

ENERGÍA ELÉCTRICA

MARZO 2001. Nº 34



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	
• Previsión de la cobertura de la demanda de energía eléctrica a medio y largo plazo	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central hidroeléctrica Belesar
Central hidroeléctrica Estangento

Fecha de redacción: 17 de mayo de 2001

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados disponibles en Internet:

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

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En marzo se ha mantenido la línea de moderación del crecimiento del consumo de energía eléctrica con que se ha iniciado el año 2000, al alcanzarse una demanda de 16.968 GWh, un 3,6% superior a la del mismo mes del año anterior.
- A este crecimiento relativamente bajo han contribuido en gran medida las temperaturas más suaves de lo habitual registradas en marzo, que han tenido un efecto negativo sobre la demanda de un 1,6%, así como la menor laboralidad respecto al año anterior que ha reducido la demanda en el 0,5%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en el 5,7%, 0,8 puntos menos que el registrado en marzo de 2000 y 2 puntos mayor que el del mes pasado.
- La ligera desaceleración del ritmo de creci-

miento de la actividad económica, ratificada por el incremento del PIB en el primer trimestre, que se estima se sitúe en un 3,5%, 0,7 puntos menos que en el mismo trimestre de 2000, así como las temperaturas más suaves registradas respecto al año anterior, han conducido a un incremento acumulado de la demanda en los tres primeros meses del año del 2,8%, 4,4 puntos inferior al del primer trimestre de 2000.

- Al igual que en los tres meses anteriores, el extraordinario producible hidráulico registrado en marzo, récord histórico para este mes, ha dado lugar a un nuevo máximo histórico de producción hidroeléctrica mensual, 6.329 GWh, superando el anterior máximo del pasado enero. Esta generación representa el 41,5% de la producción bruta mensual, la más alta desde enero de 1996.

En contrapartida a esta elevada participación hidráulica, la aportación a la cobertura de la producción térmica convencional ha descendido hasta el 26,5%, muy lejos del 54,4% que alcanzó en marzo de 2000. Por su parte, las actuaciones programadas en el equipo nuclear, que este mes han afectado a tres grupos, han situado la participación de esta tecnología en el 32,0%, una de las más bajas de los últimos años y dos puntos menos que en febrero.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de marzo la demanda ha ascendido a 893 GWh, un 5,0% mayor que la del mismo mes del año anterior, con lo que el primer trimestre del año se cierra con un crecimiento de la demanda del 5,3%, valor inferior en más de tres puntos al registrado en el mismo periodo de 2000.
- Por cuarto mes consecutivo los precios medios del mercado de producción, favorecidos por la elevada hidraulicidad, han continuado bajando, alcanzando en este mes un precio medio final de 4,31 PTA/kWh, nuevo mínimo histórico y un 8,2% menos que el mes anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 10,8% respecto al mes anterior.
- Respecto a marzo de 2000, el precio final ha disminuido un 42,3%, debido principalmente a la disminución del 51,4% del mercado diario.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el primer trimestre del año ha sido de 5,50 PTA/kWh, un 26,8% inferior al del mismo periodo del año anterior, debido al fuerte descenso del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el periodo enero-marzo ha sido 9,82 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 5,07 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 6,04 PTA/kWh, un 44,8% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

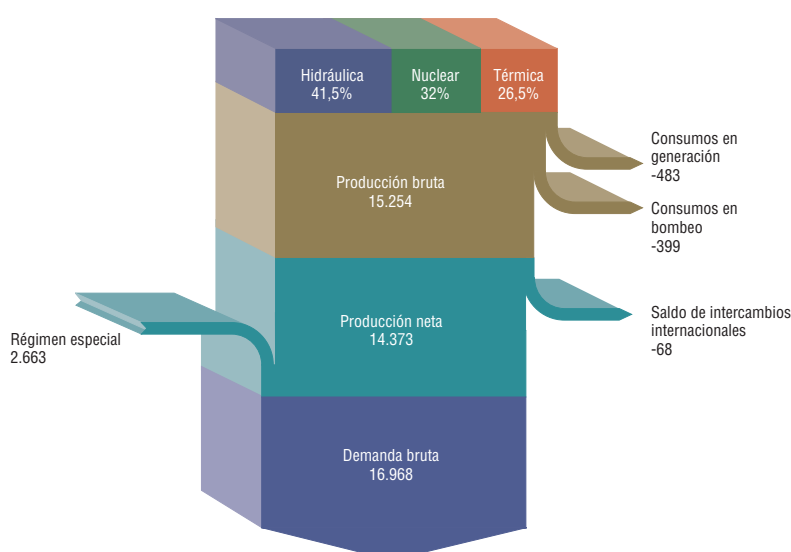
Balance eléctrico	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.373	4,6	43.813	3,6	165.458	5,3
Régimen especial	2.663	19,9	7.570	15,0	27.511	10,3
Intercambios internacionales	-68	-	-85	-	3.322	-41,5
Demanda bruta	16.968	3,6	51.298	2,8	196.290	4,6
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	832	4,9	2.518	7,0	10.273	7,6
Régimen especial	61	7,0	141	-18,1	654	-10,8
Demanda bruta	893	5,0	2.659	5,3	10.927	6,3

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

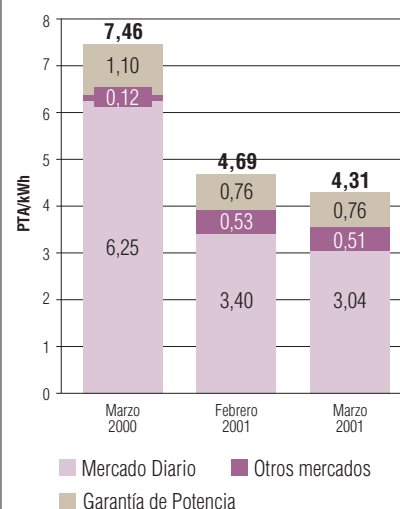
Coste de adquisición de la energía	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	5,90	-29,2	6,04	-22,8	7,01	-0,2
En el mercado	4,84	-39,1	5,07	-31,5	6,31	-2,7
Al régimen especial	9,59	-5,0	9,82	-0,9	10,01	2,2
Compras otros agentes en el mercado (**)	3,61	-45,1	4,17	-35,1	5,34	0,3
Total	5,18	-34,4	5,50	-26,8	6,56	-2,0
En cent. Euro	3,11					

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

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



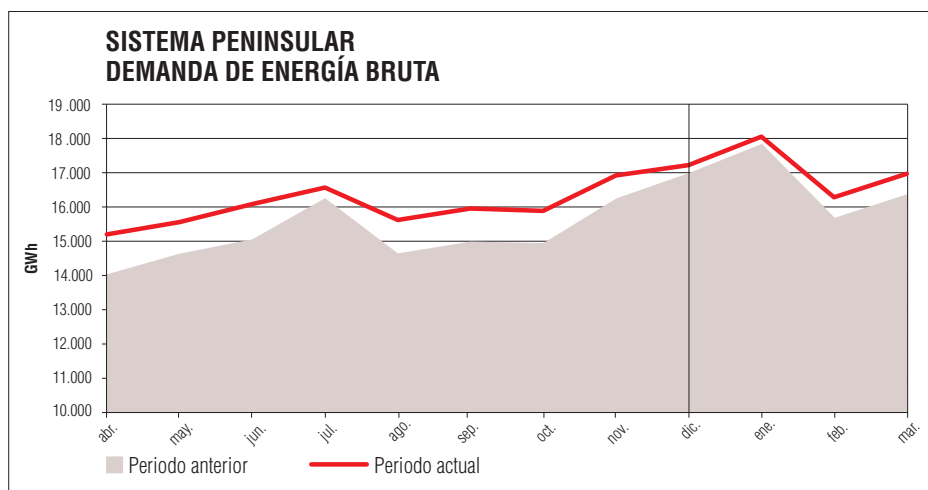
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

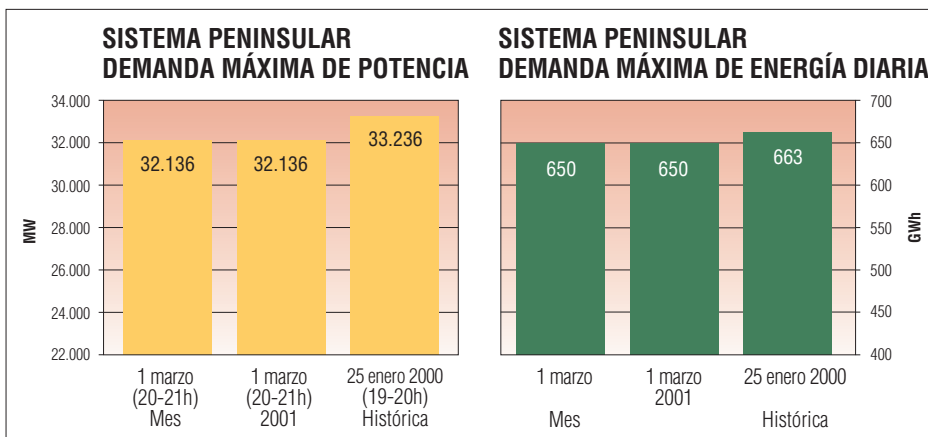
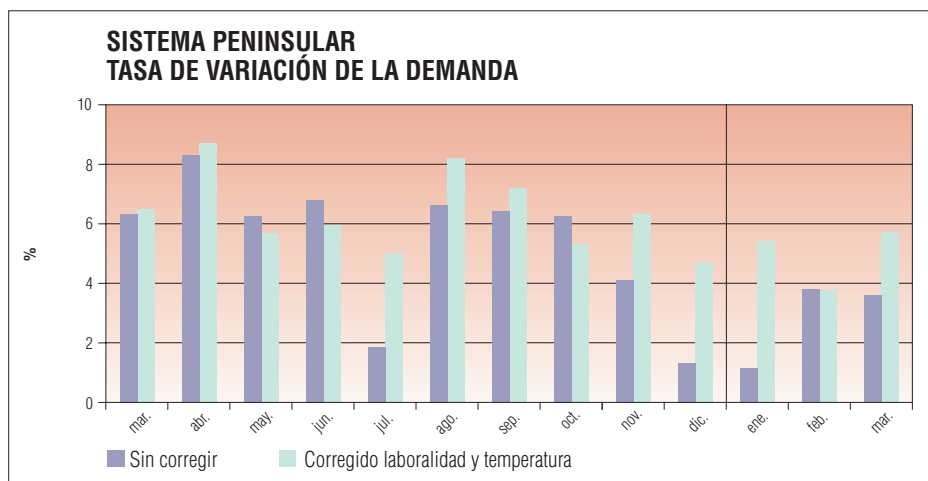
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de marzo ascendió a 16.968 GWh, con un crecimiento del 3,6% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una ligera aportación negativa sobre el crecimiento de la demanda de 0,5 puntos al tener el año anterior un día laborable más y un sábado menos que este año.
 - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron superiores al valor característico del mes de marzo y a las del año anterior, restando 1,6 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media diaria del mes fue de 14,0°C; 1,8°C más que en 2000. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 18,5°C; 1,1 °C más que en el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 9,6 °C; 2,5 °C más que en 2000.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda se estima en un 5,7%, 0,8 puntos por debajo del incremento que se alcanzó en marzo de 2000 y dos puntos por encima del crecimiento estimado para el mes de febrero.
- En el primer trimestre del año, la demanda ha experimentado un crecimiento del 2,8%, 4,4 puntos menos que el registrado en el mismo periodo de 2000. Durante este trimestre, las temperaturas y la laboralidad tuvieron una aportación negativa sobre el crecimiento del 1,8% y 0,4% respectivamente. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 5,0%, valor alrededor de dos puntos inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de marzo fue de 32.136 MW, valor superior en un 14,7% respecto al registrado en marzo del año anterior. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria ascendió a 650 GWh, un 11,8% superior a marzo de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en marzo la demanda ha ascendido a 893 GWh, un 5,0% más que en el mismo mes del año anterior, con lo que en el primer trimestre del año el crecimiento de la demanda se ha situado en el 5,3%, valor inferior en 3,5 puntos al registrado en el mismo periodo de 2000.



Demanda bruta	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.968	3,6	51.298	2,8	196.290	4,6
Efectos						
Laboralidad	-	-0,5	-	-0,4	-	-0,3
Temperatura	-	-1,6	-	-1,8	-	-1,0
Activ. económica y otros	-	5,7	-	5,0	-	5,9
Sistemas extrapeninsulares	893	5,0	2.659	5,3	10.927	6,3

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

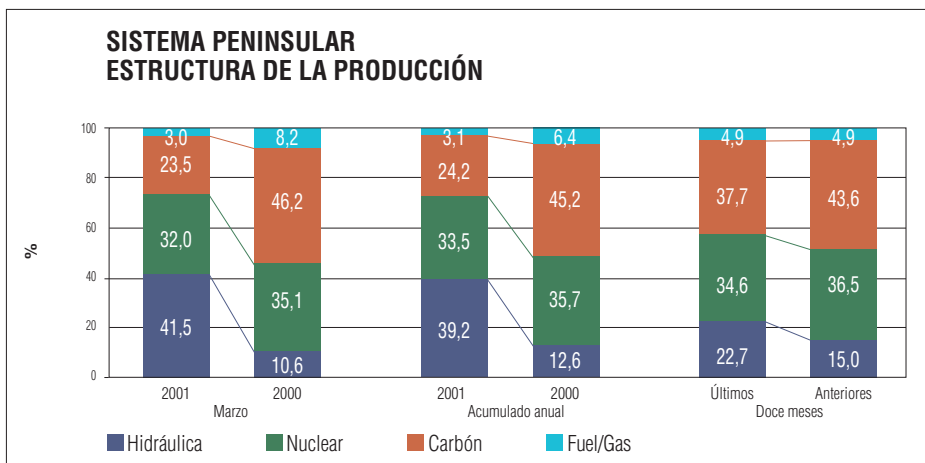
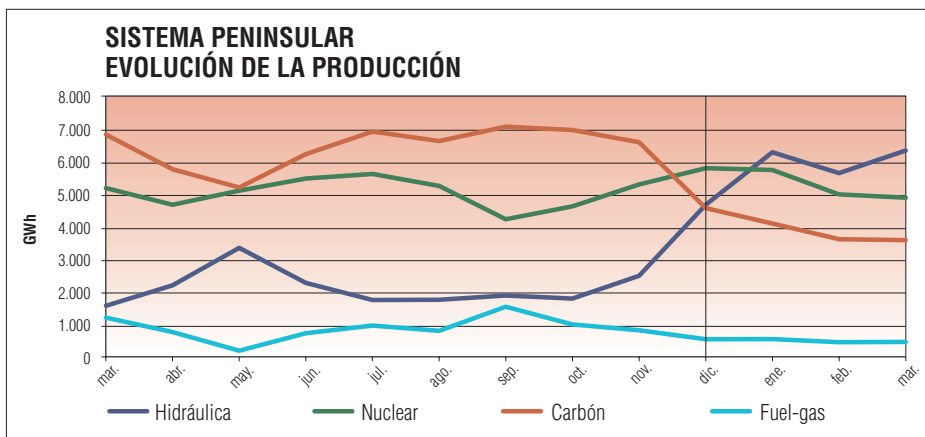
- La producción bruta peninsular ascendió en marzo a 15.254 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 3,3%.
- En marzo continúa la tendencia de elevados producibles hidráulicos que se prolonga desde el pasado mes de noviembre, lo que ha dado lugar a un nuevo máximo histórico de producción hidroeléctrica, 6.329 GWh, un 304,0% superior al mismo mes del año anterior, que fue extremadamente seco. Esta generación mensual representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 41,5%, la más alta desde enero de 1996, tres puntos más que en febrero e igualmente cuatro veces por encima de su contribución en marzo de 2000.
- Por su parte, las actuaciones programadas en el equipo nuclear en marzo han reducido la participación de esta tecnología, que ha aportado el 32,0% de la producción bruta del mes, dos puntos menos que en febrero e igualmente tres puntos por debajo de su contribución en marzo de 2000.
- El incremento de la participación en la estructura de producción mensual de los grupos hidroeléctricos ha repercutido en una notable caída por cuarto mes consecutivo de la generación del equipo térmico convencional, que en este mes ha sido de 4.041 GWh, con una participación sobre la generación bruta mensual del 26,5%, la más baja desde enero de 1998.
- En el mes de marzo, al igual que el pasado mes de enero, el saldo de los intercambios internacionales ha sido exportador y no ha contribuido por tanto a la cobertura de la demanda mensual. De esta forma, la producción neta del régimen ordinario y los excedentes del régimen especial han aportado el 84,3% y el 15,7% respectivamente, de la demanda del mes.
- La estructura de producción del primer trimestre de 2001 difiere de la del mismo periodo del año anterior, debido al fuerte incremento de la producción hidráulica en estos tres meses que ha situado la participación de esta tecnología en la producción bruta del periodo en el 39,2%, muy por encima del 12,6% de su aportación en el año anterior. En contrapartida, la aportación conjunta de los grupos térmicos y nucleares se ha situado en el primer trimestre de 2000 en el 60,8%, muy por debajo del 87,3% del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de marzo tanto las centrales de carbón como las centrales de fuel han incrementado su producción en torno al 5%, por lo que el peso relativo de ambas tecnologías en la cobertura de la demanda ha sido similar al registrado en marzo de 2000. Por su parte, las adquisiciones al régimen especial crecen un 7,0%, rompiendo la línea de crecimientos negativos de meses anteriores, y ha aportado el 6,8 de la demanda mensual, valor similar al registrado el mismo mes del año anterior.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	6.329	304,0	18.242	219,3	40.372	60,1
Nuclear	7.799	4.883	-5,7	15.601	-3,7	61.606	0,4
Carbón	11.542	3.582	-47,5	11.282	-45,0	67.149	-8,5
Fuel-Gas	8.214	460	-61,9	1.456	-50,2	8.784	7,4
Producción bruta	44.079	15.254	3,3	46.582	2,7	177.911	5,8
Consumos generación		-483	-29,6	-1.524	-24,6	-7.328	-0,8
Consumos bombeo		-399	15,3	-1.245	21,2	-5.124	40,5
Producción neta		14.373	4,6	43.813	3,6	165.458	5,3
Régimen especial	8.318	2.663	19,9	7.570	15,0	27.511	10,3
Intercambios internacionales		-68	-	-85	-	3.322	-41,5
Importaciones		440	-46,6	1.289	-39,9	7.884	-11,0
Exportaciones		-508	26,4	-1.373	23,6	-4.562	43,5
Demanda bruta		16.968	3,6	51.298	2,8	196.290	4,6

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	0	-	2	100,0
Carbón	510	267	5,1	862	3,0	3.497	0,0
Fuel-oil	2.310	627	5,0	1.841	8,8	7.526	11,1
Producción bruta	2.821	894	5,0	2.703	6,9	11.024	7,3
Consumos generación		-62	6,9	-186	5,4	-751	3,6
Producción neta		832	4,9	2.518	7,0	10.273	7,6
Régimen especial	155	61	7,0	141	-18,1	654	-10,8
Demanda bruta		893	5,0	2.659	5,3	10.927	6,3

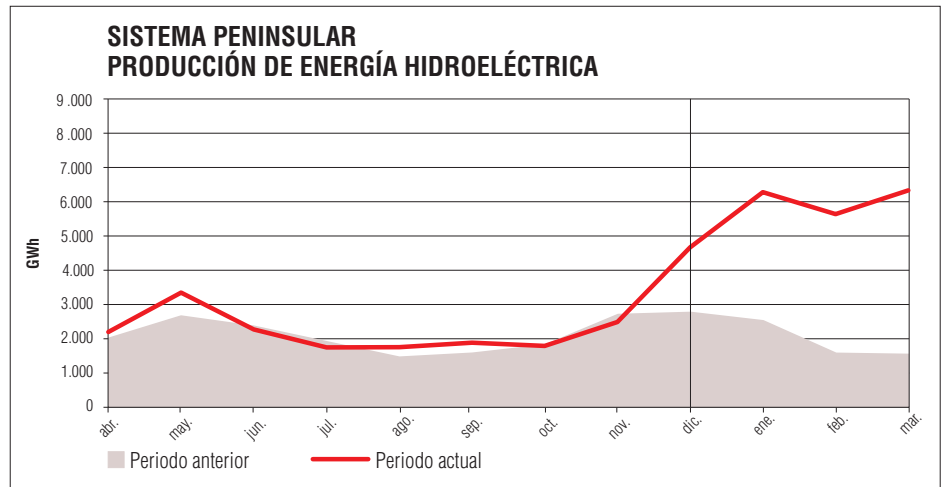
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

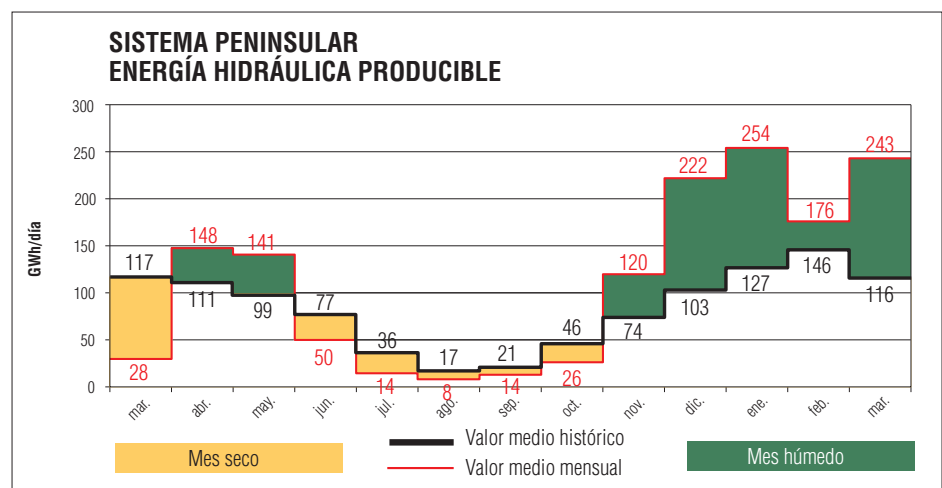
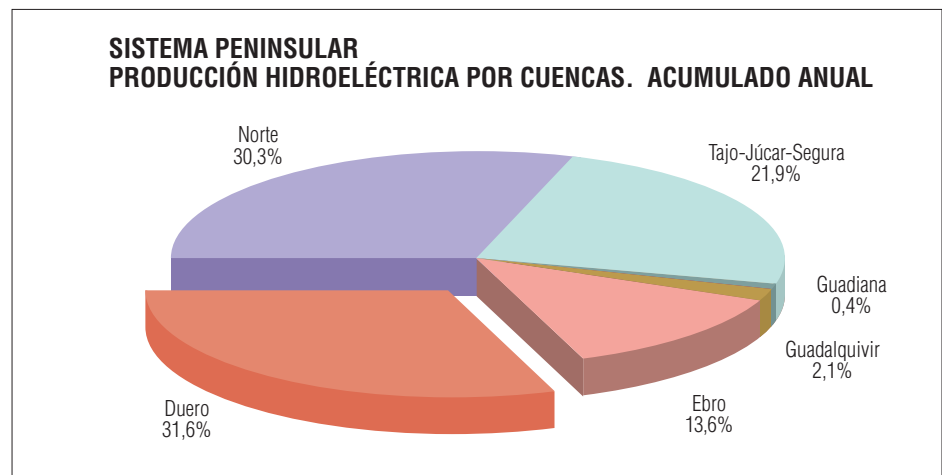
- Por quinto mes consecutivo, el mes de marzo ha sido muy húmedo, lo que ha conducido a un nuevo máximo histórico de producción hidroeléctrica, 6.329 GWh, un 304,0% superior a la del mismo mes del año anterior, que fue extremadamente seco. Este excelente registro ha aportado el 41,5% de la producción bruta mensual, la contribución más alta de esta tecnología desde enero de 1996, mejorando en 31 puntos su participación en marzo de 2000 e igualmente superior en tres puntos a la del pasado mes de febrero.
- Tras los excelentes registros de los tres primeros meses del año, la producción hidroeléctrica del trimestre se ha situado en 18.242 GWh, un 219,3% por encima del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 39,2% de la producción bruta del periodo, 26,6 puntos más que en el primer trimestre de 2000.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de marzo todas incrementaron significativamente su producción, con generaciones que casi triplicaron a las del mismo mes del año anterior en todas las cuencas, excepto en la Guadiana, destacando la producción de la cuenca Tajo-Júcar-Segura casi seis veces superior a la de marzo de 2000. El fuerte crecimiento de la generación hidroeléctrica en el primer trimestre del año se ha dejado sentir en mayor medida en las cuencas de la mitad sur peninsular, cuya participación sobre la producción total se ha situado en el 24,4%, diez puntos más que el mismo periodo del año anterior.
- En marzo se registraron precipitaciones en toda la Península, siendo éstas más elevadas en conjunto durante la primera quincena del mes. Las lluvias fueron superiores al valor característico del mes en todas las zonas, excepto en las áreas de Santander, Albacete, Valencia y Girona.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de marzo ha sido muy húmedo, registrándose una energía producible en el mes de 7.536 GWh, energía 2,1 veces superior a la energía producible típica del mes de marzo y que supone un récord histórico para este mes.
- En el primer trimestre del año, la energía hidroeléctrica producible ha sido de 20.481 GWh, un 76% superior al valor característico para este periodo y muy por encima del bajo registro alcanzado durante los tres primeros meses de 2000 en los que el producible hidráulico se situó un 68,2% por debajo de su valor característico.
- A pesar del excelente registro de producción hidroeléctrica de marzo, ésta ha sido alrededor de 1.200 GWh infe-

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	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.935	275,8	5.536	135,7	13.163	41,7
Duero	3.550	1.974	377,3	5.768	326,8	11.302	99,5
Tajo-Júcar-Segura	4.093	1.325	580,5	4.004	553,0	7.143	146,1
Guadiana	233	22	28,0	74	69,1	122	-44,9
Guadalquivir	1.016	143	170,1	379	146,4	1.137	25,3
Ebro	3.483	930	149,3	2.481	106,4	7.505	20,5
Sistema peninsular	16.524	6.329	304,0	18.242	219,3	40.372	60,1
Canarias	1	0	-	0	-	2	100,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	2	100,0

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



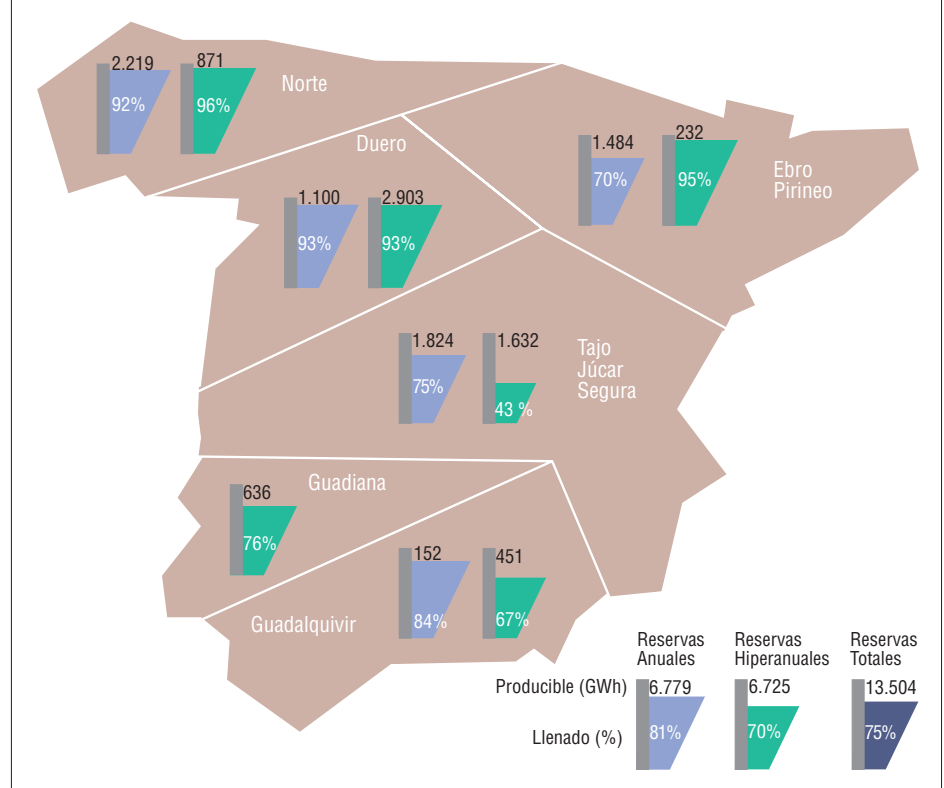
rior al producible mensual, con lo que se ha vuelto a incrementar el volumen de reservas de los embalses que al finalizar marzo se situaba en 13.504 GWh, un 12,4% más que el que existía a finales de febrero. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 75,4% de la capacidad total, el cuarto valor más alto registrado desde 1965. Este porcentaje es superior en 37,3 puntos a las reservas registradas a finales del mes de marzo del año anterior e igualmente mejora en 7 puntos el que existía al finalizar el pasado mes de febrero.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 6.779 GWh, que corresponden a un nivel de llenado 81,1%, 8,8 puntos más que en el mes de febrero y 40 puntos superior a marzo de 2000. Este volumen de llenado es el segundo más alto para este mes desde 1965. Todas las cuencas registraban al finalizar el mes un volumen de llenado superior al 75%, excepto en la cuenca Ebro que fue del 69,5%.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 6.725 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 70,4%, 7 puntos por encima del de febrero e igualmente 34 puntos por encima del registrado al finalizar marzo de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a las cuencas Norte, Duero y Ebro con porcentajes superiores al 90%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 43%.

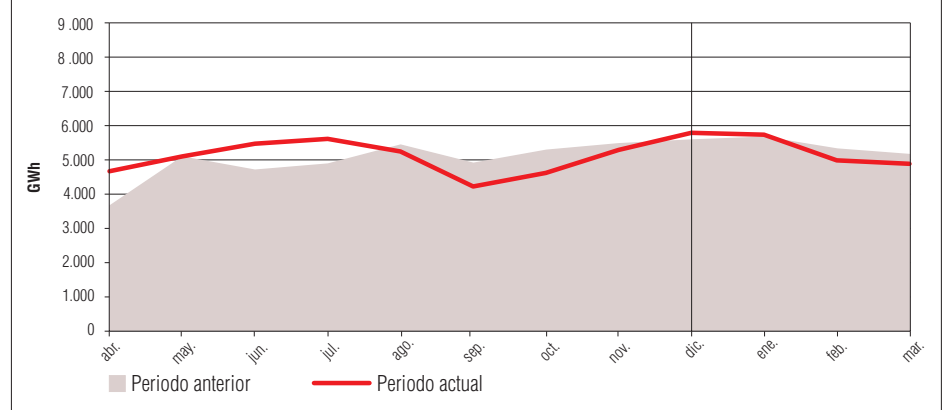
Producción nuclear

- Como consecuencia de las actuaciones programadas en algunas centrales, en el mes de marzo la producción de origen nuclear ha alcanzado su producción más baja desde el pasado mes de octubre, 4.883 GWh, un 5,7% menos que el mismo mes del año anterior.
- Esta menor producción ha situado la aportación de esta tecnología a la cobertura de la producción bruta de marzo en el 32,0%, algo más de tres puntos por debajo de la registrada en marzo del año anterior y dos puntos inferior a su contribución el pasado mes de febrero.
- El grupo II de la central de Ascó ha permanecido en parada de recarga y mantenimiento hasta el día 21 de marzo, en que se acopló el turbogenerador de nuevo a la red. Esta parada ha tenido una duración de 26 días.
- El día 4 de marzo se desacopló de la red la central de Garoña para la realización de los trabajos de recarga de combustible, permaneciendo en esta situación durante todo el mes.
- El día 31 se desacopló la central de Trillo para la realización de los trabajos de recarga de combustible.
- Como consecuencia de estas actuaciones programadas, los factores del coeficiente de disponibilidad y el factor de carga del equipo nuclear se han reducido

RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 31 DE MARZO DE 2001 (GWh)



SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



Producción bruta Nuclear	Potencia	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	0,6	326	-0,9	1.166	-2,3
Garoña	466	32	-90,9	689	-31,2	3.718	-7,5
Almaraz I	974	724	1,7	2.106	0,0	7.764	6,7
Ascó I	1.028	760	264,7	2.210	38,0	8.621	8,2
Almaraz II	983	721	1,0	2.073	-1,4	7.654	-8,9
Cofrentes	1.025	741	-2,4	2.120	-3,4	7.641	-4,4
Ascó II	1.015	214	-71,5	1.488	-32,5	8.077	5,9
Vandellós II	1.082	810	0,9	2.313	-1,9	8.260	0,0
Trillo I	1.066	771	-0,4	2.276	-1,2	8.705	0,6
Sistema peninsular	7.799	4.883	-5,7	15.601	-3,7	61.606	0,4

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

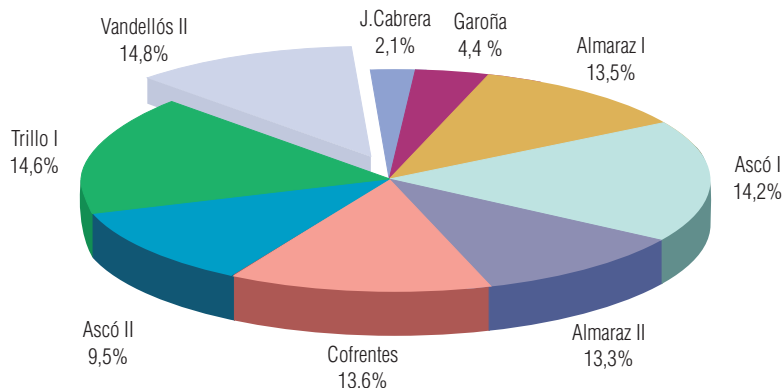
en el mes de marzo, situándose el primero en el 86,0%, cerca de doce puntos inferior al de febrero, y el segundo en el 84,2%, casi once puntos por debajo del mes anterior.

- En el primer trimestre del año, la producción nuclear se ha situado en 15.601 GWh, un 3,7% por debajo de la registrada en el mismo período del año anterior. Esta producción representa una contribución a la producción bruta del período del 33,5%, algo más de dos puntos por debajo que en el primer trimestre del año anterior.
- Los valores de disponibilidad y factor de carga registrados en marzo han situado los valores acumulados de estas magnitudes en el 94,1% y el 92,6%, respectivamente. Estos valores se sitúan tres puntos por debajo de los registrados en el primer trimestre de 2000, debido al mayor número de actuaciones programadas registradas este año.
- Durante el mes de marzo se han fabricado 32 elementos combustibles tipo PWR para la central sueca de Ringhals y 21 elementos tipo BWR para la central finlandesa de TVO. Por el contrario, en este mes no se han importado elementos combustibles de ningún tipo.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo. Durante un período aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. Durante el mes de marzo no ha habido producción residual.

Producción térmica convencional

- Por cuarto mes consecutivo, la producción bruta de los grupos térmicos convencionales se ha reducido respecto al año anterior, alcanzando en marzo una generación de 4.041 GWh, un 49,6% inferior a la de marzo de 2000. Esta floja producción, la más baja desde mayo de 1998, tiene su origen en el elevado crecimiento de la producción hidroeléctrica.
- La producción de marzo representa una aportación a la producción bruta mensual del 26,5%, la más baja desde enero de 1998 y casi veintiocho puntos inferior a su contribución en el mismo mes del año anterior.
- En el primer trimestre del año la producción térmica convencional ha sido 12.739 GWh, casi la mitad de la registrada en el mismo período del año anterior, y ha aportado el 27,3% de la producción bruta del período, 24,3 puntos menos que en el primer trimestre de 2000.
- Por tecnologías, en el primer trimestre del año las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 68,1% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 20,5% de la producción mensual mientras que las cen-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



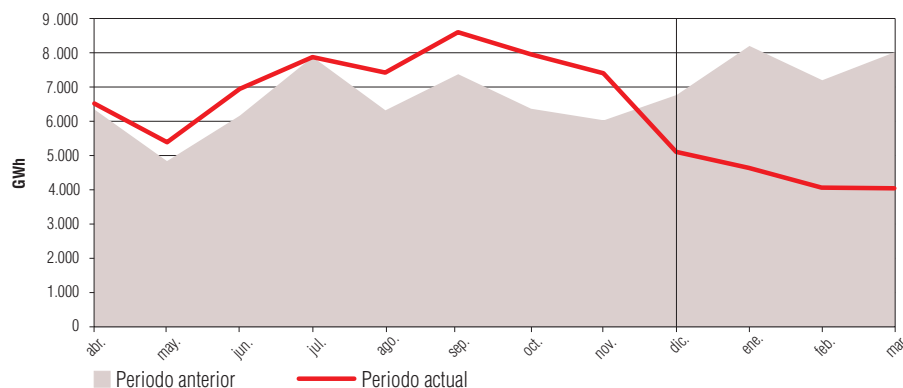
Grupo	Marzo			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	93,8	0,0	0,0	94,3	0,0	0,0
Garoña	9,1	87,1	0,0	68,5	30,0	0,0
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	99,3	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Almaraz II	98,6	0,0	0,0	97,7	0,0	0,6
Cofrentes	97,1	0,0	0,9	95,7	0,0	1,6
Ascó II	28,4	66,4	0,4	67,9	28,4	0,1
Vandellós II	100,0	0,0	0,0	99,0	0,0	0,5
Trillo I	97,2	0,0	0,0	98,9	0,0	0,0
Sistema peninsular	84,2	13,8	0,2	92,6	5,5	0,4

Combustible nuclear	Marzo	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	0	238.655
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	0	212
Exportación	32	32	45
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	176
Exportación	21	220	220
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	48
BWR	0	0	128

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



trales de fuel-gas han aportado el 11,4% restante.

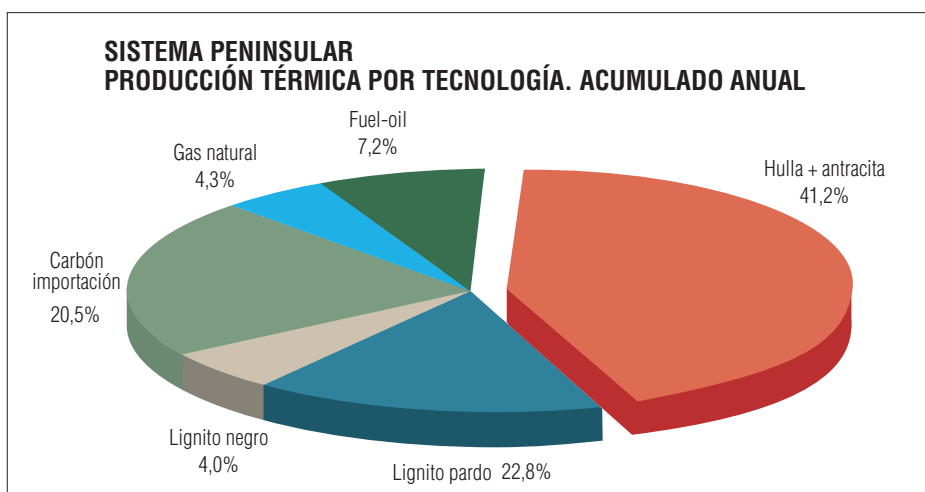
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en todas las centrales de carbón, y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en el primer trimestre del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos ha sido del 37,1% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 50,1% y la de fuel-gas el 12,9%.
- En el primer trimestre del año, todas las tecnologías han reducido su producción respecto al año anterior, registrándose mayores descensos en el lignito negro, 81,0% y en gas natural, 61,3%.
- Como consecuencia de la menor utilización del equipo térmico en el trimestre de año transcurrido, el factor de carga del periodo enero-marzo se ha situado en el 26,8%, 28,2 puntos menos que en el año anterior. Por su parte, la disponibilidad del grupo térmico en el mismo periodo ha sido del 94,2%, cinco puntos más que el registro de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-marzo las centrales de fuel han absorbido la mayor parte de la demanda necesaria para cubrir el incremento de demanda y han aportado el 68,1% de la producción térmica total, algo más de un punto que en el primer trimestre del año anterior.

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

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

Producción bruta Tecnología	Potencia	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	1.624	-55,0	5.251	-51,9	33.790	-13,3
Lignito pardo	2.032	955	-13,4	2.908	-12,6	13.841	-0,2
Lignito negro	1.501	133	-86,3	512	-81,0	6.875	-9,9
Carbón importación	1.928	870	-23,0	2.611	-26,9	12.643	-2,0
Gas natural (*)	3.582	231	-67,6	544	-61,3	3.518	-1,6
Fuel-oil	4.632	228	-53,5	912	-39,8	5.265	14,3
Sistema peninsular	19.756	4.041	-49,6	12.739	-45,6	75.933	-6,9
Carbón	510	267	5,1	862	3,0	3.497	0,0
Fuel-oil	2.310	627	5,0	1.841	8,8	7.526	11,1
Sistemas extrapeninsulares	2.820	894	5,0	2.703	6,9	11.022	7,3

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



Tecnología	Factor de carga %	Marzo		Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.
Hulla + antracita	35,9	4,2	2,1	43,1	0,3 1,5
Lignito pardo	63,2	0,0	3,3	66,3	0,0 1,5
Lignito negro	11,9	0,0	1,9	15,8	0,0 1,2
Carbón importación	60,6	0,0	4,9	62,7	0,0 2,9
Gas natural (*)	8,6	0,0	0,8	7,1	0,0 2,3
Fuel-oil	4,1	0,0	20,0	5,8	0,0 18,2
Sistema peninsular	24,1	1,3	6,5	26,8	0,1 5,7
Carbón	70,4	17,3	1,1	78,3	5,9 0,5
Fuel-oil	36,7	4,7	1,8	35,7	3,6 3,3
Sistemas extrapeninsulares	42,8	6,9	1,7	43,4	4,0 2,8

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

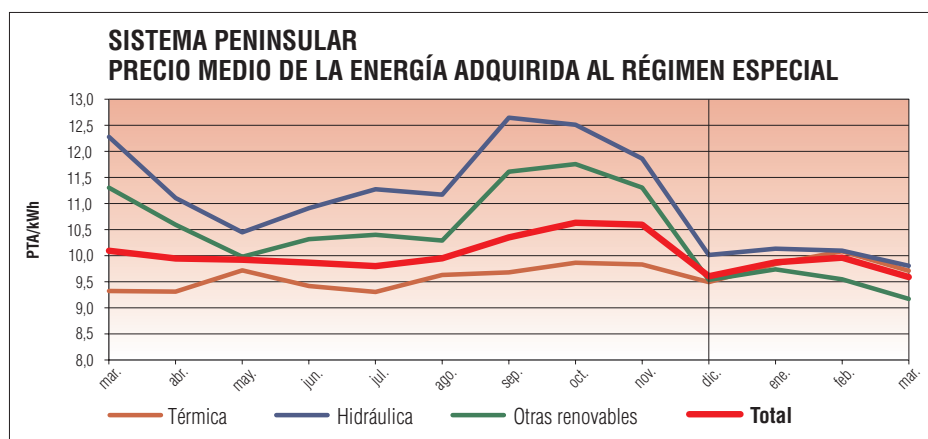
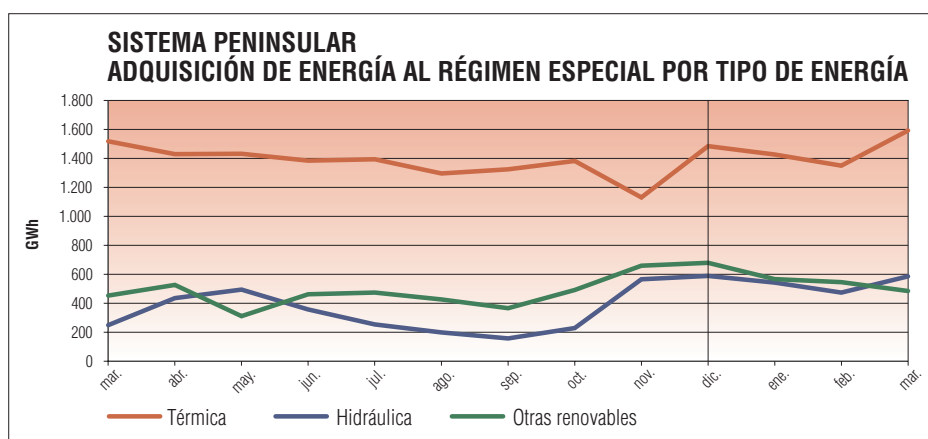
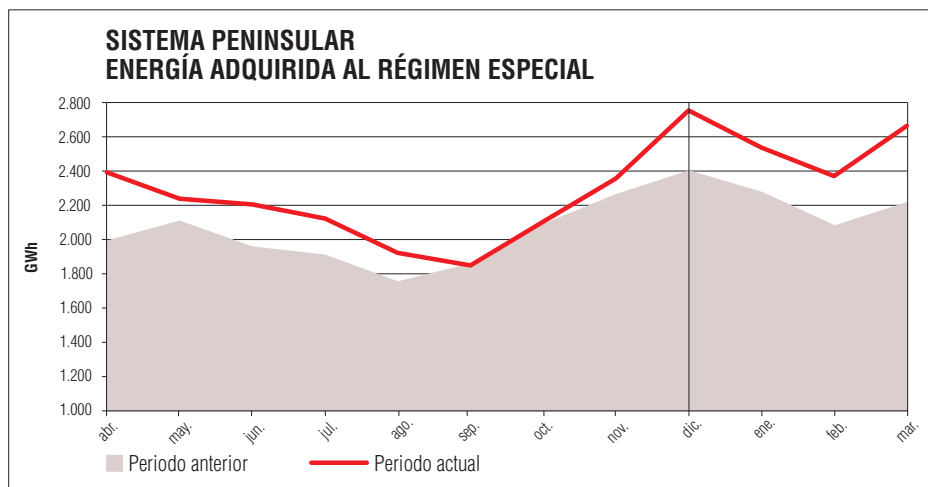
Combustible	Marzo					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	418	-59,0	3.248	31,6	1.142	1.249	-59,4	3.367	8.441	-17,1	21.955
Lignito pardo	105	-25,3	71	-5,9	251	428	-28,4	1.004	2.449	-8,0	5.969
Lignito negro	34	-84,7	1.092	10,5	95	129	-66,1	350	1.375	0,5	4.153
Carbón importación	752	-34,5	2.684	87,2	2.132	2.289	-31,5	6.379	12.146	-0,2	33.801
Gas natural (**)	29	-86,8	-	-	77	113	-71,9	298	967	-9,2	2.972
Gas siderúrgico	29	-11,5	-	-	80	103	6,5	276	452	-0,7	1.204
Fuel-oil	98	-46,4	595	32,3	265	404	0,6	1.066	2.149	15,0	5.879
Sistema peninsular	1.464	-50,5	7.689	42,0	4.041	4.714	-43,2	12.739	27.979	-6,0	75.933
Carbón	88	6,7	289	96,0	267	282	5,3	862	1.117	-9,8	3.497
Fuel-oil	137	-57,1	94	-0,9	627	403	11,5	1.841	1.673	7,2	7.526
Sistemas extrapeninsulares	225	-44,1	383	58,0	894	685	8,9	2.703	2.790	9,1	11.022

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

Régimen especial (*)

- En marzo, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.663 GWh, con un crecimiento del 19,9% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras este dato, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 27.511 GWh, supera en un 10,3% al del mismo período del año anterior, tasa muy inferior al 20,6% que se contabilizó en marzo de 2000. Este volumen de adquisiciones ha aportado el 14,0% de la demanda de los últimos doce meses, valor superior en casi un punto al registrado en el mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, que han aportado el 39,6% de la energía adquirida en el período, 8,3 puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en marzo, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 61 GWh, un 7,0% más que en el mismo mes del año anterior, rompiendo la línea de crecimientos negativos iniciada en febrero de 2000. La aportación de este volumen de energía a la demanda mensual ha sido del 6,8%, valor similar al registrado en marzo de 2000.
- En marzo, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,59 PTA/kWh, un 5,0% inferior al registrado el mismo mes del año anterior, consecuencia del notable descenso del precio de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 10,76 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,34 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,65 PTA/kWh.

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



Régimen especial	Potencia MW	Marzo				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%
Térmica	4.800	1.592	4,9	9,71	4,1	4.369	-1,8	9,89	6,9	16.628	-3,0	9,65	3,9
Hidráulica	1.341	586	134,9	9,81	-20,1	1.603	86,0	10,03	-14,5	4.886	35,3	10,76	-5,2
Otras renovables	2.177	485	7,0	9,17	-18,9	1.598	25,4	9,53	-12,1	5.997	43,2	10,34	-0,8
Sistema peninsular	8.318	2.663	19,9	9,59	-5,0	7.570	15,0	9,82	-0,9	27.511	10,3	10,01	2,2
Térmica	82	39	-2,7	-	-	93	-22,5	-	-	406	-19,4	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	7,3	-	-	0,5	-5,9	-	-	3,6	544,1	-	-
Otras renovables	73	22	30,1	-	-	48	-7,8	-	-	244	6,8	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	61	7,0	-	-	141	-18,1	-	-	654	-10,8	-	-

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

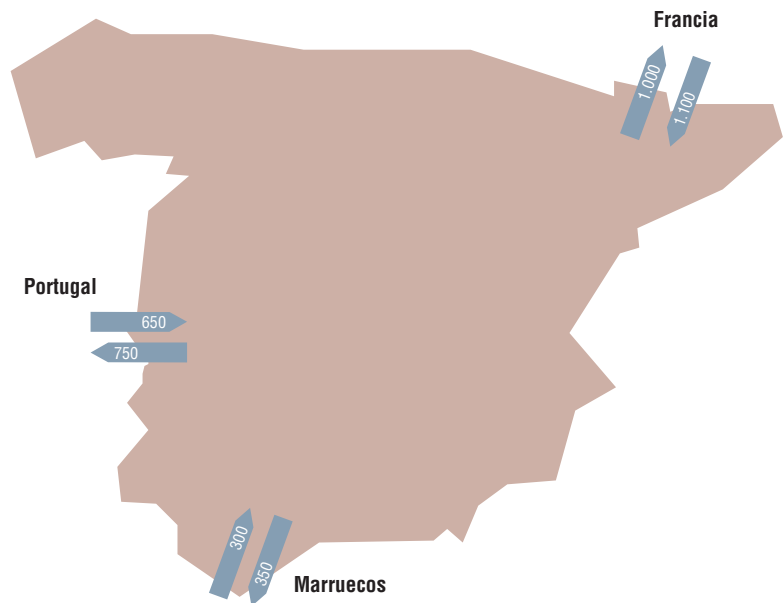
(*) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

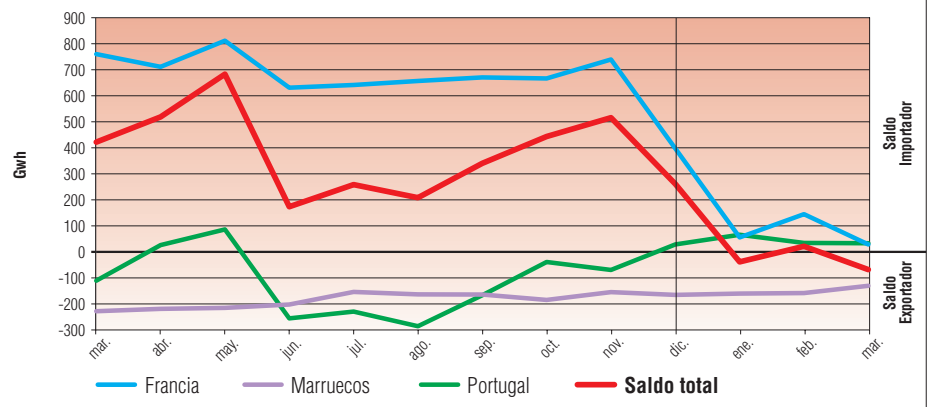
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de marzo ha ascendido a 948 GWh, un 22,7% menos que en el mismo mes de 2000. El 53,6% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, lo que ha conducido a un saldo mensual exportador de intercambios internacionales de 68 GWh, el segundo de este signo desde septiembre de 1998 tras el registrado en enero pasado.
- El 63,0% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en marzo a 323 GWh, el 34,1% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,9% restante.
- En marzo, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Francia con 303 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 172 GWh, Marruecos, 96 GWh, y Andorra, 26 GWh.
- En el primer trimestre del año, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 2.662 GWh, un 18,3% menos que en el mismo período del año anterior. El 61,2% de esta energía, casi tres puntos más que en el mismo período del año 2000, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 870 GWh. El 20,0% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 36,6% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 727 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 2,2% del volumen y aportó un saldo importador de 58 GWh.
- El saldo resultante de los intercambios internacionales en el primer trimestre ha sido exportador en 85 GWh, invirtiendo el signo respecto al registrado en el mismo período del año anterior, importador en 1.035 GWh, consecuencia principalmente de la notable reducción de las operaciones de importación, tanto de los agentes como de las procedentes de los contratos de RED ELÉCTRICA.
- El 50,2% del volumen total de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) durante el primer trimestre del año ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 22,3% a través de la frontera de Portugal, el 20,8% con Marruecos y el 6,8% restante con Andorra.
- En el mes de marzo, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, son los mismos que el mes pasado.

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

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL MARZO 2001 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



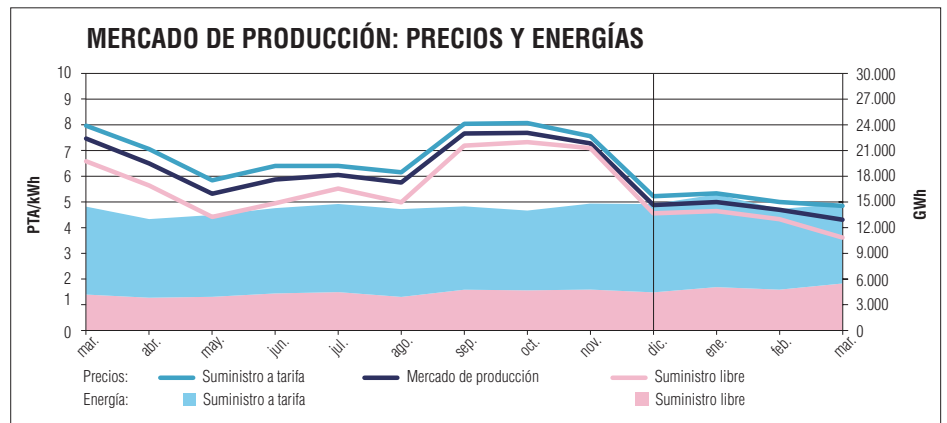
Intercambios internacionales (GWh)*	Marzo			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-26	-26	0	-109	-109	0	-268	-268
Francia	33	-237	-205	111	-512	-401	2.679	-566	2.113
Marruecos	1	-69	-67	3	-230	-227	8	-863	-855
Portugal	75	-62	13	222	-116	106	646	-1.286	-641
Mercado: Agentes	109	-395	-286	336	-967	-631	3.333	-2.984	349
Francia	285	0	285	851	0	851	4.373	0	4.373
Marruecos	0	-38	-38	0	-123	-123	0	-551	-551
Mercado: Contratos REE	285	-38	246	851	-123	727	4.373	-551	3.823
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	-33	-33	25	-161	-136	44	-161	-117
Marruecos	0	-26	-26	0	-102	-102	0	-665	-665
Portugal	19	-16	3	19	-20	-1	19	-166	-147
Contratos bilaterales	19	-75	-56	44	-282	-239	63	-991	-929
Andorra	1	0	1	3	-1	2	6	-4	2
Francia	7	0	7	23	0	23	59	-3	56
Marruecos	2	0	2	4	0	4	7	-5	2
Portugal	18	0	18	29	0	29	42	-24	18
Apoyo y desvíos	28	0	28	59	-1	58	115	-36	79
Total intercambios	440	-508	-68	1.289	-1.373	-85	7.884	-4.562	3.322

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Por cuarto mes consecutivo los precios medios del mercado de producción se han mantenido por debajo de las 5 PTA/kWh, alcanzando nuevamente en marzo el valor más bajo desde enero de 1998, en que se inició el mercado eléctrico.
- El precio medio ha sido 4,31 PTA/kWh, un 8,2% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.218 GWh. Respecto de marzo de 2000, el precio ha disminuido un 42,3%, frente a un aumento del 2,5% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 5,90 PTA/kWh, un 3,9% 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 9.297 GWh, lo que supone una disminución del 9,4% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,84 PTA/kWh, un 3,0% menor que el mes anterior y un 39,1% menos que el mismo mes de 2000.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.480 GWh, un 15,1% más que el mes pasado y un 30,9% más que hace un año. Esta cifra representa el 36,0% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 3,61 PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución



Precios	Marzo			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/feb.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,31	-8,2	-42,3	4,67	-33,8	5,90	-3,9
Mercado diario	3,04	-10,8	-51,4	3,36	-42,0	4,66	-2,5
Otros mercados	0,51	-2,1	343,2	0,55	278,6	0,40	168,0
Garantía de potencia	0,76	-1,1	-31,3	0,76	-31,2	0,84	-30,6
Suministro a tarifa (**)	4,84	-3,0	-39,1	5,07	-31,5	6,31	-2,7
Mercado diario	3,09	-10,3	-50,9	3,42	-41,1	4,70	-1,6
Otros mercados	0,63	1,7	275,3	0,66	239,9	0,47	133,2
Garantía de potencia	1,13	20,9	-25,3	0,99	-29,3	1,14	-24,4
Suministro libre (***)	3,61	-16,5	-45,1	4,17	-35,1	5,34	0,3
Mercado diario	2,99	-11,8	-52,4	3,33	-43,7	4,69	-3,9
Otros mercados	0,44	-2,3	370,5	0,47	233,7	0,38	147,1
Garantía de potencia	0,18	-62,8	-7,5	0,38	-0,7	0,27	-7,0

Energías	Marzo			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/feb.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	15.218	4,9	2,5	46.145	1,7	178.064	5,1
Suministro a tarifa (**)	9.297	-1,1	-9,4	29.515	-9,4	118.051	-7,4
Suministro libre (***)	5.480	15,1	30,9	15.295	31,1	54.391	44,2
Contratos bilaterales	104	17,8	-29,2	385	11,0	1.266	265,3

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

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

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

Precio final del mercado de producción (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
J1	4,74	3,46	3,20	3,05	2,99	2,99	3,34	5,26	5,74	7,31	9,53	9,02	8,62	7,25	5,74	5,66	5,68	5,46	5,57	9,77	10,59	6,70	5,31	5,07	6,09
V2	4,15	3,42	3,11	3,03	2,97	2,96	3,41	4,91	5,87	6,93	8,17	8,23	8,02	6,33	5,42	4,80	4,72	4,68	5,00	7,70	7,98	6,04	4,58	4,99	5,41
S3	5,60	4,61	4,16	3,20	3,03	3,10	3,12	3,10	3,23	4,31	4,68	4,64	4,50	4,27	4,22	3,97	3,93	3,94	4,60	6,85	7,45	6,70	5,11	6,51	4,61
D4	6,87	4,15	4,16	3,29	3,32	3,35	3,35	3,55	3,22	3,47	3,52	3,34	3,29	3,25	3,28	3,34	3,21	3,26	3,86	5,10	9,71	16,96	9,41	8,60	5,18
L5	3,83	3,47	3,13	3,06	2,98	2,92	3,77	4,80	5,47	6,23	8,15	8,02	7,57	6,09	5,01	4,88	4,74	4,86	5,58	8,98	9,37	7,12	4,51	4,02	5,55
M6	3,62	3,20	3,08	3,13	2,94	2,99	3,59	3,96	4,38	5,51	5,98	5,64	5,61	5,07	3,81	3,71	3,60	3,72	4,41	7,41	7,73	6,01	3,84	3,47	4,53
X7	3,64	3,15	3,06	2,90	2,90	2,89	3,38	3,83	4,07	5,60	5,78	6,35	5,97	4,92	3,71	3,61	3,60	3,67	4,25	7,06	7,00	5,75	3,76	3,38	4,44
J8	3,48	3,13	2,82	2,71	2,57	2,53	3,09	3,59	4,29	5,54	6,27	6,20	6,07	4,89	3,69	3,67	3,66	3,78	4,47	9,19	9,78	5,98	3,75	3,40	4,67
V9	3,34	3,07	2,45	2,12	2,10	2,12	3,20	3,43	3,59	4,91	6,68	6,63	6,43	4,48	3,52	3,26	3,24	3,25	3,45	6,31	6,96	5,06	3,35	3,29	4,11
S10	5,90	3,74	3,16	3,17	3,01	2,32	2,26	2,23	3,21	4,17	4,93	5,43	5,18	4,76	4,02	3,63	3,71	3,69	4,15	5,42	8,93	7,70	5,29	4,84	4,48
D11	4,52	3,44	3,26	3,32	3,32	3,04	3,02	0,95	0,92	3,68	3,86	4,37	3,91	3,91	3,42	3,38	3,77	3,33	3,32	5,61	6,93	7,44	6,70	6,41	4,13
L12	3,44	3,26	2,73	2,33	2,36	2,39	3,59	3,73	4,02	4,71	5,53	5,58	5,57	4,60	3,78	3,72	3,70	3,71	4,00	5,99	5,79	4,35	2,50	2,38	4,01
M13	3,43	3,08	2,48	2,36	2,26	2,30	3,20	3,61	3,65	3,75	5,64	5,67	5,65	3,72	3,28	3,45	3,50	3,46	3,55	6,10	6,40	3,98	3,36	2,92	3,87
X14	3,38	3,09	2,37	2,27	2,17	2,21	3,12	3,59	3,79	4,05	5,09	5,35	5,09	3,84	3,66	3,59	3,59	3,60	3,59	7,05	7,43	5,09	3,72	3,42	4,01
J15	3,47	3,28	3,06	2,42	2,23	2,53	3,44	4,43	4,46	4,93	6,35	6,32	5,12	3,77	3,55	3,48	3,50	3,59	3,50	6,51	7,70	5,23	3,75	3,52	4,25
V16	3,42	3,09	2,83	2,65	2,61	2,51	3,29	3,56	3,79	4,78	5,59	6,04	5,01	4,52	3,56	3,49	3,50	3,50	3,22	5,14	6,90	4,75	3,76	3,58	4,03
S17	5,23	4,94	3,64	3,21	3,21	2,63	2,78	3,06	3,55	3,53	4,29	4,69	4,37	4,18	3,50	3,37	3,33	3,25	3,81	4,14	5,49	4,95	3,48	4,79	4,01
D18	3,97	3,30	3,31	2,83	2,79	2,69	2,60	1,98	1,63	3,03	3,53	3,56	3,44	3,49	3,39	3,15	2,84	2,76	3,43	3,56	5,30	5,61	5,26	4,90	3,51
L19	3,38	3,14	2,44	2,23	2,21	2,40	3,69	3,87	3,38	3,29	4,56	4,48	4,01	3,30	3,21	3,21	3,05	3,04	3,21	3,68	5,98	4,35	3,50	3,18	3,51
M20	3,40	3,04	2,80	2,57	2,42	2,15	3,37	3,61	3,64	4,83	6,07	6,00	5,97	4,89	3,39	3,34	3,30	3,34	3,44	6,35	7,35	5,38	3,64	3,51	4,18
X21	3,45	3,04	2,45	2,40	2,24	2,26	2,99	3,41	4,56	5,21	6,27	6,20	6,27	5,16	3,46	3,31	3,30	3,30	3,41	6,35	6,93	6,09	3,70	3,58	4,24
J22	3,24	3,00	2,82	2,69	2,70	2,70	3,05	3,36	4,63	5,55	6,19	6,16	6,11	5,61	3,91	4,15	4,60	4,61	3,49	6,28	7,57	6,10	4,30	3,57	4,53
V23	3,32	3,11	2,89	2,76	2,59	2,47	3,14	3,24	4,22	5,25	5,92	5,97	5,94	5,46	3,43	3,59	3,59	3,33	3,35	5,52	6,14	4,72	3,58	3,63	4,13
S24	6,58	5,01	3,19	3,00	2,76	2,23	2,24	2,17	3,09	3,39	4,50	4,70	4,35	4,40	3,35	3,36	3,16	3,12	3,31	4,44	8,92	8,57	4,58	4,69	4,23
D25	6,49	3,68	2,95	2,65	2,39	2,18	2,05	1,78	2,16	2,40	2,98	3,00	3,31	2,99	3,06	3,01	2,20	2,19	2,21	3,47	8,71	6,57	5,92	(*)	3,55
L26	3,45	3,31	2,69	2,31	2,04	1,84	3,39	3,88	4,63	5,61	5,82	5,69	5,35	4,46	3,33	3,42	3,34	3,36	3,57	4,54	4,23	5,96	4,47	3,46	3,99
M27	3,57	3,05	2,54	2,35	2,24	2,22	3,39	4,25	4,25	4,81	5,03	5,19	4,96	4,26	3,48	4,24	4,67	4,81	4,12	3,33	4,55	5,72	5,19	3,69	4,06
X28	3,38	3,09	2,41	2,29	2,23	2,27	3,03	4,16	4,46	4,36	4,76	4,93	4,94	4,43	3,52	4,01	4,37	4,37	3,31	2,98	3,82	5,11	4,19	2,85	3,76
J29	3,39	3,04	2,96	2,75	2,37	2,30	3,01	3,93	4,37	4,12	4,27	4,69	4,68	4,13	3,43	3,90	4,28	4,53	4,01	3,43	4,56	5,18	4,70	3,64	3,87
V30	3,35	3,09	2,96	2,40	2,15	2,12	3,16	4,05	4,36	4,39	4,62	4,62	4,67	4,57	3,22	3,43	4,17	4,23	3,18	3,18	4,30	4,79	4,75	3,64	3,77
S31	4,88	4,30	3,23	2,29	2,27	2,44	2,62	2,94	3,08	3,66	4,49	4,68	4,53	4,46	3,93	3,48	3,19	3,31	3,15	3,25	4,20	5,28	4,73	4,34	3,83
Media	4,13	3,45	2,98	2,74	2,62	2,52	3,14	3,59	3,98	4,73	5,59	5,65	5,42	4,63	3,75	3,74	3,76	3,77	3,85	5,79	7,00	6,09	4,50	4,12	4,31

Mínimo: 0,92 Precios de 0,92 a 5,55 Precios de 5,55 a 7,40 Precios de 7,40 a 16,96 Máximo: 16,96

Percentiles del 33% de los valores registrados en 2000. (*) Debido al cambio horario el domingo 25 sólo tuvo 23 horas.

similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 25,5% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

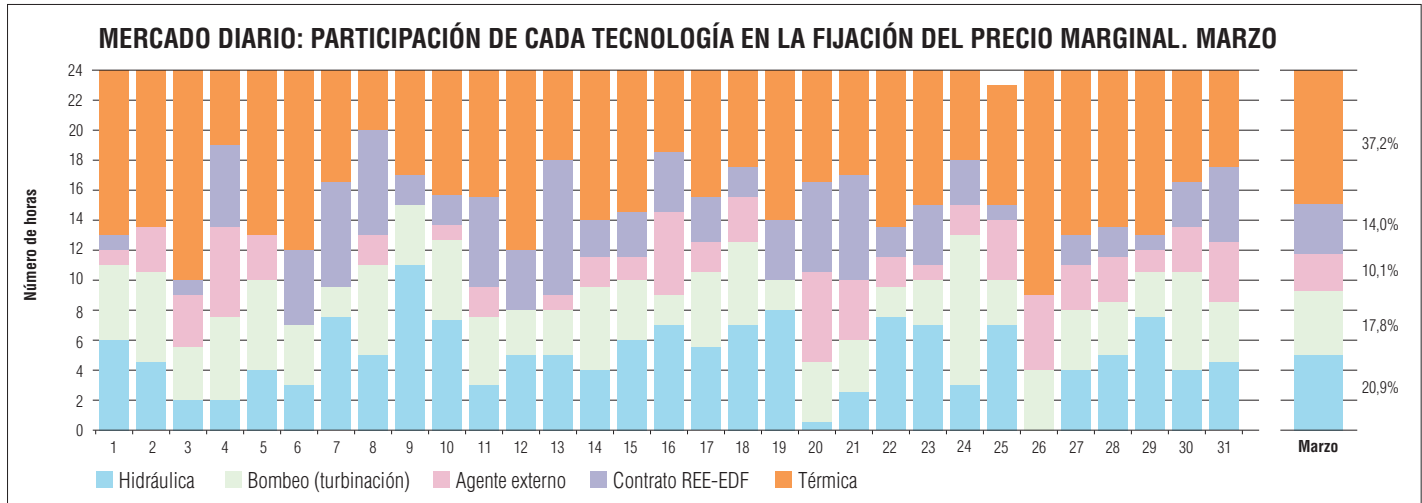
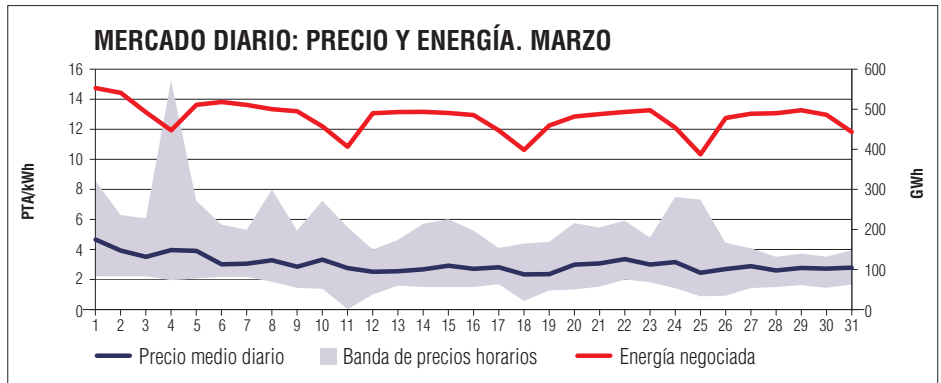
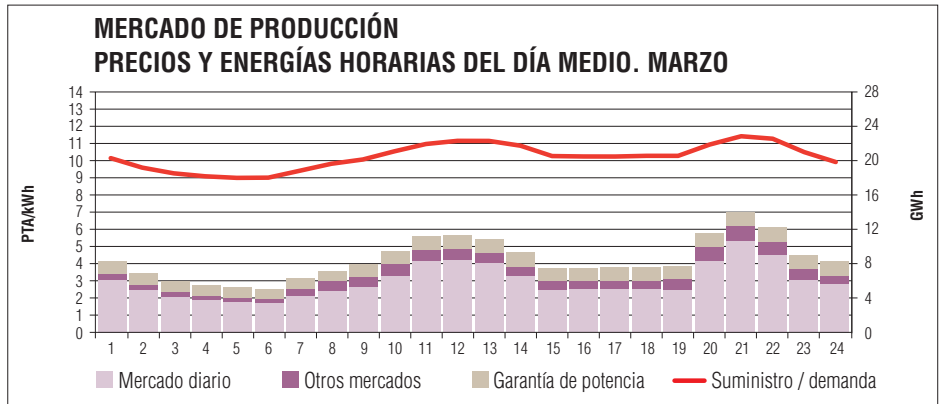
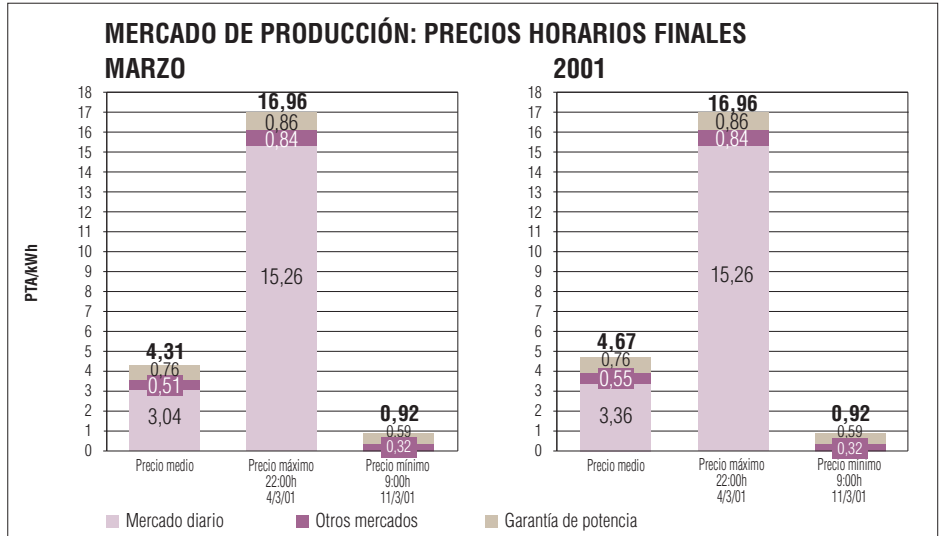
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de marzo, precio valle, ha sido 3,128 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,702 PTA/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 16,96 PTA/kWh, en la hora 22 del domingo 4, mientras que el precio mínimo fue 0,92 PTA/kWh en las hora 9 del domingo 11. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 18,5 veces, aumentando significativamente respecto del mes anterior.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 2,5 y 7,0 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,0 y 22,8 GWh.

Mercado diario

- En marzo, el precio medio del mercado diario ha sido 3,04 PTA/kWh, la energía intercambiada 14.856 GWh y el volumen económico contratado de 45.108 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,6% de la energía y el 68,8% del volumen económico.
- La curva de precios medios es prácticamente plana con valores en el entorno de las 3 PTA/kWh durante la mayoría de los días, mientras que la curva de precios máximos presenta grandes



oscilaciones, especialmente durante las dos primeras semanas. Es de destacar, que en este mes las curvas de precios no obedecen a las fluctuaciones del perfil de la curva de energía negociada.

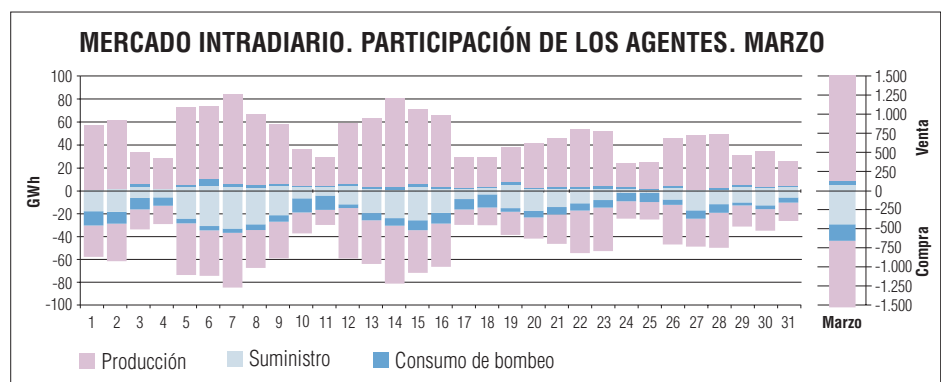
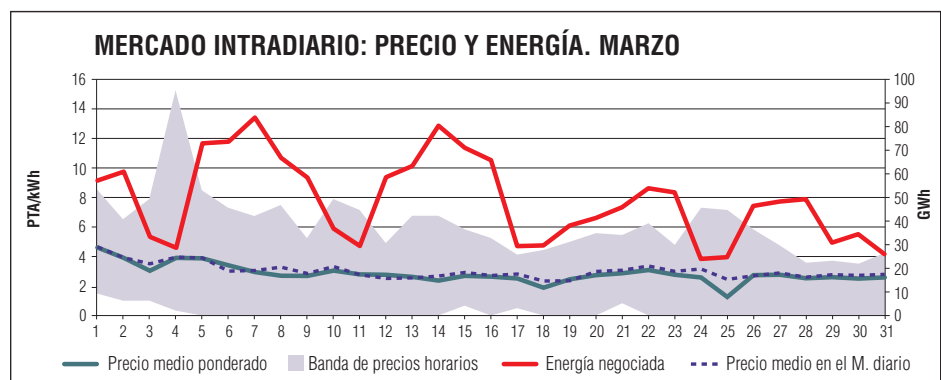
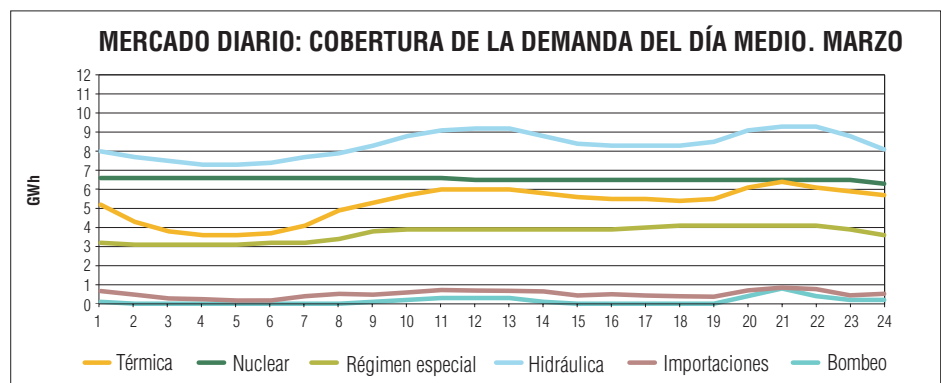
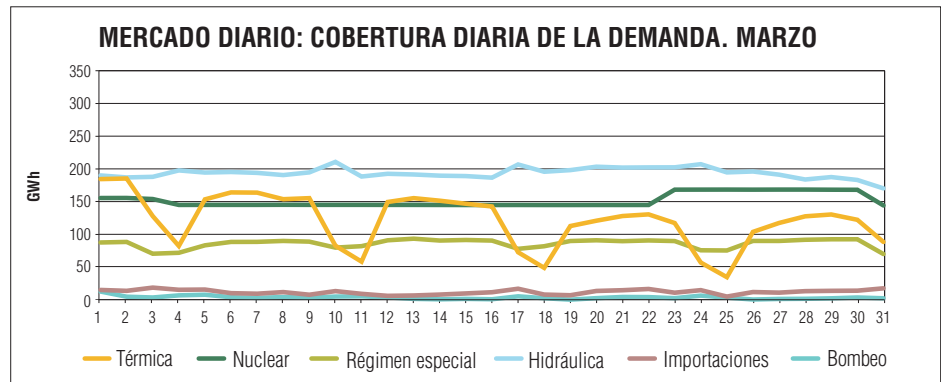
- El precio mínimo del mes, 0,010 PTA/kWh, se ha registrado en las horas 8 y 9 del domingo 11, y el precio máximo del mes, 15,256 PTA/kWh, en la hora 22 del domingo 4.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan que, al igual que en los dos meses anteriores, la producción hidráulica supera a la nuclear y térmica tanto en datos diarios como en horarios medios.
- En cuanto a las tecnologías que a lo largo de marzo han fijado el precio marginal, es de destacar la similar participación tanto de las centrales hidráulicas y de bombeo, un 39% de las horas, como de las centrales térmicas, un 37% de las horas. Por su parte, los agentes externos y el contrato de RED ELÉCTRICA, al igual que el mes anterior, siguen marcando el precio marginal en un alto número de horas, 14% y 10% respectivamente.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 2,90 PTA/kWh, un 7,3% menos que el mes anterior y un 4,5% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.515 GWh, un 39,2% más que el mes anterior. De esta energía, el 65,4% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 34,6% restante, 525 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 160 GWh, y al suministro, 365 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,5 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1.156, 132, 80, 41, 39 y 66 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 3,5 y 7,2 PTA/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de marzo ha sido de 11.482 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,76 PTA/kWh, valor muy similar al del mes anterior y



que supone el 17,5% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste adicional de 645 MPTA, con una repercusión

sobre el precio medio del mercado de producción de 4,2 cts./kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 104 GWh en el mes de marzo, un 17,8% más que el mes anterior.

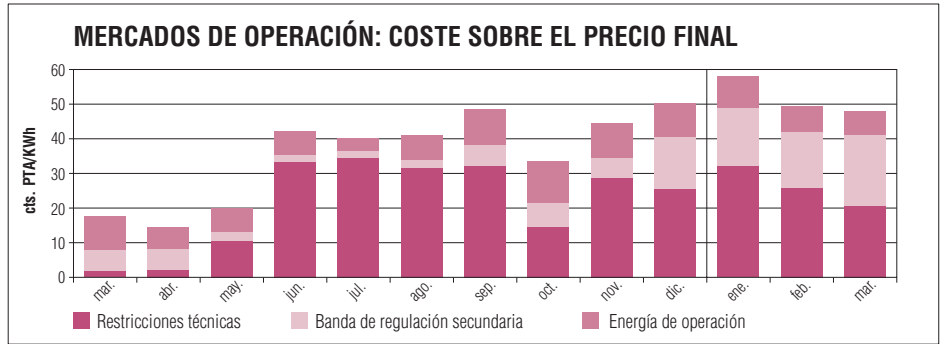
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en marzo ha sido 48,1 cts/kWh, un 3,1% inferior al del mes de febrero, suponiendo un 11,2% del precio final del mercado de producción. Este coste mensual es muy superior al alcanzado en marzo del año anterior, 17,7 cts/kWh.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha descendido hasta los 287 GWh, un 1,9% de la energía correspondiente al mercado diario, un 16,6% menos que en febrero. Este descenso ha sido debido a la menor demanda de energía en el mes de marzo. Sin embargo, respecto al mismo mes del año anterior, se ha programado un 3% más de energía por restricciones siendo esto esencialmente debido al incremento de la demanda respecto al año anterior, al inicio de la revisión de algunos grupos significativos y a las indisponibilidades de elementos de la red de transporte. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 14,70 PTA/kWh, un 2,8% inferior al del mes de febrero.

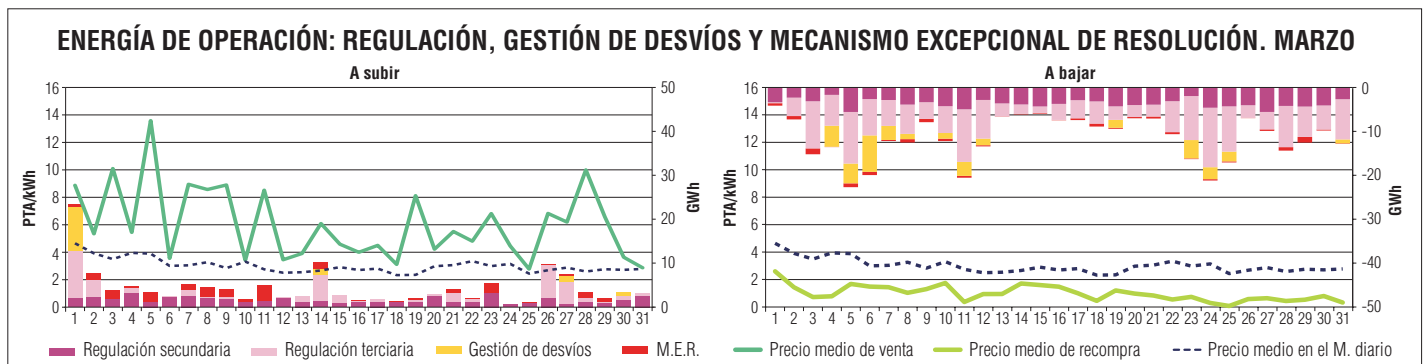
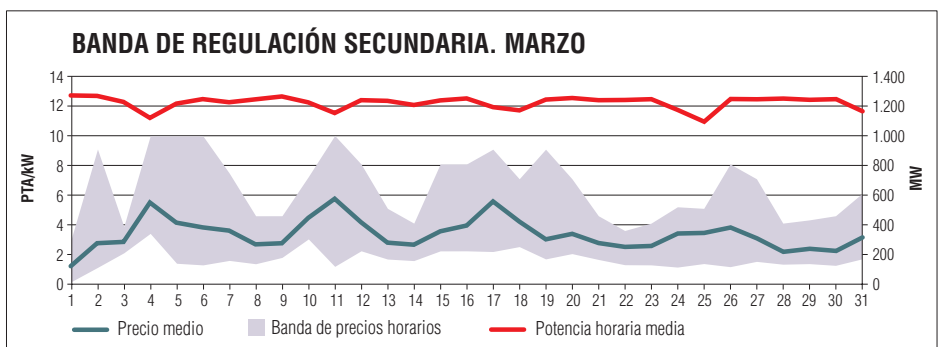
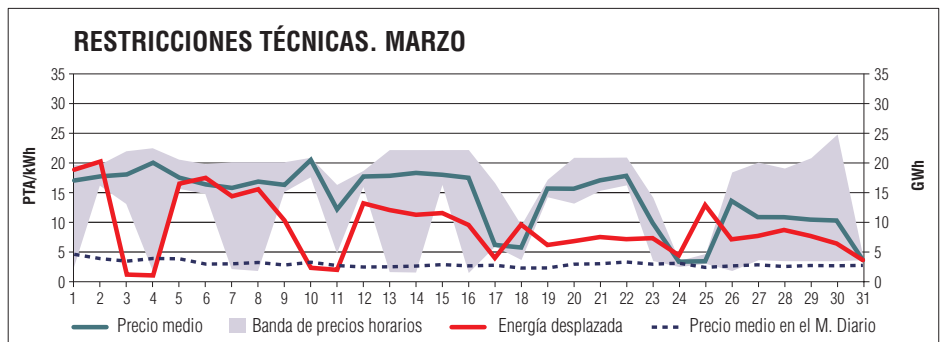
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.226 MW, repartidos en 709 MW a subir y 518 MW a bajar. El precio medio ha sido 3,37 PTA/kWh, un 20,7% más que en febrero. La repercusión económica total ha significado un coste de 20,5 cts/kWh, un 26,5% más que el mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 496 GWh, repartida en 136 GWh a subir y 359 a bajar, un 8,1% más que en febrero. El precio medio de venta ha sido 6,87 PTA/kWh y el de recompra 0,92 PTA/kWh. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 7,0 cts/kWh, un 6,7% inferior a febrero. La relación de energía de operación subir/bajar fue de 0,38.



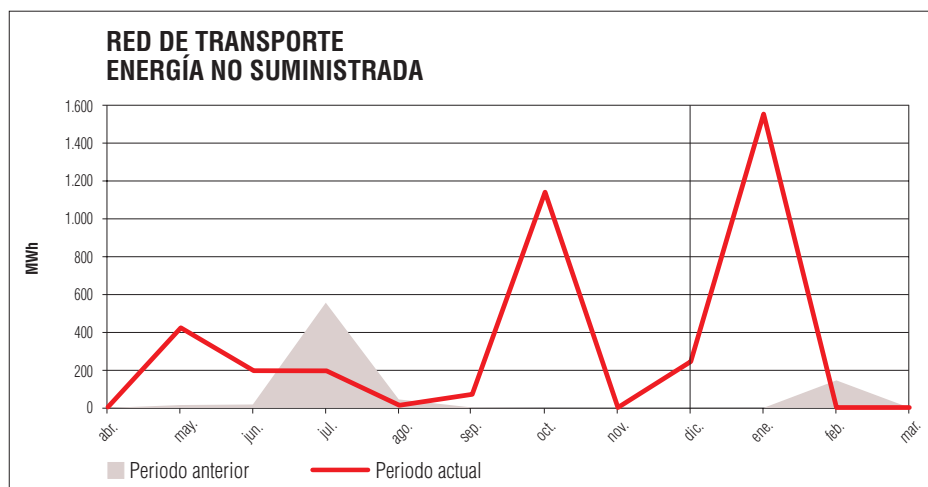
Mercados de operación Marzo	Coste s/Precio final cts. PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
Restricciones técnicas (*)	20,6	287		14,70	
Banda de regulación secundaria (**)	20,5	709	518	3,37	
Energía de operación (***)	7,0	136	359	6,87	0,92
Regulación secundaria		49	113	3,77	1,08
Regulación terciaria		48	192	6,00	0,76
Gestión de desvíos		13	40	7,30	1,47
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		26	14	14,07	0,43
Total	48,1				

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

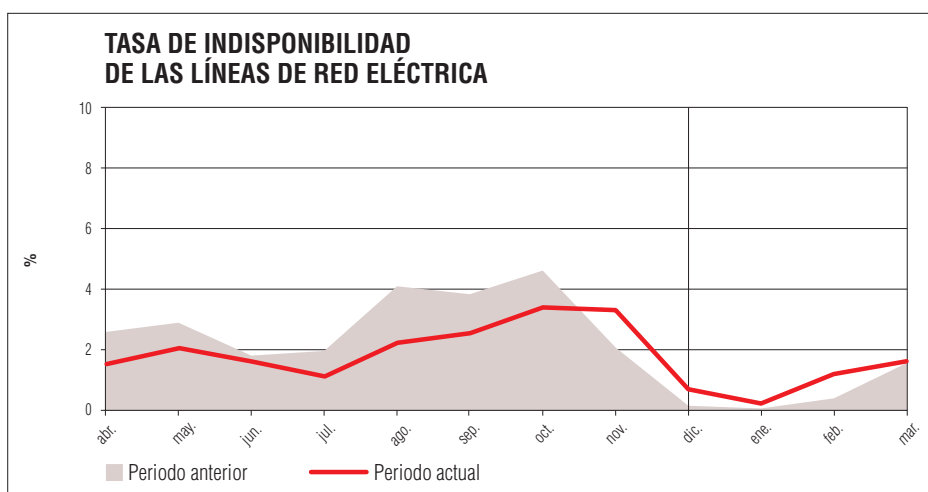


4. RED DE TRANSPORTE

- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- En el mes de marzo no se ha registrado ningún corte de mercado por incidencias en la red de transporte.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 3.832,4 MWh, de los que 208,5 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 3.623,9 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM durante el mismo período se situó en 10,001 minutos, 7,795 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se produjeron el pasado enero y octubre del año anterior, a las que hay que añadir las pérdidas de menor cuantía registradas en los meses de mayo, junio, julio, diciembre.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de marzo ha sido del 98,4%, valor similar al registrado en el mismo mes de 2000. Esta tasa de disponibilidad es ligeramente inferior a la registrada los dos últimos meses, consecuencia de la mayor concentración de descargos para mantenimiento preventivo una vez que han pasado los meses más fríos del invierno, los de mayor demanda.
- Tras el dato de marzo, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses se sitúa en el 98,3%, mejorando en medio punto la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2000.



Red de transporte Calidad del servicio	Marzo	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	0,0	1.553,5	3.832,4
RED ELÉCTRICA	0,0	0,0	208,5
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	10,001
RED ELÉCTRICA	-	-	0,544



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

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

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

Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,9	14,8	0,6	74,2	0,7	-26,0
Indisponibilidades fortuitas	0,2	273,6	0,1	426,5	0,1	88,2
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,5	-27,8	0,3	-9,3	1,0	-19,1
Total	1,6	3,5	1,0	49,2	1,7	-19,9

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 3 del año 2001, correspondiente al período enero-marzo, ascendieron a 323.615 MPTA, de los cuales el 92,0% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,5% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 7,4% a peajes.
- Del total de ingresos, el 20,5%, 66.485 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos, 47.165 MPTA

corresponden a la retribución fija o costes transitorios.

- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 3, una vez descontado el importe destinado al pago de la prima de carbón del año 2000, que asciende a 21.053 MPTA, supone el 22,4% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 2001. Este porcentaje es cinco puntos superior al que correspondería a este periodo de acuerdo con la distribución temporal de costes de las actividades reguladas que

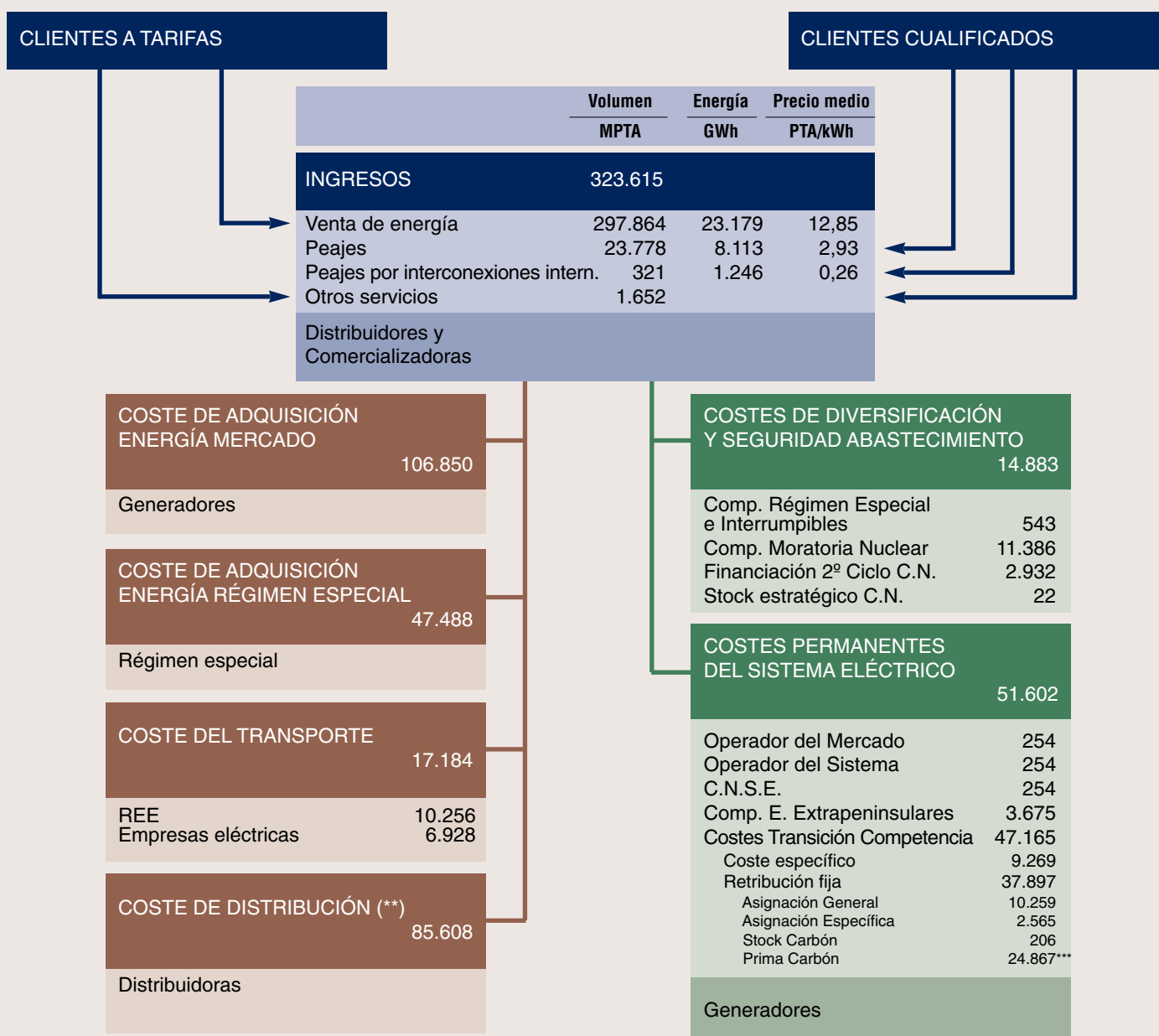
se establece en el procedimiento de liquidaciones.

- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 3 del año 2001, se ha elevado a 106.850 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 21.101 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 9.000 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de pesetas)

Liquidación nº 3, 2001. Periodo Enero-Marzo (*)



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

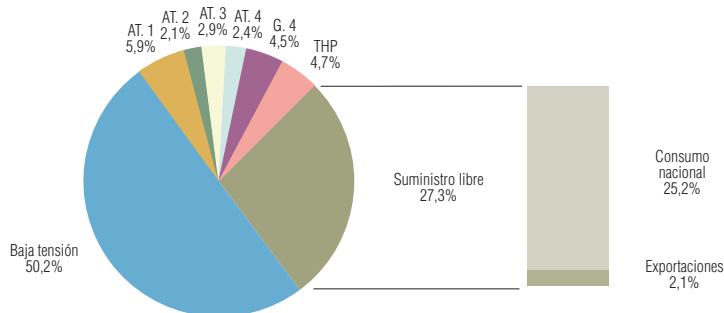
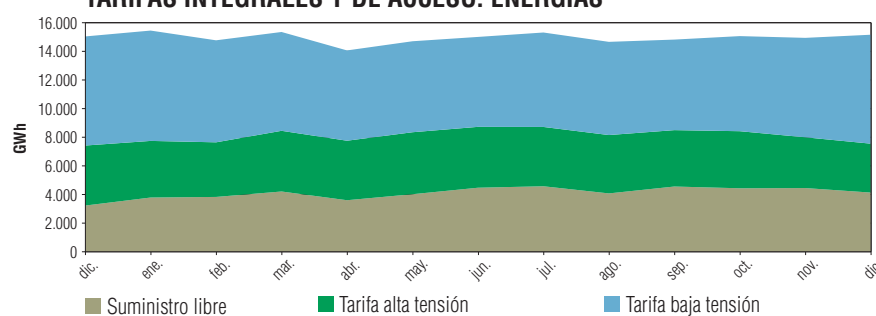
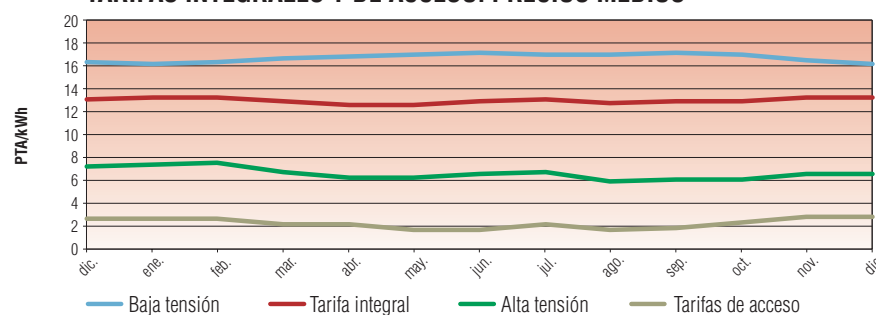
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) De este importe, 21.053 MPTA corresponden al año 2000, según Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de Marzo de 2001.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en diciembre se elevó a 11.037 GWh, un 6,7% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento, siguiendo la línea del mes anterior, es 1,5 puntos superior a la de noviembre debido, por un lado, al efecto de la salida de demanda de la tarifa regulada consecuencia de la entrada en vigor en julio de 2000 del umbral de liberalización que permite el acceso al mercado a todos los consumidores de alta tensión, y, por otro, al crecimiento relativamente bajo de demanda registrado en diciembre.
- Tras el dato de diciembre, en el año 2000, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 129.296 GWh, un 7,6% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es 2,5 puntos inferior a la que se registró en el conjunto del año 1999, debido a que la comparación con el mismo período del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado para el año 2000 que lo fue para el año 1999.
- El progresivo incremento del peso sobre el consumo total de los consumos en baja tensión, cuyo precio es mayor que los de alta tensión, ha situado el precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el año 2000 en 12,99 PTA/kWh, un 1,5% superior al del mismo período de 1999. Esta tasa positiva contrasta con el descenso medio de tarifas del 1% aprobado para el año 2000.
- En diciembre la energía consumida en el mercado libre representó el 27,3% del consumo total, 2,3 puntos menos que en noviembre con lo que en el año 2000 este porcentaje se sitúa en el 28,0%, once puntos superior al mismo período de 1999.
- El precio medio de las tarifas de acceso en diciembre ha sido de 2,77 PTA/kWh, con lo que el precio medio del año 2000 se ha situado en 2,16 PTA/kWh, un 4,1% mayor al mismo período de 1999, debido a la incorporación entre ambos períodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

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

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

Tarifa integral	Diciembre				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)	895	-38,9	10,67	-1,1	15.239	-43,4	10,81	1,5	15.239	-43,4	10,81	1,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	322	-5,6	5,77	-5,8	4.100	-15,8	5,76	-10,1	4.100	-15,8	5,76	-10,1
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	437	-2,4	4,65	-2,4	5.806	-0,7	4,25	-2,7	5.806	-0,7	4,25	-2,7
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	358	7,4	4,07	2,7	4.919	3,9	3,52	1,2	4.919	3,9	3,52	1,2
G.4 (Grandes consumidores)	689	3,0	3,54	-2,1	8.058	2,8	3,66	0,0	8.058	2,8	3,66	0,0
Tarifa horaria de potencia	717	-23,7	6,81	1,4	9.781	-16,3	5,42	-2,1	9.781	-16,3	5,42	-2,1
Alta tensión	3.420	-18,5	6,50	-9,3	47.902	-22,6	6,53	-10,8	47.902	-22,6	6,53	-10,8
Baja tensión	7.618	-0,1	16,28	-0,8	81.394	4,3	16,79	-2,1	81.394	4,3	16,79	-2,1
Sistema peninsular	11.037	-6,7	13,25	0,9	129.296	-7,6	12,99	1,5	129.296	-7,6	12,99	1,5
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	3.825	26,3	2,98	4,8	46.461	72,8	2,32	5,5	46.461	72,8	2,32	5,5
Exportaciones	312	57,3	0,29	-7,4	3.714	111,8	0,21	-14,4	3.714	111,8	0,21	-14,4
Total	4.137	28,2	2,77	3,3	50.176	75,2	2,16	4,1	50.176	75,2	2,16	4,1

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

PREVISION DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A MEDIO Y LARGO PLAZO

Evolución de la demanda anual: Escenarios central y extremos

Demanda (TWh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Escenario (*)										
Inferior	198	205	211	218	223	230	237	245	251	258
Central	204	213	220	227	233	240	247	255	262	269
Superior	209	219	226	233	240	247	254	262	269	277

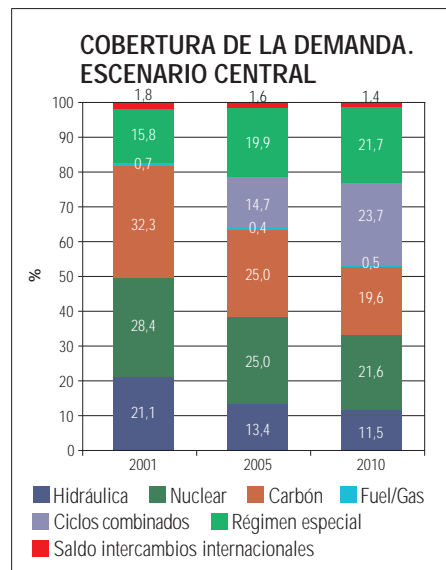
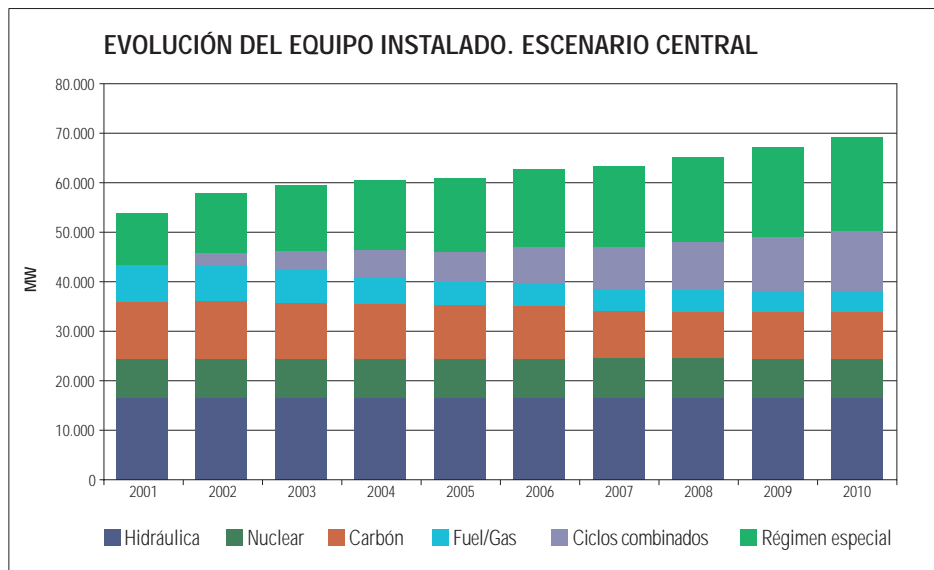
(*) Crecimiento medio anual de la demanda en el periodo 2001-2010:

- escenario inferior: 2,9%
- escenario central: 3,3%
- escenario superior: 3,6%

Previsión de puntas extremas: Escenario superior

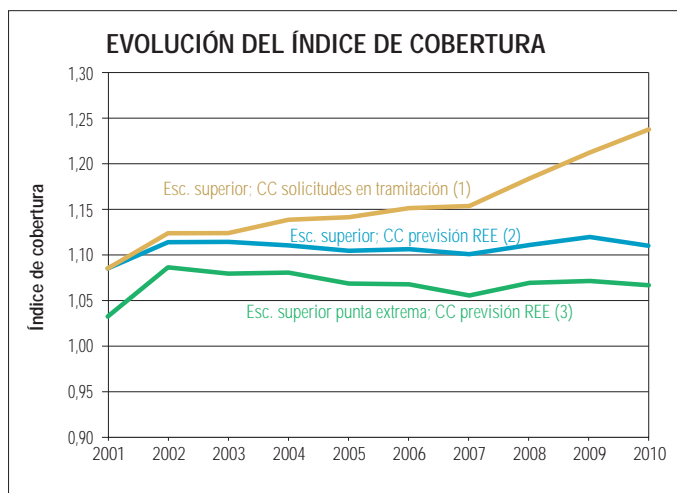
Punta (MW)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Invierno (*)	36.700	37.400	38.500	39.300	40.300	41.300	42.500	43.400	44.500	45.300
Verano	32.100	33.500	34.600	36.000	37.000	38.100	39.300	40.600	41.700	43.000

(*) Los datos de invierno corresponden al periodo comprendido entre noviembre del año en curso y marzo del año siguiente.



Cobertura de la demanda punta de potencia en año seco: Escenario central

Potencia instalada (MW)	2001	2005	2010
Hidráulica	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.804	7.894	7.886
Carbón	11.542	10.732	9.395
Fuel y fuel/gas (1)	7.430	4.820	4.400
Ciclos combinados	0	6.000	12.000
Saldo intercambios internac. en punta	200	200	200
Régimen especial térmicos (2)	5.530	6.710	7.810
Régimen especial no térmicos (3)	4.994	8.164	11.155
Total potencia instalada	54.024	61.044	69.370
Total potencia disponible (a)	37.855	41.953	47.203
Punta de potencia en el año eléctrico (b)	34.201	37.886	42.291
Indice de cobertura (IC) = (a)/(b)	1,107	1,107	1,116
Margen para la cobertura con IC=1,1 (MW)	259	309	756



(1) Cobertura de las puntas previstas en el escenario superior, en condiciones normales, suponiendo que todas las solicitudes de autorización de grupos de ciclo combinado (CC) entren en servicio, con una gradualidad estimada por Red Eléctrica.

(2) Mismas condiciones que en (1) pero suponiendo que sólo entran en servicio 13.200 MW de CC hasta el año 2010.

(3) Mismas condiciones que en (2) pero para situaciones de puntas extremas.

- (1) No se consideran 800 MW de centrales que llevan varios años sin funcionar.
- (2) Régimen especial térmicos: cogeneración, biomasa, residuos sólidos industriales, residuos sólidos urbanos.
- (3) Régimen especial no térmicos: minihidráulica, eólica, solar.



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>