

ENERGÍA ELÉCTRICA

ENERO 2001. Nº 32



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. Mercados de operación. Resumen 2000	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central Térmica Castellón
Central Solar Fotovoltaica San Agustín de Guadalix

Fecha de redacción: 15 de marzo 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

- El año 2001 ha comenzado con un crecimiento muy moderado del consumo de energía eléctrica, al alcanzar en enero una demanda bruta de 17.935 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 0,5%.
- Este flojo crecimiento, el más bajo desde febrero de 1997, tiene su origen en las temperaturas registradas en enero, muy superiores a las del año anterior y a las habituales para este mes, que han tenido una influencia negativa sobre la demanda del 6,6%. Por su parte, el efecto de la laboralidad ha incrementado la demanda en un 2,3%, debido a que la festividad de Reyes se produjo en fin de semana. Descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha sido del 4,8%, 2,4 puntos inferior al registrado en enero del año anterior y, junto al del mes

pasado, uno de los más bajos de los últimos dos años.

- Al igual que en el mes pasado, el extraordinario producible hidráulico registrado en enero, el quinto más alto para este mes desde 1920, ha dado lugar al máximo histórico de producción hidroeléctrica con 6.190 GWh, superando el anterior máximo de enero de 1996. Esta generación representa el 37,4% de la producción bruta mensual, casi 22 puntos superior a su contribución media en el año 2000. En contrapartida a esta elevada participación hidráulica, la aportación a la cobertura de la producción térmica convencional ha descendido hasta el 28,0%, muy lejos del 49,1% que alcanzó en el año 2000. Por su parte, los grupos nucleares, en ausencia de actuaciones programadas, han funcionado casi a plena carga y han generado el 34,6% de la pro-

ducción bruta mensual, casi un punto menos que en el conjunto del año anterior debido a la mayor demanda relativa de enero.

- En enero, por primera vez desde el mes de septiembre de 1998, el saldo de los intercambios internacionales ha sido exportador, consecuencia del notable incremento de las operaciones de exportación realizadas por los agentes, tanto a través del mercado de producción como mediante contratos bilaterales.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, el año 2001 ha comenzado con un crecimiento de la demanda de energía eléctrica del 5,3%, muy por debajo de las tasas alcanzadas tanto en enero del año anterior como en el conjunto del año 2000, aunque casi cinco puntos por encima del crecimiento peninsular.
- Tras el precio mínimo histórico registrado el mes anterior, en enero el precio medio final en el mercado de producción ha sido 4,99 PTA/kWh, un 2,4% más alto que el mes anterior y el segundo más bajo desde el inicio del mercado eléctrico. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha aumentado tan sólo un 0,1% respecto al mes anterior, mientras que la garantía de potencia y el conjunto de Otros mercados aumentaron en un 1,3% y 20,4% respectivamente.
- Respecto al mismo mes de 2000, el precio final ha disminuido un 25,6%, debido principalmente a la disminución del 32,4% del mercado diario.
- En cuanto al precio medio en los últimos doce meses, se ha situado en 6,35 PTA/kWh, un 6,6% superior al mismo periodo del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el mes de enero ha sido de 5,77 PTA/kWh, un 19,4% inferior a enero del año anterior, debido al descenso del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en enero ha sido 9,87 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ascendió a 5,33 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se ha situado en 6,19 PTA/kWh, un 33,4% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

Balance eléctrico	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	15.446	0,5	15.446	0,5	164.014	5,3
Régimen especial	2.537	11,3	2.537	11,3	26.783	8,8
Intercambios internacionales	-48	-	-48	-	4.196	-26,0
Demanda bruta	17.935	0,5	17.935	0,5	194.993	4,8
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	874	6,9	874	6,9	10.166	7,9
Régimen especial	46	-18,5	46	-18,5	674	-8,5
Demanda bruta	920	5,3	920	5,3	10.840	6,7

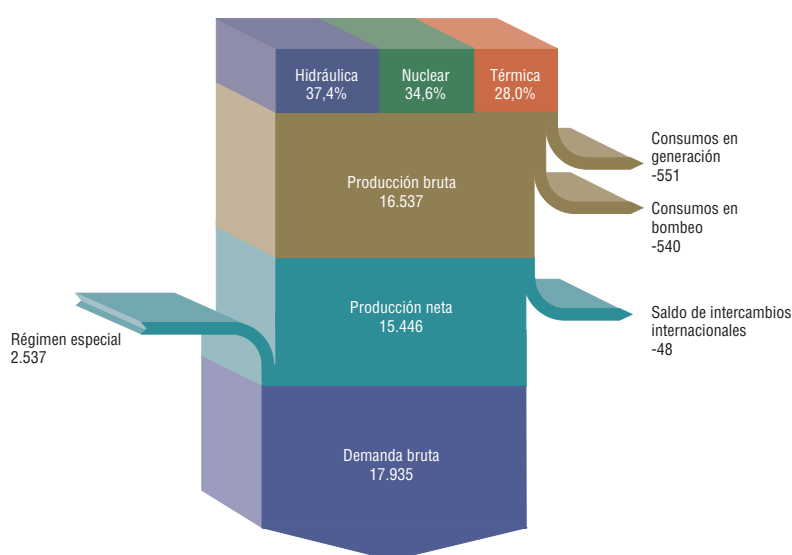
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	6,19	-16,3	6,19	-16,3	7,36	7,7
En el mercado	5,33	-23,6	5,33	-23,6	6,76	7,4
Al régimen especial	9,87	2,2	9,87	2,2	10,07	3,1
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,64	-25,1	4,64	-25,1	5,80	15,5
Total	5,77	-19,4	5,77	-19,4	6,95	6,5
En cent. Euro	3,47					

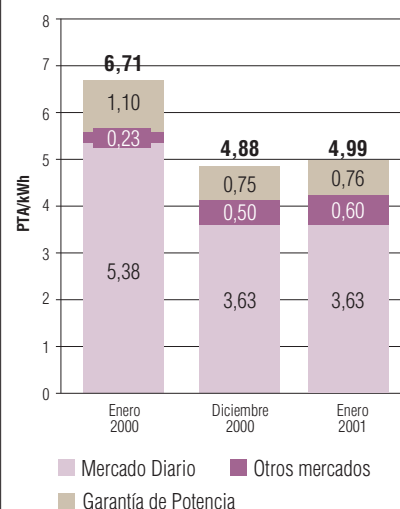
(*) Distribuidores y Exportaciones REE.

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

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



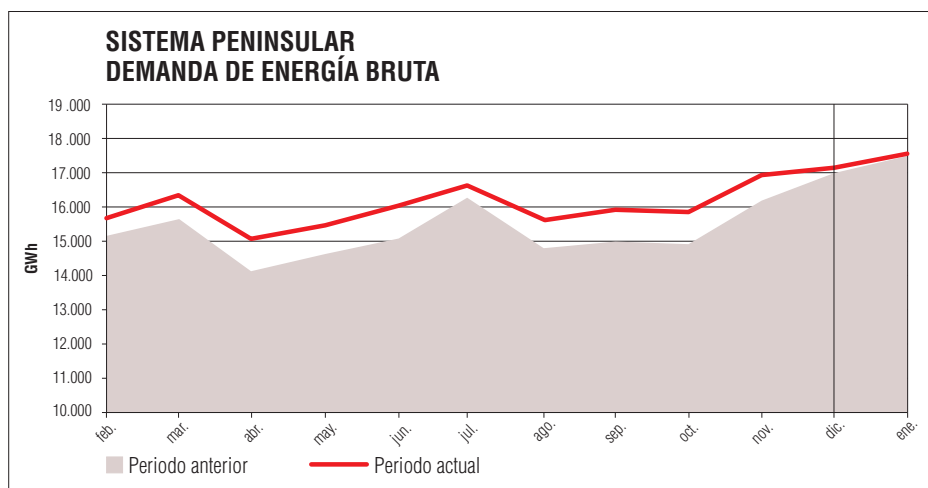
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

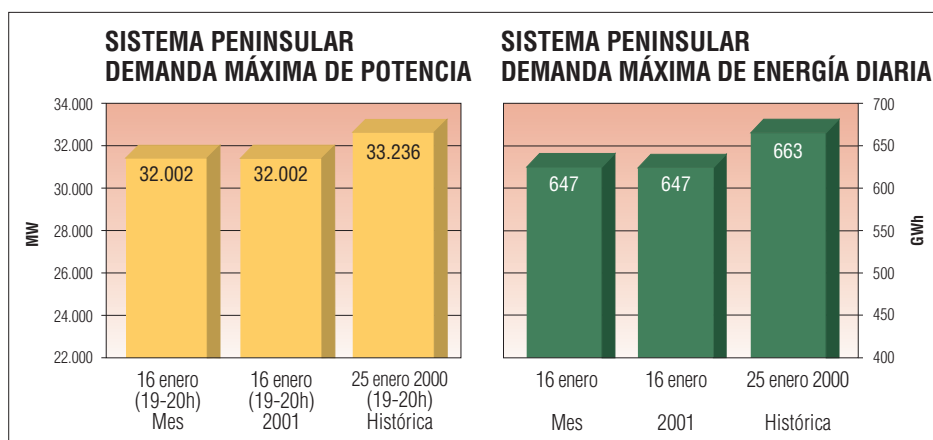
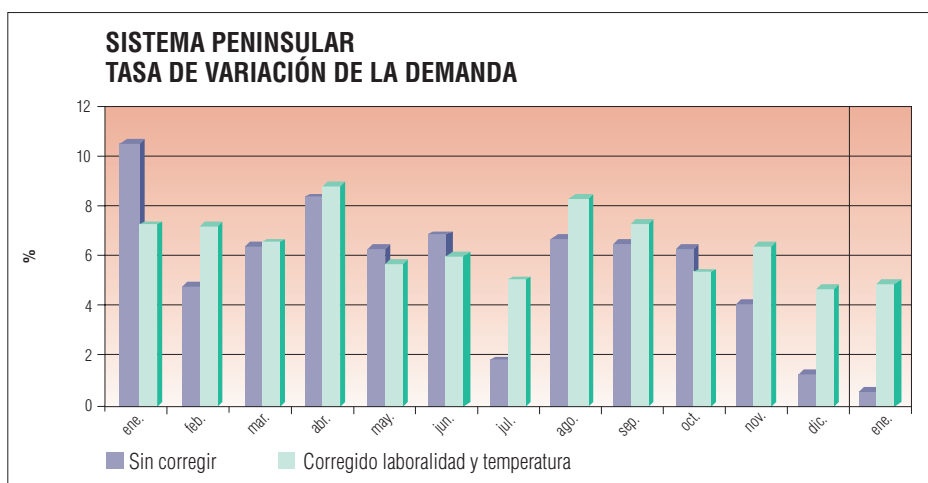
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de enero ascendió a 17.935 GWh, con un ligero crecimiento del 0,5% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una aportación positiva sobre el crecimiento de la demanda de 2,3 puntos debido a que la festividad de Reyes este año se produjo en fin de semana, mientras que el año anterior se produjo en jueves, con el consiguiente efecto puente.
 - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron muy superiores al valor característico del mes de enero y que las del año anterior, restando 6,6 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media diaria del mes fue de 10,0 °C, 2,7 °C más que en 2000. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 13,4°C, 1,5 °C más que en el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 6,6 °C, 3,9 °C más que en 2000.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda de energía bruta se estima en un 4,8%. Esta tasa es 0,2 puntos superior al crecimiento estimado en el mes de diciembre e inferior en algo más de dos puntos al registro de enero de 2000.
- Tras el dato de enero, el incremento acumulado de la demanda en los últimos doce meses se ha situado en el 4,8%, dos puntos menos que el correspondiente valor en enero de 2000. Durante este período, las temperaturas tuvieron una aportación negativa de casi dos puntos sobre el crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad tuvo una ligera aportación positiva. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,2%, valor similar al registrado en el mismo período del año anterior.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de enero fue de 32.002 MW, valor inferior en un 3,7% respecto al máximo histórico registrado en enero del año anterior, y la máxima energía diaria fue de 647 GWh, un 2,4% inferior al igualmente máximo histórico registrado en enero de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero la demanda ha ascendido a 920 GWh, un 5,3% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento, la más baja registrada en los últimos dos años, es algo más de cinco puntos inferior a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales en el mes de enero el crecimiento de la demanda se ha situado en el 6,7%, 2,4 puntos menos que el mismo período del año anterior.



Demanda bruta	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	17.935	0,5	17.935	0,5	194.993	4,8
Efectos						
Laboralidad	-	2,3	-	2,3	-	0,4
Temperatura	-	-6,6	-	-6,6	-	-1,8
Activ. económica y otros	-	4,8	-	4,8	-	6,2
Sistemas extrapeninsulares	920	5,3	920	5,3	10.840	6,7

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

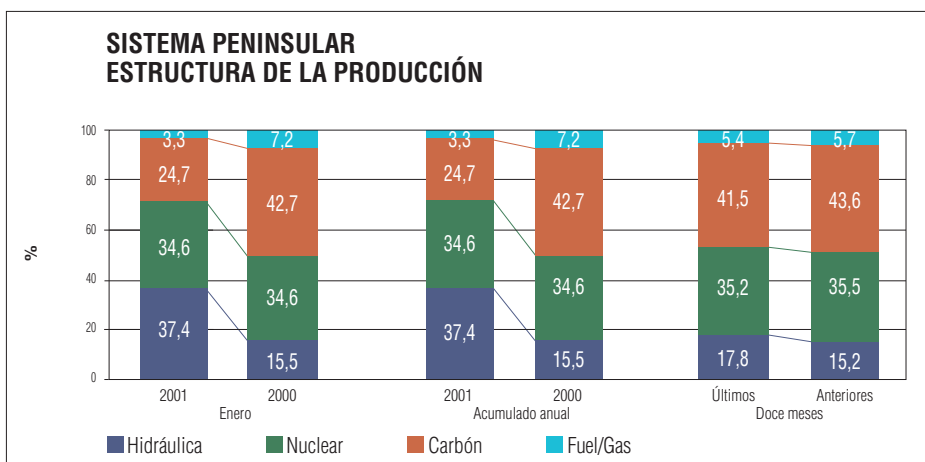
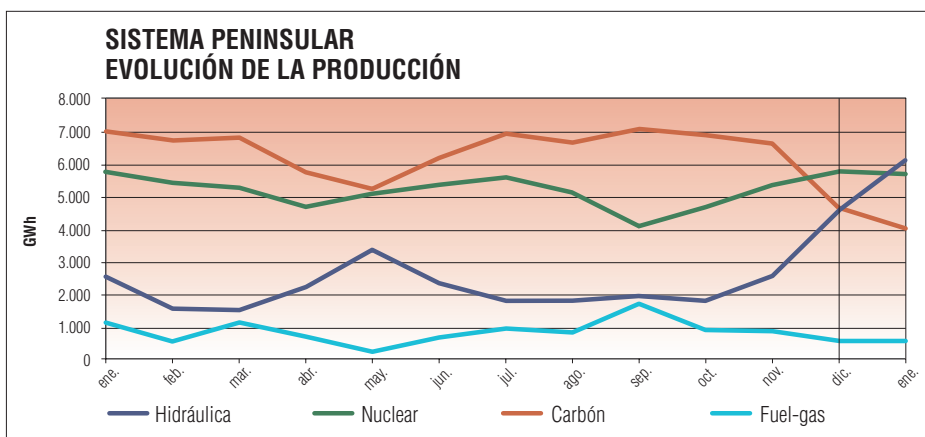
- La producción bruta peninsular ascendió en enero a 16.537 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 0,6%. Esta tasa de crecimiento, la más baja desde abril de 1999, es consecuencia del moderado crecimiento de la demanda registrado este mes.
- El año 2000 se ha iniciado con una estructura de producción muy diferente a la registrada en el conjunto del año anterior. El excelente producible hidráulico de este mes ha conducido a un nuevo máximo histórico de producción hidroeléctrica, 6.190 GWh, un 33,0% superior al mes anterior. Esta generación mensual representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 37,4%, la más alta desde enero de 1998, que supera en casi veintidós puntos a la del conjunto de 2000.
- La producción del equipo nuclear, en ausencia de actuaciones programadas en sus centrales, ha alcanzado en enero el segundo valor histórico más alto de producción mensual, 5.723 GWh. Esta generación ha aportado el 34,6% de la producción bruta del mes, contribución idéntica a la registrada en enero del año anterior, aunque 0,6 puntos menos que en el conjunto del año 2000, debido a la mayor demanda relativa propia de los meses de enero.
- El buen comportamiento del equipo nuclear y especialmente de los grupos hidroeléctricos ha repercutido en una notable reducción, por segundo mes consecutivo, de la generación del equipo térmico convencional, que este mes ha ascendido a 4.624 GWh, con una participación sobre la generación bruta mensual del 28%, la más baja desde febrero de 1998 y 21 puntos por debajo de su aportación media durante el año 2000.
- En el mes de enero, por primera vez desde septiembre de 1998, 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 85,9% y el 14,1%, respectivamente, de la energía necesaria para satisfacer la demanda y el saldo exportador de intercambios.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero la producción de las centrales de carbón ha sido prácticamente idéntica a la del mismo mes del año anterior, mientras que la producción de las centrales de fuel se ha incrementado en un 10,1% y han aportado el 67% de la producción bruta, dos puntos más que en enero de 2000. Es de destacar el descenso respecto a enero del año anterior de las adquisiciones al régimen especial, que han aportado el 5,0% de la demanda mensual, 1,4 puntos menos que en el año anterior.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	6.190	143,0	6.190	143,0	31.485	24,7
Nuclear	7.798	5.723	0,7	5.723	0,7	62.244	5,2
Carbón	11.542	4.078	-41,9	4.078	-41,9	73.432	1,1
Fuel-Gas	8.214	547	-53,8	547	-53,8	9.612	0,9
Producción bruta	44.078	16.537	0,6	16.537	0,6	176.774	6,1
Consumos generación		-551	-20,8	-551	-20,8	-7.682	6,0
Consumos bombeo		-540	46,4	-540	46,4	-5.078	42,4
Producción neta		15.446	0,5	15.446	0,5	164.014	5,3
Régimen especial	7.936	2.537	11,3	2.537	11,3	26.783	8,8
Intercambios internacionales		-48	-	-48	-	4.196	-26,0
Importaciones		455	-15,3	455	-15,3	8.658	3,7
Exportaciones		-503	47,6	-503	47,6	-4.462	66,7
Demanda bruta		17.935	0,5	17.935	0,5	194.993	4,8

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	0	-	2	4,7
Carbón	510	310	0,1	310	0,1	3.472	-1,0
Fuel-oil	2.304	628	10,1	628	10,1	7.435	12,0
Producción bruta	2.815	938	6,6	938	6,6	10.909	7,5
Consumos generación		-64	2,7	-64	2,7	-744	2,9
Producción neta		874	6,9	874	6,9	10.166	7,9
Régimen especial	155	46	-18,5	46	-18,5	674	-8,5
Demanda bruta		920	5,3	920	5,3	10.840	6,7

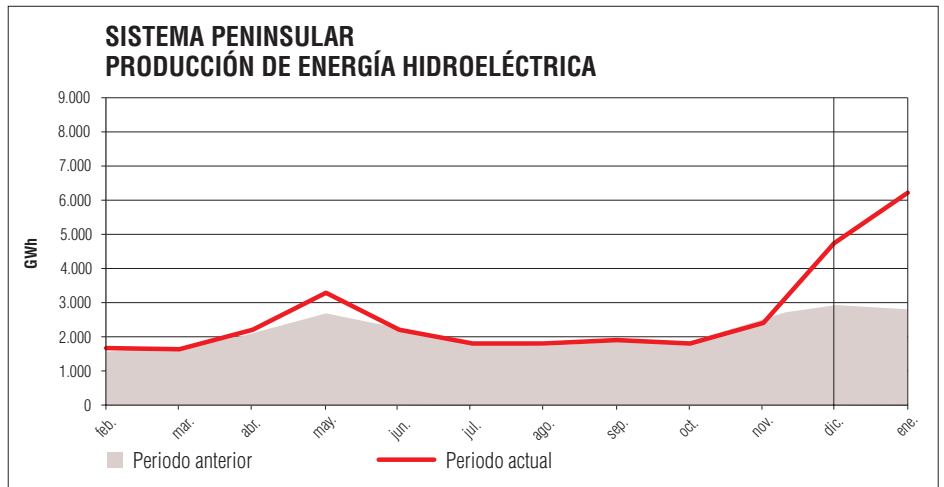
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

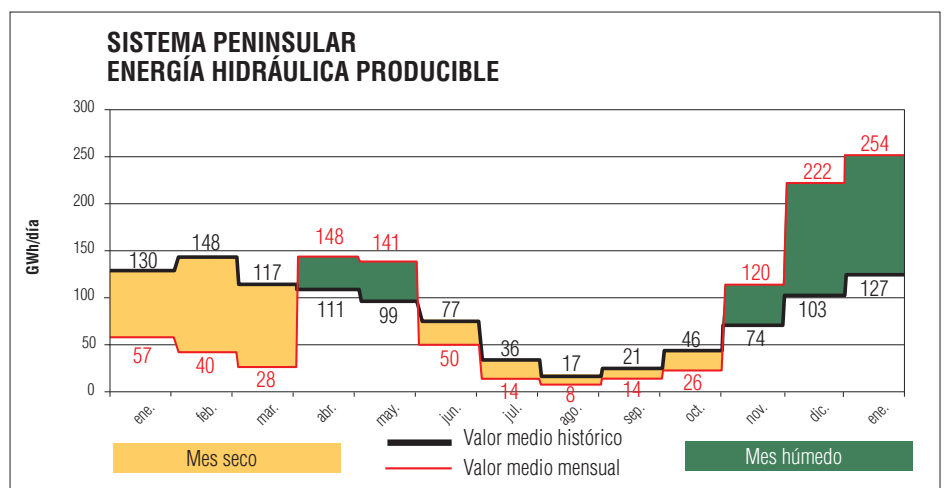
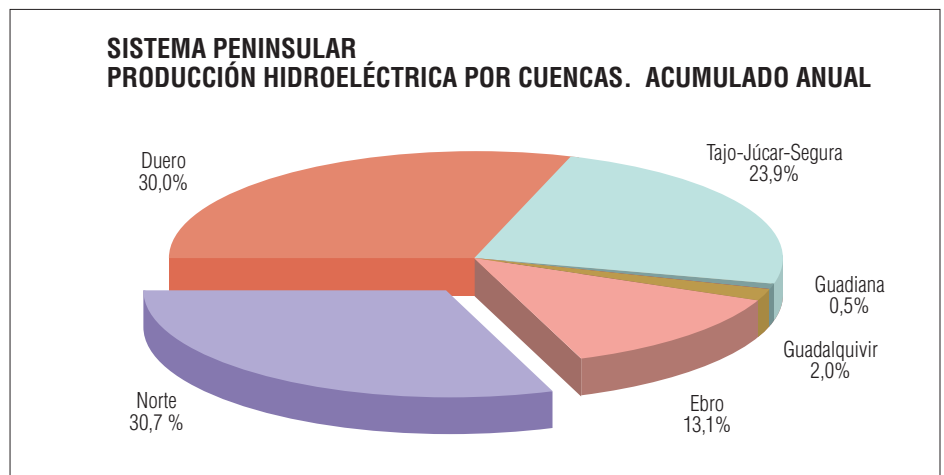
- Por tercer mes consecutivo, el mes de enero ha sido muy húmedo, lo que ha conducido al máximo histórico de producción hidroeléctrica con 6.190 GWh, con un incremento del 143,0% respecto al mismo mes del año anterior, que fue extremadamente seco, y superando en casi tres veces a la generación mensual media del año 2000. Este excelente registro ha aportado el 37,4% de la producción bruta mensual, la contribución más alta de esta tecnología desde enero de 1998, mejorando en casi veintidós puntos su participación media del año 2000.
- Tas los excelentes registros de los tres últimos meses, especialmente diciembre y enero, la producción hidroeléctrica interanual se ha situado en 31.485 GWh, un 24,7% por encima del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 17,8% de la producción bruta del periodo, 2,6 puntos más que en los anteriores últimos doce meses.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de enero todas incrementaron su producción respecto al año anterior, con crecimientos superiores al 100% en todas las cuencas, excepto en la Norte y Ebro. Esta recuperación ha incidido en mayor medida en las cuencas de la mitad sur peninsular, que han aportado en el mes de enero el 26,3% de la producción hidroeléctrica total, 13 puntos más que en enero del año anterior y algo más de 9 puntos por encima de su contribución en el conjunto del año 2000.
- A lo largo de todo el mes se registraron elevadas precipitaciones en toda la Península, siendo éstas superiores al valor característico del mes en todas las áreas, excepto en las de Vigo, Santander, Albacete, Valencia y Lleida.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de enero ha sido muy húmedo, registrándose una energía producible en el mes de 7.870 GWh, que duplica la energía producible típica del mes de enero. Este índice de producible es el quinto más alto registrado en un mes de enero desde 1920.
- La alta hidraulicidad registrada en el mes de enero, ha situado el producible hidráulico acumulado en los últimos doce meses en 32.590 GWh, valor que supera en un 9,7% al valor característico del periodo.
- A pesar de la notable producción hidroeléctrica de enero, ésta ha sido cerca de 1.700 GWh inferior al producible mensual, con lo que se ha vuelto a incrementar el nivel de reservas de los embalses, que han finalizado el mes con un volumen de reservas equivalentes a 12.454 GWh, un 19,8% más que el que existía el último día de diciem-

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	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.897	60,0	1.897	60,0	10.687	15,1
Duero	3.550	1.857	246,8	1.857	246,8	8.207	48,3
Tajo-Júcar-Segura	4.093	1.477	436,4	1.477	436,4	4.954	70,6
Guadiana	233	28	234,3	28	234,3	112	-49,3
Guadalquivir	1.016	122	114,6	122	114,6	977	5,2
Ebro	3.483	808	66,5	808	66,5	6.549	2,5
Sistema peninsular	16.524	6.190	143,0	6.190	143,0	31.485	24,7
Canarias	1	0	-	0	-	2	4,7
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	2	4,7

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

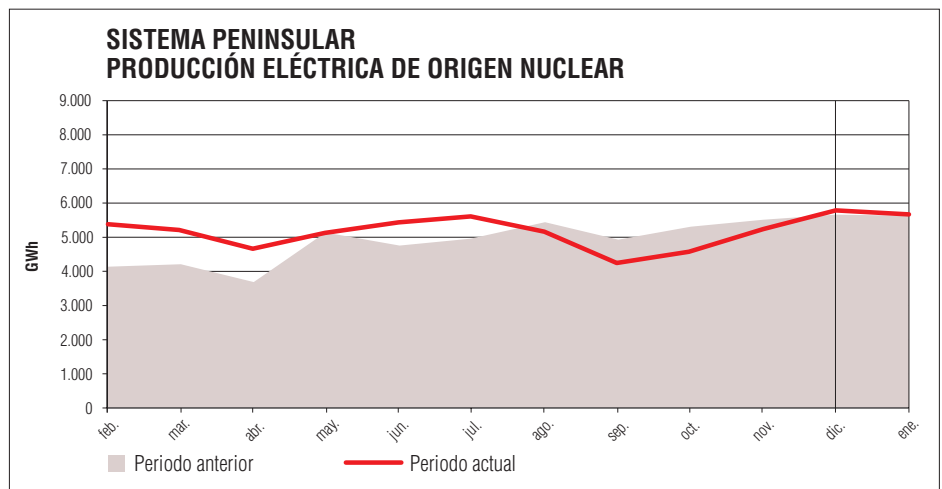
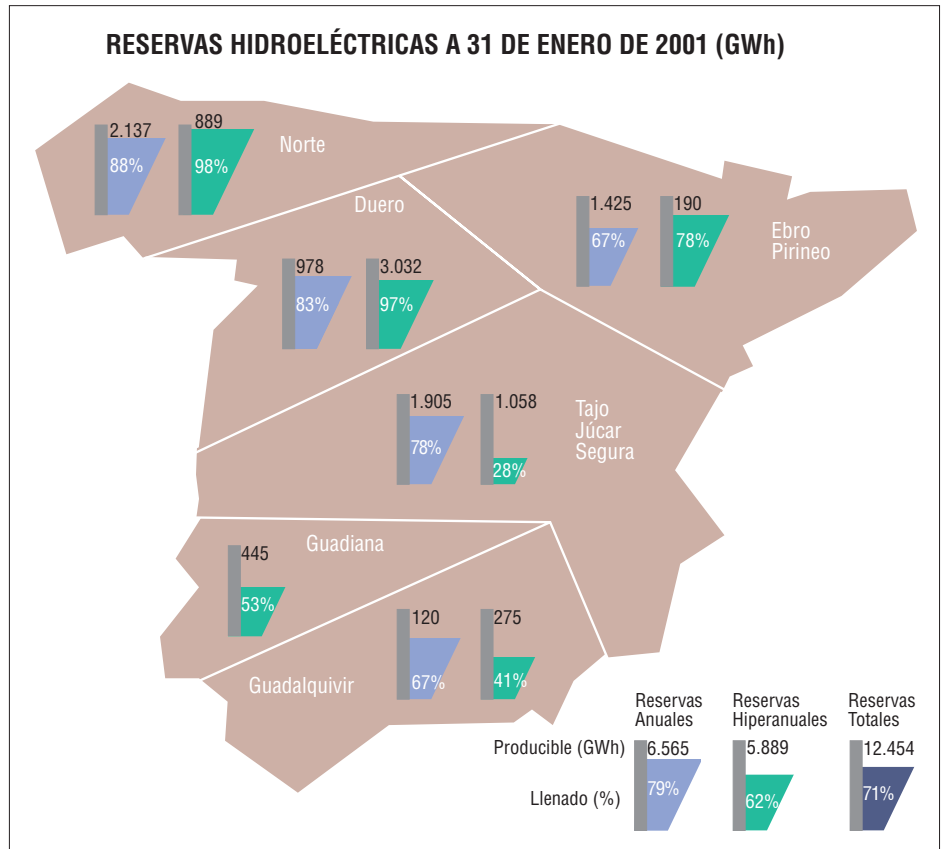


bre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 70,6% de la capacidad total, el quinto valor más alto registrado desde 1965. Este porcentaje es superior en 28,1 puntos a las reservas registradas a finales del mes de enero del año anterior, e igualmente mejora en 9 puntos el que existía al finalizar el mes de diciembre.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 6.565 GWh, que corresponden a un nivel de llenado 78,6%, 6,2 puntos más que en el mes de diciembre y 34 puntos superior a enero 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 65%, dos de las cuales, la Norte y la Duero superaban el 80%. Es asimismo reseñable el incremento de reservas en la cuenca del Guadalquivir, que ha incrementado su volumen de llenado en 30 puntos respecto al mes anterior.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 5.889 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 61,7%, 14,6 puntos por encima del de diciembre e igualmente 23 puntos por encima del existente al finalizar enero de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a las cuencas Norte y Duero con porcentajes cercanos al 100%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que apenas ha alcanzado el 28%.

Producción nuclear

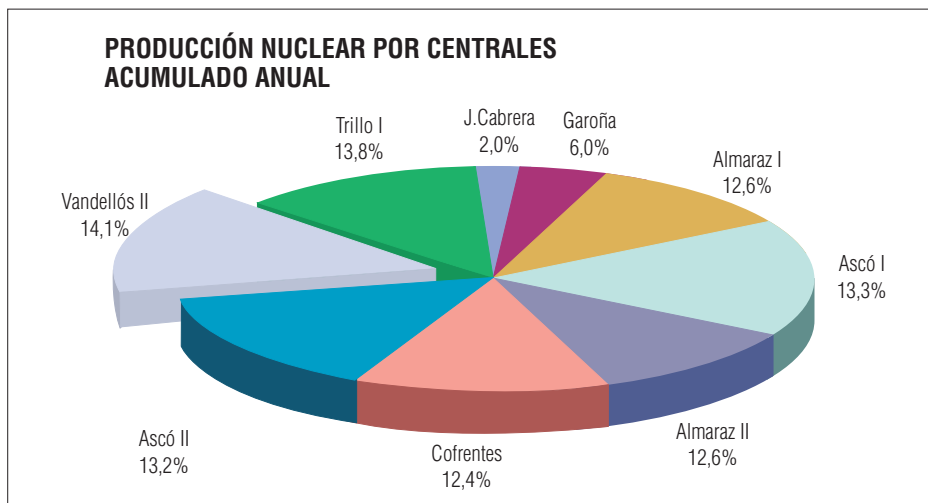
- Por segundo mes consecutivo, la ausencia de actuaciones programadas en el equipo nuclear ha conducido a una elevada producción mensual, 5.723 GWh, la segunda más alta de siempre tras la del mes pasado.
- La producción del mes de enero supera en un 0,8% a la del mismo mes del año anterior, y representa una aportación a la producción bruta mensual del 34,6%, prácticamente igual a la registrada en enero del año anterior y 0,6 puntos por debajo de su aportación media durante el año 2000.
- La ausencia total de actuaciones programadas en el mes de enero ha conducido a un valor del coeficiente de disponibilidad del 99,5%. Este valor se sitúa ligeramente por debajo de los registrados tanto en el mismo mes del año anterior como el pasado mes de diciembre, meses ambos en los que se alcanzó una disponibilidad total del equipo nuclear.
- Por su parte, el factor de carga mensual ha sido del 98,6%, similar al registrado en enero del año anterior, aunque un punto inferior al registrado en diciembre.



Producción bruta Nuclear	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	-0,1	112	-0,1	1.168	-1,3
Garoña	466	345	0,2	345	0,2	4.031	9,5
Almaraz I	974	723	0,3	723	0,3	7.767	7,1
Ascó I	1.028	762	5,5	762	5,5	8.052	-4,9
Almaraz II	983	720	0,3	720	0,3	7.685	-8,5
Cofrentes	1.025	707	-2,2	707	-2,2	7.699	-0,8
Ascó II	1.015	754	0,4	754	0,4	8.799	16,7
Vandellós II	1.082	808	0,8	808	0,8	8.311	9,5
Trillo I	1.066	790	0,0	790	0,0	8.733	20,2
Sistema peninsular	7.798	5.723	0,7	5.723	0,7	62.244	5,2

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

- El repunte de la producción nuclear observado desde el pasado mes de noviembre como consecuencia de la ausencia de actuaciones programadas ha situado la producción nuclear de los últimos doce meses en 62.244 GWh, un 5,2% por encima de la registrada en el mismo período del año anterior. Esta producción representa una contribución a la producción bruta del período del 35,2%, 0,3 puntos por debajo del mismo período del año anterior debido al efecto del crecimiento de la demanda.
- Durante el mes de enero se han fabricado 100 elementos combustibles tipo BWR para la central alemana de Gundremmingen. Por el contrario, en este mes no se han importado elementos combustibles de ningún tipo.
- El pasado 31 de diciembre 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 que será notificada en los meses en que se produzcan.



Grupo	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,3	0,0	0,0	94,3	0,0	0,0
Garoña	99,6	0,0	0,0	99,6	0,0	0,0
Almaraz I	99,8	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
Ascó I	99,6	0,0	0,0	99,6	0,0	0,0
Almaraz II	98,5	0,0	0,0	98,5	0,0	0,0
Cofrentes	92,7	0,0	3,4	92,7	0,0	3,4
Ascó II	99,9	0,0	0,0	99,9	0,0	0,0
Vandellós II	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Trillo	99,7	0,0	0,0	99,7	0,0	0,0
Sistema peninsular	98,6	0,0	0,5	98,6	0,0	0,5

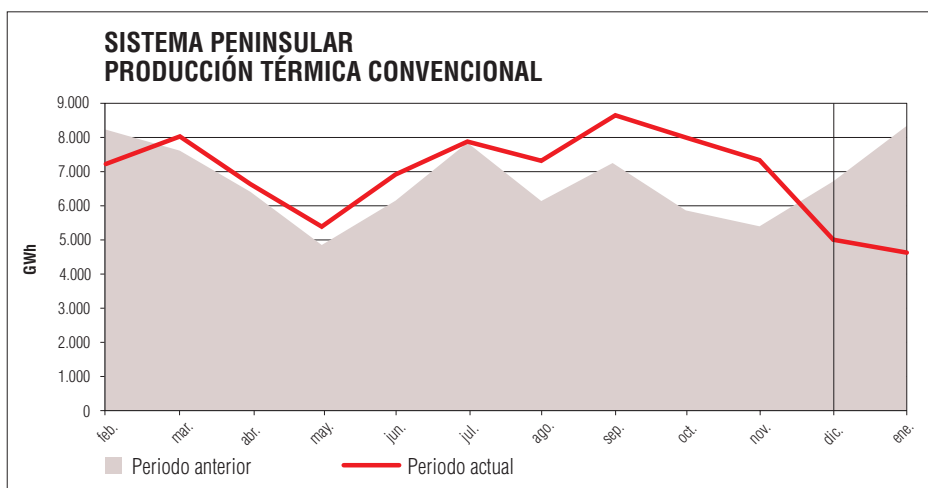
Producción térmica convencional

- En enero, continuando la tendencia del mes pasado, la producción de los grupos térmicos convencionales ha experimentado un fuerte descenso, situándose en 4.624 GWh, un 43,6% inferior a la del mismo mes del año anterior. Esta elevado descenso se debe, por un lado, a la floja generación de este mes como consecuencia de la elevada producción hidroeléctrica y, por otro, a la comparación con un mes, enero de 2000, de elevada producción con este tipo de tecnología.
- La producción de enero representa una aportación a la producción bruta mensual del 28,0%, la más baja desde febrero de 1998 y veintidós puntos inferior a su contribución en el mismo mes del año anterior.
- Por tecnologías, en el mes de enero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 69,8% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 18,4% de la producción mensual mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 11,8% restante .
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central pre-

Combustible nuclear	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	0	264.693
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	0	230
Exportación	0	0	56
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	176
Exportación	100	100	217
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.



senta 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 mes de enero la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos ha sido del 33,0% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 52,0% y la de fuel-gas el 15,0%.

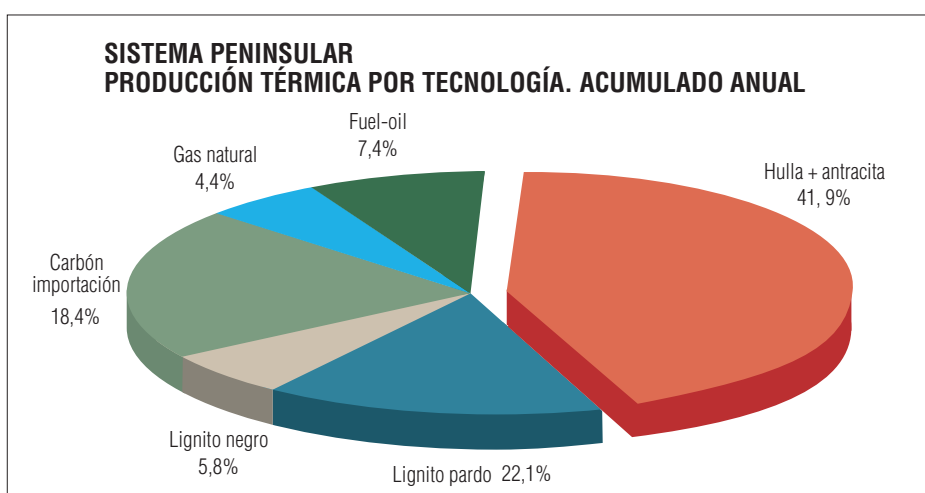
- En los últimos doce meses, todas las tecnologías han incrementado su producción respecto al año anterior, con excepción de los grupos de hulla-antracita y fuel cuyas respectivas producciones se han reducido en un 1,9% y 15,9%. Destacan los notables incrementos de la producción de las centrales de gas natural, el 35,8%, y de las de lignito negro, el 14,0%.
- La disponibilidad del grupo térmico en enero ha sido del 95,1%, tres puntos más que en mismo mes del año anterior. Por su parte, la menor utilización del equipo térmico este mes ha situado el factor de carga en el 28,0%, 28,4 puntos menos que en enero de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero la producción de las centrales de carbón ha sido similar a la del mismo mes del año anterior, con lo que los grupos de fuel han absorbido la totalidad del crecimiento de la generación térmica, incrementando su producción en un 10,1%.

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

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

Producción bruta Tecnología	Potencia		Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	
Hulla + antracita	6.080	1.940	-47,5	1.940	-47,5	37.695	-1,9	
Lignito pardo	2.032	1.022	-16,0	1.022	-16,0	14.067	1,1	
Lignito negro	1.501	267	-70,6	267	-70,6	8.417	14,0	
Carbón importación	1.928	850	-29,2	850	-29,2	13.254	2,7	
Gas natural (*)	3.582	202	-47,8	202	-47,8	4.195	35,8	
Fuel-oil	4.632	344	-56,8	344	-56,8	5.417	-15,9	
Sistema peninsular	19.756	4.624	-43,6	4.624	-43,6	83.045	1,1	
Carbón	510	310	0,1	310	0,1	3.472	-1,0	
Fuel-oil	2.304	628	10,1	628	10,1	7.435	12,0	
Sistemas extrapeninsulares	2.814	938	6,6	938	6,6	10.907	7,5	

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



Tecnología	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	42,9	0,0	1,3	42,9	0,0	1,3
Lignito pardo	67,6	0,0	0,9	67,6	0,0	0,9
Lignito negro	23,9	0,0	0,9	23,9	0,0	0,9
Carbón importación	59,2	0,0	3,3	59,2	0,0	3,3
Gas natural (*)	7,9	0,0	5,1	7,9	0,0	5,1
Fuel-oil	6,4	0,0	10,4	6,4	0,0	10,4
Sistema peninsular	28,0	0,0	4,9	28,0	0,0	4,9
Carbón	81,7	0,0	0,2	81,7	0,0	0,2
Fuel-oil	36,6	2,2	4,6	36,6	2,2	4,6
Sistemas extrapeninsulares	44,8	1,8	3,8	44,8	1,8	3,8

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

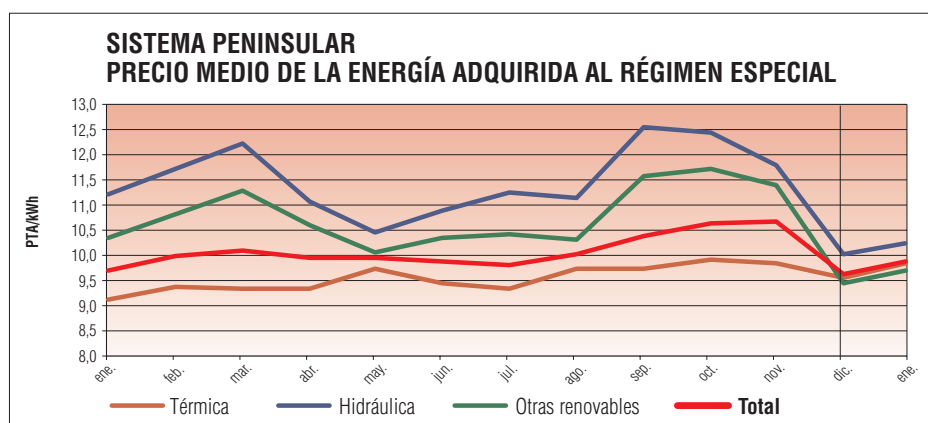
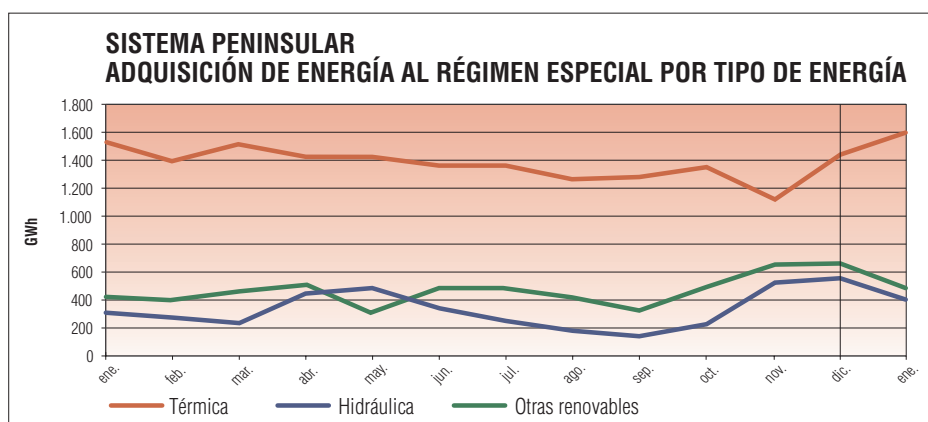
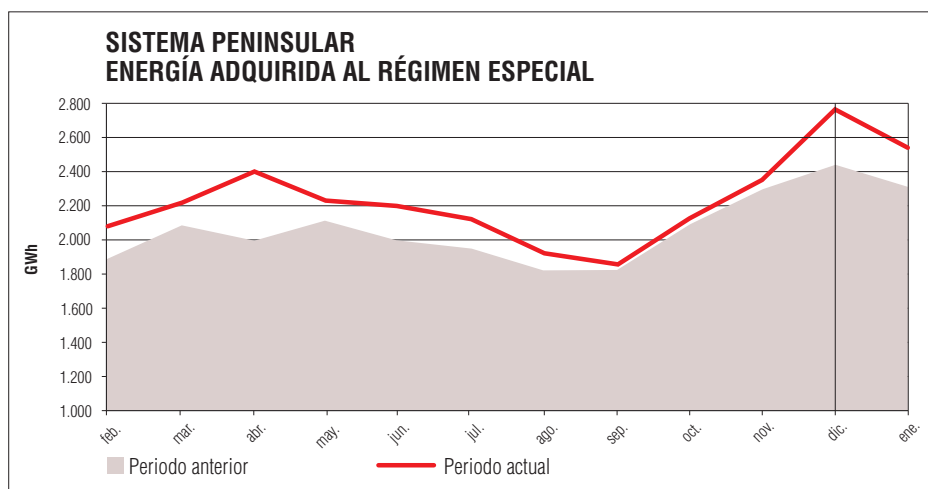
Combustible	Enero					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	450	-56,4	2.785	8,3	1.168	450	-56,4	1.168	9.413	-6,5	24.743
Lignito pardo	110	-48,9	96	214,1	262	110	-48,9	262	2.467	-8,4	6.097
Lignito negro	30	-80,9	918	-9,9	94	30	-80,9	94	1.603	22,0	4.822
Carbón importación	858	-24,7	1.900	42,2	2.407	858	-24,7	2.407	12.786	6,7	36.065
Gas natural (**)	70	-39,5	-	-	197	70	-39,5	197	1.211	25,8	4.058
Gas siderúrgico	34	-14,3	-	-	91	34	-14,3	91	461	3,8	1.197
Fuel-oil	145	-52,8	655	53,8	404	145	-52,8	404	2.193	-12,6	6.063
Sistema peninsular	1.697	-43,6	6.354	18,1	4.624	1.697	-43,6	4.624	30.133	0,5	83.045
Carbón	102	5,0	272	122,1	310	102	5,0	310	1.107	-4,3	3.472
Fuel-oil	137	11,5	97	10,3	628	137	11,5	628	1.641	15,2	7.435
Sistemas extrapeninsulares	239	8,6	370	75,3	938	239	8,6	938	2.748	17,5	10.907

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 enero, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.537 GWh, con un crecimiento del 11,3% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de enero, el volumen de energía acumulada en los últimos doce meses, 26.783 GWh, supera en un 8,8% al del mismo período del año anterior, tasa muy inferior al 23,7% que se contabilizó en enero de 2000. Este volumen de adquisiciones ha aportado el 13,8% de la demanda de los últimos doce meses, valor similar 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 37,2% de la energía adquirida en el período, casi seis puntos más que en el mismo período del año anterior. Por su parte, la energía procedente de las centrales térmicas descendió ligeramente en términos interanuales.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 46 GWh, un 18,6% menos que en el mismo mes del año anterior, siguiendo la línea de crecimientos negativos habitual durante el pasado año 2000. La aportación de este volumen de energía a la demanda mensual ha sido del 5,0%, más de un punto inferior que en enero de 2000.
- En enero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,87 PTA/kWh. Este precio es superior en un 2,2% al registrado en enero del año anterior, debido al incremento del precio de la energía procedente de centrales térmicas en un 8,0%.
- Por tipo de combustible, en enero el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 10,23 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 9,68 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,82 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	Enero				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	4.528	1.633	6,9	9,82	8,0	1.633	6,9	9,82	8,0	16.813	-0,6	9,57	3,1
Hidráulica	1.327	417	26,3	10,23	-9,1	417	26,3	10,23	-9,1	4.232	13,0	11,16	-1,2
Otras renovables	2.081	486	15,3	9,68	-6,4	486	15,3	9,68	-6,4	5.737	44,6	10,66	3,4
Sistema peninsular	7.936	2.537	11,3	9,87	2,2	2.537	11,3	9,87	2,2	26.783	8,8	10,07	3,1
Térmica	82	30	-23,2	9,14	26,1	30	-23,2	9,14	26,1	424	-16,1	7,31	-3,1
Hidráulica (*)	0,5	0	20,4	-	-	0	20,4	-	-	4	-	-	-
Otras renovables	73	16	-8,3	8,94	-4,6	16	-8,3	8,94	-4,6	247	6,6	10,25	-0,7
Sistemas extrapeninsulares (*)	155	46	-18,6	-	-	46	-18,6	-	-	674	-8,5	-	-

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

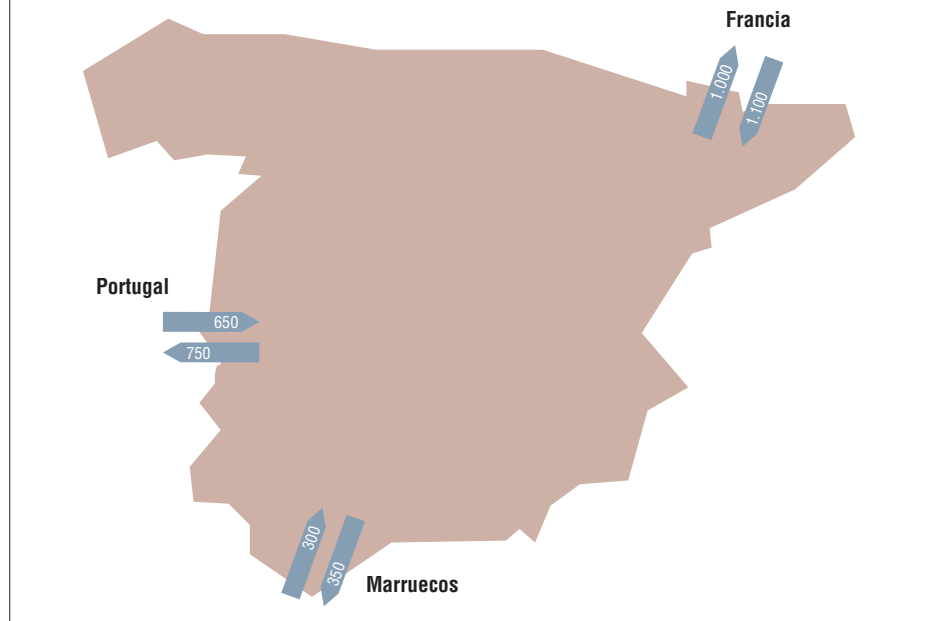
(*) Datos de precios de hidráulica no disponibles.

Intercambios internacionales

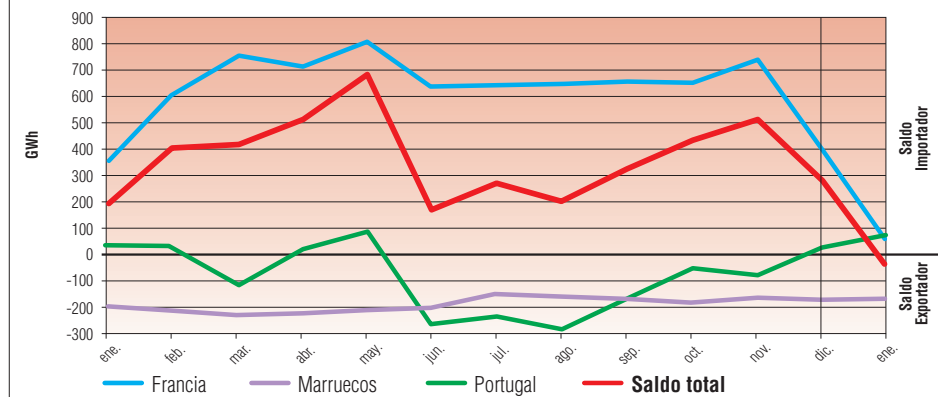
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de enero ha ascendido a 958 GWh, un 9,1% más que en el mismo mes de 2000. El 52,5% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, lo que ha conducido a un saldo mensual exportador de intercambios internacionales de 48 GWh, el primero de este signo desde el mes de septiembre de 1998.
- El 65,1% 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 enero a 328 GWh, el 34,4% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 0,5% restante.
- En enero, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Francia con 360 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Marruecos, 120 GWh, Portugal, 101 GWh, y Andorra, 44 GWh.
- En los últimos doce meses, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 13.120 GWh, un 19,0% más que en el mismo período del año anterior. El 59,7% de esta energía, nueve puntos más que en el mismo período del año 2000, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo de 114 GWh. El 15,4% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 39,3% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 4.036 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 0,9% del volumen y aportó un saldo importador de 47 GWh.
- Tras el dato de enero, el saldo de los últimos doce meses de los intercambios internacionales ha sido importador en 4.196 GWh, un 26,0% inferior al obtenido en el mismo período del año anterior, consecuencia en su práctica totalidad del importante incremento de las operaciones de exportación de los agentes.
- El 46,3% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, durante los últimos doce meses ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 28,8% a través de la frontera de Portugal, el 21,4% con Marruecos y el 3,5% restante con Andorra.
- En el mes de enero, 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 ENERO 2001 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



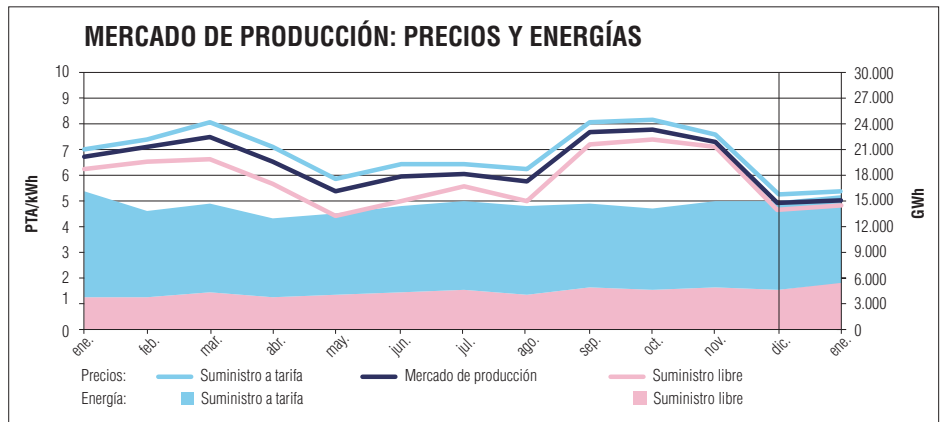
Intercambios internacionales (GWh)*	Enero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-44	-44	0	-44	-44	0	-275	-275
Francia	56	-165	-109	56	-165	-109	3.246	-219	3.027
Marruecos	0	-92	-92	0	-92	-92	5	-777	-772
Portugal	82	-19	63	82	-19	63	675	-1.430	-755
Mercado: Agentes	138	-319	-181	138	-319	-181	3.927	-2.702	1.225
Francia	287	0	287	287	0	287	4.599	0	4.599
Marruecos	0	-41	-41	0	-41	-41	0	-563	-563
Mercado: Contratos REE	287	-41	246	287	-41	246	4.599	-563	4.036
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	25	-114	-89	25	-114	-89	48	-114	-66
Marruecos	0	-28	-28	0	-28	-28	0	-894	-894
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	-151	-151
Contratos bilaterales	25	-141	-116	25	-141	-116	48	-1.159	-1.111
Andorra	1	0	1	1	0	1	6	-4	2
Francia	3	0	3	3	0	3	55	-3	52
Marruecos	1	0	1	1	0	1	7	-5	2
Portugal	0	0	0	0	0	0	17	-26	-9
Apoyo y desvíos	4	0	4	4	0	4	85	-38	47
Total intercambios	455	-503	-48	455	-503	-48	8.658	-4.462	4.196

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Tras la importante caída registrada en diciembre, en enero el precio medio del mercado, aunque ha aumentado ligeramente, se ha mantenido por debajo de las 5 PTA/kWh.
- El precio medio ha sido 4,99 PTA/kWh, un 2,4% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 16.419 GWh. Respecto de enero de 2000, el precio ha disminuido un 25,6%, frente a un aumento del 0,5% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 6,35 PTA/kWh, un 6,6% superior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 10.815 GWh, lo que supone una disminución del 11,6% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 5,33 PTA/kWh, un 2,1% más que el mes anterior y un 23,6% menos que el mismo mes de 2000.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.055 GWh, un 13,7% más que el mes pasado y un 36,1% más que hace un año. Esta cifra representa el 30,8% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,64 PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a



Precios	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/dic.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,99	2,4	-25,6	4,99	-25,6	6,35	6,6
Mercado diario	3,63	0,1	-32,4	3,63	-32,4	5,13	12,0
Otros mercados	0,60	20,4	164,5	0,60	164,5	0,33	125,4
Garantía de potencia	0,76	1,3	-31,4	0,76	-31,4	0,89	-27,6
Suministro a tarifa (**)	5,33	2,1	-23,6	5,33	-23,6	6,76	7,4
Mercado diario	3,70	0,7	-31,2	3,70	-31,2	5,16	12,2
Otros mercados	0,72	16,8	156,3	0,72	156,3	0,39	100,1
Garantía de potencia	0,92	-2,0	-30,7	0,92	-30,7	1,21	-19,3
Suministro libre (***)	4,64	1,9	-25,1	4,64	-25,1	5,80	15,5
Mercado diario	3,64	-0,2	-33,8	3,64	-33,8	5,21	13,3
Otros mercados	0,52	8,6	131,4	0,52	131,4	0,33	117,5
Garantía de potencia	0,49	12,6	2,3	0,49	2,3	0,27	-4,4

Energías	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/dic.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	16.419	5,6	0,5	16.419	0,5	177.378	5,8
Suministro a tarifa (**)	10.815	5,0	-11,6	10.815	-11,6	119.676	-8,8
Suministro libre (***)	5.055	13,7	36,1	5.055	36,1	52.108	60,6
Contratos bilaterales	192	230,3	435,0	192	435,0	1.383	3.762,4

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 (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
L1	5,55	4,27	3,26	3,14	3,00	2,48	2,32	1,54	1,33	1,41	1,67	2,86	3,25	3,21	1,75	1,80	1,67	1,89	3,41	4,93	5,05	5,94	4,77	5,75	3,35
M2	4,01	3,10	2,26	1,89	1,58	1,59	2,34	3,42	3,91	3,93	6,51	7,18	6,45	5,48	4,91	4,90	5,36	6,19	9,03	9,13	8,17	6,98	5,36	4,81	5,27
X3	3,89	3,11	2,17	1,85	1,50	1,52	2,18	2,59	3,68	4,58	5,55	5,95	5,61	4,70	3,73	3,67	3,94	5,36	7,41	7,37	6,58	6,09	4,88	4,89	4,45
J4	3,28	2,93	2,31	2,21	1,88	1,79	2,42	3,14	3,62	3,65	5,27	5,46	5,30	4,47	3,49	3,58	3,84	5,17	7,11	7,00	6,50	5,10	4,06	3,76	4,19
V5	4,43	3,08	2,86	2,43	2,31	2,25	3,07	3,17	3,51	4,53	5,60	5,92	5,60	5,21	3,39	3,34	3,77	4,38	6,45	5,60	4,91	4,46	3,56	3,35	4,13
S6	6,14	4,84	4,21	3,23	2,88	2,93	2,93	2,69	2,16	3,00	3,55	5,08	5,18	5,06	4,65	4,38	4,39	4,65	5,90	7,08	7,77	7,85	7,73	9,05	5,03
D7	5,88	4,62	3,12	3,05	2,74	2,59	2,33	2,01	1,83	2,28	3,15	4,08	4,74	4,57	4,62	4,30	3,47	3,32	5,24	5,77	6,74	7,96	7,01	5,61	4,39
L8	4,03	3,51	3,13	2,83	2,40	2,83	3,37	4,10	5,52	5,58	6,92	7,03	7,05	6,25	5,31	5,47	5,85	7,03	10,50	10,18	8,46	6,53	4,62	3,52	5,75
M9	3,32	3,08	2,32	1,94	1,86	1,76	2,49	3,34	4,49	4,93	5,81	5,05	5,56	3,75	3,09	3,01	3,43	4,90	7,42	8,21	7,34	6,56	3,79	3,02	4,37
X10	3,66	3,30	2,83	2,55	2,05	2,07	3,01	3,48	5,45	6,04	6,95	6,57	5,94	5,87	4,32	4,45	4,80	6,66	8,80	10,00	8,01	6,90	4,87	3,78	5,27
J11	3,76	3,33	2,96	2,61	2,18	2,30	3,06	3,66	5,43	5,57	6,10	5,91	4,93	5,26	4,59	4,92	5,58	7,06	8,92	9,09	8,18	7,41	5,98	5,12	5,34
V12	3,74	3,24	2,83	2,67	2,44	3,20	4,08	5,66	6,38	7,58	7,36	7,33	5,89	5,55	5,72	6,04	6,53	9,09	9,55	7,99	6,99	5,91	5,80	5,76	
S13	6,51	4,35	2,94	2,95	2,70	2,11	2,10	2,11	2,89	3,24	3,26	3,88	3,80	3,01	3,04	2,96	3,00	3,12	5,23	6,22	6,19	5,61	6,29	6,24	4,01
D14	5,28	3,16	3,00	2,64	2,33	2,15	2,10	1,62	1,62	2,40	2,94	3,19	3,05	3,05	3,06	3,06	2,96	3,13	5,13	6,79	8,43	8,84	6,96	6,16	4,10
L15	4,02	3,17	3,02	2,94	2,80	2,86	3,26	6,11	7,67	7,10	7,58	6,79	6,54	5,73	5,33	5,45	5,77	6,57	8,29	9,94	8,25	7,65	5,99	5,23	6,00
M16	3,76	3,29	2,93	2,70	2,68	2,76	2,90	3,96	5,66	6,64	6,85	6,87	6,92	6,85	5,48	5,62	6,22	7,27	9,37	10,48	8,68	7,83	5,89	5,29	5,90
X17	3,68	2,97	2,71	2,66	2,07	2,05	2,71	3,68	5,64	7,06	7,33	7,43	7,25	7,43	6,06	6,12	6,63	7,93	9,32	10,77	8,87	7,88	5,83	4,75	5,99
J18	3,74	3,23	2,72	2,68	2,59	2,17	2,76	3,67	5,28	6,54	6,67	6,59	6,62	6,66	5,69	5,82	6,15	7,38	8,64	10,25	7,63	7,35	5,64	5,00	5,68
V19	3,96	3,23	2,85	2,87	2,91	2,91	3,00	3,83	5,47	6,79	7,02	7,31	7,21	6,89	5,45	5,48	5,80	6,23	7,80	8,59	7,54	7,19	5,33	5,34	5,60
S20	6,14	4,65	3,57	3,11	2,94	2,93	2,85	2,92	3,14	3,80	4,58	4,73	4,60	3,92	3,44	3,12	3,07	3,23	4,94	5,89	5,66	5,72	5,37	5,63	4,26
D21	5,04	3,15	2,95	3,13	2,26	1,94	1,51	1,36	1,35	2,12	3,03	2,95	3,05	3,09	3,09	2,94	2,87	2,89	4,68	5,52	5,74	6,27	5,69	4,91	3,55
L22	3,62	2,97	2,73	2,10	1,74	1,73	2,87	3,72	5,25	6,56	7,25	7,30	7,24	6,25	5,07	4,97	5,41	5,98	7,97	10,82	9,74	8,17	5,95	5,11	5,73
M23	3,75	3,04	2,79	2,60	2,10	2,07	2,76	3,73	5,18	5,90	6,60	6,75	6,76	6,13	5,39	5,44	5,78	6,48	8,32	10,21	8,21	6,71	5,49	4,88	5,47
X24	3,37	3,06	2,83	2,71	2,56	2,42	2,89	3,56	5,39	6,42	6,69	7,64	7,32	6,55	5,50	5,89	6,30	7,30	8,58	10,82	9,49	7,19	5,81	5,33	5,84
J25	3,77	2,95	2,80	2,47	2,12	2,13	2,86	3,88	5,86	6,18	6,48	6,58	6,63	6,30	4,90	4,92	5,33	6,37	8,43	10,79	10,27	7,36	5,87	5,27	5,62
V26	3,71	2,89	2,77	2,49	1,95	1,75	2,87	3,55	4,69	5,05	5,98	6,02	6,04	3,79	3,61	3,57	4,03	4,32	6,72	9,96	8,28	6,65	3,69	3,57	4,66
S27	5,00	3,62	3,28	2,83	2,80	2,32	2,94	3,18	3,34	3,90	4,68	4,33	4,16	4,02	3,53	3,40	3,18	3,45	4,26	5,36	5,95	5,45	4,15	4,54	3,97
D28	3,58	3,05	2,48	1,83	1,52	1,18	0,99	0,93	0,93	1,32	1,88	2,07	2,24	2,93	2,41	2,02	1,82	1,99	3,52	5,69	5,91	5,94	4,41	4,37	2,96
L29	4,04	2,97	2,90	1,79	1,58	1,50	3,18	5,71	8,00	7,69	7,95	7,15	6,92	5,54	5,47	5,48	5,96	6,32	9,01	10,59	8,85	7,33	4,88	4,75	5,92
M30	3,89	2,90	2,34	1,54	1,25	1,24	2,38	3,59	5,18	4,92	6,51	6,60	6,56	6,57	5,24	5,30	5,73	6,68	8,73	10,24	9,47	7,01	4,21	4,48	5,31
X31	3,44	2,84	2,76	1,64	1,24	1,22	2,82	3,57	5,44	6,10	6,18	6,94	6,00	5,54	5,12	5,11	5,63	5,99	7,85	10,39	8,38	6,88	4,87	4,79	5,20
Media	4,26	3,35	2,86	2,52	2,22	2,13	2,69	3,39	4,57	5,12	5,84	5,96	5,82	5,26	4,47	4,49	4,76	5,52	7,47	8,65	7,72	6,85	5,35	4,99	4,99

Mínimo: 0,93 Precios de 0,93 a 5,55 Precios de 5,55 a 7,40 Precios de 7,40 a 10,82 Máximo: 10,82
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 2000.

tarifa, es un 12,9% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

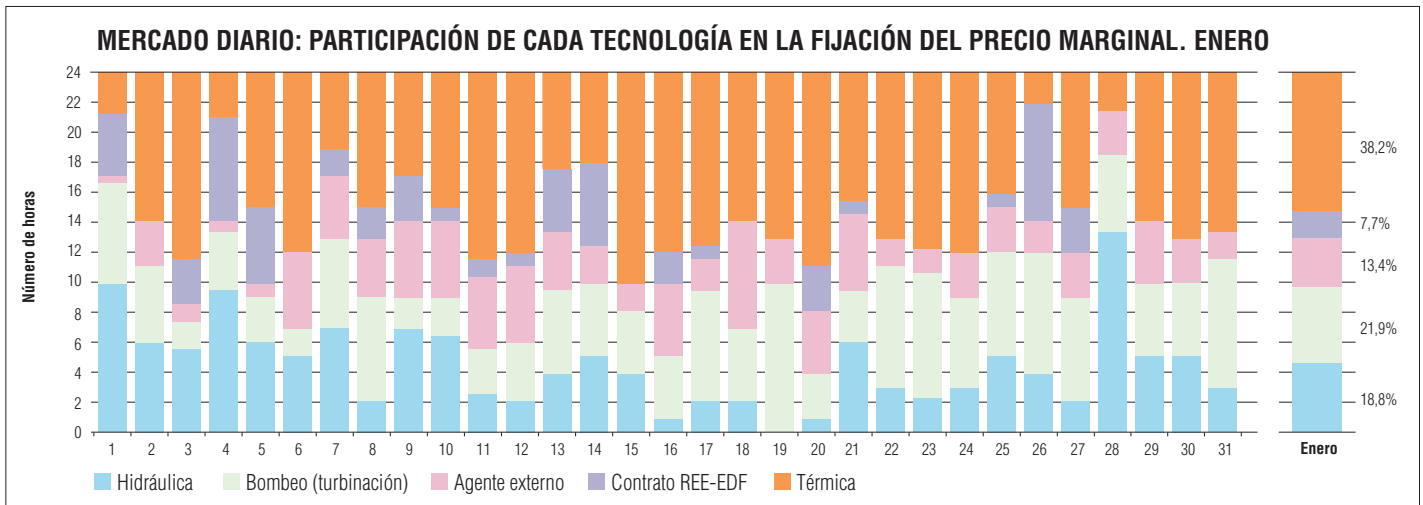
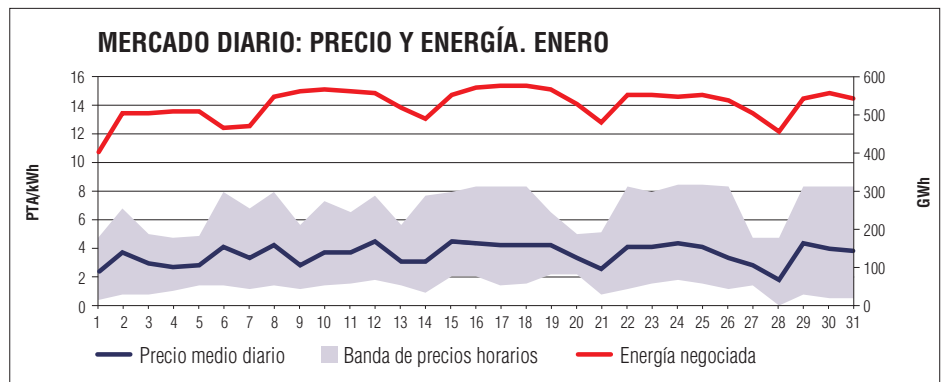
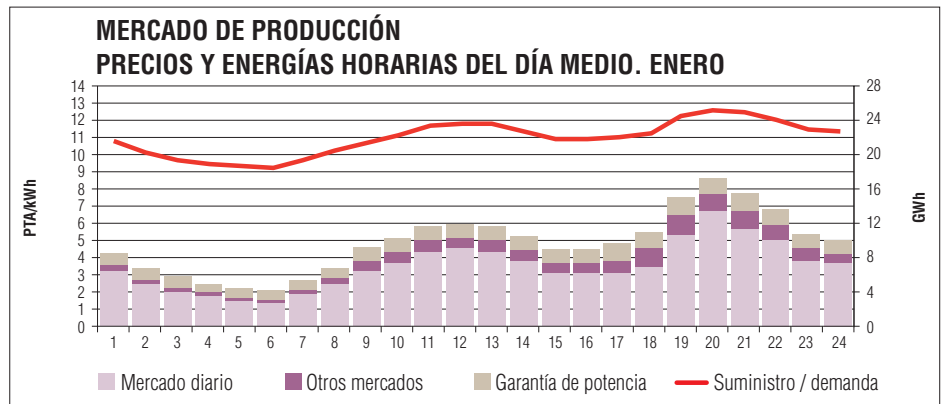
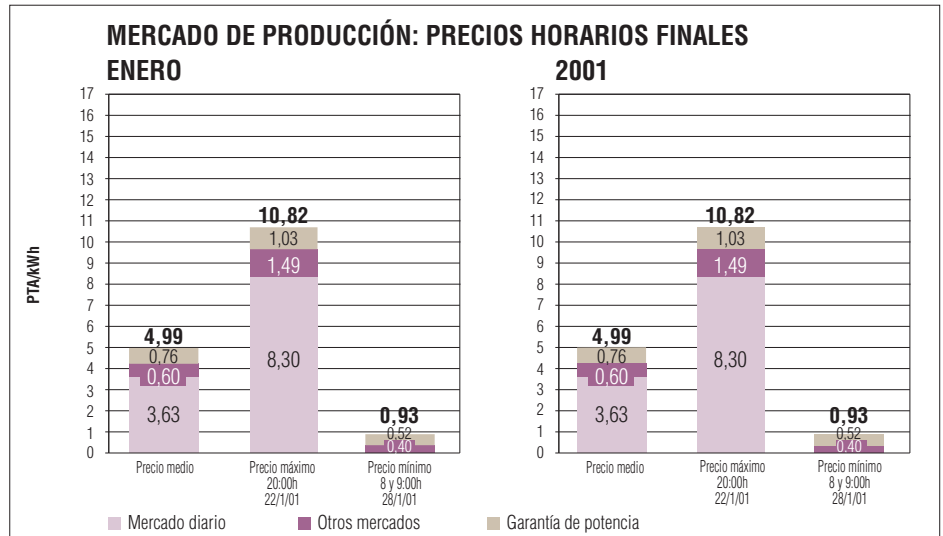
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de enero, precio valle, ha sido 2,911 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 5,679 PTA/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 10,82 PTA/kWh, en la hora 20 del lunes 22, mientras que el precio mínimo fue 0,93 PTA/kWh en las horas 8 y 9 del domingo 28. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 11,6 veces, disminuyendo significativamente respecto al 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 2,1 y 8,7 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,6 y 25,4 GWh.

Mercado diario

- En enero, el precio medio del mercado diario ha sido 3,63 PTA/kWh, la energía intercambiada 16.342 GWh y el volumen económico contratado de 59.389 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 99,5% de la energía y el 72,5% del volumen económico.
- Los precios medios manifiestan una tendencia creciente a lo largo del mes. Los precios de los días laborables se han situado en el entorno de las 3 PTA/kWh durante las dos primeras



semanas del mes, subiendo hasta las 4 PTA/kWh en las dos últimas semanas. Por su parte, los precios de los fines de semana se han situado alrededor de las 3 PTA/kWh.

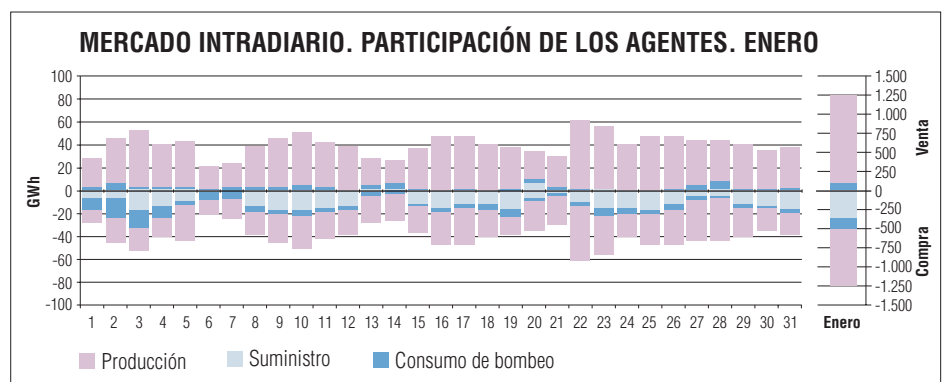
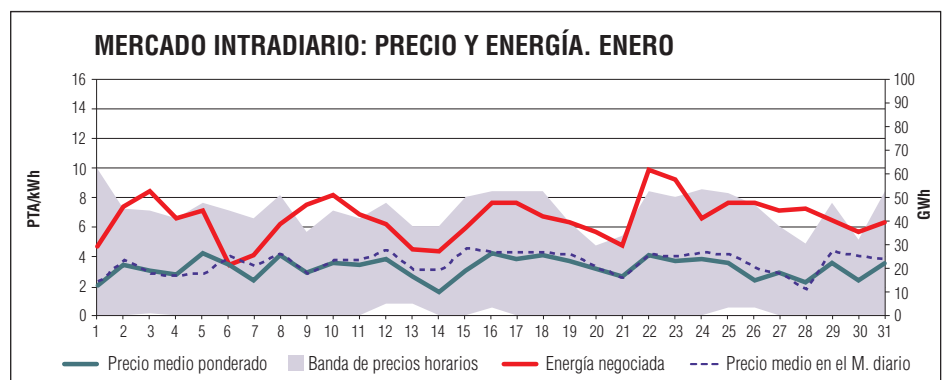
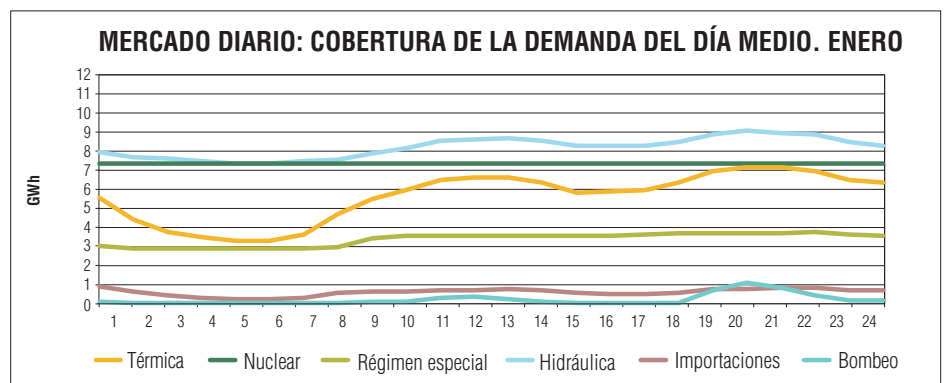
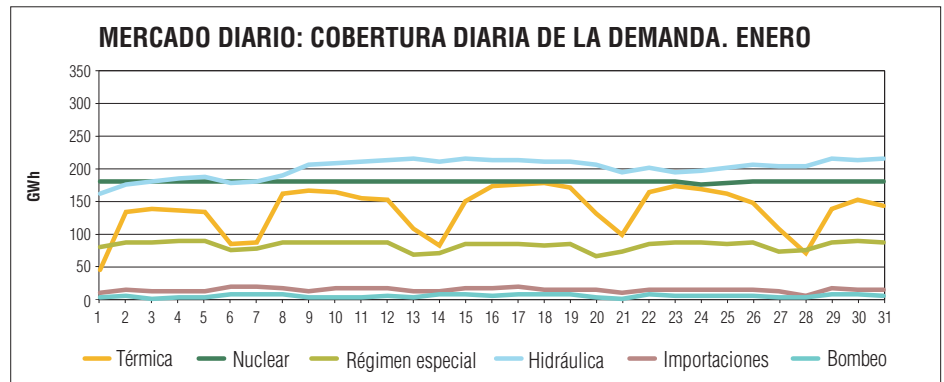
- El precio mínimo del mes, 0,002 PTA/kWh, se ha registrado en las 8 y 9 horas del domingo 28, y el precio máximo del mes, 8,400 PTA/kWh, en la hora 20 del miércoles 24 y jueves 25.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, la disminución de la producción térmica en beneficio de la producción hidráulica, así como la importante modulación horaria de la producción hidráulica y térmica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 38% de las horas frente al 41% de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han aumentado su participación respecto de la del mes pasado, 31%. Los agentes externos han marcado el precio marginal en un 13% de las horas y el contrato de RED ELÉCTRICA en un 8%.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,26 PTA/kWh, un 3,0% menos que el mes anterior y un 10,4% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.255 GWh, un 2,3% menos que el mes anterior. De esta energía, el 68,0% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 32,0% restante, 402 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 81 GWh, y al suministro, 321 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,6 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 863, 182, 77, 37, 41 y 55 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 4,7 y 8,0 PTA/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de enero ha sido de 12.394 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,76 PTA/kWh, valor ligeramente superior



- al del mes anterior y que supone el 15,1% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste adicional de 429 MPTA, con una

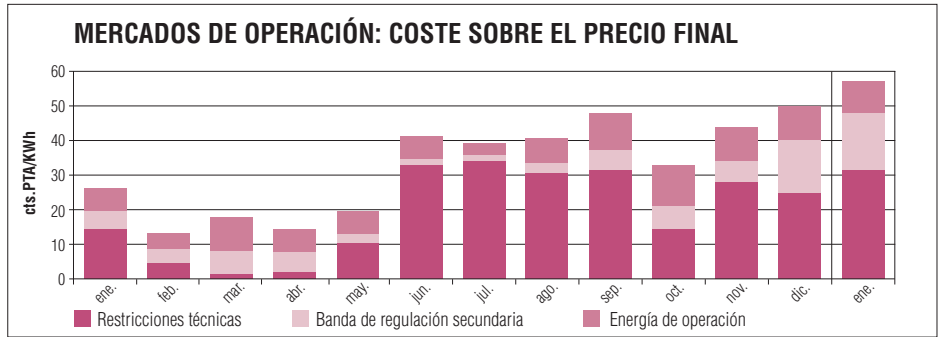
repercusión sobre el precio medio del mercado de producción de 2,6 cts./kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 192 GWh en el mes de enero, un 230,3% más que el mes anterior.

Mercados de Operación

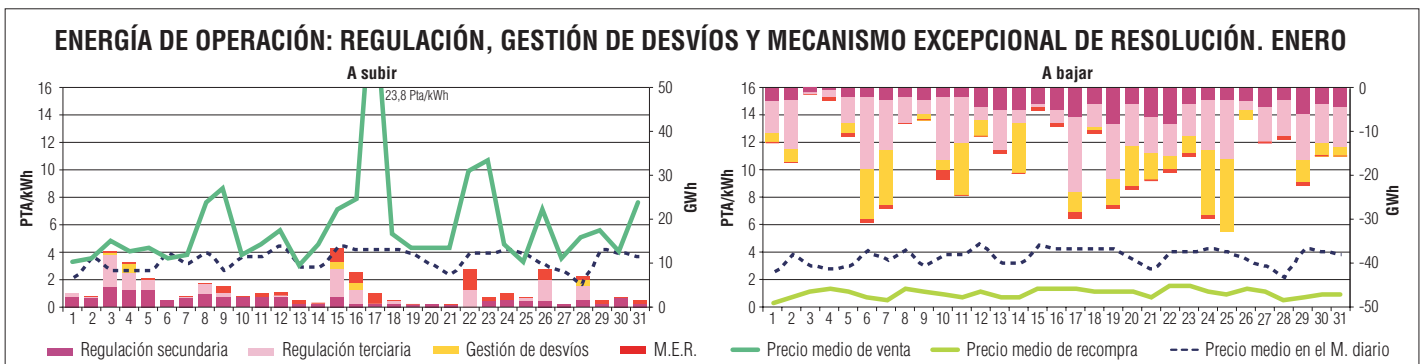
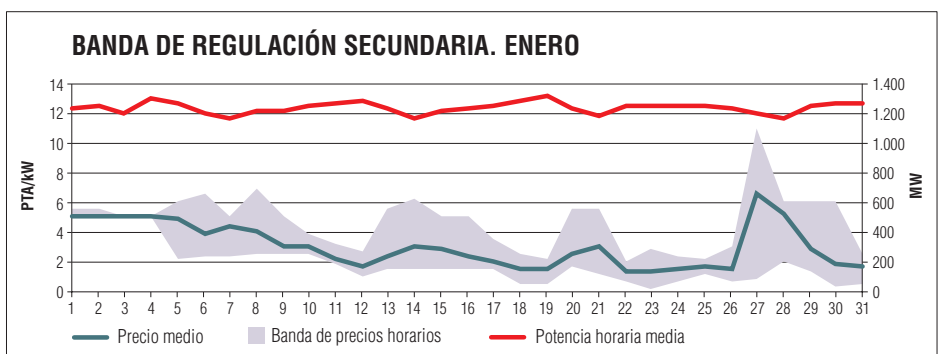
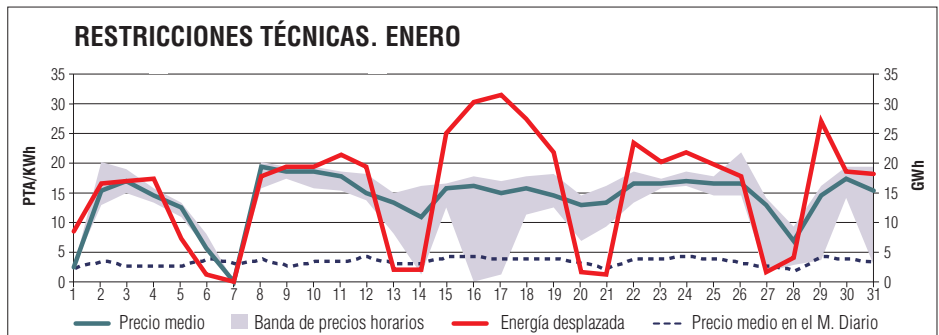
• El coste neto de los mercados de operación ha sido 58,3 cts/kWh, un 15,7% superior al del mes de diciembre, suponiendo un 11,6% del precio final del mercado de producción. Este coste mensual es el segundo más elevado desde el inicio del mercado eléctrico y es algo más del doble del valor obtenido en enero de 2000, 26,9 cts/kWh.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha experimentado un fuerte aumento hasta los 485 GWh, un 3,0% de la energía correspondiente al mercado diario y un 77,7% más que en diciembre. Este aumento se debe principalmente al reducido número de grupos térmicos casados en algunas zonas geográficas, debido a la fuerte producción hidráulica. El precio medio de la energía desplazada ha sido 15,96 PTA/kWh, un 18,6% inferior al del mes de diciembre.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.234 MW, repartidos en 714 MW a subir y 520 MW a bajar. El precio medio ha sido 3,02 PTA/kWh, un 10,2% más que en diciembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 16,8 cts/kWh, un 9,8% más respecto al mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 646 GWh, repartida en 127 GWh a subir y 519 a bajar, un 5,9% más que en diciembre. El precio medio de venta ha sido 6,40 PTA/kWh y el de recompra 0,77 PTA/kWh. El día 17 la mayor parte de la energía de operación a subir procede de la aplicación de M.E.R. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 9,4 cts/kWh, un 3,1% inferior a diciembre. En enero la tendencia se ha invertido respecto al mes anterior habiendo resultado programado un menor volumen de energía a subir que a bajar.



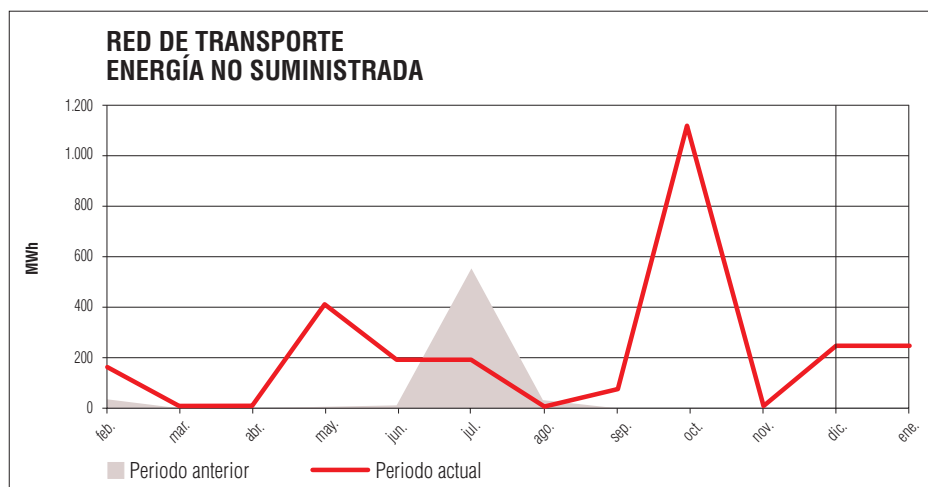
Mercados de operación	Coste s/Precio final cts./PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
Enero					
Restricciones técnicas (*)	32,1	485		15,96	
Banda de regulación secundaria (**)	16,8	714	520	3,02	
Energía de operación (***)	9,4	127	519	6,40	0,77
Regulación secundaria		55	121	4,03	0,81
Regulación terciaria		40	246	4,87	0,68
Gestión de desvíos		8	139	3,58	0,95
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		23	13	15,65	0,37
Total	58,3				

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

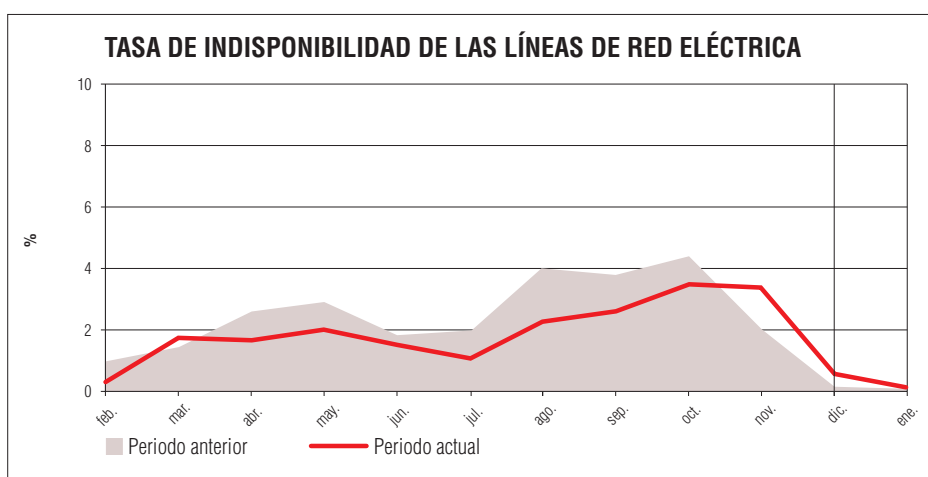


4. RED DE TRANSPORTE

- 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 enero se ha registrado un corte de mercado en la zona de La Coruña con una energía no suministrada de 247,3 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 2.673,6 MWh, de los que 209,9 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 2.463,7 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 7,177 minutos, 5,277 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 mes de octubre, a las que hay que añadir las pérdidas significativas registradas en los meses de febrero, mayo, junio, julio, diciembre y las del mes actual.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de enero ha sido del 99,8%, apenas 0,2 puntos inferior a la registrada en el mismo mes de 2000. Estas bajas tasas de indisponibilidad son habituales en los meses de enero, en los que como consecuencia de la previsible elevada demanda, se reducen al mínimo posible los descargos por mantenimiento preventivo.
- Tras el dato de enero, 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 algo más de un punto la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2000.



Red de transporte Calidad del servicio	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	247,3	247,3	2.673,6
RED ELÉCTRICA	0,0	0,0	209,9
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	7,177
RED ELÉCTRICA	-	-	0,563



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	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,1	366,5	0,1	366,5	0,6	-37,2
Indisponibilidades fortuitas	0,1	1.315,2	0,1	1.315,2	0,1	17,0
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,0	-12,9	0,0	-12,9	1,0	-15,9
Total	0,2	331,8	0,2	331,8	1,7	-24,5

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

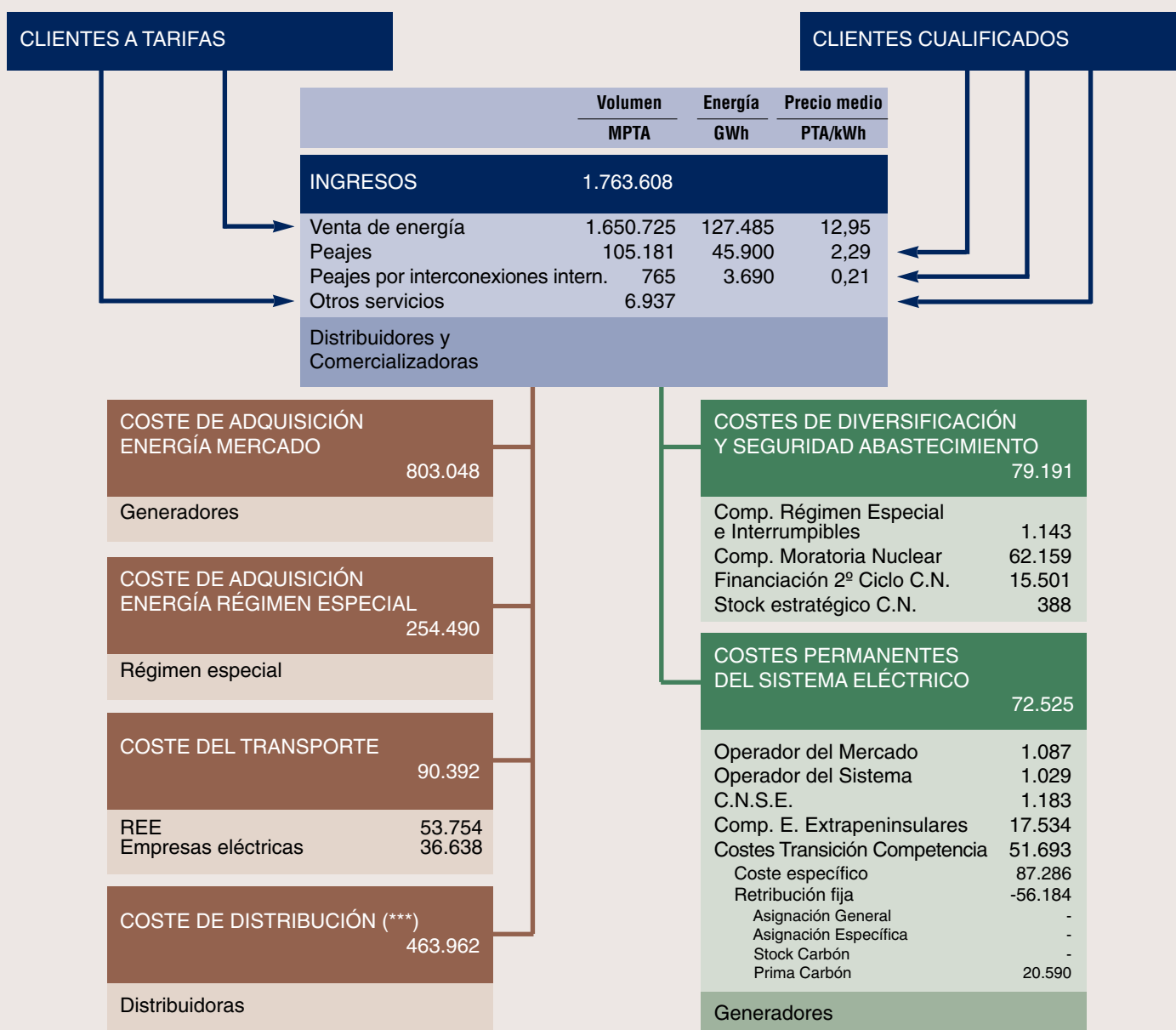
LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN(*)

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 13 del año 2000, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 1.763.608 MPTA, de los cuales el 93,6% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 6,0% a peajes.
- Del total de ingresos, el 8,6%, 151.716 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema.
- Al igual que en anteriores liquidaciones, los ingresos declarados hasta la liquidación nº 13 no han sido suficientes para cubrir la totalidad de la imputación reconocida a las actividades de transporte y distribución, y, por tanto, para realizar el pago de la retribución fija liquidable por el método de diferencias, generándose un déficit de 56.184 MPTA.
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo con lo establecido en la Orden de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 13 del año 2000, se ha elevado a 803.048 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 116.282 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 20.000 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

Liquidación nº 13, 2000. Periodo Enero-Diciembre (**)

(Millones de pesetas)



(*) A la fecha de cierre de esta edición no se ha publicado la liquidación de costes regulados correspondiente a enero de 2001.

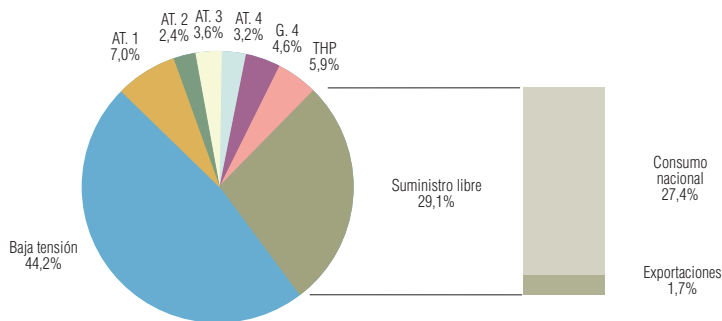
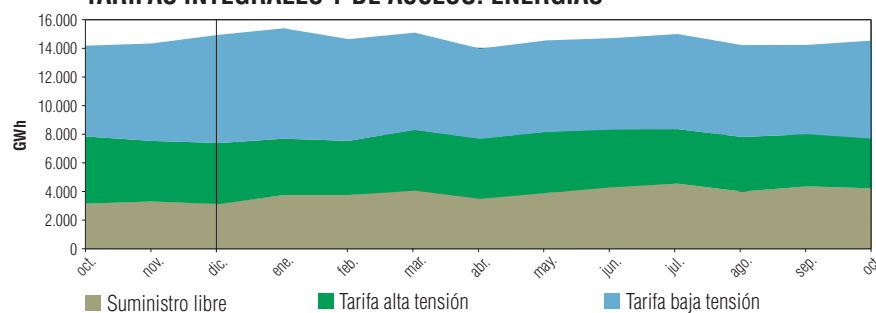
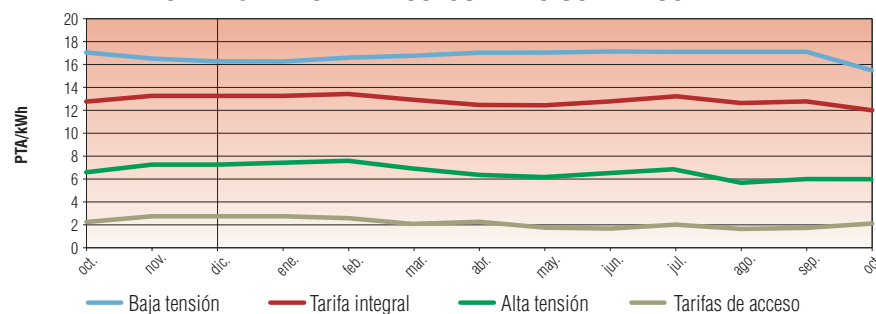
(**) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

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

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en octubre se elevó a 10.597 GWh, un 3,9% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es la más baja registrada durante este año debido a la suma de los siguiente efectos: por un lado, la entrada en vigor en octubre de 1999 de un nuevo umbral de consumo liberalizado, con lo que la comparación mensual es más homogénea en términos de volumen de energía que ha abandonado la tarifa regulada, en segundo lugar, el fuerte crecimiento de la demanda mensual, y, finalmente, la escasa repercusión que parece estar teniendo hasta el momento la entrada en vigor en julio del umbral de liberalización que permite el acceso al mercado a todos los consumidores en alta tensión.
- En el período enero-octubre del año 2000, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 107.673 GWh, un 8,0% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento acumulada mantiene su línea descendente, debido a que según se avanza en el año la comparación con el mismo período del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado.
- 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 período enero-octubre en 12,85 PTA/kWh, un 0,9% 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 octubre la energía consumida en el mercado libre representó el 29,1% del consumo total, un punto menos que en septiembre, con lo que en el período enero-octubre del año 2000 este porcentaje se sitúa en el 27,7%, casi doce puntos superior al mismo período de 1999.
- El precio medio de las tarifas de acceso en octubre ha sido de 2,21 PTA/kWh, con lo que el precio medio del período enero-octubre se ha situado en 2,02 PTA/kWh, un 6,9% 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. OCTUBRESISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

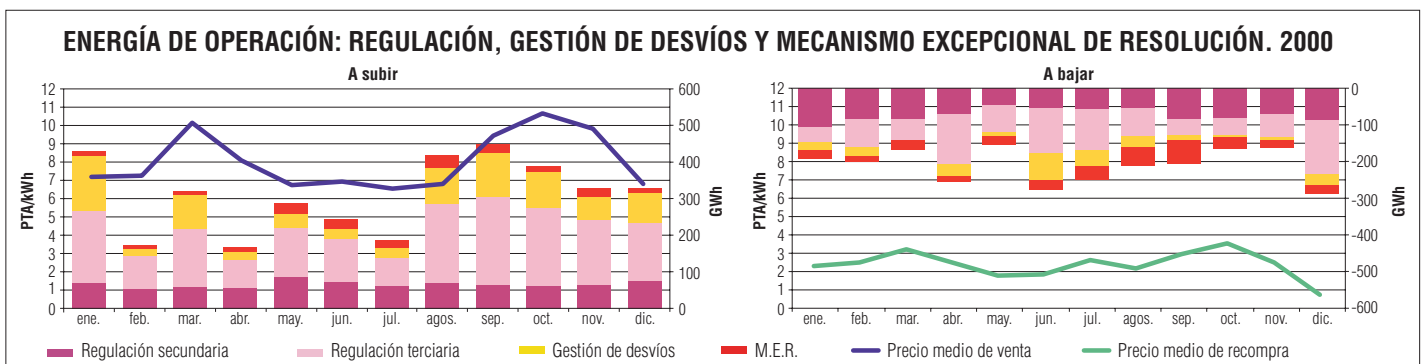
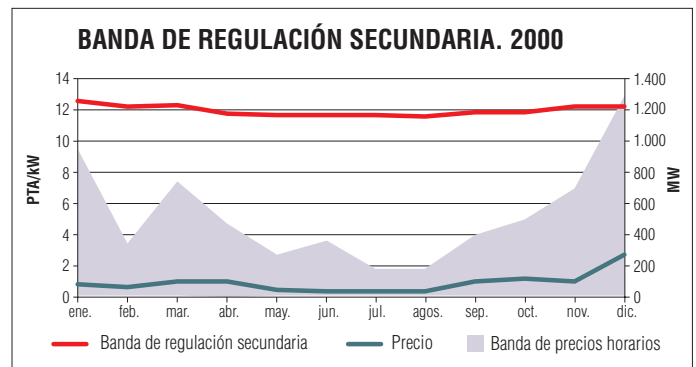
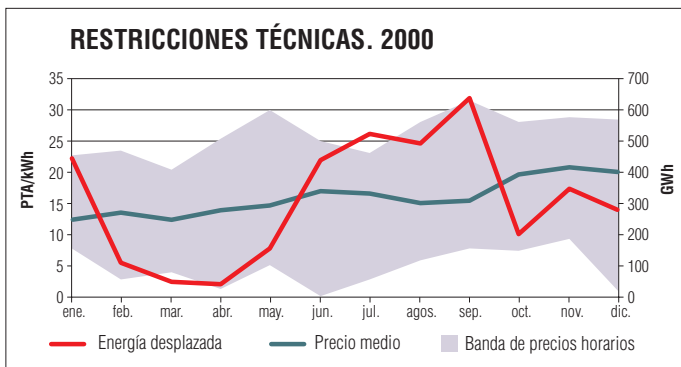
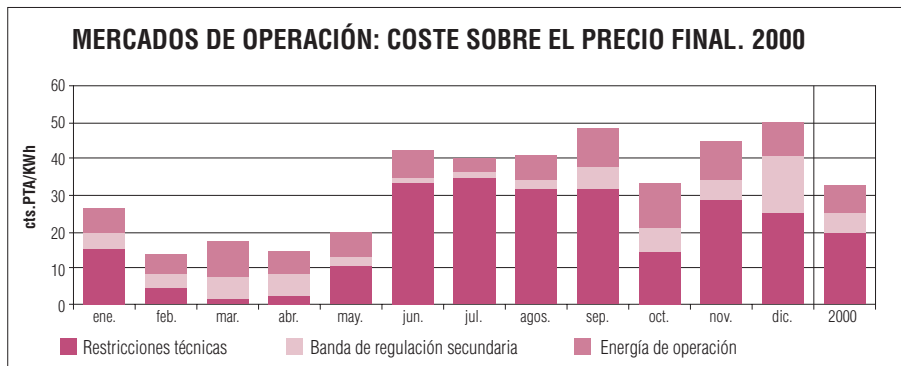
Tarifa integral	Octubre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.046	-34,2	10,65	-1,4	13.419	-44,1	10,82	1,9	16.349	-47,3	10,82	2,0
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	352	-5,3	5,43	0,3	3.446	-17,8	5,74	-11,0	4.123	-22,2	5,80	-13,2
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	535	-2,3	4,07	4,7	4.897	-0,5	4,18	-2,9	5.821	0,3	4,27	-3,1
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	478	4,7	3,29	8,1	4.174	3,9	3,42	1,2	4.888	3,3	3,50	1,3
G. 4 (Grandes consumidores)	689	3,3	3,63	1,6	6.700	2,8	3,67	0,1	8.018	2,6	3,67	0,2
Tarifa horaria de potencia	877	-16,0	5,38	-0,9	8.291	-15,2	5,17	-2,3	10.196	-12,2	5,47	-2,2
Alta tensión	3.978	-15,0	6,04	-8,1	40.927	-23,4	6,53	-11,1	49.397	-25,5	6,64	-12,0
Baja tensión	6.619	4,3	15,48	-10,5	66.746	4,9	16,72	-3,2	81.163	5,2	16,70	-3,4
Sistema peninsular	10.597	-3,9	11,93	-6,4	107.673	-8,0	12,85	0,9	130.560	-9,0	12,89	0,9
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.102	35,8	2,34	6,2	38.178	84,9	2,18	8,4	44.409	103,5	2,27	11,8
Exportaciones	259	35,4	0,19	-1,6	3.157	125,6	0,20	-12,7	3.512	119,5	0,21	-16,2
Total	4.361	35,8	2,21	6,1	41.335	87,4	2,02	6,9	47.921	104,6	2,11	11,0

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

**SISTEMA PENINSULAR
MERCADOS DE OPERACIÓN. RESUMEN 2000**

Mercados de Operación 2000	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2000
Coste s/precio final (cts.PTA/kWh)	26,9	13,3	17,7	14,4	19,8	42,3	40,3	41,3	48,6	33,6	44,5	50,4	33,0
Restricciones técnicas	14,9	4,7	1,6	2,1	10,5	33,4	34,6	31,6	32,2	14,5	28,7	25,4	19,7
Banda de regulación secundaria	4,8	3,8	6,1	6,0	2,6	1,9	1,8	2,2	5,9	6,9	5,8	15,3	5,3
Energía de operación (*)	7,2	4,8	10,0	6,3	6,7	7,0	3,9	7,5	10,5	12,2	10,0	9,7	8,0
(*) Incluye el coste de la energía empleada en Regulación secundaria y Regulación terciaria, Gestión de desvíos y Mecanismos excepcional de resolución (M.E.R.)													
Unidades físicas (GWh)													
Restricciones técnicas (*)	438	106	44	37	156	431	516	485	629	199	343	273	3.657
Banda de regulación secundaria(**)	1.260	1.230	1.235	1.178	1.168	1.171	1.171	1.159	1.189	1.187	1.220	1.220	1.199
Energía de operación (***)													
Energía a subir	431	174	322	167	289	244	187	421	448	387	327	328	3.724
Regulación secundaria	70	55	57	57	87	74	65	70	64	61	65	77	801
Regulación terciaria	197	89	162	77	135	115	73	214	240	215	179	159	1.855
Gestión de desvíos	151	21	91	21	37	31	29	100	123	98	59	79	838
Mec. excepcional de resolución	14	9	11	12	30	26	20	37	22	13	23	14	231
Energía a bajar	-190	-198	-167	-254	-152	-273	-247	-211	-206	-162	-159	-283	-2.503
Regulación secundaria	-106	-82	-83	-71	-50	-56	-58	-55	-83	-79	-72	-86	-880
Regulación terciaria	-41	-79	-59	-134	-68	-119	-108	-75	-43	-50	-61	-145	-983
Gestión de desvíos	-21	-21	0	-33	-14	-72	-46	-29	-16	-2	-9	-30	-292
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)	-22	-16	-26	-16	-21	-26	-36	-52	-63	-32	-17	-21	-348

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





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>