

ENERGÍA ELÉCTRICA

AGOSTO 2001. Nº 39



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	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central hidroeléctrica José María de Oriol
Central térmica Algeciras

Fecha de redacción: 16 de octubre de 2001

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.mcyt.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En agosto, el consumo de energía eléctrica sigue la línea de elevado crecimiento de los últimos tres meses al alcanzarse una demanda de 17.089 GWh, un 9,3% mayor que la de agosto del año anterior, el incremento más alto que se registra desde enero de 2000.
- A este elevado crecimiento han contribuido las temperaturas registradas en agosto, más suaves que las del año anterior, y la mayor laboralidad que conjuntamente han tenido una influencia positiva sobre la demanda del 0,9%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 8,4%, el más alto, junto con los de agosto del año anterior y el del pasado mes de julio, que se registra desde abril de 2000.
- El fuerte repunte del crecimiento de la

demanda de los cuatro últimos meses ha situado el incremento acumulado de la demanda en el período enero-agosto en el 5,9%, sólo medio punto por debajo del ya elevado nivel de incremento registrado en el mismo periodo del año anterior. De igual forma, el crecimiento acumulado en términos de demanda corregida se ha situado en el 6,6%, apenas dos décimas inferior al de los primeros ocho meses de 2000.

- Al igual que en los dos meses anteriores de verano, el escaso producible hidráulico registrado en agosto ha conducido a una participación de la producción hidroeléctrica en la estructura de producción mensual del 12,6%, muy inferior a su contribución media en el conjunto de año. Por su parte, la producción nuclear, pese a reducir su generación como consecuencia de la parada

para recarga de combustible y mantenimiento de la central José Cabrera, ha participado en similar medida que el mes anterior en la estructura de la producción, 36,1%, debido a la menor demanda relativa del mes de agosto. Por último, la producción térmica convencional, favorecida por el discreto registro hidráulico, ha aportado en agosto el 51,3% de la producción bruta mensual, trece puntos más que en el conjunto del año 2001.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto la demanda ha ascendido a 1.121 GWh, un 8,4% más que en el mismo mes del año anterior. Pese al repunte de las tasas de crecimiento que se han producido en los últimos meses, el crecimiento acumulado durante los primeros ocho meses del año ha sido del 6,8%, todavía un punto por debajo del que se alcanzó en el mismo periodo del año anterior.
- En agosto el precio medio del mercado de producción se ha situado en 3,751 c€/kWh, un 12,1% menos que el mes anterior y un 13,5% mayor que el precio acumulado hasta julio. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 17,0% respecto al mes anterior.
- Respecto al mismo mes de 2000, el precio final ha aumentado un 8,5%, debido principalmente al incremento del mercado diario, que ha alcanzado el 8,2%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el período enero-agosto ha sido de 3,816 c€/kWh, un 8,0% inferior al del mismo periodo de 2000, debido al notable descenso del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el período enero-agosto ha sido 6,088 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,605 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,136 c€/kWh, un 35,7% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

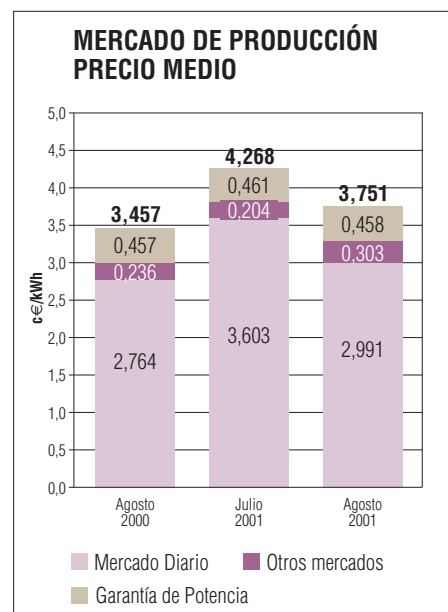
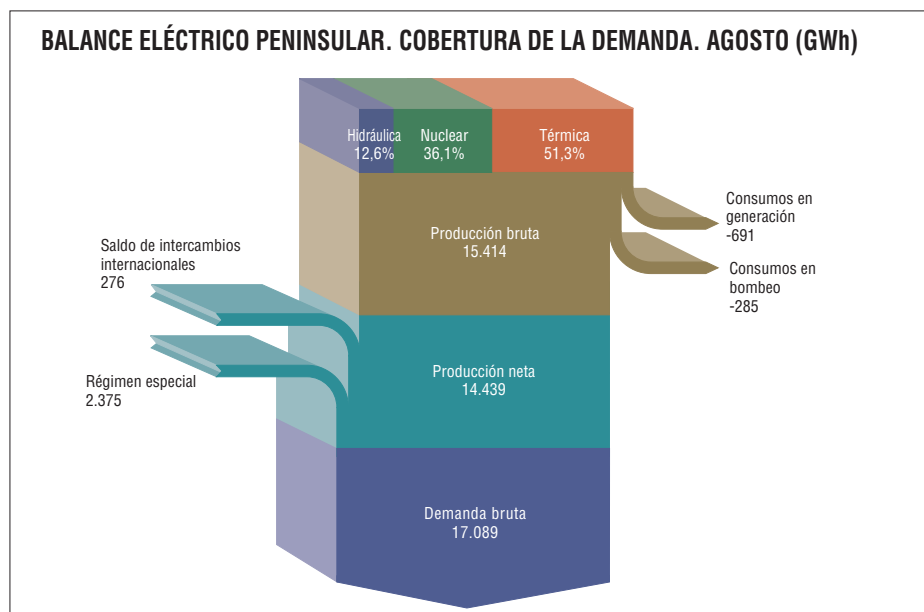
Balance eléctrico	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.439	7,1	113.533	4,6	168.884	4,6
Régimen especial	2.375	22,8	20.917	19,4	30.015	15,0
Intercambios internacionales	276	32,1	2.136	-25,8	3.698	-19,5
Demanda bruta	17.089	9,3	136.587	5,9	202.598	5,4
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	1.050	8,7	7.110	6,5	10.544	6,5
Régimen especial	71	4,0	529	11,3	738	6,7
Demanda bruta	1.121	8,4	7.639	6,8	11.283	6,5

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 (*)	4,483	10,5	4,136	-6,0	4,311	0,1
En el mercado	4,026	8,9	3,605	-11,4	3,846	-2,9
Al régimen especial	6,443	7,7	6,088	2,3	6,111	3,0
Compras otros agentes en el mercado (**)	3,326	11,1	3,047	-9,4	3,330	2,2
Total	4,157	9,4	3,816	-8,0	4,028	-0,8

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

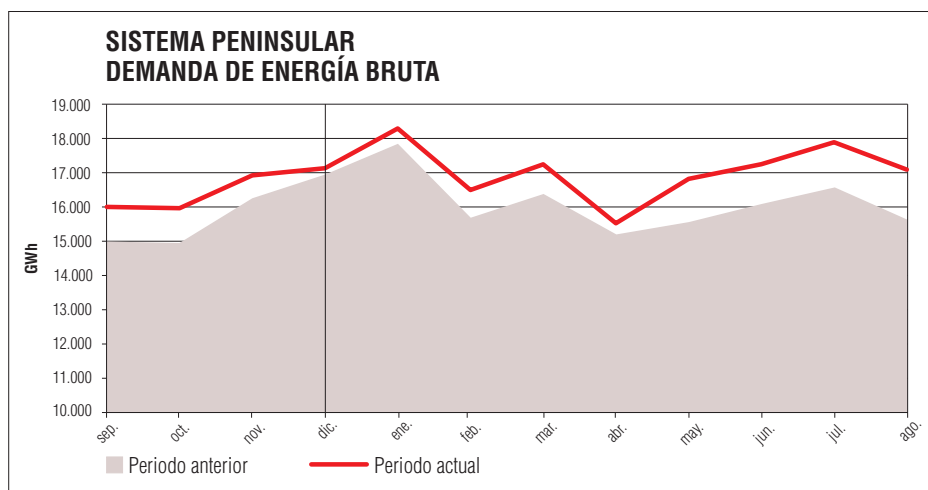
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

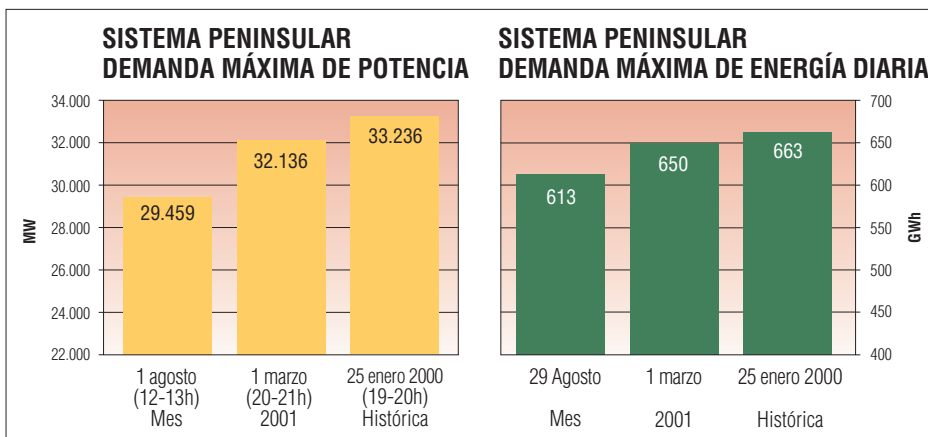
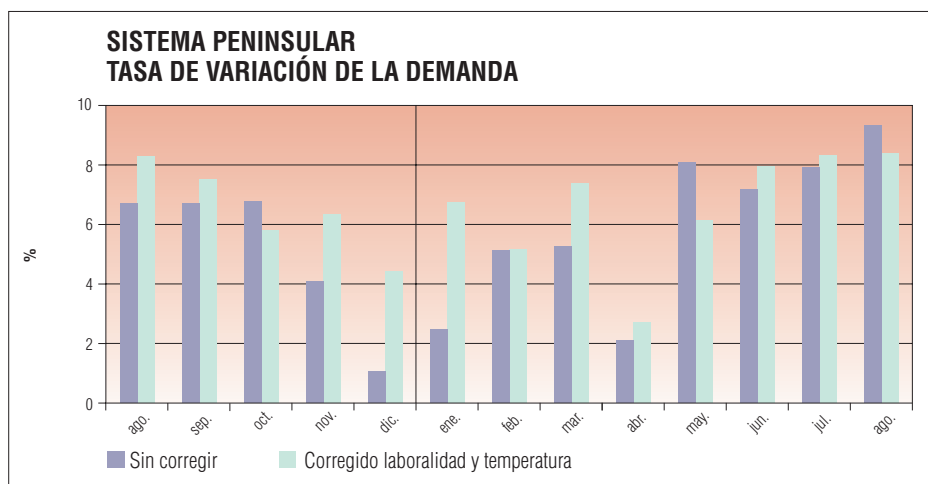
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de agosto ascendió a 17.089 GWh, con un crecimiento del 9,3% respecto al año anterior, el más elevado registrado desde enero de 2000.
 - La laboralidad tuvo una ligera influencia positiva sobre la variación de la demanda, aportando 0,2 puntos a su crecimiento, debido a que el año anterior la festividad del día 15 se produjo en martes con el consiguiente efecto puente, mientras que este año esta fiesta se ha producido en miércoles.
 - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron ligeramente más cálidas que las del año anterior, aportando 0,7 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media registrada en el mes de agosto fue de 24,1 °C, superior en 0,5 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 29,4 °C, 0,1 °C más que en 2000, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 18,9 °C frente a los 17,9 °C del año anterior.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 8,4%. Esta tasa es la más alta desde abril de 2000, mejorando ligeramente los elevados valores alcanzados tanto el mes pasado como en agosto del año anterior.
- Tras el dato de agosto, el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2001 se sitúa en el 5,9%, medio punto por debajo del incremento registrado en el mismo periodo de 2000. Durante este periodo, las temperaturas y la laboralidad tuvieron una influencia negativa sobre el crecimiento del 0,5% y el 0,2% respectivamente. Descontados estos efectos, el crecimiento de demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,6%, valor inferior en 0,2 puntos al valor estimado para el mismo periodo del año anterior.
- El día 1 a las 13 horas se registró la demanda máxima de potencia horaria del mes con 29.459 MW, un 5% más que el máximo del mismo mes del año anterior. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se registró el día 29 con 613 GWh, un 7,1% superior a agosto de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto la demanda ha ascendido a 1.121 GWh, un 8,4% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento supera en 0,3 puntos a la registrada en agosto del año anterior y sitúa el crecimiento acumulado durante los primeros ocho meses del año en el 6,8%, un punto por debajo del registrado en el mismo periodo de 2000.



Demanda bruta	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	17.089	9,3	136.587	5,9	202.598	5,4
Efectos						
Laboralidad	-	0,2	-	-0,2	-	-0,3
Temperatura	-	0,7	-	-0,5	-	-0,7
Activ. económica y otros	-	8,4	-	6,6	-	6,4
Sistemas extrapeninsulares	1.121	8,4	7.639	6,8	11.283	6,5

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

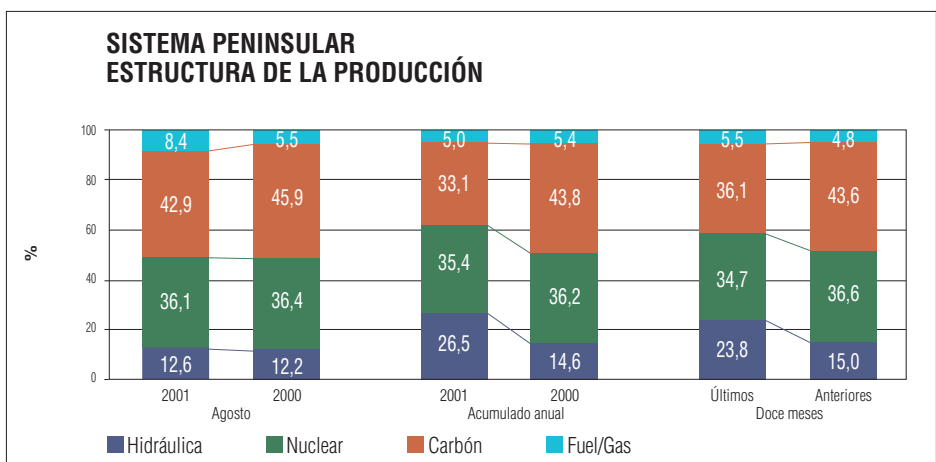
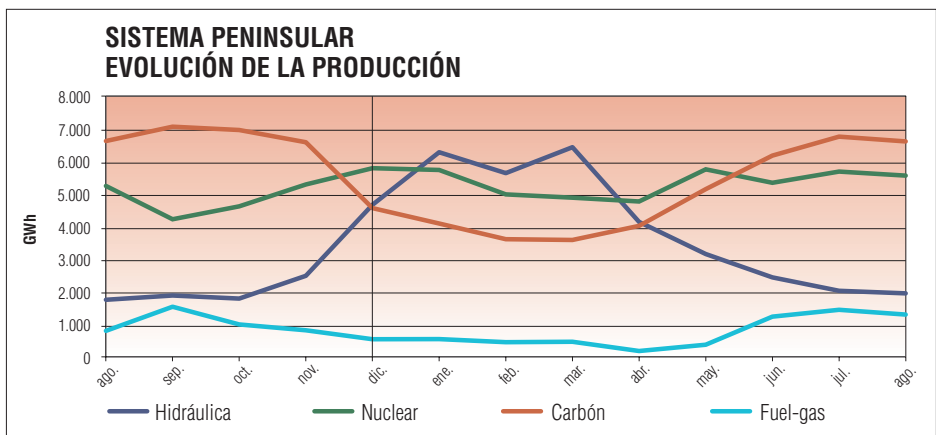
- La producción bruta peninsular ascendió en agosto a 15.414 GWh, lo que representa un crecimiento del 6,9% sobre el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento es la más alta desde agosto de 2000.
- La estructura de producción del mes de agosto ha sido muy similar tanto respecto a la de julio como a la de agosto del año anterior. Al igual que los dos meses anteriores, este mes ha sido seco lo que se ha traducido en una floja generación hidroeléctrica, 1.948 GWh, que representa una aportación a la cobertura de la producción bruta del 12,6%, muy similar a la de julio y catorce puntos por debajo de su contribución media en el conjunto del año 2001.
- Por su parte, en agosto las actuaciones programadas en la central de José Cabrera han reducido ligeramente la producción de origen nuclear, que este mes ha ascendido a 5.560 GWh, un 1,9% inferior a la de julio. A pesar de este dato, su aportación a la cobertura de la producción bruta mensual, el 36,1%, ha sido 0,4 puntos superior a la del mes anterior debido a la menor demanda relativa del mes de agosto.
- En consonancia con lo anterior, los grupos térmicos convencionales mantienen el buen comportamiento observado en los tres meses anteriores, cuya aportación a la producción bruta mensual se ha situado en agosto en el 51,3%. Esta contribución supera en trece puntos a su aportación acumulada durante el año 2001.
- En el periodo enero-agosto, pese a las producciones más moderadas de los cuatro últimos meses, las centrales hidroeléctricas han aportado el 26,5% de la producción bruta, doce puntos más que en el mismo periodo de 2000. En contrapartida, los grupos térmicos convencionales han reducido su contribución en once puntos, situándola en el 38,1%, mientras que la aportación de la producción de origen nuclear, el 35,3%, ha sido inferior en un punto a la del periodo enero-agosto de 2000.
- En los ocho primeros meses del año, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 83,1% de la demanda, un punto menos que el año anterior, la energía procedente del saldo importador de intercambios internacionales el 1,6%, un punto menos que en los primeros siete meses de 2000, mientras que la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 15,3%, 1,7 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la cobertura de la demanda en el periodo enero-agosto de 2001 ha sido muy similar a la del mismo periodo del año anterior. Los grupos de fuel han aportado el 63,1% de la demanda, los de carbón el 29,9% y la energía adquirida al régimen especial el 7,0%.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	1.948	11,2	32.053	88,3	42.877	65,0
Nuclear	7.799	5.560	6,0	42.702	1,0	62.617	-1,6
Carbón	11.542	6.608	-0,2	39.988	-21,9	65.153	-14,0
Fuel-Gas	8.214	1.298	62,5	5.991	-5,8	9.882	18,0
Producción bruta	44.079	15.414	6,9	120.735	3,3	180.531	3,9
Consumos generación		-691	1,6	-4.706	-10,0	-7.303	-5,0
Consumos bombeo		-285	15,6	-2.496	-18,4	-4.344	-5,4
Producción neta		14.439	7,1	113.533	4,6	168.884	4,6
Régimen especial	9.022	2.375	22,8	20.917	19,4	30.015	15,0
Intercambios internacionales		276	32,1	2.136	-25,8	3.698	-19,5
Importaciones		692	2,0	5.113	-13,2	7.961	-9,3
Exportaciones		-417	-11,4	-2.976	-1,2	-4.263	1,9
Demanda bruta		17.089	9,3	136.587	5,9	202.598	5,4

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	0,0	2	0,0
Carbón	510	350	5,3	2.449	5,6	3.602	3,2
Fuel-oil	2.415	771	10,0	5.167	6,6	7.698	7,7
Producción bruta	2.926	1.121	8,5	7.617	6,3	11.302	6,2
Consumos generación		-72	5,0	-507	3,2	-758	2,7
Producción neta		1.050	8,7	7.110	6,5	10.544	6,5
Régimen especial	155	71	4,0	529	11,3	738	6,7
Demanda bruta		1.121	8,4	7.639	6,8	11.283	6,5

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

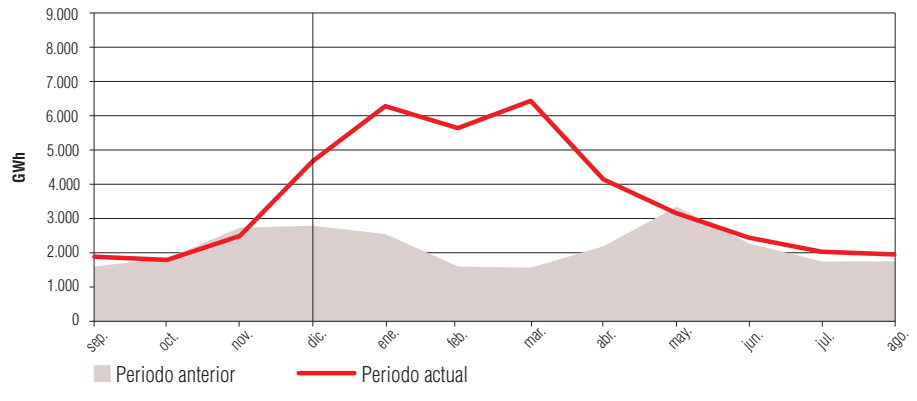


Producción hidroeléctrica

- Por tercer mes consecutivo el producible hidráulico de agosto se ha situado por debajo del valor habitual para este mes, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica mensual de 1.948 GWh, la más baja desde octubre de 2000. Esta escasa generación ha aportado el 12,6% de la producción bruta mensual, contribución similar a la de agosto de 2000, que también fue muy seco, aunque dieciséis puntos inferior a la participación acumulada de esta tecnología durante los anteriores siete meses del año.
- A pesar de las flojas generaciones de los tres meses de verano, la producción hidráulica acumulada en el periodo enero-agosto, 32.053 GWh, ha sido superior en un 88,3% a la registrada en el mismo periodo del año anterior y ha aportado el 26,5% de la producción bruta, doce puntos más que en los primeros ocho meses de 2000.
- En agosto todas la cuencas hidrográficas han incrementado su producción respecto al año anterior, con crecimientos que oscilan entre un máximo del 30,7% de la cuenca Guadiana y un mínimo del 3,2% de la Tajo-Júcar-Segura. En los primeros ocho meses del año 2001, el incremento de la producción hidroeléctrica, aunque ha sido notable en todas las cuencas, ha incidido en mayor medida en las de la mitad sur peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica total se ha situado en el 21,6%, seis puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- Las precipitaciones registradas en el mes de agosto fueron superiores al valor característico de este mes en las zona Noroeste y en las áreas de León, Madrid y Granada.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de agosto fue seco, registrándose una energía producible de 364 GWh, valor inferior en un 39% al característico de este mes.
- En el periodo enero-agosto, la energía producible acumulada ha sido 29.866 GWh, superior en un 39% al valor característico para este periodo, muy por encima del producible que se registro en el mismo periodo de 2000, que apenas alcanzó el 67% de su valor medio histórico.
- Al igual que en los dos meses anteriores, la producción hidroeléctrica de agosto ha superado ampliamente al producible mensual, con lo que el volumen de reservas del conjunto de los embalses ha vuelto a descender, situándose al finalizar agosto en 9.642 GWh, un 12,6% por debajo del que existía al finalizar el mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un

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.

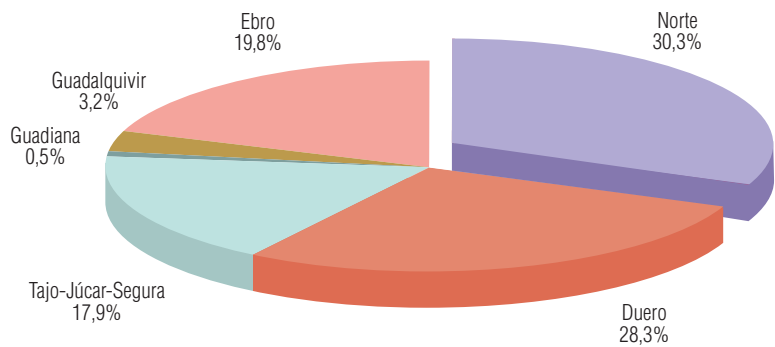
SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA



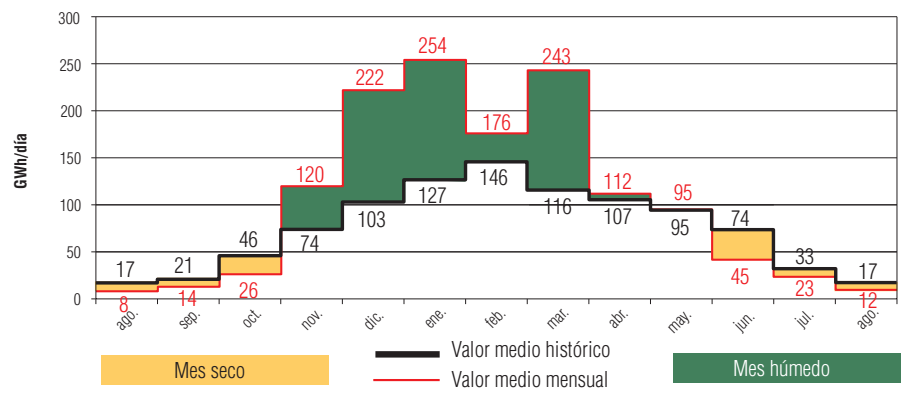
Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	551	9,7	9.726	58,0	13.545	38,6
Duero	3.550	495	14,0	9.065	141,9	12.203	116,2
Tajo-Júcar-Segura	4.093	316	3,2	5.730	204,9	7.602	150,7
Guadiana	233	9	30,7	161	101,0	173	94,2
Guadalquivir	1.016	126	19,4	1.020	60,5	1.296	55,0
Ebro	3.483	452	13,9	6.352	40,6	8.059	21,9
Sistema peninsular	16.524	1.948	11,2	32.053	88,3	42.877	65,0
Canarias	1	0	-	1	0,0	2	0,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	1	0,0	2	0,0

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL

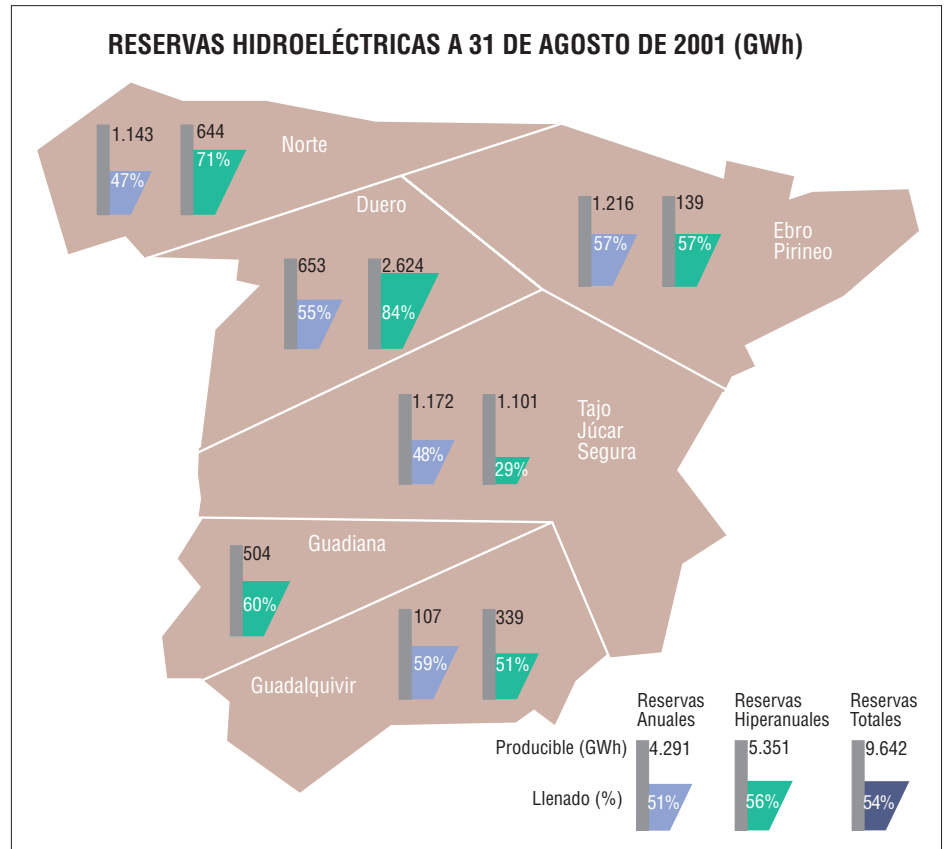


SISTEMA PENINSULAR ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE



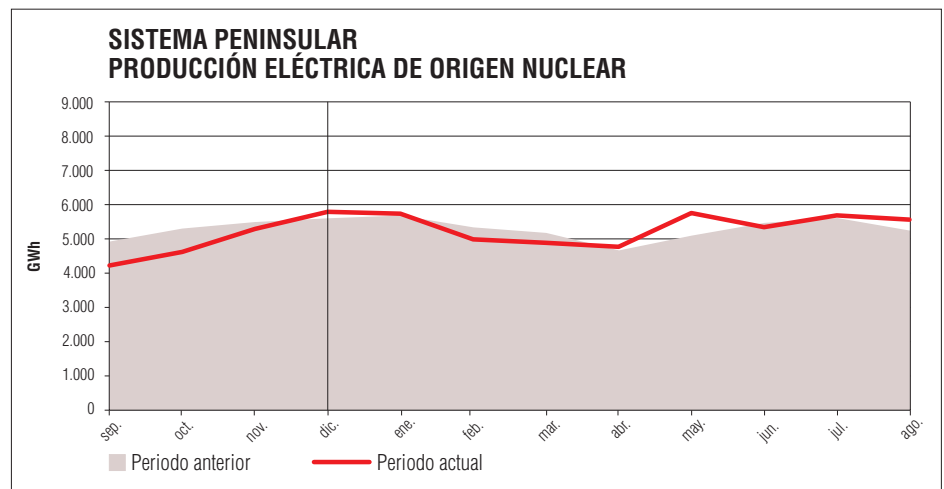
nivel de llenado del 53,9% de la capacidad total, casi ocho puntos inferior al que existía al finalizar julio. A pesar del descenso de reservas en los últimos tres meses, el nivel de llenado de los embalses alcanzado en agosto supera en ocho puntos al que se registraba en el mismo momento del año anterior, debido al mayor producible acumulado en los primeros meses del año.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 4.291 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 51,4%, once puntos menos que en el mes de julio y prácticamente igual al que se registraba al finalizar el mes de agosto del año anterior. El porcentaje de reservas es superior al 50% en todas las cuencas, excepto en la Tajo-Júcar-Segura y en la cuenca Norte.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 5.351 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 56,1%, cinco puntos por debajo del de julio y quince puntos por encima del registrado al finalizar agosto de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a las cuencas Norte y Duero con porcentajes superiores al 70%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 29%.



Producción nuclear

- En el mes de agosto la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.560 GWh, un 6,0% superior a la del mismo mes del año anterior y un 4,8% por encima de la generación media de esta tecnología durante los primeros siete meses del año.
- Esta generación representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 36,1%, valor que supera en alrededor de un punto su contribución media tanto en términos acumulados como interanuales.
- Durante todo el mes de agosto la central de José Cabrera ha continuado parada para la realización de los trabajos programados correspondientes a la 25ª recarga de combustible y mantenimiento iniciada el pasado 28 de julio.
- Esta única actuación programada ha reducido ligeramente los valores de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear respecto a los registrados en julio. Así, el coeficiente de disponibilidad se ha situado en agosto en el 98,0% mientras que el factor de carga ha sido del 95,8%, ambos inferiores en alrededor de dos puntos respecto al mes anterior.
- La producción acumulada del equipo nuclear en los ocho primeros meses del año ha sido de 42.702 GWh, un 1,0% superior a la alcanzada en el mismo período de 2000. Esta produc-



Producción bruta Nuclear	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	0	-	747	0,7	1.173	-1,2
Garaña	466	344	-0,1	2.219	-17,8	3.550	-12,2
Almaraz I	974	709	0,1	5.619	-0,1	7.757	-8,2
Ascó I	1.028	727	6,6	5.882	17,0	8.869	12,8
Almaraz II	983	703	-0,5	5.581	15,0	8.412	9,6
Cofrentes	1.025	759	41,7	5.783	2,7	7.865	-7,3
Ascó II	1.015	747	5,6	5.202	-10,9	8.158	4,3
Vandellós II	1.082	784	1,8	6.247	-0,1	8.301	-11,4
Trillo I	1.066	786	-0,2	5.422	-3,6	8.532	-2,4
Sistema peninsular	7.799	5.560	6,0	42.702	1,0	62.617	-1,6

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

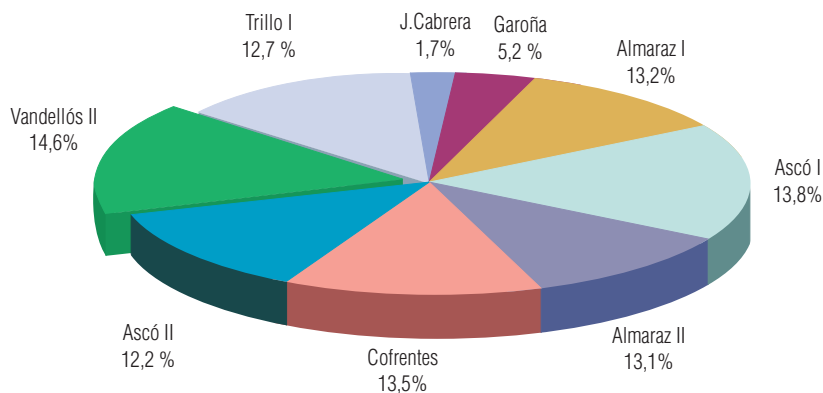
ción representa una aportación a la producción bruta del periodo del 35,4%, 0,8 puntos por debajo de su contribución en los primeros ocho meses del año anterior.

- A pesar del ligero descenso registrado en agosto, los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear acumulados en el periodo enero-agosto se han situado en el 95,3% y 93,9% respectivamente, mejorando en ambos casos alrededor de un punto a los registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de agosto no se han fabricado ni importado elementos combustibles de ningún tipo.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo. Durante un periodo aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. En agosto no ha habido producción residual.

Producción térmica convencional

- La discreta producción hidroeléctrica de agosto, unida a la elevada demanda registrada en este mes, han conducido por tercer mes consecutivo a un notable registro de producción de los grupos térmicos convencionales, 7.906 GWh, un 6,6% más que en el mismo mes del año anterior y un 45,4% superior a la generación media mensual de esta tecnología durante los primeros siete meses del año. Esta producción representa una aportación a la estructura de producción bruta mensual del 51,3%, aportación similar a la de agosto de 2000 y superior en quince puntos a su contribución media en el periodo enero-julio.
- A pesar del notable repunte de los últimos tres meses, la producción térmica acumulada en el año 2001, 45.979 GWh, es un 20,1% inferior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 38,1% de la producción bruta, once puntos menos que en el periodo enero-agosto de 2000, debido al buen comportamiento de la generación hidroeléctrica en la primera mitad del año.
- Por tecnologías, en los primeros ocho meses del año las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 69,6% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 17,4% de la producción mensual, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 13,0% restante.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



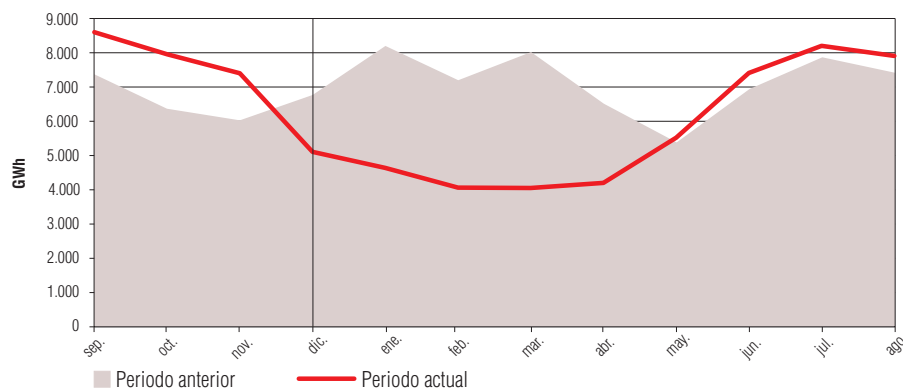
Grupo	Agosto			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	0,0	100,0	0,0	80,0	14,4	0,0
Garoña	99,3	0,0	0,0	81,6	17,4	1,6
Almaraz I	97,8	0,0	0,0	99,0	0,0	0,1
Ascó I	95,1	0,0	0,1	98,1	0,0	0,2
Almaraz II	96,2	0,0	0,0	97,4	0,0	0,2
Cofrentes	99,5	0,0	0,0	96,7	0,0	0,2
Ascó II	98,9	0,0	0,0	87,9	10,5	0,2
Vandellós II	97,4	0,0	0,0	99,0	0,0	0,2
Trillo I	99,1	0,0	0,0	87,2	10,1	1,6
Sistema peninsular	95,8	2,0	0,0	93,9	4,1	0,6

Combustible nuclear	Agosto	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	9.749	126.413
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	144	212
Exportación	0	-	162
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	112
Exportación	0	220	220
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	48
BWR	0	0	0

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en el periodo enero-agosto, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos fue el 44,0% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 42,0% y la de fuel-gas el 14,0%.

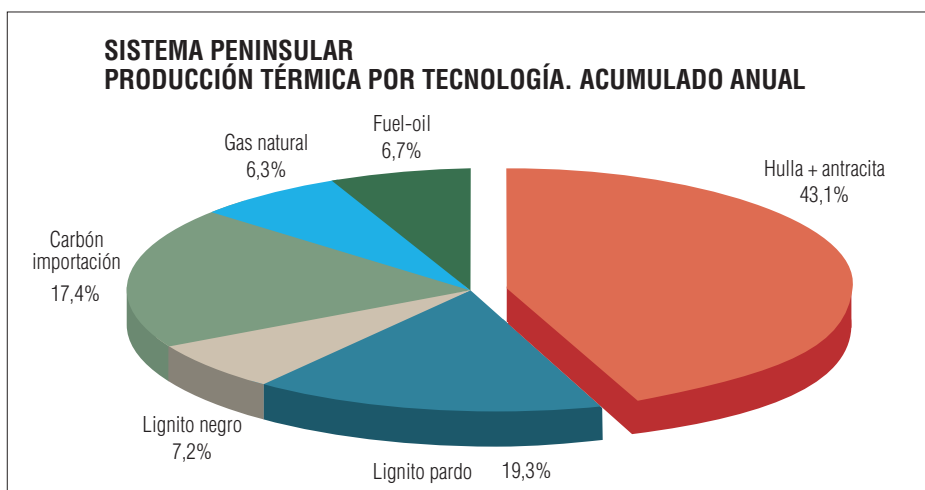
- En los primeros ocho meses del año, todas las tecnologías, a excepción del gas natural, han reducido su producción respecto al año anterior. Las centrales que utilizan carbones autóctonos lo han hecho en un 23,3%, las de fuel-gas en un 5,8% y los grupos de carbón de importación en un 15,8%.
- La menor utilización del equipo térmico en el conjunto de los primeros ocho meses del año ha situado el factor de carga en el 35,9%, catorce puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el periodo enero-agosto ha sido del 89,5%, un punto más que en el mismo periodo de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la estructura de producción de las centrales térmicas convencionales en el conjunto de los ocho meses del año transcurrido ha sido muy similar a la del mismo periodo del año anterior. Los grupos de carbón han generado el 32,2% de la producción, mientras que los grupos de fuel han aportado el 67,8% restante.

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

Producción bruta Tecnología	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	3.387	-2,3	19.809	-24,7	32.938	-15,3
Lignito pardo	2.032	1.349	4,5	8.864	-5,3	13.769	-2,4
Lignito negro	1.501	724	18,0	3.292	-45,1	6.348	-29,0
Carbón importación	1.928	1.148	-8,1	8.023	-15,8	12.100	-12,3
Gas natural (*)	3.582	689	91,5	2.913	10,9	4.667	24,4
Fuel-oil	4.632	609	38,7	3.078	-17,5	5.216	12,7
Sistema peninsular	19.756	7.906	6,6	45.979	-20,1	75.036	-10,8
Carbón	510	350	5,3	2.449	5,6	3.602	3,2
Fuel-oil	2.503	771	10,0	5.167	6,6	7.698	7,7
Sistemas extrapeninsulares	3.013	1.121	8,5	7.616	6,3	11.300	6,2

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	74,9	0,0	6,4	61,7	4,7	4,7
Lignito pardo	89,3	0,0	2,4	74,8	2,8	1,8
Lignito negro	64,8	0,0	17,8	37,6	6,1	5,1
Carbón importación	80,0	0,0	9,0	71,3	0,0	6,1
Gas natural (*)	25,7	0,0	2,3	13,9	1,0	3,9
Fuel-oil	11,1	0,0	23,6	7,2	0,8	19,3
Sistema peninsular	47,1	0,0	10,5	35,9	2,6	7,9
Carbón	95,3	0,0	1,9	82,4	5,1	1,5
Fuel-oil	39,8	4,3	1,4	36,4	5,0	2,9
Sistemas extrapeninsulares	48,9	3,6	1,5	44,6	5,0	2,6

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

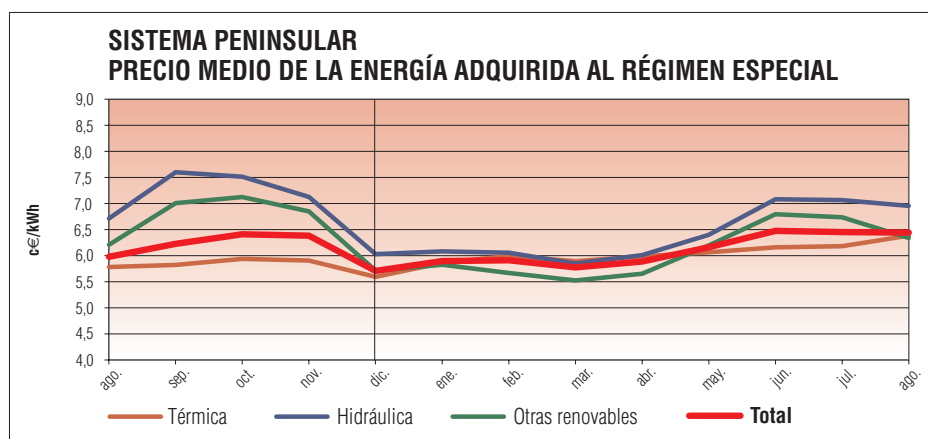
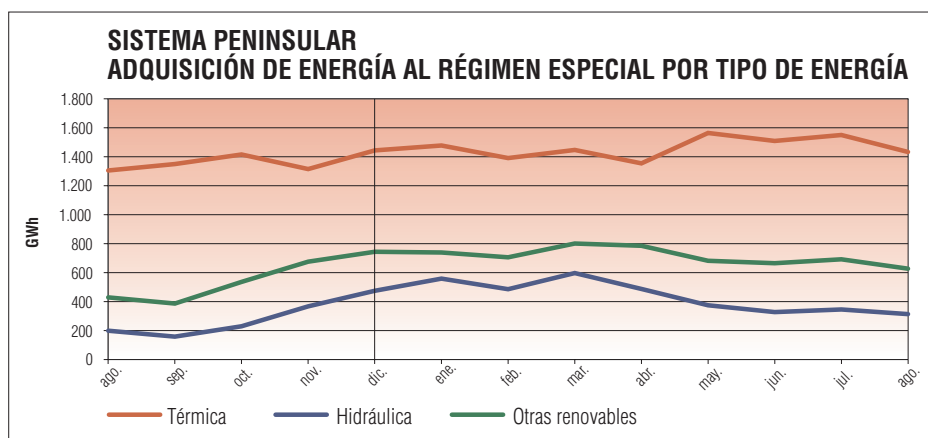
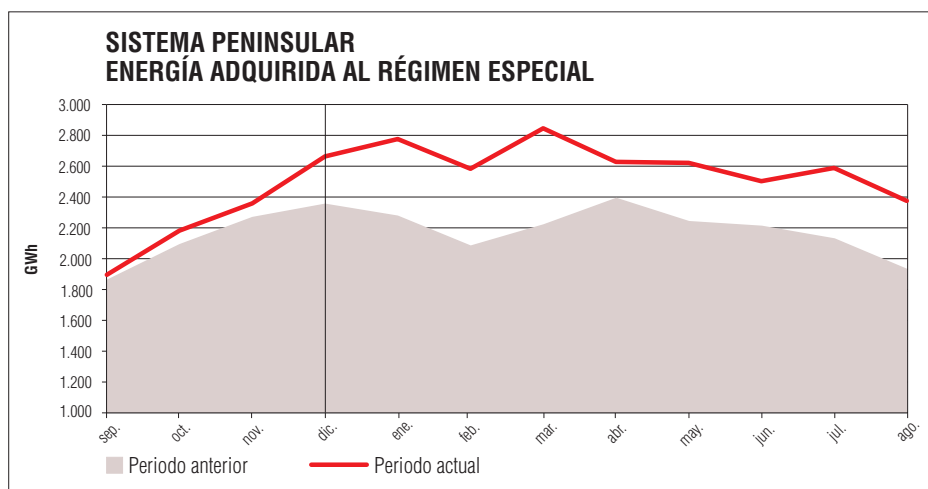
Combustible	Agosto					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.010	26,3	3.162	3,0	2.646	5.512	-19,4	14.441	8.900	-9,9	23.305
Lignito pardo	228	-8,5	59	62,5	534	1.628	-3,3	3.795	2.480	-0,6	5.953
Lignito negro	132	7,0	1.050	-12,2	407	669	-40,5	1.989	1.279	-21,7	3.873
Carbón importación	1.091	-11,0	2.339	33,6	3.078	6.898	-22,4	19.321	11.248	-15,1	31.375
Gas natural (**)	198	129,2	-	-	526	817	3,0	2.166	1.277	15,8	3.507
Gas siderúrgico	34	-25,2	-	-	91	311	-2,7	820	445	-7,5	1.216
Fuel-oil	232	25,8	537	-15,5	624	1.285	-13,8	3.446	2.128	11,1	5.807
Sistema peninsular	2.925	7,7	7.146	6,8	7.906	17.120	-19,0	45.979	27.757	-9,7	75.036
Carbón	107	-1,5	252	37,9	350	763	4,2	2.449	1.133	1,8	3.602
Fuel-oil	181	16,9	112	8,1	771	1.168	9,5	5.167	1.733	13,7	7.698
Sistemas extrapeninsulares	288	9,3	364	27,1	1.121	1.931	7,3	7.616	2.866	19,7	11.300

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

Régimen especial (*)

- En agosto, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.375 GWh, con un crecimiento del 22,8% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras este dato, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 30.015 GWh, supera en un 15,0% al del mismo período del año anterior, un punto por debajo del crecimiento interanual alcanzado en agosto de 2000. Este volumen de energía ha aportado el 14,8% de la demanda de los últimos doce meses, un punto por encima de su contribución en el mismo período de 2000.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, incluidas las hidráulicas, que han aportado el 42,5% de la energía adquirida en el período, casi nueve puntos por encima de su aportación en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 71 GWh, un 3,9% más que en el mismo mes del año anterior, y ha aportado el 6,3% de la demanda mensual. Tras la recuperación de esta energía en los últimos meses, en agosto, por tercer mes consecutivo la tasa de crecimiento interanual de la energía adquirida al régimen especial es positiva, un 6,7%, lo que ha permitido cubrir el 6,5% de la demanda interanual, aportación idéntica a la contabilizada en agosto de 2000 para el mismo período.
- En agosto, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 6,443 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,111 c€/kWh, un 3,0% superior al del mismo período de 2000.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 6,444 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 6,197 c€/kWh y la procedente de centrales térmicas 5,969 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	5.044	1.433	9,8	6,384	10,4	11.726	2,7	6,049	7,3	17.249	-0,2	5,969	6,1
Hidráulica	1.366	314	57,5	6,955	3,6	3.493	34,1	6,302	-6,2	4.724	22,9	6,444	-4,7
Otras renovables	2.612	628	46,1	6,340	2,1	5.699	63,3	6,025	-5,2	8.042	61,6	6,197	-2,0
Sistema peninsular	9.022	2.375	22,8	6,443	7,7	20.917	19,4	6,088	2,3	30.015	15,0	6,111	3,0
Térmica	82	32	-8,2	-	-	289	-6,0	-	-	415	-9,2	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	16,8	-	-	2,0	-23,5	-	-	3,1	19,1	-	-
Otras renovables	73	38	16,9	-	-	238	43,9	-	-	321	37,7	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	71	3,9	-	-	529	11,3	-	-	738	6,7	-	-

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

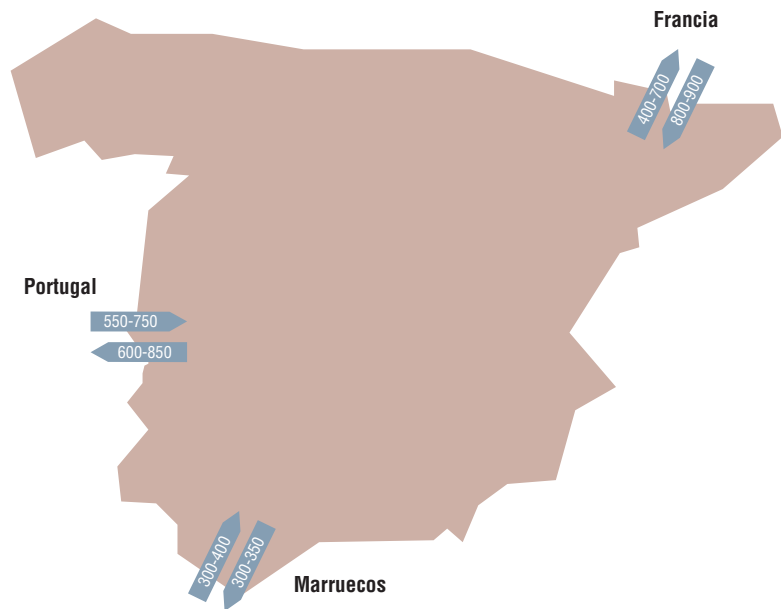
(*) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

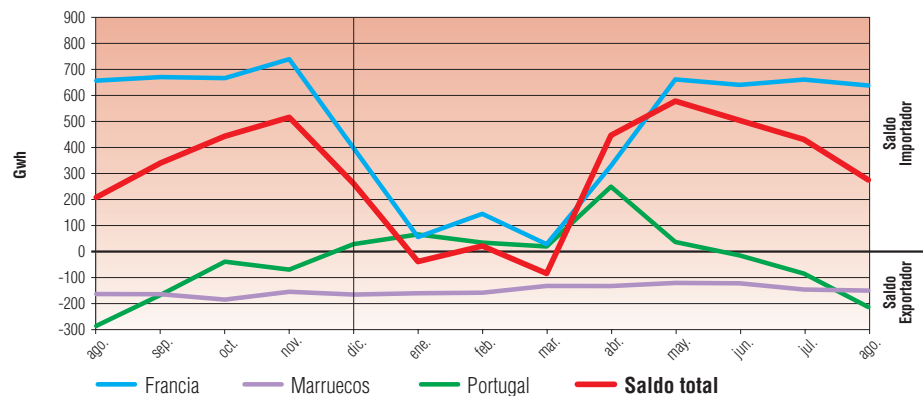
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de agosto ha ascendido a 1.109 GWh, un 3,5% menos que en el mismo mes de 2000. El 62,4% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 276 GWh.
- El 56,5% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en agosto a 456 GWh, el 41,2% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,4% restante.
- En agosto, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Francia con 263 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 260 GWh, y Marruecos, 103 GWh. Por el contrario, este mes no se ha producido intercambio alguno con Andorra.
- En el periodo enero-agosto, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 8.089 GWh, un 9,2% menos que el mismo periodo de 2000. El 59,0% de esta energía, valor muy similar al del mismo periodo del año 2000, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 417 GWh. El 22,4% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 39,4% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.455 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,6% del volumen y aportó un saldo importador de 99 GWh.
- Tras el dato de agosto, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 2.136 GWh, un 25,8% inferior al obtenido el mismo periodo de 2000, debido en su mayor parte al cambio de signo de los intercambios realizados por los agentes, que han exportado un 19% por encima de sus importaciones.
- El 50,2% del volumen total de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) durante el periodo enero-agosto ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 31,0% con Portugal, el 16,1% con Marruecos y el 2,7% 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.

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 AGOSTO 2001 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



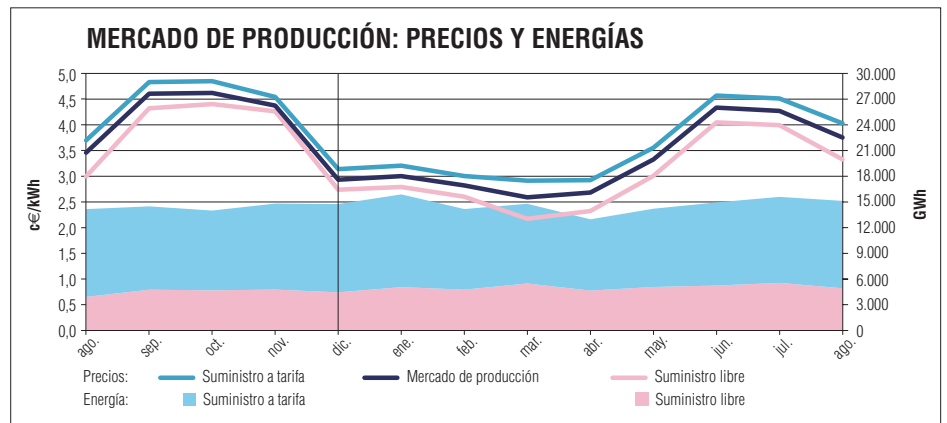
Intercambios internacionales (GWh)*	Agosto			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	0	0	0	-131	-131	0	-230	-230
Francia	249	-14	235	1.059	-754	305	2.131	-808	1.322
Marruecos	0	-103	-103	3	-605	-602	3	-935	-932
Portugal	13	-226	-213	542	-612	-69	753	-1.043	-290
Mercado: Agentes	262	-343	-81	1.604	-2.101	-497	2.886	-3.017	-130
Francia	409	0	409	2.821	0	2.821	4.345	0	4.345
Marruecos	0	-47	-47	0	-367	-367	0	-555	-555
Mercado: Contratos REE	409	-47	362	2.821	-367	2.455	4.345	-555	3.790
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	0	0	351	-232	120	370	-232	139
Marruecos	0	0	0	0	-160	-160	0	-309	-309
Portugal	0	-22	-22	223	-103	120	223	-113	110
Contratos bilaterales	0	-22	-22	574	-494	80	593	-653	-60
Andorra	0	0	0	4	-1	3	5	-2	2
Francia	0	-5	-5	53	-10	43	69	-10	60
Marruecos	1	0	1	8	0	8	10	-2	8
Portugal	21	0	21	48	-4	44	53	-24	29
Apoyo y desvíos	22	-5	17	113	-14	99	137	-38	99
Total intercambios	692	-417	276	5.113	-2.976	2.136	7.961	-4.263	3.698

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- En agosto, el precio medio del mercado de producción experimenta un fuerte descenso, situándose por debajo de los 4 c€/kWh por primera vez en los últimos tres meses.
- El precio medio ha sido 3,751 c€/kWh, un 12,1% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.467 GWh. Respecto de agosto de 2000, el precio ha aumentado un 8,5%, frente a un aumento del 6,9% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,612 c€/kWh, un 2,6% 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 10.193 GWh, lo que supone una disminución del 0,5% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,026 c€/kWh, un 10,7% menor que el mes anterior y un 8,9% más que el mismo mes de 2000.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.919 GWh, un 11,4% menos que el mes pasado y un 25,7% más que hace un año. Esta cifra representa el 31,8% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 3,326 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 17,4% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del



Precios	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/jul.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	3,751	-12,1	8,5	3,363	-11,7	3,612	-2,6
Mercado diario	2,991	-17,0	8,2	2,658	-13,2	2,908	-1,0
Otros mercados	0,303	48,5	28,3	0,246	79,1	0,246	102,6
Garantía de potencia	0,458	-0,7	0,3	0,459	-24,4	0,459	-29,6
Suministro a tarifa (**)	4,026	-10,7	8,9	3,605	-11,4	3,846	-2,9
Mercado diario	2,998	-17,0	8,0	2,670	-13,3	2,925	-0,8
Otros mercados	0,333	45,4	20,7	0,289	70,8	0,289	88,4
Garantía de potencia	0,694	3,6	7,6	0,646	-21,2	0,633	-26,7
Suministro libre (***)	3,326	-16,7	11,1	3,047	-9,4	3,330	2,2
Mercado diario	2,993	-17,3	8,5	2,669	-13,3	2,933	-1,0
Otros mercados	0,333	30,6	41,3	0,239	61,2	0,241	77,1
Garantía de potencia	0,000	-	-	0,139	1,2	0,156	-1,1

Energías	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jul.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	15.467	-3,1	6,9	120.543	2,8	180.500	3,5
Suministro a tarifa (**)	10.193	1,6	-0,5	76.874	-5,5	116.230	-5,7
Suministro libre (***)	4.919	-11,4	25,7	40.728	25,8	59.375	29,0
Contratos bilaterales	22	-75,7	-60,1	1.075	19,3	1.401	55,6

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
X1	4,573	2,696	2,586	2,493	2,408	2,441	2,644	3,497	4,837	5,422	5,613	5,797	6,015	5,934	5,493	5,469	5,616	5,719	5,714	5,546	5,372	5,417	5,413	4,595	4,781
J2	4,772	2,802	2,579	2,561	2,510	2,550	2,733	3,388	4,694	5,468	5,589	5,757	5,896	5,998	5,503	5,460	5,639	5,729	5,649	5,517	5,400	5,419	5,447	4,688	4,774
V3	4,355	2,766	2,594	2,561	2,602	2,552	2,851	2,995	4,296	5,197	5,399	5,515	5,726	5,709	5,203	4,847	4,867	4,640	3,950	3,532	4,116	5,213	5,132	3,713	4,275
S4	3,963	3,450	2,629	2,542	2,450	2,423	2,407	2,364	2,531	3,090	3,364	3,663	3,806	3,783	3,426	3,135	2,959	2,948	2,983	2,992	3,159	4,207	4,490	3,713	3,221
D5	3,557	3,087	2,819	2,547	2,422	2,414	2,400	2,293	2,343	2,506	2,849	2,855	2,988	3,120	3,066	2,993	2,972	2,865	2,843	2,841	2,896	3,740	4,608	3,916	2,997
L6	3,174	2,462	2,284	2,130	2,128	2,200	2,429	2,766	3,765	3,904	4,541	4,407	4,569	4,655	4,327	4,012	4,129	4,480	4,536	4,421	3,871	4,528	4,415	3,873	3,779
M7	3,991	2,529	2,358	2,307	2,325	2,300	2,471	2,701	2,806	3,923	4,785	4,840	5,127	5,132	4,801	4,822	4,905	4,900	4,827	4,697	4,083	4,689	4,758	4,399	4,035
X8	3,392	2,532	2,449	2,325	2,314	2,328	2,402	2,605	2,609	3,780	4,601	4,744	4,999	4,984	4,843	4,861	4,945	4,994	5,030	4,968	4,653	4,800	4,764	3,697	3,994
J9	3,391	2,482	2,424	2,387	2,397	2,376	2,471	2,616	2,397	3,308	4,776	4,653	4,924	5,041	5,014	4,938	5,009	4,931	4,980	5,016	4,703	4,886	4,941	3,610	3,985
V10	2,859	2,538	2,420	2,384	2,420	2,404	2,597	2,659	2,664	2,927	3,366	3,558	4,114	4,162	3,593	3,488	3,552	3,510	3,456	3,423	3,322	3,874	3,632	3,113	3,210
D11	3,653	3,011	2,663	2,464	2,437	2,405	2,360	2,335	2,513	3,012	3,429	3,755	3,899	3,884	3,375	3,330	3,193	3,184	3,199	3,179	3,266	3,951	4,109	3,304	3,204
S12	3,519	3,070	2,790	2,569	2,453	2,366	2,361	2,246	2,296	2,563	2,801	2,930	2,942	2,948	2,938	2,913	2,902	2,884	2,929	2,914	3,000	3,351	4,034	3,352	2,907
L13	2,967	2,660	2,563	2,489	2,408	2,391	2,740	2,866	3,091	3,499	3,606	3,970	4,160	4,143	3,926	3,798	4,181	4,399	4,405	3,959	3,614	3,722	4,011	3,108	3,515
M14	2,967	2,891	2,685	2,527	2,481	2,473	2,670	2,803	3,003	3,399	3,547	3,871	3,930	3,816	3,570	3,571	3,761	3,889	3,716	3,585	3,542	3,603	3,861	3,257	3,356
X15	3,576	3,157	2,939	2,637	2,534	2,487	2,399	2,366	2,397	2,524	2,743	2,957	2,971	2,952	2,984	2,965	2,889	2,847	2,783	2,759	2,861	3,276	3,617	3,258	2,894
J16	3,133	3,013	2,765	2,669	2,609	2,609	2,749	2,856	3,054	3,223	3,530	4,275	4,188	4,172	3,999	3,987	4,355	4,383	4,379	3,898	3,297	4,141	4,047	3,160	3,584
V17	3,088	2,996	2,804	2,704	2,687	2,682	2,775	2,902	3,155	3,432	3,750	4,227	4,057	3,963	3,747	3,803	3,805	3,754	3,772	3,514	3,336	3,627	4,042	3,534	3,463
S18	3,872	3,135	2,597	2,455	2,331	2,270	2,294	2,187	2,519	3,194	3,938	3,827	4,080	4,103	3,619	3,341	3,227	3,182	3,176	3,175	3,234	3,980	4,198	3,308	3,265
D19	2,831	2,785	2,551	2,380	2,341	2,317	2,328	2,288	2,333	2,531	2,749	2,896	2,944	3,010	2,998	2,969	2,930	2,732	2,778	2,752	3,004	3,447	3,616	3,376	2,821
L20	3,064	2,847	2,736	2,517	2,366	2,505	2,730	2,969	2,961	3,429	4,021	4,149	4,187	4,150	4,094	4,165	4,662	4,546	4,689	4,454	3,622	4,333	4,271	3,142	3,696
M21	3,261	2,995	2,813	2,736	2,660	2,647	2,804	2,935	3,052	3,543	3,991	4,269	4,818	4,858	4,807	4,790	4,956	4,975	4,852	4,765	4,337	4,924	4,757	3,489	3,997
X22	3,049	2,946	2,736	2,684	2,618	2,608	2,787	2,921	3,096	3,493	3,760	4,152	4,512	4,584	4,467	4,449	4,866	4,812	4,527	4,381	4,333	5,032	4,358	3,548	3,855
J23	3,051	3,084	2,814	2,744	2,720	2,720	2,851	2,977	3,064	3,619	3,669	4,130	4,446	4,680	4,467	4,430	4,680	4,675	4,518	4,445	4,126	4,870	4,724	3,528	3,862
V24	3,820	3,240	3,006	2,963	2,879	2,873	3,067	3,162	3,200	4,066	4,191	4,565	4,997	5,126	4,919	4,894	4,918	4,612	4,574	4,452	4,333	5,510	4,900	3,803	4,157
S25	4,666	3,973	3,125	2,819	2,743	2,720	2,703	2,688	2,898	3,661	4,378	4,286	4,826	4,804	4,377	4,206	3,946	4,133	4,245	4,210	4,755	5,895	5,732	4,611	4,073
D26	3,584	3,361	2,972	2,860	2,738	2,704	2,707	2,680	2,636	2,854	3,246	3,328	3,419	3,332	3,325	3,295	3,226	3,192	3,227	3,226	3,411	3,908	4,335	3,616	3,243
L27	3,345	2,836	2,687	2,622	2,497	2,516	2,713	2,774	2,974	3,310	3,632	3,908	4,124	4,204	4,075	4,060	4,618	4,721	4,731	4,643	4,558	4,977	4,335	3,631	3,777
X28	3,422	3,088	2,857	2,811	2,629	2,659	2,873	3,014	3,113	3,773	3,922	4,512	4,559	4,754	4,609	4,442	4,768	4,920	4,990	4,600	4,618	5,188	4,397	3,715	4,005
M29	3,473	3,103	2,916	2,851	2,844	2,855	3,026	3,385	3,275	3,908	4,174	4,907	5,023	5,114	4,894	4,839	4,960	5,011	4,965	4,865	4,813	5,084	4,795	3,638	4,203
J30	3,630	3,348	3,056	3,004	2,968	3,016	3,518	3,799	3,618	3,956	4,789	4,834	5,014	4,966	4,835	4,806	4,973	4,883	4,856	4,413	4,193	4,877	4,390	3,559	4,203
V31	3,651	3,192	2,854	2,786	2,650	2,626	2,972	3,489	3,464	3,693	4,724	4,762	4,921	4,899	4,760	4,415	4,727	4,750	4,808	4,474	4,523	4,910	4,585	3,538	4,065
Media	3,549	2,974	2,714	2,603	2,540	2,537	2,685	2,853	3,093	3,615	4,051	4,276	4,470	4,493	4,256	4,176	4,312	4,325	4,281	4,119	3,992	4,528	4,484	3,645	3,751

Mínimo: 2,128 Precios de 2,128 a 3,336 Precios de 3,336 a 4,447 Precios de 4,447 a 6,015 Máximo: 6,015
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 2000.

pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

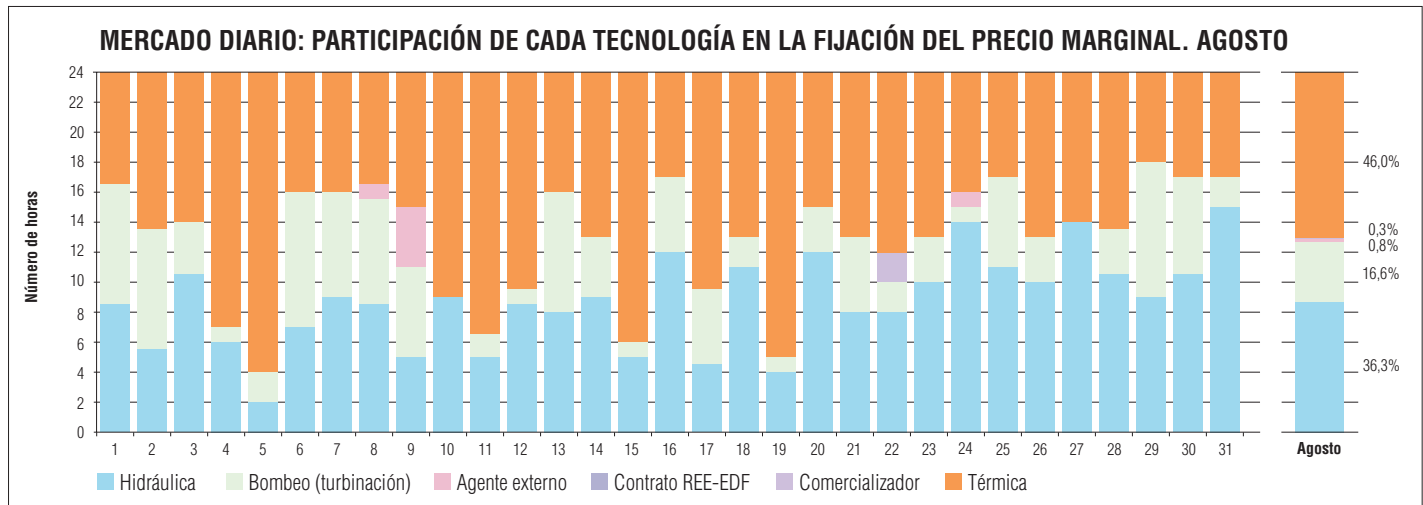
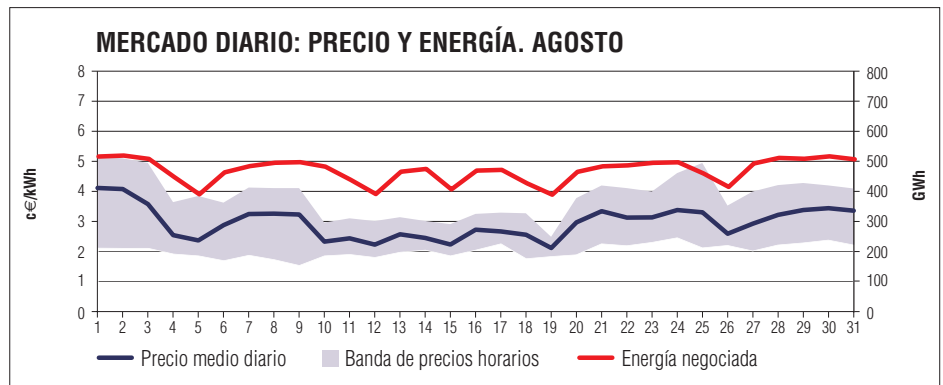
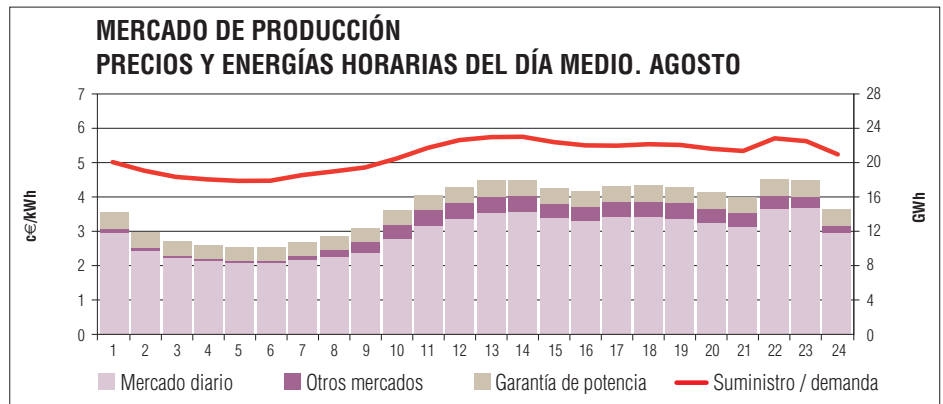
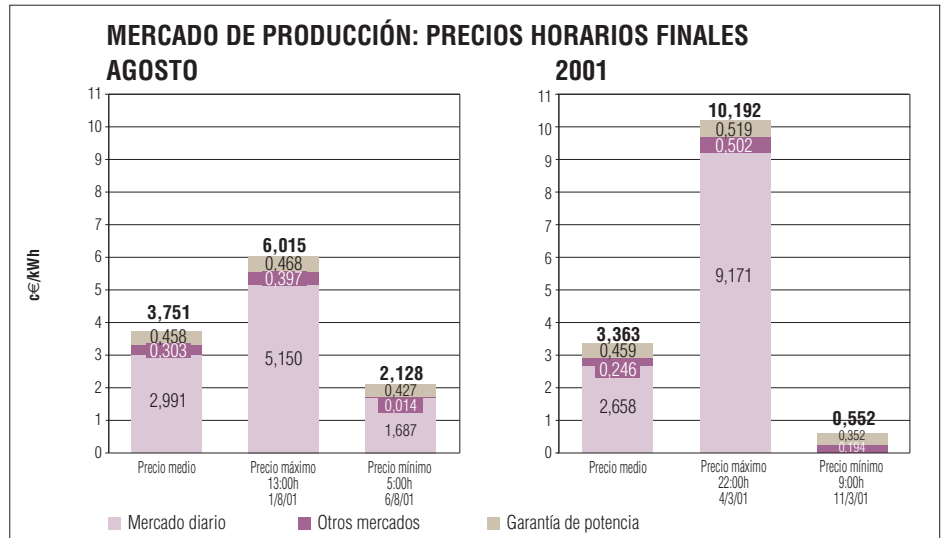
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de agosto, precio valle, ha sido 2,797 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,074 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,015 c€/kWh, en la hora 13 del miércoles 1, mientras que el precio mínimo fue 2,128 c€/kWh en las hora 5 del lunes 6. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 2,83 veces, valor ligeramente inferior al registrado el mes anterior.
- 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 2,5 y 4,5 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 17,9 y 23,0 GWh.

Mercado diario

- En agosto, el precio medio del mercado diario ha sido 2,991 c€/kWh, la energía intercambiada 14.670 GWh y el volumen económico contratado de 438,74 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 94,9% de la energía y el 75,6% del volumen económico.
- En agosto los precios medios manifestaban una tendencia decreciente a lo largo de las tres primeras semanas del mes. Los precios de los días laborales se han situado en el entorno de los 3 c€/kWh en las dos primeras semanas, bajando hasta los 2,5 c€/kWh en la tercera semana, para finalizar el mes con valores cercanos a los 3,5 c€/kWh. Durante los fines de semana el precio



medio se ha situado alrededor de los 2,5 c€/kWh.

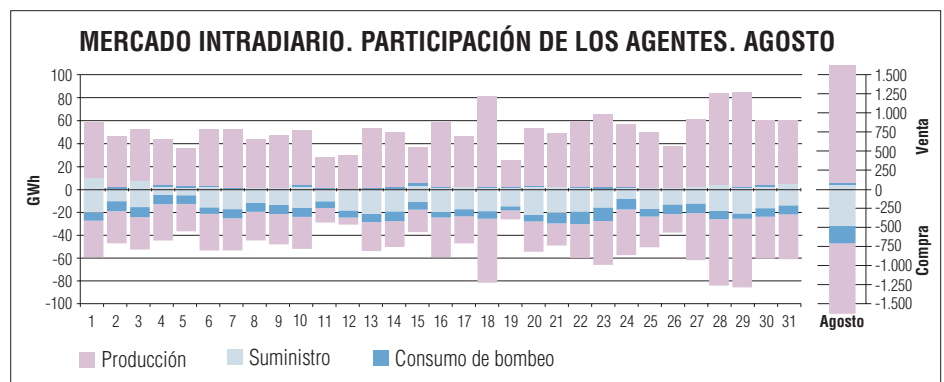
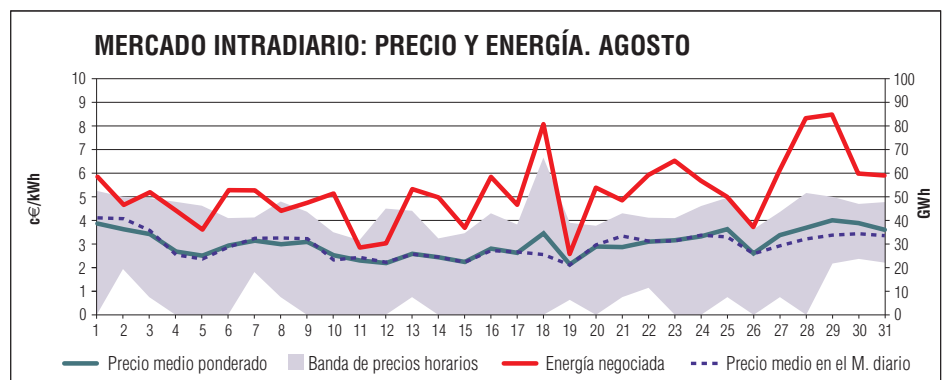
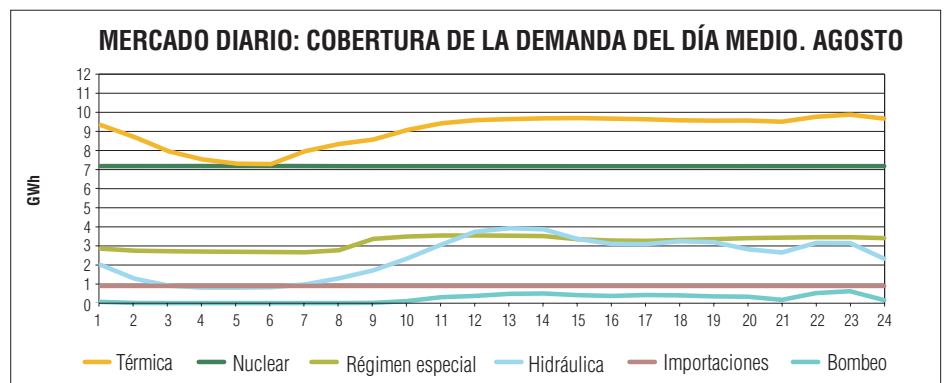
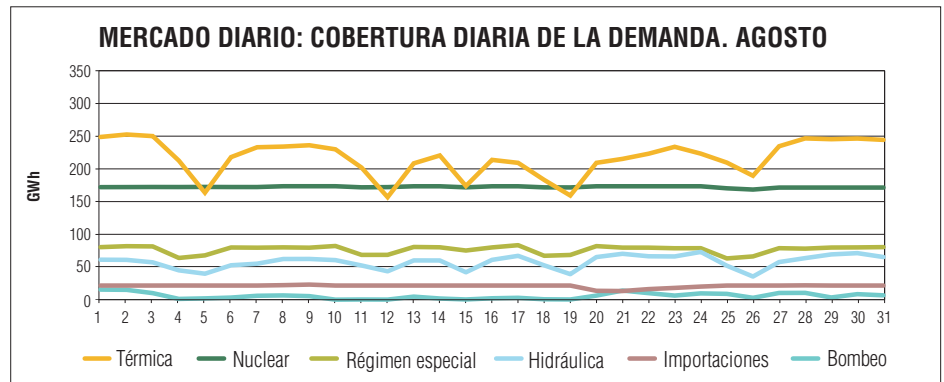
- El precio mínimo del mes, 1,527 c€/kWh, se ha registrado en la hora 9 del jueves 9, y el precio máximo del mes, 5,150 c€/kWh, en la hora 13 del miércoles 1.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, una ligera disminución de la producción térmica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 46,0% de las horas frente al 53% de las hidráulicas y de bombeo, valores ambos muy similares a los del mes anterior. El contrato de RED ELÉCTRICA no ha marcado el marginal este mes, mientras que las unidades de agente externo sólo lo han hecho seis horas. Asimismo, los comercializadores, actuando como agentes vendedores en el mercado diario en aplicación de la regla 4.1.1 de las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica aprobadas en Resolución de 5 de abril de 2001, por primera vez han marcado marginal en 2 horas del mes.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,129 c€/kWh, un 10,6% menos que el mes anterior y un 4,6% superior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.616 GWh, un 15,1% más que el mes anterior. De esta energía, el 62,2% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 37,8% restante, 611 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 205 GWh, y al suministro, 406 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,007 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1.152, 184, 86, 44, 48 y 101 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 2,3 y 4,4 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de agosto ha sido de 70,79 M€, suponiendo un sobre coste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,458 c€/kWh, valor ligeramente inferior al del mes



- anterior y que supone el 12,2% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 0,63 M€, con una repercusión sobre el

precio medio del mercado de producción de -0,004 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 22 GWh en el mes de agosto, un 75,7% menos que el mes anterior.

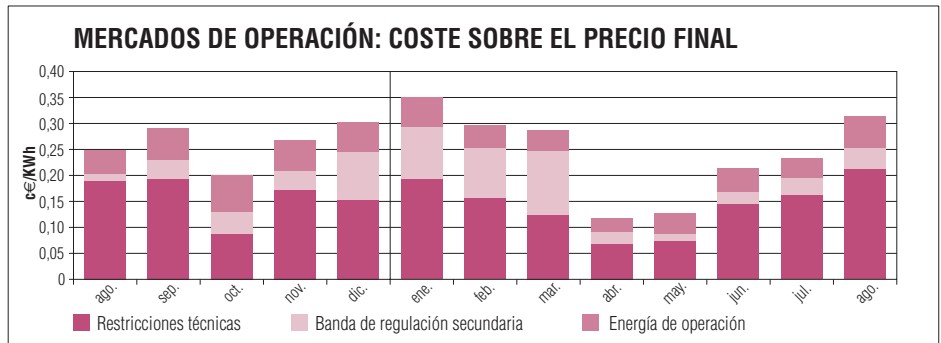
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en agosto ha sido 0,313 c€/kWh, un 33,2% superior al del mes de julio, suponiendo un 7,8% del precio final del mercado de producción.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 568 GWh, un 3,9% de la energía correspondiente al mercado diario, un 7,2% más que en julio. Este aumento ha sido debido al gran número de descargos realizados en la red y al hecho de que en algunos días y zonas, a fin de resolver restricciones técnicas del PBF, llegaron a acoplarse todos los recursos de producción térmica disponibles. Respecto al mismo mes del año anterior, se ha programado un 17,5% más de energía por restricciones, siendo esto debido al incremento de la demanda respecto al año anterior (8,59%) y al gran número de descargos realizados en la red. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 9,174 c€/kWh, un 1,5% inferior al del mes de julio.

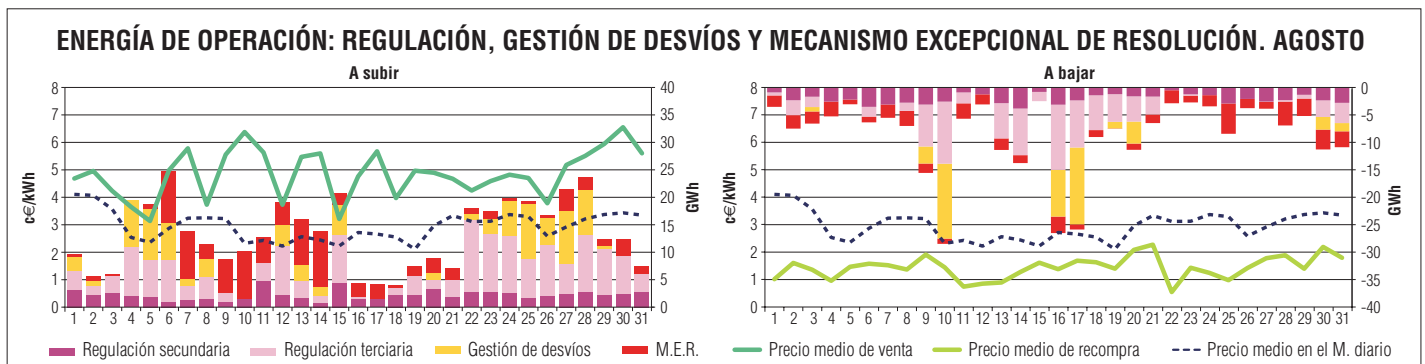
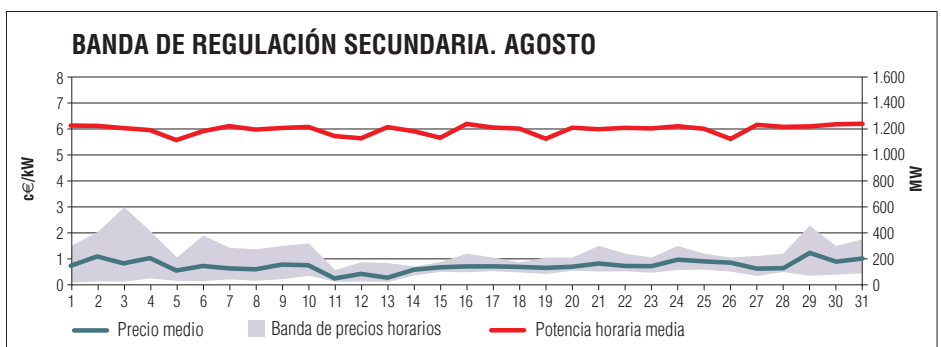
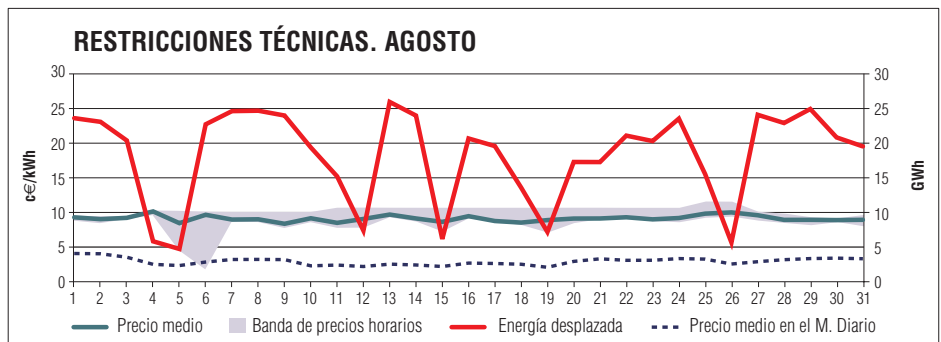
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.200 MW, repartidos en 686 MW a subir y 514 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,742 c€/kW, un 19,9% más que en julio. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,042 c€/kWh, un 23,5% más que el mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 687 GWh, repartida en 416 GWh a subir y 271 a bajar, un 22,5% más que en julio. El precio medio de venta ha sido 4,769 c€/kWh y el de recompra 1,517 c€/kWh, valores ligeramente inferiores al mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,059 c€/kWh, un 51,3% superior a julio. En agosto la relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,53.



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 (*)	0,212	568		9,174	
Banda de regulación secundaria (**)	0,042	686	514	0,742	
Energía de operación (***)	0,059	416	271	4,769	1,517
Regulación secundaria		67	65	3,871	2,125
Regulación terciaria		160	94	4,232	1,742
Gestión de desvíos		91	49	3,565	2,023
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		97	63	7,409	0,168
Total	0,313				

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



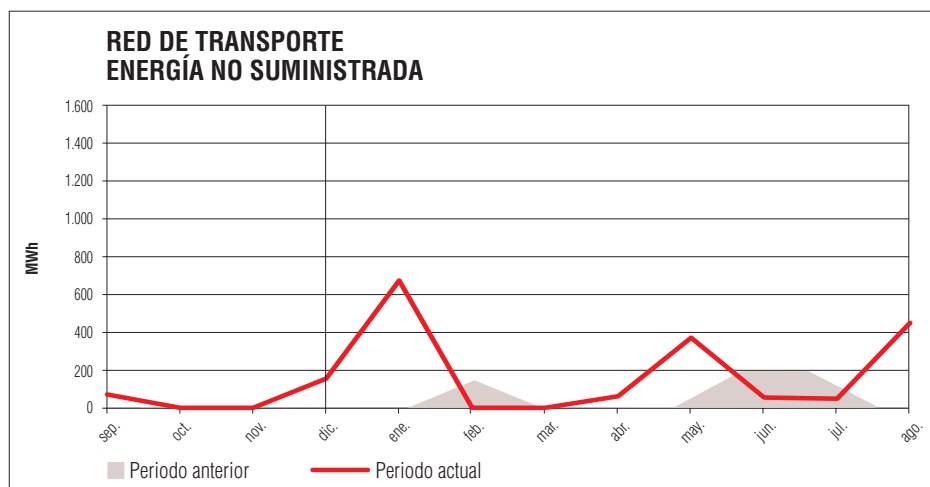
4. RED DE TRANSPORTE

- 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.
- Durante el mes de agosto se han producido cuatro cortes de mercado con una ENS total de 344,5 MWh: dos en Galicia con una ENS de 294 y 16,3 MWh, uno en Zumárraga con una ENS de 33,3 MWh y el último en Cantabria con una ENS de 0,8 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 1.764,4 MWh, de los que 106,2 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 1.658,3 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo periodo se situó en 4,580 minutos, 3,045 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado de este mes y las que se produjeron el pasado mes de enero, a las que hay que añadir las pérdidas de menor cuantía registradas en los meses de septiembre y diciembre de 2000 y abril, mayo, junio y julio de 2001.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de agosto ha sido del 97,5%. Esta tasa, muy similar a la registrada en agosto de 2000, es la segunda más baja de los ocho meses transcurridos del año, consecuencia de las indisponibilidades programadas por otras causas ajenas al mantenimiento, que alcanzaron este mes el 2,3%.
- Tras el registro de agosto, la disponibilidad acumulada de las líneas de Red Eléctrica de España durante el año 2001 se ha situado en el 98,2%, medio punto inferior a la del mismo periodo del año anterior. Esta tasa acumulada sitúa la disponibilidad en términos interanuales en el 98,0%, valor similar al contabilizado en el mismo periodo del año anterior.

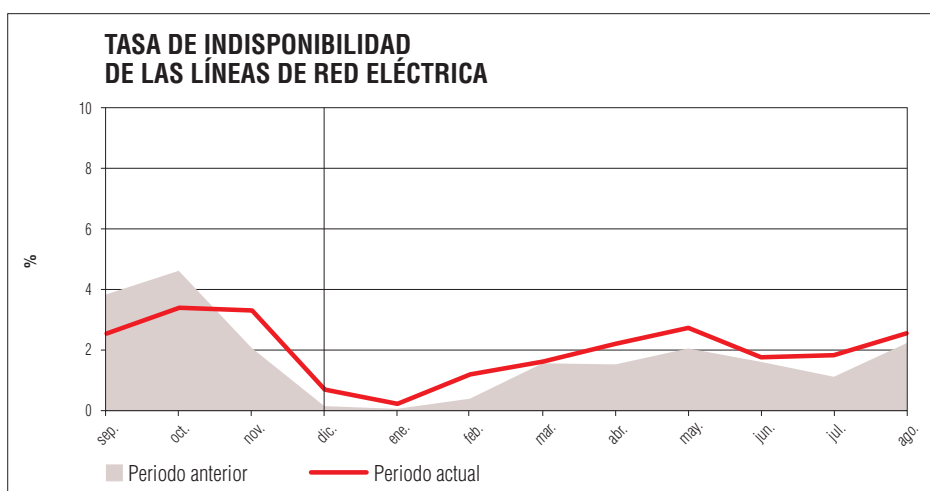
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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

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



Red de transporte Calidad del servicio	Agosto	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	344,5	1.541,4	1.764,4
RED ELÉCTRICA	0,0	106,2	106,2
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	4,580
RED ELÉCTRICA	-	-	0,276



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,2	-77,8	0,7	23,1	0,7	-6,8
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-69,4	0,1	36,2	0,1	45,7
Otras causas ajenas al mantenimiento	2,3	118,6	1,0	53,8	1,2	29,5
Total	2,5	14,6	1,8	39,5	2,0	14,4

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 8 del año 2001, correspondiente al periodo enero-agosto, ascendieron a 6.237,42 M€, de los cuales el 92,1% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,5% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 7,4% a peajes.
- Del total de ingresos, el 11,6%, 723,29 M€, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos, 350,51 M€

corresponden a la retribución fija o costes transitorios.

- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 8, una vez descontado el importe destinado al pago de la prima de carbón del año 2000, que asciende a 123,38M€, supone el 32,5% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para el 2001. Este porcentaje es veintisiete puntos inferior al que correspondería a este periodo de acuerdo a la distribución temporal de costes de las actividades

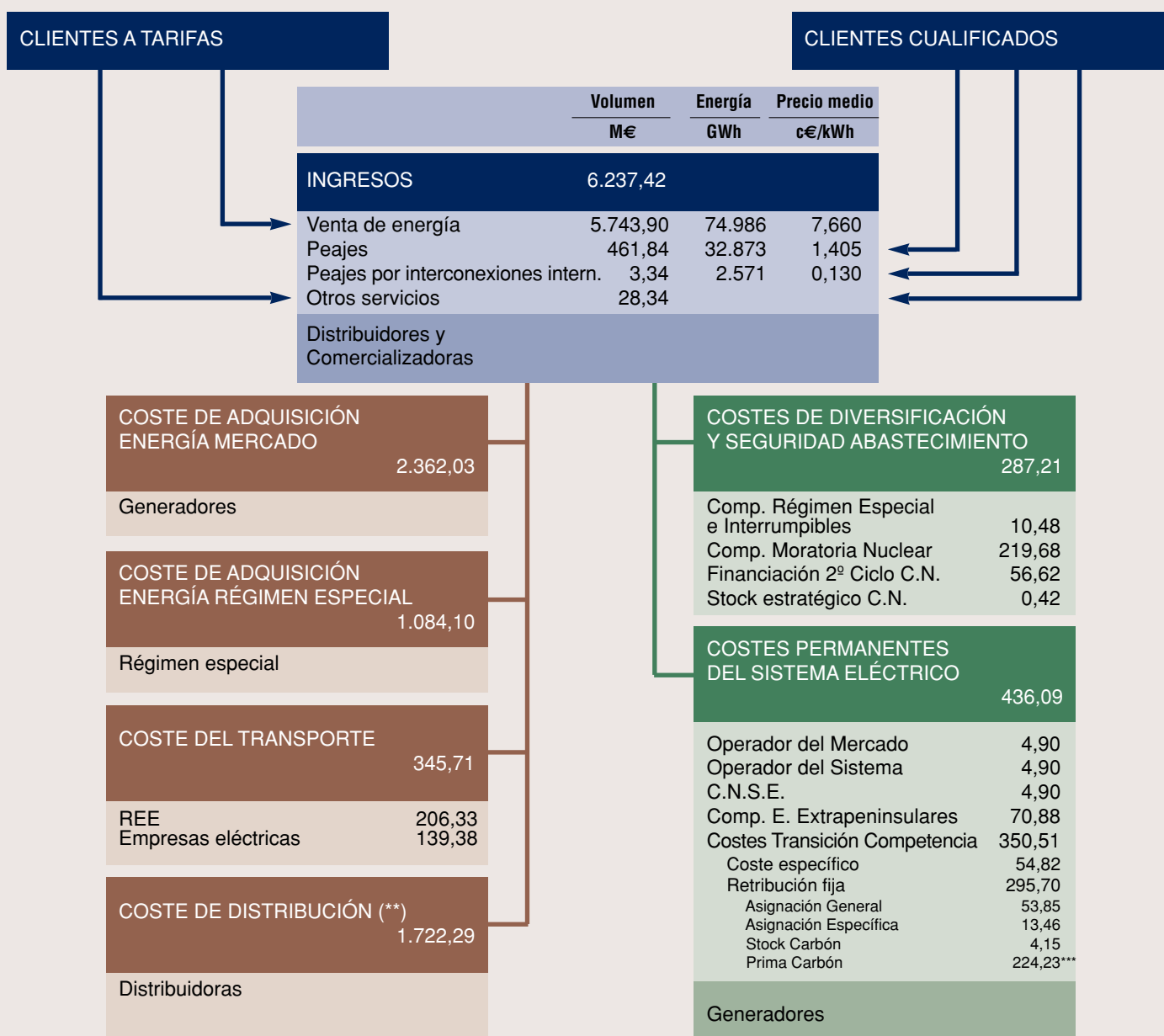
reguladas que se establece en el procedimiento de liquidaciones.

- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 8 del año 2001, se ha elevado a 2.362,03 M€ correspondientes a una energía estándar de 65.540 GWh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, diferencia de la que, provisionalmente, se deriva un incentivo negativo para las empresas distribuidoras de alrededor de 173 M€.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 8, 2001. Periodo Enero-Agosto (*)



(*) 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

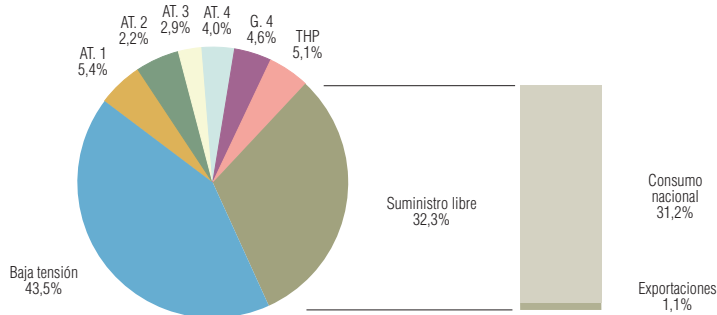
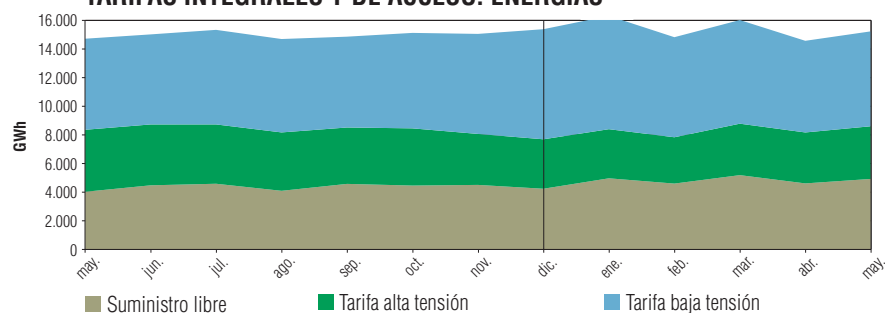
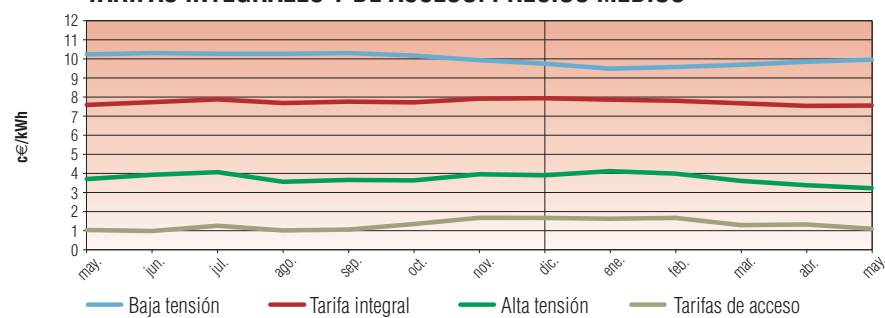
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) De este importe, 123,38 M€ corresponden al año 2000, según Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de Marzo de 2001.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en mayo se elevó a 10.319 GWh, un 3,6% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es una de las más bajas de los últimos meses consecuencia, por un lado, del crecimiento de la demanda registrado en mayo y, por otro, de la comparación con un mes, mayo de 2000, más homogéneo que los meses precedentes en términos de volumen de energía que ha salido al mercado libre.
- En el periodo enero-mayo de 2001, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 52.729 GWh, un 4,1% menos que en el mismo periodo del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es casi seis puntos inferior a la que se registro en mayo de 2000, lo que indica una desaceleración en el ritmo de salida de consumo de la tarifa regulada debido a que la comparación con el mismo periodo del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el periodo enero-mayo ha sido 7,702 c€/kWh, un 1,1% inferior al del mismo periodo de 2000, consecuencia del descenso medio de tarifas del 2,22% aprobado en el R.D. 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001.
- En mayo la energía consumida en el mercado libre representó el 32,3% del consumo total, 1,1 punto más que en abril, con lo que en el periodo enero-mayo este porcentaje se sitúa en el 31,6%, 5,4 puntos más que en el mismo periodo del año 2000.
- El precio medio de las tarifas de acceso en mayo ha sido de 1,093 c€/kWh, con lo que el precio medio del periodo enero-mayo se ha situado en 1,391 c€/kWh, un 5,0% mayor que en los primeros cinco meses de 2000, 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.

SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. MAYOSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

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)	824	-41,1	6,334	-3,2	4.171	-39,8	6,348	-3,6	12.521	-38,3	6,390	-1,3
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	333	-7,4	3,028	-6,4	1.544	-11,5	3,345	-4,0	3.913	-9,7	3,410	-4,1
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	445	-18,3	2,438	10,7	2.358	-3,3	2,671	4,5	5.751	-1,5	2,603	1,7
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	602	26,9	1,716	-5,6	2.245	12,1	2,180	2,6	5.162	8,5	2,137	2,6
G.4 (Grandes consumidores)	698	2,3	2,218	1,1	3.401	2,0	2,258	2,5	8.126	2,5	2,223	1,0
Tarifa horaria de potencia	782	-10,8	2,525	1,3	3.797	-6,7	3,538	2,5	9.494	-13,9	3,283	-0,3
Alta tensión	3.683	-15,0	3,222	-13,0	17.515	-14,6	3,651	-10,4	44.968	-17,0	3,749	-9,9
Baja tensión	6.636	4,2	9,975	-2,7	35.214	2,2	9,717	-2,8	82.371	3,1	9,964	-2,1
Sistema peninsular	10.319	-3,6	7,565	-0,5	52.729	-4,1	7,702	-1,1	127.339	-5,0	7,769	0,3
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.761	24,3	1,127	5,0	22.503	24,4	1,491	5,3	51.176	36,0	1,424	3,8
Exportaciones	167	-16,0	0,114	6,6	1.806	30,3	0,145	7,0	4.097	53,0	0,131	-2,6
Total	4.928	22,3	1,093	6,5	24.309	24,8	1,391	5,0	55.273	37,1	1,328	3,0

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



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>