

ENERGÍA ELÉCTRICA

DICIEMBRE 1999. Nº 19



MINISTERIO
DE INDUSTRIA
Y ENERGÍA



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
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Otros mercados	
– Garantía de potencia	
– Precios finales	
4. Red de transporte	13
5. Facturación de la energía eléctrica	14
• Ingresos liquidables	
• Consumo a tarifa regulada	
6. La energía eléctrica en la Unión Europea	16
• Producción térmica y nuclear. 1998	
Anexo	
• Sistema peninsular. Mercado eléctrico. Resumen 1999	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central nuclear Trillo I
Sala de control de Trillo I

Fecha de redacción: 15 de febrero de 2000

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación disponible en Internet:

Miner: <http://www.min.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Las últimas previsiones sobre el dato definitivo de crecimiento económico en 1999, que sitúan el incremento del Producto Interior Bruto en el 3,7%, ratifican que, por segundo año consecutivo, la economía española ha tenido un excelente comportamiento.
- Este buen entorno económico se ha reflejado en un notable incremento del consumo de energía eléctrica durante el año 1999, alcanzándose una demanda anual de 184.237 GWh, con una tasa de crecimiento del 6,5%, que iguala la registrada en 1998. El efecto conjunto de las temperaturas y la laboralidad sobre este crecimiento ha sido del 0,6%, con lo que el incremento de la demanda atribuible a la actividad económica en 1999 ha alcanzado el 5,9%, valor prácticamente igual al del año anterior.
- En el mes de diciembre, la demanda ha ascendido a 16.845 GWh, un 5,6% superior a

la del mismo mes de 1998. Este moderado crecimiento tiene su origen en las temperaturas registradas, menos frías que las de diciembre del año anterior, cuyo efecto negativo sobre el incremento de demanda ha sido del 3,2%. Descontados este efecto y el de la laboralidad, positivo en un 1%, el crecimiento de la demanda mensual atribuible a la actividad económica ha alcanzado el 7,8%, el mayor registrado desde el mes de julio de 1998.

- Esta fuerte actividad económica, junto a las bajas temperaturas propias del mes de diciembre, ha dado lugar a nuevos máximos históricos de demanda de potencia horaria y energía diaria. El jueves 16 se registró el máximo histórico de demanda de potencia horaria con 31.247 MW a las 20 horas, y el viernes 17 el de demanda de energía diaria con 622 GWh.

- En el mes de diciembre, la producción hidroeléctrica ha alcanzado su mayor registro del año y ha aportado el 18,3% de la producción bruta mensual, con lo que en el conjunto del año 1999 su contribución ha alcanzado el 14,6%, siete puntos menos que en el año 1998. De igual forma, la producción nuclear ha registrado en diciembre su mayor producción mensual, y ha aportado el 37,1% de la producción bruta, valor que sitúa su contribución a la producción total del año 1999 en el 35,6%, 1,5 puntos por debajo del año anterior. Por su parte, las centrales térmicas convencionales, ante este repunte de la generación hidroeléctrica y nuclear, han aportado en diciembre el 44,6% de la producción bruta, uno de los valores más bajos del año, con lo que su contribución en el conjunto del año 1999 finaliza en el 49,8%, ocho puntos más que en 1998.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el año 1999 también se ha dejado sentir el buen comportamiento de la economía y, en particular, el excelente año del sector turístico, que se ha plasmado en un crecimiento del consumo anual de energía eléctrica del 8,9%, 2,4 puntos por encima del crecimiento peninsular y 1,3 puntos superior al registrado en 1998. En el mes de diciembre, la demanda ha ascendido a 850 GWh, con un crecimiento del 6,6%, el más bajo registrado desde el mes de octubre de 1998, y casi dos puntos inferior al del mismo mes del año anterior.
- La valoración de la generación en el año 1999 ha ascendido a 1.198.529 MPTA, con un coste medio de 6,42 PTA/kWh. El coste de la generación neta de las empresas y de las importaciones netas ascendió a 5,98 y 5,09 PTA/kWh, respectivamente. El coste medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 9,79 PTA/kWh.
- El precio medio mensual final en el mercado de producción de energía eléctrica de diciembre ha sido 5,96 PTA/kWh, un 0,8% inferior al del mes anterior. Respecto al mes de diciembre del año anterior, el precio final ha disminuido un 0,9%, consecuencia de las reducciones de precio de la garantía de potencia y de otros mercados, un 0,9% y un 58%, respectivamente, que han compensado el efecto del incremento del precio del mercado diario en un 6,8%.
- En el segundo año de funcionamiento del mercado eléctrico, el precio medio final ha sido 5,86 PTA/kWh. El precio del mercado diario ha supuesto el 75,9% del precio total, mientras que el coste resultante de otros mercados representó el 3,1%, la garantía de potencia el 21,3% y la incidencia del mercado intradiario fue prácticamente nula.

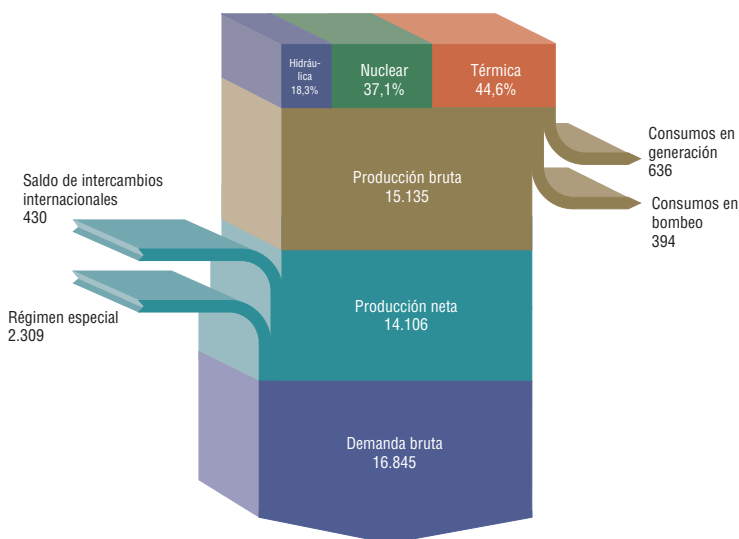
Balance eléctrico	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.106	1,7	154.286	2,9	154.286	2,9
Régimen especial	2.309	26,1	24.237	23,6	24.237	23,6
Intercambios internacionales	430	69,5	5.714	68,0	5.714	68,0
Demanda bruta	16.845	5,6	184.237	6,5	184.237	6,5
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	790	6,6	9.341	8,0	9.341	8,0
Régimen especial	60	6,5	737	20,9	737	20,9
Demanda bruta	850	6,6	10.077	8,9	10.077	8,9

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

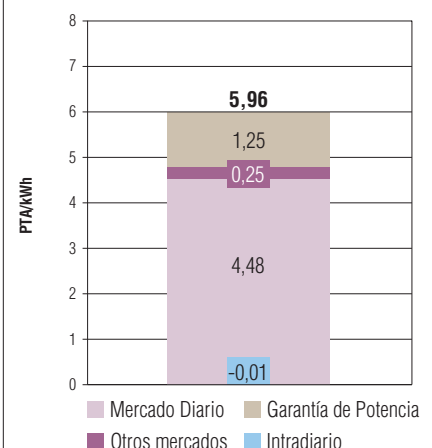
Valoración de la generación	Acumulado 1999			
	Coste total		Coste unitario	
	MPTA	%	PTA/kWh	%
Generación neta de las empresas	926.686	77,3	5,98	-6,9
Intercambios internacionales (*)	41.764	3,5	5,09	-20,8
Régimen especial	230.078	19,2	9,79	52,5
Total	1.198.529	100,0	6,42	-

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

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



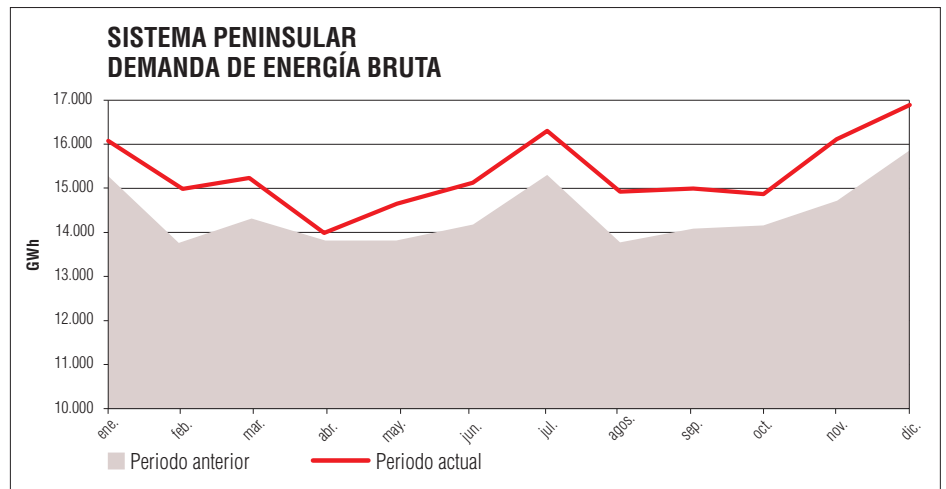
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO. DICIEMBRE



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

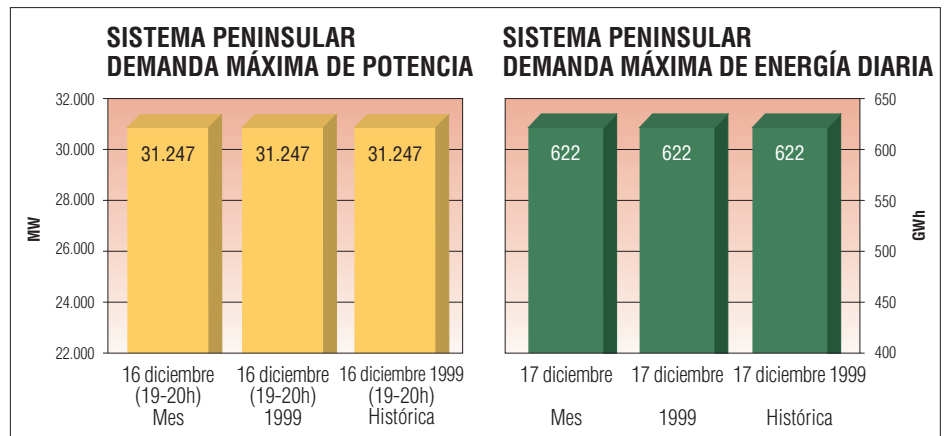
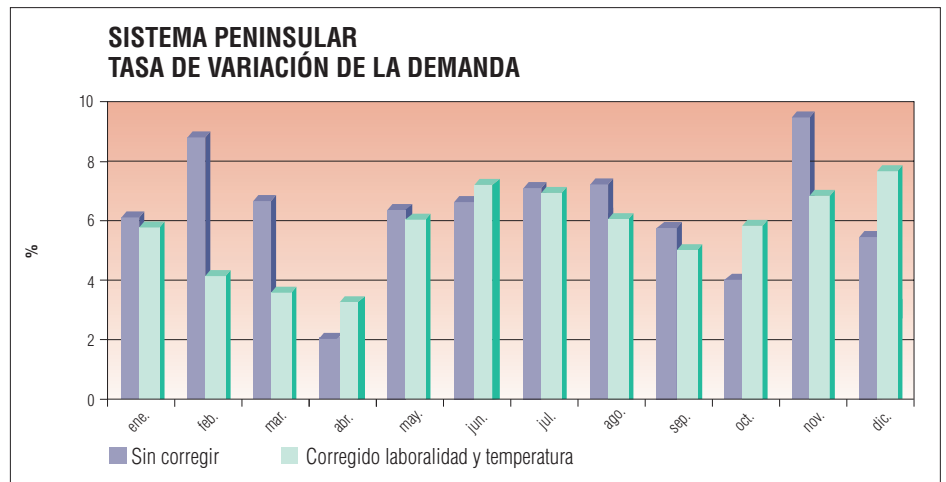
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de diciembre fue de 16.845 GWh, con un crecimiento del 5,6% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una influencia positiva sobre la evolución de la demanda, aportando 1,0 puntos a su crecimiento, debido a que este año, al contrario que en 1998, las festividades navideñas se produjeron en fin de semana.
 - Las temperaturas registradas en diciembre, más altas que el año anterior, han tenido una influencia negativa sobre el crecimiento de la demanda de 3,2 puntos. Las temperaturas máximas tuvieron un valor similar a las del año anterior, mientras que las mínimas registraron un valor medio de 5,5°C, 1,6°C más que en diciembre de 1998.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y de las temperaturas, el crecimiento de la demanda en el mes de diciembre se estima en un 7,8%, el más elevado desde julio de 1998 y casi tres puntos mayor que el del mismo mes del año anterior.
- La demanda total de energía eléctrica en el año 1999 ha ascendido a 184.237 GWh, con un incremento del 6,5% respecto al año anterior, tasa prácticamente idéntica a la del año 1998. Los efectos de las temperaturas y la laboralidad registradas han aportado 0,5 y 0,1 puntos, respectivamente, a este crecimiento. Por su parte, tras el buen comportamiento de la actividad económica en diciembre, el crecimiento de la demanda atribuible a este efecto ha alcanzado en el año 1999 el 5,9%, 0,9 puntos por encima del registrado en 1998.
- En diciembre se superaron nuevamente los máximos históricos de demanda de potencia horaria y energía diaria. El jueves 16 se registró el máximo histórico de demanda de potencia horaria con 31.247 MW a las 20 horas, y el viernes 17 el de demanda de energía diaria con 622 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de diciembre la demanda ha ascendido a 850 GWh, con una tasa de crecimiento del 6,6%, la más baja registrada desde el mes de octubre de 1998 y casi dos puntos por debajo de la del mismo mes del año anterior. En el conjunto del año 1999 la demanda ha sido 10.077 GWh, un 8,9% superior a la del año anterior, 1,3 puntos superior al crecimiento registrado el año anterior y más de dos puntos por encima del crecimiento de la demanda peninsular en el período.



Demanda bruta	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.845	5,6	184.237	6,5	184.237	6,5
Efectos						
Laboralidad	-	1,0	-	0,1	-	0,1
Temperatura	-	-3,2	-	0,5	-	0,5
Activ. económica y otros	-	7,8	-	5,9	-	5,9
Sistemas extrapeninsulares	850	6,6	10.077	8,9	10.077	8,9

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

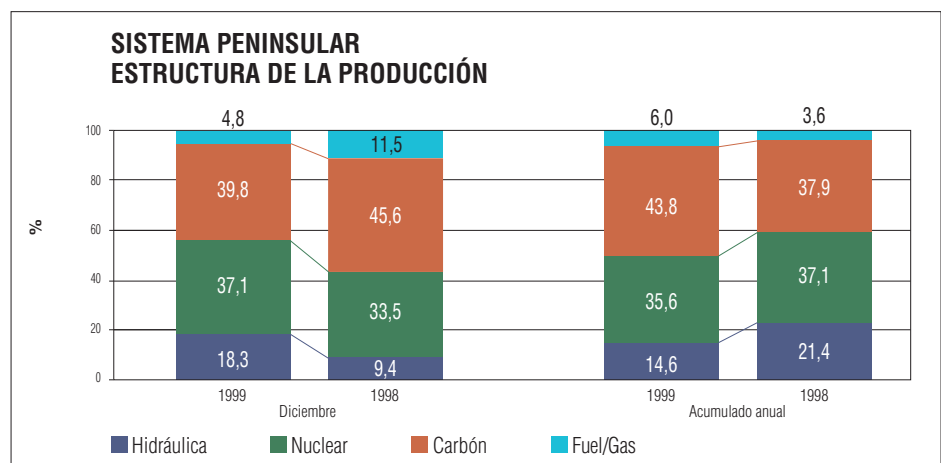
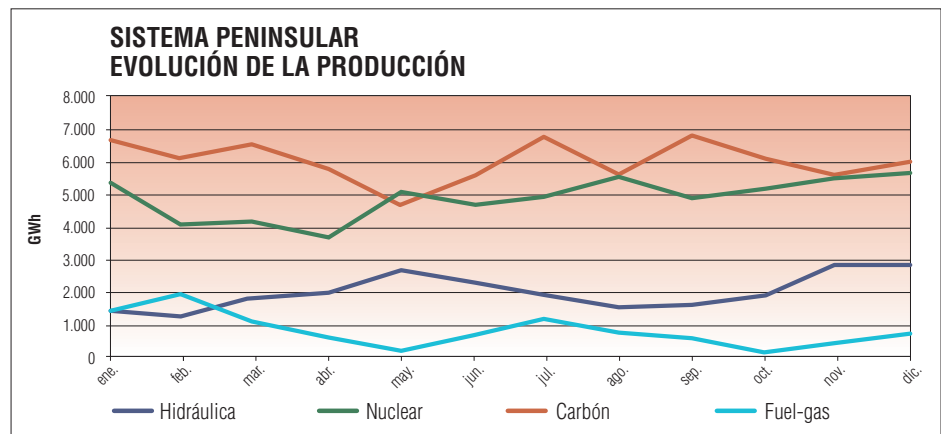
- La producción bruta peninsular en el mes de diciembre ascendió a 15.135 GWh, valor muy similar al del mismo mes del año anterior debido al moderado crecimiento de la demanda registrado este mes.
- La estructura de producción del mes de diciembre ha sido muy similar a la de noviembre. Tanto la generación nuclear, favorecida por la ausencia casi total de actuaciones programadas en sus centrales, como la hidroeléctrica han alcanzado este mes sus registros máximos del año, aportando el 37,1% y el 18,3%, respectivamente, de la producción bruta mensual. Estas contribuciones superan en tres y cinco puntos a sus aportaciones acumuladas hasta el pasado mes de noviembre.
- Este buen comportamiento de la producción hidroeléctrica y nuclear ha reducido el peso específico sobre la generación bruta de las centrales térmicas convencionales, cuya aportación se ha situado en diciembre en el 44,6%. Esta contribución, una de las más bajas del año, es inferior en seis puntos a la acumulada durante los primeros once meses del año.
- El repunte de las producciones nuclear e hidroeléctrica durante los últimos meses del año no ha sido suficiente para aproximar la estructura de producción del año 1999 a la del año anterior. De esta forma, el escaso producible hidráulico registrado en 1999 ha situado la aportación de la generación hidroeléctrica a la producción bruta anual en el 14,6%, siete puntos por debajo del año anterior. Por su parte, la producción nuclear, consecuencia del mayor número de actuaciones programadas y del fuerte incremento de demanda anual, ha reducido su aportación a la estructura de producción respecto al año anterior en casi dos puntos, situándola en el 35,6%. Estas circunstancias han favorecido el incremento de la producción de las centrales térmicas convencionales, que han aportado en 1999 el 49,8% de la producción total, ocho puntos más que en 1998.
- El notable incremento de la demanda bruta durante el año 1999, 11.244 GWh, ha sido cubierto en un 62% por el incremento tanto de las adquisiciones de energía al régimen especial, que ha aportado 4.600 GWh adicionales respecto a 1998, como por el aumento del saldo importador de los intercambios internacionales, con 2.300 GWh añadidos respecto al año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el año 1999 las centrales de carbón han incrementado su producción en mayor medida que las centrales de fuel, y han aportado el 34,6% de la producción bruta, un punto más que el año anterior. Asimismo es destacable el notable incremento de la contribución a la cobertura de las adquisiciones al régimen especial, que han aportado el 7,3% de la demanda anual, un punto más que en 1998.

Balance eléctrico peninsular	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	2.764	95,6	24.127	-29,0	24.127	-29,0
Nuclear	5.614	11,6	58.853	-0,3	58.853	-0,3
Carbón	6.023	-11,9	72.298	20,1	72.298	20,1
Fuel-Gas	734	-57,4	9.916	75,2	9.916	75,2
Producción bruta	15.135	0,9	165.194	4,0	165.194	4,0
- Consumos generación	636	-6,8	7.232	14,6	7.232	14,6
- Consumos bombeo	394	-12,7	3.676	42,1	3.676	42,1
Producción neta	14.106	1,7	154.286	2,9	154.286	2,9
+ Régimen especial	2.309	26,1	24.237	23,6	24.237	23,6
± Intercambios internacionales	430	69,5	5.714	68,0	5.714	68,0
Demanda bruta	16.845	5,6	184.237	6,5	184.237	6,5

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0	-	2	-38,4	2	-38,4
Carbón	289	14,4	3.476	10,6	3.476	10,6
Fuel-oil	561	2,7	6.580	6,5	6.580	6,5
Producción bruta	851	6,4	10.059	7,9	10.059	7,9
- Consumos generación	60	4,2	718	5,7	718	5,7
Producción neta	790	6,6	9.341	8,0	9.341	8,0
+ Régimen especial	60	6,5	737	20,9	737	20,9
Demanda bruta	850	6,6	10.077	8,9	10.077	8,9

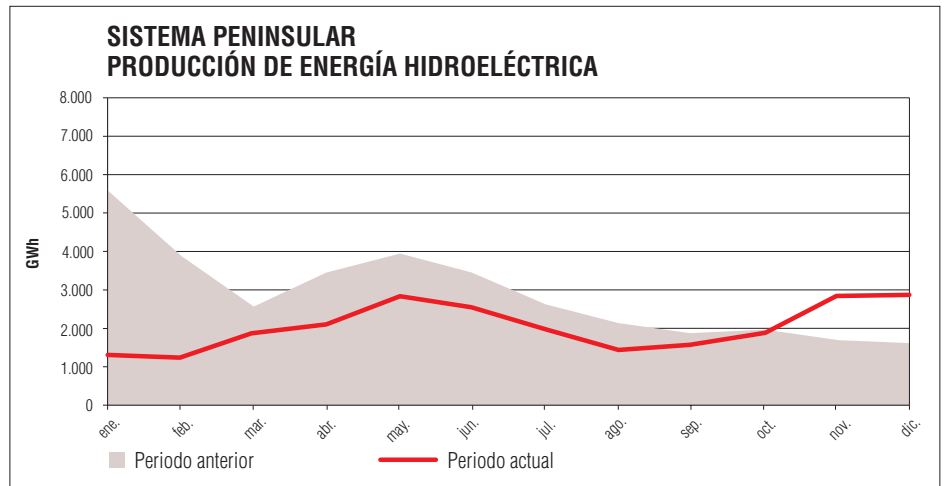
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

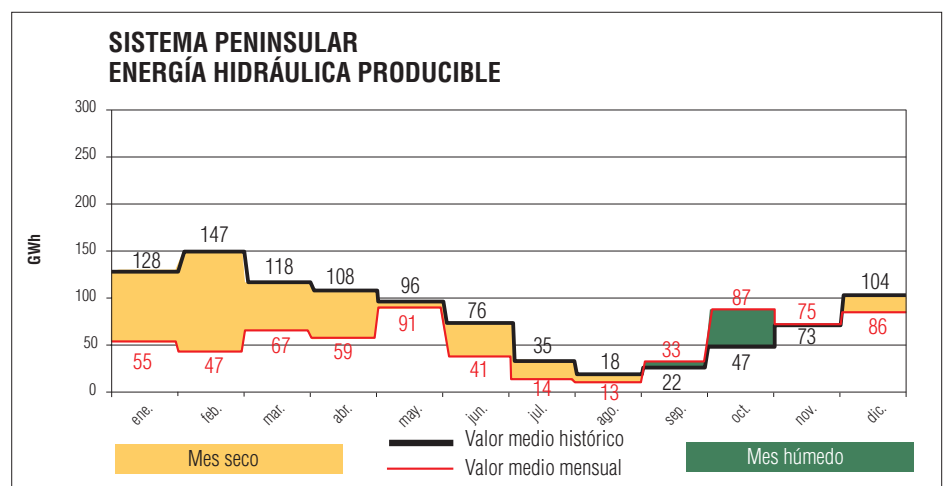
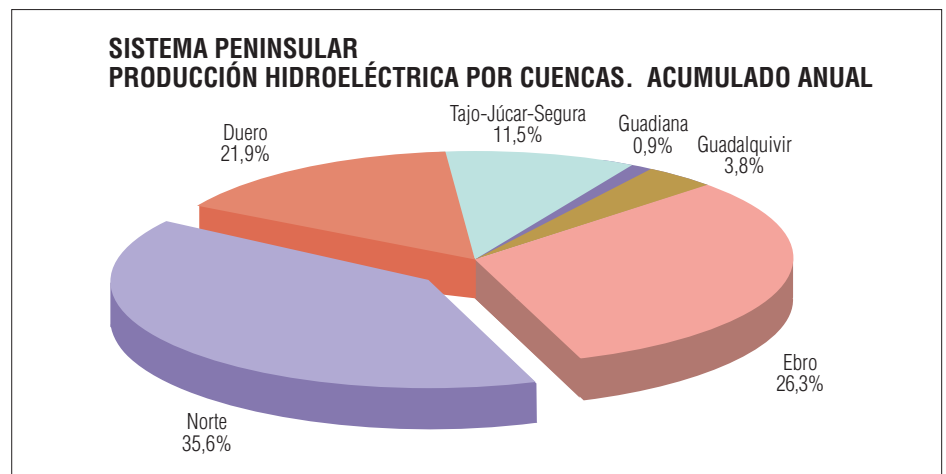
- En el mes de diciembre, la producción hidroeléctrica ha ascendido a 2.764 GWh, la más alta del año 1999, y ha aportado el 18,3% de la producción bruta mensual, cuatro puntos más que su contribución media hasta noviembre. Esta producción mensual casi duplica la del mes de diciembre de 1998, debido a que éste fue el tercer mes de diciembre más seco de los últimos ochenta años, y supera en un 42% a la generación mensual media durante los primeros once meses del año.
- Pese a la ligera recuperación de la generación hidroeléctrica durante los últimos dos meses del año, la producción total del año 1999 apenas ha alcanzado los 24.127 GWh, un 29% por debajo del año 1998, y ha aportado el 14,6% de la producción bruta del período, casi siete puntos menos que en 1998.
- En el mes de diciembre todas las cuencas hidrográficas, con excepción de la del Guadiana y Guadalquivir, han mejorado sus producciones respecto a diciembre del año anterior, destacando los importantes crecimientos de las cuencas Norte y Duero, que casi han triplicado su producción respecto a diciembre de 1998. En el conjunto del año 1999, todas las cuencas han reducido su producción respecto a 1998. Este descenso ha incidido en mayor medida en las cuencas de la zona sur, con lo que las cuencas de la mitad norte peninsular han aportado el 83,8% de la producción hidráulica total, cinco puntos más que en 1998.
- Durante el mes de diciembre se registraron ligeras precipitaciones en toda la Península, siendo éstas inferiores al valor característico para este mes en todas las zonas, excepto en las áreas de Oviedo y Santander.
- Desde el punto de vista hidrológico, el mes de diciembre ha sido seco, con una energía producible hidráulica de 2.669 GWh, inferior en un 17% al valor característico para este mes. A lo largo del mes, se registraron producibles superiores al valor característico diario durante la tercera y última semana del mes. El máximo de energía producible hidráulica se registró el día 15 con 174 GWh, y el mínimo el día 9 con 30 GWh.
- La baja hidráulica registrada a lo largo del año, especialmente acentuada durante los primeros cuatro meses, ha convertido a 1999 en el noveno año más seco desde el año 1920, al alcanzarse un producible hidráulico de 20.102 GWh, un 68% de su valor histórico medio, muy por debajo del 91% alcanzado en el año 1998.
- La producción hidroeléctrica del mes de diciembre ha sido muy similar al

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 período de tiempo.



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.231	164,4	8.581	-14,1	8.581	-14,1
Duero	3.550	655	150,4	5.282	-44,5	5.282	-44,5
Tajo-Júcar-Segura	4.093	292	72,1	2.786	-52,9	2.786	-52,9
Guadiana	233	3	-4,4	215	-16,1	215	-16,1
Guadalquivir	1.016	47	-22,0	925	-26,2	925	-26,2
Ebro	3.483	537	18,4	6.337	-10,2	6.337	-10,2
Sistema peninsular	16.524	2.764	95,6	24.127	-29,0	24.127	-29,0
Canarias	1	0	-	2	-38,4	2	-38,4
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	2	-38,4	2	-38,4

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



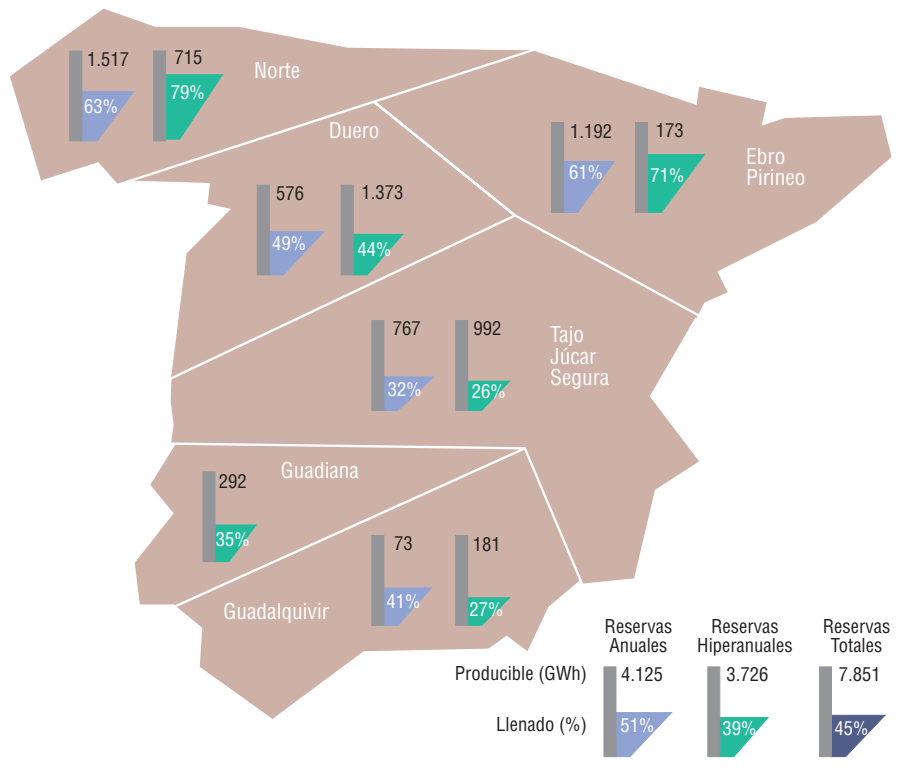
producibles hidráulicos mensuales, con lo que el volumen de reservas del conjunto de los embalses no se ha modificado significativamente respecto al mes anterior, situándose al finalizar diciembre en 7.851 GWh, correspondiente a un nivel de llenado del 45,0%. Este volumen de reservas es inferior en casi cinco puntos al medido a finales de diciembre de 1998, debido a que la producción hidroeléctrica del año 1999 ha superado en un 20% al producible hidráulico del período.

- Las reservas de los embalses de régimen anual ascendían al finalizar el mes de diciembre a 4.125 GWh, con un volumen de llenado del 50,5%, muy similar al del mes anterior, pero casi diez puntos por encima del registrado al finalizar diciembre de 1998. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 62,6% en la cuenca Norte y un mínimo del 31,5% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.726 GWh, con un nivel de llenado del 39,0%, un punto superior al del mes anterior, si bien todavía muy por debajo del 56% alcanzado en diciembre de 1998. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 78,7%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 26,3% de llenado.

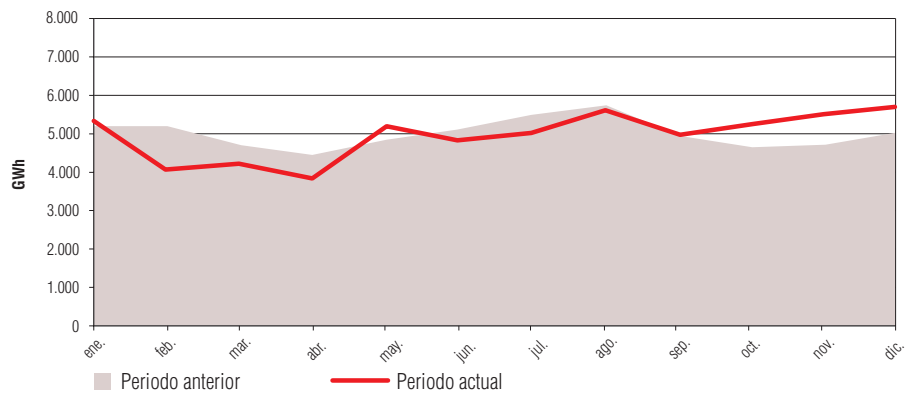
Producción nuclear

- En el mes de diciembre, la producción nuclear ha ascendido a 5.614 GWh, la mayor generación mensual de esta tecnología en los últimos tres años, favorecida por la ausencia casi total de actuaciones programadas en las centrales y la elevada demanda mensual registrada.
- La producción de diciembre supera en un 11,6% a la del mismo mes del año anterior, debido a la parada programada durante la mitad de diciembre de 1998 del grupo II de la central de Almaraz, y representa una aportación a la producción bruta mensual del 37,1%, contribución que, si bien no se encuentra entre las más altas del año debido a la elevada demanda mensual, supera en casi dos puntos a su aportación media hasta el mes de noviembre.
- El 31 de diciembre hubo una reducción programada de potencia al 60% en todas las centrales, por indicación de Red Eléctrica.
- El día 1 se realizó el simulacro anual de emergencia en la central de Trillo y el día 22 el simulacro de incendio correspondiente al cuarto trimestre en la central José Cabrera.

RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 31 DE DICIEMBRE DE 1999 (GWh)



SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



Producción bruta Nuclear	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	5,3	1.176	0,9	1.176	0,9
Garoña	466	346	15,3	3.483	-11,9	3.483	-11,9
Almaraz I	974	722	0,4	7.229	-12,8	7.229	-12,8
Ascó I	979	726	-0,1	8.482	11,2	8.482	11,2
Almaraz II	983	719	346,0	8.395	38,3	8.395	38,3
Cofrentes	1.025	639	-16,4	7.772	-8,3	7.772	-8,3
Ascó II	976	758	5,1	7.525	-2,1	7.525	-2,1
Vandellós II	1.057	802	8,4	7.529	-13,6	7.529	-13,6
Trillo I	1.066	791	0,1	7.263	3,5	7.263	3,5
Sistema peninsular	7.687	5.614	11,6	58.853	-0,3	58.853	-0,3

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

- En las centrales de Asco II y Vandellós II se han realizado sendas pruebas de funcionamiento, durante 100 horas, para la homologación de potencia eléctrica bruta a 1.014,8 y 1.081,8 MW, respectivamente
- La escasa repercusión de las actuaciones programadas durante el mes de diciembre ha situado los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear en el 98,8% y el 98,2%, respectivamente, valores ambos muy similares a los registrados el mes anterior.
- Después de las generaciones relativamente bajas registradas en el primer cuatrimestre del año, en el que se concentraron la mayor parte de las actuaciones programadas realizadas durante 1999, el repunte de la producción observado desde el pasado mes de agosto ha ido acercando paulatinamente a los valores del año anterior tanto el valor acumulado de la generación con esta tecnología como el de su aportación a la producción bruta total. En el conjunto de 1999, la producción nuclear ascendió a 58.853 GWh, valor prácticamente idéntico al del año anterior, y ha aportado el 35,6% de la producción bruta total del período, 1,5 puntos menos que en el año 1998.
- A pesar de la reducción de actuaciones programadas en los últimos meses, los valores acumulados de la disponibilidad y el factor de carga finalmente registrados en el conjunto del año 1999 han sido inferiores a los del año anterior. El coeficiente de disponibilidad ha sido del 90,0%, 1,5 puntos por debajo del registrado durante el año 1998, mientras que el factor de carga se situó en el 87,7%, 0,7 puntos inferior al del año anterior.
- En el mes de diciembre se han fabricado 5 elementos de combustible nuclear tipo PWR para la central de Ascó I, y 27 para Almaraz II. Por otro lado, se han fabricado 101 elementos tipo BWR para la central de Gundremmingen, en Alemania. Por el contrario, no se han importado elementos de ningún tipo.
- Durante el año 1999 se han fabricado un total de 586 elementos combustibles, 194 menos que el año anterior. Por otro lado, en 1999 se han importado 236 elementos, 196 más que en 1998.

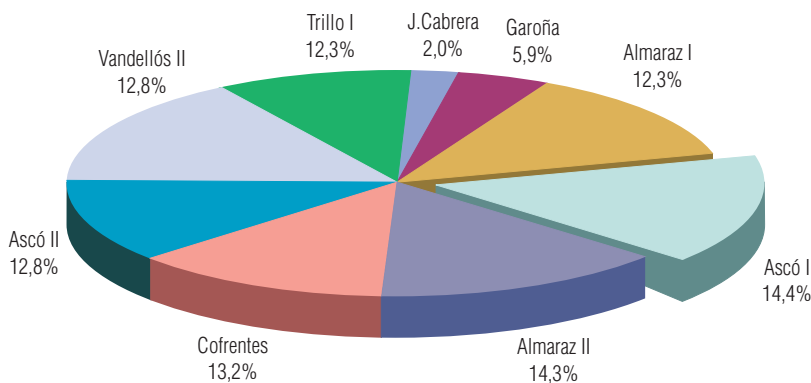
Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un período de tiempo y la que se hubiera producido en este período funcionando a la potencia nominal.

Factor de indisponibilidad: es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado período de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo período funcionando a la potencia nominal.

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

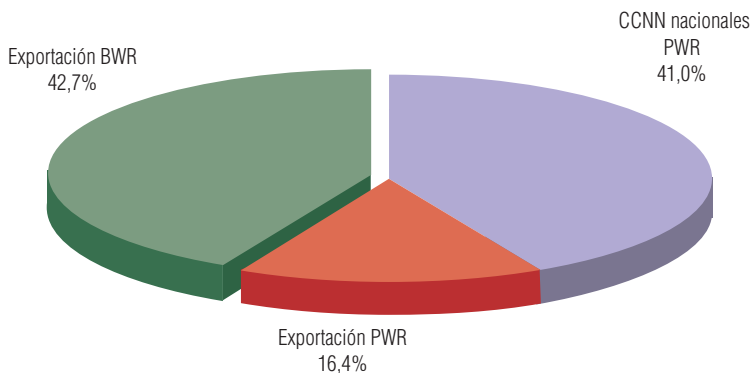
Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,3	0,0	0,0	83,9	11,3	0,4
Garoña	99,7	0,0	0,0	85,3	0,0	0,7
Almaraz I	99,7	0,0	0,0	84,8	0,0	0,1
Ascó I	99,6	0,0	0,0	98,9	8,8	0,1
Almaraz II	98,3	0,0	0,1	97,5	7,4	0,4
Cofrentes	83,7	0,0	9,1	86,5	11,0	1,8
Ascó II	104,4	0,0	0,0	88,0	8,8	0,9
Vandellós II	102,0	0,0	0,0	83,2	18,9	2,0
Trillo	99,8	0,0	0,0	77,8	13,8	2,5
Sistema peninsular	98,2	0,0	1,2	87,7	8,9	1,1

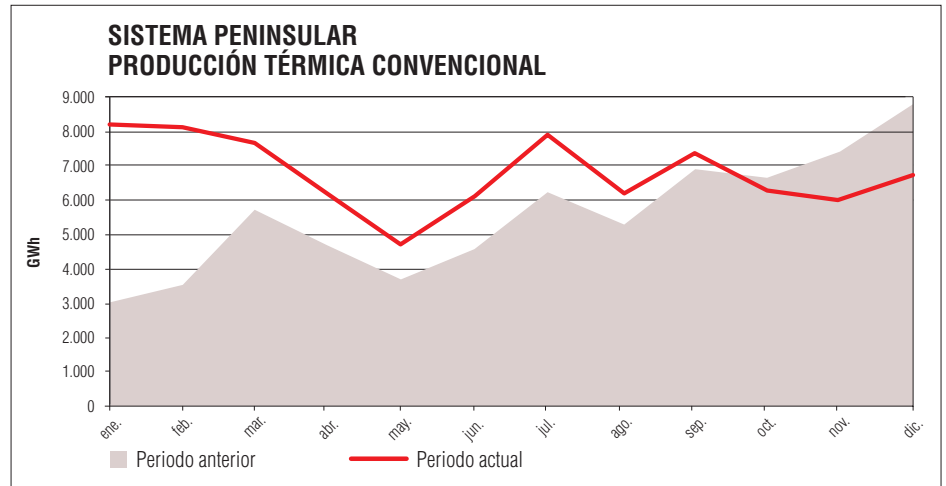
FABRICACIÓN NACIONAL DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES ACUMULADO ANUAL



Combustible nuclear	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	300.214	300.214
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	32	240	240
Exportación	0	96	96
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	0
Exportación	101	250	250
Nº elementos importación:			
PWR	0	52	52
BWR	0	184	184

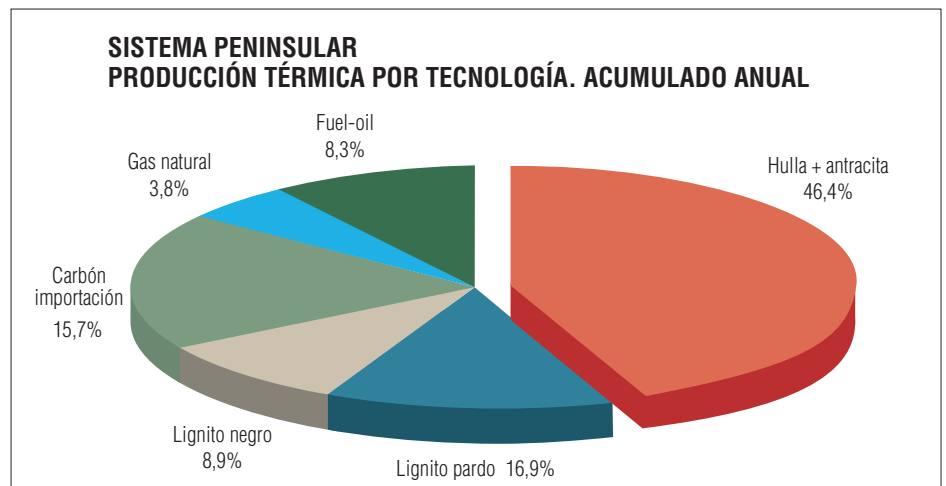
Producción térmica convencional

- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales en el mes de diciembre ascendió a 6.757 GWh, un 21,1% inferior a la del mismo mes del año anterior. Al igual que en los dos meses anteriores, esta tasa de crecimiento negativa tiene su origen, más que en un dato de producción mensual inferior al habitual, en la comparación con un mes, diciembre de 1998, en el que se alcanzó la mayor producción térmica convencional desde el año 1996.
- La producción de diciembre representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 44,6%, una de las más bajas del año 1999 y casi diecisiete puntos inferior a su contribución en el mismo mes del año anterior.
- Con excepción de las centrales de lignito negro, cuya producción ha sido prácticamente igual a la de diciembre de 1998, todas las tecnologías han reducido su generación, destacando el fuerte descenso de la producción en centrales de fuel-oil.
- Pese a las tasas de crecimiento negativas que se han registrado durante el último trimestre del año, la producción térmica convencional total de 1999 se ha elevado a 82.214 GWh, un 24,9% superior a la del año 1998, y ha aportado el 49,8% de la producción bruta total anual, ocho puntos por encima de su contribución durante el año anterior.
- Por tecnologías, en el año 1999 las centrales de carbón han aportado el 87,9% de la producción térmica total 3,4 puntos menos que en el año anterior. Esta menor aportación ha sido compensada con el incremento de la contribución de las centrales de fuel-oil y gas natural.
- La disponibilidad del equipo térmico convencional durante el año 1999 ha sido del 88,5%, cuatro puntos inferior a la del mismo período del año anterior, de los que tres corresponden al incremento de las indisponibilidades no programadas. Esta mayor indisponibilidad ha conducido a un notable incremento de la utilización de las centrales, necesario para hacer frente al fuerte incremento de la producción térmica convencional, con lo que el factor de carga alcanzado en el año 1999 se ha situado en el 48,2%, casi diez puntos por encima del registrado en 1998.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el año 1999 las centrales de carbón han incrementado su producción en mayor medida que las centrales de fuel, y han aportado el 34,6% de la producción térmica total, un punto más que en el año 1998.



Producción bruta Tecnología	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.974	2.991	-13,2	38.179	27,0	38.179	27,0
Lignito pardo	1.950	1.203	-9,5	13.924	1,5	13.924	1,5
Lignito negro	1.450	831	0,3	7.317	14,2	7.317	14,2
Carbón importación	1.864	997	-19,4	12.878	28,6	12.878	28,6
Gas natural (*)	3.582	369	-9,1	3.115	30,0	3.115	30,0
Fuel-oil	4.632	365	-72,3	6.801	108,5	6.801	108,5
Sistema peninsular	19.452	6.757	-21,1	82.214	24,9	82.214	24,9
Carbón	510	289	14,4	3.476	10,6	3.476	10,6
Fuel-oil	2.268	561	2,7	6.580	6,5	6.580	6,5
Sistemas extrapeninsulares	2.778	851	6,4	10.057	7,9	10.057	7,9

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



Tecnología	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	67,3	0,0	2,0	73,0	1,6	2,9
Lignito pardo	82,9	0,0	1,8	81,5	2,6	2,6
Lignito negro	77,0	0,0	1,3	57,6	13,9	5,1
Carbón importación	71,9	0,0	15,5	78,9	0,7	5,6
Gas natural (*)	13,8	0,0	1,9	9,9	0,0	14,5
Fuel-oil	10,6	0,0	15,7	16,8	0,0	20,5
Sistema peninsular	46,6	0,0	6,5	48,2	1,9	9,6
Carbón	76,2	0,0	0,1	77,8	3,9	0,4
Fuel-oil	33,2	2,9	1,8	33,5	4,0	3,8
Sistemas extrapeninsulares	41,1	2,3	1,5	41,7	4,0	3,2

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico convencional, el consumo de combustible durante el año 1999 se ha incrementado en un 23,2% respecto a 1998, alcanzándose un consumo total de 30.512 kTEC.
- Al finalizar el mes de diciembre, los parques de las centrales térmicas almacenaban 6.156 kTEC, nivel de existencias inferior en un 1,4% al del mes anterior.

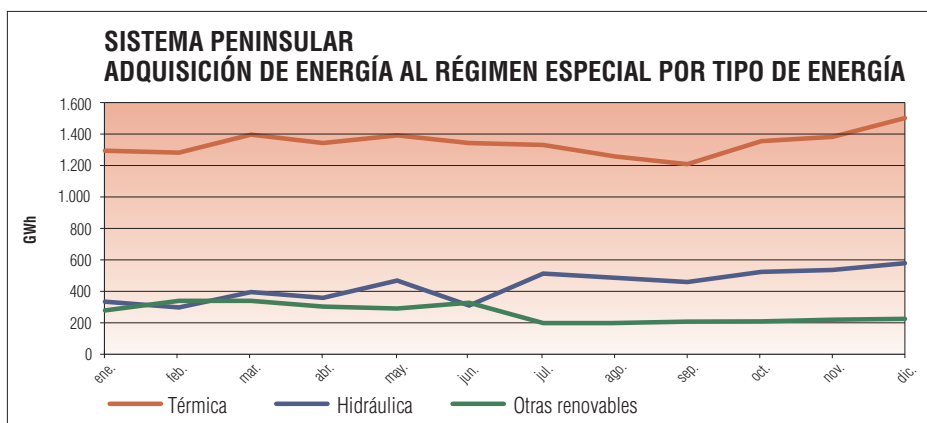
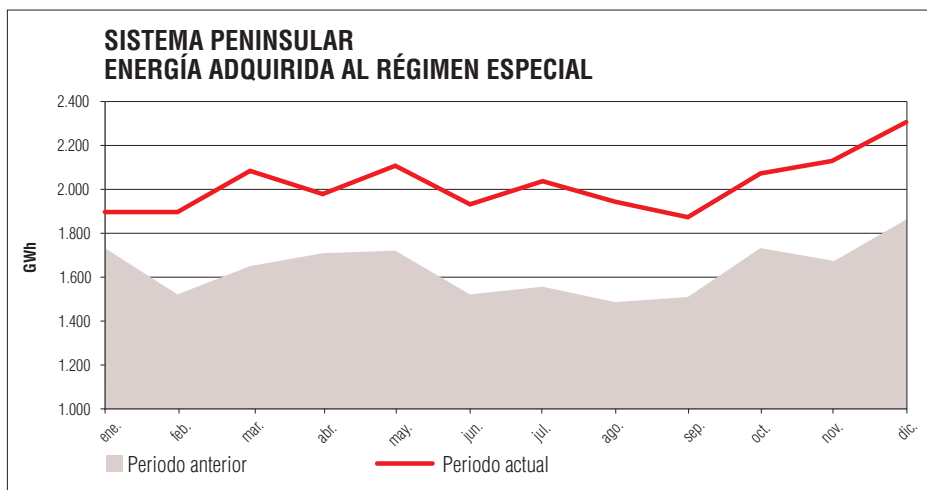
Régimen especial (*)

- En el mes de diciembre ha continuado el fuerte ritmo de crecimiento de las adquisiciones de energía al régimen especial, al alcanzarse un volumen de energía adquirida de 2.309 GWh, un 26,1% por encima del mismo mes del año anterior.
- Después de unos primeros meses del año durante los que las tasas de crecimiento de esta energía se moderaron, a partir del mes de julio se ha recuperado e incluso superado el ritmo de incremento habitual durante el año 1998, con lo que el año 1999 ha finalizado con una energía adquirida total de 24.237 GWh, un 23,6% más que en el conjunto del año anterior, tasa que supera en dos puntos a la del año 1998. Esta producción representa una aportación a la cobertura de la demanda del año 1999 del 13,2%, dos puntos mayor que en el año anterior.
- Por tipo de combustible, en el año 1999 la producción térmica ha aportado el 66,3% de la energía adquirida, la energía hidráulica el 21,3% y otras renovables el 12,4%. Todos los tipos de energía han incrementado su producción respecto al año anterior, en especial las centrales que utilizan fuentes de energía renovables, de las que el sistema ha adquirido 8.177 GWh, incluida la energía hidráulica, un 39% más que en el año 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de diciembre, al igual que en los dos meses anteriores, la tasa de crecimiento de la energía adquirida al régimen especial ha sido muy inferior a la habitual del resto del año. A pesar de este dato, en el conjunto del año 1999 el volumen de esta energía ha ascendido a 737 GWh, con un crecimiento del 20,9%, ocho puntos mayor al registrado el año anterior. Estas adquisiciones han aportado el 7,3% de la

Combustible	Diciembre		Acumulado anual			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	921	-22,2	10.903	11,0	2.855	-14,9
Lignito pardo	194	-32,1	2.811	6,8	8	-79,0
Lignito negro	156	7,5	1.308	8,0	1.220	5,6
Carbón importación	906	1,6	11.434	40,9	1.353	41,1
Gas natural (*)	137	2,2	1.002	14,5	-	-
Gas siderúrgico	32	14,5	382	-3,2	-	-
Fuel-oil	153	-67,4	2.671	100,0	721	104,3
Sistema peninsular	2.500	-20,3	30.512	23,2	6.156	5,1
Carbón	89	2,0	1.156	13,7	158	59,7
Fuel-oil	121	3,4	1.405	7,9	109	19,5
Sistemas extrapeninsulares	210	2,8	2.561	10,4	268	40,4

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Régimen especial	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	3.911	1.501	12,4	16.060	17,1	16.060	17,1
Hidráulica	1.279	577	121,2	5.161	45,2	5.161	45,2
Otras renovables	1.287	231	-1,7	3.016	28,6	3.016	28,6
Sistema peninsular	6.477	2.309	26,1	24.237	23,6	24.237	23,6
Térmica	85	35	7,1	455	20,0	455	20,0
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	70	25	5,6	281	22,4	281	22,4
Sistemas extrapeninsulares	155	60	6,5	737	20,9	737	20,9

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

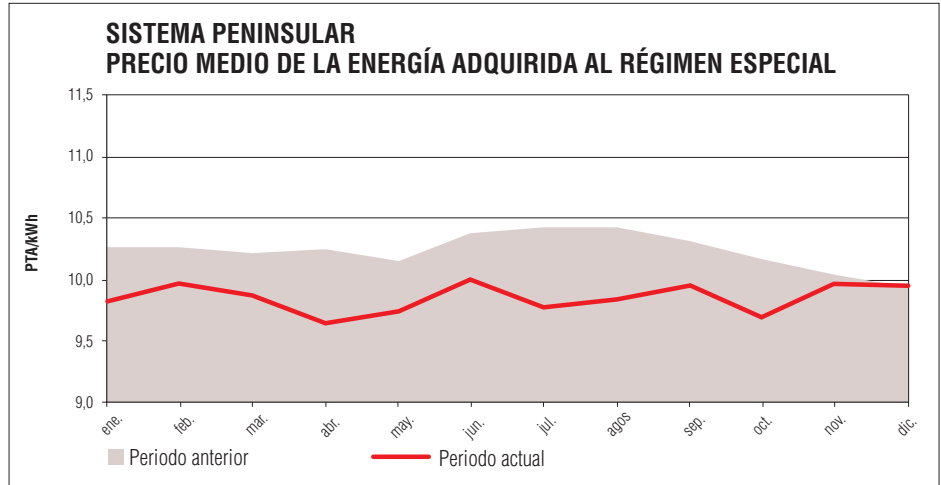
(*) Como consecuencia del procedimiento de recopilación de la información relativa a la producción en régimen especial, los datos de potencia instalada, energía adquirida y precios correspondientes a un mes son provisionales, pudiendo ser revisados en meses sucesivos.

demanda del período, casi un 1% más que en el año 1998.

- En el mes de diciembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,93 PTA/kWh, mientras que el precio de adquisición del año 1999 ha sido de 9,79 PTA/kWh. Este precio es inferior en un 3,7% al del mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 1999.

Intercambios internacionales

- En el mes de diciembre, el saldo importador de los intercambios internacionales ha ascendido a 430 GWh. Este saldo, si bien supera ampliamente el registrado en diciembre de 1998, es notablemente inferior al del mes anterior, consecuencia en buena medida del fuerte temporal sufrido por Francia a finales de mes, que provocó que se anulase la capacidad de intercambio con este país entre las 21 horas del día 27 y las 19 horas del día 28, y que a partir de esta fecha la capacidad importadora estuviese limitada a 250 MW.
- El progresivo incremento de las operaciones de intercambio de los agentes durante el año 1999 ha situado el saldo importador anual en 5.714 GWh, un 68% superior al del año anterior, con el que se ha cubierto el 3,1% de la demanda anual, 1,2 puntos más que en el año 1998. El 66,6% del saldo importador procede de los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA, el 32,7% de las operaciones realizadas por los agentes y el 0,7% restante a intercambios de apoyo y desvíos.
- Por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y EDF, en diciembre se importaron 361 GWh, lo que supone una utilización del 98,0%.
- A Marruecos se exportaron 66 GWh por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y ONE, con una utilización del 99%, y 132 GWh por las exportaciones realizadas por UNIÓN FENOSA.
- En el mes de diciembre IBERDROLA y ENDESA ENERGÍA han exportado energía a Portugal por un total de 9 y 13 GWh respectivamente, por sus contratos con REN.
- Por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y FEDA, en diciembre se ha exportado a Andorra un total de 44 GWh.
- En el mes de diciembre han continuado las operaciones de los distintos agentes externos en el mercado de producción. La empresa portuguesa REN ha realizado operaciones de venta por un total de 78 GWh y de compra por 2 GWh. Por su parte, las operaciones de venta de EDF han ascendido a 156 GWh, mientras que ELECTRABEL incorporó 108 GWh al mercado español.



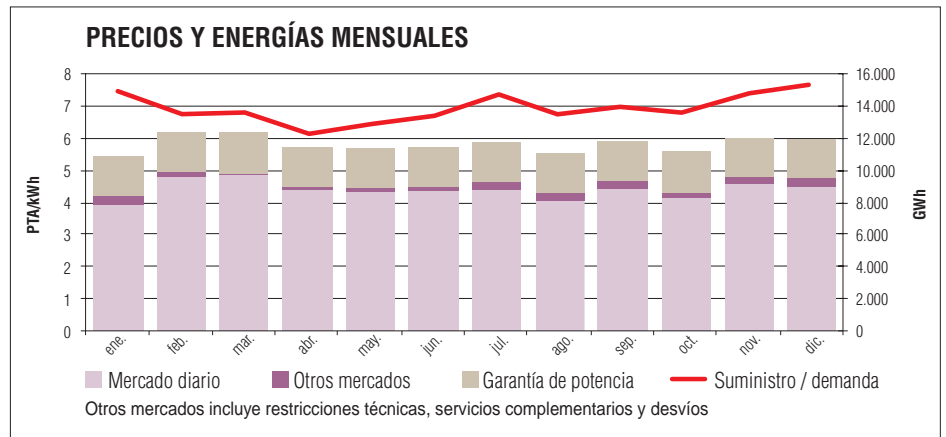
Intercambios internacionales (GWh)	Diciembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	44	-44	0	224	-224	0	224	-224
Francia	361	0	361	4.596	0	4.596	4.596	0	4.596
Marruecos	0	66	-66	0	782	-782	0	782	-782
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A largo plazo	361	110	252	4.596	1.006	3.590	4.596	1.006	3.590
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	156	0	156	1.065	10	1.056	1.065	10	1.056
Marruecos	0	134	-134	4	1.037	-1.034	4	1.037	-1.034
Portugal	78	31	47	1.377	518	859	1.377	518	859
Otros	108	0	108	1.243	0	1.243	1.243	0	1.243
A corto plazo	343	165	178	3.689	1.565	2.124	3.689	1.565	2.124
Total	704	275	430	8.285	2.571	5.714	8.285	2.571	5.714

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

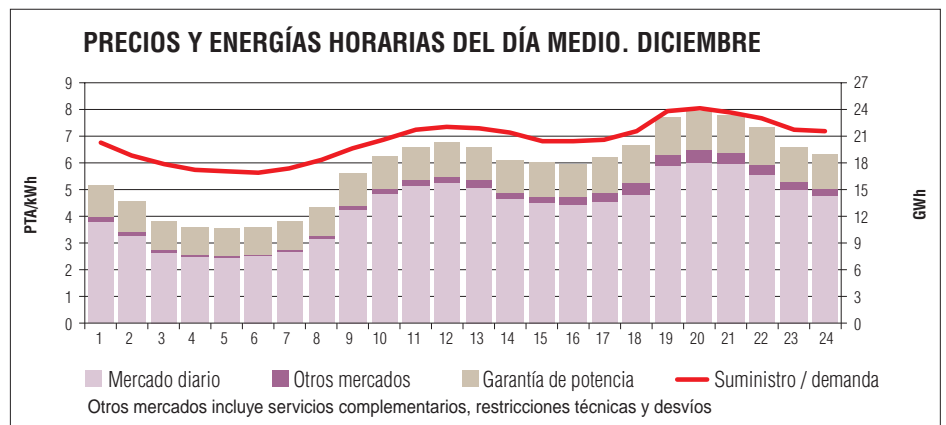
- El precio final del mercado de producción en el mes de diciembre ha sido 5,96 PTA/kWh. Respecto al mes anterior, el comportamiento del mercado se ha caracterizado por un aumento en la demanda de energía del 5,1%, y una ligera disminución del precio del 0,8%.
- Tal y como muestra el gráfico adjunto, el precio de diciembre es 10 céntimos superior al precio medio del conjunto del año 1999, que se ha situado en 5,86 PTA/kWh.

Mercado diario

- En diciembre, el precio medio del mercado diario ha sido 4,48 PTA/kWh, la energía intercambiada 15.097 GWh y el volumen económico contratado 67.648 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 98,5% de la energía y el 74,0% del volumen económico.
- Tanto la curva de precios medios ponderados como la de precios mínimos presentan una ligera tendencia decreciente, con valores menores los fines de semana y festivos. Los precios medios ponderados se sitúan alrededor de las 5 PTA/kWh a principios de mes, bajando a 4 PTA/kWh a finales de mes. Las curvas de precios máximos y medios ponderados obedecen a las fluctuaciones del perfil de la curva de energía negociada en las dos primeras semanas del mes y en la cuarta, mientras que en las dos restantes presentan un comportamiento menos estable. La curva de precios mínima es prácticamente plana, en el entorno de 2,5 PTA/kWh.
- La diferencia entre precios máximos y mínimos se sitúa entre 1,9 y 6,4 PTA/kWh siendo dicha diferencia para el 90% de los días inferior a 4,8 PTA/kWh,



Mercado de producción	Diciembre		Acumulado	Últimos doce meses
	% s/noviembre			
Energía (GWh)	15.325	5,1	167.254	167.254
Volumen (MPTA)	91.395	4,2	979.780	979.780
Precio (PTA/kWh)	5,96	-0,8	5,86	5,86



Precio del mercado diario (PTA/kWh)																									
Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
X1	3,76	3,09	3,10	3,15	3,00	3,00	3,35	4,12	6,06	6,54	6,61	6,53	6,54	6,12	6,03	6,02	6,01	6,18	6,96	7,03	6,89	6,46	6,05	5,89	5,53
J2	2,81	2,60	2,50	2,19	2,19	2,50	3,40	3,92	6,06	6,13	6,36	6,31	6,39	6,08	5,83	5,83	6,05	5,96	6,78	6,87	6,70	6,08	5,83	5,29	5,23
V3	3,42	2,70	2,70	2,51	2,62	2,70	3,00	3,57	5,98	6,45	6,46	6,44	6,44	5,93	5,53	5,53	5,53	6,00	6,81	6,84	6,86	6,42	5,94	5,74	5,27
S4	4,80	4,36	3,13	2,80	2,73	2,62	2,50	2,72	2,83	3,52	4,83	5,03	4,90	4,79	4,31	4,35	4,33	4,36	4,96	5,00	5,21	5,19	5,19	4,81	4,23
D5	4,64	4,11	2,35	2,19	2,14	2,15	2,14	2,12	2,10	2,19	4,02	4,12	4,21	4,20	4,18	4,06	4,07	4,08	4,88	5,19	5,17	5,19	5,25	4,81	3,88
L6	5,52	4,79	2,91	2,19	2,16	2,18	2,16	2,18	2,07	2,97	4,33	4,30	4,35	4,28	4,07	4,05	3,77	3,91	4,72	5,18	5,25	5,28	5,40	4,99	4,04
M7	4,14	3,44	3,34	3,36	3,34	3,34	3,35	3,81	3,95	5,16	5,16	5,16	5,16	4,83	4,89	4,78	4,96	4,84	5,46	5,73	5,65	5,36	5,01	5,00	4,66
X8	5,11	4,17	2,43	2,15	2,16	2,18	2,15	2,15	2,15	2,16	2,86	3,75	3,77	4,01	4,05	3,67	3,82	4,15	4,88	5,16	5,18	5,16	5,21	4,86	3,79
J9	4,06	3,48	3,43	3,30	3,12	3,23	3,44	3,66	5,50	5,75	6,43	6,38	6,38	5,85	5,92	5,87	5,92	5,90	7,00	7,03	6,91	6,60	6,01	5,87	5,50
V10	2,31	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,34	3,51	5,50	6,00	6,16	6,41	6,31	5,75	5,10	5,40	5,60	5,75	6,74	6,80	6,75	6,16	5,75	5,60	4,97
S11	4,78	3,79	2,74	2,30	2,19	2,63	2,90	2,63	2,70	3,16	4,72	5,00	4,93	4,84	4,36	4,36	4,36	5,11	5,04	5,23	5,16	4,93	4,88	4,14	4,14
D12	4,73	4,06	2,88	2,19	2,19	2,19	2,19	2,18	2,07	2,19	3,30	3,80	3,76	4,16	4,16	4,06	4,09	4,22	4,91	5,25	5,25	5,25	5,21	4,82	3,85
L13	3,57	2,77	3,12	3,13	3,07	2,97	2,77	3,93	4,87	6,07	6,41	6,30	6,06	3,00	5,24	5,47	5,57	6,00	6,77	6,85	6,77	6,16	5,07	4,93	5,08
M14	3,53	2,58	2,78	2,84	2,84	2,86	2,84	3,93	4,40	5,51	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	4,50	6,18	6,53	6,92	6,42	5,16	4,41	4,08
X15	2,84	2,47	2,19	2,19	2,19	2,27	2,53	3,19	3,77	5,29	4,36	3,87	3,77	3,50	3,50	3,60	3,50	4,81	5,94	6,06	5,96	5,26	4,66	3,67	3,94
J16	3,26	2,91	2,72	2,87	2,78	2,80	2,74	4,15	4,83	5,58	5,14	5,31	5,00	4,59	4,30	4,49	4,49	5,26	6,57	6,78	6,57	5,83	4,49	4,46	4,65
V17	4,04	2,98	3,00	2,92	3,00	3,25	3,51	4,81	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	6,08	6,09	6,11	6,60	7,38	7,97	7,38	7,38	6,46	6,06	6,00
S18	4,60	4,27	3,03	2,63	2,45	2,48	2,48	2,45	2,19	3,49	4,75	4,95	4,61	4,50	3,93	3,91	3,86	3,91	5,38	5,38	5,30	5,30	5,05	5,10	4,11
D19	3,99	3,94	2,19	2,15	2,15	2,15	2,18	2,17	2,16	2,15	2,19	3,48	3,81	3,74	3,94	3,94	3,99	4,20	4,88	5,17	5,11	5,10	4,85	3,48	3,60
L20	3,67	3,06	2,60	2,51	2,27	2,51	3,06	3,77	5,34	5,92	6,04	6,08	5,96	5,19	4,98	5,14	5,05	5,49	7,20	7,20	6,85	6,30	5,44	4,93	5,11
M21	4,07	3,55	2,51	2,19	2,19	2,19	3,17	3,90	5,68	5,98	6,04	6,19	6,20	5,63	5,52	5,56	5,56	6,00	7,32	7,34	6,70	6,11	5,66	5,66	5,25
X22	4,62	3,68	3,17	2,97	2,97	3,06	3,17	3,78	5,76	5,76	6,07	6,07	6,07	5,56	5,00	5,00	5,00	5,85	6,94	6,93	6,82	5,87	5,56	5,56	5,20
J23	4,02	3,55	2,90	2,82	2,87	2,90	2,97	3,69	5,56	5,95	6,48	6,60	6,49	5,73	5,56	5,56	5,56	6,15	6,86	6,82	6,65	5,96	5,41	5,17	5,26
V24	3,57	3,50	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,07	2,90	4,01	4,01	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,51	3,01	3,01	3,90	2,51	2,19	2,19	2,69
S25	4,26	4,16	2,54	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,36	2,70	2,70	2,70	2,70	2,54	2,80	2,70	4,03	4,96	5,03	4,88	4,50	4,14	3,29
D26	4,86	4,54	2,28	2,19	2,19	2,10	2,07	2,10	2,13	2,17	2,71	3,46	3,10	2,93	3,10	3,10	3,10	3,10	4,59	4,85	5,07	4,90	4,62	3,91	3,46
L27	2,99	2,19	2,14	2,07	2,17	2,07	2,19	2,99	3,87	4,19	4,75	5,32	5,16	3,90	3,50	3,90	4,19	4,60	6,82	6,43	5,82	3,95	3,90	3,50	4,08
M28	2,19	2,19	2,19	2,12	2,12	2,07	2,19	2,19	2,19	3,95	4,65	5,00	4,65	2,96	3,90	2,19	2,95	3,00	4,60	4,00	3,95	3,00	2,19	2,19	3,13
X29	2,19	2,19	2,18	2,10	1,99	1,89	2,16	2,19	4,70	5,68	5,82	5,76	4,60	4,00	3,95	3,95	3,95	3,90	4,60	4,00	4,00	4,90	4,00	4,60	3,86
J30	2,19	2,17	2,14	2,10	2,10	2,12	2,17	2,71	4,70	6,18	6,13	6,37	6,37	5,91	4,37	4,25	4,25	4,20	5,80	6,13	6,51	5,55	4,64	4,76	4,52
V31	4,43	3,15	2,17	2,16	2,19	2,19	2,19	2,50	3,50	4,21	4,64	4,58	4,91	4,75	4,57	4,55	4,81	4,81	5,79	7,38	7,38	8,58	4,62	7,75	4,61
Media	3,84	3,31	2,65	2,49	2,46	2,51	2,68	3,19	4,26	4,87	5,16	5,28	5,13	4,66	4,51	4,49	4,56	4,88	5,91	6,05	5,98	5,58	5,01	4,82	4,48

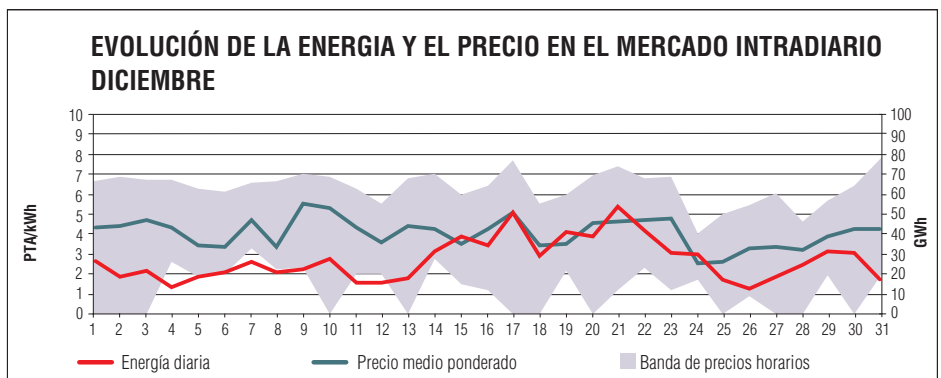
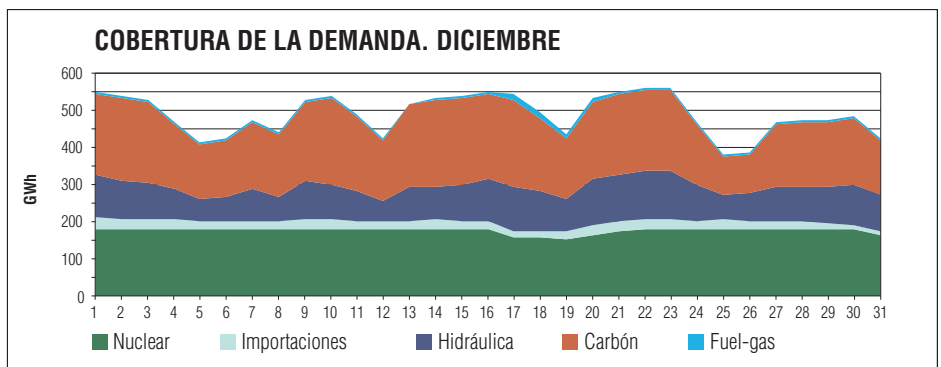
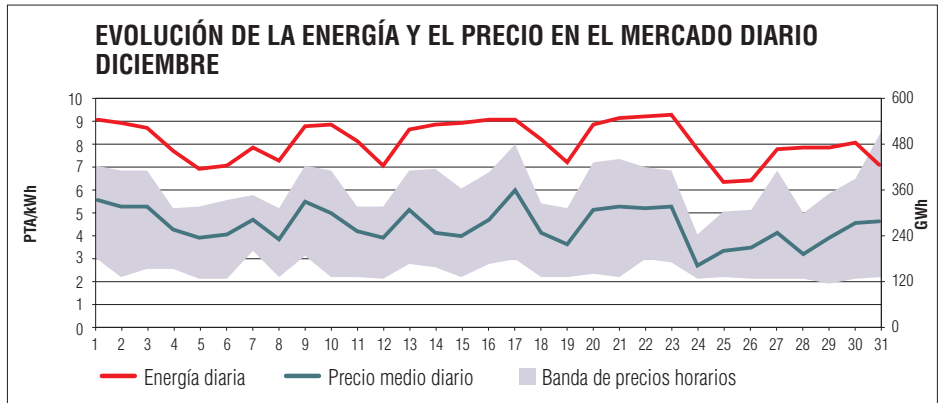
Mínimo: 1,89 Precios de 1,89 a 3,62 Precios de 3,62 a 4,61 Precios de 4,61 a 8,58 Máximo: 8,58
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

lo que refleja un aumento de la volatilidad respecto al mes anterior. El precio en horas valle oscila entre 4,8 y 1,9 PTA/kWh, y entre 8,6 y 2,1 PTA/kWh el resto de las horas. El precio mínimo del mes, 1,9 PTA/kWh, se ha registrado en la hora 6 del miércoles 29, y el precio máximo del mes ha sido 8,58 PTA/kWh en la hora 22 del viernes 31. El precio medio ha sido un 6,8% inferior al mes de diciembre del año anterior.

- La energía negociada durante el mes de diciembre, se ha situado en torno a 513 GWh/día los días laborables, 481 GWh/día los sábados y 413 GWh/día los festivos.
- El gráfico adjunto, relativo a la cobertura de la demanda diaria por tecnologías, permite comprobar la modulación de cada una de ellas para adecuarse al comportamiento de la demanda. De igual forma, se observa como en diciembre, por segundo mes consecutivo, la producción hidráulica ha incrementado su aportación a la cobertura respecto a meses anteriores.
- Los contratos bilaterales físicos no han operado durante este mes, al igual que ha sucedido a lo largo de todo el año 1999.
- La energía adquirida en el mercado diario por comercializadores y consumidores cualificados, ha sido de 3.199 GWh, con un precio medio de 4,49 PTA/kWh. En relación con el mercado diario, esto supone el 21,2% de la energía contratada, y un aumento del 0,5% respecto de la energía adquirida el mes anterior.
- El volumen de energía adquirido por las empresas comercializadoras para su exportación a Andorra ha sido 43,5 GWh, para Portugal 12,5 GWh. Por su parte, las empresas productoras han adquirido para su exportación a Marruecos un total de 125,5 GWh y 8,1 GWh para Portugal.
- Los precios marginales han sido fijados en las horas valle, fines de semana y festivos, por las unidades de producción térmica, junto al contrato REE-EDF en la primera quincena del mes; en el resto de las horas, han sido las unidades hidráulicas. Las unidades de agentes externos marcan precio en un número considerable de horas, dispersas a lo largo del mes.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 4,14 PTA/kWh, un 2,0% más que el mes anterior, y un 7,6% inferior al precio medio en el mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 845 GWh, un 22,6% más que en noviembre, de la que el 36,8% se ha traducido en un aumento neto de la producción.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado de producción ha supuesto un ahorro de 1,4 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 485, 127, 71, 38, 62 y 62 GWh totales. El motivo prin-



cipal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.

- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 2,3 y 6,4 PTA/kWh el 80% de los días, apreciándose una menor volatilidad que en los primeros meses de funcionamiento del mercado intradiario.

Otros mercados

- La repercusión económica neta del conjunto de conceptos englobados bajo el término de "Otros mercados" ha supuesto un coste de 25,2 cts/kWh, un 4,2% del precio medio del mercado de producción. La energía gestionada por el operador del sistema ha sido 592 GWh, un 11,7% superior al mes de noviembre, de los cuales 224 GWh han sido a subir y 368 GWh a bajar.
 - Restricciones técnicas: La energía

necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado a 318 GWh, lo que supone un 2,1% de la energía correspondiente al mercado diario, un 42,6% mayor que en el mes de noviembre. La repercusión sobre el precio final se ha elevado hasta los 13,5 cts/kWh.

- Regulación: la asignación media de banda de potencia por regulación secundaria ha sido a subir de 714 MW y a bajar de 514 MW. La repercusión económica total ha significado un coste de 11,2 cts/kWh, un 43,6% mayor que en noviembre; 4,4 cts/kWh corresponden a la banda y el resto a la energía de regulación.
- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto un descenso de la producción en 40 GWh con un precio medio inferior al del mercado diario, lo que ha ocasionado un coste de 1,2 cts/kWh, cuatro veces superior al del mes anterior.

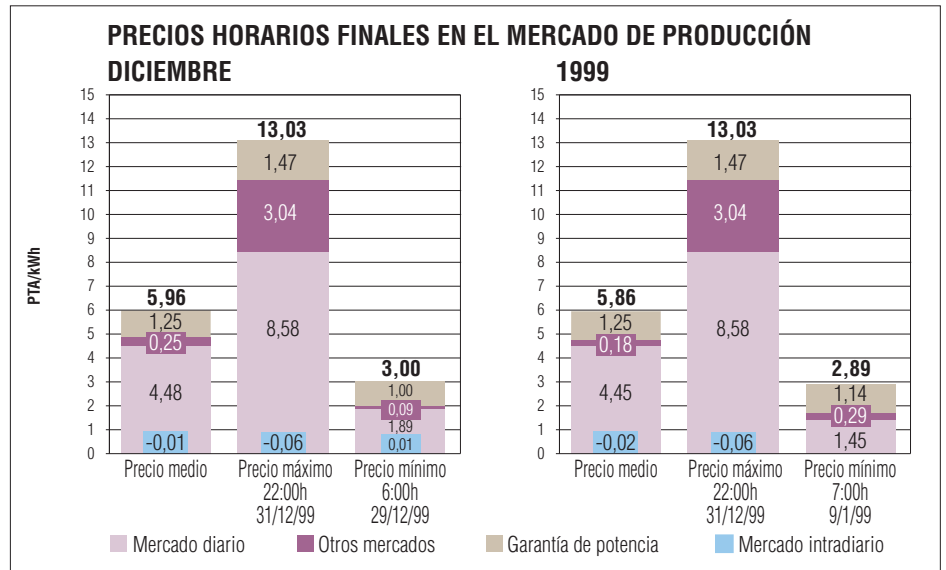
- Contratos internacionales de Red Eléctrica: la incorporación en el mercado de producción de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica ha significado un coste de 0,5 cts/kWh.

Garantía de potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de diciembre ha sido 19.075 MPTA, suponiendo un coste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,25 PTA/kWh, valor igual al del mes anterior y que supone el 20,9% del precio medio del mercado.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores han sido de 3.437 GWh, un 0,6% más que el mes anterior y el pago por garantía de potencia ha resultado a un precio medio de 0,5 PTA/kWh.
- Las compras de distribuidores y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sido 11.505 GWh, resultando un pago por garantía de potencia a un precio medio de 1,52 PTA/kWh.

Precios finales

- El precio final del mercado ha sido 5,96 PTA/kWh. Debido principalmente a los pagos por garantía de potencia, el precio de los distribuidores y exportaciones de Red Eléctrica ha sido 6,33 PTA/kWh, mientras que el de los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos compradores ha sido 5,16 PTA/kWh. Respecto al mismo mes de 1998, ambos precios



suponen un aumento del 5,3% y una disminución del 14,1%.

- El precio horario final más alto ha sido 13,03 PTA/kWh, nuevo máximo anual, en la hora 22 del viernes 31 y el mínimo ha sido 3 PTA/kWh en la hora 6 del miércoles 29. La relación entre el máximo y el mínimo es de 4,4 veces, aumentando la volatilidad del mes anterior.
- Las diferencias entre el valor del precio horario final máximo y mínimo de cada día han sido superiores a 3 PTA/kWh aproximadamente un 90% de los días del mes y ha habido dieciocho días en los que ha estado en el intervalo 4-6 PTA/kWh.
- En las horas de valle la franja de precios horarios se sitúa entre 3,0 y 6,2 PTA/kWh. En el resto de las horas los precios se sitúan en una franja entre 3,1 y 13,0 PTA/kWh.

- 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 diciembre, precio valle, ha sido 4,04 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 6,57 PTA/kWh.

Restricciones técnicas: Cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad previstas.

Regulación: Adjudicación de regulación secundaria, utilización de energía secundaria y terciaria, resolución de emergencias en tiempo real y diferencias entre programa y medidas.

Gestión de desvíos: Gestión de desvíos y ajustes recogidos en el programa definitivo y en los siguientes programas.

Precio final del mercado de producción (PTA/kWh)

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
X1	5,02	4,22	4,18	4,18	4,01	4,04	4,45	5,29	7,53	8,10	8,10	8,03	8,05	7,68	7,56	7,61	7,88	8,11	8,86	8,98	8,85	8,34	7,61	7,34	7,01
J2	4,01	3,75	3,59	3,25	3,25	3,52	4,54	5,12	7,51	7,57	7,84	7,85	7,95	7,73	7,48	7,42	8,02	7,85	8,61	8,67	8,46	7,80	7,30	6,68	6,69
V3	4,65	3,94	3,84	3,61	3,68	3,73	4,11	4,83	7,50	7,90	7,88	7,87	7,91	7,38	6,95	6,99	7,15	7,74	8,55	8,65	8,67	8,08	7,40	7,13	6,69
S4	6,16	5,70	4,40	4,04	4,00	3,83	3,75	4,02	4,24	4,83	6,15	6,34	6,20	6,08	5,63	5,70	5,60	5,75	6,38	6,37	6,53	6,44	6,32	6,30	5,54
D5	6,06	5,49	3,62	3,37	3,27	3,28	3,23	3,18	3,15	3,34	5,21	5,42	5,45	5,06	5,44	5,39	5,42	5,46	6,34	6,73	6,74	6,70	6,77	6,25	5,15
L6	7,02	6,17	4,17	3,39	3,30	3,28	3,34	3,33	3,25	4,25	5,63	5,73	5,76	5,53	5,31	5,31	4,98	5,19	6,05	6,54	6,62	6,66	6,75	6,37	5,29
M7	5,42	4,70	4,51	4,46	4,40	4,41	4,49	4,99	5,35	6,72	6,64	6,60	6,61	6,28	6,43	6,37	6,73	6,51	7,07	7,34	7,26	6,96	6,46	6,45	6,07
X8	6,47	5,50	3,76	3,40	3,38	3,39	3,41	3,30	3,28	3,39	4,17	5,06	5,07	5,30	5,35	4,97	5,06	5,41	6,24	6,53	6,57	6,51	6,66	6,21	5,06
J9	5,41	4,66	4,56	4,34	4,15	4,25	4,63	5,00	6,98	7,20	7,89	7,83	7,84	7,32	7,45	7,42	7,89	8,15	9,23	9,33	8,93	8,45	7,50	7,38	7,09
V10	3,68	3,39	3,34	3,36	3,34	3,29	3,56	4,76	6,96	7,58	7,62	7,86	7,75	7,21	6,58	6,90	7,38	7,65	8,68	8,74	8,62	7,99	7,43	7,12	6,47
S11	6,10	5,08	3,97	3,47	3,33	3,75	4,00	3,79	3,93	4,46	6,00	6,28	6,20	6,11	5,67	5,60	5,61	5,65	6,45	6,44	6,62	6,57	6,31	6,26	5,41
D12	6,15	5,46	4,17	3,40	3,33	3,29	3,26	3,26	3,20	3,38	4,52	5,06	5,00	5,39	5,42	5,25	5,28	5,45	6,24	6,63	6,57	6,60	6,53	6,17	5,09
L13	4,89	4,00	4,25	4,19	4,07	3,98	3,94	5,15	6,45	7,57	7,92	7,88	7,64	4,66	6,91	7,03	7,59	8,06	8,92	8,99	8,78	8,03	6,62	6,36	6,65
M14	4,78	3,79	3,90	3,88	3,89	3,89	3,91	5,10	5,82	6,91	4,60	4,59	4,54	4,56	4,53	4,57	4,83	6,48	8,23	8,42	8,70	8,11	6,62	5,83	5,57
X15	4,07	3,66	3,31	3,29	3,31	3,32	3,62	4,38	5,14	6,83	5,92	5,38	5,27	5,02	5,02	5,11	5,37	6,81	8,10	8,22	8,02	7,13	6,19	5,11	5,48
V16	4,52	4,04	3,81	3,92	3,82	3,84	3,82	5,34	6,35	7,20	6,71	6,85	6,50	6,07	5,78	6,02	6,39	7,22	8,64	8,91	8,48	7,65	5,95	5,85	6,18
L17	5,50	4,24	4,21	4,10	4,09	4,32	4,69	6,06	8,87	8,93	9,05	8,94	8,97	8,17	7,72	7,74	7,97	8,64	9,50	10,05	9,46	9,19	7,94	7,49	7,60
S18	5,98	5,63	4,25	3,84	3,68	3,66	3,62	3,64	3,47	4,90	6,21	6,44	6,11	5,93	5,37	5,34	5,29	5,39	6,91	7,07	7,03	7,00	6,63	6,64	5,54
D19	5,48	5,39	3,47	3,40	3,36	3,31	3,29	3,22	3,24	3,32	3,62	4,88	5,16	5,12	5,25	5,27	5,41	5,58	6,49	6,80	6,70	6,70	6,45	5,13	4,97
L20	5,01	4,21	3,74	3,55	3,30	3,52	4,16	5,10	6,89	7,63	7,77	7,88	7,76	6,94	6,67	6,87	7,06	7,82	9,52	9,59	9,12	8,25	7,15	6,38	6,78
M21	5,18	4,59	3,62	3,33	3,27	3,21	4,33	5,07	7,11	7,55	7,81	7,83	7,82	7,26	7,16	7,21	7,43	7,95	9,22	9,30	8,62	7,96	7,21	7,04	6,75
X22	5,87	4,88	4,31	4,11	4,07	4,15	4,29	5,01	7,22	7,35	7,71	7,75	7,72	7,24	6,68	6,66	6,86	7,74	8,87	8,87	8,84	7,75	7,14	7,05	6,76
J23	5,25	4,75	4,02	3,91	3,92	3,94	4,05	4,91	7,11	7,60	8,12	8,27	8,25	7,52	7,28	7,30	7,61	8,31	9,04	9,13	8,97	8,15	7,26	6,91	6,88
V24	4,92	4,77	3,37	3,34	3,28	3,25	3,27	3,31	3,45	4,43	5,69	5,49	3,61	3,55	3,53	3,54	3,74	4,10	4,70	4,73	5,67	4,18	3,67	3,64	4,10
S25	5,62	5,44	3,86	3,48	3,46	3,32	3,36	3,30	3,33	3,18	3,31	3,93	3,95	3,31	3,88	3,71	3,95	3,92	5,54	6,59	6,74	6,59	6,13	5,65	4,58
D26	6,47	6,05	3,59	3,45	3,34	3,24	3,15	3,13	3,18	3,28	3,84	4,67	4,31	4,19	4,33	4,37	4,34	4,35	6,05	6,38	6,70	6,56	6,27	5,32	4,77
L27	4,27	3,39	3,22	3,15	3,15	3,08	3,26	4,10	5,40	5,84	6,42	7,08	6,83	5,53	5,16	5,42	6,05	6,53	8,91	8,75	8,03	6,07	5,53	5,07	5,68
M28	3,50	3,36	3,28	3,17	3,14	3,09	3,27	3,38	3,60	5,39	6,14	6,48	6,17	4,52	5,38	3,68	4,70	4,86	6,48	5,98	5,91	4,85	3,78	3,65	4,62
X29	3,44	3,41	3,38	3,25	3,12	3,00	3,29	3,41	6,09	7,16	7,32	7,35	6,22	5,65	5,60	5,57	5,85	6,33	6,92	6,37	6,34	6,98	5,74	6,03	5,50
J30	3,44	3,37	3,33	3,25	3,21	3,23	3,29	3,89	6,14	7,57	7,58	7,92	8,00	7,59	6,09	5,91	6,18	6,25	7,79	8,14	8,46	7,34	6,26	6,21	6,05
V31	5,73	4,45	3,38	3,33	3,33	3,29	3,33	3,81	5,05	5,77	6,26	6,29	6,60	6,58	6,42	6,29	6,97	7,31	8,10	9,57	9,54	13,03	9,29	12,01	6,62
Media	5,17	4,56	3,83	3,63	3,57	3,59	3,80	4,37	5,64	6,31	6,64	6,79	6,63	6,17	6,02	6,00	6,27	6,69	7,78	7,84	7,41	6,63	6,37	5,96	

Mínimo: 3,00 Precios de 3,00 a 4,20 Precios de 4,20 a 6,46 Precios de 6,46 a 13,03 Máximo: 13,03

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

4. RED DE TRANSPORTE

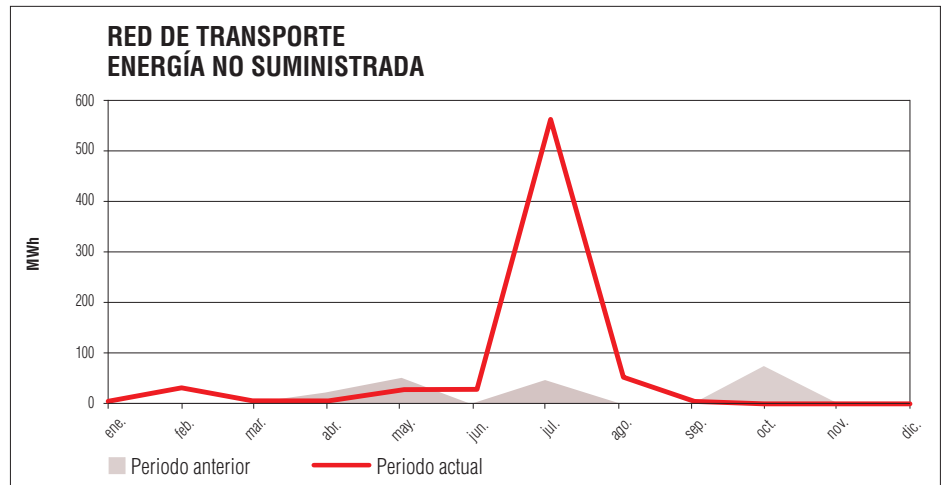
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a 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 diciembre se ha registrado un único corte de mercado debido a incidencias en la red de transporte, en la zona de Cantabria, con una energía no suministrada de 0,27 MWh.
- Durante el año 1999, la ENS sumó un total de 680,63 MWh. Por su parte, el valor del TIM durante el año 1999 ha sido 1,945 minutos, más de un minuto por encima del registrado el año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se produjeron el pasado mes de julio, a las que hay que añadir las de menor cuantía registradas en los meses de febrero, junio y agosto.
- La tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de diciembre ha sido del 0,1%, casi un 90% inferior a la registrada en el mismo mes del año anterior. Esta tasa es, junto con la del mes de enero, la más baja del año debido a la práctica inexistencia de descargos programados en estos meses, habitualmente los de mayor demanda. Tras el registro de diciembre, la tasa de disponibilidad del conjunto del año 1999 ha alcanzado el 97,8%, 0,4 puntos superior a la del año 1998.
- En el mes de diciembre los valores de la capacidad comercial de importación y exportación con Francia se han incrementado, situándose en 1.100 y 1.000 MW, respectivamente. Debido al fuerte temporal sufrido por Francia a finales de mes, se anuló esta capacidad de intercambio entre las 21 horas del día 27 y las 19 horas del día 28, limitándose a partir de esta fecha a 250 MW. Por su parte, las capacidades de intercambio con Portugal y Marruecos son las mismas que el mes pasado.

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.

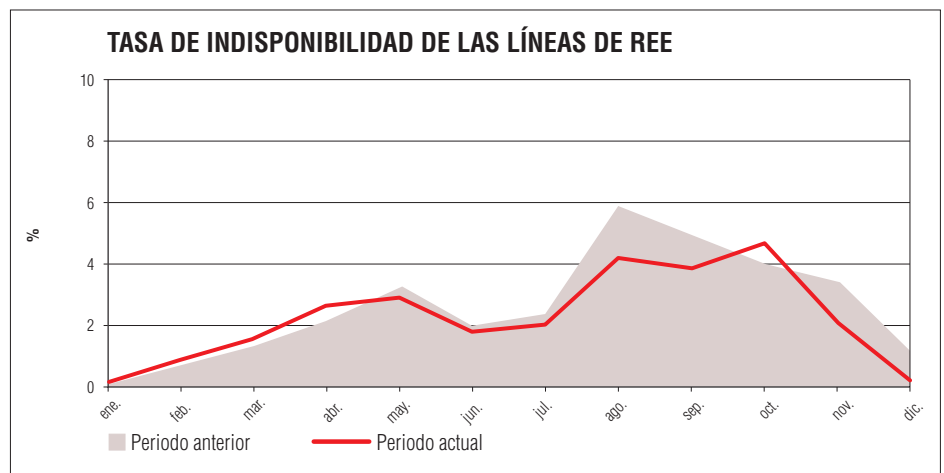
Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

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.



Red de transporte Calidad del servicio

	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	0,3	680,6	680,6
Tiempo de interrupción medio (min.)	-	-	1,945



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,0	-90,7	1,0	-21,5	1,0	-21,5
Indisponibilidades fortuitas	0,1	97,0	0,1	25,1	0,1	25,1
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,0	-95,2	1,2	-13,6	1,2	-13,6
Total	0,1	-87,3	2,2	-16,6	2,2	-16,6

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

Interconexiones internacionales Capacidad comercial (MW)

	Diciembre	
	Importación	Exportación
Francia	1.100	1.000
Marruecos	300	350
Portugal	650	750

5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 12 del año 1999, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron 1.690.841 MPTA, de los cuales el 96,6% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 3,0% a peajes.
- Del total de ingresos, el 13,1%, 221.761 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del

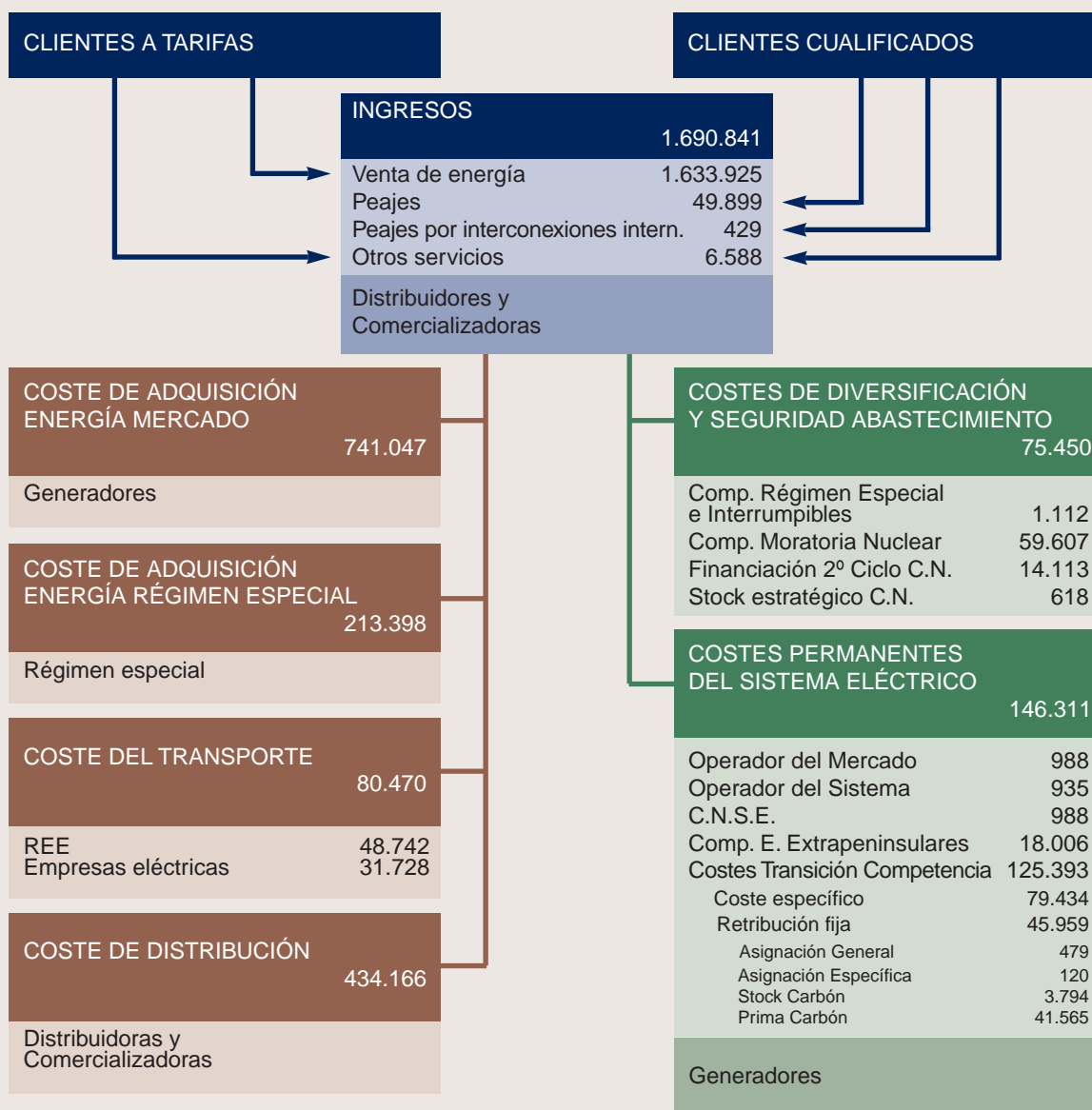
sistema. De estos últimos 125.393 MPTA corresponden a la retribución fija o costes transitorios.

- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 12 supone un 85,7% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1999. Este porcentaje se sitúa siete puntos por debajo del que correspondería a este período de acuerdo con 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 12 del año 1999, se ha elevado a 741.047 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 120.355 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 31.200 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 12, 1999. Periodo Enero-Diciembre (*)

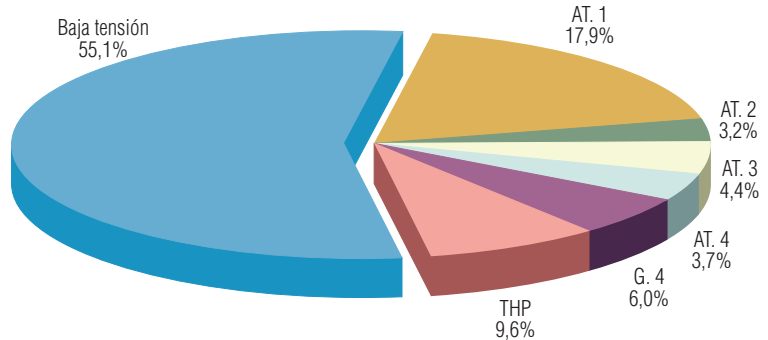
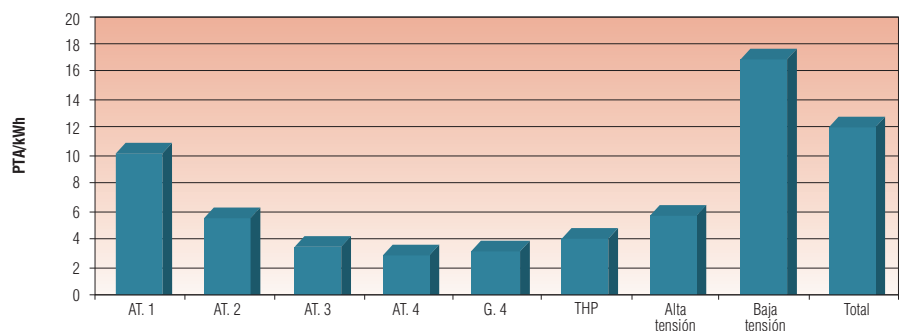
(Millones de pesetas)



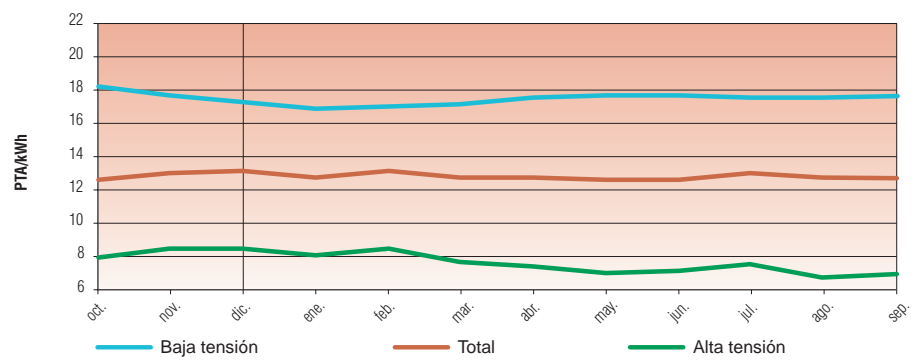
(*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

CONSUMO A TARIFA REGULADA (*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en el sistema peninsular en el mes de septiembre ha ascendido a 10.738 GWh, un 15,7% inferior al registrado en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento, al igual que viene sucediendo en meses anteriores, refleja la progresiva salida de la tarifa regulada de numerosos consumidores cualificados a medida que han ido entrando en vigor los nuevos umbrales de consumo para el acceso al mercado libre.
- Al igual que viene sucediendo en la mayoría de los últimos meses, la tasa de decrecimiento del mes de septiembre supera en casi tres puntos a la del mes anterior. Esta aceleración de la tasa de decrecimiento del consumo a tarifa regulada refleja la progresiva salida de consumidores a medida que van acogidos a los nuevos umbrales de consumo para el acceso a la condición de cualificado que van entrando en vigor. Este efecto compensa los incrementos del consumo de los consumidores de alta tensión que se mantienen en la tarifa regulada, favorecidos por el buen comportamiento de la actividad económica.
- La salida de consumidores de la tarifa regulada afecta exclusivamente a los clientes en alta tensión, cuyo consumo se ha reducido en un 31,1% en el mes de septiembre, tasa superior en tres puntos a la del mes anterior debido al efecto anteriormente señalado. Por su parte, los consumos en baja tensión, a los que no afecta el trasvase de consumidores cualificados, se han incrementado en el mes de septiembre en un 3,0%.
- En términos acumulados, la paulatina aceleración de la liberalización del mercado que se está llevando a cabo durante el año 1999 ha situado el consumo facturado en el período enero-septiembre en 105.682 GWh, un 8,7%

SISTEMA PENINSULAR
CONSUMO FACTURADO POR TIPO DE TARIFA. SEPTIEMBRESISTEMA PENINSULAR
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. SEPTIEMBRE

SISTEMA PENINSULAR. TARIFAS MEDIAS



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

Datos de facturación Consumo	Septiembre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.925	-49,6	10,77	2,9	22.407	-33,0	10,62	1,2	33.189	-24,7	10,58	-1,8
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	345	-45,6	6,14	-18,4	3.806	-36,0	6,56	-13,7	5.589	-29,7	6,83	-12,8
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	474	-2,3	4,38	-6,1	4.375	-5,3	4,36	-10,3	5.809	-4,2	4,43	-13,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	395	-11,0	3,49	-3,6	3.562	-10,9	3,44	-11,0	4.758	-12,2	3,50	-12,5
G.4 (Grandes consumidores)	643	1,9	3,71	-0,2	5.854	2,4	3,67	0,0	7.798	2,1	3,66	-1,4
Tarifa horaria de potencia	1.034	6,6	4,32	-5,9	8.708	3,5	5,28	-7,5	11.529	5,7	5,63	-7,6
Alta tensión (*)	4.816	-31,1	6,89	-13,3	48.711	-21,6	7,42	-8,3	68.672	-16,3	7,65	-8,3
Baja tensión	5.922	3,0	17,55	-3,5	56.971	6,2	17,28	-4,0	76.485	6,5	17,36	-5,3
Sistema peninsular (*)	10.738	-15,7	12,77	1,6	105.682	-8,7	12,74	0,5	145.157	-5,7	12,76	-1,8

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

(*) No incluye los consumos de los consumidores cualificados que han salido de la tarifa regulada.

por debajo del registrado durante los primeros tres trimestres de 1998. De igual forma, en términos interanuales, el consumo facturado ascendía en septiembre a 145.157 GWh, un 5,7% inferior al mismo período del año anterior.

- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el período enero-septiembre ha sido 12,77 PTA/kWh, un 1,6% superior al del mismo período de 1998. Este dato contrasta con el descenso medio del 2,5% que resulta de la aplicación de las tarifas aprobadas para 1999, y es consecuencia del progresivo incremento del peso específico alcanzado durante este período por los consumos en baja tensión, los de mayor precio unitario, respecto al consumo total, como consecuencia de la salida de tarifa de los consumidores en alta tensión.
- El número total de clientes en el

Datos de facturación

	Septiembre		
	Clientes Número	Potencia MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	60.850	9.907	-32,6
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	567	1.017	-43,0
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	70	702	-11,7
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	23	434	-23,2
G.4 (Grandes consumidores)	5	906	1,5
Tarifa horaria de potencia	125	2.053	6,1
Alta tensión	61.640	15.019	-27,4
Baja tensión	20.069.065	92.617	3,5
Sistema peninsular	20.130.705	107.637	-2,3

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

mes de septiembre ascendió a 20,1 millones. Del total de clientes, 61.640 son de media y alta tensión.

- La potencia facturada en el mes de septiembre ha ascendido a 107.637 MW, con un crecimiento negativo del 2,3%, resultado de la

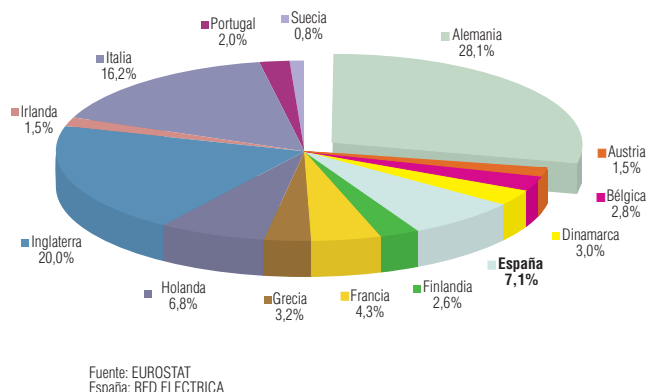
menor potencia facturada en media y alta tensión, que ascendió a 15.019 MW, un 27,4% menos que en el mismo mes de 1998, como consecuencia de la salida de la tarifa regulada de numerosos consumidores cualificados.

6. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

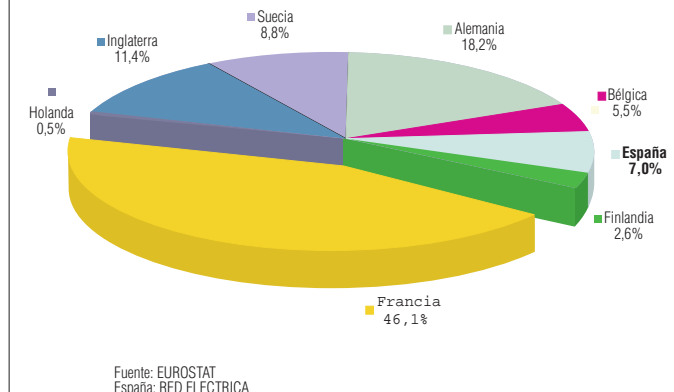
PRODUCCIÓN TÉRMICA Y NUCLEAR. 1988

- La producción de energía eléctrica procedente de centrales térmicas convencionales del conjunto de países de la Unión Europea ascendió en 1998 a 1.209 TWh, un 5,2% superior al año anterior, y ha aportado el 51,5% de la producción total de energía eléctrica. Por otro lado, la producción de energía eléctrica de origen nuclear se elevó en 1998 a 799,6 TWh, un 1,8% inferior a 1997, cifra que ha supuesto una aportación del 34,1% al total de la producción.
- Por países, las mayores producciones térmicas las registra el grupo formado por Alemania, Inglaterra e Italia cuya aportación conjunta alcanzó el 64,3% de la producción térmica total de la U.E. En un lugar intermedio se sitúan España y Holanda con una contribución conjunta cercana al 14%, mientras que los nueve países restantes solo aportaron el 21,7%.
- Respecto a la energía eléctrica de origen nuclear, sólo ocho países de la Unión Europea producen con este tipo de tecnología, entre los que destaca Francia, que aporta el 46,1% de la producción nuclear total. En el otro extremo se encuentra Holanda que apenas ha generado el 0,5% y por su parte, España ha aportado el 7,0% de la producción nuclear de los países de la Unión Europea.

PRODUCCIÓN TÉRMICA 1998 TOTAL UE: 1.209 TWh



PRODUCCIÓN NUCLEAR 1998 TOTAL UE: 800 TWh



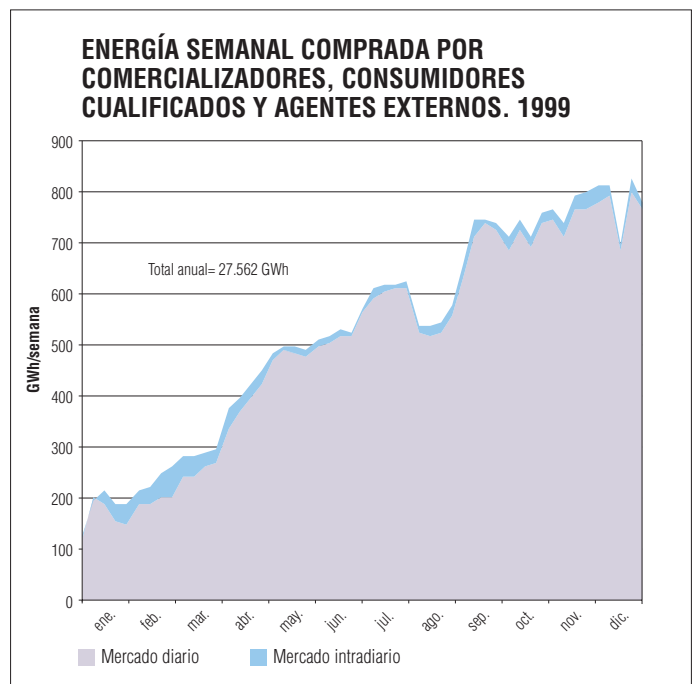
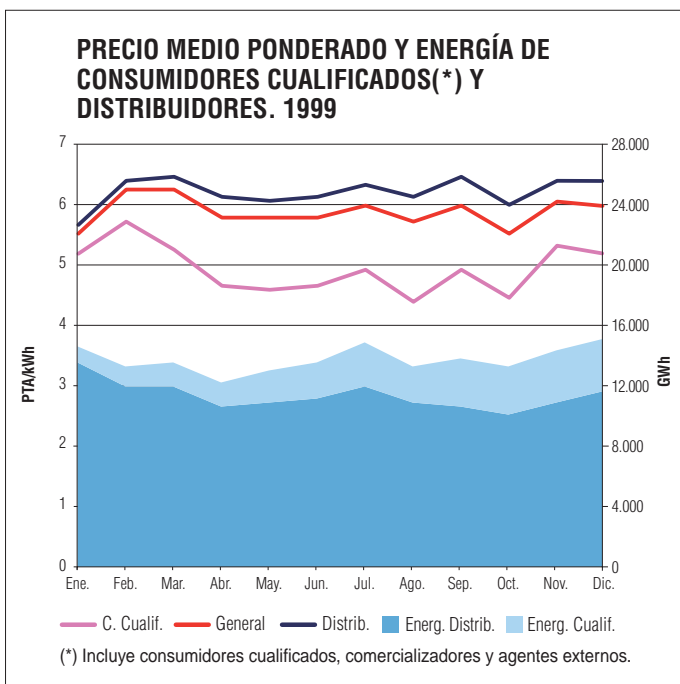
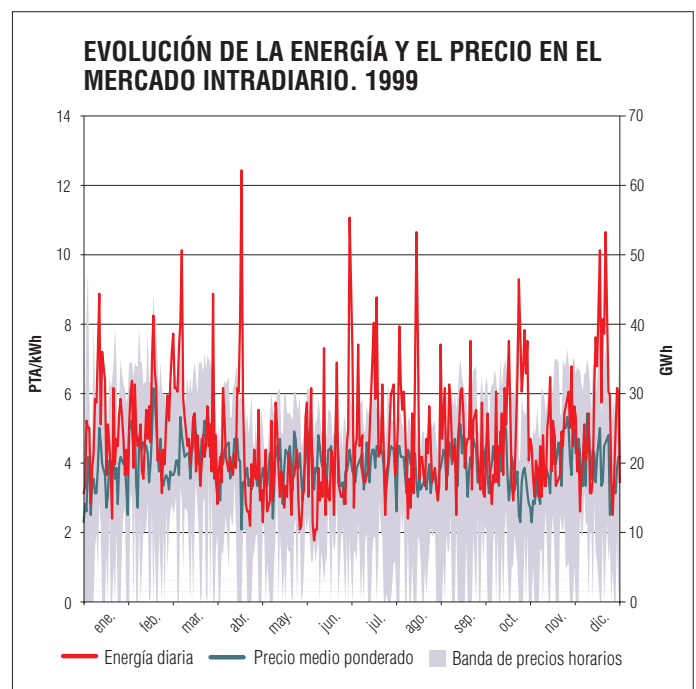
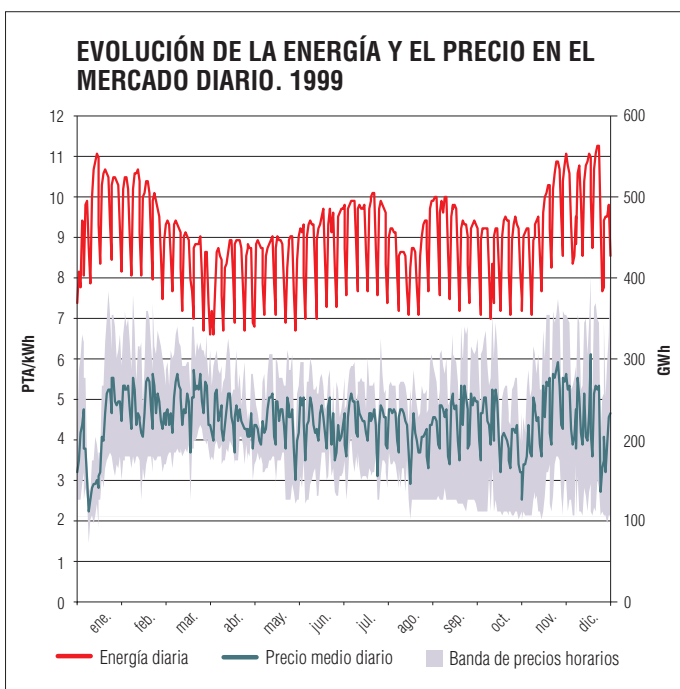
Anexo

SISTEMA PENINSULAR MERCADO ELÉCTRICO. RESUMEN 1999

Mercado de Producción 1999 (*)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Precio final (PTA/kWh)	5,47	6,22	6,23	5,79	5,74	5,78	5,96	5,67	5,94	5,47	6,01	5,96	5,85
Mercado diario	3,98	4,87	4,93	4,46	4,39	4,37	4,44	4,15	4,54	4,16	4,62	4,48	4,45
Mercado intradiario	0,00	-0,01	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01
Otros mercados	0,26	0,11	0,06	0,09	0,11	0,15	0,27	0,28	0,19	0,11	0,16	0,25	0,17
Restricciones técnicas	0,04	0,02	0,01	0,00	0,02	0,08	0,20	0,18	0,10	0,03	0,09	0,14	0,08
Banda de regulación	0,09	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
Regulación y Gestión de desvíos	0,13	0,07	0,04	0,07	0,08	0,06	0,06	0,08	0,06	0,06	0,04	0,07	0,07
Garantía de potencia	1,23	1,25	1,26	1,27	1,25	1,26	1,26	1,25	1,23	1,22	1,25	1,25	1,25
Energía (GWh)	14.927	13.536	13.634	12.405	13.004	13.542	14.888	13.458	13.938	13.667	14.586	15.325	166.910
Mercado diario	14.710	13.414	13.237	12.086	12.747	13.225	14.332	13.133	13.608	13.254	13.923	15.097	162.764
Mercado intradiario (**)	163	301	425	342	222	242	298	296	276	418	398	306	3.685
Regulación y desvíos	54	-179	-28	-23	35	75	258	29	54	-5	265	-78	457

(*) La información relativa al primer trimestre tiene en cuenta los datos de medidas disponibles.

(**) Energía neta demandada.



(*) Incluye consumidores cualificados, comercializadores y agentes externos.



MINISTERIO
DE INDUSTRIA
Y ENERGÍA

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41
<http://www.min.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>