

Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

SEPTIEMBRE 2001. Nº 40



MINISTERIO
DE ECONOMÍA



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Intercambios internacionales de energía eléctrica en la Unión Europea. 2000	

Fuentes de información:

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

Portada:

Subestación
Apoyo de línea de 400 kV

Fecha de redacción: 14 de Noviembre 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 septiembre, el consumo de energía eléctrica ha reducido el fuerte ritmo de crecimiento registrado en los últimos cuatro meses, al alcanzarse una demanda de 16.427 GWh, un 2,7% mayor que la de septiembre del año anterior.
- A este moderado crecimiento han contribuido las temperaturas registradas en septiembre, más suaves que las del año anterior, así como la menor laboralidad, que han tenido un efecto conjunto negativo sobre el crecimiento de la demanda del 1,6%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 4,3%, 3,2 puntos menos que el registrado en septiembre de 2000 y uno de los más bajos de los últimos dos años.
- Tras el dato de septiembre, el incremento

acumulado de demanda de los tres primeros trimestres del año se sitúa en el 5,5%, un punto menos que en el mismo periodo del año anterior. De igual forma, el crecimiento acumulado en términos de demanda corregida se ha situado en el 6,3%, seis décimas inferior al de los primeros nueve meses de 2000.

- Al igual que en los anteriores meses de verano, el escaso producible hidráulico registrado en septiembre ha conducido a una participación de la producción hidroeléctrica en la estructura de producción mensual del 10,5%, catorce puntos inferior a su contribución media en el conjunto de año. Por su parte, las actuaciones programadas en el equipo nuclear, que este mes han afectado a dos grupos, ha situado la participación de esta tecnología en la estructura

de la producción en el 33,2%, dos puntos por debajo de su contribución media en los últimos doce meses. Estas bajas aportaciones de las tecnologías hidroeléctrica y nuclear han favorecido nuevamente una mayor producción del equipo térmico convencional, que este mes ha generado el 56,3% de la producción bruta, dieciocho puntos por encima de su contribución media hasta el mes de agosto.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en septiembre la demanda ha ascendido a 1.015 GWh, un 5,3% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa es muy similar a la que se registró en el mismo mes del año anterior y sitúa el crecimiento acumulado durante los primeros nueve meses del año en el 6,7%, 0,8 puntos por debajo del que se alcanzó en el mismo periodo del año anterior.
- En septiembre el precio medio del mercado de producción se ha situado en 4,421 c€/kWh, un 17,9% más que el mes anterior y un 31,5% mayor que el precio acumulado hasta agosto. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha aumentado un 26,7% respecto al mes anterior.
- Respecto a septiembre de 2000, mes en el que se registró el segundo precio más elevado desde el inicio del mercado eléctrico, el precio final ha disminuido un 3,9%, debido principalmente a la disminución del 2,1% del precio del mercado diario.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el periodo enero-septiembre ha sido de 3,920 c€/kWh, un 7,2% inferior al del mismo periodo de 2000, debido al 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 periodo enero-septiembre ha sido 6,128 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,717 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,233 c€/kWh, un 33,0% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

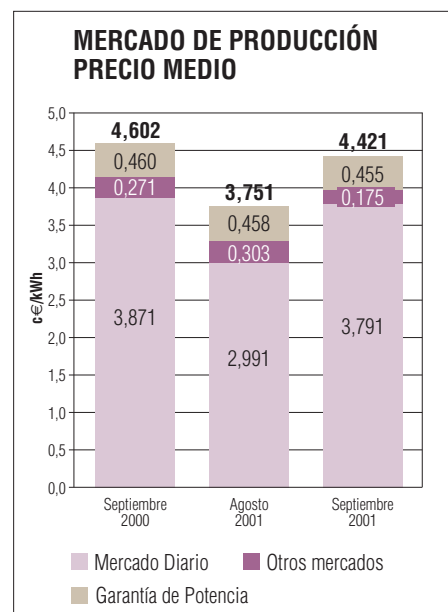
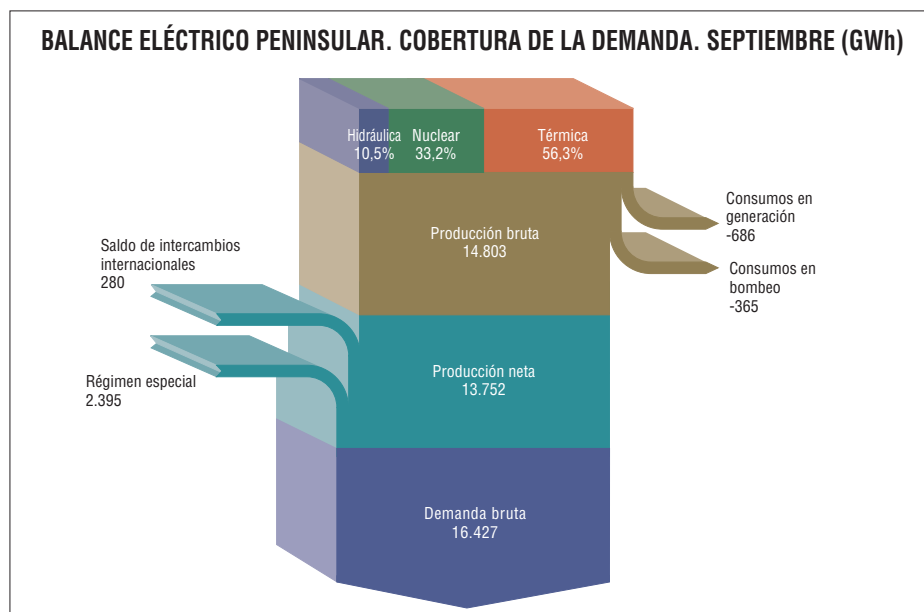
Balance eléctrico	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	13.752	-0,1	127.285	4,0	168.872	4,1
Régimen especial	2.395	26,4	23.312	20,1	30.515	16,8
Intercambios internacionales	280	-17,8	2.416	-24,9	3.638	-23,0
Demanda bruta	16.427	2,7	153.014	5,5	203.025	5,1
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	959	5,2	8.069	6,4	10.592	6,4
Régimen especial	56	6,6	585	10,8	742	8,2
Demanda bruta	1.015	5,3	8.654	6,7	11.334	6,5

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 (*)	5,094	0,7	4,233	-5,3	4,310	-1,6
En el mercado	4,690	-2,9	3,717	-10,4	3,828	-5,3
Al régimen especial	6,586	5,8	6,128	2,5	6,131	2,9
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,165	-3,6	3,183	-8,7	3,330	-1,6
Total	4,784	-1,2	3,920	-7,2	4,023	-2,8

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

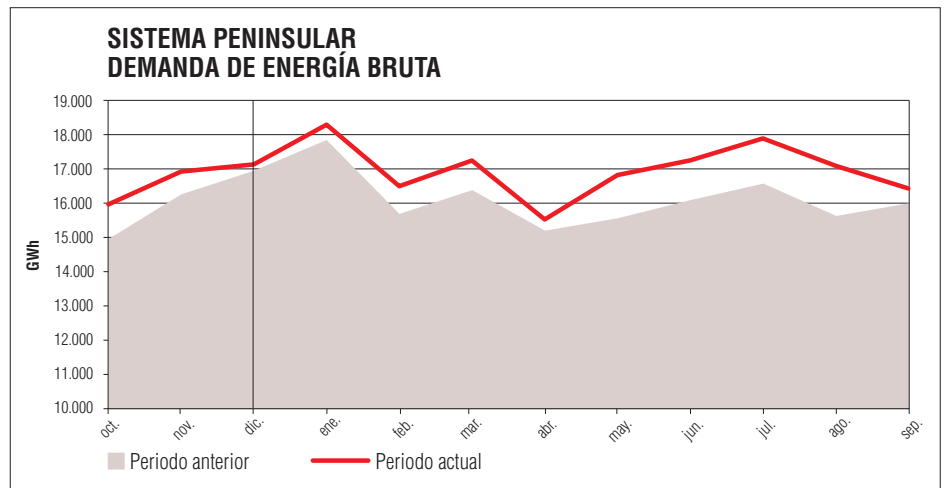
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

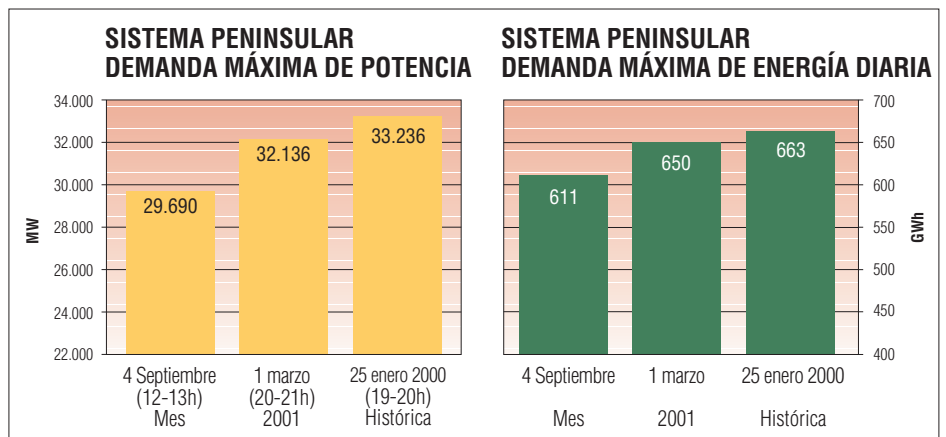
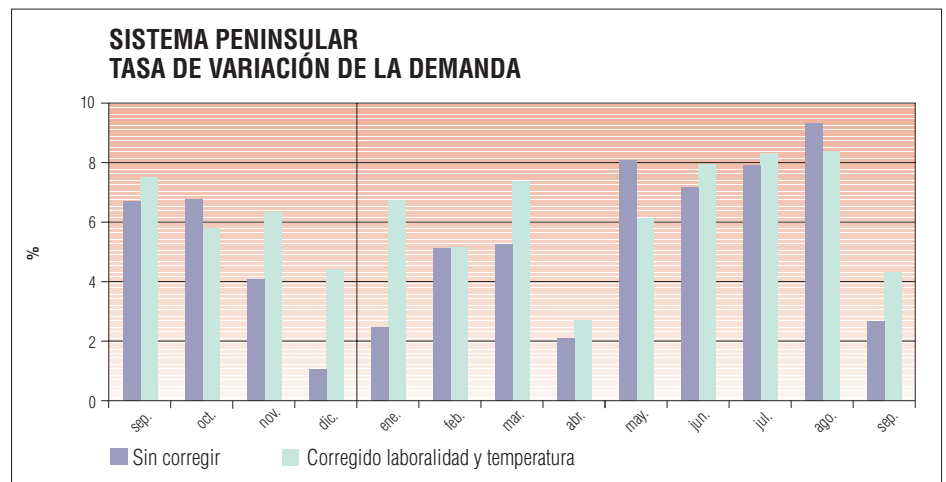
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de septiembre ascendió a 16.427 GWh, con un crecimiento del 2,7% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una influencia negativa sobre la variación de la demanda, restando 1,3 puntos su crecimiento, debido fundamentalmente a que este año las festividades de Cataluña y Barcelona-Tarragona de los días 11 y 24 se produjeron en martes y lunes respectivamente, mientras que el año anterior, se produjeron en lunes y domingo.
 - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron más suaves que las del año anterior, reduciendo en 0,3 puntos el crecimiento de la demanda. La temperatura media registrada en el mes de septiembre fue de 19,8 °C, inferior en 1,3 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 24,8 °C, 1,9 °C menos que en 2000, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 14,9 °C frente a los 15,5 °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 4,3%. Esta tasa es la segunda más baja desde abril de 1999 y 3,2 puntos inferior al crecimiento estimado en septiembre del año anterior.
- Tras el dato de septiembre, el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2001 se sitúa en el 5,5%, un punto por debajo del incremento registrado en el mismo periodo de 2000. Durante este periodo, las temperaturas y la laboralidad tuvieron una influencia negativa sobre el crecimiento del 0,5% y el 0,3% respectivamente. Descontados estos efectos, el crecimiento de demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,3%, valor inferior en 0,6 puntos al estimado para el mismo periodo del año anterior.
- El día 4 a las 12 horas se registró la demanda máxima de potencia horaria del mes con 29.690 MW, un 2,6% más que el máximo del mismo mes del año anterior. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se registró el día 4 con 611 GWh, un 2,1% superior a septiembre de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en septiembre la demanda ha ascendido a 1.015 GWh, un 5,3% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento es muy similar a la registrada en septiembre del año anterior y sitúa el crecimiento acumulado durante los primeros nueve meses del año en el 6,7%, 0,8 puntos por debajo del registrado en el mismo periodo de 2000.



Demanda bruta	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.427	2,7	153.014	5,5	203.025	5,1
Efectos						
Laboralidad	-	-1,3	-	-0,3	-	-0,3
Temperatura	-	-0,3	-	-0,5	-	-0,7
Activ. económica y otros	-	4,3	-	6,3	-	6,1
Sistemas extrapeninsulares	1.015	5,3	8.654	6,7	11.334	6,5

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

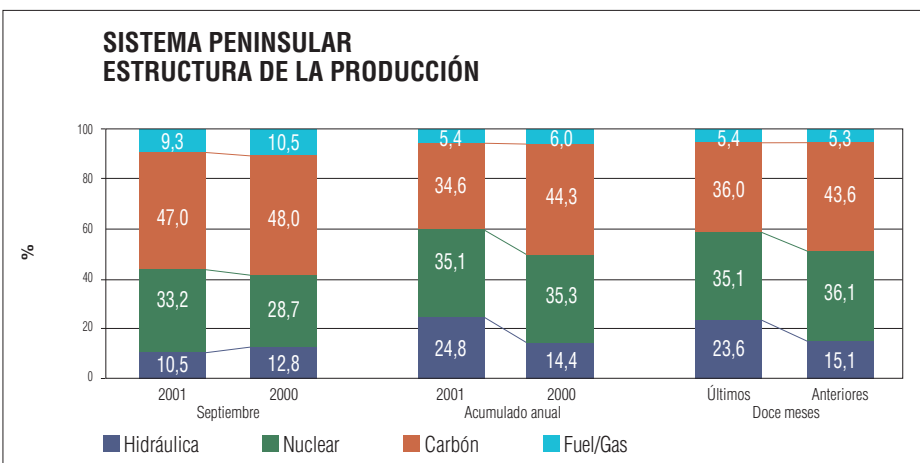
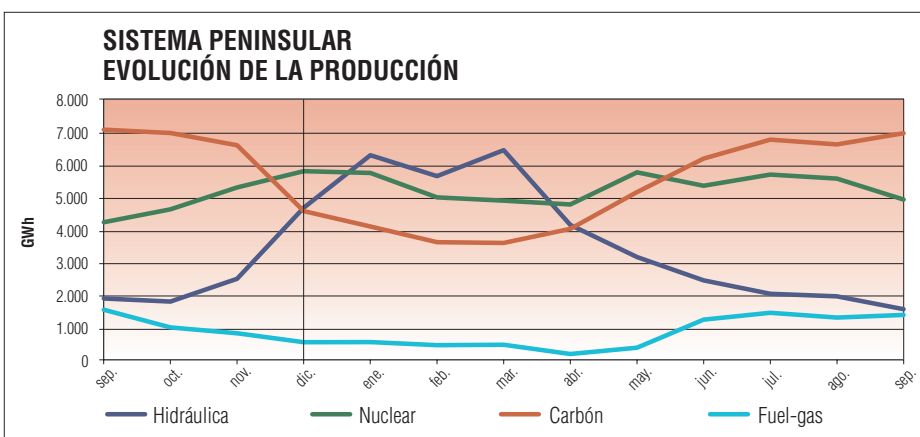
- La producción bruta peninsular ascendió en septiembre a 14.803 GWh, lo que representa un crecimiento del 0,7% sobre el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento es la más baja desde el pasado mes de abril consecuencia del moderado crecimiento de la demanda del mes, que ha sido aportado en su mayor parte por la energía adquirida al régimen especial.
- La estructura de producción del mes de septiembre, al igual que los anteriores meses de verano, viene condicionada por la escasa generación hidroeléctrica, 1.554 GWh, que representa una aportación a la cobertura de la producción bruta del 10,5%, catorce puntos por debajo de su contribución media en el conjunto del año 2001.
- Por su parte, las actuaciones programadas en el equipo nuclear durante este mes, que han afectado a las centrales de Asco I y José Cabrera, han reducido la participación de esta tecnología, que ha aportado el 33,2% de la producción bruta del mes, dos puntos inferior a su contribución media tanto en términos acumulado como interanuales.
- Las circunstancias anteriores han favorecido la mayor utilización de la generación térmica convencional, cuya aportación a la producción bruta mensual se ha situado en septiembre en el 56,3%, una de las más elevadas de los últimos años, dieciocho puntos por encima de la contribución media de esta tecnología durante los anteriores ocho meses del año.
- En el periodo enero-septiembre, las centrales hidroeléctricas han aportado el 24,8% de la producción bruta, diez puntos más que en el mismo periodo de 2000. En contrapartida, los grupos térmicos convencionales han reducido su contribución en similar medida, situándola en el 40,0%, mientras que la aportación de la producción de origen nuclear, el 35,1%, ha sido casi idéntica a la del periodo enero-septiembre de 2000.
- En los tres trimestres transcurridos del año 2001, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 83,2% de la demanda, 1,2 puntos menos que el año anterior, la energía procedente del saldo importador de intercambios internacionales el 1,6%, 0,6 puntos menos que en los primeros nueve meses de 2000, mientras que la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 15,2%, 1,8 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-septiembre de 2001 ha sido muy similar a la del mismo periodo del año anterior. Los grupos de fuel han aportado el 63,3% de la demanda, los de carbón el 29,9% y la energía adquirida al régimen especial el 6,8%.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.554	1.554	-17,4	33.608	77,8	42.549	62,0
Nuclear	7.799	4.918	16,5	47.620	2,4	63.314	0,6
Carbón	11.542	6.952	-1,5	46.940	-19,4	65.045	-14,5
Fuel-Gas	8.214	1.379	-10,3	7.370	-6,7	9.723	4,9
Producción bruta	44.109	14.803	0,7	135.538	3,0	180.631	3,5
Consumos generación		-686	0,5	-5.392	-8,8	-7.307	-5,5
Consumos bombeo		-365	42,1	-2.861	-13,7	-4.452	-1,2
Producción neta		13.752	-0,1	127.285	4,0	168.872	4,1
Régimen especial	9.229	2.395	26,4	23.312	20,1	30.515	16,8
Intercambios internacionales		280	-17,8	2.416	-24,9	3.638	-23,0
Importaciones		643	-7,7	5.755	-12,6	7.907	-10,6
Exportaciones		-362	1,9	-3.339	-0,9	-4.270	3,6
Demanda bruta		16.427	2,7	153.014	5,5	203.025	5,1

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	0,0	2	0,0
Carbón	510	323	0,3	2.772	5,0	3.603	3,1
Fuel-oil	2.503	700	6,5	5.867	6,6	7.741	7,4
Producción bruta	3.014	1.023	4,5	8.640	6,1	11.346	6,0
Consumos generación		-64	-6,1	-571	2,1	-754	1,6
Producción neta		959	5,2	8.069	6,4	10.592	6,4
Régimen especial	155	56	6,6	585	10,8	742	8,2
Demanda bruta		1.015	5,3	8.654	6,7	11.334	6,5

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

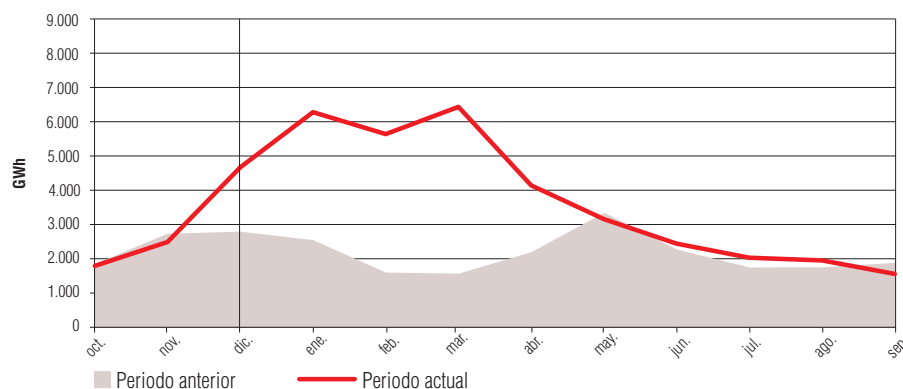


Producción hidroeléctrica

- En el mes de septiembre, la producción hidroeléctrica acrecienta la línea de descenso iniciada el pasado mes de mayo, alcanzando una producción mensual de 1.554 GWh, la más baja desde agosto de 1999, consecuencia del bajo producible hidráulico registrado en los cuatro últimos meses. Esta escasa generación ha aportado el 10,5% de la producción bruta mensual, catorce puntos menos que su contribución media en términos acumulados e igualmente inferior en trece puntos a su aportación en los últimos doce meses.
- Una vez completados los tres primeros trimestres del año 2001, y a pesar de las flojas generaciones de los cuatro últimos meses, la producción hidráulica acumulada del periodo, 33.608 GWh, ha sido superior en un 77,8% a la registrada en el mismo periodo del año anterior y ha aportado el 24,8% de la producción bruta, diez puntos más que en los primeros nueve meses de 2000.
- Por cuencas hidrográficas, en septiembre los crecimientos registrados han sido heterogéneos, destacando el crecimiento máximo del 39,5% de la cuenca Guadalquivir y un descenso del 52,2% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura. En el periodo enero-septiembre, el incremento de la producción hidroeléctrica, aunque ha sido notable en todas las cuencas, ha incidido en mayor medida en las de la mitad sur peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica total se ha situado en el 21,5%, cinco puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el mes de septiembre, se registraron precipitaciones en toda la Península, concentradas principalmente en la segunda quincena del mes. Estas precipitaciones fueron significativamente superiores al valor característico de septiembre en la Zona Andaluza y en el Centro-Levante.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de septiembre fue seco, registrándose una energía producible de 373 GWh, valor que supone el 59% del producible característico de este mes.
- En el periodo enero-septiembre, la energía producible acumulada ha sido 30.322 GWh, superior en un 37% al valor característico para este periodo, muy por encima del producible que se registro en el mismo periodo de 2000, que apenas alcanzó el 67% de su valor medio histórico.
- Siguiendo la tónica de los anteriores meses de verano, la producción hidroeléctrica de septiembre ha sido cuatro veces mayor que el producible mensual, con lo que el volumen de reservas del conjunto de los embalses ha vuelto a descender, situándose al finalizar septiembre en 8.716 GWh, un 9,6% por

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.

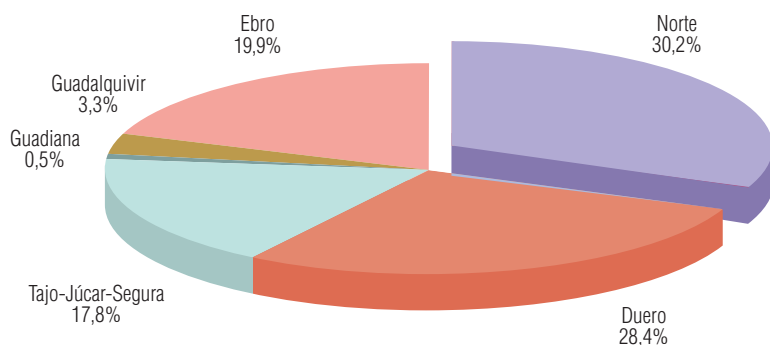
SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA



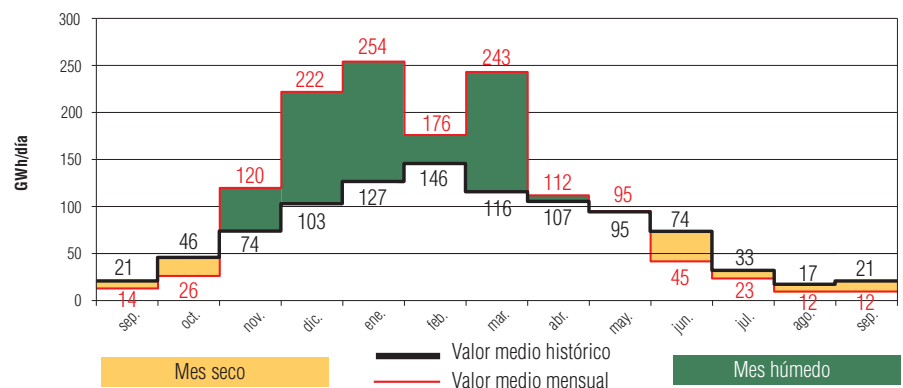
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.175	410	3,3	10.137	54,6	13.558	40,2
Duero	3.550	490	-22,5	9.555	118,2	12.061	105,2
Tajo-Júcar-Segura	4.097	242	-52,2	5.971	150,3	7.338	118,9
Guadiana	233	4	-13,0	165	95,4	173	93,7
Guadalquivir	1.016	83	39,5	1.103	58,7	1.320	57,9
Ebro	3.483	326	14,7	6.677	39,0	8.100	25,7
Sistema peninsular	16.554	1.554	-17,4	33.608	77,8	42.549	62,0
Canarias	1	0	-	1	0,0	2	0,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	1	0,0	2	0,0

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL

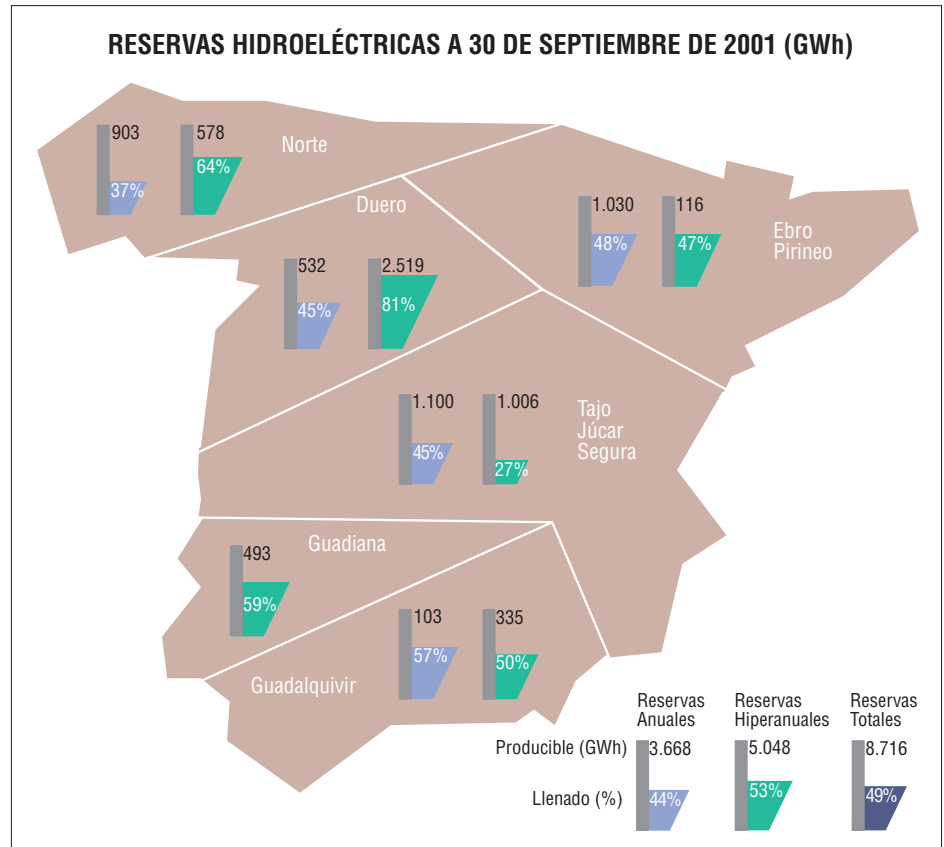


SISTEMA PENINSULAR ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE



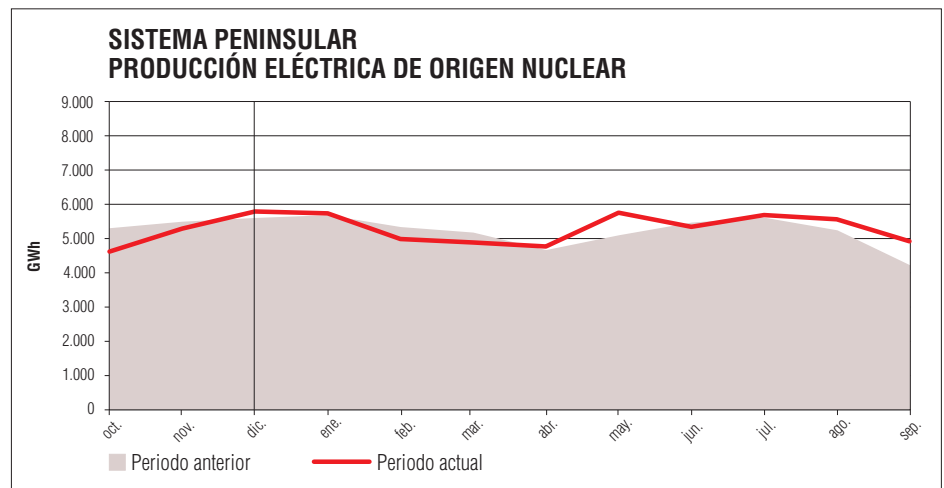
debajo del que existía al finalizar el mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 48,7% de la capacidad total, cinco puntos inferior al que existía al finalizar agosto. A pesar del descenso de reservas en los últimos cuatro meses, el nivel de llenado de los embalses alcanzado en septiembre supera en diez 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 3.668 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 43,9%, 7,5 puntos menos que en el mes de agosto y dos puntos superior al que se registraba al finalizar el mes de septiembre del año anterior. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 57,2% en la cuenca Guadalquivir y un mínimo del 37,3% en la cuenca Norte.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 5.048 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 53,0%, tres puntos por debajo del de agosto y diecisiete puntos por encima del registrado al finalizar septiembre de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Duero con un porcentaje superior al 80%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 27%.



Producción nuclear

- En septiembre, la producción de origen nuclear ha alcanzado uno de los registros más bajos del año transcurrido, con una generación de 4.918 GWh, un 7,8% por debajo de su producción media mensual durante los anteriores ocho meses del año, consecuencia de las actuaciones programadas durante el mes en las centrales de Asco I y José Cabrera.
- A pesar de este descenso de producción, la generación de septiembre supera en un 16,5% a la del mismo mes del año anterior, en el que coincidieron en parada de recarga de combustible y otros trabajos programados las centrales de Cofrentes y Vandellós II, y representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 33,2%, dos puntos inferior a su contribución media tanto en términos acumulados como interanuales.
- La central de José Cabrera reinició el día 9 de septiembre su actividad, una vez finalizados los trabajos programados correspondientes a la 25ª recarga de combustible y mantenimiento que comenzaron el pasado 28 de julio. Por otro lado, el día 28 se realizó en esta misma central el simulacro contra incendios correspondiente al tercer trimestre.
- El día 8 de septiembre se desacopla de la red el turbogenerador de la central de Asco I, comenzando la parada programada correspondiente a la recarga del ciclo XVI.



Producción bruta Nuclear	Potencia	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	66	-33,5	813	-3,4	1.140	-3,2
Garoña	466	334	0,8	2.552	-15,8	3.553	-12,1
Almaraz I	974	690	0,1	6.309	-0,1	7.758	-8,2
Ascó I	1.028	144	-80,2	6.026	4,7	8.284	4,9
Almaraz II	983	684	-0,6	6.265	13,1	8.408	9,6
Cofrentes	1.025	739	-	6.522	15,8	8.604	11,0
Ascó II	1.015	731	1,5	5.933	-9,6	8.169	-2,3
Vandellós II	1.082	766	283,1	7.013	8,7	8.867	0,6
Trillo I	1.066	763	0,0	6.185	-3,2	8.532	-2,3
Sistema peninsular	7.799	4.918	16,5	47.620	2,4	63.314	0,6

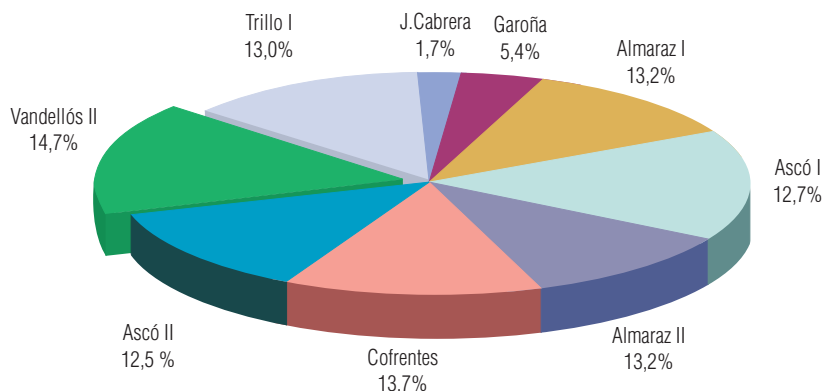
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

- Estas actuaciones programadas han reducido los valores de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear respecto meses anteriores. Así, el coeficiente de disponibilidad se ha situado en septiembre en el 89,6%, mientras que el factor de carga ha sido del 87,6%, ambos inferiores en alrededor de seis puntos a los respectivos valores acumulados hasta el pasado mes de agosto.
- Tras la generación de septiembre, la producción acumulada del equipo nuclear en los tres trimestres transcurridos del año ha sido de 47.620 GWh, un 2,4% superior a la alcanzada en el mismo período de 2000. Esta producción representa una aportación a la producción bruta del período del 35,1%, apenas 0,2 puntos menos que en el período enero-septiembre del año anterior.
- A pesar de las actuaciones programadas llevadas a cabo en septiembre, los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear acumulados se mantienen por encima de los alcanzados en el mismo período del año anterior, situándose en el 94,7% y 93,2% respectivamente, mejorando en ambos casos en alrededor de dos puntos a los registrados en el mismo período del año anterior.
- Durante el mes de septiembre se han fabricado 22 elementos tipo PWR para la central de Vandellós II. Por el contrario, en este mes 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 la producción residual ha sido de 12.830 kg.

Producción térmica convencional

- En septiembre, la producción de los grupos térmicos convencionales ascendió a 8.331 GWh, el tercer valor mensual más alto de siempre, un 3,1% menos que en el mismo mes del año anterior en el que se registró un máximo histórico de generación con esta tecnología. Esta elevada producción representa una aportación a la estructura de producción bruta mensual del 56,3%, una de las más elevadas de los últimos años y superior en dieciocho puntos a su contribución media durante los anteriores ocho meses del año.
- A pesar del notable repunte de los últimos cuatro meses, la producción térmica acumulada en el año 2001, 54.310 GWh, es un 17,9% inferior a la del mismo período del año anterior y ha aportado el 40,0% de la producción bruta, diez puntos menos que en el período enero-septiembre de 2000, consecuencia del buen comportamiento de la generación hidroeléctrica en la primera mitad del año.
- Por tecnologías, en los primeros nueve 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



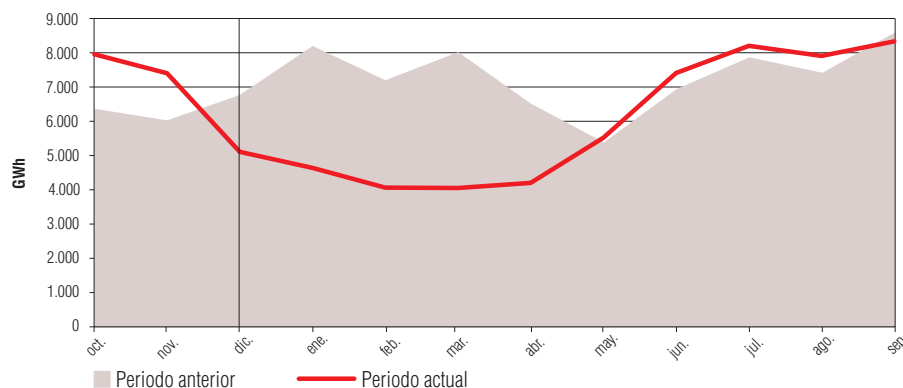
Grupo	Septiembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	57,6	26,7	0,0	77,6	15,8	0,1
Garoña	99,5	0,0	0,0	83,6	15,5	0,0
Almaraz I	98,4	0,0	0,0	98,9	0,0	0,1
Ascó I	19,5	76,7	0,0	89,5	8,4	0,2
Almaraz II	96,7	0,0	0,0	97,3	0,0	0,2
Cofrentes	100,0	0,0	0,0	97,1	0,0	1,5
Ascó II	100,0	0,0	0,0	89,2	9,4	0,1
Vandellós II	98,3	0,0	0,0	99,0	0,0	0,2
Trillo I	99,4	0,0	0,0	88,6	9,0	1,4
Sistema peninsular	87,6	10,4	0,0	93,2	4,8	0,5

Combustible nuclear	Septiembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	12.830	22.579	107.742
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	22	166	234
Exportación	0	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 16,8% de la producción mensual, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 13,6% restante.

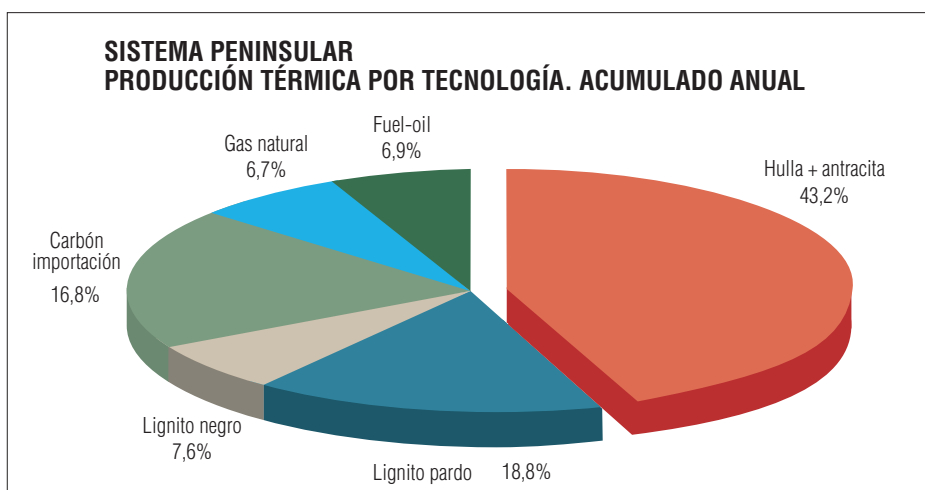
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en el periodo enero-septiembre, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos fue el 44,2% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 41,5% y la de fuel-gas el 14,3%.
- En los tres trimestres consumidos del año 2001, todas las tecnologías han reducido su producción respecto al año anterior, con excepción de las centrales de gas natural, que han generado un 10,1% más. Las centrales que utilizan carbones autóctonos han registrado un descenso en el periodo del 20,5%, las de fuel un 18,7% y los grupos de carbón de importación un 15,0%.
- La menor utilización del equipo térmico en el conjunto de los primeros nueve meses del año ha situado el factor de carga en el 37,8%, catorce puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el periodo enero-septiembre ha sido del 88,5%, valor similar al registrado en el mismo periodo de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la estructura de producción de las centrales térmicas convencionales en el periodo enero-septiembre ha sido muy similar a la del mismo periodo del año anterior. Los grupos de carbón han generado el 32,1% de la producción, mientras que los grupos de fuel han aportado el 67,9% 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	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	3.660	0,1	23.469	-21,7	32.941	-15,4
Lignito pardo	2.032	1.346	3,8	10.210	-4,2	13.818	-2,8
Lignito negro	1.501	819	-6,0	4.111	-40,2	6.295	-30,3
Carbón importación	1.928	1.127	-8,8	9.150	-15,0	11.991	-13,6
Gas natural (*)	3.582	715	6,8	3.628	10,1	4.712	16,2
Fuel-oil	4.632	664	-23,5	3.742	-18,7	5.011	-3,9
Sistema peninsular	19.756	8.331	-3,1	54.310	-17,9	74.768	-12,4
Carbón	510	323	0,3	2.772	5,0	3.603	3,1
Fuel-oil	2.503	700	6,5	5.867	6,6	7.741	7,4
Sistemas extrapeninsulares	3.013	1.023	4,5	8.639	6,1	11.344	6,0

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	83,6	0,0	5,9	65,1	4,2	4,9
Lignito pardo	92,0	0,0	2,0	76,7	2,5	9,3
Lignito negro	75,8	0,0	12,0	41,8	5,4	5,9
Carbón importación	81,2	3,4	10,0	72,4	0,4	6,5
Gas natural (*)	27,6	0,0	9,8	15,4	0,9	4,5
Fuel-oil	12,5	0,0	28,2	7,7	0,7	20,3
Sistema peninsular	51,3	0,3	12,3	37,8	2,3	9,2
Carbón	88,0	0,0	0,0	83,0	4,6	1,3
Fuel-oil	51,7	4,4	2,2	36,5	4,8	2,7
Sistemas extrapeninsulares	75,6	3,5	1,8	44,8	4,8	2,5

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

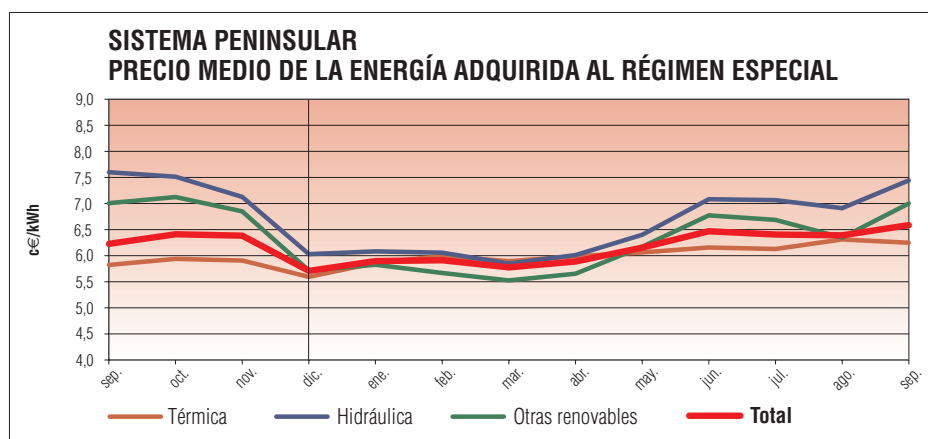
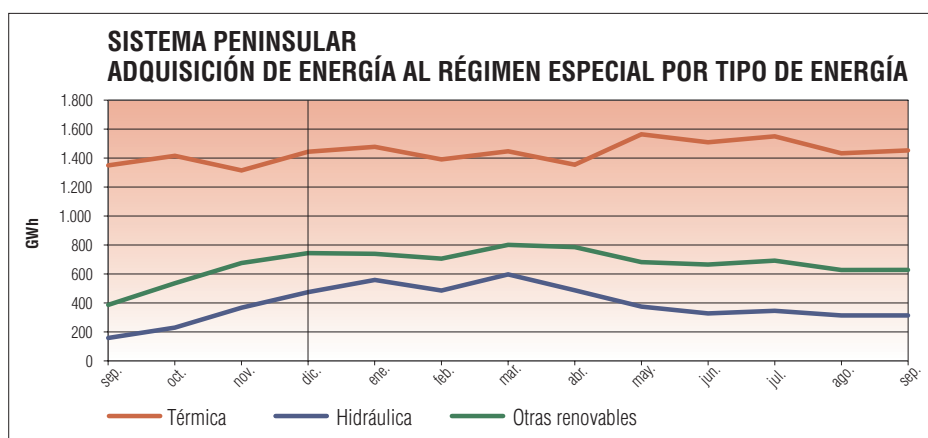
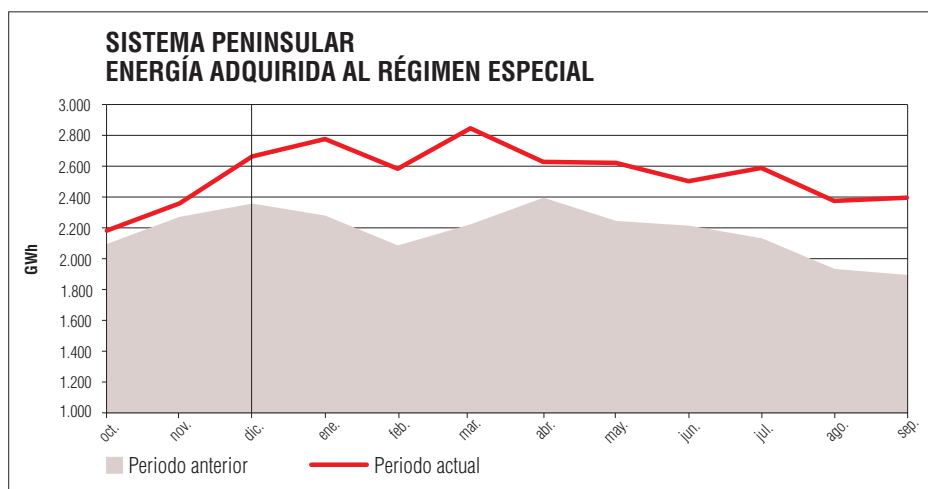
Combustible	Septiembre					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.333	46,9	2.922	8,6	2.789	6.845	-116	17.230	9.326	-5,8	23.711
Lignito pardo	292	9,1	39	-37,8	562	1.921	-1,6	4.357	2.504	0,3	5.884
Lignito negro	198	18,9	994	-12,7	429	867	-32,8	2.418	1.311	-21,3	3.782
Carbón importación	395	-67,6	2.426	38,7	3.243	7.293	-27,9	22.565	10.425	-22,0	31.169
Gas natural (**)	202	-2,3	-	-	555	1.020	1,7	2.721	1.272	5,0	3.463
Gas siderúrgico	41	15,7	-	-	96	352	-0,9	916	450	-5,0	1.219
Fuel-oil	221	-33,9	433	-19,9	658	1.506	-17,5	4.104	2.014	-5,0	5.540
Sistema peninsular	2.682	-14,5	6.815	10,3	8.331	19.803	-18,4	54.310	27.301	-12,6	74.768
Carbón	93	-11,6	410	95,7	323	857	2,2	2.772	1.121	1,0	3.603
Fuel-oil	171	17,4	117	1,8	700	1.339	10,4	5.867	1.758	11,3	7.741
Sistemas extrapeninsulares	264	5,2	527	62,4	1.023	2.195	7,1	8.639	2.879	17,6	11.344

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 septiembre, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.395 GWh, con un crecimiento del 26,4% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras este dato, el volumen de energía acumulada en los últimos doce meses, 30.515 GWh, supera en un 16,8% al del mismo periodo del año anterior, dos puntos por encima del crecimiento interanual alcanzado en septiembre de 2000. Este volumen de energía ha aportado el 15,0% de la demanda de los últimos doce meses, 1,5 puntos por encima de su contribución en el mismo periodo 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 43,1% de la energía adquirida en el periodo, nueve puntos por encima de su aportación 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 56 GWh, un 6,6% más que en el mismo mes del año anterior, y ha aportado el 6,3% de la demanda mensual. La recuperación de esta energía en los últimos meses sitúa la tasa de crecimiento interanual de la energía adquirida al régimen especial en el 8,2%, lo que ha permitido cubrir el 6,5% de la demanda interanual, aportación similar a la contabilizada en septiembre de 2000 para el mismo periodo.
- En septiembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 6,586 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,131 c€/kWh, un 2,9% superior al del mismo periodo de 2000.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 6,440 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 6,214 c€/kWh y la procedente de centrales térmicas 5,997 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	5.066	1.453	7,7	6,248	7,3	13.179	3,2	6,061	7,1	17.353	0,5	5,997	6,4
Hidráulica	1.373	314	98,0	7,443	-2,1	3.807	37,8	6,354	-6,1	4.879	28,7	6,440	-5,1
Otras renovables	2.790	628	62,4	7,000	-0,1	6.327	63,3	6,121	-4,6	8.283	63,1	6,214	-2,7
Sistema peninsular	9.229	2.395	26,4	6,586	5,8	23.312	20,1	6,128	2,5	30.515	16,8	6,131	2,9
Térmica	82	26	-9,4	4,307	-7,8	315	-6,3	4,562	2,6	412	-7,4	4,459	0,0
Hidráulica	0,5	0,2	-12,0	7,406	-4,6	2,2	-22,7	6,564	-0,2	3,1	9,7	6,701	1,7
Otras renovables	73	29	26,9	7,329	9,5	267	41,8	6,209	2,5	327	37,4	6,265	3,3
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	56	6,6	5,625	-6,2	585	10,8	5,673	6,0	742	8,2	5,625	6,2

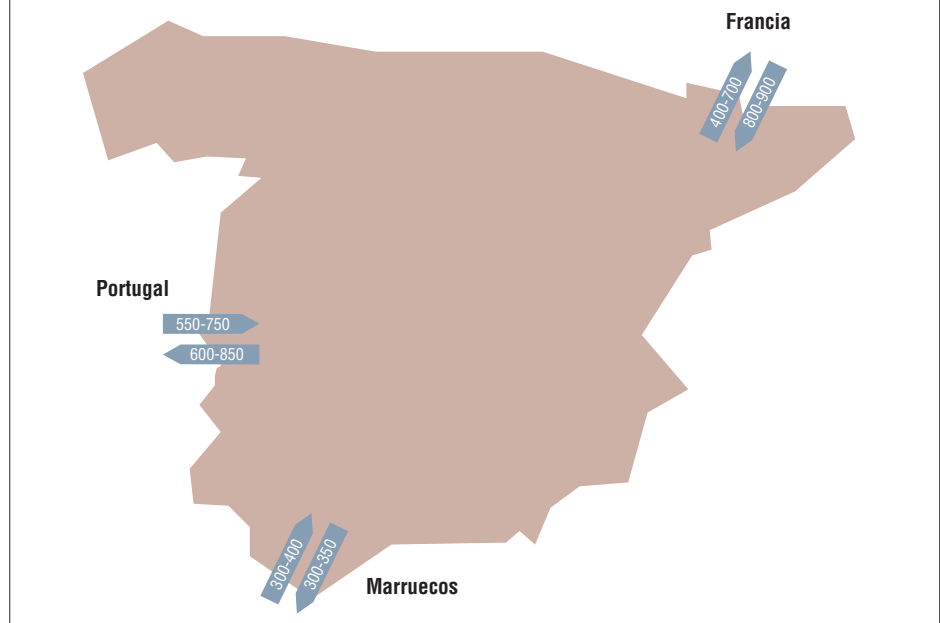
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

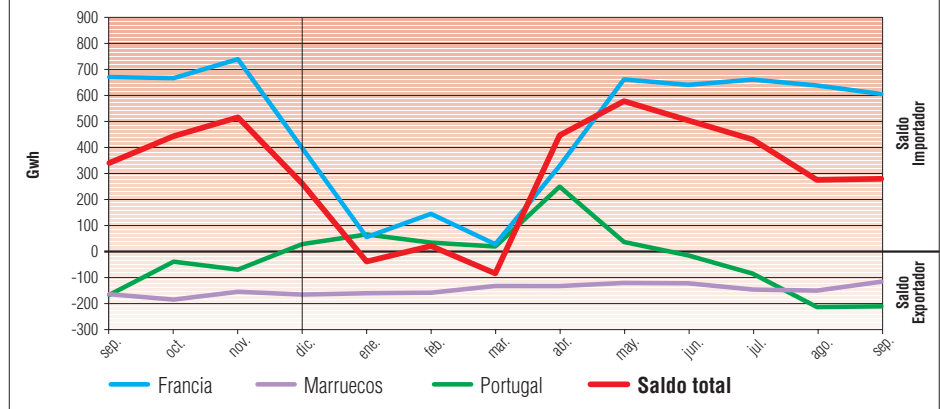
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de septiembre ha ascendido a 1.005 GWh, un 4,5% menos que en el mismo mes de 2000. El 63,9% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 280 GWh.
- El 53,3% 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 444 GWh, el 44,2% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,5% restante.
- En septiembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal con 234 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Francia, 227 GWh, Marruecos, 67 GWh, y Andorra, 7 GWh.
- En el periodo enero-septiembre, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 9.094 GWh, un 8,7% menos que el mismo periodo de 2000. El 58,4% de esta energía, valor similar al del mismo periodo del año 2000, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 501 GWh. El 20,1% 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 39,9% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.801 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 115 GWh.
- Tras el dato de septiembre, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 2.416 GWh, un 24,9% 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 21% por encima de sus importaciones.
- El 49,4% del volumen total de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) durante el periodo enero-septiembre ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 32,3% con Portugal, el 15,7% con Marruecos y el 2,6% 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.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL SEPTIEMBRE 2001 (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	-7	-7	0	-138	-138	0	-233	-233
Francia	224	-3	221	1.283	-757	526	2.084	-811	1.272
Marruecos	0	-67	-67	3	-672	-669	3	-916	-914
Portugal	1	-232	-231	544	-844	-300	736	-1.097	-362
Mercado: Agentes	226	-310	-84	1.830	-2.410	-581	2.823	-3.058	-235
Francia	395	0	395	3.217	0	3.217	4.344	0	4.344
Marruecos	0	-49	-49	0	-415	-415	0	-553	-553
Mercado: Contratos REE	395	-49	347	3.217	-415	2.801	4.344	-553	3.791
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	0	0	351	-232	120	370	-232	139
Marruecos	0	0	0	0	-160	-160	0	-282	-282
Portugal	1	0	1	223	-103	120	223	-103	120
Contratos bilaterales	1	0	1	575	-494	80	594	-617	-23
Andorra	1	0	1	5	-1	4	6	-2	3
Francia	0	-4	-4	53	-14	39	61	-14	47
Marruecos	0	0	0	8	0	8	10	-2	9
Portugal	20	0	20	68	-4	64	70	-24	47
Apoyo y desvíos	21	-4	17	134	-19	115	147	-41	106
Total intercambios	643	-362	280	5.755	-3.339	2.416	7.907	-4.270	3.638

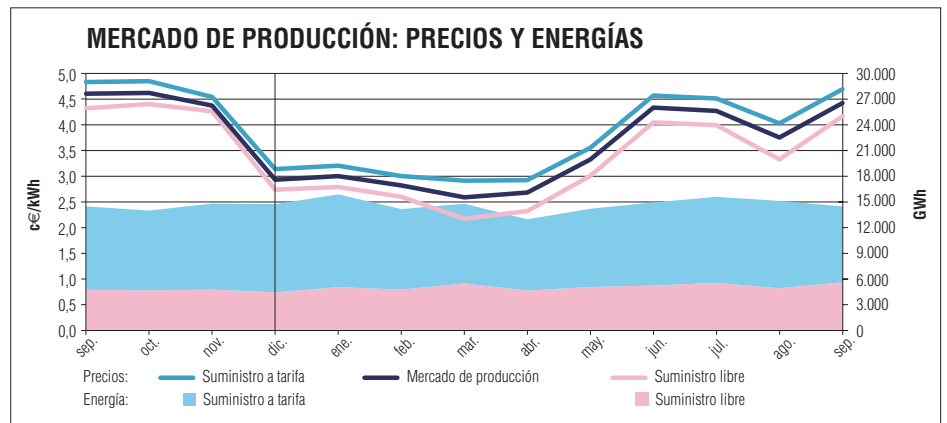
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- En septiembre, el precio medio del mercado de producción ha experimentado un notable ascenso, alcanzado el valor más alto desde octubre del año anterior.
- El precio medio ha sido 4,421 c€/kWh, un 17,9% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 14.897 GWh. Respecto de septiembre de 2000, el precio ha disminuido un 3,9%, frente a un aumento del 0,8% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,598 c€/kWh, un 5,3% 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 8.842 GWh, lo que supone una disminución del 9,0% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,690 c€/kWh, un 16,5% más que el mes anterior y un 2,9% menos que el mismo mes de 2000.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.627 GWh, un 14,4% más que el mes pasado y un 18,4% más que hace un año. Esta cifra representa el 37,8% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,165 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a



Precios	Septiembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/ago.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,421	17,9	-3,9	3,479	-10,7	3,598	-5,3
Mercado diario	3,791	26,7	-2,1	2,783	-11,8	2,902	-4,3
Otros mercados	0,175	-42,2	-35,4	0,238	56,3	0,238	75,1
Garantía de potencia	0,455	-0,7	-1,2	0,459	-22,4	0,458	-27,2
Suministro a tarifa (**)	4,690	16,5	-2,9	3,717	-10,4	3,828	-5,3
Mercado diario	3,786	26,3	-2,3	2,785	-12,0	2,911	-4,2
Otros mercados	0,199	-40,2	-34,6	0,280	52,4	0,281	68,9
Garantía de potencia	0,705	1,6	8,4	0,652	-18,7	0,637	-24,0
Suministro libre (***)	4,165	25,2	-3,6	3,183	-8,7	3,330	-1,6
Mercado diario	3,833	28,1	-2,4	2,810	-11,8	2,939	-4,4
Otros mercados	0,234	-29,7	-19,7	0,239	43,1	0,237	52,0
Garantía de potencia	0,098	-	-3,0	0,134	1,0	0,155	-0,5

Energías	Septiembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/ago.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	14.897	-3,7	0,8	135.440	2,6	180.619	3,0
Suministro a tarifa (**)	8.842	-13,3	-9,0	85.715	-5,9	115.351	-6,1
Suministro libre (***)	5.627	14,4	18,4	46.355	24,8	60.248	26,9
Contratos bilaterales	1	-93,5	-96,2	1.076	14,7	1.365	45,5

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
S1	4,177	3,537	3,012	2,834	2,792	2,719	2,717	2,726	2,888	3,386	4,533	4,636	4,621	4,611	4,610	4,419	4,296	4,224	4,244	4,242	4,488	5,654	5,032	4,253	3,989
D2	3,735	3,161	2,877	2,789	2,676	2,594	2,619	2,493	2,550	2,668	2,976	3,029	3,330	3,372	3,371	3,220	2,987	2,977	2,996	3,071	3,546	4,598	4,744	4,124	3,240
L3	3,492	3,035	2,785	2,646	2,620	2,581	3,061	3,545	3,748	4,917	5,035	5,118	5,182	5,129	4,837	4,981	5,176	5,537	5,356	5,030	4,972	5,567	4,689	3,557	4,420
M4	4,213	3,108	2,820	2,676	2,667	2,652	2,960	4,542	4,880	5,076	5,191	5,328	5,467	5,442	5,191	5,119	5,206	5,310	5,321	5,047	5,013	5,173	4,485	4,277	4,561
X5	4,496	3,137	2,925	2,737	2,682	2,722	3,121	4,636	5,057	5,149	5,257	5,316	5,564	5,338	5,174	5,194	5,382	5,499	5,351	5,149	5,093	5,152	4,712	4,184	4,639
J6	4,556	3,034	2,848	2,744	2,697	2,687	3,064	4,594	4,925	5,153	5,309	5,363	5,672	5,585	5,363	5,284	5,538	5,720	5,668	5,370	5,258	5,417	4,852	4,346	4,712
V7	3,855	2,984	2,729	2,670	2,638	2,651	3,110	4,776	4,780	5,024	5,189	5,232	5,367	5,383	5,185	5,143	5,282	5,409	5,446	5,309	5,382	5,391	4,913	4,826	4,614
S8	4,316	3,773	2,967	2,655	2,617	2,594	2,615	2,646	2,781	3,230	4,119	4,163	4,330	4,297	4,016	3,848	3,595	3,504	3,403	3,564	4,212	4,675	4,332	4,238	3,640
D9	3,738	2,963	2,966	2,615	2,455	2,455	2,482	2,463	2,397	2,684	2,989	2,973	3,264	3,370	3,373	3,211	3,000	2,836	2,756	2,779	3,459	4,563	4,396	3,908	3,127
L10	2,983	2,770	2,676	2,596	2,588	2,578	2,743	4,874	5,401	5,374	5,448	5,502	5,694	5,589	5,212	5,307	5,329	5,710	5,467	5,334	5,472	5,493	5,043	4,405	4,718
M11	3,816	2,702	2,604	2,584	2,544	2,548	2,662	3,667	3,735	4,620	4,386	4,563	4,634	4,626	4,243	4,373	4,430	4,450	4,466	4,270	4,628	5,058	4,471	3,900	3,980
X12	3,522	2,645	2,601	2,588	2,571	2,561	3,184	4,808	5,090	5,145	5,151	5,191	5,382	5,250	5,151	5,144	5,190	5,449	5,265	5,212	5,279	5,323	5,028	4,529	4,577
J13	4,030	2,794	2,737	2,670	2,632	2,615	2,981	4,898	5,081	5,249	5,268	5,265	5,483	5,386	5,227	5,257	5,406	5,475	5,427	5,301	5,431	5,516	5,049	4,376	4,653
V14	4,782	3,465	2,791	2,832	2,885	2,783	3,372	5,097	5,127	5,222	5,280	5,272	5,271	5,254	5,148	5,158	5,255	5,311	5,297	5,191	5,277	5,329	5,104	4,898	4,699
S15	4,534	4,338	2,768	2,716	2,628	2,561	2,577	2,647	2,718	3,898	4,380	4,487	4,579	4,521	4,376	4,037	3,968	3,334	3,445	3,164	4,490	4,765	4,283	3,438	3,731
D16	3,549	2,754	2,635	2,601	2,519	2,426	2,527	2,482	2,388	2,583	2,752	3,037	3,372	3,372	3,402	3,228	2,736	2,745	2,705	2,706	4,286	4,821	4,491	3,807	3,134
L17	3,712	2,769	2,601	2,631	2,607	2,588	2,976	4,958	5,049	5,200	5,405	5,637	5,655	5,598	5,381	5,349	5,520	5,708	5,658	5,320	5,579	5,596	5,141	4,727	4,786
M18	4,214	2,729	2,562	2,531	2,515	2,550	2,977	4,906	5,138	5,173	5,377	5,389	5,582	5,383	5,200	5,327	5,448	5,625	5,418	5,198	5,522	5,661	5,090	4,704	4,698
X19	4,576	3,551	2,587	2,600	2,586	2,586	4,006	5,186	5,105	5,380	5,429	5,566	5,680	5,517	5,268	5,500	5,512	5,738	5,663	5,522	5,949	5,965	5,305	4,744	4,915
J20	4,492	3,987	2,718	2,627	2,585	2,610	4,266	4,852	5,001	5,190	5,375	5,509	5,610	5,447	5,198	5,379	5,485	5,659	5,622	5,354	5,800	5,751	5,145	4,499	4,841
V21	4,503	3,923	2,662	2,626	2,590	2,604	3,817	5,029	5,286	5,534	5,525	5,801	5,978	5,801	5,517	5,470	5,526	5,743	5,700	5,709	6,364	6,228	5,259	4,615	5,001
S22	4,882	4,385	2,928	2,832	2,818	2,783	2,829	3,183	3,283	4,482	5,111	5,355	5,475	5,036	4,646	3,992	3,297	3,318	3,381	4,042	5,449	5,810	5,294	4,646	4,182
D23	3,882	2,971	2,830	2,687	2,622	2,623	2,622	2,645	2,615	2,654	2,865	3,013	3,081	3,196	3,238	2,982	2,896	2,836	2,826	2,918	5,063	5,115	4,981	4,501	3,282
L24	3,710	2,788	2,720	2,658	2,587	2,597	2,839	5,236	5,513	5,613	5,839	6,178	6,076	5,961	5,674	5,839	6,058	6,229	6,118	5,880	6,340	6,238	5,578	4,373	5,101
M25	4,799	2,714	2,704	2,683	2,627	2,633	3,653	5,037	5,485	5,473	5,487	5,642	5,838	5,599	5,414	5,461	5,661	5,836	5,662	5,457	6,109	6,105	5,542	2,880	4,873
X26	4,825	2,796	2,766	2,679	2,603	2,702	4,816	6,062	5,846	6,168	6,183	6,209	6,206	6,185	6,144	6,240	6,219	6,260	6,218	5,907	6,298	6,335	5,995	4,597	5,356
J27	5,321	4,035	2,924	2,811	2,762	2,768	4,380	5,919	5,989	6,169	6,167	6,303	6,402	6,268	5,948	6,103	6,242	6,278	6,191	6,181	6,711	6,567	5,902	4,674	5,479
V28	4,616	3,033	2,790	2,756	2,740	2,769	3,674	5,656	6,054	6,041	6,095	6,076	6,135	5,941	5,503	5,630	5,922	6,118	6,021	5,862	6,405	6,273	5,712	4,841	5,204
S29	4,728	4,359	2,801	2,859	2,796	2,778	2,791	2,943	2,915	3,544	4,479	4,734	4,793	4,658	4,145	3,050	2,968	2,907	2,937	3,124	5,367	5,391	4,772	3,173	3,761
D30	3,216	2,959	2,780	2,718	2,605	2,556	2,593	2,633	2,573	2,656	2,888	2,859	3,229	3,298	2,957	2,891	2,753	2,621	2,650	2,873	4,723	5,395	4,982	4,006	3,191
Media	4,196	3,251	2,771	2,690	2,644	2,633	3,166	4,275	4,438	4,738	4,950	5,059	5,195	5,094	4,868	4,827	4,863	4,962	4,894	4,779	5,328	5,516	5,016	4,271	4,421

tarifa, es un 11,2% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

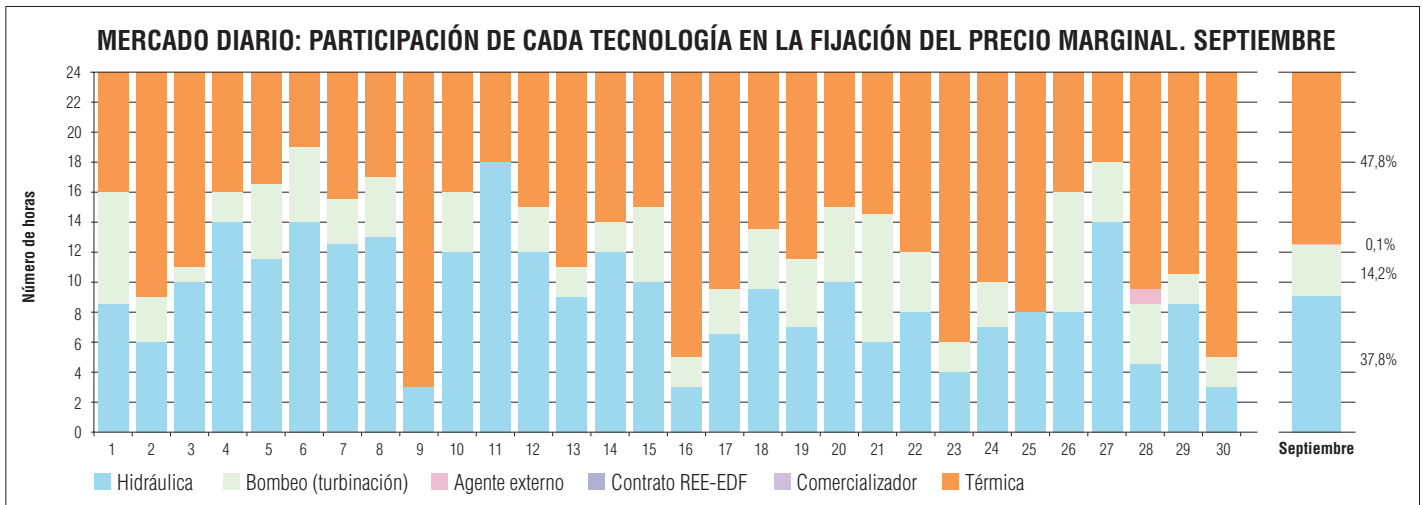
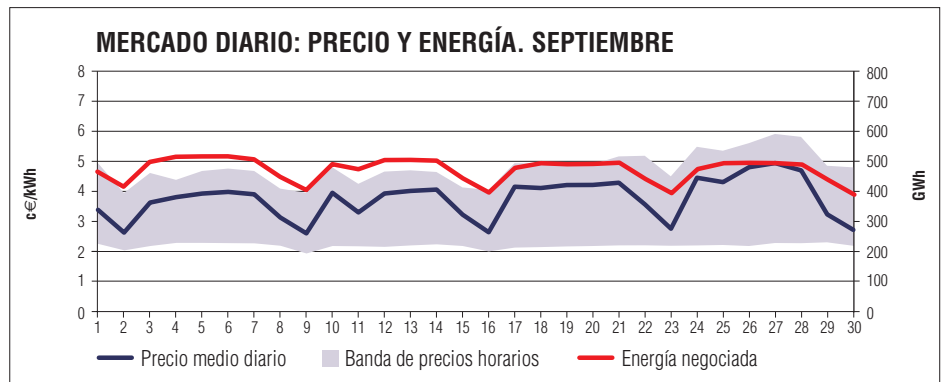
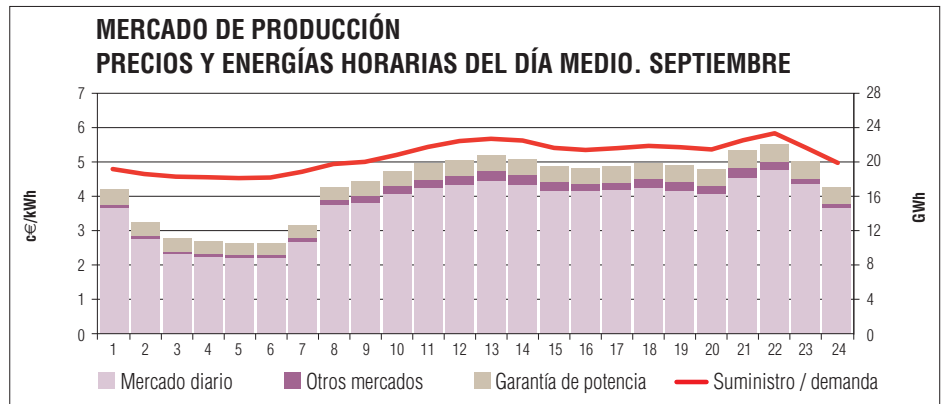
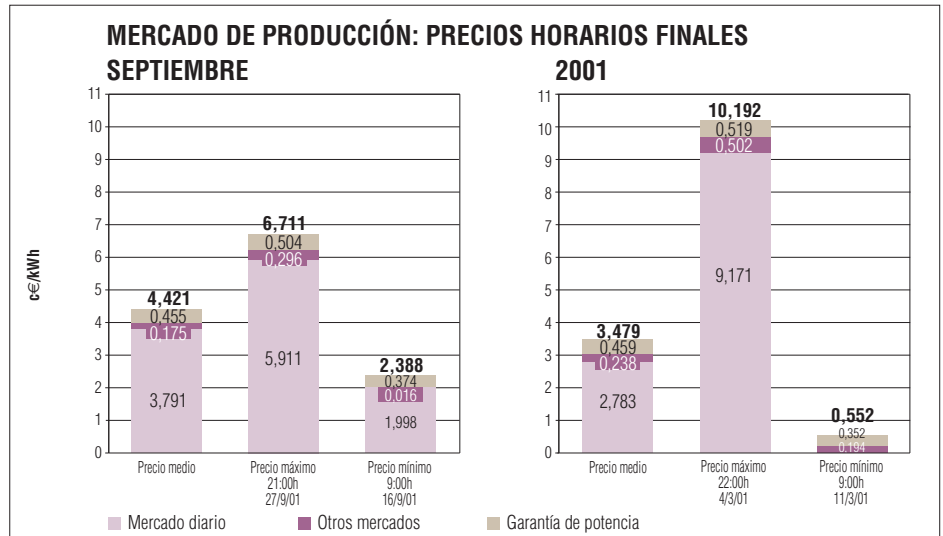
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de septiembre, precio valle, ha sido 3,181 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,839 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,711 c€/kWh, en la hora 21 del jueves 27, mientras que el precio mínimo fue 2,388 c€/kWh en las hora 9 del domingo 16. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 2,81 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 2,6 y 5,5 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,1 y 23,3 GWh.

Mercado diario

- En septiembre, el precio medio del mercado diario ha sido 3,791 c€/kWh, la energía intercambiada 14.206 GWh y el volumen económico contratado de 538,52 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 95,4% de la energía y el 81,8% del volumen económico.
- En septiembre los precios medios manifiestan una tendencia ligeramente creciente a lo largo del mes. Los precios de los días laborables se han situado en el entorno de los 4 c€/kWh durante



las primeras tres semanas, alcanzando los 4,8 c€/kWh en la última semana. Por su parte, los precios de los fines de semana se han situado alrededor de los 3 c€/kWh.

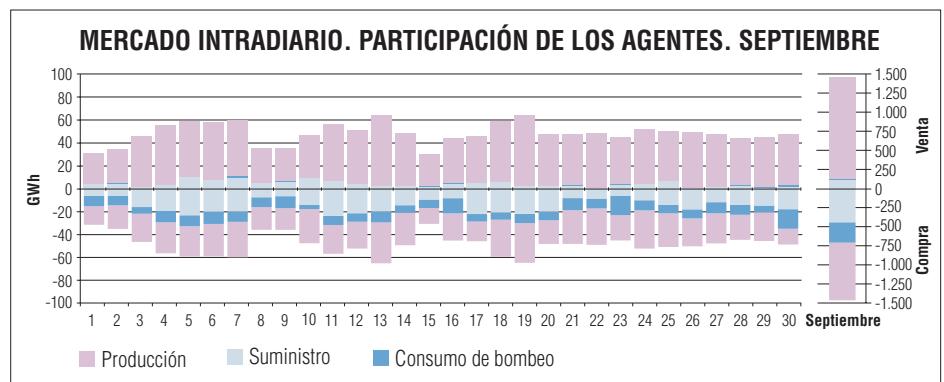
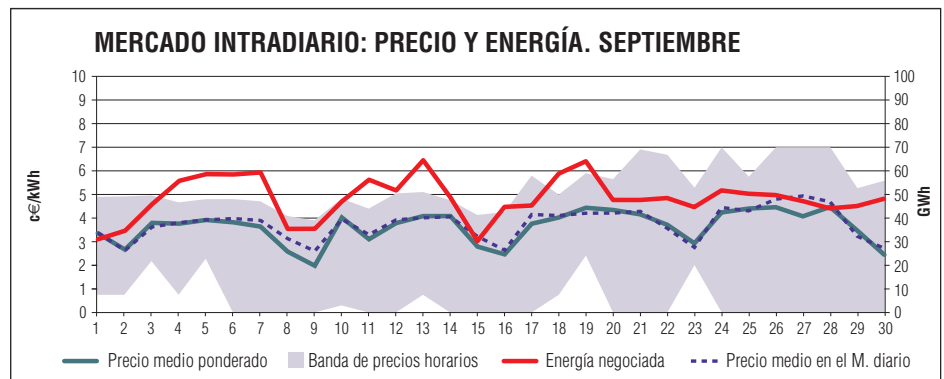
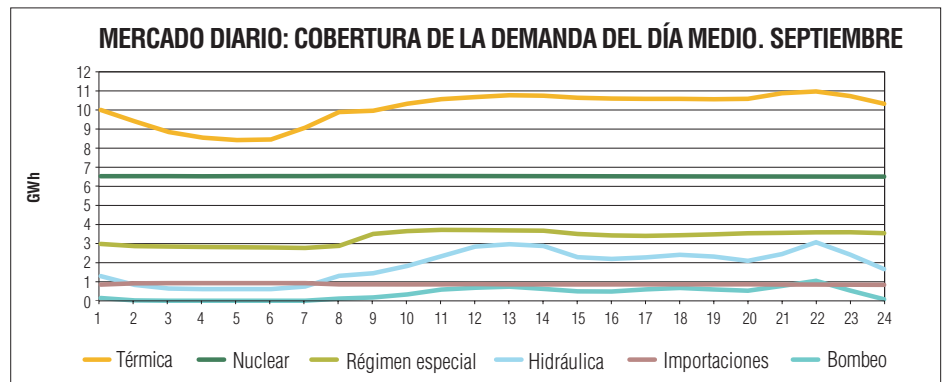
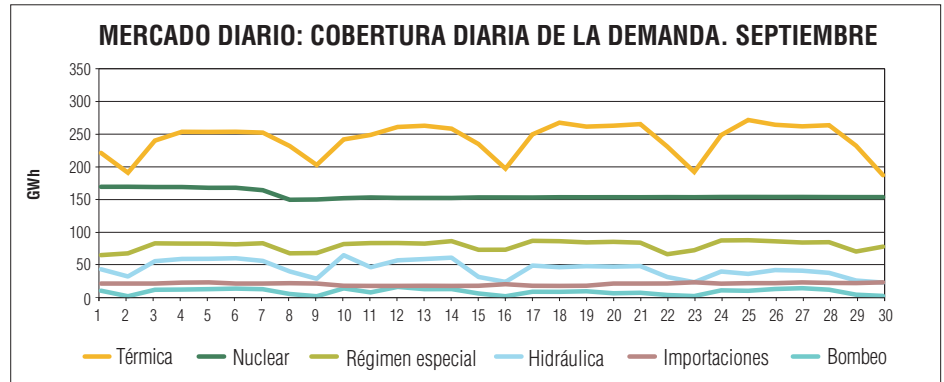
- El precio mínimo del mes, 1,928 c€/kWh, se ha registrado en la hora 9 del domingo 9, y el precio máximo del mes, 5,911 c€/kWh, en la hora 21 del jueves 27.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, una disminución de la producción hidráulica y nuclear en beneficio de la térmica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 52,1% de las horas frente al 47,8% de las térmicas. Por su parte, las unidades de agentes externos sólo han marcado marginal en una hora durante el mes, mientras que no marcan marginal ni el contrato de RED ELÉCTRICA ni los comercializadores.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,694 c€/kWh, un 18,1% más que el mes anterior y un 2,6% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.451 GWh, un 10,2% menos que el mes anterior. De esta energía, el 60,7% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 39,3% restante, 570 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 253 GWh, y al suministro, 317 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,012 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 977, 163, 132, 54, 56 y 70 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 2,5 y 5,8 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de septiembre ha sido de 67,84 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,455 c€/kWh, valor ligeramente inferior al

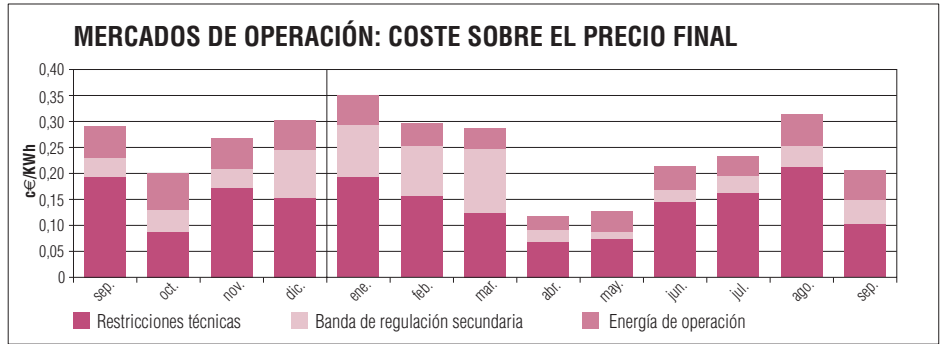


- del mes anterior y que supone el 10,3% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 0,29 M€, con una repercusión sobre el

- precio medio del mercado de producción de -0,019 c€/kWh.
- Los contratos bilaterales físicos han sumado 1 GWh en el mes de septiembre, un 93,5% menos que el mes anterior.

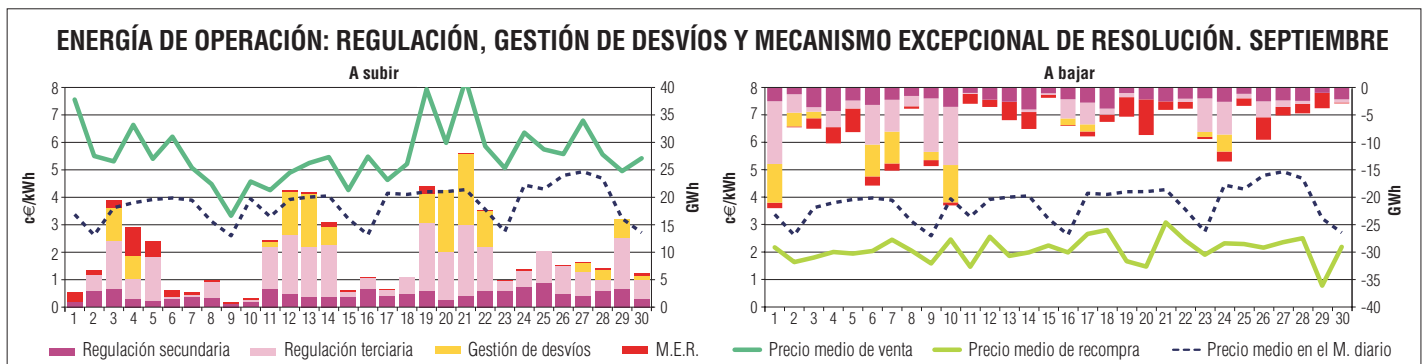
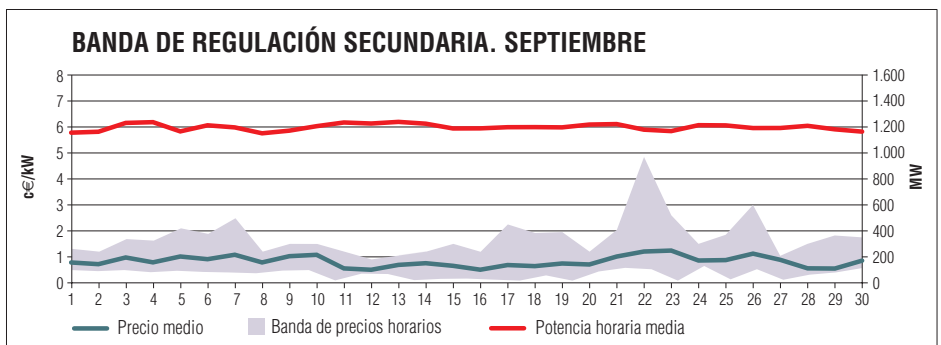
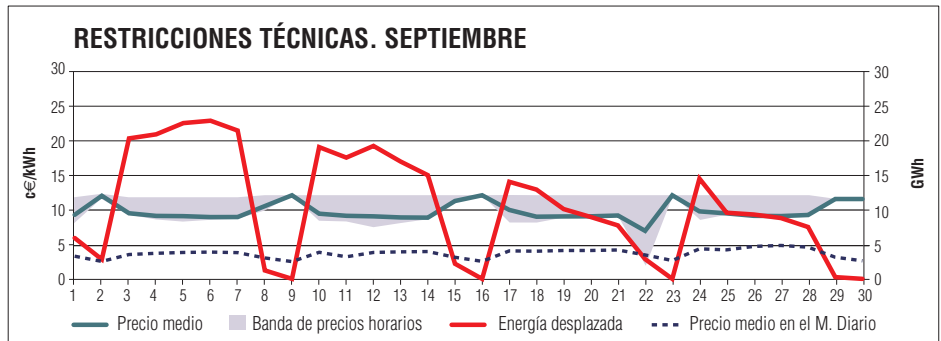
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en septiembre ha sido 0,206 c€/kWh, un 34,2% inferior al del mes de agosto, suponiendo un 4,7% del precio final del mercado de producción.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha descendido hasta los 318 GWh, un 2,2% de la energía correspondiente al mercado diario, un 44,1% menos que en agosto. Esta reducción ha sido debido a la menor demanda de energía en el mes de septiembre. Respecto al mismo mes del año anterior, se ha programado un 50% menos de energía por restricciones debido al menor número de paradas programadas de grupos nucleares registrado en septiembre de este año, sólo Ascó 1, respecto a septiembre de 2000, en el que coincidieron Cofrentes y Vandellós. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 9,318 c€/kWh, un 1,6% superior al del mes de agosto.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.202 MW, repartidos en 689 MW a subir y 513 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,830 c€/kW, un 11,9% más que en agosto. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,048 c€/kWh, un 14,3% más que el mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 557 GWh, repartida en 311 GWh a subir y 246 a bajar, un 18,9% menos que en agosto. El precio medio de venta ha sido 5,905 c€/kWh y el de recompra 2,119 c€/kWh, ambos superiores a los del mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,056 c€/kWh, un 5,1% inferior a agosto. En septiembre la relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,27.



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 (*)	0,102	318		9,318	
Banda de regulación secundaria (**)	0,048	689	513	0,830	
Energía de operación (***)	0,056	311	246	5,905	2,119
Regulación secundaria		67	70	5,068	2,954
Regulación terciaria		149	84	6,086	2,221
Gestión de desvíos		76	37	5,258	2,719
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		20	55	9,721	0,484
Total	0,206				

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



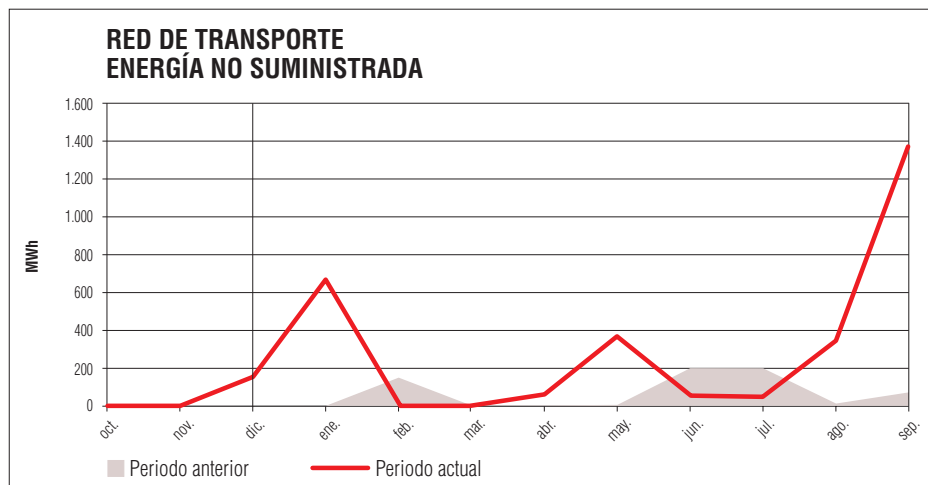
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 septiembre se han producido cinco cortes de mercado con una ENS total de 1.371,1 MWh: uno en Galicia con una ENS de 762,7 MWh, uno en la zona de Barcelona con una ENS de 603,0 MWh y los tres restantes, de corta duración, en Cataluña con una ENS conjunta de 5,4 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 3.065,7 MWh, de los que 106,2 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 2.959,5 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 7,937 minutos, 6,226 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado registradas este mes y las que se produjeron el pasado mes de enero, a las que hay que añadir las pérdidas de menor cuantía registradas en los meses diciembre de 2000 y abril, mayo, junio, julio y agosto de este año.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de septiembre ha sido del 96,9%. Esta tasa, la más baja del año, es 0,6 puntos inferior a la registrada en el mismo mes de 2000, consecuencia de las indisponibilidades programadas por otras causas ajenas al mantenimiento, que alcanzaron este mes el 2,6%.
- Tras el registro de septiembre, la disponibilidad acumulada de las líneas de Red Eléctrica de España durante el año 2001 se ha situado en el 98,0%, medio punto inferior a la del mismo período del año anterior. Esta tasa acumulada sitúa la disponibilidad en términos interanuales en el 97,9%, 0,4 puntos inferior a la contabilizada en el mismo período del año anterior.

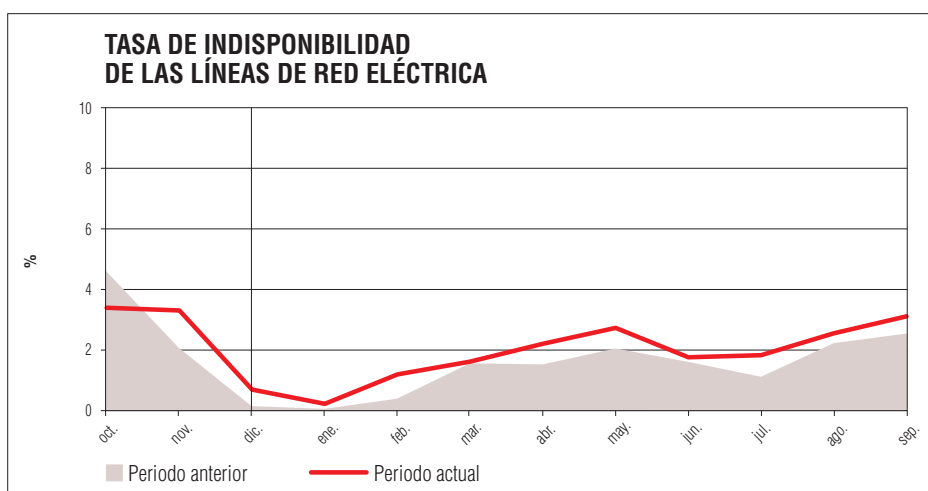
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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	Septiembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte RED ELÉCTRICA	1.371,1	2.912,5	3.065,7
	0,0	106,2	106,2
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte RED ELÉCTRICA	-	-	7,937
	-	-	0,275



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Septiembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,5	-54,7	0,7	9,0	0,7	-12,3
Indisponibilidades fortuitas	0,1	-41,0	0,1	23,0	0,1	39,0
Otras causas ajenas al mantenimiento	2,6	83,9	1,2	60,0	1,3	56,9
Total	3,1	22,3	2,0	36,2	2,1	25,0

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

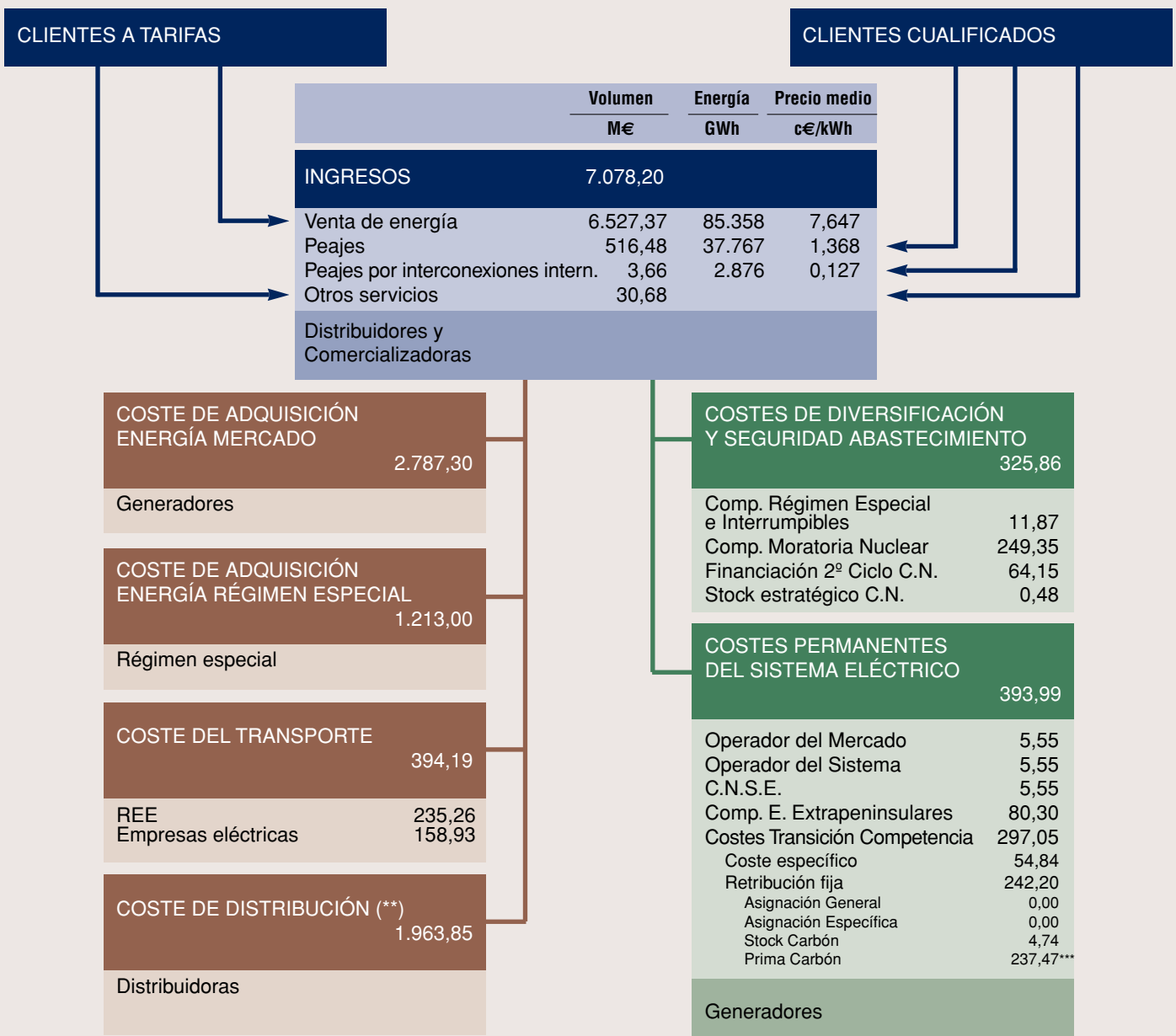
5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 9 del año 2001, correspondiente al período enero-septiembre, ascendieron a 7.078,20 M€, de los cuales el 92,2% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 7,3% a peajes.
- Del total de ingresos, el 10,2%, 719,85 M€, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos, 297,05 M€ corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 9, una vez descontado el importe destinado al pago de la prima de carbón del año 2000, que asciende a 121,74M€, supone el 25,1% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para el 2001. Este porcentaje queda muy lejos del aproximadamente 68% 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 9 del año 2001, se ha elevado a 2.787.30 M€ correspondientes a una energía estándar de 75.011 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 154 M€.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 9, 2001. Periodo Enero-Septiembre (*)

(Millones de euros)



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

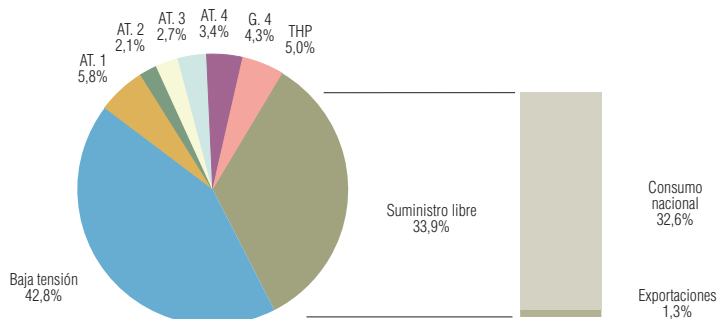
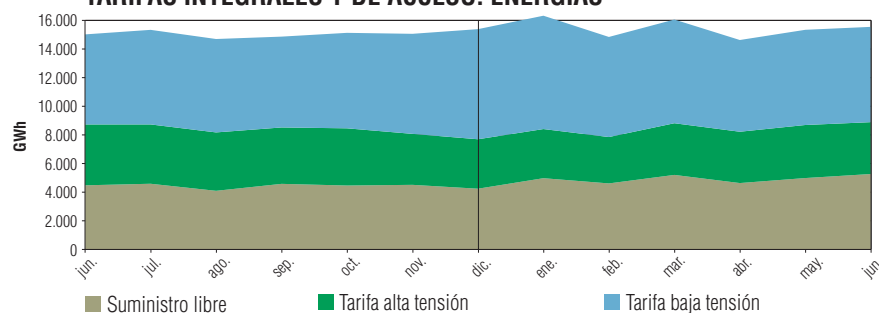
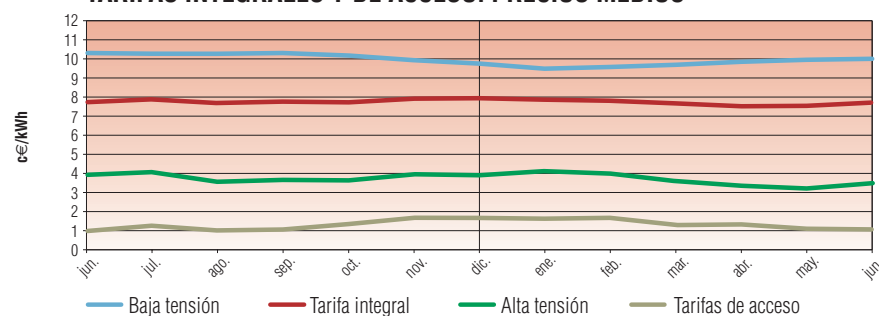
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) De este importe, 121,74 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 junio se elevó a 10.289 GWh, un 2,5% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es la más baja de los últimos doce meses consecutivamente, por un lado, del notable incremento registrado en junio de la demanda en baja tensión, la de mayor peso sobre el consumo a tarifa regulada, y por otro, de la comparación con un mes, junio de 2000, más homogéneo que los meses precedentes en términos de volumen de energía que ha salido al mercado libre.
- En el primer semestre del año 2001, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 63.123 GWh, un 3,7% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es casi seis puntos inferior a la que se registro en junio 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-junio ha sido 7,697 c€/kWh, un 1,0% 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 junio la energía consumida en el mercado libre representó el 33,9% del consumo total, 1,6 puntos más que en mayo, con lo que en el primer semestre del año 2001 este porcentaje se sitúa en el 32,0%, 5,2 puntos más que en el mismo período del año 2000.
- El precio medio de las tarifas de acceso en junio ha sido de 1,056 c€/kWh, con lo que el precio medio del periodo enero-junio se ha situado en 1,332 c€/kWh, un 5,7% mayor que en el primer semestre de 2000, debido a la incorporación entre ambos periodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

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

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

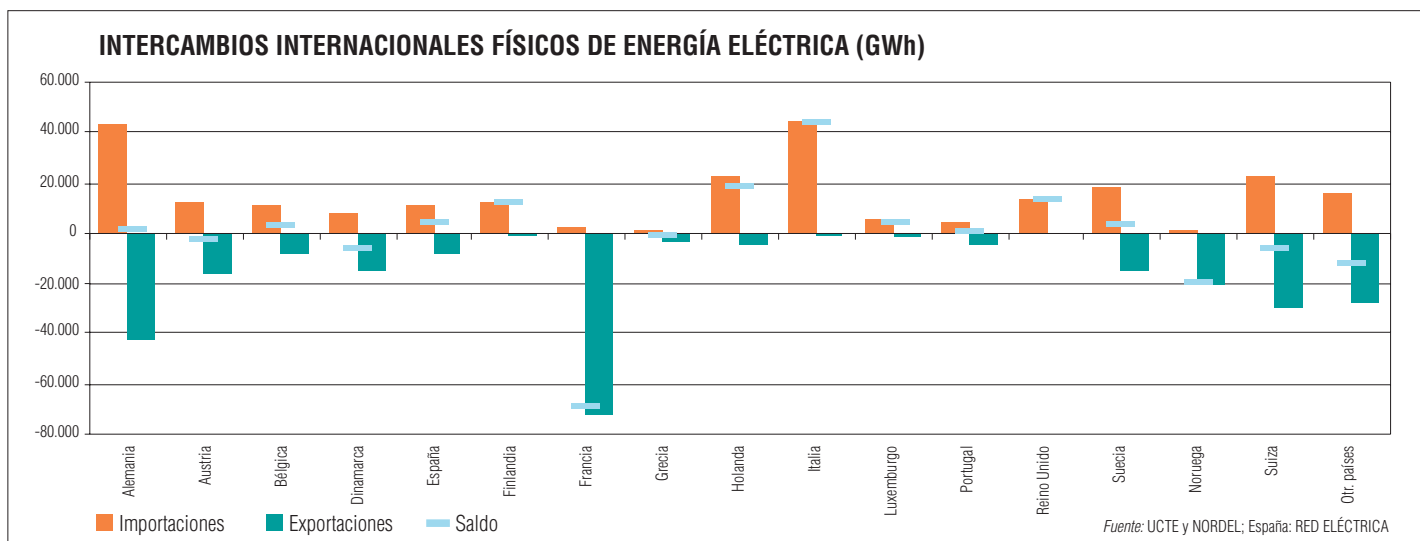
Tarifa integral	Junio				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	905	-39,5	6,277	-3,8	5.113	-39,3	6,304	-4,1	11.968	-38,1	6,350	-2,2
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	324	-2,3	3,289	-7,5	1.904	-8,3	3,329	-4,8	3.941	-7,3	3,384	-4,3
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	416	-14,4	2,725	7,1	2.774	-5,1	2,667	4,4	5.681	-2,1	2,611	1,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	536	23,7	2,085	-0,2	2.781	14,2	2,152	1,6	5.265	10,9	2,131	1,5
G. 4 (Grandes consumidores)	672	1,9	2,270	0,7	4.073	2,0	2,260	2,2	8.139	2,4	2,225	1,0
Tarifa horaria de potencia	772	-9,1	2,738	8,4	4.569	-7,1	3,392	3,1	9.417	-13,4	3,302	0,2
Alta tensión	3.626	-14,8	3,486	-11,2	21.214	-14,4	3,613	-10,8	44.411	-16,2	3,706	-10,3
Baja tensión	6.664	5,8	10,020	-2,9	41.909	2,8	9,764	-2,8	82.775	3,2	9,940	-2,2
Sistema peninsular	10.289	-2,5	7,718	-0,3	63.123	-3,7	7,697	-1,0	127.186	-4,5	7,763	0,0
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.067	24,8	1,094	2,9	27.691	25,0	1,418	4,9	52.315	33,2	1,420	4,3
Exportaciones	204	-51,3	0,104	-1,3	2.010	11,3	0,141	9,5	3.882	30,1	0,132	0,7
Total	5.271	17,6	1,056	8,4	29.702	23,9	1,332	5,7	56.197	33,0	1,331	4,4

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

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UNIÓN EUROPEA. 2000

País exportador	País Importador																	Total export.	
	Alem.	Aust.	Bélg.	Din.	Esp.	Fin.	Fr.	Gr.	Hol.	Irl.	Ital.	Lux.	Port.	R. Uni.	Suec.	Nor.	Suiza		Otros
Alemania	-	7.076	-	480	-	-	226	-	17.798	-	-	4.441	-	-	91	-	10.101	2.235	42.448
Austria	5.728	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.946	-	-	-	-	-	4.161	3.663	15.498
Bélgica	-	-	-	-	-	-	201	-	5.150	-	-	1.967	-	-	-	-	-	-	7.318
Dinamarca	6.288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.613	146	-	5.994	14.041
España	-	-	-	-	-	-	595	-	-	-	-	-	4.698	-	-	-	2.264	-	7.557
Finlandia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	813	173	-	-	-	986
Francia	15.201	-	8.393	-	8.501	-	-	-	-	-	16.142	-	-	14.362	-	-	9.357	-	71.956
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.546	-	1.546
Holanda	897	-	3.132	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.029
Irlanda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Italia	-	-	-	-	-	-	393	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	73	476
Luxemburgo	737	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	737
Portugal	-	-	-	3.767	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.767
R. Unido	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Suecia	654	-	-	3.390	-	8.216	-	-	-	-	-	-	-	-	-	916	-	1.083	14.259
Noruega	-	-	-	4.634	-	131	-	-	-	-	-	-	-	15.724	-	-	-	-	20.489
Suiza	5.150	14	-	-	-	-	1.652	-	-	-	22.335	-	-	-	-	-	-	-	29.151
Otros países	9.621	6.343	-	395	0	4.520	-	1.731	-	-	4.500	-	-	-	142	231	-	-	27.483
Total importación	44.276	13.433	11.525	8.899	12.268	12.867	3.067	1.731	22.948	-	44.923	6.408	4.698	14.362	18.383	1.466	23.629	16.858	261.741
Saldo	1.828	-2.065	4.207	-5.142	4.711	11.881	-68.889	185	18.919	-	44.447	5.671	931	14.362	4.124	-19.023	-5.522	-10.625	

Fuente: UCTE y NORDEL; España: RED ELÉCTRICA * El guión implica ausencia de interconexión física.



Fuente: UCTE y NORDEL; España: RED ELÉCTRICA

Valores indicativos de las capacidades netas de interconexión en Europa. Invierno 2000-2001 (*)									
DE	A	MW	DE	A	MW	DE	A	MW	
Alemania	Austria	1.650	Francia	Francia	1.000	Suecia	Alemania	460	
	Holanda	2.800		Marruecos	350		Dinamarca (Oeste)	400	
	Suiza	2.000		Finlandia	Suecia		1.350	Dinamarca (Este)	1.300
	Francia	2.250		Noruega	100		Finlandia	1.850	
	Dinamarca (Oeste)	800		Francia	Reino Unido		2.000	Noruega	2.400
	Suecia	370		Bélgica	1.800		Centrel (2)	600	
	Dinamarca (Este)	550		Bélgica+Alemania	3.750		Albania	Grecia	200
Centrel (2)	1.200	Suiza+Italia	4.950	Bulgaria	Grecia	600			
Austria	Alemania	1.150	España	1.100	Centrel (2)	Austria	1.400		
	Italia	200	Alemania	2.850	Alemania	2.250			
	Centrel (2)	2.000	Italia	2.000	Suecia	600			
	Italia+Eslovenia	750	Francia+Suiza	4.900	Eslovenia	Italia	300		
Austria+Eslovenia	Alemania+Suiza	3.000	Grecia	Albania	200	Macedonia	Grecia	500	
	Italia	500	Macedonia	600	Marruecos	España	300		
Bélgica	Francia	2.500	Holanda	Bulgaria	700	Noruega	Dinamarca (Oeste)	1.000	
	Holanda	1.400		Bélgica	1.700		Suecia	2.450	
Bélgica+Alemania	Holanda	3.600	Italia	Bélgica+Alemania	3.600	Finlandia	Finlandia	70	
	Dinamarca (Este)	Suecia		1.700	Alemania		1.350	Rusia	Finlandia
Dinamarca (Este)	Alemania	550	Italia	Austria+Eslovenia	(1)	Suiza	Austria	(1)	
Dinamarca (Oeste)	Alemania	1.200		Francia+Suiza	(1)		Alemania	(1)	
Dinamarca (Oeste)	Suecia	610	Italia+Eslovenia	Austria	1.050	Francia	(1)		
Dinamarca (Oeste)	Noruega	950	Portugal	España	725	Italia	2.900		
España	Portugal	850	Reino Unido	Francia	2.000	Suiza+Alemania	Austria	2.000	

(*) Dias laborables, horas punta; valores no vinculantes. Estos valores indicativos se han calculado a partir de situaciones estándar, valorando la capacidad de interconexión "sistema" a "sistema" (una única interconexión), es decir, sin considerar el efecto sobre otros sistemas (interconexiones). Por lo tanto estas cantidades deben considerarse aisladamente y no son susceptibles de acumulación. Cuando la valoración del límite de una interconexión requiere asumir un conjunto de hipótesis infactibles o que distan mucho de las habituales en situaciones normales o previsibles (provocando inexactitudes grandes), la cifra se ha sustituido por "valor no determinable".

Fuente: ETSO

(1) Valor no determinable

(2) Centrel: Hungría, Polonia, Eslovaquia, Rep. Checa



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>