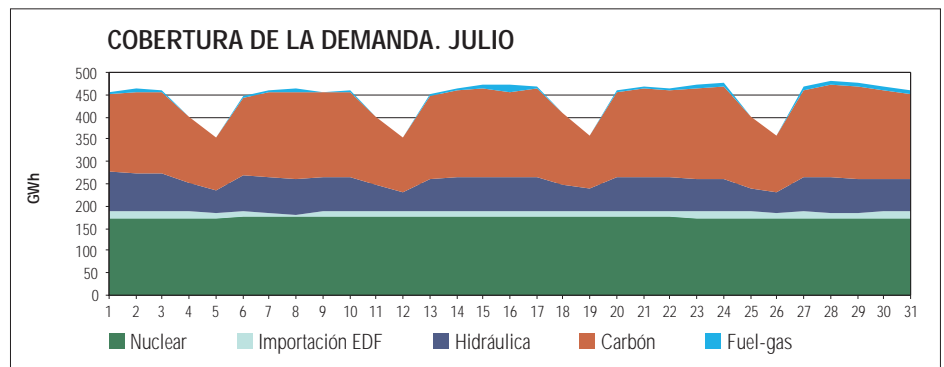
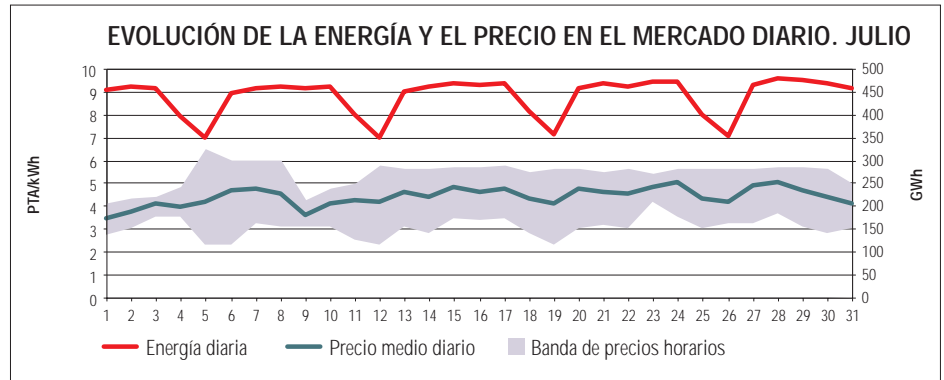
Precio del mercado diario (PTA/kWh)																									
Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
X1	3,62	2,99	2,99	2,77	2,85	2,77	2,99	3,12	3,59	3,47	3,53	3,53	3,77	3,70	3,44	3,59	3,77	3,86	3,89	3,91	3,50	3,35	4,13	3,44	3,48
J2	3,83	3,71	3,17	3,11	2,99	3,05	3,45	3,58	3,58	3,85	4,07	3,81	4,04	4,00	3,94	4,35	4,20	4,09	3,75	3,78	3,45	3,55	3,70	3,29	3,72
V3	3,85	4,07	3,64	3,57	3,50	3,53	3,92	4,37	4,18	4,39	4,42	4,33	4,39	4,27	4,15	4,15	4,15	4,23	4,15	4,15	4,04	4,12	4,30	3,99	4,11
S4	3,70	3,97	4,49	4,49	4,35	3,93	3,54	3,56	3,62	3,72	4,21	4,01	4,30	3,86	3,84	3,91	3,72	3,66	3,79	3,84	3,79	3,61	4,81	3,91	3,95
D5	4,86	5,01	4,67	3,56	2,96	2,96	2,29	2,27	2,27	2,49	3,89	4,49	4,49	4,67	4,67	4,50	4,49	4,32	4,32	4,35	4,50	4,22	6,50	4,91	4,17
L6	4,86	4,44	2,49	2,29	2,29	2,29	3,91	4,33	5,17	5,99	5,39	3,98	4,12	3,78	5,99	5,99	4,50	4,34	4,08	5,99	5,39	5,51	6,01	4,96	4,65
M7	4,16	4,72	3,70	3,37	3,27	3,37	4,04	3,40	5,43	5,89	5,51	4,02	4,35	4,19	5,34	5,51	4,02	4,50	4,25	6,00	5,56	5,89	6,00	5,51	4,73
X8	3,57	4,01	4,00	3,66	3,48	3,56	4,00	3,10	3,42	4,59	4,71	5,50	5,61	5,51	4,35	5,51	5,50	5,51	5,50	5,61	3,67	3,28	5,99	3,67	3,59
J9	3,79	3,83	3,80	3,80	3,80	3,80	3,97	4,27	3,10	3,48	3,49	3,51	3,75	3,43	3,26	3,41	3,53	3,86	3,70	3,75	3,20	3,10	3,73	3,10	4,07
V10	3,58	4,07	4,02	3,94	3,89	3,94	4,49	4,54	3,10	3,95	3,95	4,06	4,52	4,06	4,20	4,12	4,76	4,52	3,98	3,71	4,49	3,96	4,49	3,10	4,07
S11	4,03	4,50	4,71	4,50	4,49	4,15	3,85	2,50	3,83	4,57	5,00	4,43	4,61	4,43	5,00	4,06	4,12	4,06	4,00	4,21	3,46	3,59	5,00	3,98	4,23
D12	4,06	4,46	4,76	4,39	3,69	3,11	3,06	2,29	2,29	3,11	4,02	4,46	4,49	4,52	4,52	4,50	4,50	4,49	4,50	4,50	4,16	4,44	5,75	4,55	4,18
L13	4,50	3,67	3,10	3,07	3,07	3,07	3,79	5,00	3,20	4,53	4,24	5,35	5,51	5,40	5,33	5,60	5,61	5,60	5,50	5,45	4,10	3,57	5,41	3,20	4,59
M14	4,40	4,50	4,20	3,64	3,40	3,40	4,25	3,69	2,82	3,55	3,17	4,21	5,23	5,36	5,31	5,61	5,50	5,38	4,21	5,01	4,03	3,62	5,48	3,62	4,38
X15	4,33	5,00	4,50	3,58	3,48	3,48	5,00	4,06	3,74	4,73	4,93	5,37	5,70	5,23	4,93	5,48	5,48	5,70	5,60	5,61	4,62	4,21	5,22	4,21	4,63
J16	4,20	4,50	3,61	3,58	3,58	3,58	3,53	3,36	3,58	4,92	5,13	5,60	5,61	5,50	4,85	5,50	5,52	5,68	5,52	5,50	4,14	3,50	4,88	3,36	4,83
V17	3,79	3,66	3,95	3,47	3,47	3,47	4,50	3,55	3,76	4,90	4,67	5,75	5,70	5,70	4,77	5,15	5,70	5,71	5,72	5,05	4,84	4,73	5,70	3,76	4,74
S18	5,29	5,44	5,00	4,51	4,50	3,82	3,38	2,82	2,82	4,39	4,24	4,36	4,59	4,43	4,47	4,39	3,57	3,39	3,75	4,47	4,77	4,63	5,29	4,90	4,33
D19	3,92	4,85	4,49	4,44	3,72	3,31	3,13	3,13	2,29	2,29	3,30	4,44	4,44	4,48	4,64	4,48	4,05	3,65	4,05	4,64	4,64	4,44	5,60	5,14	4,13
L20	4,50	3,42	3,09	3,09	3,09	3,02	4,40	4,61	4,91	5,50	5,50	5,52	5,60	5,41	4,42	4,42	5,38	5,48	5,38	4,86	5,04	4,63	5,56	5,70	4,74
M21	3,61	4,46	3,64	3,31	3,15	3,15	4,50	4,96	5,07	4,99	5,14	5,37	5,49	4,62	4,32	4,40	4,77	5,49	5,37	4,47	4,44	4,07	4,93	4,17	4,57
X22	3,54	4,50	3,40	3,02	3,02	3,02	4,24	4,38	4,91	4,91	5,28	5,52	5,59	5,15	4,89	4,89	5,15	5,38	5,15	4,89	4,39	3,14	4,39	3,14	4,50
J23	4,96	4,50	4,50	4,43	4,20	4,20	4,50	4,81	4,38	4,38	4,49	5,12	5,26	5,12	4,84	4,64	4,75	5,26	4,99	5,11	5,01	5,01	5,36	4,95	4,81
V24	3,70	4,50	4,40	3,93	3,50	3,87	4,50	5,00	5,19	5,16	5,21	5,49	5,61	5,59	5,31	5,31	5,49	5,61	5,47	5,28	5,12	5,06	5,36	5,12	5,03
S25	4,14	4,04	5,11	4,51	4,51	4,28	4,08	3,01	3,45	3,48	3,02	3,99	4,49	4,16	4,59	4,45	4,34	4,83	5,00	4,14	4,04	5,64	5,49	4,94	4,34
D26	3,43	3,21	4,00	3,91	3,51	3,41	3,41	3,32	3,32	3,44	4,10	3,31	4,01	4,24	4,30	4,45	4,62	4,73	4,68	4,51	4,48	5,00	5,62	5,50	4,16
L27	4,44	3,92	3,38	3,38	3,27	3,27	3,60	5,00	3,36	3,88	4,95	5,63	5,64	5,63	5,32	5,52	5,63	5,64	5,62	5,63	4,73	5,13	5,38	4,88	4,92
M28	4,76	4,48	4,40	4,11	3,71	4,29	4,50	4,95	3,68	3,91	5,45	5,62	5,65	5,64	5,45	5,64	5,68	5,69	5,63	5,63	4,73	4,73	5,62	4,99	5,03
X29	3,90	4,29	3,38	3,10	3,10	3,10	4,50	4,78	3,14	3,36	4,50	5,50	5,63	5,63	5,10	5,63	5,64	5,68	5,63	5,61	5,08	4,44	4,70	3,98	4,67
J30	4,08	4,29	4,00	3,41	3,41	3,41	4,32	2,82	3,14	5,06	5,22	5,12	5,51	5,14	5,09	5,21	5,36	5,62	4,87	4,40	3,25	3,36	4,20	2,82	4,39
V31	4,50	4,44	4,25	3,40	3,40	3,32	4,28	4,50	3,02	3,02	4,77	4,56	4,62	4,45	4,50	4,50	4,95	4,75	4,56	4,69	3,14	3,14	4,05	3,02	4,11
Media	4,12	4,25	3,98	3,66	3,51	3,46	3,97	3,91	3,72	4,30	4,54	4,75	4,95	4,78	4,70	4,84	4,84	4,93	4,77	4,83	4,34	4,21	5,11	4,12	4,41

Minimo: 2,27      Precios de 2,27 a 3,68      Precios de 3,68 a 5,09      Precios de 5,09 a 6,50      Máximo: 6,50

- La energía negociada en julio ha seguido una tendencia claramente creciente. En torno a 470 GWh/día los laborables, 400 GWh/día los sábados y 350 GWh/día los domingos.
- El gráfico adjunto relativo a la cobertura de la demanda diaria muestra un funcionamiento prácticamente constante de las centrales nucleares y de las importaciones de electricidad, así como la fuerte modulación semanal que llevan a cabo las centrales hidráulicas y de carbón.
- En general, los precios marginales han sido fijados por centrales térmicas, salvo durante algunas pocas horas nocturnas, en las que el contrato con EDF ha marcado el precio marginal, y durante un número mayor de horas diurnas, en las que lo han hecho las centrales hidráulicas.

### Mercados intradiarios

- La facturación total ha ascendido a 864 MPTA, casi un 28% más que en el mes anterior, con un precio medio ponderado de 2,96 PTA/kWh, muy inferior al precio medio en el mercado diario, confirmando la mayor participación de agentes vendedores.
- La energía negociada ha alcanzado 292 GWh, el 2,1% de la energía del mercado diario y un 12% más que en junio. El 37,8% de dicha energía se ha traducido en un aumento neto de la producción, mientras que el resto ha respondido al deseo de los agentes de reequilibrar sus programas de producción o demanda previamente fijados.
- Al ser el precio medio de la producción neta aportada a través de los mercados intradiarios inferior al precio en el mercado diario, la repercusión económica de los mercados intradiarios sobre el conjunto del mercado de producción supone un ahorro de 136 MTA, -0,01 PTA/kWh.
- En julio se ha ampliado el número de sesiones del mercado intradiario a cuatro, la primera de las cuales, por el momento, está pendiente de desarrollo. Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 7,0, 1,4 y 1,2 GWh, en promedio. La principal explicación radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 24, 12 y 9 horas, respectivamente.
- El valor máximo de contratación se registró en la segunda sesión del mercado intradiario correspondiente al miércoles 1, con 17 GWh y 46



MPTA, mientras que el mínimo de 0 MWh se corresponde con la cuarta sesión del mercado intradiario del martes 28 en la que no se negoció nada.

### Otros mercados

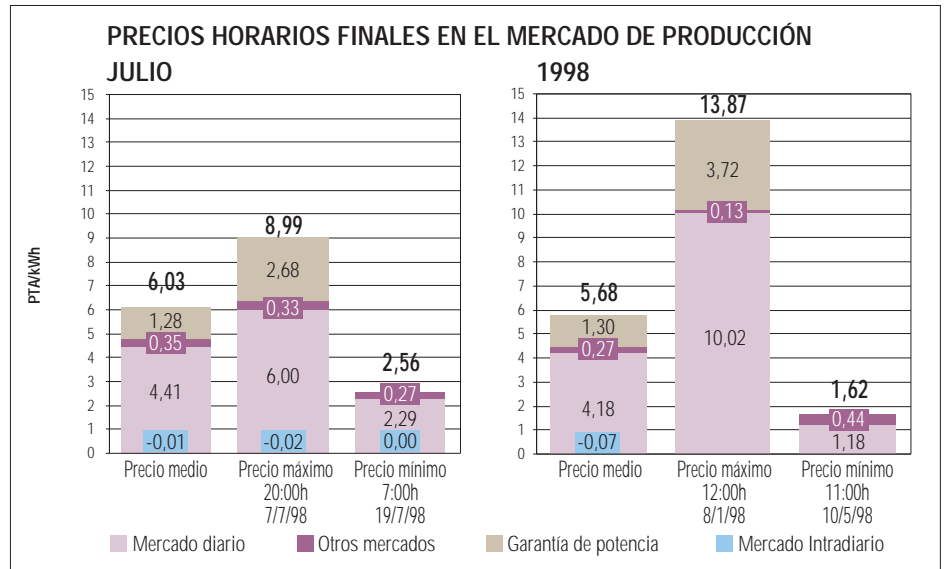
- La repercusión económica neta del conjunto de conceptos englobados bajo el término "Otros mercados" ha alcanzado un importe de 4.920 MPTA, que en términos unitarios supone 0,35 PTA/kWh, un 5,8% del precio medio del mercado de producción. Ambos valores son los más importantes alcanzados desde el inicio del mercado y, respecto del mes anterior, suponen un importante aumento: 81,7% y 64,6%, respectivamente.

La repercusión por conceptos es la siguiente:

- Restricciones técnicas: las elevadas temperaturas registradas en julio y las estrategias de oferta adoptadas por los agentes en el mercado diario han provocado un significativo aumento de las restricciones, afectando a las zonas sur, catalana y centro levante. La energía desplazada se ha elevado a 368 GWh, un 46% superior a la de junio y un 2,7% de la energía total, con un sobrecoste de 1.452 MPTA, 0,10 PTA/kWh. Las ofertas para la resolución de las restricciones han oscilado entre 16,22 y 5,75 PTA/kWh.
- Regulación: tanto el mecanismo de asignación de regulación secundaria como los de utilización de la energía de regulación han registra-

do importantes aumentos tanto en las necesidades como en la valoración de éstas. La energía de regulación ha sido 124 GWh y la repercusión económica total ha significado un sobrecoste de 3.858 MPTA, es decir 0,27 PTA/kWh, dos veces más que en junio.

- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto un aumento de la producción en 189 MWh con un precio medio inferior al del mercado diario, lo que ha permitido un ahorro neto de 300 MPTA, es decir -0,02 PTA/kWh. En junio, la energía fue 77 MWh, con un coste similar al del mercado diario.
- Contratos internacionales de REE: la incorporación en el mercado de los contratos internacionales suscritos por REE ha supuesto un ahorro neto de 95 MPTA, al tener un coste inferior en 0,007 PTA/kWh respecto del precio medio en el mercado diario.



estrechamiento de la banda de sobrecostes horarios.

también lo hacen los precios. Hay que señalar, sin embargo, que en julio la hora de mayor demanda media se ha situado a las 13 horas mientras que la hora con el mayor precio medio, 7,56 PTA/kWh, ha sido la 23. Entre 2 y 8 de la madrugada los precios medios se han situado en el entorno de las 4 PTA/kWh, mientras que entre las 12 y las 20 horas los precios se han aproximado o superado las 7 PTA/kWh.

### Garantía de potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia ha sido de 17.972 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario de 1,28 PTA/kWh, calculado sobre la energía total del mercado, valor similar al del mes anterior y que supone el 21,2% del precio medio del mercado.
- El importe medio repercutido sobre cada una de las 393 horas de máxima demanda del mes de julio ha sido 2,17 PTA/kWh, habiendo oscilado entre 2,68 y 1,35 PTA/kWh. Respecto del mes anterior, estos valores muestran un

### Precios finales

- El precio horario final máximo ha sido 8,99 PTA/kWh a las 20h del martes 7 y el mínimo 2,56 PTA/kWh a las 9h del domingo 19. La relación entre el máximo y el mínimo es de 3,5 veces. Ambos valores extremos se encuentran muy alejados de los correspondientes máximos y mínimos históricos.
- El gráfico de valores horarios del día medio permite apreciar la estrecha relación existente entre precio y demanda de tal modo que, en las horas de baja demanda, los precios son relativamente bajos y en las horas en que aumenta la demanda,

Restricciones técnicas: Cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad previstas.

Regulación: Adjudicación de regulación secundaria, utilización de energía secundaria y terciaria, resolución de emergencias en tiempo real y diferencias entre programa y medidas.

Gestión de desvíos: Gestión de desvíos y ajustes recogidos en el programa definitivo y en los subsiguientes programas.

### Precio horario final medio de julio (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	3,97	3,37	3,32	3,01	3,10	3,04	3,37	3,38	5,42	5,49	5,47	5,46	5,90	5,74	5,36	5,44	5,74	5,91	5,98	6,04	5,39	5,13	6,36	5,30	4,97	
J2	4,13	4,01	3,55	3,43	3,25	3,28	3,68	3,86	5,68	6,27	6,30	5,95	6,28	6,30	6,13	6,67	6,47	6,31	5,86	5,84	5,34	5,46	5,74	5,09	5,33	
V3	4,06	4,36	3,92	3,80	3,73	3,76	4,15	4,66	6,54	6,75	6,74	6,49	6,51	6,37	6,24	6,18	6,24	6,39	6,31	6,33	6,22	6,38	6,49	4,26	5,66	
S4	3,92	4,26	4,71	4,67	4,52	4,17	3,81	3,89	4,16	4,10	4,49	6,10	6,54	4,15	4,19	4,19	3,98	3,90	4,11	4,17	4,10	3,96	5,10	4,30	4,42	
D5	5,21	5,53	5,05	3,92	3,40	3,44	2,82	2,81	2,73	2,95	4,31	4,79	4,80	4,97	5,00	4,85	4,84	4,70	4,61	4,67	4,85	4,64	6,82	5,30	4,54	
L6	5,16	4,73	2,89	2,60	2,59	2,60	4,23	4,65	7,88	8,95	7,95	6,06	6,41	5,89	8,79	8,79	6,82	6,62	6,25	8,87	8,04	8,16	8,85	7,48	6,59	
M7	4,44	4,98	3,99	3,50	3,41	3,60	4,28	3,73	8,14	8,70	8,21	6,20	6,64	6,53	7,99	8,25	6,19	6,85	6,50	8,99	8,32	8,73	8,76	8,06	6,85	
X8	3,86	4,24	4,16	3,82	3,65	3,75	4,24	3,46	5,29	6,93	7,26	8,25	8,47	8,29	6,62	8,35	8,28	8,30	8,39	8,53	5,72	5,09	8,85	3,96	6,37	
J9	4,19	4,09	4,08	4,05	4,02	4,04	4,21	4,59	4,82	5,28	5,30	5,37	5,79	5,33	5,00	5,33	5,50	5,97	5,78	5,81	4,93	4,79	5,70	4,77	5,02	
V10	3,84	4,33	4,30	4,20	4,16	4,24	4,82	4,94	4,89	6,01	6,10	6,31	6,93	6,34	6,49	6,33	7,27	6,95	6,21	5,81	6,81	6,07	6,79	4,88	5,74	
S11	4,24	4,73	4,92	4,69	4,69	4,43	4,17	2,93	4,11	4,89	7,46	6,70	6,98	6,73	5,26	4,32	4,40	4,32	4,26	4,50	3,77	3,90	7,54	4,34	4,99	
D12	4,43	4,89	5,31	4,81	4,09	3,48	3,47	2,73	2,75	3,51	4,33	4,87	4,78	4,84	4,79	4,80	4,79	4,77	4,77	4,80	4,44	4,80	8,50	4,85	4,64	
L13	4,77	3,99	3,42	3,37	3,37	3,37	4,08	5,28	5,10	6,99	6,53	8,12	8,41	8,13	7,99	8,38	8,45	8,35	8,21	8,15	6,21	5,55	8,09	5,03	6,53	
M14	4,65	4,86	4,50	3,97	3,74	3,70	4,56	4,11	4,69	5,72	5,18	6,63	8,18	8,48	8,63	8,49	8,25	8,09	6,60	7,73	6,50	5,68	8,21	5,73	6,30	
X15	4,81	5,56	4,83	3,90	3,79	3,77	5,26	4,54	6,01	7,45	7,62	8,35	8,74	8,12	7,72	8,38	8,40	8,65	8,50	8,58	7,19	6,59	7,91	6,62	6,91	
J16	4,51	4,73	3,91	3,81	3,80	3,84	3,91	3,88	5,83	7,72	8,08	8,69	8,65	8,60	7,58	8,44	8,39	8,65	8,57	8,50	6,60	5,45	7,54	5,46	6,67	
V17	3,87	3,84	4,14	3,68	3,64	3,65	4,79	3,89	6,09	7,38	6,98	8,44	8,39	8,43	7,21	7,77	8,60	8,47	8,46	7,56	7,28	7,09	8,68	6,10	6,66	
S18	7,47	5,45	5,13	4,66	4,64	4,08	3,71	3,23	3,27	4,56	6,49	6,43	6,88	6,49	6,63	4,58	3,83	3,59	3,91	4,64	4,92	4,80	7,74	5,17	5,17	
D19	4,17	5,40	4,95	5,05	4,26	3,59	3,43	3,48	2,56	2,67	3,69	4,74	4,55	4,64	4,79	4,67	4,27	3,91	4,33	4,87	4,86	4,86	8,36	5,50	4,56	
L20	4,76	3,76	3,50	3,46	3,47	3,36	4,76	4,77	7,83	8,35	8,27	8,31	8,45	8,12	6,68	6,63	8,12	8,34	8,22	7,44	7,64	6,96	8,16	6,14	6,79	
M21	3,98	4,96	3,98	3,67	3,50	3,54	4,92	5,49	8,03	7,76	7,82	8,02	8,17	6,99	6,49	6,61	7,16	8,26	8,03	6,81	7,11	6,55	7,62	6,72	6,53	
X22	5,36	4,65	3,57	3,23	3,15	3,21	4,45	4,65	7,47	7,37	8,03	8,37	8,39	7,74	7,33	7,37	7,75	8,08	7,74	7,32	6,61	4,97	6,68	4,81	6,39	
J23	7,49	4,82	4,80	4,72	4,47	4,53	5,22	5,13	6,90	6,96	7,16	7,94	8,20	7,96	7,67	7,54	7,44	7,95	7,74	7,75	7,73	7,64	8,17	7,46	6,96	
V24	5,98	4,96	4,75	4,22	3,68	4,18	4,91	5,35	7,80	7,97	8,02	8,36	8,54	8,54	8,16	8,05	8,47	8,71	8,43	8,18	7,99	8,03	8,13	7,74	7,24	
S25	6,40	4,42	5,33	4,76	4,78	4,57	4,54	3,50	3,82	3,88	3,42	6,41	6,92	6,71	5,14	4,94	4,76	5,34	5,44	4,52	4,38	5,90	8,24	5,72	5,23	
D26	3,81	3,77	4,45	4,34	4,18	4,03	3,99	3,92	3,70	3,82	4,65	3,69	4,34	4,59	4,69	4,75	5,01	5,00	5,05	4,78	4,77	5,59	8,40	5,87	4,69	
L27	4,95	4,33	3,80	3,77	3,72	3,73	4,35	5,60	5,43	7,52	7,58	8,54	8,61	8,65	8,16	8,44	8,64	8,62	8,63	8,69	8,36	7,88	8,24	7,70	7,11	
M28	4,95	4,75	4,67	4,31	3,92	4,45	4,75	5,32	5,63	6,04	8,31	8,54	8,50	8,46	8,20	8,50	8,50	8,52	8,43	8,48	8,48	7,17	7,15	8,29	7,56	7,00
X29	6,21	4,72	3,91	3,44	3,39	3,46	4,93	5,28	5,17	5,33	6,98	8,31	8,48	8,51	7,78	8,52	8,49	8,59	8,49	8,53	7,78	6,89	7,21	6,10	6,73	
J30	7,15	4,89	4,68	3,83	3,70	3,79	4,67	3,31	5,16	7,80	7,96	7,76	8,37	8,12	7,88	7,97	8,14	8,52	7,58	7,00	5,36	5,41	6,59	4,51	6,45	
V31	7,01	4,91	4,66	3,72	3,73	3,62	4,63	4,92	5,00	4,88	7,49	7,06	7,12	6,88	7,00	7,10	7,63	7,35	7,14	8,03	5,18	5,05	6,39	3,66	5,97	
Media	4,99	4,59	4,30	3,95	3,79	3,76	4,32	4,29	5,56	6,30	6,72	7,07	7,36	7,08	6,81	6,94	6,98	7,10	6,90	6,99	6,27	6,03	7,56	5,71	6,03	

Minimo: 2,56      Precios de 2,56 a 4,70      Precios de 4,70 a 6,84      Precios de 6,84 a 8,99      Máximo: 8,99

## 4. RED DE TRANSPORTE

- La calidad del servicio de la red de transporte, la cual une los centros de producción con la red de distribución o los clientes finales, 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 julio se han registrado un total de 4 cortes de mercado, 2 de ellos en la zona de Madrid que originaron una pérdida de mercado de 49,67 MWh y otros 2 cortes en la zona catalana que produjeron una pérdida de mercado de 0,7 MWh
- Debido a que los valores de ENS son de un orden de magnitud muy inferior al de la demanda bruta, la comparación entre ambas cifras se realiza en términos del Tiempo de interrupción medio (TIM), magnitud que indica el número equivalente de minutos que, agregadas las distintas interrupciones de suministro producidas durante un año, ha estado interrumpido el suministro como consecuencia de incidencias iniciadas en la red de transporte.
- En los últimos 12 meses el valor del TIM ha sido de 2,417 minutos, cuyo origen principal han sido los siete cortes de mercado que se produjeron en noviembre del pasado año, por un valor total de ENS que superó ligeramente los 600 MWh.
- La tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de julio ha sido del 2,5%, valor que sitúa la indisponibilidad acumulada durante 1998 en el 1,7%.
- La capacidad comercial de intercambio entre países 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. Los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos han sido consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países. Estos valores están sujetos a actualización periódica.

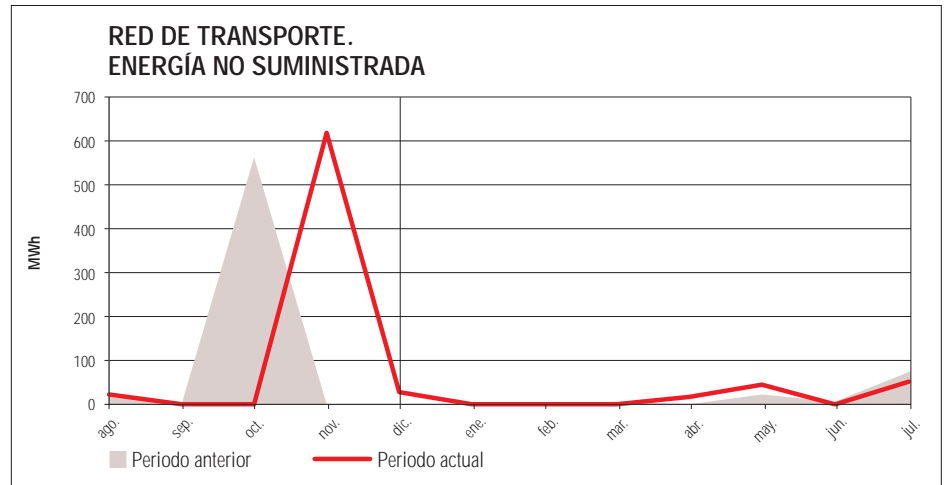
**Energía No Suministrada (ENS)**, mide la energía no entregada al sistema (MWh) por interrupciones del servicio acaecidas en la red de 400 y 220 kV (RdT) del sistema eléctrico Peninsular.

**Tiempo de Interrupción Medio (TIM)**, se define como la relación entre la ENS y la potencia media del sistema. Se expresa en minutos.

$TIM = 8760 \times 60 \times ENS/DA$

DA= demanda anual (últimos 12 meses) del sistema en MWh.

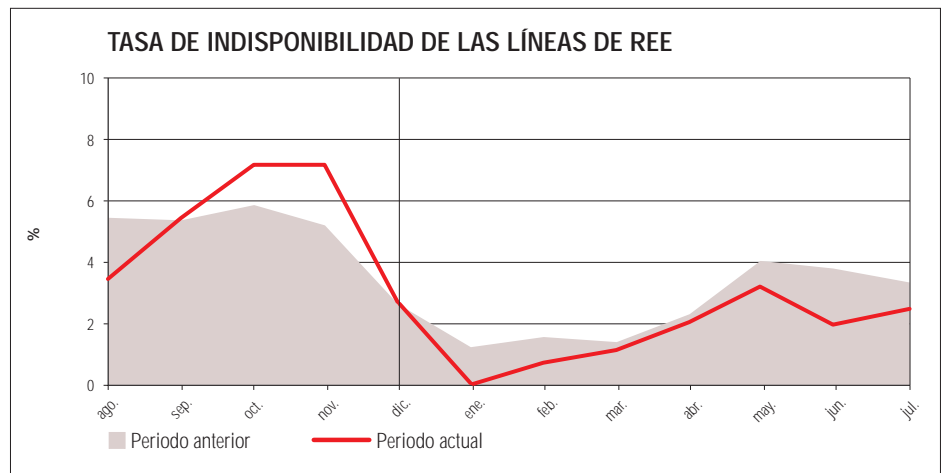
**Tasa de indisponibilidad de las líneas** indica el porcentaje de tiempo total durante el que éstas no han estado disponibles para el servicio.



### Red de transporte

#### Calidad del servicio

	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	50,4	109,7	777,5
Tiempo interrupción medio (min)	-	-	2,417



### Red de transporte de REE

#### Tasa de indisponibilidad

	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,6	-71,8	1,0	-28,6	0,9	-34,8
Indisponibilidades fortuitas	1,8	42,3	0,7	-30,7	2,2	6,6
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,1	503,9	0,0	12,5	0,0	49,2
<b>Total</b>	<b>2,5</b>	<b>-24,6</b>	<b>1,7</b>	<b>-28,9</b>	<b>3,1</b>	<b>-8,9</b>

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

### Interconexiones internacionales

#### Capacidad comercial (MW)

	Julio	
	Importación	Exportación
Francia	550	550
Marruecos	300	300
Portugal	550	600

## 5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

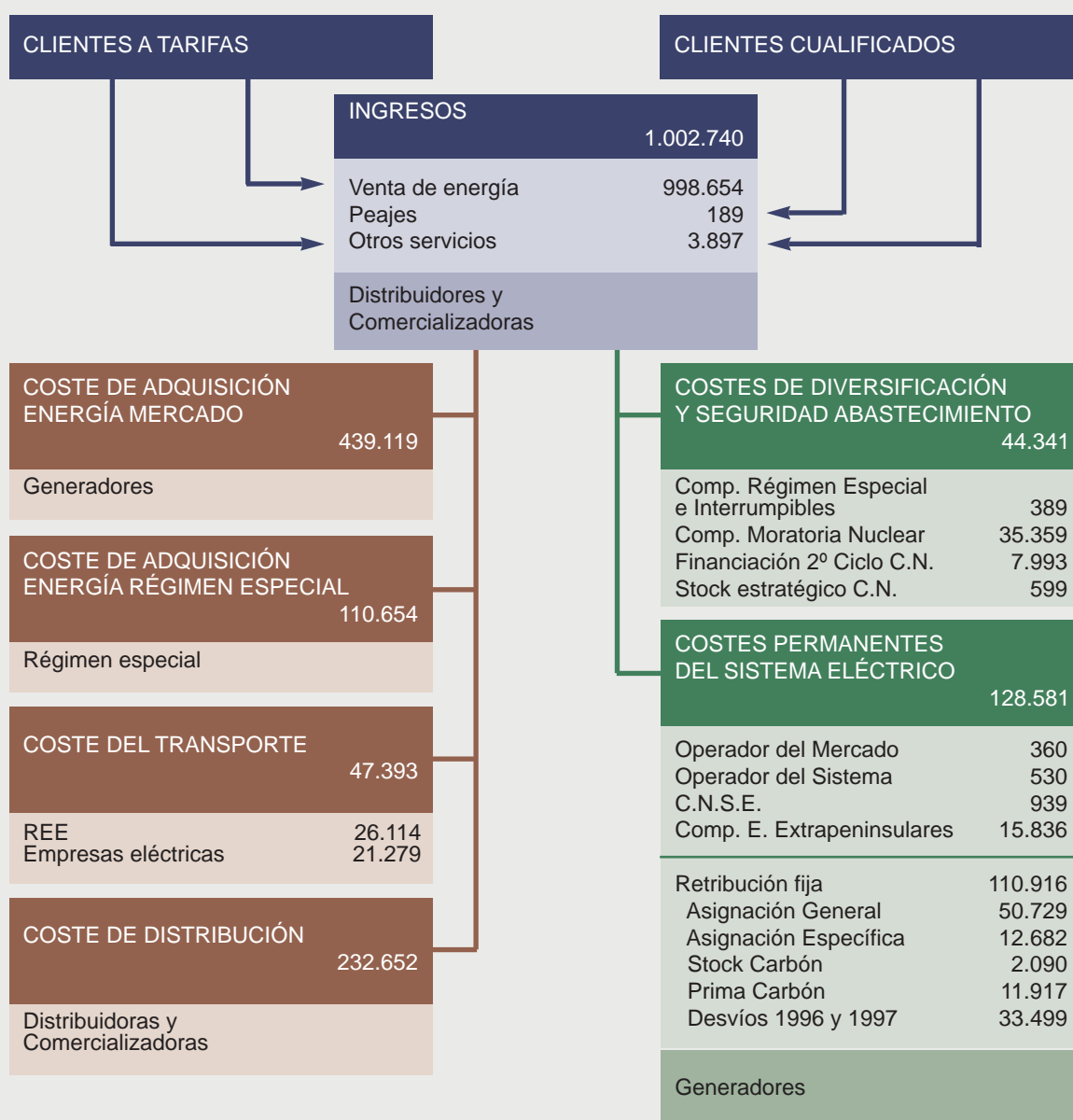
### INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos liquidables en el período enero-julio ascendieron a 1.002.740 MPTA, de los cuales 998.654 MPTA correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, 3.897 MPTA a otros ingresos (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y 189 MPTA a peajes. De la cifra anterior el 17%, 172.922 MPTA, ha ido a cubrir los costes permanentes del sistema. Entre estos últimos se encuentran 110.916 MPTA de retribución fija.
- La retribución fija recaudada durante el período enero-julio supone un 54% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1998.
- Los costes de transporte y distribución liquidados en el período enero-julio representan un 4,7% y un 23% respectivamente sobre el total de ingresos liquidables.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reco-

nocido a los distribuidores, a efecto de la liquidación del período enero-julio, ha sido de 439.119 MPTA, correspondientes a una energía estándar en barras en barras central de 76.754 Gwh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, generándose provisionalmente un incentivo negativo para las empresas distribuidoras de 4.665 MPTA.

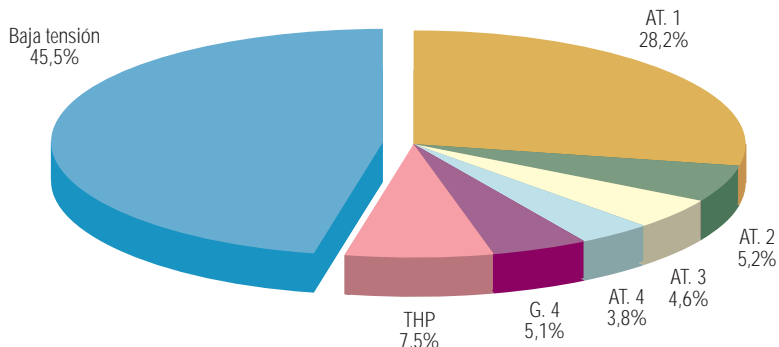
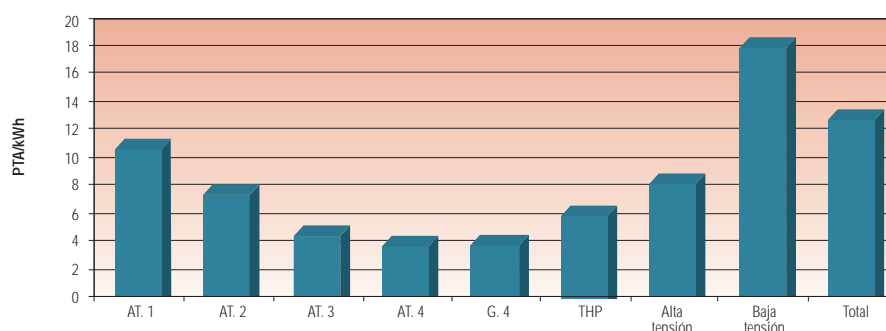
### LIQUIDACIÓN DE INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Enero - Julio 1998

(Millones de pesetas)

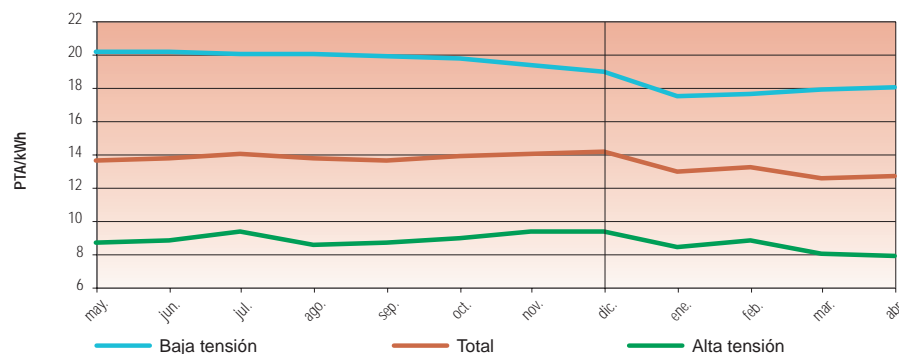


## CONSUMO FACTURADO(\*)

- El consumo de energía eléctrica en el sistema peninsular durante el mes de abril de 1998 se elevó a 12.238 GWh, lo que supone un incremento del 5,4% respecto al mismo mes de 1997. Este incremento es consecuencia del fuerte crecimiento de los consumos en baja tensión, un 9,1%, explicado tanto por el efecto de las vacaciones de Semana Santa como por las temperaturas más bajas registradas respecto a abril de 1997. Asimismo, los consumos en alta tensión se han incrementado en un 2,4%, a pesar de la menor laboralidad del mes de abril de este año como consecuencia de la Semana Santa, ratificando de esta forma la línea de crecimiento económico que se está produciendo durante el año 1998.
- En términos acumulados, en el periodo enero-abril el consumo de energía eléctrica en el sistema peninsular ha sido de 50.991 GWh, un 6,9% superior al del mismo periodo de 1997, mientras que en los últimos doce meses se consumieron 149.810 GWh, con un crecimiento del 5,9%. Estos incrementos son explicados casi en su totalidad por la buena marcha de la economía, ya que el efecto conjunto de laboralidad y temperatura para ambos periodos es casi nulo.
- El precio medio de la energía consumida en el periodo enero-abril ha sido de 12,80 PTA./kWh, lo que supone una reducción del 9,2% respecto al mismo periodo de 1997. Este descenso es consecuencia de la aplicación de las nuevas tarifas de 1998, que en promedio se han reducido en un 8,32%. La reducción efectiva de

SISTEMA PENINSULAR  
ENERGÍA FACTURADA POR TIPO DE TARIFA. ABRIL 1998SISTEMA PENINSULAR  
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. ABRIL 1998

SISTEMA PENINSULAR. TARIFAS MEDIAS



## Datos de facturación

## Consumo

	Abril				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)	3.452	0,9	10,38	-9,0	13.962	4,7	10,51	-9,4	43.021	4,6	11,24	-6,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	658	-9,7	7,37	-9,7	2.593	-6,0	7,66	-11,0	8.263	-4,1	8,18	-7,5
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	558	3,9	4,52	-17,1	2.034	11,1	5,12	-14,7	6.102	4,8	5,57	-8,4
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	461	-11,0	3,56	-6,2	1.779	5,9	4,08	-6,4	5.584	8,9	4,10	-5,2
G.4 (Grandes consumidores)	630	1,4	3,66	-6,6	2.495	1,2	3,68	-5,1	7.579	1,7	3,79	-1,5
Tarifa horaria de potencia	915	31,8	5,87	-10,8	3.623	32,8	6,89	-5,8	9.730	38,7	6,45	-4,9
<b>Alta tensión</b>	<b>6.674</b>	<b>2,4</b>	<b>7,87</b>	<b>-9,8</b>	<b>26.485</b>	<b>6,8</b>	<b>8,25</b>	<b>-9,6</b>	<b>80.280</b>	<b>6,8</b>	<b>8,71</b>	<b>-6,8</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>5.564</b>	<b>9,1</b>	<b>18,09</b>	<b>-9,6</b>	<b>24.506</b>	<b>7,0</b>	<b>17,71</b>	<b>-9,0</b>	<b>69.530</b>	<b>4,8</b>	<b>19,02</b>	<b>-5,0</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>12.238</b>	<b>5,4</b>	<b>12,52</b>	<b>-8,5</b>	<b>50.991</b>	<b>6,9</b>	<b>12,80</b>	<b>-9,2</b>	<b>149.810</b>	<b>5,9</b>	<b>13,50</b>	<b>-6,0</b>

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

tarifas ha sido sin embargo del 3,63%, ya que hay que tener en cuenta el efecto del impuesto sobre la electricidad que encarece el precio final de la misma

- La distribución por tarifas de este descenso se traduce en un descenso medio de las tarifas de media y alta tensión del 9,6%, frente a un 9,0% de descenso en las de baja tensión.
- El número total de clientes en el mes de abril ascendió a 19,5 millones, lo que supone un crecimiento del 2,2% respecto a abril del año anterior. Del total de clientes, poco más de 59.000 son de media y alta tensión, aunque este grupo de clientes está creciendo a buen ritmo y en el mes de abril su número es un 4,9% mayor al que había en el mismo mes del año anterior.
- La potencia facturada en el mes de

**Datos de facturación**

	Abril			
	Clientes		Potencia	
	Número	Δ%	MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	58.153	4,9	13.735	4,3
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	870	1,8	1.926	-5,3
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	101	2,0	1.004	4,3
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	25	-7,4	633	10,4
G.4 (Grandes consumidores)	5	0,0	887	1,1
Tarifa horaria de potencia	110	61,8	1.895	34,3
<b>Alta tensión</b>	<b>59.264</b>	<b>4,9</b>	<b>20.080</b>	<b>5,6</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>19.449.263</b>	<b>2,2</b>	<b>87.910</b>	<b>3,0</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.508.527</b>	<b>2,2</b>	<b>107.991</b>	<b>3,5</b>

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

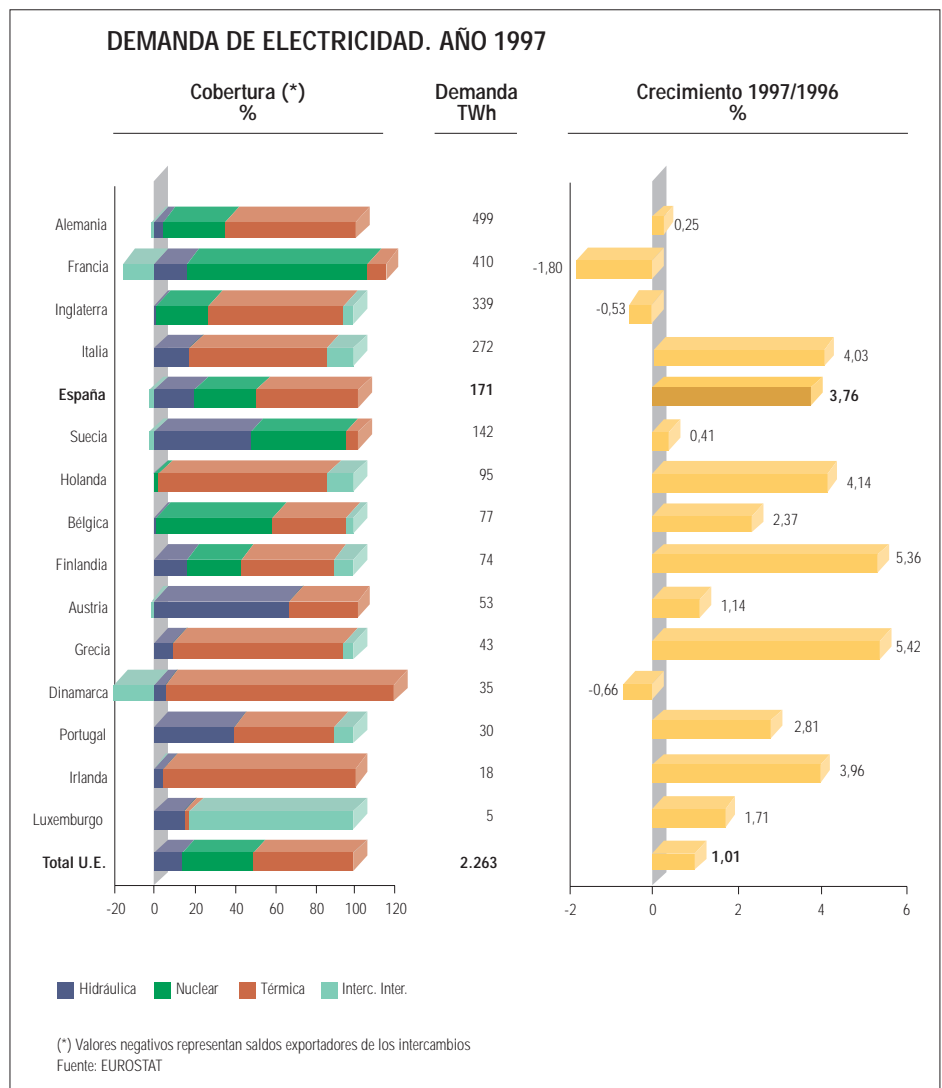
abril ha ascendido a 107.991 MW, un 3,5% más que en abril de 1997. La potencia facturada en media y alta tensión fue de 20.080 MW, lo que representa un incremento del 5,6% respecto al mismo mes de 1997.

(\*) Debido al desfase entre consumo y facturación de energía, únicamente se dispone de datos completos de los consumos realizados en el mes de abril.

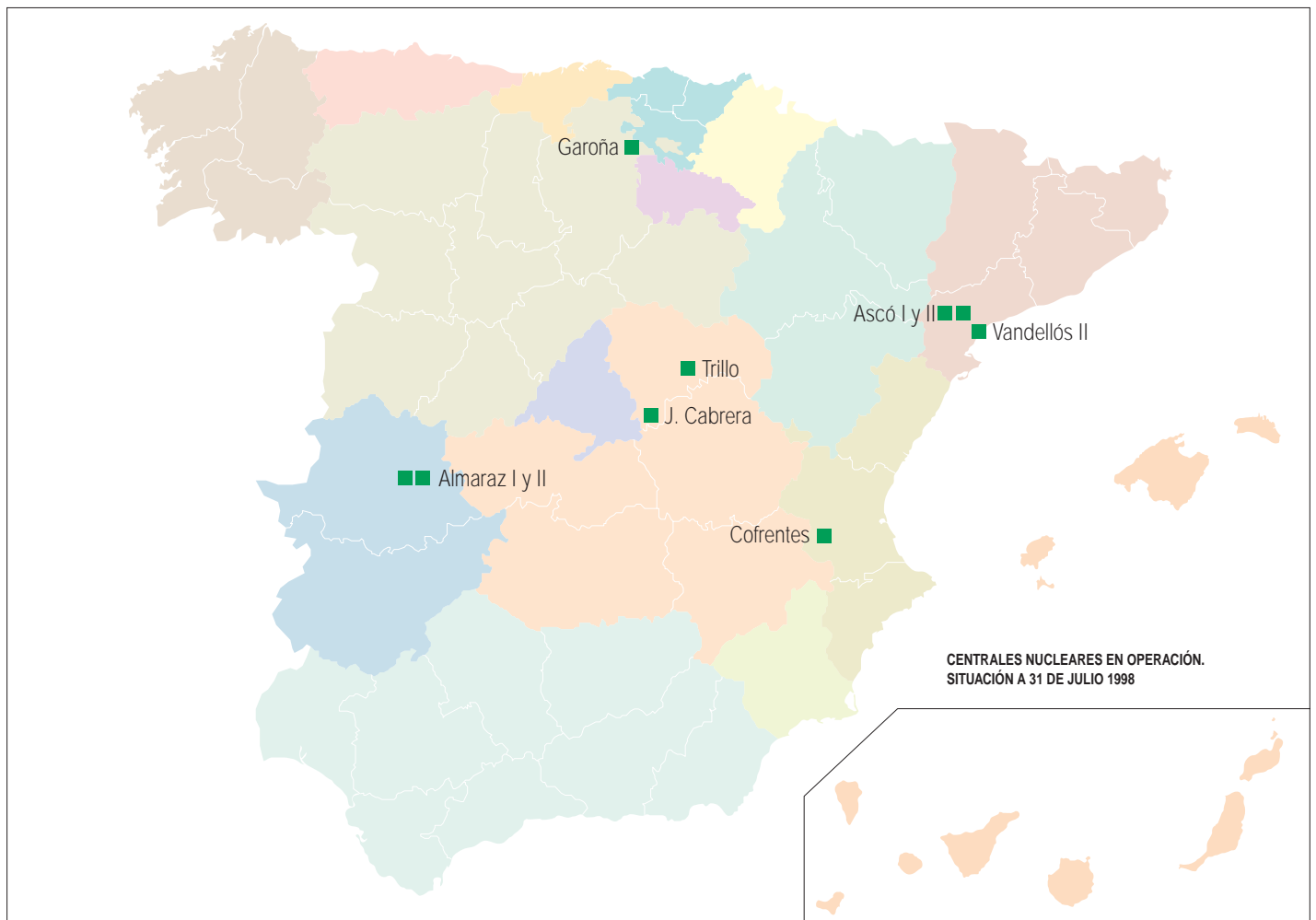
## 6. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

### DEMANDA DE ELECTRICIDAD

- La demanda bruta de energía eléctrica del conjunto de los países pertenecientes a la Unión Europea en el año 1997 fue de 2.263 TWh, lo que representa un incremento del 1,0% respecto al año 1996. Esta demanda ha sido cubierta en un 50,2% por la producción procedente de centrales térmicas, en un 35,5% por producción de origen nuclear y en un 14,0% por producción hidráulica. La cobertura de la demanda por países es bastante heterogénea, debido a las diferencias en los recursos energéticos disponibles y en las políticas energéticas adoptadas por cada país.
- La demanda de energía eléctrica de España en 1997 fue de 171 TWh, la 5ª mayor de la Unión Europea, con un incremento del 3,8% respecto al año 1996. La cobertura de esta demanda ha sido similar a la del conjunto de la Unión Europea, con un 50,3% procedente de centrales térmicas, un 30,7% de centrales nucleares y un 20,8% de centrales hidráulicas.
- Todos los países de la Unión Europea, con excepción de Inglaterra, Francia y Dinamarca, han incrementado su demanda durante el año 1997, poniendo de manifiesto el buen comportamiento de la economía de la Unión Europea durante dicho año.



Centrales Nucleares en operación	Emplazamiento	Propiedad	Potencia	Tipo	Año de entrada en servicio
		%	MW		
José Cabrera	Almonacid de Zorita (GUADALAJARA)	Unión Eléctrica Fenosa, S.A. (100)	160,0	P.W.R.	1968
Sta. M <sup>a</sup> de Garoña	Sta. María de Garona (BURGOS)	NUCLEONOR, S.A.: Iberdrola, S.A. (50) ENDESA (50)	466,0	B.W.R.	1971
Almaraz I	Almaraz (CACERES)	Iberdrola, S.A. (52,69) Compañía Sevillana de Electricidad, S.A. (36,02) Unión Eléctrica Fenosa, S.A. (11,29)	973,5	P.W.R.	1981
Ascó I	Ascó (TARRAGONA)	Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A. (60) ENDESA (40)	973,0	P.W.R.	1983
Almaraz II	Almaraz (CACERES)	Iberdrola, S.A. (52,69) Compañía Sevillana de Electricidad, S.A. (36,02) Unión Eléctrica Fenosa, S.A. (11,29)	982,6	P.W.R.	1983
Cofrentes	Cofrentes (VALENCIA)	Iberdrola, S.A. (100)	1.025,4	B.W.R.	1984
Ascó II	Ascó (TARRAGONA)	Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A. (45) ENDESA (40) Iberdrola, S.A. (15)	976,2	P.W.R.	1985
Vandellós II	Vandellós i Hospitalet del Infant (TARRAGONA)	ENDESA (72) Iberdrola, S.A. (28)	1.009,0	P.W.R.	1987
Trillo I	Trillo (GUADALAJARA)	Iberdrola, S.A. (49) Unión Eléctrica Fenosa, S.A. (34,5) Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (15,5) ENDESA (1)	1.066,0	P.W.R.	1988
<b>Total</b>			<b>7.631,8</b>		





Ministerio de Industria  
y Energía

---

**Miner**

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid  
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41

**REE**  
RED ELECTRICA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177.  
La Moraleja. 28109 Madrid. <http://www.ree.es>