

ENERGÍA ELÉCTRICA

JULIO 2001. Nº 38



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	
• Balance eléctrico por Comunidades Autónomas. 2000	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central Solar San Agustín de Guadalix
Central Térmica Compostilla

Fecha de redacción: 19 de septiembre 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 julio, el consumo de energía eléctrica ha mantenido la línea de elevado crecimiento de los últimos dos meses al alcanzarse una demanda de 17.872 GWh, un 7,8% superior a la del mismo mes del año anterior.
- Las temperaturas registradas en julio, más suaves que las del año anterior, han tenido un efecto negativo sobre la demanda del 0,6%, mientras que la laboralidad tuvo una ligera influencia positiva de un 0,2%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 8,2%. Esta tasa, la más alta que se registra desde agosto de 2000, supera en tres puntos a la de julio del año anterior e igualmente es dos puntos mayor que la tasa de incremento medio de esta magnitud durante el primer semestre de 2001.
- Después de un primer cuatrimestre del año de moderado crecimiento del consumo eléctrico, el fuerte repunte de los tres últimos meses ha situado el incremento acumulado de la demanda en el período enero-julio en el 5,3%, un punto menos que en el mismo período del año anterior. Sin embargo, en términos de demanda corregida el crecimiento es similar al registrado en los primeros siete meses de 2000, situándose en el 6,3%.
- Al igual que el mes pasado, el escaso producible hidráulico registrado en julio ha conllevado a una participación de la producción hidroeléctrica en la estructura de producción mensual del 12,5%, la más baja desde el pasado mes de octubre y diecinueve puntos inferior a la contribución acumulada de esta tecnología en el primer semestre del año. Esta menor participación de la producción hidroeléctrica ha favorecido una mayor

aportación de los grupos térmicos convencionales, que este mes han generado el 51,8% de la de la producción bruta total, dieciocho puntos más que su contribución acumulada en 2001 hasta el pasado mes de junio. Por su parte el equipo nuclear ha mantenido el buen comportamiento de los dos últimos meses, generando este mes el 35,7% de la producción bruta mensual, aportación que se sitúa un punto por encima de la contribución media de esta tecnología en los últimos doce meses.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio la demanda ha ascendido a 1.087 GWh, un 8,1% más que en el mismo mes del año anterior, el incremento más alto desde agosto de 2000. Pese al repunte de las tasas de crecimiento que se ha producido en los últimos meses, el crecimiento acumulado durante los primeros siete meses del año ha sido del 6,6%, todavía un punto por debajo del que se alcanzó en el mismo período del año anterior.
- En julio el precio medio del mercado de producción se ha situado en 4,268 c€/kWh, un 1,5% inferior al mes de junio y un 36,2% mayor que el precio medio acumulado en el primer semestre del año. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 2,2% respecto al mes anterior.
- Respecto al mismo mes de 2000, el precio final ha aumentado un 17,5%, debido principalmente al incremento del precio del mercado diario, que ha alcanzado el 22,0%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el período enero-julio ha sido de 3,762 c€/kWh, un 10,3% inferior al del mismo período 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-julio ha sido 6,020 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,541 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,079 c€/kWh, un 35,6% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

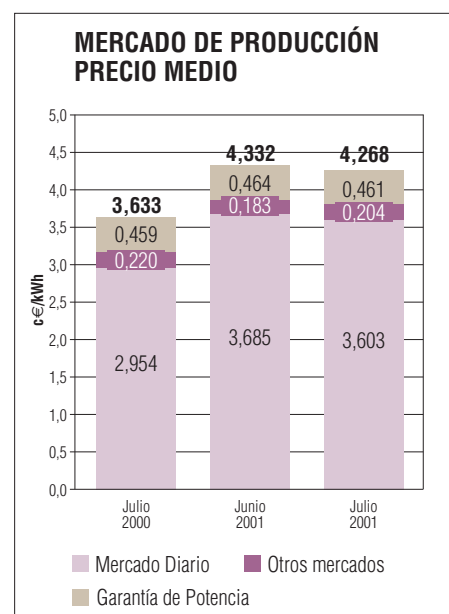
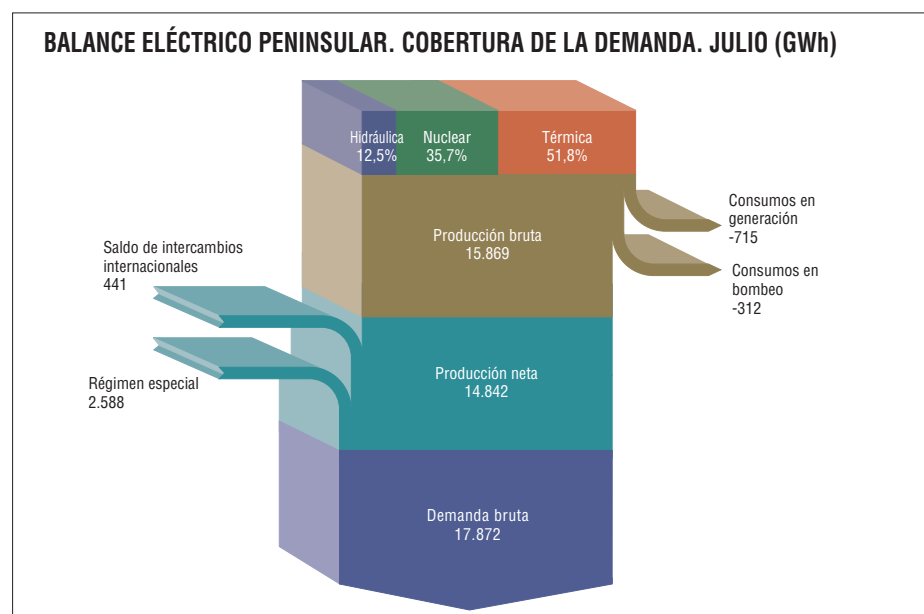
Balance eléctrico	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.842	4,7	99.048	4,2	167.886	4,7
Régimen especial	2.588	21,4	18.479	18,6	29.511	13,8
Intercambios internacionales	441	70,4	1.858	-30,4	3.629	-25,8
Demanda bruta	17.872	7,8	119.386	5,3	201.026	5,2
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	989	6,6	6.060	6,1	10.460	6,2
Régimen especial	99	25,2	458	12,5	736	7,0
Demanda bruta	1.087	8,1	6.518	6,6	11.196	6,3

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

Coste de adquisición de la energía	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	4,879	16,3	4,079	-8,3	4,272	-0,6
En el mercado	4,509	17,3	3,541	-14,1	3,817	-3,5
Al régimen especial	6,313	7,2	6,020	1,2	6,063	2,3
Compras otros agentes en el mercado (**)	3,991	20,4	3,009	-11,9	3,308	1,9
Total	4,608	16,3	3,762	-10,3	3,996	-1,5

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

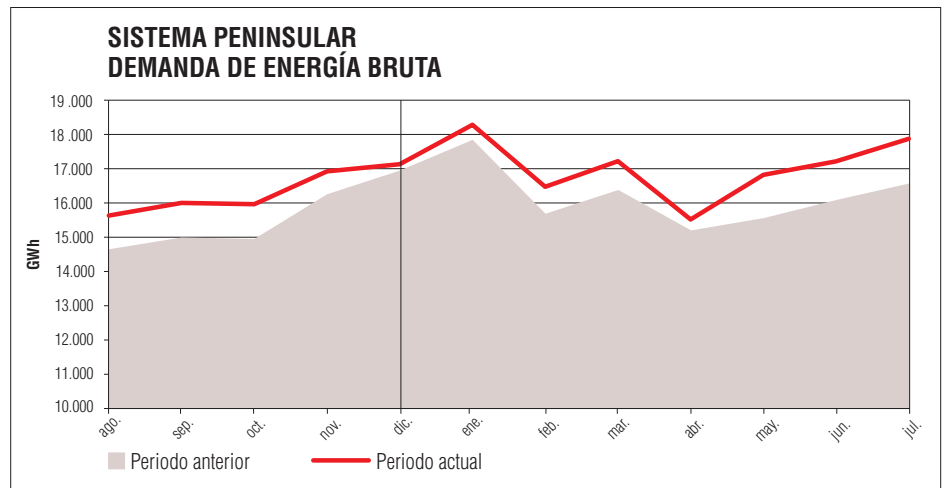
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

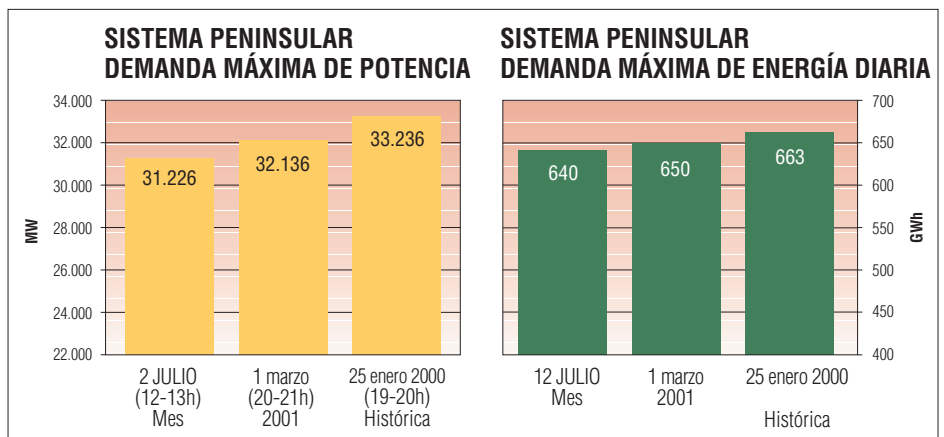
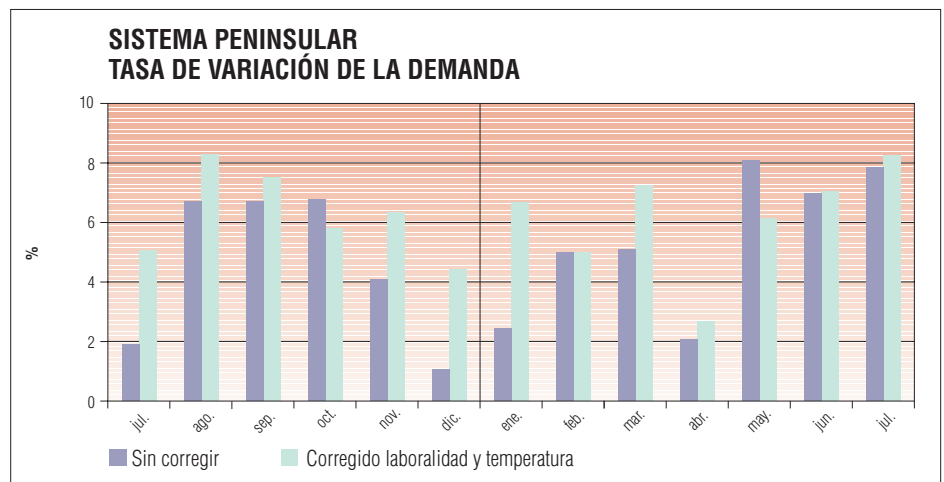
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de julio ascendió a 17.872 GWh, con un crecimiento del 7,8% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una ligera influencia positiva sobre la variación de la demanda, aportando 0,2 puntos su crecimiento.
 - En el conjunto del mes las temperaturas fueron más suaves que las del año anterior, restando 0,6 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media registrada en el mes de julio fue de 22,5 °C, inferior en 0,4 °C a la temperatura media del año anterior y similar al valor característico para este mes.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 8,2%. Esta tasa, la más alta que se registra desde agosto de 2000, supera en algo más de tres puntos a la de julio del año anterior e igualmente es un punto mayor que la estimada para el pasado mes de junio.
- Tras el dato de julio, el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2001 se sitúa en el 5,3%, un punto por debajo del incremento registrado en el mismo periodo de 2000. El efecto conjunto de la laboralidad y las temperaturas en estos primeros siete meses del año ha sido negativo en un 1,0%, con lo que el crecimiento de demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,3%, valor inferior en apenas 0,3 puntos al valor estimado para el mismo periodo del año anterior.
- El día 2 se registró la demanda máxima de potencia horaria del mes con 31.226 MW alcanzados a las 13 horas, mientras que la demanda máxima de energía diaria se registró el día 12 con 640 GWh, valores ambos que superan en aproximadamente un 8% a los máximos registrados en julio del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio la demanda ha ascendido a 1.087 GWh, un 8,1% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, aunque es la más elevada desde agosto de 2000 y algo más de tres puntos superior a la registrada en julio del año anterior, sitúa el crecimiento acumulado durante los primeros siete meses del año en el 6,6%, todavía un punto por debajo del registrado en el mismo periodo de 2000.



Demanda bruta	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	17.872	7,8	119.386	5,3	201.026	5,2
Efectos						
Laboralidad	-	0,2	-	-0,3	-	-0,2
Temperatura	-	-0,6	-	-0,7	-	-0,9
Activ. económica y otros	-	8,2	-	6,3	-	6,3
Sistemas extrapeninsulares	1.087	8,1	6.518	6,6	11.196	6,3

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

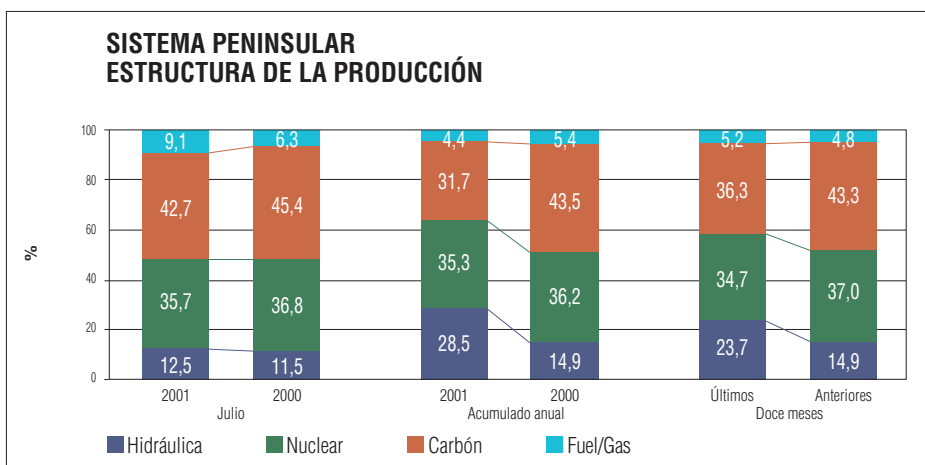
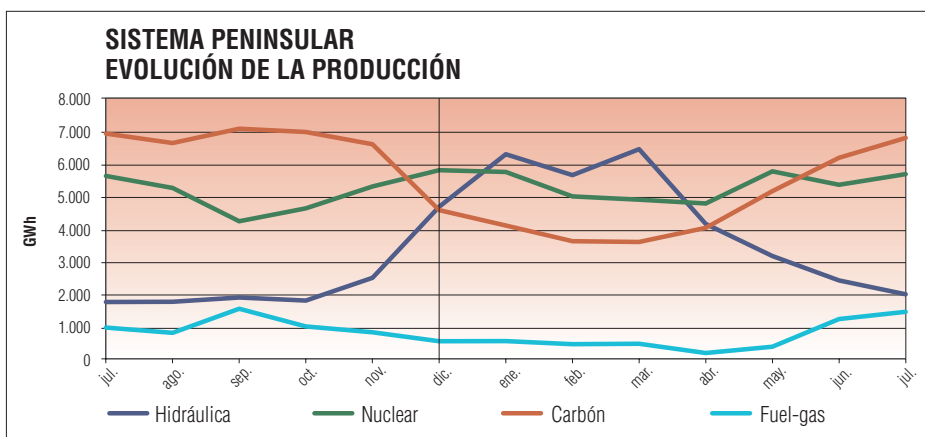
- La producción bruta peninsular ascendió en julio a 15.869 GWh, un 4,2% superior a la registrada en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento se encuentra entre las más elevadas del año transcurrido, consecuencia del elevado crecimiento de la demanda registrado este mes.
- El bajo producible hidroeléctrico registrado en julio, ha conducido por segundo mes consecutivo a un bajo registro de la producción de los grupos hidráulicos, 1.981 GWh, que representa el 12,5% de la producción bruta mensual, la participación más baja desde octubre y diecinueve puntos por debajo de su contribución media durante el primer semestre del año.
- Por su parte, en julio se ha mantenido el buen comportamiento de la generación de los grupos nucleares, que este mes ha alcanzado una producción de 5.667 GWh, una de las más elevadas de siempre, favorecida por la ausencia casi total de actuaciones programadas en las centrales. Esta generación representa el 35,7% de la producción bruta mensual, aportación que se sitúa un punto por encima de la contribución media de esta tecnología en los últimos doce meses.
- La notable reducción de la generación hidroeléctrica ha impulsado la aportación de los grupos térmicos convencionales, que en julio han generado el 51,8% de la producción bruta, algo más de dieciocho puntos por encima de su participación acumulada durante el primer semestre del año.
- Una vez transcurrido los primeros siete meses del año, y a pesar de las producciones más moderadas de los tres últimos meses, las centrales hidroeléctricas han aportado el 28,5% de la producción bruta, catorce puntos más que en el mismo periodo de 2000. En contrapartida, los grupos térmicos convencionales han reducido su contribución en trece puntos, situándola en el 36,1%, mientras que la aportación de la producción de origen nuclear, el 35,3%, ha sido un punto inferior a la del periodo enero-julio de 2000.
- En el periodo enero-julio de 2001, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 83,0% 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 15,5%, 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-julio de 2001 ha sido muy similar a la del mismo periodo del año anterior. Los grupos de fuel han aportado el 63,0% de la demanda, los de carbón el 30,0% y la energía adquirida al régimen especial el 7,0%.

Balance eléctrico peninsular	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	1.981	13,6	30.027	96,7	42.603	65,6
Nuclear	7.799	5.667	1,0	37.126	0,2	62.284	-2,4
Carbón	11.542	6.777	-1,9	33.396	-25,1	65.182	-12,7
Fuel-Gas	8.214	1.444	50,3	4.681	-15,8	9.371	12,7
Producción bruta	44.079	15.869	4,2	105.230	2,7	179.440	4,0
Consumos generación		-715	-0,9	-3.957	-13,0	-7.235	-5,2
Consumos bombeo		-312	-3,6	-2.225	-20,9	-4.319	-6,2
Producción neta		14.842	4,7	99.048	4,2	167.886	4,7
Régimen especial	9.022	2.588	21,4	18.479	18,6	29.511	13,8
Intercambios internacionales		441	70,4	1.858	-30,4	3.629	-25,8
Importaciones		766	14,1	4.427	-15,1	7.954	-9,9
Exportaciones		-325	-21,2	-2.569	1,0	-4.325	9,7
Demanda bruta		17.872	7,8	119.386	5,3	201.026	5,2

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	0,0	2	0,0
Carbón	510	336	3,5	2.099	5,7	3.584	2,2
Fuel-oil	2.415	721	7,5	4.396	6,0	7.628	7,8
Producción bruta	2.926	1.057	6,2	6.496	5,9	11.214	5,9
Consumos generación		-68	0,3	-436	2,9	-754	1,9
Producción neta		989	6,6	6.060	6,1	10.460	6,2
Régimen especial	155	99	25,2	458	12,5	736	7,0
Demanda bruta		1.087	8,1	6.518	6,6	11.196	6,3

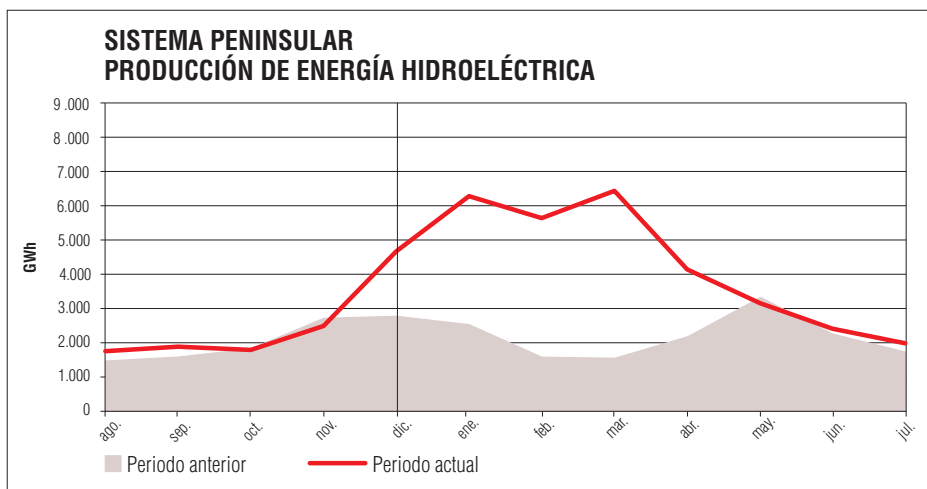
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

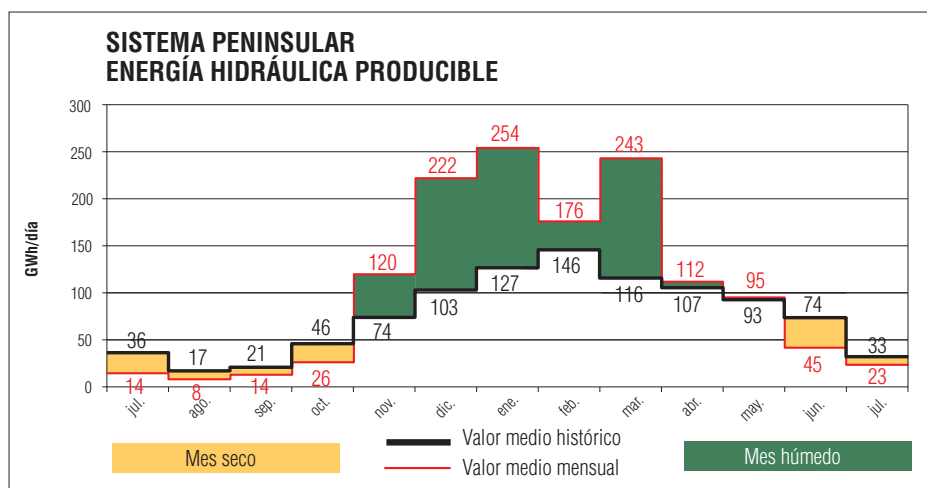
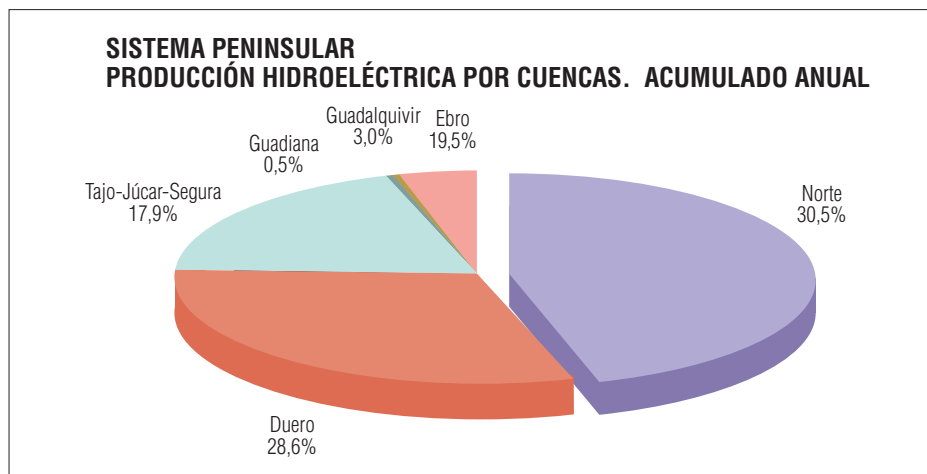
- Al igual que en junio, el producible hidráulico de julio se ha situado por debajo del valor habitual para este mes, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica mensual de 1.981 GWh, muy inferior a los elevados registros de los primeros cinco meses de 2001. Esta escasa generación ha aportado el 12,5% de la producción bruta mensual, aportación superior en un punto a la de julio de 2000, que también fue muy seco, aunque diecinueve puntos inferior a la contribución acumulada de esta tecnología durante el primer semestre del año.
- A pesar del escaso registro de julio, en los siete primeros meses del año la generación hidráulica acumulada, 30.027 GWh, ha sido superior en un 96,7% a la registrada en el mismo período del año anterior y ha aportado el 28,5% de la producción bruta, catorce puntos más que en el periodo enero-julio de 2000.
- En julio todas la cuencas hidrográficas, con excepción de la cuenca Tajo-Júcar-Segura, han incrementado su producción respecto al año anterior, destacando el crecimiento del 46,0% de la cuenca Guadiana. En los primeros siete meses del año 2001, el fuerte 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 21,4%, siete puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- Las precipitaciones registradas en el mes de julio fueron superiores al valor característico de este mes en las zonas Noroeste, Centro Norte y en el área de Lleida, mientras que en la zona Andaluza no se registraron precipitaciones en los observatorios analizados. La mayor parte de las lluvias se produjeron durante la primera quincena del mes.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de julio fue seco, registrándose una energía producible de 726 GWh, valor inferior en un 27% al característico de este mes.
- En el periodo enero-julio, la energía producible acumulada ha sido 29.684 GWh, superior en un 41% al valor característico para este período, muy por encima del producible que se registro en el mismo periodo de 2000, que apenas alcanzó el 68% de su valor medio histórico.
- La producción hidroeléctrica de julio, pese a su bajo registro, casi ha triplicado al producible mensual, con lo que el volumen de reservas del conjunto de los embalses ha vuelto a descender, situándose al finalizar julio en 11.027 GWh, un 8,6% por debajo del que existía al finalizar junio.

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



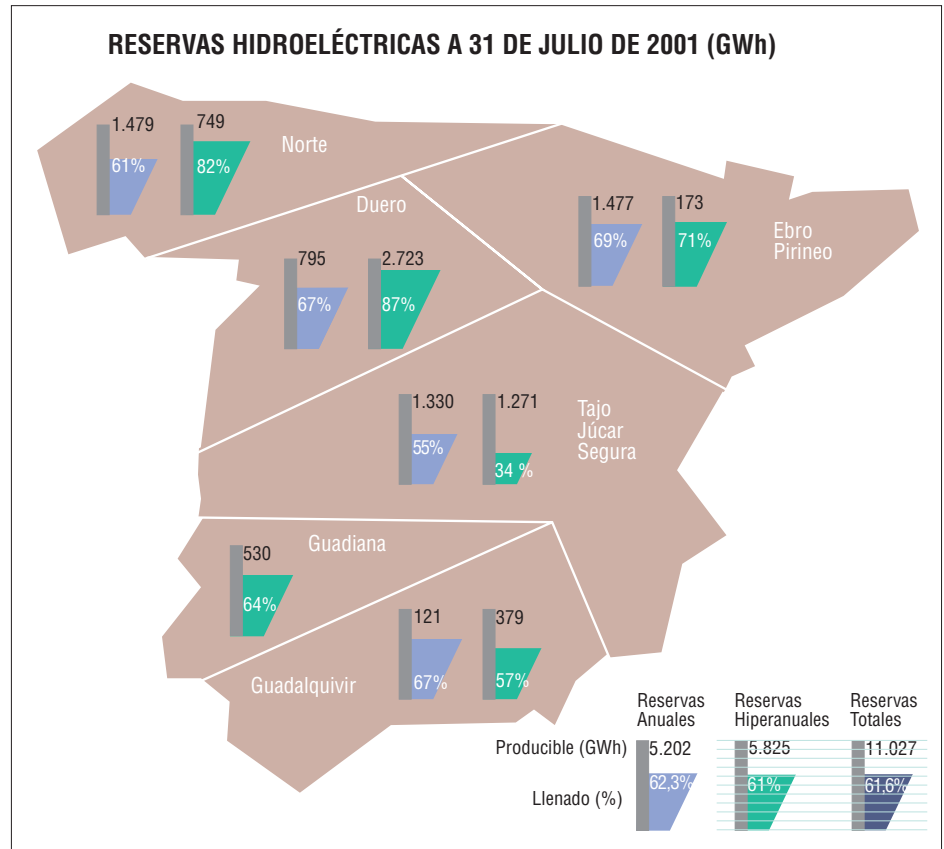
Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	535	3,0	9.167	62,1	13.488	38,1
Duero	3.550	412	27,0	8.575	158,9	12.148	120,1
Tajo-Júcar-Segura	4.093	211	-15,4	5.378	241,9	7.557	162,3
Guadiana	233	30	46,0	151	106,0	170	89,4
Guadalquivir	1.016	143	24,0	893	68,4	1.274	51,7
Ebro	3.483	650	26,2	5.862	42,2	7.966	20,3
Sistema peninsular	16.524	1.981	13,6	30.027	96,7	42.603	65,6
Canarias	1	0	0,0	1	0,0	2	0,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	0,0	1	0,0	2	0,0

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



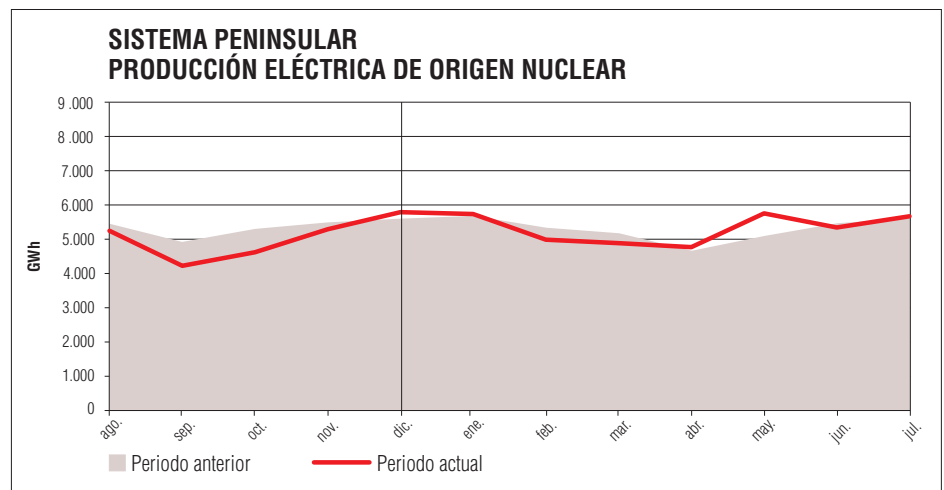
tía al finalizar el mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 61,6% de la capacidad total, seis puntos inferior al que existía al finalizar junio. A pesar del descenso de reservas en los últimos dos meses, el nivel de llenado de los embalses alcanzado en julio supera 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 5.202 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 62,3%, casi nueve puntos menos que en el mes de junio y prácticamente igual al que se registraba al finalizar el mes de julio del año anterior. El porcentaje de reservas es superior al 60% en todas las cuencas, excepto en la Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 5.825 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 61,0%, algo más de tres puntos por debajo del de junio y casi 15 puntos por encima del registrado al finalizar julio de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a las cuencas Norte y Duero con porcentajes superiores al 80%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 34%.



Producción nuclear

- En el mes de julio la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.667 GWh, un 1,0% superior a la del mismo mes del año anterior y un 8,1% por encima de la generación media de esta tecnología durante el primer semestre del año.
- Esta generación representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 35,7%, valor que supera ligeramente su contribución acumulada durante el año 2001 y se sitúa un punto por encima de aportación de esta tecnología durante los últimos doce meses.
- El día 28 se desactivó de la red la central de José Cabrera para la realización de los trabajos programados correspondientes a la 25ª recarga de combustible y mantenimiento.
- Esta única actuación programada apenas ha afectado a los valores de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear, que en julio han alcanzado registros que se sitúan entre los mejores del año. El coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 99,8%, siete puntos por encima del valor medio en el primer semestre del año transcurrido, mientras que el factor de carga ha sido del 97,7%, casi cinco puntos más que en el periodo enero-junio.
- Tras la generación de julio, la producción acumulada del equipo nuclear en



Producción bruta Nuclear	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	96	13,3	747	0,7	1.173	-9,7
Garoña	466	343	0,4	1.874	-20,4	3.550	-11,6
Almaraz I	974	702	-0,8	4.902	-0,3	7.748	-8,3
Ascó I	1.028	751	-0,3	5.153	18,6	8.822	12,1
Almaraz II	983	698	-1,3	4.871	17,5	8.409	9,6
Cofrentes	1.025	752	7,8	5.023	-1,5	7.641	-12,0
Ascó II	1.015	750	0,9	4.455	-13,2	8.118	5,1
Vandellós II	1.082	790	0,2	5.463	-0,3	8.288	-11,6
Trillo I	1.066	785	-0,3	4.637	-4,1	8.534	-2,3
Sistema peninsular	7.799	5.667	1,0	37.126	0,2	62.284	-2,4

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

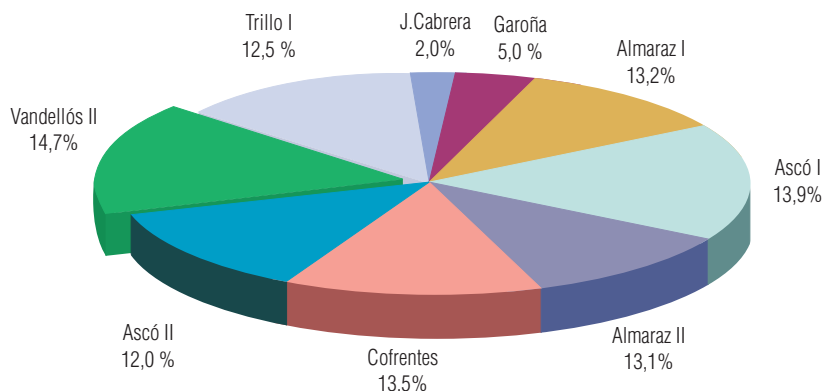
los siete primeros meses del año ha sido de 37.126 GWh, valor similar al alcanzado en el mismo período de 2000. Esta producción representa una aportación a la producción bruta del período del 35,3%, un punto por debajo de su contribución en los primeros siete meses del año anterior.

- Los elevados valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear de julio han mejorado los valores acumulados de estas magnitudes. La disponibilidad en el periodo enero-julio se ha situado en el 95,9%, algo más de un punto por encima de la alcanzada en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, el factor de carga ha sido del 93,6%, medio punto superior al que se registró en los primeros siete meses de 2000.
- Durante el mes de julio se han fabricado 46 elementos combustibles tipo PWR, para la central de Almaraz II. De igual forma, este mes se han fabricado 67 elementos combustible de este mismo tipo para exportar a la central Loviisa en Finlandia. Por el contrario, en julio no se han 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 período aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. En julio no ha habido producción residual.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales ha ascendido en julio a 8.221 GWh, uno de los registros más altos de esta tecnología en los últimos años, valor que supera en un 4,4% al del mismo mes del año anterior y en un 65% a la generación media mensual de esta tecnología durante el primer semestre del año. Este notable incremento de producción, consecuencia en gran medida de la reducción de la producción hidroeléctrica, ha situado la participación de los grupos térmicos convencionales en la estructura de producción mensual en el 51,8%, aportación que supera en algo más de dieciocho puntos a la del período enero-junio.
- A pesar del notable repunte de los últimos dos meses, la producción térmica acumulada en el año 2001, 38.077 GWh, es un 24,1% inferior a la del mismo período del año anterior y ha aportado el 36,1% de la producción bruta, cerca de trece puntos menos que en el período enero-julio de 2000, debido al buen comportamiento de la generación hidroeléctrica en la primera mitad del año.
- Por tecnologías, en los primeros siete 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

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



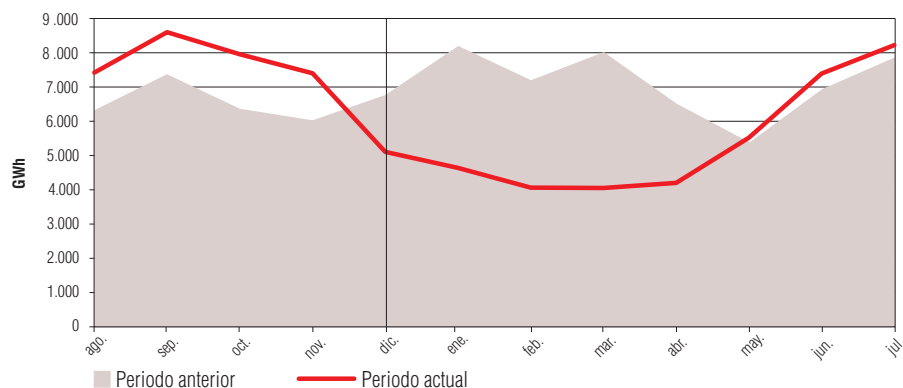
Grupo	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	80,9	9,7	0,0	91,7	1,4	0,1
Garoña	98,9	0,0	0,0	79,0	5,3	0,0
Almaraz I	97,0	0,0	0,0	99,0	0,0	0,1
Ascó I	98,2	0,0	0,0	98,5	0,0	0,2
Almaraz II	95,4	0,0	0,0	97,4	0,0	0,3
Cofrentes	98,5	0,0	0,2	96,3	0,0	1,9
Ascó II	99,4	0,0	0,0	86,3	12,1	0,2
Vandellós II	98,1	0,0	0,0	99,3	0,0	0,2
Trillo I	99,0	0,0	0,0	85,5	11,6	1,8
Sistema peninsular	97,7	0,2	0,0	93,6	3,5	0,6

Combustible nuclear	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	9.749	126.413
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	46	144	212
Exportación	67	162	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



importación han contribuido con el 18,1% de la producción mensual, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 12,3% restante.

- 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 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-julio, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos fue el 43,7% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 42,8% y la de fuel-gas el 13,5%.
- En los primeros siete meses del año, todas las tecnologías han reducido su producción respecto al año anterior. Las centrales que utilizan carbones autóctonos lo han hecho en un 27,0%, las de fuel-gas en un 15,8% y los grupos de carbón de importación en un 16,9%.
- La menor utilización del equipo térmico en los primeros siete meses del año ha situado el factor de carga en el 34,1%, dieciséis puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad del los grupos térmicos en el periodo enero-julio ha sido del 91,1%, 2,8 puntos 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 siete meses del año transcurrido ha sido muy similar a la del mismo periodo del año anterior. Los grupos de carbón han generado el 32,3% de la producción, mientras que los grupos de fuel han aportado el 67,7% restante.

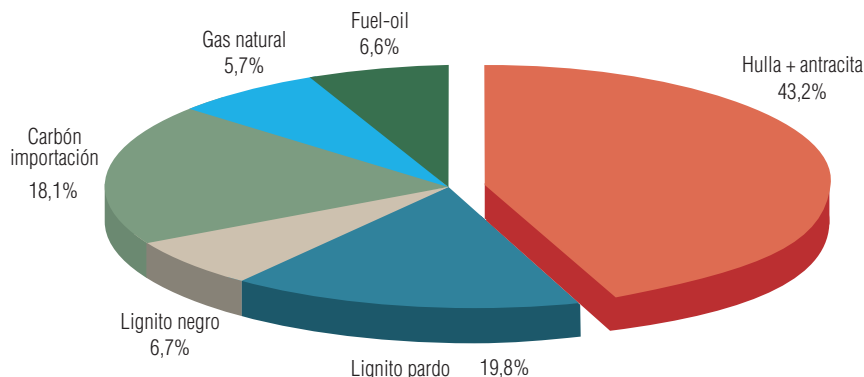
Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un periodo de tiempo y la que se hubiera producido en este periodo funcionando a la potencia nominal.

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	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	3.382	-3,6	16.433	-28,1	33.029	-13,7
Lignito pardo	2.032	1.416	5,6	7.522	-6,7	13.717	-2,4
Lignito negro	1.501	826	6,3	2.560	-52,5	6.230	-30,8
Carbón importación	1.928	1.153	-10,2	6.880	-16,9	12.206	-8,8
Gas natural (*)	3.582	784	113,6	2.168	-4,4	4.281	14,3
Fuel-oil	4.632	660	11,1	2.513	-23,7	5.090	11,4
Sistema peninsular	19.756	8.221	4,4	38.077	-24,1	74.553	-10,2
Carbón	510	336	3,5	2.099	5,7	3.584	2,2
Fuel-oil	2.415	721	7,5	4.396	6,0	7.628	7,8
Sistemas extrapeninsulares	2.925	1.057	6,2	6.495	5,9	11.212	5,9

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA POR TECNOLOGÍA. ACUMULADO ANUAL



Tecnología	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	74,8	0,7	11,6	58,5	2,1	3,2
Lignito pardo	93,7	0,0	0,1	72,8	0,6	3,7
Lignito negro	74,0	0,0	7,3	33,5	7,0	3,2
Carbón importación	80,3	0,0	8,6	70,1	0,0	5,5
Gas natural (*)	29,3	0,0	9,2	11,9	1,2	3,4
Fuel-oil	12,0	0,0	19,3	6,7	0,9	18,7
Sistema peninsular	49,0	0,2	11,2	34,1	1,7	7,2
Carbón	88,5	0,0	6,8	80,9	5,9	1,5
Fuel-oil	40,2	3,0	4,5	35,8	5,1	3,1
Sistemas extrapeninsulares	48,7	2,4	4,9	44,0	5,2	2,8

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

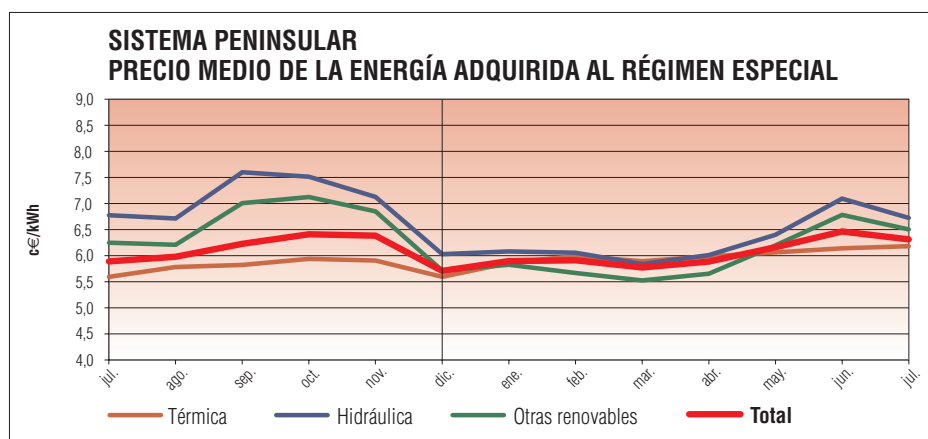
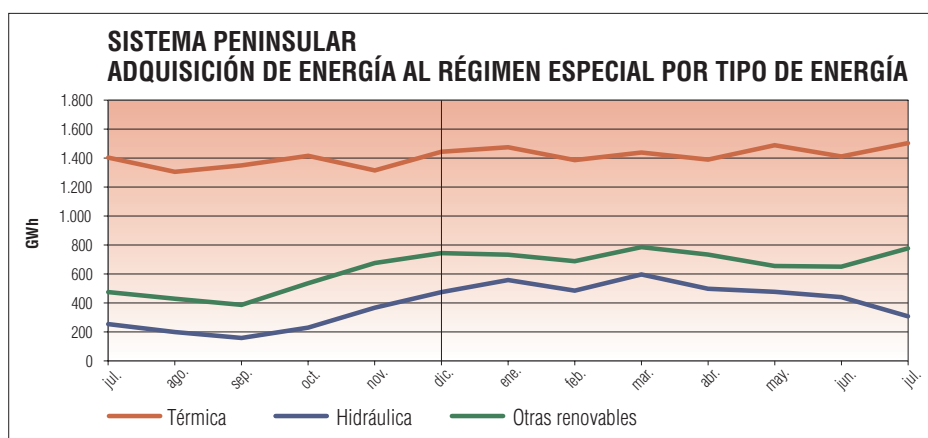
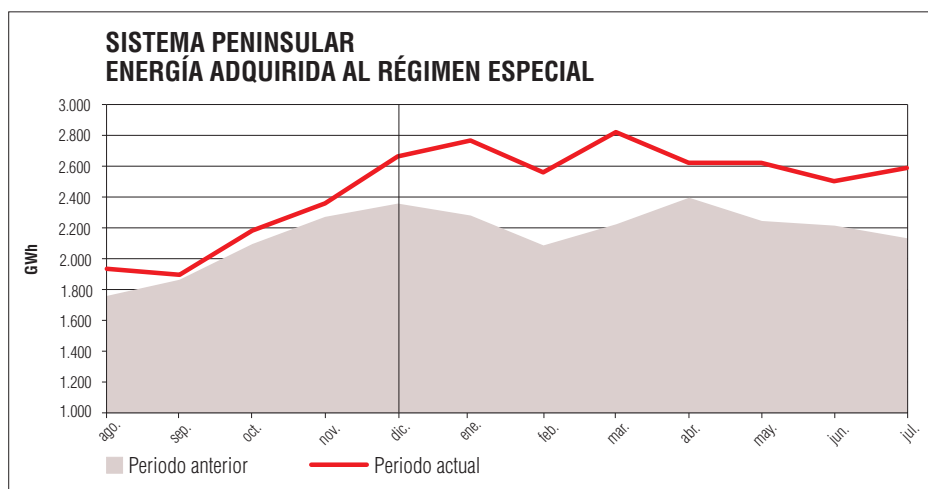
Combustible	Julio					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.032	17,5	3.267	34,4	2.659	4.702	-22,1	11.966	8.836	-9,4	22.794
Lignito pardo	220	-16,8	54	2,4	560	1.014	-29,3	3.135	2.373	-5,3	5.903
Lignito negro	165	4,2	1.073	-12,2	467	555	-44,4	1.542	1.289	-21,0	3.803
Carbón importación	1.022	-16,5	2.434	25,7	3.057	5.620	-26,7	16.284	11.195	-13,5	31.818
Gas natural (**)	242	117,0	-	-	714	549	-22,4	1.644	1.115	-2,7	3.401
Gas siderúrgico	37	-15,8	-	-	111	233	-14,8	721	442	-7,7	1.238
Fuel-oil	244	3,8	490	-22,9	653	1.038	-20,6	2.785	2.065	9,2	5.595
Sistema peninsular	2.962	1,6	7.319	16,6	8.221	13.712	-25,6	38.077	27.315	-10,0	74.553
Carbón	110	19,7	282	-60,5	336	656	5,2	2.099	1.135	1,0	3.584
Fuel-oil	162	2,3	118	30,9	721	987	8,2	4.396	1.707	10,5	7.628
Sistemas extrapeninsulares	271	8,7	400	-50,2	1.057	1.643	7,0	6.495	2.842	17,1	11.212

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 julio, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.588 GWh, con un crecimiento del 21,4% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras este dato, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 29.511 GWh, supera en un 13,8% al del mismo período del año anterior, tres puntos por debajo del crecimiento interanual alcanzado en julio de 2000. Este volumen de energía ha aportado el 14,7% 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 42,7% de la energía adquirida en el período, algo más de nueve puntos por encima de su aportación en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 99 GWh, un 25,1% más que en el mismo mes del año anterior, y ha aportado el 9,1% de la demanda mensual. Tras la recuperación de esta energía en los últimos meses, en julio, por segundo mes consecutivo la tasa de crecimiento interanual de la energía adquirida al régimen especial es positiva, un 7,0%, lo que ha permitido cubrir el 6,6% de la demanda interanual, aportación muy similar a la contabilizada en julio de 2000 para el mismo período.
- En julio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 6,313 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,063 c€/kWh, un 2,3% 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, 6,402 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 6,154 c€/kWh y la procedente de centrales térmicas 5,920 c€/kWh.

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



Régimen especial	Potencia MW	Julio				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	5.044	1.503	7,1	6,182	10,5	10.092	-0,2	6,004	6,8	16.921	-2,2	5,920	5,3
Hidráulica	1.366	308	21,1	6,724	-0,8	3.364	39,9	6,206	-7,6	4.794	25,0	6,402	-5,4
Otras renovables	2.612	777	63,5	6,504	4,1	5.024	64,2	5,925	-7,0	7.796	62,7	6,154	-2,7
Sistema peninsular	9.022	2.588	21,4	6,313	7,2	18.479	18,6	6,020	1,2	29.511	13,8	6,063	2,3
Térmica	82	59	37,0	-	-	287	5,6	-	-	448	-3,6	-	-
Hidráulica	0,5	0,5	55,0	-	-	1,9	-18,8	-	-	3,2	35,7	-	-
Otras renovables	73	39	10,2	-	-	169	27,2	-	-	284	28,8	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	99	25,1	-	-	458	12,5	-	-	736	7,0	-	-

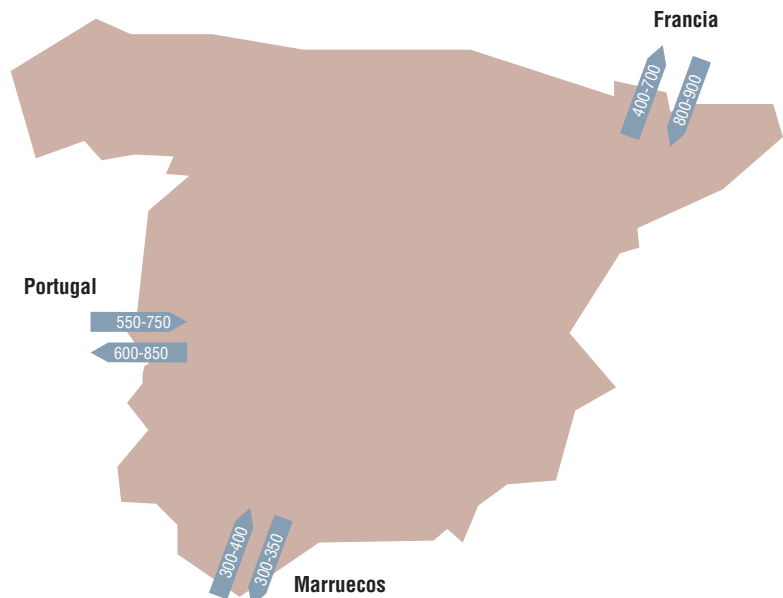
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

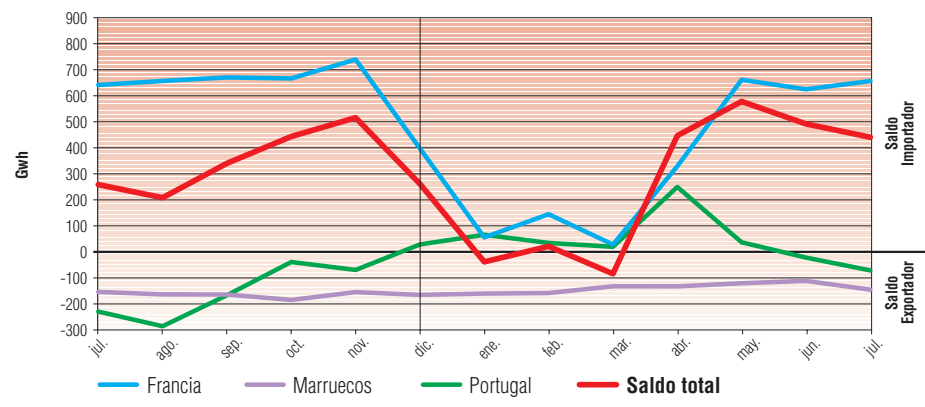
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de julio ha ascendido a 1.091 GWh, un 0,7% más que en el mismo mes de 2000. El 70,2% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 441 GWh.
- El 55,9% 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 julio a 460 GWh, el 42,2% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,0% restante.
- En julio, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Francia con 264 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 249 GWh, y Marruecos, 97 GWh. Por el contrario, este mes no se ha producido intercambio alguno con Andorra.
- En el periodo enero-julio, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 6.996 GWh, un 9,8% menos que el mismo periodo de 2000. El 59,3% 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 315 GWh. El 25,2% 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 39,0% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.093 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,7% del volumen y aportó un saldo importador de 80 GWh.
- Tras el dato de julio, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 1.858 GWh, un 30,4% 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 16% por encima de sus exportaciones.
- El 51,4% del volumen total de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) durante el periodo enero-julio ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 29,4% con Portugal, el 16,0% con Marruecos y el 3,1% restante con Andorra.
- En el mes de julio, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL JULIO 2001 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Julio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	0	0	0	-131	-131	0	-245	-245
Francia	229	-3	226	810	-740	-70	2.141	-794	1.347
Marruecos	0	-97	-97	3	-502	-499	3	-951	-948
Portugal	26	-134	-107	530	-386	144	742	-1.056	-314
Mercado: Agentes	256	-234	22	1.342	-1.758	-416	2.886	-3.046	-161
Francia	409	0	409	2.412	0	2.412	4.343	0	4.343
Marruecos	0	-51	-51	0	-319	-319	0	-551	-551
Mercado: Contratos REE	409	-51	359	2.412	-319	2.093	4.343	-551	3.792
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	31	0	31	351	-232	120	370	-232	139
Marruecos	0	0	0	0	-160	-160	0	-310	-310
Portugal	58	-31	27	223	-82	141	223	-144	79
Contratos bilaterales	89	-31	58	574	-473	101	593	-685	-92
Andorra	0	0	0	4	-1	4	5	-3	2
Francia	0	-9	-9	44	-16	28	67	-16	51
Marruecos	3	0	3	19	0	18	21	-3	18
Portugal	10	0	10	31	-2	30	40	-21	18
Apoyo y desvíos	12	-9	3	98	-18	80	132	-43	89
Total intercambios	766	-325	441	4.427	-2.569	1.858	7.954	-4.325	3.629

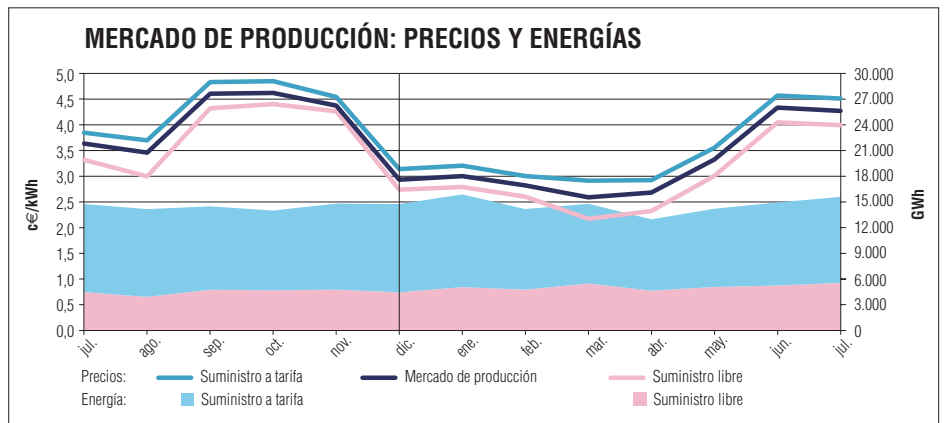
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- En julio los precios en el mercado de producción han disminuido ligeramente respecto al mes anterior, si bien todavía permanecen por encima de los 4 c€/kWh.
- El precio medio ha sido 4,268 c€/kWh, un 1,5% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.960 GWh. Respecto de julio de 2000, el precio ha aumentado un 17,5%, frente a un aumento del 5,4% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,588 c€/kWh, un 3,2% 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 10.029 GWh, lo que supone una disminución del 2,4% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,509 c€/kWh, un 1,2% menor que el mes anterior y un 17,3% más que el mismo mes de 2000.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.554 GWh, un 6,0% más que el mes pasado y un 24,2% más que hace un año. Esta cifra representa el 34,8% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 3,991 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 11,5% inferior debido, prin-



Precios	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/jun.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,268	-1,5	17,5	3,306	-14,3	3,588	-3,2
Mercado diario	3,603	-2,2	22,0	2,609	-16,0	2,889	-1,0
Otros mercados	0,204	11,5	-6,9	0,237	92,5	0,241	111,7
Garantía de potencia	0,461	-0,6	0,2	0,460	-26,9	0,459	-32,1
Suministro a tarifa (**)	4,509	-1,2	17,3	3,541	-14,1	3,817	-3,5
Mercado diario	3,610	-1,9	22,0	2,620	-16,1	2,905	-0,6
Otros mercados	0,229	8,5	-10,1	0,283	83,5	0,284	93,8
Garantía de potencia	0,670	-0,7	6,2	0,639	-24,4	0,628	-29,2
Suministro libre (***)	3,991	-1,3	20,4	3,009	-11,9	3,308	1,9
Mercado diario	3,621	-2,3	22,0	2,624	-16,0	2,916	-1,3
Otros mercados	0,255	8,1	4,8	0,227	66,0	0,233	83,4
Garantía de potencia	0,115	13,9	9,3	0,159	1,2	0,158	-2,5

Energías	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jun.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	15.960	4,6	5,4	105.076	2,2	179.496	3,6
Suministro a tarifa (**)	10.029	3,4	-2,4	66.680	-6,3	116.277	-5,9
Suministro libre (***)	5.554	6,0	24,2	35.809	25,8	58.369	31,0
Contratos bilaterales	89	-21,3	-34,4	1.053	24,4	1.434	69,3

Δ% : tasa de variación respecto al mismo período 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
D1	4,192	3,428	2,799	2,609	2,608	2,553	2,528	2,482	2,571	2,858	2,864	3,598	3,670	3,836	3,922	3,949	3,820	3,062	3,039	3,015	3,493	3,993	5,673	4,887	3,453
L2	4,727	2,828	2,690	2,710	2,623	2,659	2,839	4,992	5,289	5,556	5,680	5,889	6,281	6,286	5,766	5,732	6,416	6,512	5,916	5,579	5,268	5,128	5,227	4,655	5,070
M3	4,848	3,128	2,628	2,619	2,588	2,582	2,644	4,559	5,166	5,326	5,534	5,814	5,820	5,778	5,578	5,573	5,855	5,990	5,772	5,464	5,350	5,217	5,243	5,106	4,868
X4	4,949	3,153	2,616	2,604	2,514	2,529	2,775	4,650	4,991	5,221	5,247	5,671	5,703	5,727	5,511	5,569	5,719	5,800	5,714	5,546	5,276	5,052	5,150	4,635	4,766
J5	3,583	2,664	2,528	2,472	2,464	2,463	2,606	2,799	4,363	4,862	5,193	5,514	5,539	5,656	5,238	5,240	5,450	5,683	5,435	5,239	5,021	4,904	4,976	4,312	4,447
V6	3,060	2,758	2,566	2,474	2,464	2,467	2,682	2,816	4,190	4,682	4,745	5,026	5,113	5,186	5,011	5,034	5,312	5,356	5,363	5,161	4,809	4,486	4,574	3,462	4,186
S7	5,113	4,309	2,598	2,513	2,537	2,506	2,425	2,424	2,498	3,051	3,645	3,830	3,911	3,811	3,514	3,474	3,215	3,385	3,435	3,399	3,466	3,779	4,732	3,679	3,418
D8	3,599	3,048	2,711	2,558	2,421	2,392	2,325	2,380	2,469	2,604	2,704	2,999	3,128	3,310	3,508	3,085	3,101	2,965	2,992	3,048	3,355	3,418	4,777	3,709	3,076
L9	3,543	2,506	2,415	2,334	2,243	2,253	2,491	2,806	3,644	4,762	5,195	5,267	5,562	5,279	4,861	4,939	5,041	5,254	5,056	4,813	4,347	4,237	4,472	3,449	4,176
M10	3,240	2,707	2,546	2,414	2,400	2,403	2,620	2,917	3,891	4,648	5,096	5,445	5,554	5,507	5,083	5,046	5,285	5,477	5,319	5,087	4,639	4,529	4,600	4,071	4,295
X11	4,848	3,077	2,600	2,474	2,392	2,397	2,728	4,055	5,188	5,441	5,665	5,816	5,805	5,790	5,668	5,600	5,686	5,843	5,773	5,589	5,399	5,279	5,370	4,996	4,844
J12	4,572	3,119	2,676	2,594	2,518	2,518	2,709	3,313	4,614	5,117	5,609	5,745	5,882	5,796	5,602	5,577	5,762	6,049	5,795	5,668	5,250	5,004	5,372	4,585	4,772
V13	4,035	2,839	2,663	2,550	2,540	2,534	2,756	3,179	4,471	4,839	5,150	5,636	5,744	5,603	5,264	5,172	5,522	5,613	5,415	5,326	4,993	4,771	5,068	4,387	4,531
S14	4,446	3,739	2,893	2,634	2,501	2,404	2,392	2,340	2,542	3,421	4,125	4,062	4,102	4,109	3,801	3,491	3,367	3,349	3,362	3,472	3,463	3,546	4,457	3,585	3,433
D15	3,479	3,086	2,920	2,503	2,406	2,380	2,379	2,316	2,326	2,649	2,585	2,691	2,827	2,914	2,978	2,864	2,779	2,730	2,707	2,761	2,752	3,136	4,252	3,624	2,865
L16	4,100	2,652	2,397	2,301	2,283	2,315	2,590	2,927	4,245	4,653	4,630	5,130	5,399	5,417	4,899	5,085	5,471	5,555	5,534	4,944	4,661	4,437	4,591	3,463	4,286
M17	4,494	2,769	2,606	2,490	2,459	2,467	2,643	3,481	4,455	4,873	4,786	4,871	5,112	5,117	4,852	4,822	5,118	5,433	5,160	4,745	4,744	4,605	4,591	3,763	4,291
X18	3,729	2,714	2,562	2,471	2,472	2,452	2,754	2,946	3,229	3,901	4,569	5,016	5,167	5,177	4,625	4,673	5,061	5,166	5,164	4,793	4,326	4,232	4,499	2,895	4,031
J19	3,287	2,731	2,553	2,391	2,353	2,393	2,623	3,376	4,774	5,380	5,363	5,555	5,742	5,806	5,008	5,020	5,096	5,605	5,258	5,307	4,893	4,774	4,723	4,285	4,424
V20	2,853	2,666	2,555	2,439	2,355	2,394	2,628	3,009	4,399	4,885	4,821	5,112	5,339	5,319	4,814	4,774	4,961	5,192	5,197	4,697	4,633	4,475	4,646	2,906	4,142
S21	5,182	4,968	3,410	2,706	2,569	2,526	2,409	2,403	2,453	4,069	5,008	5,047	5,097	5,056	4,861	4,913	4,582	4,577	4,554	4,765	4,550	4,574	5,145	4,922	4,244
D22	3,815	3,368	2,843	2,443	2,297	2,307	2,260	2,112	2,233	2,368	2,881	3,107	2,943	3,086	3,100	2,920	2,807	2,847	2,895	2,901	3,051	3,541	3,943	3,635	2,938
L23	4,055	2,576	2,433	2,304	2,280	2,306	2,600	4,168	5,235	5,525	5,615	5,729	5,875	5,772	5,536	5,562	5,726	6,238	6,242	5,550	5,360	5,295	5,269	5,011	4,872
D24	4,475	2,702	2,484	2,373	2,337	2,368	2,784	4,175	5,180	5,499	5,509	5,695	5,777	5,728	5,463	5,490	5,582	5,852	6,071	5,503	5,328	5,296	5,362	5,029	4,788
X25	5,135	3,262	2,744	2,580	2,577	2,481	2,761	4,814	5,325	5,517	5,564	5,908	6,333	6,326	5,538	5,492	5,558	5,700	5,703	5,477	5,400	5,391	5,475	5,200	4,956
J26	5,055	3,135	2,636	2,501	2,478	2,540	2,868	4,730	5,291	5,558	5,627	5,879	6,330	6,127	5,617	5,508	5,644	6,092	5,864	5,489	5,467	5,372	5,081	4,997	4,966
V27	4,685	2,984	2,699	2,572	2,468	2,493	2,746	4,221	5,161	5,256	5,284	5,561	5,640	5,600	5,212	5,187	5,425	5,565	5,543	5,195	5,142	5,046	5,203	4,790	4,657
S28	4,941	4,472	3,255	2,745	2,547	2,449	2,401	2,379	2,636	4,111	4,483	4,460	4,546	4,553	4,632	4,425	4,181	4,158	4,160	4,289	4,233	4,481	5,045	4,531	3,968
D29	3,816	2,831	2,434	2,360	2,348	2,289	2,302	2,175	2,281	2,408	2,732	2,810	2,890	3,217	3,172	2,892	2,765	2,824	2,823	2,943	2,959	3,614	4,204	3,860	2,910
L30	3,038	2,352	2,322	2,253	2,237	2,252	2,621	2,910	4,631	5,385	5,375	5,532	5,735	5,625	5,276	5,266	5,554	5,533	5,540	5,254	4,908	5,108	5,130	2,330	4,430
M31	3,362	2,785	2,665	2,586	2,531	2,532	2,698	2,893	3,774	5,166	5,367	5,512	5,681	5,759	5,464	5,393	5,648	5,627	5,566	5,571	5,109	5,250	5,244	3,462	4,528
Media	4,155	3,083	2,660	2,505	2,449	2,442	2,608	3,309	4,085	4,611	4,836	5,079	5,284	5,211	4,901	4,864	5,018	5,158	5,056	4,829	4,638	4,623	4,249	4,150	4,268

Mínimo: 2,112 Precios de 2,112 a 3,336 Precios de 3,336 a 4,447 Precios de 4,447 a 6,512 Máximo: 6,512

Percentiles del 33% de los valores registrados en 2000.

cialmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

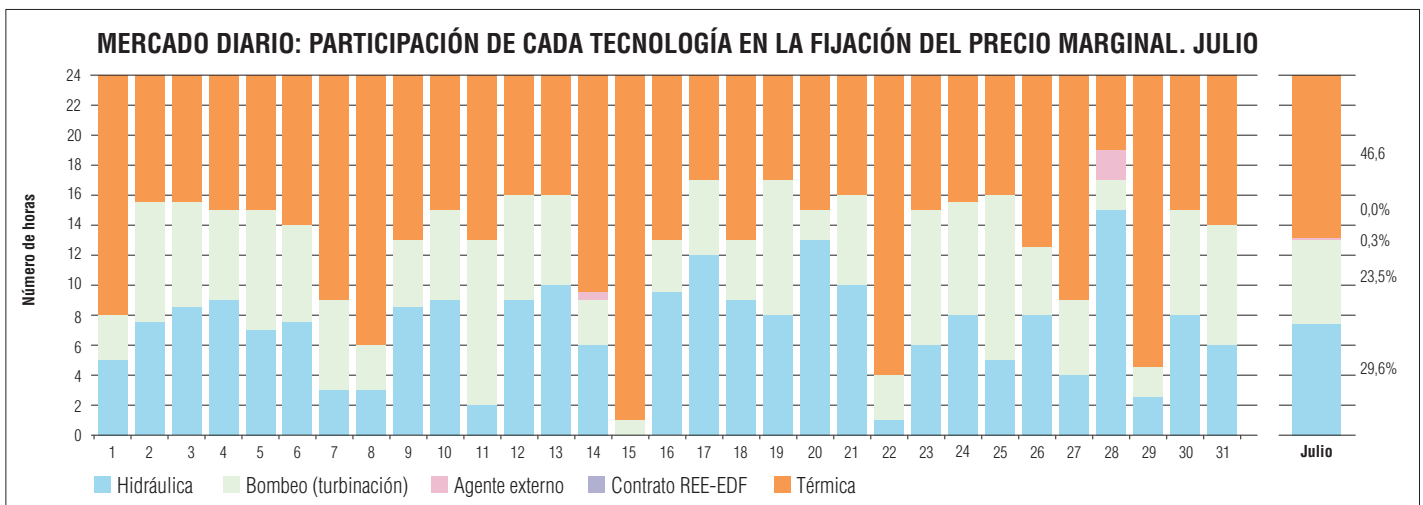
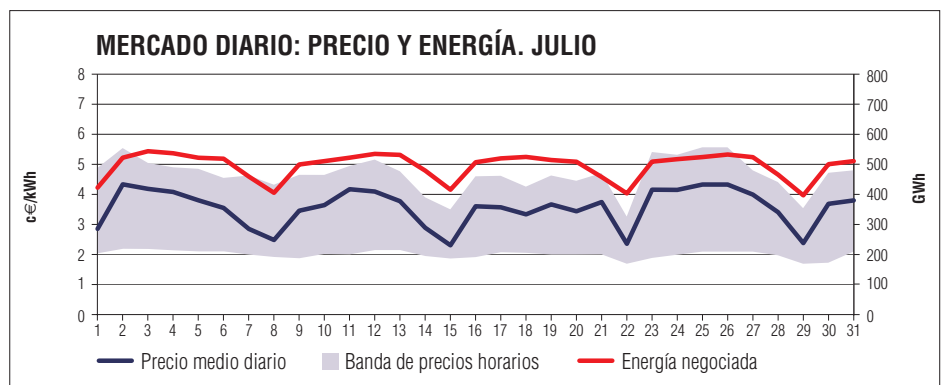
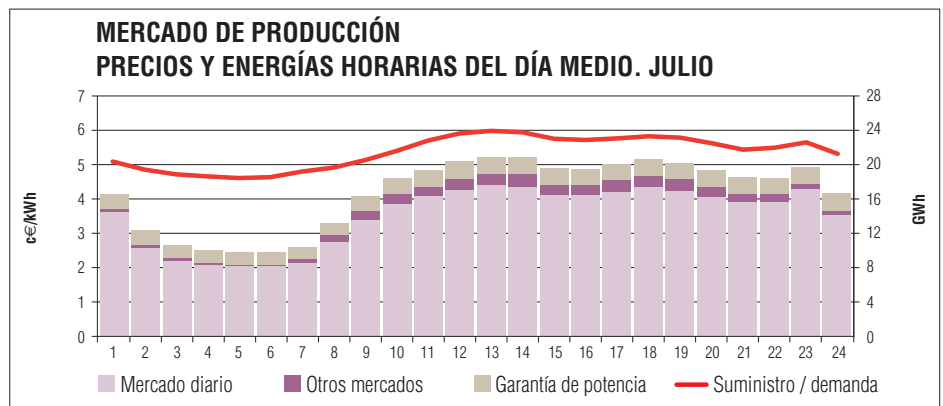
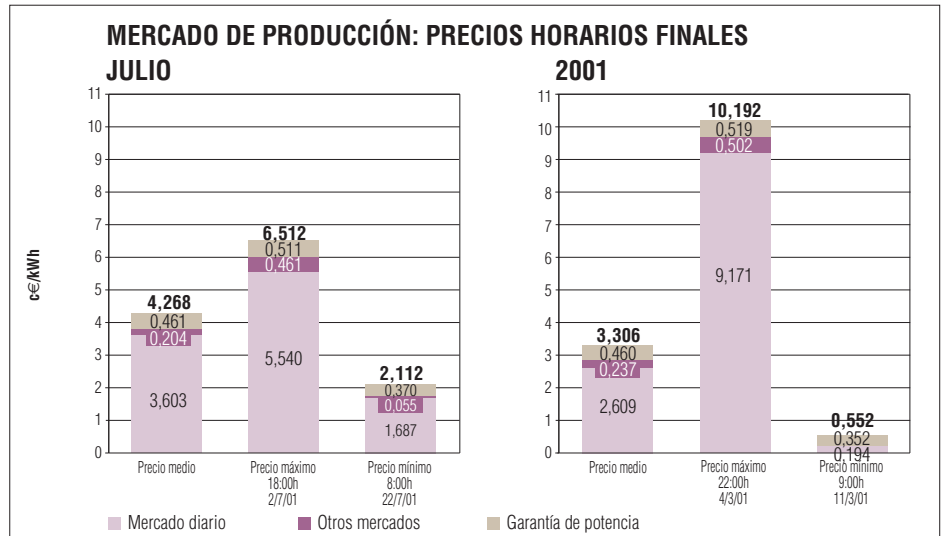
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de julio, precio valle, ha sido 2,888 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,732 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,512 c€/kWh, en la hora 18 del lunes 2, mientras que el precio mínimo fue 2,112 c€/kWh en la hora 8 del domingo 22. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 3,08 veces, valor muy similar 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 2,4 y 5,2 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,4 y 23,9 GWh.

Mercado diario

- En julio, el precio medio del mercado diario ha sido 3,603 c€/kWh, la energía intercambiada 15.318 GWh y el volumen económico contratado de 551,97 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,0% de la energía y el 81,0% del volumen económico.
- Los precios medios han mostrado una tendencia ligeramente decreciente durante los días laborables de las tres primeras semanas, con valores muy cercanos a los 4 c€/kWh en la primera que se han reducido hasta los 3,5 c€/kWh en la tercera, mientras que en la última



semana han vuelto a superar el umbral de los 4 c€/kWh. Por su parte, durante los fines de semana el precio medio se ha situado alrededor de los 3c€/kWh.

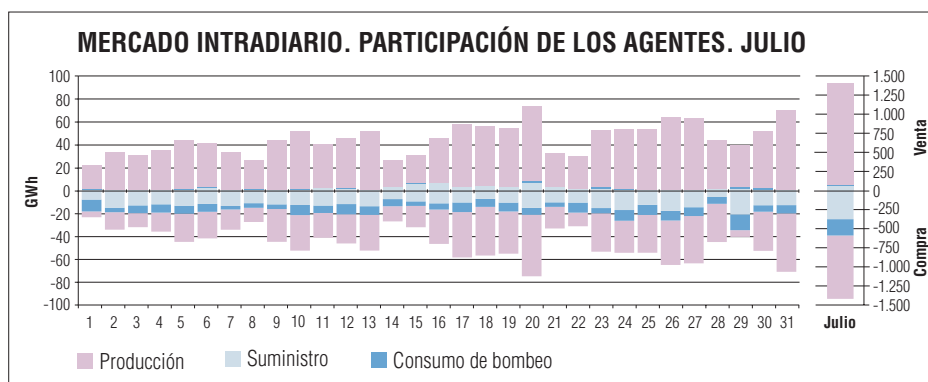
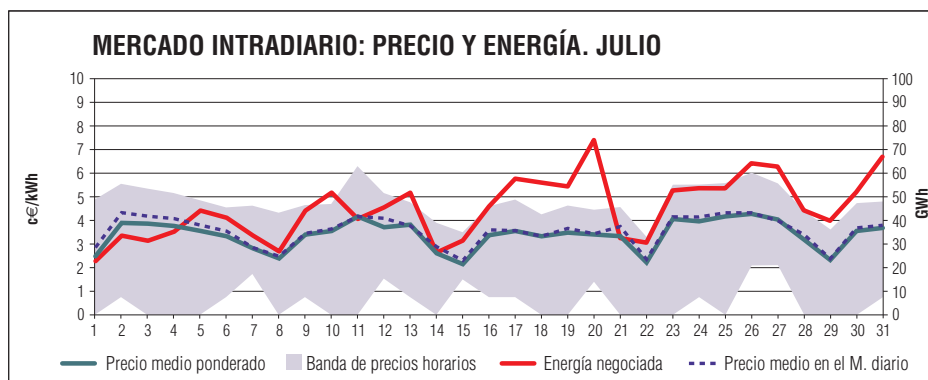
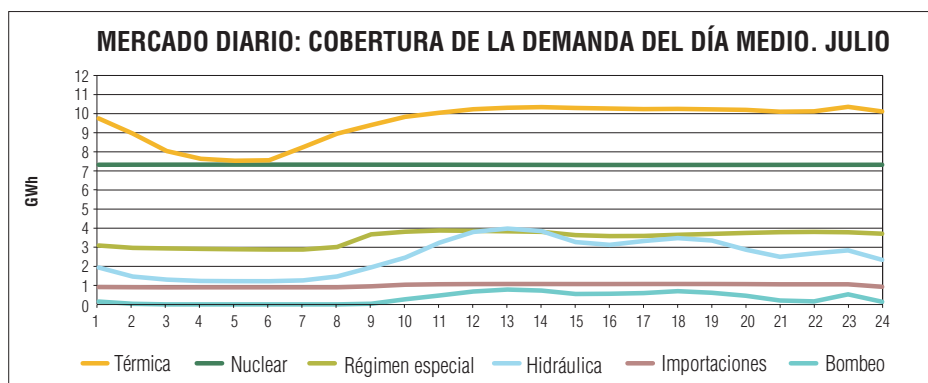
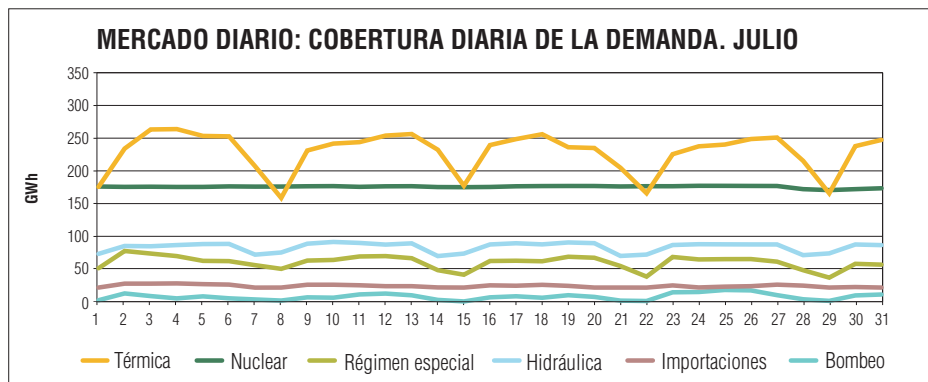
- El precio mínimo del mes, 1,687 c€/kWh, se ha registrado en la hora 8 del domingo 22 y en la hora 8 del domingo 29, y el precio máximo del mes, 5,566 c€/kWh, en las horas 13 y 14 del miércoles 25 y en la hora 13 del jueves 26.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un significativo aumento de la producción térmica en respuesta a una menor producción hidráulica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 46,6% de las horas frente al 53,1% de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han disminuido su participación respecto de la del mes pasado, en que alcanzó el 61%. El contrato de RED ELÉCTRICA no ha marcado el marginal este mes, mientras que las unidades de agentes externos sólo lo han hecho tres horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,500 c€/kWh, un 2,9% más que el mes anterior y un 2,9% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.404 GWh, un 23,4% más que el mes anterior. De esta energía, el 63,9% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 36,1% restante, 506 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 196 GWh, y al suministro, 310 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,015 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 936, 189, 104, 49, 44 y 83 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 y 4,8 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de julio ha sido de 73,55 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,461 c€/kWh, valor ligeramente inferior al del mes anterior y



que supone el 10,8% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 2,50 M€, con una repercusión

sobre el precio medio del mercado de producción de -0,016 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 89 GWh en el mes de julio, un 21,3% menos que el mes anterior.

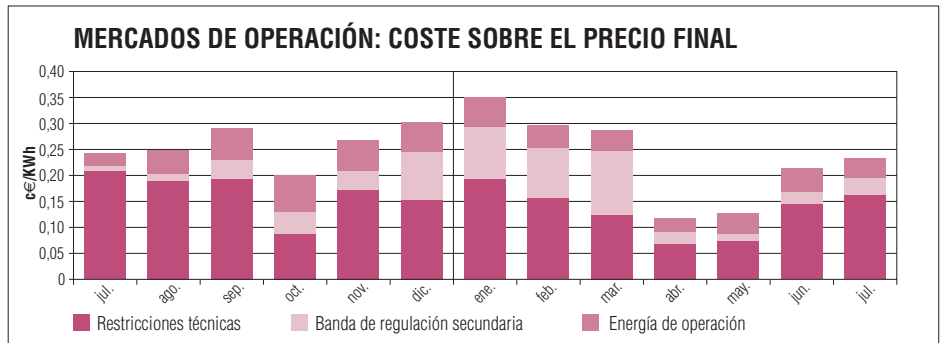
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en julio ha sido 0,235 c€/kWh, un 9,3% superior al del mes de junio, suponiendo un 5,5% del precio final del mercado de producción. Este coste mensual es, por el contrario, inferior en un 3,0 % al alcanzado en julio del año anterior.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 530 GWh, un 3,5% de la energía correspondiente al mercado diario, un 19,4% más que en junio. Este aumento ha sido debido a la mayor demanda de energía en el mes de julio. De igual forma, la energía programada por restricciones técnicas supera en un 3,2% a la de julio de 2000, consecuencia del incremento de demanda registrado, el 7,7%. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 9,315 c€/kWh, un 1,9% inferior al del mes de junio.

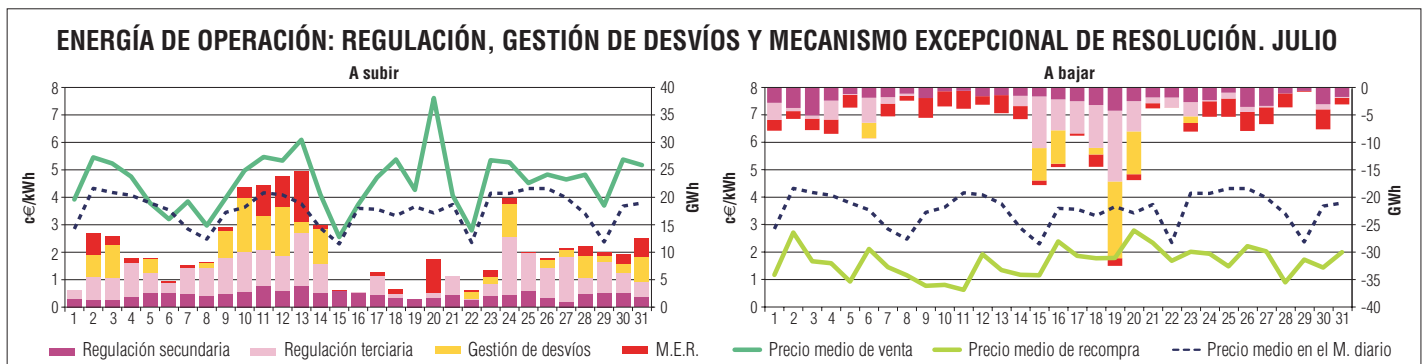
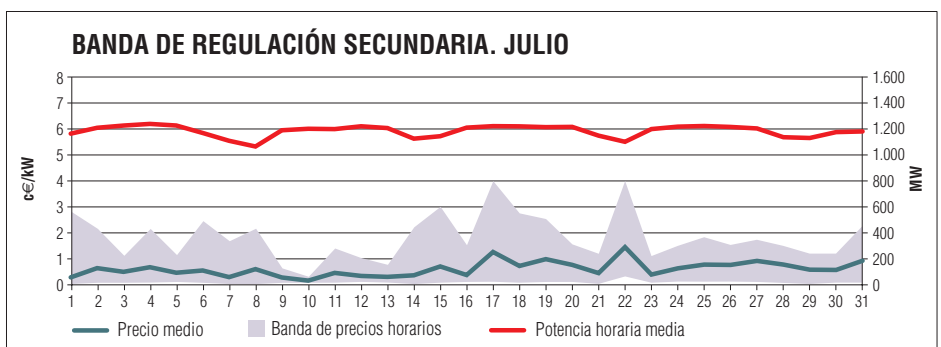
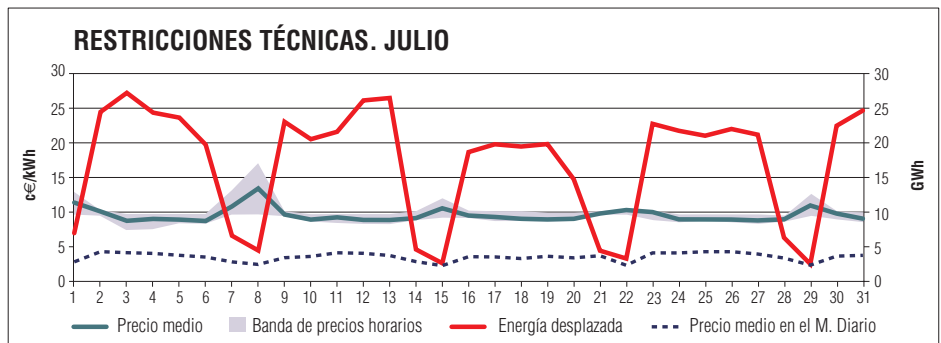
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.189 MW, repartidos en 677 MW a subir y 512 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,619 c€/kWh, un 39,7% más que en junio. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,034 c€/kWh, un 36,0% más que el mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 561 GWh, repartida en 324 GWh a subir y 237 a bajar, un 4,1% más que en junio. El precio medio de venta ha sido 4,886 c€/kWh y el de recompra 1,764 c€/kWh, valores que respecto al mes anterior son inferiores en precio de venta y superiores en el de recompra. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,039 c€/kWh, un 15,2% inferior a junio. En julio la relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,36.



Mercados de operación Julio	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía GWh		Precio medio c€/kWh		
		A subir	A bajar	A subir	A bajar	
Restricciones técnicas (*)	0,162	530		9,315		
Banda de regulación secundaria (**)	0,034	677	512	0,619		
Energía de operación (***)	0,039	324	237	4,886	1,764	
Regulación secundaria			68	67	3,993	2,474
Regulación terciaria			130	72	4,322	1,929
Gestión de desvíos			75	39	4,051	2,360
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)			51	60	8,737	0,386
Total	0,235					

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



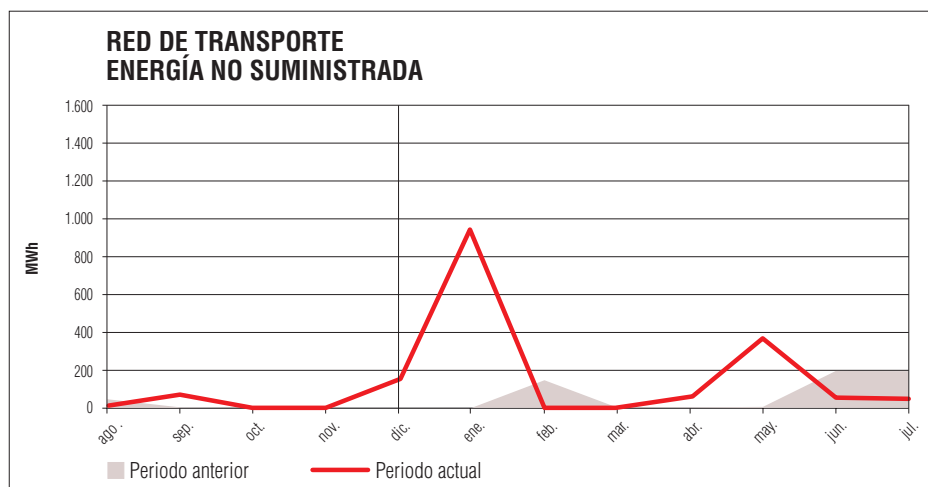
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 julio se ha producido un único corte de mercado, en la zona de Barcelona, con una energía no suministrada de 47,7 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 1.707,0 MWh, de los que 106,2 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 1.600,9 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 4,463 minutos, 2,830 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado 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 y mayo de 2001.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de julio ha sido del 98,2%. Esta tasa es muy similar a la del mes pasado e inferior en casi un punto a la registrada el mismo mes de año anterior consecuencia del incremento de la tasa de indisponibilidad por actuaciones programadas.
- En los siete primeros meses del año la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España se ha situado en el 98,3%, valor ligeramente inferior al registrado en el periodo enero-julio 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.

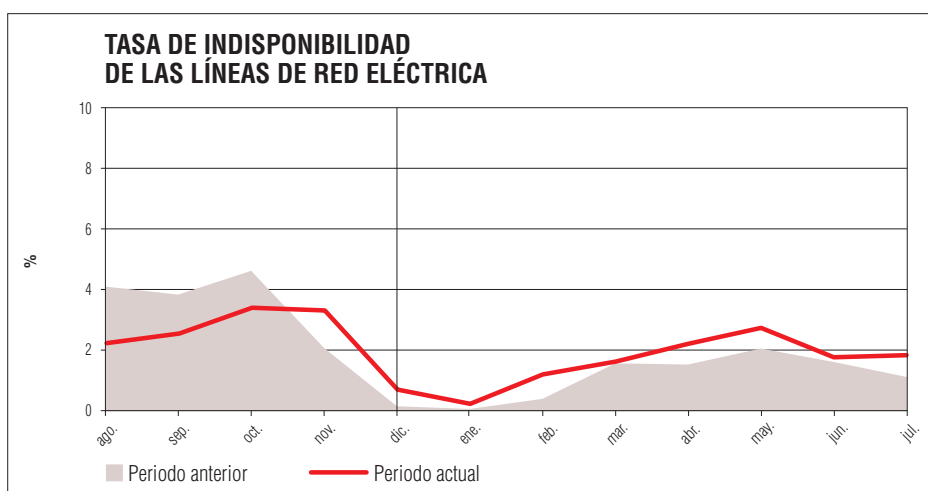
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	47,7	1.472,1	1.707,0
RED ELÉCTRICA	0,0	106,2	106,2
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	4,463
RED ELÉCTRICA	-	-	0,278



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,9	16,8	0,8	52,7	0,8	2,1
Indisponibilidades fortuitas	0,0	199,4	0,1	68,1	0,1	65,6
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,9	164,5	0,9	39,4	1,1	1,5
Total	1,8	64,3	1,7	46,2	2,0	3,2

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

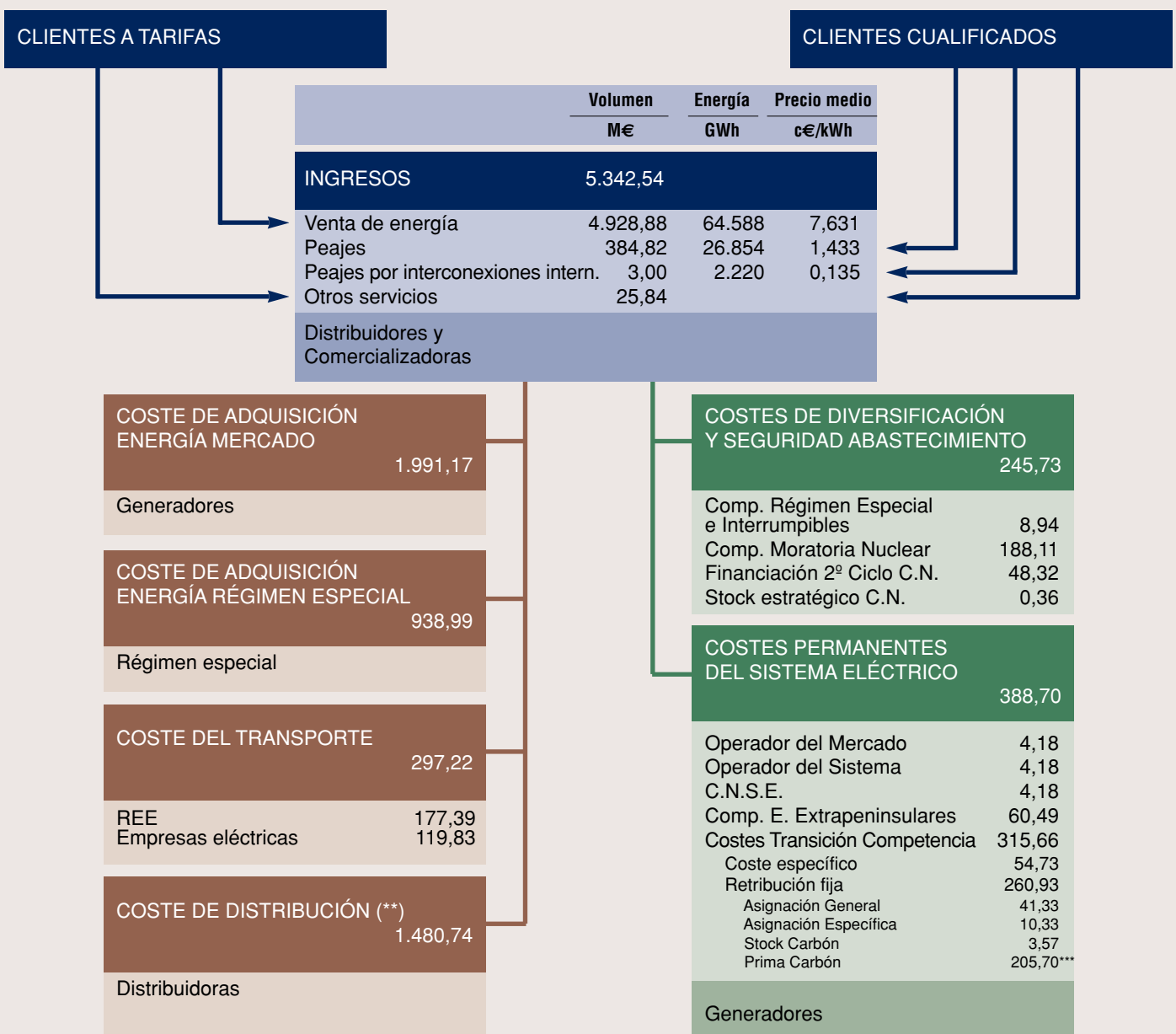
LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 7 del año 2001, correspondiente al período enero-julio, ascendieron a 5.342,54 M€, de los cuales el 92,3% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,5% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 7,2% a peajes.
- Del total de ingresos, el 11,9%, 634,43 M€, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos, 315,66 M€ corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 7, una vez descontado el importe destinado al pago de la prima de carbón del año 2000, que asciende a 123,38M€, supone el 27,5% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para el 2001. Este porcentaje es veinticuatro 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 7 del año 2001, se ha elevado a 1.991,17 M€ correspondientes a una energía estándar de 56.254 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 143,6 M€.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 7, 2001. Periodo Enero-Julio (*)



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

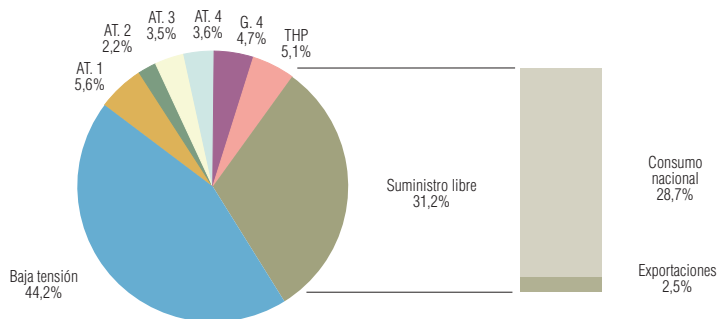
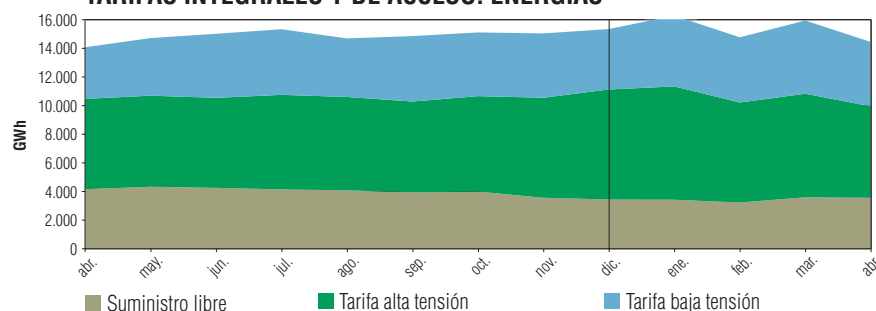
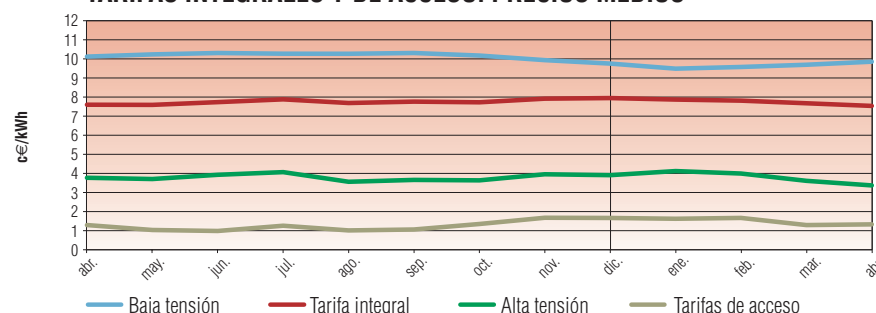
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) 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 abril se elevó a 9.956 GWh, un 5,0% 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 abril, y, por otro, de la comparación con un mes, abril de 2000, más homogéneo que los meses precedentes en términos de volumen de energía que ha salido al mercado libre.
- En el primer cuatrimestre de 2001, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 42.366 GWh, un 4,3% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es seis puntos inferior a la que se registro en abril 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 período 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-abril ha sido 7,737 c€/kWh, un 1,2% inferior al del mismo período 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 abril la energía consumida en el mercado libre representó el 31,2% del consumo total, con lo que en el periodo enero-abril este porcentaje se sitúa en el 31,1%, 5,2 puntos más que en el mismo período del año 2000.
- El precio medio de las tarifas de acceso en abril ha sido de 1,322 c€/kWh, con lo que el precio medio del periodo enero-abril se ha situado en 1,468 c€/kWh, un 4,6% mayor que en el primer cuatrimestre de 2000, debido a la incorporación entre ambos períodos 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. ABRILSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

Tarifa integral	Abril				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	803	-38,5	6,192	-4,9	3.328	-39,9	6,361	-3,6	13.065	-38,8	6,414	-0,6
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	315	-12,8	3,000	-4,4	1.211	-12,6	3,432	-3,3	3.935	-10,5	3,427	-4,5
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	508	-5,9	2,225	3,4	1.908	0,8	2,707	1,9	5.843	-0,1	2,572	-0,2
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	514	15,5	1,899	7,7	1.642	7,5	2,342	5,6	5.034	6,5	2,155	3,3
G.4 (Grandes consumidores)	676	2,7	2,223	2,3	2.703	2,0	2,268	2,8	8.111	2,5	2,221	1,1
Tarifa horaria de potencia	744	-12,6	3,313	5,7	3.021	-5,4	3,814	2,7	9.592	-14,1	3,278	-0,4
Alta tensión	3.559	-14,5	3,368	-10,6	13.813	-14,6	3,764	-9,8	45.581	-17,7	3,787	-9,8
Baja tensión	6.396	1,2	9,869	-2,6	28.554	1,7	9,658	-2,8	82.068	3,2	9,986	-2,1
Sistema peninsular	9.956	-5,0	7,545	-0,8	42.366	-4,3	7,737	-1,2	127.649	-5,4	7,773	0,5
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.147	23,3	1,425	4,0	17.520	22,8	1,590	5,4	49.974	39,4	1,425	2,9
Exportaciones	357	46,1	0,119	7,8	1.611	35,6	0,147	5,3	4.101	56,5	0,130	-3,6
Total	4.504	24,8	1,322	2,8	19.130	23,8	1,468	4,6	54.075	40,5	1,327	2,1

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

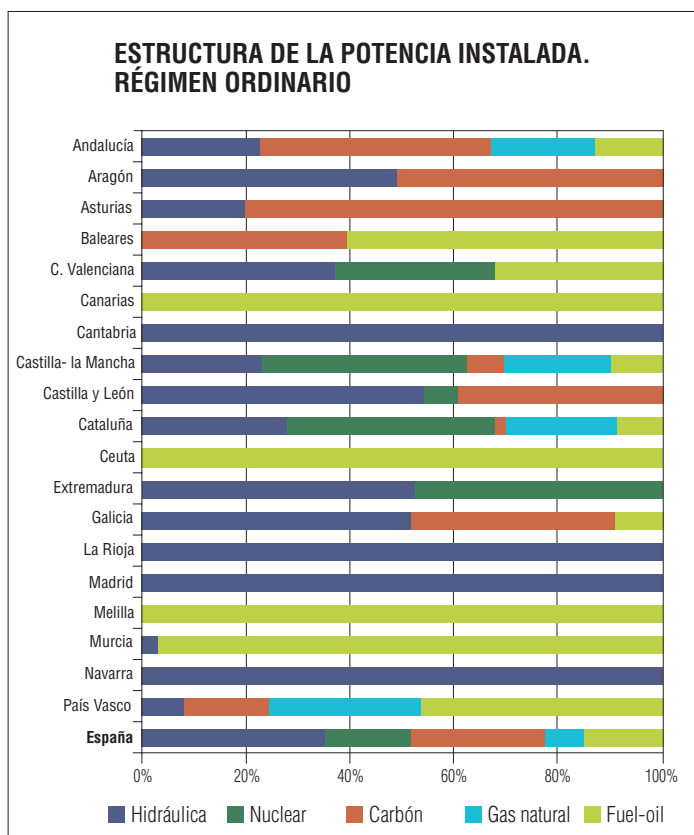
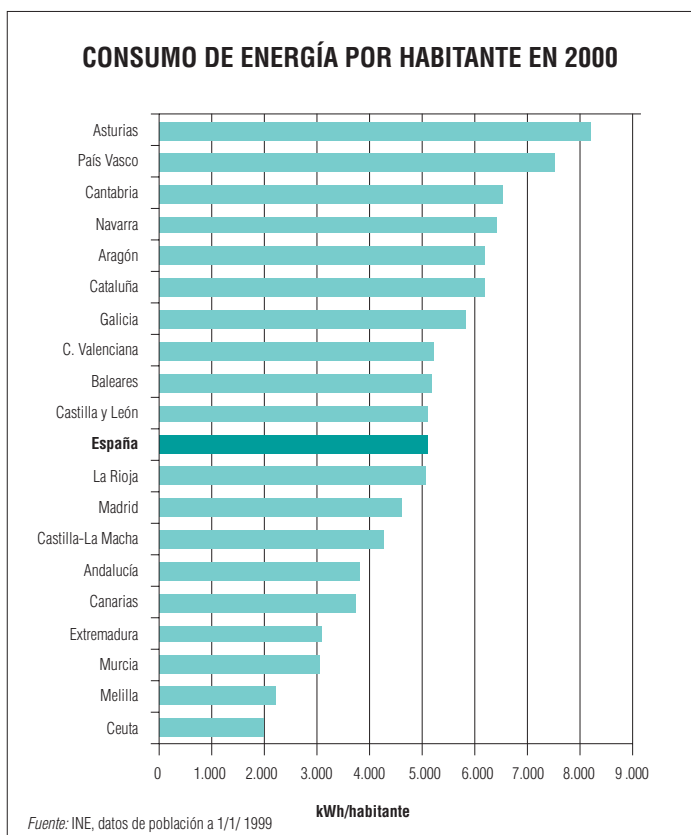
BALANCE ELÉCTRICO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. 2000

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
Balance eléctrico 2000 (GWh)																				
Hidráulica	935	2.679	1.533	0	2	466	566	7.257	3.590	0	1.011	2.017	7.050	131	75	0	58	222	252	27.844
Nuclear	0	0	0	0	0	0	9.901	4.030	25.113	0	7.715	15.447	0	0	0	0	0	0	0	62.206
Carbón	14.195	8.290	19.050	3.472	0	0	1.076	17.222	767	0	0	0	14.262	0	0	0	0	0	1.512	79.846
Gas natural	885	0	0	0	0	0	1.897	0	1.213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	385	4.380
Fuel-oil	774	0	0	987	6.107	0	557	0	459	152	1.934	0	656	0	0	131	987	0	502	13.246
Producción bruta	16.789	10.969	20.583	4.459	6.109	466	13.997	28.509	31.142	152	10.660	17.464	21.968	131	75	131	1.045	222	2.651	187.522
Consumos generación	-689	-608	-1.083	-337	-393	-5	-934	-1.294	-1.230	-7	-417	-606	-800	-2	-1	-5	-53	-3	-102	-8.569
Consumos bombeo	-663	-257	-142	0	0	-583	-154	-1.313	-522	0	-891	-70	-311	0	0	0	0	0	0	-4.906
Producción neta	15.437	10.104	19.358	4.121	5.717	-122	12.909	25.902	29.390	146	9.352	16.788	20.857	129	74	126	992	219	2.549	174.047
Régimen especial	3.506	2.746	829	146	538	688	1.825	1.923	5.758	0	1.664	38	3.781	221	588	0	511	1.622	913	27.297
TOTAL	18.943	12.850	20.187	4.268	6.255	566	14.734	27.825	35.148	146	11.016	16.826	24.638	350	662	126	1.503	1.841	3.462	201.344
Intercambios (*)	9.132	-5.464	-11.262	0	0	2.905	-7.310	-15.063	3.248	0	10.283	-13.480	-8.680	1.004	23.131	0	1.965	1.627	12.405	4.441
Intracom. e intern.	-2.265	766	0	0	0	0	0	598	3.760	0	0	2.267	-3.794	0	0	0	0	0	3.109	4.441
Intercomunidades (**)	11.397	-6.230	-11.262	0	0	2.905	-7.310	-15.661	-512	0	10.283	-15.747	-4.886	1.004	23.131	0	1.965	1.627	9.296	0
Demanda bruta	28.075	7.386	8.925	4.268	6.255	3.471	7.424	12.762	38.396	146	21.299	3.346	15.958	1.354	23.793	126	3.468	3.468	15.867	205.785
Demanda bruta 1999	26.854	7.012	8.540	4.037	5.787	3.462	7.261	12.046	36.828	138	19.364	2.886	14.861	1.279	22.305	115	3.635	3.252	14.760	194.422
Δ% 00/99	4,5	5,3	4,5	5,7	8,1	0,3	2,2	5,9	4,3	5,7	10,0	15,9	7,4	5,9	6,7	8,9	-4,6	6,6	7,5	5,8

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

(**) Saldo de intercambios físicos de las interconexiones ubicadas en cada comunidad autónoma.

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
Potencia instalada 2000 (MW)																				
Hidráulica	1.046	1.284	661	0	1	363	721	3.955	2.206	0	1.255	2.148	2.673	8	59	0	28	11	105	16.525
Nuclear	0	0	0	0	0	0	1.226	466	3.125	0	1.025	1.957	0	0	0	0	0	0	0	7.799
Carbón	2.035	1.341	2.688	510	0	0	221	2.849	160	0	0	0	2.032	0	0	0	0	0	217	12.052
Gas natural	901	0	0	0	0	0	634	0	1.670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	377	3.582
Fuel-oil	604	0	0	782	1.593	0	314	0	694	39	1.084	0	470	0	0	45	858	0	608	7.092
Régimen ordinario	4.586	2.625	3.349	1.292	1.594	363	3.116	7.269	7.855	39	3.364	4.105	5.175	8	59	45	886	11	1.307	47.050
Régimen especial	847	905	180	23	130	203	712	728	1.518	0	622	18	1.389	88	210	2	161	702	387	8.825
Total	5.433	3.530	3.529	1.315	1.724	566	3.828	7.997	9.373	39	3.986	4.123	6.564	96	269	47	1.047	713	1.694	55.875
Total 1999	5.277	3.382	3.491	1.161	1.684	565	3.564	7.811	9.027	39	3.904	4.122	6.252	41	259	47	1.013	516	1.643	53.800
Δ% 00/99	3,0	4,4	1,1	13,3	2,4	0,2	7,4	2,4	3,8	0,0	2,1	0,0	5,0	132,8	3,9	0,0	3,4	38,2	3,1	3,9





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>