

SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Sistema peninsular: Balance Eléctrico 1992-2001	

Fuentes de información:

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

Fecha de redacción: 15 de noviembre de 2002

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S.L.

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados
disponibles en Internet:

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

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En septiembre, el consumo de energía eléctrica retoma el ritmo de crecimiento que venía caracterizando al año 2002, con excepción del mes anterior, alcanzándose una demanda mensual de 16.972 GWh, un 2,9% superior a la registrada en septiembre del año anterior.
- Las temperaturas registradas en septiembre, un poco más suaves que las del año anterior, han tenido un efecto negativo sobre la demanda del 0,2%, mientras, que la laboralidad ha tenido un efecto positivo del 1,1% sobre la demanda. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 2,0%, uno de los valores más bajos junto con el registrado en agosto, desde octubre del 1996.
- El crecimiento de la demanda en el periodo enero-septiembre, se sitúa en el 3,0%, 2,0 puntos por debajo del registrado en el mismo periodo del año anterior. Corregido el efecto conjunto de las temperaturas y la laboralidad, el crecimiento atribuible a la actividad económica se estima en un 3,3%, 2,1 puntos menos que en los nueve primeros meses de 2001.
- Como viene sucediendo en los meses anteriores, la estructura de producción mensual viene condicionada por la escasa producción hidroeléctrica, cuya aportación a la producción bruta mensual apenas ha alcanzado el 8,4%. Este descenso ha favorecido una mayor participación de los grupos térmicos convencionales que han generado el 60,3% de la producción bruta, la partici-

pación más elevada de esta tecnología desde que comenzó el año. Por su parte, la producción nuclear ha aportado el 31,3% de la producción bruta mensual, 5,7 puntos menos que en el mes anterior, consecuencia de las actuaciones programadas en las centrales durante el mes de septiembre.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en septiembre la demanda ha ascendido a 1.072 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 5,5%, muy similar a la que se alcanzó en septiembre de 2001. Tras el dato de septiembre, en los primeros nueve meses del año, se ha situado el crecimiento acumulado de la demanda en el 3,8%, 2,9 puntos menos que en el mismo periodo de 2001.
- En septiembre los precios en el mercado de producción vuelve a recuperar la tendencia alcista, rota en el mes de agosto, situando el precio medio final en 4,558 c€/kWh, un 13,3% más que el mes anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha aumentado un 18,5% respecto al mes pasado.
- El precio medio acumulado del año se sitúa en 4,911 c€/kWh, un 41,1% superior al registrado en el periodo enero-septiembre del año anterior, debido al incremento del precio en el mercado diario, un 52,3%, compensado en parte por la disminución del precio en el conjunto de Otros mercados, un 7,1% y de la Garantía de potencia, un 1,3%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el periodo enero-septiembre ha sido de 5,288 c€/kWh, un 35,2% superior al del mismo periodo del año anterior, debido al incremento del precio de compra de la 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 periodo enero-septiembre ha sido 6,854 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 5,188 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 5,547 c€/kWh, un 18,5% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

Balance eléctrico	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.111	2,2	128.378	0,8	172.974	2,4
Régimen especial	2.429	1,2	24.087	7,1	31.720	6,8
Intercambios internacionales	432	52,5	4.278	76,3	5.310	45,6
Demanda bruta	16.972	2,9	156.742	3,0	210.003	3,8
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	1.011	5,4	8.393	4,0	11.166	5,4
Régimen especial	61	8,2	583	-0,4	739	-0,3
Demanda bruta	1.072	5,5	8.975	3,8	11.905	5,1

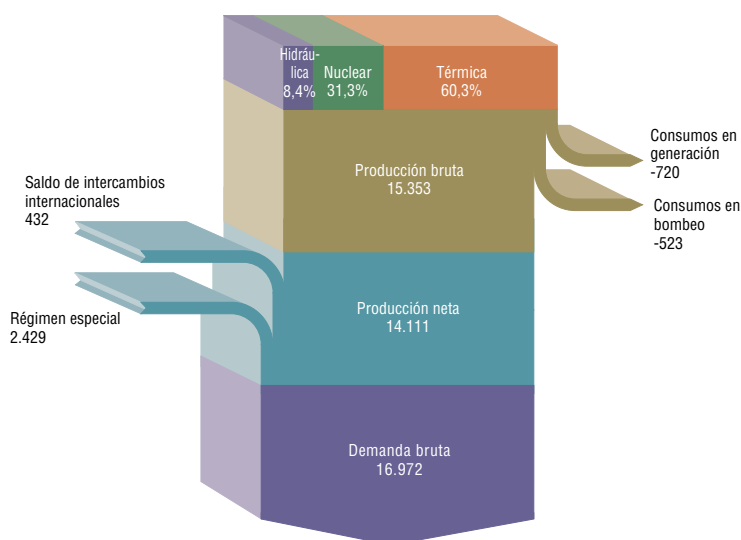
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	5,231	2,5	5,547	31,3	5,526	28,4
En el mercado	4,861	3,6	5,188	39,6	5,179	35,3
Al régimen especial	6,666	0,7	6,854	11,3	6,818	10,8
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,327	3,9	4,680	47,0	4,689	40,8
Total	4,943	3,2	5,288	35,2	5,276	31,3

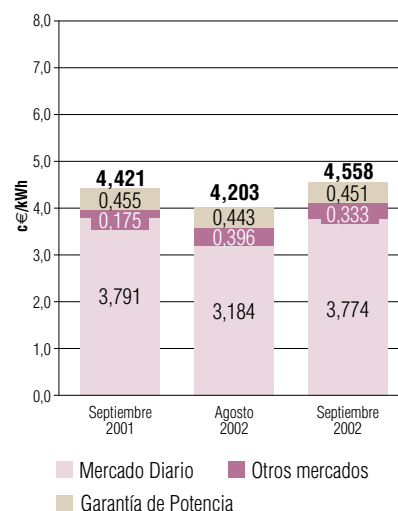
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

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

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



MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de septiembre, la demanda de energía eléctrica tuvo un crecimiento de 2,9% respecto al año anterior, con un total de 16.972 GWh demandados.

- La laboralidad tuvo una influencia positiva sobre la variación de la demanda, incrementando 1,1 puntos a su crecimiento.

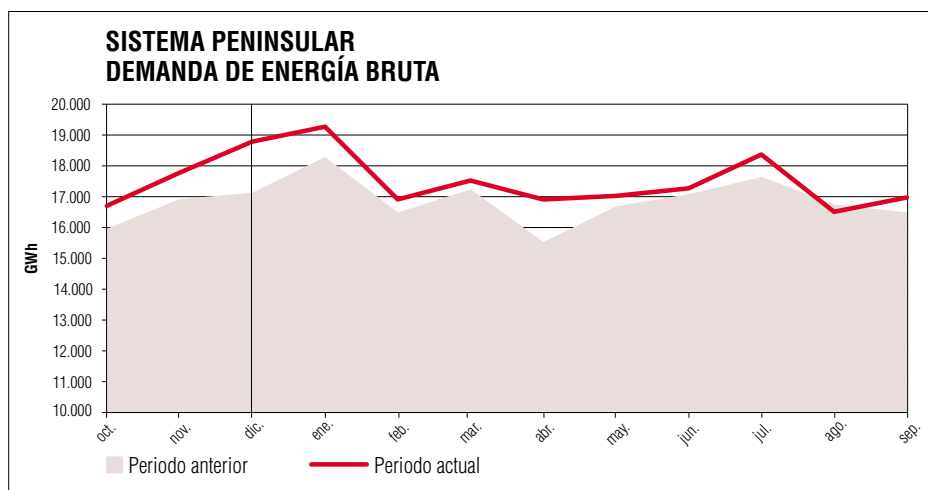
- En septiembre, las temperaturas fueron inferiores a las del año anterior, pero similar al valor característico para este periodo, lo que ha tenido un efecto negativo sobre la demanda de tan sólo 0,2 puntos. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 27,2 °C, inferior a los 29,4°C registrados en septiembre de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 15,36 °C, frente a los 14,4 °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 2,0%. Esta tasa de crecimiento, es inferior en 2,7 puntos a la que se alcanzó en septiembre de 2001, e igualmente inferior en algo más de un punto al crecimiento medio de esta magnitud durante los primeros ocho meses de 2002.

- Tras el dato de septiembre, el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2002 se sitúa en el 3,0%, 2,0 puntos por debajo del incremento registrado en el mismo periodo de 2001. El efecto conjunto de la laboralidad y las temperaturas en estos primeros nueve meses del año ha sido negativo en un 0,3%, con lo que el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 3,3%, valor inferior en 2,1 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior.

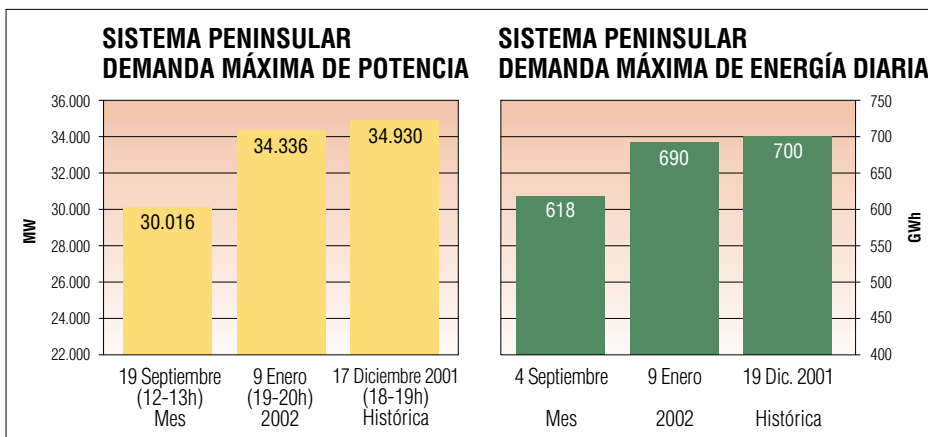
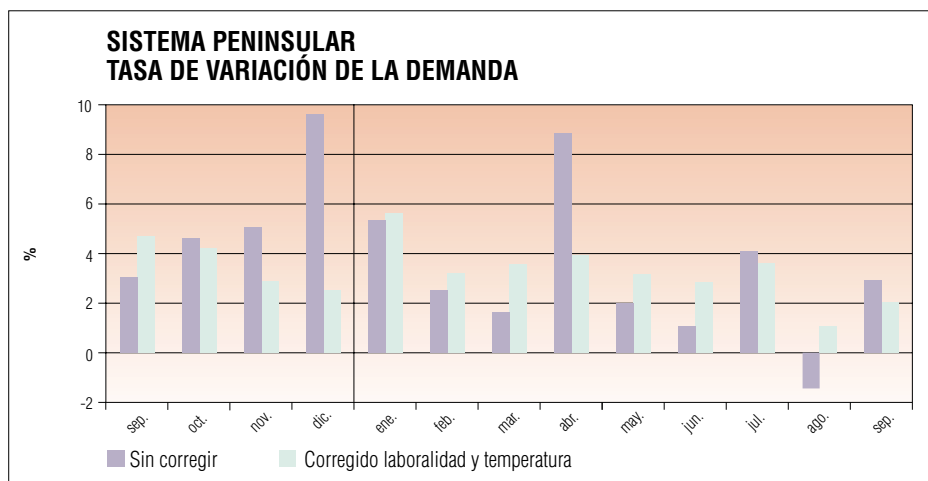
- La demanda máxima de potencia horaria en septiembre se registró el día 19 a las 12 horas con 30.016 MW, un 1,1% más que el máximo registrado en el mismo mes de 2001. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se registró el día 4 con 618 GWh, un 1,2% superior a la de septiembre del año anterior.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en septiembre la demanda ha ascendido a 1.072 GWh, un 5,5% superior a la del mismo mes del año anterior. Tras el dato de septiembre, el crecimiento de la demanda, acumulado durante este periodo, se ha situado en el 3,8 %, 2,9 puntos inferior que en el mismo periodo del 2001.



Demanda bruta	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.972	2,9	156.742	3,0	210.003	3,8
Efectos						
Laboralidad	-	1,1	-	-0,3	-	-0,2
Temperatura	-	-0,2	-	0,0	-	0,8
Activ. económica y otros	-	2,0	-	3,3	-	3,2
Sistemas extrapeninsulares	1.072	5,5	8.975	3,8	11.905	5,1

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

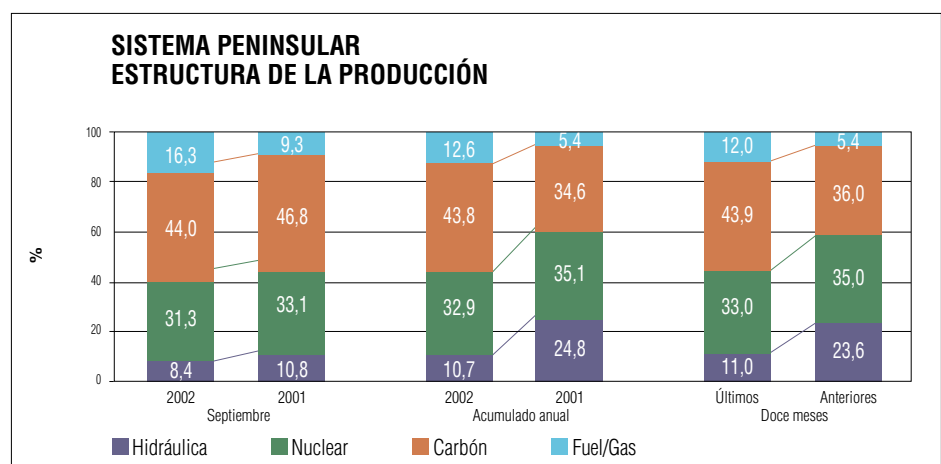
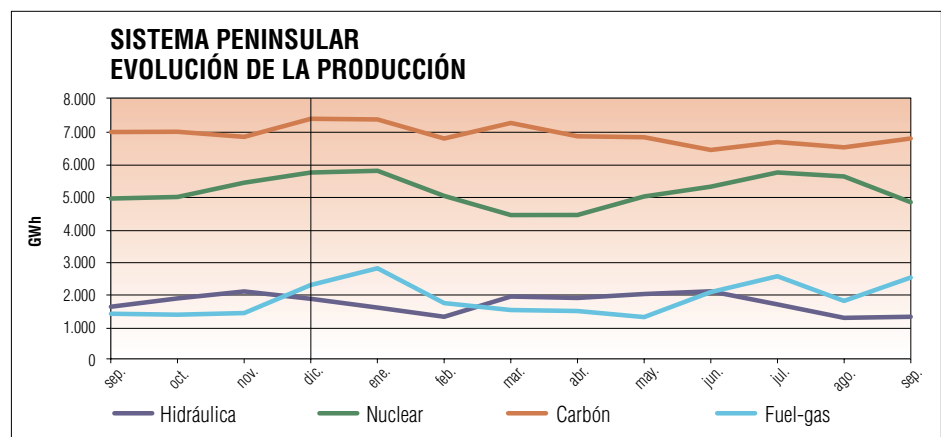
- La producción bruta peninsular ascendió en septiembre a 15.353 GWh, un 3,3% superior a la registrada en el mismo mes del año anterior.
- Una vez más, la estructura de la producción mensual viene condicionada por la escasa producción hidroeléctrica que, pese a que este mes ha sido el primero desde julio de 2001 en registrarse un producible hidráulico por encima del valor histórico medio, apenas ha aportado el 8,4% de la producción bruta mensual, debido a que la cantidad de agua embalsada continua siendo baja.
- Por su parte, los grupos nucleares, reducen su generación respecto al mes precedente en un 14,1%, reduciendo también su peso específico en la producción bruta mensual.
- Por el contrario, la producción térmica convencional ha incrementado su contribución respecto al mes anterior, aportando el 60,3% de la producción bruta mensual, 5,6 puntos más que en agosto. Dentro de esta, destaca el importante incremento que se produce en la generación con fuel-gas, situando su aportación en el 16,3%, casi cinco puntos por encima de su contribución en el mes anterior, debido en gran medida a la entrada en funcionamiento de varios grupos de ciclo combinado.
- Una vez transcurridos los primeros nueve meses del año, el fuerte descenso de la producción hidráulica ha situado la participación de esta tecnología en la producción bruta del periodo en el 10,7%, muy por debajo del 24,8% que aportó en el periodo enero-septiembre de 2001. La producción nuclear también redujo su aportación al 32,9%, 2,2 puntos menos que en el año anterior, mientras que los grupos térmicos convencionales han compensado las menores participaciones hidroeléctrica y nuclear, aportando el 56,4%, 16,4 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En los primeros nueve meses de 2002, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 81,9% de la demanda del periodo, 1,7 puntos menos que en el mismo periodo de 2001. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 15,4%, similar al periodo del año anterior, y el saldo importador de los intercambios internacionales el 2,7% restante, 1,1 puntos más que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-septiembre las centrales de fuel han cubierto el 65,5% de la demanda, 2,2 puntos más que en el mismo periodo del año anterior, el carbón el 27,9%, 2,0 puntos menos, y la energía adquirida al régimen especial el 6,5% restante, 0,3 puntos menos que en los primeros ocho meses de 2001.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.586	1.292	-19,2	14.933	-55,6	20.699	-51,4
Nuclear	7.816	4.806	-2,3	45.975	-3,5	62.062	-2,0
Carbón	11.565	6.760	-2,8	61.272	30,5	82.412	26,7
Fuel-Gas	11.008	2.496	80,2	17.598	138,8	22.627	132,7
Producción bruta	46.975	15.353	3,3	139.778	3,1	187.800	3,9
Consumos generación		-720	5,1	-6.356	17,3	-8.523	16,3
Consumos bombeo		-523	41,8	-5.043	75,6	-6.303	41,3
Producción neta		14.111	2,2	128.378	0,8	172.974	2,4
Régimen especial	10.910	2.429	1,2	24.087	7,1	31.720	6,8
Intercambios internacionales		432	52,5	4.278	76,3	5.310	45,6
Importaciones		782	21,9	6.932	20,4	8.765	10,8
Exportaciones		-350	-2,3	-2.654	-20,3	-3.455	-18,9
Demanda bruta		16.972	2,9	156.742	3,0	210.003	3,8

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	1	-37,3	2	-18,6
Carbón	510	317	-1,8	2.686	-3,1	3.588	-0,4
Fuel-oil	2.670	765	9,2	6.308	7,6	8.389	8,4
Producción bruta	3.181	1.082	5,7	8.995	4,1	11.978	5,6
Consumos generación		-71	11,2	-603	5,5	-812	7,8
Producción neta		1.011	5,4	8.393	4,0	11.166	5,4
Régimen especial	214	61	8,2	583	-0,4	739	-0,3
Demanda bruta		1.072	5,5	8.975	3,8	11.905	5,1

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

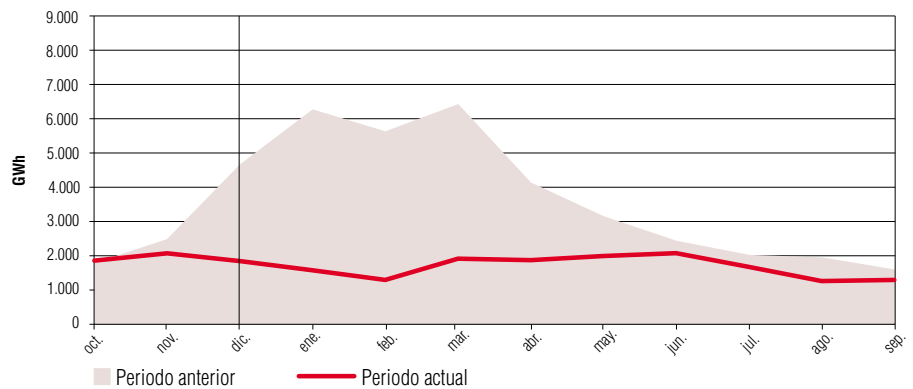


Producción hidroeléctrica

- Por primera vez desde julio de 2001, el producible hidráulico de septiembre se ha situado por encima del valor característico para este mes. A pesar de ello, la producción hidroeléctrica mensual apenas ha alcanzado 1.292 GWh, la menor registrada en un mes de septiembre desde 1995, debido al escaso volumen de agua embalsada. Esta producción es un 19,2% inferior a la de septiembre del año anterior y ha aportado el 8,4% de la producción bruta mensual, una de las aportaciones más bajas de esta tecnología de los últimos seis años.
- Tras los bajos registros de los nueve primeros meses del año, la producción hidroeléctrica acumulada se ha situado en 14.933 GWh, un 55,6% inferior a la del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 10,7% de la producción bruta, catorce puntos menos que en el periodo enero-septiembre de 2001.
- En septiembre casi todas las cuencas hidrográficas, con excepción de las de Guadiana y Ebro, han reducido su producción respecto al año anterior, con descensos máximos del 41,8% en la cuenca del Duero. En los nueve meses transcurridos del año, el fuerte descenso de la producción hidroeléctrica ha tenido una mayor incidencia en las cuencas de la mitad norte peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica total se ha situado en el 76,7%, casi dos puntos menos que en el mismo periodo del año anterior.
- En septiembre se registraron precipitaciones en toda la península, concentrándose principalmente en la segunda quincena del mes. Estas precipitaciones fueron significativamente superiores al valor habitual en la zona Andaluza.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de septiembre fue húmedo, registrándose una energía producible en el mes de 717 GWh, el 14% por encima del producible característico de este mes.
- El escaso producible hidráulico registrado en los nueve primeros meses del año, ha situado el producible acumulado en 10.933 GWh, inferior en un 51% al valor característico para este periodo, muy por debajo del producible que se registró en el mismo periodo de 2001, que superó un 37% su valor medio histórico.
- Las reservas del conjunto de los embalses presentan valores inferiores al valor característico del mes de septiembre. El volumen de reservas se situaba al finalizar el mes en 6.285 GWh, un 3,2% por debajo del que existía el mismo día del año anterior.

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

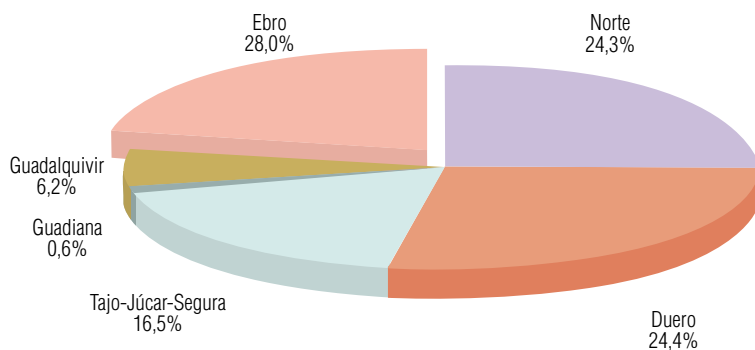
**SISTEMA PENINSULAR
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**



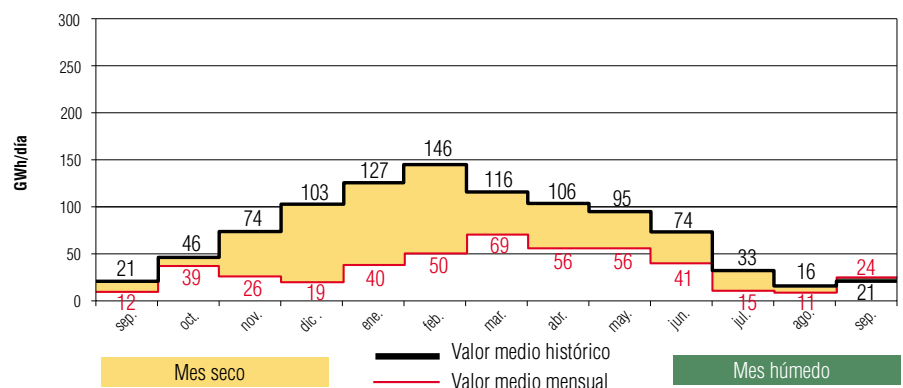
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	273	-33,2	3.627	-64,2	5.127	-62,2
Duero	3.556	284	-41,8	3.642	-61,9	5.526	-54,2
Tajo-Júcar-Segura	4.104	199	-23,7	2.461	-59,0	3.616	-50,9
Guadiana	233	7	41,7	90	-46,3	139	-20,9
Guadalquivir	1.016	79	-4,6	926	-16,0	1.167	-11,5
Ebro	3.483	450	26,8	4.187	-37,6	5.125	-37,0
Sistema peninsular	16.586	1.292	-19,2	14.933	-55,6	20.699	-51,4
Canarias	1	0	-	1	-37,3	2	-18,6
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	1	-37,3	2	-18,6

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

**SISTEMA PENINSULAR
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL**

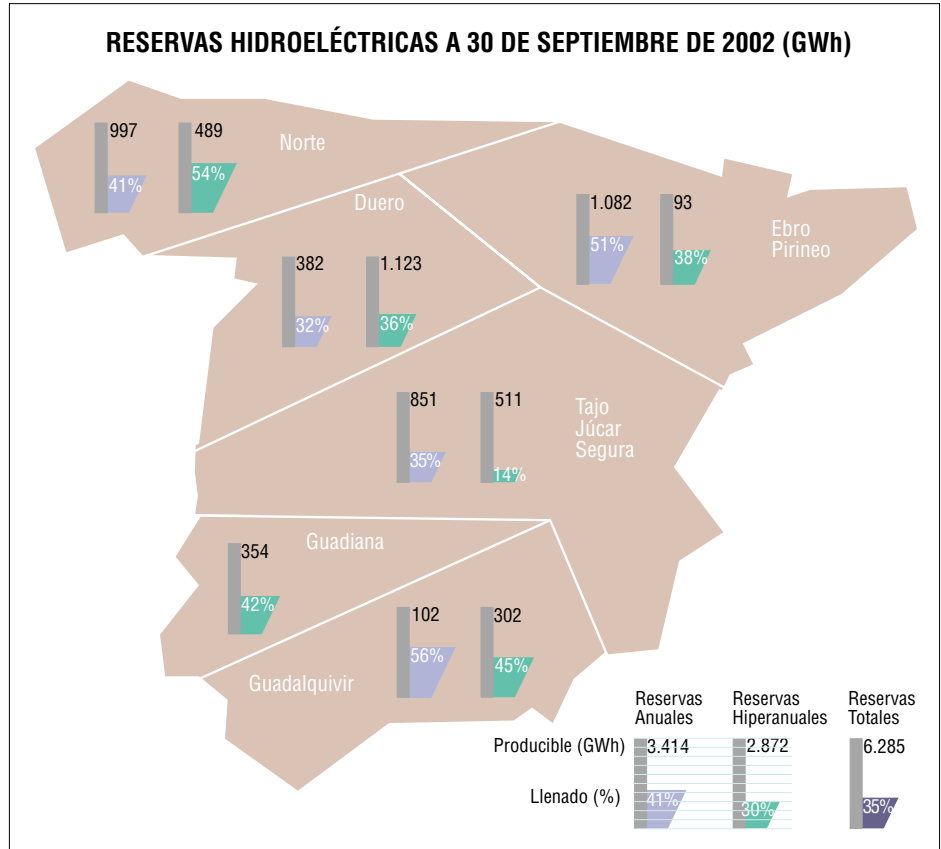


**SISTEMA PENINSULAR
ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE**



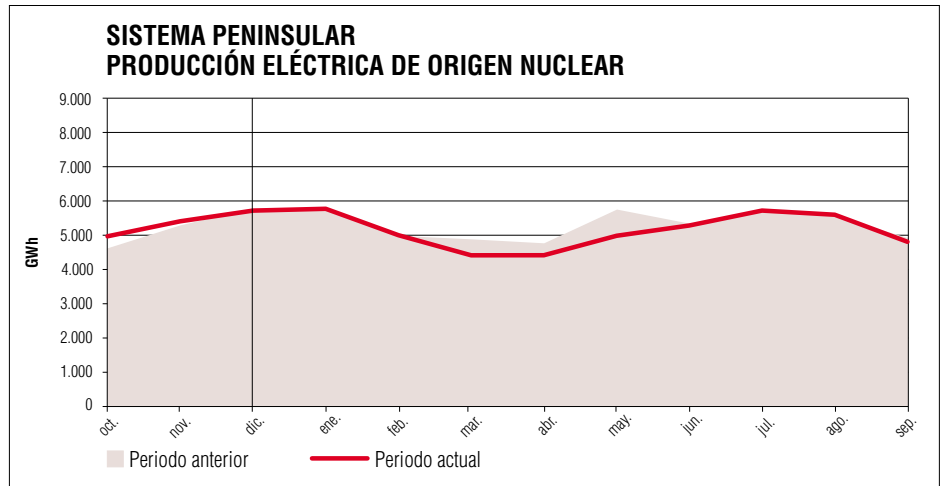
tía a finales de agosto. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 35,1% de la capacidad total, 1,2 puntos inferior al registrado a finales del mes pasado, e inferior al 48,7% que se alcanzó al finalizar septiembre de 2001.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 3.414 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 40,9%, 1,3 puntos menos que en el mes de agosto, e inferior al 43,9% que se registraba al finalizar el mes de septiembre del año anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 56,0% en la cuenca Guadalquivir y un mínimo del 32% y 35% en las cuencas Duero y Tajo-Júcar-Segura, respectivamente.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 2.872 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 30,1%, un punto inferior al del mes precedente y 23 puntos inferior al registrado al finalizar septiembre de 2001. Por cuencas, el máximo nivel de llenado correspondió a la cuenca Norte, con un porcentaje superior al 50%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que apenas ha alcanzado el 14%.



Producción nuclear

- En el mes de septiembre la producción de origen nuclear ha ascendido a 4.806 GWh, un 2,3% inferior a la del mismo mes del año anterior y un 6,6% por debajo de la generación media de esta tecnología durante los primeros ocho meses del año.
- Esta generación representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 31,3%, valor inferior en casi dos puntos a su contribución media tanto en términos acumulados como interanuales.
- Continúa la parada por recarga de combustible y mantenimiento en la central José Cabrera, que se inició el día 22 de agosto.
- EL día 7 de septiembre se inicia la parada de recarga de combustible y mantenimiento en la central de Asco II, permaneciendo en estas condiciones hasta el día 29, que finaliza la misma y se acopla el grupo a la red
- Como consecuencia de estas actuaciones programadas, los valores del coeficiente de disponibilidad y del factor de carga en el mes de septiembre han sido inferiores a los meses anteriores. Así, el coeficiente de disponibilidad se ha situado en septiembre en el 87,4%, y el factor de carga ha alcanzado el 85,4%, ambos porcentajes alrededor de once puntos inferiores a los registrados en agosto.
- La producción acumulada del equipo nuclear en los nueve primeros meses del año ha sido de 45.975 GWh, un



Producción bruta Nuclear	Potencia MW	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	0	-100,0	766	-5,8	1.079	-5,3
Garoña	466	329	-1,4	2.982	16,8	4.005	12,7
Almaraz I	974	653	-5,3	5.584	-11,5	7.732	-0,3
Ascó I	1.028	715	393,8	6.605	9,6	8.700	5,0
Almaraz II	983	685	0,0	6.311	0,7	7.926	-5,7
Cofrentes	1.025	766	3,7	5.802	-11,0	7.868	-8,6
Ascó II	1.027	120	-83,6	5.938	0,1	8.162	-0,1
Vandellós II	1.087	772	0,8	5.985	-14,7	8.347	-5,9
Trillo I	1.066	767	0,5	6.002	-3,0	8.243	-3,4
Sistema peninsular	7.816	4.806	-2,3	45.975	-3,5	62.062	-2,0

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

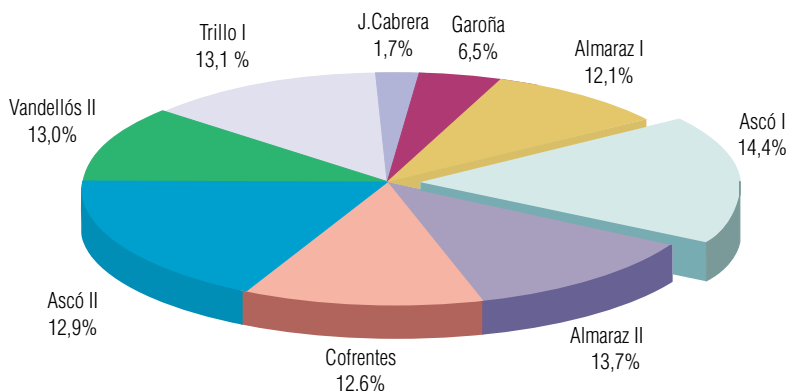
3,5% inferior a la del mismo periodo del año anterior, consecuencia de la mayor concentración de actuaciones programadas en las centrales durante este año. Esta generación ha cubierto el 32,9% de la producción bruta del periodo, 2,2 puntos menos que en el mismo periodo de 2001.

- Los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga registrados en septiembre han situado los valores acumulados de estas magnitudes en el 92,0% y 89,8%, respectivamente. Estos valores son inferiores en alrededor de tres puntos a los registrados en el periodo enero-septiembre de 2001, debido al mayor número de actuaciones programadas en este año.
- Durante el mes de septiembre se han fabricado 24 elementos combustible tipo PWR, 10 para José Cabrera y 14 para EDF (Francia). También se han fabricado 26 elementos BWR para la central de Santa María de Garoña. 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 septiembre no ha habido producción residual de concentrados de uranio.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales en el mes de septiembre ha ascendido a 9.256 GWh, un 10,9% más que el mismo mes del año anterior. Esta producción, la segunda más elevada del año, acentúa la línea de elevadas generaciones que la producción térmica ha seguido desde junio del año anterior como respuesta a la escasa generación hidroeléctrica.
- La generación de septiembre representa una aportación a la producción bruta mensual del 60,3%, 4,1 puntos superior a la de septiembre del año anterior y 4,3 puntos superior a su aportación media en el periodo enero-agosto de este año.
- La producción térmica convencional acumulada en el periodo enero-septiembre, ha ascendido a 78.870 GWh, un 45,2% superior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 56,4% de la producción bruta, muy por encima del 40,1% que aportó en el periodo enero-septiembre del año anterior.
- Por tecnologías, en los primeros nueve meses del año las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 65,1% de la producción térmica total, 4,5 puntos menos que en el mismo periodo de 2001. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 12,6%, 4,3 puntos menos que en el año anterior, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 22,3% restante, casi nueve puntos más que en los primeros nueve meses de 2001.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



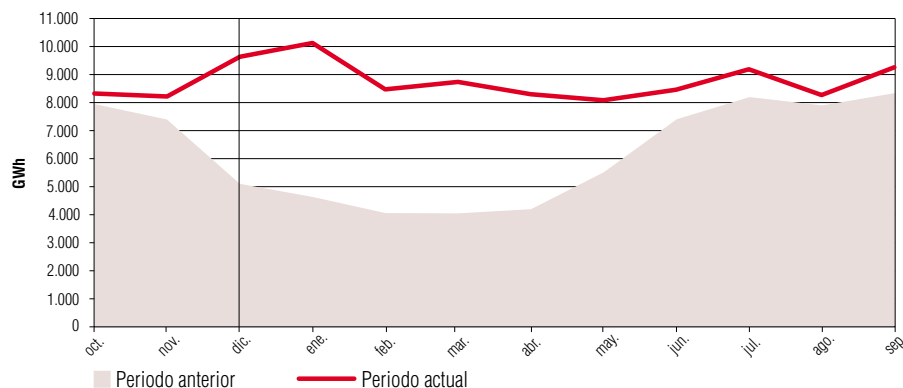
Grupo	Septiembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	0,0	100,0	0,0	73,1	14,6	7,0
Garoña	98,1	0,0	0,0	97,7	0,0	0,8
Almaraz I	93,2	0,0	4,2	87,6	8,8	0,6
Ascó I	96,5	0,0	0,0	98,1	0,0	0,3
Almaraz II	96,8	0,0	0,0	98,0	0,0	0,0
Cofrentes	100,0	0,0	1,6	86,4	10,4	2,0
Ascó II	16,2	76,0	0,0	88,2	8,4	0,8
Vandellós II	98,6	0,0	0,0	84,0	12,1	0,4
Trillo I	99,9	0,0	0,0	85,9	13,3	0,1
Sistema peninsular	85,4	11,8	0,8	89,8	7,3	0,7

Combustible nuclear	Septiembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	0	12.833
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	10	125	196
Exportación	14	192	192
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	26	26	146
Exportación	0	71	82
Nº elementos importación:			
PWR	0	24	44
BWR	0	0	76

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



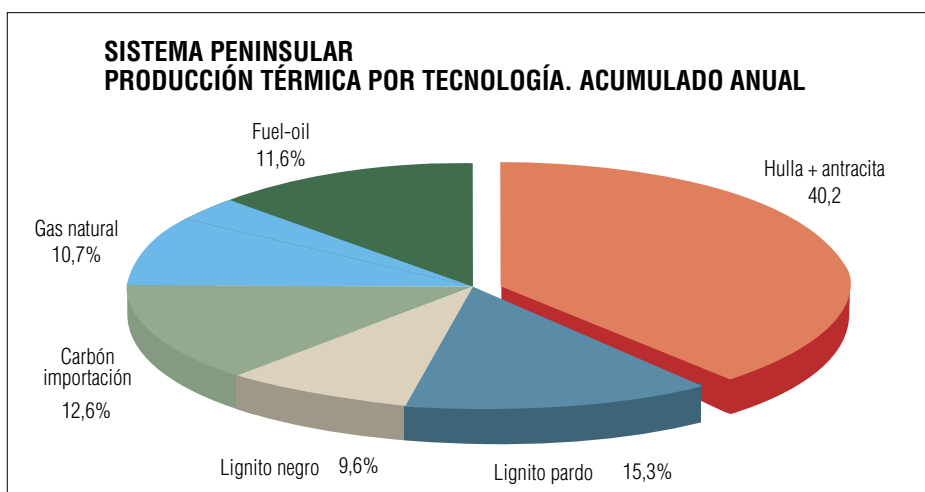
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en el periodo enero-septiembre, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos fue el 37,7% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 40,1% y la de fuel-gas el 22,1%.
- En los primeros nueve meses del año, todas las tecnologías han aumentado su producción respecto al mismo periodo del año anterior, destacando los elevados incrementos de las centrales de lignito negro, que casi han duplicado su producción, y de los grupos de fuel-oil y gas natural cuya producción conjunta ha sido más de dos veces superior a la del periodo enero-septiembre de 2001.
- La mayor utilización del equipo térmico en el conjunto de los nueve primeros meses del año ha situado el factor de carga del periodo en el 53,3%, 15,5 puntos más que en el año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 77,8%, valor muy inferior al 88,5% registrado en el periodo enero-septiembre de 2001.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-septiembre las centrales de fuel han cubierto la totalidad del incremento de demanda y han aportado el 70,1% de la producción térmica total, 2,2 puntos más que en los primeros nueve meses del año anterior.

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	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.450	-6,0	31.710	35,0	42.894	30,1
Lignito pardo	2.031	1.311	-2,3	12.063	18,2	16.100	16,6
Lignito negro	1.502	830	1,4	7.573	84,2	9.928	57,7
Carbón importación	1.944	1.168	3,6	9.926	8,5	13.490	12,5
Gas natural (*)	6.376	1.889	156,0	8.421	128,6	10.157	113,0
Fuel-oil	4.632	606	-6,2	9.177	149,0	12.470	151,7
Sistema peninsular	22.573	9.256	10,9	78.870	45,2	105.039	40,5
Carbón	510	317	-1,8	2.686	-3,1	3.588	-0,4
Fuel-oil	2.670	765	9,2	6.308	7,6	8.389	8,4
Sistemas extrapeninsulares	3.180	1.082	5,7	8.995	4,1	11.977	5,6

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



Tecnología	Septiembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	78,7	3,5	7,1	79,5	3,3	7,8
Lignito pardo	89,7	0,0	1,9	90,7	0,2	2,0
Lignito negro	76,8	0,0	8,4	77,0	0,0	7,8
Carbón importación	83,5	0,0	7,7	77,9	4,6	7,7
Gas natural (*)	41,2	7,6	15,1	28,4	2,4	26,1
Fuel-oil	18,2	0,0	44,3	30,2	0,0	48,7
Sistema peninsular	56,9	2,4	17,0	53,3	1,9	20,3
Carbón	86,4	0,0	0,0	80,4	3,8	5,6
Fuel-oil	39,8	2,0	6,7	35,8	5,0	2,9
Sistemas extrapeninsulares	47,3	1,7	5,7	46,5	4,8	3,4

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

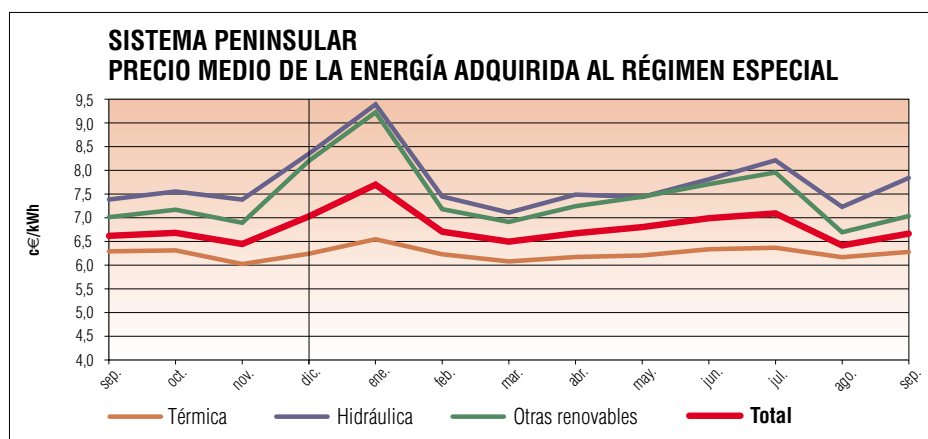
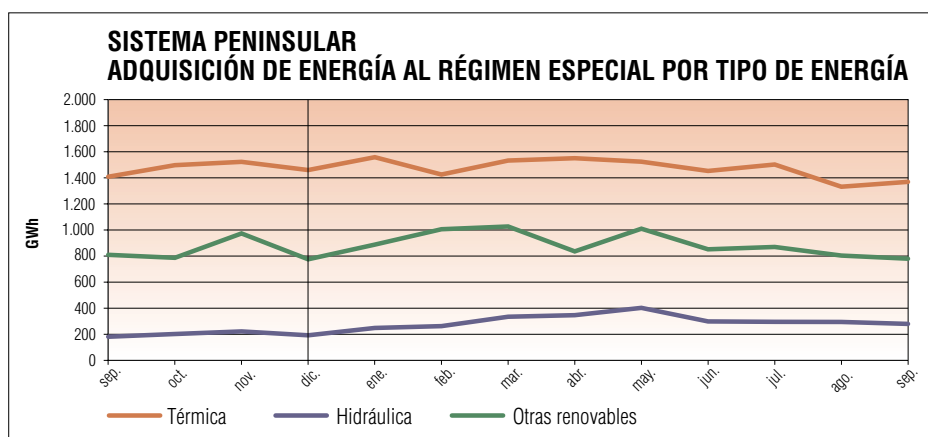
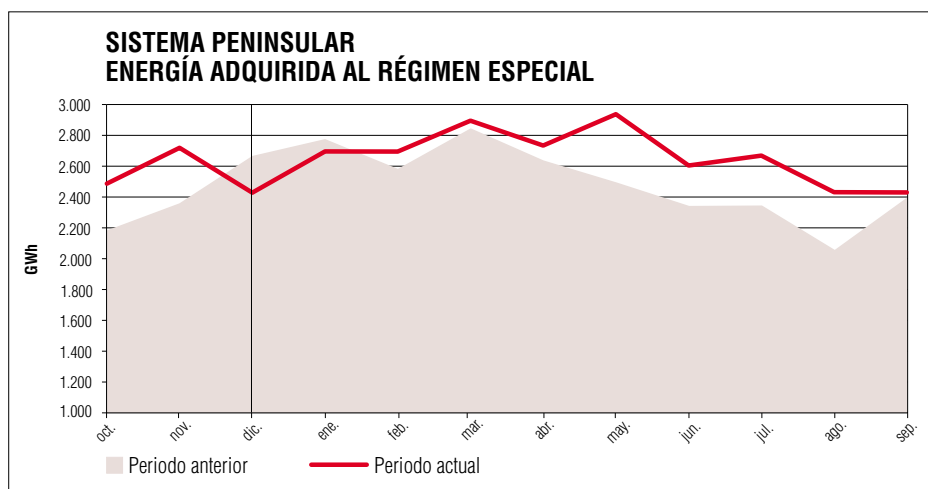
Combustible	Septiembre					Acumulado anual				Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	
Hulla + antracita	834	-19,8	1.996	-29,8	2.454	7.509	15,4	21.032	10.539	17,3	29.203	
Lignito pardo	177	-30,6	21	-61,1	436	1.974	0,8	4.732	2.727	7,3	6.543	
Lignito negro	130	-21,5	734	-38,5	401	1.377	63,2	4.008	1.847	43,4	5.448	
Carbón importación	1.244	16,6	2.040	-1,0	3.837	11.024	40,0	31.630	14.386	30,7	41.148	
Gas natural (**)	450	105,1	-	-	1.241	2.475	133,1	6.731	2.969	125,8	8.285	
Gas siderúrgico	32	-21,2	-	-	90	344	-4,4	893	461	0,5	1.203	
Fuel-oil	249	0,8	655	35,9	796	3.257	113,2	9.844	4.461	119,2	13.209	
Sistema peninsular	3.116	2,7	5.446	-17,9	9.256	27.959	38,9	78.870	37.390	35,3	105.039	
Carbón	99	6,1	263	-35,8	317	852	-0,5	2.686	1.135	1,2	3.588	
Fuel-oil	183	7,4	116	-1,0	765	1.492	11,5	6.308	1.954	11,1	8.389	
Sistemas extrapeninsulares	283	6,9	379	-28,1	1.082	2.345	6,8	8.995	3.089	7,3	11.977	

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS
1 kTEC = 0,7 kTep. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTep: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

Régimen especial (*)

- En septiembre, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.429 GWh, con un crecimiento del 1,2% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de septiembre, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 31.720 GWh, supera en un 6,8% al del mismo periodo del año anterior, diez puntos por debajo del crecimiento interanual alcanzado en septiembre de 2001. Este volumen de energía ha aportado el 15,1% de la demanda de los últimos doce meses, casi medio punto superior a su contribución en el mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses destaca el aumento del peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables no hidráulicas, que han incrementado su producción en un 30,6% y han aportado el 33,4% del total de energía adquirida en el periodo, 6,1 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en septiembre el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 61 GWh, un 8,2% más que en el mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía adquirida al régimen especial se reducen en 0,3% respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 6,2% de la demanda interanual, aportación inferior en 0,3 puntos a la contabilizada en septiembre de 2001 para el mismo periodo.
- En septiembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 6,666 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,818 c€/kWh, un 10,8% superior al del mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de las centrales hidráulicas 7,730 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 7,495 c€/kWh, y la procedente de centrales térmicas 6,246 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	Septiembre				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	5.507	1.369	-2,8	6,280	-0,2	13.247	4,7	6,266	2,7	17.727	5,3	6,246	3,5
Hidráulica	1.431	280	54,2	7,839	6,2	2.767	-24,6	7,728	21,4	3.385	-28,6	7,730	19,9
Otras renovables	3.972	780	-3,7	7,035	0,3	8.073	31,0	7,534	22,7	10.609	30,6	7,495	20,5
Sistema peninsular	10.910	2.429	1,2	6,666	0,7	24.087	7,1	6,854	11,3	31.720	6,8	6,818	10,8
Térmica	82	33	45,9	-	-	312	56,6	-	-	374	30,9	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	25,0	-	-	2	-0,5	-	-	2,7	-11,8	-	-
Otras renovables	131	28	-17,1	-	-	268	-30,0	-	-	362	-20,0	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	214	61	8,2	-	-	583	-0,4	-	-	739	-0,3	-	-

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

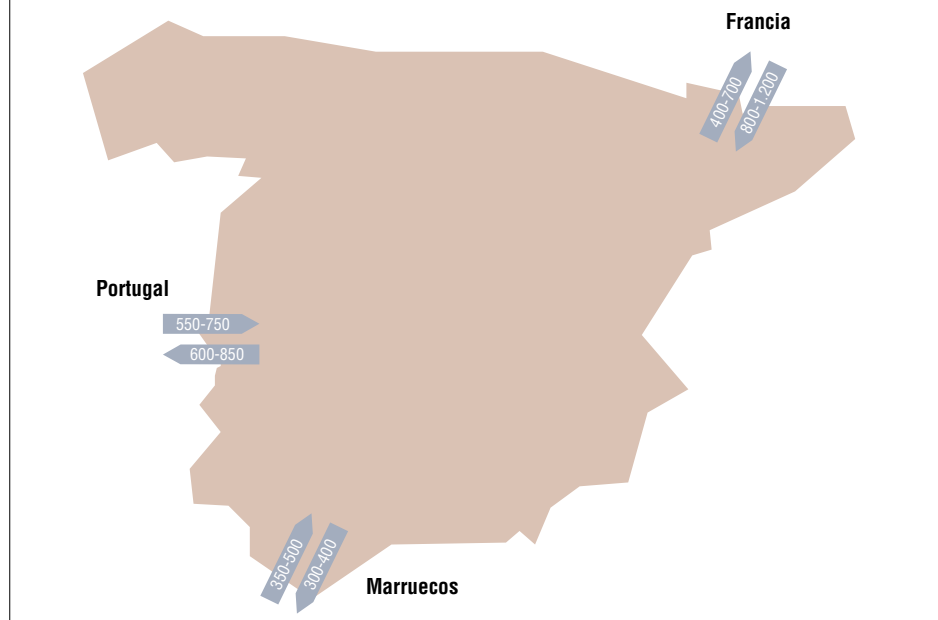
(*) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

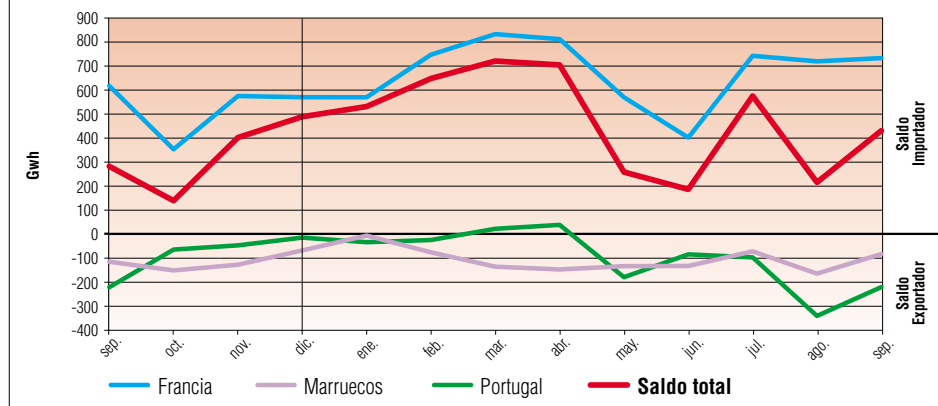
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de septiembre ha ascendido a 1.132 GWh, un 11,6% más que en el mismo mes de 2001. El 69,1% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 432 GWh.
- El 57,8% del volumen 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 septiembre a 456 GWh, el 40,3% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,9% restante.
- En septiembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido a operaciones con la frontera de Francia con 354 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 246 GWh, Marruecos, 52 GWh, y Andorra, 3 GWh.
- En el periodo enero-septiembre, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 9.586 GWh, un 5,5% más que en el mismo periodo del año anterior. El 57,6% de esta energía, casi un punto menos que en el mismo periodo del año 2001, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 1.452 GWh. El 6,7% 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 40,6% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.830 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,9% del volumen y aportó un saldo exportador de 4 GWh.
- Tras el dato de septiembre, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 4.278 GWh, un 76,3% superior al registrado en el mismo periodo del año 2001, debido principalmente a la variación del signo de los intercambios realizados por los agentes, que han importado un 71,4% por encima de sus exportaciones.
- El 53,5% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, durante el periodo enero-septiembre ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 33,4% con Portugal, el 10,0% con Marruecos y el 3,2% restante con Andorra.
- En el mes de septiembre, 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 SEPTIEMBRE 2002 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



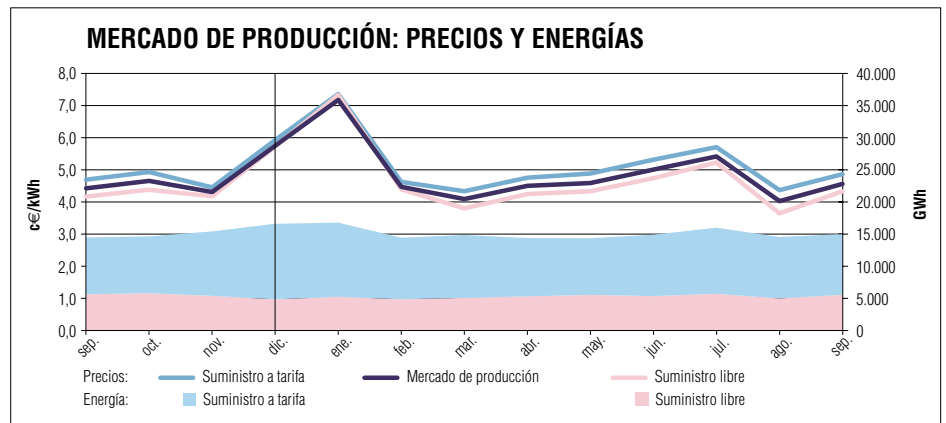
Intercambios internacionales (GWh)*	Septiembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-3	-3	0	-176	-176	0	-294	-294
Francia	347	-4	343	2.864	-6	2.858	3.486	-67	3.419
Marruecos	16	-36	-20	60	-486	-426	63	-678	-615
Portugal	5	-239	-233	248	-1.311	-1.063	316	-1.552	-1.236
Mercado: Agentes	368	-282	87	3.172	-1.979	1.193	3.866	-2.592	1.274
Francia	396	0	396	3.359	0	3.359	4.407	0	4.407
Marruecos	0	-61	-61	0	-529	-529	0	-696	-696
Mercado: Contratos REE	396	-61	335	3.359	-529	2.830	4.407	-696	3.711
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	2	0	2	82	0	82	82	-6	76
Marruecos	0	0	0	4	0	4	10	0	10
Portugal	0	-2	-2	227	-54	173	286	-67	219
Contratos bilaterales	2	-2	0	313	-54	259	378	-73	305
Andorra	0	0	0	5	0	5	9	0	8
Francia	0	-4	-4	38	-29	9	49	-29	20
Marruecos	0	-1	-1	8	-2	6	14	-2	12
Portugal	16	0	16	37	-60	-24	42	-62	-21
Apoyo y desvíos	16	-5	10	88	-92	-4	114	-94	19
Total intercambios	782	-350	432	6.932	-2.654	4.278	8.765	-3.455	5.310

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción, durante el mes de septiembre, se sitúan por encima de los registrados el mes anterior, recuperando la tendencia ascendente que se observaba desde el mes de abril.
- El precio medio ha sido 4,558 c€/kWh, un 13,3% más que el mes pasado, y la demanda programada en el mercado se elevó a 15.606 GWh. Respecto de septiembre de 2001, el precio ha aumentado un 3,1%, frente a un aumento del 4,8% de la energía adquirida en el mercado de producción. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 4,916 c€/kWh, un 36,6% superior 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 9.423 GWh, lo que supone un aumento del 6,6% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,861 c€/kWh, un 11,4% más que el mes anterior y un 3,6% más que el mismo mes de 2001.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.547 GWh, un 11,5% más que el mes pasado y un 1,4% menos que hace un año. Esta cifra representa el 35,5% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,327 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del



Precios	Septiembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/ago.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,558	13,3	3,1	4,911	41,1	4,916	36,6
Mercado diario	3,774	18,5	-0,4	4,237	52,3	4,232	45,9
Otros mercados	0,333	-15,9	90,3	0,221	-7,1	0,229	-3,8
Garantía de potencia	0,451	1,8	-0,9	0,453	-1,3	0,455	-0,8
Suministro a tarifa (**)	4,861	11,4	3,6	5,188	39,6	5,179	35,3
Mercado diario	3,802	18,5	0,4	4,280	53,7	4,276	46,9
Otros mercados	0,372	-17,7	86,9	0,254	-9,4	0,262	-6,5
Garantía de potencia	0,687	-2,4	-2,6	0,654	0,3	0,641	0,7
Suministro libre (***)	4,327	18,7	3,9	4,680	47,0	4,689	40,8
Mercado diario	3,851	19,6	0,5	4,273	52,1	4,258	44,9
Otros mercados	0,375	-11,8	60,3	0,270	13,0	0,273	15,3
Garantía de potencia	0,101	-	3,1	0,136	1,3	0,158	2,2

Energías	Septiembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/ago.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	15.606	2,9	4,8	140.738	3,9	188.744	4,5
Suministro a tarifa (**)	9.423	-1,5	6,6	87.596	2,2	118.220	2,5
Suministro libre (***)	5.547	11,5	-1,4	47.555	2,6	63.561	5,5
Contratos bilaterales	2	-	50,0	364	-66,1	443	-67,5

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 período 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
D1	3,866	3,671	3,447	3,303	2,935	2,940	2,911	3,067	2,887	3,086	3,300	3,394	3,324	3,654	3,682	3,324	3,224	3,245	3,236	3,302	3,428	4,173	4,115	3,758	3,410
L2	3,520	2,766	2,553	2,665	2,377	2,382	3,412	3,169	3,818	4,414	4,592	4,585	5,221	5,100	4,930	5,182	5,314	5,603	5,236	5,014	4,747	7,047	4,939	4,405	4,432
M3	3,789	3,311	3,022	2,807	2,687	2,694	3,548	3,954	4,684	5,250	5,477	5,441	5,839	5,665	5,434	5,693	5,869	5,858	5,440	5,335	5,338	5,400	5,304	3,750	4,756
X4	3,671	3,309	2,731	2,601	2,482	2,498	3,335	3,840	4,057	5,200	5,407	5,496	5,591	5,716	5,287	5,314	5,337	5,511	5,354	5,360	5,543	5,810	5,481	3,758	4,619
J5	3,812	3,564	3,075	2,747	2,595	2,533	3,590	3,923	4,270	5,327	5,786	5,759	6,004	6,025	5,710	5,833	5,837	5,870	5,789	5,689	5,722	6,124	5,228	3,827	4,855
V6	3,838	3,327	2,707	2,409	2,375	2,391	3,311	4,832	6,114	5,935	6,111	5,928	6,093	5,972	5,767	5,727	5,800	5,867	5,838	5,670	5,903	6,633	5,887	5,130	5,078
S7	3,925	3,885	3,350	2,848	2,742	2,595	2,675	2,713	2,813	3,587	3,991	4,302	4,272	4,112	4,056	3,762	3,761	3,581	3,606	3,692	4,325	5,039	4,332	3,950	3,701
D8	4,135	4,140	3,282	2,772	2,667	2,597	2,620	2,874	2,813	2,862	3,536	3,580	3,612	3,712	3,681	3,558	3,592	3,612	3,555	3,542	3,954	4,470	4,185	4,038	3,502
L9	3,607	3,340	2,806	2,556	2,551	2,585	3,988	5,115	5,852	6,000	6,017	6,160	6,147	6,146	5,788	5,972	6,179	6,156	6,137	5,871	6,027	6,351	5,149	4,442	5,193
M10	4,631	3,652	3,521	3,253	2,577	2,683	3,760	4,873	5,230	6,167	5,722	5,674	5,785	5,735	5,232	5,336	5,493	5,670	5,461	5,383	5,533	5,930	5,301	3,898	4,950
X11	4,948	4,338	3,469	3,428	3,182	3,135	3,768	4,927	5,086	5,210	5,576	5,477	5,642	5,633	5,459	5,447	5,397	5,437	5,415	5,217	5,780	6,374	5,740	5,280	5,025
J12	4,603	4,344	3,400	3,312	3,160	3,146	4,488	4,870	5,206	6,097	6,315	6,193	6,228	6,054	6,066	6,032	6,017	6,201	6,084	5,972	6,134	6,611	5,781	5,127	5,406
V13	4,643	4,455	3,550	3,276	3,312	3,303	4,479	5,201	5,587	6,102	6,314	6,223	6,220	6,092	6,025	6,014	5,927	6,075	5,973	5,781	6,162	6,735	6,034	5,124	5,449
S14	4,908	4,116	3,843	3,802	3,345	3,295	3,679	3,692	4,081	4,444	5,076	6,310	6,325	6,624	4,994	4,196	4,064	4,022	4,007	4,059	4,875	6,744	5,126	4,253	4,596
D15	4,073	3,481	2,653	2,574	2,411	2,362	2,398	2,418	2,221	2,493	2,910	3,517	3,462	3,717	3,723	3,372	3,011	2,809	3,017	3,157	4,101	4,796	4,447	4,015	3,253
L16	3,900	3,007	2,344	2,272	2,274	2,431	4,132	5,119	5,242	5,304	5,806	5,732	5,950	5,445	5,012	5,061	5,302	5,896	5,672	5,069	5,302	6,226	4,990	4,076	4,800
M17	3,788	3,558	2,705	2,478	2,502	2,459	3,937	4,452	4,541	5,252	5,865	5,886	6,024	6,043	5,173	5,687	6,005	6,007	6,053	5,566	6,080	6,213	5,188	4,297	4,930
X18	3,683	3,502	2,798	2,609	2,531	2,603	3,743	4,318	5,076	5,695	5,820	5,889	6,031	6,150	5,730	5,802	6,030	6,085	5,952	5,590	6,096	6,632	5,708	4,139	5,041
J19	3,869	3,556	2,624	2,567	2,519	2,629	3,549	5,315	5,712	5,773	6,016	6,026	6,502	6,127	5,656	5,600	5,829	6,004	5,836	5,816	6,119	6,220	5,693	4,012	5,104
V20	4,228	3,691	2,635	2,476	2,385	2,424	3,489	5,677	5,909	5,653	5,915	5,994	6,069	5,982	5,592	5,564	5,578	5,877	5,655	5,641	6,055	6,272	5,813	4,722	5,081
S21	5,378	3,919	3,634	3,323	3,090	2,754	2,754	3,189	3,261	3,905	5,513	5,423	5,363	5,358	4,046	3,627	3,317	3,335	3,667	3,639	5,495	5,883	5,200	3,929	4,164
D22	3,882	3,403	2,979	2,836	2,731	2,665	2,568	2,705	2,951	3,219	3,322	3,310	3,331	3,389	3,320	3,308	3,383	3,270	3,221	3,484	3,979	4,567	4,111	4,016	3,352
L23	4,111	2,871	2,799	2,662	2,624	2,606	3,845	5,710	5,779	5,817	5,716	5,686	5,761	5,906	5,003	5,427	5,718	5,748	5,769	5,255	5,920	5,982	5,339	3,859	4,978
M24	3,742	2,674	2,410	2,339	2,290	2,369	3,308	5,630	5,586	5,813	6,133	6,012	5,988	5,528	5,619	5,679	5,539	6,192	6,115	5,693	6,118	6,134	5,282	3,961	4,959
X25	3,782	3,010	2,830	2,662	2,564	2,610	2,920	5,355	5,503	6,521	6,034	6,046	6,257	6,219	5,394	5,403	5,611	6,365	5,731	5,571	6,459	6,458	5,384	3,739	5,055
J26	3,218	2,888	2,661	2,523	2,490	2,497	3,345	4,021	4,179	4,416	5,765	5,831	5,908	6,639	4,485	4,620	5,558	5,793	5,535	5,471	6,237	6,169	4,801	3,583	4,587
V27	3,817	3,211	2,829	2,828	2,833	2,841	3,282	3,942	4,218	4,355	4,478	4,424	4,615	4,422	4,174	4,329	4,369	4,537	4,376	4,271	4,617	4,575	4,205	4,103	4,039
S28	3,360	3,133	2,787	2,653	2,456	2,430	2,426	2,665	2,480	3,059	3,871	3,966	3,998	3,967	3,447	3,050	2,948	2,913	3,035	3,166	4,322	4,468	4,239	3,484	3,302
D29	3,240	2,805	2,257	2,284	2,140	2,128	2,092	2,461	2,155	2,567	2,508	2,667	2,813	2,906	2,933	2,776	2,435	2,370	2,378	2,582	4,138	4,104	3,925	3,133	2,777
L30	2,996	2,721	2,369	2,320	2,320	2,342	3,613	5,583	5,733	5,879	5,706	5,732	5,696	5,688	5,663	5,599	5,608	5,734	5,665	5,600	6,621	6,491	5,313	3,775	4,960
Media	3,975	3,466	2,941	2,778	2,644	2,635	3,392	4,242	4,523	4,947	5,249	5,310	5,434	5,338	4,963	4,957	5,042	5,188	5,077	4,936	5,432	5,860	5,103	4,128	4,558

Mínimo: 2,092 Precios de 2,092 a 2,814 Precios de 2,814 a 4,213 Precios de 4,213 a 7,047 Máximo: 7,047
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 2001.

suministro a tarifa, es un 11,0% inferior debido, principalmente, a que en agosto el pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre es nulo.

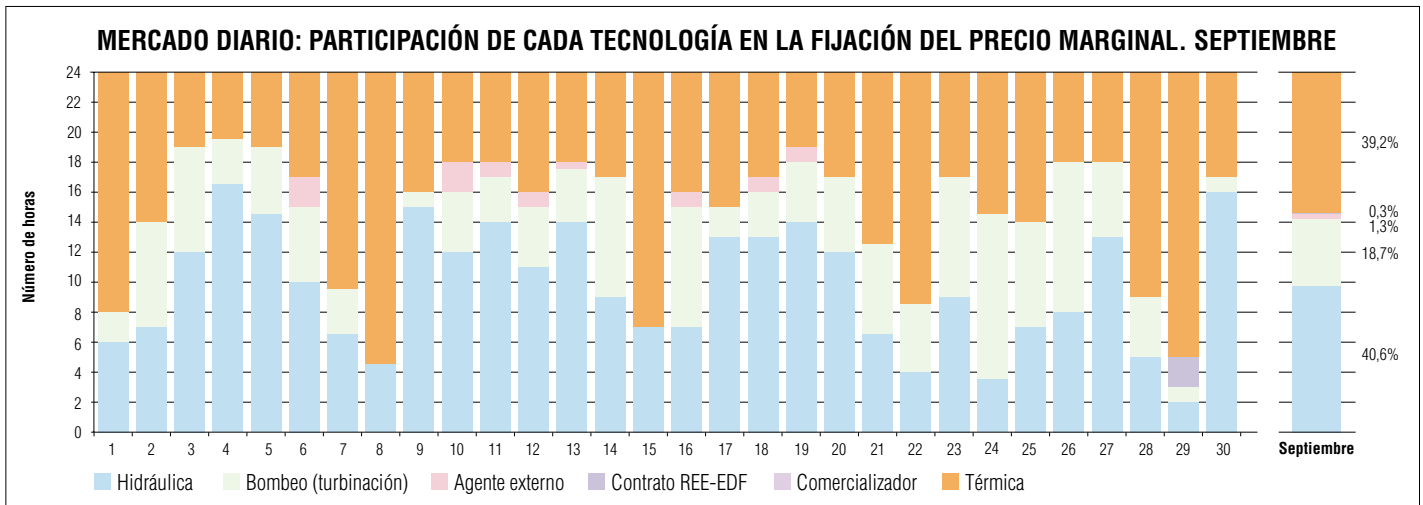
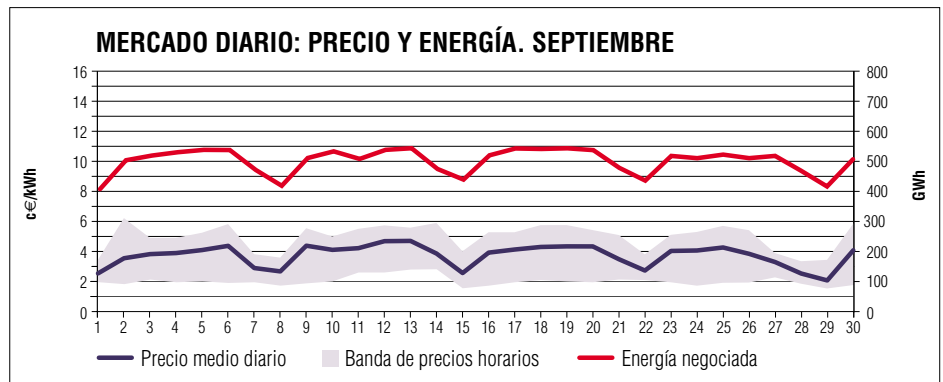
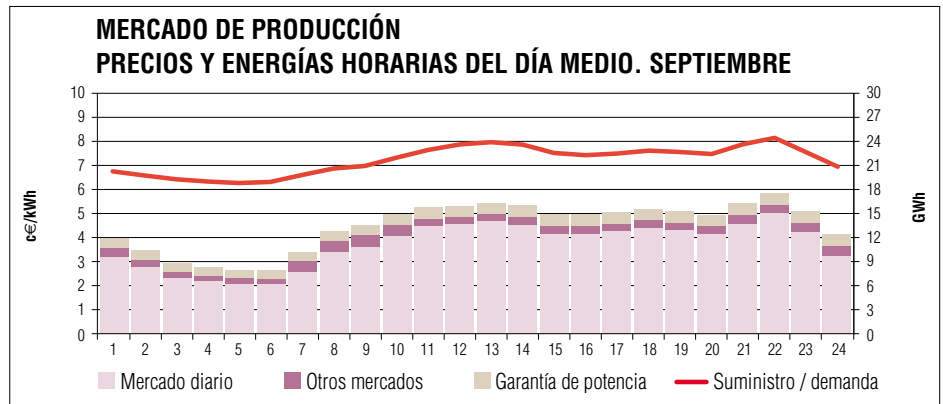
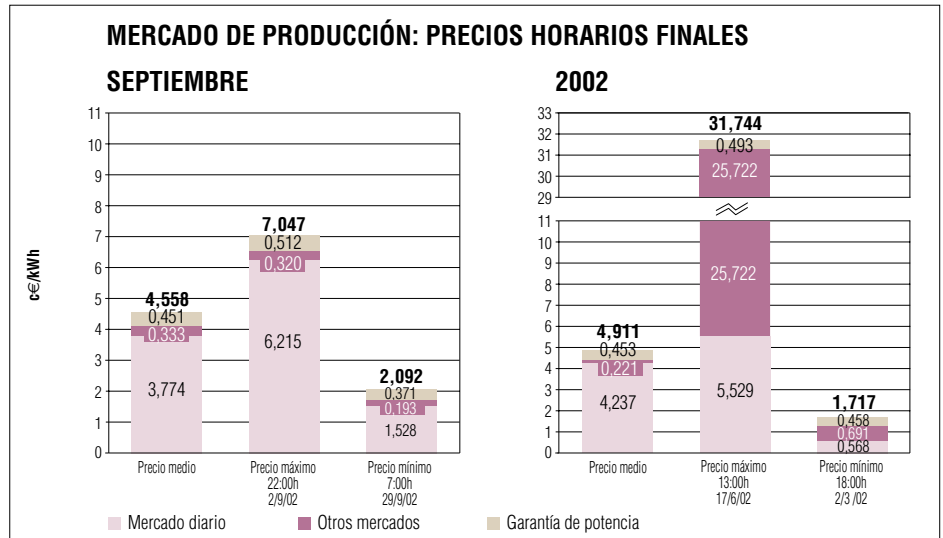
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de septiembre, precio valle, ha sido 3,244 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 5,014 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 7,047 c€/kWh, en la hora 22 del lunes 2, mientras que el precio mínimo fue 2,092 c€/kWh en las hora 7 del domingo 29. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 3,37 veces, valor similar al del 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 2,635 y 5,860 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,8 y 24,4 GWh.

Mercado diario

- En septiembre, el precio medio del mercado diario ha sido 3,774 c€/kWh, la energía intercambiada 15.064 GWh y el volumen económico contratado de 568,54 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,5% de la energía y el 79,9% del volumen económico.
- La curva de precios medios muestra una trayectoria paralela a la de la energía negociada, con valores entorno a los 4 c€/kWh en los días laborables, excepto a final de mes donde los precios se sitúan en valores similares a los registrados en los fines de semana, alrededor de los 3 c€/kWh.



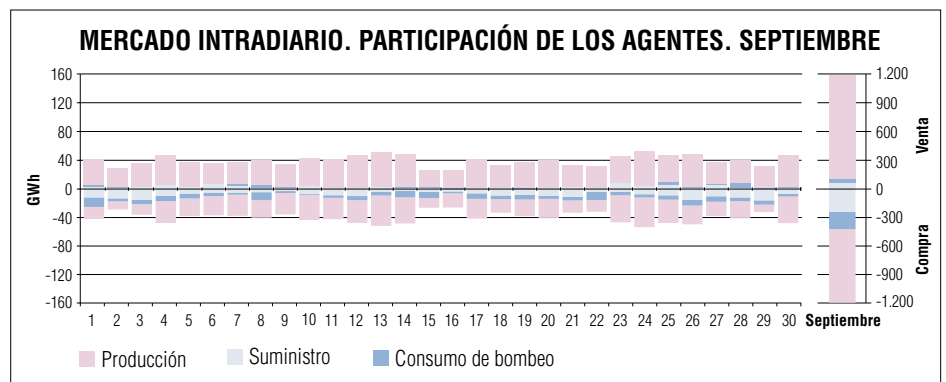
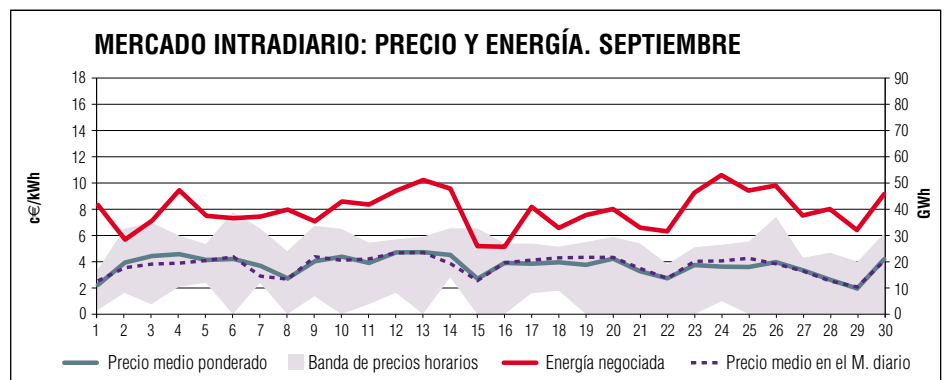
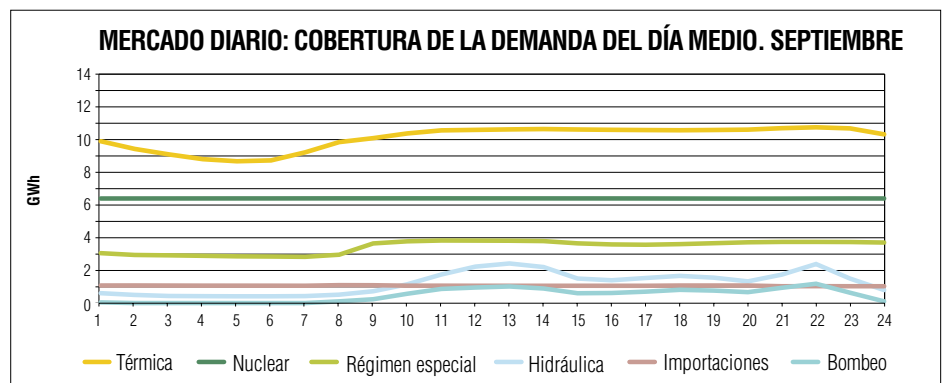
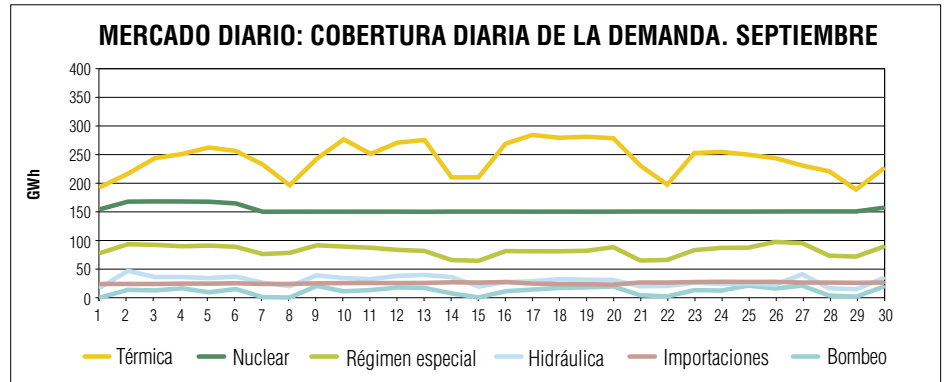
- El precio mínimo del mes, 1,528 c€/kWh, se ha registrado en las horas 7 y 9 del domingo 29, y el precio máximo del mes, 6,215 c€/kWh, en la hora 22 del lunes 2.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, al igual que en meses precedentes, la elevada participación de la producción térmica como consecuencia de la escasa producción hidráulica. Asimismo se observa la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 59,2% de las horas frente al 39,2% de las térmicas. Por su parte, las unidades procedentes de agentes externos y el contrato de RED Eléctrica han marcado el precio marginal en el 1,3% y 0,3% de las horas, respectivamente.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,774 c€/kWh, un 31,7% menos que el mes anterior e idéntico al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.191 GWh, un 5,5% más que el mes anterior. De esta energía, el 73,4% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 26,6% restante, 317 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 137 GWh, y al suministro, 181 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,010 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 708, 139, 101, 99, 62 y 81 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 3,0 y 5,9 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de septiembre ha sido de 70,33 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,451 c€/kWh, un 1,8% superior al del mes

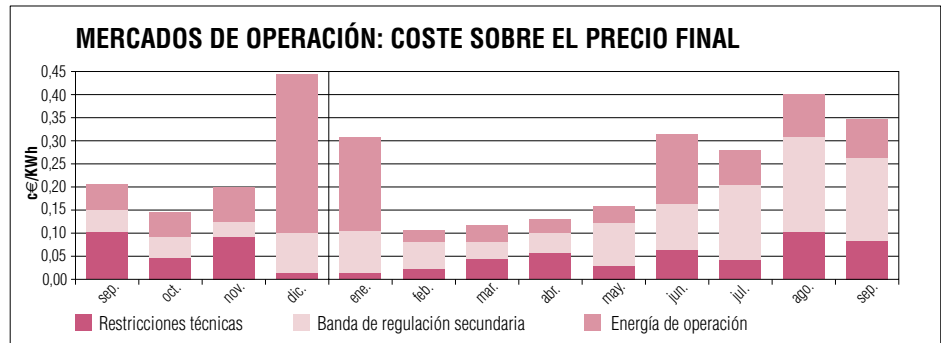


- anterior y que supone el 9,9% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 0,98 M€, con una repercusión sobre el

- precio medio del mercado de producción de -0,006 c€/kWh.
- Los contratos bilaterales físicos han sumado 2 GWh en el mes de septiembre, mientras que en el mes anterior no se realizó ningún contrato de este tipo.

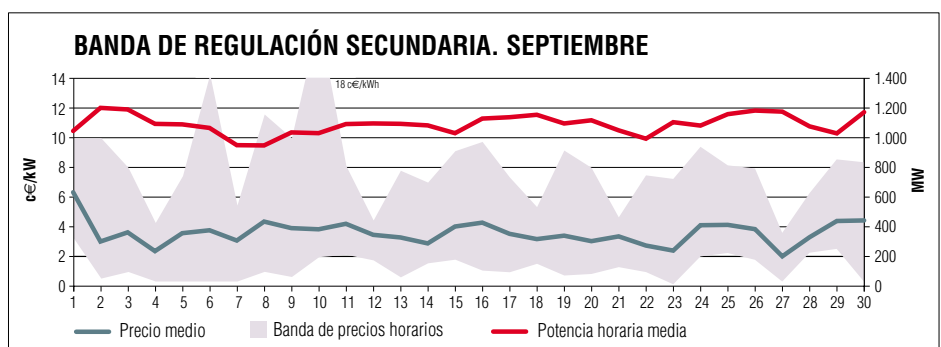
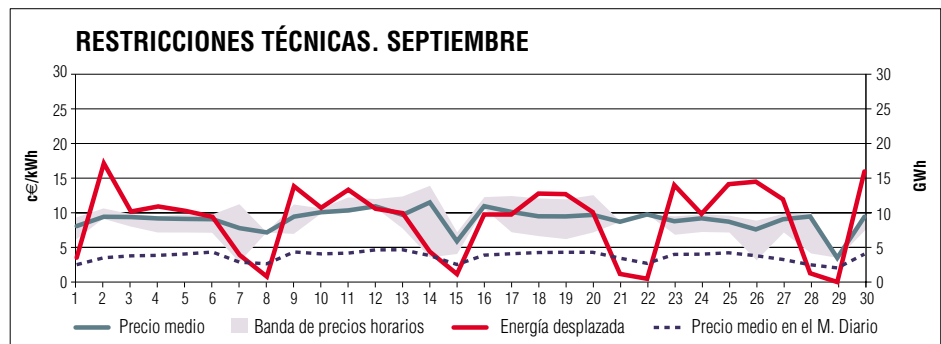
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en septiembre ha sido 0,349 c€/kWh, lo que equivale al 7,7% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 13,2% inferior al del mes de agosto, un 68,1% superior a septiembre de 2001.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 270 GWh, un 1,8% de la energía correspondiente al mercado diario, un 25,0% menos que en agosto, e igualmente inferior en un 15,1% al registro de septiembre de 2001. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 9,452 c€/kWh, un 21,0% superior al del mes de agosto.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.094 MW, repartidos en 635 MW a subir y 459 MW a bajar. El precio medio ha sido 3,599 c€/kWh, un 5,1% menos que en agosto. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,180 c€/kWh, un 13,0% inferior al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 710 GWh, repartida en 450 GWh a subir y 259 GWh a bajar, un 20,0% menos que en agosto. El precio medio de venta ha sido 6,248 c€/kWh y el de recompra 1,715 c€/kWh, ambos superiores a los del mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,086 c€/kWh, un 7,5% inferior a agosto. En septiembre la relación de energía de operación subir/baja, cuyo valor ha sido 1,74, se ha invertido respecto al mes precedente que fue de 0,62.

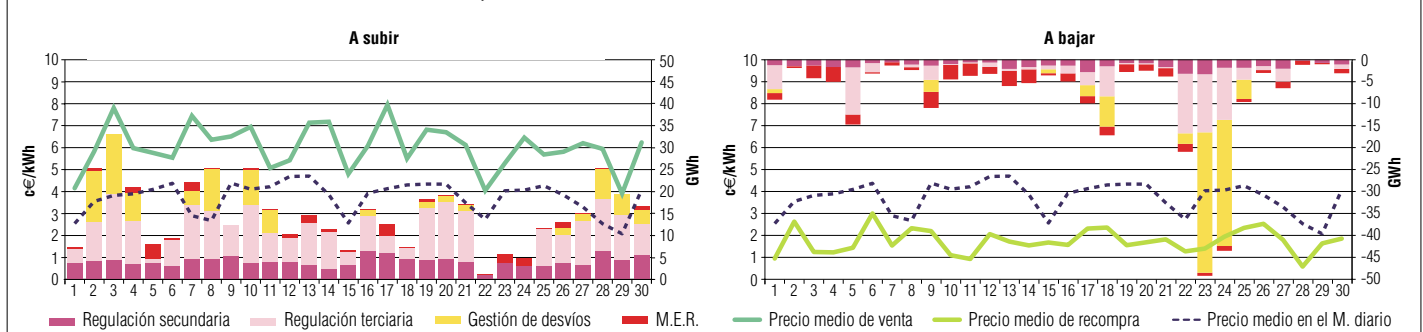


Mercados de operación Septiembre	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Restricciones técnicas (*)	0,083	270		9,452	
Banda de regulación secundaria (**)	0,180	635	459	3,599	
Energía de operación (***)	0,086	450	259	6,248	1,715
Regulación secundaria		120	44	5,769	2,699
Regulación terciaria		225	84	6,360	1,634
Gestión de desvíos		80	81	5,521	2,138
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		25	50	9,819	0,295
Total	0,349				

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



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



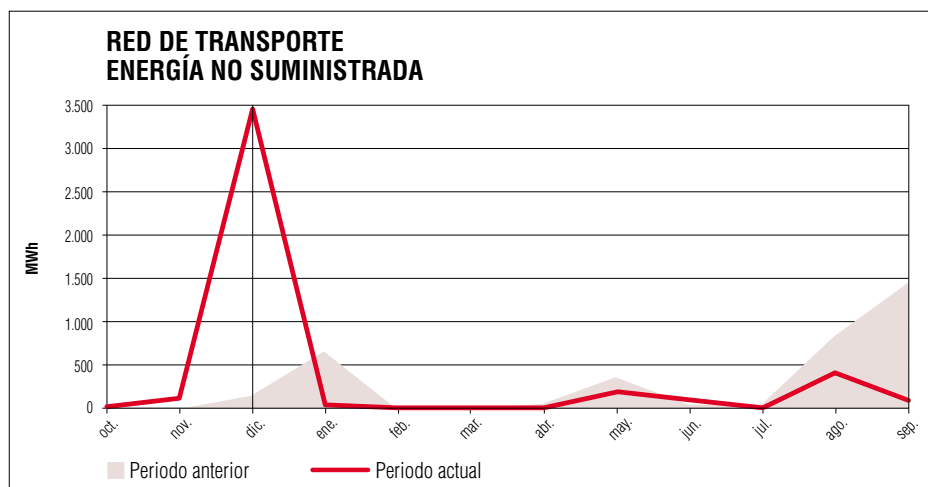
4. RED DE TRANSPORTE

- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- En el mes de septiembre se han registrado seis cortes de mercado en la red de transporte. El primero de ellos en Aragón, con una ENS de 0,15 MWh. El segundo tuvo lugar en Madrid y supuso una ENS de 17,07 MWh. En Cataluña se produjo otro de 43,33 MWh. El cuarto, en Galicia con una ENS de 19 MWh, el quinto fue de 0,50 MWh en Extremadura. El último sucedió en el País Vasco y supuso una energía no suministrada de 1,67 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 4.381,5 MWh, de los que 1,0 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 4.380,5 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 período se situó en 11,05 minutos, 1,828 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 han producido en los meses de septiembre y diciembre de 2001, a las que hay que añadir las pérdidas de menor cuantía registradas en los meses de mayo, mayo y agosto de 2002.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de septiembre ha sido del 96,5%, valor casi medio punto superior al registrado en el mismo mes de 2001.
- Tras el registro de septiembre, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses se sitúa en el 97,3%, medio punto inferior a la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2001.

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

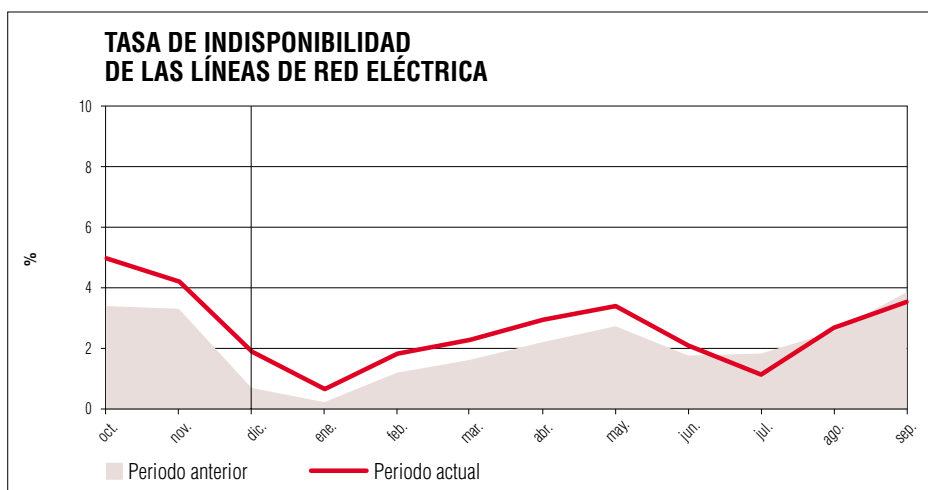
Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante los últimos doce meses.

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

	Septiembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	81,7	800,4	4.381,5
RED ELÉCTRICA	0,0	0,1	1,0
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	11,050
RED ELÉCTRICA	-	-	0,003



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,9	128,3	0,6	-0,8	0,6	-1,8
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-47,3	0,1	-12,6	0,1	-7,1
Otras causas ajenas al mantenimiento	2,6	-22,8	1,6	11,5	2,0	36,0
Total	3,5	-8,4	2,3	7,0	2,7	24,0

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

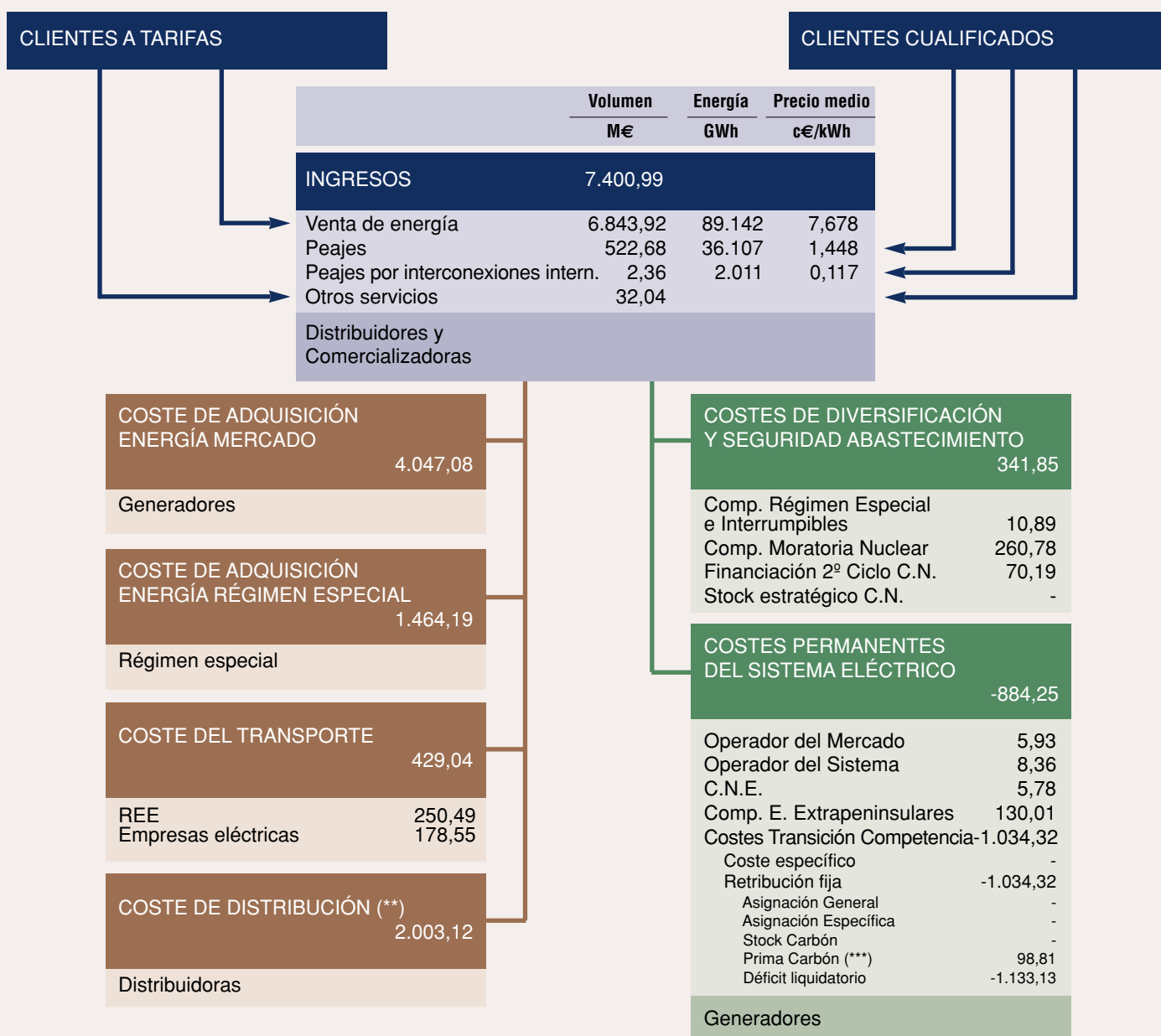
LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 9 del año 2002, correspondiente al período enero-septiembre, ascendieron a 7.400,99 M€, de los cuales el 92,5% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc) y el 7,1% a peajes.
- Del total de ingresos, 341,85 M€ han ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, mientras que 150,08 M€ han cubierto los costes permanentes que se liquidan a través de cuotas sobre la facturación a tarifa integral y de tarifas de acceso.
- Los ingresos declarados hasta la liquidación nº 9 no han sido suficientes para cubrir la totalidad de la imputación reconocida a las actividades de transporte y distribución, el pago de la prima del carbón del año 2002 ni, por tanto, para realizar el pago de la retribución fija liquidable por el método de diferencias, generándose un déficit de 1.133,13 M€.
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo a lo establecido en la Orden de 12 de junio de 2002 por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 9 del año 2002, se ha elevado a 4.047,08 M€ correspondientes a una energía estándar de 77.862 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.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 9, 2002. Periodo Enero-Septiembre(*)



(*) 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

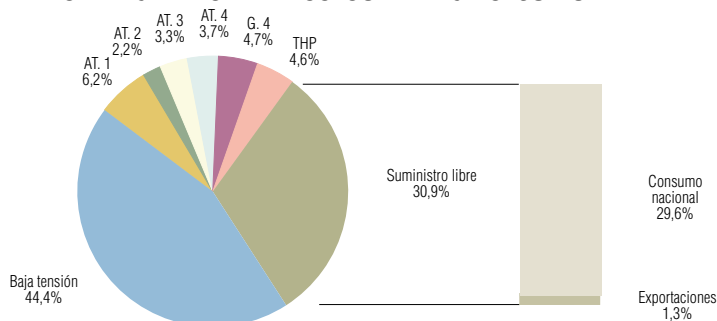
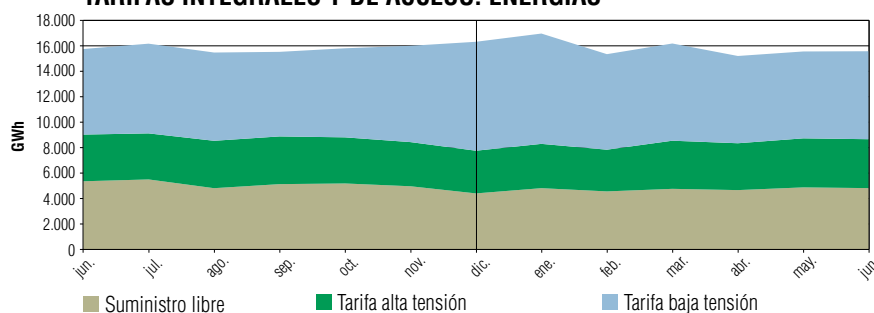
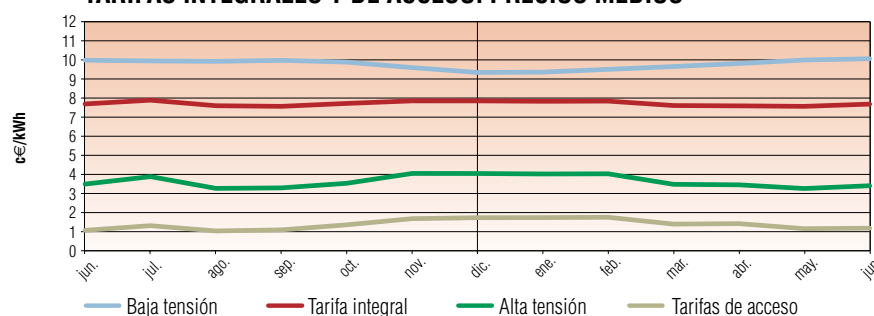
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

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

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en junio se elevó a 10.768 GWh, un 3,5% superior al del mismo mes del año anterior. Este crecimiento, mantiene la línea de crecimientos positivos que el consumo a tarifa regulada ha seguido desde noviembre del 2001, debido a la estabilización del consumo de los clientes cualificados en el mercado libre, de la que es indicativo el incremento del 4,7% del consumo regulado en alta tensión en el mes de junio, la cuarta tasa positiva de crecimiento, tras las observadas en los tres meses precedentes, que se registra desde octubre de 1998.
- Tras el dato de junio, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 131.766 GWh, un 3,3 superior al mismo periodo del año anterior. Por quinto mes consecutivo esta tasa de crecimiento es positiva, debido a la mayor homogeneidad de los periodos comparados en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado en ausencia de nuevos umbrales de liberalización posteriores al último que entró en vigor, en julio de 2000.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en junio ha sido 7,692 c€/kWh, con lo que el precio medio en el periodo enero-junio se ha situado en 7,699 c€/kWh, valor muy similar al del mismo periodo del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002.
- En junio la energía consumida en el mercado libre representó el 30,9% del consumo total, 0,4 puntos más que en mayo, con lo que en el periodo enero-junio este porcentaje se sitúa en el 30,0%, dos puntos menos que en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en junio ha sido de 1,174 c€/kWh, con lo que el precio medio acumulado se ha situado en 1,430 c€/kWh, un 7,4% mayor al del mismo periodo del año anterior, debido a la incorporación entre ambos periodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

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

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

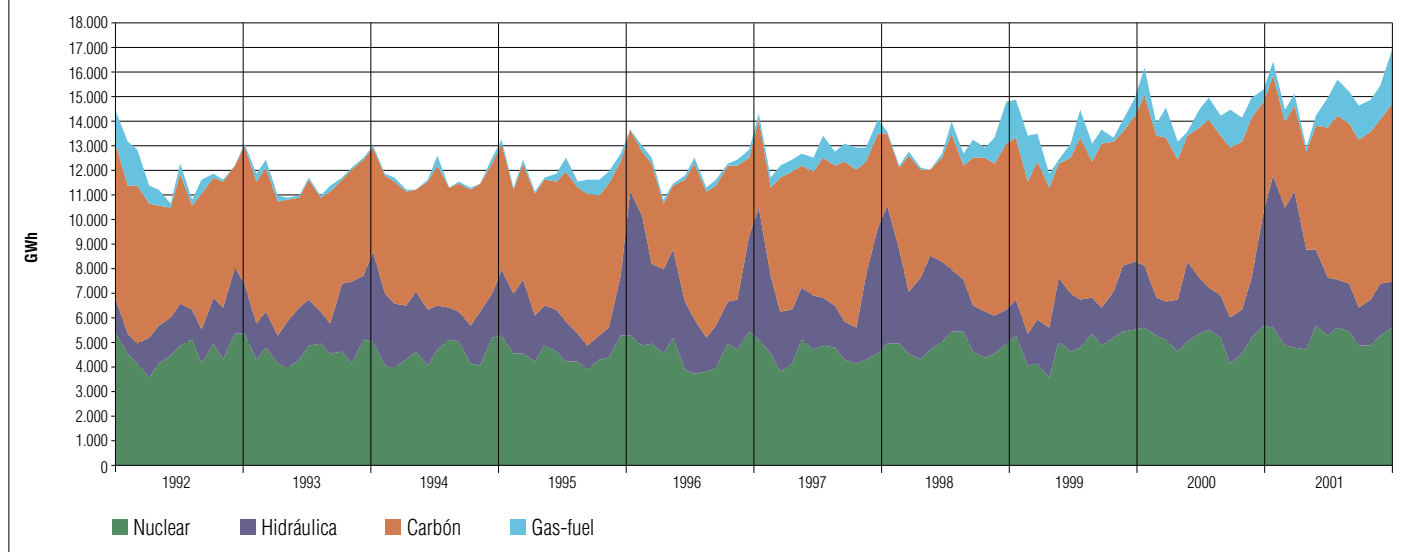
Tarifa integral	Junio				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	965	3,6	6,178	-0,7	5.176	-0,4	6,268	-0,1	10.485	-13,1	6,256	-1,2
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	343	1,8	3,209	-2,3	1.972	1,9	3,364	1,1	3.911	-1,5	3,362	-0,6
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	520	22,5	2,473	-9,0	2.847	1,5	2,669	0,1	5.500	-3,7	2,685	2,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	570	6,2	2,056	-1,6	3.158	13,5	2,214	2,6	6.036	14,6	2,239	4,9
G.4 (Grandes consumidores)	725	7,9	2,273	0,1	4.389	7,8	2,273	0,6	8.749	7,5	2,251	1,2
Tarifa horaria de potencia	724	-6,2	2,658	-2,9	4.399	-4,1	3,441	1,3	8.822	-6,5	3,524	6,7
Alta tensión	3.847	4,7	3,404	-2,5	21.941	2,6	3,591	-0,7	43.503	-2,4	3,628	-2,2
Baja tensión	6.921	2,8	10,076	0,8	44.459	5,7	9,726	-0,3	88.263	6,4	9,750	-1,9
Sistema peninsular	10.768	3,5	7,692	-0,1	66.400	4,7	7,699	0,1	131.766	3,3	7,729	-0,4
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.616	-10,6	1,221	11,3	27.393	-2,0	1,483	4,8	55.861	6,2	1,451	2,4
Exportaciones	205	4,5	0,106	2,7	1.115	-42,8	0,129	-7,5	2.661	-30,2	0,123	-6,3
Total	4.821	-10,0	1,174	10,6	28.508	-4,6	1,430	7,4	58.521	3,8	1,390	4,5

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

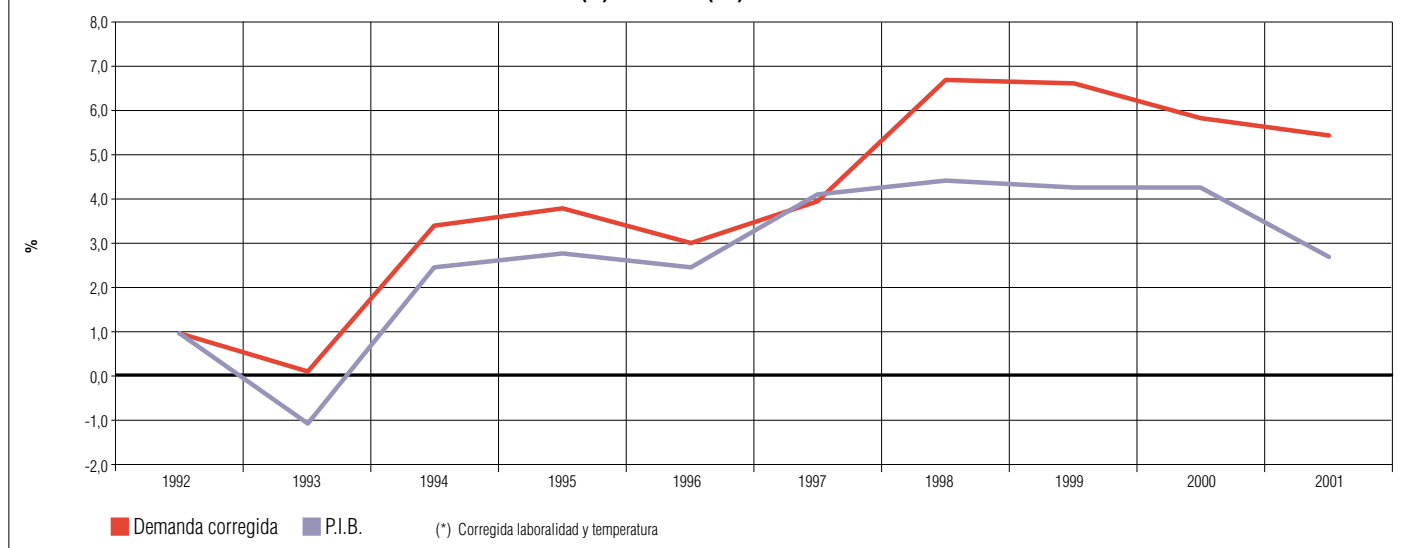
SISTEMA PENINSULAR: BALANCE ELÉCTRICO 1992-2001

Balance eléctrico (GWh)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Hidráulica	19.176	23.521	26.264	21.966	37.692	33.168	33.992	24.171	27.842	39.424
Nuclear	55.782	56.059	55.314	55.445	56.329	55.298	59.003	58.852	62.206	63.708
Carbón	63.596	61.366	60.562	64.736	52.394	62.098	60.191	72.315	76.374	68.091
Hulla+Antracita	31.894	30.891	31.758	33.188	26.627	37.337	30.052	38.182	39.450	34.671
Lignito Pardo	13.081	12.656	11.910	13.227	12.317	11.187	13.718	13.924	14.262	14.240
Lignito Negro	8.888	8.759	8.974	9.144	7.948	10.742	6.406	7.327	9.057	6.466
C. Importación	9.733	9.060	7.920	9.177	5.503	2.832	10.014	12.882	13.605	12.714
Gas natural	828	70	119	172	680	6.597	2.396	3.090	4.380	5.420
Fuel-oil	7.017	1.816	1.388	3.697	1.469	246	3.262	6.835	5.869	6.978
Producción bruta	146.399	142.832	143.647	146.016	148.564	157.407	158.844	165.263	176.672	183.622
- Consumos generación	6.806	6.325	6.073	6.247	5.511	6.352	6.310	7.224	7.827	7.584
- Consumos bombeo	2.792	1.888	1.345	2.081	1.523	1.761	2.588	3.666	4.907	4.131
Producción neta	136.801	134.619	136.229	137.688	141.530	149.295	149.946	154.373	163.938	171.906
+ Régimen especial	4.032	5.698	8.198	9.595	13.656	16.161	19.733	24.261	26.631	30.121
± Intercambios internacionales	642	1.266	1.855	4.486	1.059	-3.073	3.402	5.719	4.441	3.458
Demanda bruta	141.475	141.583	146.282	151.769	156.245	162.383	173.081	184.354	195.010	205.485

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN BRUTA 1992-2001



EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA CORREGIDA (*) Y P.I.B. (%)





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>