

ENERGÍA ELÉCTRICA

AGOSTO 2003. Nº 63



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	
• Intercambios internacionales de Energía Eléctrica	

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el mes de agosto, el consumo de energía de energía eléctrica se ha incrementado notablemente en relación al consumo en el mismo mes del año anterior, alcanzándose una demanda bruta de 18.472 GWh, con una tasa de crecimiento del 11,5%, siendo ésta la más elevada del año.
- Las temperaturas registradas durante el mes de agosto han alcanzado valores más elevados a los registrados el mismo mes del año anterior, influyendo positivamente sobre el crecimiento de la demanda en 4,1 puntos. Mientras que la laboralidad ha tenido una influencia negativa sobre el crecimiento de la demanda de 0,4 puntos. Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 7,8%. Esta tasa ha sido una de las más alta registrada en los últimos años.
- Tras el dato de agosto, el crecimiento acumulado de la demanda en los ocho meses transcurridos del año se ha situado en el 5,4%, casi dos puntos superior crecimiento registrado el mismo periodo del año anterior. Una vez corregidos los efectos de la temperatura y la laboralidad, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 4,0%, valor similar al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La estructura de producción mensual, como viene ocurriendo en estos últimos meses, se ha caracterizado porque la producción hidroeléctrica va perdiendo importancia en la estructura de producción, que durante el mes de agosto ha generado el 9,4% de la producción bruta mensual, aportación inferior en casi dos puntos a la del mes anterior.

Por su parte, los grupos nucleares han situado su aportación en un 31,7% de la producción bruta mensual, porcentaje muy similar al del mes de julio. 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 59,0% del total. Dentro de esta, la generación con fuel-gas han contribuido con un 18,0% a la producción bruta mensual, mientras que los grupos de carbón han contribuido un 41,0% a la producción bruta mensual.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto, la demanda ha ascendido a 1.308 GWh, con un crecimiento de un 17,1% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento acumulado hasta el mes de agosto en un 10,5%, siete puntos superior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Los precios en el mercado de producción, durante el mes de agosto, han sufrido un ligero incremento, situándose el precio medio en 4,663 c€/kWh, un 2,4% más que el mes pasado, aunque respecto de agosto de 2002, el precio ha aumentado hasta un 16,0%. Tanto el precio del mercado diario como el de Otros Mercados ha incrementado en un 2,0% y un 16,3%, respectivamente respecto al mes anterior.
- En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,742 c€/kWh, un 23,7% inferior al registrado hace un año para el mismo periodo, debido en gran medida a la reducción del precio del mercado diario en un 28,5%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el periodo enero-agosto ha sido de 4,162 €/kWh, un 22,1% 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 ocho meses transcurridos del año sido 6,261 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,954 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,478 c€/kWh, un 31,2% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

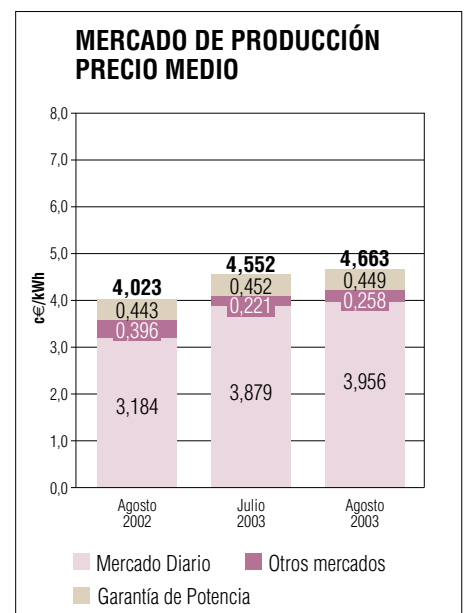
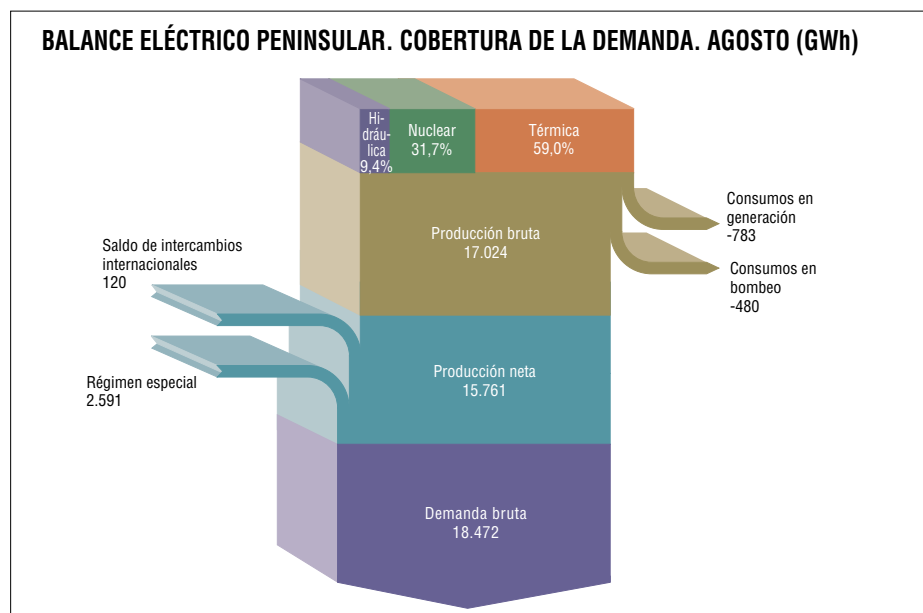
Balance eléctrico	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	15.761	14,1	121.782	6,6	178.379	3,4
Régimen especial	2.591	3,0	25.023	11,8	37.432	14,9
Intercambios internacionales	120	-49,1	1.172	-69,7	2.635	-49,1
Demanda bruta	18.472	11,5	147.977	5,4	218.446	3,9
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	1.233	18,8	8.213	11,3	12.069	8,6
Régimen especial	75	-4,7	519	-0,5	729	-0,8
Demanda bruta	1.308	17,1	8.732	10,5	12.797	8,0

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

Coste de adquisición de la energía	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	5,377	9,2	4,478	-20,0	4,530	-17,9
En el mercado	4,982	14,1	3,954	-24,4	3,979	-23,0
Al régimen especial	7,166	1,7	6,261	-9,2	6,362	-6,3
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,258	16,8	3,414	-27,7	3,501	-25,1
Total	5,062	11,2	4,162	-22,1	4,224	-19,8

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

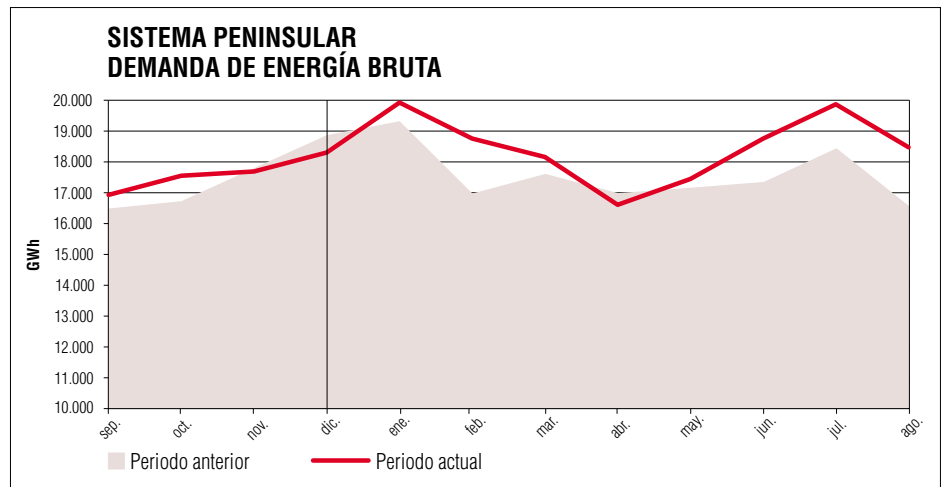
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

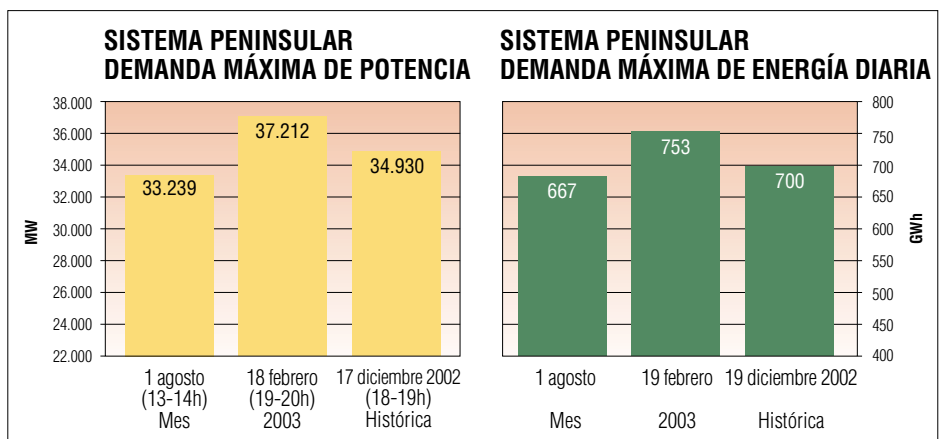
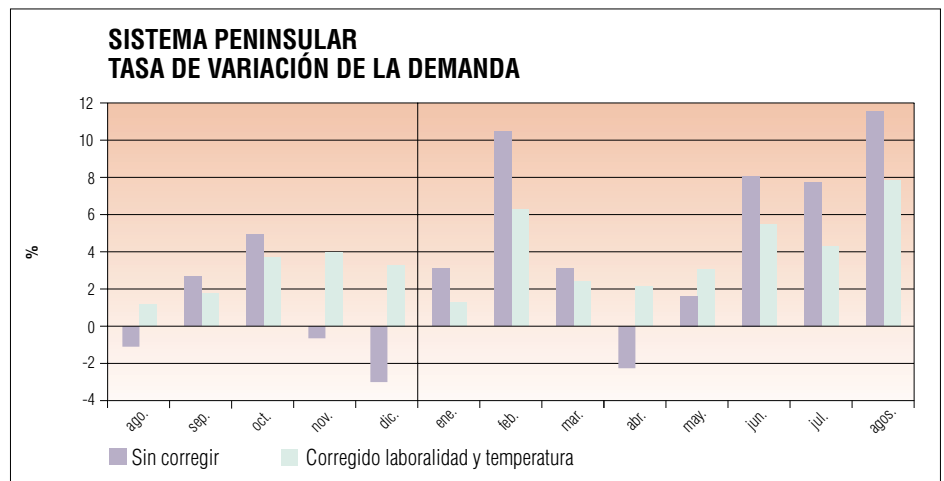
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de agosto, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en un 11,5 % respecto al año anterior, con una demanda total de 18.472 GWh.
 - La laboralidad ha tenido una influencia negativa sobre el crecimiento de la demanda de 0,4 puntos, al tener un mayor número de días festivos que en agosto 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 4,1 puntos. La temperatura media registrada en el mes de agosto ha sido de 26,3 °C, superior en 4,1 grados a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 32,2 °C, frente a los 27,2 °C registrados en agosto de 2002 y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 20,4°C, más de tres grados por encima de las alcanzadas el año anterior.
 - Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 7,8%. Esta tasa, la más alta registrada en los últimos cuatro años, supera en 6,7 puntos a la que se alcanzó en agosto del año 2002 e igualmente es 3,4 puntos mayor que la estimada para el pasado mes de julio.
- Tras el dato de agosto, el crecimiento acumulado de la demanda en los ocho meses transcurridos del año se ha situado en el 5,4%, casi dos puntos superior crecimiento registrado el mismo periodo del año anterior. Esto ha sido debido a que se han registrado valores ligeramente más elevados de temperatura, afectando positivamente en un 1,1% 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 0,2%. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 4,0%, valor similar al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de agosto se ha registrado el día 1 a las 14 horas con 33.239 MW, un 3,8% inferior a la máxima histórica de verano registrada el mes de junio. La demanda máxima de energía diaria se ha registrado el mismo día con 667 GWh, un 5,8% inferior al máximo histórico de verano registrado en junio de este mismo año.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto la demanda ha ascendido a 1.308 GWh, con un crecimiento de un 17,1% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, en agosto el crecimiento de la demanda se ha situado en un 8,0%, casi tres puntos superior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	18.472	11,5	147.979	5,4	218.488	3,9
Efectos						
Laboralidad	-	-0,4	-	0,2	-	0,4
Temperatura	-	4,1	-	1,1	-	-0,3
Activ. económica y otros	-	7,8	-	4,0	-	3,7
Sistemas extrapeninsulares	1.308	17,1	8.732	10,5	12.797	8,0

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

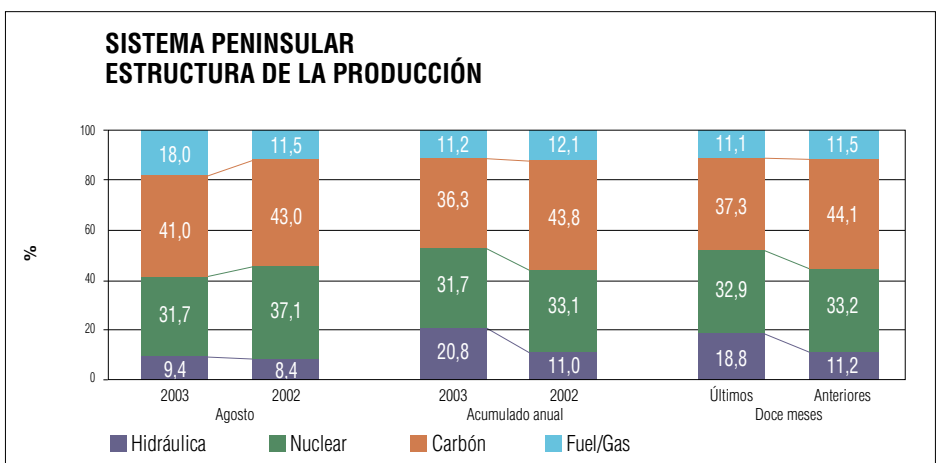
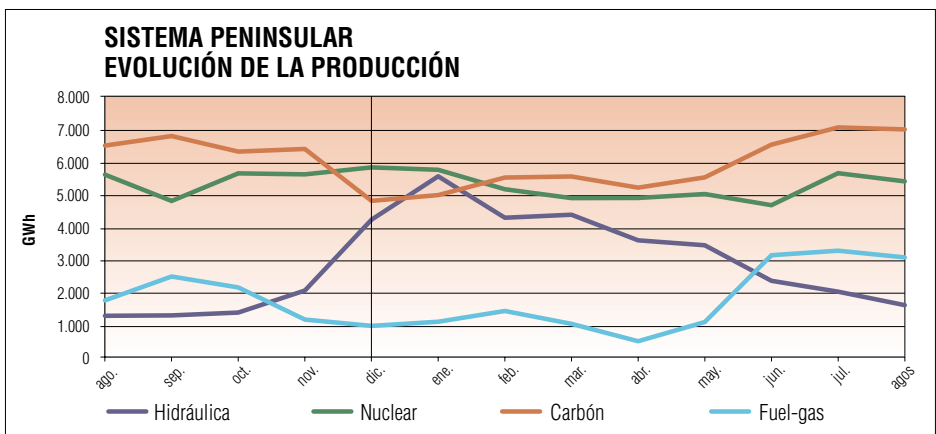
- La producción bruta peninsular ha ascendido en agosto a 17.024 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 12,8%.
- Como viene ocurriendo en estos últimos meses, en el mes de agosto la producción hidroeléctrica va perdiendo importancia en la estructura de producción, que ha generado en este mes el 9,4% de la producción bruta mensual, aportación inferior en casi dos puntos a la del mes anterior y un punto por encima de la registrada en agosto del 2002.
- Por su parte, los grupos nucleares han situado su aportación en un 31,7% de la producción bruta mensual, muy similar a la del mes de julio e igual a la contribución media durante los primeros ocho meses del año.
- 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 59,0% del total, Dentro de esta, la generación con fuel-gas han contribuido con un 18,0% de la producción bruta mensual, similar a la aportación del mes anterior, mientras que los grupos de carbón han contribuido un 41,0% a la producción bruta mensual, participación 1,8 puntos superior a la del mes pasado.
- La estructura de producción acumulada hasta el mes de agosto ha presentado importantes diferencias en relación a 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 a la producción bruta del periodo en el 20,8%, por encima del 11,0% que aportó en el año anterior. La producción nuclear ha reducido su contribución al 31,7%, 1,4 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior, al igual que la producción con el equipo térmico convencional, que se ha reducido a un 47,5%, más de ocho 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 36,3% y a un 11,2%, respectivamente.
- En los ocho primeros meses del año, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 82,3% 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 16,9%, 1,0 puntos más que el mismo periodo del año anterior, y el saldo importador de los intercambios internacionales el 0,8% restante, 2,0 puntos menos que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los ocho meses transcurridos del año, las centrales de fuel ha cubierto el 68,8% de la demanda, 3,8 puntos más que el mismo periodo del año anterior, el carbón el 25,3%, 2,7 puntos menos, y la energía de régimen especial el 5,9% restante, 1,1 puntos por debajo al valor registrado el mismo periodo del 2002.

Balance eléctrico peninsular	Potencia MW	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	1.594	25,8	27.137	99,2	36.040	71,7
Nuclear	7.816	5.389	-3,7	41.339	0,4	63.185	1,6
Carbón	11.565	6.983	7,6	47.266	-13,3	71.523	-13,4
Fuel-Gas	10.924	3.058	75,8	14.530	-3,5	21.248	-1,1
Producción bruta	46.962	17.024	12,8	130.272	4,7	191.997	2,5
Consumos generación		-783	11,0	-5.354	-5,2	-8.054	-5,2
Consumos bombeo		-480	-16,2	-3.136	-30,7	-5.564	-9,6
Producción neta		15.761	14,1	121.782	6,6	178.379	3,4
Régimen especial	12.504	2.591	3,0	25.023	11,8	37.432	14,9
Intercambios internacionales		120	-49,1	1.172	-69,7	2.635	-49,1
Importaciones		747	-4,2	5.950	-3,5	9.532	10,3
Exportaciones		-627	15,2	-4.778	108,0	-6.897	99,5
Demanda bruta		18.472	11,5	147.977	5,4	218.446	3,9

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

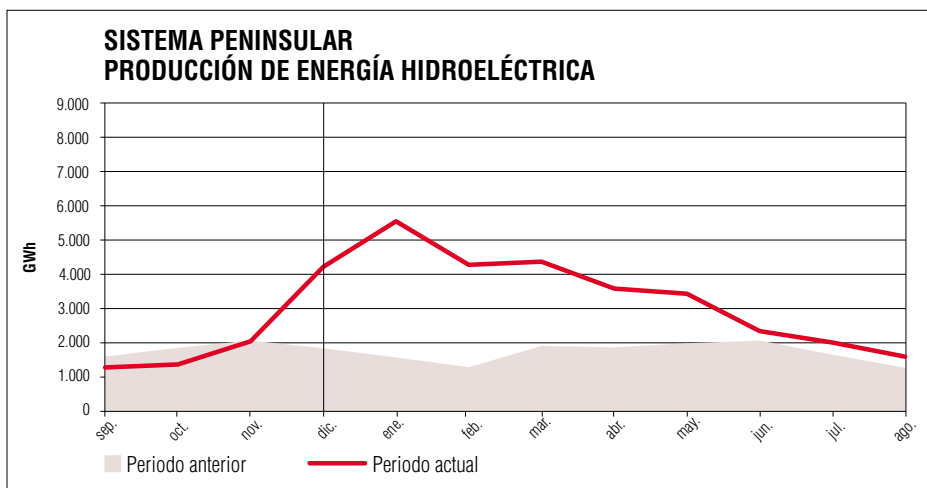
Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia MW	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	64,8	1	-26,9
Carbón	510	312	-6,9	2.353	-0,7	3.526	-1,9
Fuel-oil	2.907	997	28,2	6.405	15,6	9.366	12,5
Producción bruta	3.418	1.310	17,6	8.759	10,7	12.892	8,2
Consumos generación		-76	1,9	-547	2,8	-824	2,4
Producción neta		1.233	18,8	8.213	11,3	12.069	8,6
Régimen especial	224	75	-4,7	519	-0,5	729	-0,8
Demanda bruta		1.308	17,1	8.732	10,5	12.797	8,0

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



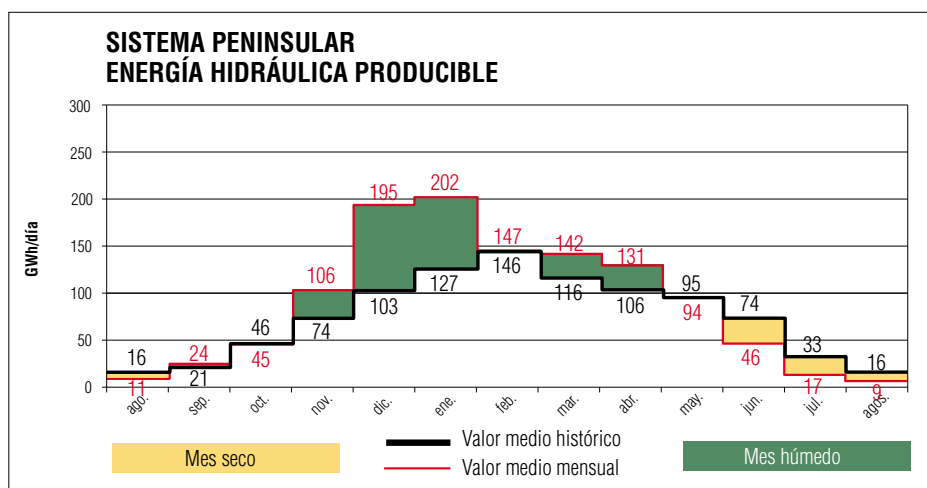
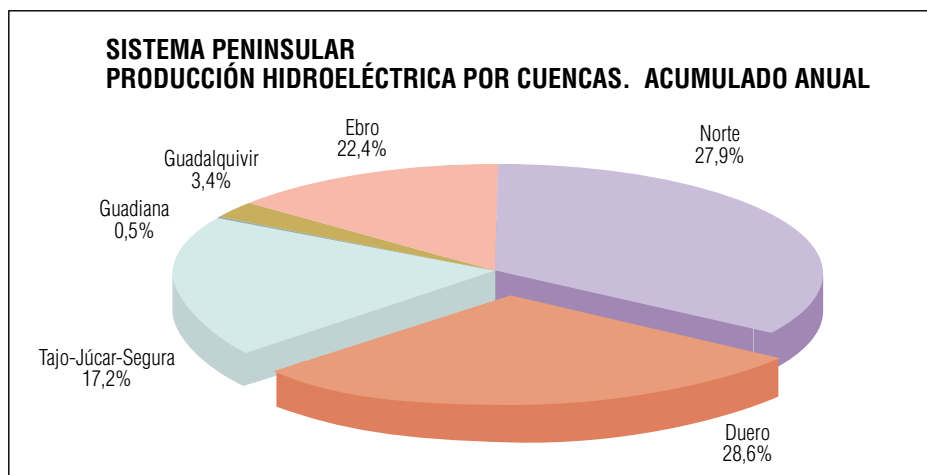
Producción hidroeléctrica

- Durante el mes de agosto, la producción hidroeléctrica continua la línea de descenso iniciada el pasado mes de mayo, alcanzando una producción mensual de 1.594 GWh, a pesar de ello, el registro se ha situado un 25,8% por encima del registrado el mismo mes del año anterior. Dicha producción mensual ha contribuido a la producción bruta en un 9,4%, 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 11,4 puntos por debajo de la contribución media de los ocho primeros meses del año.
- Una vez transcurridos los ocho primeros meses del año, la producción hidráulica acumulada se ha situado en 27.137 GWh, dos veces por encima del valor acumulado el mismo periodo del año anterior, debido en gran medida a los altos registros alcanzados el primer trimestre del año, lo que ha situado en un 20,8% su aportación a la producción bruta acumulada, casi diez puntos superior a la registrada en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de agosto, todas las cuencas hidrográficas han incrementado su producción respecto al mismo mes del año 2002, con crecimientos que oscilan entre un máximo del 65,0% de la cuenca Norte y un mínimo del 9,5% de la cuenca del Ebro. En los primeros ocho meses transcurridos del año el incremento de la producción hidroeléctrica, aunque ha sido notable en todas las cuencas, ha incidido en mayor medida en las de la mitad norte peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica total se ha situado en el 78,9%, casi tres puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de agosto ha sido muy seco, registrándose una energía producible de 269 GWh, valor que supone el 53% del producible característico de este mes. Este ha sido el sexto producible mensual más bajo registrado desde 1920.
- En los primeros ocho meses del año, el producible hidráulico acumulado se ha situado en 22.945 GWh, superior en más de dos veces al producible que se registró en el mismo periodo del año anterior, debido al escaso volumen de agua embalsada en dichos meses.
- En el mes de agosto, la elevada producción hidráulica, un 25,8% superior a la registrada en el mismo mes del año anterior, unida a la escasa aportación de agua, propia de esta época del año, ha continuado reduciendo el volu-



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	424	65,0	7.562	127,7	10.974	109,8
Duero	3.556	309	21,9	7.764	131,2	9.542	66,6
Tajo-Júcar-Segura	4.175	271	19,0	4.674	103,8	6.098	64,4
Guadiana	233	29	40,5	134	61,4	141	3,3
Guadalquivir	1.016	128	13,4	929	8,9	1.227	4,2
Ebro	3.483	433	9,5	6.074	63,6	8.059	61,0
Sistema peninsular	16.657	1.594	25,8	27.137	99,2	36.040	71,7
Canarias	1	0		1	64,8	1	-26,9
Sistemas extrapeninsulares	1	0		1	64,8	1	-26,9

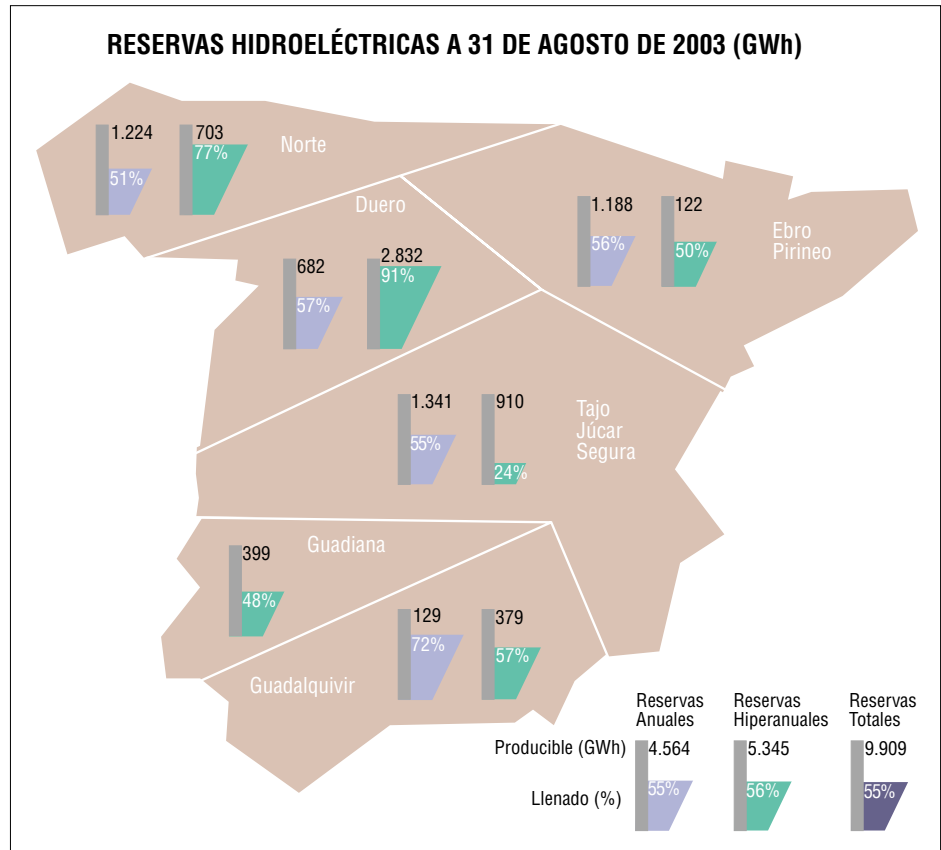
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



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.

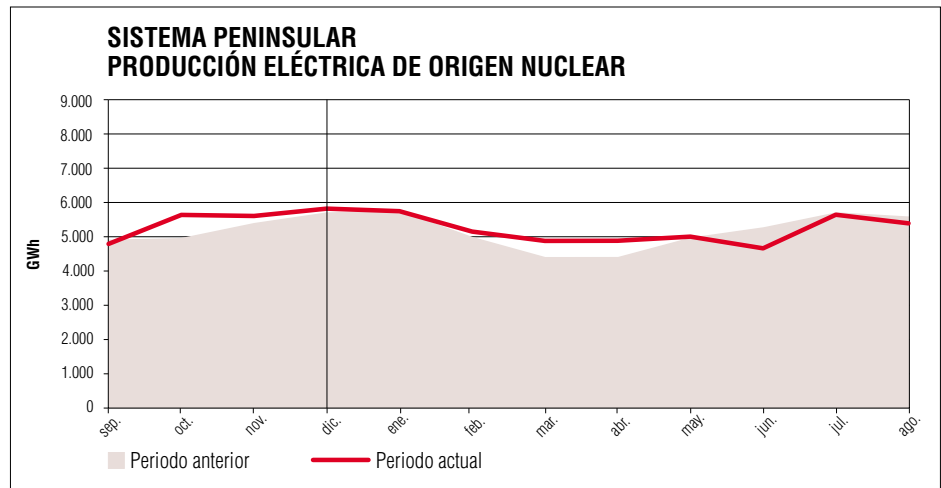
men de reservas de los embalses que al finalizar el mes se ha situado en 9.909 GWh, un 9,1% inferior al que existía a finales de julio. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 55,4% de la capacidad total, casi seis puntos por debajo al registrado a finales del mes pasado, pero muy superior, al 36,3% que se alcanzó al finalizar agosto de 2002.

- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de agosto con un nivel de reservas de 5.345 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 56,0%, casi siete puntos inferior al registrado a finales del mes pasado. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 90,8% en la cuenca de Duero y un mínimo del 24,2% en la cuenca Tajo-Jucar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado al finalizar el mes a 4.564 GWh y ha alcanzado un nivel de llenado del 54,6%, casi cinco puntos inferior al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado correspondió a la cuenca de Guadalquivir, con un porcentaje superior al 71,5%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Norte, que ha alcanzado el 50,5%.



Producción nuclear

- Durante el mes de agosto, al igual que el mes anterior, la ausencia de actuaciones programadas en las centrales nucleares han conducido a una producción de 5.389 GWh, un 3,7% inferior a la del mismo mes del año anterior y 4,5% inferior a la generación de esta tecnología durante el mes precedente.
- Está generación ha representado una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 31,7%, valor similar a la contribución media de los ocho primeros meses del año y 1,2 puntos inferior a la contribución interanual.
- Así pues, la falta de actuaciones programadas, unidas a las escasas indisponibilidades fortuitas durante este mes, ha situado al coeficiente de disponibilidad en uno de los valores más elevados del año, alcanzando el 99,1%, mientras que el factor de carga del equipo nuclear se ha situado en el 92,7%, algo más de tres puntos por debajo del registrado el mes anterior.
- La producción acumulada del equipo nuclear en los ocho meses transcurridos del año ha sido de 41.339 GWh, un 0,4% 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, más de un punto por encima que en el mismo periodo del 2002.



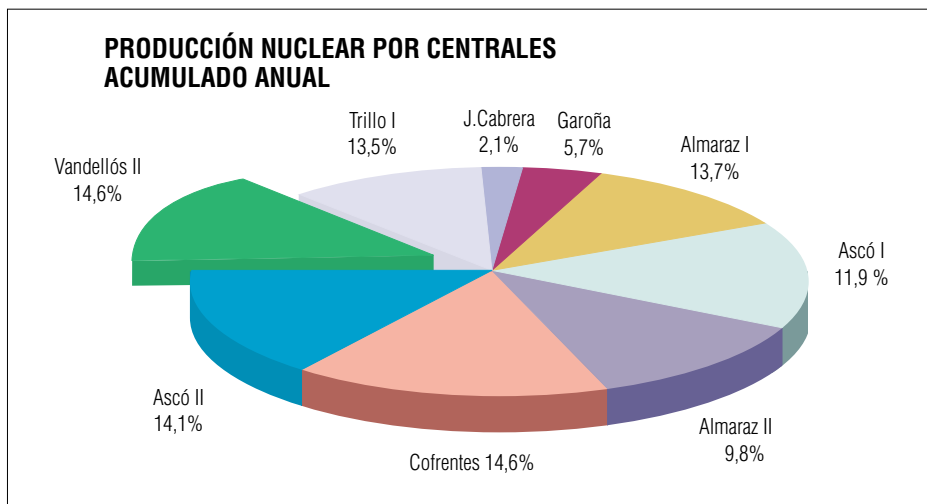
Producción bruta Nuclear	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	111	57,2	872	13,9	1.116	-2,6
Garoña	466	322	-5,5	2.354	-11,3	3.698	-7,8
Almaraz I	974	706	-0,2	5.644	14,4	8.447	8,7
Ascó I	1.028	752	3,1	4.933	-16,2	7.838	-3,6
Almaraz II	983	640	-9,2	4.052	-28,0	6.874	-13,3
Cofrentes	1.025	742	-7,4	6.052	20,0	9.199	17,2
Ascó II	1.027	633	-4,5	5.814	-0,1	8.130	-7,3
Vandellós II	1.087	701	-11,2	6.055	16,3	9.200	10,4
Trillo I	1.066	784	-0,8	5.563	6,3	8.683	5,4
Sistema peninsular	7.816	5.389	-3,7	41.339	0,4	63.185	1,6

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

- Los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga han situado los valores acumulados de estas magnitudes, en agosto, en el 92,8% y 90,7%, respectivamente. Estos valores son superiores en algo menos de medio punto a los registrados en el periodo enero-agosto de 2002, debido al mayor número de actuaciones programadas en ese año.
- Durante el mes de agosto, no se han fabricado ni importado elementos combustibles de ningún tipo.

Producción térmica convencional

- Los grupos térmicos convencionales han continuado en la línea de altas producciones que viene registrándose desde la primavera, como consecuencia del importante descenso de la generación hidráulica, situando la producción por encima de los 10.000 GWh, un 22,1% superior que el mismo mes del año anterior.
- Por lo tanto la generación térmica convencional en agosto ha representado en la participación de la producción bruta mensual un 59,0%, 4,5 puntos por encima de la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior y 1,6 puntos superior a la participación en el mes precedente.
- A pesar del importante repunte de los últimos cuatro meses, la producción térmica acumulada en el año 2003, 61.796 GWh, ha sido un 11,2% inferior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 47,5% de la producción bruta, 8,4 puntos menos que en el periodo enero-agosto de 2002, consecuencia de la significativa generación de las centrales hidroeléctricas en los primeros cuatro meses del año 2003.
- Por tecnologías, durante el mes de agosto las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 56,5% de la producción térmica total, contribución inferior en 7,6 puntos a la del mismo periodo del año anterior. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 13,1%, valor inferior en casi dos puntos a la aportación alcanzada el año anterior, por su parte, las centrales de fuel durante este mes han aportado tan sólo el 5,2%, 1,4 puntos por debajo de la participación en el mismo periodo del año 2002. Mientras, los grupos cuyo combustible principal es el gas natural, han continuado aumentando su contribución en casi once 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-

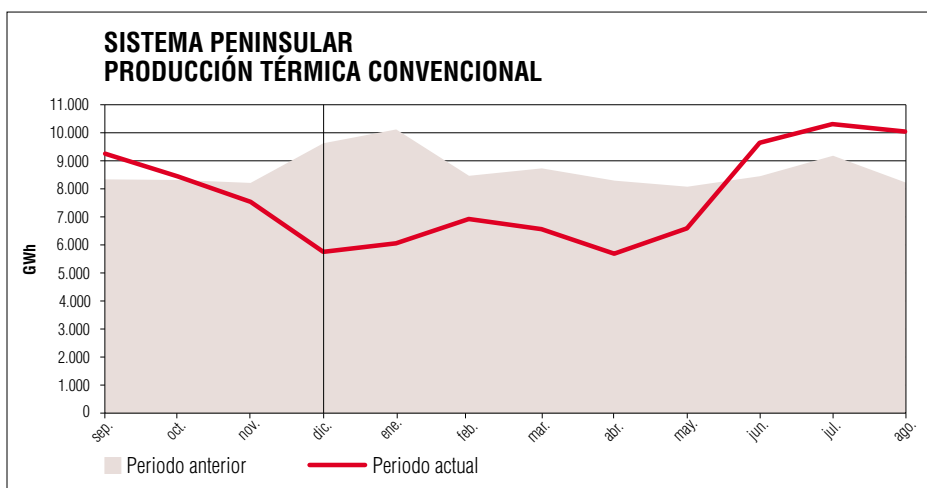


Grupo	Agosto			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	93,2	0,0	0,0	93,5	0,0	0,0
Garoña	92,8	0,0	0,0	86,6	9,1	1,3
Almaraz I	97,4	0,0	0,0	99,4	0,0	0,0
Ascó I	98,3	0,0	0,0	82,3	14,8	0,0
Almaraz II	87,5	0,0	6,6	70,7	18,7	4,4
Cofrentes	97,2	0,0	0,0	98,0	0,0	2,7
Ascó II	82,8	0,0	0,1	97,1	0,0	0,2
Vandellós II	86,7	0,0	0,0	95,5	0,0	0,5
Trillo I	98,9	0,0	0,0	89,5	7,8	1,6
Sistema peninsular	92,7	0,0	0,9	90,7	5,9	1,3

Combustible nuclear	Agosto	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	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 y del uso del gas como combustible de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, durante el periodo enero-agosto, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos ha sido el 35,5% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 41,1%. La producción con gas ha ascendido a un 17,5%, mientras que la de fuel ha sido de un 6,0%.

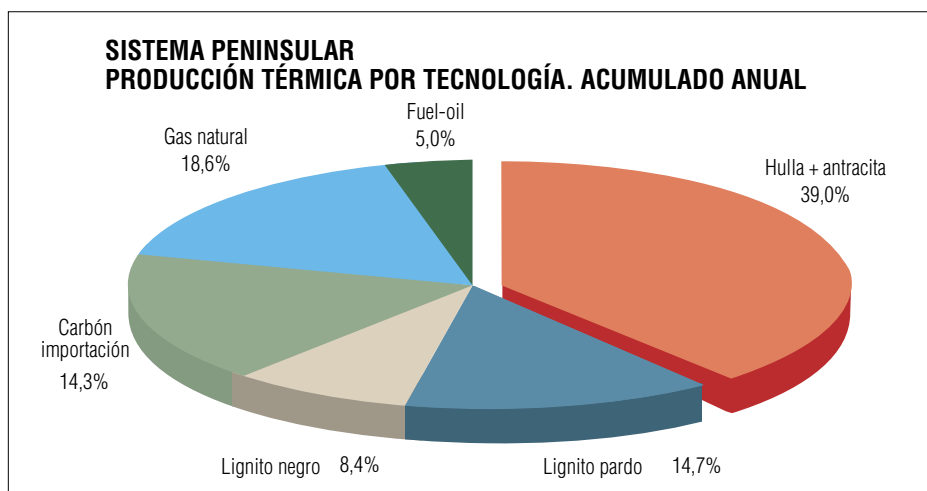
- Durante los ocho primeros meses transcurridos del año, destaca el importante incremento en la producción de los grupos de gas natural, los cuales doblan casi su producción respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente a causa del incremento de potencia instalada. Esto a supuesto que el resto de tecnologías, ha excepción del carbón importado, hayan reducido su producción respecto al mismo periodo del año anterior, el descenso más acentuado se ha producido en la producción con fuel, un 64,3%.
- La utilización del equipo térmico durante el mes de agosto, ha situado el factor de carga del periodo en el 60,0%, valor superior en casi cuatro puntos al alcanzado en el mismo mes de 2002. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 88,6%, valor superior al 80,6% registrado en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo de enero-agosto las centrales de fuel han cubierto la totalidad del incremento de demanda y han aportado el 73,1% de la producción térmica total, tres puntos por encima a la aportada en el mismo periodo del 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	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.603	14,0	24.091	-14,8	36.142	-16,2
Lignito pardo	2.031	1.272	-4,1	9.094	-15,4	13.996	-13,2
Lignito negro	1.502	797	1,6	5.218	-22,6	8.088	-18,4
Carbón importación	1.944	1.311	7,9	8.863	1,2	13.298	-1,1
Gas natural (*)	7.426	2.535	111,4	11.463	76,9	16.763	87,2
Fuel-oil	3.498	523	-3,3	3.066	-64,3	4.485	-64,2
Sistema peninsular	22.489	10.041	22,1	61.796	-11,2	92.771	-10,9
Carbón	510	312	-6,9	2.353	-0,7	3.526	-1,9
Fuel-oil	2.907	997	28,2	6.405	15,6	9.366	12,5
Sistemas extrapeninsulares	3.417	1.310	17,6	8.758	10,7	12.891	8,2

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



Tecnología	Agosto			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	79,5	0,0	6,5	67,9	1,0	9,5
Lignito pardo	84,2	0,0	4,6	76,8	4,6	2,0
Lignito negro	71,3	9,3	3,3	59,6	6,3	7,2
Carbón importación	90,6	0,0	1,7	78,2	4,8	3,8
Gas natural (*)	45,9	0,0	10,8	28,2	3,9	8,3
Fuel-oil	20,1	0,0	29,6	14,6	2,3	27,5
Sistema peninsular	60,0	0,6	10,8	47,7	3,9	8,2
Carbón	82,3	0,0	0,2	79,1	7,1	1,9
Fuel-oil	47,4	4,8	4,6	35,1	5,3	4,7
Sistemas extrapeninsulares	52,7	4,1	3,9	42,8	5,6	4,2

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

Combustible	Agosto					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	937	50,5	1.864	-7,2	2.369	6.111	-6,6	15.565	8.427	-24,3	23.317
Lignito pardo	186	-24,7	56	4,3	572	1.374	-26,2	3.745	2.333	-21,8	5.819
Lignito negro	128	522,8	800	-1,5	409	850	-29,9	2.602	1.329	-30,4	4.064
Carbón importación	1.234	-1,8	1.930	0,9	4.064	8.400	-14,3	25.382	12.945	-7,0	38.245
Gas natural (**)	214	-15,5	-	-	1.734	1.458	-21,8	10.099	3.118	30,2	14.998
Gas siderúrgico	33	253,5	-	-	109	252	-22,7	698	402	-15,6	1.013
Fuel-oil	237	-83,4	536	-27,3	785	1.183	-60,7	3.704	1.903	-56,3	5.314
Sistema peninsular	2.968	5,8	5.185	-6,1	10.041	19.629	-20,3	61.796	30.456	-18,1	92.771
Carbón	96	-0,4	228	-17,8	312	734	-2,5	2.353	1.107	-2,0	3.526
Fuel-oil	239	24,9	118	-2,1	997	1.523	16,5	6.405	2.210	14,0	9.366
Sistemas extrapeninsulares	335	16,4	347	-13,0	1.310	2.257	9,6	8.758	3.317	8,1	12.891

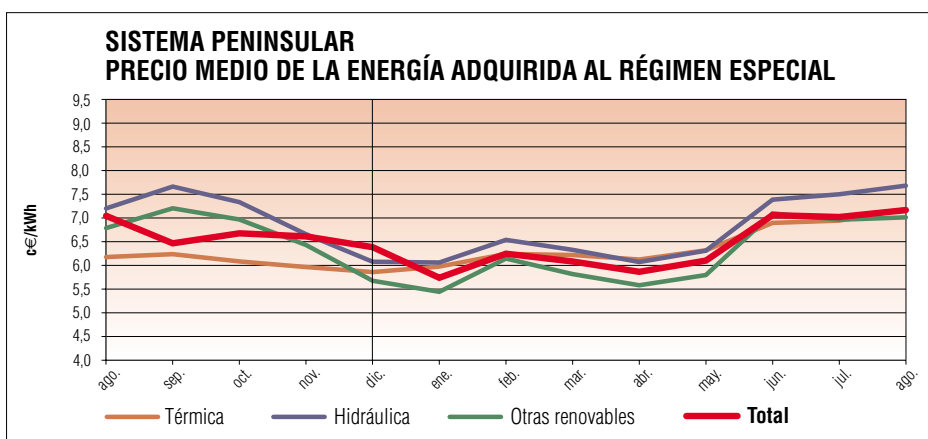
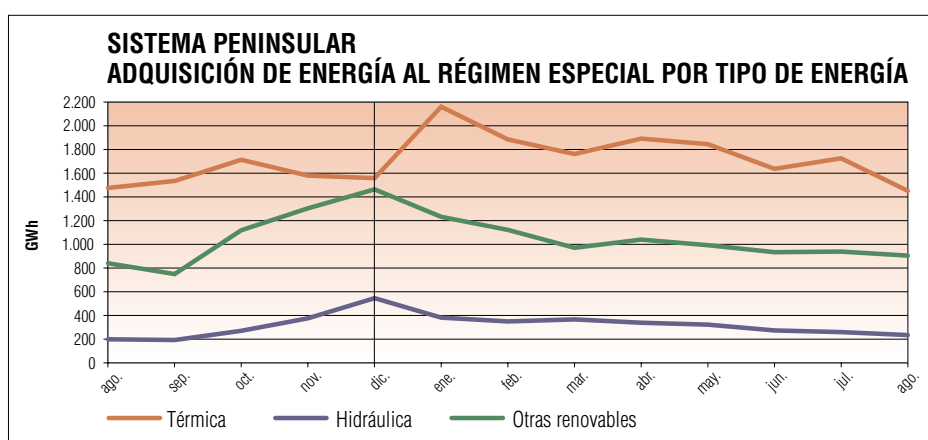
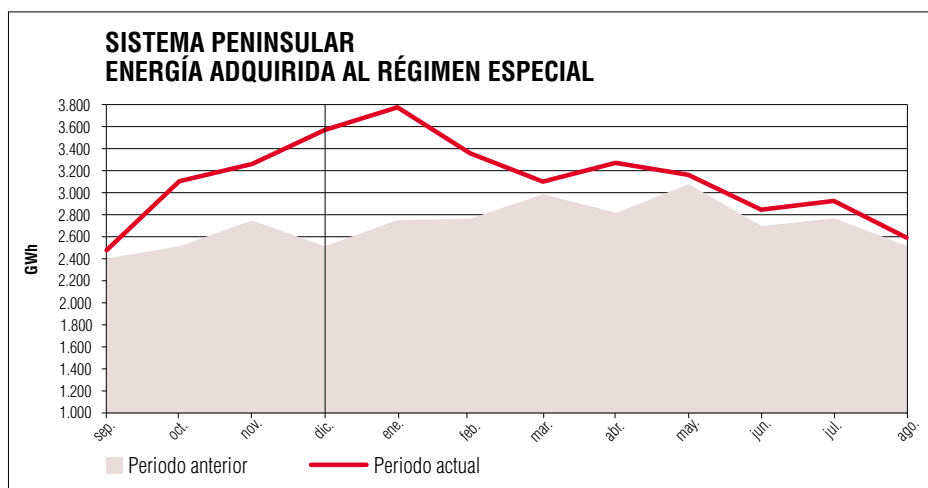
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS

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

Régimen especial (*)

- En agosto, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.591 GWh, con un crecimiento del 3,0% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de agosto, el volumen de energía acumulada en los primeros ocho meses del año ha sido de 25.023 GWh, un 11,8% superior a la del mismo periodo del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 16,9% de la demanda de los últimos ocho meses, un punto superior a su contribución en el mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses destaca el aumento del peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables hidráulicas, que han incrementado su producción en un 23,2% a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 10,5% del total de energía adquirida en el periodo, 7,2 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 75 GWh, un 4,7% menos que en el mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía han descendido de 0,8% respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 5,7% de la demanda anual, aportación similar a la contabilizada en mismo periodo del año 2002.
- En agosto, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 7,166c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,362 c€/kWh, un 6,3% 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 hidráulicas 6,564 c€/kWh, mientras que la energía procedente de centrales térmicas ha alcanzado los 6,248 c€/kWh y la energía adquirida a Otras Renovables se ha reducido a 6,187 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	Agosto				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	1.451	-1,6	7,186	16,3	14.357	14,0	6,391	2,3	20.743	11,4	6,248	0,2
Hidráulica	1.450	235	17,7	7,681	6,7	2.530	6,4	6,503	-15,5	3.917	23,2	6,564	-14,6
Otras renovables	5.129	905	7,6	7,014	3,3	8.136	9,8	6,050	-19,8	12.772	18,7	6,187	-17,1
Sistema peninsular	12.504	2.591	3,0	7,166	1,7	25.023	11,8	6,261	-9,2	37.432	14,9	6,362	-6,3
Térmica	90	38	35,6	-	-	278	6,4	-	-	391	13,3	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	-9,2	-	-	1,2	-10,6	-	-	1,6	-21,5	-	-
Otras renovables	133	37	-27,0	-	-	241	-7,5	-	-	336	-13,3	-	-
Sistemas extrapeninsulares (**)	224	75	-4,7	-	-	519	-0,5	-	-	729	-0,8	-	-

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

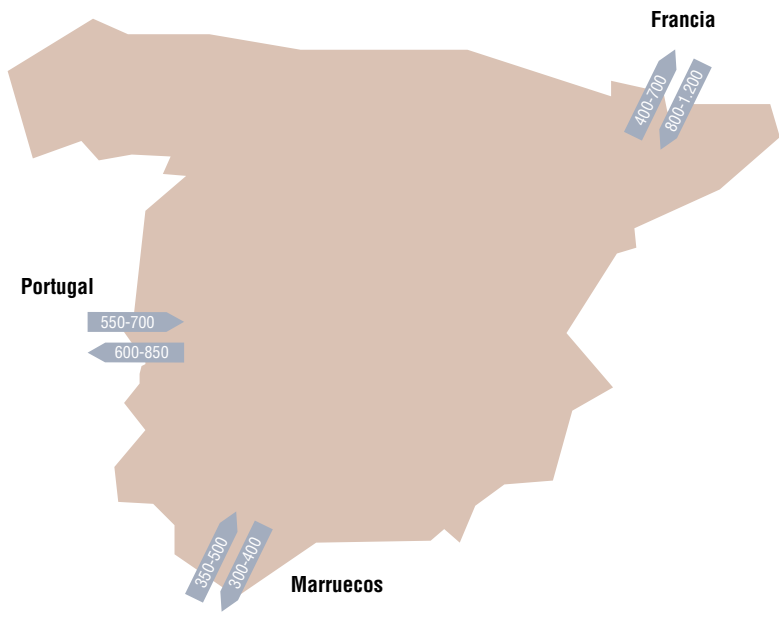
(*) Excluida la energía que realiza ofertas al mercado de producción.

(**) Datos de precios no disponibles.

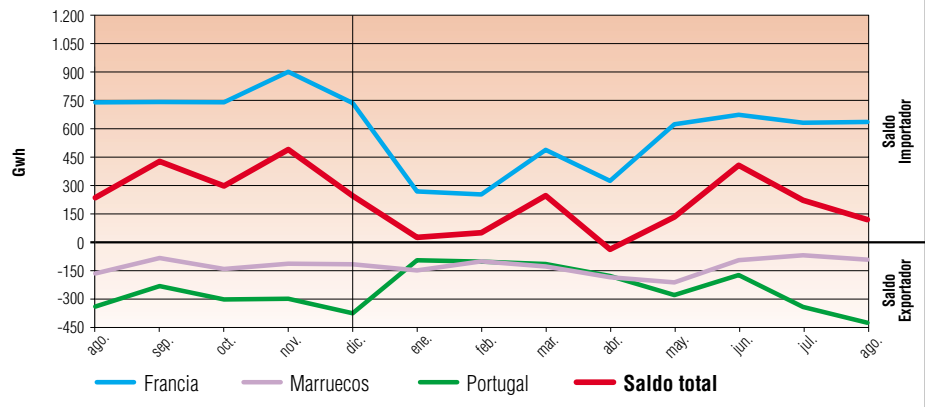
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de agosto ha ascendido a 1.375 GWh, 3,8% más que la del mismo mes del año anterior. El 54,3% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 120 GWh.
- El 69,6% 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 agosto a un volumen de 392 GWh, un 28,6% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,8% restante.
- En agosto, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal con 466 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Francia, 360 GWh, Marruecos, 105 GWh y Andorra, 25 GWh.
- En los ocho primeros meses del año del año, el volumen total de la energía intercambiada ha ascendido a 10.729 GWh, un 26,8% más que el mismo periodo del año 2002. De esta energía el 74,1% corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 1.583 GWh. El 11,6% 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 24,6% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.641 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos ha representado el 1,3% del volumen, aportando un saldo importador de 112 GWh.
- El saldo resultante de los primeros ocho meses del año ha sido importador en 1.171 GWh, un 77,4% 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-agosto de 2002, en este periodo han exportado el doble de las importaciones.
- Durante los ocho primeros meses del año, el 50,7% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 33,7% con Francia, con Marruecos el 13,4% y el 2,2% restante con Andorra.
- En el mes de agosto, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL AGOSTO 2003 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Agosto			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-25	-25	0	-135	-135	0	-260	-260
Francia	295	-46	250	1.753	-610	1.143	3.484	-629	2.855
Marruecos	0	-105	-105	1	-1.065	-1.064	26	-1.323	-1.296
Portugal	16	-450	-434	627	-2.836	-2.209	738	-4.230	-3.492
Mercado: Agentes	311	-626	-314	2.382	-4.647	-2.265	4.249	-6.442	-2.193
Francia	393	1	394	2.641	1	2.642	4.070	1	4.071
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	-221	-221
Mercado: Contratos REE	393	1	394	2.641	1	2.642	4.070	-220	3.850
Andorra	0	0	0	0	-40	-40	0	-40	-40
Francia	20	0	20	288	-28	260	378	-28	350
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	514	-53	461	657	-132	524
Contratos bilaterales	20	0	20	802	-120	682	1.035	-200	835
Andorra	1	0	1	6	0	6	9	0	9
Francia	0	-2	-2	38	-11	27	59	-20	38
Marruecos	14	0	14	38	0	38	42	-3	39
Portugal	9	0	9	42	-1	42	68	-12	56
Apoyo y desvíos	23	-2	21	125	-12	112	178	-35	143
Total intercambios	747	-627	120	5.950	-4.778	1.172	9.532	-6.897	2.635

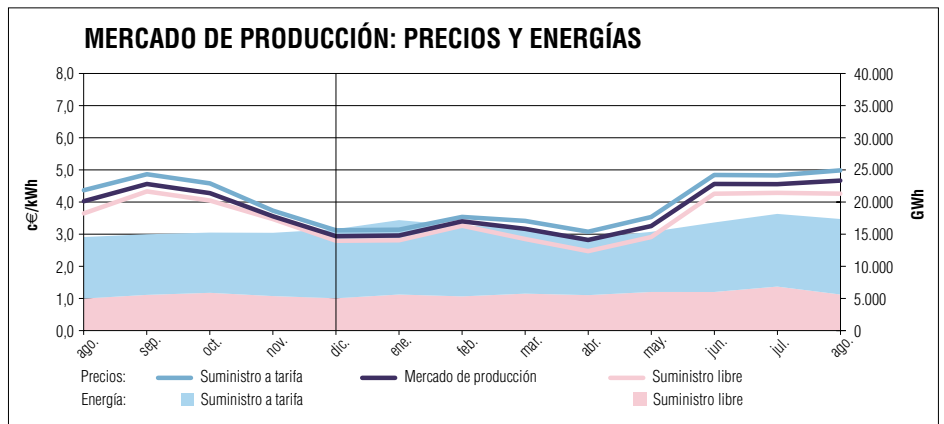
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Durante el mes de agosto, los precios en el mercado de producción han continuado con la línea ascendente que viene registrándose desde al mes de mayo.
- El precio medio ha sido 4,662 c€/kWh, un 2,4% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 17.887 GWh. Respecto de agosto de 2002, el precio ha aumentado un 16,0%, frente a un aumento del 17,4% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,742 c€/kWh, un 23,7% inferior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 11.737 GWh, lo que supone un aumento del 22,2% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,982 c€/kWh, un 3,3% más que el mes anterior y un 14,1% más que el mismo mes de 2002.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.607 GWh, un 18,0% menos que el mes pasado y un 12,2% más que hace un año. Esta cifra representa el 31,3% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,258 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 14,5% inferior debido, principalmente, a que el precio de la



Precios	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/jul.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,663	2,4	16,0	3,705	-25,2	3,742	-23,7
Mercado diario	3,956	2,0	24,2	2,997	-30,2	3,030	-28,5
Otros mercados	0,258	16,3	-34,4	0,257	24,4	0,262	21,5
Garantía de potencia	0,449	-0,7	1,1	0,452	-0,4	0,450	-1,1
Suministro a tarifa (**)	4,982	3,3	14,1	3,954	-24,4	3,979	-23,0
Mercado diario	4,003	2,3	24,8	3,018	-30,4	3,041	-28,9
Otros mercados	0,293	22,1	-35,2	0,295	23,1	0,304	21,9
Garantía de potencia	0,686	1,9	-2,6	0,641	-1,4	0,634	-1,2
Suministro libre (***)	4,258	-0,6	16,8	3,414	-27,7	3,501	-25,1
Mercado diario	3,961	1,4	23,1	3,011	-30,4	3,072	-27,8
Otros mercados	0,297	15,6	-30,1	0,262	2,4	0,274	5,1
Garantía de potencia	0,000	-	-	0,141	0,2	0,155	-1,6

Energías	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jul.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	17.887	-4,0	17,4	135.163	8,0	198.842	5,7
Suministro a tarifa (**)	11.737	3,9	22,2	84.996	8,7	124.376	5,7
Suministro libre (***)	5.607	-18,0	12,2	46.605	10,9	68.397	7,4
Contratos bilaterales	20	-81,9	-	828	128,4	1.126	154,5

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.

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

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
V1	4,303	3,268	2,502	2,211	2,212	2,196	2,858	3,439	4,492	5,537	5,692	5,818	6,112	6,096	5,853	5,902	5,926	5,967	5,957	5,896	5,843	5,866	5,833	5,418	4,928
S2	5,140	4,289	3,481	3,134	2,969	2,764	2,547	2,532	3,265	4,639	5,410	5,692	5,751	5,818	5,703	5,678	5,665	5,609	5,621	5,649	5,573	5,946	6,117	5,707	4,856
D3	5,212	4,408	3,763	3,071	2,834	2,431	2,273	2,317	2,323	3,002	3,757	4,449	4,836	5,273	5,383	4,993	4,821	4,754	4,809	4,914	4,769	5,572	6,199	5,748	4,321
L4	5,222	3,512	2,886	2,695	2,293	2,261	2,712	3,136	4,921	5,771	6,042	6,251	6,566	6,547	6,374	6,339	6,398	6,501	6,398	6,342	6,101	6,211	6,320	5,777	5,357
M5	5,349	3,810	3,360	2,857	2,568	2,562	3,642	3,932	5,664	6,164	6,484	6,705	7,314	7,343	7,154	7,048	6,574	6,725	6,607	6,365	6,100	6,218	6,252	5,879	5,680
X6	4,648	3,930	3,290	3,221	2,657	2,682	3,383	4,034	4,755	5,740	5,840	6,034	6,239	6,296	6,178	5,884	5,837	6,100	5,989	5,997	5,693	6,030	5,916	4,980	5,184
J7	4,830	4,303	3,802	3,463	3,445	3,430	3,790	4,402	4,790	5,726	6,081	6,224	6,383	6,472	6,331	6,235	6,163	6,343	6,245	6,124	5,948	6,231	6,009	5,321	5,447
V8	4,616	4,081	3,584	3,433	3,197	3,270	3,686	4,173	4,741	5,681	6,036	6,254	6,442	6,432	6,314	6,172	6,254	6,315	6,144	6,054	5,814	6,210	5,931	5,273	5,355
S9	5,303	4,601	3,826	3,575	3,490	2,835	2,869	2,533	3,545	4,457	5,536	5,745	5,860	5,801	5,568	5,401	5,102	5,133	5,180	5,093	5,104	5,659	5,850	5,151	4,780
D10	5,374	4,331	3,550	2,818	2,662	2,527	2,457	2,323	2,251	2,597	3,160	3,977	3,883	4,235	4,532	4,120	4,106	3,916	3,887	4,142	4,370	5,516	6,117	5,560	3,908
L11	5,190	4,008	3,588	3,414	2,650	2,616	3,652	3,995	5,452	5,969	6,788	6,901	7,386	7,345	7,083	6,708	6,994	7,181	6,634	6,342	6,038	6,165	6,180	5,740	5,778
M12	4,863	4,055	3,623	3,560	3,436	3,382	3,631	4,040	5,128	5,654	6,128	6,242	6,598	6,629	6,357	6,245	6,444	6,604	6,400	6,261	5,957	6,172	6,167	5,747	5,502
X13	4,795	4,153	3,691	3,525	3,257	3,236	3,630	3,834	4,624	5,679	6,096	6,093	6,417	6,457	6,319	6,239	6,226	6,273	6,087	6,128	5,926	6,102	6,021	5,361	5,368
J14	4,667	3,948	3,526	3,299	3,160	2,670	3,537	3,662	3,367	4,823	5,515	5,517	5,894	5,897	5,794	5,708	5,814	5,812	5,806	5,855	5,646	5,873	5,898	5,360	4,953
V15	5,614	4,146	3,950	3,761	3,542	2,872	2,883	2,829	2,902	3,927	4,235	4,769	4,855	5,282	5,581	5,089	4,817	4,320	4,190	4,807	5,102	6,214	6,528	5,968	4,563
S16	5,343	3,951	3,510	3,057	2,675	2,626	2,736	2,718	3,154	4,136	4,640	5,778	5,858	5,903	5,667	5,497	5,269	5,395	5,395	5,691	5,690	6,097	6,175	5,806	4,803
D17	4,536	3,554	2,801	2,533	2,407	2,350	2,329	2,237	2,252	2,410	2,743	3,328	3,367	3,906	3,934	3,163	3,354	3,246	3,379	3,649	3,514	5,477	5,855	5,497	4,455
L18	4,736	3,214	2,494	2,292	2,241	2,195	2,413	2,783	3,751	5,860	6,136	6,234	6,542	6,556	6,267	6,172	6,224	6,331	6,251	6,151	5,870	6,120	6,086	5,719	5,171
M19	3,952	3,507	2,541	2,277	2,227	2,177	2,700	3,528	3,100	5,372	5,668	5,830	6,092	6,088	5,841	5,712	5,782	5,947	5,896	5,692	5,415	5,737	5,602	4,763	4,783
X20	3,774	3,565	2,564	2,363	2,230	2,221	3,080	3,329	2,977	4,998	5,390	5,550	5,825	5,783	5,664	5,483	5,609	5,701	5,716	5,749	5,378	5,626	5,307	3,098	4,586
J21	3,612	2,977	2,343	2,319	2,339	2,410	2,476	2,734	2,601	4,768	5,328	5,520	5,695	5,703	5,568	5,499	5,556	5,761	5,823	5,610	5,447	5,651	5,480	4,731	4,527
V22	3,655	3,341	2,429	2,291	2,271	2,260	2,548	2,775	2,774	4,164	4,782	5,328	5,398	5,650	5,360	5,214	5,287	4,986	4,990	4,797	4,994	5,772	5,316	3,473	4,259
S23	3,551	3,233	2,937	2,451	2,324	2,306	2,282	2,303	2,199	2,702	3,694	4,221	4,802	4,828	3,874	3,608	3,085	2,873	2,962	3,023	3,372	4,964	4,292	2,928	3,337
D24	3,986	2,690	2,491	2,353	2,356	2,269	2,344	2,324	2,252	2,460	2,495	2,792	2,907	3,629	3,626	3,450	2,661	2,638	2,572	2,621	2,849	5,137	5,038	4,052	3,059
L25	3,637	3,371	2,441	2,308	2,238	2,233	2,395	2,984	2,615	3,443	5,120	5,260	5,571	5,437	5,277	5,353	5,433	5,546	5,604	5,276	5,038	5,684	5,366	3,733	4,380
M26	3,567	3,051	2,348	2,315	2,216	2,218	2,376	2,449	2,591	4,201	4,805	5,333	5,604	5,740	5,618	5,575	5,687	5,683	5,703	5,396	4,746	5,751	5,491	4,558	4,440
X27	5,217	3,565	3,024	2,392	2,375	2,384	3,418	3,510	3,889	5,437	5,600	5,678	5,867	5,889	5,847	5,783	5,868	5,978	5,969	5,809	5,603	5,897	5,635	4,751	4,918
J28	3,309	3,348	2,299	2,194	2,187	2,176	3,332	3,377	3,495	4,738	5,248	5,342	5,461	5,607	4,987	4,795	4,725	5,121	5,198	4,820	4,264	5,535	5,164	2,454	4,210
V29	3,417	2,608	2,270	2,230	2,245	2,252	2,932	3,341	3,951	5,511	5,794	5,771	5,958	5,846	5,483	5,428	5,412	5,566	5,497	5,368	5,342	5,908	5,347	4,915	4,650
S30	4,501	2,613	2,495	2,475	2,359	2,349	2,404	2,369	2,395	3,249	4,650	4,800	4,917	4,967	4,631	3,627	2,948	3,379	3,311	3,323	3,456	5,254	5,200	3,543	3,605
D31	2,905	2,539	2,381	2,358	2,303	2,272	2,269	2,204	2,172	2,248	2,267	2,453	2,671	2,765	2,783	2,544	2,548	2,509	2,575	2,851	2,757	5,231	5,273	4,188	2,842
Media	4,493	3,627	3,044	2,800	2,640	2,544	2,216	3,143	3,569	4,659	5,208	5,453	5,695	5,764	5,596	5,412	5,362	5,430	5,370	5,312	5,148	5,813	5,764	4,903	4,663

Mínimo: 2,172 Precios de 2,172 a 3,538 Precios de 3,538 a 5,567 Precios de 5,367 a 7,386 Máximo: 7,386

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

Garantía de potencia durante el mes de agosto es nulo.

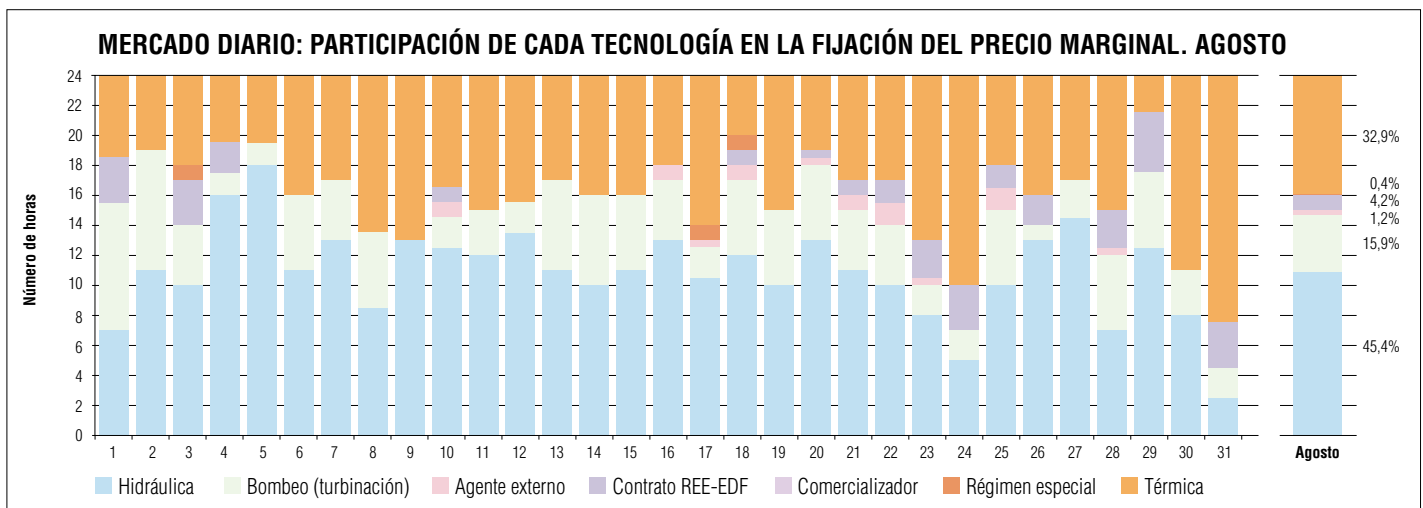
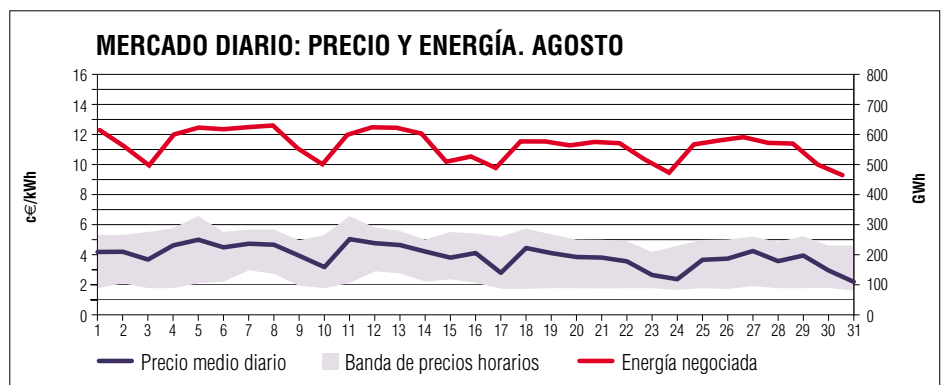
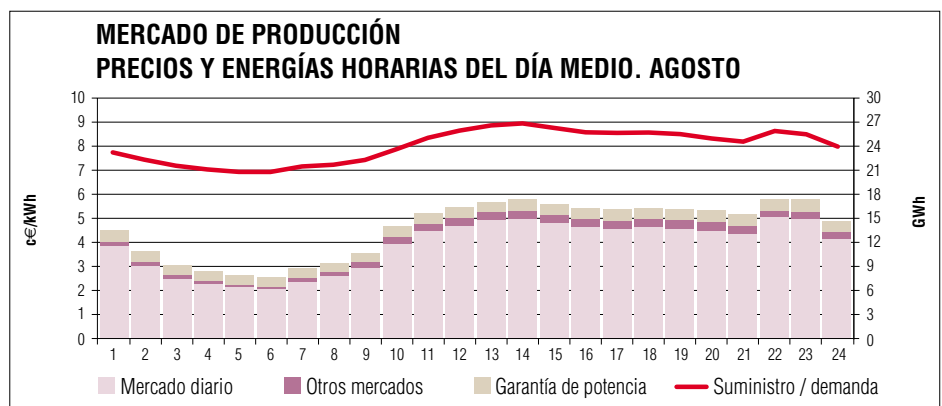
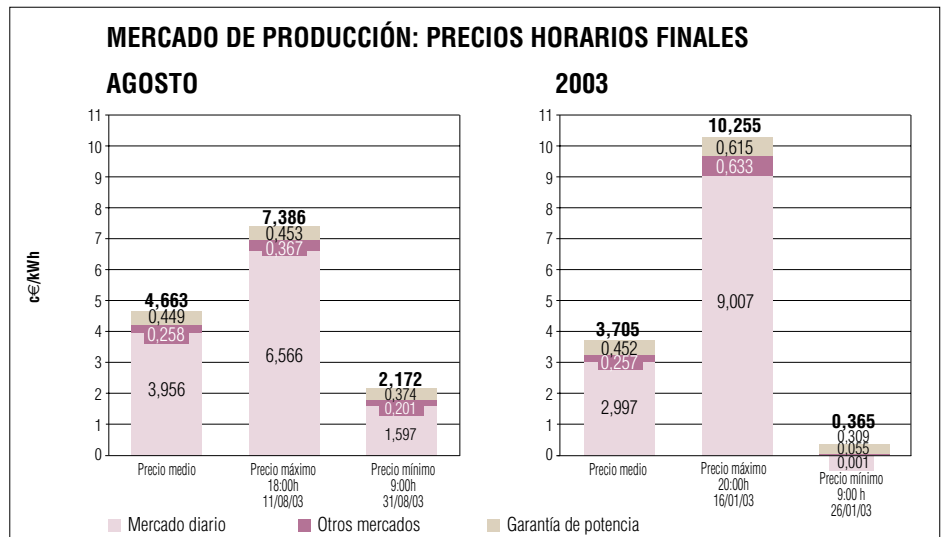
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de agosto, precio valle, ha sido 3,388 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,779 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 7,386 c€/kWh, en la hora 13 del lunes 11, mientras que el precio mínimo fue 2,172 c€/kWh en la hora 9 el domingo 31, la relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 3,4 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 2,544 y 5,813 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 20,8 y 26,8 GWh.

Mercado diario

- En agosto, el precio medio del mercado diario ha sido 3,956 c€/kWh, la energía intercambiada 17.540 GWh y el volumen económico contratado de 693,86 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 98,1% de la energía y el 83,2% del volumen económico.
- La curva de precios medios muestra una trayectoria paralela a la de la energía negociada, excepto en las horas valle, donde se aprecia una reducción de los precios. Los valores en los días laborables oscilan en entorno a los 4,1 c€/kWh, excepto en las dos últimas semanas donde los precios descienden cerca de medio punto por debajo. Los fines de semana, han alcanzado un precio medio entorno a los 3,0 c€/kWh.
- El precio mínimo del mes, 1,597 c€/kWh, se ha registrado en la hora 9 del



domingo 31, y el precio máximo del mes, 6,566 c€/kWh, se ha alcanzado en las horas 13 y 14 del miércoles 5 y del lunes 11.

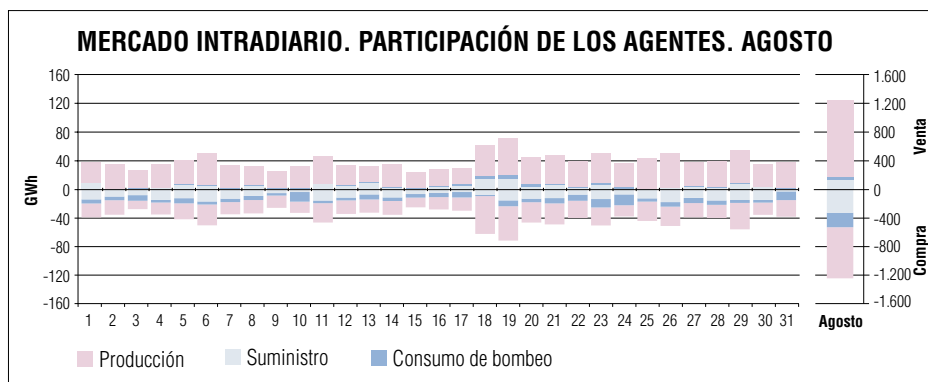
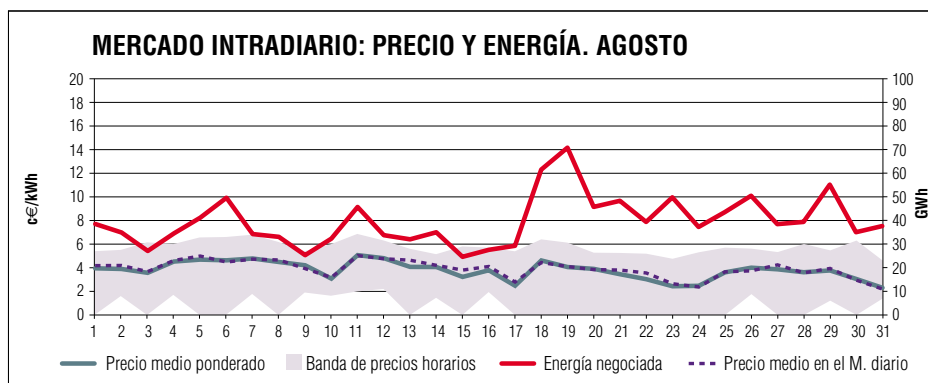
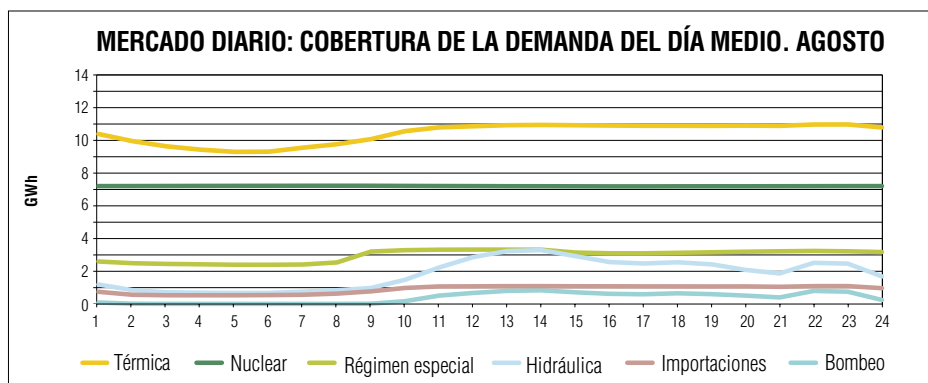
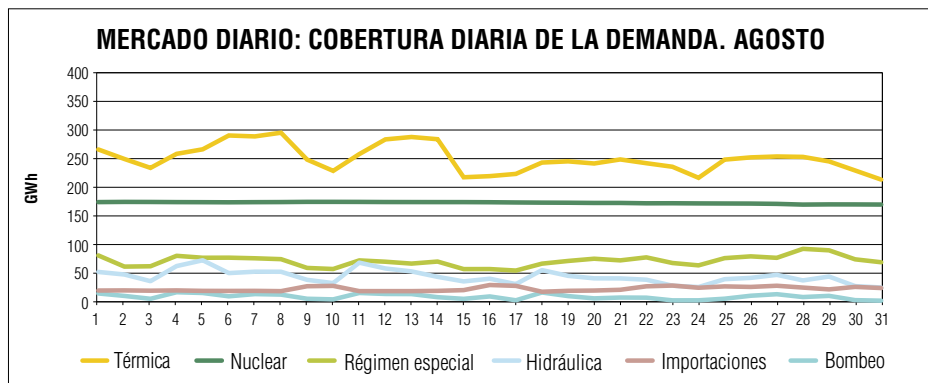
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, en relación con el mes anterior, los gráficos muestran un ligero aumento de la producción térmica que ha cubierto la mayor parte de la demanda en repuesta a una menor producción hidráulica. Asimismo se observa un pequeño incremento de la producción en régimen especial.
- En relación a la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, en agosto, las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal un 61,2% de las horas, porcentaje muy superior al 49,1% registrado en el mes de julio. Al contrario que los grupos térmicos, que han mantenido su participación en la fijación del precio, en un 32,9% de las horas. Por su parte, las unidades procedentes de agentes externos han marcado marginal, tan sólo un 1,2%, mientras que el contrato de RED Eléctrica, igual que el mes anterior, ha fijado marginal en el 4,2%. El régimen especial, sólo ha marcado marginal un 0,4% de las horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,820 c€/kWh, un 2,3% menos que el mes anterior y un 3,4% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.231 GWh, un 19,0% menos que el mes anterior. De esta energía, el 71,8% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 28,2% restante, 347 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 162 GWh, y al suministro, 185 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, 758, 135, 67, 113, 68 y 90 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 3,7 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de agosto ha sido de 80,38 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,449 c€/kWh, casi un punto inferior



- al del mes anterior y que supone el 9,6% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un gasto de 0,03 M€, sin repercusión sobre el

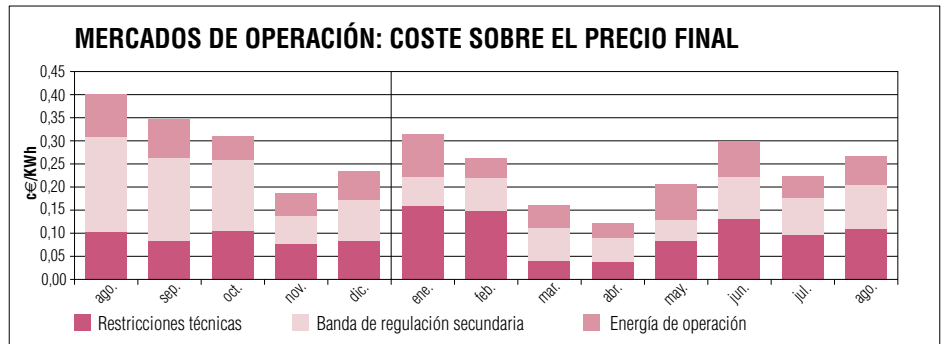
precio medio del mercado de producción.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 20 GWh en el mes de agosto, un 81,9% menos que el mes anterior.

Mercados de Operación

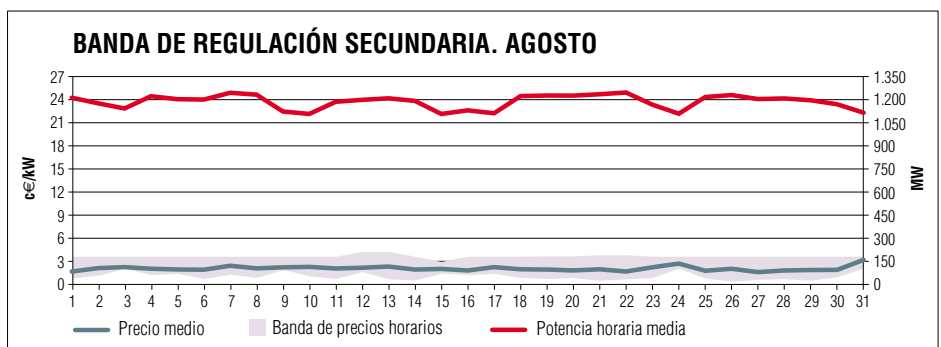
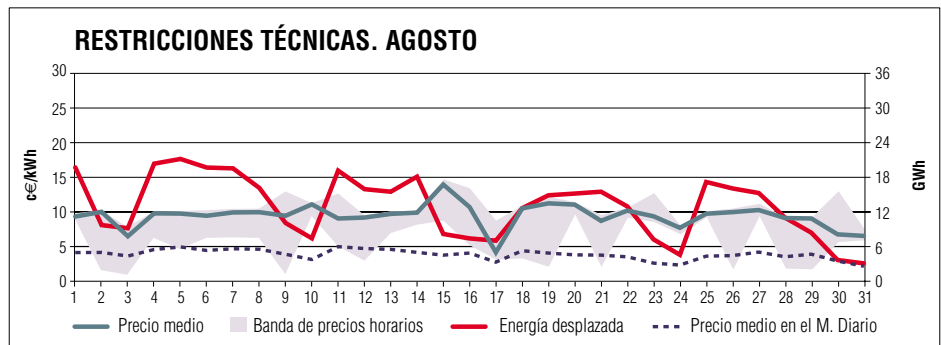
• El coste neto de los mercados de operación en agosto ha sido 0,268 c€/kWh, lo que equivale a un 5,7% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 19,1% inferior al del mes pasado y un 33,3 inferior al coste registrado en agosto de 2002.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 404 GWh, un 2,3% de la energía correspondiente al mercado diario. Este volumen de energía supera en un 12,2% al valor registrado el mismo mes del año anterior, consecuencia de la mayor hidraulicidad que se ha venido registrando desde el mes de diciembre del año anterior, que ha originado que resulte casada una cantidad mayor de energía hidráulica en el mercado diario, desplazando generación térmica que posteriormente será necesaria para garantizar la seguridad del sistema. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 9,710 c€/kWh, un 6,3% superior al del mes de julio.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.190 MW, repartidos en 687 MW a subir y 504 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,074 c€/kWh un 16,7% más que en julio. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,094 c€/kWh, un 16,0% más al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 646 GWh, repartida en 312 GWh a subir y 334 GWh a bajar, un 3,4% menos que en julio. El precio medio de venta ha sido 6,301 c€/kWh, inferior en un 15% al del mes anterior y el de recompra 2,232 c€/kWh, un 8,2% superior al registrado en julio. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,064 c€/kWh, un 28,0% superior al del mes anterior.

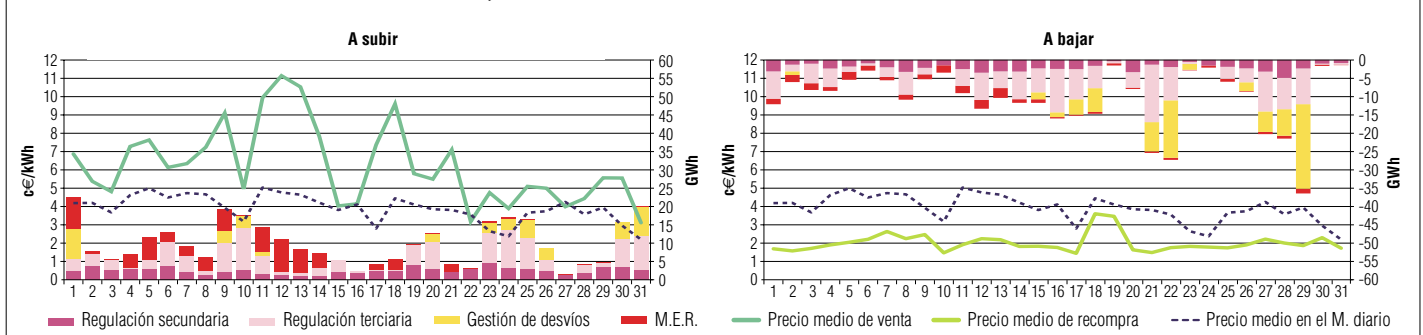


Mercados de operación Agosto	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio		
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh	
Restricciones técnicas (*)	0,110	404		9,710		
Banda de regulación secundaria (**)	0,094	687	504	2,074		
Energía de operación (***)	0,064	312	334	6,301	2,232	
Regulación secundaria			77	67	4,504	2,292
Regulación terciaria			117	156	4,927	1,873
Gestión de desvíos			44	79	4,428	2,292
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)			73	33	11,561	0,790
Total	0,268					

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

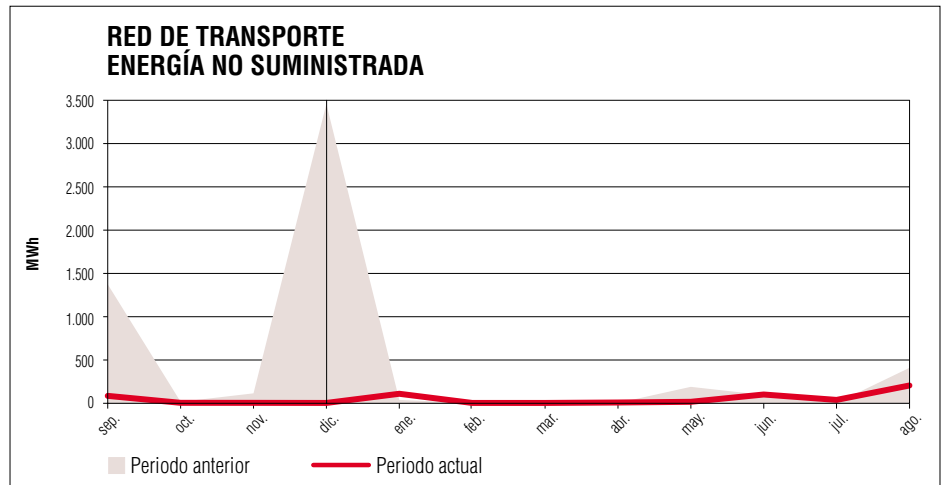


ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. AGOSTO



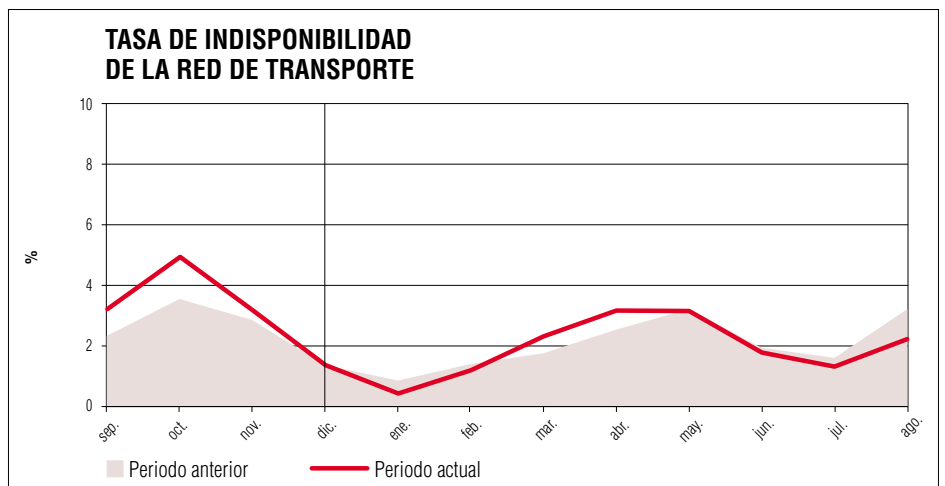
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 agosto se han registrado tres cortes de mercado en la red de transporte. El primero tuvo lugar en Madrid con una energía no suministrada de 200 MWh. El segundo sucedió en Cataluña con una energía no suministrada de 1,25 MWh. Ambos cortes se han producido en instalaciones de los nuevos activos comprados por Red Eléctrica. El último de 0,47 MWh debido a agentes atmosféricos, tuvo lugar en la provincia de Navarra en instalaciones de Red Eléctrica anteriores a la adquisición de los nuevos activos.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 542,2 MWh, de los que 1,4 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 agosto ha sido del 97,7%, valor superior en más de medio punto al registrado en el mismo mes de 2002.
- Tras el registro de agosto, la tasa de disponibilidad de Red de transporte de durante los últimos doce meses se sitúa en el 97,7%.



Red de transporte Calidad del servicio	Agosto	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	201,7	458,2	542,2
REE (Instalaciones anteriores)	0,5	1,4	1,4
REE (Instalaciones adquiridas)	201,2	351,7 (*)	-
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	0,484	1,073	0,709
REE (Instalaciones anteriores)	0,001	0,003	0,003
REE (Instalaciones adquiridas)	0,483	0,834 (*)	-

(*) 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	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ% (*)
Mantenimiento preventivo	1,02	-41,6	1,16	-13,8	1,37	-
Indisponibilidades fortuitas	0,13	61,5	0,06	176,2	0,05	-
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,07	0,8	0,73	10,2	0,88	-
Total	2,22	-23,2	1,95	-4,0	2,30	-

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

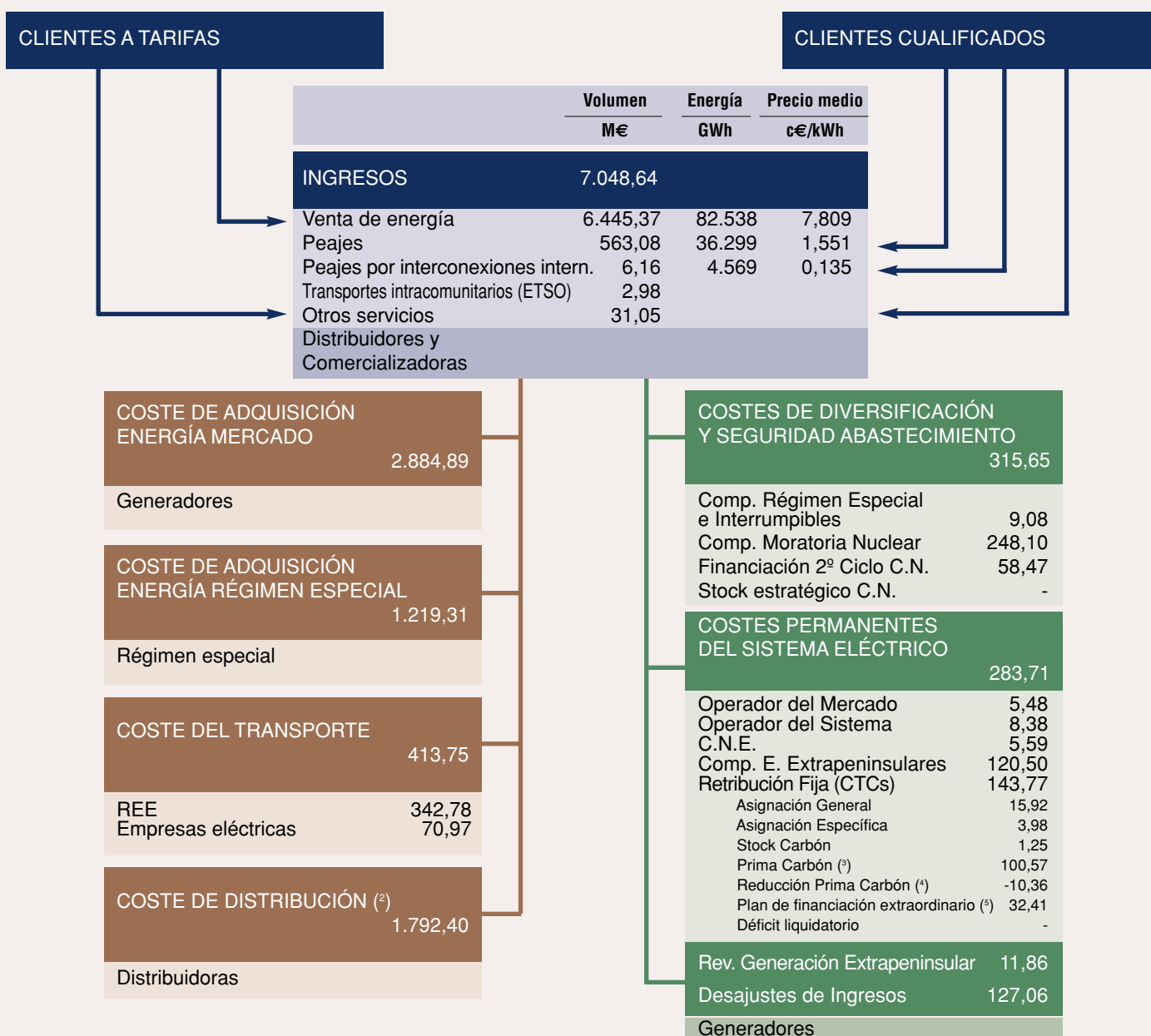
LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 8 del año 2003, correspondiente al período enero-agosto, ascendieron a 7.048,64 M€, de los cuales el 91,4% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, traspase Tajo-Segura, etc) y el 8,1% a peajes y transportes intracomunitarios.
- Del total de ingresos, 315,65 M€ han ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, 283,71 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 138,92 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 8 ha sido 143,77 M€.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 8 del año 2003, se ha elevado a 2.884,89 M€ correspondientes a una energía estándar de 73.024 GWh.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 8, 2003. Periodo Enero-Agosto (*)



(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.

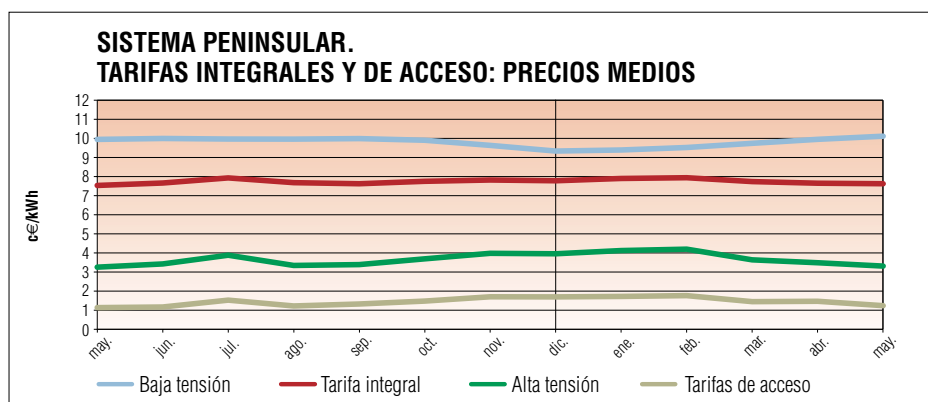
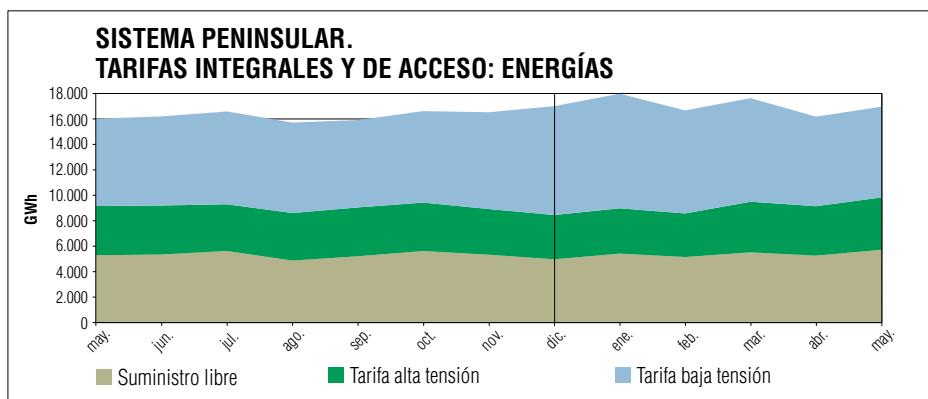
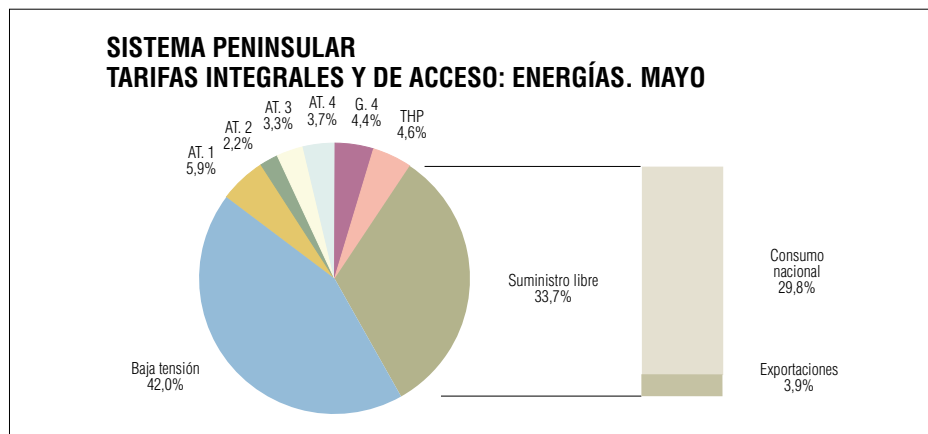
(⁴) Imputación al año 2003 de la reducción de la Prima Carbón de los años 1998 y 1999 establecida en el punto 116 de la Decisión de la Comisión Europea de 25 de julio de 2001.

(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 mayo se elevó a 11.255 GWh, un 4,8% 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 mayo, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 136.089 GWh, un 3,4% 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 mayo ha sido 7,661 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 mayo la energía consumida en el mercado libre representó el 33,7% del consumo total, 1,2 puntos menos que en abril, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 32,0%, valor similar al porcentaje registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en mayo ha sido de 1,229 c€/kWh, con lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,472 c€/kWh, 6,6 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	Mayo				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)	1.007	10,9	6,294	2,8	4.679	10,5	6,415	2,5	11.354	8,3	6,321	1,2
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	377	11,1	3,008	-2,4	1.710	4,6	3,414	1,1	4.011	2,6	3,424	1,9
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	563	4,0	2,219	-5,2	2.384	0,7	2,733	0,8	5.672	4,2	2,758	1,9
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	629	8,1	1,799	-3,2	2.711	4,8	2,306	2,4	6.203	3,4	2,315	3,2
G.4 (Grandes consumidores)	754	0,3	2,282	1,6	3.669	0,1	2,318	2,0	8.832	1,6	2,283	1,5
Tarifa horaria de potencia	789	5,5	2,648	0,3	3.825	4,2	3,607	0,4	8.910	0,5	3,435	-2,5
Alta tensión	4.119	6,4	3,317	1,7	18.978	4,5	3,737	3,1	44.982	3,6	3,697	1,8
Baja tensión	7.136	3,9	10,168	1,7	39.442	4,8	9,773	1,2	91.107	3,3	9,823	0,9
Sistema peninsular	11.255	4,8	7,661	1,2	58.420	4,7	7,812	1,6	136.089	3,4	7,798	0,9
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.058	0,5	1,376	16,7	24.186	2,8	1,679	9,9	58.527	2,9	1,598	11,0
Exportaciones	665	154,3	0,111	3,9	2.892	217,7	0,150	11,4	5.546	109,1	0,143	16,7
Total	5.723	8,1	1,229	9,1	27.079	10,8	1,515	2,7	64.074	7,6	1,472	6,6

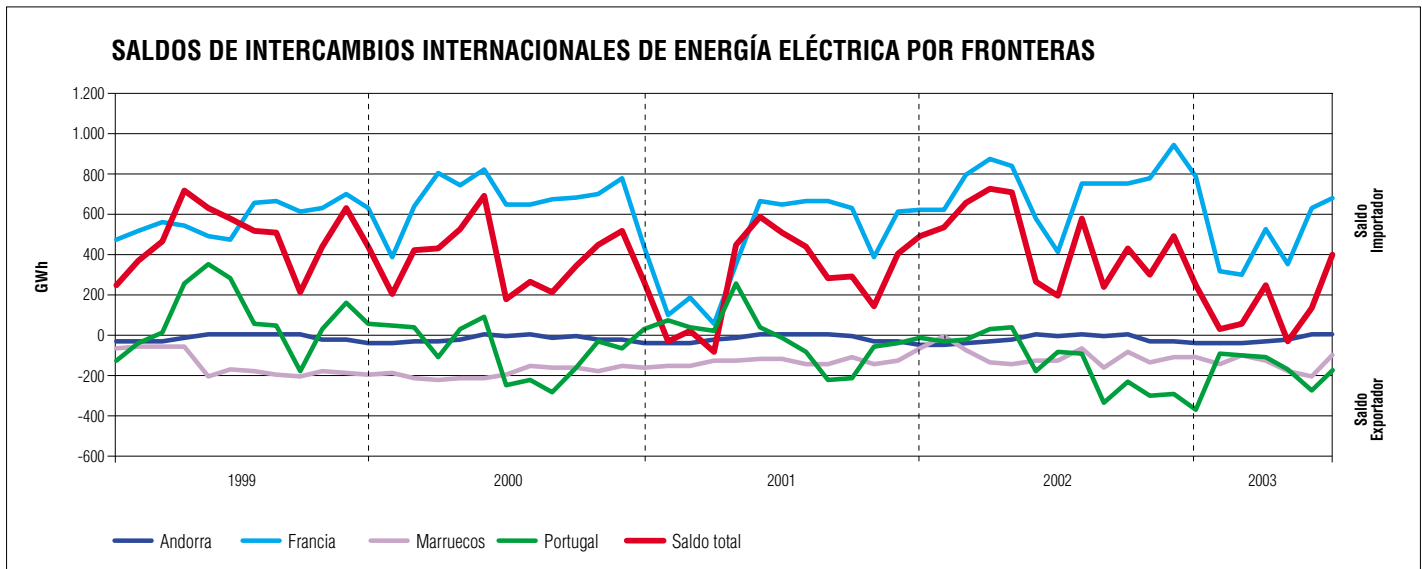
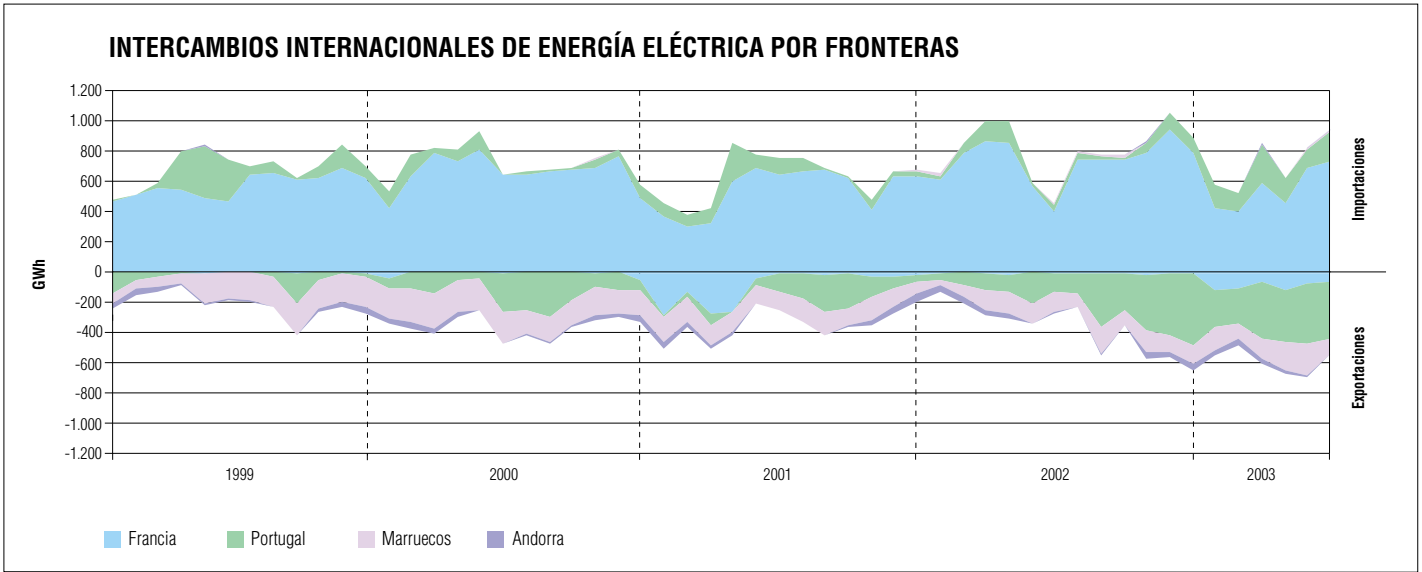
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Intercambios internacionales (GWh)	1999 (*)				2000				2001				2002				1er. Semestre 2003							
	Mercado		Apoyo y desvíos		Mercado		C. Bila- Apoyo y terales desvíos		Mercado		C. Bila- Apoyo y terales desvíos		Mercado		C. Bila- Apoyo y terales desvíos		Mercado		C. Bila- Apoyo y terales desvíos					
	Agentes	C. REE**		Total	Agentes	C. REE**		Total	Agentes	C. REE**		Total	Agentes	C. REE**		Total	Agentes	C. REE**	terales	desvíos	Total			
ANDORRA																								
Importación	0	0	2	2	0	0	0	5	5	0	0	0	8	8	0	0	0	4	4	0	0	0	6	6
Exportación	-211	-8	-3	-222	-272	0	0	-5	-277	-256	0	0	-1	-257	-160	0	0	0	-160	-110	0	-40	0	-149
Saldo	-211	-8	-1	-220	-272	0	0	0	-272	-256	0	0	7	-248	-160	0	0	3	-157	-110	0	-40	6	-144
FRANCIA																								
Importación	2.266	4.596	44	6.906	3.239	4.679	23	56	7.997	1.905	4.265	351	90	6.612	4.248	4.392	170	72	8.882	1.199	1.851	226	37	3.3147
Exportación	0	0	-13	-13	-58	0	-30	-3	-91	-819	0	-237	-5	-1.061	-20	0	0	-28	-48	-501	0	-25	-9	-535
Saldo	2.266	4.596	31	6.893	3.181	4.679	-7	54	7.906	1.087	4.265	114	85	5.552	4.228	4.392	170	44	8.834	698	1.851	201	28	2.779
MARRUECOS																								
Importación	0	0	10	10	5	0	0	6	12	7	0	0	15	27	69	0	4	12	85	0	0	0	18	18
Exportación	-1.032	-782	-7	-1.821	-814	-588	-866	-6	-2.275	-865	-583	-160	0	-1.607	-707	-689	0	-3	-1.400	-883	0	0	0	-884
Saldo	-1.032	-782	3	-1.811	-809	-588	-866	0	-2.263	-858	-583	-160	15	-1.580	-638	-689	0	8	-1.315	-883	0	0	17	-866
PORTUGAL																								
Importación	1.351	0	21	1.372	710	0	0	17	726	612	0	282	47	941	354	0	370	47	770	531	0	453	34	1.018
Exportación	-510	0	-5	-515	-1.475	0	-156	-26	-1.657	-1.085	0	-116	-6	-1.207	-2.466	0	-132	-72	-2.669	-1.916	0	-41	0	-1.958
Saldo	841	0	16	857	-765	0	-156	-9	-931	-473	0	166	41	-265	-2.112	0	238	-24	-1.899	-1.385	0	412	34	-940
TOTAL																								
Importación	3.618	4.596	77	8.291	3.954	4.679	23	85	8.740	2.524	4.265	639	160	7.589	4.670	4.392	544	135	9.741	1.730	1.851	679	94	4.355
Exportación	-1.754	-790	-28	-2.571	-2.619	-588	-1.053	-40	-4.300	-3.023	-583	-513	-12	-4.131	-3.353	-689	-132	-103	-4.277	-3.411	0	-106	-9	-3.526
Saldo	1.864	3.806	49	5.719	1.335	4.090	-1.030	45	4.441	-500	3.683	126	149	3.458	1.317	3.703	412	32	5.464	-1.680	1.851	573	85	829

(*) En este año no se realizaron intercambios a través de contratos bilaterales.

(**) Contratos gestionados por RED ELÉCTRICA.





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>