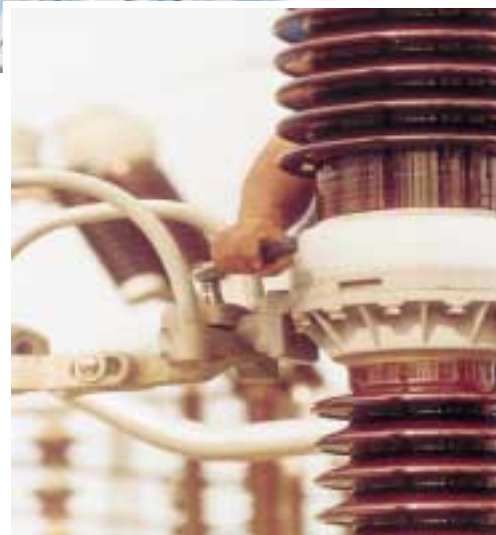


Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

ENERO 2005. Nº 80



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO



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 2004	

1. ASPECTOS RELEVANTES

- El consumo de energía eléctrica ha comenzado el año con un elevado crecimiento, alcanzando un valor de demanda de 23.017 GWh, un 12,9% superior al registrado en enero de 2004.
- A este elevado crecimiento han contribuido en gran medida las temperaturas registradas en enero, más frías que las del año anterior, que han aportado el 5,8% del incremento de la demanda, y en menor medida la laboralidad que ha tenido una influencia positiva del 0,4%. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,8%, superior en algo más de un punto de la que se alcanzó en enero de 2004.
- En enero se han superado los máximos históricos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria. El primero se produjo el día 27 a las 20 horas al alcanzarse los 43.378 MW y el segundo se registró ese mismo día con 870 GWh.
- La demanda de enero se ha cubierto en un 77,8% con la generación neta

del régimen ordinario, un 21,1% con la energía procedente del régimen especial y un 1,1% con el saldo de intercambios internacionales que este mes al contrario que en enero de 2004 ha resultado importador.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda mensual ha ascendido a 1.197 GWh, con un crecimiento de un 8,5% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 5,4%, 4,3 puntos por debajo de la tasa registrada en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio final en el mercado de producción ha marcado uno de los valores más altos del año, 5,076 c€/kWh. Este precio ha sido un 18,6% superior al del mes anterior e igualmente, un 62,6% mayor que el registrado en enero de 2004.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el mes de enero ha sido de 5,558 c€/kWh, un 50,4% superior al registrado el mismo mes del año anterior, debido al ascenso del precio de compra de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los clientes cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el mes de enero, ha alcanzado los 7,152 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 5,824 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 5,279 c€/kWh, un 17,4% 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						
Régimen ordinario	19.180	11,1	19.180	11,1	208.235	6,3
Consumos generación	-893	29,2	-893	29,2	-8.801	8,4
Régimen especial	4.953	9,2	4.953	9,2	44.366	6,1
Generación neta	23.240	10,2	23.240	10,2	243.801	6,3
Consumos bombeo	-484	19,5	-484	19,5	-4.684	4,2
Saldo intercambios internacionales	261	-	261	-	-2.451	-
Demanda transporte	23.017	12,9	23.017	12,9	236.666	4,7
Sistemas extrapeninsulares						
Régimen ordinario	1.226	9,4	1.226	9,4	14.058	5,9
Consumos generación	-74	2,9	-74	2,9	-854	3,3
Régimen especial	46	-17,5	46	-17,5	705	-6,1
Demanda transporte	1.197	8,5	1.197	8,5	13.909	5,4

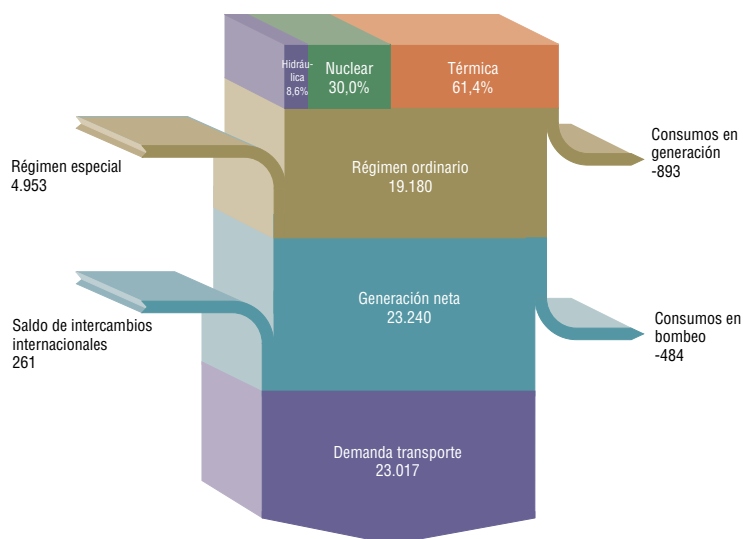
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	5,824	45,1	5,824	45,1	4,634	2,6
En el mercado	5,279	60,7	5,279	60,7	4,038	1,7
Al régimen especial	7,152	23,6	7,152	23,6	6,274	1,9
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,959	67,9	4,959	67,9	3,449	-0,8
Total	5,558	50,4	5,558	50,4	4,221	0,5

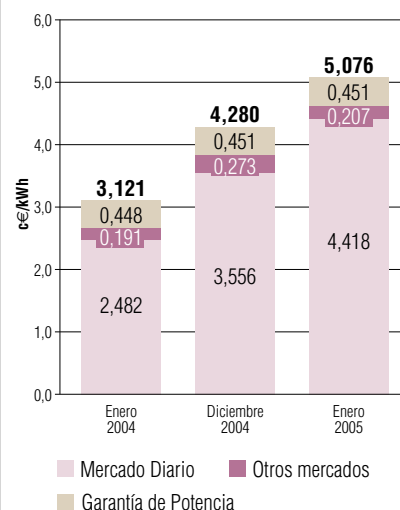
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) 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

- En el mes de enero, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en un 12,9% respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando un valor de 23.017 GWh.

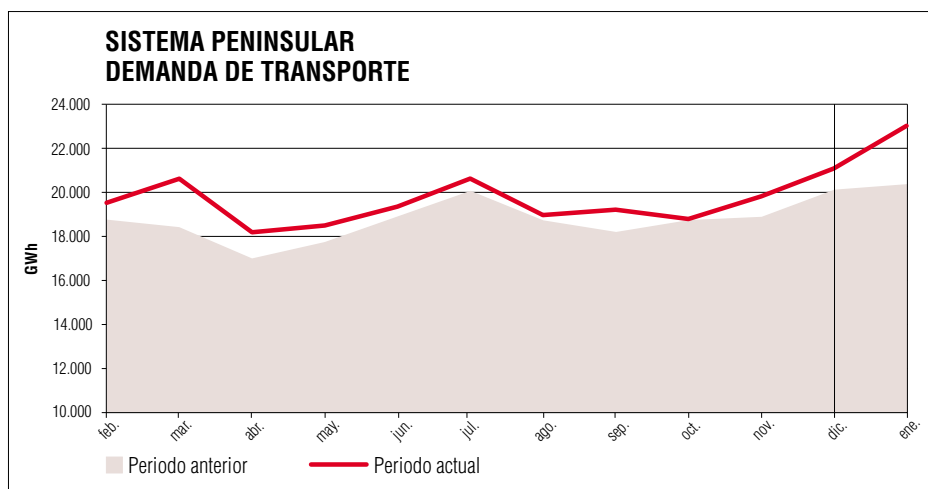
- El efecto de la laboralidad ha tenido una influencia sobre el crecimiento de la demanda de un 0,4%.

- Durante el mes de enero, las temperaturas han resultado inferiores a las del mismo mes del año anterior, afectando sobre el crecimiento de la demanda en 5,8 puntos. La temperatura media registrada en el mes de enero ha sido de 8,1 °C, casi tres grados menos que la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio de 13,1%, 1,7 grados más bajas a la de enero de 2004, mientras que las mínimas han resultado inferiores en 3,1 grados a las marcadas en enero de 2004.

- Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 6,8%. Esta tasa ha resultado 1,2 puntos superior de la que se alcanzó en enero del año 2004, situándose en la más elevada desde agosto de 2003.

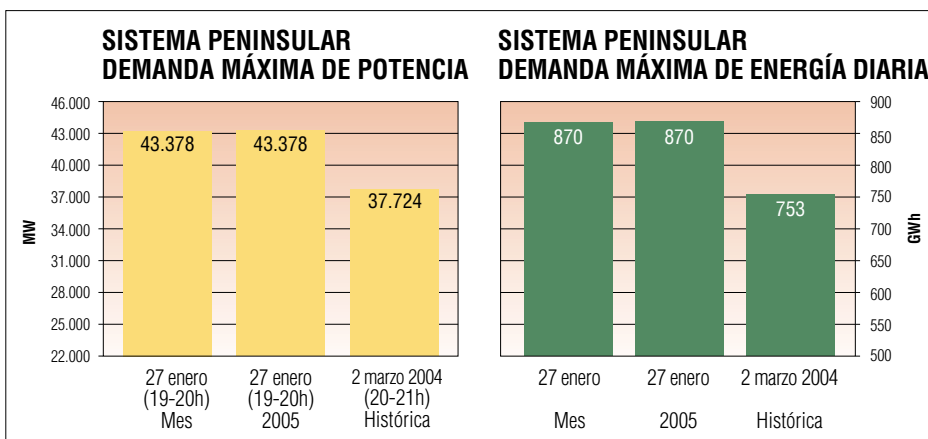
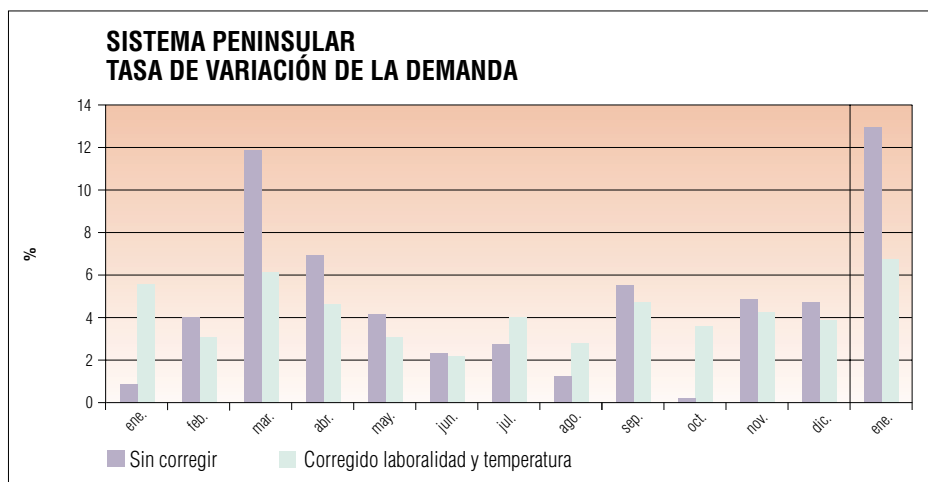
- Durante el mes de enero, se ha superado el valor histórico de demanda máxima de potencia horaria en más de 5.600 MW, el día 27 de enero a las 20 horas. De igual modo, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado el mismo día con un valor de 870 GWh, superando al valor histórico en un 15,6%.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero la demanda ha ascendido a 1.197 GWh, con un crecimiento de un 8,5% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, el crecimiento de la demanda se ha situado en un 5,4%, 4,3 puntos inferior al del mismo período del año anterior.



Demanda transporte	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	23.017	12,9	23.017	12,9	236.666	4,7
Efectos						
Laboralidad	-	0,4	-	0,4	-	0,5
Temperatura	-	5,8	-	5,8	-	0,4
Activ. económica y otros	-	6,8	-	6,8	-	3,8
Sistemas extrapeninsulares	1.197	8,5	1.197	8,5	13.909	5,4

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

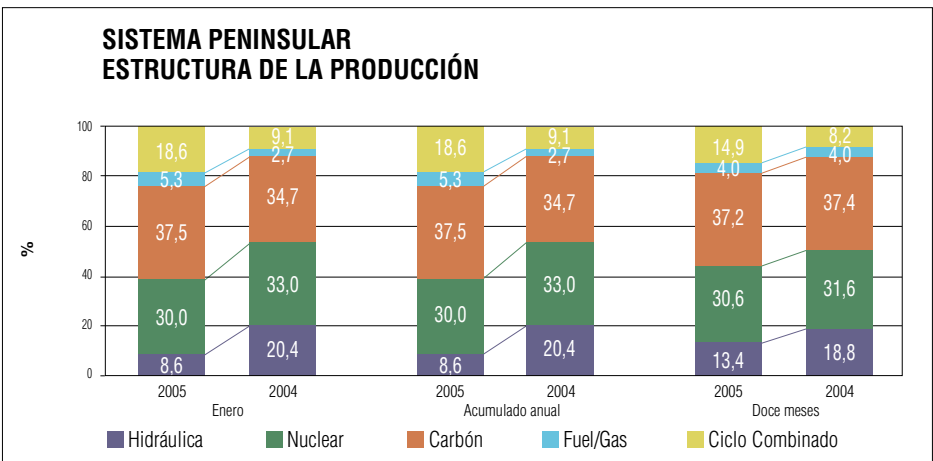
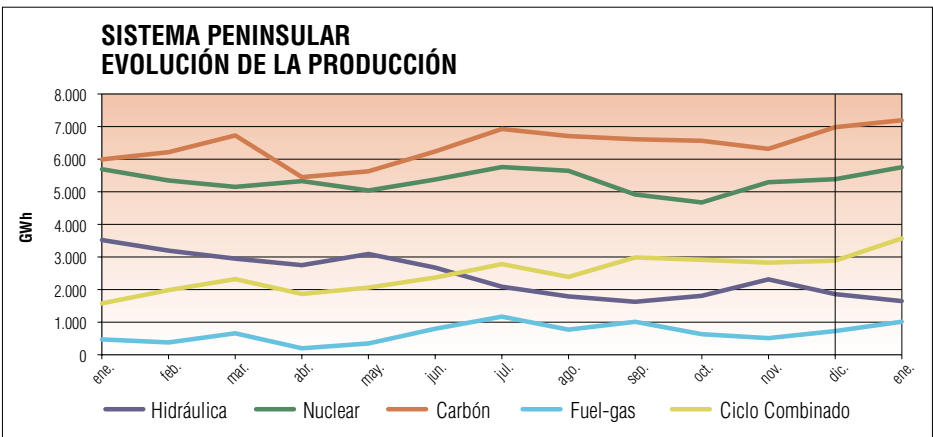
- La generación bruta del régimen ordinario se ha situado en 19.180 GWh durante enero, con una tasa de crecimiento de un 11,1% respecto a enero del año anterior.
- Una vez más, la estructura de la generación bruta del régimen ordinario mensual ha venido condicionada por la escasa producción hidroeléctrica que apenas ha aportado el 8,6% frente al 20,4% aportado en enero de 2004.
- Por su parte, los grupos nucleares han reducido ligeramente su generación respecto al mismo mes del año anterior en un 1,1%, situando su aportación a la estructura de generación bruta de régimen ordinario mensual en un 30,0%, inferior en 3 puntos a la participación de esta tecnología el mismo mes del año anterior.
- La producción térmica convencional ha seguido incrementando su contribución a la estructura de generación bruta de régimen ordinario, aportando este mes un 61,4%. Dentro de esta, destaca la participación de los grupos de ciclo combinado cuya aportación ha alcanzado el 18,6%.
- La demanda de enero se ha cubierto en un 77,8% con la generación neta del régimen ordinario, casi dos puntos menos que en 2004. El resto se ha cubierto en un 21,1% con la energía procedente del régimen especial y en 1,1 % con el saldo de intercambios internacionales que este mes al contrario que en enero de 2004 ha resultado importador.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante el mes de enero, las centrales de fuel han aportado un 70,2%, de la demanda mensual, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 26,0% de la demanda, el 3,8% restante se ha debido a la energía adquirida al régimen especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	1.648	-53,2	1.648	-53,2	27.805	-24,3
Nuclear	7.876	5.753	1,1	5.753	1,1	63.667	3,0
Carbón	11.565	7.195	20,0	7.195	20,0	77.560	5,9
Fuel-gas	6.930	1.015	114,5	1.015	114,5	8.239	4,6
Ciclo combinado	8.259	3.569	126,1	3.569	126,1	30.964	92,1
Régimen ordinario	51.287	19.180	11,1	19.180	11,1	208.235	6,3
Consumos generación		-893	29,2	-893	29,2	-8.801	8,4
Régimen especial	17.986	4.953	9,2	4.953	9,2	44.366	6,1
Generación neta		23.240	10,2	23.240	10,2	243.801	6,3
Consumos bombeo		-484	19,5	-484	19,5	-4.684	4,2
Importaciones		1.065	78,3	1.065	78,3	8.790	0,5
Exportaciones		-804	-12,2	-804	-12,2	-11.241	43,6
Saldo Intercambios internacionales		261	-	261	-	-2.451	-
Demanda transporte		23.017	12,9	23.017	12,9	247.907	4,7

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	-	0	-100,0
Carbón	510	331	-1,2	331	-1,2	3.734	4,4
Fuel-oil	3.224	895	13,9	895	13,9	10.324	6,5
Régimen ordinario	3.735	1.226	9,4	1.226	9,4	14.058	5,9
Consumos generación		-74	2,9	-74	2,9	-854	3,3
Régimen especial	261	46	-17,5	46	-17,5	705	-6,1
Demanda transporte		1.197	8,5	1.197	8,5	13.909	5,4

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



Generación bruta: energía medida a la salida de los grupos de la central y comprende, por tanto, la energía absorbida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores de la central, es decir, los consumos en generación.

Generación neta: energía medida a la salida de los grupos de la central excluidos los consumos en generación.

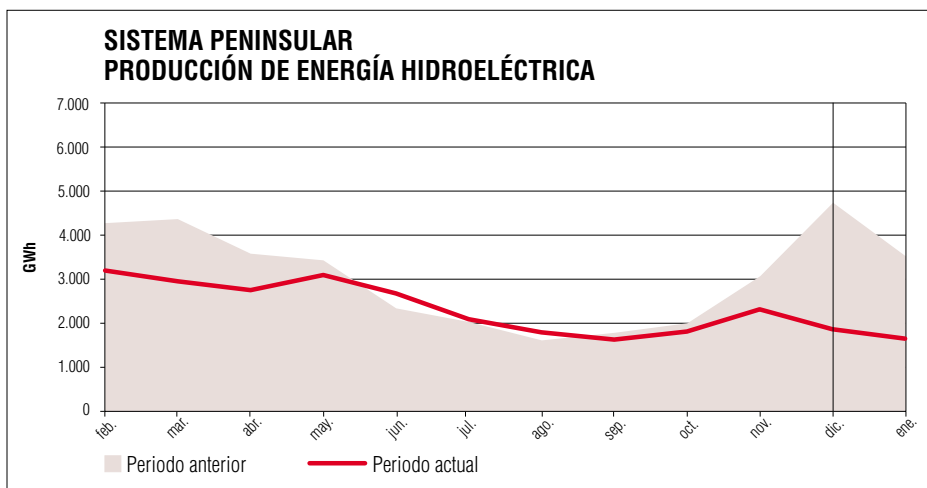
Régimen ordinario: energía procedente de instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las menores de 50 MW que pertenecen al régimen especial, incluidos los consumos en generación.

Régimen especial: energía procedente de instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial.

Producción hidroeléctrica

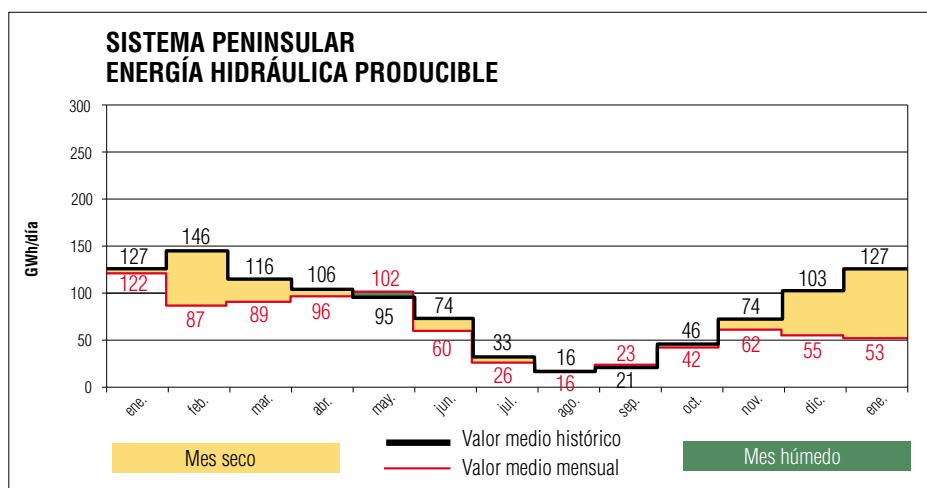
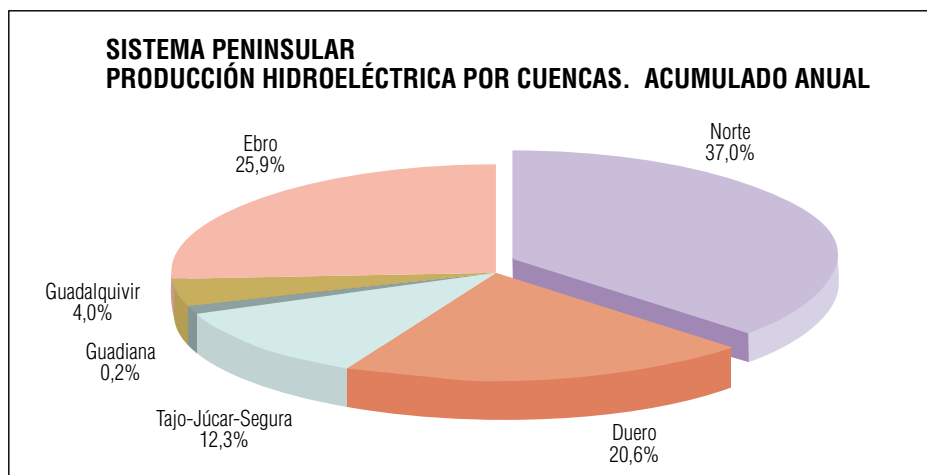
- La producción hidroeléctrica en enero ha marcado uno de los registros más bajos de los últimos dos años, alcanzando una producción mensual de 1.648 GWh, un 53,2% inferior a la registrada en el mismo mes del 2004. Esta escasa producción, ha aportado un 8,6% de la generación bruta mensual al régimen ordinario, muy inferior al 20,4% aportado por esta tecnología el mismo periodo del año anterior.
- Como consecuencia de las reducidas generaciones de los últimos doce meses, la producción hidráulica en este periodo ha sido de 27.805 GWh, 24,3% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior, situando en un 13,4% su participación a la generación bruta de régimen ordinario acumulada, 5,4 puntos por debajo de la contribución media en los doce meses del año 2004.
- Desde el punto de vista hidrológico, en el conjunto del mes de enero se ha registrado una energía producible de 1.644 GWh, valor un 58% por debajo del característico medio para un mes de enero y con una probabilidad del 95% de ser superado.
- Una vez transcurridos los doce meses del año, la energía hidráulica producible se ha situado en un valor de 20.879 GWh, muy por debajo de los 30.690 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de enero, el volumen de reservas se ha situado 7.701 GWh, un 4,5% superior al que existía a finales de diciembre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 43,0% de la capacidad total, casi dos puntos por encima al registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de enero con un nivel de reservas de 3.936 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 41,2%, siete décimas por encima del registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 70,7% en la cuenca del Guadalquivir y un mínimo del 27,9% en la cuenca Ebro.

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.

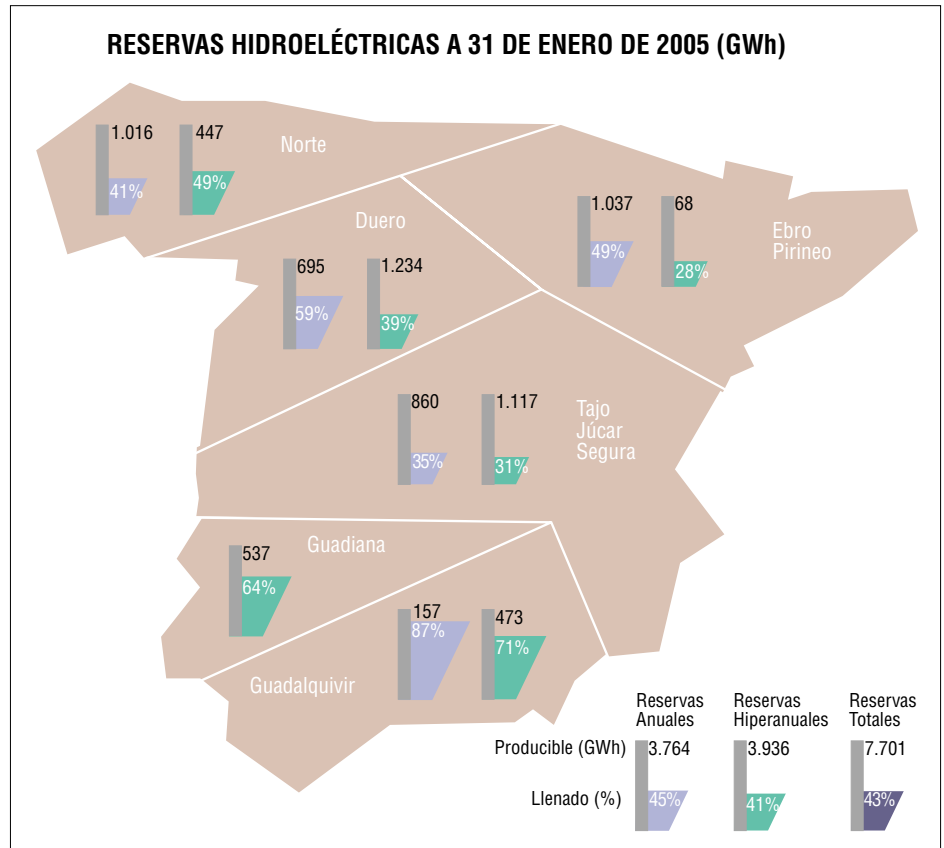


Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	609	-53,5	609	-53,5	7.236	-26,5
Duero	3.556	340	-61,3	340	-61,3	7.032	-32,2
Tajo-Júcar-Segura	4.175	203	-51,9	203	-51,9	4.893	-24,6
Guadiana	233	4	124,1	4	124,1	166	25,8
Guadalquivir	1.016	67	-13,9	67	-13,9	1.268	3,8
Ebro	3.483	427	-48,7	427	-48,7	7.211	-17,1
Sistema peninsular	16.657	1.648	-53,2	1.648	-53,2	27.805	-24,3
Canarias	1	0	-	0	-	0,0	-100,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	0,0	-100,0

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

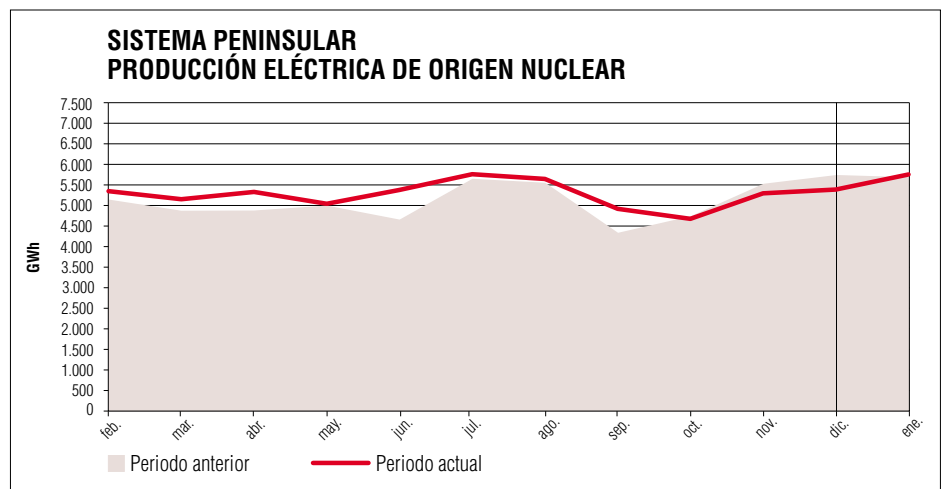


- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado al finalizar el mes a 3.764 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 45,1%, 3,1 puntos por encima al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado ha correspondido a la cuenca del Guadalquivir, con un porcentaje de 86,9%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Tajo-Júcar-Segura, que ha alcanzado el 35,3%.



Producción nuclear

- La producción nuclear en enero, se ha situado en 5.753 GWh, un 1,1% superior a la del mismo mes del año anterior.
- La aportación de esta tecnología a la generación bruta mensual del régimen ordinario ha sido de un 30,0%, valor 3,0 puntos inferior a la aportación de esta tecnología en enero de 2004.
- Como consecuencia de la nula actividad programada en el parque nuclear, el valor del coeficiente del factor de carga se ha situado en el 98,2% valor superior en tan solo tres décimas al registrado en enero de 2004, por la misma razón, el coeficiente de disponibilidad ha sido muy elevado, situándose en un 99,9%, muy por encima del 98,0% registrado en enero de 2004.
- Durante el mes de enero, ENUSA ha fabricado 2 elementos tipo PWR para la central Almaraz I y 116 elementos combustible tipo BWR, 20 para Cofrentes y 96 para TVO en Finlandia. Se han importado de Alemania 40 elementos combustibles tipo PWR para la central nuclear Trillo.



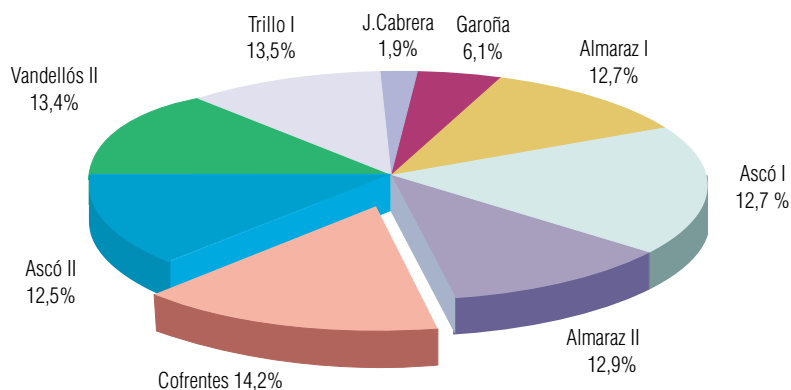
Producción bruta Nuclear	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	110	80,3	110	80,3	1.295	19,0
Garroña	466	353	2,3	353	2,3	4.055	7,3
Almaraz I	974	733	0,7	733	0,7	8.526	9,2
Ascó I	1.028	732	-4,4	732	-4,4	8.041	1,5
Almaraz II	983	739	13,8	739	13,8	7.919	15,0
Cofrentes	1.085	817	1,9	817	1,9	9.163	10,6
Ascó II	1.027	718	-5,6	718	-5,6	7.217	-18,8
Vandellós II	1.087	772	-2,7	772	-2,7	8.922	4,8
Trillo I	1.066	778	-1,0	778	-1,0	8.529	-1,5
Sistema peninsular	7.876	5.753	1,1	5.753	1,1	63.667	3,0

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

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales, en el mes de enero, ha ascendido hasta los 11.779 GWh, uno de los registros más elevados de los últimos años, situando la tasa de crecimiento respecto al mismo mes del 2004 en un 46,4%. Esta circunstancia ha sido originada entre otras causas por la escasa cantidad de agua embalsada que existe y por el incremento de generación de los grupos de ciclo combinado.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la generación bruta mensual de régimen ordinario ha sido de un 61,4%, 14,9 puntos superior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- Por tecnologías, durante los doce meses del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han reducido su participación en 12 puntos, aportando el 49,8% de la producción térmica total. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 11,2%, 2,3 puntos menos a la aportación alcanzada en el año pasado; las centrales de fuel-gas durante este periodo han mantenido su aportación en un 8,6%, porcentaje ligeramente superior a la participación en el mismo periodo del año 2004. Por el contrario, los grupos de ciclo combinado han continuado incrementando su participación hasta alcanzar un 30,3%, 13,7 puntos por encima de su contribución en el mismo periodo del año anterior.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central, ha presentado diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón. De esta forma, durante los doce meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbones autóctonos ha sido el 29,6% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 36,6%. Como ya hemos comentado, la producción con gas se ha incrementado de forma importante, situando en un 29,5% su participación, por el contrario la de fuel ha descendido hasta un 4,2%.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



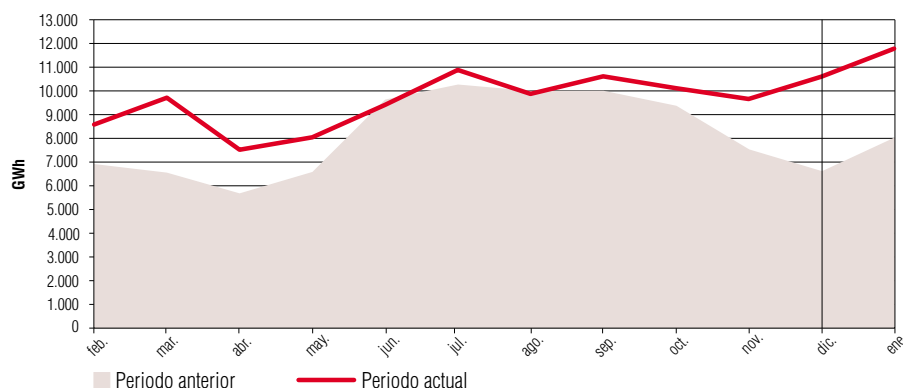
Grupo	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	92,2	0,0	0,0	92,2	0,0	0,0
Garoña	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	95,7	0,0	0,1	95,7	0,0	0,1
Almaraz II	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Cofrentes	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó II	94,0	0,0	1,0	94,0	0,0	1,0
Vandellós II	95,4	0,0	0,0	95,4	0,0	0,0
Trillo I	98,1	0,0	0,0	98,1	0,0	0,0
Sistema peninsular	98,2	0,0	0,1	98,2	0,0	0,1

Combustible nuclear	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	2	2	280
Exportación	0	0	244
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	20	20	188
Exportación	96	96	242
Nº elementos importación:			
PWR	40	40	40
BWR	0	0	0

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

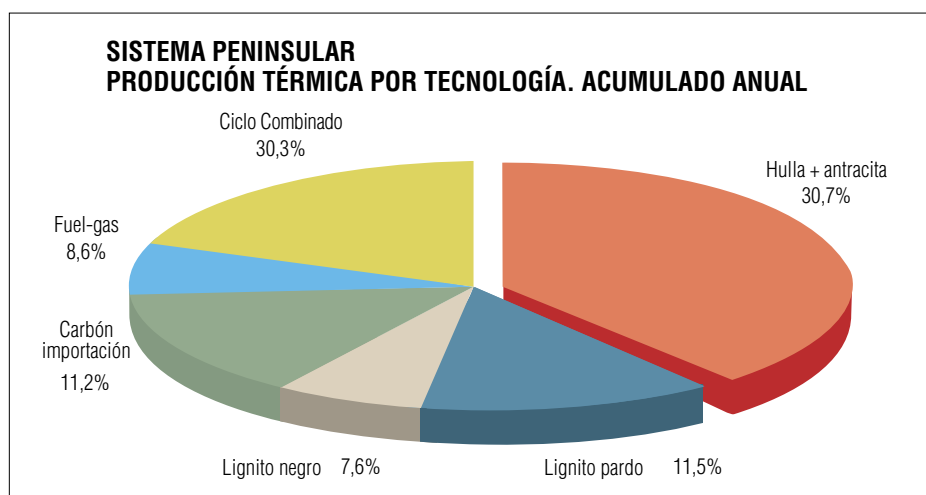
SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



- La utilización del equipo térmico durante el mes de enero, ha situado el factor de carga en el 59,2%, valor muy superior al 48,7% registrado el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en este mes ha sido del 91,7%, tasa ligeramente inferior a la del periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la producción térmica ha alcanzado los 1.226 GWh, de la cual, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 73,0% de la producción térmica total.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.619	16,2	3.619	16,2	39.431	5,6
Lignito pardo	2.031	1.351	6,4	1.351	6,4	15.545	8,2
Lignito negro	1.502	901	28,8	901	28,8	9.089	7,9
Carbón importación	1.944	1.324	45,4	1.324	45,4	13.495	2,8
Fuel/Gas (*)	6.930	1.015	114,5	1.015	114,5	8.239	4,6
Ciclo Combinado	8.259	3.569	126,1	3.569	126,1	30.964	92,1
Sistema peninsular	26.754	11.779	46,4	11.779	46,4	116.763	20,0
Carbón	510	331	-1,2	331	-1,2	3.734	4,4
Fuel-oil	3.224	895	13,9	895	13,9	10.324	6,5
Sistemas extrapeninsulares	3.734	1.226	9,4	1.226	9,4	14.058	5,9

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	79,9	0,0	9,4	79,9	0,0	9,4
Lignito pardo	89,4	0,0	3,5	89,4	0,0	3,5
Lignito negro	80,6	0,0	7,8	80,6	0,0	7,8
Carbón importación	91,5	0,0	0,0	91,5	0,0	0,0
Fuel/Gas (*)	9,8	0,0	18,4	9,8	0,0	18,4
Fuel-oil	29,5	0,0	30,0	29,5	0,0	30,0
Ciclo Combinado	58,1	0,0	30,0	29,5	0,0	30,0
Sistema peninsular	59,2	0,0	8,3	59,2	0,0	8,3
Carbón	87,3	0,0	0,0	87,3	0,6	0,0
Fuel-oil	37,8	3,4	3,4	37,8	3,4	3,4
Sistemas extrapeninsulares	44,6	3,0	3,0	44,6	3,0	3,0

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

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

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

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

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	782	15,9	1.355	-26,3	2.278	782	15,9	2.278	8.628	-1,2	24.055
Lignito pardo	190	-16,4	6	-82,4	470	190	-16,4	470	2.489	-2,0	5.905
Lignito negro	142	766,6	506	-19,2	451	142	24,3	451	1.517	-1,5	4.631
Carbón importación	1.466	28,9	2.008	-24,5	4.237	1.466	28,9	4.237	15.421	11,0	42.780
Gas natural (**)	828	103,4	-	-	3.468	828	103,4	3.468	8.378	76,1	33.395
Gas siderúrgico	30	-23,8	-	-	82	30	-23,8	82	429	-2,5	1.094
Fuel-oil	270	144,0	500	-20,7	773	270	144,0	773	1.759	11,0	4.882
Sistema peninsular	3.708	36,8	4.375	-24,4	11.779	3.708	36,8	11.779	38.620	15,3	116.763
Carbón	99	-6,4	155	77,4	331	99	-6,4	331	1.185	-0,6	3.734
Fuel-oil	204	13,6	116	-1,1	895	204	13,6	895	2.363	1,0	10.324
Sistemas extrapeninsulares	303	6,2	271	32,5	1.226	303	6,2	1.226	3.548	0,5	14.058

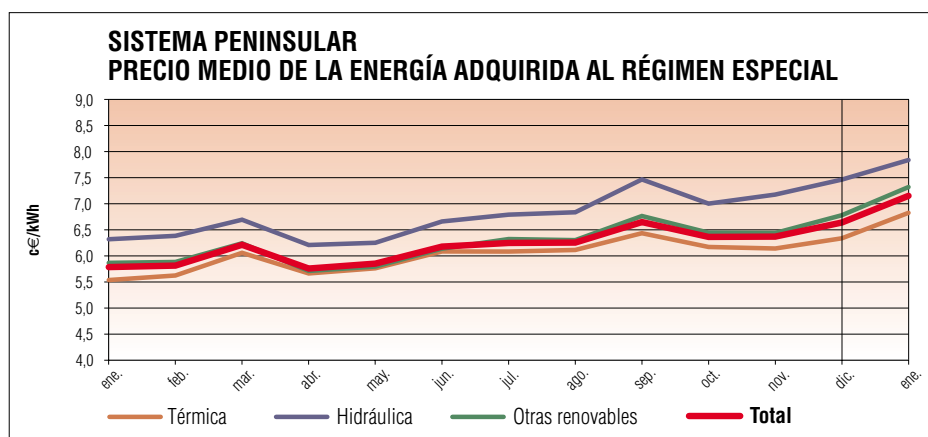
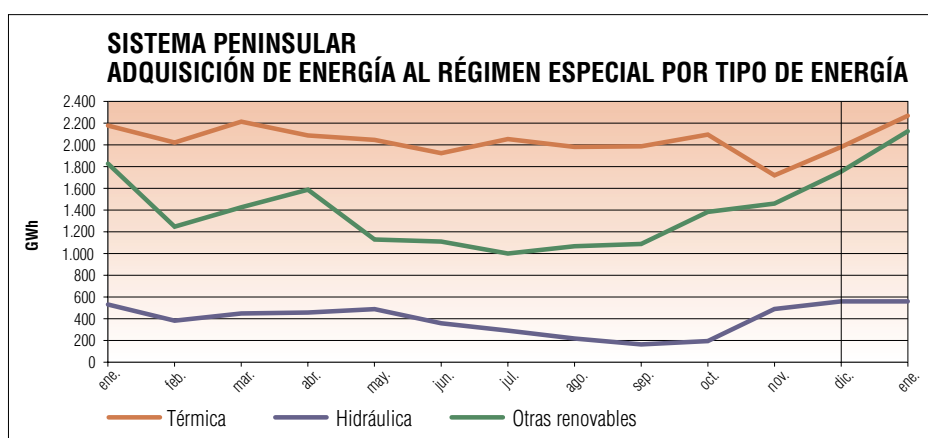
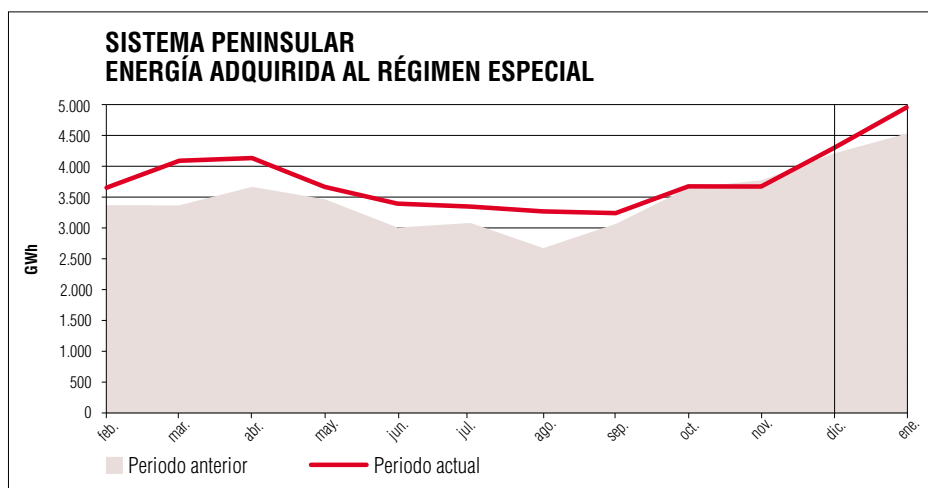
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS y ciclos combinados.

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

Régimen especial (*)

- Durante el mes de enero, el volumen de energía adquirida a las instalaciones de régimen especial se ha situado en 4.953 GWh, con una tasa de crecimiento de un 9,2%, respecto al mismo mes del año anterior, consecuencia principalmente del aumento de potencia registrado en los últimos meses.
- Por tipo de combustible, continúa aumentando el peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables no hidráulicas, que han incrementado su producción este mes en un 11,0%.
- Desde la entrada en vigor del RD 841/2002, del 2 de agosto de 2002 por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, se ha incrementado el número de instalaciones participantes en el mercado de producción. Durante el mes de enero, la participación de estas instalaciones en el mercado ha alcanzado un valor de 1.273 GWh, lo que supone un 25,7% del volumen de energía producida en régimen especial.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero, el volumen de adquisiciones al régimen especial se han situado en 46 GWh, un 17,5% menos que el del mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía se han ido reduciendo, hasta situarse en 6,1 puntos por debajo respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 5,1% de la demanda interanual, aportación inferior en medio punto a la contabilizada en mismo periodo del año 2004.
- Durante el mes de enero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial, se ha situado en 7,152 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 6,274 c€/kWh.

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



Régimen especial	Potencia MW	Enero				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	7.433	2.331	21,6	6,826	23,3	2.331	21,6	6,826	23,3	22.059	2,4	6,086	1,2
Hidráulica	1.582	411	-28,0	7,838	24,0	411	-28,0	7,838	24,0	4.370	-11,5	6,746	1,9
Otras renovables	8.971	2.212	11,0	7,320	24,8	2.212	11,0	7,320	24,8	17.934	16,9	6,362	2,6
Sistema peninsular	17.986	4.953	9,2	7,152	23,6	4.953	9,2	7,152	23,6	44.365	6,1	6,274	1,9
Térmica	70,7	27	-13,2	5,668	1,7	27	-13,2	5,668	1,7	372	-6,0	5,516	1,8
Hidráulica	0,5	0	-44,4	-	-	0	-44,4	-	-	2	-6,1	6,716	-0,4
Otras renovables	189,3	19	-22,8	6,521	10,1	19	-22,8	6,521	10,1	331	-6,2	6,243	-2,6
Sistemas extrapeninsulares (*)	261	46	-17,5	6,117	5,8	46	-17,5	6,117	5,8	705	-6,1	5,994	-1,1

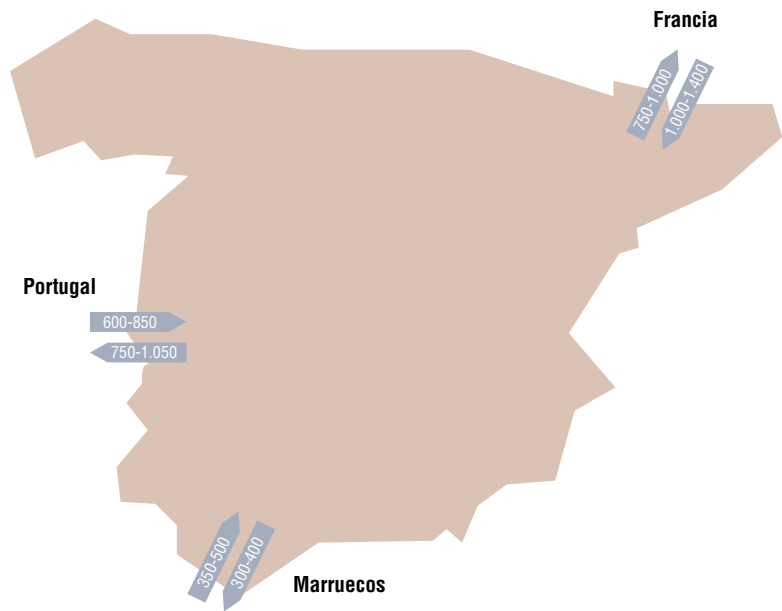
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

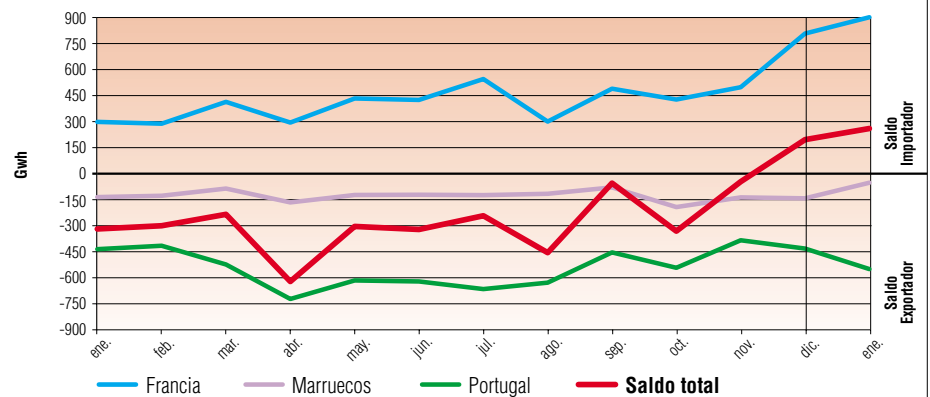
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de enero ha ascendido a 1.869 GWh, un 23,5% por encima de la del mismo mes del año anterior. El 56,9% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, generando un saldo mensual importador de 261 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 78,2% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha ascendido, en enero, a un volumen de 358 GWh, un 19,2% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 2,5% restante.
- Durante el mes de enero, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal, cuyo volumen se ha incrementado hasta alcanzar los 715 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 639 GWh, Marruecos, 67 GWh y Andorra, 41 GWh.
- 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, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL ENERO 2005 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



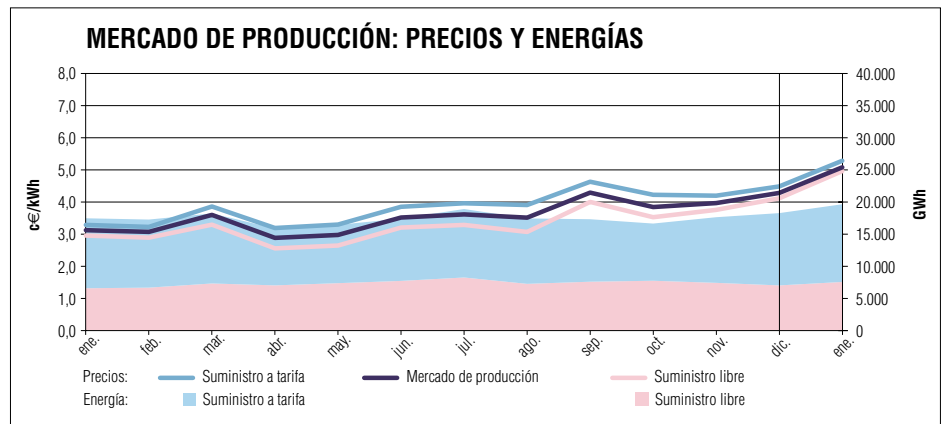
Intercambios internacionales (GWh)	Enero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-33	-33	0	-33	-33	0	-253	-253
Francia	516	-30	485	517	-30	486	2.848	-1.656	1.193
Marruecos	8	-58	-50	8	-58	-50	15	-1.508	-1.493
Portugal	45	-530	-485	45	-531	-486	736	-7.218	-6.482
Mercado: Agentes	570	-652	-82	571	-653	-82	3.599	-10.634	-7.035
Francia	358	0	358	358	0	358	4.498	0	4.498
Mercado: Contratos REE	358	0	358	358	0	358	4.498	0	4.498
Andorra	0	-8	-8	0	-8	-8	0	-33	-33
Francia	93	0	93	93	0	93	202	-22	180
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	33	-106	-73	33	-106	-73	248	-480	-232
Contratos bilaterales	126	-114	12	126	-114	12	450	-534	-84
Andorra	1	0	1	1	0	1	11	0	11
Francia	0	-35	-35	0	-35	-35	34	-71	-37
Marruecos	0	-2	-2	0	-2	-2	35	-2	33
Portugal	9	0	9	9	0	9	163	0	163
Apoyo y desvíos	10	-36	-27	10	-36	-27	243	-73	170
Total intercambios	1.065	-804	261	1.065	-804	261	8.790	-11.241	-2.451

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.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- En los últimos meses, los precios en el mercado de producción han seguido una trayectoria ascendente, alcanzando en este mes uno de los valores más elevados registrados desde mediados de julio de 2002.
- El precio medio ha sido 5,076 c€/kWh, un 18,6% más que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 20.237 GWh. Respecto de enero de 2004, el precio ha aumentado un 62,6%, frente a un aumento del 13,3% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se ha situado en 3,743 c€/kWh, un 0,1% superior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones del contrato de Red Eléctrica han sumado 12.081 GWh, lo que supone un aumento del 11,1% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 5,279 c€/kWh, un 17,8% más que el mes anterior y un 60,7% más que el mismo mes de 2004.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 7.559 GWh, un 7,7% más que el mes pasado y un 14,9% más que hace un año. Esta cifra representa el 37,3% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,959 c€/kWh, cifra



Precios	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/dic. %	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	5,076	18,6	62,6	5,076	62,6	3,743	0,1
Mercado diario	4,418	24,2	78,0	4,418	78,0	3,058	0,2
Otros mercados	0,207	-24,5	8,4	0,207	8,4	0,239	1,7
Garantía de potencia	0,451	0,0	0,7	0,451	0,7	0,446	-1,3
Suministro a tarifa (**)	5,279	17,8	60,7	5,279	60,7	4,038	1,7
Mercado diario	4,470	23,9	78,7	4,470	78,7	3,101	1,1
Otros mercados	0,229	-22,6	6,5	0,229	6,5	0,264	-1,7
Garantía de potencia	0,580	0,5	2,1	0,580	2,1	0,674	5,6
Suministro libre (***)	4,959	20,6	67,9	4,959	67,9	3,449	-0,8
Mercado diario	4,396	24,6	77,0	4,396	77,0	3,029	-1,5
Otros mercados	0,282	-7,2	46,1	0,282	46,1	0,262	8,4
Garantía de potencia	0,281	0,4	1,1	0,281	1,1	0,158	-1,7

Energías	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/dic. %	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	20.237	7,9	13,3	20.237	13,3	216.161	6,2
Suministro a tarifa (**)	12.081	7,5	11,1	12.081	11,1	122.035	-2,9
Suministro libre (***)	7.559	7,7	14,9	7.559	14,9	88.958	22,2
Contratos bilaterales	324	7,0	133,3	324	133,3	1.741	32,4

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 (c€/kWh)

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
S1	4,189	3,541	3,153	2,500	2,770	2,586	2,496	2,228	2,160	2,295	2,857	2,631	2,790	2,960	3,149	2,842	2,871	3,391	5,323	6,385	6,444	6,415	6,188	6,266	3,805
D2	5,650	3,340	3,024	2,861	2,592	2,564	2,417	2,184	2,005	2,423	3,056	3,464	3,552	3,581	3,560	3,115	2,974	3,323	5,549	6,094	6,197	6,313	6,269	6,200	3,998
L3	3,809	3,085	2,726	2,450	2,328	2,249	2,617	3,160	3,471	5,316	6,231	6,269	6,308	5,954	6,002	5,940	6,122	6,166	6,600	6,586	6,533	6,474	5,994	5,954	5,143
M4	6,199	3,818	2,992	2,870	2,770	2,613	2,955	3,432	3,776	5,947	6,478	6,502	6,437	6,345	6,008	6,199	6,443	6,528	6,687	6,728	6,616	6,600	6,273	6,269	5,441
X5	5,138	3,416	3,066	2,948	2,810	2,777	3,116	3,476	3,874	4,978	6,284	6,293	6,282	5,910	4,909	4,828	4,978	5,023	6,385	6,411	6,334	6,114	4,967	6,009	4,921
J6	6,094	4,382	3,030	2,966	2,834	2,690	2,624	2,560	2,736	2,869	3,425	3,485	3,863	3,695	3,425	3,279	3,203	3,457	4,960	6,021	6,106	6,171	6,008	6,154	4,106
V7	5,770	3,259	3,037	3,020	2,913	2,853	3,191	3,452	4,226	5,554	6,299	6,361	6,269	5,607	5,112	4,521	4,687	5,375	6,473	6,575	6,407	6,032	5,312	5,565	4,990
S8	4,837	3,427	3,144	2,994	2,842	2,696	2,662	2,798	2,961	3,234	3,931	4,502	4,218	4,111	3,578	3,377	3,346	3,528	5,412	5,821	5,881	5,849	5,605	5,783	4,113
D9	6,052	4,008	3,372	3,180	3,012	2,909	2,891	2,561	2,442	2,878	3,197	3,408	3,717	3,740	3,660	3,192	3,118	3,088	4,515	5,522	5,824	5,915	5,765	5,846	3,989
L10	3,814	3,649	3,059	2,870	2,745	2,735	3,158	3,851	5,643	6,099	6,513	6,324	6,160	5,732	5,076	5,587	5,693	5,908	6,351	6,584	6,325	5,843	5,159	5,085	5,171
M11	4,686	3,679	3,331	3,102	3,037	2,973	3,592	4,509	6,009	6,079	6,250	6,298	6,254	6,140	5,746	5,769	6,175	5,957	6,612	6,606	6,440	6,276	5,484	5,571	5,387
X12	5,110	3,884	3,546	3,479	3,254	3,265	3,624	5,305	6,223	6,466	6,652	6,715	6,607	6,438	6,251	6,307	6,434	6,489	6,807	6,838	6,737	6,705	6,254	6,184	5,776
J13	5,241	4,058	3,659	3,560	3,501	3,513	3,756	5,032	6,588	6,640	6,859	6,927	6,854	6,703	6,655	6,689	6,868	6,904	7,070	7,167	7,123	7,097	6,639	6,500	6,020
V14	4,416	3,831	3,609	3,454	3,257	3,242	3,648	4,053	5,891	6,575	6,655	6,662	6,596	6,136	5,521	5,528	5,323	5,767	6,810	6,858	6,869	6,389	5,549	5,094	5,426
S15	6,694	5,060	3,843	3,641	3,496	3,393	3,339	3,339	3,482	3,897	6,259	6,376	6,281	6,140	5,223	4,501	4,452	4,570	6,504	7,202	7,199	7,190	6,640	6,999	5,331
D16	5,648	4,118	3,831	3,656	3,553	3,517	3,464	3,206	3,238	3,414	3,887	4,055	4,291	4,385	4,285	3,895	3,990	4,020	5,780	6,706	6,706	6,967	7,270	6,983	6,980
L17	6,643	4,948	3,873	3,667	3,635	3,620	4,509	6,568	7,523	7,940	7,791	7,912	7,897	7,676	7,094	7,226	7,445	7,746	7,962	8,087	7,880	7,764	7,082	6,686	6,815
M18	6,065	4,665	3,827	3,543	3,624	3,534	3,715	4,432	5,935	5,880	6,577	6,420	5,518	4,775	3,429	3,465	3,713	4,006	5,476	6,339	5,993	5,137	3,843	3,550	4,797
X19	3,725	3,587	3,202	3,193	3,138	3,042	3,387	3,903	5,060	5,660	6,178	6,225	6,123	5,594	5,157	5,222	5,349	5,517	6,197	6,744	6,549	6,392	5,355	5,388	5,063
J20	3,632	3,749	3,495	3,330	3,301	3,299	3,426	4,102	5,461	6,282	6,339	6,439	6,339	5,955	4,939	5,191	5,627	5,825	6,771	7,204	7,219	6,921	6,295	6,006	5,384
V21	3,573	3,579	3,035	3,056	2,996	2,997	3,369	3,990	4,890	5,238	5,327	6,357	5,363	4,967	4,167	4,335	4,195	4,898	5,647	6,964	6,969	6,738	5,354	6,378	4,836
S22	4,680	3,826	3,689	3,745	3,590	3,442	3,409	3,442	3,600	4,318	5,011	5,821	5,864	5,130	4,744	3,870	3,888	3,848	5,669	6,510	6,590	6,469	6,434	6,564	4,823
D23	7,491	7,119	5,182	4,739	3,875	3,711	3,566	3,329	3,295	3,511	4,060	4,019	4,193	4,240	4,107	3,693	3,515	3,368	4,299	5,336	5,628	5,665	5,075	5,151	4,558
L24	3,992	3,698	3,046	2,868	2,769	2,711	3,074	3,805	5,555	6,627	6,516	6,673	5,774	5,693	4,936	5,132	5,264	5,652	7,204	7,251	7,086	6,183	5,293	4,094	5,166
M25	3,728	3,748	3,121	2,748	2,576	2,889	3,510	3,800	3,769	4,715	4,965	4,910	4,779	4,825	4,029	4,129	4,597	5,172	5,627	6,728	6,507	5,074	3,859	3,842	4,420
X26	3,899	3,310	2,789	2,584	2,557	2,575	3,278	4,051	5,643	5,564	6,259	6,394	5,652	5,481	4,770	5,040	5,363	5,726	6,202	6,822	6,672	5,683	5,109	4,857	4,965
J27	4,788	3,566	3,102	2,907	2,776	2,974	3,543	5,293	5,619	6,427	6,974	6,945	6,908	6,642	6,051	6,652	6,840	7,198	7,408	7,556	7,592	7,424	6,695	6,688	5,950
V28	5,229	3,926	3,688	3,437	3,311	3,286	3,776	5,174	5,431	6,326	7,020	7,009	6,833	6,548	5,590	5,738	5,763	5,869	7,162	7,311	7,236	6,842	5,488	6,569	5,723
S29	6,104	4,852	3,853	3,600	3,375	3,096	3,070	3,121	3,382	4,061	4,921	6,009	5,560	5,038	4,439	3,963	3,909	4,018	4,979	6,335	6,589	6,519	5,529	6,224	4,752
D30	6,463	4,165	3,480	3,369	3,334	3,090	3,040	2,831	2,700	3,089	3,307	3,465	3,522	3,621	3,674	3,125	3,150	3,273	4,782	5,266	6,755	6,857	6,558	6,585	4,240
L31	4,570	3,571	3,138	2,949	2,935	3,054	3,644	4,688	6,557	6,909	7,098	7,242	6,915	6,691	5,797	5,765	6,445	7,021	7,257	7,923	7,712	7,178	6,630	6,137	5,939
Media	5,108	3,964	3,386	3,207	3,086	3,036	3,310	3,891	4,679	5,226	5,770	5,907	5,739	5,472	4,949	4,888	5,018	5,255	6,225	6,709	6,704	6,448	5,799	5,848	5,076

Mínimo: 2,005 Precios de 2,005 a 3,741 Precios de 3,741 a 5,937 Precios de 5,937 a 8,087 Máximo: 8,087
 Percentiles del 33% de los valores registrados en el mes.

que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 6,1% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

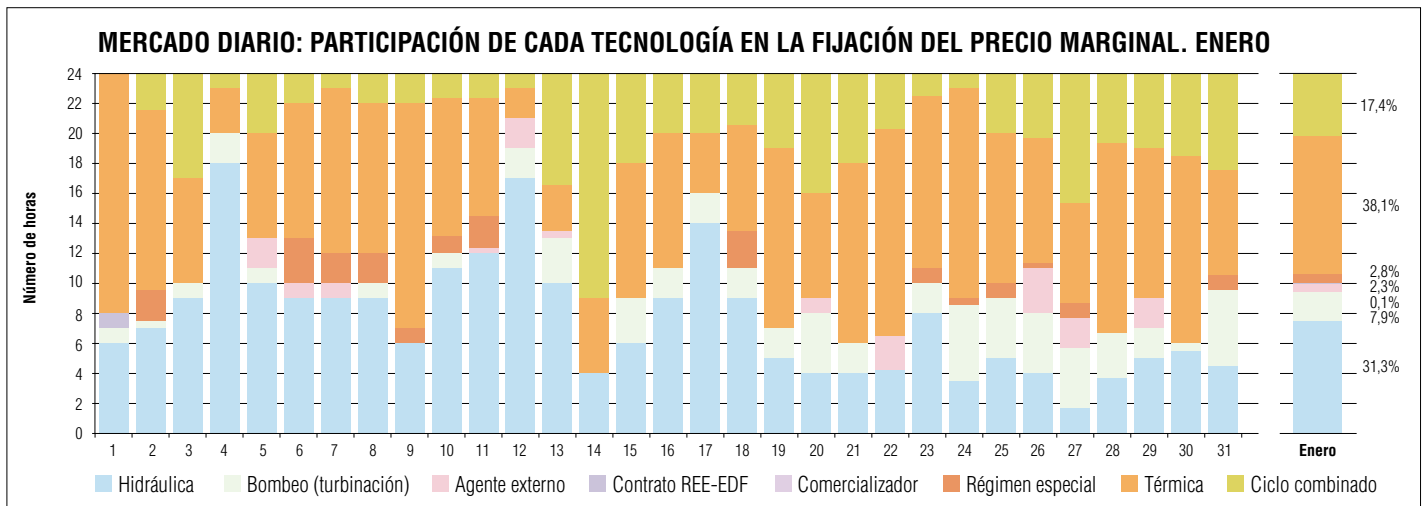
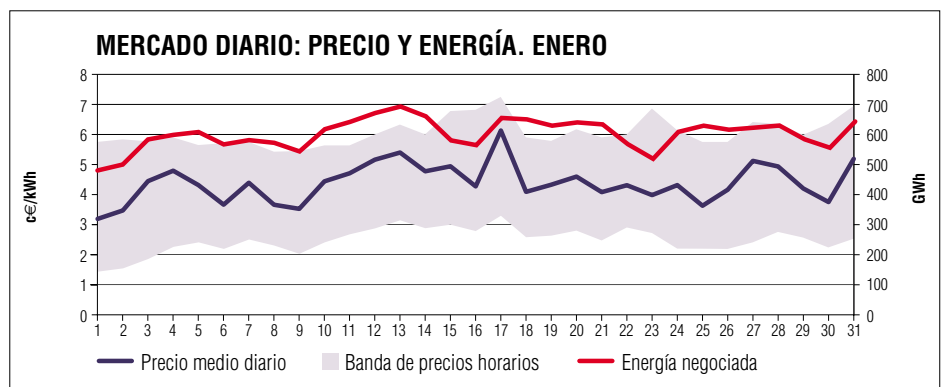
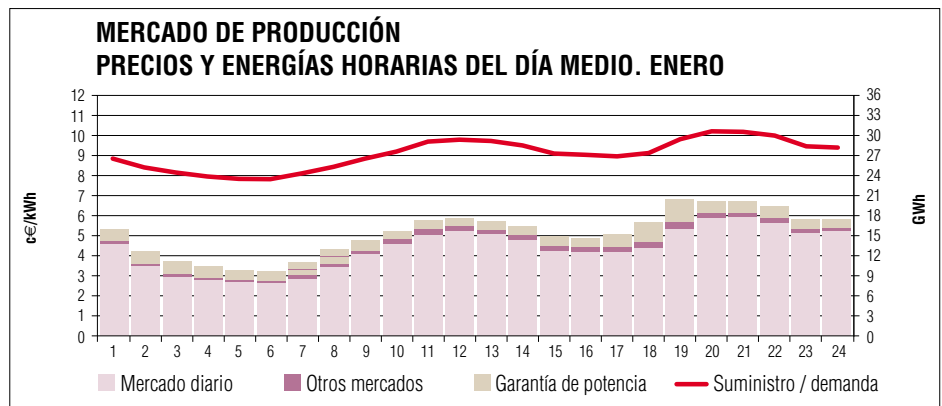
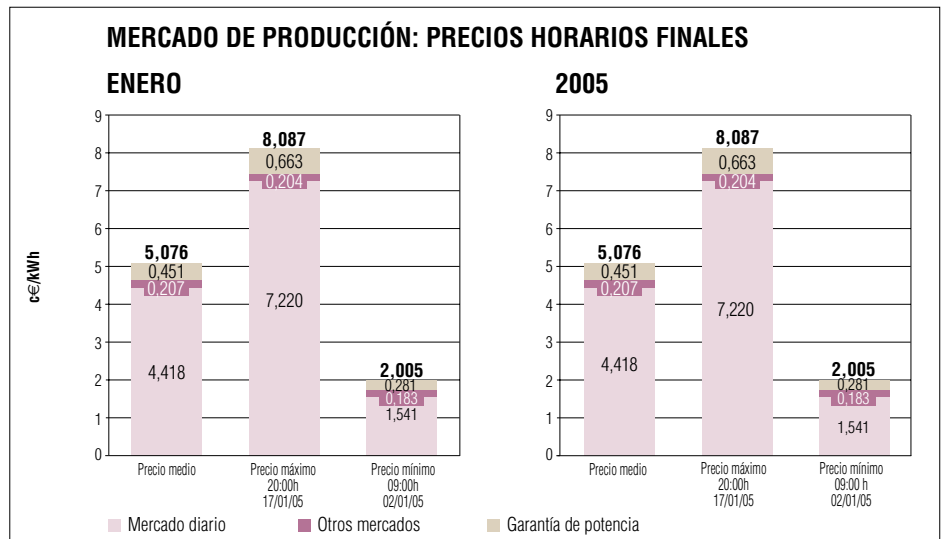
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de enero, precio valle, ha sido 3,605 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 5,585 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo ha alcanzado los 8,087 c€/kWh, en la hora 20 del lunes 17, mientras que el precio mínimo ha sido 2,005 c€/kWh en la hora 9 el domingo 2.
- Las curvas horarias medias de precios y energía han tenido formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 3,036 y 6,709 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 23,5 y 30,6 GWh.

Mercado diario

- En enero, el precio medio del mercado diario ha sido 4,418 c€/kWh, la energía intercambiada 18.695 GWh y el volumen económico contratado de 826,01 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 92,4% de la energía y el 80,4% del volumen económico.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de enero, ha sido de 1,431 c€/kWh, el cual se ha registrado el sábado 1 a la hora 10. Por el contrario el precio máximo del mes 7,250 c€/kWh se ha alcanzado durante la hora 12 del lunes 17.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, en relación con el



mes anterior, los gráficos muestran un ligero ascenso en la producción térmica y de ciclo combinado. Las instalaciones de régimen especial durante este mes también han incrementado su participación en la cobertura de la demanda.

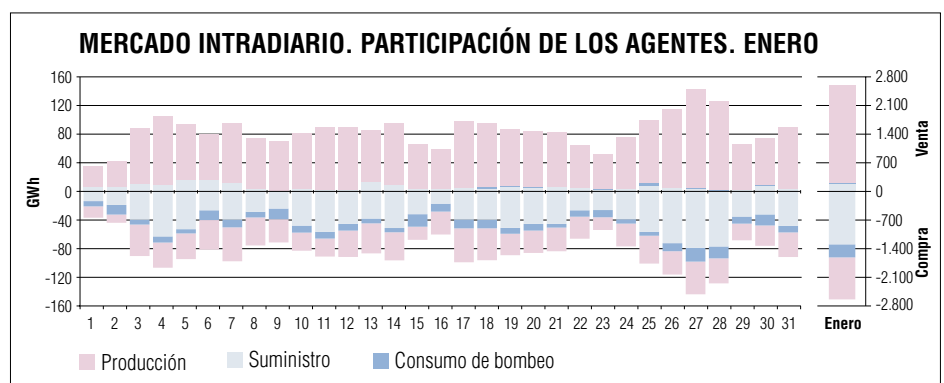
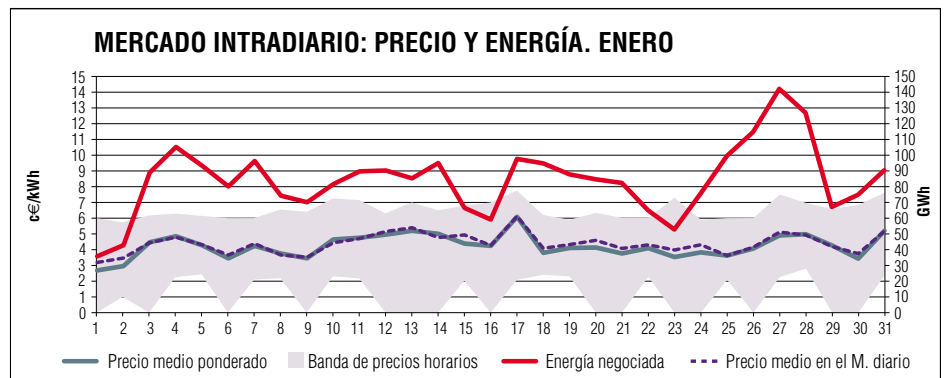
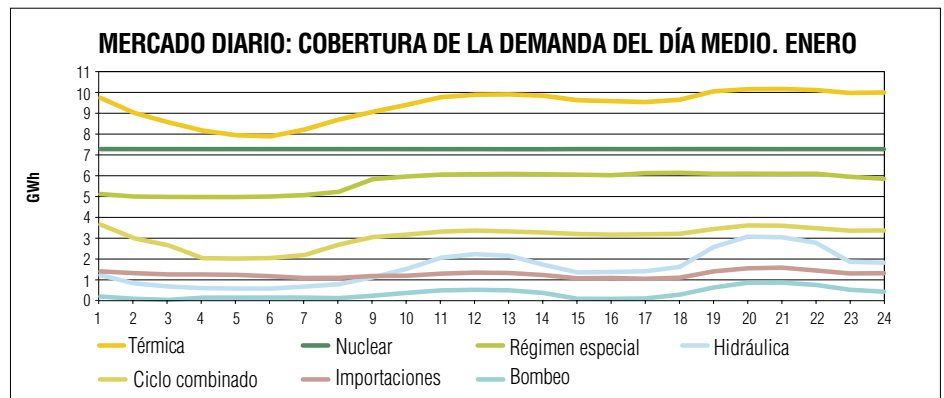
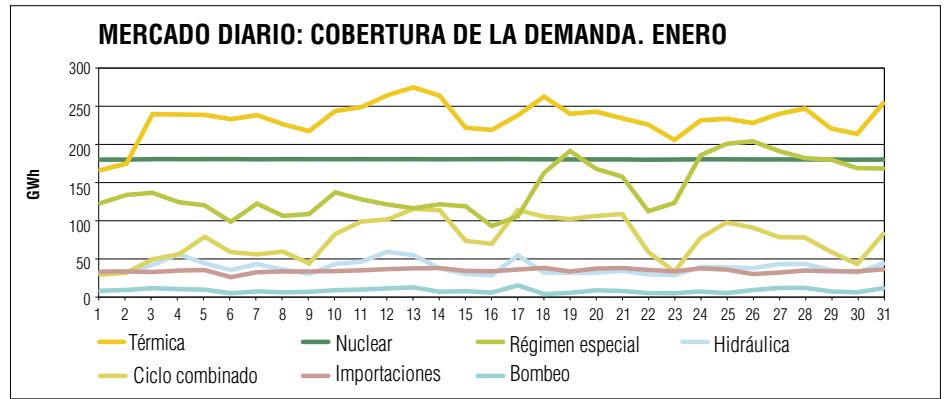
- En relación a la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de enero, los grupos térmicos han incrementado su participación, marcado marginal un 38,1%. Al igual que ocurre con los grupos de ciclo combinado, los cuales han aumentado su porcentaje hasta situarse en un 17,4%. Por el contrario, los grupos hidráulico y de bombeo han reducido ligeramente el número de horas que marcan marginal, aun así sigue siendo la tecnología que marca marginal el mayor número de horas, 39,2%.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 4,310 c€/kWh, un 21,2% más que el mes anterior y un 2,4% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 2.611 GWh, un 4,8% menos que el mes anterior. De esta energía, el 46,9% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 53,1 % restante, 1.385 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda, destinada al consumo de bombeo, 290 GWh, y al suministro, 1.096 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,002 c€/kWh.
- Se pueden observar diferencias en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1.899, 257, 91, 122, 107 y 135 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 4,03 y 6,40 c€/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 91,29 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,451 c€/kWh, igual a



la del mes anterior y que supone el 8,9% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ingreso de 3,47 M€, con

una repercusión sobre el precio medio del mercado de 0,017 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 324 GWh en el mes de enero, un 7,0% más que el mes anterior.

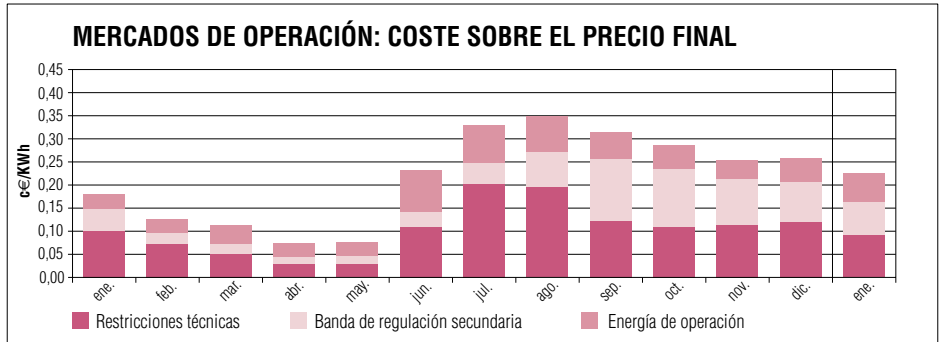
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en enero ha sido 0,226 c€/kWh, un 12,1% inferior al del mes de diciembre, suponiendo un 4,5% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 25,5% superior que en enero de 2004.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 542 GWh, un 2,9% de la energía correspondiente al mercado diario. Dicha energía ha resultado superior en un 28,7% a la del mismo mes del año anterior, esta variación en la energía programada se debe a que la demanda casada en el mercado ha sido muy inferior a la finalmente programada, por lo que es necesario programar grupos térmicos necesarios para garantizar la seguridad del sistema. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 8,529 c€/kWh, un 13,3% superior al del mes de diciembre.

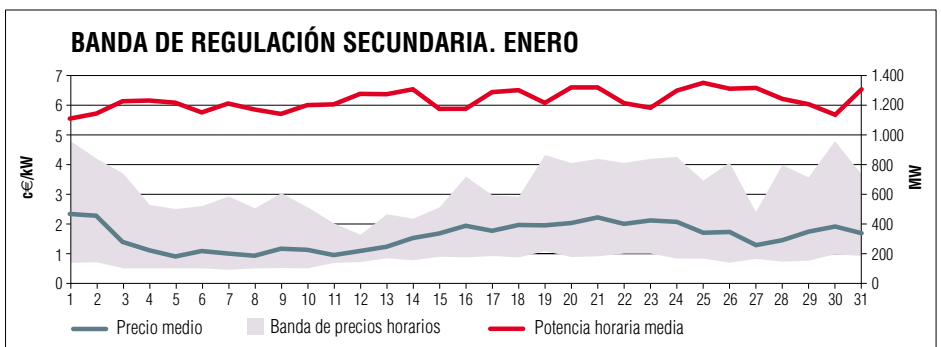
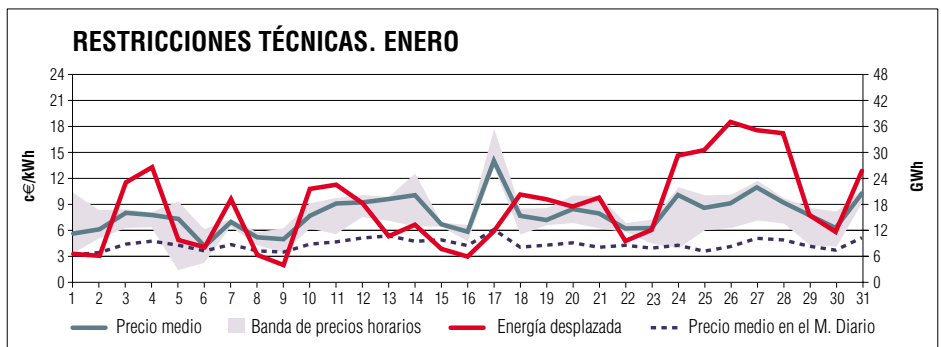
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.237 MW, repartidos en 719 MW a subir y 519 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,604 c€/kW, un 7,1% menos que en diciembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,073 c€/kWh, un 15,1% menos al del mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 839 GWh, repartida en 483 GWh a subir y 356 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 5,952 c€/kWh y el de recompra 2,119 c€/kWh, ambos superior a los registrados en diciembre. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,062 c€/kWh, un 21,6% superior al mes anterior.

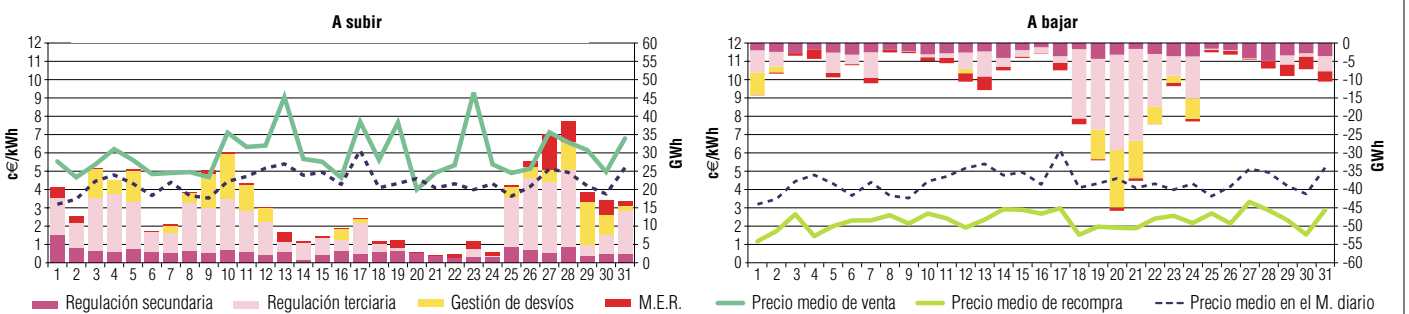


Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Enero	0,226	719	519	1,604	2,119
Restricciones técnicas (*)	0,091	542		8,529	
Banda de regulación secundaria (**)	0,073	719	519	1,604	
Energía de operación (***)	0,062	483	356	5,952	2,119
Regulación secundaria		87	87	4,847	2,839
Regulación terciaria		252	175	5,639	1,911
Gestión de desvíos		97	55	5,247	2,497
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		47	39	11,118	0,897
Total	0,226				

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



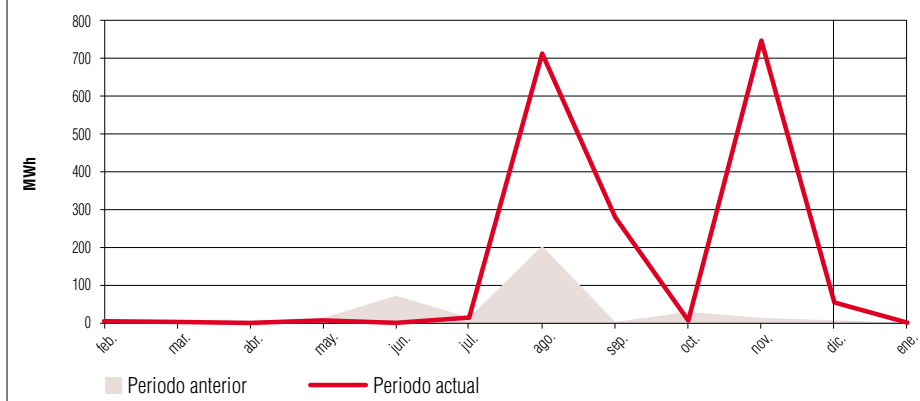
ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. ENERO



4. RED DE TRANSPORTE

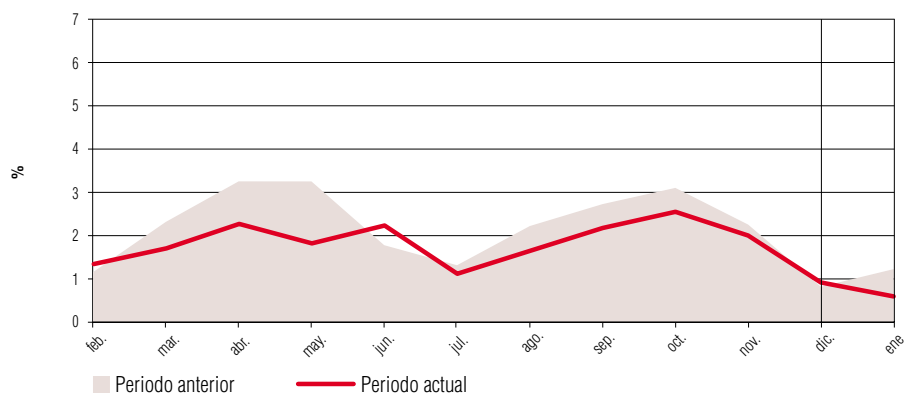
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a 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 han registrado un corte de mercado en instalaciones de la red de transporte en la zona de Aragón, con una pérdida de potencia de 15 MW, lo que supone una energía no suministrada de 0,75 MWh
- El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte, durante el mes de enero, ha sido de 0,001 minutos, situando el valor acumulado de los últimos doce meses en un total de 4,112 minutos.
- La tasa de disponibilidad global de la red de transporte durante el mes de enero se ha situado en un 99,4%, porcentaje 0,8 puntos por encima al alcanzado el mismo mes del año 2004.

RED DE TRANSPORTE ENERGÍA NO SUMINISTRADA



Red de transporte Calidad del servicio	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	0,8	0,8	1.845,6
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	0,0	8,3
REE (Instalaciones adquiridas)	0,8	0,8	1.430,4
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	0,001	0,001	4,112
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,000	0,018
REE (Instalaciones adquiridas)	0,001	0,001	3,187

TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE



Red de transporte Tasa de indisponibilidad	Enero		Acumulado anual	
	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,05	12,8	0,05	12,8
Causas ajenas al mantenimiento	0,07	-86,6	0,07	-86,6
Mantenimiento correctivo	0,36	-8,8	0,36	-8,8
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,02	-28,4	0,02	-28,4
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,09	-61,9	0,09	-61,9
Sin clasificar (*)	0,01	-92,5	0,01	-92,5
Total	0,59	-55,5	0,59	-55,5

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

Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante el periodo a calcular.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

(*) Datos de otros transportistas pendientes de clasificar.

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 13, 2004. Periodo Enero-Diciembre. Liquidación nº 1, 2005. Periodo Enero (1)(2)

CLIENTES A TARIFAS	Liquidación 13/04			Liquidación 1/05		
	Volumen	Energía	Precio medio	Volumen	Energía	Precio medio
	M€	GWh	c€/kWh	M€	GWh	c€/kWh
INGRESOS	13.223,01			290,187		
Venta de energía	11.802,62	148.935	7,925	268,63	3.174	8,463
Peninsular	10.809,90			250,64		
Insular	992,72			17,98		
Peajes	1.344,15	75.677	1,776	19,95	581	3,432
Peninsular	1.323,61			19,69		
Insular	20,54			0,25		
Peajes por interconexiones intern.	2,71	1.847	0,147	0,00	-	-
Transportes intracomunitarios (ETSO)	23,48			0,00		
Otros servicios	50,05			1,61		
Distribuidores y Comercializadoras						

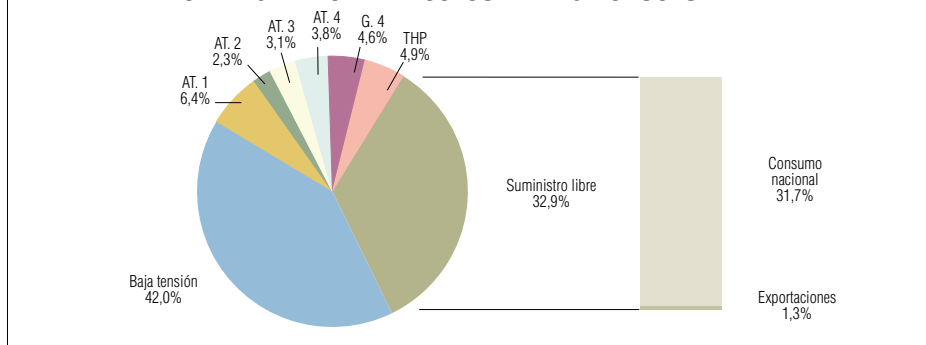
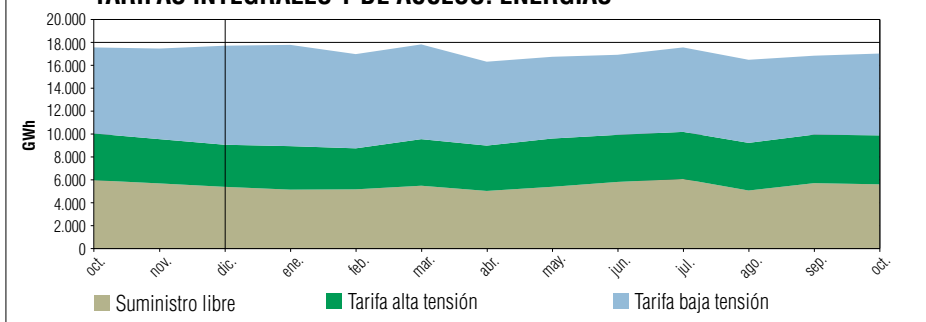
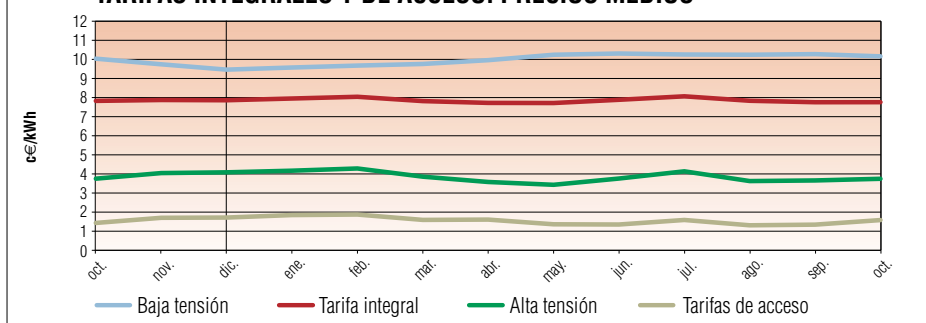
	Liquidación 13/04	Liquidación 1/05
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO	5.008,40	154,07
Generadores		
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL	2.395,35	54,92
Generadores		
COSTE DEL TRANSPORTE	823,19	21,86
REE	621,15	15,81
Empresas eléctricas	202,04	6,05
COSTE DE DISTRIBUCIÓN (2)	3.369,13	83,49
Distribución	3.027,83	74,56
Gestión comercial	282,04	6,82
Calidad de servicio	49,38	1,87
Gestión de la demanda	9,88	0,23
Distribuidoras		

	Liquidación 13/04	Liquidación 1/05
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	592,41	9,62
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	16,00	0,28
Comp. Moratoria Nuclear	465,40	8,77
Financiación 2º Ciclo C.N.	111,02	0,57
Stock estratégico C.N.	0,00	0,00
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	660,51	-39,08
Operador del Mercado	8,87	0,19
Operador del Sistema	31,54	0,64
C.N.E.	10,85	0,23
Comp. E. Extrapeninsulares	215,82	6,37
Retribución fija (CTCs)	393,43	-46,50
Asignación General	146,22	-
Asignación Específica	36,56	-
Stock Carbón	2,11	0,05
Prima Carbón (3)	186,78	1,62
Reducción prima carbón (4)	-17,22	-0,41
Plan de financiación extraordinario (5)	38,98	0,00
Déficit liquidatorio	-	-47,77
Rev. Generación Extrapeninsular	20,49	0,42
Desajustes de Ingresos	205,92	4,88
Apor. Generación Extrapeninsular (6)	147,61	0,00
Generadores		

- (1) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.
- (2) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, así como los costes destinados a planes de mejora de la calidad de servicio y los costes destinados a la gestión de la demanda, referidas en el Real Decreto 1802/2003 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.
- (3) Según la Orden ECO 1588/2002 de 12 de junio por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, el cobro de la prima del carbón está garantizado en situaciones de déficit de ingresos.
- (4) Imputación al año 2003 de la reducción de la Prima Carbón de los años 1998 y 1999 establecida en el punto 116 de la Decisión de la Comisión Europea de 25 de julio de 2001.
- (5) Plan de financiación extraordinario para ELCOGAS con cargo a la asignación específica de los CTCs establecido en Orden ministerial de 10 de octubre de 2001.
- (6) Importe a liquidar a los generadores en régimen ordinario de los sistemas insulares y extrapeninsulares por los distribuidores de los mismos sistemas, en aplicación de lo establecido en el párrafo 3 del artículo 18.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en octubre se ha elevado a 11.429 GWh, inferior en un 1,5% al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de octubre, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 140.184 GWh, un 0,3% superior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en octubre ha sido 7,768 c€/kWh, valor ligeramente inferior al del mismo periodo del año anterior.
- En octubre la energía consumida en el mercado libre representó el 32,9% del consumo total, porcentaje 1,1 puntos inferior al registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 31,9%.
- El precio medio de las tarifas de acceso en octubre ha sido de 1,575 c€/kWh, por lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,562 c€/kWh, 7,2% superior al del mismo periodo del año anterior.

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

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

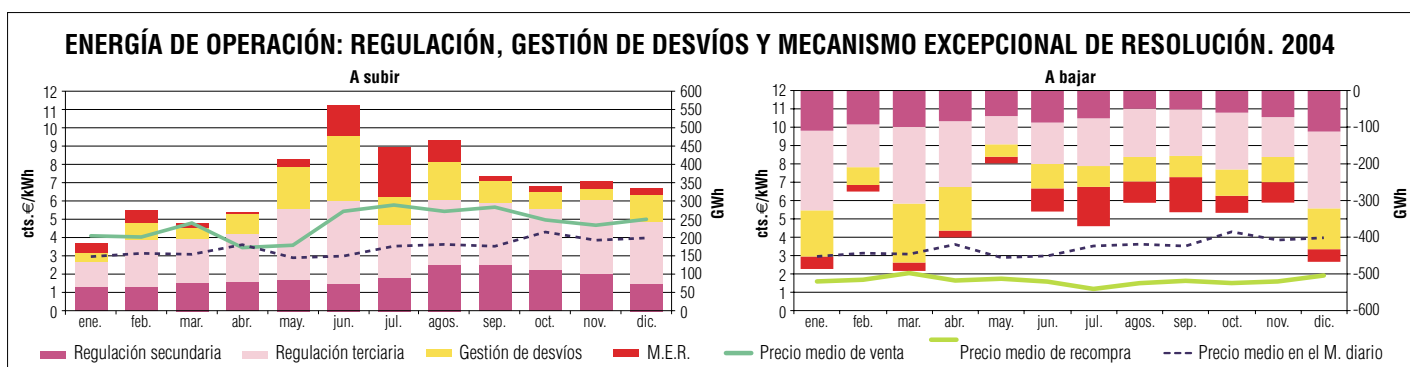
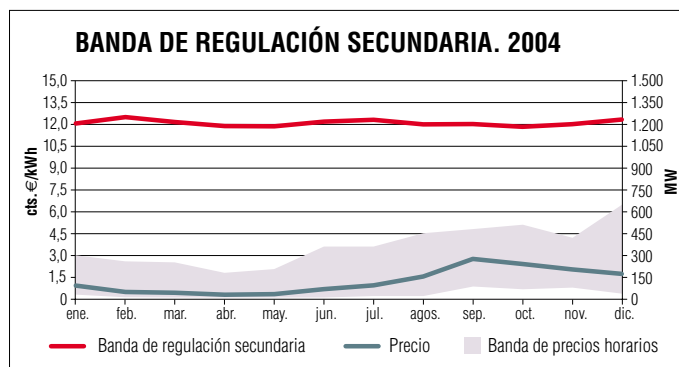
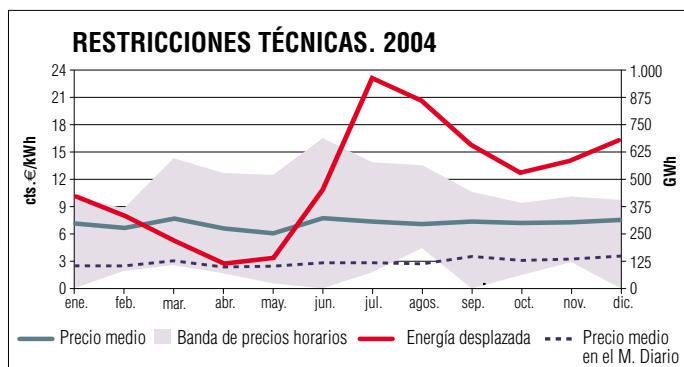
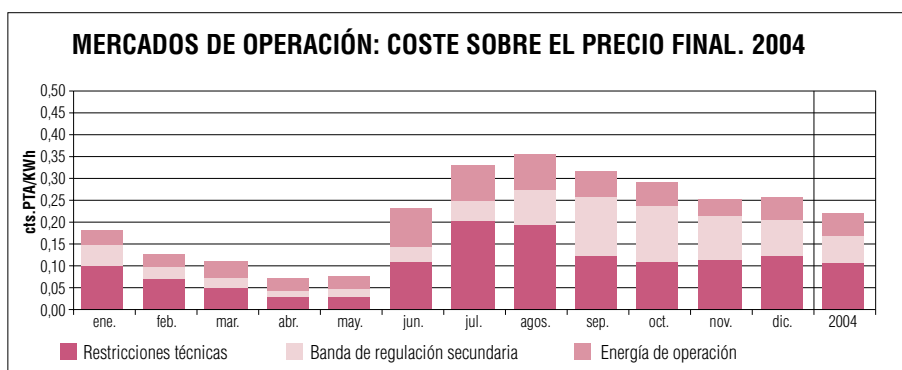
Tarifa integral	Octubre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.089	4,4	6,527	1,2	10.722	3,0	6,529	2,0	12.727	3,8	6,522	2,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	384	8,7	3,523	3,5	3.633	5,4	3,627	5,8	4.325	5,8	3,654	5,4
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	537	8,7	2,783	2,8	4.850	3,2	2,960	7,0	5.719	2,9	2,993	6,2
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	652	6,7	2,225	-5,5	5.911	3,9	2,286	2,5	6.923	5,7	2,344	1,8
G.4 (Grandes consumidores)	785	0,6	2,304	-0,1	7.665	2,7	2,346	1,2	9.193	3,1	2,338	1,4
Tarifa horaria de potencia	831	3,9	3,371	-3,7	7.756	4,3	3,293	-1,2	9.195	3,5	3,435	-0,8
Alta tensión	4.278	4,8	3,744	-0,2	40.537	3,5	3,813	2,1	48.082	4,0	3,852	2,1
Baja tensión	7.151	-4,9	10,176	1,2	75.528	-2,3	10,041	1,2	92.102	-1,5	9,964	1,1
Sistema peninsular	11.429	-1,5	7,768	-0,9	116.065	-0,3	7,866	0,3	140.184	0,3	7,867	0,3
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.394	1,5	1,634	3,0	53.051	4,4	1,573	0,9	62.776	4,5	1,625	1,1
Exportaciones	218	-66,8	0,118	-2,7	1.500	-74,0	0,135	2,9	2.860	-58,2	0,174	25,4
Total	5.612	-6,0	1,575	10,6	54.551	-3,6	1,534	8,5	65.636	-1,9	1,562	7,2

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

SISTEMA PENINSULAR. MERCADOS DE OPERACIÓN. RESUMEN 2004

Mercados de Operación 2004	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2004
Coste s/precio final (cts.€/kWh)	0,180	0,128	0,111	0,073	0,076	0,232	0,328	0,351	0,315	0,288	0,254	0,257	0,218
Restricciones técnicas	0,101	0,072	0,050	0,028	0,028	0,109	0,203	0,195	0,122	0,109	0,113	0,120	0,106
Banda de regulación secundaria	0,046	0,023	0,021	0,016	0,018	0,033	0,045	0,077	0,135	0,125	0,100	0,086	0,061
Energía de operación (*)	0,033	0,033	0,040	0,029	0,030	0,090	0,080	0,079	0,058	0,054	0,041	0,051	0,052
(*) Incluye el coste de la energía empleada en Regulación secundaria y Regulación terciaria, Gestión de desvíos y Mecanismo excepcional de resolución (M.E.R.)													
Unidades físicas (GWh)													
Restricciones técnicas (*)	421	331	217	114	140	453	963	860	658	530	584	679	5.951
Banda de regulación secundaria(**)	1.207	1.251	1.217	1.190	1.188	1.220	1.233	1.201	1.203	1.184	1.202	1.234	14.531
Energía de operación (***)													
Energía a subir	186	275	239	271	415	563	448	467	368	341	355	336	4.264
Regulación secundaria	65	65	77	79	85	75	91	127	125	112	101	74	1.076
Regulación terciaria	69	130	121	131	192	227	145	177	171	168	202	168	1.901
Gestión de desvíos	23	46	30	55	116	177	75	105	60	47	29	74	838
Mec. excepcional de resolución	29	33	12	6	22	84	137	58	12	15	22	19	449
Energía a bajar	-487	-275	-492	-401	-198	-330	-370	-306	-332	-333	-306	-467	-4.297
Regulación secundaria	-109	-92	-99	-83	-69	-87	-75	-49	-51	-60	-72	-112	-959
Regulación terciaria	-218	-117	-209	-180	-77	-113	-130	-132	-127	-155	-109	-210	-1.776
Gestión de desvíos	-126	-49	-161	-119	-34	-67	-57	-67	-58	-72	-69	-112	-989
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)	-34	-18	-23	-19	-18	-63	-107	-58	-96	-46	-56	-34	-573

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





MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 902 446 006. Fax: 91 457 80 41
<http://www.min.es>



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177.
Alcobendas. 28109 Madrid.
Tel.: 91 650 85 00. Fax: 91 650 45 42. <http://www.ree.es>