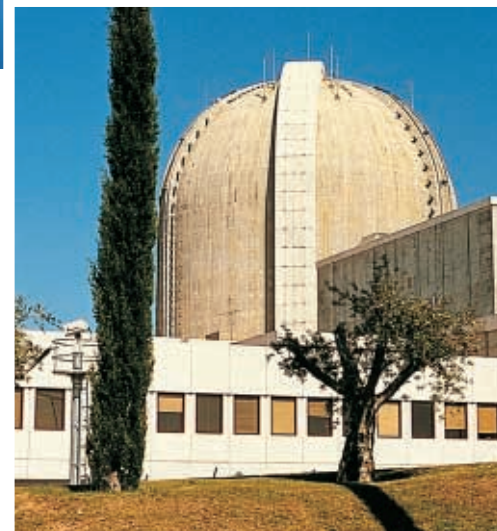
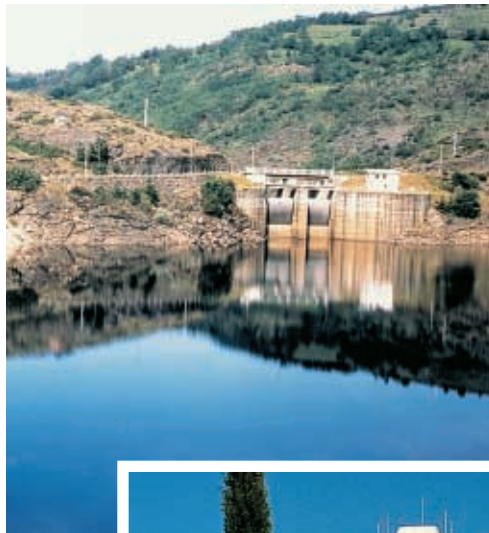


ENERGÍA ELÉCTRICA

DICIEMBRE 2003. Nº 67



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	
• Sistema Peninsular. Mercado eléctrico. Resumen 2003	

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el mes de diciembre, la demanda bruta de energía eléctrica ha alcanzado uno de los valores más altos del año, situándose en 19.975 GWh, un 8,5% mayor que la del mismo mes del año anterior.
- Esta importante tasa de crecimiento se ha debido entre otras cosas a las temperaturas registradas durante el mes de diciembre, mucho más frías que las del mismo mes del año anterior, dando lugar a un efecto positivo sobre la demanda del 1,8%. Descontados los efectos de la temperatura y la laboralidad, también positivo en un 0,7%, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,0%, 2,1 puntos más que en diciembre de 2002.
- La demanda de energía eléctrica durante el año 2003 ha crecido un 6,0%, una vez corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el incremento atribuible a la actividad económica se estima en un 4,7%, 1,1 puntos más que en diciembre de 2002.
- La estructura de producción en el mes de diciembre, se ha visto modificada por el importante incremento de la producción hidráulica, que ha aportado este mes el 27,8% de la producción bruta mensual, 8,6 puntos más que el mes precedente. Este incremento ha originado una menor participación de los grupos térmicos convencionales, que han contribuido en diciembre, con un 39,1% de la producción bruta mensual, ocho puntos por debajo a la del mes anterior.

Por su parte, los grupos nucleares han situado su participación en la producción bruta del mes en un 33,1%, inferior en algo más de medio punto a la contribución de esta tecnología en el mes pasado.

En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante el mes de diciembre, la demanda ha ascendido a 1.102 GWh, con un crecimiento de un 11,2% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento acumulado hasta el mes de diciembre en un 9,7%, ocho puntos por encima al registrado en el mismo periodo del año anterior.

Los precios en el mercado de producción, durante el mes de diciembre, han continuado con la línea descendiente que se viene registrándose desde el mes de junio. De este modo, el precio medio se ha situado en 2,944 c€/kWh, un 12,1% inferior al alcanzado el mes pasado y un ligero 0,3% superior al alcanzado respecto de diciembre de 2002.

El precio acumulado del año se ha situado en 3,726 c€/kWh, un 18,5% inferior al registrado hace un año para el mismo periodo, debido en gran medida a la reducción del precio del mercado diario en un 22,2%.

El coste medio de adquisición de la energía generada durante el año ha sido de 4,211 c€/kWh, un 15,3% inferior al registrado el mismo periodo del año anterior, debido a la reducción del precio de compra de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para las comercializadoras y los agentes externos.

El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial, en los doce meses transcurridos del año, ha sido 6,384 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,955 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,531 c€/kWh, un 30,5% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

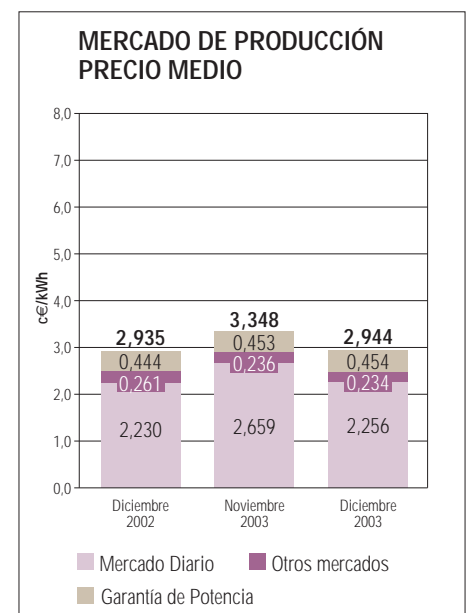
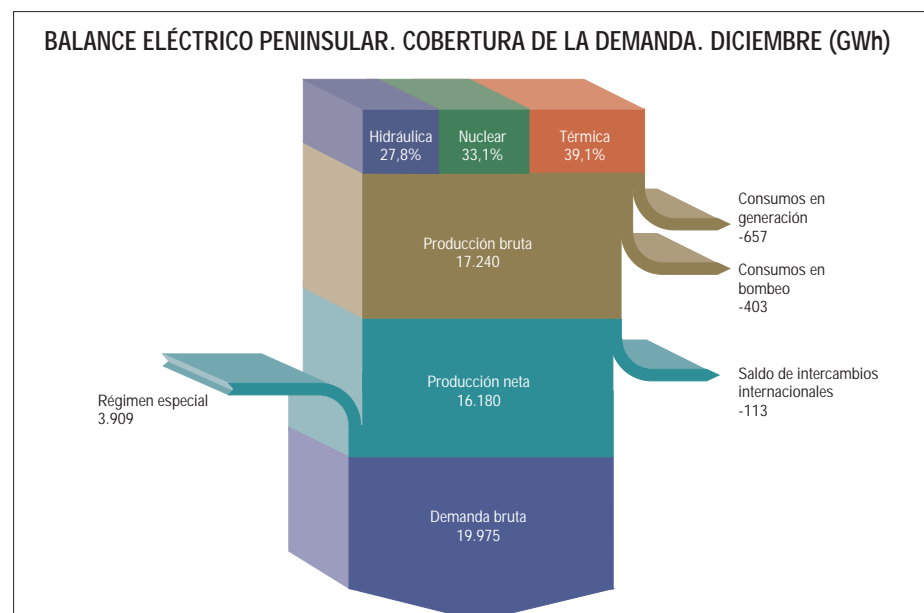
Balance eléctrico	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	16.180	11,7	183.328	7,3	183.328	7,3
Régimen especial	3.909	6,1	39.295	12,1	39.295	12,1
Intercambios internacionales	-113	-	1.270	-76,2	1.270	-76,2
Demanda bruta	19.975	8,5	223.893	6,0	223.893	6,0
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	1.053	9,9	12.390	10,3	12.390	10,3
Régimen especial	49	-49,9	739	1,0	739	1,0
Demanda bruta	1.102	11,2	13.128	9,7	13.128	9,7

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

Coste de adquisición de la energía	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	3,826	0,5	4,531	-13,3	4,531	-13,3
En el mercado	3,092	-0,8	3,955	-18,1	3,955	-18,1
Al régimen especial	5,938	2,1	6,384	-2,6	6,384	-2,6
Compras otros agentes en el mercado (**)	2,779	-0,5	3,473	-20,5	3,473	-20,5
Total	3,529	-0,4	4,211	-15,3	4,211	-15,3

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

- En el mes de diciembre, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en un 8,5% respecto al año anterior, con una demanda total de 19.975 GWh.

- La laboralidad ha tenido una influencia positiva sobre el crecimiento de la demanda de 0,7 puntos, al tener un mayor número de días festivos que en diciembre del año anterior.

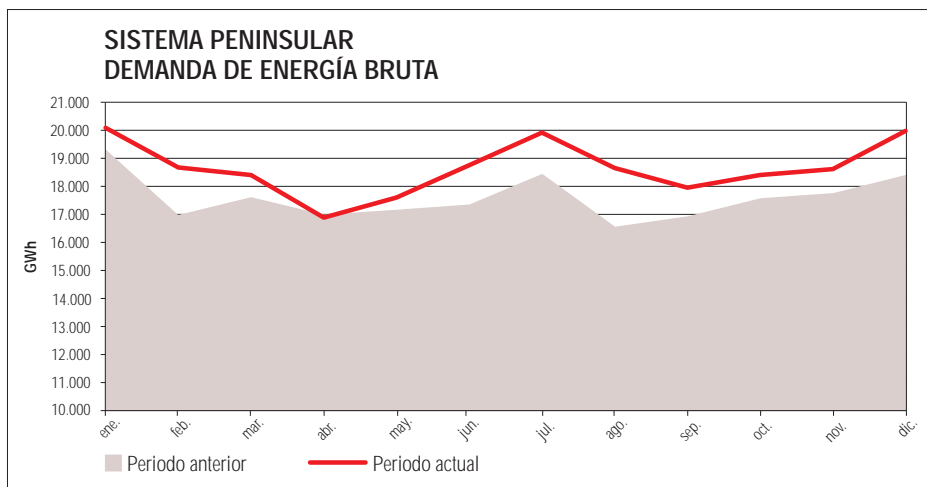
- Las temperaturas han alcanzado valores más fríos a los registrados el mismo mes del año anterior, influyendo positivamente sobre el crecimiento de la demanda en 1,8 puntos. La temperatura media registrada en el mes de diciembre ha sido de 9,8 °C, inferior en 1,7 grados a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 13,6°C, frente a los 15,1 °C registrados en diciembre de 2002 y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 6,0 °C, inferior en 2 grados a las alcanzadas el año anterior.

- Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,0%. Esta tasa ha resultado superior en 2,1 puntos a la que se alcanzó en diciembre del año 2002.

- Tras el dato de diciembre, el crecimiento acumulado de la demanda en los doce meses transcurridos del año, se ha situado en el 6,0%, 3,3 puntos superior crecimiento registrado el mismo periodo del año anterior. Durante este periodo, la temperatura y la laboralidad han tenido una influencia conjunta positiva sobre el crecimiento del 1,3%. Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 4,7%, valor un punto superior al registrado en el mismo periodo del año anterior.

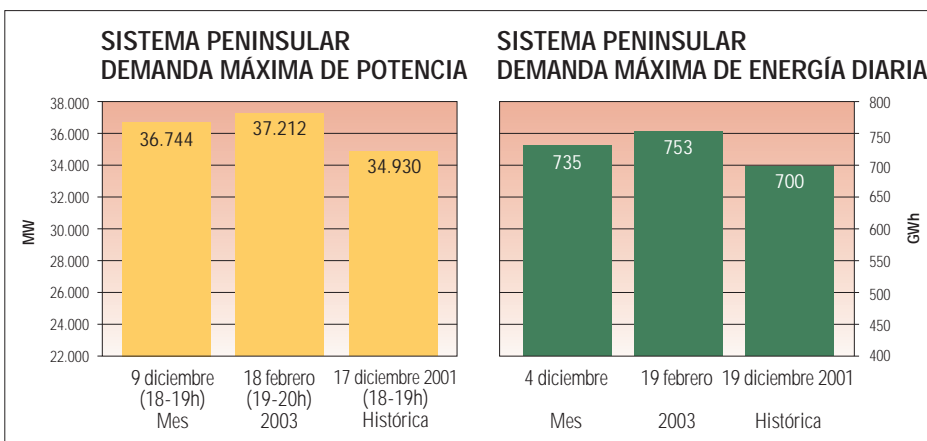
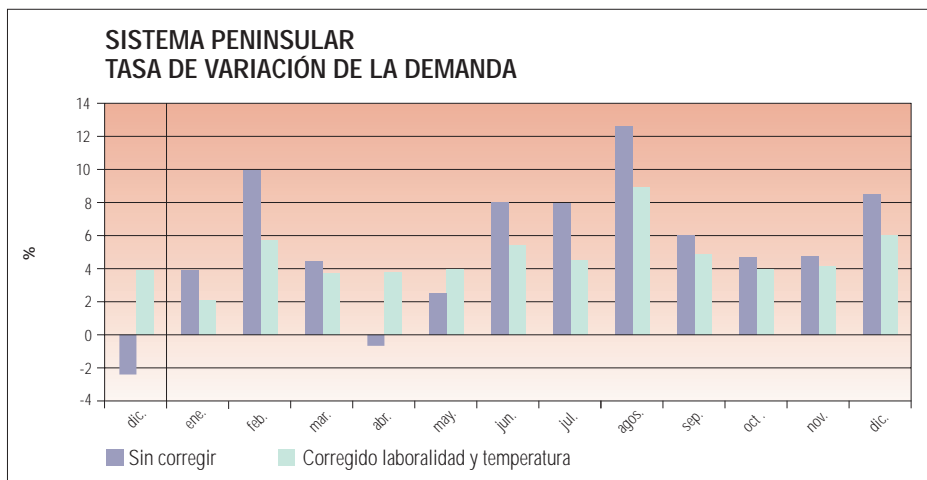
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de diciembre se ha registrado el día 9 a las 19 horas con 36.744 MW, un 1,3% inferior a la máxima del año, registrada el mes de febrero. La demanda máxima de energía diaria se ha registrado el día 4, con 735 GWh, un 2,4% inferior al máximo del año, registrado también en durante el mes de febrero.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre la demanda ha ascendido a 1.102 GWh, con un crecimiento de un 11,2% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos acumulados, en diciembre el crecimiento de la demanda se ha situado en un 9,7%, ocho puntos superior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	19.975	8,5	223.892	6,0	223.892	6,0
Efectos						
Laboralidad	-	0,7	-	0,2	-	0,2
Temperatura	-	1,8	-	1,1	-	1,1
Activ. económica y otros	-	6,0	-	4,7	-	4,7
Sistemas extrapeninsulares	1.102	11,2	13.128	9,7	13.128	9,7

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

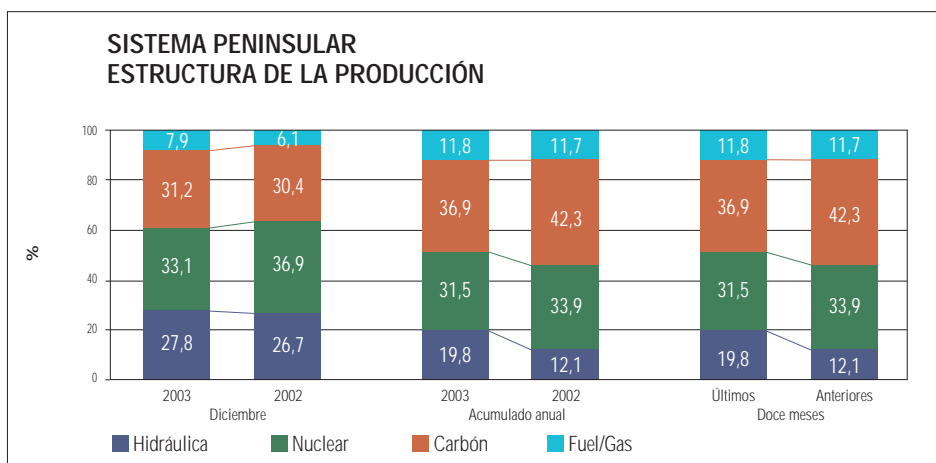
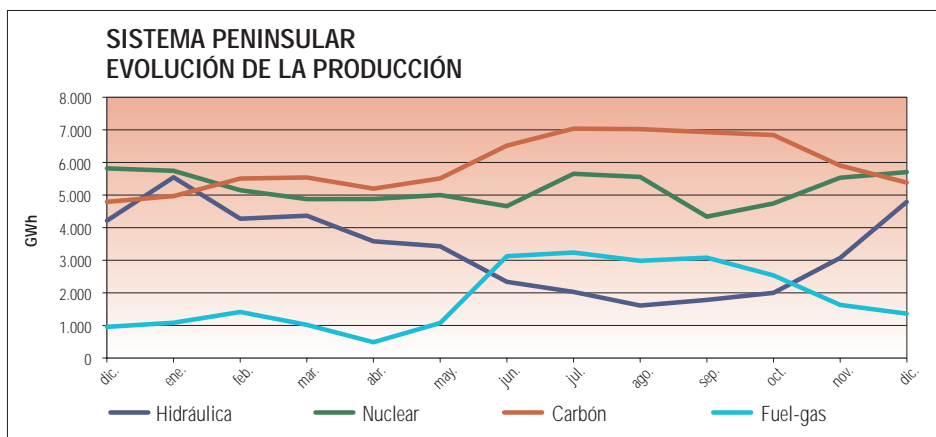
- La producción bruta peninsular ha ascendido en diciembre a 17.240 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 9,2%, uno de los valores más altos del año.
- La estructura de producción, en el mes de diciembre, ha sido similar a la del mismo mes del año anterior, aunque se ha observado una mayor participación de la producción hidráulica, situándose en el 27,8% de la producción bruta mensual, más de un punto por encima de la registrada en diciembre de 2002. Sin embargo, en relación con el mes anterior, se ha observado un importante incremento, superior en casi nueve puntos a la contribución registrada el mes de noviembre.
- Durante el mes de diciembre, los grupos nucleares, han elevado su producción mensual a 5.704 GWh. Esta generación ha representado el 33,1% de la producción bruta mensual, 3,8 puntos por debajo de la aportación registrada el mismo periodo del año 2002, pero 1,6 puntos superior a la aportación media de esta tecnología durante todo el año.
- Por su parte, la producción con el equipo térmico convencional, a pesar de que sigue siendo la de mayor participación en la estructura de la producción bruta mensual, ha reducido considerablemente su aportación a favor de otras tecnologías, situándose en un 39,1% del total. Dentro de ésta, la generación con fuel-gas ha contribuido con un 7,9% de la producción bruta mensual, mientras que los grupos de carbón han contribuido un 31,2% a la producción bruta.
- La estructura de producción acumulada durante todo el año 2003 ha presentado importantes diferencias en relación a la del mismo periodo del año anterior, debido al fuerte incremento de la producción hidráulica, que ha situado la participación de esta tecnología en la producción bruta del periodo, en el 19,8%, por encima del 12,1% que aportó en el año anterior. La producción nuclear ha reducido su contribución al 31,5%, 2,4 puntos menos que en el mismo periodo del año 2002, al igual que la producción con el equipo térmico convencional, que se ha reducido de un 54,0% a un 48,7%, por lo que tanto la producción con los grupos de carbón, como la producción con los grupos de fuel-gas han reducido su aportación a la producción bruta acumulada a un 36,9% y un 11,8%, respectivamente.
- Transcurridos los doce meses del año, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 81,9% de la demanda del periodo, un punto más que en el mismo periodo de 2002. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 17,6%, un punto más que el mismo periodo del año anterior, y el saldo importador de los intercambios internacionales el 0,5% restante, 2,0 puntos menos que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los doce meses cumplidos del año, las centrales de fuel han cubierto el 69,0% de la demanda, 2,8 puntos más que el mismo periodo del año anterior, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 25,3% de la demanda, el 5,7% restante se debe a la energía adquirida al régimen especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	4.790	13,6	38.824	72,4	38.824	72,4
Nuclear	7.816	5.704	-2,0	61.835	-1,9	61.835	-1,9
Carbón	11.565	5.383	12,3	72.357	-8,1	72.357	-8,1
Fuel-Gas	11.324	1.363	42,3	23.043	5,8	23.043	5,8
Producción bruta	47.362	17.240	9,2	196.059	5,4	196.059	5,4
Consumos generación		-657	7,5	-8.050	-3,5	-8.050	-3,5
Consumos bombeo		-403	-41,1	-4.681	-32,7	-4.681	-32,7
Producción neta		16.180	11,7	183.328	7,3	183.328	7,3
Régimen especial	12.504	3.909	6,1	39.295	12,1	39.295	12,1
Intercambios internacionales		-113	-	1.270	-76,2	1.270	-76,2
Importaciones		605	-32,1	8.736	-10,3	8.736	-10,3
Exportaciones		-719	11,4	-7.467	69,1	-7.467	69,1
Demanda bruta		19.975	8,5	223.893	6,0	223.893	6,0

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-87,8	1	28,1	1	28,1
Carbón	510	329	14,5	3.547	0,1	3.547	0,1
Fuel-oil	2.996	797	7,7	9.667	13,7	9.667	13,7
Producción bruta	3.507	1.125	9,6	13.215	9,7	13.215	9,7
Consumos generación		-72	5,7	-825	2,0	-825	2,0
Producción neta		1.053	9,9	12.390	10,3	12.390	10,3
Régimen especial	224	49	49,9	739	1,0	739	1,0
Demanda bruta		1.102	11,2	13.128	9,7	13.128	9,7

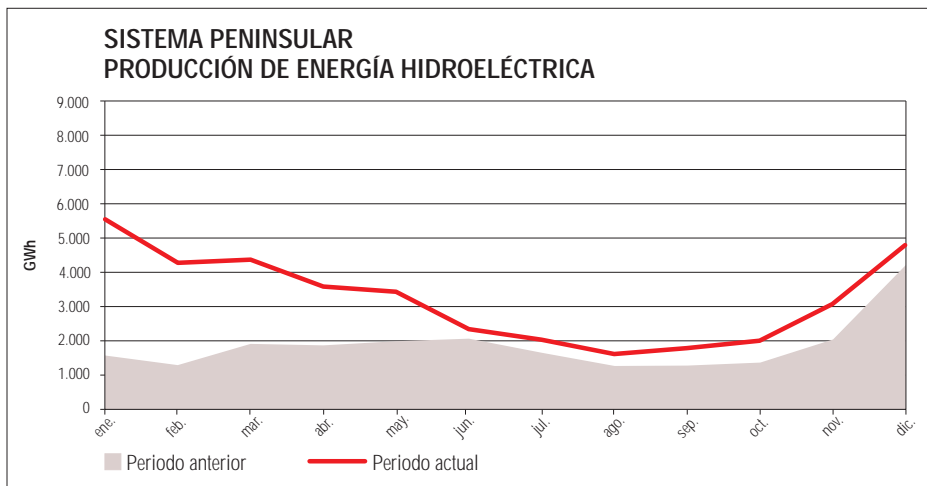
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

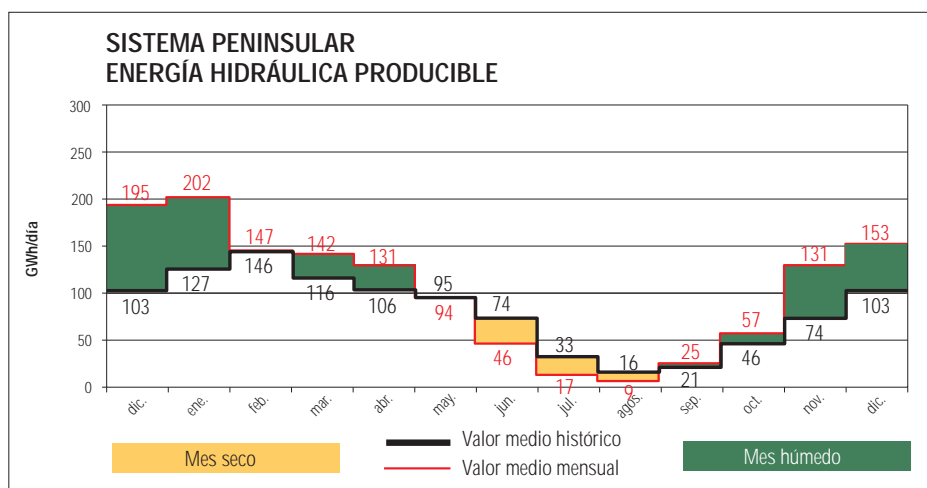
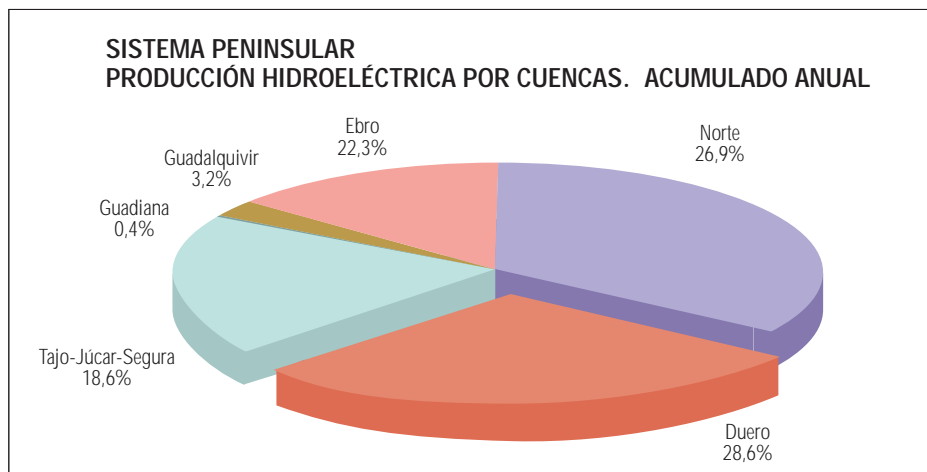
- Después de varios meses con producciones hidroeléctricas bajas, durante el mes de diciembre se ha registrado la segunda producción mensual más elevada del año, 4.790 GWh, 13,6% superior al registrado el mismo mes del año anterior. Dicha producción mensual ha contribuido a la producción bruta en un 27,8%, más de un punto por encima de su aportación en el mismo periodo del 2002, situándose ocho puntos por encima de la contribución media de todo el año.
- Tras el dato de diciembre, la producción hidráulica acumulada se ha situado en 38.824 GWh, un 72,4% superior al valor acumulado el mismo periodo del año anterior, debido a los altos registros alcanzados al comienzo y al final del año, lo que ha situado en un 19,8% su aportación a la producción bruta acumulada, 7,7 puntos superior a la registrada en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de diciembre, todas las cuencas hidrográficas, a excepción de la cuenca Norte, han incrementado su producción respecto al mismo mes del año 2002, con crecimientos que oscilan entre un máximo del 43,8% de la cuenca del Ebro y un mínimo del 20,2% de la cuenca del Duero.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de diciembre ha sido muy húmedo, registrándose una energía producible de 4.745 GWh, valor con tan sólo un 21% de probabilidad de ser superado.
- El producible hidráulico acumulado una vez transcurridos todo el año se ha situado en un valor de 33.561 GWh, un 59,9% superior al producible que se registró en el mismo periodo del año anterior, debido a la fuerte sequía registrada durante gran parte del año 2002.
- A pesar de las elevadas producciones hidráulicas, un 13,6% por encima de las registradas el mismo mes del año anterior, las abundantes precipitaciones de estos últimos meses, han provocado que el volumen de reservas de los embalses haya continuado incrementándose, situándose al finalizar el mes de diciembre, en 10.469 GWh, un 2,3% más a las que existían a finales de noviembre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 58,5% de la capacidad total, algo inferior a la que se alcanzó el año anterior, debido a las fuertes precipitaciones en los dos últimos meses del año 2002.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de diciembre con un nivel de reservas de 5.236 GWh, que corresponden a un nivel de llenado

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.



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	1.290	-17,4	10.457	55,3	10.457	55,3
Duero	3.556	1.290	20,2	11.093	116,0	11.093	116,0
Tajo-Júcar-Segura	4.175	1.110	38,4	7.229	94,5	7.229	94,5
Guadiana	233	0	-	139	54,5	139	54,5
Guadalquivir	1.016	117	23,6	1.254	9,0	1.254	9,0
Ebro	3.483	983	43,8	8.653	51,8	8.653	51,8
Sistema peninsular	16.657	4.790	13,6	38.824	72,4	38.824	72,4
Canarias	1	0	-87,8	1	28,1	1	28,1
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-87,8	1	28,1	1	28,1

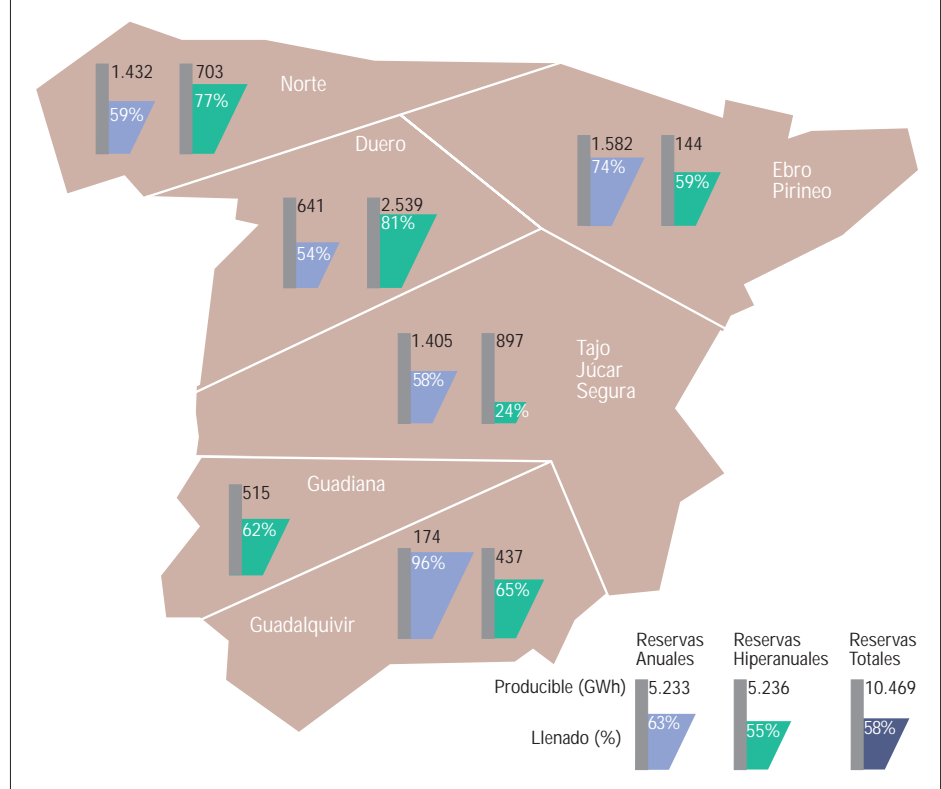
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



del 54,9%, 2,2 puntos superior al registrado a finales del mes pasado. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 81,4% en la cuenca de Duero y un mínimo del 23,8% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.

- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado al finalizar el mes a 5.233 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 62,6%, algo superior a medio punto por encima al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado correspondió a la cuenca de Guadalquivir, con un porcentaje superior al 96,3%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Duero, que ha alcanzado el 54,0%.

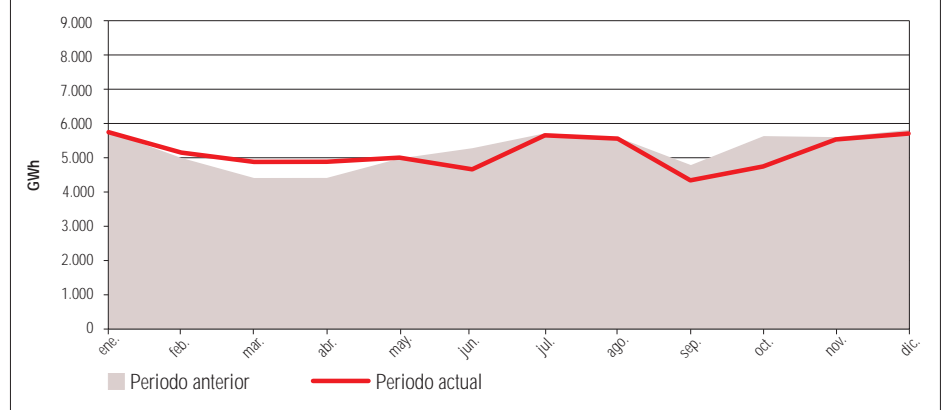
RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2003 (GWh)



Producción nuclear

- Después de los bajos registros alcanzados los meses anteriores, durante el mes de diciembre, la producción nuclear ha aumentado hasta situarse en 5.704 GWh, un 3,1% superior al valor alcanzado el mes de noviembre, pero un 2,0% por debajo del valor registrado el mismo mes del año anterior.
- Esta generación ha aportado el 33,1% de la cobertura de la producción bruta mensual, valor superior en 1,6 puntos a su contribución media en términos acumulados.
- Durante todo el mes de diciembre, ha continuado la parada de recarga de combustible y mantenimiento en la central de José Cabrera.
- Esta única actuación programada durante este mes, ha situado al coeficiente de disponibilidad en un 98,0%, valor inferior en casi dos puntos al registrado en el mismo mes del año anterior. Por su parte el factor de carga mensual, ha sido del 98,1%, inferior también en casi dos puntos al registrado en diciembre de 2002.
- La producción acumulada del equipo nuclear hasta el mes de diciembre ha sido de 61.835 GWh, un 1,9% inferior a la del mismo periodo del año anterior, consecuencia de la mayor concentración de actuaciones programadas en las centrales durante este año. Esta generación ha cubierto el 31,5% de la producción bruta del periodo, 2,4 puntos por encima que en el mismo periodo del 2002.
- Los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga de este mes, han situado los valores acumulados de estas magnitudes en diciembre, en el 92,1%, 1,7 puntos por debajo del

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	0	-	1.140	12,9	1.140	12,9
Garaña	466	347	1,1	3.739	-6,5	3.739	-6,5
Almaraz I	974	729	0,5	7.807	0,9	7.807	0,9
Ascó I	1.028	766	0,5	7.918	-10,0	7.918	-10,0
Almaraz II	983	726	0,8	6.896	-18,4	6.896	-18,4
Cofrentes	1.025	818	0,6	8.291	1,2	8.291	1,2
Ascó II	1.027	754	1,5	8.880	9,2	8.880	9,2
Vandellós II	1.087	776	-3,8	8.496	1,7	8.496	1,7
Trillo I	1.066	788	-0,6	8.667	3,7	8.667	3,7
Sistema peninsular	7.816	5.704	-2,0	61.835	-1,9	61.835	-1,9

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

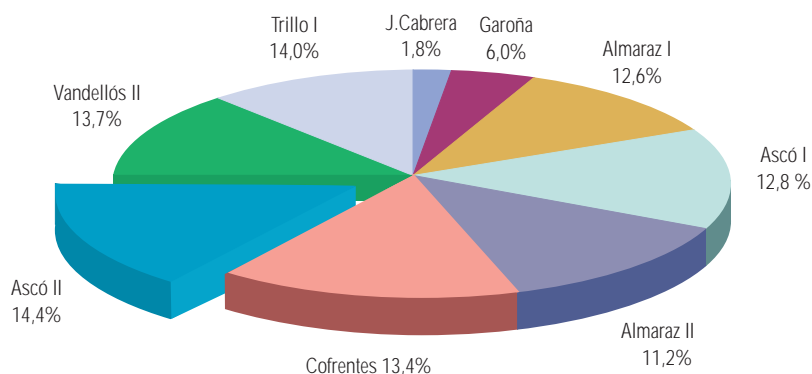
registrado en el mismo periodo del año anterior y en un 90,3%, casi dos puntos menos a los registrados en el periodo enero-diciembre de 2002.

- Durante el mes se han fabricado 144 elementos combustible, tipo BWR, para la central alemana de Gundremmingen.

Producción térmica convencional

- La producción térmica convencional, durante el mes de diciembre, ha continuado en la línea de bajas producciones que viene registrándose desde el mes de octubre, como resultado del importante incremento de la generación hidráulica, situándose en 6.746 GWh, un 17,3% superior a la del mismo mes del año anterior.
- Por lo tanto, la generación térmica convencional, en diciembre, ha representado un 39,1% en la participación de la producción bruta mensual, 2,6 puntos por encima de la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior y 8,0 puntos inferior a la participación en el mes precedente.
- Durante los doce meses transcurridos del año, la producción térmica convencional acumulada ha alcanzado los 95.400 GWh, un 5,1% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior, situando en un 48,7% la contribución de esta tecnología a la producción bruta acumulada, 5,3 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior, consecuencia de la significativa generación de las centrales hidroeléctricas durante el año 2003 y de la fuerte sequía de los ocho primeros meses del año 2002.
- Por tecnologías, en el conjunto del año 2003, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 61,9% de la producción térmica total, contribución inferior en 3,3 puntos a la del mismo periodo del año anterior. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 13,9%, 0,8 puntos superior a la aportación alcanzada en el año anterior; mientras que las centrales de fuel durante este mes han aportado tan sólo el 4,5%, 5,4 puntos por debajo de la participación en el mismo periodo del año 2002. Los grupos cuyo combustible principal es el gas natural, han continuado aumentando su contribución hasta un 19,6%, casi ocho puntos por encima a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- 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

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



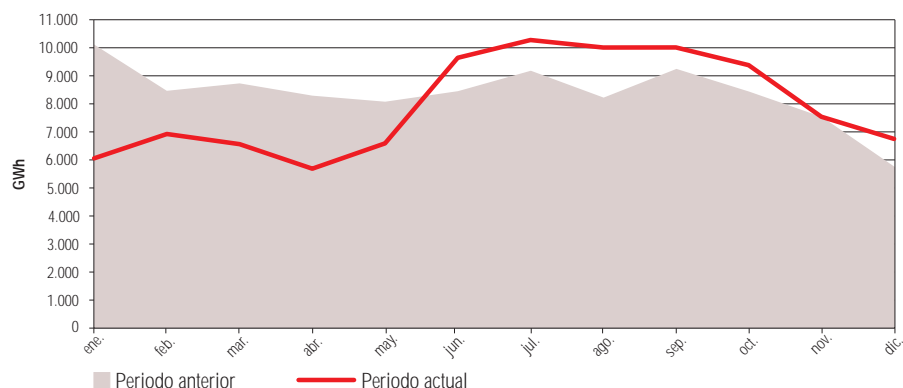
Grupo	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	0,0	100,0	0,0	81,3	12,9	0,0
Garoña	100,0	0,0	0,0	91,6	6,0	0,8
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	91,6	6,0	0,0
Ascó I	100,0	0,0	0,0	87,9	9,8	0,0
Almaraz II	99,3	0,0	0,0	80,1	12,4	2,9
Cofrentes	100,0	0,0	0,0	92,3	8,4	2,0
Ascó II	98,7	0,0	0,0	98,7	0,0	0,1
Vandellós II	95,9	0,0	0,0	89,2	6,8	0,3
Trillo I	99,3	0,0	0,0	92,8	5,2	1,1
Sistema peninsular	98,1	2,0	0,0	90,3	7,0	0,9

Combustible nuclear	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	220	220
Exportación	0	138	138
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	72	72
Exportación	144	308	308
Nº elementos importación:			
PWR	0	24	24
BWR	0	136	136

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



las centrales de carbón y del uso del fuel-oil como combustible de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, durante el año 2003, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos ha sido el 34,7% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 40,2%. La producción con gas ha ascendido a un 20,2%, pero la de fuel se ha reducido a un 5,0%.

- En los doce meses transcurridos del año, todas las tecnologías han reducido su producción respecto al mismo periodo del año 2002, salvo las de gas natural y carbón importado. El descenso más acentuado se ha producido en la generación con fuel, que se ha visto reducida en un 56,7%. Por su parte, el fuerte incremento en los grupos de gas natural, 58,8%, ha sido debido al importante incremento de potencia instalada a causa de la puesta en servicio de numerosos grupos de ciclo combinado.
- La utilización del equipo térmico durante el mes de diciembre, ha situado el factor de carga del periodo en el 40,3%, valor superior en un punto al alcanzado en el mismo mes de 2002. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 94,2%, valor superior en casi siete puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el conjunto del año 2003, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 73,2% de la producción térmica total, 2,5 puntos por encima a la aportada en el mismo periodo el año anterior.

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

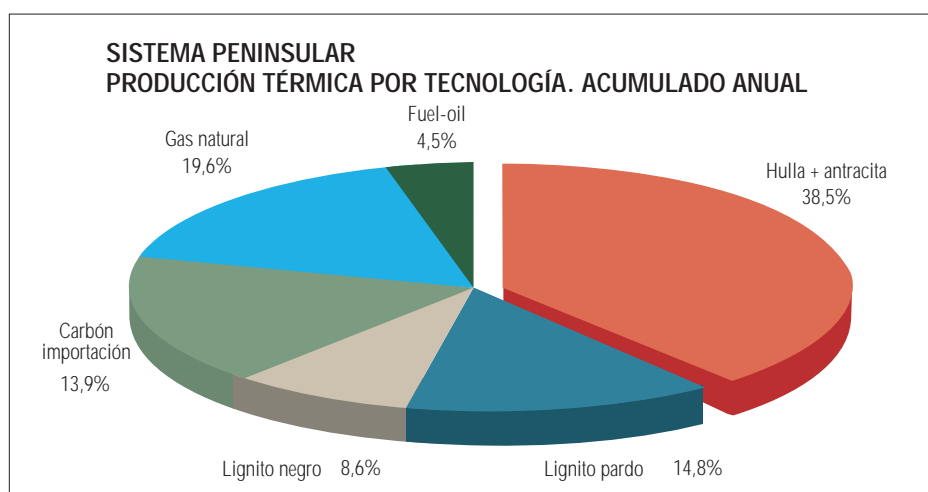
Factor de indisponibilidad: es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado periodo de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando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

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	2.600	9,2	36.701	-9,0	36.701	-9,0
Lignito pardo	2.031	1.134	19,4	14.143	-9,6	14.143	-9,6
Lignito negro	1.502	662	38,0	8.222	-14,5	8.222	-14,5
Carbón importación	1.944	987	0,5	13.290	0,7	13.290	0,7
Gas natural (*)	7.826	1.204	56,8	18.708	58,8	18.708	58,8
Fuel-oil	3.498	160	-16,2	4.335	-56,7	4.335	-56,7
Sistema peninsular	22.889	6.746	17,3	95.400	-5,1	95.400	-5,1
Carbón	510	329	14,5	3.547	0,1	3.547	0,1
Fuel-oil	2.996	797	7,7	9.667	13,7	9.667	13,7
Sistemas extrapeninsulares	3.506	1.125	9,6	13.214	9,7	13.214	9,7

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	57,4	0,0	3,6	68,8	2,4	6,9
Lignito pardo	75,0	0,0	0,6	79,5	3,1	1,5
Lignito negro	59,2	0,0	0,3	62,5	5,1	6,1
Carbón importación	68,2	0,0	2,1	78,0	3,2	3,8
Gas natural (*)	20,7	0,0	1,1	29,7	3,0	4,9
Fuel-oil	6,1	0,0	26,5	13,9	1,8	27,2
Sistema peninsular	40,3	0,0	5,8	48,8	2,8	8,7
Carbón	86,6	0,0	2,8	79,4	6,5	2,5
Fuel-oil	35,8	4,9	5,0	34,0	5,2	4,8
Sistemas extrapeninsulares	43,2	4,2	4,7	40,2	5,4	4,4

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

Combustible	Diciembre					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	635	26,0	1.912	-4,0	1.595	8.578	-8,5	23.172	8.578	-8,5	23.172
Lignito pardo	156	2,2	12	-72,6	345	2.437	-9,8	5.803	2.437	-9,8	5.803
Lignito negro	107	159,6	722	-17,2	242	1.498	-11,2	4.128	1.498	-11,2	4.128
Carbón importación	1.105	10,2	2.400	-12,2	2.790	13.878	-4,3	38.373	13.878	-4,3	38.373
Gas natural (**)	429	166,5	-	-	1.564	4.677	48,5	18.188	4.677	48,5	18.188
Gas siderúrgico	33	81,6	-	-	79	418	-7,7	1.072	418	-7,7	1.072
Fuel-oil	74	-11,6	598	-24,3	196	1.629	-54,5	4.729	1.639	-54,5	4.729
Sistema peninsular	2.539	26,8	5.644	-12,2	6.746	33.115	-6,6	95.400	33.115	-6,6	95.400
Carbón	103	17,8	134	-42,9	329	1.101	-2,1	3.547	1.101	-2,1	3.547
Fuel-oil	197	15,3	117	8,9	797	2.314	16,1	9.667	2.314	16,1	9.667
Sistemas extrapeninsulares	300	16,1	251	-26,6	1.125	3.415	9,5	13.214	3.415	9,5	13.214

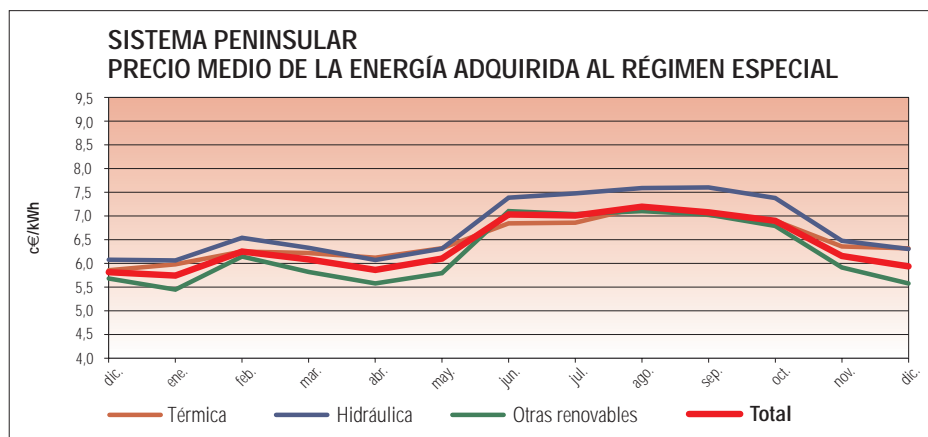
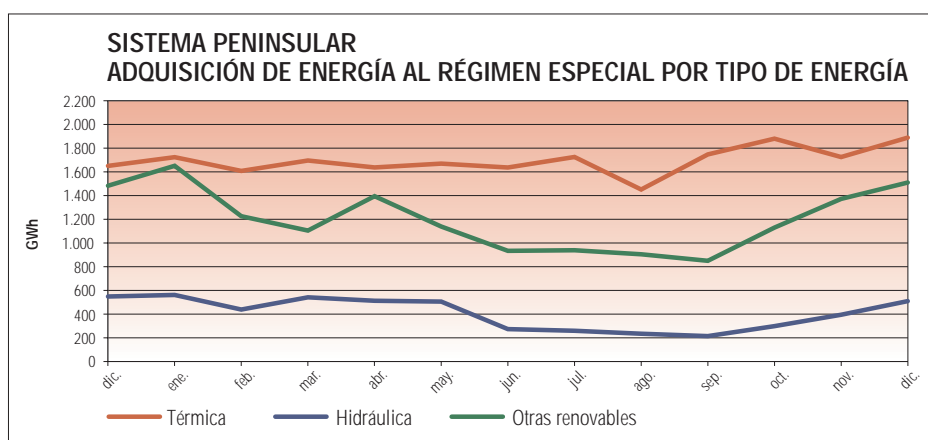
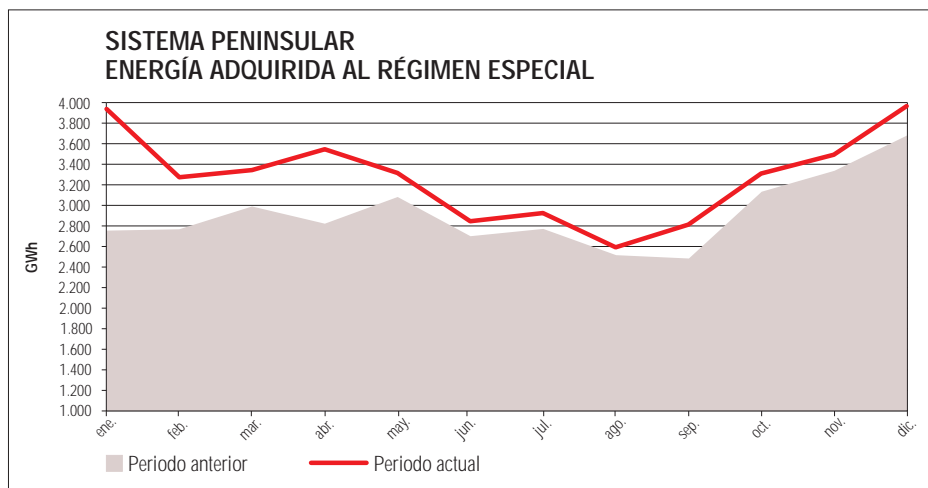
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS

1 kTEC = 0,7 kTEP. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTEP: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

Régimen especial (*)

- En diciembre, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 3.909 GWh, con un crecimiento del 6,1% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de diciembre, el volumen de energía acumulada en los once meses transcurridos del año, ha sido de 39.295 GWh, un 12,1% superior a la del mismo período del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 17,6% de la demanda de los últimos once meses, un punto superior a su contribución en el mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses destaca el aumento del peso específico de la energía procedente de centrales hidráulicas, que han incrementado su producción en un 26,1% a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 12,1% del total de energía adquirida en el periodo, 1,3 puntos más que el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 49 GWh, un 49,9% más que el del mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía se han incrementado tan sólo 1% respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 5,6% de la demanda interanual, aportación inferior en 7,9 puntos a la contabilizada en mismo periodo del año 2002.
- En diciembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial, se ha situado en 5,938 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,384 c€/kWh, un 3,9% inferior al del mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses, el mayor precio ha correspondido a la energía procedente de las centrales hidráulicas 6,617 c€/kWh, mientras que la energía procedente de centrales térmicas ha alcanzado los 6,507 c€/k.

(*) 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	Diciembre				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	5.925	1.889	14,4	6,318	7,9	20.389	6,2	6,507	5,2	20.389	6,2	6,507	5,2
Hidráulica	1.450	510	-7,1	6,305	3,7	4.750	26,1	6,617	-9,7	4.750	26,1	6,617	-9,7
Otras renovables	5.129	1.510	1,8	5,578	-1,8	14.156	17,2	6,198	-12,9	14.156	17,2	6,198	-12,9
Sistema peninsular	12.504	3.909	6,1	5,938	2,1	39.295	12,1	6,384	-3,9	39.295	12,1	6,384	-3,9
Térmica	90	27	25,3	-	-	391	4,3	-	-	391	4,3	-	-
Hidráulica	0,5	0,1	24,5	-	-	1,7	-3,0	-	-	1,7	-3,0	-	-
Otras renovables	133	22	96,0	-	-	346	-2,5	-	-	346	-2,5	-	-
Sistemas extrapeninsulares (**)	224	49	49,9	-	-	739	1,0	-	-	739	1,0	-	-

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

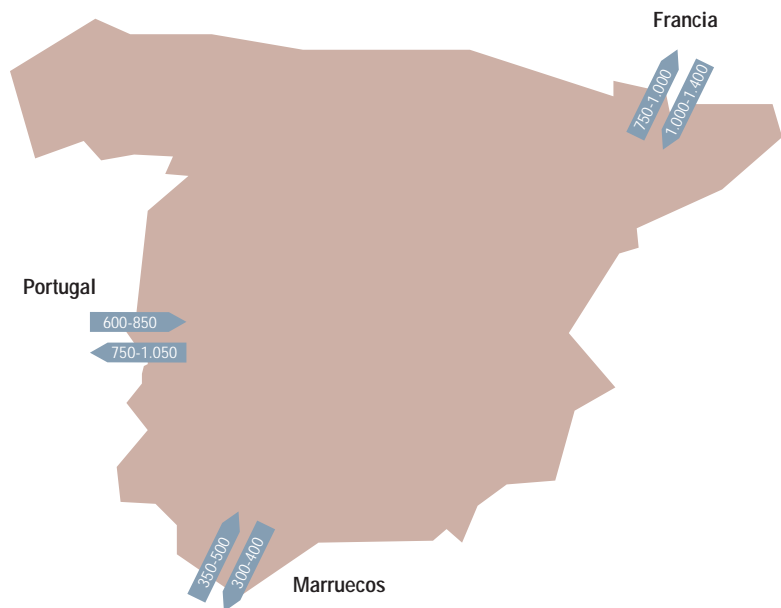
(*) Excluida la energía que realiza ofertas al mercado de producción.

(**) Datos de precios no disponibles.

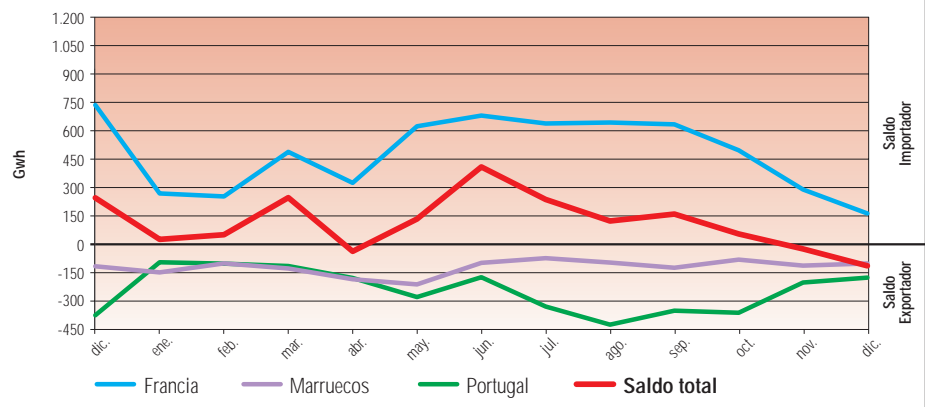
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de diciembre ha ascendido a 1.323 GWh, 13,8% menos que la del mismo mes del año anterior. El 54,3% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, lo que ha conducido, por segunda vez consecutiva, un saldo mensual exportador de 113 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 69,5% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA han ascendido, en diciembre, a un volumen de 372 GWh, un 28,1% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,4% restante.
- En diciembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal con 430 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Francia, 346 GWh, Marruecos, 106 GWh y Andorra, 38 GWh.
- El volumen total de energía intercambiada durante todo el año, ha alcanzado los 16.203 GWh, un 14,4% más que en el mismo periodo del año anterior. El 73,1% de esta energía, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 3.086 GWh. El 11,8% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, el contrato suscrito por REE ha aportado el 25,7% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 4.160 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos ha representado el 1,2% del volumen, aportando un saldo importador de 199 GWh.
- Tras el dato de diciembre, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 1.270 GWh, un 76,2% por debajo del registrado en el mismo periodo del año 2002, debido principalmente a la variación de signo de los intercambios realizados por los agentes que, al contrario del realizado en el año 2002, en este periodo han exportado más el doble de las importaciones.
- A lo largo del año, el 51,8% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 33,2% con Francia, con Marruecos el 12,6% y el 2,4% restante con Andorra.
- En el mes de diciembre, 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 DICIEMBRE 2003 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Diciembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-38	-38	0	-218	-218	0	-218	-218
Francia	86	-208	-122	2.414	-1.058	1.356	2.414	-1.058	1.356
Marruecos	0	-106	-106	1	-1.490	-1.489	1	-1.490	-1.489
Portugal	68	-243	-175	967	-4.300	-3.333	967	-4.300	-3.333
Mercado: Agentes	154	-595	-440	3.382	-7.066	-3.684	3.382	-7.066	-3.684
Francia	372	0	372	4.160	-2	4.159	4.160	-2	4.159
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mercado: Contratos REE	372	0	372	4.160	-2	4.159	4.160	-2	4.159
Andorra	0	0	0	0	-61	-61	0	-61	-61
Francia	5	-47	-43	329	-135	195	329	-135	195
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	50	-68	-17	665	-201	464	665	-201	464
Contratos bilaterales	55	-115	-60	995	-397	598	995	-397	598
Andorra	0	-8	-8	8	0	7	8	0	7
Francia	3	0	3	73	-2	72	73	-2	72
Marruecos	5	0	5	33	0	32	33	0	32
Portugal	17	0	17	85	0	85	85	0	85
Apoyo y desvíos	24	-8	15	199	-2	197	199	-2	197
Total intercambios	605	-718	-113	8.736	-7.467	1.270	8.736	-7.467	1.270

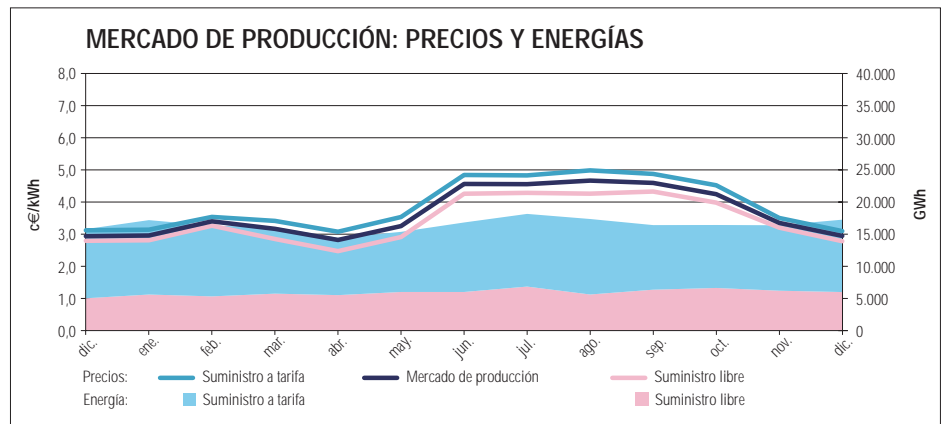
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción durante el mes de diciembre han alcanzado uno de los valores más bajos del año, continuando con la trayectoria descendente que se ha venido observando desde el mes de agosto.
- El precio medio ha sido 2,944 c€/kWh, un 12,1% menos que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 17.641 GWh. Respecto de diciembre de 2002, el precio ha aumentado tan sólo un 0,3%, frente a un aumento del 7,3% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,726 c€/kWh, un 18,5% 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 11.254 GWh, lo que supone un aumento del 4,7% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 3,092 c€/kWh, un 11,7% menor que el mes anterior y un 0,8% menor que el mismo mes de 2002.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.988 GWh, un 3,3% menos que el mes pasado y un 19,3% más que hace un año. Esta cifra representa el 33,9% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 2,779 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 10,1%



Precios	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/nov.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	2,944	-12,1	0,3	3,726	-18,5	3,726	-18,5
Mercado diario	2,256	-15,2	1,2	3,026	-22,2	3,026	-22,2
Otros mercados	0,234	-0,8	-10,3	0,249	8,6	0,249	8,6
Garantía de potencia	0,454	0,2	2,3	0,452	0,1	0,452	0,1
Suministro a tarifa (**)	3,092	-11,7	-0,8	3,955	-18,1	3,955	-18,1
Mercado diario	2,265	-14,9	1,4	3,034	-22,6	3,034	-22,6
Otros mercados	0,269	-1,1	-17,2	0,285	6,6	0,285	6,6
Garantía de potencia	0,558	-1,6	0,0	0,636	-0,6	0,636	-0,6
Suministro libre (***)	2,779	-13,2	-0,5	3,473	-20,5	3,473	-20,5
Mercado diario	2,270	-15,4	-0,4	3,059	-22,4	3,059	-22,4
Otros mercados	0,222	-1,3	-12,9	0,253	-6,3	0,253	-6,3
Garantía de potencia	0,287	-1,7	11,2	0,161	3,1	0,161	3,1

Energías	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/nov.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	17.641	5,5	7,3	203.516	7,7	203.516	7,7
Suministro a tarifa (**)	11.254	10,6	4,7	126.401	7,5	126.401	7,5
Suministro libre (***)	5.988	-3,3	19,3	71.850	12,6	71.850	12,6
Contratos bilaterales	165	-1,7	45,7	1.270	92,2	1.270	92,2

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos de REE.

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

(*) Incluye la demanda de bombeo. (**) Distribuidores y Exportaciones REE. (***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

Precio final del mercado de producción (c€/kWh)

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
L1	2,136	2,105	2,008	1,958	1,897	1,901	2,374	2,435	2,480	2,548	3,125	3,104	2,801	2,615	2,521	2,486	2,891	3,950	4,258	4,169	4,012	2,980	2,318	2,439	2,826
M2	2,423	2,394	2,100	2,049	2,025	2,024	2,421	2,868	3,796	3,884	3,996	3,975	3,969	3,962	2,911	3,045	3,819	4,141	4,704	4,988	4,331	4,097	3,726	3,650	3,485
X3	2,619	2,408	1,955	2,024	1,870	1,976	2,427	2,860	3,703	3,811	3,941	3,927	3,910	3,836	3,022	3,663	3,856	4,192	5,644	5,450	4,452	4,072	2,820	3,640	3,533
J4	2,266	2,378	2,145	2,169	2,067	2,036	2,685	3,034	3,786	3,849	3,941	3,920	3,885	3,902	3,801	3,918	4,152	4,519	6,395	6,043	4,267	4,141	3,716	3,588	3,726
V5	2,107	2,157	1,940	2,047	1,874	1,842	2,219	2,537	3,150	3,833	3,920	3,935	3,962	3,935	2,591	2,803	3,346	4,314	4,524	4,591	4,332	4,182	3,529	3,111	3,271
S6	3,681	3,532	2,527	2,268	2,171	2,058	1,925	1,692	1,578	1,929	2,301	2,304	2,367	2,343	2,250	2,018	2,018	2,192	2,863	3,606	3,690	3,677	3,608	3,585	2,646
D7	2,909	2,291	2,132	1,969	1,916	1,819	1,749	1,653	1,588	2,033	2,033	2,069	2,033	2,100	2,042	1,971	2,009	2,157	3,199	3,657	3,650	3,674	3,377	3,032	2,449
L8	2,497	2,213	2,103	1,949	1,915	1,822	1,699	1,677	1,662	1,972	2,080	2,063	2,000	2,114	2,126	2,129	2,121	2,364	3,539	3,577	3,628	3,645	3,489	3,514	2,486
M9	2,128	2,262	2,135	1,962	1,871	1,907	2,362	2,230	2,275	2,623	3,894	3,929	3,953	3,976	3,135	3,881	4,106	4,188	6,953	6,452	4,186	4,120	3,739	3,247	3,538
X10	2,649	2,619	2,324	2,283	2,117	2,145	2,849	3,420	3,801	3,857	4,086	4,043	4,047	3,987	3,925	3,989	4,134	4,491	7,155	5,955	4,566	4,434	3,867	3,775	3,884
J11	2,636	2,440	2,237	2,278	2,103	2,105	2,338	2,388	2,805	3,717	3,904	3,902	3,906	3,838	2,959	3,807	4,022	4,111	6,032	6,790	4,085	3,993	3,111	3,545	3,562
V12	2,471	2,289	2,129	2,256	2,117	2,079	2,387	2,725	3,021	3,773	3,807	3,877	3,855	3,198	2,522	2,656	2,818	3,812	4,131	4,081	4,042	3,929	3,022	3,051	3,144
S13	2,428	2,682	2,237	2,279	2,165	2,034	1,947	1,914	2,069	2,397	2,047	3,297	3,174	3,113	2,721	2,464	2,431	2,541	3,711	3,661	3,733	3,685	3,128	3,689	2,821
D14	3,114	2,310	2,222	2,184	2,111	1,912	2,118	2,030	2,004	2,170	2,245	2,217	2,262	2,288	2,293	2,192	2,168	2,313	3,092	3,377	3,526	3,625	3,409	3,570	2,585
L15	2,470	2,163	1,979	1,963	1,873	1,892	2,098	2,283	2,539	3,556	3,634	3,883	3,736	2,641	2,458	2,464	2,633	3,866	4,274	4,290	4,288	4,266	3,141	3,083	3,088
M16	2,106	2,119	2,001	2,034	1,943	1,975	2,136	2,804	3,703	3,821	3,882	3,884	3,821	3,257	2,551	3,529	3,946	4,151	4,301	4,353	4,128	3,988	3,751	3,651	3,339
X17	2,063	2,053	1,888	1,921	1,857	1,823	1,985	2,207	2,225	2,261	2,280	2,298	2,300	2,280	2,081	2,091	2,259	2,520	3,776	3,985	3,445	2,648	2,174	2,634	2,423
J18	2,116	2,159	2,034	2,056	2,003	2,028	2,150	2,662	3,222	3,378	3,462	3,453	3,475	3,301	3,150	3,204	3,313	3,880	4,279	4,134	4,072	3,999	3,168	3,259	3,150
V19	2,519	2,468	1,989	2,078	1,973	1,956	2,120	2,465	2,813	3,074	3,365	3,363	3,127	3,305	2,291	2,282	2,467	3,091	4,036	4,023	3,936	3,345	2,281	2,922	2,824
S20	3,584	3,477	2,689	2,367	2,165	2,135	2,003	1,905	1,859	2,128	2,241	2,435	2,299	2,338	2,334	2,260	2,137	2,365	3,012	3,487	3,485	3,001	2,911	2,942	2,602
D21	2,502	2,525	2,428	2,399	2,182	2,142	1,958	1,813	1,923	2,254	2,199	2,052	2,059	2,057	2,051	1,977	1,992	2,045	2,271	2,317	2,353	2,786	2,282	2,302	2,215
L22	2,428	1,980	1,689	1,665	1,573	1,436	1,786	1,851	1,903	2,187	2,594	2,624	2,675	2,728	2,523	2,448	2,589	2,949	4,016	4,024	3,823	3,530	3,126	3,232	2,647
M23	2,546	2,203	1,925	1,933	1,917	1,899	1,968	2,081	2,221	2,404	3,092	3,006	2,853	2,260	2,241	2,248	2,417	3,258	4,041	4,074	3,984	3,534	2,243	3,187	2,716
X24	2,821	2,530	2,085	1,970	1,951	1,659	1,755	1,438	1,438	1,872	2,092	2,081	2,088	2,107	1,898	1,872	1,794	2,067	2,735	2,959	2,306	2,269	1,700	2,221	2,109
J25	3,480	2,991	3,016	2,945	2,145	1,953	1,949	1,945	1,809	1,955	2,034	2,045	2,151	2,201	2,151	2,013	2,077	2,288	3,083	3,682	3,668	3,724	3,446	3,723	2,692
V26	3,003	2,715	2,686	2,651	2,301	2,367	2,591	2,733	3,198	3,305	3,786	3,716	3,730	3,172	3,063	3,069	3,215	3,430	3,906	3,904	3,799	3,760	3,660	3,635	3,281
S27	2,759	1,963	2,216	2,335	2,211	1,994	1,992	1,961	1,894	1,957	2,203	2,287	2,293	2,121	2,332	2,088	2,095	2,224	2,505	3,082	3,267	3,169	3,039	3,044	2,427
D28	2,257	2,101	2,208	2,156	1,979	1,928	1,874	1,818	1,749	1,914	2,148	1,938	1,962	1,977	1,982	1,934	1,912	2,041	2,961	3,107	3,117	3,206	3,080	3,050	2,328
L29	3,001	2,593	2,290	2,178	2,131	2,095	2,174	2,404	2,665	3,348	3,296	3,313	3,325	3,382	3,276	3,237	3,360	3,420	3,978	4,149	4,050	3,792	3,338	3,280	3,169
M30	2,318	2,176	2,046	2,087	1,917	1,878	2,101	2,147	2,381	2,190	2,511	3,074	3,170	3,265	2,644	2,340	2,735	2,768	3,820	4,089	3,502	3,243	3,109	3,052	2,754
X31	3,039	2,508	2,258	1,948	1,895	1,636	1,645	1,593	0,937	1,837	2,083	2,086	2,095	2,096	1,872	1,610	1,542	1,995	2,405	3,331	3,089	2,207	2,043	2,654	2,123
Media	2,608	2,418	2,176	2,138	2,008	1,956	2,146	2,315	2,570	2,878	3,107	3,130	3,095	2,952	2,613	2,709	2,880	3,270	4,196	4,271	3,811	3,601	3,098	3,217	2,944

 Mínimo: 0,937
 Precios de 0,937 a 2,204
 Precios de 2,204 a 3,144
 Precios de 3,144 a 7,155
 Máximo: 7,155

Percentiles del 33% de los valores registrados en el mes.

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

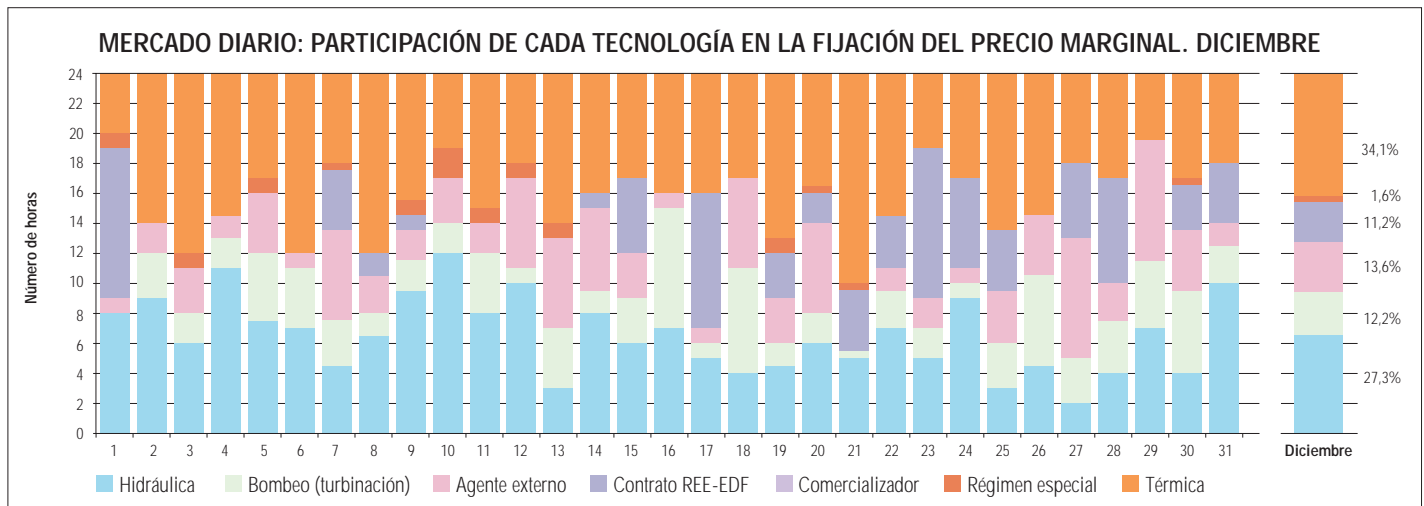
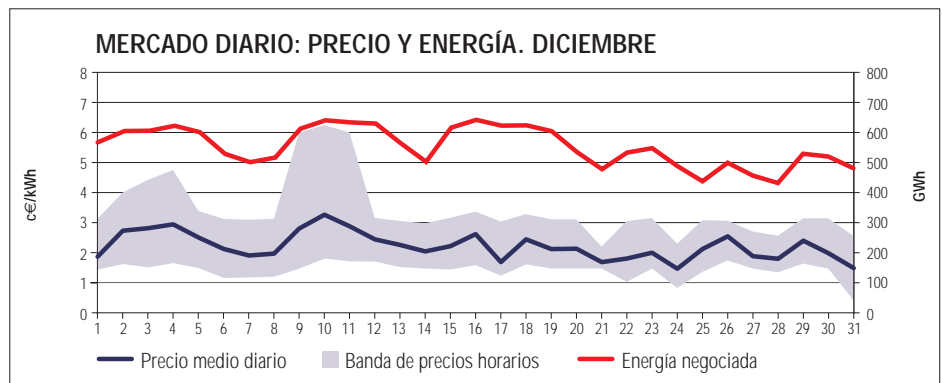
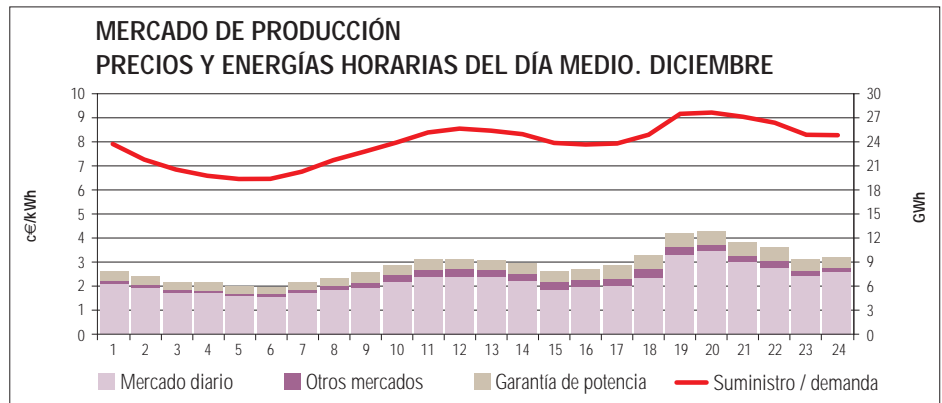
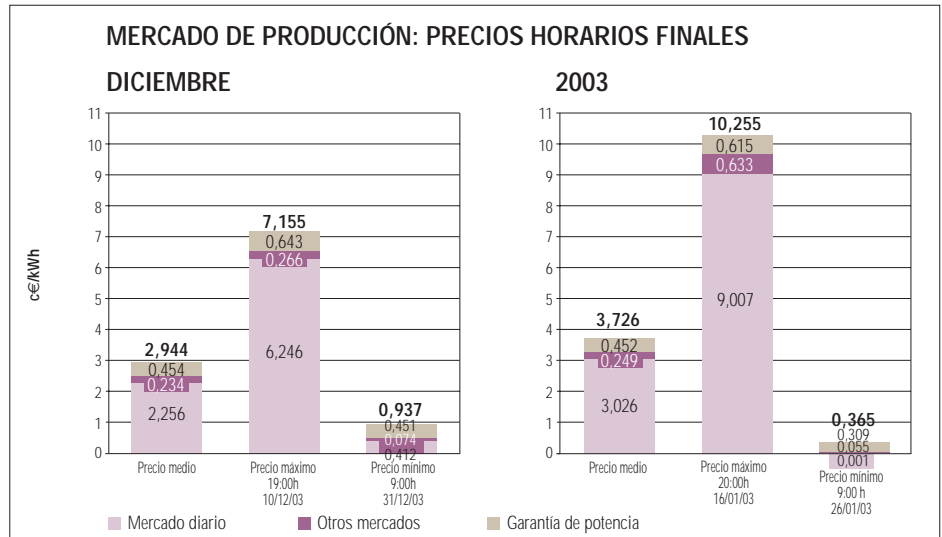
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de diciembre, precio valle, ha sido 2,484 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,046 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 7,155 c€/kWh, en la hora 19 del miércoles 10, mientras que el precio mínimo fue 0,937 c€/kWh en la hora 9 el miércoles 31, la relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 7,64 veces, muy superior a las 1,5 veces del mes anterior.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 1,956 y 4,271 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 19,4 y 27,7 GWh.

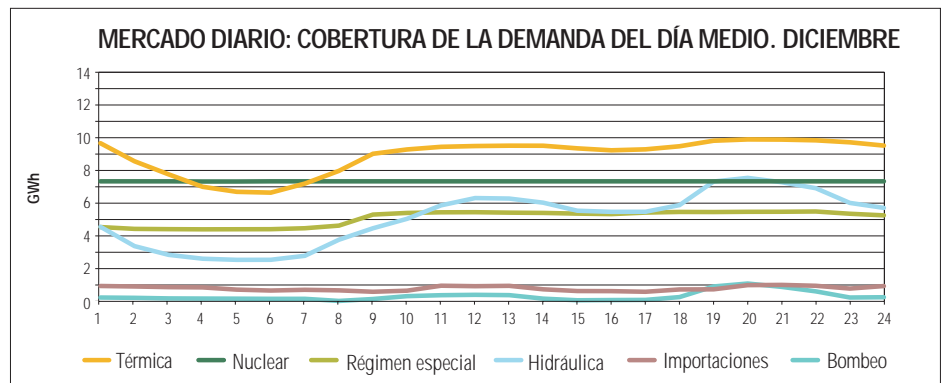
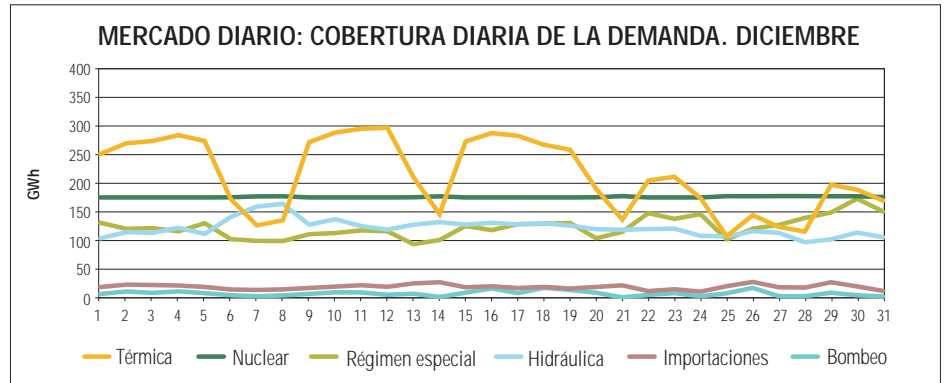
Mercado diario

- En diciembre, el precio medio del mercado diario ha sido 2,256 c€/kWh, la energía adquirida ha sido de 17.641 GWh y el volumen económico contratado de 388,57 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,7% de la energía y el 74,8% del volumen económico.
- La curva de precios muestra una trayectoria paralela a la de energía negociada, ambas descendentes las dos últimas semanas. Destacan los altos precios registrados la segunda semana del mes, alcanzando valores superiores a los 6 c€/kWh. Lo mismo ocurre con la energía, que durante las primeras semanas supera numerosos días los 600 MWh.
- El precio mínimo del mes, 0,412 c€/kWh, se ha registrado en la hora 9



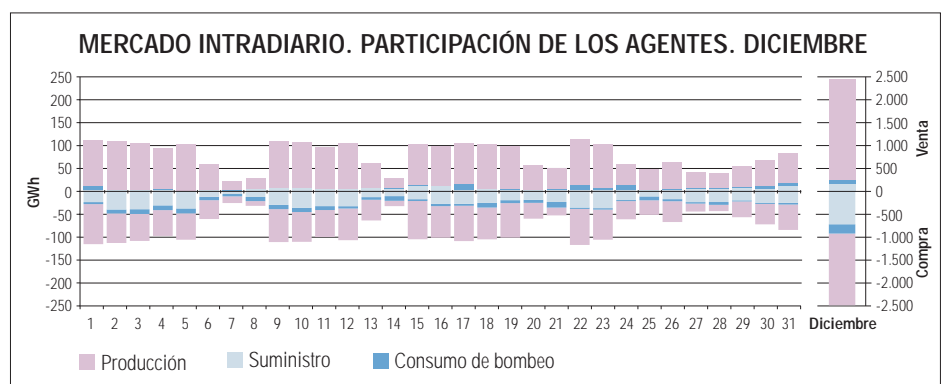
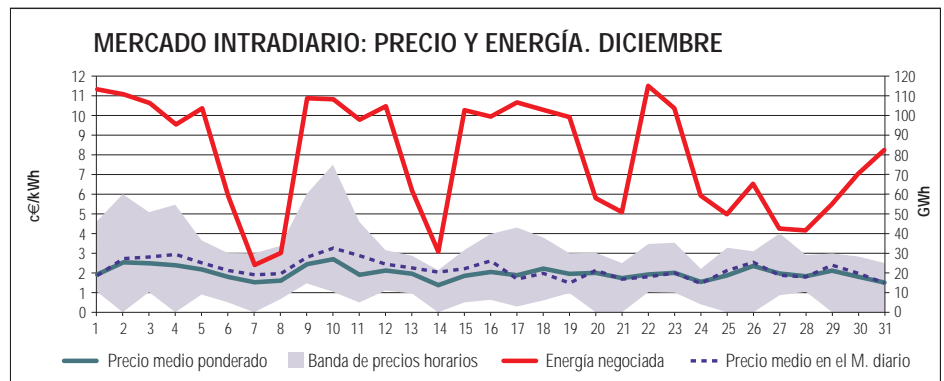
del miércoles 31, y el precio máximo del mes, 6,246 c€/kWh, se ha alcanzado en la hora 19 del miércoles 10.

- La cobertura de la demanda por tecnologías durante el mes de diciembre ha presentado importantes diferencias respecto a otros meses, los gráficos muestran un importante incremento de producción térmica las tres primeras semanas, descendiendo notablemente los últimos días del mes. Asimismo se ha observado un ligero incremento en la producción hidráulica.
- En relación a la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, en diciembre, las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal tan sólo un 39,5% de las horas, porcentaje muy inferior al 50,0% registrado en el mes de noviembre. Los grupos térmicos, también reducen su participación en la fijación de precios, marcando el marginal un 34,1% de las horas. Por su parte, han incrementado el porcentaje de horas que han marcado el marginal las unidades procedentes de agentes externos, 13,6%; el contrato de RED Eléctrica, 11,2% y el régimen especial un 1,6% de las horas.



Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 2,054 c€/kWh, un 13,3% menos que el mes anterior y un 8,9% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 2.459 GWh, un 53,6% más que el mes anterior. De esta energía, el 73,4% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 26,6% restante, 653 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda, destinada al consumo de bombeo, 110 GWh, y al suministro, 543 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,001 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1860, 231, 111, 56, 96 y 105 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 2,4 y 4,0 c€/kWh el 80% de los días.



Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de diciembre ha sido de 80,03 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,454 c€/kWh y que

supone el 15,4% del precio medio del mercado.

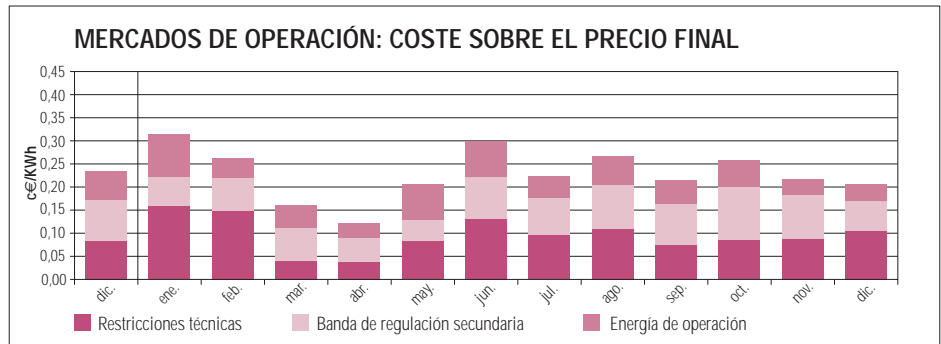
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste de 5,0 M€, con una

repercusión sobre el precio medio del mercado de 0,029 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 165 GWh en el mes de diciembre, un 1,7% menos que el mes anterior.

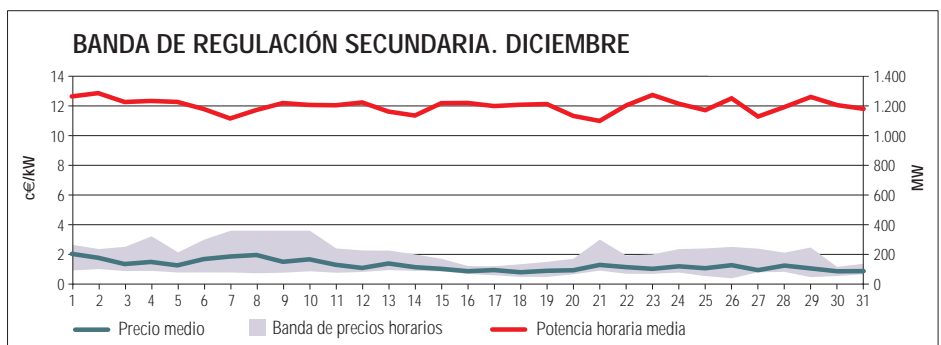
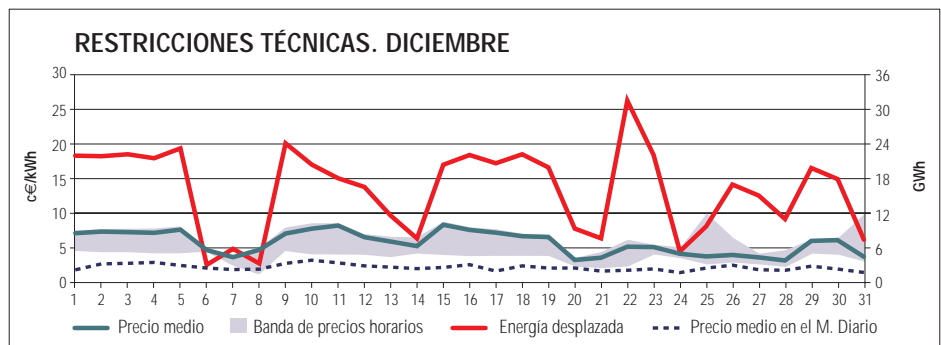
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en diciembre ha sido 0,208 c€/kWh, lo que equivale a un 7,1% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 4,6% inferior al del mes pasado y un 11,9% inferior al coste registrado en diciembre de 2002.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 503 GWh, un 2,9% de la energía correspondiente al mercado diario. Este volumen de energía supera en un 42,1% al valor registrado el mismo mes del año anterior, esta variación en la energía programada se debe, entre otros factores, a la mayor energía hidráulica casada en el mercado diario durante los primeros quince primeros días del mes, que unido con la elevada demanda, ha desplazado a la generación térmica en el mercado diario, que posteriormente debe ser programada por restricciones técnicas a la casación del mercado diario. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 6,296 c€/kWh, un 10,7% inferior al del mes de noviembre.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.205 MW, repartidos en 700 MW a subir y 505 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,266 c€/kWh un 33,9% menos que en noviembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,064 c€/kWh, un 32,6% más al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 755 GWh, repartida en 237 GWh a subir y 518 GWh a bajar, un 23,2% menos que en noviembre. El precio medio de venta ha sido 3,567 c€/kWh, superior en un 5,4% al del mes anterior y el de recompra 1,252 c€/kWh, un 0,7% superior al registrado en noviembre. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,039 c€/kWh, un 8,3% superior al del mes anterior.

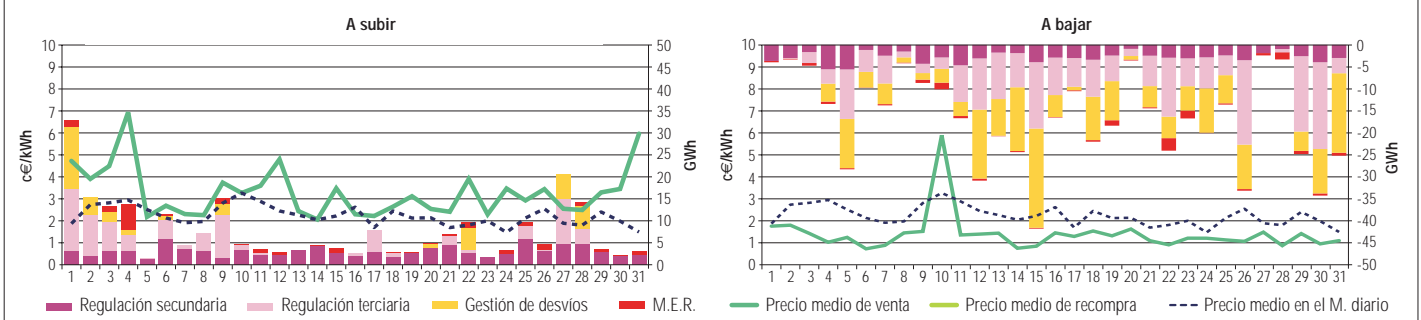


Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Diciembre					
Restricciones técnicas (*)	0,105	503		6,296	
Banda de regulación secundaria (**)	0,064	700	505	1,266	
Energía de operación (***)	0,039	237	518	3,567	1,252
Regulación secundaria		93	89	2,390	1,814
Regulación terciaria		80	217	3,290	1,044
Gestión de desvíos		42	194	3,098	1,323
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		21	18	10,618	0,227
Total	0,208				

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

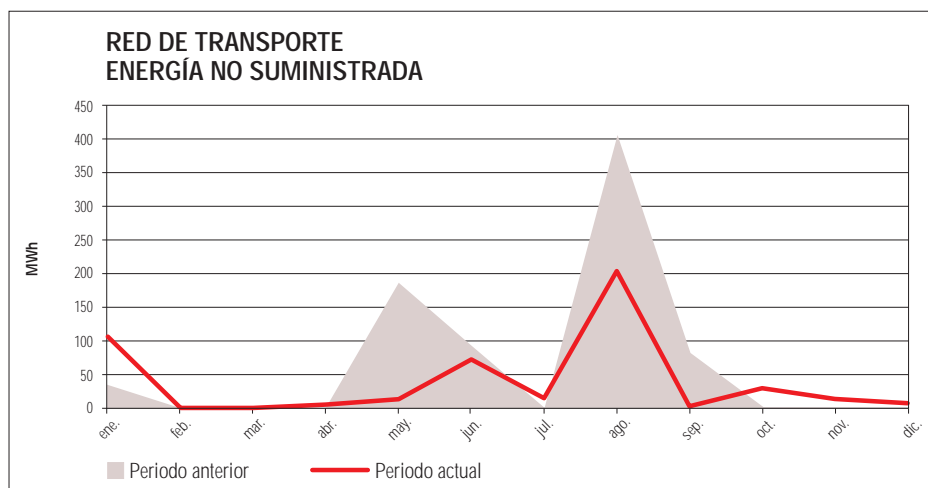


ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. DICIEMBRE



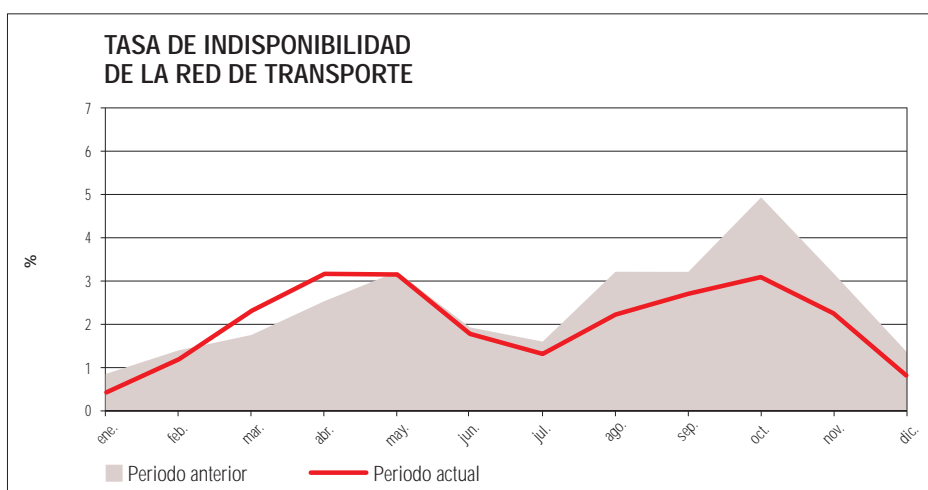
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 han registrado cuatro cortes de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. El primero tuvo lugar en Madrid, con una energía no suministrada de 6,17 MWh. Los otros tres han tenido lugar en Aragón, de 0,32, 0,11 y 0,43 MWh respectivamente.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 466,2 MWh, de los que 30,8 MWh corresponden a incidencias en las instalaciones de Red Eléctrica de España, anteriores a la adquisición de los nuevos activos. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo periodo se situó en 1,097 minutos, valor muy inferior al registrado en el mismo mes del año anterior, debido a la reducción de pérdidas de mercado que se han producido durante este periodo.
- La tasa de disponibilidad de la Red de transporte en el mes de diciembre ha sido del 99,2%, 1,2 puntos superior a la registrada en el mismo periodo del año anterior.
- Tras el registro de diciembre, la tasa de disponibilidad acumulada de la Red de transporte se ha situado en el 98,0%.



Red de transporte Calidad del servicio	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	7,0	466,2	466,2
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	30,8	30,8
REE (Instalaciones adquiridas)	7,0	329,6 (*)	-
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	0,016	1,095	1,095
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,072	0,072
REE (Instalaciones adquiridas)	0,016	0,774(*)	-

(*) Acumulado anual a partir de abril, fecha en que se consideran las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.



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 el periodo a calcular.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros.

Red de transporte Tasa de indisponibilidad	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,65	-20,5	1,17	-22,5	1,17	-22,5
Indisponibilidades fortuitas	0,03	150,0	0,05	136,4	0,05	136,4
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,14	-65,6	0,83	-2,4	0,83	-2,4
Total	0,81	-33,7	2,05	-13,8	2,05	-13,8

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

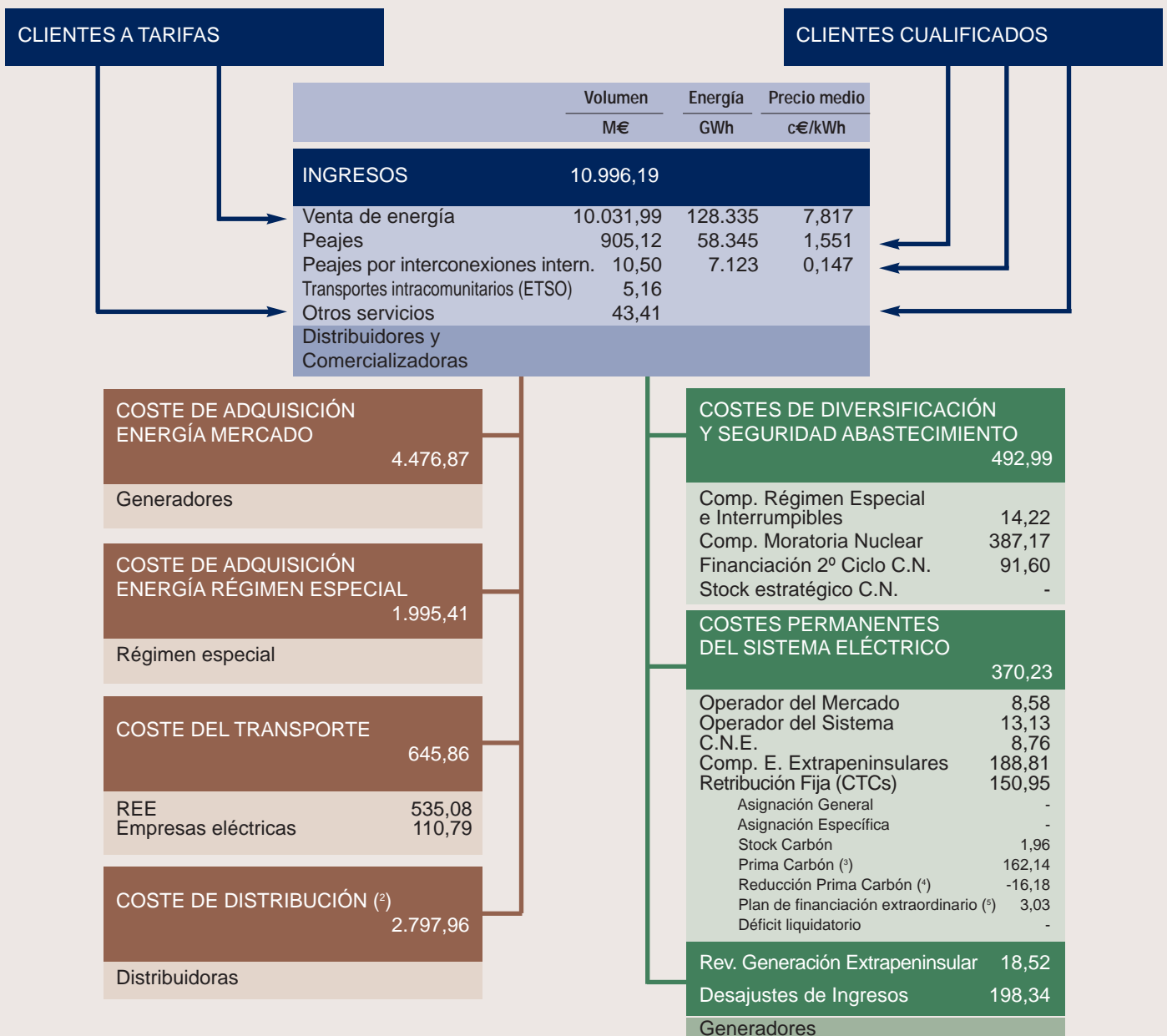
5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 12 del año 2003, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 10.996,19 M€, de los cuales el 91,2% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc) y el 8,4% a peajes y transportes intracomunitarios.
- Del total de ingresos, 492,99 M€ han ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, 370,23 M€ han cubierto los costes permanentes que se liquidan a través de cuotas sobre la facturación a tarifa integral y de tarifas de acceso, mientras que 216,86 M€ han cubierto los desajustes de ingresos de años anteriores a 2003 y la revisión derivada de los costes de generación extrapeninsular.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 12 ha sido 150,95 M€.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 12 del año 2003, se ha elevado a 4.476,87 M€ correspondientes a una energía estándar de 113.233 GWh.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS
Liquidación nº 12, 2003. Periodo Enero-Diciembre (1)

(Millones de euros)



(1) 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.

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

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

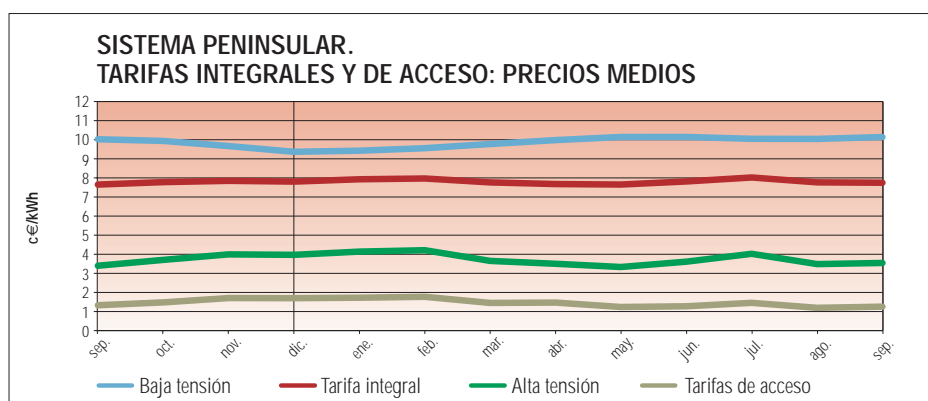
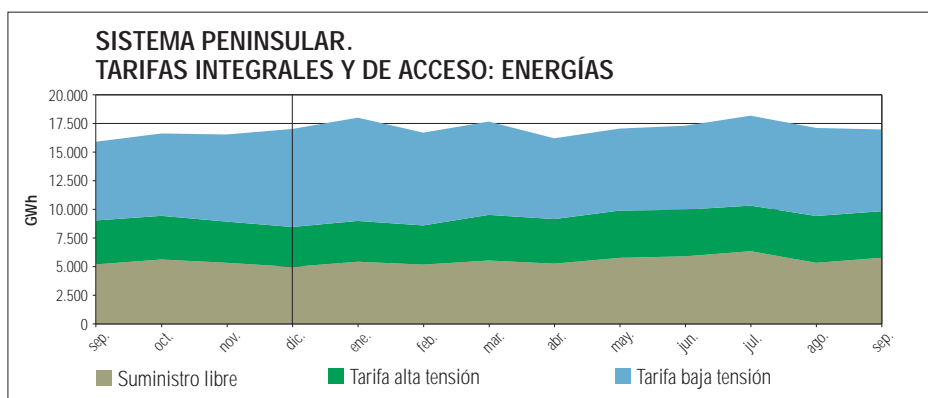
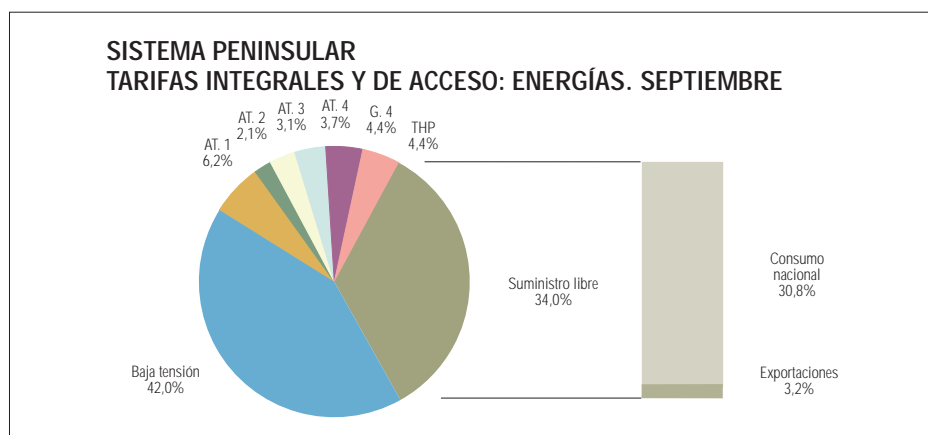
(4) Imputación al año 2003 de la reducción de la Prima Carbón de los años 1998 y 1999 establecida en el punto 116 de la Decisión de la Comisión Europea de 25 de julio de 2001.

(5) Plan de financiación extraordinario para ELCOGAS con cargo a la asignación específica de los CTCs establecido en Orden ministerial de 10 de octubre de 2001.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en septiembre se ha elevado a 11.212 GWh, un 4,6% superior al del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento ha continuado en la línea de elevados incrementos, debido a la estabilización respecto a septiembre del 2002 del consumo de los clientes cualificados en el mercado libre. Así como del notable incremento de la demanda, especialmente la de baja tensión, la de mayor peso específico sobre el consumo de tarifa regulada.
- Tras el dato de septiembre, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 139.047 GWh, un 4,6% superior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en septiembre ha sido 7,757 c€/kWh, valor superior en 1,3 puntos al del mismo periodo del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003.
- En septiembre la energía consumida en el mercado libre representó el 34,0% del consumo total, 2,8 puntos por debajo a la registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 32,4%, valor similar al porcentaje registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en septiembre ha sido de 1,246 c€/kWh, con lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,462 c€/kWh, 1,3 puntos superior al del mismo periodo del año anterior.

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



Tarifa integral	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%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.059	14,3	6,434	2,6	9.343	14,3	6,380	2,3	12.093	13,8	6,370	1,8
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	353	4,3	3,332	3,6	3.115	5,1	3,381	1,0	4.087	4,4	3,431	1,4
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	519	-0,2	2,566	0,4	4.349	0,9	2,669	0,3	5.700	2,5	2,756	1,0
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	625	11,3	2,050	0,3	5.086	8,4	2,210	0,8	6.475	5,9	2,301	1,6
G.4 (Grandes consumidores)	752	2,3	2,343	2,8	6.685	0,9	2,319	2,2	8.885	0,6	2,303	2,0
Tarifa horaria de potencia	762	0,3	2,692	2,6	6.638	1,9	3,313	1,5	8.879	2,1	3,459	-2,1
Alta tensión	4.070	6,0	3,542	4,3	35.217	5,8	3,705	3,7	46.119	5,4	3,748	2,8
Baja tensión	7.143	3,9	10,158	1,2	69.549	5,4	9,916	1,0	92.928	4,2	9,851	0,9
Sistema peninsular	11.212	4,6	7,757	1,3	104.765	5,6	7,828	1,4	139.047	4,6	7,826	1,0
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.239	6,4	1,363	-1,8	45.449	4,7	1,557	6,7	59.858	4,5	1,608	7,0
Exportaciones	538	96,3	0,111	2,4	5.106	151,8	0,132	12,3	6.643	150,9	0,139	11,6
Total	5.777	11,1	1,246	-5,6	50.556	11,3	1,413	1,0	66.502	10,9	1,462	1,3

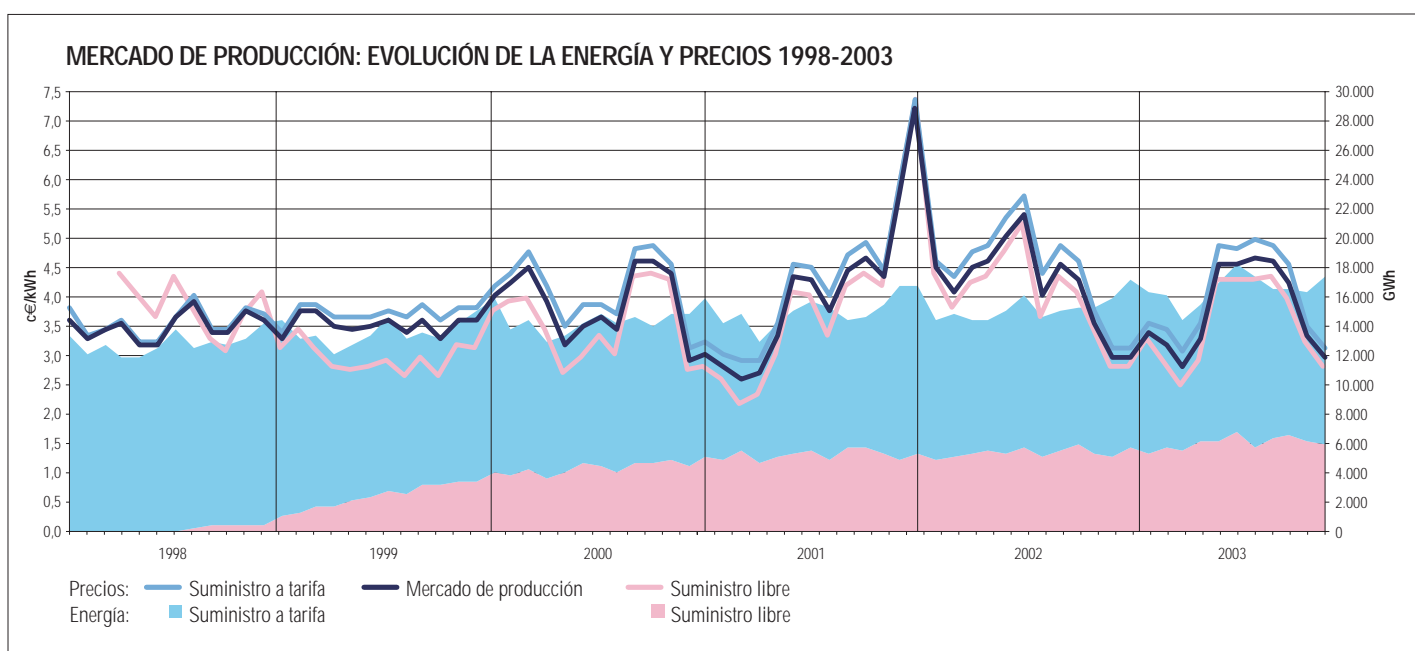
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

SISTEMA PENINSULAR. MERCADO ELÉCTRICO. RESUMEN 2003

Mercado de Producción 2003	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
Precio final (c€/kWh)	2,955	3,395	3,161	2,816	3,242	4,554	4,548	4,662	4,590	4,241	3,348	2,944	3,726
Mercado diario	2,160	2,638	2,519	2,201	2,547	3,805	3,879	3,956	3,914	3,531	2,659	2,256	3,026
Otros mercados	0,345	0,301	0,191	0,164	0,245	0,296	0,216	0,257	0,225	0,261	0,236	0,234	0,249
Mercado intradiario	-0,005	0,006	-0,001	-0,001	0,011	-0,003	-0,004	-0,008	0,004	0,003	-0,003	-0,001	0,000
Mercados de operación	0,313	0,263	0,161	0,120	0,201	0,297	0,221	0,267	0,214	0,259	0,218	0,206	0,230
Restricciones técnicas	0,158	0,148	0,040	0,037	0,081	0,130	0,095	0,110	0,074	0,084	0,087	0,105	0,097
Banda de regulación	0,065	0,070	0,071	0,053	0,046	0,089	0,081	0,094	0,090	0,116	0,095	0,064	0,078
Energía de operación	0,090	0,045	0,050	0,030	0,074	0,078	0,045	0,063	0,050	0,059	0,036	0,037	0,055
Contratos REE (*)	0,037	0,032	0,031	0,045	0,033	0,002	-0,001	-0,002	0,007	-0,001	0,021	0,029	0,019
Garantía de potencia	0,450	0,456	0,451	0,451	0,450	0,453	0,453	0,449	0,451	0,449	0,453	0,454	0,452
Energía (GWh)	17.761	16.713	16.516	14.730	15.774	17.404	18.652	17.861	16.874	16.864	16.726	17.641	203.516
Mercado diario	17.343	16.034	16.118	14.372	15.013	16.639	18.000	17.540	16.513	16.688	16.560	17.227	198.046
Mercado intradiario (**)	518	661	529	343	496	393	401	347	339	352	455	653	5.488
Energía de operación	-99	18	-131	15	265	373	251	-26	22	-177	-289	-239	-17

(*) Contratos de intercambios internacionales gestionados por Red Eléctrica.

(**) Energía neta demandada.

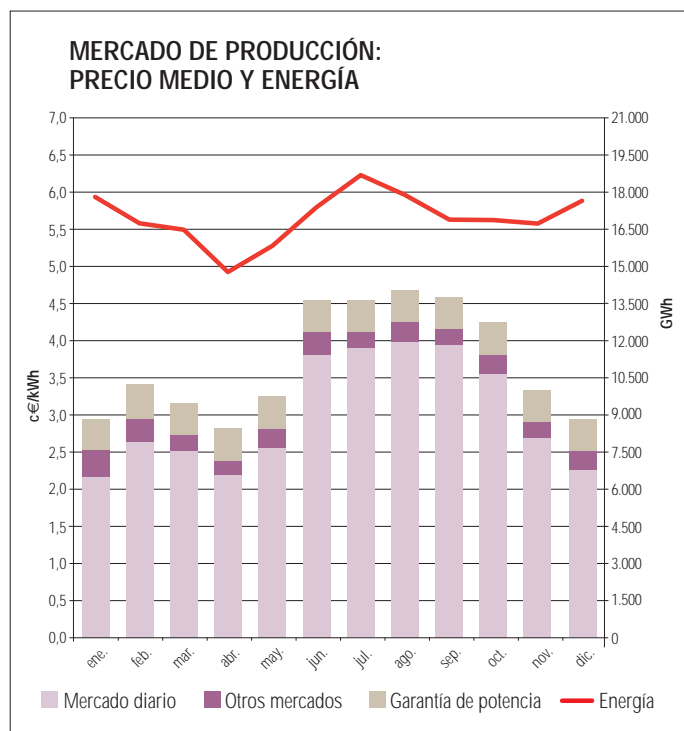


Precios (c€/kWh)	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Mercado de producción (*)	3,491	3,517	3,907	3,859	4,571	3,726
Mercado diario	2,565	2,673	3,181	3,159	3,891	3,026
Otros mercados	0,160	0,094	0,170	0,242	0,234	0,249
Garantía de potencia	0,766	0,750	0,556	0,459	0,451	0,452
Suministro a tarifa (**)	3,549	3,703	4,142	4,095	4,824	3,955
Mercado diario	2,569	2,684	3,192	3,174	3,914	3,034
Otros mercados	0,200	0,121	0,197	0,282	0,268	0,285
Garantía de potencia	0,781	0,898	0,753	0,639	0,641	0,636
Suministro libre (***)	3,581	2,931	3,583	3,576	4,388	3,473
Mercado diario	2,597	2,683	3,233	3,169	3,958	3,059
Otros mercados	0,188	0,089	0,193	0,250	0,271	0,253
Garantía de potencia	0,797	0,158	0,157	0,157	0,159	0,161
Energías (GWh)	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Mercado de producción (*)	156.521	166.323	176.707	183.446	188.884	203.516
Suministro a tarifa (**)	151.647	132.508	119.883	116.339	117.598	126.401
Suministro libre (***)	1.789	29.664	51.395	62.362	63.823	71.850
Contratos bilaterales	71	0	1.227	1.155	661	1.270

(*) Incluye la demanda de bombeo (**) Distribuidores y Exportaciones REE

(***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes Externos.

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos REE.





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>