

## Operación de la red de transporte



## Comportamiento de la red de transporte

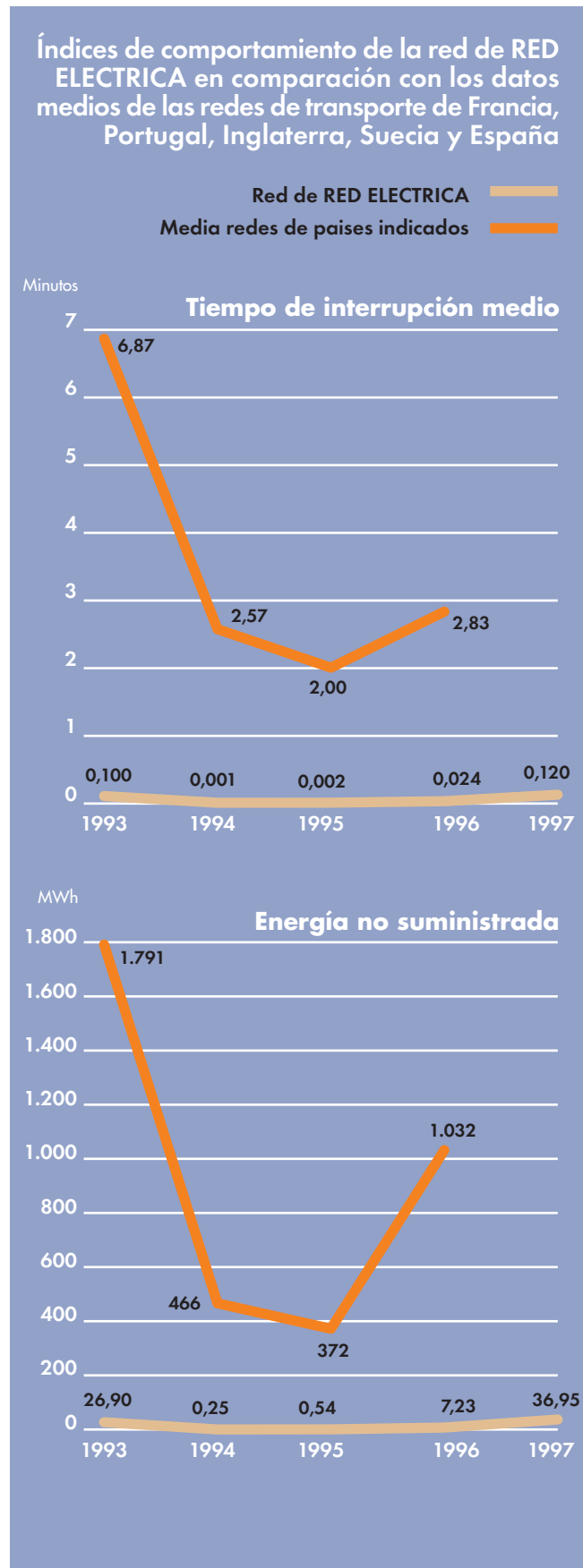
Las pérdidas en la energía transportada por la red de RED ELECTRICA durante 1997 han representado un 1,04%, cifra igual a la del año precedente. La producción hidráulica ha sido inferior a la del año anterior y se ha registrado una mayor producción con gas que en años anteriores, aunque no tan próxima a los centros de consumo.

Las tensiones se han mantenido dentro de los límites normales, registrándose valores bajos puntuales. La mayoría de las medidas de 400 kV han estado entre 399 y 433 kV, y en 220 kV se han movido entre 224 y 243 kV, bandas muy similares a las de 1996.

La carga media de los transformadores ha disminuido respecto al año anterior, salvo en Aragón, Galicia y el País Vasco. La zona mas cargada sigue siendo la de Madrid, que alcanza un valor medio del 45%, mientras que el resto no supera el 40% de media.

Las líneas de 400 kV han registrado cargas medias superiores a las del año pasado, mientras que en 220 kV han sido similares. Ha habido un mayor número de líneas de 400 kV que han alcanzado cargas máximas del 70%, aunque se han producido durante un número de horas muy inferior al del año anterior. También han sido más las líneas sobrecargadas de 220 kV, aunque durante un tiempo muy inferior y sin sobrepasar la carga máxima habida en 1996.

Durante 1997 ha disminuido el número de descargos, tanto los programados como los urgentes. En las líneas de RED ELECTRICA ha aumentado el número total de descargos en 400 kV, debido al incremento de los descargos programados, ya que los urgentes han disminuido.



**Cuadro 3**

<b>Tasa de indisponibilidad</b>	<b>%</b>
Mantenimiento preventivo .....	1,10
Indisponibilidades fortuitas .....	0,04
Otras causas ajenas al mantenimiento .....	2,42
<b>TOTAL .....</b>	<b>3,56</b>

### Indicadores de la calidad del servicio

El comportamiento de los indicadores de calidad del servicio de transporte ha sido el siguiente:

#### Energía no suministrada

La energía anual no servida al sistema eléctrico por incidencias en la red de transporte de RED ELECTRICA ha sido de 36,95 MWh.

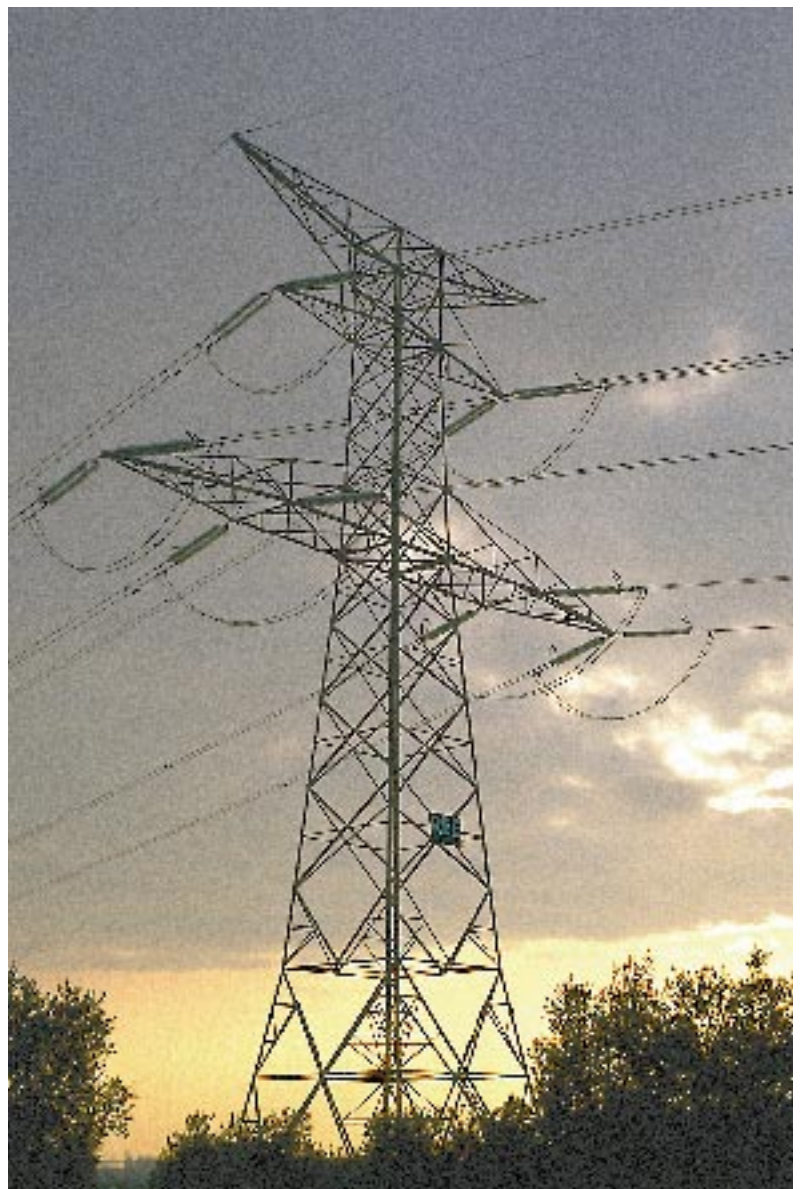
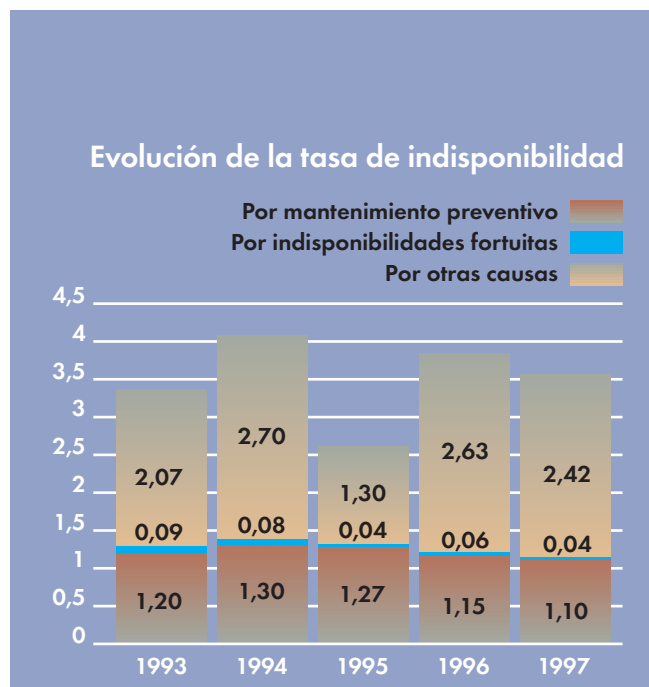
#### Tiempo de interrupción medio

Este indicador, que relaciona la energía no suministrada por incidencias en la red de RED ELECTRICA con la potencia media del sistema, desde 1986 ofrece valores inferiores al minuto, lo que representa un alto nivel de calidad en el servicio proporcionado. En 1997 se ha situado en 0,12 minutos.

#### Tasa de indisponibilidad

La tasa de indisponibilidad indica el tiempo medio que cada línea ha estado fuera de servicio por descargos para mantenimiento preventivo, por indisponibilidad fortuita debida a fallos transitorios o permanentes, y por otras causas ajenas al mantenimiento, como pueden ser la construcción de nuevas instalaciones o condicionantes externos a la red. El valor y la composición de este índice de la calidad y continuidad del servicio prestado al sistema eléctrico se muestra en el cuadro 3.

En 1997 la disponibilidad total ha sido del 96,44%, lo que representa una indisponibilidad global por mantenimiento (preventivo más fortuito) ligeramente inferior a la de años anteriores.



Cuadro 4

**Descargos para mantenimiento**

	110 KV	220 KV	400 KV	TOTAL
Número .....	1	92	143	236
Duración media de los descargos (horas) .....	16,5	110,19	84,89	94,47

Cuadro 5

**Incidencias**

	110 KV	220 KV	400 KV	TOTAL
Número				
Con reenganche automático .....	0	151	274	425
Duración menor a 5 min. ....	1	76	52	129
Duración de 5 min. a 5 horas .....	4	64	111	179
Duración mayor de 5 horas .....	1	5	22	28
<b>TOTAL</b> .....	<b>6</b>	<b>296</b>	<b>459</b>	<b>761</b>
Tiempo medio de indisponibilidad fortuita por circuito (horas) .....	5,73	2,19	4,69	3,76
Duración media de las interrupciones superiores a 5 min. (horas) .....	3,41	2,51	5,06	4,17

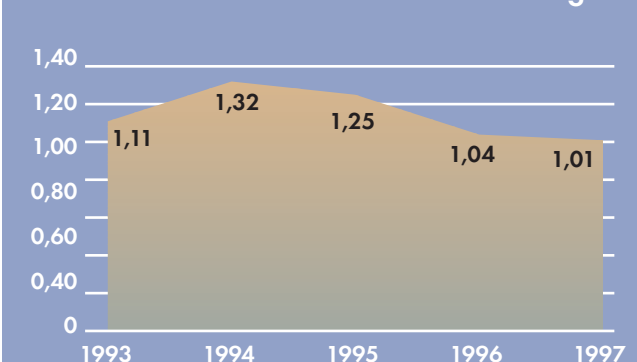
Cuadro 6

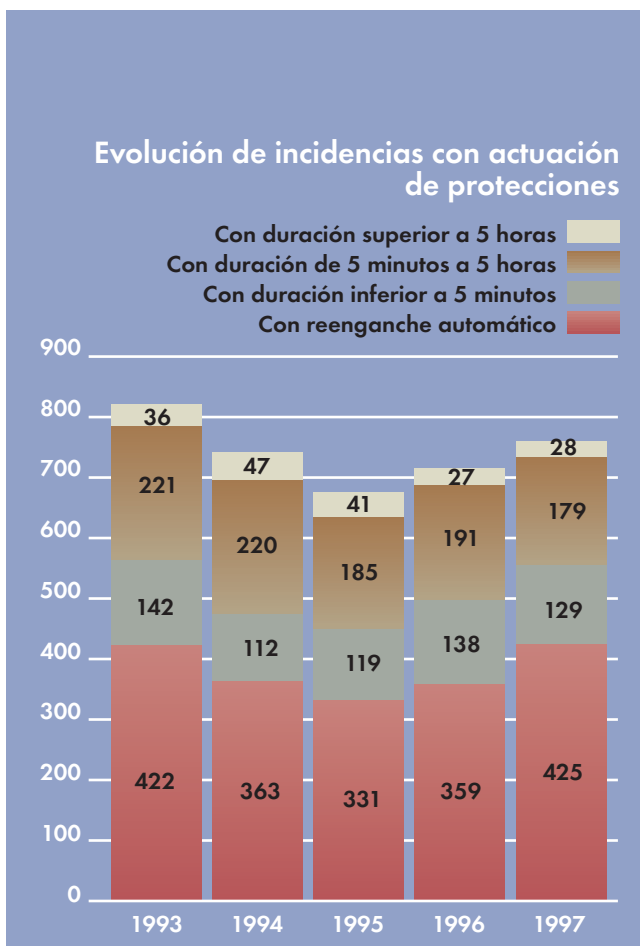
**Causas de las incidencias**

	%
Fuego bajo las líneas .....	5,1
Agentes atmosféricos .....	49,5
Fallos materiales de líneas .....	1,5
Fallo equipos subestaciones .....	1,2
Fallo equipos protecciones .....	1,6
Otras causas .....	15,0
Desconocidas .....	26,1
<b>TOTAL</b> .....	<b>100,0</b>

**Descargos para mantenimiento**

La programación del mantenimiento, basada en criterios de máxima agrupación, junto con la utilización creciente de técnicas de mantenimiento predictivo y trabajos en tensión, han permitido mejorar significativamente el número de descargos por circuito de la red, obteniéndose en 1997 un índice de descargos de 1,01, frente al 1,04 de 1996. En el cuadro 4 se muestra, por niveles de tensión, el número de descargos y su duración media.

**Evolución del índice de descargos**



#### Incidencias y perturbaciones

Durante 1997 se produjeron 761 incidencias en las líneas de transporte que provocaron su apertura intempestiva, originadas fundamentalmente por tormentas y nieblas en los meses de verano e invierno.

En los cuadros 5 y 6 se muestran, respectivamente, la clasificación de estas incidencias según la duración de las interrupciones y la distribución de las causas que las provocaron.

### Comportamiento de los equipos y sistemas

#### Líneas y subestaciones

La tasa de averías producidas en las líneas de transporte de RED ELECTRICA que han causado su indisponibilidad temporal, ha sido en 1997 de 0,027 averías por cada 100 km de circuito frente a 0,038 en 1996. También ha sido menor el tiempo medio de indisponibilidad fortuita por circuito: 3,76 horas frente a 4,27 horas en 1996.

En subestaciones, el tiempo medio de indisponibilidad por celda con interruptor ha sido de 0,69 horas en 1997, frente a 0,79 en 1996. El cuadro 7 muestra el número de averías por cada tipo de equipo y su tasa de fallo (porcentaje de fallos en un tipo de equipo sobre el total de estos equipos).

También ha mejorado el índice de comportamiento de los equipos de protecciones que ha sido del 95,7% frente al 94,2% de 1996, al ser correctas 2.374 de las 2.480 actuaciones de protecciones ocurridas.

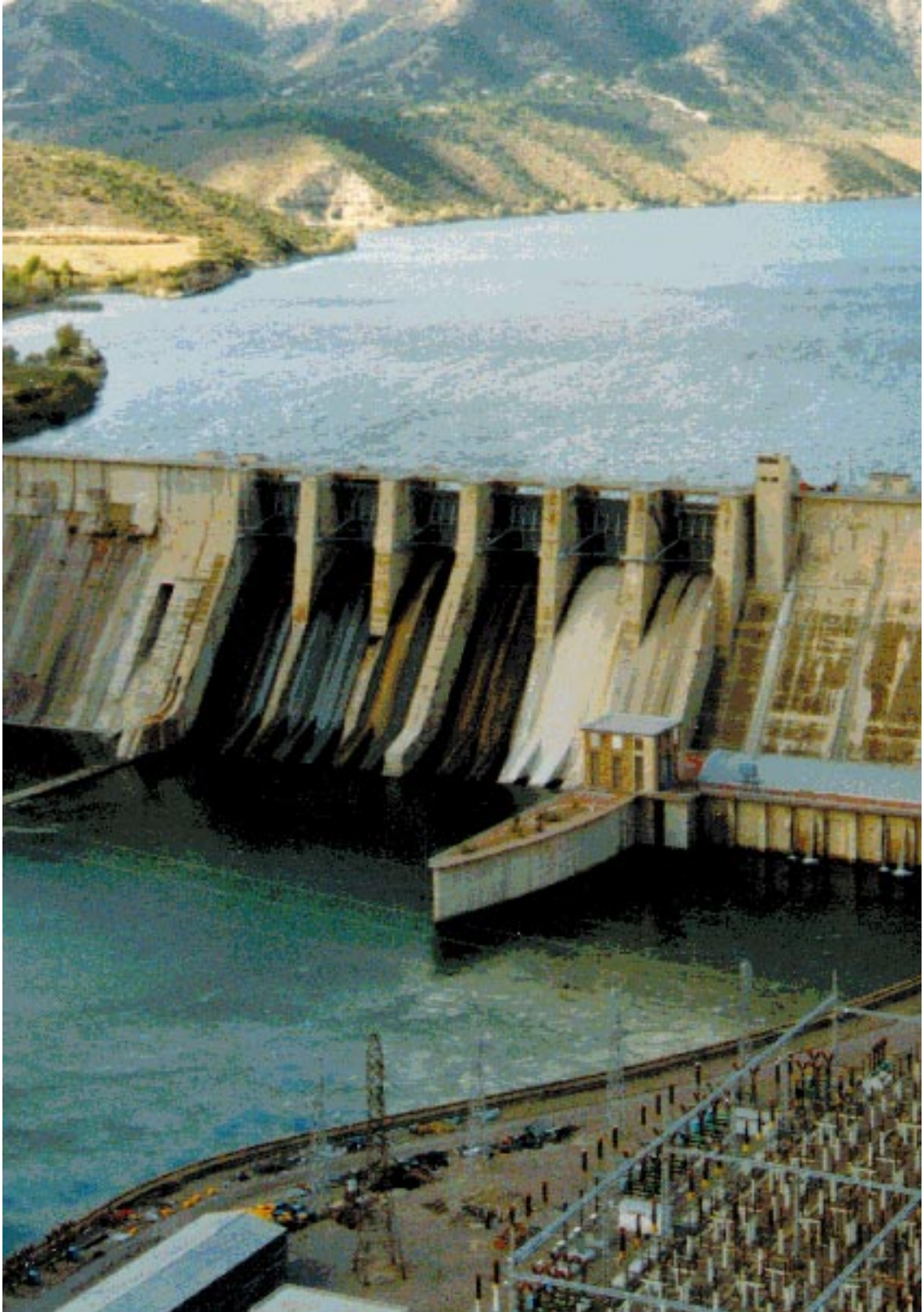
#### Sistemas de control remoto

Durante 1997 se ha estudiado el comportamiento de 31 sistemas de control digital y 63 estaciones remotas de telecontrol, obteniéndose unas tasas de disponibilidad del 99,98%, y del 99,89% respectivamente, cifras prácticamente iguales a las de 1996.

Cuadro 7		
Equipos	Núm. Averías	Tasa Fallo
Reactancias .....	4	1,50
Transformadores de potencia .....	0	0,00
Interruptores .....	17	2,68
Seccionadores .....	37	2,19
Transformadores de intensidad .....	5	0,30
Transformadores de tensión .....	14	0,83

---

## Operación del sistema eléctrico



## El nuevo marco regulador

La Ley del Sector Eléctrico aprobada en noviembre de 1997 supone un importante avance en la liberalización del sector eléctrico al crear un mercado en la generación de electricidad basado en la libre competencia.

RED ELECTRICA ha tenido un papel destacado en la creación de los instrumentos operativos que han permitido la puesta en marcha del mercado de electricidad el 1 de enero de 1998, proceso iniciado en diciembre de 1996 con la firma del Protocolo Eléctrico y proseguido con la aprobación de la nueva Ley y sus desarrollos reglamentarios.

### El operador del mercado

La Ley crea una nueva figura, el operador del mercado, con características de sociedad mercantil, que ha de gestionar el sistema de ofertas de compra y venta de energía entre generadores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. Esta sociedad, Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., constituida en diciembre de 1997 con un capital social de 300 millones de pesetas suscrita íntegramente por RED ELECTRICA, ha asumido la gestión económica del sistema a partir del 1 de enero de 1998.

La constitución de esta sociedad ha ido precedida de una intensa actividad de RED ELECTRICA, en la que han colaborado empresas eléctricas, CNSE, Ministerio de Industria y Energía y empresas especializadas. Durante el último trimestre de 1997, RED ELECTRICA ha dotado a esa compañía de los sistemas informáticos y recursos precisos para garantizar la operatividad y transparencia de las transacciones que se realicen en el mercado de producción de electricidad.

### El operador del sistema

La Ley confirma a RED ELECTRICA como empresa de transporte de energía eléctrica y le encomienda la responsabilidad de desarrollar la gestión técnica del sistema eléctrico, función asociada al operador del sistema, y la gestión de la red de transporte.

RED ELECTRICA ha desarrollado los procedimientos y sistemas informáticos necesarios para asegurar que la operación del sistema, además de garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, responde a los criterios que inspiran el mercado de electricidad.

En particular, se han implantado las normas y sistemas informáticos referidos a la gestión de las restricciones técnicas de la red de transporte y del sistema —que responderán a criterios de mercado—, y a la gestión del mercado de servicios complementarios —que también

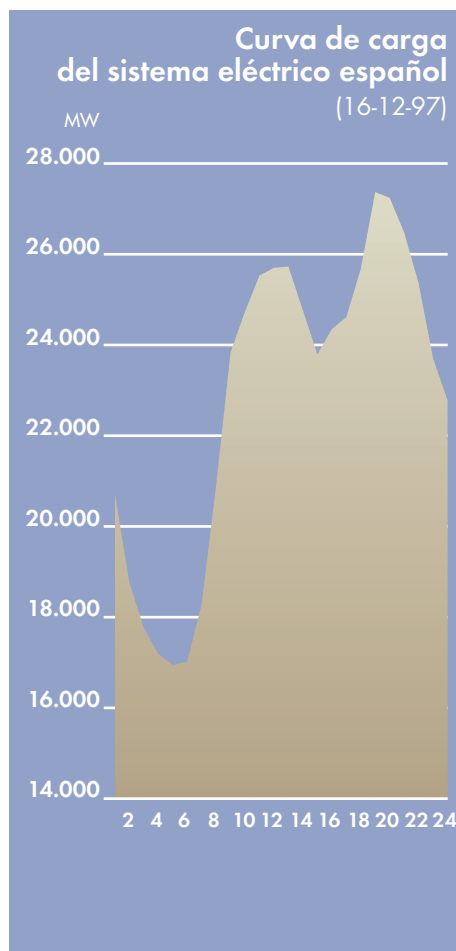
será objeto de un sistema de ofertas—, así como los sistemas de información, comunicación y coordinación con la Compañía Operadora y los agentes del mercado.

### Datos de la explotación

Los datos que han caracterizado la explotación del sistema eléctrico durante 1997 son los siguientes:

#### Demanda

La demanda anual de energía eléctrica alcanzó un total acumulado en barras de central de 162.180 GWh, lo que supone un incremento del 3,80% respecto al año precedente. Este incremento se cifra en el 4,12% si se corrige el efecto del año bisiesto. Descontando los efectos de laboralidad y temperatura el incremento de demanda se estima en el 5,40%.



Cuadro 8

Estructura de generación en 1997		
ENERGÍA	GWh	% sobre total
Hidráulica .....	33.168	21
Nuclear .....	55.298	35
Carbón .....	62.098	40
Fuel+Gas .....	6.843	4
<b>TOTAL .....</b>	<b>157.407</b>	<b>100</b>

máximos históricos a finales del año, con el 75% de llenado en el conjunto de los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico, veinte puntos mas que el año anterior.

La participación de la generación hidroeléctrica ha sido del 21%, cuatro puntos menos que en el año anterior. También ha disminuido en tres puntos la participación de la producción nuclear, que alcanzó el 35%. La participación del carbón en la estructura de producción fue del 40%, con un incremento de cinco puntos respecto al pasado año. La generación con gas ha supuesto un 4% de la producción total, con un aumento de tres puntos respecto al año anterior. Por último, la producción con fuel, que el año pasado supuso un 1%, ha sido prácticamente nula este ejercicio.

Los valores de la demanda mensual, diaria y horaria han registrado máximos históricos. La máxima mensual se alcanzó en diciembre con 14.837 GWh; la diaria se registró el 16 de diciembre con 559,4 GWh; y el mismo día, a las 19 horas, se alcanzó también la máxima demanda de potencia media horaria con 27.369 MW.

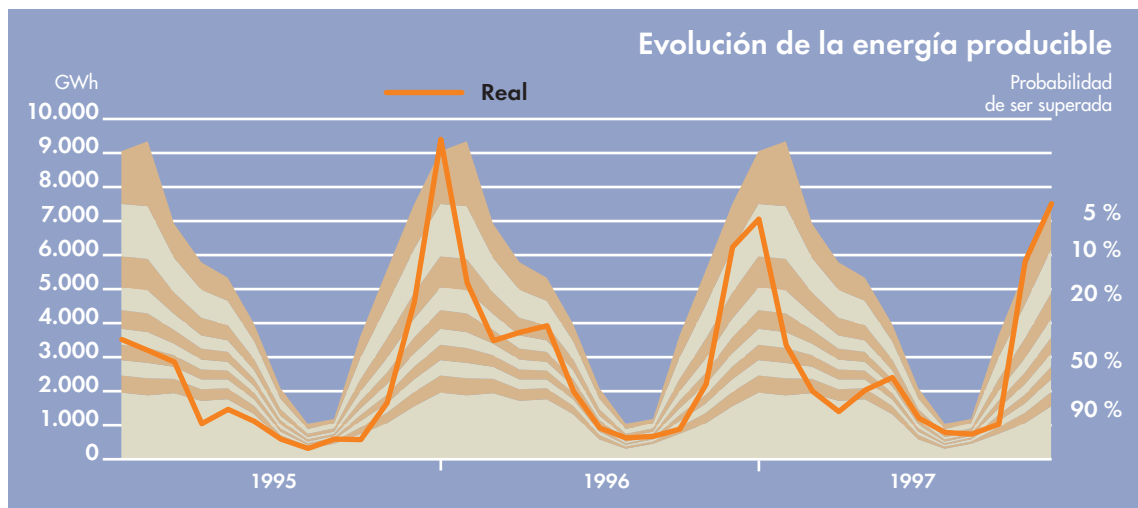
### Generación

La generación total del sistema peninsular aumentó en un 5,95% respecto al año anterior. La estructura de generación ha estado condicionada por el aumento de la producción de carbón nacional y de gas, para reducir los stocks de carbón y consumir el cupo de gas establecido, y por el alto índice del producible hidroeléctrico, el 1,20. Las reservas hidráulicas han alcanzado

Los autoprodutores incorporaron al sistema 15.958 GWh, un 17% más que el año anterior. Se ha observado una fuerte desaceleración en relación a 1996, año en que se registró un crecimiento del 42% respecto de 1995.

Los grupos de carbón produjeron 62.098 GWh, con un incremento del 19% respecto al año anterior. Este incremento se ha debido a la elevada utilización del carbón nacional, que registró el máximo histórico, con 59.266 GWh, un 27% superior a 1996. La disponibilidad del equipo alcanzó el 93% incluidas las revisiones programadas y un factor de utilización del equipo acoplado del 90%.

La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 32.035 GWh, y la generación con bombeo de ciclo cerrado alcanzó 1.133 GWh, siendo la producción hidroeléctrica total de 33.168 GWh. Esta cifra es un 10% superior a la producción que correspondería a un año de hidraulicidad media.





La producción nuclear se situó en 55.298 GWh. La disponibilidad total, incluida la recarga de combustibles y la revisión programada, alcanzó el 87%, un punto más que el año pasado, y un factor de utilización del equipo acoplado del 95%, dos puntos menos que en 1996.

Los grupos de fuel-oil y los de gas participaron en un 4% de la generación total, con una producción de 6.843 GWh, fundamentalmente debida a los grupos de gas, que produjeron un máximo histórico, 6.597 GWh. La disponibilidad total fue del 83% y el factor de utilización del equipo acoplado fue del 64%.

### Regulación

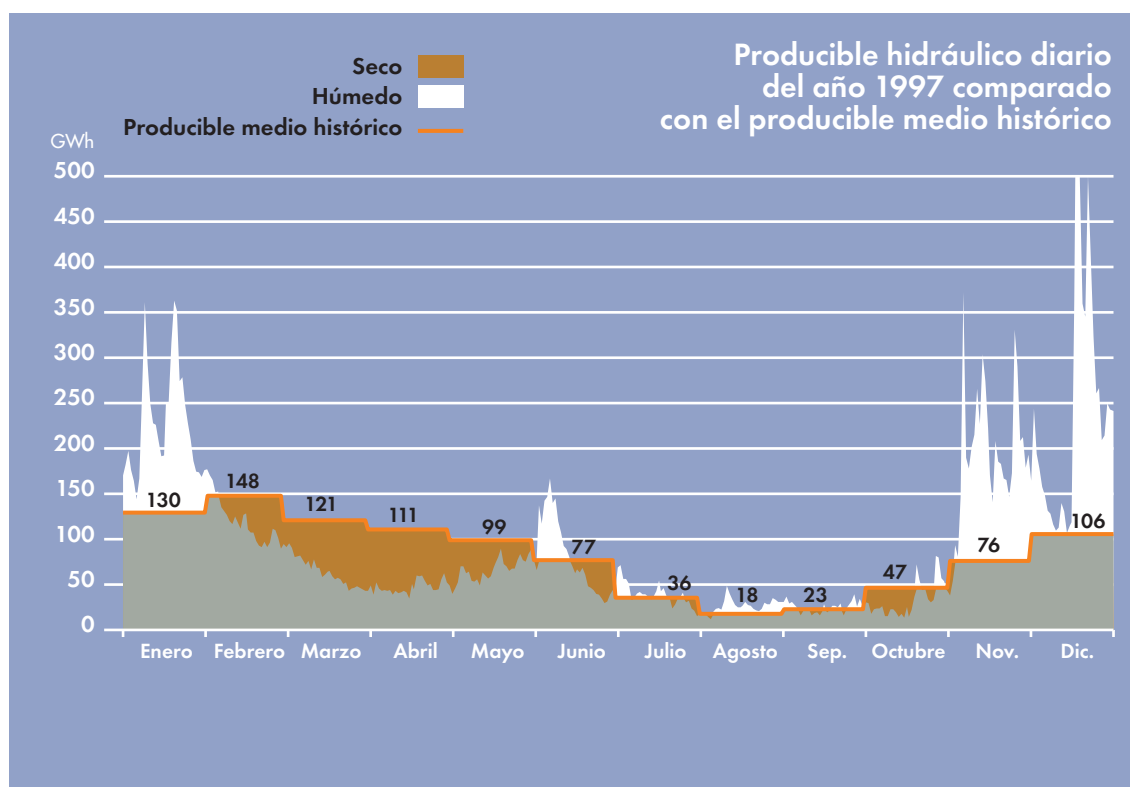
Se ha registrado un menor número de desvíos que en 1996 respecto a la programación a través de la interconexión con Francia. Ha habido 40 desvíos superiores a 500 MW frente a los 108 del año pasado, y de menor tiempo de duración, aunque se han registrado valores máximos superiores a los de 1996. Tan sólo en el último trimestre se han producido más desvíos que en el mismo periodo del año anterior, principalmente en el mes de diciembre, por la mayor hidráulicidad. La mayor parte de los desvíos se han registrado en las horas próximas al cambio de día y en las primeras horas de la mañana, al iniciarse la entrada de carga, predominando los de carácter exportador (58%).

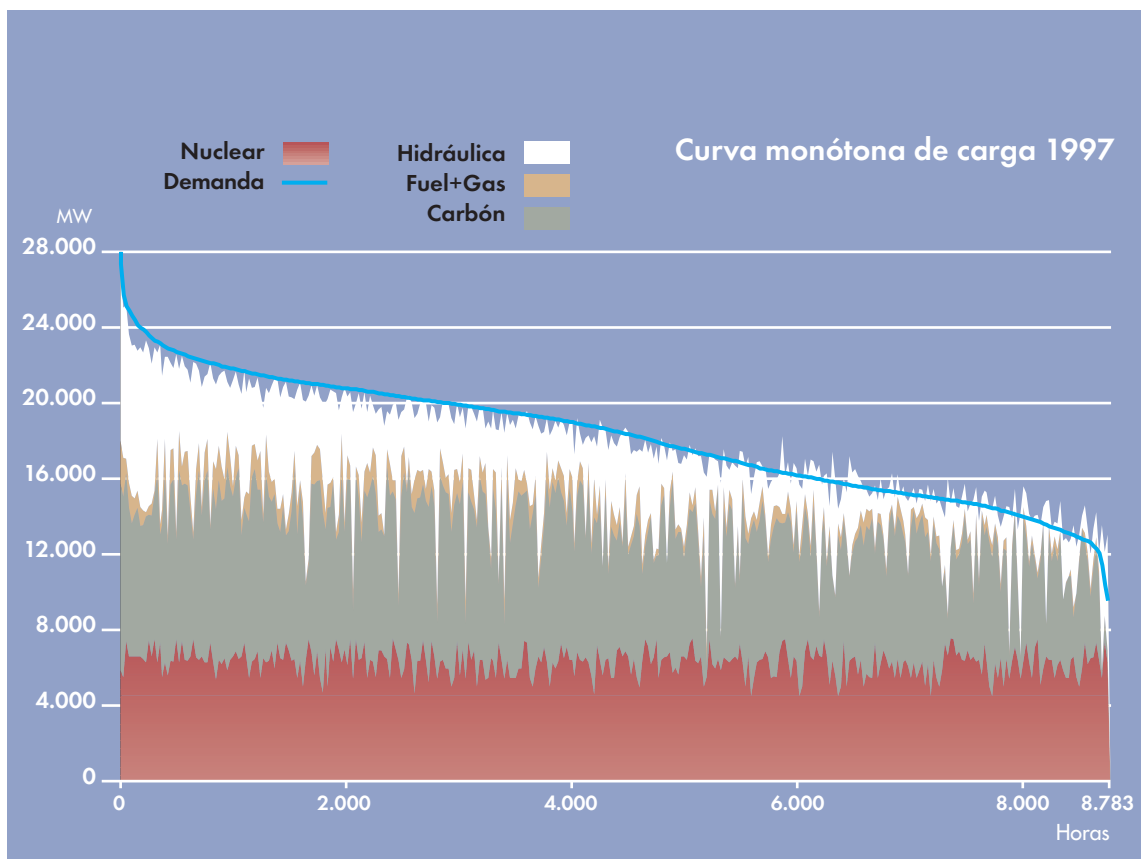
### Costes variables de generación

Los costes variables de la generación neta del sistema eléctrico –coste de los combustibles más costes variables de operación y mantenimiento– durante 1997 han ascendido a 387.790 millones de pesetas, valor que supera el del año precedente en un 21% (a precios constantes de los combustibles), frente a un aumento de la producción neta del 6%. Este encarecimiento de la producción es imputable a la menor producción hidroeléctrica en el último año.

El saldo exportador de los intercambios internacionales disminuyó en 11.132 millones de pesetas el coste de la energía disponible para el mercado, por lo que éste se redujo a 377.327 millones de pesetas una vez considerados los 669 millones de pesetas de los consumos en bombeo.

El coste variable medio de la generación neta del año superó al del año anterior en 0,33 PTA/kWh (a precios constantes de los combustibles) y se situó en 2,58 PTA/kWh.





**Cuadro 9**

**Intercambios internacionales programados (GWh)**

PAÍS	Importación	Exportación	Saldo Exportador
Francia .....	1.404	1.258	-146
Portugal .....	13	2.910	2.897
Andorra .....	1	125	124
Suiza .....	0	64	64
Bélgica .....	0	3	3
Marruecos .....	2	133	131
<b>TOTAL .....</b>	<b>1.420</b>	<b>4.493</b>	<b>3.073</b>

### Intercambios internacionales

El volumen total de la energía eléctrica circulada por las interconexiones internacionales durante 1997 (suma del total de entradas y salidas) fue de 12.266 GWh, un 1% menos que en el año anterior.

En cuanto a la energía programada, que responde a acuerdos internacionales, la energía eléctrica exportada en 1997 superó los valores máximos históricos y alcanzó 4.493 GWh. Ello, unido a un descenso de las importaciones del 61% en relación con el año precedente, ha dado un saldo exportador de intercambios internacionales de 3.073 GWh que constituye a su vez un récord histórico.

**Cuadro 10**

**Intercambios físicos (GWh)**

PAÍS	Entrada	Salida	Volumen Total
Francia .....	2.114	2.054	4168
Portugal .....	2.481	5.378	7.858
Andorra .....	0	105	105
Marruecos .....	2	133	135
<b>TOTAL .....</b>	<b>4.597</b>	<b>7.670</b>	<b>12.266</b>

El conjunto de estos intercambios arroja un beneficio para el sistema eléctrico estimado en 3.369 millones de pesetas.

Durante el mes de octubre y primeros días de noviembre se realizaron las pruebas industriales de la interconexión eléctrica entre Marruecos y España, durante las que se exportaron 133 GWh y se importaron 2 GWh.

## Nuevas herramientas de operación del sistema

La operación del sistema eléctrico se ha dirigido desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), con el apoyo de los Centros de Operación Regional (CEORE) de RED ELECTRICA y los Despachos Técnicos de las Empresas Eléctricas, con el propósito de asegurar permanentemente la continuidad y calidad de suministro eléctrico y un mínimo coste de la energía generada, de acuerdo con las directrices de política energética.

En el mes de mayo se inauguró el nuevo Centro de Control de RED ELECTRICA y se puso en servicio el nuevo Sistema de Control, manteniendo operativo en paralelo y hasta octubre, el sistema anterior para asegurar una transición enteramente fiable entre ambos.

El nuevo Sistema de Control ha requerido un plan intensivo de formación de los operadores orientado al aprovechamiento integral de las funcionalidades de la nueva herramienta. También desde enero se ha venido utilizando el Simulador de Entrenamiento (OTS) del nuevo sistema en el programa de formación de los operadores del CECOEL y los CEORE sobre la ejecución de los planes de reposición, habiéndose impartido un total de 120 sesiones, con una media de 30 horas por operador.

Para garantizar el desempeño de las funciones que el nuevo marco regulador atribuye a RED ELECTRICA como operador del sistema eléctrico, ha sido necesario redefinir los procesos de programación y de operación en tiempo real y desarrollar un sistema informático provisional para la programación de la generación, la gestión de los servicios complementarios de regulación

secundaria y terciaria y la compensación de los desvíos entre generación programada y demanda. Este Sistema de Gestión del Operador del Sistema), ha sido desarrollado por RED ELECTRICA durante los meses de noviembre y diciembre, conforme a las especificaciones acordadas con el operador del mercado y las empresas eléctricas para la recepción y tratamiento de las ofertas y el intercambio de información.

Como apoyo a la operación se han integrado en el Sistema de Control nuevas herramientas para ayuda de los operadores, entre las que destacan:

- El Sistema Experto de Planificación de Descargos, que contempla una sustancial ampliación funcional respecto a la anterior.
- El Sistema Experto de Predicción de Estados de Red, implantado también en los CEORE.

Entre las actividades dirigidas a garantizar la seguridad del sistema eléctrico destacan las siguientes:

- La revisión de las versiones operativas de los planes de reposición del servicio correspondientes a las zonas de Galicia-León, Este y Sur y actualización de los correspondientes a las zonas del Duero y de Asturias-Cantabria.
- La realización de tres simulacros de reposición del servicio correspondientes a las zonas Este, Sur y Centro, utilizando el OTS para la reconstrucción de la red. En los simulacros, coordinados por el CECOEL, han participado los CEORE y las empresas eléctricas afectadas. Asimismo, se han realizado pruebas reales de arranque autónomo de grupos, energización de instalaciones, etc. para garantizar la disponibilidad de estos equipos en caso de que sea necesaria una reposición real del servicio.

## Actuaciones en Calidad

Durante el año 1997 se ha puesto en marcha el Plan de Calidad de la Operación del Sistema según norma ISO 9002. Se han editado los manuales de Calidad y de Procedimientos de Calidad y se ha adaptado a las normas de calidad el Manual de Operación. Se ha implantado formalmente el sistema, y se ha superado con éxito una auditoría interna, lo que permitirá solicitar próximamente el certificado de calidad una vez se adapten los procedimientos que lo requieran al nuevo marco regulador.