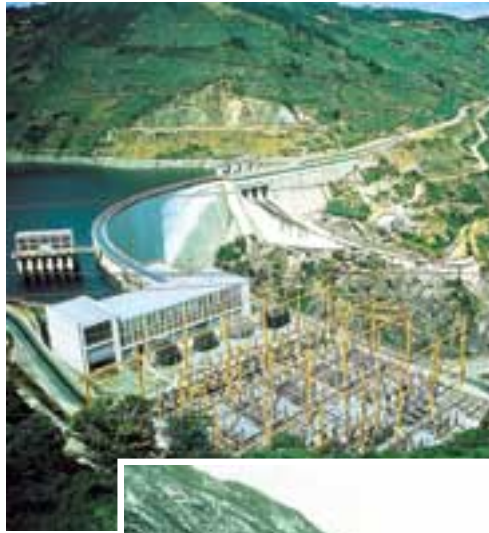


ENERGÍA ELÉCTRICA

JULIO 2003. Nº 62



MINISTERIO
DE ECONOMÍA



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
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Sistema Peninsular. Máximos de potencia y energía	

Fuentes de información:

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

Fecha de redacción: 23 de Septiembre de 2003
Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S.L.

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados
disponibles en Internet:

Ministerio de Economía: <http://www.mineco.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el mes de julio, el consumo de energía de energía eléctrica se ha incrementado en valores similares a los del mes pasado, alcanzándose una demanda bruta de 19.867 GWh, con una tasa de crecimiento respecto a julio del año anterior del 7,7%.
- Las temperaturas registradas durante el mes de julio, más altas que las del año anterior, han contribuido positivamente en el crecimiento de la demanda en un 1,2%, al igual que la laboralidad, que también ha tenido un efecto positivo del 2,2% sobre ésta. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 4,3%, similar a la que se alcanzó en julio del año anterior.
- Tras el dato de julio, el crecimiento acumulado de la demanda en los primeros siete meses del año se ha situado en el 4,5%, igual al crecimiento registrado el mismo periodo

del año anterior. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 3,6%, valor inferior en más un punto al registrado en el mismo periodo del año anterior.

- La estructura de producción mensual, al igual que ocurrió en el mes de junio, ha sufrido cambios, debido principalmente al descenso de la producción hidroeléctrica, que en julio ha generado el 11,2% de la producción bruta mensual, 1,2 puntos por encima de la registrada en julio de 2002. Por su parte, los grupos nucleares han situado su aportación en un 31,4% de la producción bruta mensual, 3,1 puntos menos que el mismo mes del año anterior. La producción con el equipo térmico convencional, continúa siendo la de mayor participación en la estructura de la producción bruta mensual, con una aportación del 57,4% del total. Los

grupos de fuel-gas han contribuido con un 18,2% de la producción bruta, 2,9 puntos más que en julio del 2002, mientras los grupos de carbón han aportado el 39,2% de la producción bruta mensual, un punto por debajo a la registrada el mismo periodo del año pasado.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio, la demanda ha ascendido a 1.262 GWh, con un crecimiento de un 14,8% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento acumulado hasta el mes de julio en un 9,4%, 5,1 puntos superior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Los precios en el mercado de producción, durante el mes de julio, se han mantenido en la misma línea que el mes anterior. Por lo que el precio medio se ha situado en 4,552 c€/kWh, un escaso 0,2% menos que el mes pasado, aunque respecto de julio de 2002, el precio ha disminuido un 15,9%. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, se ha incrementado en un 1,9% respecto al mes pasado. Destaca la reducción en el precio de Otros mercados, 0,221c€/kWh, un 26,6% por debajo del registrado en el mes anterior.
- En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,679 c€/kWh, un 24,6% inferior al registrado hace un año para el mismo periodo, debido en gran medida a la reducción del precio del mercado diario en un 29,9% que ha sido compensado, en parte por el incremento en el precio en el conjunto de Otros mercados, un 30,7%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el periodo enero-julio ha sido de 4,070 €/kWh, un 25,3% inferior al del mismo periodo del año anterior, debido al descenso del precio de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para las comercializadoras.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en los primeros siete meses del año sido 6,400 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,789 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,401 c€/kWh, un 33,4% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

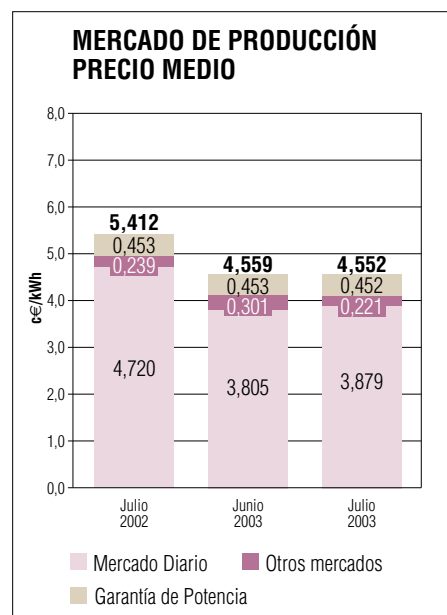
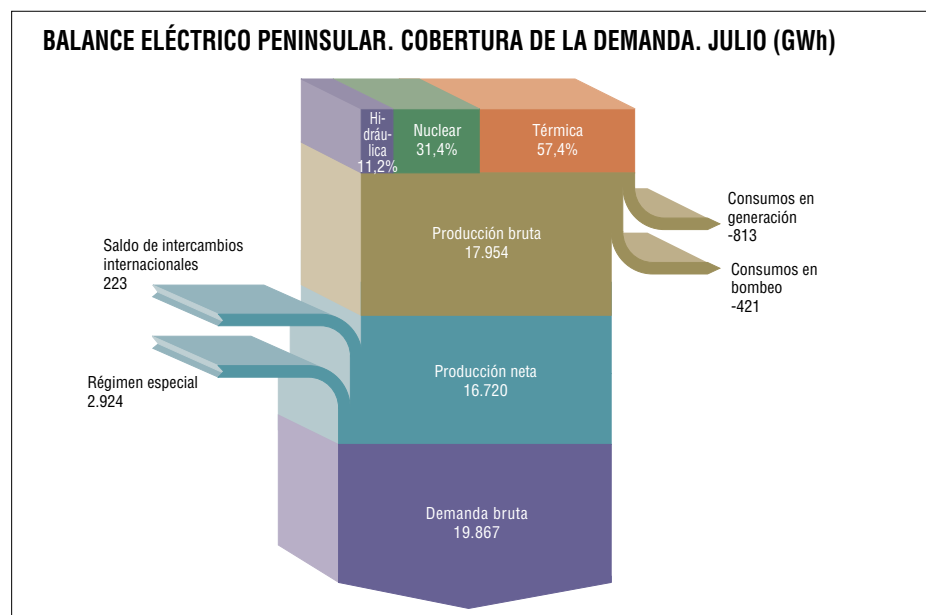
Balance eléctrico	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	16.720	10,7	106.021	5,6	176.430	1,9
Régimen especial	2.924	5,6	22.432	12,9	37.357	16,4
Intercambios internacionales	223	-61,3	1.054	-71,0	2.753	-47,3
Demanda bruta	19.867	7,7	129.506	4,5	216.539	2,9
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	1.170	14,2	6.979	10,0	11.874	6,7
Régimen especial	91	23,3	444	0,2	732	0,7
Demanda bruta	1.262	14,8	7.424	9,4	12.606	6,4

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

Coste de adquisición de la energía	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	5,351	-10,6	4,401	-22,7	4,495	-18,1
En el mercado	4,825	-15,4	3,789	-29,1	3,913	-23,8
Al régimen especial	7,386	4,8	6,400	-7,0	6,400	-5,7
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,282	-18,0	3,299	-32,3	3,449	-25,8
Total	5,004	-13,1	4,070	-25,3	4,183	-20,2

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

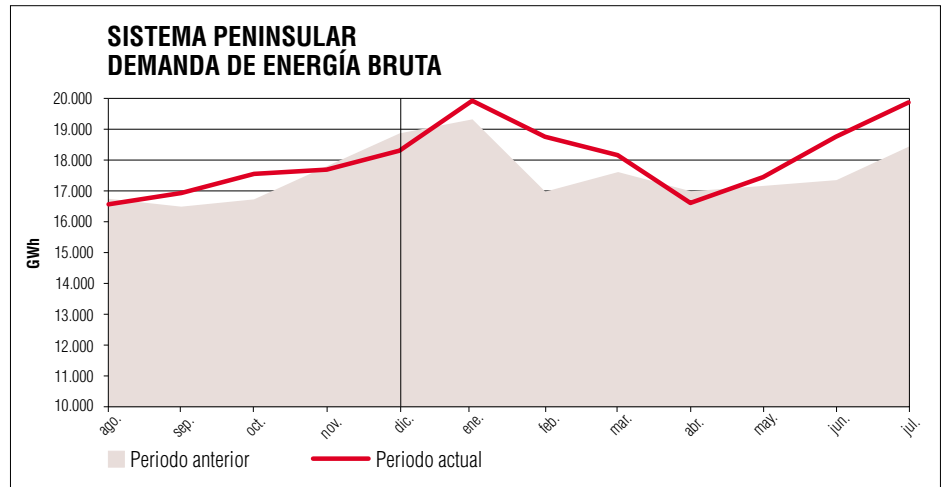
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

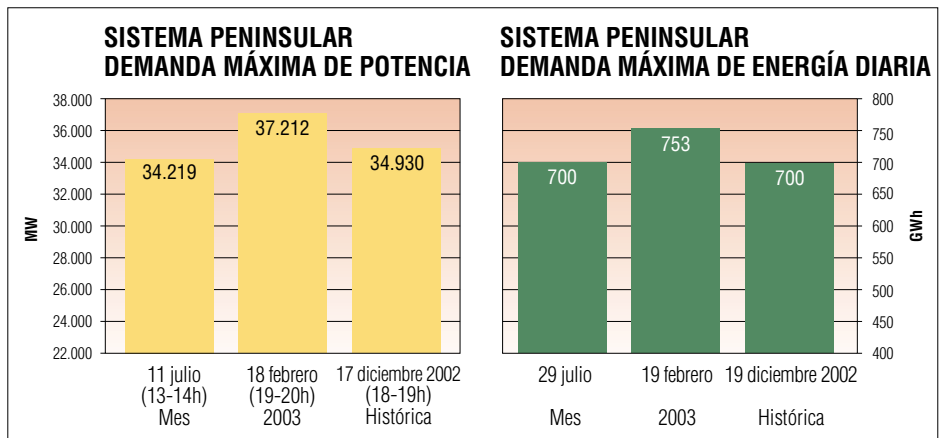
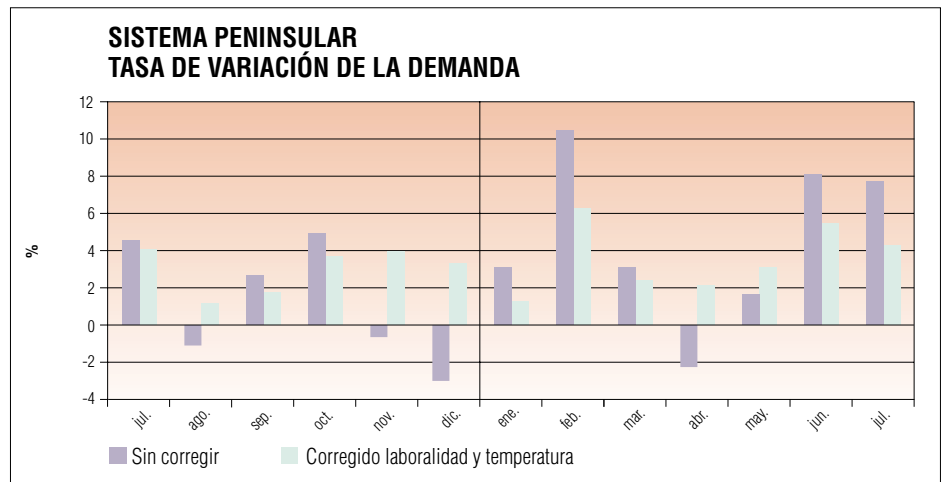
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de julio, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en un 7,7 % respecto al año anterior, con una demanda total de 19.867 GWh.
 - La laboralidad ha tenido una influencia positiva sobre el crecimiento de la demanda de 2,2 puntos, al tener un menor número de días festivos que en julio del año anterior.
 - Las temperaturas han alcanzado valores más elevados a los registrados el mismo mes del año anterior, influyendo positivamente sobre el crecimiento de la demanda en 1,2 puntos. La temperatura media registrada en el mes de julio ha sido de 24,9 °C, superior en 2,6 grados a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 30,3 °C, frente a los 27,6 °C registrados en julio de 2002 y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 19,6°C, casi tres grados más altas a las alcanzadas el año anterior
 - Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 4,3%. Esta tasa de crecimiento, es similar a la que se alcanzó en julio del año 2002.
- Tras el dato de julio, el crecimiento acumulado de la demanda en los primeros siete meses del año se ha situado en el 4,5%, igual al crecimiento registrado el mismo periodo del año anterior. Esto ha sido debido a que se han registrados valores ligeramente más elevados de temperatura, afectando positivamente en un 0,7% al crecimiento de la demanda y al efecto de la laboralidad que, también ha afectado de forma positiva al crecimiento de la demanda en un 0,3%. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 3,6%, valor inferior en más un punto al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de julio se ha registrado el día 11 a las 14 horas con 34.219 MW, un 0,9% inferior a la máxima histórica de verano registrada el mes anterior. La demanda máxima de energía diaria se ha registrado el 29 de julio con 700 GWh, un 1,1% inferior al máximo registrado en junio de este mismo año.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio la demanda ha ascendido a 1.262 GWh, con un crecimiento de un 14,8% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, en julio el crecimiento de la demanda se ha situado en un 6,4%, 0,4 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	19.867	7,7	129.506	4,5	216.539	2,9
Efectos						
Laboralidad	-	2,2	-	0,3	-	0,4
Temperatura	-	1,2	-	0,7	-	-0,7
Activ. económica y otros	-	4,3	-	3,6	-	3,2
Sistemas extrapeninsulares	1.262	14,8	7.424	9,4	12.606	6,4

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

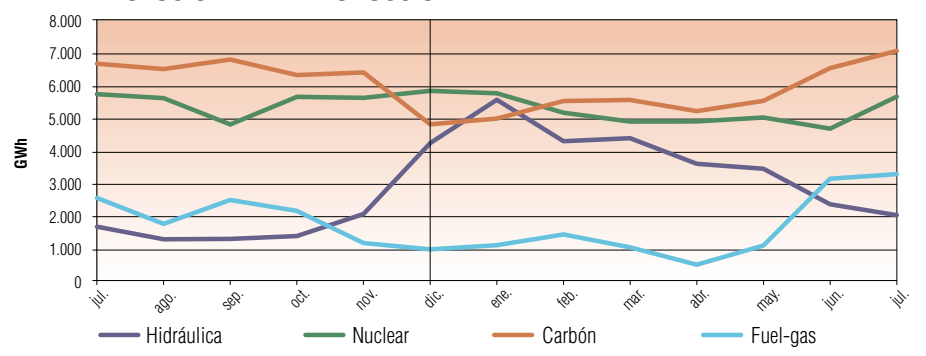
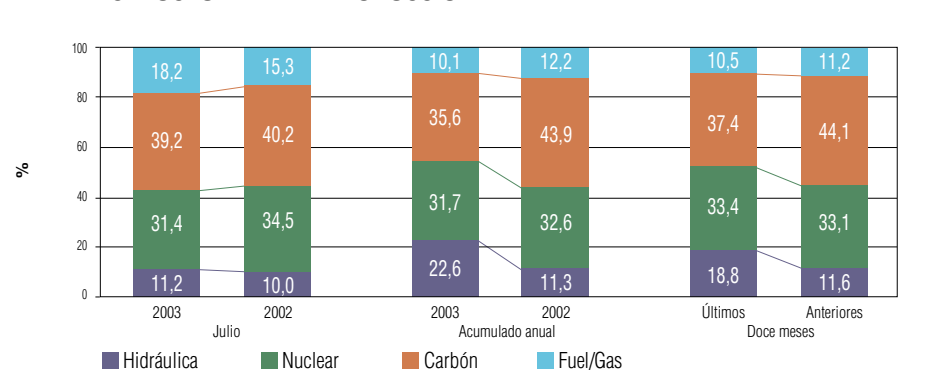
- La producción bruta peninsular ha ascendido en julio a 17.954 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 8,4%.
- Como ocurrió en el mes de junio, la estructura de producción ha sufrido cambios, debido principalmente al descenso de la producción hidroeléctrica, que en julio ha generado el 11,2% de la producción bruta mensual, aportación inferior en tres puntos a la del mes anterior y 1,2 puntos por encima de la registrada en julio de 2002.
- Por su parte, los grupos nucleares han situado su aportación en un 31,4% de la producción bruta mensual, 3,6 puntos más que la del mes de junio y medio punto por debajo de la contribución media durante los siete primeros meses del año, dado que existe una mayor potencia disponible.
- La producción con el equipo térmico convencional, continúa siendo la de mayor participación en la estructura de la producción bruta mensual, con una aportación del 57,4% del total. Los grupos de fuel-gas han contribuido con un 18,2% de la producción bruta, casi un punto menos que la aportación en el mes anterior, mientras que los grupos de carbón han aportado el 39,2% de la producción bruta mensual, contribución superior en medio punto a la del mes de junio.
- La estructura de producción acumulada hasta el mes de julio ha presentado importantes diferencias en relación a la que la del mismo periodo del año anterior, debido al fuerte incremento de la producción hidráulica en los primeros cuatro meses del año, que ha situado la participación de esta tecnología en la producción bruta del periodo en el 22,6%, por encima del 11,3% que aportó en el año anterior. La producción nuclear ha reducido su contribución al 31,7%, casi un punto menos que en el mismo periodo del año anterior, al igual que la producción con el equipo térmico convencional, que ha reducido a un 45,7%, más de diez puntos menos que el año anterior, por lo que tanto la producción con los grupos de carbón, como la producción con los grupos de fuel-gas han reducido su aportación a la producción bruta acumulada a un 35,6% y un 10,1%, respectivamente.
- La producción neta del régimen ordinario del periodo enero-julio, ha cubierto el 81,9% de la demanda del periodo, un punto más que en el mismo periodo de 2002. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 17,3%, 1,3 puntos más que el mismo periodo del año anterior, y el saldo importador de los intercambios internacionales el 0,8% restante, 2,1 puntos menos que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los primeros siete meses del año, las centrales de fuel ha cubierto el 68,2% de la demanda, 6,4 puntos menos que el mismo periodo del año anterior, el carbón el 25,8%, 4,1 puntos menos, y la energía de régimen especial el 6,0% restante, casi tres puntos inferior al valor registrado el mismo periodo del 2002.

Balance eléctrico peninsular	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	2.007	21,4	25.543	106,8	35.714	64,8
Nuclear	7.816	5.640	-1,3	35.950	1,1	63.392	2,0
Carbón	11.565	7.044	5,9	40.283	-16,1	71.027	-14,2
Fuel-Gas	10.924	3.264	28,7	11.472	-13,9	19.930	-5,2
Producción bruta	46.962	17.954	8,4	113.249	3,6	190.063	1,3
Consumos generación		-813	7,9	-4.571	-7,5	-7.976	-6,3
Consumos bombeo		-421	-39,8	-2.657	-32,9	-5.657	-3,7
Producción neta		16.720	10,7	106.021	5,6	176.430	1,9
Régimen especial	12.505	2.924	5,6	22.432	12,9	37.357	16,4
Intercambios internacionales		223	-61,3	1.054	-71,0	2.753	-47,3
Importaciones		848	5,4	5.203	-3,3	9.565	11,9
Exportaciones		-625	173,8	-4.151	136,8	-6.814	105,0
Demanda bruta		19.867	7,7	129.506	4,5	216.539	2,9

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	36,5	1	-35,8
Carbón	510	339	15,1	2.041	0,4	3.549	-1,6
Fuel-oil	2.834	906	12,9	5.408	13,5	9.146	10,0
Producción bruta	3.345	1.245	13,5	7.449	9,6	12.696	6,5
Consumos generación		-75	3,9	-470	3,0	-822	2,6
Producción neta		1.170	14,2	6.979	10,0	11.874	6,7
Régimen especial	224	91	23,3	444	0,2	732	0,7
Demanda bruta		1.262	14,8	7.424	9,4	12.606	6,4

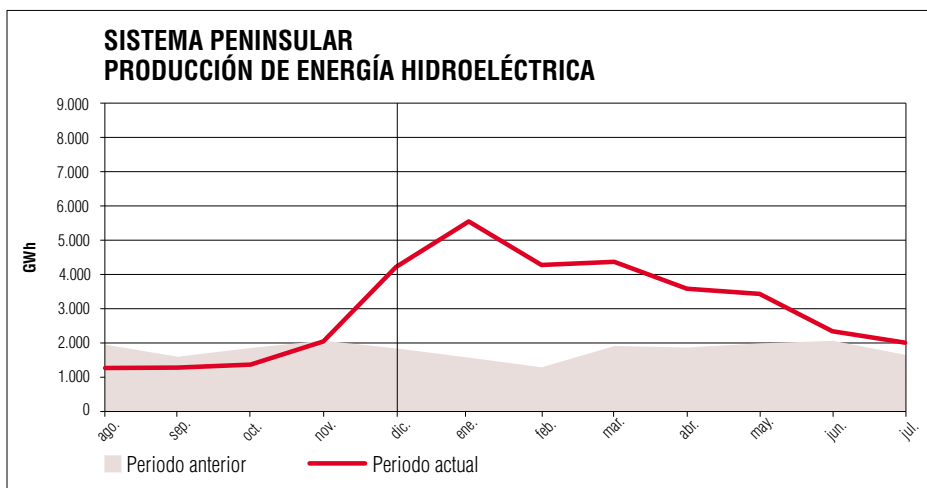
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

Producción hidroeléctrica

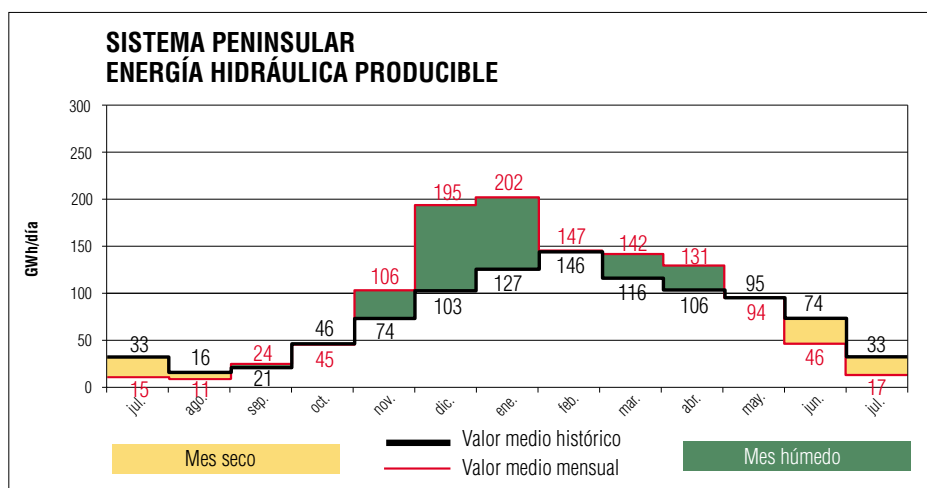
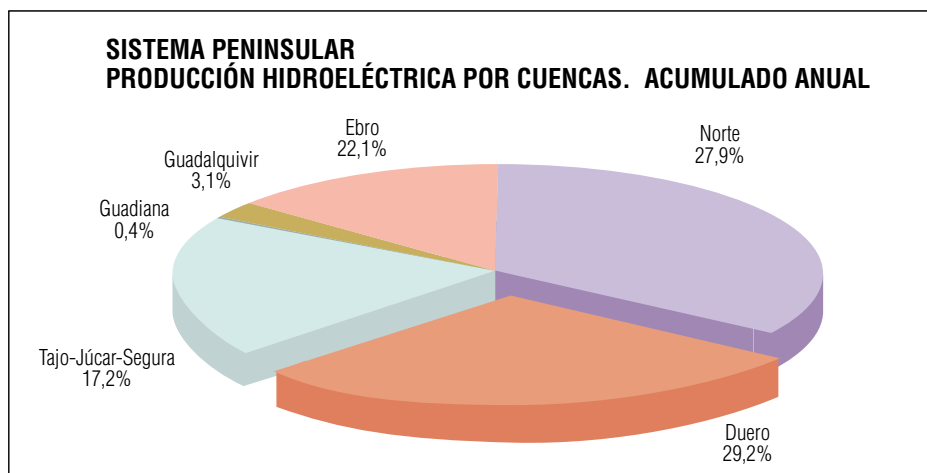
- La producción hidroeléctrica durante el mes de julio ha alcanzado los 2.007 GWh, un 21,4% superior a la registrada el mismo mes del año anterior. Dicha producción mensual ha contribuido a la producción bruta en un 11,2%, más de un punto por encima de su aportación media en el mismo periodo del 2002, aunque ha resultado ser la aportación más baja del año, situándose diez puntos por debajo de la contribución media de los siete primeros meses del año.
- Al contrario de lo que sucedió el año anterior, el periodo enero-julio, ha resultado húmedo, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica acumulada de 25.543 GWh, dos veces por encima del valor acumulado el mismo periodo del año anterior, aportando el 22,6% de la producción bruta, más de once puntos por encima de la registrada en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de julio, a excepción de la cuenca del Guadalquivir, que ha reducido su producción en un 1,3%, todas las cuencas hidrográficas, respecto a julio de 2002, han continuado incrementando su producción. Destacan los crecimientos del 135,7% y 43,4% experimentados en la cuenca Guadiana y Duero, respectivamente. En el periodo de enero-julio, el incremento en la producción hidroeléctrica ha incidido en mayor medida en las cuencas de la mitad norte peninsular, cuya participación sobre la producción total se ha situado en 79,2%, valor superior en 2,4 puntos al mismo periodo del año 2002.
- Al igual que el mes anterior, durante el mes de julio las precipitaciones registradas en la península han sido inferiores a la media, exceptuando las registradas en la zona noroeste. Estas precipitaciones han sido más acentuadas durante la segunda quincena.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de julio ha resultado ser un mes seco, registrándose una energía producible de 528 GWh, valor con una probabilidad del 91% de ser superado.
- En los primeros siete meses del año, el producible hidráulico se ha situado en 22.885 GWh, dos veces superior al producible que se registró en el mismo periodo del año anterior, debido al escaso volumen de agua embalsada en dichos meses.
- Al finalizar el mes de julio, el volumen de reservas se ha situado 10.899 GWh, un 9,8% inferior al que existía a finales de junio. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del

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



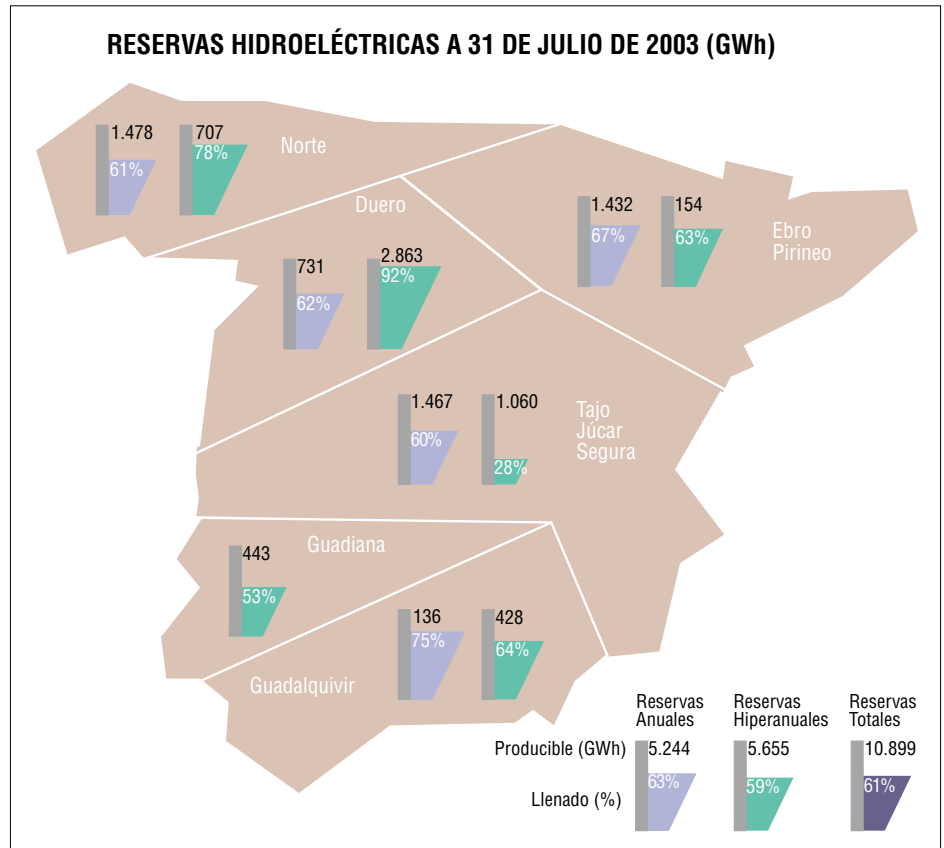
Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	524	26,3	7.138	133,0	10.807	95,8
Duero	3.556	381	43,4	7.455	140,2	9.487	59,0
Tajo-Júcar-Segura	4.175	320	17,4	4.403	113,2	6.055	59,2
Guadiana	233	39	135,7	105	68,4	132	5,1
Guadalquivir	1.016	134	-1,3	801	8,3	1.212	1,9
Ebro	3.483	609	11,3	5.641	70,0	8.021	58,2
Sistema peninsular	16.657	2.007	21,4	25.543	106,8	35.714	64,8
Canarias	1	0		1	36,5	1	-35,8
Sistemas extrapeninsulares	1	0		1	36,5	1	-35,8

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



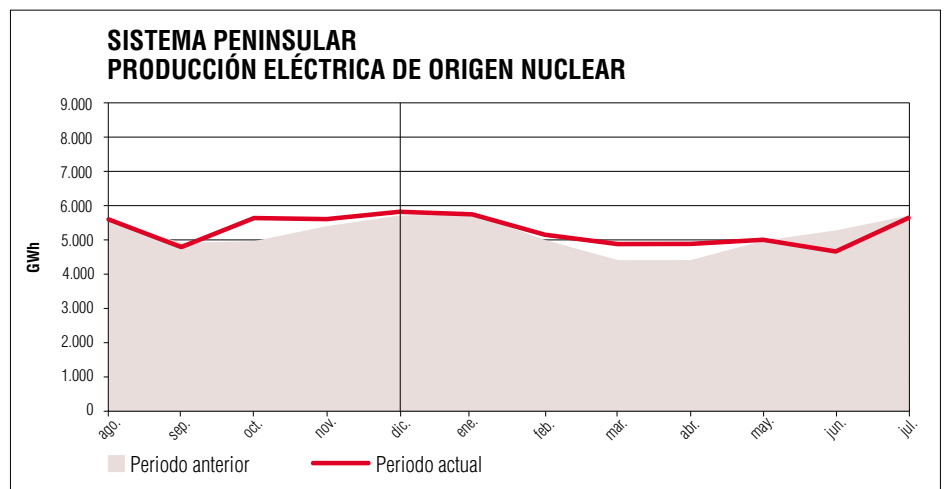
60,9% de la capacidad total, casi siete puntos por debajo al registrado a finales del mes pasado, pero muy superior, al 39,2% que se alcanzó al finalizar julio de 2002.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes de julio con un nivel de reservas de 5.244,0 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 62,8%, diez puntos inferior al registrado a finales del mes pasado. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 75,4% en la cuenca de Guadalquivir y un mínimo del 60,3% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se han elevado al finalizar el mes a 5.655,0 GWh y ha alcanzado un nivel de llenado del 59,3%, 3,6 puntos inferior al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado correspondió a la cuenca Duero, con un porcentaje superior al 92,6%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 28,2%.



Producción nuclear

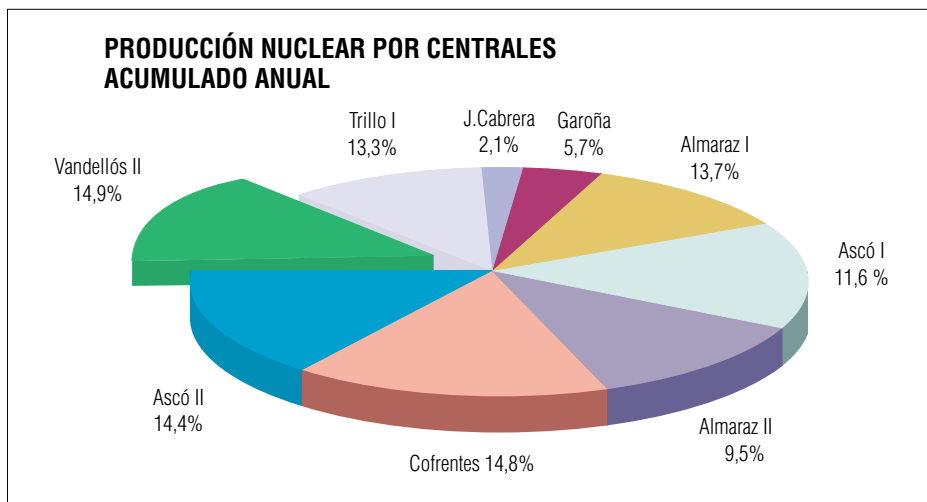
- En el mes de julio la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.640 GWh, un 1,3% inferior a la del mismo mes del año anterior y 21,0% superior a la generación de esta tecnología durante el mes de anterior, entre otras cosas porque la disponibilidad del equipo es mayor.
- Está generación ha representado una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 31,4%, valor inferior en medio punto a la contribución media de los siete primeros meses del año.
- La ausencia total de actuaciones programadas durante el mes de julio ha producido una notable mejoría en los valores del coeficiente de disponibilidad del factor de carga del equipo nuclear respecto a meses anteriores. Así, el coeficiente de disponibilidad se ha situado en julio en el 99,8%, mientras que el factor de carga ha sido del 97,0%, ambos valores superiores en más de catorce puntos a los registrados en el mes anterior.
- La producción acumulada del equipo nuclear en los siete primeros meses del año ha sido de 35.950 GWh, un 1,1% superior a la del mismo periodo del año anterior, consecuencia de la mayor concentración de actuaciones programadas en las centrales durante este año. Esta generación ha cubierto el 31,7% de la producción bruta del periodo, casi un punto menos que en el mismo periodo del 2002.



Producción bruta Nuclear	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	110	0,0	762	9,5	1.075	0,0
Garoña	466	340	-1,0	2.032	-12,1	3.717	-7,4
Almaraz I	974	712	0,7	4.938	16,9	8.448	8,7
Ascó I	1.028	754	1,3	4.181	-19,0	7.815	-3,8
Almaraz II	983	652	-7,5	3.412	-30,7	6.939	-12,4
Cofrentes	1.025	782	-3,5	5.310	25,2	9.258	18,6
Ascó II	1.027	759	5,9	5.182	0,5	8.160	-7,9
Vandellós II	1.087	742	-6,2	5.354	21,2	9.289	11,5
Trillo I	1.066	789	0,0	4.779	7,5	8.690	5,5
Sistema peninsular	7.816	5.640	-1,3	35.950	1,1	63.392	2,0

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

- Los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga en julio han situado los valores acumulados de estas magnitudes en el 91,8% y 90,4%, respectivamente. Estos valores son superiores en algo menos de medio punto a los registrados en el periodo enero-julio de 2002, debido al mayor número de actuaciones programadas en ese año.
- Durante el mes de julio, ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo ha fabricado 14 elementos combustible tipo PWR, 4 para Almaraz I y 10 para José Cabrera.



Producción térmica convencional

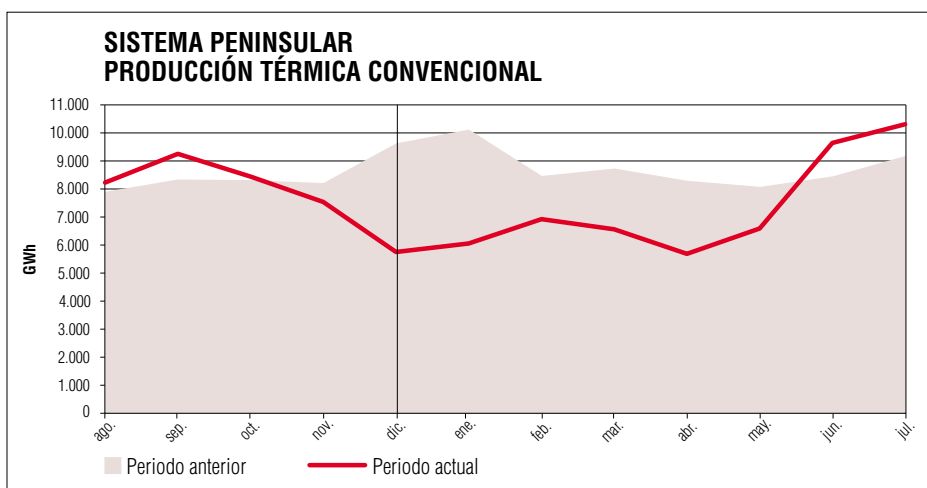
- La producción de los grupos térmicos convencionales en el mes de julio ha ascendido a 10.307 GWh, un 12,2% más que el mismo mes del año anterior. Esta producción mantiene la línea ascendente que se ha venido registrando desde el mes de abril como respuesta al descenso de la generación hidroeléctrica.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la producción bruta mensual ha sido de un 57,4%, 1,9 puntos superior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior e inferior en medio punto a su aportación en el mes precedente.
- Durante los siete primeros meses del año, la producción térmica convencional ha alcanzado los 51.755 GWh, un 15,6% inferior a la registrada el mismo periodo del año anterior, por lo tanto, la aportación a la producción bruta del periodo ha sido de un 45,7%, muy inferior al 56,1% aportado el mismo periodo del año anterior.
- Por tecnologías, durante el mes de julio las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 63,2% de la producción térmica total, contribución 2,7 puntos inferior a la del mismo periodo del año anterior. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 14,6%, 2,3 puntos por encima que la alcanzada el año anterior, mientras que las centrales de fuel durante este mes han aportado tan sólo el 4,9%, más de ocho puntos por debajo de la aportación en el mismo periodo del año 2002. Por otro lado, los grupos cuyo combustible principal es el gas natural, han continuado aumentando su participación en casi nueve puntos en relación a la contribución de esta tecnología el año anterior.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generali-

Grupo	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	92,7	0,0	0,0	93,5	0,0	0,0
Garoña	100,0	0,0	0,0	85,7	10,4	1,4
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	100,0	0,0	0,0	79,9	16,9	0,0
Almaraz II	89,2	0,0	1,7	68,3	21,4	4,1
Cofrentes	100,0	0,0	0,1	100,0	0,0	3,1
Ascó II	100,0	0,0	0,0	99,1	0,0	0,2
Vandellós II	91,7	0,0	0,0	96,8	0,0	0,6
Trillo I	99,5	0,0	0,0	88,1	9,0	1,8
Sistema peninsular	97,0	0,0	0,2	90,4	6,8	1,4

Combustible nuclear	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	14	156	276
Exportación	0	138	202
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	72	188
Exportación	0	164	284
Nº elementos importación:			
PWR	0	24	44
BWR	0	136	136

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.



zada del carbón importado en las centrales de carbón. De esta forma, durante el periodo enero-julio, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos ha sido el 37,3% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 41,8%. La producción con gas ha sido de 15,2% y la de fuel el 5,6%.

- En los siete primeros meses transcurridos del año, a excepción de los grupos de gas natural que han incrementado su producción de forma importante en un 69,0% respecto al mismo periodo del año anterior, por el aumento de potencia instalada; casi todas las tecnologías han reducido su producción respecto al mismo periodo del año anterior, destacando el elevado descenso de los grupos de fuel-oil cuya producción ha sido un 68,4% inferior de la del mismo periodo de 2002.
- La utilización del equipo térmico durante el mes de julio, ha situado el factor de carga del periodo en el 61,6%, valor inferior en un punto al alcanzado en el mismo mes de 2002. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 90,1%, valor superior al 75,8% registrado en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo de enero-julio las centrales de fuel han cubierto la totalidad del incremento de demanda y han aportado el 72,6% de la producción térmica total, 2,5 puntos por encima a la aportada en el mismo periodo el año anterior.

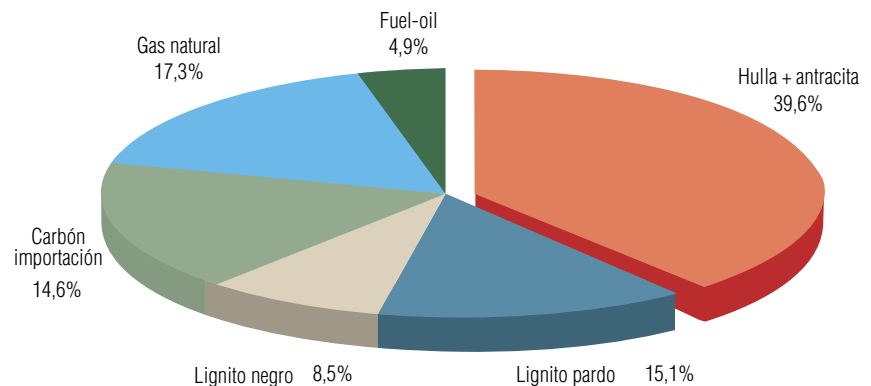
Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un período de tiempo y la que se hubiera producido en este período funcionando a la potencia nominal.

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 periodo de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo período funcionando a la potencia nominal.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.590	9,8	20.488	-18,4	35.699	-17,7
Lignito pardo	2.031	1.352	-1,8	7.822	-17,0	14.051	-13,0
Lignito negro	1.502	823	-2,3	4.421	-25,8	8.075	-18,1
Carbón importación	1.944	1.279	9,9	7.552	0,1	13.202	-1,3
Gas natural (*)	7.426	2.681	89,7	8.928	69,0	15.427	82,0
Fuel-oil	3.498	582	-48,1	2.544	-68,4	4.503	-64,1
Sistema peninsular	22.489	10.307	12,2	51.755	-15,6	90.957	-12,3
Carbón	510	339	15,1	2.041	0,4	3.549	-1,6
Fuel-oil	2.834	906	12,9	5.408	13,5	9.146	10,0
Sistemas extrapeninsulares	3.344	1.245	13,5	7.449	9,6	12.695	6,5

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA POR TECNOLOGÍA. ACUMULADO ANUAL



Tecnología	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	79,2	0,0	9,2	66,1	1,1	9,9
Lignito pardo	89,5	0,0	0,8	75,7	5,3	1,6
Lignito negro	73,7	0,0	5,5	57,8	5,9	7,8
Carbón importación	88,4	0,0	4,4	76,4	5,5	4,1
Gas natural (*)	48,5	0,0	6,1	25,4	4,5	7,9
Fuel-oil	22,4	0,0	27,8	13,9	2,6	27,2
Sistema peninsular	61,6	0,0	9,9	45,9	3,5	10,8
Carbón	89,5	0,0	2,2	78,7	8,2	2,2
Fuel-oil	44,3	6,9	4,5	34,3	5,3	4,7
Sistemas extrapeninsulares	51,3	5,8	4,1	41,6	5,7	4,3

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

Combustible	Julio					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	975	26,5	2.020	-1,0	2.889	5.174	-12,6	13.836	8.427	-24,3	23.370
Lignito pardo	178	-25,0	62	81,4	552	1.189	-26,4	3.163	2.333	-21,8	5.838
Lignito negro	146	582,4	794	-6,6	531	723	-32,8	2.312	1.329	-30,4	4.203
Carbón importación	1.180	3,7	2.471	11,9	4.120	7.167	-16,2	21.650	12.945	-7,0	38.187
Gas natural (**)	211	-51,3	-	-	1.415	1.243	-21,5	7.271	3.118	30,2	13.204
Gas siderúrgico	33	-21,7	-	-	120	219	-17,6	607	402	-15,6	1.041
Fuel-oil	199	-49,0	541	-5,9	679	946	-66,4	2.915	1.903	-56,3	5.113
Sistema peninsular	2.921	-7,3	5.886	3,2	10.307	16.661	-23,6	51.755	30.456	-18,1	90.957
Carbón	108	21,9	260	-13,5	339	638	-2,8	2.041	1.107	-2,9	3.549
Fuel-oil	223	18,9	104	-13,4	906	1.284	14,9	5.409	2.161	12,0	9.146
Sistemas extrapeninsulares	332	19,8	364	-13,5	1.245	1.922	8,4	7.449	3.268	6,5	12.695

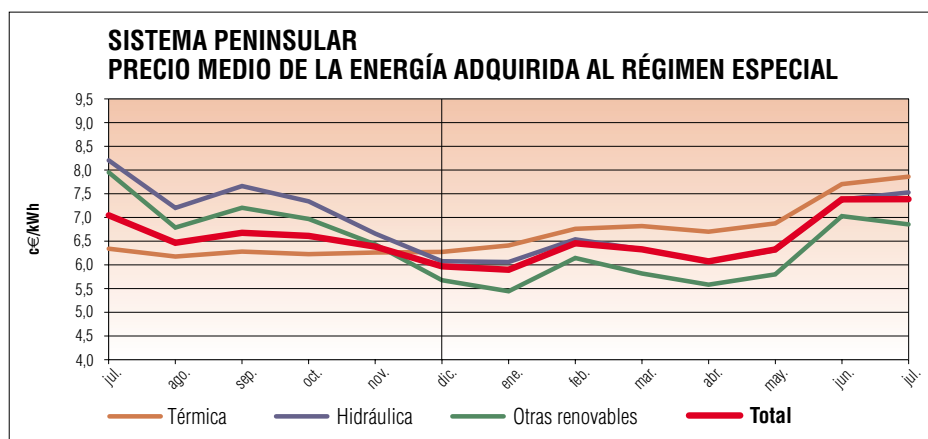
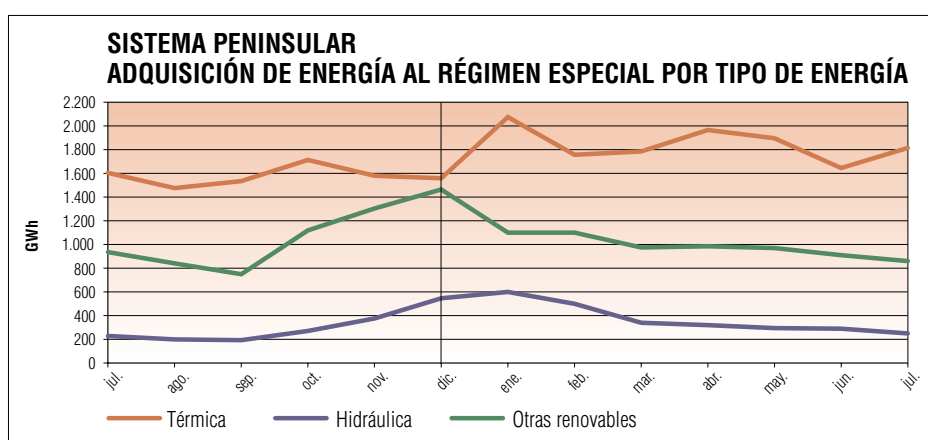
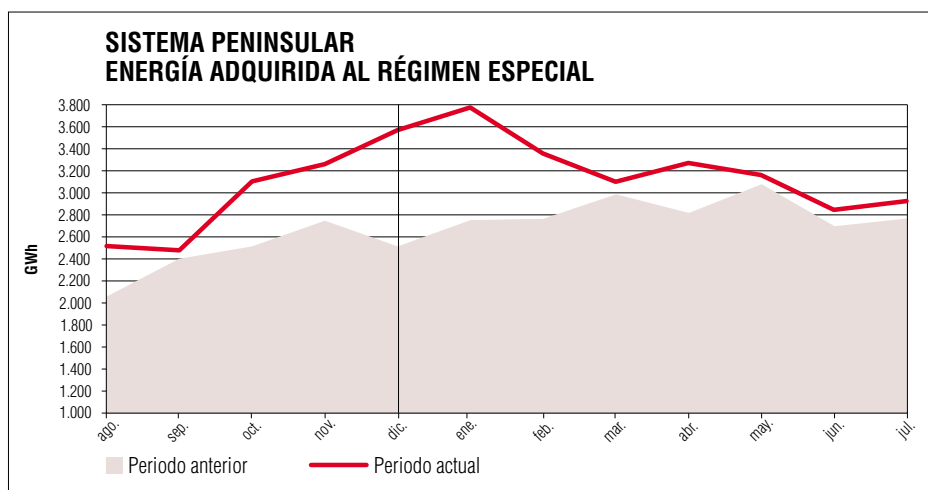
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS

1 kTEC = 0,7 kTep. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTep: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

Régimen especial (*)

- En julio, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.924 GWh, con un crecimiento del 5,6% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de julio, el volumen de energía acumulada en los primeros siete meses del año ha sido de 22.432 GWh, un 12,9% superior a la del mismo periodo del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 17,3% de la demanda de los últimos siete meses, 1,3 puntos superior a su contribución en el mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los primeros siete meses del año destaca el aumento del peso específico de la energía procedente de centrales hidráulicas, que han incrementado su producción en un 19,1% y ha aportado el 11,6% del total de energía adquirida en el periodo, aunque este incremento es inferior al de los meses precedentes.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 91 GWh, un 23,3% más que en el mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía al régimen especial se han sufrido un ligero incremento de 0,7% respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 5,8% de la demanda anual, aportación similar a la contabilizada en mismo periodo del año 2002.
- En julio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 7,386 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,400 c€/kWh, un 5,7% inferior al del mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de las centrales térmicas 6,572 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables ha costado 6,550 c€/kWh y la energía procedente de centrales hidráulica se ha reducido a 6,163 c€/kWh.

(*) Como consecuencia del procedimiento de recopilación de la información relativa a la producción en régimen especial, los datos de potencia instalada, energía adquirida y precios correspondientes a un mes son provisionales, pudiendo ser revisados en meses sucesivos.



Régimen especial	Potencia MW	Julio				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía (*)		Precio medio		Energía (*)		Precio medio		Energía (*)		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	5.925	1.814	13,1	7,860	24,0	12.937	16,3	6,904	10,4	20.799	12,8	6,572	5,2
Hidráulica	1.450	250	9,3	6,854	-13,8	2.595	19,1	5,926	-22,4	4.181	30,4	6,163	-17,5
Otras renovables	5.130	860	-8,1	7,528	-8,2	6.900	5,0	6,434	-16,9	12.377	18,2	6,550	-14,5
Sistema peninsular	12.505	2.924	5,6	7,386	4,8	22.432	12,9	6,400	-7,0	37.357	16,4	6,400	-5,7
Térmica	90	45	582,4	-	-	240	2,9	-	-	381	12,3	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	-1,9	-	-	1,0	-10,8	-	-	1,6	-22,0	-	-
Otras renovables	133	46	0,4	-	-	204	-2,8	-	-	349	-9,4	-	-
Sistemas extrapeninsulares (**)	224	91	23,3	-	-	444	0,2	-	-	732	0,7	-	-

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

(*) Excluida la energía que realiza ofertas al mercado de producción.

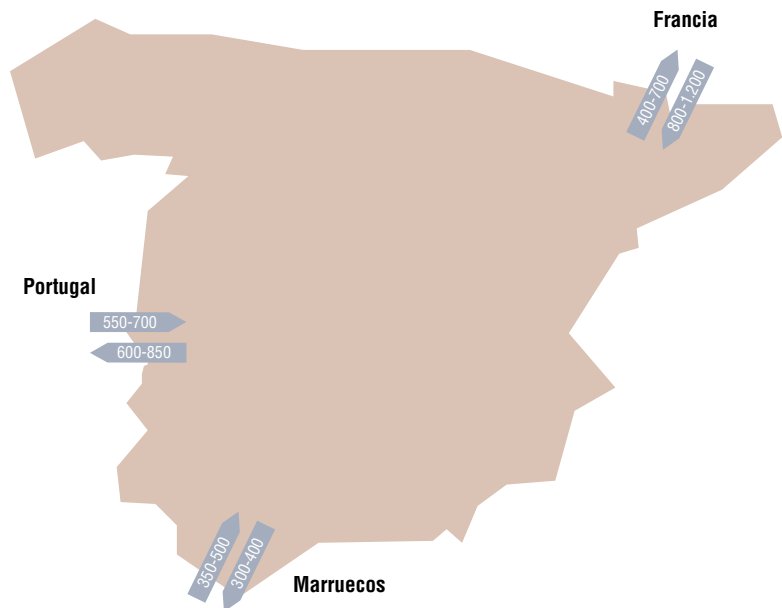
(**) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

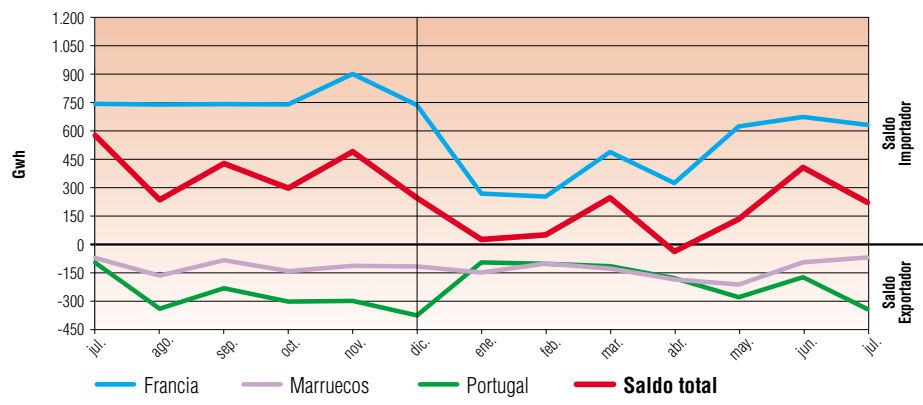
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de julio ha ascendido a 1.473 GWh, 42,6% más que la del mismo mes del año anterior. El 57,6% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 223 GWh.
- El 72,5% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha ascendido en julio a un volumen de 397 GWh, un 26,9% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 0,6% restante.
- En julio, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal con 623 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Francia, 368 GWh y Marruecos, 77 GWh.
- En los siete primeros meses del año del año, el volumen total de la energía intercambiada ha ascendido a 9.354 GWh, un 31,0% más que el mismo periodo del año 2002. De esta energía el 74,4% corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 1.248 GWh. El 12,4% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, el contrato suscrito por REE ha aportado el 24,0% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.248 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos ha representado el 1,6% del volumen, aportando un saldo importador de 52 GWh.
- El saldo resultante de los primeros siete meses del año ha sido importador en 1.052 GWh, más de tres veces por debajo del registrado en el mismo periodo del año 2002, debido principalmente a la variación de signo de los intercambios realizados por los agentes que, al contrario del realizado en el periodo enero-julio de 2002, en este periodo han exportado el doble de las importaciones.
- Durante los siete primeros meses del año, el 51,3% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 33,3% con Francia, con Marruecos el 13,8% y el 1,6% restante con Andorra.
- En el mes de julio, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

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.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL JULIO 2003 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



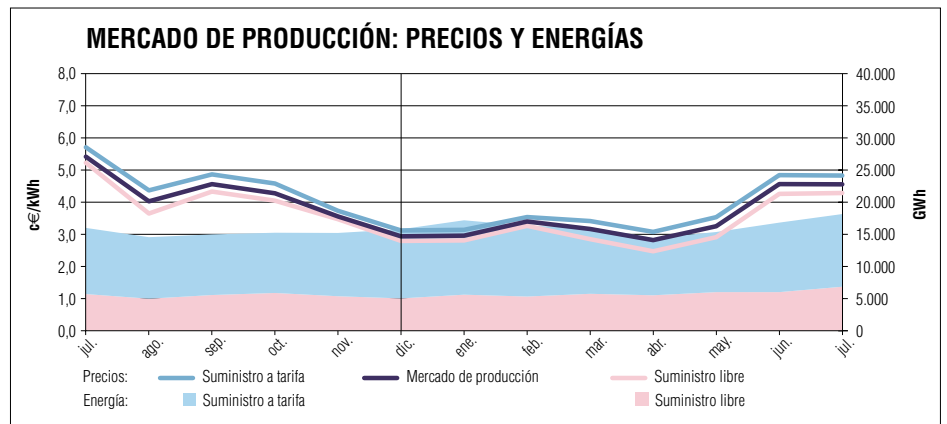
Intercambios internacionales (GWh)*	Julio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	0	0	0	-110	-110	0	-248	-248
Francia	259	-63	196	1.458	-564	894	3.521	-584	2.938
Marruecos	1	-76	-75	1	-960	-958	32	-1.328	-1.296
Portugal	80	-470	-390	611	-2.387	-1.775	733	-4.139	-3.406
Mercado: Agentes	340	-610	-270	2.071	-4.021	-1.950	4.286	-6.298	-2.012
Francia	397	0	397	2.248	0	2.248	4.083	0	4.083
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	-284	-284
Mercado: Contratos REE	397	0	397	2.248	0	2.248	4.083	-284	3.799
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	42	-3	39	268	-28	241	359	-28	331
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	61	-11	50	514	-53	461	657	-132	524
Contratos bilaterales	103	-14	89	783	-81	702	1.015	-160	855
Andorra	0	0	0	6	-40	-34	9	-40	-30
Francia	1	0	1	38	-9	29	72	-18	54
Marruecos	7	0	7	24	0	24	32	-3	29
Portugal	0	-1	-1	34	-1	33	67	-12	55
Apoyo y desvíos	7	-1	7	102	-50	52	181	-72	108
Total intercambios	848	-625	223	5.203	-4.151	1.052	9.565	-6.814	2.751

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción, durante el mes de julio, se han mantenido en la misma línea del mes pasado.
- El precio medio ha sido 4,552 c€/kWh, un 0,2% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 18.624 GWh. Respecto de julio de 2002, el precio ha disminuido un 15,9%, frente a un aumento del 11,3% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,679 c€/kWh, un 24,6% inferior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 11.301 GWh, lo que supone un aumento del 9,9% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,825 c€/kWh, un 0,3% menor que el mes anterior y un 15,4% menos que el mismo mes de 2002.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 6.837 GWh, un 14,0% más que el mes pasado y un 20,0% más que hace un año. Esta cifra representa el 36,7% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,282 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 11,3% inferior debido, principalmente, a la



Precios	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/jun.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,552	-0,2	-15,9	3,560	-30,0	3,679	-24,6
Mercado diario	3,879	1,9	-17,8	2,851	-35,9	2,957	-29,9
Otros mercados	0,221	-26,6	-7,1	0,257	42,1	0,273	30,7
Garantía de potencia	0,452	-0,2	-0,2	0,452	-0,6	0,450	-1,4
Suministro a tarifa (**)	4,825	-0,3	-15,4	3,789	-29,1	3,913	-23,8
Mercado diario	3,912	1,9	-17,8	2,860	-36,4	2,962	-30,3
Otros mercados	0,240	-27,5	-12,7	0,295	40,6	0,316	31,9
Garantía de potencia	0,673	0,6	0,4	0,634	-1,4	0,635	-1,1
Suministro libre (***)	4,282	0,6	-18,0	3,299	-32,3	3,449	-25,8
Mercado diario	3,906	2,2	-18,5	2,881	-35,7	3,009	-29,0
Otros mercados	0,257	-22,8	-16,6	0,258	10,4	0,283	11,8
Garantía de potencia	0,119	17,8	-0,8	0,160	0,4	0,157	-0,8

Energías	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jun.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	18.624	7,7	11,3	117.276	6,6	196.193	4,2
Suministro a tarifa (**)	11.301	4,6	9,9	73.258	6,8	122.244	3,4
Suministro libre (***)	6.837	14,0	20,0	40.997	10,7	67.788	6,6
Contratos bilaterales	110	-45,5	1.520,6	808	122,9	1.106	138,4

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos de REE.

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

(*) Incluye la demanda de bombeo. (**) Distribuidores y Exportaciones REE. (***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

Precio final del mercado de producción (c€/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	4,751	3,891	2,782	2,543	2,451	2,436	3,026	3,953	4,466	5,576	5,755	5,777	5,997	6,089	5,950	5,917	5,980	6,192	6,175	6,043	5,723	5,654	5,744	5,310	5,060
X2	3,544	2,698	2,224	2,179	2,158	2,153	2,475	3,482	2,707	4,413	5,319	5,132	5,172	5,127	4,059	4,065	3,959	4,160	3,955	3,070	2,484	2,489	2,485	2,207	3,489
J3	3,969	2,889	2,230	2,235	2,190	2,191	2,814	3,630	4,180	5,366	5,387	5,554	5,577	5,574	5,296	5,154	5,218	5,449	5,446	5,202	4,756	4,346	4,934	3,809	4,431
V4	3,682	3,137	2,330	2,279	2,156	2,153	2,548	3,526	4,279	4,757	4,960	5,046	5,380	5,025	4,647	4,673	4,730	4,967	4,903	4,733	4,718	3,915	4,246	2,517	4,069
S5	4,401	3,820	2,651	2,645	2,452	2,232	2,315	2,906	2,609	3,112	4,171	4,296	4,307	4,260	3,597	2,754	2,640	2,614	2,609	2,611	2,610	2,765	4,187	2,725	3,154
D6	2,790	2,435	2,400	2,384	2,364	2,178	2,142	2,285	2,201	2,355	2,695	2,754	2,662	2,706	2,775	2,489	2,462	2,410	2,350	2,379	2,332	2,457	3,852	2,546	2,533
L7	3,121	2,371	2,331	2,193	2,142	2,270	2,584	3,015	4,609	5,085	5,282	5,301	5,313	5,239	4,905	4,787	4,665	5,132	5,071	4,775	4,680	4,363	4,662	3,066	4,215
M8	3,254	2,546	2,285	2,274	2,203	2,213	2,580	2,749	4,033	4,565	4,693	4,838	5,080	5,137	4,798	4,872	4,770	4,872	4,782	5,047	4,704	4,386	4,679	3,473	4,069
X9	4,136	3,534	2,431	2,421	2,374	2,383	2,768	3,588	4,756	5,176	5,586	5,614	5,777	5,827	5,593	5,672	5,569	5,693	5,665	5,647	5,184	5,012	5,149	4,610	4,720
J10	4,556	3,668	2,474	2,402	2,247	2,307	2,987	3,742	4,918	5,493	5,696	5,844	5,964	5,941	5,769	5,839	5,808	5,949	5,926	5,801	5,559	5,361	5,357	4,783	4,907
V11	4,605	3,569	2,598	2,519	2,333	2,328	2,843	3,754	4,893	5,741	5,917	6,007	6,219	6,242	6,109	6,015	6,055	6,085	6,080	6,123	5,694	5,529	5,605	5,015	5,056
S12	5,250	4,401	3,546	3,068	3,010	2,967	2,633	2,523	3,132	4,689	5,462	5,526	5,550	5,571	4,922	5,117	5,013	4,858	4,976	4,986	4,993	4,998	5,689	4,721	4,538
D13	4,183	3,251	2,994	2,872	2,213	2,233	2,218	2,182	2,355	2,636	3,171	3,171	3,125	3,338	3,386	3,338	3,300	3,262	3,234	3,168	2,822	2,635	5,144	4,549	3,198
L14	4,454	3,418	2,995	2,495	2,279	2,285	3,065	3,124	4,745	5,445	5,988	6,124	6,057	6,116	5,768	5,669	5,746	5,871	5,805	5,624	5,108	5,133	5,410	4,596	4,882
M15	3,599	3,081	2,396	2,252	2,165	2,297	3,175	4,004	4,918	5,676	5,945	5,933	6,134	6,076	5,820	5,759	5,763	5,925	5,814	5,701	4,723	5,196	5,460	4,647	4,812
X16	3,342	3,159	2,820	2,754	2,370	2,637	3,130	3,649	5,236	5,906	6,218	6,286	6,500	6,303	6,322	6,354	6,441	6,510	6,397	6,380	5,677	5,611	5,718	4,841	5,198
J17	3,774	3,146	2,702	2,496	2,443	2,444	3,174	4,292	5,364	6,016	6,215	6,288	6,400	6,362	6,218	6,165	6,229	6,350	6,283	6,163	5,616	5,603	5,719	5,322	5,180
V18	4,049	3,177	2,661	2,397	2,335	2,402	2,977	3,469	4,211	5,229	5,636	5,756	6,056	5,944	5,606	5,425	5,496	5,617	5,631	4,901	4,697	4,709	5,146	4,238	4,606
S19	4,332	3,718	3,101	3,057	2,975	2,519	2,376	2,337	3,048	3,648	4,449	5,093	5,266	5,085	4,371	4,665	4,353	4,305	4,204	4,228	4,263	4,469	5,020	4,241	4,015
D20	4,258	3,299	2,778	2,607	2,437	2,382	2,354	2,259	2,277	2,509	2,842	3,504	4,205	4,402	4,704	4,398	4,255	3,772	3,784	4,294	4,324	4,632	5,823	5,144	3,701
L21	4,332	3,607	3,092	2,652	2,470	2,355	3,379	4,178	5,453	6,053	6,123	6,138	6,335	6,271	5,918	5,857	6,029	6,108	6,005	5,838	5,205	5,410	5,595	4,981	5,168
M22	4,376	3,517	2,939	2,827	2,775	2,828	3,498	3,752	5,433	5,891	6,235	6,289	6,589	6,560	6,253	6,254	6,347	6,397	6,208	6,113	5,561	5,546	5,682	5,253	5,286
X23	4,655	3,949	3,117	2,917	2,923	2,914	3,719	4,372	5,615	6,236	6,448	6,473	6,629	6,593	6,435	6,415	6,585	6,634	6,517	6,478	6,064	5,912	6,011	5,649	5,518
J24	5,037	4,058	3,538	3,511	3,390	3,390	3,766	4,651	5,720	6,133	6,433	6,509	6,607	6,554	6,367	6,316	6,394	6,491	6,383	6,274	6,004	5,840	5,946	5,419	5,577
V25	4,908	4,063	3,729	3,455	3,172	2,886	3,537	4,043	4,883	5,699	5,933	5,939	6,203	6,198	5,933	5,757	5,852	5,843	5,868	5,771	5,574	5,650	5,835	5,414	5,174
S26	5,085	3,661	3,341	2,957	2,731	2,496	2,380	2,336	3,131	3,831	4,917	5,173	5,341	5,277	4,897	4,477	4,180	4,100	4,206	4,571	4,727	5,180	5,213	4,635	4,190
D27	3,782	2,752	2,396	2,348	2,218	2,195	2,236	2,109	2,143	2,332	2,752	3,374	3,136	3,288	3,830	3,148	2,884	2,899	2,891	2,697	2,815	4,068	5,413	4,457	3,042
L28	4,119	3,327	2,376	2,316	2,248	2,210	3,347	3,681	3,893	5,712	5,838	5,898	6,073	5,981	5,796	5,683	5,773	5,988	5,953	5,822	5,802	5,748	5,699	5,243	4,943
M29	4,605	3,727	2,725	2,427	2,340	2,446	3,409	4,500	5,185	5,753	5,834	5,974	6,083	6,053	5,950	5,911	5,981	6,114	6,048	5,935	5,894	5,929	5,881	5,111	5,128
X30	4,412	3,495	2,465	2,252	2,175	2,191	3,015	3,610	4,371	5,411	5,734	5,871	6,028	5,997	5,899	5,802	5,927	6,049	6,040	6,028	5,822	5,827	5,867	5,205	4,955
J31	3,681	2,570	2,169	2,171	2,163	2,161	2,633	3,375	3,879	5,346	5,816	6,035	6,143	6,060	5,813	5,594	5,762	5,986	6,019	5,723	5,476	5,617	5,628	4,437	4,747
Media	4,173	3,360	2,731	2,600	2,452	2,426	2,895	3,419	4,241	5,008	5,375	5,498	5,646	5,621	5,356	5,266	5,276	5,374	5,322	5,196	4,892	4,913	5,265	4,481	4,552

Mínimo: 2,109 Precios de 2,109 a 3,475 Precios de 3,475 a 5,365 Precios de 5,365 a 6,634 Máximo: 6,634

Percentiles del 33% de los valores registrados en el mes.

menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

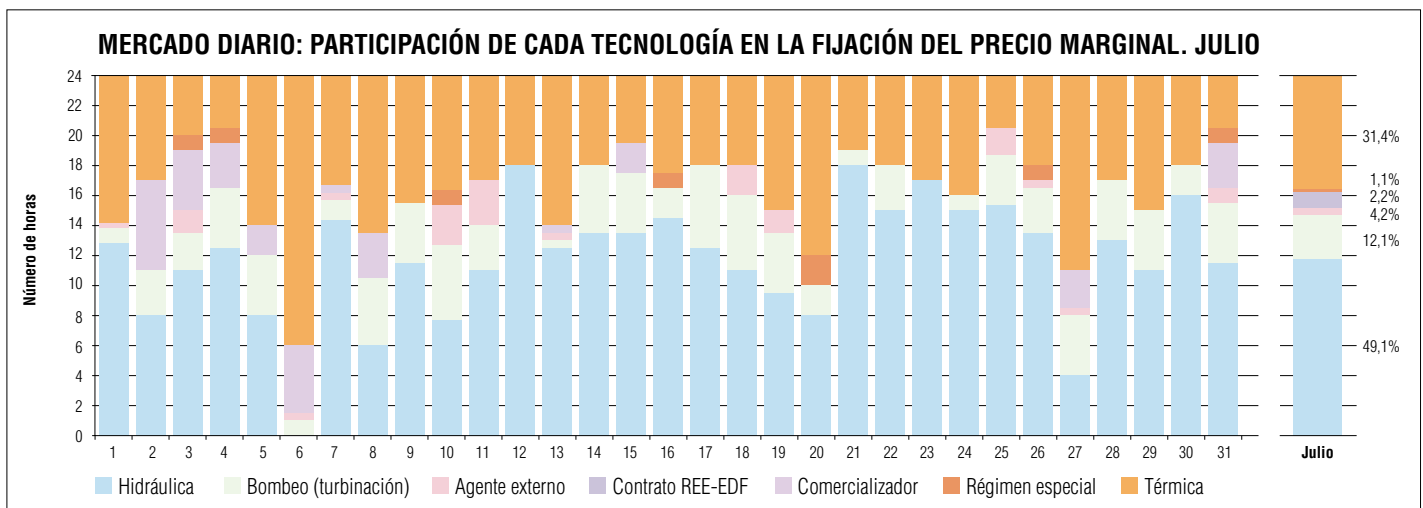
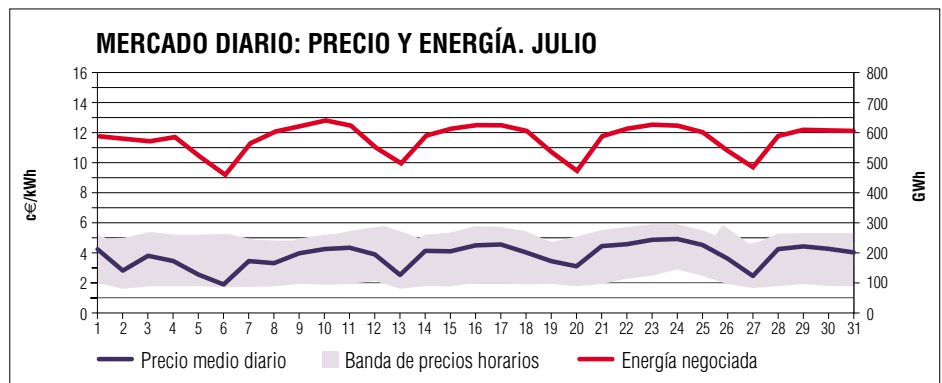
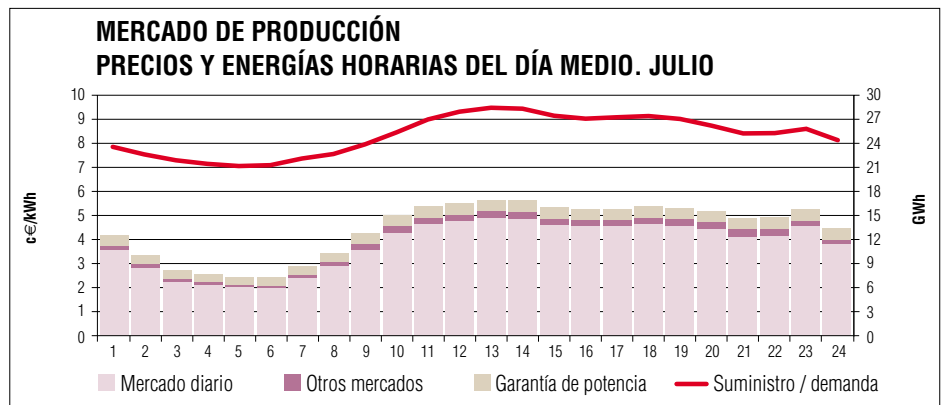
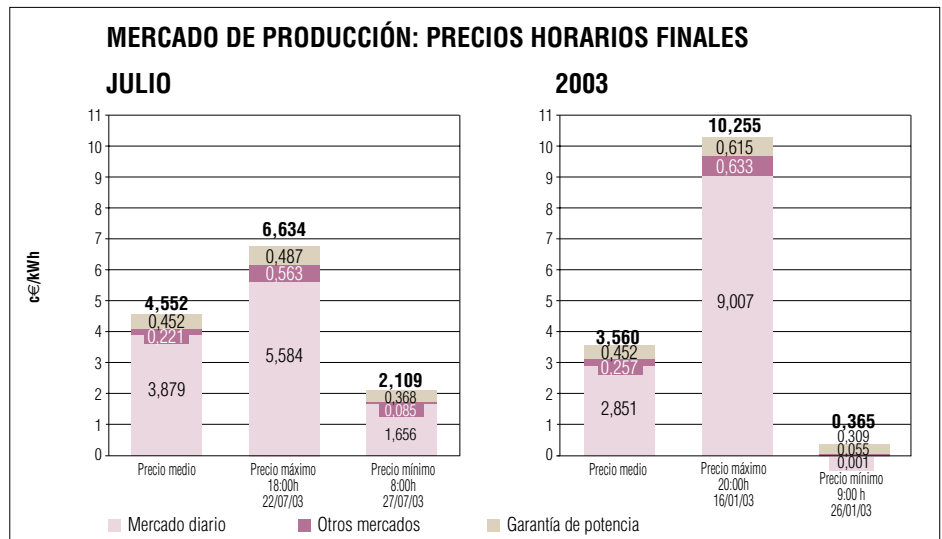
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de julio, precio valle, ha sido 2,757 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 3,753 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,634 c€/kWh, en la hora 18 del miércoles 23, mientras que el precio mínimo fue 2,109 c€/kWh en las horas 8 del domingo 27. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 3,2 veces.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 2,426 y 5,646 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 21,2 y 28,4 GWh.

Mercado diario

- En julio, el precio medio del mercado diario ha sido 3,879 c€/kWh, la energía intercambiada 18.000 GWh y el volumen económico contratado de 698,25 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,7% de la energía y el 82,4% del volumen económico.
- La curva de precios medios muestra una trayectoria paralela a la de la energía negociada. Los valores en los días laborables han oscilado en entorno a los 3,9 c€/kWh, excepto en las dos últimas semanas donde los precios se han situado por encima de



los 4,5 c€/kWh. Los fines de semana, los valores han oscilado entorno a los 2,3 c€/kWh.

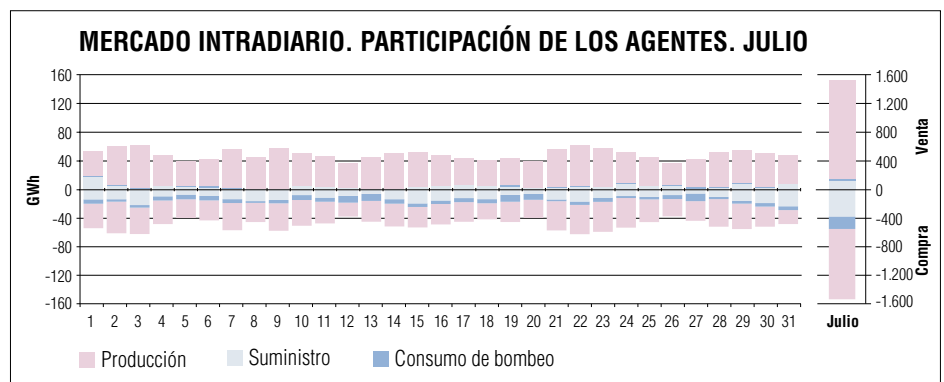
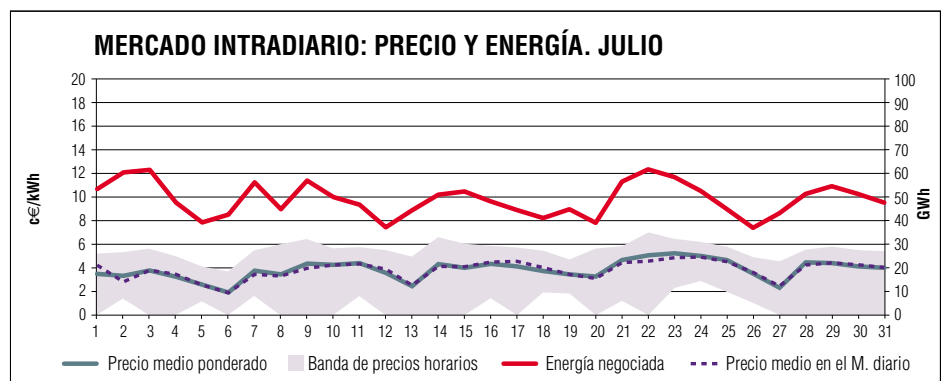
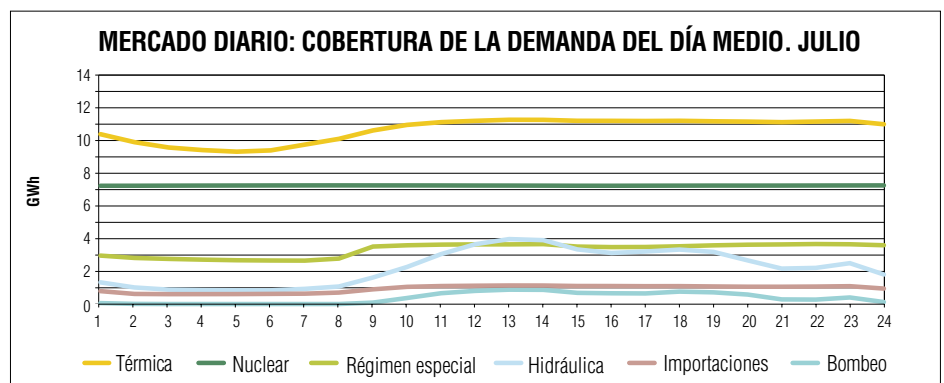
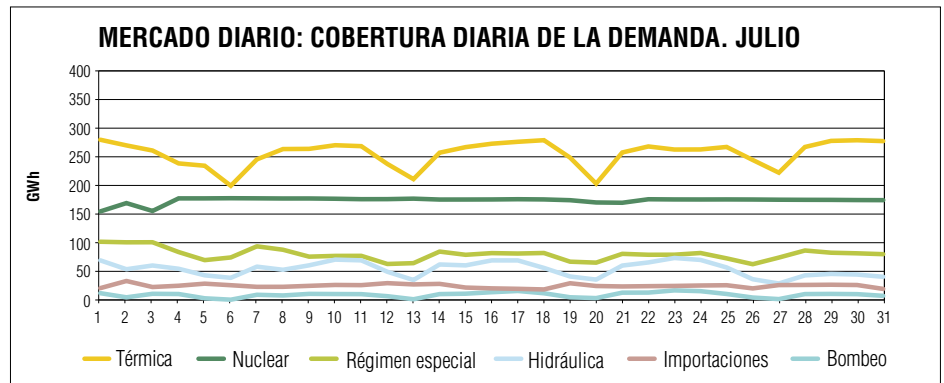
- El precio mínimo del mes, 1,598 c€/kWh, se ha registrado en la hora 24 del miércoles 2, y el precio máximo del mes, 5,899 c€/kWh, en la hora 13 del miércoles 23 y del jueves 24.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos muestran un como se mantiene, respecto al mes anterior, la producción hidroeléctrica, inferior a la que se ha venido observando durante los primeros meses del año.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 49,1% de las horas frente al 31,4% de las térmicas. Por su parte, las unidades procedentes de agentes externos han marcado marginal el 2,2% y el contrato de RED Eléctrica el 4,2%, inferior a los mercados el mes pasado, el régimen especial, ha marcado marginal un 1,1% de las horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,908 c€/kWh, un 3,1% más que el mes anterior y un 0,7% superior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.521 GWh, un 14,7% más que el mes anterior. De esta energía, el 73,6% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 26,4% restante, 401 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 147 GWh, y al suministro, 253 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,004 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 855, 174, 112, 148, 98 y 133 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 1,9 y 5,4 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de julio ha sido de 84,27 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,452 c€/kWh, igual al del mes anterior y



que supone el 9,9% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA han supuesto un beneficio de 0,17 M€, con una repercusión

sobre el precio medio del mercado de producción de 0,001 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 110 GWh en el mes de julio, un 54,5% menos que el mes anterior.

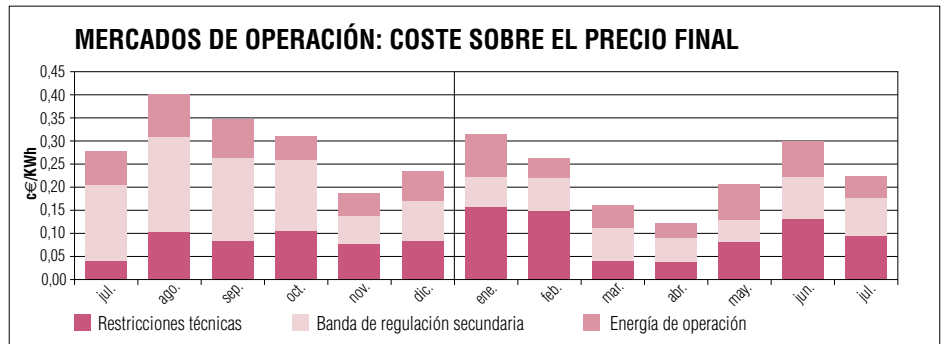
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en julio ha sido 0,226 c€/kWh, un 24,9% inferior al del mes de junio, suponiendo un 5,0% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 19% inferior al de julio de 2002.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 400 GWh, un 2,2% de la energía correspondiente al mercado diario. Este volumen de energía supera en casi tres veces al valor registrado el mismo mes del año anterior, esto es consecuencia de las fuertes demandas registradas. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 9,132 c€/kWh, un 0,3% superior al del mes de junio.

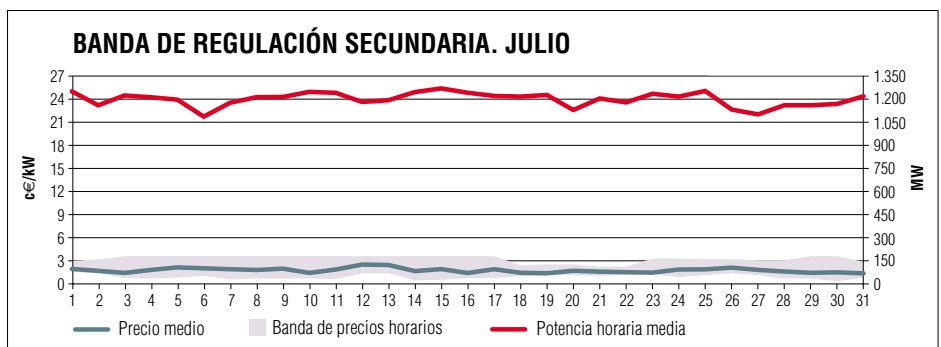
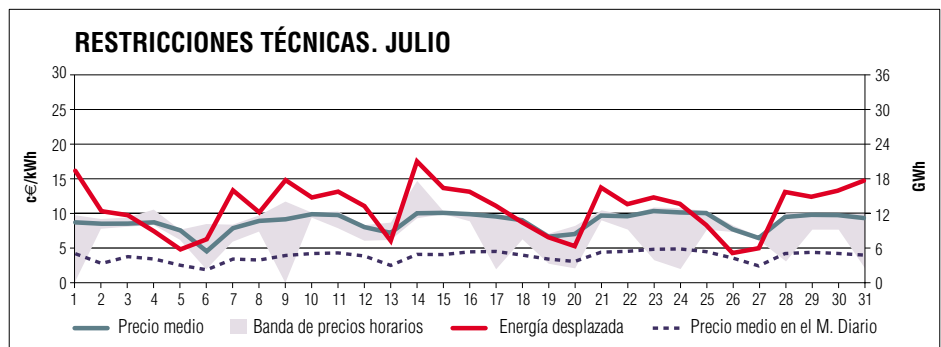
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.203 MW, repartidos en 699 MW a subir y 505 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,776 c€/kWh un 6,6% menos que en junio. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,081 c€/kWh, un 10% menos al del mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 669 GWh, repartida en 444 GWh a subir y 225 GWh a bajar, un 8,6% menos que en junio. El precio medio de venta ha sido 5,477 c€/kWh, inferior en un 9,5% al del mes anterior y el de recompra 2,062 c€/kWh, un 19,5% superior al registrado en junio. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,050 c€/kWh, un 35,9% inferior al del mes anterior.

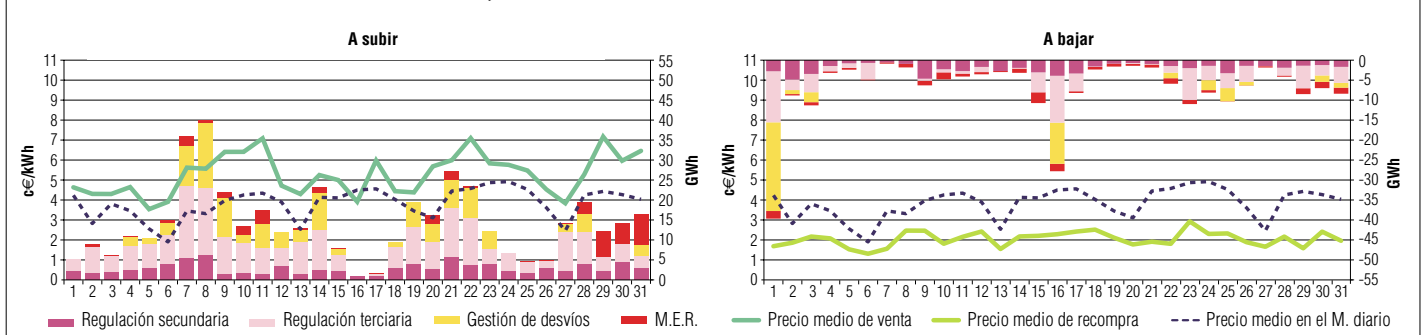


Mercados de operación Julio	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía GWh		Precio medio c€/kWh	
		A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (*)	0,095	400		9,132	
Banda de regulación secundaria (**)	0,081	699	505	1,776	
Energía de operación (***)	0,050	444	225	5,477	2,062
Regulación secundaria		87	64	4,591	2,429
Regulación terciaria		204	87	4,945	1,947
Gestión de desvíos		109	47	5,193	2,325
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		44	27	10,426	1,092
Total	0,226				

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

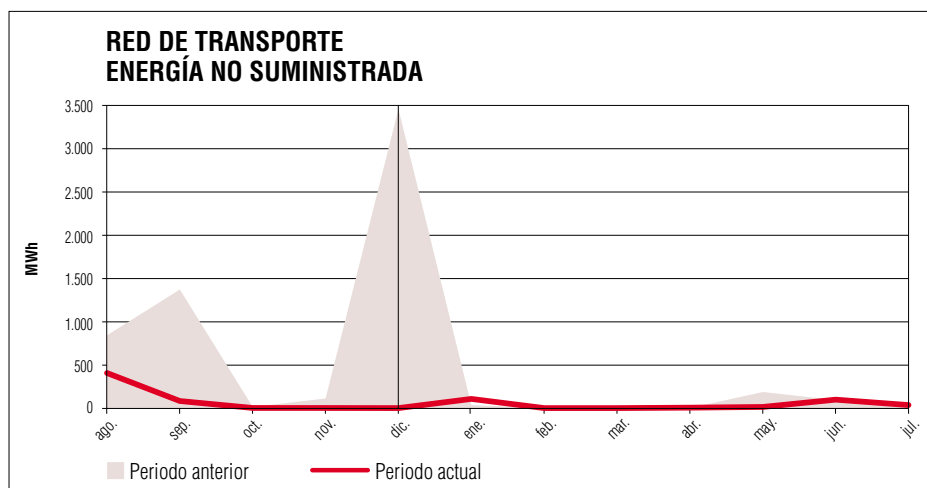


ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. JULIO



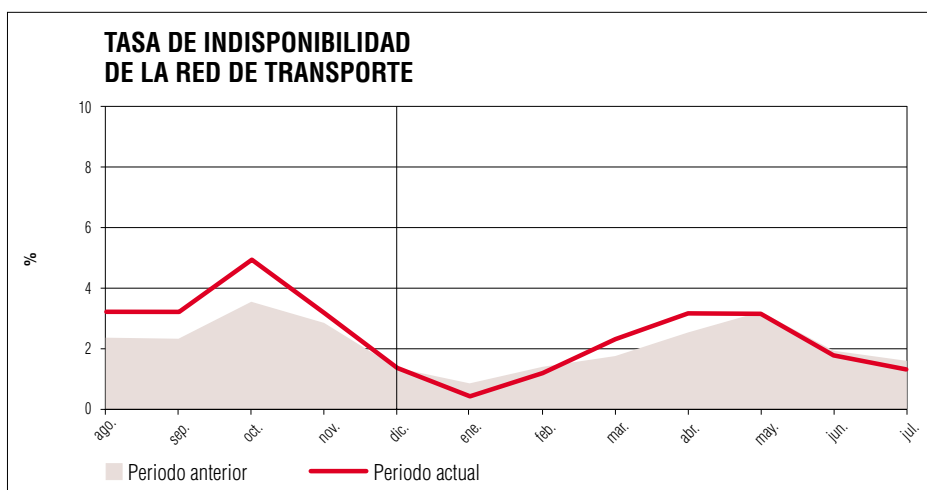
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 ha registrado un corte de mercado en la red de transporte, en instalaciones de los nuevos activos comprados por Red Eléctrica. Ha tenido lugar en Cataluña, debido a un error humano, con una energía no suministrada de 35 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 746,1 MWh, de los que 1,1 MWh corresponden a incidencias en las instalaciones de Red Eléctrica de España, anteriores a la adquisición de los nuevos activos. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo período se situó en 0,709 minutos, valor muy inferior al registrado en el mismo mes del año anterior, debido a la reducción de pérdidas de mercado que se han producido durante este período.
- La tasa de disponibilidad de la Red de transporte en el mes de julio ha sido del 98,7%, valor muy similar al registrado en el mismo mes de 2002.
- Tras el registro de julio, la tasa de disponibilidad de Red de transporte de durante los últimos doce meses se sitúa en el 97,6.



Red de transporte Calidad del servicio	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	35,0	256,4	746,1
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	1,0	1,1
REE (Instalaciones adquiridas)	35,0	150,5 (*)	-
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	0,079	0,589	0,709
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,002	0,003
REE (Instalaciones adquiridas)	0,079	0,351 (*)	-

(*) Acumulado anual a partir de abril, fecha en que se consideran las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.



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 el período a calcular.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros.

Red de transporte Tasa de indisponibilidad	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ% (*)
Mantenimiento preventivo	0,84	1,7	1,18	-8,2	1,44	-
Indisponibilidades fortuitas	0,14	547,6	0,05	269,2	0,04	-
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,34	-56,6	0,68	12,9	0,88	-
Total	1,31	-19,1	1,91	0,4	2,36	-

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

(*) La tasa de variación de los últimos doce meses no está disponible debido a la revisión de criterio en el cálculo de indisponibilidades.

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

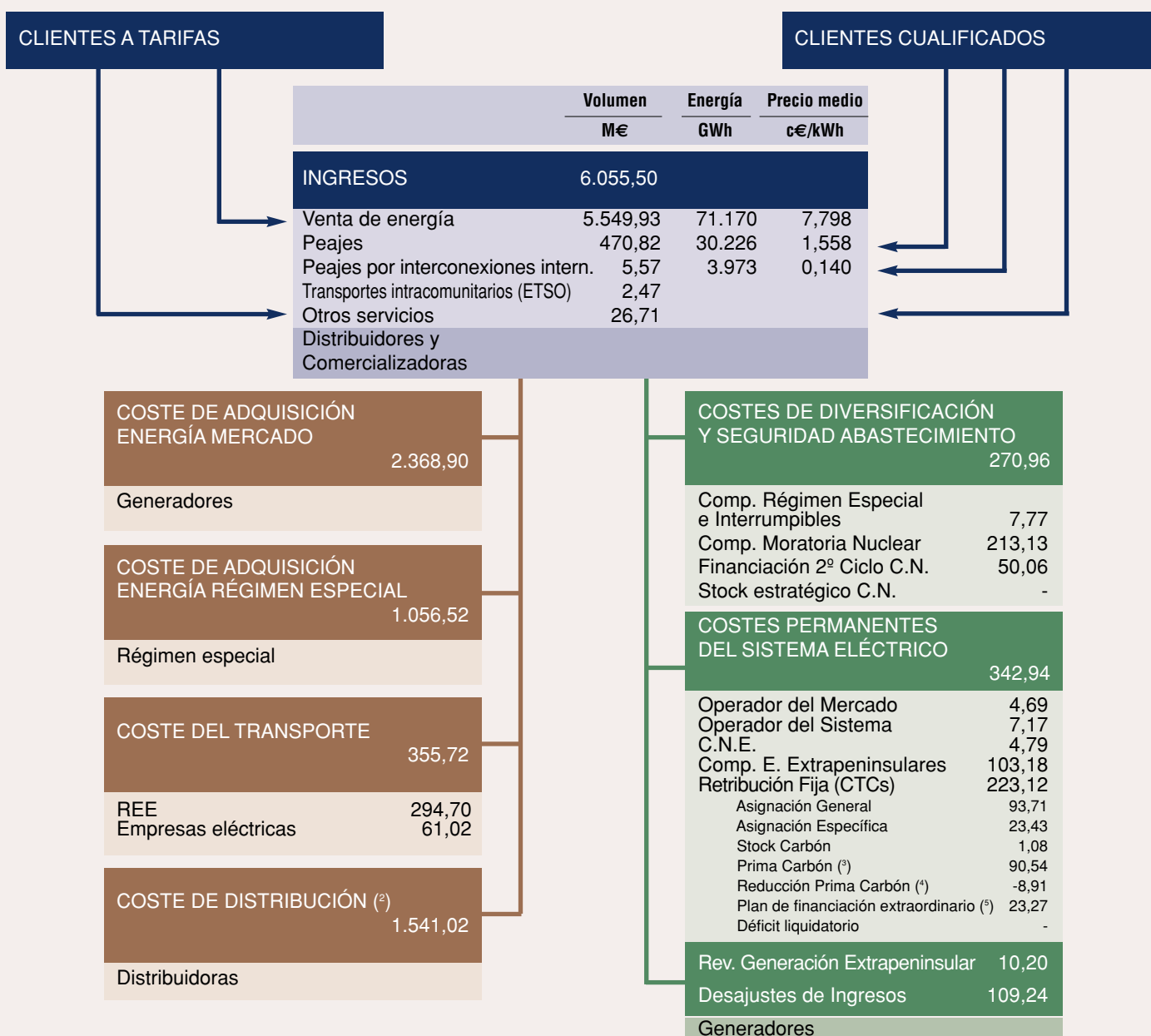
LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 7 del año 2003, correspondiente al período enero-julio, ascendieron a 6.055,50 M€, de los cuales el 91,7% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, traspase Tajo-Segura, etc) y el 7,9% a peajes y transportes intracomunitarios.
- Del total de ingresos, 270,96 M€ han ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, 342,94 M€ han cubierto los costes permanentes que se liquidan a través de cuotas sobre la facturación a tarifa integral y de tarifas de acceso, mientras que 119,44 M€ han cubierto los desajustes de ingresos de años anteriores a 2003 y la revisión derivada de los costes de generación extrapeninsular.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 7 ha sido 223,12 M€.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº7 del año 2003, se ha elevado a 2.368,90 M€ correspondientes a una energía estándar de 51.461 GWh.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 7, 2003. Periodo Enero-Julio (¹)



(¹) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde

(²) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(³) Según la Orden ECO 1588/2002 de 12 de junio por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, el cobro de la prima del carbón está garantizado en situaciones de déficit de ingresos.

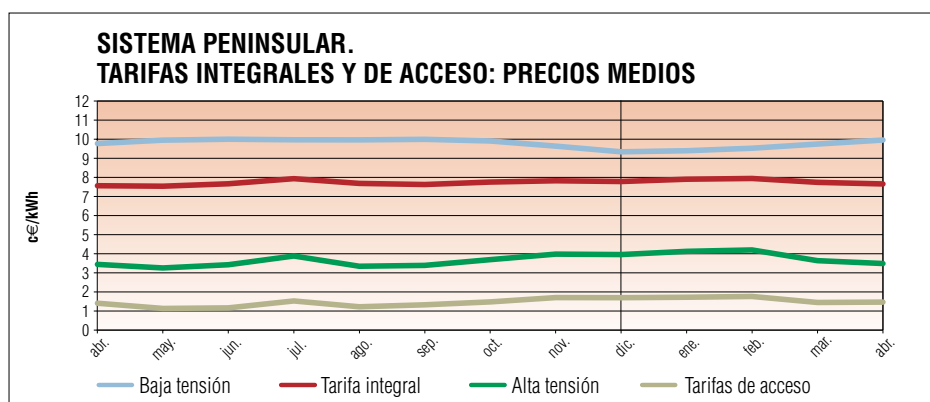
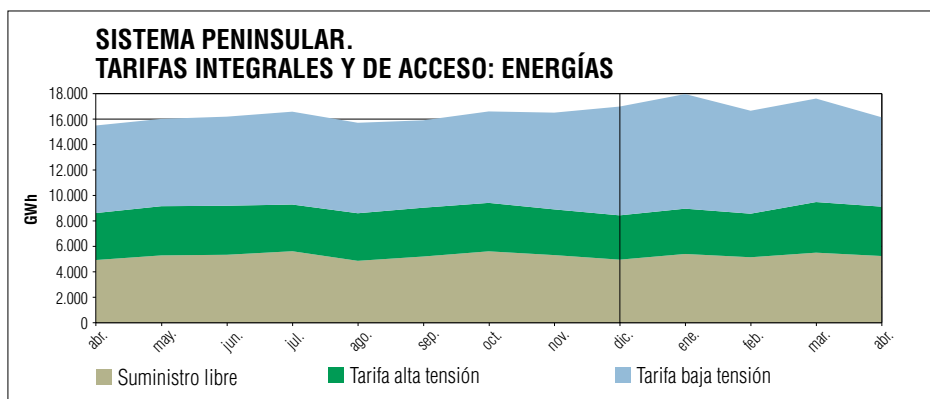
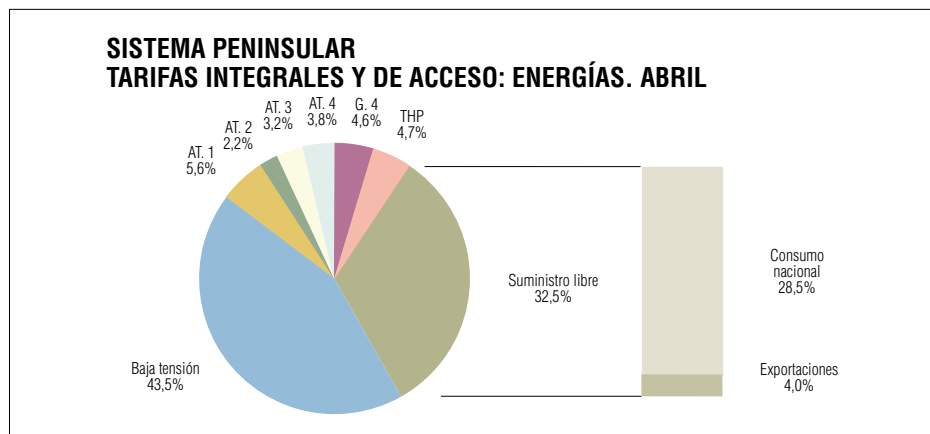
(⁴) Imputación al año 2003 de la reducción de la Prima Carbón de los años 1998 y 1999 establecida en el punto 116 de la Decisión de la Comisión Europea de 25 de julio de 2001.

(⁵) Plan de financiación extraordinario para ELCOGAS con cargo a la asignación específica de los CTCs establecido en Orden ministerial de 10 de octubre de 2001.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en abril se elevó a 10.914 GWh, un 3,1% superior al del mismo mes del año anterior. Este crecimiento, continua la línea de crecimientos positivos que el consumo de tarifa regulada ha venido registrándose durante los últimos meses.
- Tras el dato de abril, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 135.532 GWh, un 3,2% superior al mismo periodo del año anterior. Debido a la mayor homogeneidad de los períodos comparados en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado en ausencia de nuevos umbrales de liberalización posteriores al último que entró en vigor, en julio de 2000, continua el crecimiento positivo.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en abril ha sido 7,689 c€/kWh, valor superior en 1,2 puntos al del mismo periodo del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003.
- En abril la energía consumida en el mercado libre representó el 32,5% del consumo total, 1,3 puntos menos que en marzo, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 31,9%, valor similar al porcentaje registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en abril ha sido de 1,459 c€/kWh, con lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,464 c€/kWh, 6,2 puntos superior al del mismo periodo del año anterior, debido a la incorporación entre ambos periodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

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



Tarifa integral	Abril				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	903	10,2	6,337	2,1	3.666	10,2	6,453	2,4	11.245	7,8	6,310	0,9
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	353	5,0	3,120	-0,6	1.332	2,8	3,531	2,2	3.972	1,2	3,435	2,4
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	523	3,2	2,354	-4,6	1.821	-0,3	2,891	2,5	5.650	5,5	2,771	2,0
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	607	6,6	1,983	-0,6	2.082	3,8	2,459	3,9	6.156	2,2	2,325	4,5
G.4 (Grandes consumidores)	739	1,5	2,315	0,3	2.915	0,1	2,327	2,0	8.829	2,2	2,280	1,4
Tarifa horaria de potencia	756	3,3	3,430	-0,6	3.036	3,8	3,856	0,6	8.869	-0,4	3,438	-2,1
Alta tensión	3.882	5,1	3,494	1,3	14.851	3,9	3,854	3,5	44.722	3,3	3,694	1,8
Baja tensión	7.032	2,1	10,006	1,9	32.285	4,9	9,686	1,1	90.810	3,1	9,810	0,8
Sistema peninsular	10.914	3,1	7,689	1,2	47.136	4,6	7,848	1,6	135.532	3,2	7,792	0,9
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.603	-2,5	1,646	12,9	19.079	3,2	1,758	8,4	58.379	3,0	1,581	10,1
Exportaciones	643	208,4	0,125	4,3	2.227	243,2	0,161	10,8	5.143	102,3	0,146	17,7
Total	5.245	6,4	1,459	4,2	21.306	11,3	1,592	1,3	63.522	7,3	1,464	6,2

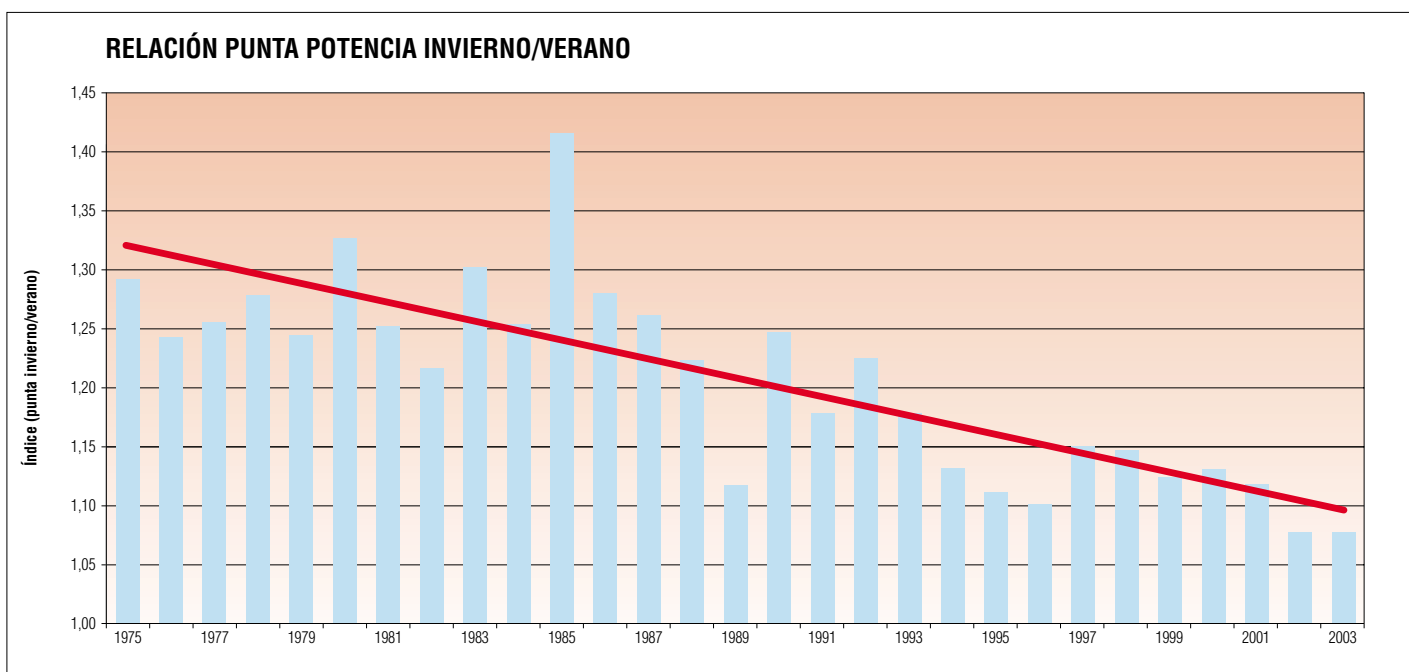
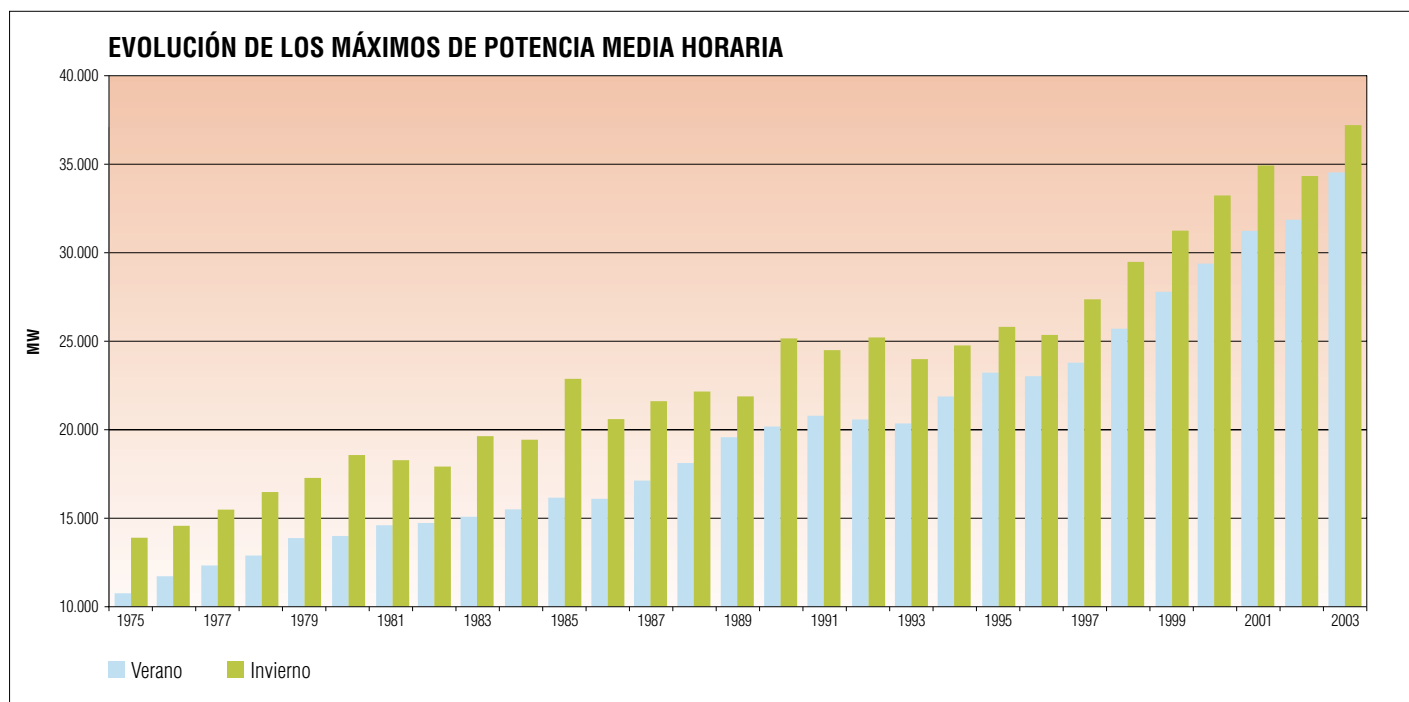
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

Anexo

SISTEMA PENINSULAR. MÁXIMOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Máximos de potencia media horaria y energía diaria

Potencia media horaria (MWh/h)	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Invierno	23.990	24.764	25.813	25.357	27.369	29.484	31.247	33.236	34.930	34.336	37.212
Verano	20.355	21.879	23.227	23.025	23.788	25.710	27.792	29.388	31.238	31.868	34.538
Energía diaria (GWh)											
Invierno	488	500	516	514	559	582	622	663	700	690	753
Verano	421	453	483	483	501	533	573	600	632	652	708





MINISTERIO
DE ECONOMÍA

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



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

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