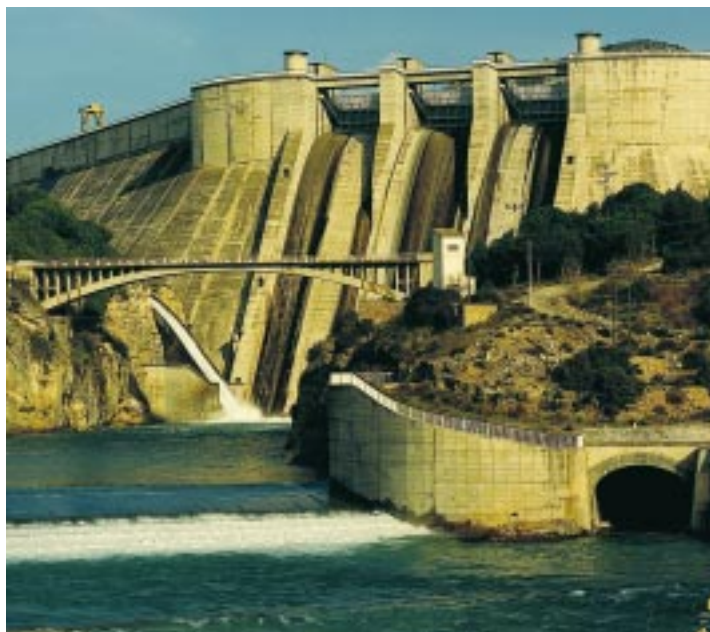


ENERGÍA ELÉCTRICA

JULIO 1999. Nº 14



Ministerio de Industria
y Energía

Miner



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– 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 a tarifa regulada	
6. La energía eléctrica en la Unión Europea	16
• Distribución por países del consumo de energía eléctrica. 1998	
Anexo	
• Sistema Peninsular. Utilización de combustibles en centrales térmicas convencionales 1990-1999	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central hidroeléctrica El Grado 1
Central térmica Sabón

Fecha de redacción: 5 de octubre de 1999

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación disponible en Internet:

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

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En el mes de julio se ha registrado un nuevo récord histórico de consumo de energía eléctrica mensual, al alcanzarse una demanda de 16.387 GWh, un 1,7% superior al anterior récord del pasado mes de enero. Por segundo año consecutivo se produce un máximo histórico en un mes de julio, dato que refleja el importante incremento del consumo de energía en los meses de verano debido a la fuerte utilización del equipamiento de los servicios destinados al sector turístico y de los aparatos de aire acondicionado.
- La demanda de julio representa un crecimiento del 7,2% respecto al mismo mes de 1998, consecuencia en su práctica totalidad del buen comportamiento de la

actividad económica, que ha explicado el 7,0% del incremento de demanda mensual, aportación que se sitúa entre las más elevadas de los últimos años. Por su parte, el efecto conjunto de la laboralidad y las temperaturas del mes de julio apenas ha alcanzado el 0,2%.

- Pese al buen comportamiento de la actividad económica en los tres últimos meses, en el período de año transcurrido el incremento de la demanda atribuible a este factor se ha situado en el 5,3%, todavía más de un punto y medio por debajo del registrado en el mismo período de 1998.
- La estructura de producción del mes de julio vuelve a estar condicionada por el escaso producible hidráulico registrado,

que ha situado la aportación de la producción hidroeléctrica a la producción bruta total mensual en el 13,2%, más de un punto por debajo de su contribución en el conjunto del primer semestre del año. Por su parte, la producción nuclear, aunque ha incrementado ligeramente su generación respecto al mes anterior, ha disminuido su peso específico en la producción debido a la elevada demanda de julio, situándole en el 33,3% del total de producción bruta. Ambas circunstancias han favorecido un nuevo repunte de la contribución de la generación térmica convencional que ha alcanzado en julio el 53,5%, valor ligeramente superior a su aportación media durante el primer semestre del año

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de julio la demanda ascendió a 940 GWh, un 9,1% superior a la del mismo mes del año anterior, con lo que el incremento acumulado de demanda en los primeros siete meses del año se sitúa en un 8,9%, un punto y medio por encima del registrado en el mismo período de 1998 y cerca de tres puntos por encima del crecimiento de la demanda peninsular.
- La valoración de la generación en los primeros siete meses de 1999 ha ascendido a 693.597 MPTA, con un coste medio de 6,44 PTA/kWh. El coste de la generación neta de las empresas y de las importaciones netas ascendió a 6,00 y 5,13 PTA/kWh, respectivamente. El coste medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 9,81 PTA/kWh.
- El precio final en el mercado de producción de energía eléctrica de julio se ha elevado a 5,96 PTA/kWh, un 3,1% más que el mes anterior. Destaca el aumento del 80% registrado en el coste de Otros mercados consecuencia de la aparición de restricciones técnicas durante los meses estivales. La demanda en el mercado fue un 9,9% superior a la del mes anterior.
- Respecto al mes de julio de 1998, el precio final ha sido un 1,1% inferior debido, principalmente, a la disminución en un 23% del conjunto de Otros mercados. La demanda ha aumentado un 5,7% respecto a dicho mes.

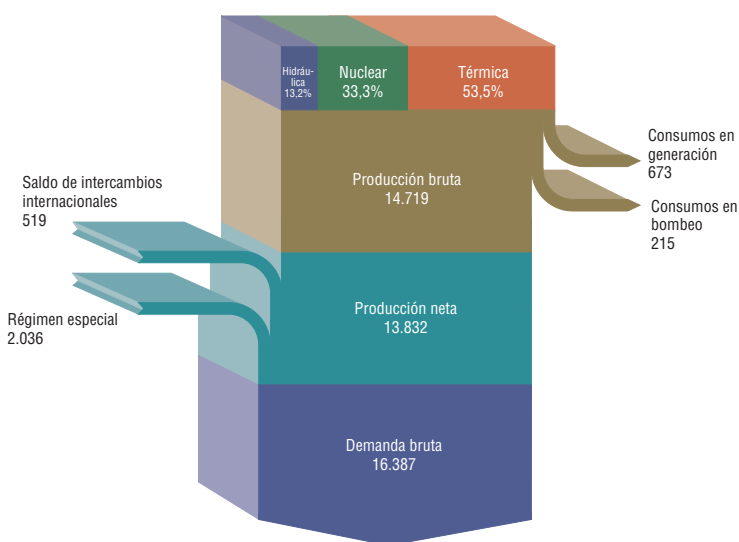
Balance eléctrico	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	13.832	2,9	89.138	3,3	152.800	2,4
Régimen especial	2.036	30,6	13.730	20,5	21.948	19,3
Intercambios internacionales	519	82,4	3.508	48,4	4.546	165,0
Demanda bruta	16.387	7,2	106.375	6,3	179.293	5,9
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	869	8,5	5.204	7,2	8.994	7,2
Régimen especial	71	17,0	456	33,1	722	27,8
Demanda bruta	940	9,1	5.660	8,9	9.716	8,5

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

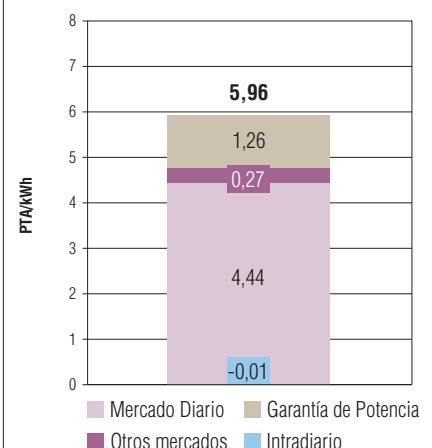
Valoración de la generación	Acumulado 1999			
	Coste total		Coste unitario	
	MPTA	%	PTA/kWh	%
Generación neta de las empresas	536.879	77,4	6,00	-6,9
Intercambios internacionales (*)	23.713	3,4	5,13	-20,3
Régimen especial	133.004	19,2	9,81	52,3
Total	693.597	100,0	6,44	-

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

BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. JULIO (GWh)



MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO. JULIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de julio se ha registrado un nuevo récord de consumo mensual de energía eléctrica en el sistema peninsular al alcanzarse una demanda bruta de 16.387 GWh, con un crecimiento del 7,2% respecto al mismo mes del año anterior. Es el segundo año consecutivo en el que se supera en julio el récord de consumo mensual de energía eléctrica.

- La laboralidad tuvo una ligera influencia negativa sobre la variación de la demanda debido a que este año hubo un día laborable menos que el año anterior.

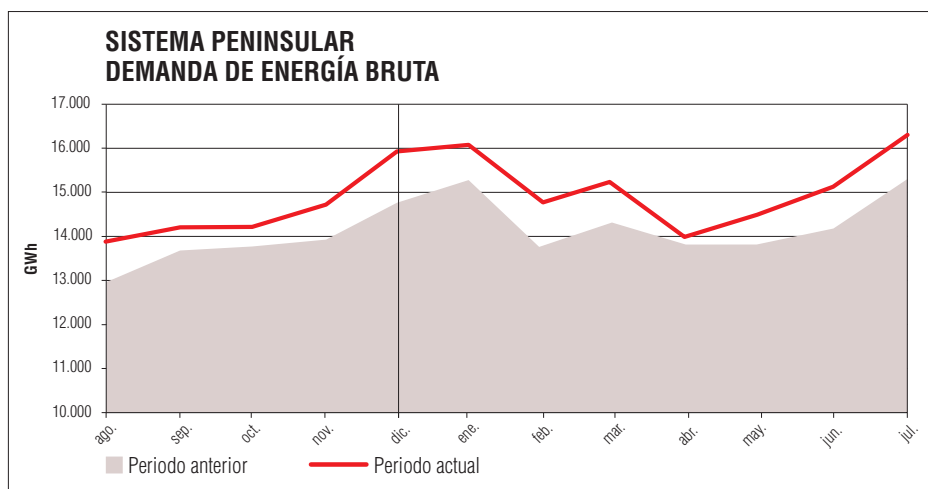
- En el mes de julio, las temperaturas han sido ligeramente superiores a las del año anterior y que la media histórica, aportando 0,5 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media diaria fue de 24,1°C, 0,2 °C más que en 1998. Las máximas registraron un valor medio diario de 29,5 °C, igual valor que el registrado el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 18,8 °C, 0,4 °C más que el año anterior.

- Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda de energía bruta en el mes se estima en un 7,0%, dos puntos por encima del registrado en el primer semestre del año.

- A pesar de los elevados crecimientos de demanda que se han producido en los últimos tres meses, el incremento de demanda acumulado hasta el mes de julio se ha situado en el 6,3%, más de un punto por debajo del registrado en el mismo período de 1998. Este menor crecimiento tiene su origen en el comportamiento de la actividad económica que ha explicado el 5,3% del crecimiento de demanda hasta el mes de julio, 1,5 puntos menos que en el mismo período del año anterior.

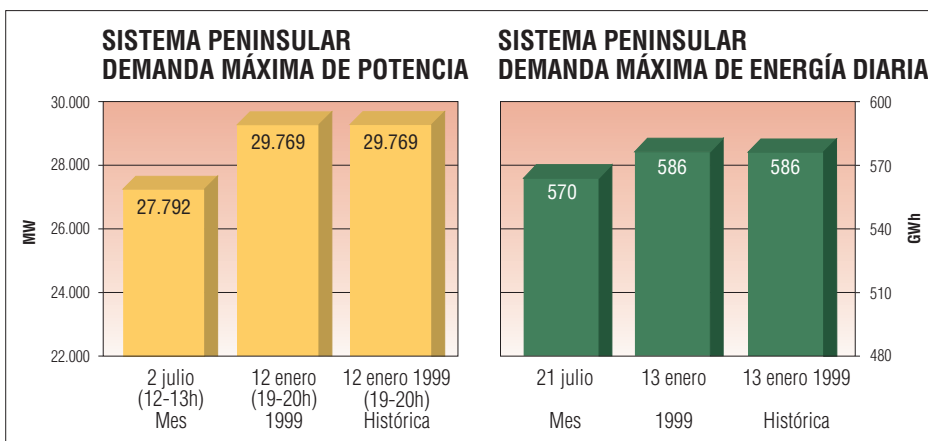
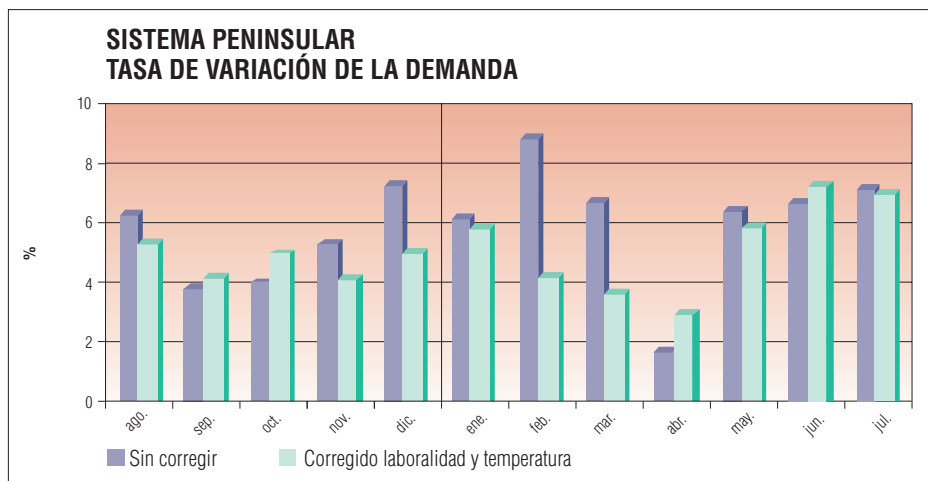
- Los valores máximos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria en el mes de julio han sido 27.792 MW y 570 GWh, ambos valores superiores en un 8,1% y un 6,9%, respectivamente, a los del mismo mes del año anterior.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de julio la demanda ascendió a 940 GWh, un 9,1% superior a la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, si bien es inferior en casi un punto a la registrada en julio del año anterior, sitúa el incremento acumulado de demanda en los sistemas extrapeninsulares en un 8,9%, un punto y medio por encima del registrado en el mismo período del año anterior y cerca de tres puntos por encima del crecimiento de la demanda peninsular.



Demanda bruta	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.387	7,2	106.375	6,3	179.293	5,9
Efectos						
Laboralidad	-	-0,3	-	0,0	-	-0,1
Temperatura	-	0,5	-	1,0	-	0,9
Activ. económica y otros	-	7,0	-	5,3	-	5,1
Sistemas extrapeninsulares	940	9,1	5.660	8,9	9.716	8,5

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

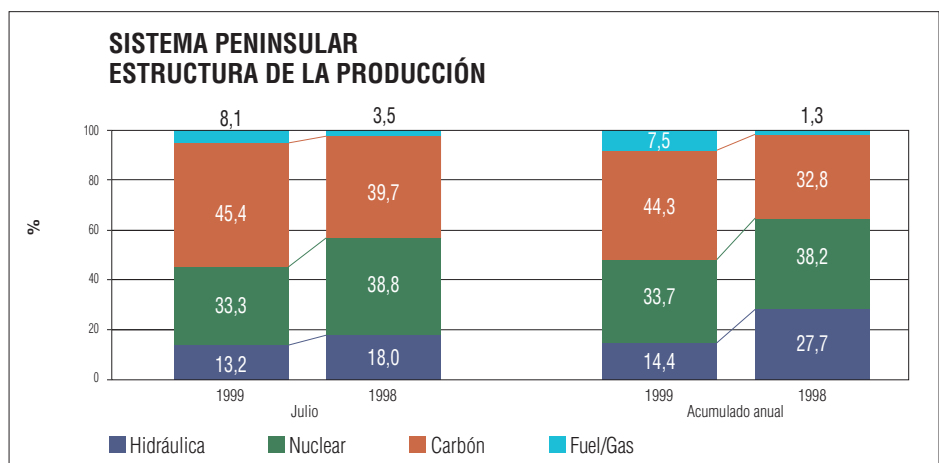
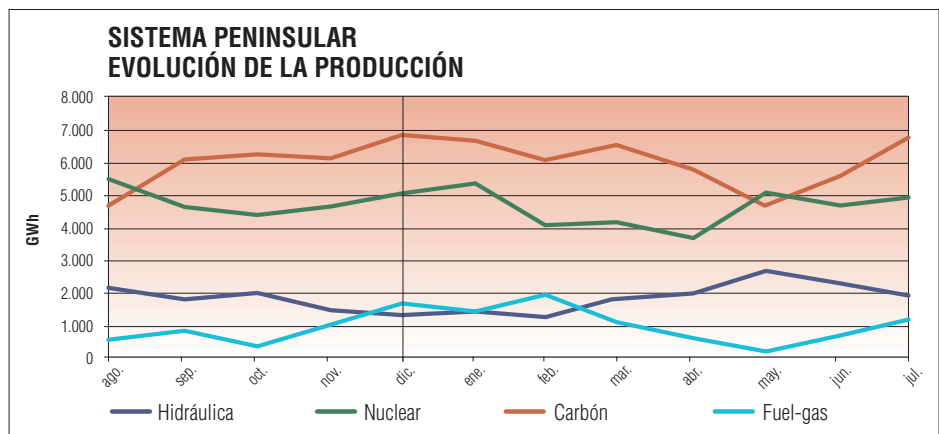
- La producción bruta peninsular en el mes de julio ascendió a 14.719 GWh, un 3,4% superior a la del mismo mes del año anterior.
- La estructura de producción del mes de julio vuelve a estar condicionada por el escaso producible hidráulico registrado, que ha situado de nuevo la producción hidráulica, tras una primavera de ligero repunte de esta generación, por debajo de los 2.000 GWh, con una aportación a la producción bruta total del 13,2%, más de un punto por debajo de su contribución en el conjunto del primer semestre del año. Por su parte, la producción nuclear, a pesar de incrementar ligeramente su generación respecto al mes anterior, ha disminuido su peso específico en la producción debido al récord de demanda registrado en julio, situándole en el 33,3%.
- Las circunstancias anteriores han favorecido un nuevo repunte de la contribución de la generación térmica convencional que ha alcanzado en julio el 53,5%, valor ligeramente superior a su aportación media durante el primer semestre del año.
- El incremento de la demanda bruta en el mes de julio respecto al año anterior, 1.100 GWh, ha sido cubierto en su mayor parte por el aumento de la energía adquirida al régimen especial, que ha aportado casi la mitad de la energía adicional necesaria. Por su parte, la producción neta, que se ha incrementado en un 2,9%, ha contribuido con 389 GWh, mientras que el saldo importador de los intercambios internacionales ha aportado 234 GWh adicionales.
- En términos acumulados, en los primeros siete meses del año se mantiene el descenso de la aportación de las generaciones hidráulica y nuclear, que han producido el 14,4% y el 33,7%, respectivamente, de la producción bruta, valores ambos muy inferiores a los del mismo período del año anterior. Por su parte, la producción térmica convencional ha compensado estas menores producciones aportando el 51,8% de la producción bruta del período, casi dieciocho puntos por encima de su contribución en el mismo período de 1998.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de julio el incremento de demanda ha sido cubierto en su mayor parte por el incremento de producción de las centrales de fuel-oil, que han aportado el 74% de la demanda adicional necesaria. En los primeros siete meses del año, destaca la expansión de la energía adquirida al régimen especial, que ha aportado el 8,1% de la demanda bruta, un punto y medio más que en el mismo período del año anterior.

Balance eléctrico peninsular	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1.937	-24,3	13.717	-45,4	22.565	-41,5
Nuclear	4.901	-11,3	32.070	-7,4	56.428	-1,2
Carbón	6.682	18,2	42.198	41,6	72.581	26,7
Fuel-Gas	1.199	138,9	7.170	509,1	11.651	157,8
Producción bruta	14.719	3,4	95.155	4,8	163.226	3,6
- Consumos generación	673	13,6	4.144	27,4	7.202	20,2
- Consumos bombeo	215	5,5	1.874	51,4	3.224	34,9
Producción neta	13.832	2,9	89.138	3,3	152.800	2,4
+ Régimen especial	2.036	30,6	13.730	20,5	21.948	19,3
± Intercambios internacionales	519	82,4	3.508	48,4	4.546	165,0
Demanda bruta	16.387	7,2	106.375	6,3	179.293	5,9

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	0	-100,0	1	-42,7	3	-11,2
Carbón	340	4,0	1.956	9,3	3.308	15,7
Fuel-oil	593	10,8	3.648	5,9	6.381	3,2
Producción bruta	933	8,2	5.605	7,0	9.692	7,2
- Consumos generación	63	4,0	401	5,0	698	6,5
Producción neta	869	8,5	5.204	7,2	8.994	7,2
+ Régimen especial	71	17,0	456	33,1	722	27,8
Demanda bruta	940	9,1	5.660	8,9	9.716	8,5

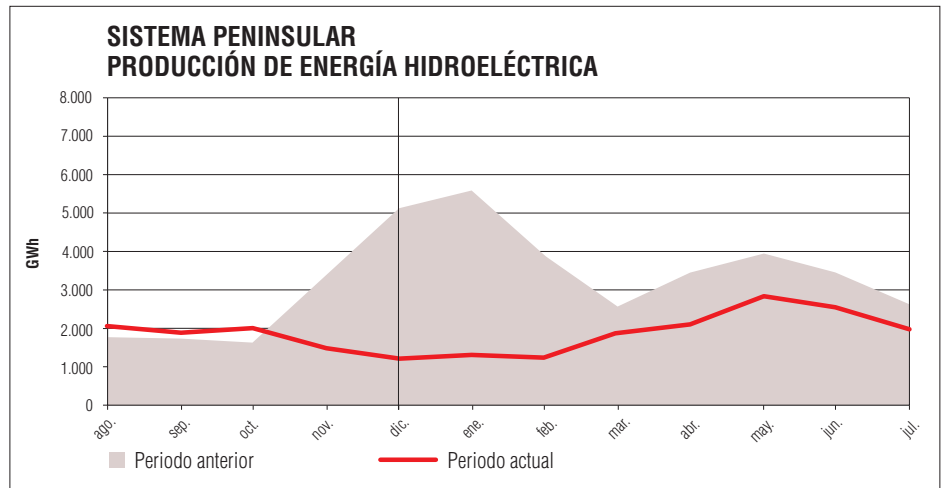
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

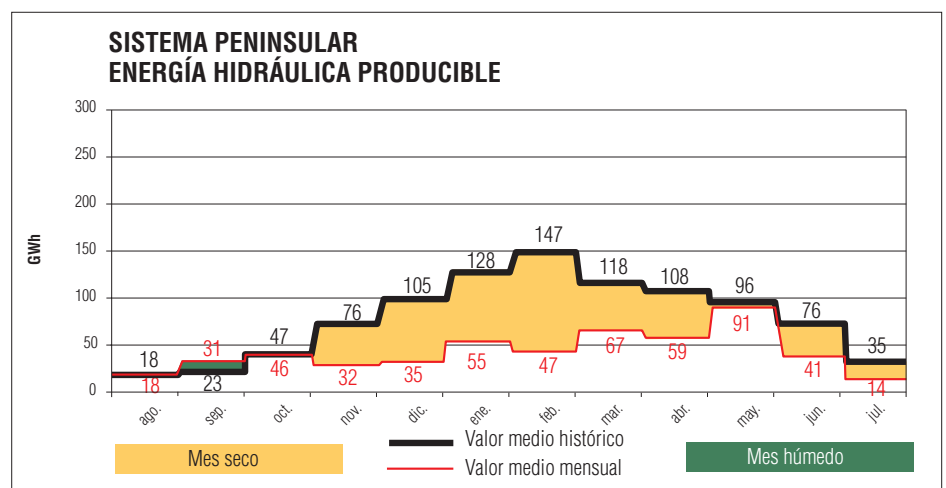
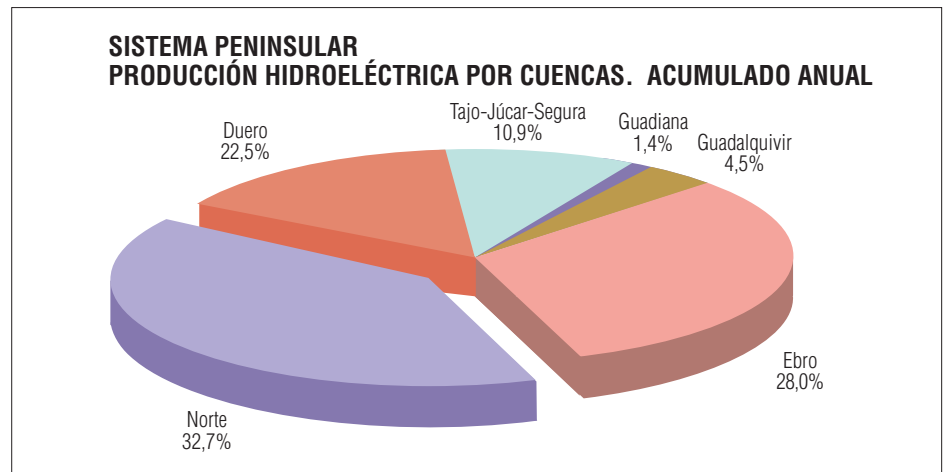
- La producción hidroeléctrica en el mes de julio ha ascendido a 1.937 GWh, lo que representa una aportación a la producción bruta del mes del 13,2%. Una vez transcurrido más de un año desde que en junio de 1998 se iniciara el período de sequía que aún perdura, la producción hidroeléctrica continúa registrando altas tasas de decrecimiento, que en el mes de julio ha alcanzado el 24,3%, a pesar de realizar la comparación con un mes, julio de 1998, seco desde el punto de vista del producible hidroeléctrico.
- Tras el dato de julio, y a pesar de la ligera recuperación de la producción hidroeléctrica durante los meses de primavera, su aportación a la producción bruta en los primeros siete meses del año se sitúa en el 14,4%, todavía muy por debajo del 27,7% con que contribuyó en el mismo período del año anterior.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de julio las mayores producciones han correspondido nuevamente a las cuencas Norte y Ebro. En el período de año transcurrido, dentro de una tónica general de fuertes descensos de producción en todas las cuencas, la sequía se ha dejado sentir con mayor intensidad en las cuencas de la mitad sur peninsular, cuya aportación conjunta a la producción hidroeléctrica se ha situado en el 16,8%, casi 6 puntos menos que en el mismo período de 1998.
- En el conjunto del mes de julio las precipitaciones fueron inferiores en un 9% al valor característico del mes. La mayor pluviosidad se registró en la zona noroeste y centro-norte durante la primera quincena del mes, y en la zona centro-levante y catalana durante la segunda quincena. En la zona andaluza, las precipitaciones fueron prácticamente nulas.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de julio ha sido muy seco: el total de energía hidráulica producible fue de 445 GWh, inferior en un 59% a su valor histórico medio. Este índice de producible es el quinto valor más bajo para este mes de los últimos 80 años.
- En los últimos 12 meses, la energía hidráulica producible ha sido 15.983 GWh, inferior en 46 puntos a su valor histórico medio. Esta baja hidraulicidad se acentúa si nos referimos únicamente a los siete primeros meses de 1999 en los que el producible apenas alcanzó el 41% de su valor histórico medio.
- A pesar de tratarse de un mes muy

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



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	568	2,0	4.491	-40,5	6.933	-38,6
Duero	3.552	489	-35,3	3.083	-56,5	5.508	-48,3
Tajo-Júcar-Segura	4.093	190	-66,1	1.492	-66,7	2.930	-61,1
Guadiana	233	30	445,8	196	-12,3	229	-38,5
Guadalquivir	1.016	137	1,3	618	-33,3	946	-36,0
Ebro	3.483	524	-4,1	3.837	-21,3	6.020	-17,1
Sistema peninsular	16.526	1.937	-24,3	13.717	-45,4	22.565	-41,5
Canarias	1	0	-100,0	1	-42,7	3	-11,2
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-100,0	1	-42,7	3	-11,2

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

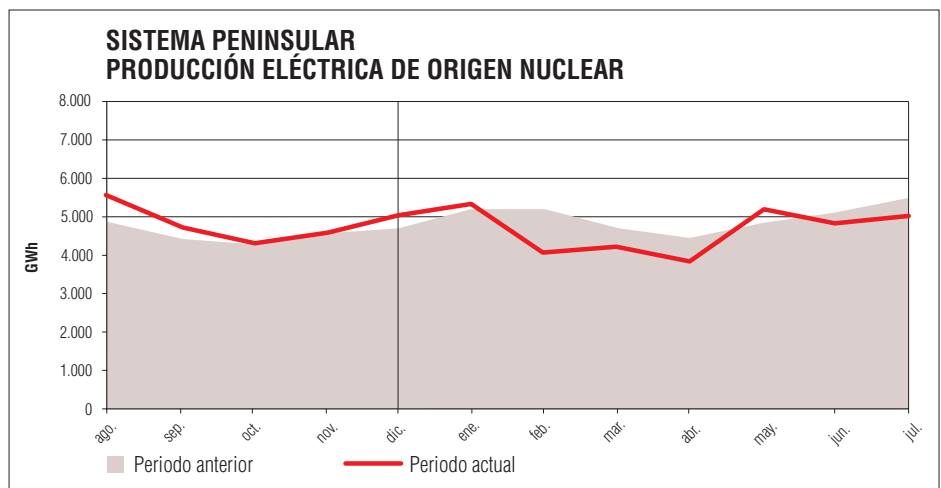
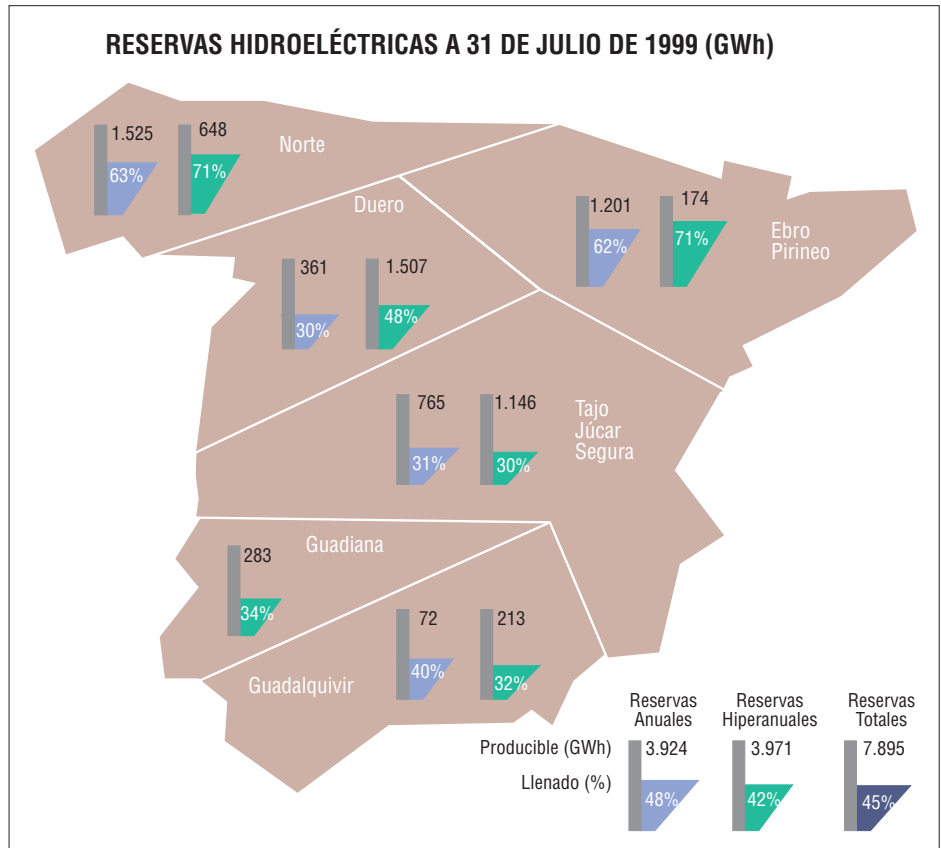


seco, la producción hidroeléctrica del mes de julio ha sido más de cuatro veces superior al producible hidráulico, con lo que se mantiene el progresivo descenso de las reservas de agua del conjunto de los embalses, que han finalizado el mes con un nivel equivalente a 7.895 GWh, con un volumen de llenado del 44,6%. Este nivel de reservas es casi ocho puntos inferior al registrado el mes anterior y se sitúa muy por debajo del 64% que se alcanzó en julio de 1998.

- Los embalses de régimen anual alcanzaron en julio un nivel de llenado del 48,1%, el séptimo más bajo registrado en este mes en los últimos 35 años y muy alejado del 63% alcanzado al finalizar el mes de julio del año anterior. Este porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 63,0% en la cuenca Norte y un mínimo del 30,4% en la cuenca Duero, que ha reducido su nivel de reservas en catorce puntos respecto al mes anterior.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual ascendían al finalizar el mes a 3.971 GWh, con un nivel de llenado del 41,6%, más de seis puntos inferior al del mes anterior y muy por debajo del 65% de julio de 1998. Por cuencas, el máximo nivel de llenado se ha alcanzado en la cuenca Norte con un 71,3% y el mínimo lo ha registrado la cuenca Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, con un 30,4%.

Producción nuclear

- En el mes de julio, la producción nuclear se ha elevado a 4.901 GWh, un 11,3% inferior a la del mismo mes del año anterior, y ha aportado el 33,3% de la producción bruta mensual, más de cinco puntos menos que en julio de 1998.
- Estas reducciones de la producción nuclear y de su aportación a la cobertura de la demanda son debidas más a la elevada generación que se registró en julio de 1998, una de las más altas de los últimos cuatro años, que a la producción de este mes, que se ha situado en el entorno de los valores habituales de esta energía.
- Durante el mes de julio han continuado los trabajos programados correspondientes a la 23ª recarga de combustible en la central de José Cabrera. Estos trabajos finalizaron el día 19 en que se alcanza la primera criticidad del ciclo de operación XXIV.
- De igual forma, el día 9 se dio por finalizada la 13ª parada por recarga de combustible del grupo I de la central de Almaraz.

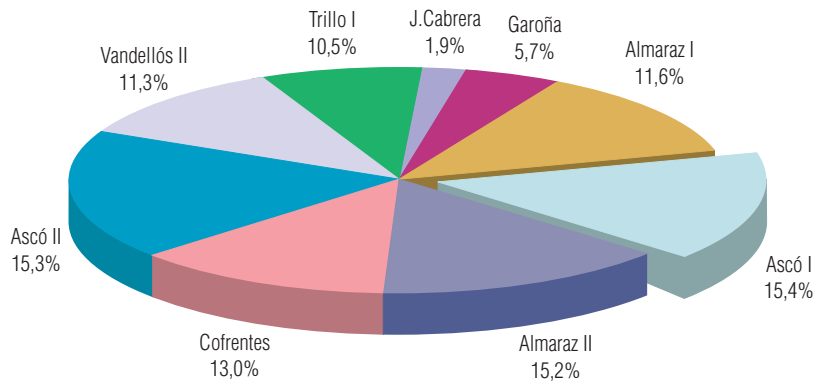


Producción bruta Nuclear	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	30	-64,8	619	-1,6	1.155	0,0
Garoña	466	341	0,0	1.818	-21,0	3.469	-12,0
Almaraz I	974	315	-55,0	3.719	-22,1	7.234	1,6
Ascó I	979	716	0,0	4.942	0,6	7.657	-4,0
Almaraz II	983	690	-2,4	4.870	3,0	6.215	-22,6
Cofrentes	1.025	744	-0,3	4.184	-15,5	7.703	5,6
Ascó II	976	713	-0,3	4.919	18,7	8.464	11,4
Vandellós II	1.009	744	1,6	3.638	-28,2	7.291	-6,0
Trillo I	1.066	609	-22,1	3.360	7,2	7.240	16,3
Sistema peninsular	7.639	4.901	-11,3	32.070	-7,4	56.428	-1,2

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

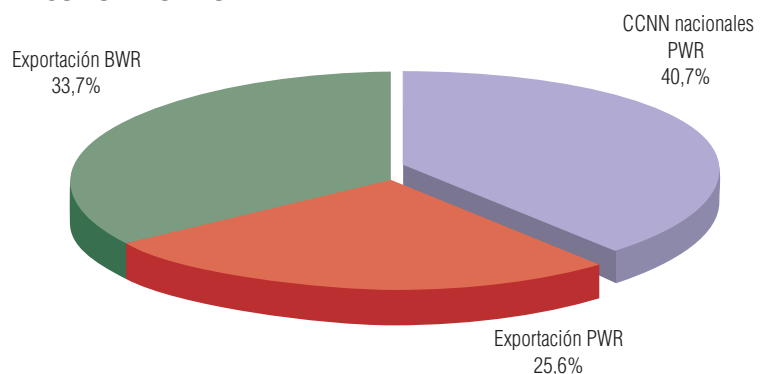
- Una vez finalizadas durante el mes de julio las actuaciones programadas anteriormente señaladas, los valores de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear han mejorado los registrados el pasado mes de junio. El coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 89,0%, casi tres puntos por encima del mes anterior, mientras que el factor de carga ha alcanzado el 86,2%, muy similar al del mes de junio.
- En los siete primeros meses del año, la producción nuclear acumulada ha ascendido a 32.070 GWh, un 7,4% inferior a la del mismo período del año anterior, con una aportación a la producción bruta total del período del 33,7%, cuatro puntos y medio por debajo de su contribución en el mismo período de 1998.
- Las numerosas actuaciones programadas llevadas a cabo durante los primeros siete meses del año han situado los valores acumulados de la disponibilidad y el factor de carga en el 84,6% y el 82,5%, respectivamente, cifras ambas muy inferiores a las habituales del equipo nuclear y a las registradas en el mismo período del año 1998, en el que apenas se produjeron actuaciones programadas en las centrales.
- En el mes de julio no se han fabricado elementos de combustible de ningún tipo. Por el contrario, se han importado 44 elementos combustibles tipo PWR para la central de Trillo.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	24,9	64,5	1,3	76,1	15,1	0,7
Garoña	98,2	0,0	0,0	76,7	20,8	0,0
Almaraz I	43,5	47,7	0,0	75,1	22,5	0,0
Ascó I	98,2	0,0	0,6	99,2	0,0	0,6
Almaraz II	94,4	0,0	0,6	97,4	0,0	0,6
Cofrentes	97,6	0,0	0,2	80,2	12,7	1,8
Ascó II	98,2	0,0	0,0	99,0	0,0	0,0
Vandellós II	99,1	0,0	2,5	70,9	24,4	3,2
Trillo I	76,7	22,3	0,0	61,9	37,3	0,1
Sistema peninsular	86,2	10,5	0,5	82,5	14,6	0,8

FABRICACIÓN NACIONAL DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES ACUMULADO ANUAL



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.

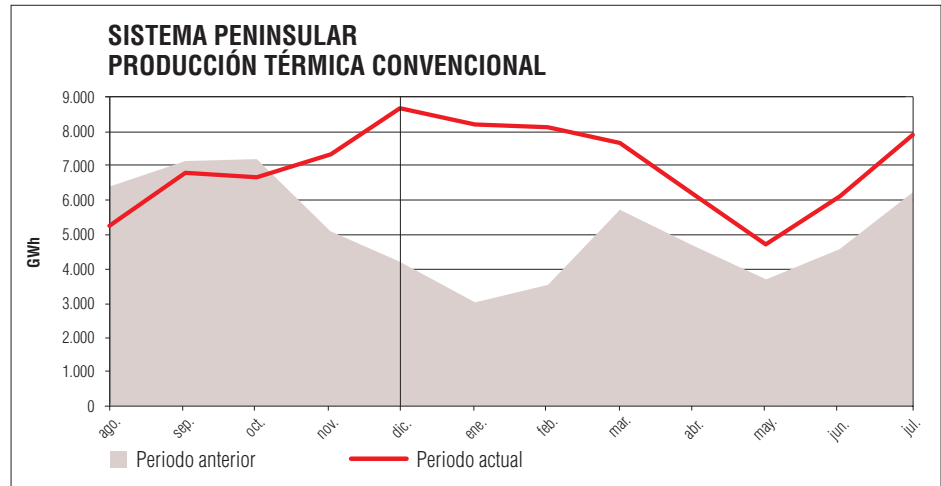
Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Combustible nuclear	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	48.832	229.684	282.368
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	145	245
Exportación	0	91	91
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	128
Exportación	0	120	120
Nº elementos importación:			
PWR	44	52	52
BWR	0	184	184

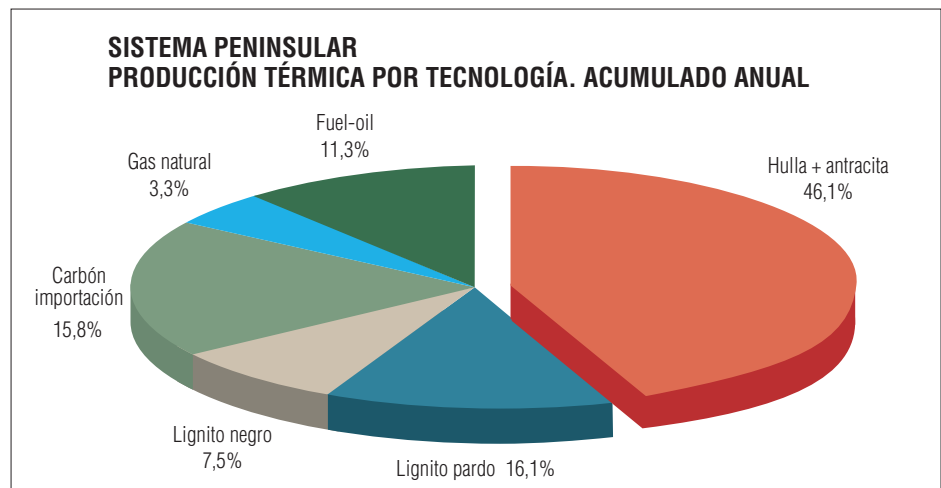
Producción térmica convencional

- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales en el mes de julio ha ascendido a 7.881 GWh, un 28,0% superior a la del mismo mes del año anterior. Con esta elevada generación mensual, favorecida por la baja hidraulicidad y la fuerte demanda registradas, se recupera la línea de elevadas producciones que esta tecnología había seguido durante los primeros meses del año, interrumpida durante los meses de primavera por el repunte de la producción hidroeléctrica y la menor demanda propia de dicha época del año.
- La producción de julio representa una aportación a la producción bruta total del mes del 53,5%, más de 10 puntos que la del mismo mes del año anterior y ligeramente por encima de su aportación media durante el primer semestre del año.
- Por tecnologías, en el mes de julio los mayores incrementos han correspondido a las centrales de fuel-oil, que han triplicado su producción respecto al mismo mes del año anterior y a las centrales de gas natural, carbón importado y hulla-antracita autóctona. Por el contrario, los grupos de lignito negro y lignito pardo registraron ligeros descensos.
- En los primeros siete meses del año la producción térmica convencional ha ascendido a 49.368 GWh, un 59,3% más que en el mismo período del año anterior, y ha aportado el 51,8% de la producción bruta total del período, casi dieciocho puntos más que en el mismo período de 1998.
- Por tecnologías, la mayor generación durante los primeros siete meses del año corresponde a las centrales que emplean como combustible principal hulla-antracita autóctona, que han generado el 46,1% del total de producción térmica convencional. Por su parte, las centrales de fuel-oil, que durante los primeros siete meses de 1998 apenas produjeron el 1% del total de producción térmica convencional, han elevado su contribución en el mismo período de 1999 hasta el 11,3%.
- El incremento de producción de julio respecto al mes anterior ha elevado el factor de carga del mes hasta el 54,5%, casi diez puntos por encima del mes anterior, y sitúa el valor acumulado de esta magnitud en el 49,9%.
- La indisponibilidad conjunta en el mes de julio fue del 12,4%, con una mayor incidencia en los grupos de lignito negro fuel-oil y gas natural. Este valor sitúa la disponibilidad de las centrales térmicas convencionales en los primeros siete meses del año en el 86,3%.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en los primeros siete meses del año la producción con carbón se ha incrementado en apenas un 9,3%, muy por debajo de la tasa del 47,7%



Producción bruta Tecnología	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.960	3.648	32,3	22.778	57,3	38.352	24,8
Lignito pardo	1.950	1.262	-2,1	7.938	6,9	14.229	15,4
Lignito negro	1.450	598	-13,8	3.705	36,9	7.406	-0,1
Carbón importación	1.864	1.174	28,6	7.777	49,6	12.594	84,1
Gas natural (*)	3.582	450	77,5	1.610	100,7	3.204	-19,9
Fuel-oil	4.632	749	201,6	5.560	1.383,3	8.447	1.520,3
Sistema peninsular	19.438	7.881	28,0	49.368	59,3	84.232	36,2
Carbón	510	340	4,0	1.956	9,3	3.308	15,7
Fuel-oil	2.242	593	10,8	3.648	5,9	6.381	3,2
Sistemas extrapeninsulares	2.752	933	8,3	5.604	7,0	9.690	7,2

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



Tecnología	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	82,3	0,9	1,7	75,1	3,6	3,3
Lignito pardo	87,0	2,5	2,4	80,0	4,7	2,3
Lignito negro	55,4	17,2	3,7	50,2	26,1	2,4
Carbón importación	84,7	0,0	1,8	82,0	0,0	3,3
Gas natural (*)	16,9	0,0	11,0	8,8	0,0	29,7
Fuel-oil	21,7	0,0	30,7	23,6	0,0	12,4
Sistema peninsular	54,5	1,8	10,6	49,9	3,5	10,2
Carbón	89,7	0,0	0,0	75,4	6,7	0,5
Fuel-oil	34,1	8,4	2,7	30,8	5,0	3,9
Sistemas extrapeninsulares	44,4	6,9	2,2	39,1	5,3	3,3

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

que alcanzó en el mismo período de 1998, favoreciendo una mayor utilización de las centrales de fuel, cuya producción ha crecido un 5,9%.

- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico convencional, el consumo de combustible acumulado hasta el mes de julio supera en un 55,1% al del mismo período del año anterior, alcanzándose un consumo total de 18.120 kTEC.
- Al finalizar el mes de julio, los parques de las centrales térmicas almacenaban 6.240 kTEC, nivel de existencias inferior en un 6,1% al del mes anterior.

Régimen especial (*)

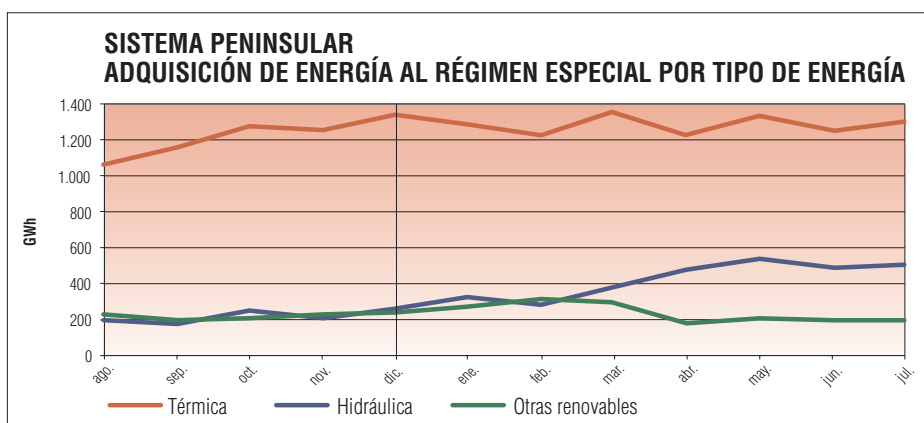
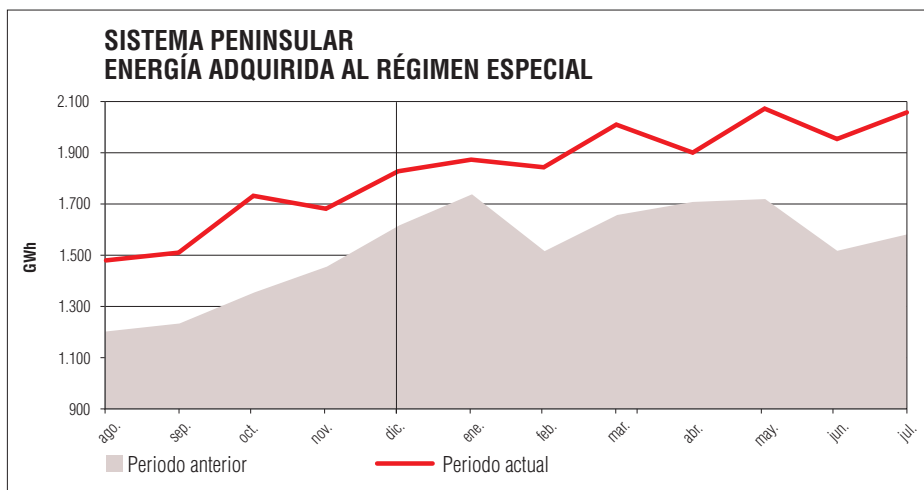
- En el mes de julio, la energía adquirida a los productores en régimen especial ha ascendido a 2.036 GWh, cifra que supone un crecimiento del 30,6% respecto al mismo mes del año anterior, la tasa más alta registrada desde el mes de mayo del año 1998, superando la ya elevada tasa alcanzada el pasado mes de junio. Continúa por tanto la línea de recuperación del crecimiento de esta energía iniciada en el mes de mayo, después de un final del año 1998 y un inicio del año 1999 en que el ritmo de crecimiento se redujo significativamente.
- En los primeros siete meses del año 1999, la energía total adquirida al régimen especial se ha elevado a 13.730 GWh, con un crecimiento del 20,5% respecto al mismo período del año anterior. Pese a la recuperación de los últimos tres meses, esta tasa de incremento es inferior en cuatro puntos a la que se registró en el mismo período del año 1998. La participación de esta energía en la cobertura de la demanda acumulada hasta julio ha alcanzado el 12,9%, un punto y medio más que en el mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los primeros siete meses del año la producción térmica aportó el 66,2% de la energía adquirida, la hidráulica el 21,6% y otras renovables el 12,2%. El mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de fuentes de energía renovables distintas de la hidráulica, que se han incrementado en un 32,3%, mientras que la energía hidráulica, a pesar de la sequía que está presidiendo el año 1998, ha incrementado su producción en un 19,7%.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de julio la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 71 GWh, un 17,0% superior a la del mismo mes del año anterior, con una aportación a la cobertura de la demanda bruta del 7,6%. Se mantiene

(*) 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.

Combustible	Julio		Acumulado anual			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	934	1,3	6.431	38,9	2.564	-45,9
Lignito pardo	275	-7,9	1.686	3,0	45	46,0
Lignito negro	102	-20,2	674	43,4	1.367	11,1
Carbón importación	1.054	46,0	6.469	54,5	1.712	32,4
Gas natural (*)	134	39,2	503	66,1	-	-
Gas siderúrgico	39	9,2	239	24,7	-	-
Fuel-oil	309	170,9	2.117	715,8	553	42,8
Sistema peninsular	2.846	22,9	18.120	55,1	6.240	-18,7
Carbón	117	13,9	657	14,0	126	2,7
Fuel-oil	127	15,6	771	6,5	83	-3,2
Sistemas extrapeninsulares	243	14,8	1.428	9,8	208	0,3

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Régimen especial	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	3.541	1.323	16,7	9.084	18,8	15.151	20,5
Hidráulica	1.252	509	144,7	2.967	19,7	4.042	5,8
Otras renovables	1.008	204	-6,0	1.679	32,3	2.755	37,3
Sistema peninsular	5.801	2.036	30,6	13.730	20,5	21.948	19,3
Térmica	85	45	19,3	283	32,3	448	23,2
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	70	26	13,1	173	34,3	274	36,0
Sistemas extrapeninsulares	155	71	17,0	456	33,1	722	27,8

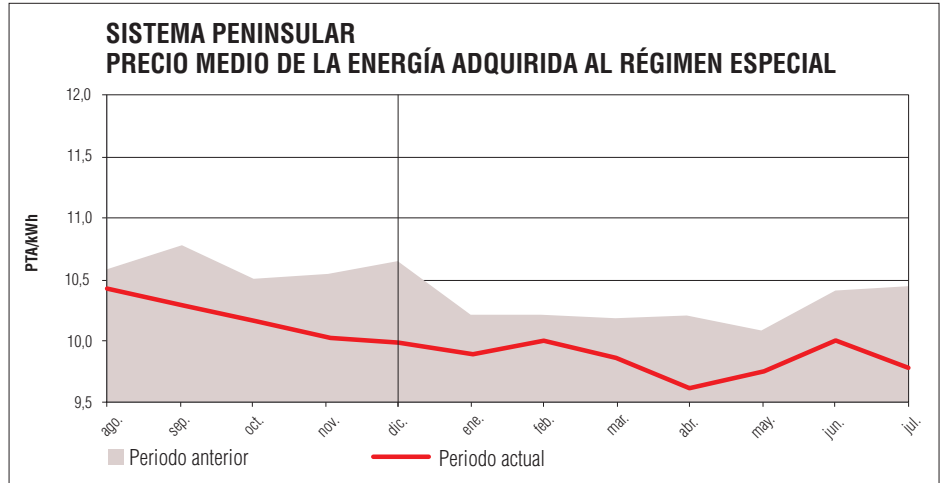
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

por tanto el elevado crecimiento de esta energía, que en los meses transcurridos de 1999 ha aportado 456 GWh, un 33,1% más que en el mismo período de 1998, y ha cubierto el 8,1% de la demanda bruta del período, un punto y medio más que en los primeros siete meses de 1998.

- En el mes de julio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,77 PTA/kWh, con lo que el precio de adquisición acumulado en los primeros siete meses del año se sitúa en 9,81 PTA/kWh. Este precio es inferior en un 4,5% al del mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 1999.

Intercambios internacionales

- En el mes de julio el saldo importador de los intercambios internacionales ha ascendido a 519 GWh, un 82,4% superior al del mismo mes del año anterior. Siguiendo la tendencia de los últimos meses, este saldo importador supera ampliamente sus cifras habituales, como consecuencia de la actividad vendedora de los agentes externos en el mercado de producción español.
- Después de los fuertes incrementos de los saldos importadores que se han producido en los últimos meses, el saldo importador de intercambios internacionales hasta el mes de julio se ha situado en 3.508 GWh, un 48,4% superior al del mismo período del año anterior, y ha aportado el 3,3% de la demanda bruta total, casi un punto más que en el mismo período del año 1998.
- La energía eléctrica importada de Francia por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y EDF ha sumado en julio un total de 409 GWh, con una potencia máxima de 550 MW, lo que implica una utilización del contrato del 99,8%.
- A Marruecos se exportaron 64 GWh por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y ONE, con una utilización del 95%, y 124 GWh por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y ONE.
- Por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y FEDA, se exportaron a Andorra 0,15 GWh.
- Los agentes externos REN y ELECTRABEL han mantenido en el mes de julio su presencia en el mercado de producción. La empresa portuguesa sólo ha actuado como empresa vendedora, aportando al mercado español un total de 49 GWh. Por su parte, ELECTRABEL ha vendido en julio al mercado de producción 69 GWh.
- En el mes de julio EDF ha comenzado a operar como agente externo vendedor en el mercado de producción, con una aportación de 165 GWh.
- Asimismo, en el mes de julio se ha autorizado a algunas empresas a incorporar energía al mercado español a través de la interconexión con Francia. En este primer mes de vigencia de la autorización, IBERDROLA ha incorporado 2 GWh.



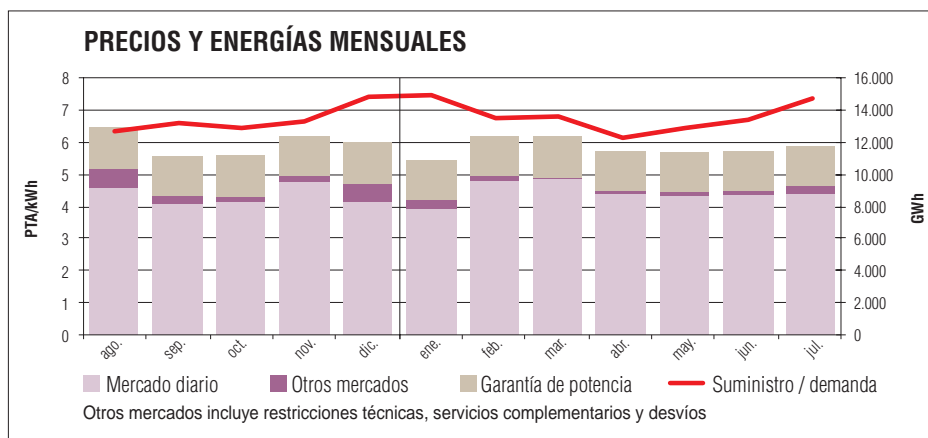
Intercambios internacionales (GWh)	Julio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	0	0	0	124	-124	0	193	-193
Francia	409	0	409	2.691	0	2.691	4.616	0	4.616
Marruecos	0	64	-64	0	454	-454	0	782	-782
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A largo plazo	409	64	345	2.691	578	2.113	4.616	975	3.642
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	173	0	173	199	4	195	229	111	118
Marruecos	2	124	-123	4	374	-370	5	595	-590
Portugal	55	0	55	977	214	764	993	508	484
Otros	69	0	69	806	0	806	892	0	892
A corto plazo	299	124	175	1.987	592	1.395	2.119	1.214	904
Total	707	188	519	4.677	1.170	3.508	6.735	2.189	4.546

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

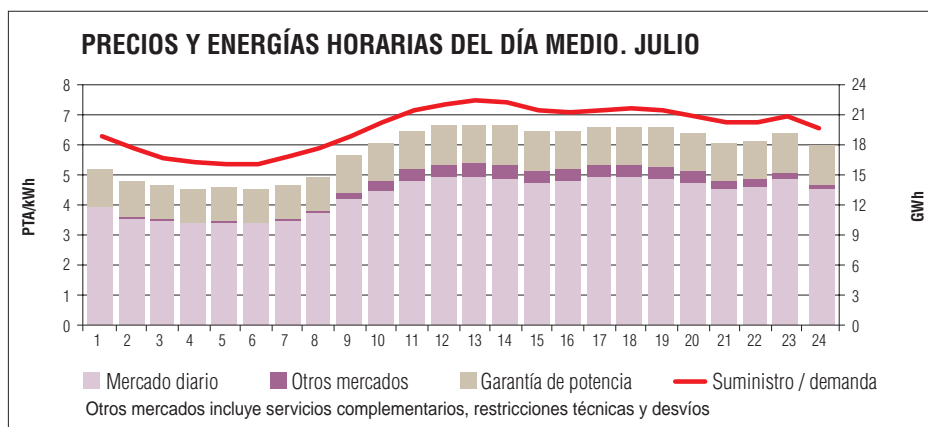
- El precio final en el mercado eléctrico fue 5,96 PTA/kWh. En relación con junio, el comportamiento del mercado eléctrico se ha caracterizado por un aumento de la demanda de electricidad, 9,9%, así como del precio medio en un 3,1%.
- En términos anuales, el precio de julio es tan sólo 2 céntimos inferior al precio medio mensual correspondiente a los 12 últimos meses que se mantiene en 5,94 PTA/kWh.

Mercado diario

- En julio, el precio medio del mercado diario ha sido 4,44 PTA/kWh, la energía intercambiada 14.332 GWh y el volumen económico contratado de 63.595 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,3% de la energía y el 71,7% del volumen económico.
- Los precios mínimos han sido muy estables, especialmente desde el día 8, mientras que los precios máximos han tenido variaciones puntuales en la última semana del mes. Los precios medios presentan una tendencia creciente hasta el día 7, manteniéndose estables hasta final de mes y muestran una menor variación que en el mes anterior. Se sigue produciendo un descenso de precios durante los fines de semana respecto de los días laborables.
- La diferencia entre precios máximos y mínimos se sitúa entre 1,1 y 3,3 PTA/kWh siendo dicha diferencia para el 90% de los días inferior a 2,5 PTA/kWh. El precio en horas valle oscila entre 4,4 y 2,5 PTA/kWh, y entre 6,4 y



Mercado de producción	Julio		Acumulado	Últimos doce meses
	% s/junio			
Energía (GWh)	14.888	9,9	96.281	163.783
Volumen (MPTA)	88.704	13,4	567.004	972.335
Precio (PTA/kWh)	5,96	3,1	5,89	5,94



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
J1	3,45	3,16	3,33	3,33	3,41	3,48	3,89	4,10	4,32	4,52	5,03	4,67	4,70	4,59	4,72	4,81	4,59	4,55	4,51	4,44	4,37	4,52	4,72	4,69	4,31
V2	3,46	3,81	3,73	3,70	3,73	3,81	3,96	3,87	5,23	5,22	5,01	4,77	4,77	4,70	4,63	4,75	5,00	4,87	5,16	5,44	5,03	5,21	4,80	4,52	4,60
S3	3,71	3,53	3,39	3,36	3,41	3,45	3,57	3,81	3,96	3,54	4,47	4,20	4,19	3,90	3,37	3,64	3,50	3,59	3,43	3,62	4,00	4,71	4,56	4,13	3,81
D4	3,48	3,49	3,05	2,52	3,19	3,35	3,67	3,67	3,65	3,04	3,50	3,57	3,46	3,06	2,86	3,35	3,42	3,46	3,50	3,55	4,03	4,54	4,77	4,46	3,55
L5	3,51	3,33	3,01	3,24	3,40	3,40	3,35	3,70	4,56	4,75	4,75	4,83	4,85	4,85	5,20	5,23	5,24	4,85	4,89	4,76	4,39	4,74	5,16	4,74	4,48
M6	4,29	3,93	3,87	3,81	3,81	3,81	3,86	3,85	4,39	4,74	5,20	5,63	5,43	5,65	5,43	5,30	5,61	5,61	5,43	5,26	5,13	5,22	5,35	5,21	4,90
X7	4,00	3,99	4,12	4,09	4,16	4,16	4,02	4,20	5,19	5,28	5,47	5,74	5,69	5,64	5,47	5,55	5,78	5,69	5,64	5,41	5,11	5,17	5,38	5,19	5,08
J8	3,48	3,46	3,69	3,84	3,81	3,82	3,76	3,85	5,18	5,23	5,56	5,76	5,77	5,73	5,40	5,43	5,61	5,37	5,31	5,41	5,12	5,17	5,17	4,74	4,92
V9	3,49	3,49	3,56	3,64	3,63	3,47	3,17	3,62	4,35	4,60	5,40	5,71	5,76	5,72	5,47	5,47	5,73	5,86	5,79	5,57	5,26	5,32	5,21	5,14	4,88
S10	4,40	4,36	3,55	3,55	3,54	3,56	3,71	3,74	3,87	3,81	4,23	4,41	4,49	4,04	4,00	4,05	4,15	4,13	4,10	4,14	4,32	4,65	4,89	4,32	4,11
D11	3,95	3,77	3,27	3,55	3,41	3,28	3,79	3,81	3,79	3,79	3,91	3,98	4,10	4,12	4,33	4,08	3,90	3,90	3,95	3,94	4,13	4,82	5,07	4,76	4,00
L12	5,42	3,95	3,95	3,93	3,77	3,63	3,81	3,85	4,94	5,04	5,33	5,42	5,33	5,40	5,25	5,28	5,42	5,42	5,42	5,28	4,76	4,85	5,01	4,62	4,89
M13	3,52	3,44	3,80	3,78	3,71	3,35	3,26	3,54	4,30	5,01	5,26	5,42	5,12	5,42	5,21	5,21	5,33	5,42	5,39	5,29	4,51	4,51	5,01	4,51	4,64
X14	3,12	3,05	3,04	3,01	2,99	2,99	2,99	3,37	4,09	5,01	5,31	5,50	5,20	5,50	5,31	5,31	5,50	5,16	5,25	5,31	4,76	4,43	5,01	3,89	4,50
V15	3,04	3,04	3,04	3,04	3,07	3,04	3,13	3,38	3,80	4,53	5,20	5,34	5,34	5,34	5,20	5,20	5,34	5,34	5,34	5,20	4,52	4,52	4,80	4,22	4,45
L16	3,20	3,09	3,08	3,17	3,20	3,17	3,08	3,33	4,03	4,78	5,08	5,22	5,22	5,22	5,08	5,16	5,34	5,27	5,22	5,11	4,78	4,76	4,78	4,22	4,46
S17	4,10	4,05	3,33	3,12	3,37	3,54	3,55	3,63	3,55	3,59	4,29	4,60	4,47	4,60	4,29	4,22	4,29	4,30	4,28	4,35	4,29	4,60	4,71	4,54	4,10
D18	3,95	3,83	4,24	3,19	3,22	3,17	3,35	2,97	2,97	2,97	3,76	4,08	4,11	4,09	4,03	4,02	3,90	3,97	3,93	3,99	4,23	4,64	5,98	4,66	3,94
L19	4,17	3,40	3,39	3,46	3,47	3,36	3,23	4,03	4,24	4,53	5,00	5,24	5,33	5,29	5,10	5,10	5,22	5,24	5,29	5,05	4,70	4,65	4,79	4,75	4,62
M20	4,50	3,37	3,19	3,29	3,39	3,29	3,27	3,90	4,56	4,82	5,13	5,32	5,32	5,30	5,05	5,08	5,19	5,24	5,24	5,05	4,65	4,70	4,76	4,54	4,60
X21	3,28	3,13	3,10	3,20	3,32	3,35	3,19	3,69	4,53	4,78	5,00	5,24	5,32	5,24	5,00	5,00	5,01	5,01	4,94	4,83	4,32	4,60	4,76	4,65	4,45
J22	3,78	3,21	3,33	3,19	3,31	3,40	3,46	4,36	4,86	4,98	5,09	5,24	5,28	5,25	4,98	4,98	5,08	5,12	4,73	4,57	4,45	4,42	4,74	4,69	4,52
V23	4,51	3,65	3,48	3,35	3,21	3,28	3,59	4,16	4,67	5,10	4,99	5,35	5,41	5,42	5,17	5,16	5,35	5,42	5,39	5,15	4,77	4,71	4,84	4,56	4,70
S24	4,52	4,38	4,31	3,71	3,69	3,65	3,67	3,69	3,69	4,31	4,59	4,75	4,75	4,67	4,50	4,29	4,30	4,30	4,27	4,29	4,22	4,52	4,44	4,50	4,28
D25	3,76	3,91	3,56	2,87	3,08	2,86	2,85	2,70	2,70	2,83	3,72	3,00	3,47	3,08	2,52	3,19	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,45	4,28	3,57	3,11
L26	3,91	3,47	3,14	2,92	2,52	2,52	3,43	3,60	4,11	4,35	4,61	5,01	4,64	4,66	4,78	4,88	4,72	4,98	4,99	4,72	4,53	4,35	4,74	4,72	4,30
M27	4,50	3,12	3,46	3,55	3,53	3,56	3,46	3,85	4,36	4,53	4,99	5,18	5,23	5,31	5,49	5,82	6,40	6,07	5,73	5,20	5,11	4,98	5,06	4,81	4,82
X28	4,50	3,45	3,55	3,69	3,68	3,68	3,58	4,10	4,49	4,95	5,15	5,47	5,56	5,53	5,13	5,07	5,36	5,33	5,21	4,95	4,64	4,64	4,77	4,54	4,70
J29	4,41	3,50	3,63	3,76	3,75	3,68	3,60	4,40	4,35	4,44	4,75	5,02	5,02	5,02	4,79	4,79	5,11	5,10	5,09	4,75	4,48	4,42	4,53	4,49	4,51
V30	4,50	3,31	3,42	3,58	3,58	3,62	3,56	4,50	4,43	4,67	4,72	4,92	4,93	4,64	4,66	4,76	5,11	5,09	5,07	4,82	4,55	4,55	5,16	4,64	4,51
S31	4,32	4,12	4,20	3,33	3,45	3,46	3,29	3,45	3,22	3,78	3,71	3,90	3,75	3,76	3,80	4,03	4,13	4,15	4,10	4,15	4,00	3,90	3,90	4,00	3,84
Media	3,94	3,57	3,51	3,42	3,45	3,43	3,49	3,79	4,26	4,51	4,84	4,99	4,97	4,93	4,78	4,85	4,97	4,95	4,90	4,78	4,54	4,66	4,88	4,56	4,44

Minimo: 2,52 Precios de 2,52 a 3,62 Precios de 3,62 a 4,61 Precios de 4,61 a 6,40 Máximo: 6,40

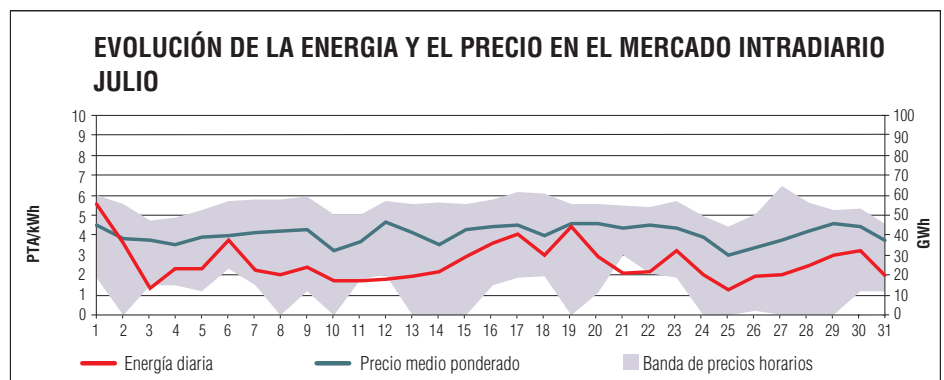
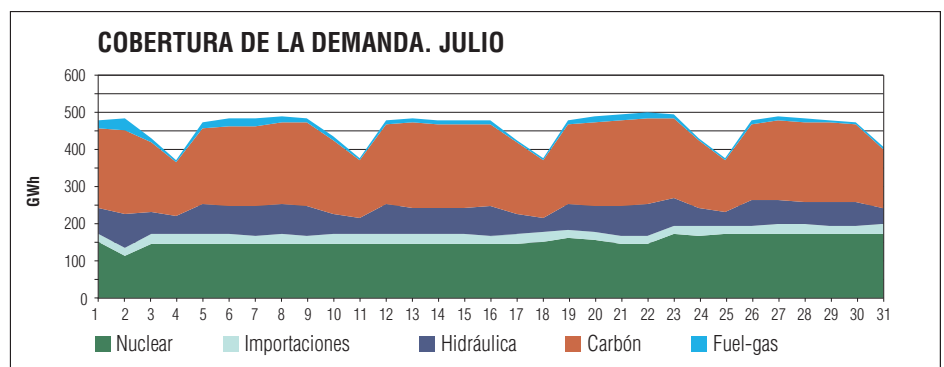
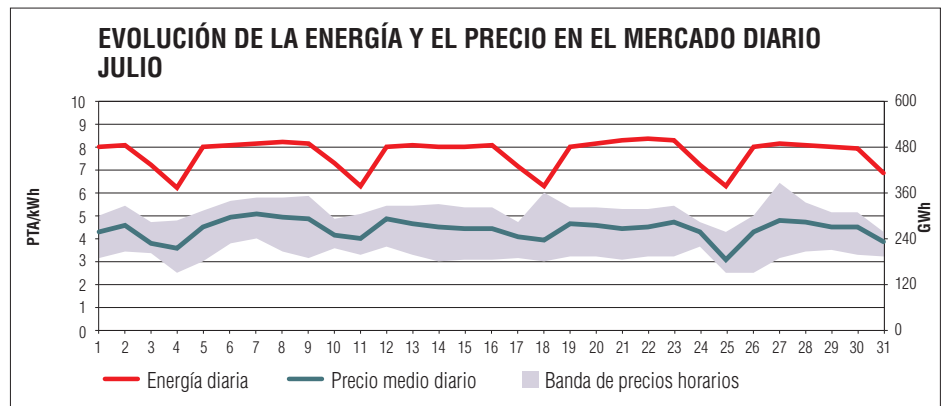
Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

2,6 PTA/kWh el resto de las horas. El precio mínimo del mes, 2,52 PTA/kWh se ha registrado en las horas 14 y 17 a 21 del domingo 25 y en las horas 5 y 6 del lunes 26, y el precio máximo del mes ha sido 6,40 PTA/kWh en la hora 17 del martes 27. El precio medio ha sido un 0,6% superior al mes de julio del año anterior.

- La energía negociada durante el mes de julio, se sitúa en torno a 486 GWh/día los laborables, 428 GWh/día los sábados y 377 GWh/día los domingos.
- El gráfico adjunto, relativo a la cobertura de la demanda diaria por tecnologías, permite comprobar la modulación de cada una de ellas para adecuarse al comportamiento de la demanda.
- Los contratos bilaterales físicos no han operado durante el mes de julio al igual que viene sucediendo desde comienzos de año.
- La energía adquirida en el mercado diario por comercializadores y consumidores cualificados, ha sido 2.690 GWh, con un precio medio de 4,45 PTA/kWh. En relación con el mercado diario, esto supone el 18,8% de la energía contratada, así como del volumen económico total, cifras superiores al mes anterior en un 16,9%.
- El volumen de energía adquirida por las comercializadoras para su exportación a Marruecos ha sido de 126 GWh.
- Los precios marginales han sido fijados por las unidades de producción térmica en la mayoría de las horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado se ha situado en 4,12 PTA/kWh, un 1,3% menos que el mes anterior y tan sólo un 6% inferior al precio medio en el mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 809 GWh, un 43,7% más que en junio, de la que el 36,8% se ha traducido en un aumento neto de la producción.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado de producción ha supuesto un ahorro de 1,1 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 447, 138, 66, 36, 61 y 62 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 2,4 y 5,5 PTA/kWh el 80% de los días, apreciándose una mayor volatilidad que en los primeros meses de funcionamiento del mercado intradiario.



Otros mercados

- La demanda de electricidad derivada del uso de aparatos de aire acondicionado provocada por las temperaturas estivales ha favorecido la aparición de restricciones técnicas y un significativo aumento de su repercusión económica neta. El coste conjunto de los conceptos englobados bajo el término de "Otros mercados" se ha elevado a 27,3 cts/kWh, un 4,6% del precio medio del mercado de producción. La energía gestionada por el operador del sistema ha sido 542 GWh, un 35,5% más que en junio, de los cuales 402 GWh han sido a subir y 140 GWh a bajar. Respecto del mismo mes de 1998, el coste por este concepto ha disminuido un 22%, principalmente en el concepto de regulación.
- Restricciones técnicas: La energía

necesaria para la solución de restricciones técnicas ha ascendido a 585 GWh, lo que supone un 4,1% de la energía correspondiente al mercado diario, casi tres veces más que en el mes de junio. La repercusión sobre el precio final ha ascendido a 20,6 cts/kWh.

- Regulación: La asignación media de banda de potencia por regulación secundaria ha sido a subir de 660 MW y a bajar de 486 MW. La repercusión económica total ha significado un coste de 6 cts/kWh, un 33% superior al mes de junio, 1 y 1,8 cts/kWh corresponden a la banda y a la energía de regulación secundaria respectivamente y 3,2 cts/kWh corresponden a la energía de regulación terciaria.
- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto un

aumento de la producción en 109 GWh con un precio medio superior al del mercado diario, lo que ha ocasionado un coste de 0,7 cts/kWh, aumentando un 40% respecto al mes anterior.

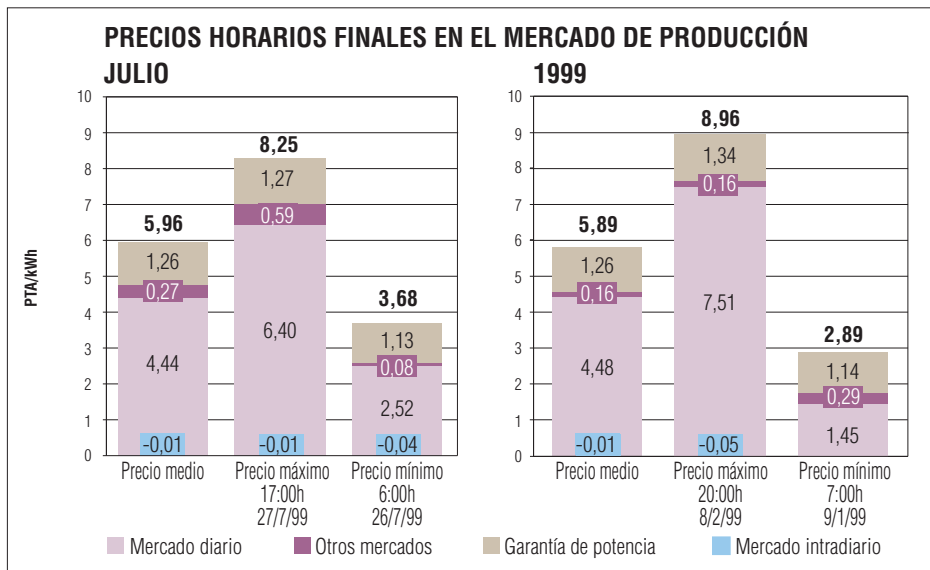
- Contratos internacionales de Red Eléctrica: la incorporación en el mercado de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica ha significado un coste de 0,7 cts/kWh.

Garantía de Potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de julio ha sido 18.755 MPTA, suponiendo un coste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,26 PTA/kWh, valor igual al del mes anterior y que supone el 21,1% del precio medio del mercado.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores han sido de 2.753 GWh, un 20,2% más y el pago por garantía de potencia ha resultado un precio medio de 0,19 PTA/kWh.
- Las compras de distribuidores y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sido de 11.863 GWh, resultando un pago por garantía de potencia a un precio medio de 1,54 PTA/kWh.

Precios finales

- El precio final del mercado ha sido 5,96 PTA/kWh. Debido principalmente a las diferencias en los pagos por garantía de potencia, el precio final de distribuidores y exportación de Red Eléctrica ha sido 6,27 PTA/kWh, mientras que el de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos compradores ha sido 4,87 PTA/kWh.



- Durante el mes de julio el precio horario final máximo ha sido 8,25 PTA/kWh en la hora 17 del martes 27 y el mínimo ha sido 3,68 PTA/kWh en la hora 6 del lunes 26. La relación entre el máximo y el mínimo es de 2,2 veces, aumentando la volatilidad del mes anterior.
- Las diferencias entre el valor del precio horario final máximo y mínimo de cada día han sido superiores a 2 PTA/kWh en aproximadamente un 80% de los días del mes y ha habido ocho días en el que ha estado en el intervalo 3-4 PTA/kWh.
- En las horas de valle la franja de precios horarios se sitúa entre 3,7 y 6,8 PTA/kWh. En el resto de las horas los precios se sitúan en una franja entre 3,9 y 8,3 PTA/kWh.
- 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 julio, precio valle, ha sido 4,778 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 6,346 PTA/kWh.

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 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
J1	4,82	4,47	4,58	4,54	4,60	4,68	5,08	5,33	5,89	6,09	6,59	6,80	6,97	6,59	6,60	6,50	6,75	6,79	6,79	6,22	6,25	6,27	6,51	6,25	6,02
V2	4,85	5,06	4,88	4,78	4,79	4,85	5,14	5,13	6,72	6,89	7,20	6,67	6,75	6,71	6,57	6,49	6,72	6,69	6,94	7,11	6,63	6,57	6,28	5,94	6,18
S3	5,12	4,89	4,69	4,64	4,63	4,65	4,77	4,98	5,28	4,96	5,90	5,63	5,67	5,42	4,95	5,15	5,00	5,07	4,96	5,11	5,39	6,14	6,08	5,59	5,22
D4	4,89	4,82	4,45	3,79	4,41	4,55	4,85	4,84	4,84	4,44	4,84	4,89	4,85	4,51	4,40	4,82	4,80	4,77	4,81	4,88	5,37	5,92	6,24	5,85	4,89
L5	4,80	4,54	4,20	4,42	4,49	4,52	4,49	4,88	6,07	6,49	6,64	6,73	6,73	6,79	6,91	6,96	7,03	6,71	6,73	6,59	6,08	6,36	6,86	6,31	6,09
M6	5,51	5,12	5,04	4,91	4,88	4,90	4,98	5,07	5,87	6,36	6,81	7,24	7,05	7,23	7,03	6,88	7,17	7,20	7,05	6,85	6,72	6,75	6,92	6,68	6,35
X7	5,23	5,18	5,28	5,15	5,20	5,20	5,14	5,37	6,59	6,82	7,06	7,35	7,32	7,28	7,03	7,06	7,29	7,27	7,23	7,00	6,61	6,61	6,82	6,56	6,50
J8	4,73	4,64	4,85	4,96	4,91	4,92	4,89	5,05	6,59	6,74	7,09	7,34	7,37	7,36	6,98	6,95	7,17	7,02	6,99	7,03	6,64	6,63	6,63	6,12	6,35
V9	4,80	4,69	4,71	4,78	4,76	4,60	4,34	4,80	5,78	6,21	7,10	7,41	7,42	7,42	7,13	7,21	7,43	7,46	7,43	7,17	6,74	6,78	6,73	6,52	6,35
S10	5,75	5,67	4,86	4,83	4,74	4,74	4,85	4,96	5,07	5,10	5,58	5,81	5,90	5,47	5,42	5,43	5,51	5,48	5,45	5,45	5,67	6,03	6,33	5,73	5,44
D11	5,31	5,09	4,59	4,81	4,64	4,49	4,96	4,97	4,93	5,00	5,17	5,30	5,58	5,63	5,93	5,77	5,23	5,19	5,24	5,31	5,58	6,26	6,56	6,33	5,36
L12	6,75	5,18	5,12	5,09	4,90	4,87	5,28	5,22	6,66	6,91	7,22	7,32	7,28	7,42	7,12	7,13	7,37	7,34	7,38	7,25	6,54	6,50	6,72	6,27	6,58
M13	4,74	4,60	4,93	4,88	4,83	4,45	4,39	4,69	5,79	6,58	6,86	7,08	6,79	7,08	6,84	6,83	6,99	7,11	7,04	6,92	6,08	6,08	6,51	5,96	6,11
X14	4,32	4,19	4,16	4,11	4,09	4,10	4,13	4,51	5,60	6,69	7,02	7,27	6,99	7,26	7,03	7,01	7,21	6,88	6,99	6,98	6,41	6,01	6,54	5,28	6,01
J15	4,29	4,26	4,22	4,22	4,22	4,19	4,30	4,58	5,41	6,30	6,96	7,17	7,20	7,24	6,96	6,91	7,15	7,16	7,22	6,97	6,16	6,14	6,40	5,66	6,04
V16	4,52	4,34	4,27	4,34	4,36	4,32	4,29	4,55	5,61	6,47	6,90	7,06	7,13	7,12	6,96	6,81	6,98	6,97	6,91	6,75	6,38	6,46	6,60	5,76	6,04
S17	5,50	5,46	4,70	4,45	4,67	4,80	4,80	4,85	4,89	5,00	5,80	6,13	6,04	6,19	5,89	5,81	5,81	5,82	5,81	5,87	5,83	6,15	6,34	6,08	5,57
D18	5,36	5,18	5,51	4,51	4,54	4,44	4,61	4,18	4,20	4,25	5,09	5,50	5,52	5,54	5,50	5,48	5,31	5,36	5,28	5,33	5,57	6,02	7,44	6,11	5,30
L19	5,50	4,63	4,54	4,64	4,64	4,53	4,49	5,29	5,88	6,42	6,96	7,16	7,26	7,28	6,92	6,89	7,05	7,17	7,20	6,89	6,48	6,30	6,39	6,19	6,28
M20	5,77	4,57	4,35	4,42	4,49	4,38	4,42	5,06	6,07	6,56	6,92	7,10	7,14	7,15	6,82	6,78	7,01	7,03	7,06	6,76	6,37	6,27	6,31	5,96	6,15
X21	4,55	4,32	4,26	4,35	4,45	4,48	4,35	4,90	6,04	6,49	6,81	7,13	7,27	7,25	6,85	6,82	6,93	6,98	6,96	6,78	6,12	6,28	6,38	6,12	6,08
J22	5,02	4,41	4,50	4,35	4,43	4,52	4,62	5,58	6,39	6,72	6,93	7,16	7,31	7,28	6,93	6,86	7,01	7,10	6,89	6,67	6,35	6,15	6,45	6,25	6,21
V23	5,76	4,88	4,63	4,43	4,27	4,39	4,71	5,29	6,22	6,79	6,85	7,24	7,32	7,39	7,02	6,99	7,23	7,30	7,29	6,96	6,45	6,25	6,45	6,05	6,30
S24	5,95	5,81	5,66	4,96	4,91	4,89	4,87	4,89	4,92	5,63	5,99	6,24	6,22	6,20	6,00	5,73	5,73	5,71	5,70	5,74	5,66	5,98	5,91	5,97	5,67
D25	5,13	5,26	4,85	4,17	4,40	4,19	4,12	3,89	3,97	4,23	5,12	4,37	4,91	4,52	3,97	4,63	3,96	3,95	3,93	3,95	3,94	5,01	5,78	5,03	4,50
L26	5,21	4,77	4,36	4,11	3,70	3,68	4,63	4,80	5,75	6,23	6,63	6,95	6,70	6,72	6,66	6,71	6,66	6,95	7,06	6,75	6,40	6,04	6,39	6,24	6,01
M27	5,71	4,25	4,66	4,73	4,71	4,70	4,59	4,95	5,71	6,16	6,76	7,01	7,08	7,15	7,32	7,60	8,25	7,90	7,59	6,94	6,81	6,61	6,61	6,32	6,37
X28	5,84	4,65	4,78	4,85	4,76	4,74	4,72	5,27	5,91	6,59	6,86	7,25	7,35	7,33	6,92	6,77	7,05	7,05	6,94	6,64	6,25	6,20	6,34	6,04	6,24
J29	5,67	4,70	4,82	5,03	4,94	4,83	4,75	5,60	5,71	6,08	6,47	6,79	6,87	6,88	6,55	6,54	6,99	6,88	6,84	6,43	6,08	6,02	6,08	5,90	6,06
V30	5,79	4,50	4,56	4,72	4,75	4,79	4,78	5,69	5,79	6,30	6,46	6,70	6,65	6,36	6,33	6,39	6,74	6,78	6,79	6,45	6,04	6,02	6,72	6,15	6,01
S31	5,67	5,42	5,47	4,59	4,70	4,71	4,51	4,70	4,49	5,15	5,12	5,35	5,23	5,28	5,29	5,46	5,53	5,55	5,51	5,57	5,44	5,31	5,39	5,44	5,22
Media	5,24	4,82	4,72	4,60	4,61	4,59	4,67	4,98	5,71	6,11	6,52	6,71	6,73	6,70	6,49	6,51	6,66	6,65	6,63	6,45	6,14	6,21	6,45	6,03	5,96

Mínimo: 3,68 Precios de 3,68 a 4,20 Precios de 4,20 a 6,46 Precios de 6,46 a 8,25 Máximo: 8,25

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

4. RED DE TRANSPORTE

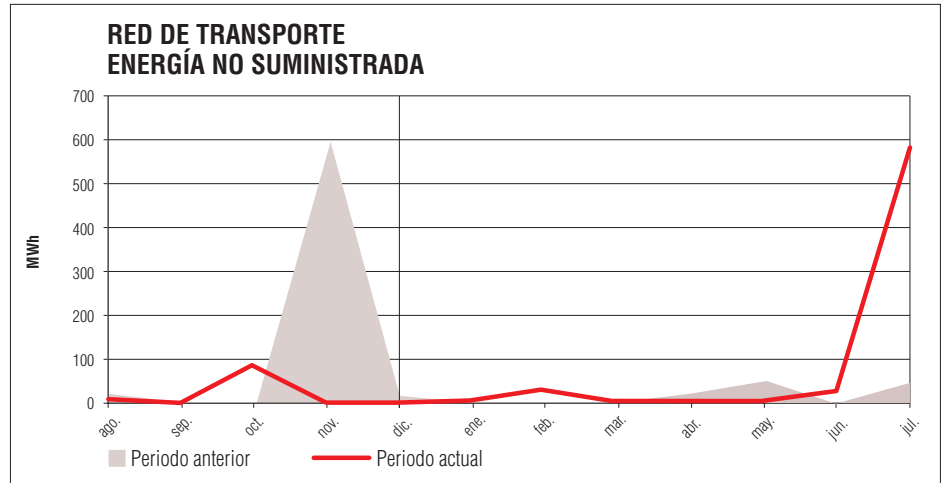
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- En el mes de julio se han registrado tres cortes de mercado, uno en Madrid que originó una pérdida de mercado de 5 MWh, y otros dos en la zona de Levante con una pérdida de mercado de 567 MWh.
- En los primeros siete meses del año la ENS suma un total de 641,44 MWh, mientras que en los últimos doce meses, el total de ENS asciende a 731,25 MWh, con un valor del TIM de 2,144 minutos, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se han producido este mes, a las que hay que añadir las registradas en el mes de octubre del año anterior y en los meses de febrero y junio de 1999.
- La tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de julio ha sido del 2,0%. Esta tasa es inferior en un 20,3% a la registrada el mismo mes del año anterior como consecuencia de la reducción de las indisponibilidades no programadas, que alcanzaron el 1,8% en julio de 1998 y han sido nulas este mes. Tras el registro de julio, las tasas de indisponibilidad acumulada e interanual se han situado en un 1,7% y un 2,6%, respectivamente, ambas notablemente inferiores a las registradas el año anterior.
- En el mes de julio, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores del sistema de dichos países, son los mismos que el mes pasado.

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.

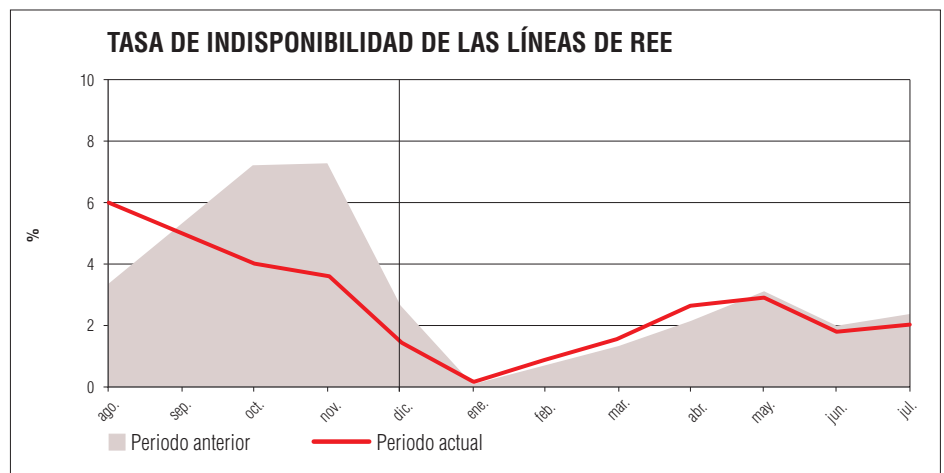
Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

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.



Red de transporte Calidad del servicio

	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	572,0	641,4	731,3
Tiempo de interrupción medio (min.)	-	-	2,144



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,8	39,9	1,0	-31,1	1,2	42,2
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-63,8	0,1	64,2	0,1	39,1
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,1	-36,4	0,7	-36,2	1,3	-40,5
Total	2,0	-20,3	1,7	-31,6	2,6	-16,6

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

Interconexiones internacionales Capacidad comercial (MW)

	Julio	
	Importación	Exportación
Francia	900	700
Marruecos	300	300
Portugal	550	600

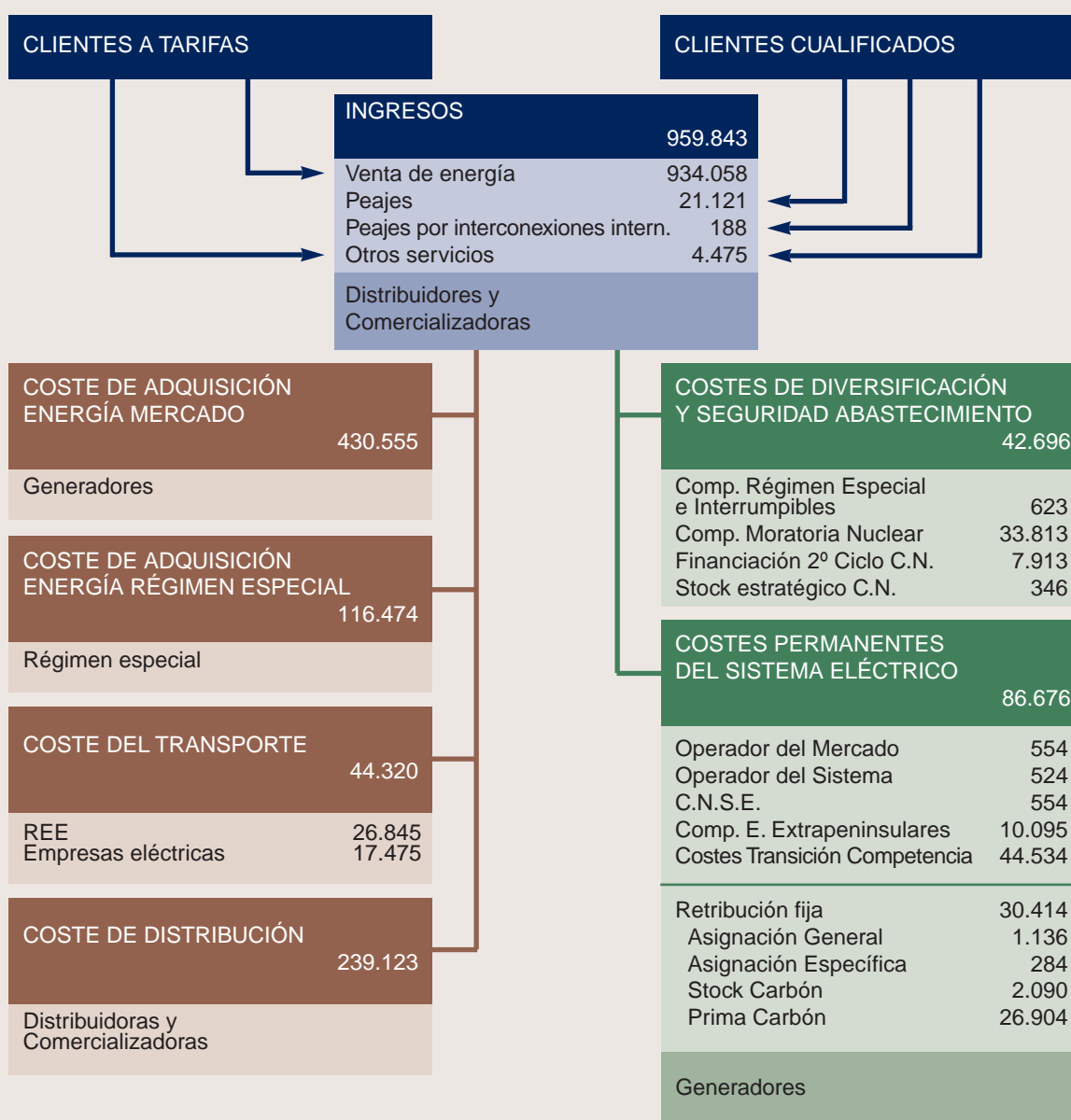
5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 7 del año 1999 ascendieron a 959.843 MPTA, de los cuales el 97,3% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,5% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 2,2% a peajes.
- Del total de ingresos, el 13,5%, 129.372 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos 74.948 MPTA corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 7 supone un 51,2% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1999. Este porcentaje es prácticamente igual al que correspondería a este período de acuerdo con la distribución temporal de costes de las actividades reguladas que se establece en el procedimiento de liquidaciones.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores, a efecto de la liquidación nº 7 del año 1999, se ha elevado a 430.555 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 70.346 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 18.000 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 7, 1999

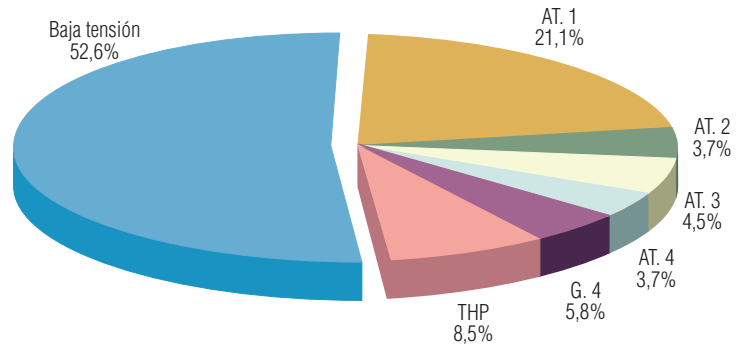
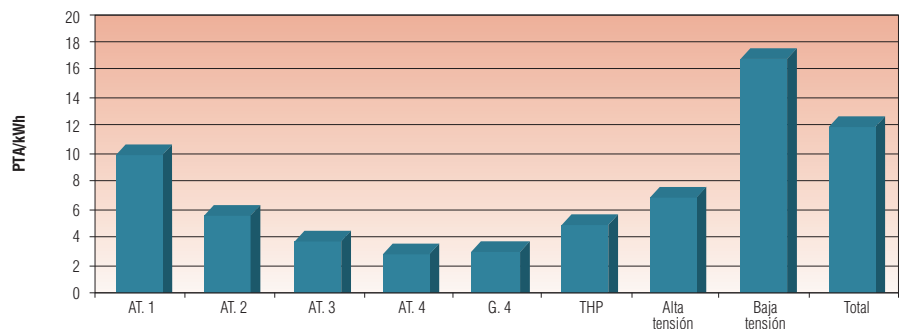
(Millones de pesetas)



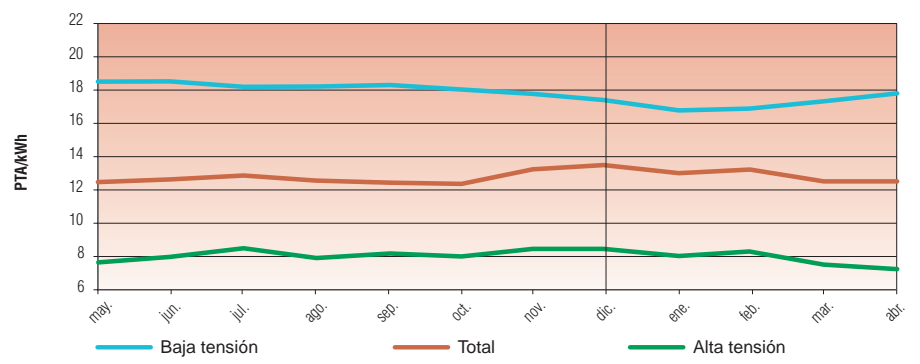
CONSUMO A TARIFA REGULADA (*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en el sistema peninsular durante el mes de abril de 1999 ascendió a 11.164 GWh, un 9,1% inferior al mismo mes de 1998. De esta forma se mantiene la tendencia de descenso progresivo del consumo de energía a tarifa regulada iniciada en el mes de enero, consecuencia de la salida de la tarifa regulada de consumidores cualificados al amparo de la reducción de los umbrales de consumo para acceder a tal condición. A este factor se añade la desaceleración en el ritmo de crecimiento de la actividad económica observada en los primeros meses del año, que en el mes de abril, al igual que en marzo, adquirió especial relevancia al alcanzarse uno de los incrementos de demanda atribuibles a la actividad económica más bajos desde el año 1996.
- Los factores anteriormente señalados han tenido especial incidencia en los consumos en alta tensión, que en el mes de abril se han reducido en un 20,8% respecto al mismo mes de 1998. Por su parte, los consumos en baja tensión, a los que no afecta el trasvase de consumidores cualificados, se han incrementado en un 5,0% respecto al mismo mes de 1998, tasa notablemente inferior a la del mes de abril del año anterior como consecuencia del efecto negativo de las temperaturas registradas.
- En el primer cuatrimestre del año, el consumo facturado a tarifa regulada ha ascendido a 49.199 GWh, un 3,7% por debajo del registrado en el mismo período del año anterior. Los consumos en alta tensión se han reducido en un 14,3%, como consecuencia de los factores anteriormente indicados, mientras que los consumos en baja tensión se han incrementado en un 7,8%, favorecidos por el efecto de las frías temperaturas registradas en los primeros tres meses del año.

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

SISTEMA PENINSULAR
CONSUMO FACTURADO POR TIPO DE TARIFA. ABRILSISTEMA PENINSULAR
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. ABRIL

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)	2.351	-31,9	10,57	1,8	11.132	-20,3	10,64	1,2	41.400	-3,7	10,52	-6,3
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	412	-37,4	6,45	-12,5	1.859	-28,3	7,06	-7,8	7.000	-14,6	7,39	-9,9
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	505	-9,6	4,26	-5,3	1.883	-7,7	4,65	-8,7	5.897	-3,0	4,66	-16,4
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	419	-9,2	3,40	-4,4	1.536	-13,7	3,70	-9,1	4.950	-12,3	3,70	-9,5
G.4 (Grandes consumidores)	646	2,5	3,67	0,3	2.575	3,2	3,69	0,1	7.742	2,2	3,66	-3,4
Tarifa horaria de potencia	954	4,3	5,62	-4,3	3.713	2,5	6,27	-9,0	11.323	16,7	5,76	-10,0
Alta tensión	5.287	-20,8	7,34	-6,7	22.697	-14,3	7,87	-4,5	78.312	-2,4	8,00	-8,1
Baja tensión	5.877	5,0	17,47	-3,3	26.502	7,8	17,02	-3,8	75.012	7,7	17,64	-7,2
Sistema peninsular	11.164	-9,1	12,67	1,2	49.199	-3,7	12,80	0,1	153.324	2,3	12,72	-5,8

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

- Después del importante descenso registrado en abril, el crecimiento interanual del consumo de energía eléctrica a tarifa regulada acentúa su senda descendente, situándose en el 2,3%, para un consumo facturado en los últimos doce meses de 153.324 GWh.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el primer cuatrimestre de 1999 ha sido 12,80 PTA/kWh, valor prácticamente idéntico al del mismo período de 1998. Este dato no refleja por tanto el descenso medio del 2,5% que resulta de la aplicación de las tarifas aprobadas para 1999, debido al elevado peso específico alcanzado durante este período por los consumos en baja tensión, los de mayor precio unitario, respecto al consumo total.
- El número total de clientes en el mes de abril ascendió a 20,0 millones. Del total de clientes, 61.500 son de media y alta tensión.

Datos de facturación

	Abril		
	Ciudadanos	Potencia	
	Número	MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	60.654	11.069	-19,4
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	623	1.216	-36,8
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	68	782	-22,2
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	24	525	-17,2
G.4 (Grandes consumidores)	5	913	2,9
Tarifa horaria de potencia	129	1.980	4,4
Alta tensión	61.503	16.485	-17,9
Baja tensión	20.025.726	91.716	4,3
Sistema peninsular	20.087.229	108.200	0,2

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

- La potencia facturada en el mes de abril ha ascendido a 108.200 MW, un 0,2% más que en el mismo mes de 1998. La potencia facturada en media y alta tensión fue 16.485 MW y se ha

reducido en un 17,9% respecto a la del mismo mes de 1998 como consecuencia de la salida de la tarifa regulada de numerosos consumidores cualificados.

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

DISTRIBUCIÓN POR PAÍSES DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 1998

- Las diferencias demográficas, industriales y climáticas entre los países de la Unión Europea determinan en gran medida la desigualdad en la distribución de la demanda de energía eléctrica en estos países. Así, las cuatro grandes potencias demográficas e industriales, Alemania, Francia, Inglaterra e Italia, acumulan el 66,7% del total de la demanda del año 1998. España ocupa el 5º lugar, absorbiendo el 7,8% del consumo total, cifra ligeramente superior a la de 1997.
- Por otro lado, el análisis del consumo

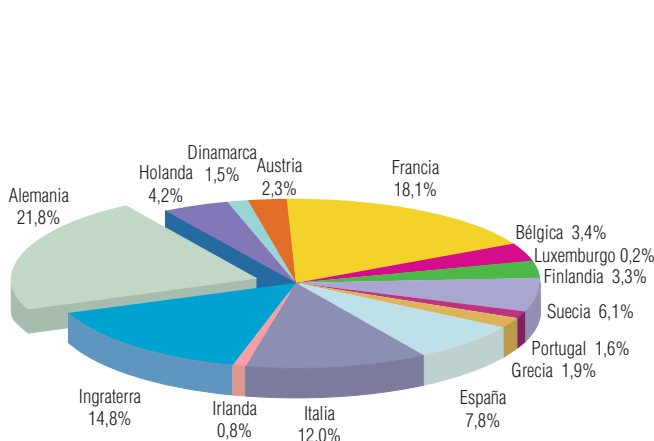
eléctrico en términos de demanda por habitante revela que los países nórdicos, con clima muy frío y muy desarrollados industrialmente, consumen más del doble de energía eléctrica que la media de la Unión Europea, que se sitúa en 1998 en 6.226 kWh por habitante y año.

- Los países centroeuropeos, altamente industrializados y con un clima más suave, presentan un consumo de alrededor de 6.500 kWh, cifra cercana a la media europea. Todos estos países han incrementado su demanda por

habitante respecto al año anterior, sobre todo Irlanda con un 5,3%.

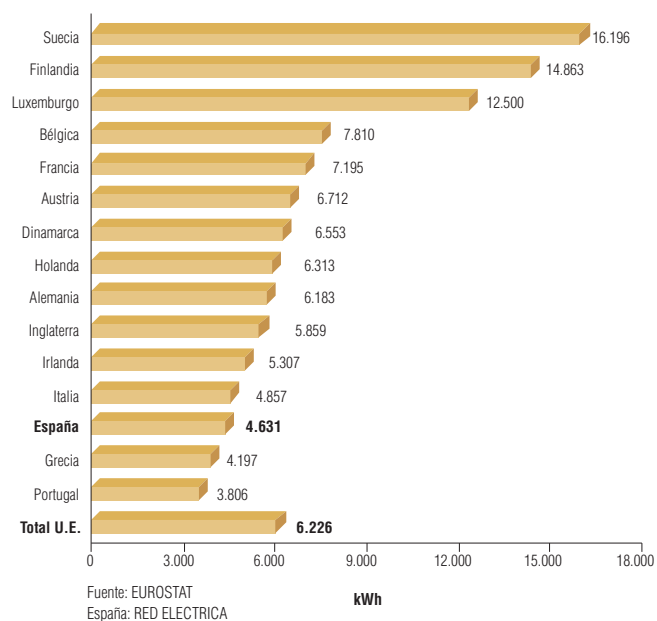
- Finalmente, los países del arco sur de la Unión Europea se sitúan entre aquellos que en 1998 han presentado un mayor incremento de demanda por habitante respecto a 1997, destacando España y Portugal con incrementos respectivos del 6,4% y 6,2%. No obstante, su consumo sigue siendo alrededor de un 25% menor que la media comunitaria, condicionados por un menor desarrollo industrial y un clima más cálido.

DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA POR PAÍSES. 1998



Fuente: EUROSTAT
España: RED ELECTRICA

CONSUMO ANUAL POR HABITANTE. 1998



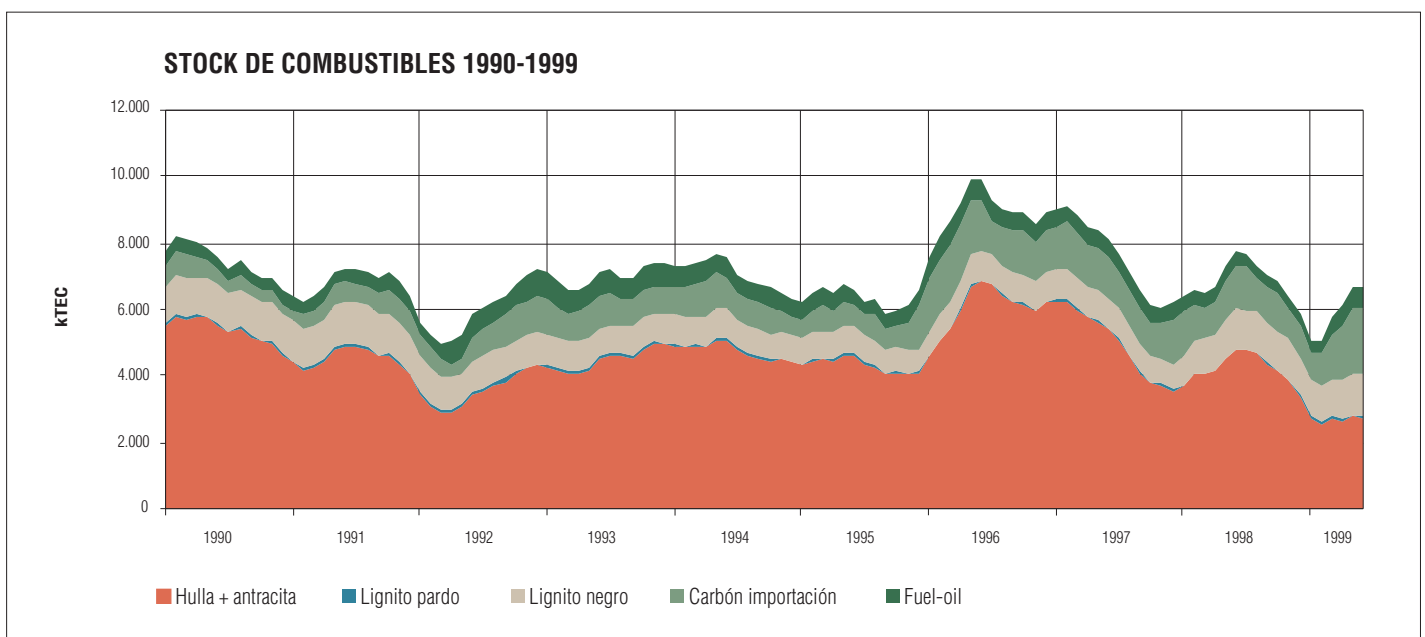
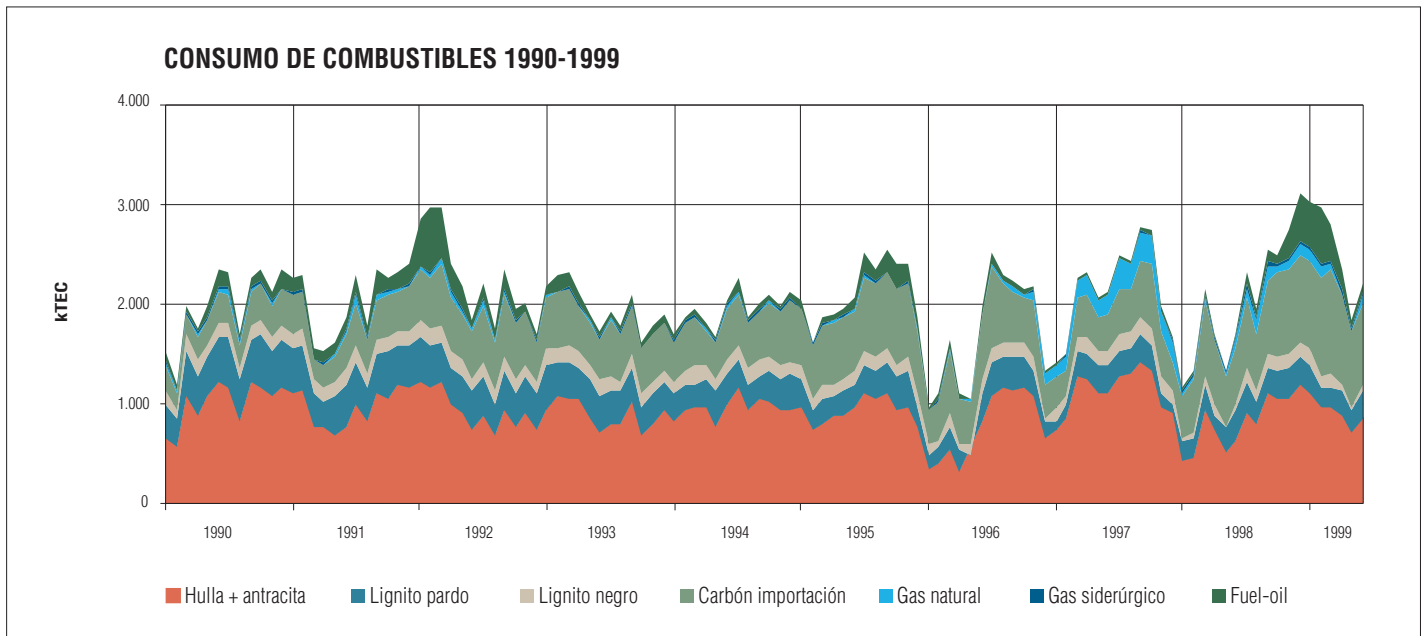
Fuente: EUROSTAT
España: RED ELECTRICA

**SISTEMA PENINSULAR
UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS CONVENCIONALES 1990-1999(*)**

Combustible	Consumo (kTEC)									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999(*)
Hulla+antracita	12.079	11.585	11.158	10.692	11.464	11.093	8.905	13.510	9.820	5.497
Lignito pardo	5.131	4.783	4.553	4.152	3.531	3.255	3.013	2.618	3.016	1.412
Lignito negro	1.740	1.741	1.772	1.680	1.746	1.626	1.362	1.789	1.121	572
Carbón importación	3.282	4.254	6.296	5.897	5.741	7.850	6.276	4.965	8.115	5.416
Gas natural (**)	245	247	322	56	86	105	272	2.459	850	369
Gas siderúrgico	271	270	247	183	186	201	124	184	342	200
Fuel-oil	1.207	1.708	2.842	1.062	694	1.467	660	317	1.335	1.772
Sistema peninsular	23.954	24.586	27.191	23.722	23.448	25.598	20.611	25.842	24.600	15.238

(*) Primer semestre de 1999

(**) Incluye GICC de ELCOGAS





Ministerio de Industria
y Energía


Miner

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>