

ENERGÍA ELÉCTRICA

JUNIO 1999. Nº 13



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
• Demanda de energía eléctrica. Año 1998	
Anexo	
• Producción hidroeléctrica en el Sistema Peninsular. Período 1990-1999	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central térmica de Castellón
Central hidroeléctrica de bombeo puro Estangento

Fecha de redacción: 6 de septiembre 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 junio ha continuado el fuerte crecimiento del consumo de energía eléctrica, al alcanzarse una demanda mensual de 15.067 GWh, un 6,9% superior a la del mismo mes del año anterior.
- Este elevado crecimiento se ha producido a pesar de la menor laboralidad y las temperaturas más suaves registradas respecto a junio del año anterior, factores cuyo efecto negativo conjunto sobre la demanda ha sido del 0,5%. Una vez deducido este efecto, el incremento de demanda atribuible a la actividad económica ha alcanzado el 7,4%, el mayor registrado desde el mes de julio de 1998, superando al ya importante incremento del pasado mes de mayo.
- Pese al buen comportamiento de la actividad económica en los dos últimos meses, en el primer semestre del año el incremento de la demanda atribuible a este factor se ha situado en el 5,0%, todavía un punto y medio por debajo del registrado en el primer semestre de 1998. Este menor incremento es consecuencia de la moderada desaceleración del ritmo de crecimiento de la actividad económica que se ha producido durante los primeros seis meses del año 1999, refrendada por los valores publicados de crecimiento del Producto Interior Bruto de los dos primeros trimestres del año.
- La estructura de producción del mes de junio se ha aproximado de nuevo a la que

caracterizó los primeros meses del año 1999. La producción hidroeléctrica ha aportado el 18,0% de la producción bruta mensual, tres puntos menos que el mes anterior, debido al bajo producible de junio. Por su parte, la producción nuclear, tras el repunte de mayo, ha regresado en junio a registros inferiores a los habituales como consecuencia de las actuaciones programadas desarrolladas en las centrales de Almaraz I y José Cabrera, y ha aportado el 35,6% de la producción bruta mensual. La conjugación de estas circunstancias ha favorecido una mayor utilización de las centrales térmicas convencionales, que han aportado el 46,4% de la producción bruta del mes.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de junio la demanda ascendió a 838 GWh, un 7,9% superior a la del mismo mes del año anterior, con lo que el primer semestre del año finaliza con un crecimiento de la demanda extrapeninsular del 8,9%, casi 3 puntos por encima del crecimiento peninsular, y dos puntos por encima del incremento registrado en el mismo período del año anterior.
- La valoración de la generación en los primeros seis meses de 1999 ha ascendido a 584.061 MPTA, con un coste medio de 6,43 PTA/kWh. El coste de la generación neta de las empresas y de las importaciones netas ascendió a 5,99 y 5,14 PTA/kWh, respectivamente. El coste medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 9,83 PTA/kWh.
- El precio medio mensual final en el mercado de producción de energía eléctrica ha sido 5,78 PTA/kWh. En relación con el pasado mes de mayo, destaca el aumento del 4,1% de la demanda, mientras que los precios han mantenido un comportamiento similar.
- Respecto al mes de junio de 1998, el precio final ha aumentado un 9,7%, debido principalmente al aumento del 15,8% del precio en el mercado diario, mientras que los precios de otros mercados y de la garantía de potencia han disminuido un 31,6% y un 1,6% respectivamente.

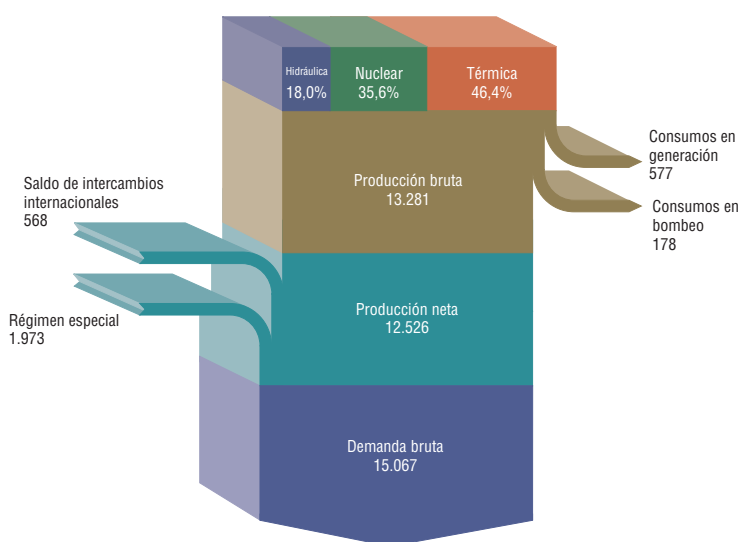
Balance eléctrico	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	12.526	1,6	75.306	3,4	152.409	2,6
Régimen especial	1.973	29,7	11.694	18,9	21.470	18,0
Intercambios internacionales	568	131,9	2.984	43,5	4.306	316,9
Demanda bruta	15.067	6,9	89.984	6,2	178.185	6,2
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	768	6,0	4.335	6,9	8.925	7,3
Régimen especial	70	35,1	385	36,5	712	27,8
Demanda bruta	838	7,9	4.720	8,9	9.638	8,6

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

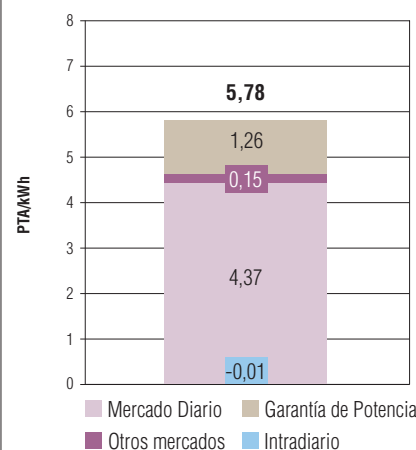
Valoración de la generación	Acumulado 1999			
	Coste total		Coste unitario	
	MPTA	%	PTA/kWh	%
Generación neta de las empresas	452.555	77,5	5,99	-6,9
Intercambios internacionales (*)	20.203	3,5	5,14	-20,0
Régimen especial	111.304	19,1	9,83	52,9
Total	584.061	100,0	6,43	-

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

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



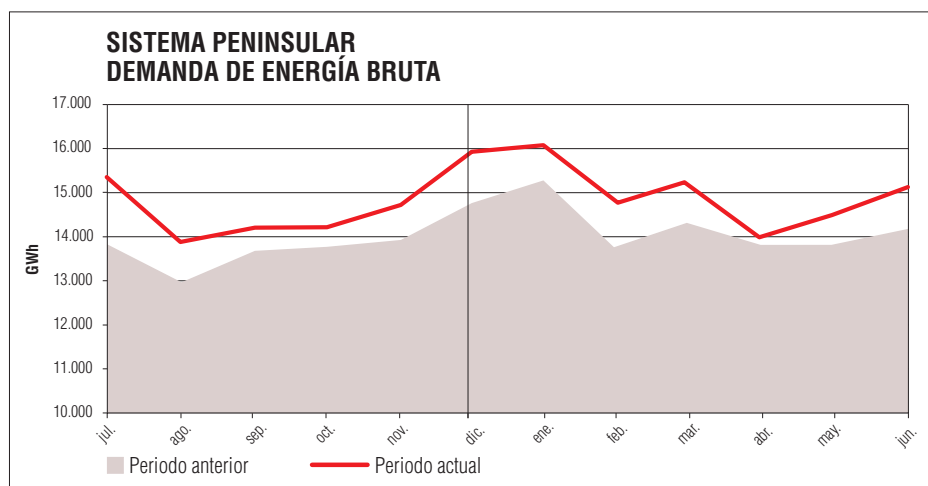
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO. JUNIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

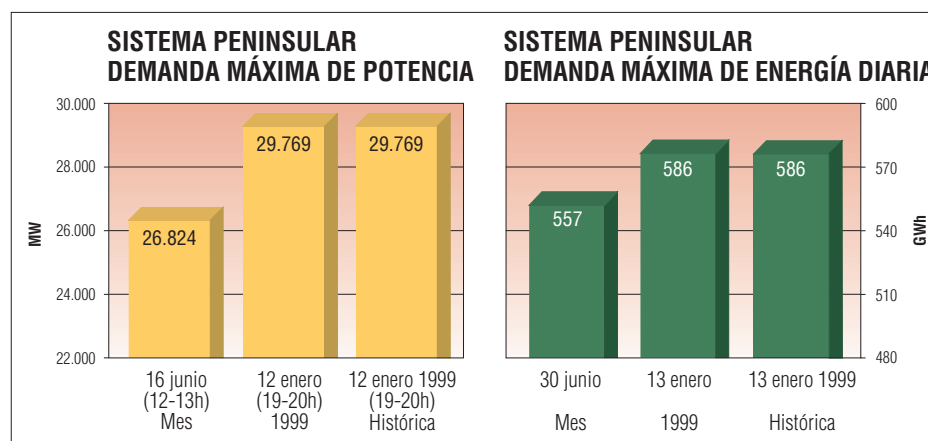
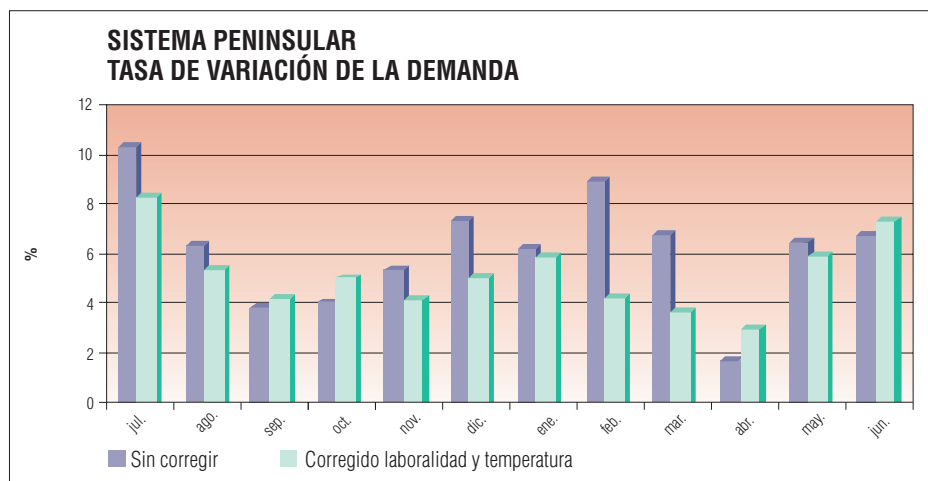
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda bruta peninsular de energía eléctrica en el mes de junio ascendió a 15.067 GWh, con un crecimiento del 6,9% respecto al mismo mes del año anterior.
 - La laboralidad tuvo una influencia negativa sobre la variación de la demanda del 0,4%, debido a que este año la festividad del 24 de junio en Cataluña se produjo en jueves, con el consiguiente efecto puente, mientras que el año anterior fue un miércoles.
 - En el mes de junio las temperaturas han sido ligeramente más suaves que las del año anterior y que la media histórica, reduciendo en 0,1 puntos el crecimiento de la demanda del mes. La temperatura media diaria del mes fue de 20,9 °C, 0,5 °C menos que en 1998, y tanto las máximas como las mínimas registraron valores inferiores a los del 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 7,4%, casi 3 puntos por encima del incremento registrado en el conjunto de los primeros cinco meses del año.
- Tras las altas tasas de crecimiento que se han producido en los últimos dos meses, el crecimiento acumulado de la demanda en el primer semestre del año ha alcanzado el 6,2%, apenas un 0,7% por debajo del registrado en el mismo período del año anterior. Sin embargo, el incremento acumulado de demanda atribuible a la actividad económica, pese al buen comportamiento de los dos últimos meses, se ha situado al finalizar el primer semestre en un 5,0%, todavía 1,5 puntos por debajo del mismo período de 1998.
- Los valores máximos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria en el mes de junio han sido 26.824 MW y 557 GWh, ambos valores superiores casi un 6% a los del mismo mes del año anterior
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de junio la demanda ascendió a 838 GWh, un 7,9% superior a la del mismo mes del año anterior, con lo que en el primer semestre del año la demanda de los sistemas extrapeninsulares, al contrario que la peninsular, ha crecido más que el año anterior, alcanzando un incremento acumulado del 8,9%, dos puntos por encima del registrado en el mismo período de 1998.



Demanda bruta	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	15.067	6,9	89.984	6,2	178.185	6,2
Efectos						
Laboralidad	-	-0,4	-	0,0	-	-0,1
Temperatura	-	-0,1	-	1,2	-	1,1
Activ. económica y otros	-	7,4	-	5,0	-	5,2
Sistemas extrapeninsulares	838	7,9	4.720	8,9	9.638	8,6

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

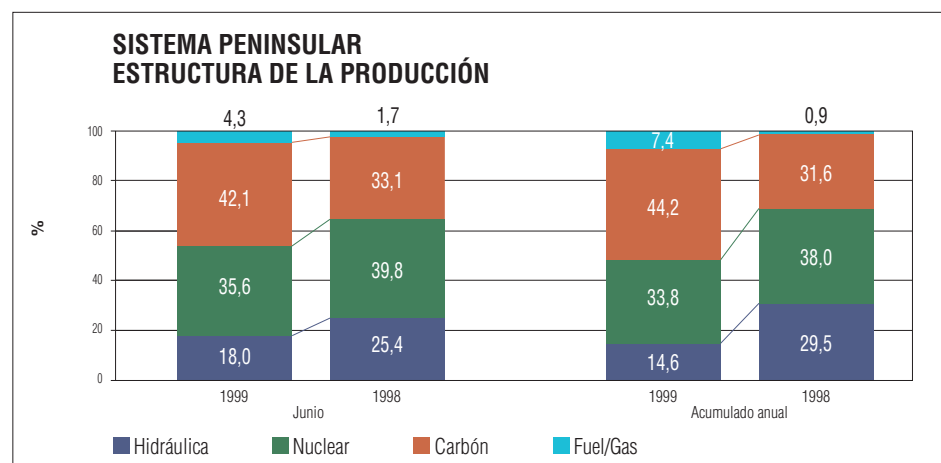
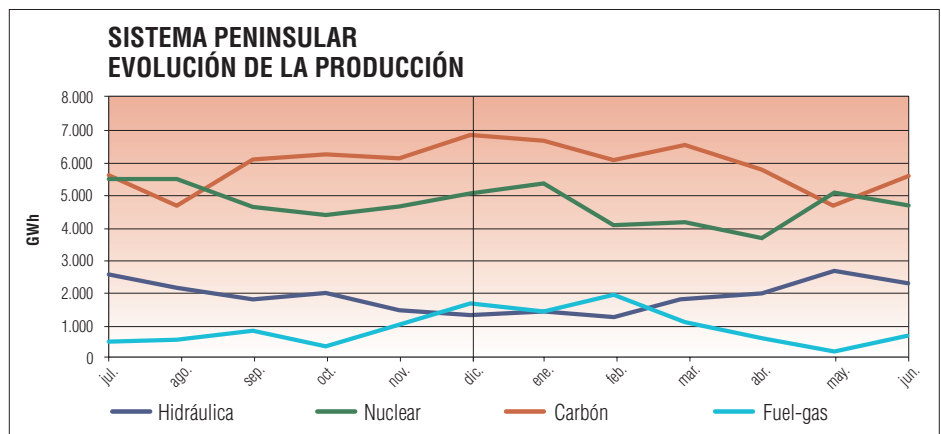
- La producción bruta peninsular en el mes de junio ascendió a 13.281 GWh, un 2,9% superior a la del mismo mes del año anterior.
- Respecto a la estructura de producción, tras un mes de mayo en el que las generaciones hidráulica y nuclear se recuperaron respecto a sus bajas aportaciones de meses anteriores, en el mes de junio ambas tecnologías han reducido nuevamente su contribución.
- Así, la producción hidráulica, condicionada por el bajo producible de junio, ha aportado el 18,0% de la producción bruta mensual, más de 3 puntos menos que el mes anterior, mientras que la producción nuclear ha situado su aportación en el 35,6%, casi cinco puntos menos que en mayo, como consecuencia de las actuaciones programadas desarrolladas en las centrales de Almaraz I y José Cabrera. Ambas circunstancias han favorecido el repunte de la contribución de la generación térmica convencional que ha alcanzado en junio el 46,4%, acercándose a los valores de los primeros meses del año.
- El incremento de la demanda bruta en el mes de junio respecto al año anterior, 972 GWh, ha sido cubierto en su mayor parte por el aumento de la energía adquirida al régimen especial y del saldo importador de los intercambios internacionales, que han aportado 775 GWh adicionales. Por su parte, la producción neta, que se ha incrementado en un 1,6%, ha contribuido con los restantes 197 GWh.
- A pesar de la ligera mejoría de los últimos dos meses, una vez cubierta la primera mitad del año 1999 las aportaciones de la producción hidroeléctrica y nuclear a la producción bruta total se han situado en el 14,6% y el 33,8%, respectivamente, 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 51,6% de la producción bruta del semestre, diecinueve puntos por encima de su contribución en el mismo período de 1998.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de junio, al igual que sucediera en los dos últimos meses, la energía adquirida al régimen especial ha cubierto una parte importante del incremento de la demanda mensual, el 29,6%. En el primer semestre del año, las adquisiciones al régimen especial han aportado el 8,2% de la demanda bruta, casi dos puntos más que en el mismo período del año anterior, mientras que las aportaciones de las centrales térmicas de carbón y fuel se han mantenido estables.

Balance eléctrico peninsular	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	2.391	-27,2	11.780	-47,8	23.187	-39,0
Nuclear	4.723	-8,0	27.169	-6,7	57.051	0,9
Carbón	5.594	30,9	35.516	47,0	71.552	24,4
Fuel-Gas	574	164,9	5.971	784,3	10.954	124,9
Producción bruta	13.281	2,9	80.436	5,1	162.744	3,7
- Consumos generación	577	25,0	3.471	30,5	7.122	18,8
- Consumos bombeo	178	55,1	1.659	60,4	3.213	39,4
Producción neta	12.526	1,6	75.306	3,4	152.409	2,6
+ Régimen especial	1.973	29,7	11.694	18,9	21.470	18,0
± Intercambios internacionales	568	131,9	2.984	43,5	4.306	316,9
Demanda bruta	15.067	6,9	89.984	6,2	178.185	6,2

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0	-100,0	1	-19,7	3	17,2
Carbón	304	5,3	1.616	10,5	3.295	21,0
Fuel-oil	525	6,8	3.055	5,0	6.323	1,3
Producción bruta	829	6,2	4.672	6,8	9.621	7,3
- Consumos generación	61	8,8	338	5,2	696	7,3
Producción neta	768	6,0	4.335	6,9	8.925	7,3
+ Régimen especial	70	35,1	385	36,5	712	27,8
Demanda bruta	838	7,9	4.720	8,9	9.638	8,6

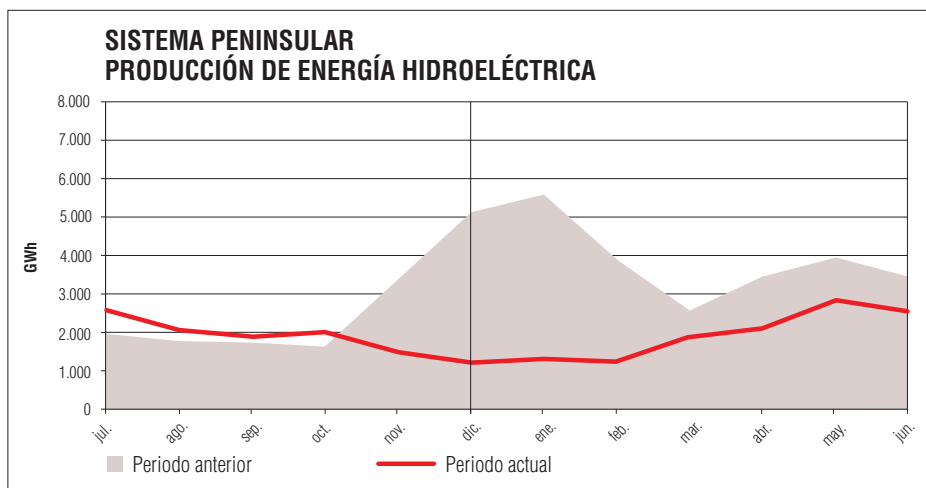
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

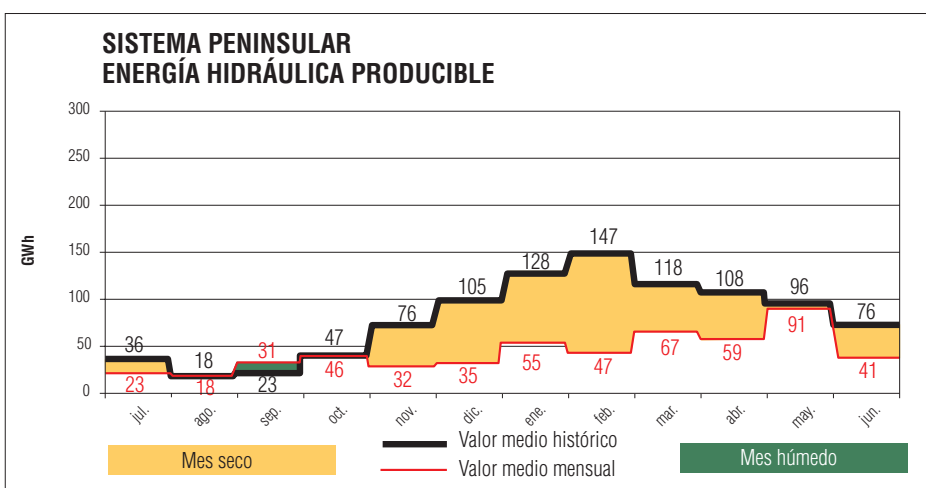
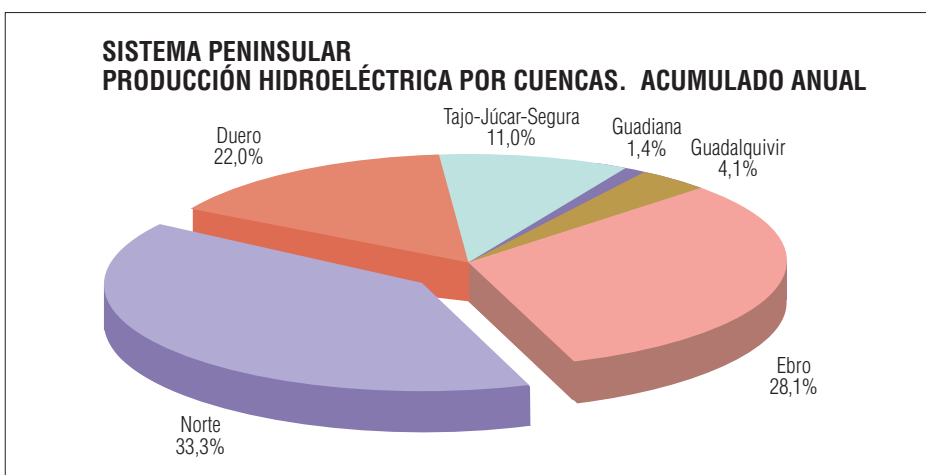
- La producción hidroeléctrica en el mes de junio ha ascendido a 2.391 GWh, lo que representa una aportación a la producción bruta del mes del 18,0%. Tal y como viene sucediendo desde el pasado mes de noviembre, la generación hidroeléctrica mensual es inferior a la del mismo mes del año anterior, alcanzándose en junio un descenso del 27,2%, si bien, como en meses anteriores, la comparación se realiza sobre un mes muy bueno desde el punto de vista del producible hidráulico.
- Tras el dato de junio, y a pesar de la ligera recuperación de la producción hidroeléctrica en los cuatro últimos meses, su aportación a la producción bruta en el primer semestre del año se sitúa en el 14,6%, todavía muy por debajo del 29,5% con que contribuyó en el mismo período del año anterior.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de junio las mayores producciones han correspondido nuevamente a las cuencas Norte y Ebro. Con excepción de la cuenca del Guadiana, de escaso peso relativo por su poca potencia instalada, el resto de las cuencas han reducido su producción respecto a junio de 1998. En el primer semestre del año las cuencas de la mitad norte peninsular han aportado el 83,4% de la producción hidroeléctrica total, cinco puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En junio se han registrado ligeras precipitaciones en toda la península, concentradas principalmente en la primera quincena del mes. Estas precipitaciones se han repartido por toda la península, con excepción de la zona andaluza, si bien con valores muy inferiores a los característicos de este mes.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de junio ha sido muy seco: el total de energía hidráulica producible fue de 1.237 GWh, inferior en un 46% a su valor histórico medio. Este índice de producible hidráulico es el noveno valor más bajo para este mes de los últimos 80 años.
- En el primer semestre del año la energía hidráulica producible apenas ha alcanzado los 11.000 GWh, el 53% de su valor histórico medio, muy inferior al producible que se registró en el mismo período de 1998, que superó en un 5% a su valor medio histórico.
- La producción hidroeléctrica de junio casi ha duplicado al producible del mes, lo que ha traído como consecuencia un ligero descenso de las reservas de agua del conjunto de los embalses,

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.



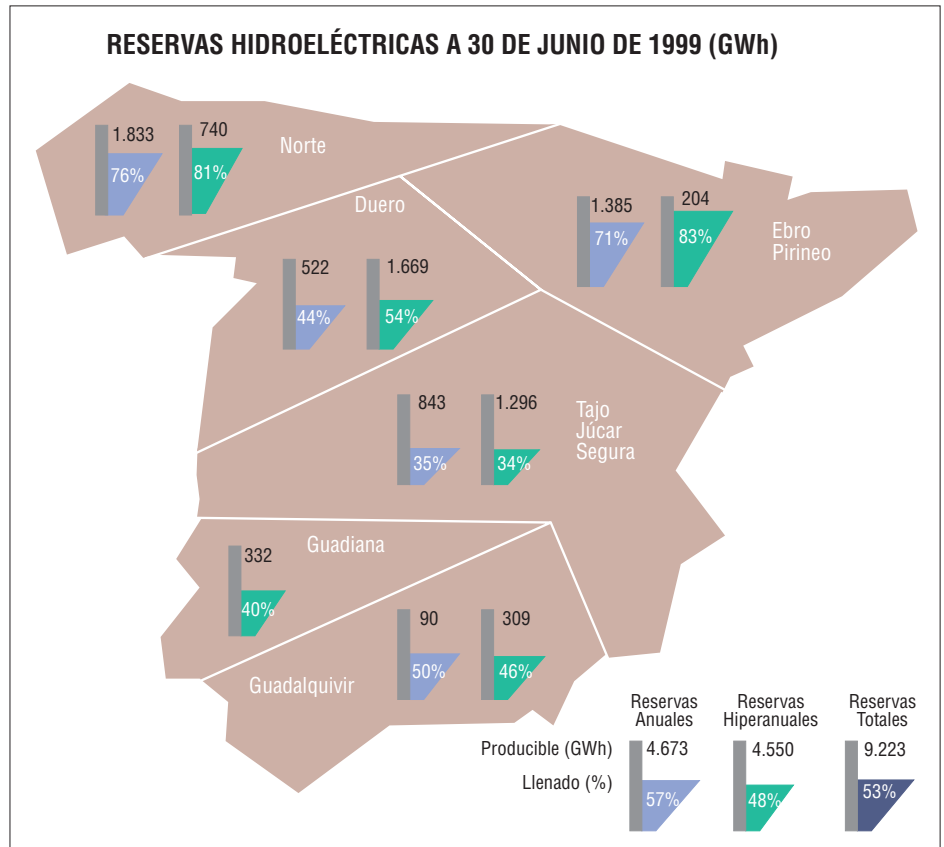
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	624	-25,2	3.923	-43,9	6.922	-38,4
Duero	3.552	567	-43,5	2.594	-59,1	5.775	-43,5
Tajo-Júcar-Segura	4.093	315	-33,7	1.302	-66,8	3.299	-54,8
Guadiana	233	32	315,0	167	-23,7	204	-47,3
Guadalquivir	1.016	118	-15,3	481	-39,2	944	-35,7
Ebro	3.483	735	-10,7	3.313	-23,5	6.042	-18,2
Sistema peninsular	16.526	2.391	-27,2	11.780	-47,8	23.187	-39,0
Canarias	1	0	-100,0	1	-19,7	3	17,2
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-100,0	1	-19,7	3	17,2

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



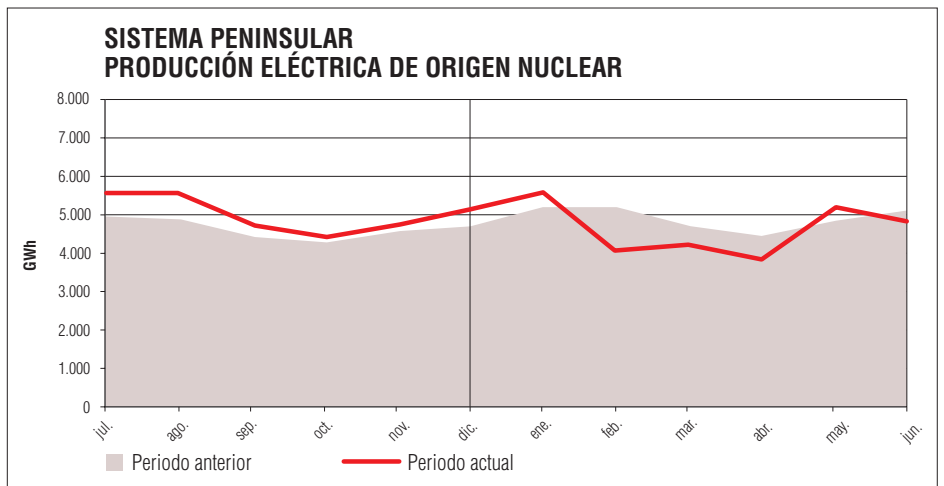
que han finalizado el mes con un nivel de reservas equivalente a 9.223 GWh, con un volumen de llenado del 52,5% de su capacidad, casi 6 puntos por debajo del registrado el mes anterior. Este nivel de reservas se sitúa en el entorno del valor medio histórico para este mes, si bien es notablemente inferior al 74% que se alcanzó en junio del pasado año.

- Los embalses de régimen anual alcanzaron en junio un nivel de llenado del 57,2%, el octavo más bajo registrado en este mes en los últimos 35 años y muy alejado del 75% alcanzado al finalizar el mes de junio del año anterior. Este porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 75,7% en la cuenca Norte y un mínimo del 34,6% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual ascendían al finalizar el mes a 4.550 GWh, con un nivel de llenado del 47,7%, más de cinco puntos inferior al del mes anterior y muy por debajo del 73% de junio de 1998. Por cuencas, el máximo nivel de llenado se ha alcanzado en la cuenca del Ebro con un 83,3% y el mínimo lo ha registrado la cuenca Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, con un 34,4%.



Producción nuclear

- En el mes de junio, la producción nuclear ha ascendido a 4.723 GWh, un 8,0% inferior a la de junio de 1998 e igualmente un 7,5% por debajo de la producción del pasado mes de mayo. Esta generación representa una contribución a la producción bruta mensual del 35,6%, inferior en cuatro puntos a la del mismo mes del año anterior.
- Después de un mes de mayo en el que apenas coincidieron tareas de mantenimiento y recarga de combustible, en el mes de junio se han reanudado las actuaciones programadas en algunas centrales, lo que ha influido en el ligero descenso de la producción mensual.
- El día 19 a las 0 horas se desacopló de la red la central de José Cabrera para la realización de los trabajos programados correspondientes a la 23ª recarga de combustible. La duración prevista de la recarga será de un mes, aproximadamente.
- Durante todo el mes de junio han continuado las actividades de la 13ª parada de recarga de combustible del grupo 1 de la central de Almaraz.
- En el mes junio se ha realizado la prueba de capacidad de planta en la



Producción bruta Nuclear	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	63	301,2	590	8,2	1.210	3,0
Garoña	466	332	-0,2	1.478	-24,6	3.469	-11,5
Almaraz I	974	0	-100,0	3.405	-16,5	7.619	7,2
Ascó I	979	697	0,2	4.227	0,7	7.657	-0,3
Almaraz II	983	696	0,5	4.180	4,0	6.232	-21,6
Cofrentes	1.025	730	-0,1	3.440	-18,3	7.705	6,6
Ascó II	976	695	-0,2	4.206	22,7	8.467	12,3
Vandellós II	1.009	746	4,1	2.894	-33,2	7.279	-6,0
Trillo I	1.066	764	34,9	2.751	16,9	7.412	19,9
Sistema peninsular	7.639	4.723	-8,0	27.169	-6,7	57.051	0,9

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

central de Vandellós para el aumento de potencia a 1.057,14 MW.

- Las actuaciones programadas anteriormente señaladas han afectado los valores de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear, que nuevamente se han situado por debajo de sus registros habituales. El coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 86,2%, casi siete puntos menos que el mes anterior, mientras que el factor de carga ha alcanzado el 85,9%, cuatro puntos por debajo del registrado en mayo.
- Una vez transcurrida la mitad del año 1999, la producción nuclear acumulada se eleva a 27.169 GWh, un 6,7% inferior a la del mismo período del año anterior, con una aportación a la producción bruta total del período del 33,8%, más de cuatro puntos por debajo de su contribución en los primeros seis meses de 1998.
- Las numerosas actuaciones programadas llevadas a cabo durante el primer semestre del año han situado los valores acumulados de la disponibilidad y el factor de carga en el 83,8% y el 81,9%, respectivamente, cifras ambas muy inferiores a las habituales del equipo nuclear y a las registradas en el primer semestre del año 1998, en el que apenas se produjeron actuaciones programadas en las centrales.
- En el mes de junio se han fabricado 40 elementos de combustibles tipo PWR para la central de Ascó II y 1 para la central de Almaraz I, con lo que en el primer semestre del año se han fabricado un total de 356 elementos de combustibles, el 59,3% de ellos para exportación, y se han importado 192.

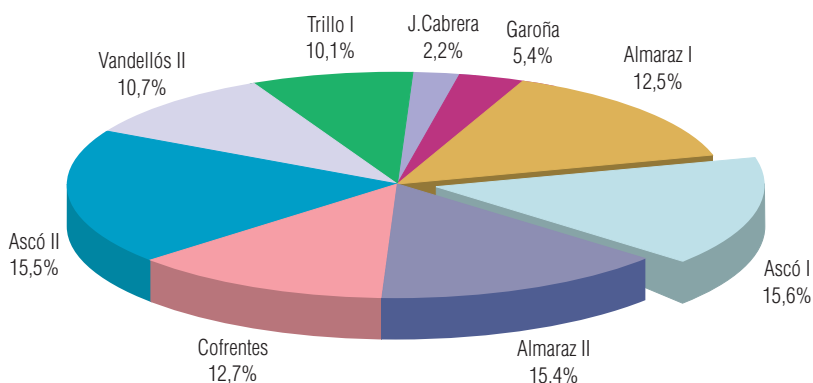
Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un período de tiempo y la que se hubiera producido en este período funcionando a la potencia nominal.

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.

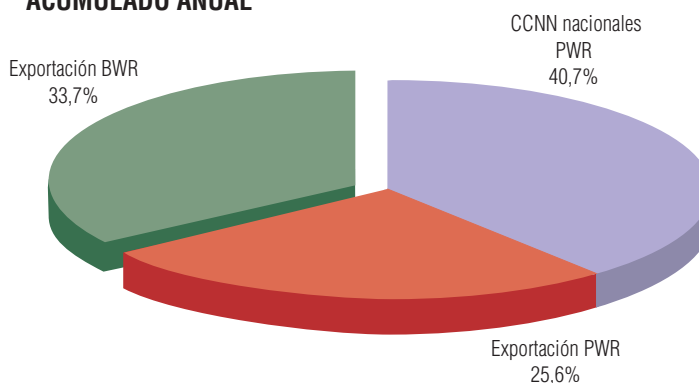
Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Junio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	54,6	40,0	0,0	84,8	6,6	0,6
Garoña	99,1	0,0	0,0	73,0	24,3	0,0
Almaraz I	0,0	100,0	0,0	80,5	18,2	0,0
Ascó I	98,9	0,0	0,6	99,4	0,0	0,6
Almaraz II	98,3	0,0	0,3	97,9	0,0	0,6
Cofrentes	98,9	0,0	0,0	77,2	14,9	2,0
Ascó II	98,8	0,0	0,0	99,2	0,0	0,0
Vandellós II	102,7	0,0	0,4	66,0	28,6	3,3
Trillo I	99,5	0,0	0,0	59,4	39,9	0,1
Sistema peninsular	85,9	13,6	0,2	81,9	15,3	0,9

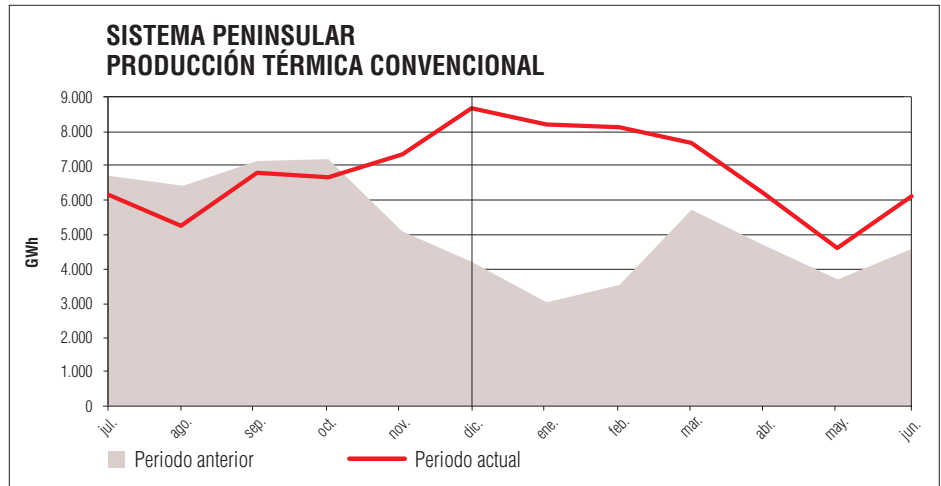
FABRICACIÓN NACIONAL DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES ACUMULADO ANUAL



Combustible nuclear	Junio	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	27.968	180.852	287.626
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	41	145	274
Exportación	0	91	91
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	128
Exportación	0	120	163
Nº elementos importación:			
PWR	0	8	8
BWR	0	184	184

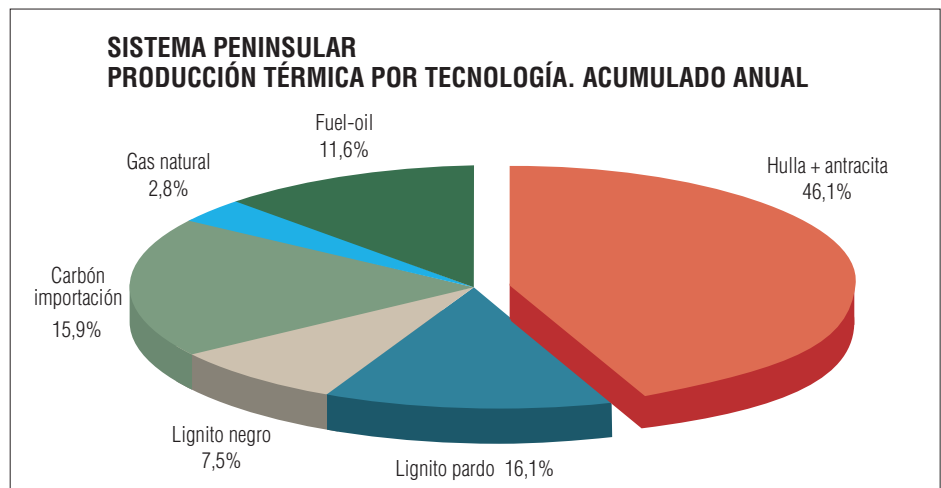
Producción térmica convencional

- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales en el mes de junio se elevó a 6.167 GWh, un 37,3% superior a la del mismo mes del año anterior. Después de que en mayo no superara por primera vez en muchos meses los 5.000 GWh, la producción de junio, si bien no alcanza los altos registros de los primeros meses del año, recupera la línea de altas generaciones de esta tecnología, favorecida por la reducción de las producciones hidroeléctrica y nuclear y la mayor demanda respecto al mes de mayo
- La producción de junio supone una aportación a la producción bruta total del mes del 46,4%, casi doce puntos más que la del mismo mes del año anterior, pero ligeramente por debajo de su aportación media hasta el pasado mes de mayo.
- Por tecnologías, en el mes de junio los mayores incrementos han correspondido a las centrales de fuel-oil, que apenas produjeron en junio de 1998, y a las centrales de carbón importado y hulla-antracita autóctona. Por el contrario, los grupos de lignito negro y lignito pardo registraron ligeros descensos.
- En el primer semestre del año la producción térmica convencional ha ascendido a 41.487 GWh, un 67,1% más que en el mismo período del año anterior, y ha aportado el 51,6% de la producción bruta total del período, casi veinte puntos más que en el primer semestre de 1998.
- Por tecnologías, la mayor generación durante el primer semestre 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 el primer semestre de 1998 apenas produjeron el 0,5% del total de producción térmica convencional, han elevado su contribución durante los primeros seis meses de 1999 hasta el 11,6%.
- El incremento de producción de junio respecto al mes anterior ha elevado el factor de carga del mes hasta el 44,1%, casi once puntos por encima del mes anterior, y sitúa el valor acumulado de esta magnitud en el primer semestre del año en el 49,1%.
- La indisponibilidad conjunta en el mes de junio fue del 13,8%, 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 el primer semestre del año en el 86,1%.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares



Producción bruta Tecnología	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.960	3.154	56,5	19.130	63,2	37.462	19,2
Lignito pardo	1.950	1.148	-4,1	6.676	8,8	14.256	17,5
Lignito negro	1.450	288	-17,3	3.107	54,5	7.502	-2,7
Carbón importación	1.864	1.002	40,6	6.603	54,1	12.333	98,2
Gas natural (*)	3.582	207	8,9	1.160	111,3	3.008	-34,2
Fuel-oil	4.632	367	1.265,9	4.811	3.707,3	7.946	2.543,3
Sistema peninsular	19.438	6.167	37,3	41.487	67,1	82.506	32,3
Carbón	510	304	5,3	1.616	10,5	3.295	21,0
Fuel-oil	2.229	525	6,8	3.055	5,0	6.323	1,3
Sistemas extrapeninsulares	2.739	829	6,2	4.671	6,8	9.618	7,3

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



Tecnología	Factor de carga %	Junio		Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.
Hulla + antracita	73,5	4,0	2,0	73,9	4,1 3,6
Lignito pardo	81,8	5,4	2,8	78,8	5,1 2,3
Lignito negro	27,6	57,0	1,3	49,3	27,6 2,2
Carbón importación	74,7	0,0	6,7	81,5	0,0 3,6
Gas natural (*)	8,0	0,0	10,8	7,5	0,0 22,7
Fuel-oil	11,0	0,0	17,5	23,9	0,0 17,1
Sistema peninsular	44,1	6,0	7,8	49,1	3,8 10,1
Carbón	82,8	0,0	1,5	73,0	7,9 0,6
Fuel-oil	32,7	7,4	3,0	31,6	4,3 4,2
Sistemas extrapeninsulares	42,1	6,0	2,7	39,3	5,0 3,6

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

sulares, en el primer semestre del año se ha moderado la tasa de crecimiento de la producción con carbón, que se ha situado en el 10,5%, muy por debajo del 43,1% que creció en el mismo período de 1998, lo que ha favorecido una mayor utilización de las centrales de fuel, cuya producción se ha incrementado en un 5,0%

- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico convencional, en el primer semestre del año el consumo de combustible supera en un 62,4% al del mismo período del año anterior, alcanzándose un consumo total de 15.209 kTEC.
- Al finalizar el mes de junio, los parques de las centrales térmicas almacenaban 6.644 kTEC, nivel de existencias prácticamente igual al del mes anterior.

Régimen especial (*)

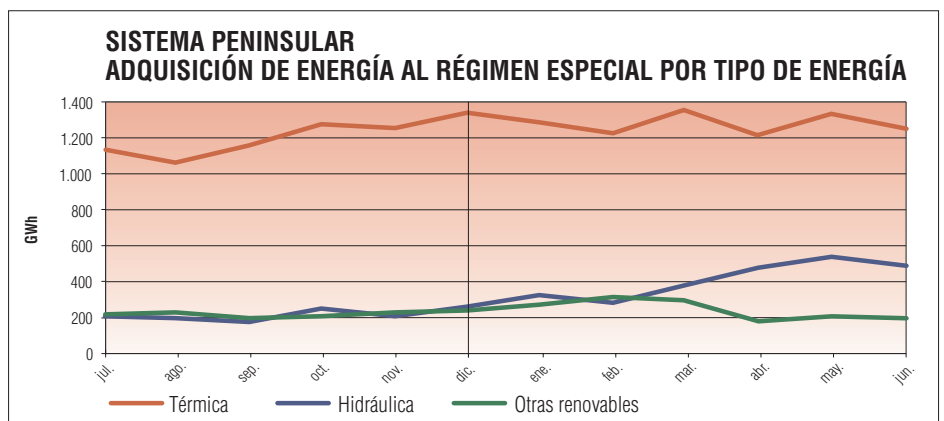
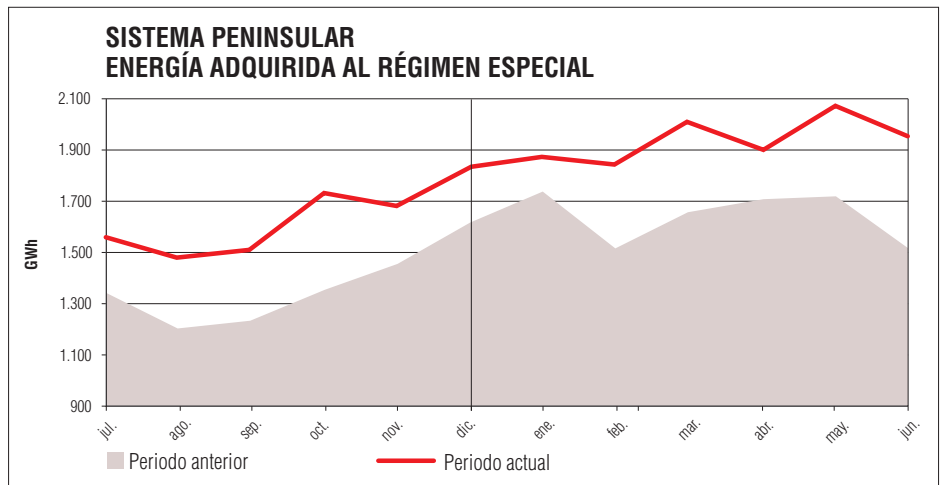
- En el mes de junio, la energía adquirida a los productores en régimen especial ha ascendido a 1.973 GWh, cifra que supone un crecimiento del 29,7% respecto al mismo mes del año anterior, la tasa más alta registrada desde el mes de mayo del año 1998. Después de un final del año 1998 y un inicio del año 1999 en que el ritmo de crecimiento se redujo significativamente, en los últimos meses se han recuperado las elevadas tasas de crecimiento que caracterizaron la expansión de esta energía en los últimos años.
- Una vez cubierto el primer semestre del año 1999, la energía total adquirida al régimen especial ha sido 11.694 GWh, con un crecimiento del 18,9% respecto al mismo período del año anterior. Esta tasa de incremento, pese a la recuperación de los últimos meses, es inferior en siete puntos a la que se registró en los primeros seis meses del año 1998. La participación de esta energía en la cobertura de la demanda del semestre ha alcanzado el 13,0%, casi un punto y medio más que en el mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en el primer semestre del año la producción térmica representó el 66,4% de la energía adquirida, la hidráulica el 21,0% y otras renovables el 12,6%. Esta estructura de producción es similar a la del mismo período del año anterior, siendo únicamente destacable el incremento de la participación de las fuentes de energía renovables no hidráulicas, que han aumentado su producción en un 40,2% y han incrementado en dos puntos su peso sobre el total de la energía adquirida, compensando el menor crecimiento de la energía hidráulica, afectada por la sequía que ha marcado el primer semestre de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, este mes se mantiene la línea de

(*) 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	Junio		Acumulado anual			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	858	37,0	5.497	48,2	2.740	-42,8
Lignito pardo	265	-15,7	1.412	5,4	41	105,0
Lignito negro	61	2,7	572	67,1	1.323	8,7
Carbón importación	830	46,9	5.416	56,3	1.906	48,3
Gas natural (*)	75	-0,8	361	75,0	-	-
Gas siderúrgico	28	0,4	179	14,5	-	-
Fuel-oil	109	378,9	1.772	-	634	50,9
Sistema peninsular	2.226	31,6	15.209	62,4	6.644	-14,1
Carbón	100	9,3	540	14,1	132	6,5
Fuel-oil	112	5,4	645	4,8	79	-2,3
Sistemas extrapeninsulares	212	7,2	1.185	8,9	211	3,0

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Régimen especial	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	3.541	1.283	23,6	7.761	19,1	14.961	20,8
Hidráulica	1.252	493	58,5	2.458	8,2	3.741	-3,3
Otras renovables	1.008	197	13,9	1.475	40,2	2.768	42,7
Sistema peninsular	5.801	1.973	29,7	11.694	18,9	21.470	18,0
Térmica	85	44	53,0	238	35,1	441	23,3
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	70	26	12,7	147	38,9	271	35,7
Sistemas extrapeninsulares	155	70	35,1	385	36,5	712	27,8

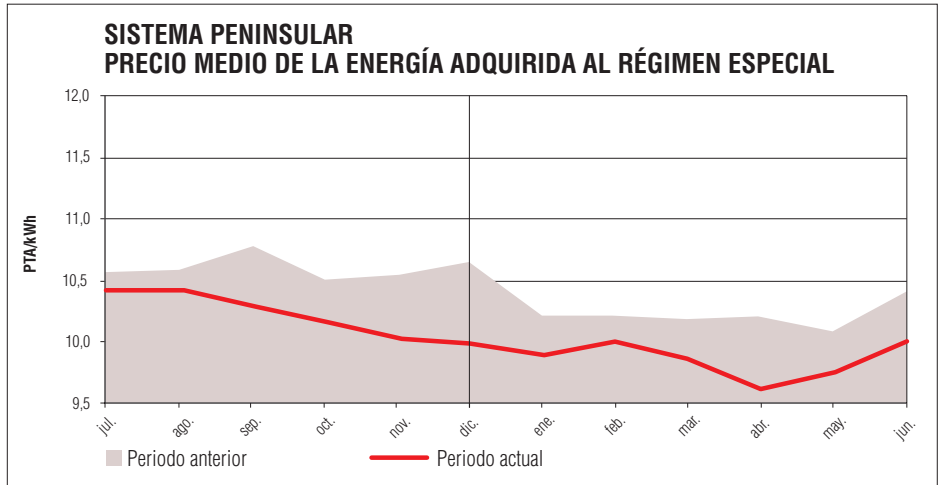
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

elevado crecimiento que está presidiendo el año 1999, que en junio ha sido del 35,1%, con una energía suministrada de 70 GWh, el 8,4% de la demanda bruta mensual. En el período enero-junio, las adquisiciones al régimen especial han alcanzado los 385 GWh, un 36,5% más que en el año anterior, y han cubierto el 8,2% de la demanda bruta total del período, casi dos puntos más que en el primer semestre de 1998.

- En el mes de junio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,99 PTA/kWh, con lo que el precio de adquisición acumulado en el primer semestre del año se sitúa en 9,83 PTA/kWh. Este precio es inferior en un 4,1% al del mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 1999.

Intercambios internacionales

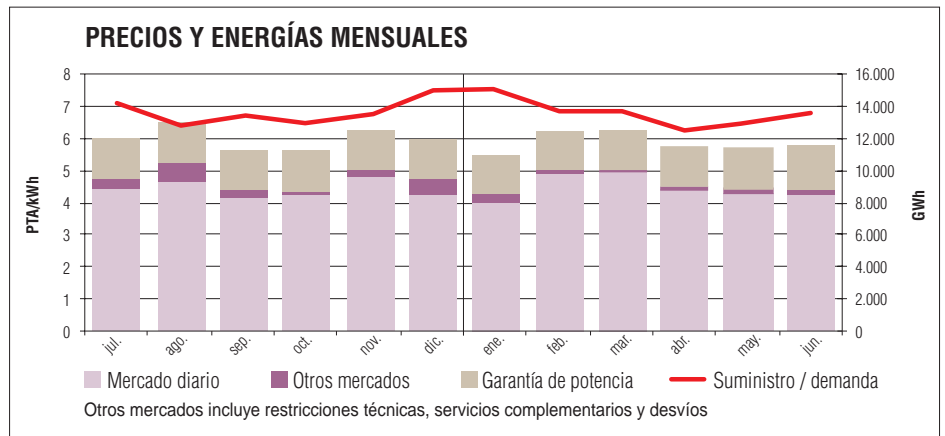
- En el mes de junio el saldo importador de los intercambios internacionales ha ascendido a 568 GWh, más del doble del registrado en el mismo mes del año anterior. Siguiendo la tendencia de los dos últimos meses, este saldo importador supera ampliamente sus cifras habituales, como consecuencia de la 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 el último trimestre, el primer semestre del año ha finalizado con un saldo de intercambios internacionales de 2.984 GWh, un 43,5% superior al del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 3,3% de la demanda bruta total, casi un punto más que en los primeros seis meses del año 1998.
- En cuanto a los intercambios a largo plazo, la energía eléctrica importada de Francia por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y EDF ha ascendido en junio a 362 GWh, con una potencia máxima de 550 MW, lo que implica una utilización del contrato del 91,5%.
- A Marruecos se exportaron 65 GWh por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y ONE, con una utilización del 100%, y 112 GWh por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y ONE.
- Por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y FEDA, se exportaron a Andorra 3 GWh.
- En el mes de junio no se han realizado exportaciones consecuencia del contrato entre IBERDROLA y EDF.
- Los agentes externos REN y ELECTRABEL han mantenido en el mes de junio su presencia en el mercado de producción. La empresa portuguesa sólo ha actuado como empresa vendedora, aportando al mercado español un total de 276 GWh, con lo que en el primer semestre del año ha vendido al mercado español un total de 907 GWh. Por su parte, ELECTRABEL ha vendido en junio al mercado de producción 100 GWh, para un total semestral de 736 GWh.



Intercambios internacionales (GWh)	Junio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	3	-3	0	124	-124	0	204	-204
Francia	362	0	362	2.282	0	2.282	4.585	0	4.585
Marruecos	0	65	-65	0	390	-390	0	785	-785
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A largo plazo	362	68	295	2.282	514	1.768	4.585	989	3.596
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	10	0	10	27	4	22	56	125	-69
Marruecos	1	112	-111	2	249	-247	3	471	-468
Portugal	276	2	275	920	215	704	935	510	425
Otros	100	1	99	737	1	736	822	1	821
A corto plazo	387	114	273	1.685	470	1.215	1.817	1.107	710
Total	750	182	568	3.967	984	2.984	6.402	2.096	4.306

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

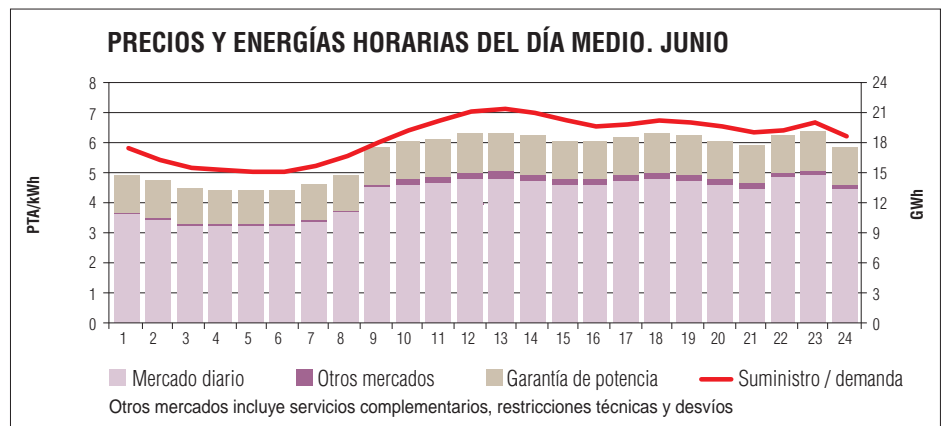
- El precio final en el mercado eléctrico fue 5,78 PTA/kWh.
- En relación con el mes de mayo, el comportamiento del mercado eléctrico se ha caracterizado por un importante aumento de la demanda de electricidad, 4,1%, y por un ligero incremento del precio final, 0,7%.
- Tal y como muestra el gráfico adjunto, el precio de junio es 16 céntimos inferior al precio medio mensual correspondiente a los 12 últimos meses que ha sido 5,94 PTA/kWh.



Mercado diario

- En junio, el precio medio del mercado diario ha sido 4,37 PTA/kWh, la energía intercambiada 13.225 GWh y el volumen económico contratado de 57.824 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,7% de la energía y el 73,9% del volumen económico.
- Los precios máximos y mínimos manifiestan una variación similar a la del mes anterior. En cambio los precios medios se comportan con una mayor variación respecto a mayo, registrándose en los días 7 a 15 una mayor estabilidad y una mayor variación para el resto de los días. Al igual que en mayo, continúa el descenso de precios los fines de semana respecto a los cinco días laborables anteriores.
- La diferencia entre precios máximos y mínimos se sitúa entre 1,05 y 3,1 PTA/kWh siendo dicha diferencia para el 90% de los días inferior a 2,86

Mercado de producción	Junio		Acumulado	Últimos doce meses
		% s/mayo		
Energía (GWh)	13.542	4,1	81.393	162.982
Volumen (MPTA)	78.255	4,8	478.300	968.517
Precio (PTA/kWh)	5,78	0,7	5,88	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
M1	2,76	2,70	2,62	2,52	2,52	2,52	2,52	2,89	4,21	4,35	4,37	4,35	4,35	4,57	4,59	4,73	5,00	4,98	5,00	4,55	4,26	4,79	5,27	5,21	4,10
X2	3,34	3,46	3,38	3,35	3,11	3,27	3,80	3,78	5,55	5,61	5,62	5,61	5,85	5,65	5,65	5,65	5,82	5,82	5,65	5,61	5,36	5,77	5,67	5,45	5,04
J3	3,43	2,99	2,86	2,79	2,84	2,84	2,93	3,83	5,38	5,12	5,30	5,45	5,64	5,47	5,37	5,39	5,62	5,87	5,61	5,59	5,28	5,18	5,59	5,22	4,78
V4	3,72	3,80	3,58	3,45	3,42	3,54	3,80	3,85	5,33	5,46	5,67	5,72	5,75	5,79	5,43	5,44	5,65	5,81	5,63	5,57	5,34	5,63	5,71	5,23	5,04
S5	4,44	4,07	3,42	3,61	3,66	3,70	3,70	3,70	3,84	4,20	4,93	5,04	4,97	4,81	4,53	4,50	4,51	4,45	4,55	4,60	4,99	5,40	5,16	4,84	4,44
D6	3,61	3,77	2,52	2,48	2,48	2,50	2,49	2,45	2,50	2,52	3,99	4,10	4,05	4,00	3,69	3,71	3,58	3,59	3,54	3,61	4,00	4,48	4,59	4,08	3,48
L7	3,08	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,85	3,49	5,10	5,20	4,69	4,81	4,74	4,88	5,12	5,02	5,27	5,34	4,90	4,70	4,62	5,20	5,03	3,94	4,35
M8	2,99	3,13	2,69	2,59	2,52	2,59	3,02	2,97	5,13	5,32	5,26	5,41	5,28	5,32	5,19	5,16	5,28	4,91	4,99	5,03	4,45	5,03	5,06	4,60	4,45
X9	3,48	3,25	2,89	2,99	3,00	2,99	3,18	3,63	5,31	5,54	5,76	5,84	5,88	5,99	5,63	5,63	5,63	5,79	5,77	5,77	5,47	5,65	5,63	5,42	4,97
J10	3,20	3,08	3,00	3,00	3,00	3,00	3,11	3,40	5,13	5,47	5,61	5,74	5,76	5,78	5,55	5,55	5,63	5,74	5,67	5,63	5,32	5,59	5,03	4,88	4,84
V11	3,65	3,43	3,20	3,20	3,20	3,20	3,42	3,92	4,73	5,15	4,93	5,01	5,00	4,87	4,86	4,63	4,74	4,85	4,69	4,28	4,28	4,72	4,82	4,28	4,36
S12	4,20	3,82	3,69	3,51	3,47	3,24	3,37	3,60	3,37	3,51	4,34	4,54	4,78	4,56	4,29	4,42	4,30	4,26	4,45	4,37	4,45	5,15	4,83	4,23	4,15
D13	4,80	4,45	3,83	3,60	3,58	3,60	3,61	2,66	3,42	3,79	4,22	4,40	4,46	4,38	4,34	4,17	4,16	4,10	4,03	4,07	4,38	5,24	5,24	4,82	4,19
L14	3,11	2,64	2,64	2,70	2,70	2,64	2,64	3,91	5,09	4,78	4,53	4,50	4,75	4,37	4,54	4,31	4,31	4,77	4,17	4,19	4,21	4,64	4,86	4,71	4,11
M15	3,18	2,80	2,64	2,75	2,75	2,64	3,47	3,98	5,13	4,62	4,49	4,48	4,50	4,38	4,43	4,52	4,45	4,22	3,83	3,81	3,58	4,09	4,27	4,27	3,96
X16	3,37	3,45	3,21	3,47	3,20	3,24	3,43	3,81	5,15	5,15	5,15	5,19	5,45	5,14	5,15	5,15	5,15	5,39	5,30	5,23	4,96	5,15	5,06	4,18	4,65
J17	3,95	3,88	3,65	3,76	3,72	3,66	3,82	4,09	5,19	5,05	4,93	5,20	5,55	5,36	5,15	5,23	5,44	5,60	5,45	5,23	5,19	5,11	5,05	5,05	4,85
V18	3,80	3,86	3,63	3,75	3,91	3,91	3,91	4,09	5,05	4,75	4,50	4,30	4,40	4,48	4,09	4,33	5,05	4,98	5,02	5,05	5,05	5,30	5,30	4,62	4,50
S19	3,85	3,79	3,80	3,68	3,72	3,73	3,91	3,91	3,71	4,16	4,50	4,46	4,46	4,33	4,00	4,25	4,19	4,04	4,17	4,00	4,17	4,73	4,68	4,27	4,13
D20	4,02	3,70	3,32	3,14	3,14	3,14	3,07	3,04	3,02	3,04	3,60	4,08	3,92	3,80	3,80	3,80	3,84	3,73	3,80	3,93	4,27	4,76	4,79	4,41	3,76
L21	4,80	4,65	3,35	3,14	3,12	3,14	3,35	3,89	4,75	4,98	5,24	5,30	5,30	5,16	5,22	5,29	5,38	5,46	5,45	5,18	4,84	5,03	5,34	5,16	4,82
M22	4,36	4,10	4,25	4,29	4,30	3,90	4,15	4,07	5,17	5,46	5,16	5,58	5,65	5,35	5,34	5,33	5,60	5,34	5,30	5,18	5,00	5,25	5,30	5,20	5,01
X23	4,07	3,78	3,71	3,71	3,71	3,71	3,76	4,09	4,53	4,90	4,95	5,23	5,15	5,17	5,26	5,26	5,63	5,21	5,14	4,63	4,36	4,77	5,28	4,98	4,69
J24	3,80	3,60	3,77	3,85	3,83	3,86	3,85	4,03	3,81	3,83	3,09	3,74	3,74	3,94	3,95	3,94	4,00	4,03	3,90	3,54	3,81	3,94	4,22	3,85	3,83
V25	3,50	3,30	3,87	3,80	3,86	3,94	4,10	5,00	5,22	5,26	5,10	5,07	4,95	4,84	4,71	4,84	5,21	5,05	4,95	4,41	4,36	4,64	4,60	3,69	4,57
S26	3,57	3,48	3,41	3,92	3,97	3,97	3,97	3,97	3,60	3,40	3,57	3,27	3,24	3,11	2,70	2,90	3,11	3,11	3,24	3,29	3,54	3,80	4,09	3,32	3,47
D27	3,37	3,35	3,13	2,55	2,80	2,73	2,73	2,55	3,35	3,62	3,95	3,96	3,99	3,89	3,62	3,52	3,31	3,54	3,81	3,78	4,03	4,88	5,41	4,42	3,66
L28	3,48	3,13	2,55	2,73	2,81	2,73	3,12	4,55	5,16	4,73	4,62	4,81	4,60	4,48	4,33	4,22	4,42	4,87	5,20	4,97	4,75	4,83	4,97	4,50	4,32
M29	3,42	3,55	3,13	3,13	3,03	3,13	3,18	3,99	3,99	4,29	4,26	4,50	4,26	4,23	4,08	4,12	4,15	4,25	4,00	3,89	3,89	4,03	3,97	3,73	3,89
X30	3,15	3,05	3,15	3,26	3,35	3,33	3,68	3,28	3,76	4,49	4,66	4,50	4,28	4,22	4,38	4,43	4,29	4,24	4,23	4,23	4,18	4,44	4,48	3,83	4,01
Media	3,65	3,49	3,26	3,26	3,25	3,24	3,41	3,72	4,58	4,68	4,75	4,85	4,87	4,78	4,67	4,70	4,82	4,86	4,78	4,64	4,56	4,91	4,98	4,55	4,37

 Mínimo: 2,45
 Precios de 2,45 a 3,62
 Precios de 3,62 a 4,61
 Precios de 4,61 a 5,99
 Máximo: 5,99

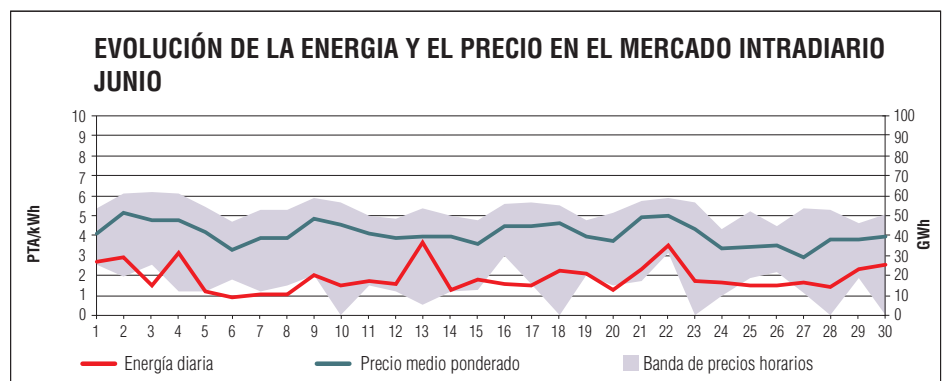
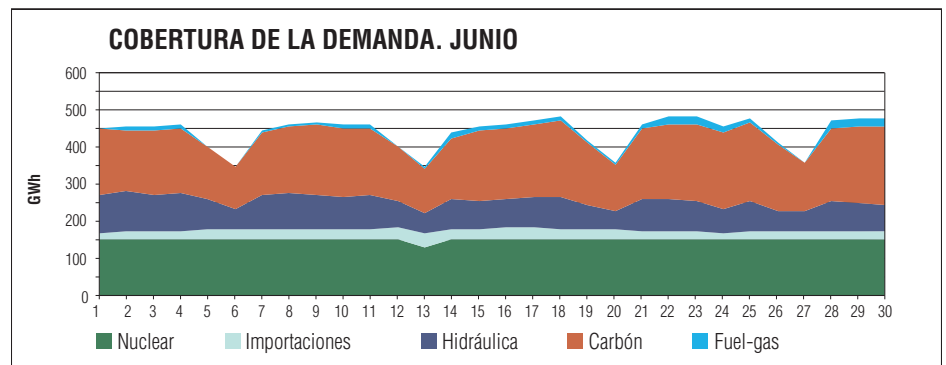
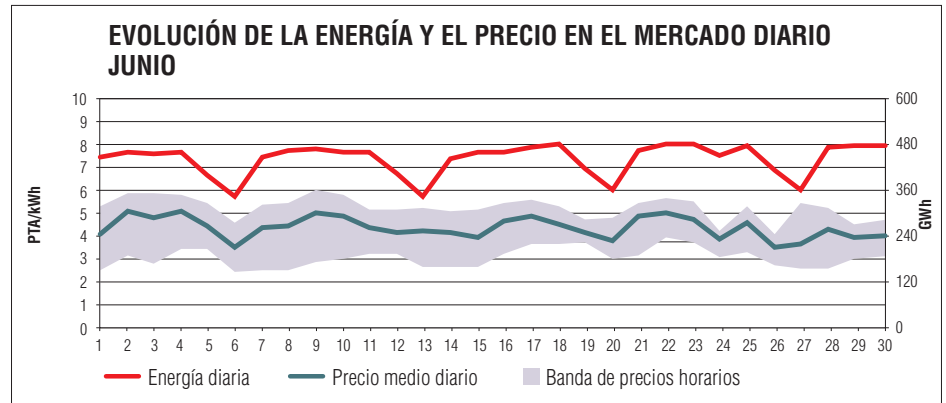
Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

PTA/kWh. El precio en horas valle oscila entre 4,65 y 2,48 PTA/kWh, y entre 5,99 y 2,45 PTA/kWh el resto de las horas. El precio mínimo del mes, 2,45 PTA/kWh se ha registrado en la hora 8 del domingo 6, y el precio máximo del mes ha sido 5,99 PTA/kWh en la hora 14 del miércoles 9. El precio medio ha sido un 15,8% superior al mes de junio del año anterior.

- La energía negociada durante el mes de junio se sitúa en torno a 463 GWh/día los días laborables, 407 GWh/día los sábados y 351 GWh/día los domingos.
- El gráfico de cobertura de la demanda diaria 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 junio al igual que viene sucediendo desde comienzos de año.
- La energía adquirida en el mercado diario por comercializadores y consumidores cualificados, se elevó a 2.233 GWh, con un precio medio de 4,39 PTA/kWh. En relación con el mercado diario, esto supone el 16,9% de la energía contratada, así como del volumen económico total, cifras superiores al mes anterior en un 2,9% y un 2,7% respectivamente.
- El volumen adquirido por las comercializadoras para su exportación a Andorra y Marruecos ascendió a 2 GWh y 120 GWh, respectivamente.
- 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 4,17 PTA/kWh, un 6,4% más que el mes anterior y tan sólo 4,6% inferior al del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 563 GWh, un 3,7% más que en mayo, de la que el 43,0% se ha traducido en un aumento neto de la producción.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado de producción supone un ahorro de 0,6 cts./kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 285, 118, 36, 37, 39 y 49 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 2,3 y 4,9 PTA/kWh el 80% de los días, apreciándose una mayor volatilidad que en los primeros meses de funcionamiento del mercado intradiario.



Otros mercados

- La repercusión económica neta del conjunto de conceptos englobados bajo el término de "Otros mercados" ha seguido aumentando, aunque su incidencia sobre el precio final del mercado se mantiene reducida. En términos unitarios supone un sobrecoste de 14,5 cts./kWh, un 2,5% del precio medio del mercado de producción. La energía gestionada por el operador del sistema ha sido 400 GWh, un 24% menos que en mayo, de los que 233 GWh han sido a subir y 167 GWh a bajar.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha ascendido a 196 GWh, lo que supone un 1,5% de la energía del mercado diario, siete veces más que el pasado mes y un 22,2% menos que en junio del pasado

año. La repercusión sobre el precio final ha ascendido a 8,0 cts./kWh.

- Regulación: La asignación media de banda de potencia por regulación secundaria ha sido 645 MW a subir y 478 MW a bajar. La repercusión económica total ha significado un sobrecoste de 4,5 cts./kWh, un 26,2% inferior al mes de mayo y menos de la mitad que el año pasado. Por conceptos, 1,6 y 1,4 cts./kWh corresponden a la banda y a la energía de regulación secundaria respectivamente y 1,5 cts./kWh a la energía de regulación terciaria.
- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto un aumento de la producción en 33 GWh con un precio medio superior al del mercado diario, lo que ha ocasionado un sobrecoste de 0,5 cts./kWh, disminuyendo un 61,5% respecto al mes anterior.

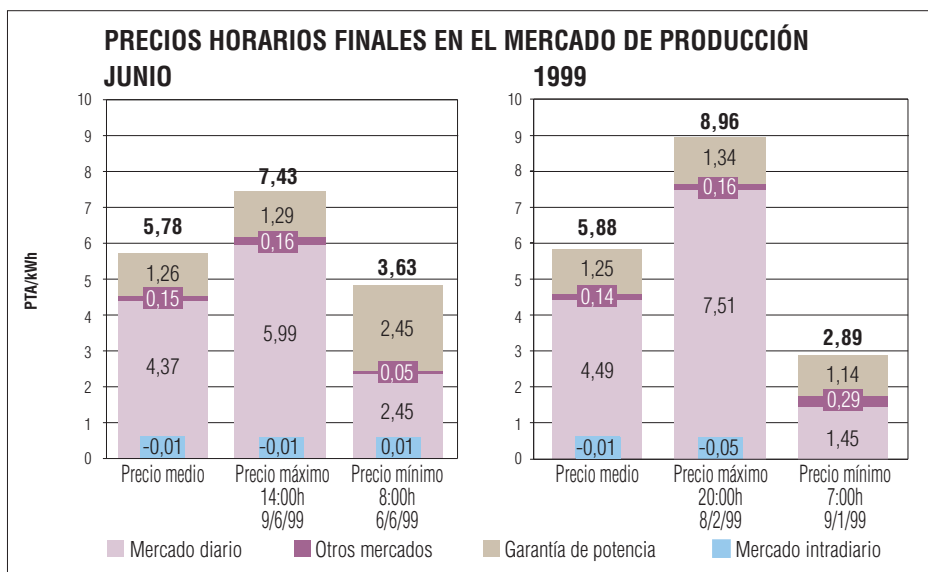
- Contratos internacionales de Red Eléctrica: la incorporación en el mercado de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica prácticamente ha significado un sobrecoste de 2,1 cts./kWh.

Garantía de Potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de junio ha sido 17.093 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,26 PTA/kWh, valor muy similar al del mes anterior y que supone el 21,8% del precio medio del mercado.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 2.290 GWh, un 6,9% más, resultando un pago por garantía de potencia de 0,18 PTA/kWh.
- Las compras de distribuidores y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sido de 11.273 GWh, resultando un pago por garantía de potencia de 1,51 PTA/kWh.

Precios finales

- El precio final del mercado ha sido 5,78 PTA/kWh. Debido, principalmente, a diferencias en los pagos por garantía de potencia, el precio final de distribuidores y exportación de Red Eléctrica ha sido 6,06 PTA/kWh, mientras que el precio final pagado por comercializadores, consumidores cualificados y agentes



externos compradores ha sido 4,67 PTA/kWh.

- Durante el mes de junio el precio horario final máximo alcanzó 7,43 PTA/kWh en la hora 14 del miércoles 9 y el mínimo fue 3,63 PTA/kWh en la hora 8 del domingo 6. La relación entre el máximo y el mínimo es de 2 veces disminuyendo 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 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.
- 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 junio, precio valle, ha sido 4,652 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 6,169 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
M1	4,04	3,96	3,84	3,81	3,73	3,68	3,76	4,19	5,61	5,73	5,78	5,83	5,86	6,12	6,07	6,18	6,50	6,46	6,48	6,06	5,73	6,29	6,71	6,53	5,48
X2	4,64	4,70	4,56	4,52	4,30	4,48	5,04	5,05	6,89	6,98	6,95	7,00	7,22	7,07	7,02	7,00	7,14	7,20	7,05	6,98	6,71	7,13	7,08	6,80	6,34
J3	4,73	4,28	4,10	4,04	4,08	4,04	4,19	5,08	6,72	6,49	6,68	6,85	7,07	6,93	6,75	6,77	7,03	7,33	6,98	7,04	6,66	6,59	7,09	6,61	6,13
V4	5,03	5,10	4,79	4,65	4,53	4,65	5,03	5,14	6,72	6,86	7,04	7,12	7,20	7,23	6,78	6,81	7,01	7,21	7,12	6,94	6,70	7,01	7,10	6,62	6,37
S5	5,82	5,38	4,76	4,91	4,92	4,91	4,91	4,92	5,16	5,54	6,28	6,40	6,35	6,18	5,89	5,83	5,83	5,78	5,90	5,94	6,35	6,79	6,71	6,30	5,77
D6	4,99	5,18	3,85	3,81	3,73	3,73	3,68	3,63	3,71	3,80	5,32	5,43	5,40	5,35	5,05	5,04	4,89	4,89	4,84	4,91	5,29	5,88	6,02	5,44	4,80
L7	4,47	3,81	3,73	3,71	3,69	3,70	4,13	4,74	6,44	6,59	6,10	6,26	6,15	6,29	6,51	6,41	6,71	6,85	6,36	6,12	6,05	6,66	6,44	5,28	5,71
M8	4,26	4,34	3,88	3,77	3,69	3,77	4,22	4,20	6,48	6,77	6,64	6,83	6,72	6,75	6,59	6,56	6,68	6,32	6,39	6,38	5,79	6,38	6,43	5,98	5,78
X9	4,79	4,56	4,14	4,16	4,18	4,17	4,54	4,96	6,70	6,98	7,19	7,30	7,32	7,43	7,07	7,12	7,14	7,33	7,34	7,26	6,89	7,07	7,05	6,87	6,36
J10	4,48	4,31	4,18	4,20	4,18	4,17	4,33	4,68	6,49	6,91	7,06	7,22	7,23	7,25	6,97	7,00	7,14	7,24	7,15	7,04	6,73	7,07	6,44	6,29	6,21
V11	4,92	4,66	4,37	4,36	4,34	4,36	4,65	5,19	6,07	6,53	6,33	6,45	6,43	6,28	6,22	6,05	6,13	6,24	6,09	5,65	5,61	6,09	6,20	5,63	5,70
S12	5,55	5,15	4,99	4,77	4,75	4,47	4,59	4,85	4,68	4,85	5,69	5,92	6,15	5,94	5,65	5,79	5,63	5,59	5,78	5,69	5,79	6,56	6,24	5,59	5,48
D13	6,20	5,80	5,11	4,86	4,87	4,90	4,86	3,89	4,77	5,21	5,59	5,84	5,94	5,81	5,74	5,54	5,50	5,43	5,35	5,42	5,85	6,78	6,75	6,26	5,55
L14	4,40	3,88	3,83	3,86	3,86	3,82	3,89	5,20	6,40	6,15	5,90	5,91	6,19	5,80	5,89	5,65	5,70	6,17	5,60	5,59	5,54	6,00	6,25	6,06	5,46
M15	4,44	4,04	3,84	3,94	3,94	3,83	4,69	5,21	6,45	5,94	5,88	5,94	6,05	5,85	5,80	5,89	5,86	5,70	5,36	5,24	4,95	5,46	5,67	5,59	5,33
X16	4,72	4,73	4,49	4,68	4,41	4,46	4,72	5,10	6,46	6,55	6,65	6,71	7,04	6,67	6,65	6,66	6,66	6,90	6,84	6,73	6,36	6,46	6,45	5,55	6,07
J17	5,25	5,13	4,86	4,95	4,92	4,87	5,05	5,33	6,55	6,44	6,44	6,76	7,13	6,90	6,70	6,73	6,96	7,14	7,02	6,80	6,54	6,48	6,47	6,44	6,26
V18	5,15	5,11	4,83	4,93	5,07	5,07	5,09	5,34	6,43	6,26	6,02	5,88	6,01	6,09	5,63	5,87	6,80	6,56	6,59	6,57	6,52	6,76	6,75	6,03	5,93
S19	5,19	5,12	5,17	5,10	5,04	5,07	5,17	5,31	5,10	5,54	5,86	5,85	5,88	5,75	5,38	5,59	5,53	5,35	5,47	5,31	5,49	6,14	6,13	5,69	5,49
D20	5,42	5,13	4,73	4,49	4,57	4,50	4,40	4,31	4,26	4,37	4,94	5,44	5,23	5,12	5,12	5,11	5,14	5,01	5,10	5,24	5,60	6,14	6,23	5,79	5,11
L21	6,33	6,00	4,72	4,40	4,46	4,41	4,70	5,30	6,13	6,59	6,88	6,92	6,89	6,78	6,83	6,86	6,99	7,07	7,05	6,79	6,32	6,51	6,86	6,54	6,34
M22	5,65	5,37	5,46	5,44	5,48	5,10	5,40	5,32	6,53	7,00	6,73	7,24	7,31	7,11	6,96	6,82	7,16	7,09	6,96	6,82	6,54	6,71	6,81	6,61	6,48
X23	5,36	4,98	4,87	4,86	4,86	4,86	4,94	5,34	5,87	6,41	6,52	6,94	6,95	6,95	6,85	6,78	7,13	6,93	6,93	6,38	5,96	6,28	6,88	6,38	6,17
J24	5,09	4,86	4,91	4,98	5,02	5,04	5,01	5,24	5,07	5,43	4,90	5,57	5,71	5,81	5,68	5,56	5,69	5,85	5,77	5,34	5,43	5,39	5,70	5,25	5,37
V25	4,80	4,50	5,03	5,03	5,13	5,14	5,51	6,45	6,77	6,87	6,78	6,82	6,78	6,63	6,33	6,50	6,88	6,81	6,77	6,20	6,06	6,21	6,19	5,15	6,13
S26	4,95	4,81	4,72	5,21	5,22	5,23	5,23	5,21	4,90	4,79	5,00	4,75	4,74	4,63	4,17	4,34	4,50	4,49	4,68	4,68	4,94	5,22	5,55	4,76	4,85
D27	4,76	4,69	4,44	3,88	4,12	4,03	4,00	3,77	4,60	4,87	5,30	5,32	5,35	5,25	4,98	4,86	4,65	4,87	5,16	5,12	5,49	6,44	7,03	5,97	5,01
L28	4,84	4,42	3,86	3,97	4,00	3,92	4,48	5,92	6,53	6,33	6,30	6,62	6,38	6,26	5,88	5,75	6,06	6,55	6,90	6,75	6,33	6,28	6,41	5,90	5,85
M29	4,71	4,81	4,35	4,33	4,18	4,31	4,41	5,24	5,40	5,87	5,88	6,18	6,02	6,01	5,68	5,66	5,84	6,05	5,82	5,67	5,41	5,45	5,43	5,12	5,40
X30	4,47	4,31	4,37	4,46	4,54	4,54	4,88	4,56	5,22	6,06	6,38	6,42	6,33	6,13	5,96	6,00	5,92	6,13	6,17	6,06	5,70	5,84	6,08	5,42	5,59
Media	4,98	4,77	4,50	4,48	4,47	4,45	4,66	4,99	5,93	6,11	6,22	6,37	6,42	6,33	6,14	6,14	6,30	6,38	6,31	6,15	6,00	6,34	6,44	5,95	5,78

Mínimo: 3,63 Precios de 3,63 a 4,20 Precios de 4,20 a 6,46 Precios de 6,46 a 7,43 Máximo: 7,43

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

4. RED DE TRANSPORTE

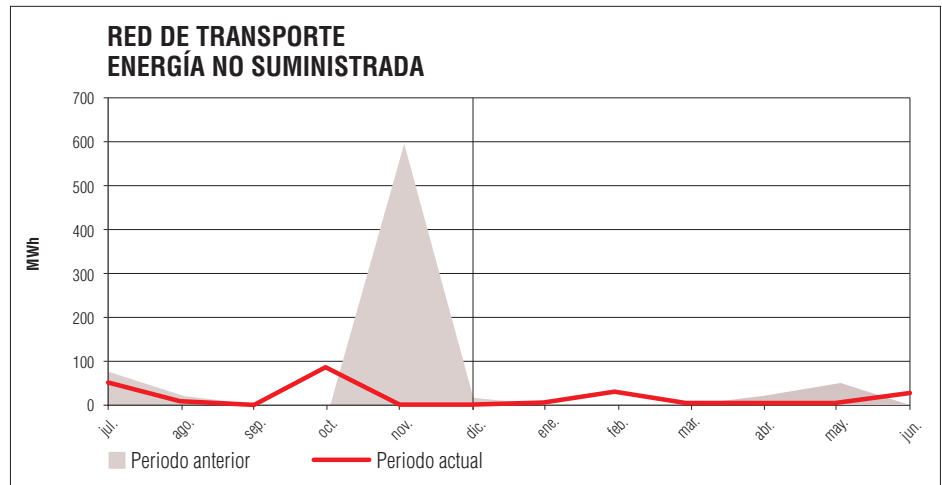
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a 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 junio se registró un corte de mercado en la zona de Ciudad Real debido a una tormenta, con una pérdida de mercado de 18,2 MWh.
- En el primer semestre del año la ENS suma un total de 69,4 MWh, mientras que en los últimos doce meses, el total de ENS asciende a 210,3 MWh, con un valor del TIM de 0,62 minutos, resultado de las pérdidas de mercado registradas en los meses de julio y 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 junio ha sido del 1,8%. Esta tasa es inferior en un 23,3% a la registrada el mismo mes del año anterior como consecuencia de la reducción de las indisponibilidades no programadas, que ha compensado el ligero incremento de los descargos por mantenimiento preventivo que se ha producido este mes. Tras el registro de junio, las tasas de indisponibilidad acumulada e interanual se han situado en un 1,6% y un 2,6%, respectivamente, ambas notablemente inferiores a las registradas el año anterior.
- En el mes de junio se han consensuado con los operadores de los sistemas de Francia y Portugal unos nuevos valores de la capacidad comercial de intercambio con dichos países. Por su parte, la capacidad comercial de intercambio con Marruecos es la misma que el mes anterior.

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

Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante los últimos doce meses.

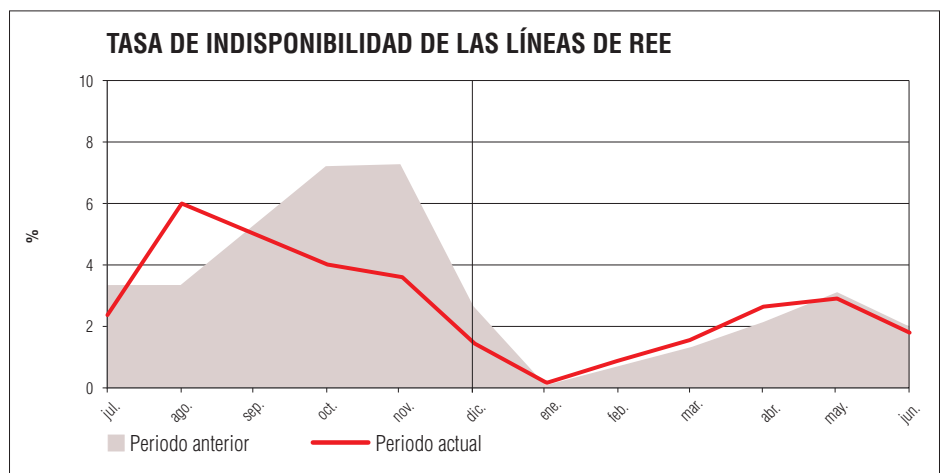
Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

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

	Junio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	18,2	69,4	210,3
Tiempo de interrupción medio (min.)	–	–	0,620



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	1,3	9,3	1,0	-23,3	1,2	22,7
Indisponibilidades fortuitas	0,2	677,7	0,1	166,8	0,1	92,0
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,4	-67,6	0,6	-41,8	1,4	-36,9
Total	1,8	-23,3	1,6	-29,1	2,6	-17,1

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

Interconexiones internacionales Capacidad comercial (MW)

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

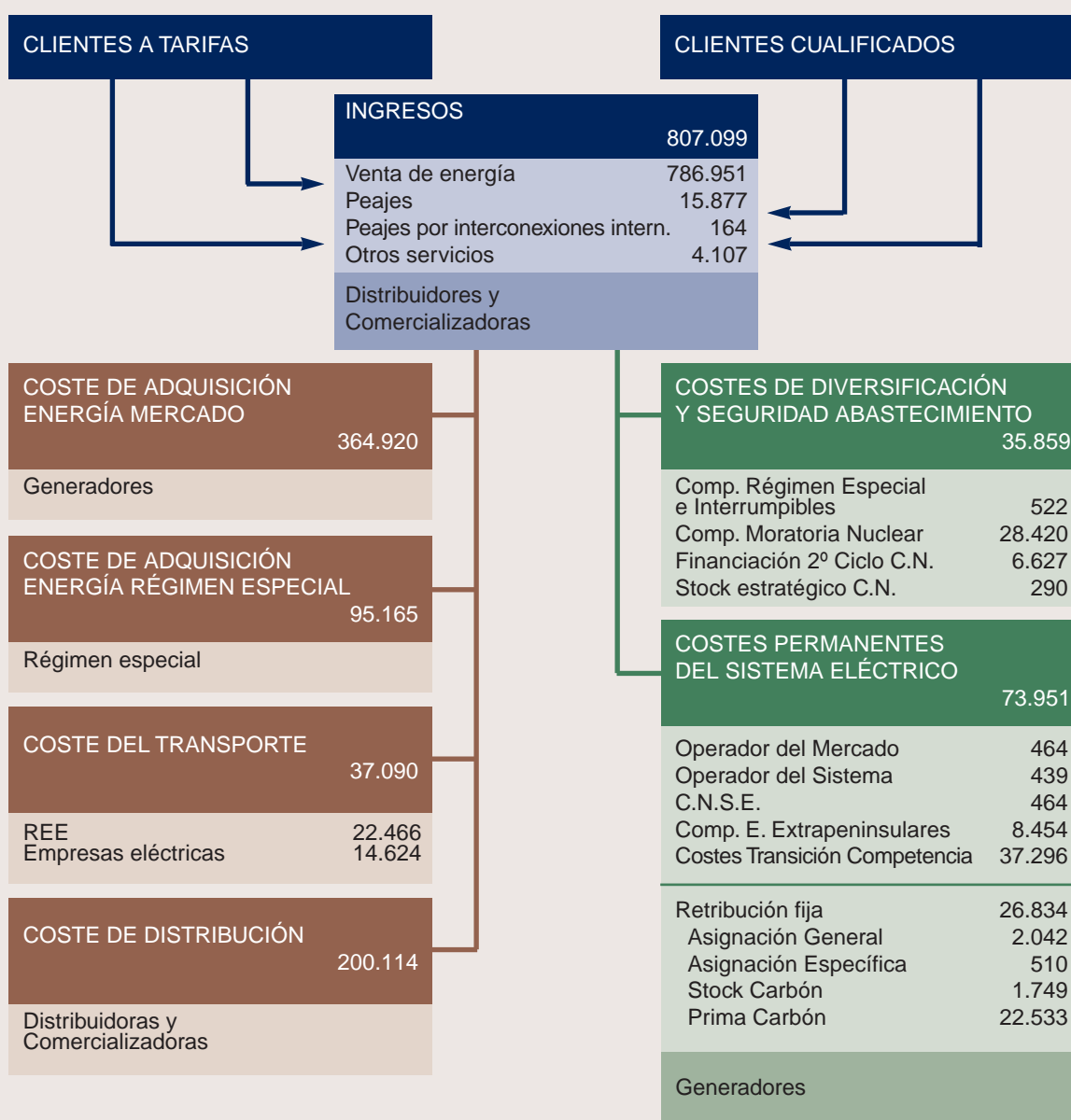
5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 6 del año 1999 ascendieron a 807.099 MPTA, de los cuales el 97,5% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,5% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 2,0% a peajes.
- Del total de ingresos, el 13,6%, 109.810 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos 64.130 MPTA corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 6 supone un 43,8% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1999. Este porcentaje supera en un punto 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 6 del año 1999, se ha elevado a 364.920 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 59.870 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 9.800 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 6, 1999

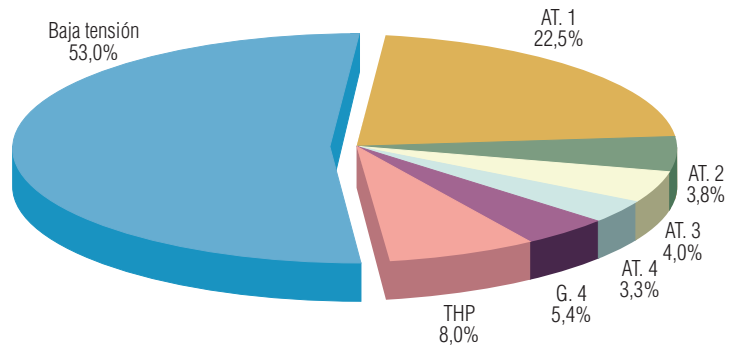
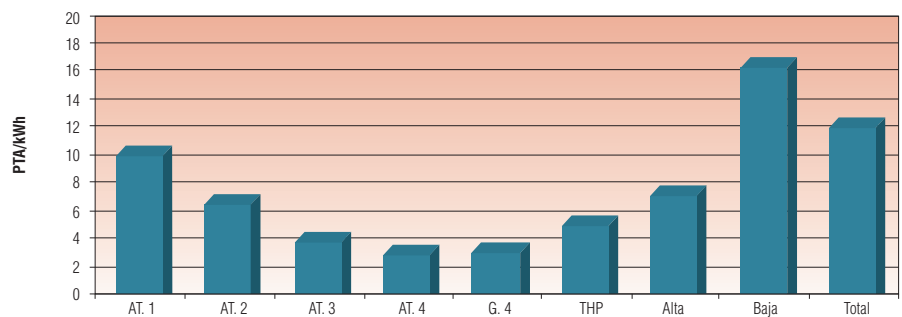
(Millones de pesetas)



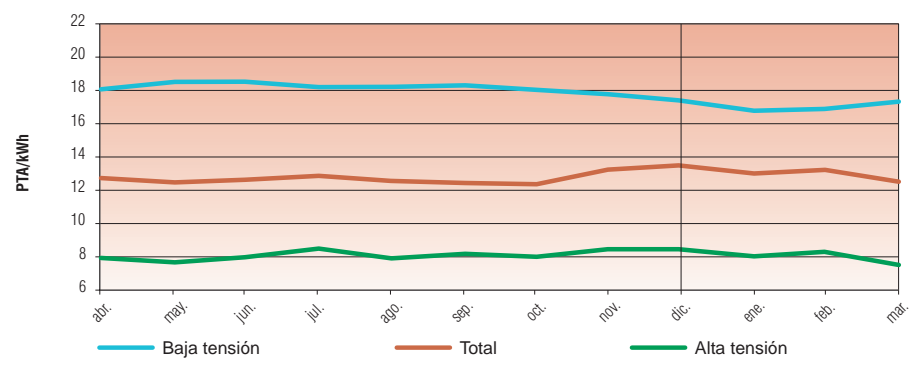
CONSUMO A TARIFA REGULADA (*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en el sistema peninsular durante el mes de marzo de 1999 ascendió a 12.312 GWh, un 7,0% inferior al mismo mes de 1998. Este importante descenso es consecuencia de dos factores: por un lado el aumento progresivo de los consumidores cualificados que abandonan la tarifa regulada, y por otro, la desaceleración en el ritmo de crecimiento de la actividad económica que se ha observado en el primer trimestre del año, y en particular en el mes de marzo, en el que el incremento de demanda atribuible al crecimiento económico alcanzó su valor más bajo desde el mes de octubre de 1996.
- Los factores anteriormente señalados han tenido especial incidencia en los consumos en alta tensión, que en el mes de marzo se han reducido en un 18,2% 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 5,9% respecto al mismo mes de 1998, debido al efecto de las frías temperaturas registradas en el mes de marzo.
- Una vez cumplido el primer trimestre del año, el consumo facturado a tarifa regulada ha ascendido a 38.015 GWh, un 2,1% por debajo del registrado en el mismo período del año anterior. Los consumos en alta tensión se han reducido en un 12,1%, como consecuencia de los factores anteriormente indicados, mientras que los consumos en baja tensión se han incrementado en un 8,4%, favorecidos por el efecto de las frías temperaturas registradas en los tres primeros meses del año.
- Tras el dato de marzo, el crecimiento interanual del consumo de energía eléctrica a tarifa regulada continúa su senda descendente, situándose en el

(*) 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. MARZOSISTEMA PENINSULAR
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. MARZO

SISTEMA PENINSULAR. TARIFAS MEDIAS



Datos de facturación Consumo	Marzo				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)	2.772	-24,9	10,51	0,6	8.873	-15,6	10,63	0,7	42.585	-0,9	10,51	-7,2
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	474	-31,1	6,80	-9,8	1.426	-26,3	7,23	-6,7	7.225	-12,7	7,44	-9,9
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	489	-12,3	4,34	-13,9	1.317	-11,0	4,71	-12,0	5.891	-2,7	4,68	-17,4
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	403	-20,7	3,53	-9,6	1.117	-15,2	3,82	-10,3	4.992	-12,5	3,71	-9,6
G.4 (Grandes consumidores)	664	2,1	3,66	0,8	1.929	3,4	3,69	0,1	7.727	2,1	3,66	-4,0
Tarifa horaria de potencia	983	0,3	5,71	-3,6	2.758	1,8	6,49	-10,2	11.284	19,0	5,78	-10,6
Alta tensión	5.786	-18,2	7,59	-5,2	17.420	-12,1	8,04	-4,0	79.704	-0,4	8,04	-8,4
Baja tensión	6.527	5,9	17,13	-3,8	20.595	8,4	16,90	-3,9	74.688	8,0	17,69	-7,7
Sistema peninsular	12.312	-7,0	12,65	0,6	38.015	-2,1	12,84	-0,3	154.392	3,5	12,71	-6,5

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

3,5%, para un consumo facturado en los últimos doce meses de 154.392 GWh.

- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el primer trimestre de 1999 ha sido 12,84 PTA/kWh, lo que supone una reducción del 0,3% respecto al precio medio del mismo período de 1998. Este descenso es inferior al descenso medio del 2,5% que resulta de la aplicación de las tarifas aprobadas para 1999, como consecuencia del elevado peso específico alcanzado en los tres primeros meses del año por los consumos en baja tensión, los de mayor precio unitario, respecto al consumo total.
- El número total de clientes en el mes de marzo ascendió a 20,6 millones. Del total de clientes, 62.000 son de media y alta tensión.
- La potencia facturada en el mes de marzo ha ascendido a 110.808 MW, un 4,2% menos que en el mismo mes de

Datos de facturación

	Marzo		
	Clientes Número	Potencia MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	61.305	12.078	-18,0
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	744	1.369	-33,1
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	81	705	-33,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	24	524	-19,1
G.4 (Grandes consumidores)	5	909	2,1
Tarifa horaria de potencia	126	1.973	3,3
Alta tensión	62.285	17.558	-26,3
Baja tensión	20.512.745	93.249	1,5
Sistema peninsular	20.575.030	110.808	-4,2

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

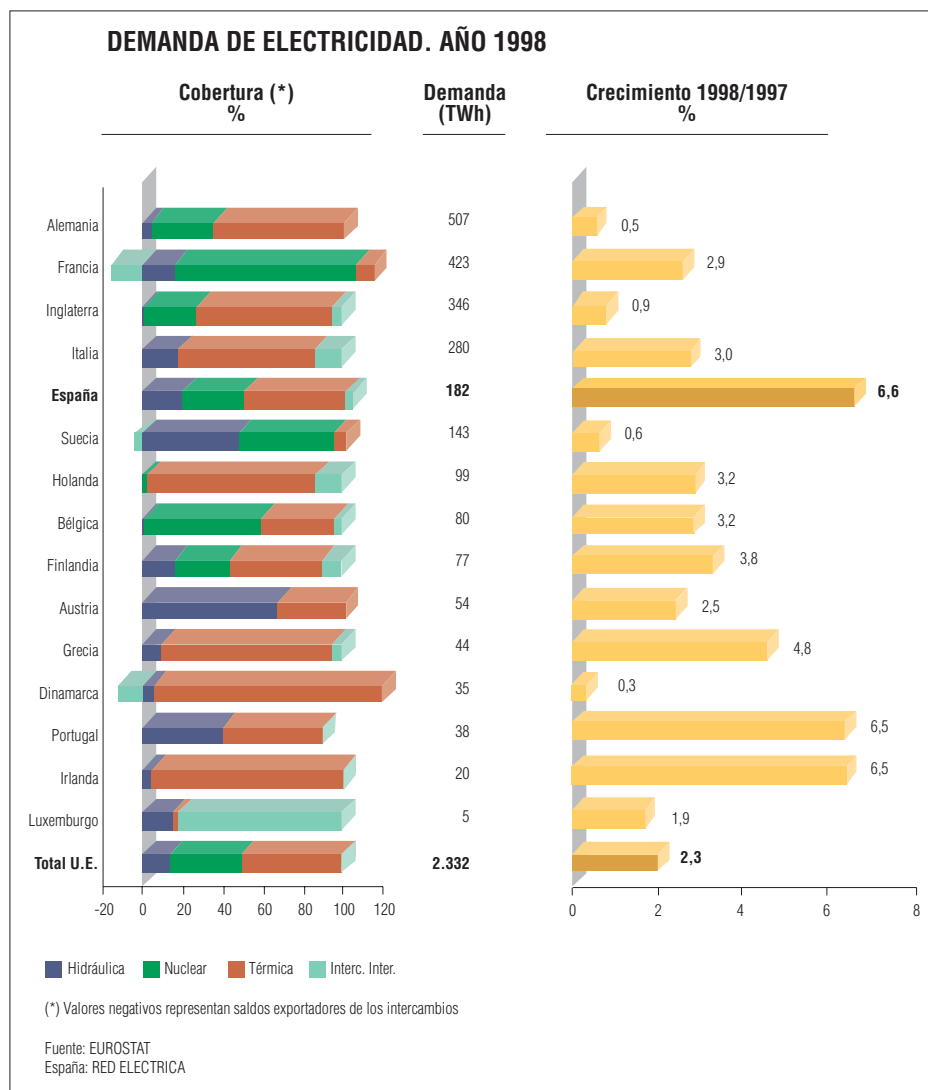
1998. La potencia facturada en media y alta tensión fue 17.558 MW y se ha reducido en un 26,3% respecto a la del mismo

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

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. AÑO 1998

- La demanda bruta de energía eléctrica del conjunto de los países pertenecientes a la Unión Europea en el año 1998 se elevó a 2.332 TWh, lo que representa un incremento del 2,3% respecto al año 1997, más de un punto por encima del incremento registrado el año anterior.
- La cobertura de esta demanda ha sido muy similar a la del año 1997, siendo únicamente reseñable el ligero descenso de la aportación de la producción de origen nuclear, el 33,9%, un 1,6% inferior al año anterior, que ha sido sustituido con ligeros incrementos de la producción térmica, que ha aportado el 51,2%, un punto más que el año anterior, y de la producción hidráulica, que ha contribuido con el 14,4%, 0,4 puntos más que en 1997. 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 1998 fue de 182,2 TWh, la 5ª mayor de la Unión Europea, con un incremento del 6,6% respecto al año 1997. La cobertura de esta demanda ha sido similar a la del año anterior, si bien se ha invertido el signo del saldo de intercambios internacionales, que en 1998 ha sido importador y ha aportado el 1,8% de la demanda.
- Todos los países han incrementado su demanda durante el año 1998, poniendo de manifiesto el buen comportamiento de la economía de la Unión Europea durante dicho año.



PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA EN EL SISTEMA PENINSULAR. PERIODO 1990-1999

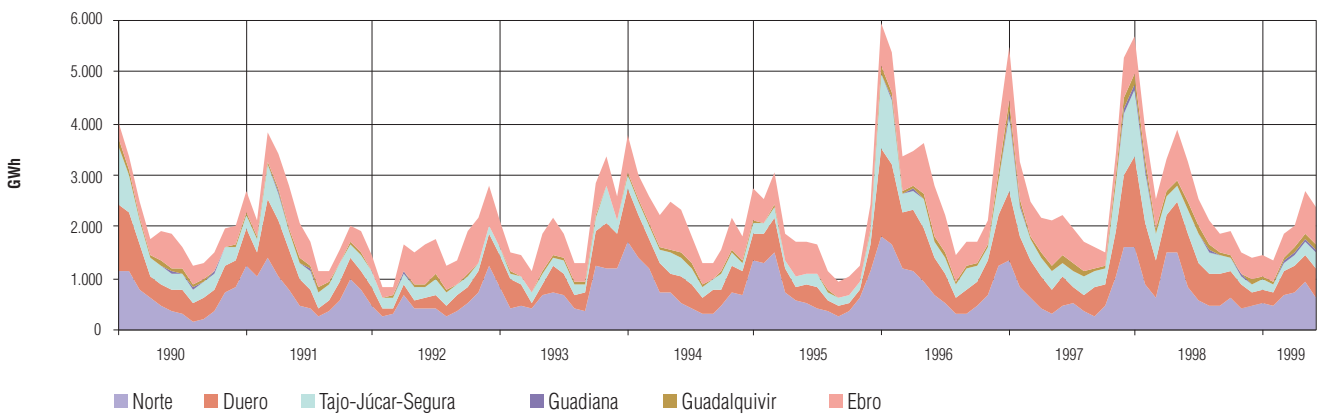
Producción hidráulica por cuencas

Cuenca	Potencia ⁽¹⁾	Producción (GWh)									
	MW	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999 ⁽²⁾
Norte	4.149	7.123	9.231	6.138	8.560	9.113	9.107	10.975	8.261	9.988	3.923
Duero	3.552	7.242	6.772	3.288	5.659	6.448	4.480	10.678	8.505	9.518	2.594
Tajo-Júcar-Segura	4.093	5.183	4.183	2.542	2.907	3.347	2.313	6.512	6.813	5.917	1.302
Guadiana	233	112	78	52	17	39	3	135	389	256	167
Guadalquivir	1.016	809	679	514	358	457	336	988	1.331	1.254	481
Ebro	3.483	4.552	5.436	6.642	6.020	6.860	5.725	8.403	7.868	7.058	3.313
Total	16.526	25.021	26.379	19.176	23.522	26.265	21.965	37.692	33.168	33.992	11.780

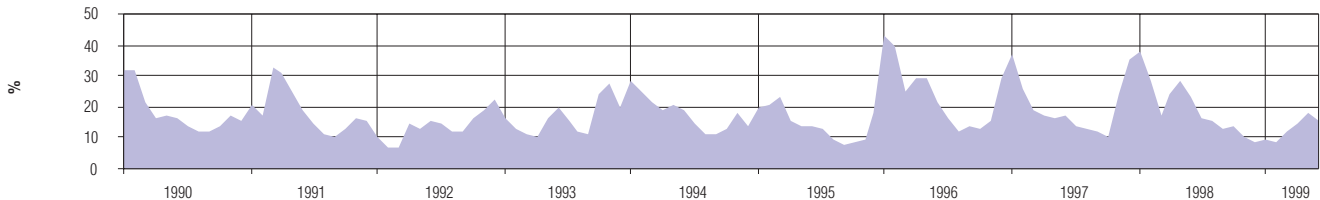
(1) Potencia instalada en junio de 1999.

(2) Producción del primer semestre de 1999

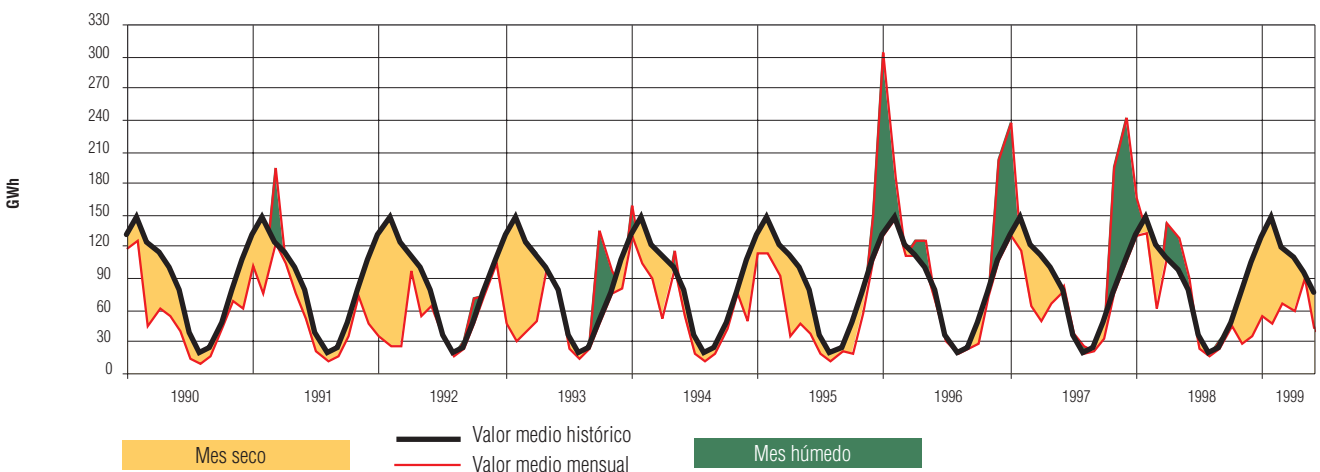
PRODUCCIÓN HIDRÁULICA MENSUAL. PERIODO 1990-1999



DEMANDA MENSUAL CUBIERTA CON PRODUCCION HIDROELECTRICA. PERÍODO 1990-1999



ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE MENSUAL. PERIODO 1990-1999





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>