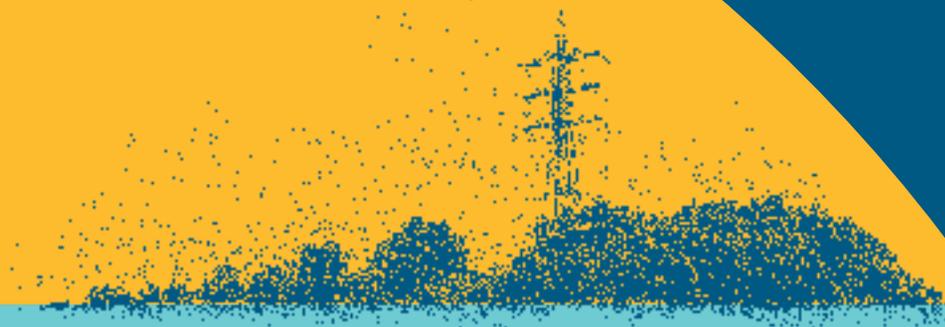


El libro de los 20 años



20   aniversario 1985 2005

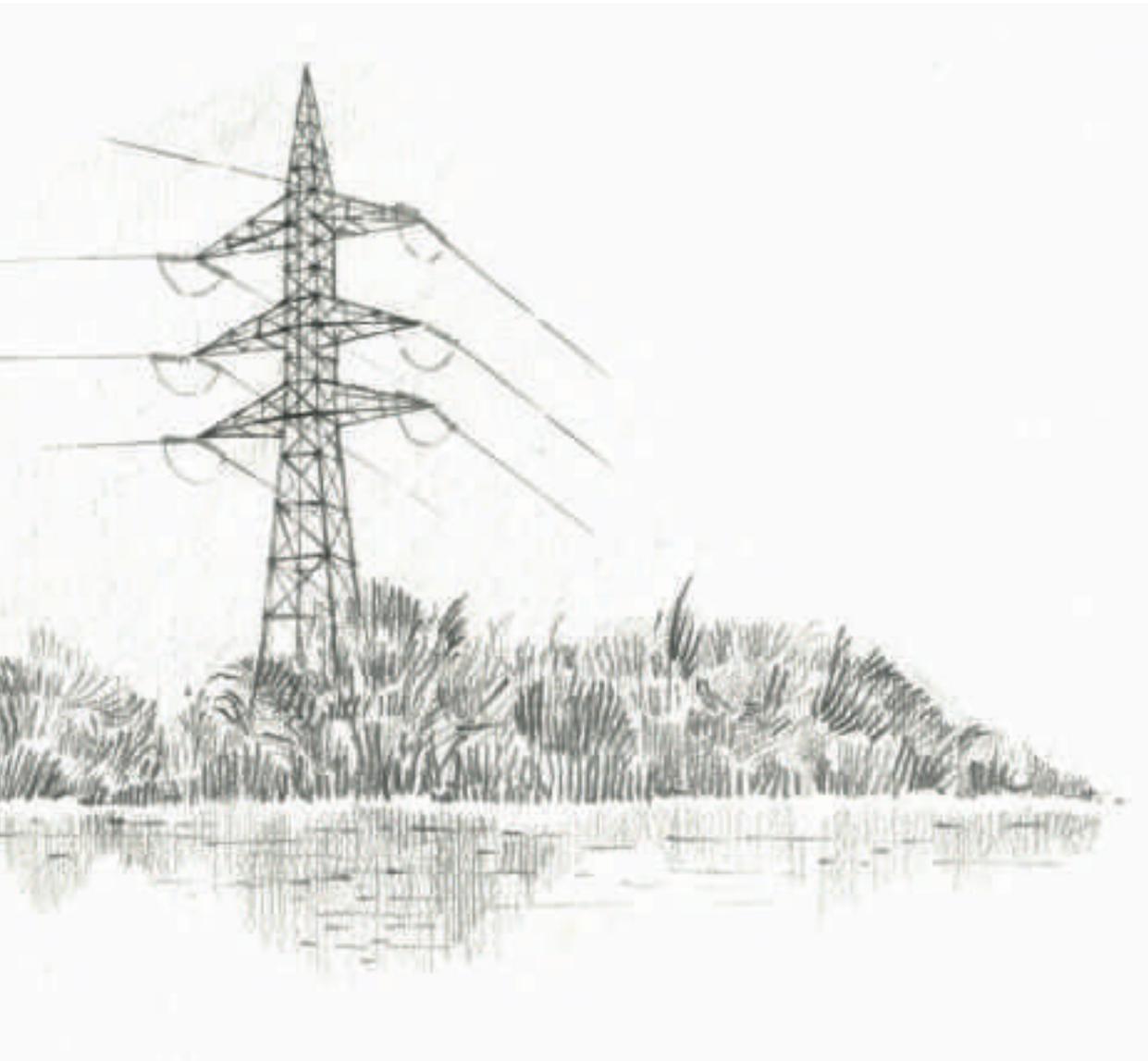


RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Red Eléctrica de España 1985 - 2005



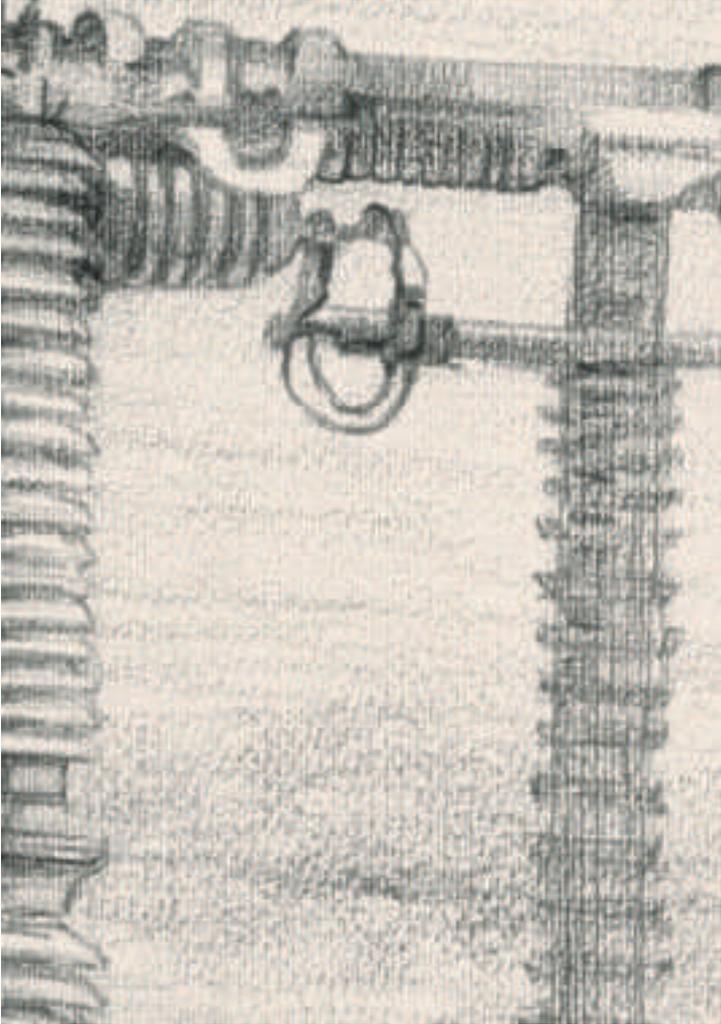
El libro de los 20 años



20 años de Red Eléctrica de España

- 7 Prólogo
- 11 La historia de Red Eléctrica contada por sus protagonistas
- 83 Red Eléctrica de España:
Creación y gestión de una Red de Redes 1985 - 2005
- 177 Modelos para la organización del transporte de electricidad:
justificación de la opción TSO para España

20 años



Prólogo

La velocidad de los cambios sociales se ha incrementado de manera vertiginosa en los últimos tiempos. Como recuerda Stefan Zweig en su libro «El mundo de ayer: memorias de un europeo», una persona nacida a mediados del siglo XIX viviría una vida muy parecida a la de su padre, pero muy distinta a la de su hijo. El siglo XX ha visto una transformación tan acelerada como nunca antes en la historia humana. La misma generación que nació con el automóvil vio llegar al hombre a la Luna. Y en la base de todo este cambio está la electricidad.

La civilización actual está cimentada sobre su capacidad para producir energía, especialmente energía eléctrica. Resulta difícil pensar hoy en cualquier actividad que no tenga una relación directa con esta energía elaborada: somos una especie electrodependiente hasta el punto de que la falta de electricidad origina problemas irresolubles.

Pero aún falta un paso importante para domesticar completamente a esta veloz energía: no sabemos cómo almacenarla, lo que nos exige que en los sistemas eléctricos la demanda y la producción estén milimétricamente ajustadas cada segundo. Y no resulta fácil saber con exactitud una demanda que es la suma de millones de decisiones individuales e instantáneas. Cada vez que alguien enciende una luz, envía una señal para que una central aumente su producción. Para desempeñar esta importante tarea de equilibrar constantemente consumo y generación, además de para conseguir un sistema eléctrico nacional lo más eficiente posible, nació Red Eléctrica de España hace 20 años.

Durante estas dos décadas REE ha jugado un papel importante en el sector eléctrico, probablemente mucho más de lo que parecía que iba a ser hace 20 años. Se ha convertido en pieza clave, en piedra angular del sistema. Y ello, me apresuro a decirlo, hay que agradecerlo a muchos factores, endógenos y exógenos, pero no es el menor de ellos el trabajo serio y constante de quienes han formado parte de este proyecto empresarial. Este libro es, sobre todo, un homenaje a todos ellos.

No se puede olvidar que REE nació en el momento oportuno. Se adelantó a todos y, gracias a esta circunstancia, la liberalización del sector pudo encontrar en Red Eléctrica una buena base sobre la que construir este edificio. Así ha sido posible disponer actualmente de este modelo energético que, si bien necesita algunos ajustes y adecuaciones, en su conjunto es sólido y eficaz para la economía española.

A lo largo de las tres secciones de este libro se puede hacer un interesante viaje que permite asomarse, desde tres puntos de vista diferentes, al nacimiento de la empresa. En primer lugar, a la intrahistoria, a lo que los protagonistas han vivido y a cómo lo han vivido. Miguel Ángel Mondelo, periodista de la Agencia Efe especializado en temas energéticos, ha elaborado este amplio reportaje, donde recoge las opiniones personales, las percepciones particulares de un buen puñado de protagonistas de esta historia. Por supuesto, no están todos los que podían haber hablado, porque la nómina es tan grande que hubiera sido una tarea imposible. Pero considero que hay una representación significativa de las personas que han pasado por esta casa.

En la segunda sección ofrecemos una visión académica. Los profesores e historiadores de la economía Joseán Garrués y Santiago López ofrecen la historia desde fuera, desde la visión de los expertos que analizan fríamente cómo fueron pasando las cosas a la luz de los documentos. Sin duda, un buen complemento de la primera parte.

Por último, Javier de Quinto, actual director Adjunto a la Presidencia en REE y experto en temas de regulación eléctrica, ha elaborado una visión de conjunto

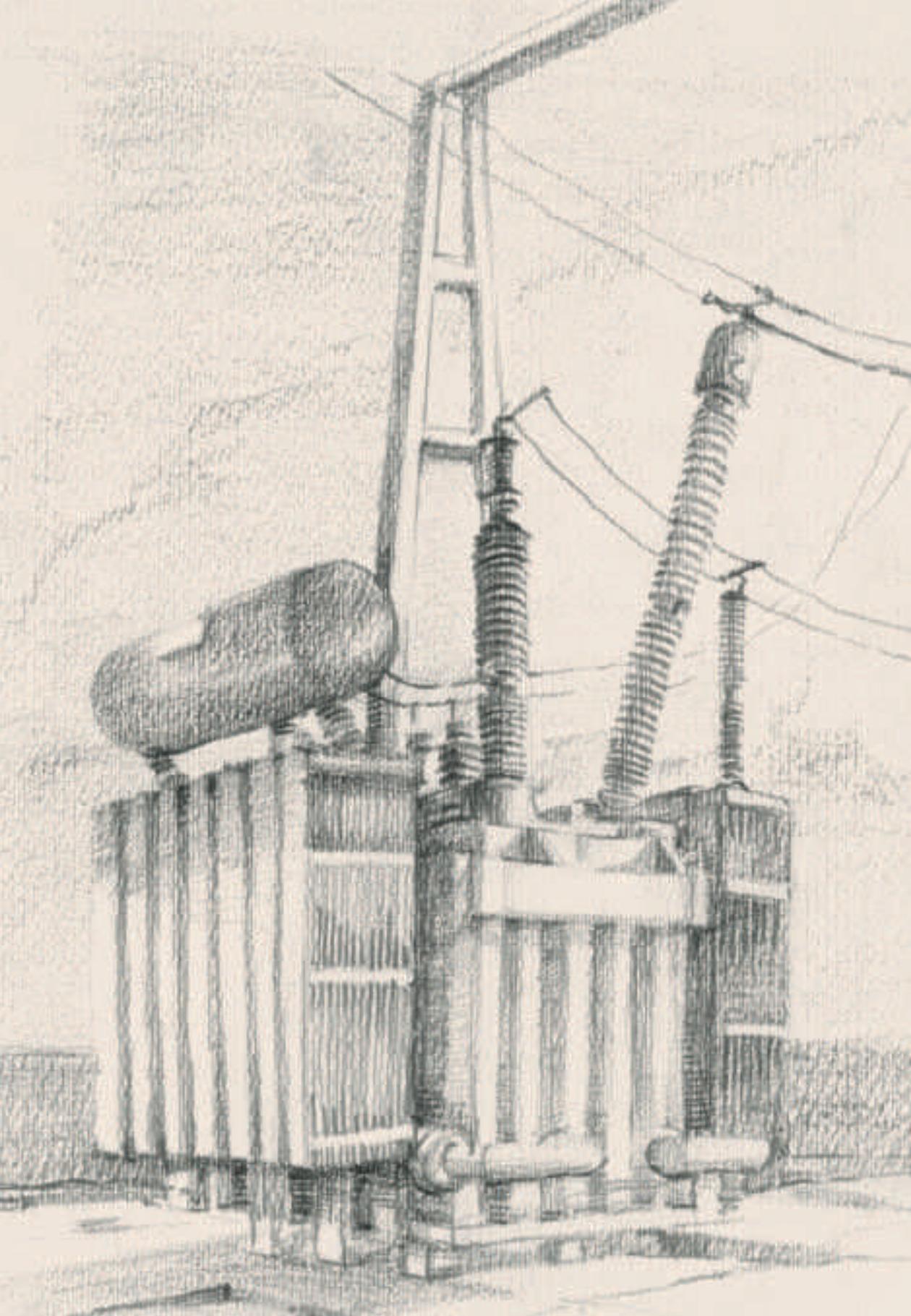
de los modelos de operador y transportista del sistema eléctrico, algo que también ayuda a entender el éxito de Red Eléctrica en estos años. En su trabajo analiza las ventajas y los inconvenientes de cada modelo y, al mismo tiempo, ofrece un panorama internacional que nos permite tener una visión de conjunto y situarnos mejor en el mundo real.

Un mundo en el que, como digo, Red Eléctrica ha sido pionera. La verdad es que no es tan frecuente que un modelo creado en nuestro país en los últimos tiempos se exporte al resto del mundo y, sin embargo, así ha sido en este caso. REE fue la primera empresa del mundo dedicada a ser transportista y operador del sistema eléctrico. El reto, hoy, es seguir creciendo para garantizar el suministro en un escenario de fuerte demanda eléctrica. Y para ello es muy importante la independencia que en estos años Red Eléctrica ha conseguido con respecto a los agentes del sector, así como el respeto que también se ha sabido ganar. En la diferente composición accionarial de hace 20 años y la actual está escrita con claridad la historia de nuestra empresa, pero también la de la maduración del sector, la del camino de la liberalización. La solidez y el prestigio que hoy tiene Red Eléctrica se debe también, justo es reconocerlo, al resto de los agentes del sector.

La tarea a la que hoy se enfrenta el sector eléctrico en su conjunto tiene tres pilares fundamentales: garantizar el suministro, a un coste razonable y protegiendo al medio ambiente. Y en este empeño está nuestra empresa y todas y cada una de las personas que en ella trabajamos.

Hace justo 100 años, en 1905, Albert Einstein formuló su Teoría Especial de la Relatividad. Fue la demostración matemática de que lo constante es la velocidad de la luz y lo que cambia es la percepción del tiempo, aunque esto último ya era percibido por todo el mundo. No pasa el tiempo a la misma velocidad un sábado que un lunes. Y los primeros años de la vida de cualquier persona pasan más despacio que los segundos y que los terceros que, dicen, van a velocidad de vértigo. Red Eléctrica de España cumple éste 2005 sus primeros 20 años de vida, y la percepción que tenemos es que han pasado a toda velocidad. Por eso, para que no se olvide, es bueno dejar constancia de cómo han sido.

Luis Atienza Serna
Presidente de Red Eléctrica de España



La historia de Red Eléctrica contada por sus protagonistas

Miguel Ángel Mondelo Alcobendas

Periodista de la Agencia EFE especializado en temas energéticos.

- 13 Introducción
- 17 El papel de Red Eléctrica
- 21 La presidencia de Paulina Beato (1985 - 1988)
- 37 La presidencia de Jorge Fabra (1988 - 1997)
- 53 La presidencia de Pedro Mielgo (1997 - 2004)
- 75 La presidencia de Luis Atienza
- 80 Epílogo

20 años



Sede Social de Red Eléctrica

Introducción

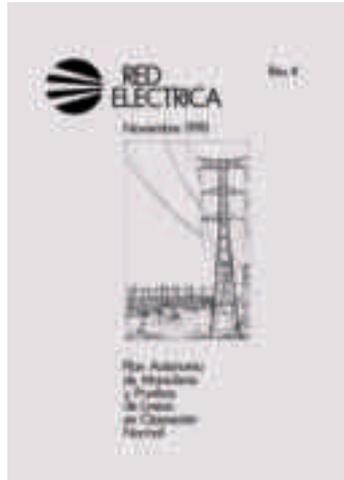
Dice el tango que veinte años no es nada, pero en el caso de Red Eléctrica de España (REE) veinte años (1985-2005) han dado para mucho. La compañía, que nació como un proyecto innovador y fue recibida con cierto recelo en el sector eléctrico, ha superado con nota la mayoría de edad y se ha asentado en su doble papel de transportista de electricidad y operador del sistema eléctrico. En estos veinte años, la empresa ha pasado de ser un «recién nacido» que debía «encontrar su sitio en el sector eléctrico» a convertirse en un actor indispensable y en un grupo que cotiza en Bolsa, opera en otros países, como Perú y Bolivia, y se ha abierto a otras actividades, como la consultoría internacional. Buena muestra de esta evolución es que la plantilla ha pasado de 93 empleados, en enero de 1985, a 1.415 al cierre del ejercicio 2004. En Bolsa, las acciones de REE, que comenzaron su andadura con titubeos en 1999, se habían revalorizado un 106 % a finales del 2004.

Pero no solo eso. REE ha sido y es una empresa «pionera», la primera en el mundo dedicada en exclusiva al transporte de electricidad y a la operación del sistema eléctrico como actividades separadas de la generación y la distribución, un modelo que posteriormente se ha extendido a la mayoría de los países desarrollados. En este doble papel, REE ha sido responsable de garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico español o, lo que es igual, de asegurar que la energía eléctrica llegase día a día a todos los hogares, comercios y empresas españolas. Y lo ha hecho en un sistema eléctrico en constante crecimiento, que ha duplicado la demanda a lo largo de estos veinte años. El consumo anual ha pasado de 110.960 megavatios por hora,

en 1985, a 233.504 megavatios por hora en 2004, y la punta de demanda instantánea se ha elevado desde los 21.859 megavatios de 1985 a los 43.708 megavatios alcanzados el 27 de enero de 2005. En estos años, REE ha tenido que afrontar situaciones difíciles, como la registrada el 17 de diciembre de 2001, que la obligó a realizar desconexiones selectivas de consumo para salvaguardar el sistema, o los apagones de Cataluña de 1987 y 1993. También ha afrontado retos como la celebración, en 1992, de los Juegos Olímpicos de Barcelona y de la Exposición Universal de Sevilla.

Para conseguirlo, REE ha abordado cuantiosas inversiones en la red de transporte y ha ido adquiriendo los activos de la red de transporte que permanecían en manos de las empresas eléctricas, hasta convertirse prácticamente en transportista único. La compañía ha comprado ya las redes de transporte de Endesa, Unión Fenosa y Viesgo, y las que Iberdrola vendió en 2002 a la gestora de fondos de inversión CVC Capital Partners, con lo que, en el momento de escribir esta historia, solo le faltan por adquirir las de Hidrocantábrico. De esta forma, la red de transporte de REE ha pasado de 13.778 kilómetros en 1985 (9.708 kilómetros de 400 kV y 4.070 de 220 kV) a 32.830 kilómetros a principios de 2005 (16.758 kilómetros de 400 kV y 16.072 de 220 kV), cifra que incluye los activos vendidos en su día por Iberdrola.

En pos de ese objetivo de garantizar la calidad del suministro eléctrico, REE ha dedicado un esfuerzo fundamental a mejorar y ampliar las interconexiones con los países vecinos, lo que la ha llevado a protagonizar hitos históricos, como la construcción de la primera conexión eléctrica entre dos continentes, la que une desde el verano de 1997 a España y a Marruecos. En esta senda, REE trabaja ahora para hacer posible el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) y, más adelante, un futuro mercado energético europeo.



El papel de Red Eléctrica

Los protagonistas de este éxito empresarial, todos los que trabajan o han trabajado en REE durante estos veinte años, coinciden en que, a pesar de su carácter innovador, se trata ya de un proyecto consolidado. Todos ellos, en especial sus cuatro presidentes –Paulina Beato, Jorge Fabra, Pedro Mielgo y Luis Atienza– destacan también que REE ha aportado eficiencia al sector eléctrico español y ha sido un factor clave en su modernización.

«REE se constituyó como la primera experiencia mundial de empresa especializada en el transporte eléctrico y en la operación del sistema eléctrico», destaca el actual presidente, Luis Atienza. Un punto que subraya también Jorge Fabra, quien ocupó la presidencia entre 1988 y 1997: «REE es pionera en la especialización de la actividad de transporte. Es el antecedente de procesos que se han seguido en todo el mundo». «El modelo de REE es el que se ha copiado en todos los sitios», recuerda el actual director económico, José Manuel Rodríguez Gil. «En los años noventa, durante el Gobierno de Margaret Thatcher, vinieron las autoridades británicas a ver la experiencia de REE y crearon National Grid. Este modelo funciona y se exporta».

Los protagonistas de estos veinte años recalcan también el papel de la empresa en la introducción de una mayor competencia en el sector eléctrico y en la estabilidad del sistema. «REE fue el primer paso de la separación de las actividades competitivas y no competitivas. Por lo tanto, ha permitido incrementar la eficiencia del suministro eléctrico a través de la competencia», señala Paulina Beato, la primera presidenta. Según Pedro

Mielgo, que estuvo al frente de la empresa desde 1997 hasta el 2004, REE «ha supuesto para el sector y para España una clave de la seguridad del suministro y de la integración del mercado peninsular mediante el desarrollo de una red mallada que, hoy en día, es de las mejores del mundo». A su juicio, REE «ha dado al sector un servicio excelente y ha sido clave en la estabilidad del sistema eléctrico entre un marco legal y otro». «Los cambios que se han producido, en particular el último, el de 1997, se produjeron con una total ausencia de problemas y eso no habría sido posible si REE no hubiera existido como empresa especializada y dedicada en exclusiva a un servicio de calidad», añade. En la misma línea, Atienza considera que REE «fue un elemento de mejora extraordinaria de la eficiencia del conjunto del sistema eléctrico español». En su opinión, la empresa ha sido un «elemento de vanguardia» en la modernización del sector eléctrico, en la constitución de una red mallada «que fortaleciese la seguridad del suministro y la calidad» y en la «creación de las bases para introducir la competencia en el sector». Para Fabra, REE ha introducido en el sector eléctrico «una espectacular eficiencia» y «un elemento de modernización completa, que ha puesto a la industria eléctrica española a la cabeza del mundo desde el punto de vista de sus sistemas de operación y gestión». Atienza considera que esta mayor eficiencia se debe en especial a la gestión integrada del sistema eléctrico español por parte de REE. «Antes», explica, «se funcionaba con subsistemas que optimizaban su generación, su transporte y su distribución para diferentes áreas geográficas y se pasó a un sistema que optimizaba el conjunto». «La presencia de REE facilita la minimización de los costes de generación eléctrica», apunta Beato. «Los tres primeros años de funcionamiento de REE ahorraron al sistema eléctrico entre un 4 y un 5 % de los costos variables de generación eléctrica. Creo que también ha permitido ahorrar en capacidad de generación, es decir en costes de inversión».

Los cuatro presidentes que ha tenido la empresa coinciden en que REE es un proyecto consolidado, aunque alguno reconoce que sus principios no fueron fáciles. «Ha cambiado mucho», dice Mielgo, «cuando una empresa nace de cero es como un recién nacido y tiene que crecer. En estos veinte años, REE ha alcanzado la mayoría de edad. Tiene una red que es de las mayores del mundo en propiedad privada y tiene una experiencia acumulada única en el mundo». «Es una empresa más grande desde el punto de vista de los activos que gestiona, más fuerte desde el punto de vista de dar seguridad al sistema y más sólida desde el punto de vista económico», señala Atienza. «Al principio solo era una idea», añade Fabra, «ahora la veo ya plenamente consolidada. Ya nadie pone en duda a REE, aunque ha tenido que librar una continua batalla por encontrar su sitio en el sector eléctrico». Miguel Vila, que fue el primer director general de Estudios y Planificación resume su trayectoria: «El tiempo ha demostrado la oportunidad de la idea y también que REE estuvo bien gestionada desde el inicio».

Todos, directivos y empleados, destacan como positivo el crecimiento y la consolidación de la empresa durante estos veinte años, aunque en algunos casos, sobre todo entre los más veteranos, se puede detectar cierta nostalgia de los primeros tiempos. «Hemos pasado de ser una empresa típicamente familiar a una gran empresa. Ahora te encuentras a gente por el pasillo que no conoces», afirma Carlos Vilches, del Departamento de Estadística. Vilches, que procede de Aselétrica, el antecedente de REE, afirma ser el segundo empleado en activo más antiguo de la empresa. José Bembibre, del Departamento de Métodos y Medios, que entró en REE en 1990, corrobora sus palabras: «Nos hemos convertido en algo mucho más organizado. Quizás se ha perdido que antes nos conocíamos todos».



La presidencia de Paulina Beato (1985-1988)



Red Eléctrica de España (REE) se constituye el 29 de enero de 1985 en cumplimiento de la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, y del Real Decreto 91/1985, de 23 de enero. La creación de REE viene a

concretar los compromisos que el PSOE había incluido en el programa electoral para los comicios generales de 1982, aunque en la etapa de UCD ya se hablaba de la separación de la red eléctrica. La primera presidencia de la empresa la asume Paulina Beato, que había trabajado desde 1983 en la preparación del Plan Energético Nacional. «El secretario general de la Energía y la directora general de la Energía, con quienes trabajé en la definición del papel y las funciones de la empresa gestora de la red de alta tensión, me propusieron que aceptara la presidencia de la nueva empresa y yo acepté el reto», explica Beato. La sede social se instala en La Moraleja (Madrid), donde ya estaba la de Aseléctrica, una sociedad creada por la patronal eléctrica UNESA a finales de los setenta y considerada el embrión de REE.

La llegada de Paulina Beato no pasa inadvertida. «Fue una pequeña revolución», cuenta Carmelo Oyola, uno de los empleados más veteranos. «El mismo día estuvo comiendo con nosotros en El Estudiante (un restaurante cercano) y luego salió en el Telediario con Manuel Campo Vidal».

El antecedente de Aselétrica

REE asume el patrimonio, los derechos y las obligaciones de la disuelta Aselétrica. Sin embargo, todos coinciden en que la creación de REE supone dar un paso más ambicioso.

«Aselétrica fue un antecedente de REE, pero con un alcance mucho más limitado», explica Beato. De la misma opinión es Miguel Duvisón, actual director de Servicios para la Operación: «El germen de REE era Aselétrica, si bien en aquella época tenía unas competencias muy limitadas. No tenía auténticas competencias para decir: «vamos a poner a funcionar este grupo o abrir esta línea». Eran las compañías las que gestionaban sus activos de transporte». «Había un campo completamente nuevo en todos los sentidos», añade Eduardo Insunza, que fue el primer director general de Explotación, «tanto en la responsabilidad del transporte como en las decisiones sobre la generación y sobre los intercambios internacionales».

Algunos destacan también la mayor independencia de REE respecto a las compañías eléctricas. «Aselétrica se crea para superar los nuevos retos que se presentan, de forma que las empresas eléctricas continúan llevando la gestión del sector minimizando el control del Ministerio de Industria y Energía», señala el actual director de Recursos Humanos, José García Moreno, uno de los empleados más veteranos de REE. «Aselétrica tenía el mismo Consejo de Administración que UNESA, con la diferencia de que había un delegado del Gobierno, que tenía derecho a veto pero no a voto».

La constitución de la empresa

REE se constituye con un capital social inicial de 45.090 millones de pesetas (270.540 miles de euros). De esta suma, 450,9 millones de pesetas corresponden a una aportación dineraria del Instituto

Nacional de Industria (INI), antecesor de la SEPI, y el resto a aportaciones patrimoniales de las empresas eléctricas públicas (22.545 millones de pesetas) y privadas (22.094 millones de pesetas). De esta forma, REE se queda con mayoría de capital público, en concreto con un 51,44 %. Los principales accionistas son la Empresa Nacional de Electricidad (Endesa), con un 27,68 %; la Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana (ENHER), con un 22,32 %; Iberduero, con un 12,54 %; Hidroeléctrica Española, con un 12,35 %, Fuerzas Eléctricas de Cataluña (FECSA), con un 8,73 %; Unión Eléctrica Fenosa, con un 6,37 %; y Sevillana de Electricidad, con un 3,99 %. El INI controla directamente un 1 % del capital.

El primer Consejo de Administración de REE está presidido por Paulina Beato y cuenta con Jorge Fabra, que será el segundo presidente, como delegado del Gobierno. Entre los consejeros figuran históricos del sector eléctrico como Pedro Rivero, actual vicepresidente de UNESA, y Pedro Meroño, hasta abril del 2005 presidente de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), que era consejero secretario.

REE se estructura en principio en cuatro direcciones generales: Administración y Finanzas, que encabeza Albert Ballesteros; Estudios y Planificación, que dirige Miguel Vila; Explotación, con Eduardo Insunza a la cabeza; y Transporte, de la que se ocupa Fabio Sarmiento.

«La particularidad, de enorme interés, que tiene la creación de REE es que convirtiéndose en la empresa de transporte eléctrico más grande del mundo, siendo pionera en la actividad de transporte eléctrico y en la operación del sistema, no tiene costes para el Estado», explica Jorge Fabra.

«Lo que hicimos», añade, «fue establecer un sistema sencillo y muy comprensible, que consistió en constituir una sociedad y hacer una ampliación de capital con las aportaciones de los activos de transpor-

te de las empresas públicas, Endesa y Enher, fundamentalmente. Las empresas privadas aportaron activos por valor del 49 % del capital. De esta forma, el sector público se convirtió en accionista mayoritario y desde el punto de vista jurídico no constituyó una nacionalización».

El nombre de Red Eléctrica

Buena parte de la visibilidad de una empresa, de que sea conocida o no, depende de su nombre. De ahí que las nuevas compañías o las surgidas de procesos de integración pongan especial cuidado en su elección. En el caso de Red Eléctrica, el nombre se decidió en una de las reuniones preparatorias entre el Ministerio de Industria y Energía y los responsables del sector eléctrico y, según Jorge Fabra, entonces delegado del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico, fue él quien lo propuso.

«Cuando estábamos negociando, el nombre se convirtió en un problema», cuenta Fabra. «En el Ministerio de Industria propusieron Electricidad de España, pero los representantes del sector vieron un reflejo de Electricité de France (EDF) y les puso los pelos de punta. El nombre que propusieron fue el de Compañía Mixta de Transporte de Electricidad. Aquello no nos parecía bien. Entre las dos había un abismo en el concepto de la empresa. A mí se me ocurrió proponer Red Eléctrica de España.»

Los primeros retos

Paulina Beato y su equipo directivo se enfrentan, tras la constitución de REE, al reto fundamental de «crear una empresa desde el principio al final». «Fue necesario hacer de todo», dice Beato, «desde comprar las redes existentes con deuda de REE avalada por el Estado a decidir las nuevas inversiones en la red; desde establecer un sistema de contabilidad a hacer un plan estratégico; desde establecer procedimien-

tos para la operación y el mantenimiento de la red hasta la absorción efectiva de las funciones». Eduardo Insunza comparte este punto de vista: «Al principio las dificultades eran un poco de poner en marcha REE. Yo fui con la idea de estar seis meses para ponerlo en marcha y contactar con la gente que hiciera falta pero al final me quedé cuatro años». «La primera etapa era de nacer y tratar de sobrevivir, como un bebé, con muchos problemas», añade José García Moreno.

«El principal reto», destaca Miguel Vila, «era que la empresa asumiera sus funciones –explotación unificada del sistema y gestión de la red de transporte, tanto de la propia de REE como de la que pertenecía al sector– y que lo hiciera desde el primer día y superando las reticencias de las empresas eléctricas».

Desde el primer momento, los responsables de la empresa son conscientes de la trascendencia del papel asignado a REE: «Las decisiones que debía adoptar REE eran muy complicadas y afectaban a la seguridad del suministro», explica Insunza. «Era una gran responsabilidad, porque una dejación en el control podía provocar un apagón o una baja calidad del suministro».

A pesar de todo, la sensación más extendida en esos primeros años es «la ilusión de crear una empresa desde cero». «El proyecto era ilusionante», recuerda Miguel Vila. «Parecía casi inimaginable, en un sector tan maduro como el eléctrico, poner en práctica nuevas experiencias». «Éramos conscientes de que estábamos haciendo algo que a nosotros nos parecía grande», añade Francisco González Plaza, actual responsable del Departamento de Relaciones Institucionales. «Sabíamos de entrada que nos teníamos que ganar el puesto. Nuestra razón de ser era tener autoridad moral y hacerlo mejor que las compañías».

Algunos de los empleados más veteranos hablan de los «recelos» que la creación de REE despertó en principio en el sector eléctrico y

reconocen que durante los primeros años existió incluso una cierta sensación de «provisionalidad». «REE tuvo que hacerse hueco en el sector eléctrico y era realmente un cuerpo extraño», apunta Jorge Fabra. «Tenía un rechazo del resto de las empresas, que llegó al máximo cuando las sedes de REE aparecieron físicamente en el ámbito geográfico de los mercados de cada una de ellas». Una tesis que corrobora José García Moreno: «REE tenía una oposición muy fuerte dentro del sector a que fuese independiente, a que tomase sus decisiones. El INI, a través de Endesa, tampoco estaba muy convencido».

Sin embargo, la opinión no es unánime. Paulina Beato, por ejemplo, no recuerda recelo alguno por parte de las eléctricas. «Siempre tuvimos la impresión de que las empresas eléctricas deseaban tanto como nosotros que REE fuera eficiente. Lo anterior no significa que las compañías eléctricas estuvieran deseosas de la creación de REE. Pero, una vez creada, recuerdo un apoyo general por parte de todos», asegura. En esta línea, Agustín Maure director de estudios en aquella época y hoy director de la Secretaría Técnica de Presidencia apunta que «teníamos dos apoyos importantes para el desarrollo inicial de la empresa: el institucional de las empresas eléctricas (se pretendía respetar el protocolo de acuerdo firmado) y el político. Las dificultades venían de los niveles más operativos de las empresas eléctricas. Otros creen que la actitud del sector hacia REE no era homogénea. Eduardo Insunza considera que REE «no fue mal recibida en el sector» y que algunas compañías, por ejemplo Iberduero –de la que él procedía–, «trataron de apoyarla». No obstante reconoce la existencia de recelos. «El temor de las empresas eléctricas», explica, «es que se produjera un proceso evolutivo que condujera a una nacionalización mayor». En esa línea se expresa también Gerardo Novales, quién participó en el diseño de REE y posteriormente fue director general de Transporte: «Lo que

intentaban las empresas privadas era minimizar el alcance de la red traspasada a REE. La creación de REE no hacía felices a las empresas eléctricas privadas, pero lo daban como una decisión tomada y el sector eléctrico es bastante disciplinado».

En cualquier caso, la mayoría coincide en que las reticencias iniciales se superaron en los primeros años. José Manuel Rodríguez Gil admite que en sus inicios REE fue vista «como algo extraño» por las compañías eléctricas, ya que se trataba de una empresa pública en un sector básicamente privado. No obstante, subraya que esos recelos «estaban prácticamente superados» en los años noventa y el sector «tenía claro que era bueno que existiera REE».

Varios protagonistas de la historia de REE destacan el papel jugado por Paulina Beato, la primera presidenta. Según Miguel Vila, las reticencias del sector se superaron bajo su presidencia porque era una persona «muy respetada» y mantuvo «una actuación dialogante y muy profesional». «Paulina Beato tenía un poder de convicción fortísimo. Era la madre de la empresa», apunta García Moreno. De la misma opinión es Eduardo Insunza: «Paulina Beato tenía un empuje y una visión especial. Yo creo que fue una presidenta realmente extraordinaria. Sin ella, REE hubiese avanzado mucho más despacio».

Uno de los retos que tuvo que afrontar la empresa en esos primeros años fue darse a conocer, especialmente entre el gran público. «A REE no la conocía nadie», recuerda Concha Botrán, otra empleada que vivió los primeros tiempos. «Le decías a la gente que trabajabas en REE y no la conocía nadie». Un problema, el del desconocimiento, que afectaba ya a Aselétrica y que dio lugar a escenas curiosas. «Cuando empecé a trabajar», cuenta Carmelo Oyola, «no sabía adónde venía. Me vine andando desde Alcobendas buscando una empresa que se llamara «Haz de Eléctricas»; buscaba una fábrica de bombillas».

La operación de la red de transporte

Uno de los retos fundamentales a los que debe hacer frente REE desde sus inicios es la toma de control de la red de transporte, primero a través de las compañías eléctricas y más tarde de forma directa. «Eran las empresas eléctricas las que llevaban el mantenimiento y la operación», explica Eduardo Insunza. «Se empezó apoyando a las empresas, pero la idea era hacer esas funciones directamente». «Decidimos hacerlo con la máxima garantía de seguridad y eficiencia», añade Paulina Beato. «Elegimos una estrategia de absorción paulatina que permitía contrastar procedimientos, reducir costes de transición y evitar la duplicación de costes».

El primer paso en ese sentido lo había dado Aselétrica en 1982 al encargar a la empresa Control Data un sistema de control de energía eléctrica. Este sistema, que permitía conocer la situación en cualquier punto de la red a través del ordenador, se instala en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) en octubre de 1985. En mayo de ese año, se había colocado en el Despacho Central un sinóptico de 16,8 por 3,8 metros que reflejaba toda la red de 400 y 220 kV, 484 líneas representadas en total.

El 19 de enero de 1986, el personal del CECOEL se traslada al nuevo despacho, donde se inicia la operación en tiempo real. Además, durante ese ejercicio se concluye la instalación en las sedes de las compañías eléctricas de los equipos que conectan sus centros de control con los ordenadores del CECOEL. El proceso, que se había iniciado en 1985, se completa en agosto de 1986.

Como parte de la toma de control de las redes de transporte, REE acomete la creación de cinco Centros Regionales de Explotación (CEREX) en La Coruña, Bilbao, Barcelona, Madrid y Sevilla, y de nueve Zonas de Operación y Mantenimiento (ZOM). «Los CEREX y las ZOM

se crearon para poder realizar las funciones de operación y mantenimiento de forma eficaz», explica Beato.

«Para determinar la localización de los CEREX se dividió el territorio en zonas homogéneas para la operación de la red y teniendo en cuenta la disponibilidad de producción hidráulica, que es clave para la operación del sistema en tiempo real. Posteriormente, se localizó el CEREX en una ciudad relevante dentro del área. Para la localización de las ZOM, el criterio fue dividir el territorio nacional en zonas que tuvieran las siguientes propiedades: acceder a cualquier punto de la red en un tiempo prefijado y que el número de líneas y subestaciones por ZOM fuera similar. Ello facilitaba el mantenimiento ordinario de la red y sobre todo la respuesta inmediata», añade.

El programa de instalación de los CEREX se inicia en 1987 y la primera fase de implantación culmina en 1988. Ese año se instalan cinco consolas remotas en cada uno de los CEREX, con lo que éstos ya cuentan con información en tiempo real de la situación en la red, aunque aún no disponen de sus propios sistemas de control. Los cinco CEREX estarán plenamente en servicio en 1989, ya bajo la presidencia de Jorge Fabra.

En el caso de las ZOM, el proceso alcanza su primer hito en 1987 con la entrada en funcionamiento de la zona de Valladolid y la creación de las zonas de Oviedo y Zaragoza, que estarán plenamente operativas en 1988. Ese año comienzan las actividades en las zonas de Barcelona, Ponferrada y Valencia.

«La creación de los centros regionales fue un éxito enorme», asegura José García Moreno, «permitió unas relaciones vis a vis con las cabeceras de las empresas eléctricas. Facilitó que confiaran en nosotros. Sin ellos, el crecer hubiese costado mucho más».

El apagón de Cataluña de 1987

El 14 de octubre de 1987 se produce un apagón en Cataluña que deja sin servicio al 91 % del mercado catalán y desacopla las conexiones con Francia. El incidente se origina a las 22:44 horas en la subestación de Sentmenat (Barcelona), al explotar un polo de un interruptor. La situación se agrava a las 23:20 horas al dispararse la línea Aragón-La Plana, lo que afecta al resto de las centrales eléctricas de la zona. En concreto se disparan los grupos de La Robla, Teruel, Ascó, Vandellós I y Garoña. La potencia de la central de Cofrentes se queda en 80 megavatios.

Para superar esta situación, se acoplan grupos de fuelóleo en Sant Adrià de Besós, Foix, Cercs y Castellón. El suministro se normaliza al cien por cien a la 1:45 horas de la madrugada.

«Se puede hablar de perturbación general. Es la incidencia mayor que se ha registrado en la etapa de la explotación unificada», asegura José Alburquerque, que fue jefe del CECEOEL entre 1990 y 1999 y ahora está jubilado.

El desarrollo de las redes

REE inicia su andadura con 10.562 kilómetros de redes de alta tensión (7.295 kilómetros de 400 kV y 3.267 kilómetros de 220 kV) a las que se suman otros activos. La empresa desembolsa por ellos 102.375 millones de pesetas (615 millones de euros). REE abona 44.639 millones de pesetas mediante capital de la compañía y los 57.736 millones restantes los cubre con deuda a largo plazo avalada por el Estado. Posteriormente, desde abril de 1985, se van comprando otras instalaciones por un importe superior a los 14.000 millones de pesetas (84 millones de euros).

REE echa a andar con solo una parte de los activos de transporte y con serias «deficiencias» en el funcionamiento de algunos. «Las eléc-

tricas llevaban muchos años sin hacer inversiones en la red de alta tensión», explica Gerardo Novales. «Había estrangulamientos en prácticamente todas las zonas del país. Eran muy significativas las deficiencias que había para el transporte hacia Andalucía, también muchas limitaciones en Galicia, en el eje del Cantábrico, hacia Levante. No había un sistema eléctrico. Esa fue la razón de crear REE. Cada empresa eléctrica funcionaba sobre sus propios intereses».

Para superar esta situación, REE elabora en 1986 el primer Estudio de Planificación de la Red Horizonte 1992, que prevé una inversión de 100.000 millones de pesetas (600 millones de euros) en ese periodo. Posteriormente, se elaboraría un nuevo ciclo de planificación con el Plan Horizonte 1996. «Uno de los objetivos prioritarios fue el lanzamiento de la planificación del sistema de transporte, de las líneas y subestaciones», explica Miguel Vila.

Durante la presidencia de Paulina Beato, la extensión de la red de transporte pasa de los 10.562 kilómetros iniciales a 13.778 kilómetros al cierre del primer ejercicio (1985) y a 15.718 kilómetros al término de 1988. La inversión en ese periodo supera los 60.000 millones de pesetas (360 millones de euros): 14.447 millones de pesetas en 1985, 14.019 millones en 1986, 20.163 millones en 1987 y 12.790 millones en 1988.

Los medios técnicos

Los directivos y empleados de REE coinciden en que la empresa se ha caracterizado por contar con la tecnología más avanzada para desarrollar sus funciones. Sin embargo, no siempre fue así. En el ámbito tecnológico, los inicios de la empresa fueron modestos. Lo resume Francisco González Plaza: «La evolución va desde la máquina de escribir a unas pantallas tontas que trabajaban con ordenador centralizado, al primer procesador de textos, hasta colocarte en la cabeza de la tecnología».

Una descripción que coincide en líneas generales con la de Concha Botrán: «Teníamos unas Léxicon 80, las típicas máquinas de escribir verdes, que ahora quedan en algún juzgado. Luego llegaron las máquinas de escribir eléctricas y más tarde un ordenador que tenía una pantallita verde que se veía fatal». No obstante, Agustín Maure asegura que «en REE desde un primer momento se decidió disponer de los medios técnicos y tecnológicos más avanzados en aquella época. La implantación, aunque fue de rápida ejecución, daba la sensación de lentitud».

La aventura tecnológica comienza en REE en 1985, cuando se selecciona el equipo informático. Consta de un procesador central de 8 megabytes de memoria, tres unidades de disco duro, una unidad de cinta magnética y una impresora. Se instalan además 22 terminales. «En 1985 compramos el primer ordenador IBM», recuerda Luis Casado, del Departamento de Acceso a la Red. «Para nosotros era un mundo. Ahora tenemos todo lo necesario».

En el ámbito de la operación, se han sucedido los sistemas de control, desde el encargado a Control Data en la transición de Aseléctrica a REE, hasta el utilizado en la actualidad. Estos avances tecnológicos han facilitado la gestión del sistema eléctrico y han permitido a REE ganar autonomía. «Ha sido como pasar del fonendoscopio a la ecografía», señala José Albuquerque.

En 1986, REE empieza a instalar un cable de fibra óptica de 80 kilómetros entre Loeches y Trillo. Con el tiempo, la red de fibra óptica dará a la empresa la oportunidad de entrar en el negocio de las telecomunicaciones.

La evolución de la plantilla

La plantilla pasa durante el primer año (1985) de 93 personas, al iniciarse las actividades de la empresa, a 182 al final del ejercicio.

Aselétrica contaba ya con unos 60 empleados en octubre de 1984, antes de la creación de REE.

Al término del ejercicio 1988, último de Paulina Beato, la plantilla asciende ya a 515 personas. José Alburquerque, que vivió la gestación de REE, destaca la capacidad de los trabajadores: «Eran profesionales excepcionales, porque se había hecho una selección entre las empresas eléctricas». Así, por ejemplo, Miguel Vila, primer director general de Estudios y Planificación, procede de ENHER, y Eduardo Insunza, primer director general de Explotación, de Iberduero.

En 1985, se negocia el primer convenio colectivo, que se firma el 31 de diciembre, un paso fundamental para homogeneizar la plantilla de REE. «El primer convenio colectivo supuso homologar las condiciones de trabajo de todos los empleados de REE, cualquiera que fuera su origen», explica Paulina Beato. En este sentido, Agustín Maure señala que «una de las ventajas que hubo fue la incorporación de las instalaciones sin el personal de las empresas eléctricas. Solo hubo que incorporar personal de Endesa adscrito a la subestación de la Mudarra. Aunque el proceso fue más lento se aseguraba el desarrollo de la empresa con una nueva cultura».

Posteriormente, en 1987 se firmará el segundo convenio colectivo para los ejercicios 87 y 88.

El ambiente de los primeros años

Si hay un aspecto de la historia de REE sobre el que existe unanimidad entre los empleados y ex empleados de la empresa es el ambiente que se vivía en los primeros años: mucho trabajo, horarios interminables, pero, sobre todo, una relación cercana, propia de «una gran familia».

«Valíamos igual para un roto que para un descosido», recuerda García Moreno. «No se le caían los anillos a nadie. Podías hacer desde fotoco-

pías hasta ir a comprar folios. La sensación era de estar todos involucrados, tanto para trabajar como para divertirse». «Fue una época estupenda», añade Concha Botrán. «Éramos como una familia. Celebrábamos todos los cumpleaños, comprábamos regalos para todos. Nunca he trabajado tanto como en aquella época, pero no nos importaba».

El fin de la etapa de Paulina Beato

Paulina Beato deja la presidencia de REE en septiembre de 1988, a los cuatro años de haber empezado su tarea, y es sustituida por Jorge Fabra, hasta entonces delegado del Gobierno en la empresa.

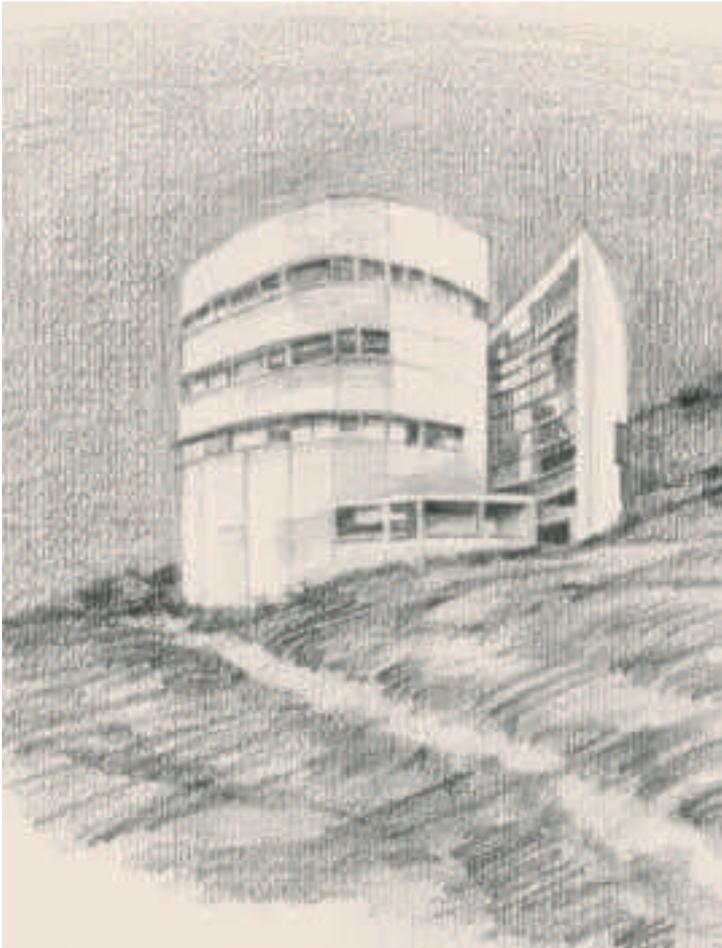
«Abandoné la presidencia de REE por voluntad propia», explica Beato. «Desde la aceptación de la presidencia, el compromiso, y también el reto, fue la puesta en marcha de REE y esa fase finalizó en la fecha en la que dejé la presidencia». «Por otro lado», añade, «en diciembre de 1988 acepté formar parte del consejo de administración de Banesto, previa consulta acerca de su compatibilidad, y ello hacía aún más recomendable que abandonara la presidencia de REE tan pronto como los hitos relevantes de su puesta en marcha hubieran concluido». Se cierra una etapa y comienza otra.



*Primer panel del
Centro de Control de
Red Eléctrica en Madrid*



Equipo de fútbol de Red Eléctrica. 1985



La presidencia de Jorge Fabra (1988-1997)



Jorge Fabra, actual vocal de la Comisión Nacional de la Energía, accede a la presidencia de REE en septiembre de 1988, después de haber participado en la génesis de la empresa y asistir a sus primeros pasos desde su puesto de delegado del Gobierno. Si la etapa de Paulina Beato

fue la de creación y definición de REE, la de Fabra supone la consolidación de la compañía. «Paulina fue definiendo un poco los conceptos y abriendo hueco en el sector eléctrico», recuerda el segundo presidente de REE. «En mi etapa, nos tocó consolidar esos primeros pasos».

Los retos de esta nueva etapa son numerosos e incluyen aspectos como el desarrollo y la toma de control de las redes, la descentralización de la explotación, la construcción de los nuevos edificios, tanto de la sede central como de las regionales, el desarrollo de la red de fibra óptica o la construcción de la interconexión con Marruecos. En resumen, según Fabra, «REE había que inventársela, porque no sabíamos lo que era».

«Fue una etapa apasionante», explica José Manuel Rodríguez Gil, que llegó a la empresa en 1989. «Se había pasado de una etapa de lanzamiento inicial, en la que REE asumió sus competencias dentro del sector eléctrico, pero apoyándose en las compañías, a otra en la que estaba asumiendo sus competencias por ella misma. Se estaban constituyendo los centros regionales de operación y los centros de mantenimiento».

La toma de control de las redes de transporte

Durante la presidencia de Jorge Fabra, REE culmina la toma de control directo de los activos de transporte, que se apoya en la creación de los CEREX y las ZOM.

En 1990 se pone en marcha el proyecto ASTE, que consiste en la adaptación de todas las subestaciones de la red para su telecontrol desde los CEREX. Hasta ese momento, el CECOEL estaba unido a los despachos de explotación de las compañías eléctricas, que eran los que captaban la información de la red y realizaban la operación real de acuerdo con REE. Luego, los CEREX hacían el seguimiento en cada zona. El objetivo del proyecto ASTE era que la información llegase directamente desde la red a los CEREX y al CECOEL. «Era una forma muy potente de mandar el mensaje de la reforma profunda que introducía REE en el sistema eléctrico», subraya Fabra. «El mensaje era que los consumidores estaban abastecidos por el sistema y no por una u otra empresa. Eso rompía con una cultura secular de las eléctricas como monopolios regionales».

En 1991, REE se hace cargo de la operación de las primeras subestaciones, en concreto la de Rocamora (Murcia), que se controla desde el CEREX Centro, y la de Don Rodrigo (Ciudad Real), que se controla desde el CEREX Sur. «El primer telemando real de la primera subestación fue la de Rocamora» explica García Moreno. «Fue un hito destacable porque mandamos un mensaje importante a las empresas. El sistema de telecontrol se estaba haciendo en Estados Unidos, así que se contrató un sistema pequeño para telemandar unas cuantas subestaciones».

En 1992, los CEREX asumen la operación directa mediante telemando de posiciones, parques y subestaciones. El proceso concluye en mayo de 1993, cuando se instala el Sistema de Control de Energía en la Dirección Regional Norte. Desde ese momento, el sistema puede

recibir información directa de las instalaciones y telemandarlas. En 1994, hay ya 103 subestaciones con telemando, cifra que se eleva a 117 en 1995 y a 120 en 1996. «Empezar a telemandar tras la adaptación de las instalaciones supone la mayoría de edad de REE, el día en que eres capaz de conducir el coche», señala García Moreno. Un punto de vista que corrobora González Plaza: «Ir incorporando las subestaciones y la red de alta tensión y que se empiecen a mantener y operar desde REE era un hito inconcebible. Es como si fueras conquistando algo. Todo eso se vivió internamente como una época de expansión y orgullo».

La guinda se pone en mayo de 1997 con la inauguración del nuevo centro de control de REE. «El nuevo centro de control eléctrico lo inaugura Josep Piqué (entonces ministro de Industria y Energía) en mayo de 1997, aunque se había acabado antes», recuerda Fabra. «Supuso incorporar a la gestión del sistema eléctrico español los medios más modernos y significó la transmisión definitiva de una potentísima imagen tecnológica por parte de REE».

A lo largo de ese periodo se introducen otras mejoras en el sistema de operación. Por ejemplo, en 1990 se incorpora a la explotación un Modelo de Previsión de la Demanda de Energía que supera la precisión de los métodos tradicionales. Ese mismo año, REE inicia, en colaboración con las eléctricas, el desarrollo del Sistema de Interrumpibilidad con preaviso, que se pone en servicio en 1992. Este sistema permite el envío de órdenes de interrupción a clientes con contratos interrumpibles a través de los despachos técnicos de las eléctricas. Durante el ejercicio 1990 se incorporan otras novedades, entre ellas un enlace con el Despacho Central de Electricidade de Portugal (EDP) y un sistema de información meteorológica informatizado.

En la misma línea, REE desarrolla procedimientos para mejorar la operación. En 1989 se crean las Guías de Maniobras de las subestacio-

nes atendidas por personal de REE y en 1992 se establecen las Guías de Operación y los Manuales de Maniobras y Procedimientos Externos.

Paralelamente, la empresa avanza en la puesta en marcha de los CEREX y las ZOM. En 1989, primer ejercicio completo de Jorge Fabra, están ya en servicio los cinco CEREX y seis de las nueve ZOM: Ponferrada, Barcelona, Valencia, Valladolid, Oviedo y Zaragoza. En 1990, se unen las tres últimas ZOM: Vitoria, Madrid y Sevilla.

Los CEREX inician en 1989 sus tareas de programación hidráulica, análisis de seguridad de la red, control de tensiones y análisis para la entrega de descargos. En 1990, se incorporan también a las tareas de programación diaria y horaria.

Por último, en 1993, la empresa se reorganiza bajo los principios de «descentralización y horizontalidad» y se constituyen formalmente las Direcciones Regionales, responsables de la operación y el mantenimiento de las instalaciones. «La constitución de las direcciones regionales», señala Rodríguez Gil, «hace que la empresa tenga manos y brazos para ejercer sus actividades en todo el territorio».

El apagón de Cataluña de 1993

El 24 de agosto de 1993 tiene lugar un nuevo apagón en Cataluña que afecta a más de cinco millones de personas y paraliza los trenes, el metro y la industria. El incidente se produce en medio de una gran tormenta que descarga miles de rayos. Uno de ellos quema un transformador en la subestación de Sant Andreu (Barcelona). Se disparan los grupos de Ascó I y II, Vandellós II, Teruel I, II y III y Cercs, y se desacopla la línea Vandellós-La Plana. Todo ello produce un cero de tensión en Barcelona, Lérida y Tarragona. Se salvan, sin embargo, la provincia de Gerona y el norte de la de Barcelona. José Albuquerque, entonces jefe del CECOEL, considera que el incidente aún pudo ser peor: «La zona de Cataluña

quedó separada y se evitó que el apagón se transmitiera al resto del sistema y que quedara interrumpida la conexión con Francia». El servicio se repone en 3:30 horas.

La expansión de las redes

Durante la presidencia de Jorge Fabra, REE intensifica sus inversiones en el desarrollo de la red, que pasa de 15.718 kilómetros en 1988 a 18.320 kilómetros en 1997, ejercicio en el que cede el testigo a Pedro Mielgo. REE invierte 170.000 millones de pesetas (1.021 millones de euros) en ese periodo: 14.750 millones de pesetas en 1989, 18.396 millones en 1990, 25.637 millones en 1991, 29.134 millones en 1992, 25.241 millones en 1993, 16.482 millones en 1994, 14.191 millones en 1995, 12.687 millones en 1996 y 13.400 millones en 1997.

«REE empieza con muy pocos medios. Los dos o tres primeros años, la capacidad de construir de REE era muy escasa» recuerda Gerardo Novales. «Las líneas que se construyeron fueron muy pocas porque no había equipo y estaban subcontratadas a las propias empresas eléctricas. Cuando REE ya tiene su propia capacidad de construir las líneas es cuando se da ese gran impulso».

Además, a principios de los años noventa, REE compra activos de transporte a otras empresas eléctricas como FECSA, Hidroeléctrica de Cataluña, Sevillana de Electricidad y Unión Fenosa. «Adquirimos bastantes activos, muy importantes», señala Novales. El proceso continuará durante la presidencia de Pedro Mielgo y se completará, prácticamente, con la llegada de Luis Atienza.

Por otro lado, en 1994 se realiza el Estudio de Planificación de la Red Horizonte 2004 y un año más tarde, en 1995, se elabora un Plan Estratégico hasta 2025 y Planes Maestros para la red de 400 kV hasta 2020.

La interconexión con Marruecos

Los primeros pasos para construir una conexión eléctrica submarina entre España y Marruecos, la primera entre dos continentes, se dan en 1990. No obstante, el proyecto arranca formalmente en julio de 1993, con la firma de un acuerdo entre REE y la Oficina Nacional de Electricidad (ONE) marroquí. «La interconexión con Marruecos fue un proceso que empecé en el año 1984, siendo delegado del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico y que fue madurando y me tocó ejecutarlo ya como presidente de REE», explica Jorge Fabra. «Es histórico desde el punto de vista del sector eléctrico europeo, porque estábamos en la frontera tecnológica».

La conexión, que unirá las dos orillas del estrecho de Gibraltar, supondrá la instalación de 26 kilómetros de cable submarino que discurrirá a una profundidad de 615 metros. El proyecto tiene un presupuesto inicial de 16.880 millones de pesetas (101 millones de euros) y su finalización está prevista para 1997. En verano de 1993, REE y ONE firman un contrato con las empresas Alcatel y Pirelli para la fabricación de los cables.

Aunque el proyecto está encauzado desde el punto de vista empresarial, las obras se enfrentan a la oposición social que despierta en la zona de Tarifa (Cádiz), donde se crea una plataforma ciudadana contra el cable. «Fue una experiencia amarga», recuerda Fabra, «aunque también interesante, porque puso de relieve que la gestión medioambiental era una cuestión fundamental en la empresa».

«El médico del dispensario de la Seguridad Social de Tarifa distribuyó la idea de que los campos electromagnéticos producían tumores en la población infantil», explica Fabra. «Nosotros decíamos que eso no era cierto, pero además apuntábamos que la línea pasaba a cinco o seis kilómetros de Tarifa. A una distancia de cien metros, los campos tienen menos intensidad que los auriculares de una radio. Ante este



*La tormenta
de Cataluña.
24 de agosto de 1993*



*Instalación del cable
submarino.
Interconexión
España - Marruecos*

argumento, la contestación del médico fue: «Ya, pero ¿hacia dónde sopla el viento?».

La desconfianza de la población, alimentada desde ciertos ámbitos, desemboca en numerosas protestas contra la interconexión que, en algunos casos, ponen a los empleados de REE en situaciones difíciles. Carmelo Oyola, uno de los técnicos que tramitó el proyecto, recuerda una de las manifestaciones contra el cable: «Fue uno de los peores días de mi vida. Nos hicieron la vida imposible. Estuvimos negociando con los pescadores, los propietarios, la plataforma, el Ayuntamiento. El Martes Santo tuvieron que ir los GEO. Estaba metido en una caseta y empezaron 7.000 personas a atacarnos a pedrada limpia. Estuvimos retenidos en las casetas de obra hasta las tres de la madrugada».

Sin embargo, el proyecto sale finalmente adelante. El 8 de agosto de 1997 se produce la conexión entre España y Marruecos, y la inauguración oficial se realiza el 25 de mayo de 1998, ya bajo la presidencia de Pedro Mielgo. El coste final de las obras supera los 27.000 millones de pesetas. «La gestión fue impecable», subraya Fabra. «Formamos una comisión de sabios de primer nivel y contratamos a especialistas medioambientales marinos de primera fila. Además, hubo que compensar, a pesar de que entendíamos que en muchos casos era puro oportunismo».

Los acuerdos internacionales

A lo largo de la presidencia de Jorge Fabra, REE firma varios acuerdos de suministro eléctrico con los países vecinos.

En enero de 1990, la compañía suscribe un acuerdo con EDF y EDP que permitirá el suministro de REE a la empresa portuguesa de 300 megavatios. El abastecimiento está garantizado por EDF. Posteriormente, en julio de 1990, se firma un contrato por el que EDF suministrará 1.000 megavatios de potencia a REE a partir de 1994 y durante un

periodo de once años. En enero del año siguiente, se suscribe un contrato complementario, por el que REE proporcionará a EDF una potencia de 1.000 megavatios en punta de invierno durante diez años y a partir del 1 de noviembre de 1995.

En la frontera sur, REE firma un acuerdo con Marruecos en 1993 por el que suministrará a la ONE 300 megavatios a partir de 1996 y durante un periodo de tres años.

El incumplimiento del contrato de suministro suscrito con Francia desembocará en 1996 en un conflicto entre REE y EDF. Ese año, el Gobierno francés decide no autorizar la construcción de la línea de interconexión Aragón-Cazaril, de la que dependía la puesta en práctica del contrato. La decisión francesa lleva a REE a reclamar compensaciones. «La anulación por el lado francés se produjo durante el cambio de Gobierno de 1996», recuerda Fabra. «Teníamos firmado un contrato a largo plazo, con diferentes fases de ejecución, que iba creciendo hasta los 1.000 megavatios de potencia de importación de Francia a España. Ese contrato tenía como soporte la perspectiva de la culminación de la línea de interconexión Aragón-Cazaril. La línea pasaba por la frontera pirenaica, pero Francia decidió suspender la ejecución de la línea. Entonces, el contrato de importación perdía parte de su soporte material. Nosotros alegamos que eso era un incumplimiento y exigimos indemnizaciones».

REE constituye un equipo de juristas españoles y franceses, que elabora un documento de apoyo a sus planteamientos. Finalmente, se logra un acuerdo en enero de 1997. El compromiso incluye la reforma de las interconexiones existentes para aumentar su capacidad en 500 megavatios y la construcción de una nueva interconexión entre Francia y España antes de 2007. Además, se disminuye la potencia contratada, que pasa de 1.000 megavatios a 550.

«Aprovechamos la suspensión de la interconexión para reducir una

potencia contratada que España no necesitaba», explica Fabra, «no porque el contrato estuviera mal dimensionado, sino porque tras la firma del contrato las eléctricas hicieron inversiones no programadas entonces».

El acuerdo final establece también compensaciones por importe de 91.800 millones de pesetas (552 millones de euros). A esta cifra se añaden los menores pagos por la reducción de los compromisos suscritos, lo que supone un ahorro de 133.500 millones de pesetas en el término de potencia y de 75.800 millones de pesetas en el de energía. En total, la suma de todos los conceptos arroja un impacto positivo de unos 300.000 millones de pesetas (1.800 millones de euros). «Los resultados fueron espectaculares», corrobora Fabra, «pero pasó desapercibido».

El desarrollo de la red de fibra óptica

Bajo la presidencia de Jorge Fabra se desarrolla un proceso callado que, con el tiempo, dará a REE la oportunidad de entrar en un campo con gran potencial de crecimiento, el de las telecomunicaciones. Se trata de la implantación de una extensa red de fibra óptica que, en principio, se utilizará para la operación de las infraestructuras eléctricas, pero que desembocará, ya durante la presidencia de Pedro Mielgo, en la creación de la filial Red Eléctrica Telecomunicaciones.

«Las instalaciones de telecomunicaciones no quisieron ser traspasadas por las eléctricas, un problema que convertimos en virtud», recuerda Fabra. «Ante la necesidad de establecer un sistema de telecomunicaciones, optamos por la fibra óptica y de una manera discreta fuimos instalando lo que en algunos momentos fue la primera red de España, incluso por encima de la de Telefónica. Cuando dejé la empresa había 8.000 kilómetros de red de fibra óptica». Gerardo Novales, director general de Transporte en ese periodo, ratifica que la apuesta por la fibra óptica ha resultado un éxito: «REE tuvo suerte en ese sentido. Fue

una de las decisiones acertadas que se tomaron. Fuimos pioneros en instalar fibra óptica en alta tensión, tanto en España como en Europa».

Al término del ejercicio 1996, el último completo de Jorge Fabra, la red de fibra óptica alcanza ya una extensión de 7.500 kilómetros. REE firma un contrato con la empresa Netco Redes por el que cede el uso de la capacidad que no utiliza para la operación de las infraestructuras eléctricas. «Se hizo un contrato de cesión de uso de una parte de la capacidad», señala Fabra. «Eso ha permitido con el tiempo la creación de la filial de telecomunicaciones».

Los nuevos edificios

A principios de los años noventa, REE pone en marcha un programa de construcción de edificios, que incluye la ampliación de la sede social de La Moraleja y la dotación de inmuebles para albergar las sedes de las direcciones regionales y de las Zonas de Operación y Mantenimiento.

«Desde el punto de vista de la gestión corporativa fue muy importante la dotación a la empresa de sus sedes sociales», explica Fabra. «Se construyeron 60.000 metros cuadrados de oficinas en edificios de máxima calidad, que han sido soporte de la imagen institucional de empresa moderna y tecnológica de REE. Colaboraron con nosotros los mejores arquitectos españoles». Un punto de vista que comparte Luis Villafruela, del Departamento de Estudios y Regulación: «Con Fabra se vivía la arquitectura y la imagen, cuidar la imagen corporativa a través de los edificios. Cuando venían visitas se quedaban muy impresionadas con los edificios».

En La Moraleja, donde siempre ha estado la sede de REE, se construye un nuevo edificio, de 10.000 metros cuadrados. Las obras comienzan en 1991 y se terminan en 1992, aunque el inmueble no se



Sede Social de REE en Madrid. Edificio Oeste



Delegación Regional Sur (Sevilla)



Delegación Regional Oeste (Coruña)



Delegación Regional Centro (Tres Cantos)



Delegación Regional Norte (Bilbao)



Delegación Regional Nordeste (Barcelona)

ocupa hasta 1993. Durante ese lapso, REE alquila varias plantas de oficinas en Madrid, en Torre Europa. «Cuando entré (en 1989)», recuerda Rodríguez Gil, «estábamos físicamente divididos en dos sedes: la parte de Administración y Finanzas y la de Transporte estábamos en Torre Europa y la de Operación del Sistema y la Presidencia en La Moraleja». La nueva sede es inaugurada el 7 de junio de 1994 por el entonces Ministro de Industria y Energía, Juan Manuel Eguiagaray.

El programa de construcción de edificios da lugar a más de una anécdota. Valga ésta como ejemplo. «Normalmente tú haces los edificios y luego metes dentro los ordenadores», cuenta José Bembibre. «En el de La Coruña no se hizo así. Como teníamos tanta prisa, se hizo una parte del edificio, se metieron los ordenadores y luego se construyó alrededor. Cuando, años más tarde, lo desmontamos, los empleados de REE decíamos «oye, es posible que esto no salga de aquí». Los de las empresas de mudanzas nos decían: «lo que entra, sale». Y nosotros les contestábamos: «No. Es que aquí no entró, estaba antes de que se hiciera el edificio».

Los actos del 1992

Durante la presidencia de Jorge Fabra, REE debe afrontar el reto de preparar el sistema eléctrico para la celebración, en 1992, de los Juegos Olímpicos de Barcelona, la Exposición Universal de Sevilla y la Capitalidad Cultural Europea de Madrid, tres acontecimientos que ponen a España bajo la lupa de la comunidad internacional. En 1991, REE elabora, en colaboración con las compañías eléctricas y las Administraciones Públicas, planes específicos para asegurar la calidad del suministro en las tres ciudades.

«El objetivo era garantizar la seguridad del sistema», explica Fabra. «Se mantuvo en tensión toda la empresa para garantizar que no hubiera

ningún tipo de incidente. En 1992, la empresa ya había desarrollado claramente sus capacidades técnicas y aquello consistió en hacer una explotación del sistema con mayores holguras respecto a la seguridad.

El sistema eléctrico se comporta con normalidad durante los eventos del 92, aunque se vive algún momento de tensión. El 25 de julio, el día de la inauguración de los Juegos Olímpicos de Barcelona, se produce un atentado terrorista contra la línea Vic-Baixas, en el lado francés. «El atentado se produjo justo cuando el arquero (Antonio Rebollo) encendía el pebetero», recuerda José Alburquerque. El suministro no se ve alterado porque el resto de las interconexiones con Francia sigue funcionando, pero existe incertidumbre ante la posibilidad de nuevos atentados contra otras instalaciones eléctricas. «No sabíamos cómo iba a acabar aquello», señala Alburquerque.

Durante esos años, también entra en servicio el tren de alta velocidad entre Madrid y Sevilla. En 1991, REE pone en servicio la infraestructura necesaria para asegurar su alimentación. El 4 de julio de 1992 se produce un atentado contra la línea que abastece al AVE, pero no afecta al suministro de energía.

«Se pasó la prueba perfectamente», resume Fabra. «Habría sido una catástrofe que hubiéramos tenido incidentes en aquellos acontecimientos».

La evolución de la plantilla

La plantilla de REE se duplica a lo largo de la presidencia de Jorge Fabra. En menos de una década, el número de empleados pasa de 515 (en 1988) a 1.102 (en 1997). «Fue la etapa en la que se incorporaron casi todos los recursos humanos», corrobora José Manuel Rodríguez Gil.

En el ámbito laboral, en 1989 se firma el tercer convenio colectivo, que abarca el periodo 1989-1991, y un año después, en 1990, se cons-

tituye el Plan de Pensiones. Durante los meses de octubre y noviembre de 1994, se celebran elecciones sindicales, en las que se designa a 52 representantes: 27 de CC. OO., 23 de UGT y 2 independientes. Además, desde 1989, los trabajadores de REE disponen de un Servicio Médico.

Y una nota curiosa. En 1989, apenas cuatro años después de la creación de la empresa, se producen las primeras jubilaciones, las de Valentín Aranguren y Gregorio Gallego.

Red Eléctrica y el medio ambiente

La preocupación por el medio ambiente ha sido una de las constantes de REE durante sus veinte años de historia. Prueba de ello es que desde 1987 la compañía cuenta con un servicio de medio ambiente que coordina todas sus actividades.

En 1991 se crea el Comité de Medio Ambiente para definir la política en ese terreno y un año después se establece un Código de Conducta Medioambiental. En ejercicios posteriores se firmarán acuerdos de protección de las aves con distintas comunidades autónomas.

Los empleados más antiguos de REE recuerdan el cariño hacia los animales demostrado por Jorge Fabra. Una anécdota ilustra esta consideración: «Un día entró un murciélago y todo el mundo empezó a gritar «un murciélago, un murciélago», cuenta Concha Botrán. «Llamamos a Pablo, que llevaba el tema de los conserjes, y de repente apareció el presidente diciendo: «Pablo, no se le ocurra matarlo». La caza del murciélago fue de traca».

Sirva también como ejemplo que fue Jorge Fabra el que puso las carpas Khoi, japonesas, en el estanque de la sede central de La Moraleja.



La presidencia de Pedro Mielgo (1997-2004)



La etapa de Pedro Mielgo al frente de REE comienza en septiembre de 1997 y, según coinciden los que la vivieron, es de una gran intensidad. Durante ese periodo, REE se privatiza y empieza a cotizar en Bolsa, afronta la compra de los activos de transporte de Endesa, Unión Fenosa e Iberdrola (que completará Luis Atienza) y crea filiales para operar en el exterior y en el sector de las telecomunicaciones. Además, debe adaptarse al nuevo marco normativo derivado de la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Todo ello, sin descuidar las inversiones en la red de alta tensión y el desarrollo de las interconexiones internacionales.

«REE debía actuar como una empresa privada. Eso implicaba cambios internos importantes», explica Mielgo. «La eficiencia y la calidad en un mercado liberalizado eran exigencias mucho más intensas. Hubo que definir la estrategia de la compañía en el nuevo marco. Otro reto es la diversificación, entrar en campos que para la compañía eran nuevos».

«La etapa de Pedro Mielgo es de expansión», añade José García Moreno. «REE mira mucho hacia fuera: Albura, Red Eléctrica Internacional, la compra de activos de otras empresas».

La adaptación a la nueva legislación

La salida a Bolsa

El nuevo marco legal derivado de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 obliga a REE a abrir su capital. La ley fija un tope de participación del 10 % para todos los accionistas, excepto para la SEPI, que debe mantener al menos un 25 % hasta el 2003. Además, las cuatro grandes eléctricas no pueden superar en conjunto un 40 % del capital.

La salida a Bolsa, que supone la privatización de la empresa, se produce en julio de 1999 mediante una Oferta Pública de Venta (OPV) a través de la cual la SEPI coloca en el mercado un 31,5 % de REE. «La salida a Bolsa tiene una preparación muy concienzuda», asegura Mielgo. «Se hizo perfectamente y tanto los accionistas como los bancos asesores y el equipo interno de la compañía funcionaron».

De hecho, la operación se había previsto para 1998, pero se aplaza teniendo en cuenta la situación de los mercados financieros. «La empresa iba a salir a Bolsa en el invierno de 1998», recuerda el actual director económico, José Manuel Rodríguez Gil, «pero al final la situación de la Bolsa y otras salidas de grandes compañías hizo que no fuera posible. En 1999 se decide relanzar el proceso, que culminó en julio».

Los títulos de REE empiezan a cotizar el 7 de julio a un precio de 8 euros, pero ese mismo día cierran a 7,87 euros, con una bajada del 1,62 %. Fue el sexto valor más negociado, con 7,8 millones de títulos intercambiados. En dos días, las acciones de REE acumulan una pérdida del 4,9 % y en el primer mes, del 5,62 %. «El éxito de una salida a Bolsa no se puede mirar el primer día ni la primera semana» explica Mielgo. «Son muchísimas las salidas a Bolsa que en las primeras semanas tienen un resultado negativo. REE sale a Bolsa en un momento en el que solo hay otra empresa similar cotizando, National Grid (británica). Éramos una empresa poco conocida, la actividad de



Salida a Bolsa de REE. Julio 1999

transporte era poco conocida y los analistas no sabían del negocio con suficiente profundidad».

La situación en Bolsa no cambia en los primeros meses. En el primer semestre, las acciones de REE pierden un 25 % y se sitúan en 6 euros. Sin embargo, el trabajo de «pedagogía», de dar a conocer la empresa, surte efecto. REE entra en el selectivo Ibex-35 un año después, en julio del 2000, y al cierre del 2004 sus títulos acumulan una revalorización superior al 106 %. «Los primeros dos años de relación con los mercados requirieron un trabajo pedagógico muy importante, hasta que se fueron viendo las virtudes de REE», apunta Mielgo. «A partir de ahí las cosas fueron más fáciles y hoy está claro que la OPV de REE está entre las cinco más rentables de las que ha habido desde entonces».

La salida a Bolsa exige un cambio interno que se plasma, entre otros aspectos, en la modificación de los Estatutos Sociales y en la entrada de consejeros independientes en el Consejo de Administración. El 26 de mayo del 2000, se celebra la primera Junta General de Accionistas pública de la compañía.

«REE tenía que actuar en un marco nuevo, tenía que responder ante la sociedad de su actuación en un marco de mucha más visibilidad. Debía abrirse a la sociedad», subraya Pedro Mielgo. Luis Villafruela, que participó en el road-show, abunda en esta idea: «Significó un cambio de cultura: las juntas de accionistas, las presentaciones a analistas, el cuidado del accionista, la generación de valor que al entrar en bolsa estás obligado a manejar».

La salida a Bolsa supone un cambio en el funcionamiento interno de la empresa, pero también en la percepción de los empleados. «Significaba culturalmente un cambio, más para los trabajadores que para el equipo directivo, que teníamos claro que era una oportunidad

para la compañía de convertirse en una empresa normal», señala Rodríguez Gil. Lo confirma Carmelo Oyola: «Los trabajadores habíamos de que en manos privadas no debía haber cosas tan estratégicas. Luego se supo que la SEPI iba a mantener un 28,5 % del capital».

Las eléctricas reducen su participación

No es éste el único cambio accionarial durante la presidencia de Pedro Mielgo. La Ley de Medidas Económicas, Fiscales y de Orden Social de diciembre del 2002 obliga a las cuatro grandes eléctricas a reducir su participación unitaria en REE desde el 10 % hasta el 3 %. El 18 de junio del 2003, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocontábrico venden un 28 % del capital de REE –un 7 % cada una– mediante una OPV, con lo que su participación conjunta pasa del 40 % al 12 %. La colocación se realiza a un precio de 11 euros por acción y la demanda supera en casi ocho veces a la oferta.

La creación del mercado mayorista y de OMEL

El nuevo marco jurídico, definido por la Ley del Sector Eléctrico de 1997, determina el nacimiento del mercado de producción de electricidad, el llamado mercado mayorista, que inicia sus operaciones el 1 de enero de 1998. Se trata de un cambio histórico, ya que se pasa de un modelo de optimización centralizado a otro de operación basado en los precios libres de los agentes, lo que supone dar un paso definitivo en el proceso de liberalización. La creación del mercado mayorista se consigue en un plazo muy breve y sin que existieran precedentes.

«El primer reto derivado de la Ley del Sector Eléctrico», explica Pedro Mielgo, «era poner en marcha el mercado mayorista de electricidad, que tenía que estar en funcionamiento el 1 de enero de 1998. En pocos meses se pone en marcha y desde entonces ha funcionado

sin ninguna intervención y sin ningún incidente, y ha sido valorado muy positivamente en todo el mundo».

La Ley del Sector Eléctrico crea una nueva figura, el operador del mercado, que ha de gestionar el sistema de ofertas de compra y venta de energía entre generadores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. Por ello, REE debe constituir la Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL) y dotarla de recursos humanos, tecnológicos y económicos. Se constituye en diciembre de 1997, con un capital social de 300 millones de pesetas (1,8 millones de euros), suscrito íntegramente por REE.

«La creación de OMEL implica una segregación de REE», asegura Jorge Fabra, que llegó a ser presidente de la sociedad en constitución entre julio y septiembre de 1997. «Hasta 1998, REE era también la operadora del mercado. OMEL se instala en los propios edificios de REE y se le transfieren empleados de REE».

La entrada en funcionamiento del nuevo sistema genera momentos de incertidumbre en la Nochevieja de 1997. «El cambio es sustancial, ya que pasamos de programar nosotros a casar la oferta y la demanda», explica José Albuquerque, que estaba esa noche de servicio. «La demanda no la podíamos tocar, acostumbrados como estábamos a fijarla nosotros. Las herramientas informáticas estaban empezando a funcionar. Era complicadísimo. Estuve veinticuatro horas sin dormir». En julio de 1998, y también por mandato legal, REE vende las acciones de OMEL.

La operación de los sistemas extrapeninsulares

En diciembre del 2003, REE asume la responsabilidad de operar los sistemas extrapeninsulares: Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. De esta forma se cumple el Real Decreto 1747/2003, por el que se regulan los sistemas eléctricos de esos territorios.



El desarrollo de las redes

El fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en España lleva a REE a abordar cuantiosas inversiones en el desarrollo de la red de transporte. «Hubo que hacer frente a un ciclo inversor muy fuerte, continuación del anterior», explica Pedro Mielgo. «En 1999, se plantea un plan de crecimiento de la red muy ambicioso. Eso hizo posible que se alcanzara un ritmo inversor que ha sido el máximo de la compañía».

En 1998, primer ejercicio completo de Mielgo, REE invierte 23,34 millones de euros, cifra que se eleva a 44,83 millones en 1999, a 89,8 millones en el 2000 y a 244,8 millones en el 2001. El gran salto se da en el 2002, ejercicio en el que se compran los activos de transporte de Endesa y de Unión Fenosa y se toma una participación en la sociedad propietaria de las redes vendidas por Iberdrola. Ese año, la inversión asciende a 1.158,7 millones de euros. En el 2003, último ejercicio completo de Mielgo, REE invierte 778,3 millones.

Gracias a este esfuerzo inversor, la extensión de las líneas de alta tensión pasa de 18.335 kilómetros en 1997 a 27.538 kilómetros en el 2003 (27.734 km al cierre del 2004, ya con Luis Atienza en la presidencia).

La compra de activos

El 6 de noviembre del 2002, REE firma sendos acuerdos con Endesa y Unión Fenosa para la compra de sus activos de transporte por 1.345 millones de euros (950 millones los de Endesa y 395 millones los de Fenosa), lo que supone un paso decisivo para convertir a la empresa en transportista único. El acuerdo se formaliza el 27 de marzo del 2003, una vez obtenidas las autorizaciones del Servicio de Defensa de la Competencia y de la Dirección General de Política Energética y Minas.

«Fue una oportunidad única», explica Mielgo, «estas cosas en la vida de una empresa ocurren solo una vez y no podíamos fallar, tenía

que salir bien». «Me alegro de haber estado en la compañía en aquel momento porque era un objetivo desde el origen de la compañía», añade. De la misma opinión es José Manuel Rodríguez Gil: «La compra de los activos de transporte era una de las principales aspiraciones. Se completa el proyecto inicial de la empresa, que no se pudo hacer al principio para mantener su carácter público».

La enajenación, por parte de las eléctricas, de sus activos de transporte había comenzado en julio del 2002, cuando Iberdrola vendió su red de alta tensión a la gestora de fondos de inversión CVC Capital Partners. «REE tuvo oportunidad de ofertar», recuerda Mielgo, «pero no en las condiciones que nos hubiera gustado. REE no se rindió, porque se pensaba que era muy importante para la compañía y empezamos una negociación para intentar tomar una participación». De hecho, el 8 de noviembre, REE suscribe un acuerdo con CVC para tomar una participación del 25 % en Redalta, sociedad en la que están depositadas las redes vendidas por Iberdrola, y se queda con una opción de compra sobre el resto.

Los activos adquiridos a Endesa y Unión Fenosa suman 205 kilómetros de líneas de 400 kV y 6.851 kilómetros de líneas de 220 kV, además de 927 posiciones. De esta forma, REE se convierte en propietaria del 84 % de la red española de transporte y se configura como transportista único o TSO (Transmission System Operator), modelo que se impone en los sistemas eléctricos liberalizados, sobre todo en la Unión Europea (UE). «Estas adquisiciones han permitido, junto al fuerte ritmo de inversión de los últimos años, duplicar el tamaño de la base de activos», destaca Mielgo. Por su parte, Agustín Maure destaca que «haber participado en la compra de activos de Endesa y Fenosa con Victoriano Casajús, Director General en aquel momento, fue uno de los momentos más interesantes de los veinte años de trabajo en REE. El «acuerdo de la ser-



Subestación eléctrica de 400 kV

villeta» en el cual se basó el cierre de las negociaciones comerciales, fue la anécdota más destacada de las negociaciones con Endesa».

La consecución del acuerdo de compra de los activos se vive con emoción en REE. «Yo recuerdo que en un fin de semana y dos madrugadas se realizó la compra de los activos de Fenosa, en jornadas de veinticuatro horas, entre un sábado y un martes», recuerda el actual director económico. «Todo lo que es un anhelo estratégico y un objetivo de toda una empresa y de sus trabajadores se concentra al final en setenta y dos horas y en el filo de la navaja. En esas horas hubo varios momentos de romper la operación», destaca. «El cierre de la operación se precipita en un momento», concede Mielgo, «pero venía precedido de muchos meses de análisis, estudios y negociación. Requirió un trabajo muy fuerte y muy exigente. Toda la organización respondió de maravilla».

El momento culminante llega con la firma del acuerdo para la compra de las redes de Endesa y Unión Fenosa. «Hubo pocas personas en aquella firma», recuerda Rodríguez Gil, «pero en las miradas de algunos que llevábamos más de diez años se veía que era la culminación de un proyecto que estaba en la constitución de la compañía, culminar un hito estratégico».

La mejora de las interconexiones

La interconexión con Marruecos

La conexión eléctrica submarina entre España y Marruecos, a través del estrecho de Gibraltar, termina de construirse en junio de 1997, durante la presidencia de Jorge Fabra, pero las pruebas concluyen con éxito el 3 de noviembre, ya con Pedro Mielgo al frente. La entrada en funcionamiento se produce en mayo de 1998, lo que supone el inicio de la exportación de energía eléctrica a Marruecos, de acuerdo con el

contrato suscrito con ONE.

«Cuando llego a REE la parte difícil del proyecto está terminada», recuerda Mielgo. «Llego a tiempo de seguir las pruebas del cable y de tener las últimas discusiones para revisar el contrato de suministro firmado con Marruecos. Las pruebas fueron satisfactorias, la interconexión se puso en servicio el 21 de mayo de 1998 y desde entonces ha funcionado a plena satisfacción por ambas partes».

Una vez en funcionamiento la interconexión, REE y su equivalente marroquí empiezan a estudiar la posibilidad de reforzarla. En septiembre del 2000, se firma un convenio para analizar esta opción, que se concreta el 31 de julio del 2003, fecha en la que REE y ONE suscriben un acuerdo para construir un segundo circuito submarino que duplicará la capacidad de intercambio hasta los 800 megavatios.

El proyecto del MIBEL

Uno de los objetivos de la presidencia de Pedro Mielgo, al igual que de sus antecesores, es mejorar las interconexiones con los países vecinos, con el propósito de que España deje de ser una «isla energética». En el caso de Portugal, este objetivo se conjuga con el proyecto de crear un Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

«En el 2000 se alcanzan acuerdos para mejorar de forma sistemática las interconexiones existentes en los ejes del Miño, Duero y Tajo, y para construir una nueva línea», explica Mielgo.

Posteriormente, el 26 de noviembre del 2001, los gobiernos de España y Portugal firman un protocolo de colaboración que establece las bases del MIBEL. En virtud de este acuerdo, REE y Rede Eléctrica Nacional (REN), en su calidad de operadores de los sistemas eléctricos español y portugués, se encargan de coordinar la planificación y la expansión de las redes de transporte de electricidad.

La interconexión con Francia

En el caso de Francia, el desarrollo de las interconexiones está condicionado por la decisión del Gobierno francés de no construir la línea Aragón-Cazaril, una decisión que llevó al equipo de Jorge Fabra a pedir indemnizaciones. A pesar de las dificultades, REE consigue avanzar en la mejora de las conexiones existentes y en la definición de la futura línea a través de los Pirineos Orientales. «Las dificultades con Francia se fueron superando», explica Mielgo, «en el 2000 se consiguió llevar a cabo un estudio exhaustivo de todas las mejoras que eran posibles, incluso con proyectos menores, de los que varios ya se han concretado. Pero sobre todo se pone en marcha decididamente el proyecto en el que ahora se está trabajando de interconexión oriental y se prevé la necesidad de un proyecto a futuro».

La operación del sistema

El nuevo modelo de operación

El desarrollo tecnológico y el objetivo de simplificar la organización de la empresa llevan a REE a implantar un nuevo modelo de operación integrada del sistema eléctrico que modifica la anterior estructura regional. Con esta iniciativa, se pretende conseguir una operación del sistema más segura y fiable. El nuevo modelo centraliza la operación en dos centros de control definitivos, situados en La Moraleja y en Tres Cantos (Madrid). «Las direcciones regionales pierden sus competencias y todo el telemando pasa a Madrid» explica José Albuquerque. «Se telemanda desde el CECOEL o desde el CEREX Centro (Tres Cantos), siendo cada uno de ellos *back-up* del otro». Agustín Maure, entonces director regional, afirma que «en aquel momento pensé que era un error estratégico por lo que significaba de pérdida de posición en la implantación territorial. Seis años después y viendo el desarrollo realizado por la empresa, me reafirmo».

La reorganización comienza en 1999 con el traslado de la operación de la zona sur, que se realizaba desde Sevilla, a Tres Cantos. Un año después, en el 2000, se traslada la operación de Bilbao a La Moraleja. El proceso se completa en septiembre del 2001 con la transferencia de funciones desde las direcciones de La Coruña y Barcelona a los centros de control de La Moraleja y Tres Cantos.

«El objetivo era simplificar la organización, teniendo en cuenta que la tecnología permitía manejar el sistema desde un centro o desde dos», explica Pedro Mielgo. «Las razones eran tres: lograr una mayor seguridad, ir en la línea de otros países que ya lo estaban haciendo y ser consecuentes con el planteamiento de la Ley del Sector Eléctrico, en la que las competencias están muy bien definidas».

El 17 de diciembre del 2001

El fuerte aumento de la demanda eléctrica, acentuado por las bajas temperaturas y el encendido del alumbrado navideño, y la indisposición de parte del parque de generación, entre otros motivos por la falta de recursos hidráulicos y eólicos, llevan al sistema a una situación límite el 17 de diciembre del 2001. Esa tarde, se prevé un consumo de 37.700 megavatios, cifra que supera la capacidad de generación disponible.

Para salvaguardar el funcionamiento del sistema, REE se ve obligada a realizar cortes parciales de suministro en Madrid y Levante, en concreto en los mercados distribuidos por Unión Fenosa e Iberdrola. Los cortes llegan a afectar, incluso, al Palacio de La Moncloa.

«La situación de escasez de oferta nos obliga por primera vez en muchos años a dar una orden de corte parcial de suministro, que tuvo gran trascendencia pública», recuerda Pedro Mielgo. «La decisión se demostró correcta en todos los sentidos. Viendo los apagones producidos luego en otros países te das cuenta de que el único caso en el

que se actuó de forma preventiva fue el de España. La obligación de un operador es salvaguardar la integridad del sistema en su conjunto, aunque sea a costa de un corte local provocado».

«Fue un día complicado, entre otras cosas porque lo que no se vive con asiduidad es más difícil de gestionar», señala Miguel Duvisón, entonces jefe del CECOEL. «Una situación tan comprometida como la que se vivió el 17 de diciembre no la recordaban más que los más viejos del lugar, de épocas muy pretéritas, cuando los llamados deslastes eran una herramienta inevitable».

«Sabíamos que teníamos una situación meteorológica adversa. La producción eólica era muy baja, la producción hidráulica disponible también, y la tasa de fallo de las centrales térmicas, muy alta, con lo que la oferta estaba limitada», cuenta Mielgo. «Estuvimos esperando hasta que vimos que la caída de tensión en algunos nudos de la red era ya fuerte y que había que tomar la decisión. Hubo prácticamente minutos para tomarla. Se informó a las autoridades, al Ministerio de Economía, a las comunidades de Madrid y Valencia y al gabinete de crisis de Presidencia del Gobierno».

Entre otras, las medidas que se adoptaron fueron dos: aplicar la cláusula de interrumpibilidad y realizar desconexiones selectivas de suministro, los llamados deslastes. «La interrumpibilidad redujo una potencia de 1.700 megavatios, pero esa medida era insuficiente y las fronteras no podían inyectar más energía ni eso hubiera sido suficiente», explica Duvisón. «Es entonces cuando fue preciso recurrir a una medida que es traumática: reducir parte del consumo y dejar a clientes sin suministro. Hubo que deslstrar 500 megavatios. Costó adoptar esa medida. Podría decirse que en nuestra genética está un mandamiento: «No cortarás».

Diversificación e internacionalización

Durante la presidencia de Pedro Mielgo, REE empieza a operar en el exterior y diversifica sus actividades, entrando en áreas de negocio como las telecomunicaciones y la consultoría. Como resultado de esta apuesta, la empresa constituye dos filiales: Red Eléctrica Internacional (REI) y Red Eléctrica Telecomunicaciones, que operará con la marca Albura.

«Cuando, en 1999, REE decide invertir en el exterior y entrar en actividades diferentes a las eléctricas, lo hace por dos razones: porque los recursos, tanto financieros como tecnológicos y humanos debían aplicarse allí donde se consiguiera desarrollarlos al máximo y porque en aquel momento no se veía ninguna oportunidad de crecer por la vía de adquisición de activos», explica Mielgo. «Nadie, en la compañía ni fuera de ella, veía ese camino de crecimiento y había que buscar otras vías, porque la empresa tenía una estructura financiera con gran cantidad de recursos disponibles».

La apertura al exterior

REE empieza a operar en el exterior en 1999. En enero de ese año, la empresa se adjudica, encabezando un grupo de compañías españolas, la concesión para reforzar los sistemas de transmisión eléctrica del sur de Perú. Esta actividad será desarrollada por Red Eléctrica del Sur (REDESUR), una empresa de nueva constitución en la que REE es el primer accionista (30 %) y el operador estratégico.

La concesión supone la construcción de 444 kilómetros de líneas de transporte de 220 kV y de tres nuevas subestaciones, además de la ampliación de otra existente y la operación del sistema resultante durante 30 años. Las primeras instalaciones se ponen en servicio en octubre del 2000 y empiezan a generar ingresos desde septiembre de ese año.

Posteriormente, en septiembre del 2000, el Consejo de Administración de REE acuerda la constitución de una filial para desarrollar sus negocios en el exterior. Esta filial, bautizada como Red Eléctrica Internacional, será realidad en febrero del 2001.

Un año y medio después, el 27 de junio del 2002, REE compra la compañía boliviana Transportadora de Electricidad (TDE), propietaria y operadora del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia, que atiende al 85 % del mercado nacional. TDE dispone de 2.000 kilómetros de líneas y 19 subestaciones. Hasta entonces el capital se repartía entre Unión Fenosa (69 %), la sociedad boliviana Mercurio (20 %), el Banco Santander Central Hispano (10 %) y los empleados (1 %). La operación se formaliza el 1 de julio.

En julio del 2002, REE se retira del proceso de privatización de las compañías peruanas Etecen y Etesur tras el veto de la Comisión Nacional de la Energía (CNE). El organismo regulador había denegado a REE la autorización para suscribir una ampliación de capital en REI por importe de 375 millones de euros. En la solicitud se planteaba destinar los recursos a inversiones en Perú, Chile, Ecuador y Bolivia.

Las telecomunicaciones

La entrada en el sector de las telecomunicaciones supone para REE explotar un activo, su red de fibra óptica, que hasta entonces no se había puesto en valor. REE contaba con capacidad excedentaria en su red de fibra óptica, pero no poseía licencia de operador de telecomunicaciones. Por ello, en un primer momento, contrata con la empresa Netco Redes la cesión del uso de esa capacidad. Posteriormente, el 3 de agosto de 1998, REE recibe una autorización general para la explotación de la red de fibra óptica como red privada de telecomunicaciones.



Expansión internacional



«Stand» de
Red Eléctrica Telecomunicaciones

El 13 de marzo del 2000, REE, Netco Redes y Retevisión firman un acuerdo para modificar el contrato de uso de la red. El nuevo acuerdo elimina las condiciones de exclusividad, lo que permite a REE utilizar esas infraestructuras para prestar servicios de telecomunicaciones a terceros.

Ese mismo año, el 20 de julio, la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones (CMT) otorga a REE una licencia individual del tipo CI, que le habilita para el establecimiento y explotación de una red pública de telecomunicaciones. Una vez dado ese paso, REE constituye, el 17 de noviembre del 2000, la filial Red Eléctrica de Telecomunicaciones. La nueva sociedad se crea con un capital social de 60 millones de euros y con la previsión de invertir 700 millones en el periodo 2000-2004.

El 26 de noviembre del 2001 se presenta Albura, la nueva imagen de Red Eléctrica Telecomunicaciones. En junio del 2005 REE finaliza esta actividad con la venta de Albura a la compañía T-Online.

El efecto 2000

Ahora, años después, es difícil explicar la preocupación que se respiraba en todos los ámbitos a finales de 1999 por el temor al llamado «efecto 2000». REE no fue una excepción. En contacto con la Administración y con las empresas del sector, REE diseña un programa para evitar o minimizar su eventual impacto. Finalmente, el tránsito al año 2000 se realiza sin problemas. «Hoy nadie se acuerda del «efecto 2000» porque no ocurrió nada», señala Mielgo. «Fue un asunto que requirió, sobre todo, preparación interna. Empezamos a prepararlo a mediados de 1998. Hicimos lo que hicieron otras empresas, prepararnos, llegar a los detalles, hacer planes de revisión de procedimientos, de operación, de equipos. Lo hicimos de forma coordinada con el sector, con el equipo de Presidencia del Gobierno que se ocupaba de estas cuestiones». «Se hizo una preparación muy detallada de



*Colocación de espirales
salvapájaros y balizas
con helicópteros*



todos los posibles impactos», coincide Rodríguez Gil. «Se hizo con mucho tiempo y trabajó mucha gente de la empresa».

A pesar de las precauciones adoptadas, los trabajadores de REE se mantienen esa noche en guardia. Finalmente, y por suerte, no ocurre nada destacable. «En su momento tuvo cierto interés, casi un poquito de morbo, la expectativa de qué pasaría esa noche. Lo que pasó es que a Cenicienta no le ocurrió nada», resume Mielgo. José Bembibre, que se encontraba esa noche en las instalaciones de La Coruña, lo cuenta así: «Habíamos pasado mucho tiempo de preparación y luego fue una noche bastante aburrida».

La evolución de la plantilla

La plantilla de REE pasa de 1.070 empleados en 1998, primer ejercicio completo de Pedro Mielgo, a 1.280 en 2003 y a 1.415 al cierre del 2004.

Sin embargo, la evolución de la plantilla no es uniforme. El número de trabajadores desciende de 1.070 en 1998 a 981 en el 2000, ejercicio en el que se aplica un Expediente de Regulación de Empleo (ERE). Por el contrario, la plantilla aumenta a partir de ese año y se eleva hasta 1.280 empleados en el 2003.

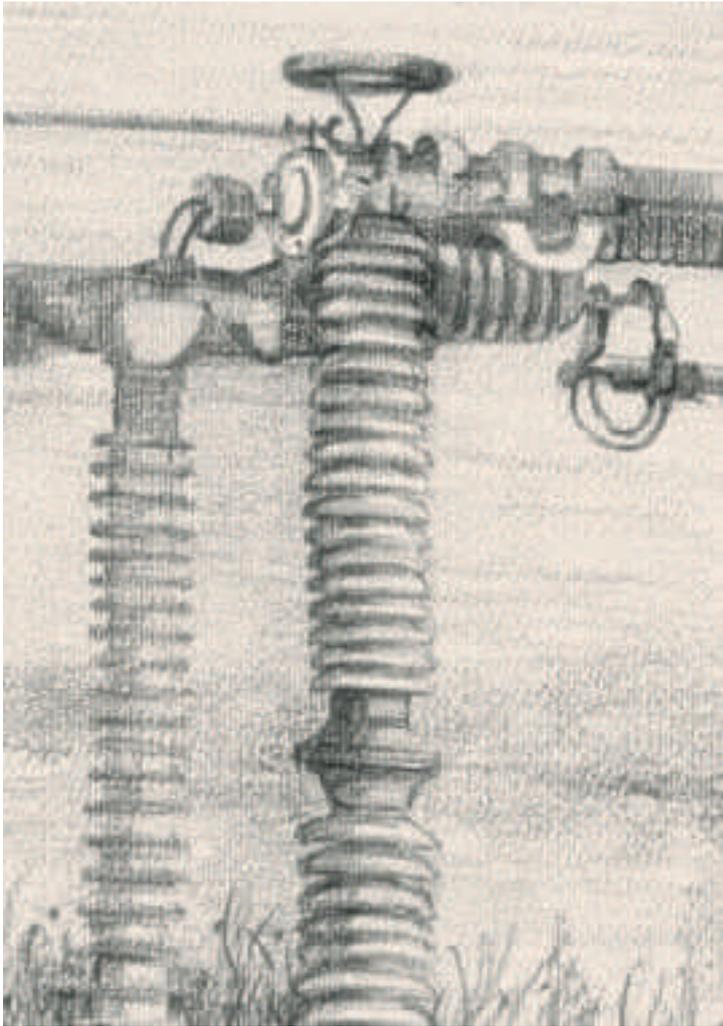
Calidad y medio ambiente

En mayo de 1999, REE implanta el Sistema de Gestión Medioambiental de acuerdo con la norma UNE-EN-ISO-14001, convirtiéndose en la primera empresa eléctrica española en obtener la certificación ambiental de AENOR en todas sus actividades y centros de trabajo. REE es también la primera empresa incluida, con todas sus instalaciones técnicas y centros de trabajo, en el Sistema de Gestión de Auditoría Medioambientales EMAS.

En el ámbito de la calidad, REE cuenta con un Sistema de Gestión de la Calidad certificado según la norma UNE-EN-ISO 9001:2000.

«La política de calidad y medio ambiente ha sido real», subraya Pedro Mielgo. «Hemos sido pioneros en recibir certificaciones de calidad y medio ambiente».





La presidencia de Luis Atienza



La presidencia de Luis Atienza arranca en julio del 2004. En los meses transcurridos desde entonces, REE ha comprado los activos de transporte eléctrico de Enel Viesgo, ha completado la adquisición de los que pertenecieron a Iberdrola, ha presentado un nuevo Plan Estratégico para el periodo 2005-2009 y ha llevado a cabo la venta de la filial Red Eléctrica Telecomunicaciones. Además, ha tenido que afrontar cinco máximos históricos de demanda eléctrica durante el mes de enero del 2005.

La compra de activos

REE firma un acuerdo con Enel Viesgo el 24 de noviembre del 2004 para comprar sus activos de transporte por 45,6 millones de euros. La compañía vendedora se hará cargo de la operación y el mantenimiento durante un periodo de tres años por 1,8 millones. El acuerdo lo firman el presidente de REE, Luis Atienza, y el consejero delegado de Enel Viesgo, Miguel Antoñanzas. Además, las dos partes suscriben un compromiso de colaboración para construir instalaciones de transporte en Cantabria, Asturias, Castilla y León y Galicia.

Tres meses después, el 16 de febrero del 2005, REE anuncia la compra del 75 % de Redalta, sociedad en la que están depositadas las líneas de alta tensión vendidas por Iberdrola en el 2002, con lo que controla ya el

cien por cien. El precio fijado es de 247 millones de euros, cifra que se eleva a 739 millones con la asunción de la deuda. Con esta operación, REE se convierte en propietaria del 99 % de la red española de transporte eléctrico y, por lo tanto, en transportista único.

La longitud de las líneas pasa de 27.810 kilómetros (16.511 de 400 kV y 11.299 de 220 kV) a 32.830 kilómetros (16.758 de 400 kV y 16.072 de 220 kV).

El nuevo plan de inversión

El 16 de febrero del 2005, Luis Atienza presenta el nuevo Plan Estratégico de REE para el periodo 2005-2009, que prevé una inversión de 1.900 millones de euros en el desarrollo y mejora de la red española de transporte, 400 millones más que el anterior plan, diseñado para el periodo 2004-2008.

Los objetivos de esta revisión al alza son, según Atienza, «responder al crecimiento de la demanda eléctrica, permitir la evacuación de la energía generada en las nuevas centrales de ciclo combinado y en los parques eólicos, responder a las necesidades de las líneas férreas de alta velocidad y ampliar las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos».

El nuevo plan estratégico apuesta por un desarrollo prudente del negocio internacional y prevé una inversión de 60 millones de euros en la empresa boliviana TDE. En el campo de las telecomunicaciones, el objetivo es dar entrada a un socio estratégico mayoritario en Albura que defina un nuevo plan de negocio. Este objetivo se transformará en la venta de esta filial a la compañía T-Online en junio del 2005.

La mejora de las interconexiones

La futura puesta en marcha del MIBEL ha convertido la interconexión con Portugal en un asunto prioritario. El 27 de diciembre del 2004, el

ministro español de Industria, Turismo y Comercio, José Montilla, y el responsable luso de Actividades Económicas y Trabajo, Álvaro Barreto, inauguran el primer circuito de la línea de 400 kV entre Balboa y Alqueva, que incrementa en un 20 % la capacidad de intercambio entre España y Portugal. La línea tiene una capacidad de 1.400 megavatios y una longitud de 80 kilómetros, y se extiende entre la subestación de Sines, situada 160 kilómetros al sur de Lisboa, y la de Bienvenida, en el sur de Badajoz. Además, durante el 2004, entra también en servicio el segundo circuito de la línea eléctrica de 400 kV Cartelle-Lindoso.

Estas instalaciones constituyen uno de los ejes principales de la interconexión eléctrica entre los dos países y uno de los elementos básicos para el desarrollo del MIBEL.

Por otro lado, REE trabaja con la Generalitat de Cataluña para definir el trazado de la nueva interconexión con Francia, que podría estar lista a principios del 2008.

Los máximos históricos de enero del 2005

Durante el mes de enero del 2005 se registran cinco máximos históricos de demanda eléctrica, tres de ellos consecutivos, los días 25, 26 y 27 de enero.

El último, que es el récord actual, alcanza los 43.708 megavatios. El sistema eléctrico responde con solvencia y no se registran incidentes.

«Tener un sistema que es capaz de responder a ese reto y hacerlo con notable éxito fue un motivo de orgullo, pero también de tensión, porque había que estar muy alerta», explica Atienza. «Lo más llamativo no son tanto los récords sino su cuantía; un crecimiento de la demanda punta instantánea del 15 % respecto al año anterior superaba todas las previsiones».



*Máxima demanda de energía del sistema eléctrico español.
27 de enero del 2005 (43.708 MW - 19:56 h.)*

«Si todo funciona bien, si no fallan los recursos de generación ni la red, el sistema español está preparado para abordar esas puntas de consumo sin ningún problema», explica Miguel Duvisón. «Si en ese mismo escenario se hubiera producido un fallo importante de generación estaríamos hablando de un escenario completamente distinto».

Los retos de Red Eléctrica

Los retos que aguardan a REE pasan por el desarrollo de la red de transporte, lo que exige abordar un ambicioso plan de inversiones. «REE debe ser capaz de responder, en el desarrollo de la red, a las exigencias de un sistema eléctrico en el que la demanda mantiene tasas de crecimiento muy fuertes», subraya Atienza. «En siete años, REE va a más que triplicar sus activos, entre adquisición de activos y las inversiones en el desarrollo de la red».

Para ello, REE prevé invertir 1.900 millones de euros entre el 2005 y el 2009. «Vamos a hacer el esfuerzo de aumentar más de un 50 % el ritmo anual de inversión», explica el actual presidente. «Ese esfuerzo requiere poner al máximo nuestros propios recursos y los de nuestros proveedores y los de las empresas eléctricas con las que hemos suscrito contratos».

Además, REE tiene que asimilar los activos de transporte adquiridos en los últimos años. «Otro reto es digerir esas adquisiciones y ser capaces de modernizar los activos y colocarlos en los niveles de calidad históricos de REE», destaca Atienza.

En el negocio de telecomunicaciones, añade, «necesitamos un operador que desarrolle su propio plan de negocio para Albura y ponga en valor unos activos que la empresa no ha sido capaz de hacer en los últimos años».

Nuevos cambios accionariales

Al margen de los proyectos de REE, los cambios legislativos impulsados por el Gobierno del PSOE implicarán nuevas modificaciones en el accionariado de la empresa. De acuerdo con el Plan de Dinamización elaborado por el Ministerio de Economía y Hacienda, los accionistas de REE, con la excepción de la SEPI, deberán reducir sus participaciones hasta el 1 %. En el momento de divulgarse esa limitación, a comienzos del 2005, las cuatro grandes eléctricas poseen, cada una un 3 % de REE.

Epílogo

Este ha sido, en líneas generales, el relato de los veinte años de historia de Red Eléctrica de España, un relato en el que se ha intentado dar voz a los protagonistas de estas dos décadas, los hombres y mujeres que trabajan o han trabajado en la empresa. De las conversaciones con todos ellos se pueden extraer varias conclusiones. Una de ellas es que REE no deja indiferente. Son numerosas las muestras de cariño de los empleados que han pasado por la casa o aún trabajan en ella, aunque hayan transcurrido años desde su experiencia. Otra conclusión es que, para muchos de ellos, REE no es una empresa cualquiera, quizás porque con el tiempo se ha convertido en garante de un servicio público esencial como es el suministro eléctrico. Todos coinciden en que REE ha llegado con éxito a la mayoría de edad. A partir de ahora le queda todo el futuro por delante.



*Trabajos en tensión
con helicópteros.
Tecnología propia.*





TR

Red Eléctrica de España S. A.

Creación y gestión de una red de redes

Josean Garrués Irurzun - Profesor titular del departamento de Teoría e Historia Económica de la Universidad de Granada

Santiago López García - Profesor titular de Historia e Instituciones Económicas de la Universidad de Salamanca

- 85 Introducción
- 89 La creación y puesta en marcha de una empresa de servicio público: los años ochenta
- 105 La consolidación funcional de Red Eléctrica: los años noventa
- 119 Las repercusiones de acumular nuevos conocimientos en la gestión de una red de redes
- 137 El proceso de liberalización del sector eléctrico y la privatización de Red Eléctrica: del final de los años noventa hasta el 2004
- 165 Mayor eficiencia, mayor tamaño: una mirada al presente
- 173 Conclusión

20 años



Introducción

La historia de Red Eléctrica de España SA (en adelante Red Eléctrica, la Sociedad o la Compañía) es la historia de sus gentes, del esfuerzo en común por hacer una compañía de todos. De todos los que trabajan en ella y a la vez de todos los españoles, porque, en última instancia, Red Eléctrica es un gran «servidor público». Sin embargo, para entender este cometido, hemos creído esencial contar la historia de la empresa como si se tratase de la constitución de su activo principal: la red eléctrica.

Esta perspectiva ofrece una ventaja notable; el crecimiento y gestión de la red aparecen como el objetivo de los que en ella trabajan. Y si queremos entender la importancia de ese objetivo primero debemos entender qué es una red.

Existe una ley, la Ley de Metcalf, que indica que el valor de una red es el cuadrado del número y peso de sus nodos, entendiendo nodos como puntos de redistribución (transbordos) y terminales. Esto significa que cada nuevo terminal o nodo que se añade a la red beneficia a cada uno de los usuarios que se sirven de ella, y que cuando la red logra llegar a una masa crítica de nodos y usuarios crea una expectativa clara de querer subirse al carro sumándose a la misma. Todos estamos acostumbrados a ver y sufrir ese fenómeno con nuestras conexiones a Internet o la vertiginosa expansión de los teléfonos móviles. Pero, ¿qué pasa en una red eléctrica de alta tensión?

También ella comparte la Ley de Metcalf, de hecho, esta ley está en la base de que cuanto más grande, compleja y mallada sea una red, más barato será transportar lo que deseemos, menos problemas de saturación tendrá y mayores economías de escala habremos conseguido. Ahora bien, en una red eléctrica hay un factor físico que la diferencia de otras: no es posible acumular electricidad. Los electrones no se paran, circulan por la red y se han de consumir en el acto. Consecuentemente, la obsesión de quienes gestionan una red eléctrica es producir exactamente lo que se consume, instante a instante. Lograr esto implica tener una segunda red, la red de información, que permite, por un lado, avisar al productor de que ha de variar la cantidad porque, por otro, la red de información ha detectado cambios en la demanda. Originariamente esas redes de información eran lentas, basada en la telegrafía y la comunicación oral a través del teléfono. Hoy es automática e instantánea al estar asentada en fibras ópticas.

La historia de esa red eléctrica en España y de su paralela de información es la historia de Red Eléctrica, la historia de una empresa que consiguió controlar el transporte de electricidad para acomodar instante a instante demanda y oferta. Pero, si bien esta historia tiene una descripción técnica de cómo se hizo, también implica una crónica política. La crónica política viene determinada porque toda red de alta tensión vive entre el tira y afloja de las empresas productoras y los objetivos del Estado. Al finalizar la Segunda Guerra Mundial, se dio un intenso proceso de nacionalización de las empresas de producción y en especial de las redes de transporte en toda Europa. Quedaron fuera de este proceso Suiza, Bélgica y España. En nuestro caso, la red siguió siendo de las empresas privadas y ellas mismas llevaban a cabo su gestión, constituidas en asociación para tal fin y bajo el acrónimo de UNESA. Era una muestra clara del desequilibrio entre el poder que tenía el Estado

y el de las compañías eléctricas en aquel momento. De cualquier forma, aquel sistema de control español pasó a ser una rara avis, y con el tiempo fue evolucionado hasta que en 1985 el Gobierno se sintió lo suficientemente fuerte como para asumir el control de la red, creando una empresa para su gestión, abierta a la participación de las empresas eléctricas privadas y, con el tiempo, a toda la sociedad, con la entrada de nuevos accionistas: Red Eléctrica de España S.A.





La creación y puesta en marcha de una empresa de servicio público: los años ochenta

Los antecedentes: Aselétrica y el Protocolo de 1983

Los precedentes directos de Red Eléctrica se encuentran en la creación de la asociación Aselétrica el 26 de noviembre de 1979. Aselétrica venía a sustituir la organización del suministro de electricidad que en 1944 habían organizado las empresas eléctricas a través de su asociación en UNESA. Aselétrica fue el fruto de la resolución del mes de julio de 1979 por la que el Pleno del Congreso de los Diputados modificaba algunos aspectos del Plan Energético Nacional de 1975 en el sentido de que fuera el Estado el que liderara la regulación del mercado eléctrico de alta tensión en colaboración con las empresas. Dicha resolución dejaba claro el objetivo de Aselétrica; ésta debía ser «una Asociación de todas las empresas del sector eléctrico, a fin de obtener la mejor utilización y distribución de los recursos de energía disponibles.»

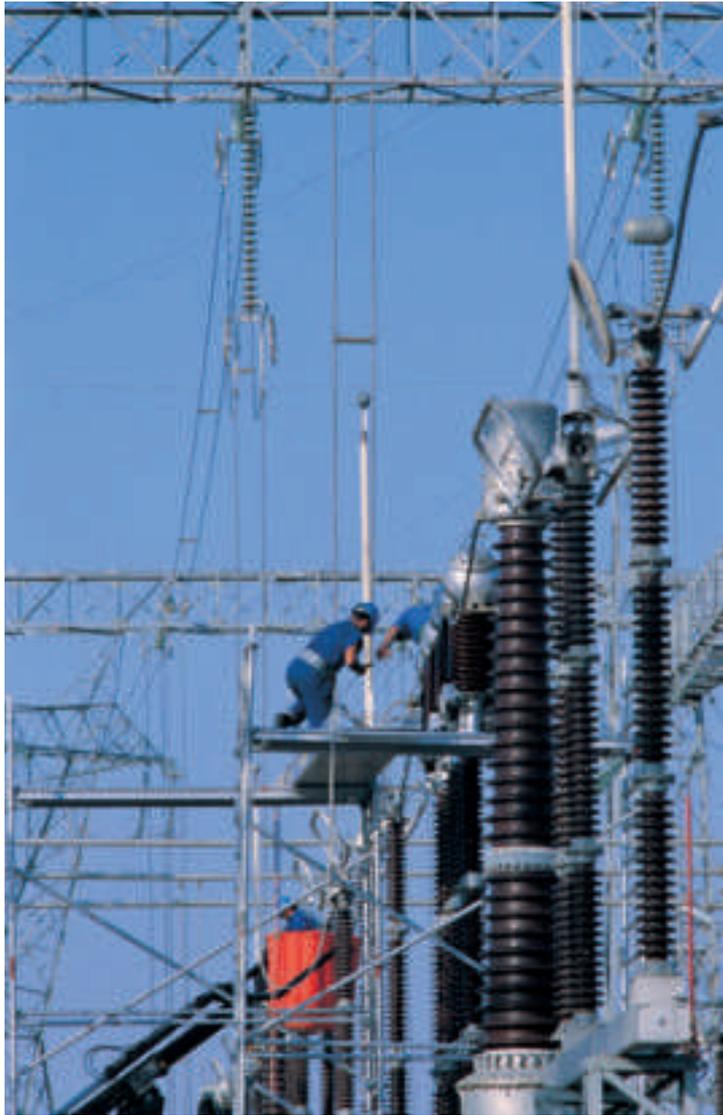
Para cumplir aquella finalidad la Asociación asumió las funciones que desde UNESA, y con la aquiescencia del Estado, desde 1953 se habían asignado al Repartidor Central de Cargas (RECA). RECA era un sistema técnico por el que las empresas eléctricas organizaban la dis-

tribución de su producción a través de la red de alta tensión. Aselétrica parecía lo mismo que UNESA y RECA, pero en realidad era el germen de un nuevo sistema donde el Estado sería el regulador, al fijar los criterios de explotación y tener capacidad de veto sobre las decisiones de las empresas. Aún sin ser Aselétrica la propietaria de la red de alta tensión, asumió el control de la organización precedente en tres ámbitos:

- La coordinación de la explotación del conjunto del sistema eléctrico español en la península.
- La consecución del máximo aprovechamiento de los recursos energéticos, optimizando la explotación del equipo generador y de las instalaciones de transporte primario (red de alta tensión) de energía eléctrica.
- La puesta en práctica de las directrices del ente regulador, siendo el Ministerio de Industria y Energía el encargado de tal tarea.

De este modo quedaba superado el sistema de autorregulación que las empresas eléctricas habían forjado entre 1944 y 1979, y se pasaba a un sistema regulado por el Estado con participación de las empresas. Para conseguir estos objetivos aparecía la figura del Delegado del Gobierno (RD 926/1980) en Aselétrica, el cual, con su capacidad de impartir instrucciones y con el derecho de veto, condicionaba la toma de decisiones del Consejo Rector de Aselétrica, es decir, del órgano representativo de las empresas eléctricas.

Esta intervención de la Administración Pública en defensa del interés general quedaba justificada, legalmente, bajo el principio conferido por la Constitución a la iniciativa pública en la actividad económica. Y, de manera más concreta, según reconoce la Memoria de Aselétrica, porque permitía «mantener el actual equilibrio en la participación de las



Labores de mantenimiento en una subestación eléctrica

empresas públicas y empresas privadas en los diversos subsectores integrantes del sector energético, fomentando la inversión pública en la medida requerida para mantener dicho equilibrio en el crecimiento del correspondiente sector, sin perjuicio de las adaptaciones que puedan resultar necesarias para la incorporación de España a la Comunidad Económica Europea.» En la idea de potenciar el mejor y más eficaz control público para satisfacer las necesidades y los intereses generales, el Congreso de los Diputados consideró necesario, así pues, «la potenciación del control de la Administración sobre la opción de los medios utilizados para la generación de energía eléctrica, sobre el trazado de las líneas para su transporte y la calidad del servicio de suministro.»

El 26 de marzo de 1980 se constituyó el Consejo Rector y se designó como presidente a Juan Alegre Marcet (presidente de Fecsa), como director a Antonio Gordon Pérez y, como Delegado del Gobierno a Gregorio J. Martínez Gil (subdirector general de Energía del Ministerio de Industria y Energía). A mediados de julio, se cambió el nombre de Reca (Repartidor de Cargas) por el de CECOEL (Centro de Control Eléctrico), quedando éste ligado a Aselétrica. Ya a finales de octubre Aselétrica, ubicada en las sedes de la calle Sor Ángela de la Cruz y de la entonces Avenida del Generalísimo, estudió las nuevas necesidades del equipamiento técnico para cumplir sus funciones y hacer efectiva la labor del CECOEL. Sobre este particular, resulta claro que la puesta en práctica de la declaración de los principios funcionales de Aselétrica iba a tardar algún tiempo en llevarse a buen puerto. Por lo pronto, los primeros esfuerzos se dirigieron a crear y desarrollar el centro de operaciones dotándolo de nuevas instalaciones equipadas con ordenadores centrales y sus periféricos, asociados a los correspondientes medios de comunicación y transmisión, y dirigidos por personal especializado en informática y comunicaciones. La novedad y singularidad del proyecto exigió, evidentemente, «numerosas

visitas a instalaciones nacionales y extranjeras.» Inicialmente se estimó que antes de finalizado 1981 se estaría en condiciones de iniciar su instalación. Mientras tanto, el CECOEL se ocupó, como hiciera anteriormente RECA, de coordinar la gestión, en estrecha colaboración con las compañías eléctricas, de los equipos de producción y transporte de la energía térmica de acuerdo a la evolución del año hidráulico, así como de los intercambios de energía con Francia y Portugal y de los realizados en el mercado interior. Para ello, el Delegado del Gobierno, como subdirector general de la Energía, celebraba reuniones semanales con los representantes de Aselétrica en las que transmitía las normas de explotación del Ministerio de Industria y Energía.

En 1982, Aselétrica fue adaptando su estructura interna a sus nuevas competencias. A finales de septiembre comenzaron las obras de la nueva sede social. A principios de octubre se firmó el contrato de adjudicación del equipo de control automático del CECOEL con Control Data Corporation, previas visitas a diferentes electrical dispatching (centros de distribución de energía eléctrica) españoles y extranjeros y asesoramiento de técnicos independientes. La financiación del nuevo sistema de gestión (12.497.086 dólares de EE.UU.), que tenía un plazo de ejecución de dos años y medio, se realizó esencialmente gracias a dos importantes créditos concedidos por Eximbank y Bank of America. Mientras se realizaban las nuevas instalaciones, y aunque el propósito de Aselétrica fue consolidar lo que se denominó el establecimiento de la regulación compartida, su indisponibilidad técnica limitó su actuación, en muchos casos, a la mera ratificación de lo ya ejecutado por las eléctricas. Entretanto, de la mano de éstas, Aselétrica se fue integrando paulatinamente en diferentes organismos internacionales relacionados con las actividades a desplegar. Entre ellos, por ejemplo, en la Unión Franco-Ibérica para la Coordinación de la Producción y

Transporte de Electricidad (UFIPTTE) y en la Unión para la Coordinación de la Producción y el Transporte (UCPTE).

La red de alta tensión entendida como un bien público

Los propósitos de la Administración con relación al papel que debía cumplir Aselétrica cambiaron de forma substancial con la llegada al poder del PSOE, en octubre de 1982. De hecho, con objeto de cumplir el programa de Gobierno presentado por el Ministro de Industria el 22 de febrero de 1983 en la Comisión de Industria del Congreso y previas conversaciones entre el Ministerio de Industria y los representantes de las principales eléctricas privadas, se firmó, el 6 de mayo de 1983, un Protocolo de acuerdo en el que, entre otras cuestiones, se recogía la adquisición por parte del Estado de la Red de Alta Tensión construida por las compañías eléctricas desde antaño. En el mismo se estableció que la gestión de la Red sería competencia de una Sociedad Estatal, con participación del sector privado, que ostentaría la propiedad y sustituiría, con amplias funciones, a Aselétrica. Para el desarrollo del acuerdo citado, el Ministerio de Industria y las eléctricas constituyeron, en junio, una Comisión de Trabajo con suficiente poder como para acometer los siguientes frentes abiertos: el alcance físico de la transferencia de activos; las atribuciones de una posible empresa estatal que actuase como propietaria de las instalaciones de la explotación conjunta del sistema eléctrico; los métodos de valoración -formas y condiciones de pago e indemnizaciones- de las instalaciones transferibles (tanto las redes de cables eléctricos y su paralela de información, como los elementos de control para su gestión); la participación en el capital de los futuros socios; y, por último, los estatutos de la nueva sociedad.

La clave para entender este cambio estuvo en que el nuevo Gobierno entendió entonces que la red de alta tensión era un bien público, que se había creado gracias a la regulación que el Estado había ido desarrollando. Como «propietario legítimo» el Estado estaba capacitado para crear un sistema de gestión de esa red, a través de una empresa estatal, que respondiera más a los intereses de los ciudadanos que al de las eléctricas.

Los acuerdos entre el Gobierno y las eléctricas se plasmaron en un documento firmado por los miembros de la ya indicada Comisión de Trabajo, el 2 de agosto de 1983, titulado *Desarrollo del Protocolo de Acuerdo entre el Gobierno y las Empresas eléctricas*, al que se incorporó, el día 3 de octubre de 1983, un complemento bajo el título *Constitución y Desarrollo de la Sociedad Mixta. Bases*, que recogía la parte económica de los acuerdos y su aplicación. Finalmente, el estudio de la valoración de las instalaciones transferibles fue sometido al dictamen de una auditora independiente.

Aunque estos convenios fueron presentados como resultado del acuerdo (concerto o colaboración) entre la Administración y las eléctricas, hay que decir que la iniciativa partía de la primera institución y fue aceptada a regañadientes por las segundas. De hecho, la participación activa de las segundas debe entenderse como la mejor estrategia posible que éstas podían adoptar frente a la posibilidad de que la Administración fuera, en última instancia, la única que determinara las condiciones y plazos para que la red se transformara en un bien público. Aunque esto no sucedió, y el proceso fue negociado, no dejó de considerarse por las eléctricas como una preocupante intromisión de la Autoridad pública en asuntos, hasta entonces, privados. Desde 1944, con UNESA y más tarde con Aseléctrica, las empresas se habían opuesto a las estrategias más o menos nacionalizadoras del Estado.

Ahora, no la red pasaba a ser un bien de propiedad pública, cuyo cambio de titularidad se había pactado. Dada la nueva situación sólo quedaba encomendar a una serie de comisiones mixtas, formadas por representantes de las eléctricas y de la Administración, la tarea de disolver Aseléctrica y constituir una empresa para la gestión de la red de titularidad pública. En este ínterin, nació una nueva Delegación del Gobierno en Aseléctrica, que, con nuevas competencias, se estructuró en torno a un nuevo Delegado, una Secretaría Técnica y dos asesorías (Técnica y Económica). En términos generales continuó con el tradicional sistema de funcionamiento, pero se puso más empeño en cuatro asuntos que apuntaban las líneas estratégicas de la futura empresa:

- Mayor precaución a la hora de que los intercambios internacionales de energía no dificultaran la integración de los excedentes hidráulicos o nucleares y, sobre todo, térmicos.
- El estudio de la regulación de las centrales nucleares.
- La mejora del sistema para controlar los problemas de estacionalidad e interrumpibilidad.
- El análisis de la planificación de la red a largo plazo.

Antes de estar constituida la nueva sociedad, en junio de 1983 se inauguró la sede de Aseléctrica en La Moraleja, Alcobendas, (Madrid, actual sede de Red Eléctrica); allí, a finales del año, se instaló una estructura basada en un ordenador Cyber 170-835 y sus periféricos. En diciembre se realizaron las pruebas de aceptación en fábrica de todo el hardware de Control Data, así como de la instalación del software de comunicación entre ordenadores (adjudicada a las empresas CDI y Sainco) para equipar el CECOEL y conseguir, en un futuro, el control del sistema eléctrico en tiempo real. En este último sentido, a finales del año se encargaron los estudios previos y se contactó con

Telefónica para realizar los enlaces físicos entre Aseléctrica y el anillo de radioenlaces de Madrid. Así mismo, Aseléctrica trabajó, en colaboración con las eléctricas, en la configuración de una base de datos para la definición de los nudos de la red de transporte.

La constitución de Red Eléctrica de España y los primeros pasos en la explotación unificada

El 29 de enero de 1985, y en cumplimiento de la Ley 49/1984 y del RD 91/1985, se constituyó Red Eléctrica de España SA, como sociedad gestora del servicio público de la explotación unificada del sistema eléctrico nacional. La nueva Sociedad asumió el patrimonio, derechos y obligaciones de la disuelta Aseléctrica y siguió las pautas que se fijaron en el Potrocolo de mayo de 1983 antes citado.

La determinación del capital social (45.090 millones de pesetas) fue el resultado de la valoración de las aportaciones patrimoniales de las empresas eléctricas privadas (21.437 millones de pesetas) y públicas (22.451 millones de pesetas), esto es, 43.889 millones de pesetas; más la participación monetaria del INI (450,9 millones de pesetas) y el valor liquidativo de Aseléctrica (750 millones de pesetas). De tal manera que la participación del sector público quedó, tal y como recogía la ley, en el 51% de la nueva sociedad (aportaciones patrimoniales públicas más la del INI al capital social, cuadro 1). En torno a un 73,5% de los activos traspasados (57.735 millones de pesetas) fue pagado mediante deuda avalada por el Estado, amortizable en 17 años, a partir de febrero de 1986. (Cuadros 1 y 2)

Cuadro 1 · Características del accionariado de Red Eléctrica de España S.A. Año 1985

Capital social			Valor de los activos garantizados con deuda		Totales	
		%				%
Aportaciones patrimoniales públicas	22.451.877.585	50			22.451.877.585	21,8
Aportaciones patrimoniales privadas	21.437.222.415	48			21.437.222.415	20,8
Aseléctrica (valoración)	750.000.000	2			750.000.000	0,7
Aportación monetaria del INI	450.900.000	1			450.900.000	0,4
			De las empresas privadas	57.656.000.000	57.656.000.000	56,1
			De las empresas públicas	79.434.630	79.000.000	0,1
Totales	45.090.000.000			57.735.711.215	102.825.711.215	100,0

Fuente: Red Eléctrica de España. Datos en pesetas

Cuadro 2 · Accionistas de Red Eléctrica de España S.A. y su participación. Año 1985

	Participación	%	Valor Activo	Aportación	%	Venta	%	Aseléctrica	%
	A		B=C+D	C		D			
Accionistas públicos									
ENDESA	20.290.912.000	45,00	12.429.463.215	12.429.463.215	100,00			51.448.785	6,86
ENHER	2.254.088.000	5,00	10.101.849.000	10.022.414.370	99,21	79.434.630	0,79	41.673.630	5,56
INI/TENEO/SEPI	450.900.000	1,00							
	22.995.900.000	51,00	22.531.312.215	22.451.877.585	99,65	79.434.630	0,35	93.122.415	12,42
Accionistas privados									
ID (ID I)	5.654.286.000	12,54	20.247.702.000	5.487.220.740	27,10	14.760.481.260	72,90	167.065.260	22,28
HE (ID II)	5.568.615.000	12,35	19.980.313.000	5.446.963.905	27,26	14.533.349.095	72,74	121.651.095	16,22
FECSA	3.936.357.000	8,73	14.124.829.000	3.849.774.705	27,26	10.275.054.295	72,74	86.582.295	11,54
UF	2.872.233.000	6,37	10.257.872.000	2.769.930.015	27,00	7.487.941.985	73,00	102.302.985	13,64
CS	1.799.091.000	3,99	6.415.790.000	1.719.501.615	26,80	4.696.288.385	73,20	79.589.385	10,61
HIDRUÑA	861.219.000	1,91	3.097.209.000	841.710.713	27,18	2.255.498.287	72,82	19.508.287	2,60
EV	734.967.000	1,63	2.625.440.000	710.609.632	27,07	1.914.830.368	72,93	24.357.368	3,25
ERZ	198.396.000	0,44	694.877.000	184.728.690	26,58	510.148.310	73,42	13.667.310	1,82
HC	184.869.000	0,41	636.223.000	151.503.240	23,81	484.719.760	76,19	33.365.760	4,45
EIA	144.288.000	0,32	522.010.000	144.288.000	27,64	377.722.000	72,36		
CEL	139.779.000	0,31	491.234.000	130.991.160	26,67	360.242.840	73,33	8.787.840	1,17
	22.094.100.000	49,00	79.093.499.000	21.437.222.415	27,10	57.656.276.585	72,90	656.877.585	87,58
	45.090.000.000	100,00	101.624.811.215	43.889.100.000	43,19	57.735.711.215	56,81	750.000.000	100,00

Fuente: Red Eléctrica de España. Datos en pesetas

Red Eléctrica, por lo tanto, inició su andadura contando con la mayor parte de los activos de la Red de Alta Tensión española (RAT), que se encontraban en servicio el 15 de febrero de 1984. Otros activos en servicio fueron transmitidos inmediatamente después por los accionistas de la Sociedad, mediante la formalización de la denominada deuda por adquisición de inmovilizado de constitución.

Red Eléctrica, partiendo de la experiencia de Aseléctrica, y bajo la presidencia de Paulina Beato, se organizó en cuatro direcciones generales: Administración y Finanzas; Estudios y Planificación; Transporte; y Explotación. Su operatividad fue desigual de acuerdo, esencialmente, a los requerimientos técnicos necesarios para su puesta en funcionamiento. Mientras las dos primeras no encontraron demasiados problemas en desarrollar sus actividades básicas, la tercera y, especialmente, la cuarta, sí. El área de Planificación se centró en tres tipos de estudios: desarrollo físico de la red; problemas locales y capacidad de interconexión internacional con la empresa francesa (EDF) y la portuguesa (EDP); y aspectos relacionados con la calidad del servicio.

El área de Transporte, y dado que no había personal cualificado para realizar la operación y el mantenimiento de las instalaciones, tuvo que recurrir a la subcontratación de la ejecución de las tareas con las propias empresas eléctricas. De ahí que, mientras se iban incorporando aquellas instalaciones de la RAT terminadas con posterioridad al 15 de febrero de 1985, una de las primeras labores de Red Eléctrica fuera dotarse del equipo humano necesario para tal fin. Con el propósito de no duplicar los medios personales, aprovechar la experiencia adquirida y, por tanto, minimizar los costes del sector, se buscó incorporar a personal idóneo proveniente del sector eléctrico, con el asesoramiento de consultores externos.

Por su parte, el área de Explotación puso en marcha, el 1 de julio, el

nuevo sistema de programación (semanal y diaria). Pero, como no se alcanzaba un acuerdo con las eléctricas sobre los aspectos del reglamento técnico de explotación, transitoriamente hubo que trabajar con unas normas provisionales. De acuerdo con las mismas se presentaron, en agosto, las primeras liquidaciones correspondientes a los intercambios de energía de la nueva situación. En octubre, el Despacho Central revisó la programación horaria de todas las centrales térmicas; y, en noviembre, se puso en servicio un nuevo sistema informático para la programación diaria, a partir de la información semanal elaborada por Red Eléctrica y de la diaria facilitada por las eléctricas.

Mientras, se fue instalando el sofisticado sistema de control de energía, encargado a Control Data, y se fueron estableciendo vías de interconexión informática entre las empresas eléctricas y el CECOEL. Durante el año 1986, los trabajos del área de Transporte se dirigieron a informatizar los métodos y criterios de mantenimiento aplicados a todas las instalaciones, con el propósito de alcanzar la mayor seguridad posible, basada en una actuación descentralizada y flexible. Este desempeño se organizó, por un lado, desde las llamadas Zonas de Operación y Mantenimiento (en adelante ZOM). Y se acometió en su mayor parte, por otro lado, bajo el control técnico y económico de Red Eléctrica, por telemando desde los despachos técnicos de explotación de las eléctricas. Como en anteriores ocasiones, el desarrollo de nuevas instalaciones se fue subcontratando. La puesta en marcha de la explotación conjunta mejoró la programación de la generación hidráulico-térmica, mediante el método, aplicado a partir de agosto, de la asignación de las reservas de potencia de regulación, en aras a minimizar los costes variables y flexibilizar el funcionamiento del sistema eléctrico ante situaciones cambiantes (averías y tirones de la demanda). Asimismo, el departamento de Explotación gestionó los intercam-

bios internacionales con la idea de colocar los excedentes productivos o adquirir energía a un coste variable inferior al propio. A partir de septiembre, no obstante, concentró sus actividades en la implantación y desarrollo del sistema de control de energía, con el objetivo de reducir los costes de explotación y alcanzar el máximo nivel de seguridad, para lo cual buscó potenciar la operatividad del CECOEL y la implantación de los Centros regionales de explotación (CEREX).

Previamente, desde el 19 de enero de 1986, el CECOEL había conseguido, desde su nuevo despacho, un sistema de control en tiempo real para supervisar el sistema eléctrico peninsular. En efecto, este centro había mejorado el sistema informático de seguimiento de la programación diaria, atendiendo a la evolución de la demanda, así como a la producción hidráulica -por empresa- y térmica -por grupos-, y la revisión anual de esta última. Meses después, una vez completado el equipo del CECOEL en agosto, se interconectó con los despachos de maniobras de las eléctricas. Por otro lado, en octubre, el área de Explotación integró las necesidades de información y funcionamiento, a través del llamado Sistema de Información de la Explotación (SIE). Entre sus cometidos se encontraba la elaboración de un modelo hidrotérmico de generación para la optimización de la producción eléctrica a largo, medio y corto plazo.

Aunque la presidenta Paulina Beato señaló que la Compañía en 1987 había alcanzado el nivel que corresponde a una «empresa consolidada», sobre todo porque, con la puesta en funcionamiento del CECOEL, el sistema eléctrico español contaba con «los mismos instrumentos que la mayoría de los países del mundo desarrollado, para aprovechar de forma óptima las instalaciones de generación y transporte» lo cierto es que, como ella misma reconocía, Red Eléctrica no ejercía totalmente, sino parcialmente, las funciones que le correspon-

dían legalmente. En efecto, solamente cuando los CEREX estuvieran enteramente finalizados, en 1991, se podía esperar que la red, en términos de seguridad, estabilidad y disponibilidad, fuera comparable a las más avanzadas de Europa, bajo un modelo de operación y mantenimiento descentralizado geográficamente. En esta línea, el área de Explotación dedicó la mayor parte de sus esfuerzos en 1987 al desarrollo de los CEREX (Barcelona, Bilbao, La Coruña, Madrid y Sevilla), así como a la delimitación de las normas básicas de funcionamiento de las actividades y agentes implicados en la explotación del sistema.

Por lo que se refiere al desarrollo físico de la red de transporte se buscó alcanzar la máxima disponibilidad de las líneas y subestaciones, al tiempo que se continuó con la estandarización de su diseño y su adecuación a la normativa ambiental. Del programa de creación de nueve ZOM, se consolidó el de Valladolid, estando plenamente operativos los de Oviedo y Zaragoza. La ejecución de las actividades las realizó el personal de las eléctricas, mientras que el control y la supervisión quedaron en manos de Red Eléctrica. En busca del objetivo fundacional (la optimización de la explotación unificada de las instalaciones de generación y transporte del sector eléctrico), durante 1988, la Compañía, al tiempo que se familiarizaba con la programación y el seguimiento, continuó desarrollando sus principales instrumentos de actuación: CECOEL y CEREX. Del mismo modo, se fueron mejorando los medios de interconexión informática entre los CEREX y las eléctricas.

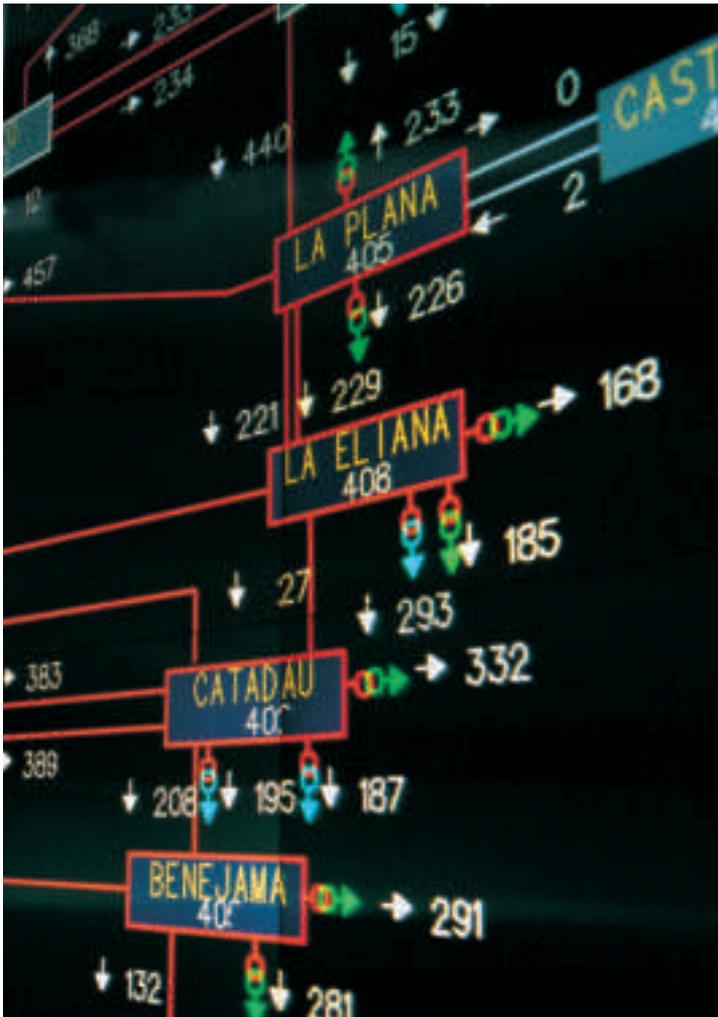
En cuanto a los estudios de la red, a largo plazo, se trabajó en un modelo informático de análisis del sistema con un horizonte hasta el año 2008; a medio plazo, con el Plan Horizonte 1996; y, a corto, junto a los puestos ya en marcha (mantenimiento predictivo, inspecciones con helicóptero e impacto ambiental), con los concernientes al comportamiento dinámico (estabilidad) y al control de tensiones.



Edificios de la Sede Social de REE en el año 1985



Visita al vaso de la Muela en el año 1988



Detalle del panel del Centro de Control Eléctrico (CECOEL)

La consolidación funcional de Red Eléctrica: los años noventa

Hacia la nueva integración funcional de la red

En 1989 se dio el primer cambio en la presidencia de Red Eléctrica. Jorge Fabra, antiguo Delegado del Gobierno en Red Eléctrica, substituyó a Paulina Beato, quien marchaba a la banca privada. No obstante, los objetivos de optimización se mantuvieron como en años anteriores ajustándose, por un lado, y más si cabe, a las directrices de la Administración, por otro, a la conjugación entre centrales hidroeléctricas y térmicas y, a la vez, al crecimiento de la demanda. Se siguieron perfeccionando los sistemas de programación, operación y seguimiento de la explotación, y se realizó la incorporación coordinada de los CEREX para su mayor precisión y eficacia. Así pues, conforme se fueron equipando los centros de control de los CEREX (Centro, Noroeste, Este y Sur, en este orden), por un lado, se iniciaron diversas tareas relacionadas con: a) los turnos de operación –consolas remotas-; b) la programación hidráulica; c) la seguridad de la red; d) el control de tensiones y los descargos. Por otra parte, de acuerdo con las eléctricas, en febrero se consiguió implantar de forma estable la regulación compartida en tiempo real, estableciendo consolas remotas del sistema CECEOEL en los CEREX, con el fin de adelantar su funcionamiento antes, incluso, de que tuvieran sus propios sistemas de control. A continuación se puso en servicio un enla-

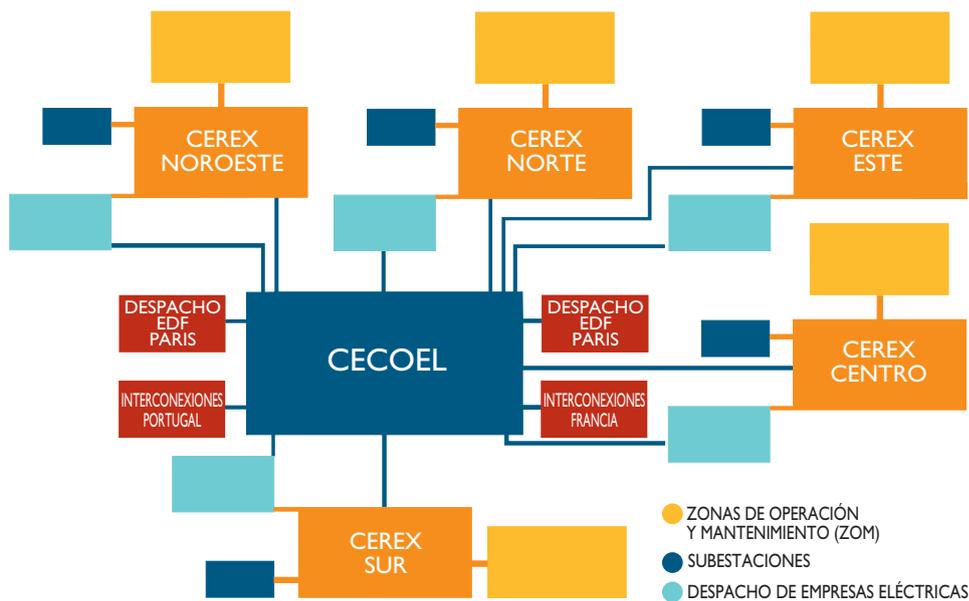
ce en tiempo real con el nuevo sistema de control de energía de Hidrocontábrico y se establecieron acuerdos, con esta misma finalidad, para hacer lo propio con Sevillana, Hidroeléctrica Española y las compañías catalanas (Fecsa, Enher e Hidruña). Por lo que se refiere al transporte, Red Eléctrica puso en explotación los ZOM de Ponferrada, Oviedo y Valencia. De todos modos, como se sabe, la operación de las subestaciones por telemando y compartidas todavía se realizaba desde los despachos de maniobras de las eléctricas, por delegación de funciones del CECOEL; responsable, este último, del control y supervisión de las actividades subcontratadas. Con relación al mantenimiento de líneas y protecciones se desarrollaron nuevos procedimientos unificados y se planificaron diversos métodos de trabajo predictivos para reducir las interrupciones, así como nuevas técnicas de control de calidad y costes.

Esta mejora en la explotación unificada fue acompañada, principalmente, de la incorporación definitiva de los CEREX en las tareas de programación diaria y horaria, habida cuenta de que perfeccionó la modulación de la generación hidráulica a la cobertura de la demanda. Y, en menor medida, con algunos avances en el CECOEL, como la Previsión dinámica de la demanda (basada en series temporales de temperatura, consumo y actividad económica) o el Programa de cálculo de pérdidas de la red en tiempo real. Por lo que se refiere a la Red de transporte, la incorporación de los tres últimos ZOM (Vitoria, Madrid y Sevilla), permitió completar la asunción directa por Red Eléctrica de la responsabilidad de la operación y mantenimiento de todas las instalaciones. Con todo, la operación, mientras los CEREX no contaran con los medios para asumir el telecontrol de forma autónoma (Proyecto ASTE), continuó desarrollándose desde los Despachos de maniobras de las eléctricas.

Por tanto, la Compañía prosiguió en su principal objetivo referido a la explotación unificada: asumir la operación directa de la Red, para lo

cual resultaba esencial la puesta en marcha de los sistemas de control de energía de los CEREX. No en vano, aquellos iban a ser los encargados de obtener la información directa de la Red, que, transmitida al CECOEL, le confería a éste la capacidad de mando sobre las instalaciones para realizar la operación de acuerdo con sus planes. Además, los CEREX, interconectados con las eléctricas y la ZOM de su zona, al disponer de capacidad de cálculo semejante al CECOEL, podían ejercer, si fuera necesario, sus mismas funciones de manera independiente. Los primeros años noventa vieron como se consolidaba la organización periférica, mediante la integración de las nueve ZOM y, desde el punto de vista tecnológico, la implantación progresiva de sistemas de telemando que permitieran el telecontrol de la red. Esto es, un sistema capaz de captar la información de la Red e interconectar los ZOM y despachos de maniobras de las empresas, entre sí, y éstos con el CEREX, que a su vez lo estaría con el CECOEL. (Véase Organigrama)

Organigrama de funcionamiento del Sistema Eléctrico Español · 1991



Fuente: Memoria anual presentada a la Junta General de Red Eléctrica de España

Para ello, obviamente, fue necesario establecer acuerdos con las eléctricas e ir dotando a la red de las infraestructuras físicas (edificios) y técnicas necesarias a los tres núdulos de interconexión (CECOEL, CEREX y ZOM). De este modo, a principios de 1991, por primera vez los CEREX Centro y Sur se hicieron cargo de la operación y descargos en varias subestaciones, previa instalación de ocho sistemas de control digital. Y en la segunda mitad del año, los CEREX Este y Sur se incorporaron al control de la tensión de la red mallada, coordinando las actuaciones sobre los medios de generación y absorción de energía reactiva, con el objeto de minimizar pérdidas en la red y mantener una adecuada seguridad y calidad.

Fabra, como consecuencia del desarrollo funcional (industrial, tecnológico y organizativo) desplegado hasta 1992, definía a Red Eléctrica como «*un proyecto consolidado*», que aporta al sector eléctrico español, seguridad y calidad en el suministro, reducción de los costes de generación y transporte, y economías de complementariedad, propias de un sistema integrado. Todo ello, según el presidente, quedaba ratificado, por un lado, por el reconocimiento internacional que suponía que la CE le hubiera encargado a Red Eléctrica varios trabajos sobre el estudio del funcionamiento de importantes redes de transporte de energía (Federación Rusa y Magred o el Programa Esprit). Y, por otro lado, porque el nuevo marco institucional europeo (Proyecto de Directiva de la Comisión de la CE «*Reglas Comunes sobre el Mercado interior de la Electricidad*») y español (Proyecto de Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico) confirmaban el concepto empresarial de los operadores de red de transporte (TSO).

Paulatinamente a la incorporación de nuevas infraestructuras (edificios, comunicaciones y equipamiento de control), la explotación unificada se perfeccionó merced a la mejor intercomunicación entre los diferentes despachos, mediante el sistema de enlace de ordenadores (SEO), y la



*Sala de Control.
Dirección Regional Sur*



*Sala de Control.
Dirección Regional Este*

operación de la red, gracias al establecimiento de un panel de control en el CECOEL (que visualizaba en tiempo real diversas magnitudes -demanda, frecuencia, carga, etc-), y la utilización de guías de operación y manuales de maniobras para el desarrollo de diferentes procedimientos.

En 1993, el hecho más relevante con relación a la explotación unificada fue la puesta en funcionamiento, en mayo, del último de los cinco CEREX, la Dirección Regional de Bilbao. Durante este año, como siempre, Red Eléctrica fue afinando el funcionamiento del CECOEL, con pequeñas mejoras. Entre ellas, la Compañía modificó la programación de la cobertura con relación a la medición de la reserva de regulación; inició el estudio del diseño funcional del CECOEL -previsto para 1996-; y estableció nuevos índices de control de la gestión del sistema eléctrico. Un año después, sin embargo, Red Eléctrica consiguió garantizar la funcionalidad permanente del sistema de control del CECOEL con la puesta en servicio de respaldo (*Backup*) de la Regulación Compartida Peninsular (RCP) en la Dirección Regional Centro (Tres Cantos). Momento a partir del cual procedió a la segunda fase en la implantación de los sistemas de control de la energía: la nueva tecnología de sistemas abiertos, en los cinco despachos regionales y en el CECOEL. Otra novedad fue la aplicación informática que calculaba en tiempo real la demanda de cada una de las eléctricas, pues resultaba un medio muy eficaz para el seguimiento y la previsión de la demanda.

Simultáneamente al impulso dado a la extensión de la red de transporte (Horizonte 2004), los tradicionales trabajos de prevención, predicción y trabajos en tensión y la elaboración de nuevos índices de medición de la calidad del servicio prestado, Red Eléctrica fue conformando una importante red de telecomunicaciones para el funcionamiento de la explotación del sistema eléctrico, así como para la gestión empresarial de la Compañía. (Mapa 1)

En 1995, después de 10 años de vida empresarial, según Fabra, Red Eléctrica había logrado cumplir el proyecto que justificó su constitución: «hacer del transporte de energía eléctrica en Alta Tensión una actividad empresarial independiente, capaz de generar su propia cultura, sus propios intereses, dotando así al Sistema Eléctrico Español de una empresa idónea para operar su complejo sistema de producción-transporte e introducir eficiencia en el conjunto de las actividades que integran el servicio de suministro eléctrico». En buena medida, estos logros se vieron ratificados con el nuevo marco normativo establecido a finales de 1994, habida cuenta de que la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, además de contribuir a la estabilidad del servicio e intensificar las relaciones de cooperación con las eléctricas, contemplaba el transporte de energía como una actividad diferenciada de la producción y distribución y con un sistema de remuneración (transparente y objetivo) equiparable al resto de actividades del sector eléctrico. En cualquier caso, a finales de 1995, Fabra entendía que Red Eléctrica era una empresa «consolidada industrial, económica e institucionalmente», y con capacidad (infraestructura y tecnología) para acometer nuevas oportunidades de negocio, manteniendo sus clásicos objetivos de rentabilidad y eficiencia.

Ante esta nueva situación, Red Eléctrica redefinió su estrategia en casi todas sus áreas de actuación estableciendo nuevos objetivos a medio y largo plazo. Así ocurrió con el Área de Planificación de la red de transporte, que se prestaba a estudiar el desarrollo óptimo de la red, prestando especial atención a la situación económica de las interconexiones internacionales, de acuerdo con las peculiaridades del sistema eléctrico. Por su parte, el CECOEL, con el apoyo de los Centros de Operación Regional (CEORE) y los despachos técnicos de las eléctricas, pudo centrar su actuación operativa en la búsqueda de un

suministro de calidad permanente, pero ahora, seleccionando los medios de producción y transporte de menor coste y las herramientas informáticas más precisas. Mientras tanto, Red Eléctrica continuó con la progresiva materialización del programa de automatización del sistema de transporte de energía, mediante la operación y control por telemando de las subestaciones de la red, desde las direcciones regionales de Red Eléctrica.

La diversificación de las fuentes de suministro y el fomento de las interconexiones internacionales: contratos con EDF, EDP y ONE

Uno de los temas que más preocuparon a Fabra en esta etapa de consolidación funcional de Red Eléctrica fue, por ser de vital importancia para el sector eléctrico y su diseño, el mercado interior europeo de la electricidad. Red Eléctrica desde sus inicios, como se ha indicado previamente, se hizo cargo de la gestión de los intercambios de energía a corto plazo con los sistemas eléctricos vecinos. En esta línea de trabajo, por ejemplo, resultó muy interesante para Red Eléctrica la conexión realizada, en 1990, entre el CECOEL y el Despacho central de EDF (Francia) para poner en práctica el nuevo método de Regulación compartida de la demanda. Hasta entonces el seguimiento de la potencia generada bajo el control de Red Eléctrica permitía compensar las desviaciones de cada zona, pero una vez que entró en funcionamiento el nuevo servicio de interconexión en tiempo real con Francia, se pudieron determinar de manera más eficaz los intercambios (medida básica del sistema de regulación) y, como consecuencia de ello, el comportamiento global del sistema mejoró notablemente.

Sin embargo, además de los acuerdos a corto habituales entre sistemas vecinos, en 1990 Red Eléctrica dio pasos decididos hacia la configuración del Mercado Interior Europeo de la Energía, firmando a largo

plazo con EDP y EDF los siguientes contratos: a) Contrato -tripartito- para el suministro de Red Eléctrica a EDP de energía asociada a 300 MW garantizados por EDF, desde el 1 de julio de 1994, siempre y cuando se aumentara la capacidad de interconexión entre Francia y España (firmado en enero); b) Contrato de suministro de EDF a Red Eléctrica, desde 1994 al 2005, de la energía asociada a una potencia de 500 MW el primer y el último año, y 1000 MW el resto (julio); y c) Contrato de apoyo entre Red Eléctrica y EDF de la energía asociada a una potencia de 1000 MW en período invernal (enero, 1991).

El primer contrato, según Red Eléctrica, constituía un modelo singular y ejemplar de cooperación entre sistemas eléctricos contiguos, «sin antecedentes en la historia de la industria eléctrica ni en las relaciones internacionales eléctricas, para la construcción del Mercado Comunitario de la Energía Eléctrica», habida cuenta de que esta firma aportaba un servicio de gestión de intercambios (que incluía el control, la garantía y la regulación-tensión-potencia) que podía servir de base a otros países de la CEE.

El segundo contrato, enmarcado en el objeto de Red Eléctrica de optimización, tenía la virtud de ofrecer a la autoridad energética un medio alternativo y económico de cobertura de la demanda que, además de mejorar la disponibilidad y flexibilidad a precios competitivos, retrasaba y disminuía el esfuerzo inversor del sector eléctrico. Hay que decir, no obstante, que esta posibilidad, en tanto que condicionaba las decisiones futuras de política energética (PEN), fue muy mal recibida por las eléctricas. En primer lugar porque lo entendieron como una extralimitación de competencias, dado que consideraban que Red Eléctrica se introducía de manera velada en el negocio de la generación, limitando las ya de por sí pequeñas posibilidades de reactivación del programa nuclear paralizado (Valdecaballeros). Y, desde un punto de vista más general e importan-

te, porque veían como podía verse comprometida su principal y tradicional baza de negociación con la Administración: ser en última instancia quien asumía las decisiones de inversión acordadas con el regulador.

El tercer contrato, que no afectaba a la cobertura del mercado español, permitía rentabilizar la especificidad del sistema eléctrico, al intensificar su utilización y conseguir un flujo de ingresos adicional durante su vigencia.

La voluntad de Red Eléctrica de beneficiarse de las indudables ventajas que le reportaba la extensión de las interconexiones internacionales hizo que, por primera vez, en 1991, éstas se establecieran con un país no fronterizo (Suiza), mediante un acuerdo con Aar el Tessin S.A. (ATEL). Pero no todo fueron aciertos. Puesto que, por diferentes motivos, el retraso en la interconexión con Francia exigió la renovación en marzo de 1994, mediante sendos *addendums*, de los contratos previamente firmados (1990 y 1991) con EDF, toda vez que resultó fallido una de sus principales cláusulas condicionantes: el fortalecimiento de la interconexión con Francia (Aragón-Cazaril). Esta novación consistió, sustancialmente, en una reducción de la potencia comprometida durante los primeros años de vigencia de los anteriores contratos, que pasaba a ser suministrada a partir del 2005, y una mejor adecuación del suministro a la cobertura de la demanda del Sistema eléctrico español. En octubre de 1994 se iniciaron las tomas de energía contempladas en el contrato bilateral entre Red Eléctrica y EDF, a largo plazo, con una potencia en base de 400 MW y en julio entró en vigor el acuerdo tripartito Red Eléctrica, REN y EDF que permitía la aplicación parcial del contrato anterior.

Pero ahí no acabó todo. Después de múltiples disquisiciones, la decisión en febrero de 1996 del Gobierno francés de paralizar unilateralmente la línea Aragón-Cazaril, no solo demoró las expectativas generadas con los mismos, sino que obligó a una, cuando menos, difícil renegociación. En este sentido, Red Eléctrica firmó en enero de 1997 un contrato con EDF, como adaptación de los contratos previos, según el cual, por un lado, incrementaba eventualmente (previa adecuación de las interconexiones existentes) la capacidad contratada (500 MW más) y conseguía el compromiso de una nueva interconexión antes del 2007, pero, por otro, veía sustancialmente disminuida la potencia programable (de 1.000 MW a 550 MW -interrumpibilidad de 100 MW por EDF durante un máximo de 500 h-).

Del mismo modo, en 1990 la Compañía esperaba que la interconexión eléctrica con Marruecos, resultado del encargo realizado por la Delegación del Gobierno a la Compañía tras la declaración conjunta de Rabat (11-7-1988), incorporara un contenido estratégico de largo alcance, por cuanto que a partir de 1994 la cooperación técnica, industrial y comercial entre dos áreas diversas energéticamente, Europa y África, se esperaba contribuyera a revalorizar «*la renta de situación geográfica de España.*» Bajo estas premisas, en febrero de 1993, Red Eléctrica firmó dos contratos con ONE (L'Office National de l'Électricité), que, una vez estuviera tendido el cable submarino de interconexión entre España y Marruecos a finales de 1995, suponían, el primero, poner las bases para la primera conexión intercontinental de la firma y, el segundo, el apoyo al suministro marroquí (300 MW de potencia en base con interrumpibilidad de 600 horas anuales a partir de enero de 1996). En julio de 1993, Red Eléctrica adjudicó a Alcatel-Pirelli la instalación y puesta en servicio del cable submarino entre España y Marruecos (llave en mano). En esta ocasión, las autoridades locales y sociales de Tarifa

(Plataforma contra el cable), ciertas deficiencias en la construcción de los cables y el oportunismo de ONE -que solicitaba indemnizaciones por los retrasos y modificaciones en el contrato de suministro-, llevaron a que este proyecto se hiciera realidad en mayo de 1998, pero de acuerdo con el contrato modificado solicitado por ONE, que estableció la potencia en 90 MW y la duración hasta el 2003.



Las repercusiones de acumular nuevos conocimientos en la gestión de una red de redes

Tres fueron las repercusiones que sobre la empresa tendría la acumulación de conocimientos de índole tecnológica a la hora de gestionar una de las primeras redes integradas de transporte de energía en un mercado de gran tamaño. La primera es obvia. Se trata del «saber hacer» propiamente dicho de organizar la red. La segunda son los cambios en la política de I+D, separándose de las estrategias que habían tenido las empresas eléctricas desde 1980 bajo el paraguas del Programa de Investigación y Desarrollo Electrotécnico (PIE). En este aspecto, Red Eléctrica rompería con la dinámica del PIE y se abriría a la participación, e incluso al liderazgo, en proyectos de ámbito internacional. Por último, no podemos olvidar que los conocimientos tienen unos depositarios: son ante todo las personas y los grupos de trabajo los que saben hacer, repetir, enseñar y mejorar su trabajo. En este sentido, era fundamental hacer una política de recursos humanos capaz de asegurar esos conocimientos y mantener vivas la cultura y las habilidades de la empresa.

La materia en la que acumular los conocimientos: la gestión de la red de redes eléctricas

El objetivo que se planteó Red Eléctrica se sintetiza tecnológicamente en el CECOEL. Lo que se quería conseguir era crear una red de control por medio de ordenadores que ofreciese información en tiempo real del flujo de la energía en la red de alta tensión y, como consecuencia, tener una representación de la oferta y la demanda eléctricas. Es decir, una «pantalla» del mercado de la energía y la posibilidad de «regularlo» físicamente y al unísono.

El RECA, sistema anterior al CECOEL, permitía conocer las centrales que estaban funcionando, a la vez que se podían dar las instrucciones por teléfono para regular sus aportes. El sistema se basaba, por tanto, en un panel que mostraba los principales parámetros y una centralita desde la que se llamaba a los despachos de las empresas eléctricas para recabar información de que tipo de centrales estaban en servicio, recoger las razones por las que se había decidido poner en servicio unas u otras y dar instrucciones de cuales deberían ponerse o retirarse a juicio del Ministerio de Industria y Energía. Todas las operaciones quedaban recogidas en el denominado «Relatorio». De esta manera se conseguía hacer una programación semanal (normas generales que daba el Ministerio) sobre las previsiones, según lo que había pasado históricamente, la tendencia del momento y el estado del tiempo (las temperaturas ambientales determinan en buena parte el consumo de energía). Consecuentemente, se realizaba diariamente una planificación, la cual estaba sometida a ajustes que se comunicaban telefónicamente. Como la interconexión de la red era pequeña inicialmente, el problema de regularla podía asumirse con aquellos métodos, pero en los años setenta ya había una red densa y el sistema de control del RECA se manifestaba lento e insuficiente. Además, la crisis del 73 provocó un cambio de actitud por parte de la Administración.

Ahora, mejorar la malla de la red, facilitando los traslados de energía de unas regiones a otras, se convertía en un objetivo prioritario, así como utilizar las centrales de carbón nacional, las nucleares y las hidroeléctricas al máximo para reducir el consumo de fuel importado. Detrás de esta estrategia estaba el objetivo de transformar los costes variables de la compra de fuel, que se habían disparado, en costes fijos de construir centrales térmicas de carbón, nucleares y una red densa e interconectada. El control con el RECA se reveló limitado para poder tutelar el sistema por parte de la Administración. Fue con el nacimiento de Aselétrica, en 1979, cuando se decidió cambiar el sistema del RECA, y en 1980 nació su sustituto, que sería el CECOEL. El objetivo era reemplazar el antiguo sistema de control por otro informático y automatizado. Los primeros cambios vinieron en 1982. Se construyó un gran panel-mosaico, que era una representación de todas las centrales, de los centros de concentración (los despachos de las compañías) y de los centros de redistribución (nodos) de las diferentes líneas (grandes subestaciones). Cada punto del mosaico estaba conectado a una central, despacho de distribución o gran subestación de redistribución de alta tensión y ofrecía la información de si estaba encendido, apagado o distribuyendo o no energía. A su vez, una pantalla iba proporcionando la información de los parámetros de la frecuencia en la red, la tensión, el grado de reserva para activar más o menos centrales y los intercambios con la red francesa. Todo el sistema estaba controlado por una arquitectura de un ordenador central y sus periféricos.

Inicialmente se instaló una red de control que conectaba con los ordenadores de los despachos de cargas de las empresas y todas las subestaciones. De este modo se consiguió, a finales de 1985, tener un conocimiento relativamente ajustado de la oferta presente y potencial de energía y una programación a cada hora.

Sin embargo, para poder gestionar de forma centralizada aquella información y hacerla casar con la información de la demanda se necesitaba centralizarla y analizarla en una sede central respaldada con ordenadores capaces de relacionar todas las variables y dar respuesta en tiempo real, sin retardos. Se trataba de hacer el CECOEL, el corazón que tomase el pulso al mercado eléctrico en tiempo real. Esto requería una fuerte inversión en la informatización y los sistemas de control, de aquí el contrato firmado con Control Data Corporation. La arquitectura del sistema se basó en los ordenadores de la gama *Eclipse* de Control Data, diseñados a principios de los ochenta y que en 1984 habían elevado las ventas de Control Data hasta los mil millones de dólares. Pero, la competencia con los modelos VAX de la compañía Digital era feroz, y Red Eléctrica se encontró en medio de ésta.

El proyecto de Red Eléctrica era sumamente atractivo para Control Data y Digital, las dos empresas de computadores líderes del momento. En realidad la demanda de Red Eléctrica implicaba retos tecnológicos presentes y expectativas futuras de nuevos mercados que no pasaron desapercibidos para las dos empresas estadounidenses. Al final los *Eclipse* se fueron instalando, pero también los VAX de Digital. De hecho, la propia Red Eléctrica en 1986 empezó a comprar el modelo *Digital VAX 8200* con su *software* para la red local del centro de La Moraleja. En cualquier caso, todo aquel equipamiento debía ser dotado de información. Ese mismo año se contrata a la consultora Centro y Tratamiento de la Información (CTI) para que diseñara un sistema de información relativo a los datos fijos y variables de los elementos que intervienen en la explotación, teniendo presente el futuro desarrollo que tendría la red de transporte de energía. Una vez diseñada la arquitectura informática y la captación de información había que crear una red rápida de transmisión de datos para hacer en tiempo real el con-



trol de la red eléctrica. La alternativa estaba clara: una malla de fibra óptica. En 1987 se adquiere el primer sistema de comunicaciones ópticas a Alcatel para conectar la subestación madrileña de Hortaleza con la sede de La Moraleja. La constitución del nuevo sistema de control y creación de la red tendrá desde aquel momento sus tres bases esenciales: la arquitectura informática, la captación de información y estudios de prospectiva y la realización de la red de fibra óptica de transmisión de datos.

Por otra parte, con la Universidad Politécnica de Barcelona se avanzaría en la creación de un modelo que permitiese integrar en una gestión única centrales térmicas e hidroeléctricas (Programa de coordinación hidrotérmica). Evidentemente, cada empresa eléctrica de producción tenía su modelo de combinación de sus centrales que había ido desarrollando desde principios del siglo XX. De lo que se trataba ahora era de integrar todos los modelos en uno general, lo cual suponía «codirigir», desde la red, decisiones que se entendían hasta aquel momento como propias de las compañías eléctricas. Para lograrlo los ordenadores de Control Data se iban colocando en los CEREX principales, que ya habían sustituido a los despachos de cargas de las empresas, y se fijaron los objetivos estratégicos para el horizonte del 1991:

- Diseño de los sistemas informáticos que se utilizarían en todas las regiones antes de agosto del 1988.
- Definición de las bases de datos de las que debe servirse el sistema (1988).
- Plan de Teleinformación finalizado en julio del 1988.
- Aumento de la potencia de cálculo en 1989 tras evaluarse los requerimientos del programa de coordinación hidrotérmica.
- Conseguir que el control de la red y la toma de decisiones se haga

en tiempo real. Para ello se fijaba 1989 como el año en el que el control debía ser semanal, y 1991 ya diario.

- Conseguir estructuras flexibles que permitan gestiones en los nodos de la red.
- Aumento de la calidad del servicio por medio de acción que permitan mayor previsión, programación de las paradas provocadas por el mantenimiento, seguimiento continuo de la explotación, asignación de reservas, programación de descargas y seguimiento de incidencias.

Para que todas las piezas encajaran se encargó a la consultora Arthur Andersen el Plan de Comunicaciones de Red Eléctrica. Este Plan establecía el desarrollo del nuevo sistema de comunicaciones del sistema eléctrico en su conjunto, e implicaba a las compañías eléctricas para que incorporasen sus necesidades. Pronto se planteó la necesidad de intercomunicar este sistema con el Consejo de Seguridad Nuclear. A la vez, se establecieron protocolos de colaboración con las empresas para modernizar sus despachos de cargas e introducir en ellos los sistemas expertos y de inteligencia artificial que tenía o estaba desarrollando Red Eléctrica en colaboración con consultoras como Peat Marwick y compañías como Westinghouse Systems Limited y ISEL (Ingeniería de Sistemas Electrónicos e Informáticos S.A.).

Aunque el ritmo de trabajo era alto, pronto se apreció que los objetivos para 1991 podían no alcanzarse, teniendo que aplazar algo la explotación unificada en tiempo real. Sin embargo, el apagón que sufrió el 10 de octubre la ciudad de Barcelona sirvió para concienciar a todos de que con un mando integral el problema no hubiera sucedido. Lo cierto es que a lo largo de los años 1989, 1990 y 1991, se sucedió la instalación de los ordenadores, de los sistemas de telecomunicación en las subestaciones y de la fibra óptica para lograr el control integral

y la conexión con la red de telecontrol. Toda una pléyade de empresas, a veces tan solo uniones temporales, de instalación de infraestructuras de telecomunicación y fibra óptica se fueron incorporando y ganando los contratos: Eliop, Gegenor, Dimat, Team, IDS, ACD, Sainco, Intelsa, Alcatel, Isotrol, Disel, Abengoa, Foteha, Tecmosa, Cobre, Semi, Fibroso, Stech, Sac, Egas, Pirelli, Incoisa, Opticable, Elecnor, Tensa, Suheca, Ericsson, Optiwire, Page Ibérica, Onmitel, ...

Muchas de ellas a su vez estaban trabajando para Telefónica y las incipientes empresas de telecomunicación, nacidas de los procesos de desregulación, como suministradores de servicios similares. No obstante, el objetivo de Red Eléctrica con esta red no era solo conocer la oferta y dar instrucciones en función de una estimación más o menos pasada de la demanda. Red Eléctrica tenía que calcular la demanda partiendo de lo que había sucedido, de lo que venía sucediendo y de lo que estaba a punto de suceder. Esto último condujo a un control más complejo, pues había que intuir las demandas antes de que se disparasen. Con este fin se colocaron 1.137 equipos rastreadores y se desarrollaron los análisis de contingencias, apoyándose en consultoras como Predicción y Coyuntura S.L. e IDS, casi siempre en colaboración con UNESA o con algunas compañías eléctricas que se estaban viendo forzadas a una rápida modernización de sus despachos.

En 1992 los análisis dentro de la empresa estimaban que en 1991 se había dado el «impulso definitivo al objetivo de operar la red de alta tensión mediante sistemas de telecontrol». Durante los cuatro años siguientes se sucedieron las instalaciones de centrales digitales de telecontrol en los CEREX y subestaciones, así como los enlaces con fibra óptica. El CECOEL era una realidad que funcionaba eficientemente y la empresa había conseguido una coordinación en tiempo real de oferta y demanda. Estimaba los cambios bruscos de la demanda con



precisión a través de los rastreadores y preveía los cambios en el día derivados del cambio del tiempo atmosférico, a través de una conexión directa con el satélite Meteosat, y de los cálculos de demandas pasadas e históricas. Sin embargo, la realidad estaba llamando a la puerta de Red Eléctrica. La liberalización de las telecomunicaciones, Internet y las nuevas arquitecturas de control informático hacían preciso que se cambiara el sistema de gestión y hubiera que plantearse qué hacer con la «sobrecapacidad» instalada en forma de fibra óptica.

El panel-mosaico del CECOEL se había quedado anticuado. Se necesitaba una mejor representación del sistema. Además, la empresa era muy consciente de que había que sacar nuevos rendimientos a una red de fibra óptica, que era la segunda en extensión tras la de Telefónica, y que el nuevo marco regulatorio de las telecomunicaciones lo permitía, de modo que se establecieron contactos con operadores de telecomunicación y para la renovación del CECOEL. Ahora bien, ¿hasta qué punto podía ser competitiva Red Eléctrica en un negocio, el de las telecomunicaciones, que no era el suyo original? Era cierto que había una sobrecapacidad instalada en forma de fibra óptica que podía utilizarse para una red de telecomunicaciones, pero la filosofía con la que había sido construida (relativamente poca información comunicada rápidamente y con una respuesta inmediata) no había forzado a una arquitectura informática que diera más potencia de gestión y transmisión de grandes cantidades de información.

Para modernizar el CECOEL a mediados del año 1996 se lanzaba el Proyecto SUPERCOM, cuyo objetivo era reactivar el sistema de supervisión y gestión de la red de telecomunicaciones apoyándose en la consultora Sema-Group. Ese mismo año, dentro de este proyecto, se adjudicaba la implantación de un sistema integrado de gestión de la información (Sistema SAP R/3). Se programó una inversión de unos 400 millones de

pesetas, que finalmente fue de poco más de 300. A su vez, este proyecto también terminó implicando, ya en 1997, el estudio pertinente para la creación de la Promotora de la Sociedad Operadora del Mercado de Electricidad S.A. Ésta suponía un cambio en la concepción del sistema de regulación, ya que su objetivo era dar origen a la Operadora del Mercado de Electricidad. La creación de la nueva operadora suponía separar la gestión técnica de la red eléctrica de la gestión económica del mercado eléctrico.

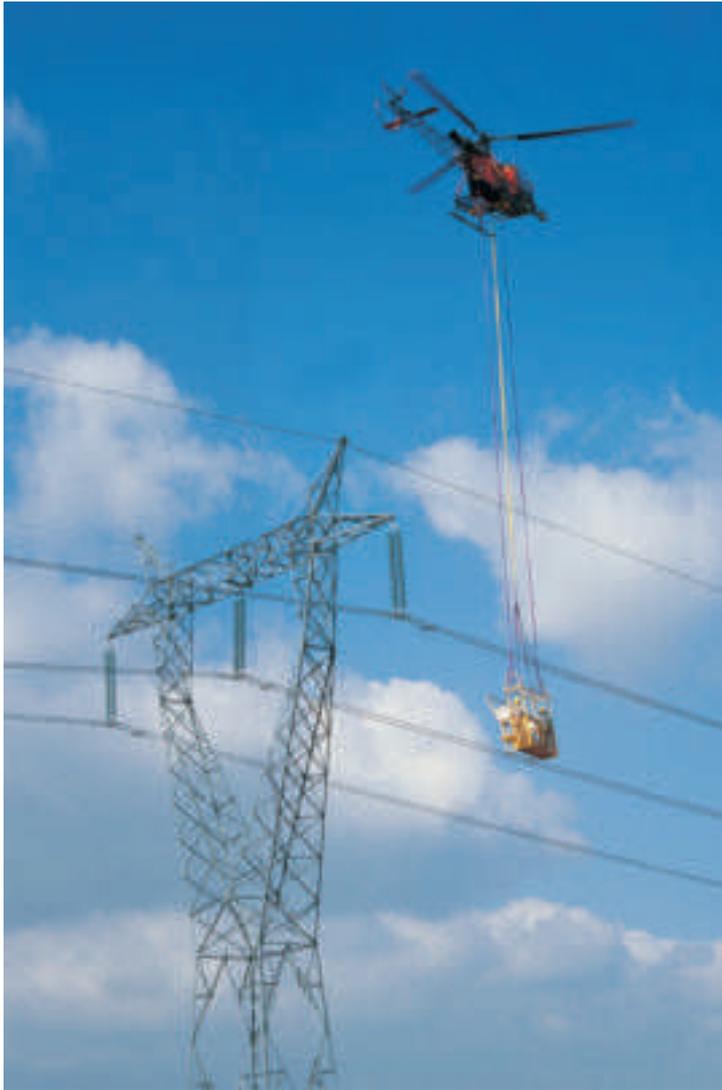
Por otra parte, para sacar partido a la sobrecapacidad en fibra óptica, en 1997 se desarrollaron contactos para encontrar socios tecnológicos entre las principales operadoras europeas, como Deutsch Telecom, France Telecom y Telecom Italia, para explotar instalaciones dentro del mercado de las telecomunicaciones español.

Estas dos iniciativas tuvieron consecuencias en 1997. Ese año se firmó el acuerdo por el que se creaba Netco Redes S.L. (Netco) formada por Telecom Italia, Endesa y Unión Fenosa. Red Eléctrica suscribió en dicho año un contrato con Netco para la cesión y mantenimiento a largo plazo de la capacidad excedentaria de su red de fibra óptica. Asimismo, en 1997, Netco aportó toda la capacidad de fibra a Retevisión, que de este modo emergía como un segundo operador de gran calibre frente a Telefónica. A su vez, en el mes de mayo se inauguraba la nueva concepción del CECOEL, en realidad lo que podría denominarse como tercera generación del sistema de control. El antiguo panel-mosaico que daba una información sinóptica fue sustituido por retroproyecciones en una pantalla panorámica que permitía reproducir a cualquier escala de detalle la red eléctrica. El control se automatizó más, las aplicaciones se multiplicaron, se mejoró en sistemas de seguridad y alarmas, la regulación frecuencia-potencia se automatizó así como los sistemas de intercambio por zonas dentro de la

península y con los mercados internacionales. La nueva arquitectura informática estaba basada en tecnologías RICKS y UNIX. El panel ahora mostraba todas las variables relevantes y, en especial, las curvas de la demanda en tiempo real, junto con sus estimaciones esperadas y su comparación a lo largo del día.

La expansión de los nuevos conocimientos: una I+D que mira hacia afuera

En 1980 se creó el Programa de Investigación y Desarrollo Electrotécnico (PIE) por el cual las empresas eléctricas se comprometían a dedicar un 0,3 % como mínimo de sus ingresos a labores de I+D. En 1983 la gestión de estos recursos pasó a depender de la Oficina de Coordinación de la Investigación y Desarrollo Electrotécnico (OCIDE), la cual permitía llevar a cabo una gestión coordinada de los proyectos. Este modelo estuvo vigente hasta 1995 y desde este año hasta 1998 se fue transformando de acuerdo al proceso de liberalización del sector hasta desaparecer. El PIE permitió poner las bases para la creación de grupos de investigación que en muchas ocasiones estaban muy ligados a las universidades. Desde el primer momento Red Eléctrica participó en estos proyectos. En 1987 Red Eléctrica entró en la OCIDE para integrarse en las investigaciones del resto de las empresas. Inicialmente calculó que su cuota no había de ser superior a los 75 millones de pesetas. No obstante, al año siguiente se fijó la cuota estándar del 0,3 % de su facturación. Ese mismo año se emprendieron las tareas de I+D con un estudio coordinado por la CICYT (Comisión interministerial de Ciencia y Tecnología) relacionado con materiales superconductores para transporte de energía, capítulo que no se abandonaría desde entonces en la empresa. Desde el principio Red Eléctrica defendió la necesidad de que el proyecto se desarrollase con la participación bási-



Barquilla para trabajos en tensión con helicóptero (patente de REE)

camente de expertos españoles y que se crease un programa para orientar la investigación en este sentido. El coste estimado se elevó a 100 millones de pesetas al año durante cinco, y fue financiado al 50 % por el Plan Nacional de Ciencia y Tecnología. Finalmente se puso en marcha el Plan Nacional de Nuevos Materiales en el que Red Eléctrica con UNESA aportarían hasta 375 millones de pesetas en cinco años.

Pero con el tiempo los objetivos en I+D en Red Eléctrica se fueron haciendo más concretos y apuntando al problema de la organización y control de redes eléctricas. De hecho, ya a principios de los años noventa la Compañía apuntaba a la necesidad de salirse del marco de referencia del PIE y comenzar su propia política de investigación forzada por sus propias necesidades, ya que se estaba enfrentando a problemas realmente nuevos en la gestión de la red, y que pocas empresas en el mundo estaban en disposición de enseñar mucho más de lo que ella misma estaba ensayando. Fue bajo esta situación como se establecieron los principios básicos del programa de I+D de la empresa, que se podían sintetizar en dos: la definición de un modelo hidrotérmico nacional y la gestión de la red. En cualquier caso, la fuerza que iría tomando la I+D en Red Eléctrica es indisoluble de su proceso de incremento en las relaciones institucionales con un creciente número de organismos internacionales. Red Eléctrica junto con un reducido número de iniciativas en el mundo constataban que el transporte de energía se estaba consagrando como una nueva área de negocio. De este modo, a mediados de los años noventa Red Eléctrica tenía mucho que decir internacionalmente y más que transmitir a las empresas o estados que estuvieran interesados en saber cómo hacer una red de redes en la electricidad. Fue en este sentido como la Compañía lideró la organización en junio de 1994, en Madrid, del «I Encuentro internacional de empresas especializadas en el transpor-

te de energía» y, en menor medida, en el hecho de que en 1995, junto con otras eléctricas extranjeras, participara en la definición de indicadores de eficiencia en el transporte de electricidad. Pronto, la propia CE reconoció el buen saber hacer de Red Eléctrica y le encargó varios trabajos sobre el estudio del funcionamiento de importantes redes de transporte de energía en la Federación Rusa y Magreb. Esto permitió a Red Eléctrica entrar e incluso liderar algunas de las iniciativas del Programa Esprit. La actividad de I+D se encaminó a cuatro objetivos: reducir costes de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones, aumentar la calidad del servicio de transporte, mejorar la integración de la actividad de transporte con el medio ambiente y asegurar la máxima cualificación del personal en aquellas tecnologías cuyo impacto a largo plazo fuera significativo.

A partir de 1997 el programa PIE dejó de ser el marco fundamental de los nuevos proyectos y aumentó significativamente el peso del IV Programa Comunitario y los desarrollos propios: lo que coincidió con la elaboración del Plan Corporativo de I+D para 1997-99. Las capacidades tecnológicas y organizativas de Red Eléctrica, de este modo, habían conseguido un progresivo reconocimiento internacional, que se plasmaba en la destacada participación en los más relevantes organismos extranjeros vinculados al negocio eléctrico, en el desarrollo de importantes proyectos avalados por entidades supranacionales (CEE y Banco Mundial) y en el liderazgo en la cooperación entre empresas de transporte de electricidad de otros países.

La conservación de los conocimientos: la política de recursos humanos entendida como la gestión de las capacidades

Desde la fundación de la empresa lo cierto es que la política de recursos humanos se había considerado como el segundo eje, después de la pro-

pia red, sobre el que tenía que asentarse la compañía. Se trataba, por tanto, de una base esencial para la estructura organizativa de la empresa así como para el mantenimiento de los conocimientos adquiridos en la gestión de la red. Para conseguir ambos objetivos se pretendía establecer un sistema de dirección por objetivos, mediante el establecimiento de programas estratégicos; la valoración técnica de los puestos de trabajo, conforme a la metodología de puntos; y la publicación de los principios básicos de actuación, esto es, una definición de la escala de valores y de los criterios de actuación de la empresa. Esta política sería y es una constante a lo largo de la historia de la empresa. Ahora bien, no sería hasta 1989 cuando por primera vez de manera explícita se reconocía al personal como «el recurso estratégico más importante», por lo que el capítulo centrado en su formación y desarrollo se convertía en un instrumento básico de la inversión y renovación de la empresa. Junto al fomento de los cursos de formación se impulsó un sistema de evaluación del personal orientado a facilitar el trabajo en equipo y la calidad en el cumplimiento de las obligaciones, dentro de un nuevo sistema básico de organización, cuyo objetivo era «asumir de forma flexible, no solo la evolución futura de la actividad de la Empresa, sino también el desarrollo profesional de los propios empleados».

El empeño de crear una cultura de empresa con una fuerte implicación de todos los trabajadores se fue reforzando. De hecho, en 1992 se elaboró un informe sobre Auditoría social y comunicación interna para definir una estrategia de implicación colectiva de los trabajadores en los objetivos corporativos y funcionales; así como la apuesta realizada a favor de la Calidad total, mediante la formación de grupos de trabajo a nivel directivo, como un primer paso para mejorar los procesos y establecer un control de los costes.



Operadores del Centro de Control Eléctrico



El proceso de liberalización del sector eléctrico y la privatización de Red Eléctrica: del final de los años noventa hasta el 2004

El marco institucional y la reestructuración empresarial de Red Eléctrica

La primera etapa del cambio regulatorio tuvo lugar con la Ley 40/1994 de Ordenación del Sector Eléctrico (LOSEN), de 12 de diciembre, que planteaba un esquema muy flexible de apertura a la competencia. En éste coexistían un sistema integrado, sujeto a la regulación tradicional, y otro independiente, que aumentaría gradualmente, en el que los generadores y consumidores autorizados podían contratar bilateralmente con total libertad. La LOSEN, en tanto que reconocía el transporte de energía eléctrica como una actividad específica y autónoma de la generación y distribución, encargó a Red Eléctrica las actividades relacionadas con la gestión de la explotación unificada y el transporte, con la adecuada separación contable, así como las operaciones de intercambio internacional de energía eléctrica a corto y largo plazo. Por otro lado, le exigió que

reestructurara su accionariado antes de terminar 1997, con la intención de que ningún accionista privado tuviera una posición de dominio directa o indirectamente (la suma no podía superar el 30 %).

El nuevo equipo del Ministerio de Industria y Energía (MINER), tras la llegada del Partido Popular al Gobierno en marzo de 1996, decidió plantear un cambio más radical, al pasar directamente a un esquema de libre mercado. De este modo, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE), de 27 de noviembre, y su posterior desarrollo reglamentario (fruto del Protocolo, firmado en diciembre de 1996, por el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas y de las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE sobre las Normas comunes para el mercado interior de electricidad), derogó la LOSEN y puso en marcha un proceso de liberalización más acentuado, mediante la creación de un mercado en la generación y de otro en la comercialización de electricidad, que permitieron el acceso de terceros a la red de transporte.

Cumpliendo el mandato establecido por la LSE en la Junta General de Accionistas, celebrada el 20 de mayo de 1998, la Sociedad modificó sus Estatutos Sociales, para introducir limitaciones a la participación accionarial contenida en dicha ley y adaptar el objeto social. A partir de entonces, Red Eléctrica tuvo como cometido dirigir las actividades relacionadas con el transporte de energía eléctrica, la operación del sistema y la gestión de la red. Si bien, con estas tres se mantenía la estrategia de diversificar el negocio diseñada en 1997 de entrar en las telecomunicaciones dada la red de fibra óptica instalada.

De este modo, el nuevo marco jurídico dio lugar, en enero de 1998, al nacimiento de un mercado de producción de electricidad basado en la libre competencia. Se pasó de un modelo centralizado de costes a otro de precios libres, que requirió una adaptación profunda y rápida de todos los agentes e instituciones implicadas. Su funcionamiento, según

el nuevo Presidente de Red Eléctrica, Pedro Mielgo, fue percibido como un éxito notable, al poner en marcha «un mercado competitivo sin precedentes en nuestro país y, prácticamente, sin referencias en el mundo». Con este nuevo marco legislativo Red Eléctrica quedaba ahora encargada de la constitución del operador del mercado -Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL)-; posteriormente -julio de 1998- vendida a diversas sociedades en subasta para la gestión económica de la compra y venta de energía entre los diferentes agentes del mercado eléctrico. Además, como responsable del operador del sistema, esto es, garante de la gestión técnica del sistema eléctrico y de la gestión de la red de transporte, Red Eléctrica ya había desarrollado, con el nuevo CECOEL inaugurado en 1997, los medios para asegurar que la programación de la generación y la operación en tiempo real respondieran a criterios de mercado, garantizando, al mismo tiempo, su seguridad y fiabilidad. En 1998 el sistema de gestión automática, estaba instalado en las Direcciones Regionales, y había incorporado las tecnologías más avanzadas del momento.

Desde 1998 Red Eléctrica en coordinación con OMEL tenían la misión de lograr el buen funcionamiento del mercado de producción y distribución (RD 2019/1997). En OMEL se fijaba un programa diario de funcionamiento. Este programa estaba basado en el sistema instalado por Red Eléctrica y tenía como referencias las restricciones técnicas y los resultados procedentes del mercado de servicios complementarios. Por otro lado, la retribución de la actividad de transporte se establecía, esencialmente, atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, la actividad de operación del sistema tenía, así, unos costes reconocidos según los costes permanentes de funcionamiento del sistema. Estas pautas hicieron que el mercado eléctrico se dividiera de hecho en dos submercados. Uno, que podría-

mos denominar «mercado perfecto», en el sentido de que la información era total y las restricciones técnicas mínimas. Otro, que terminaría conociéndose como mercado de restricciones, donde las centrales eléctricas deben arrancarse o funcionar sin ser rentables respecto de los precios del «mercado perfecto». Consecuentemente, el coste de esa electricidad es más elevado y conduce a la especulación de las compañías sobre si colocan su energía en uno u otro mercado inducidas por las oportunidades en el mercado de restricciones.

La LSE, por otro lado, exigió a Red Eléctrica que se abriera a nuevos accionistas, estableciendo el 10 % como el límite de participación de cualquier accionista (40 % para el conjunto del sector eléctrico); porque la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Sepi) podía mantener un 25 % hasta el 2004 (posteriormente solo un 10 %). Dentro de este proceso de reordenación lo primero que se hizo fue la amortización el 2 de febrero de la deuda fundacional con las eléctricas (26.835 millones de pesetas). En octubre, el Grupo Endesa vendió a la Sepi un volumen importante de acciones (49,01 %), a las que se sumaron, en mayo de 1998, las de Iberdrola, Enher y Viesgo (9,99 %). Al final de este año la Sepi concentraba el 60 % de Red Eléctrica, mientras que Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa e Hidrocantábrico quedaron equiparadas con el 10 % cada una de ellas. En definitiva, la aplicación de la Directiva 96/92/CE y la puesta en práctica de los mandatos de la LSE (funcionamiento del mercado mayorista y del marco de competencia, así como la privatización de OMEL), según Mielgo, caracterizaban «el principio de una época, marcada por la integración y la liberalización, cuyo desarrollo y evolución habían de traer aún cambios de gran trascendencia durante mucho tiempo».

Por tanto, podemos observar que Red Eléctrica, como operador del sistema, asumió importantes retos organizativos; especialmente

aquellos que se relacionaban con la gestión y comunicación con los agentes del mercado. Para este fin partía de una buena base tecnológica renovada en 1997, que hubo que reforzar con el desarrollo del Sistema de información del operador del sistema (SIOS) y con el Sistema de información de medidas eléctricas (SIMEL), con el propósito de adaptarse técnicamente a las exigencias de la nueva liberalización que se preveía estuviera operativa para mediados del 2000. Por otro lado, la Sociedad rediseñó la estructura territorial de la Operación del sistema, dado que las nuevas tecnologías permitían de manera eficiente y segura una mayor economía de medios, agrupando progresivamente las funciones que desempeñaban las ocho ZOM en cinco y los seis CEREX en dos: uno principal (La Moraleja) y otro de respaldo (Tres Cantos). Si bien, la implantación del nuevo modelo de operación integrada del Sistema eléctrico español se consolidó algo más tarde, a finales de septiembre del 2001. Del mismo modo, como Gestor de la Red de transporte, Red Eléctrica amplió su campo de actuación en la planificación, sobre todo evaluando la capacidad de acceso de los nuevos agentes (v.g. generación eólica y térmica -ciclo combinado-) y clientes (AVE en especial), el desarrollo de redes regionales o la compensación de la energía reactiva; e intensificó, en cuanto a los sistemas de control, la aplicación de la más moderna tecnología (telecontrol digital, telesupervisión y telecarga).

Estas transformaciones permitieron en 1999 que Red Eléctrica emprendiera una nueva etapa marcada por su salida a bolsa y una nueva identidad corporativa, orientada a desarrollar todas sus potencialidades, al poner en marcha una estrategia de creación de valor, al tiempo que mantenía su papel clave en el funcionamiento del sistema eléctrico español y mejoraba su eficiencia interna. En julio de este año, la Sepi, actuando como agente privatizador, realizó una Oferta

Pública de Venta de acciones, sobre el 31,5 % del capital de Red Eléctrica, que dio lugar a su transformación en empresa privada y cotizada. La venta de acciones, de hecho, trajo consigo la modificación de la composición del accionariado, que en un 31,5 % se situó en *free float*, y el resto quedó repartido entre las eléctricas y la Sepi. Para cubrir la parte en flotación la empresa llevó a cabo, de la mano de las agencias de los principales bancos españoles para la colocación de activos, una fuerte campaña en todo el mundo de captación de fondos y compromisos de compra de acciones. La iniciativa fue bien acogida por los mercados y la propia Red Eléctrica la consideró como un éxito. Previamente, en mayo, la Junta General de Accionistas aprobó la redenominación del capital social en euros (270.540.000 €) y el desdoblamiento (3 x 1) de valor nominal de las acciones (2 €). La consecuente modificación de los estatutos sociales a la nueva situación dio entrada a consejeros independientes en el Consejo y su nuevo Reglamento recogió las recomendaciones del Código de buen gobierno (Informe Olivencia), mientras que para mejorar la operatividad interna se crearon las Comisiones de Auditoría y de Cumplimiento y Retribuciones. Meses más tarde, Mielgo confirmaba que las dos estrategias de Red Eléctrica en el 2000 fueron mantener el compromiso de servicio de máxima calidad para el sector eléctrico español, «razón de ser original de la empresa», y la creación de valor para los accionistas. Logro éste que había estado ligado a la colocación de acciones fuera del ámbito eléctrico y ligado a grandes grupos de inversores internacionales. La primera pretendía el mantenimiento de la excelencia en las actividades reguladas, a través de la búsqueda de la mayor calidad en el servicio y la mejora permanente de la eficiencia interna. Y la segunda, de la que se hablará con detalle más adelante, se concretó en una mayor apertura del negocio a la sociedad a través de la inversión internacio-

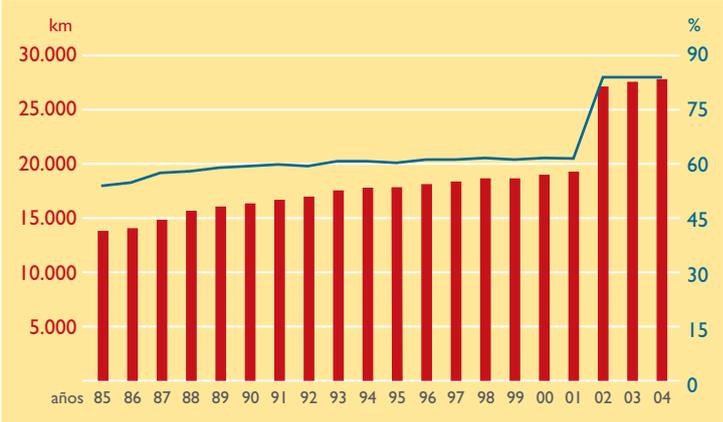
nal. A estos aspectos hay que sumar el desarrollo de nuevas actividades en el negocio de telecomunicaciones.

Resulta claro, una vez más, que el funcionamiento de Red Eléctrica estuvo determinado por el desarrollo normativo establecido por la autoridad administrativa. Entre las medidas que profundizaron en el proceso liberalizador (RD 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios), se mostró especialmente relevante el RD 1955/2000, de 1 de diciembre, en tanto que regulaba y definía, entre otras, las actividades de transporte, los elementos constitutivos de la red y la autorización y acceso de nuevas instalaciones, así como, sobre todo, las funciones de Red Eléctrica. Mientras todo esto sucedía, el comportamiento de la acción fue muy satisfactorio en el 2000; sobre todo una vez que los mercados comprendieron las posibilidades de desarrollo, solidez y rentabilidad de la Compañía. A ello sin duda contribuyó, desde el punto de vista productivo, que durante los últimos años la red de la sociedad era la que más había crecido en la Europa occidental y que, fruto de su capacidad de gestión y eficiencia en la operación del sistema, se había convertido en una sociedad de referencia mundial. Dentro de este ambiente general de liderazgo, tampoco debió pasar desapercibido a los analistas que, el 26 de noviembre, los gobiernos de España y Portugal firmaron un protocolo de colaboración para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad. Del mismo modo, también fueron apreciadas por los mercados, desde el punto de vista financiero la celebración de la primera Junta General de Accionistas pública (mayo); su cotización en el IBEX 35 (julio); y, sobre todo, la excelente calificación crediticia conseguida de parte de Moody's (Aa3) y Standard & Poor's (AA-/A-1+) (noviembre), equiparable a la conseguida por las primeras firmas europeas de sus características. A partir de aquel momento Red Eléctrica debía ser muy cuidadosa, teniendo que

mantener un sabio equilibrio entre su evidente poder de mercado en la red española y la libertad de otros operadores de entrar en su propio mercado (Gráfico 1). Un exceso de apertura o un abuso de posición tendría desde ahora una lectura muy diferente entre los propios accionistas de la compañía y también reacciones inmediatas en las cotizaciones en bolsa. Una posición cuasimonopolista debía ampararse con una mayor eficiencia económica que redundase directamente en mayores tasas de beneficios acompañados de mayores inversiones en I+D y en renovación de las instalaciones para «devolver» a la sociedad lo invertido en forma de mejor servicio y avances tecnológicos.

Gráfico 1

Evolución de la red de transporte de Red Eléctrica (km) y su importancia relativa dentro de la red eléctrica peninsular (1985-2004) (%)



Fuente: Memorias de Red Eléctrica de España y UNESA.

Este equilibrio estaba ligado a su vez a las tarifas. Desde el punto de vista institucional, el RD 1164/2001 estableció las nuevas tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica adaptada a la entrada en vigor de los dos últimos umbrales de libera-

lización del mercado (los cuales permitían la libre elección de suministrador a todos los consumidores conectados en una tensión superior a 1 kV, desde el 1 de julio del 2000, y a todos los clientes en baja tensión, a partir de 1 de enero del 2003) y se sustentó en una metodología objetiva para la asignación de los costes incluidos en las tarifas de acceso entre los diferentes tipos de suministro. En cualquier caso, las tarifas no podían dar a la compañía una «retribución» por encima del coste de oportunidad del dinero, a no ser que la propia empresa llevara a cabo una continua reinversión en I+D y mejora de la capacidad instalada para incrementar la calidad del servicio.

Con relación al desarrollo de la red, de acuerdo a lo previsto por el RD 1955/2000, Red Eléctrica comenzó el primer proceso de planificación hasta el 2011. También llevó a cabo estudios de coordinación con RTE (Operador francés) para el desarrollo de la interconexión España-Francia, a corto, medio (refuerzo con un nuevo corredor de 400 kV en el Pirineo Oriental) y largo plazo (soluciones estructurales para incrementar la capacidad de interconexión con el resto del sistema europeo), así como el impacto de la interconexión Túnez-Libia sobre la estabilidad del anillo mediterráneo. Por otro lado, en cuanto a las previsiones, la empresa se fijó como objetivo prever la demanda eléctrica peninsular con un horizonte anual a largo plazo (2000-2010), con ayuda de SIPREDE (Sistema de previsión de la demanda eléctrica) y atendiendo a la disponibilidad de los grupos térmicos. En este entorno, por primera vez, en junio, Red Eléctrica reconoció, al estudiar un informe mensual (mayo/abril) sobre cobertura de la demanda del sistema eléctrico, que existían problemas y que la buena labor de coordinación que hacía ella no iba a ser suficiente para cubrir una demanda que crecía por encima del 6 % anual. En invierno los problemas eran de potencia disponible y en verano de tensión y de compensa-

ción de reactiva (la mayor parte de esta última había que hacerla en la red de distribución). Aunque la situación no era crítica, Mielgo señaló al Consejo de Administración que en el 2001 habría que prestarle bastante más atención, pues la llegada de nuevas plantas de generación, con índices de disponibilidad relativamente bajos al principio, no estaba prevista hasta el 2002. La Compañía entendía que la cobertura de la demanda en el futuro tendería a la baja por varios temas: «el carácter economicista del problema, los criterios de seguridad, las implicaciones del nuevo marco regulatorio o la insuficiencia de las interconexiones con Francia».

En este clima de incertidumbre respecto a la tasa de crecimiento de la demanda, la compañía continuó con sus líneas estratégicas. La primera, la excelencia en la prestación del servicio al sistema eléctrico, siguió siendo su mejor fuente de desarrollo apoyada por una mayor inversión en I+D. Sin embargo, la segunda, la diversificación e internacionalización de las actividades no terminaba de despegar. Era cierto que se sufría una desaceleración coyuntural en la demanda de servicios de Internet desde la crisis de las «punto com» iniciada en el 2001. No obstante, en el 2002 se juzgaba que seguía teniendo pleno sentido como fuente adicional de valor para los accionistas. La tercera, la de la internacionalización entrando en otros mercados, en especial en América Latina, era la más clara de las opciones, porque permitía a Red Eléctrica presentarse cada vez más como un operador mundial (un operador en varios mercados nacionales) y no tanto como un cuasimonopolista del mercado español. Estas estrategias de negocio se complementaron con dos actuaciones internas: la mejora permanente (actualización de los sistemas de trabajo y mejora de los indicadores de eficiencia operativa y económica) y la atención prioritaria a las personas (eje de la política de recursos humanos y de la organización -simplificada-).

Cuando todo parecía indicar que la compañía estaba planteándose nuevos retos, una vez concluida su labor de regulador en el mercado español, sin embargo, Red Eléctrica volvió a reforzar la consolidación de su activo material principal, la red de alta tensión. Desde un punto de vista estratégico, y previendo un mercado europeo unificado, los operadores nacionales con posiciones predominantes en sus mercados de referencia debían reforzar ésta, e intentar entrar en otros mercados europeos, objetivo este último difícil, ya que todos los operadores nacionales reaccionarían reforzándose si es que no eran un monopolio previamente. Partiendo de esta inferencia, a finales del 2002 se dio un fuerte impulso en la adquisición de activos. Red Eléctrica llegó a sendos acuerdos con Endesa Distribución y con Unión Fenosa Distribución, para la adquisición de sus respectivas redes de transporte. Los activos fueron transferidos sin traspasos de personal y se firmaron contratos de 4 años con ambas compañías para la operación y el mantenimiento. Con Iberdrola, cuya red era la mayor que quedaba fuera del ámbito de Red Eléctrica, no se había llegado a un acuerdo similar; de hecho su red estaba en buena parte en manos de un grupo de accionistas extranjeros. Por esta razón, Red Eléctrica tuvo que llegar a un acuerdo en el 2002 con Grid Industries (propiedad de CVC) para adquirir el 25 % de Redalta, que a través de su filial Inalta, poseía el 100 % de la red de transporte de Iberdrola. Al mismo tiempo se acordó que Red Eléctrica podría sustituir a Iberdrola a partir de 2006, como operador y mantenedor de la red de Inalta. Por otro lado, se concede a Red Eléctrica una opción de compra, entre el quinto y el séptimo año, sobre el 75% restante de las acciones de Redalta. La adquisición de los activos de transporte de Endesa y Unión Fenosa, junto con la participación en la sociedad que tenía el control de los procedentes de Iberdrola, en palabras de Mielgo, significaban «el hito más importante desde la creación de la compañía, en 1985, y un posicionamiento estraté-

gico definitivo». Con estas operaciones, Red Eléctrica se convirtió en propietaria del 84 % de la red de transporte, y una vez ejercida la opción de compra sobre la red de Iberdrola, en la única empresa operadora en España, de acuerdo con el modelo TSO (Transmission System Operator), que se estaba imponiendo como soporte de los sistemas eléctricos liberalizados, al tiempo que se situaba como uno de los principales actores de la próxima red de transporte europea.

Esta nueva situación, además de generar resultados económicos positivos desde el primer momento (sin llegar a utilizar toda la capacidad de endeudamiento disponible de la compañía), le permitía potenciar su crecimiento y obtener importantes economías de escala, eficiencia operativa y tecnológica, hasta el punto que se debía hablar, según Mielgo, de una «nueva Red Eléctrica». De acuerdo con ello y con el objetivo de alcanzar el liderazgo en el transporte de electricidad en Europa, Red Eléctrica procuró la máxima transparencia en el gobierno de la sociedad y en la información al exterior, al adaptar sus estatutos y el reglamento del Consejo a las nuevas disposiciones legales y a las recomendaciones de la Comisión Aldama.

Red Eléctrica, cerrado a finales de marzo del 2003 el proceso de adquisición de los activos de transporte de Endesa y Unión Fenosa, afrontó reestructurar su deuda financiera. Todo ello se tradujo en una magnífica acogida por parte de los mercados, que se reflejó en su cotización. (Gráfico 2)

Gráfico 2

Cotización de las acciones de Red Eléctrica en Bolsa año 2003



Fuente: Memorias de Red Eléctrica de España (2003)

Una vez más, las modificaciones del marco regulatorio a finales del 2002, con relación al límite de participación de personas físicas o jurídicas, inferior al 3 % del capital social (Ley 53/2000), se tradujeron en un paso más en el proceso de privatización de Red Eléctrica. De hecho, a mediados de junio, la Oferta Pública de Venta (OPV) llevada a cabo por Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico sobre el 28 % del capital de la compañía, para reducir su capital individual en Red Eléctrica del 10 % hasta el 3 %, modificó su estructura accionarial y consiguió, al incrementar la liquidez del valor como consecuencia del aumento del capital libre en circulación (*free float*), despertar un gran interés en el mercado de capitales. En efecto, la colocación de las acciones, previa prospección de demanda (*accelerated bookbuilding*) por las eléctricas, se llevó a cabo de forma muy exitosa, con prueba el hecho de que la demanda de acciones superara casi ocho veces a la oferta. (Cuadro 3)

Cuadro 3

Evolución de la estructura accionarial de Red Eléctrica, 1985-2004

(Millones de pesetas y %)

	1985	1985	1990	1992	1993	1994	1997	1998	1999-02	2003	2004
ENDESA (Grupo)	12.481	27,68	45,00	45,00	45,00	45,00					
ENHER	10.064	22,32	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	+			
EV (I)				1,63	1,63	1,63	1,41	0,54	+		
INI/TENEO/SEPI	451	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	50,01	60,00	28,50	28,50	28,50
ERZ			0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	+		
Accionistas públicos	22.996	51,00	51,44	53,07	53,07	53,07	56,86	60,98	28,50	28,50	28,50
ENDESA (Grupo)							5,00	5,00	10,00	3,00	3,00
ID (ID I)	5.654	12,54	12,54	12,54	25,37	27,30	27,30	10,00	10,00	3,00	3,00
HE (ID II)	5.569	12,35	12,35	12,35	*						
FECSA	3.936	8,73	8,73	8,73	8,79	8,79	+				
UF	2.872	6,37	6,37	6,37	6,41	6,41	6,41	10,00	10,00	3,00	3,00
CS	1.799	3,99	3,99	3,99	4,02	4,02	4,02	4,02	+		
HIDRUÑA	861	1,91	1,91	1,91	1,92	*					
EV	735	1,63	1,63	•							
ERZ	198	0,44	•								
HC	185	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	10,00	10,00	3,00	3,00
EIA	144	0,32	0,32	0,32	-						
CEL	140	0,31	0,31	0,31	*						
Bolsa										31,50	59,50
Accionistas privados	22.094	49,00	48,56	46,93	46,93	46,93	43,14	39,02	71,50	71,50	71,50
TOTAL	45.090	100,00									

Fuente: Memorias de Red Eléctrica (1985-2004) · Notas: - desaparecida; * absorbida por Iberdrola I; + absorbida o • controlada por el Grupo Endesa

Por su parte, la estrategia de mejora interna permanente e inversión en I+D continuó incrementando los resultados y la calidad del servicio prestado. De este modo, la red de transporte, en la que desde 1999 se había hecho un notable esfuerzo inversor, culminó el 2003 con un nuevo récord histórico anual (más de 215 millones de euros). Por su parte, la revisión de la planificación de la red de transporte, emprendida a partir del documento del 2002 del Ministerio de Economía y titulado *Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*, supuso la adopción de una nueva metodología multiescenario, frente a la del «caso más desfavorable», que cubría todas las circunstancias adversas. Y, por último, la operación del sistema, además de incrementar su retribución de forma significativa, ofreció una respuesta muy satisfactoria, y superior a la de otros países desarrollados, debido en parte al fuerte aumento de la demanda, que estaba creciendo al 6 %. A mediados de diciembre, Red Eléctrica, Iberdrola e Inalta alcanzaron un acuerdo para desarrollar la red de transporte en las zonas con mayor crecimiento de la demanda eléctrica y con la publicación del R.D. 1747/2003, Red Eléctrica asumió también la responsabilidad de operar los sistemas eléctricos extrapeninsulares (Gráfico 3).

Gráfico 3

Evolución de la inversión en líneas y subestaciones* (1985-2004)



Fuente: Memorias de Red Eléctrica.

* Datos en millones de euros, sin contar las adquisiciones de activos

En suma, la Compañía buscó superar la visión clásica que entendía la operación de la red de transporte como una actividad madura, demostrando que existían perspectivas de crecimiento amplias, donde era posible combinar el liderazgo en calidad, la mejora económica permanente y un coste de servicio, según la empresa, de los más bajos del mundo desarrollado.

De acuerdo con la Ley 26/2003 y el interés por mantenerse en la vanguardia sectorial, la Junta General Extraordinaria de Accionistas, de julio del 2003, aprobó unos nuevos Estatutos Sociales, que recogían las prácticas de gobierno corporativo, y un nuevo Reglamento de la Junta General, para fomentar la participación de los accionistas. Del mismo modo, en noviembre, Red Eléctrica modificó el Reglamento del Consejo de Administración. Por último, publicó un Informe Anual de Gobierno Corporativo, de manera independiente a la Memoria anual.

Las estrategias hasta el 2004: diversificación y expansión internacional

Red Eléctrica, con el propósito de ampliar la base de negocio mediante ingresos no regulados y maximizar la rentabilidad de su experiencia y capacidad tecnológica y financiera, había adoptado entre 1997 y 1998 dos estrategias:

- a) una de diversificación, entendida como la realización de otras actividades distintas de las principales o de las reguladas; y
- b) otra de internacionalización, consistente en emprender en otros países las actividades que ya se llevaban a cabo en el mercado español.

Hay que decir que ambas apuestas estaban siempre subordinadas a la principal: la calidad y seguridad del servicio eléctrico prestado.

En cuanto a la primera línea, la compañía amplió sus posibilidades de negocio en 1997 en varios frentes. Por un lado, como deseaba poner

en valor la capacidad excedentaria de su red de fibra óptica, al no poseer la licencia de operador de telecomunicaciones, contrató con Netco Redes la cesión de su uso y mantenimiento, por un período de 30 años (que posteriormente Netco cedió a Retevisión). Por otro lado, el 3 de agosto, la Secretaría General de Comunicaciones le concedió la licencia para la explotación de su red privada de comunicaciones. Pero la estrategia de las telecomunicaciones se fijó realmente en el 2000 y se plasmó en el plan de negocio aprobado en mayo, muy bien valorado por los mercados y en la constitución, en noviembre, de la empresa Red Eléctrica de Telecomunicaciones (RET) de acuerdo a la separación jurídica de actividades. Esta filial se diseñó como un *cyber-carrier* (ciberoperador); consecuentemente su objetivo era la prestación de servicios de infraestructura de telecomunicaciones a operadores y grandes empresas, tanto en el campo de la transmisión de señales como en el de las infraestructuras y servicios de Internet. La red de RET, gestionada desde el centro de control ALEF (La Moraleja), se asentaba sobre la infraestructura básica de Red Eléctrica, y estaba constituida por los cables de fibra óptica, los edificios disponibles para ser utilizados como Centros de datos y los puntos de acceso a la red de fibra óptica en las subestaciones. En marzo del 2000, Red Eléctrica, Netco Redes y Retevisión firmaron un acuerdo para modificar el contrato (1997) de uso de la red de fibra óptica propiedad de Red Eléctrica y eliminar las condiciones de exclusividad y no competencia, permitiendo a Retevisión el uso de sus infraestructuras para prestar servicios de telecomunicación a terceros. En junio se presentó a los medios de comunicación la estrategia de negocio de RET, relacionado con una amplia oferta de soluciones integrales de banda ancha y de servicios de infraestructura en Internet. El 20 de julio, la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones (CMT) otorgó a Red Eléctrica una licencia indi-

vidual (tipo C1), que la habilitaba para el establecimiento y explotación de una red pública de telecomunicaciones. Ese mismo año se revisó el plan estratégico de telecomunicaciones porque los grandes operadores, en el caso de España la compañía Telefónica, habían desarrollado tecnologías ADSL que sacaban partido a las líneas convencionales de cobre y rebajaba las expectativas de los operadores basados exclusivamente en fibra óptica. Con todo, RET adquirió Telia Ibérica, una compañía de origen sueco cuya red en España era complementaria con la de RET.

En noviembre del 2001, cumplido el primer año de actividad, tuvo lugar el lanzamiento de la nueva imagen de RET, bajo la marca Albura. En la medida que la red óptica inteligente estaba operativa y puesta en marcha a mediados del 2002 ConeXalia (red multiservicio compartida por todos los operadores), se marcó como objetivo desarrollar su red troncal y mallada (10.000 km) para ser el proveedor líder de servicios de banda ancha e infraestructura de Internet en España. Con esta idea firmó un acuerdo estratégico con uno de los mayores operadores internacionales: Cable & Wireless. El objetivo era el desarrollo de telecomunicaciones avanzadas para empresas. La empresa filial prosiguió en su tarea de poner en servicio nuevos circuitos, nodos y puntos de acceso en las principales ciudades; líneas de servicio a empresas y administraciones públicas; así como nuevos productos basados en protocolos IP e infraestructuras de conexión al cliente a través de ADSL.

La estrategia flexible del negocio permitió a RET modular la inversión en el 2003, ajustándola a una demanda menor a la prevista y optimizando los resultados de la compañía. Ello no fue óbice para que la filial consiguiera situarse como uno de los principales operadores de telecomunicaciones, consolidando una red de transporte propia

(DWDM/SDH) de gran alcance, ya que permitía acceder al 75 % de la población y al 90 % de los núcleos empresariales con su malla de unos 13.000 km, e incrementar su presencia en el mercado de servicios de banda ancha (ADSL para mayoristas), situándose entre los primeros ISP europeos. Igualmente, RET desarrolló dos importantes proyectos en el campo de la sociedad de la información: Proyecto RedIRIS, en colaboración con el MCYT y el CSIC, con el objeto de multiplicar los flujos de información entre la comunidad científica y docente; y Proyecto RuralNet, con el fin de superar la brecha digital en zonas aisladas, rurales y de montaña de España.

Estando inmersa Red Eléctrica en este proceso de diversificación de su negocio, la Administración estableció a finales del 2003 una nueva Ley General de Telecomunicaciones, que derogaba la anterior de 1998, para actualizar el ordenamiento español a la nueva regulación europea e incrementar la competencia en este sector, lo cual no hacía más que favorecer las expectativas de RET. Sin embargo, Red Eléctrica no terminaba de hacer rentable el negocio de telecomunicaciones, de modo que los planteamientos de salirse de esta actividad fueron ganando posiciones hasta que, en junio de 2005, se produce su venta a T-Online.

La segunda estrategia de actuación de Red Eléctrica consistió en poner en valor la ventaja competitiva que le reportaban su *know how* y experiencia en el desarrollo y gestión de redes eléctricas, bien invirtiendo en activos de transporte bien realizando programas multilaterales de asesoría y consultoría. La estrategia se centró en la expansión en su mercado natural, países emergentes con altas tasas de crecimiento de la demanda y con afinidades lingüísticas y culturales o proximidad geográfica (Latinoamérica, Europa del Este y los países del Mediterráneo), bajo los criterios de rentabilidad y bajo riesgo y menores barreras de entrada o mayor facilidad de penetración, pues

muchos de ellos se encontraban en procesos de privatización que recordaban al proceso llevado a cabo en España años atrás. En realidad, Red Eléctrica siguió un modelo muy similar en su expansión al de otras empresas españolas como Repsol o Telefónica, aunque algo más tarde. De hecho, la estrategia de Red Eléctrica se inauguró en enero de 1999, cuando -liderando a un grupo de compañías españolas y a través de su filiar *Redesur*- obtuvo la concesión para el reforzamiento de los sistemas de transmisión eléctrica del sur de Perú. Se trataba de un contrato tipo BOOT (construcción, propiedad, operación y transferencia) por más de treinta años, dos de construcción más treinta de operación del sistema resultante¹. Evidentemente, la actividad de expansión conducía a la consultoría y asistencia técnica, ya que Red Eléctrica estaba «vendiendo» un modelo de hacer las cosas. En este sentido, en 1999 destacaron varias actuaciones:

- a) la evaluación de las ofertas recibidas sobre el proceso de renovación del despacho de control eléctrico de ONE;
- b) la ejecución de trabajos en tensión, mediante helicópteros, con la firma italiana Eliabruzzo;
- c) la elaboración del sistema de planificación – *software*- y gestión de la operación del sector eléctrico de Siria (PEGTE); y
- d) la selección de ofertas del sistema de telecontrol de Agadir.

Desde entonces, los planes de inversión de Red Eléctrica se enfocaron en dos direcciones: la participación en proyectos que permitieran colaborar en la privatización o compra de empresas de transporte u obtener concesiones a largo plazo de construcción, operación y man-

¹ No obstante, la primera aventura internacional de Red Eléctrica tuvo como precedente el intento de hacerse con la principal empresa de transporte argentina, *Transener*, a través de la sociedad *Invertrans*, a principios de 1993.



Centro interactivo de electricidad en TDE



Altiplano boliviano

tenimiento de sistemas de transporte. En esta línea de trabajo, en septiembre del 2000 Red Eléctrica y ONE firmaron un convenio para estudiar una nueva interconexión eléctrica entre España y Marruecos. A finales de octubre, la Compañía llegó a un acuerdo estratégico con Nortel Networks, para el suministro de equipos de telecomunicaciones de alta tecnología, así como para servicios complementarios de formación e I+D, lo cual reforzaba a su vez a la filial RET.

En cuanto a los contratos de consultoría y asistencia técnica, Red Eléctrica llevó a cabo los siguientes proyectos cofinanciados:

- a) el diseño del futuro mercado regional de electricidad de América del Sur (Programa Alure);
- b) la definición de los sistemas de control de las empresas rumanas Transelectrica -Red de transporte- y Opcon -Operador del mercado- (Programa Phare);
- c) la mejora de la operación y el control (sistema Scada) de la red de transporte de la empresa bosnia SEC; y
- d) la operación de la interconexión Túnez-Libia, a través de las eléctricas Steg (Túnez) y Gecol (Libia).

A principios del 2001 el requisito legal de separación jurídica de las actividades reguladas y no reguladas explica también el nacimiento de Red Eléctrica Internacional (REI), cuyo objetivo era la tenencia y administración de participaciones internacionales en el campo del transporte de electricidad en el exterior, así como la prestación de servicios de consultoría, ingeniería y construcción². A finales de febrero del 2002, Red Eléctrica adquirió TDE (99,4%), compañía operadora de transporte

2 Junto a las filiales citadas, RET y REI, en julio de 2003, Red Eléctrica constituyó la sociedad holandesa Red Eléctrica de España Finance, B.V., con el objeto de captar fondos, la realización de transacciones financieras y la prestación de servicios a empresas del grupo.

de Bolivia, reforzando su posición en la zona andina, al sumarse a la presencia de Redesur en Perú. En mayo, REI suscribió el 20 % del capital de Nap de las Américas-Madrid, S. A.

En el terreno de la asesoría, Red Eléctrica estuvo encargada de los siguientes trabajos:

- a) establecimiento de una nueva compañía de transporte y operación del sistema (TranSysCo), segregándola de NEPA (National Electric Power Authority), como primer paso para la reforma del sector eléctrico en Nigeria;
- b) el lavado de aisladores con helicóptero de Edelca Electrificación del Caroní (Venezuela); y
- c) el diseño de los apoyos de las líneas de ONE (60 kV).

Los servicios de consultoría, a la vez que extendían la imagen internacional de Red Eléctrica, tenían la virtud de proporcionar conocimientos del entorno para posibles inversiones. En el 2003, REI puso en marcha un Plan de Desarrollo de Consultoría Internacional, que se inauguró con dos acuerdos marco de colaboración. A finales de julio, Red Eléctrica y ONE firmaron uno para la construcción del segundo cable submarino entre España y Marruecos, previsto para diciembre del 2005, y que duplicaba la capacidad de intercambio (hasta 800 MW). A finales de septiembre, Red Eléctrica firmó otro con la eléctrica libia Gecol para el desarrollo de la red de transporte de este país, con una duración de tres años.

El reforzamiento de la política de recursos humanos

Como ocurriera en anteriores etapas, los cambios operados en la empresa y en su dirección tuvieron su reflejo sobre la organización interna de la compañía. De hecho, en varias ocasiones ya se ha señala-

do que uno de los principales compromisos de Red Eléctrica, para prestar la máxima calidad en el servicio, se sustentaba en la mejora de la eficiencia interna. Mientras que la obtención de las más modernas tecnologías no supuso nunca ninguna restricción, más allá de la económica, la consecución de la excelencia en el trabajo realizado implicaba una atención muy especial a la formación del capital humano. De este modo, desde 1999 la política de recursos humanos tomó una nueva orientación ligada a una compañía que actuaba en un entorno crecientemente cambiante y competitivo. Este año comenzó la adaptación de la estructura de la compañía y se renovó el equipo directivo. De acuerdo con ello, en 1997 ya se había realizado una nueva auditoría social, que tenía como objetivo consolidar un clima de confianza, que, a través de una información fluida, pudiera reforzar la identificación del personal con los objetivos estratégicos de la empresa. Este llamado «cambio de cultura interna», dirigido a fomentar la capacidad de adaptación, la anticipación y búsqueda de resultados, se concretó en varios frentes: el nuevo convenio colectivo (eliminación del concepto de antigüedad del sistema retributivo e incremento de la retribución variable ligada a los resultados); la simplificación progresiva de la organización; la reestructuración de las funciones operativas; la puesta en marcha de un proyecto de gestión por competencias; y la orientación de la actividad formativa hacia las acciones de mayor sentido estratégico y valor.

Los cambios internos organizativos se hicieron realidad en el 2000. Se articularon de acuerdo con un plan estratégico basado en un nuevo modelo de gestión por competencias, que suponía la determinación de objetivos anuales, mediante el cuadro de mando integral, para cada unidad organizativa de la firma. Se empezó a nivel directivo y posteriormente se debía extender en tres años a toda la organización, con el propósito de elevar la calidad de la organización y potenciar el desarrollo perso-

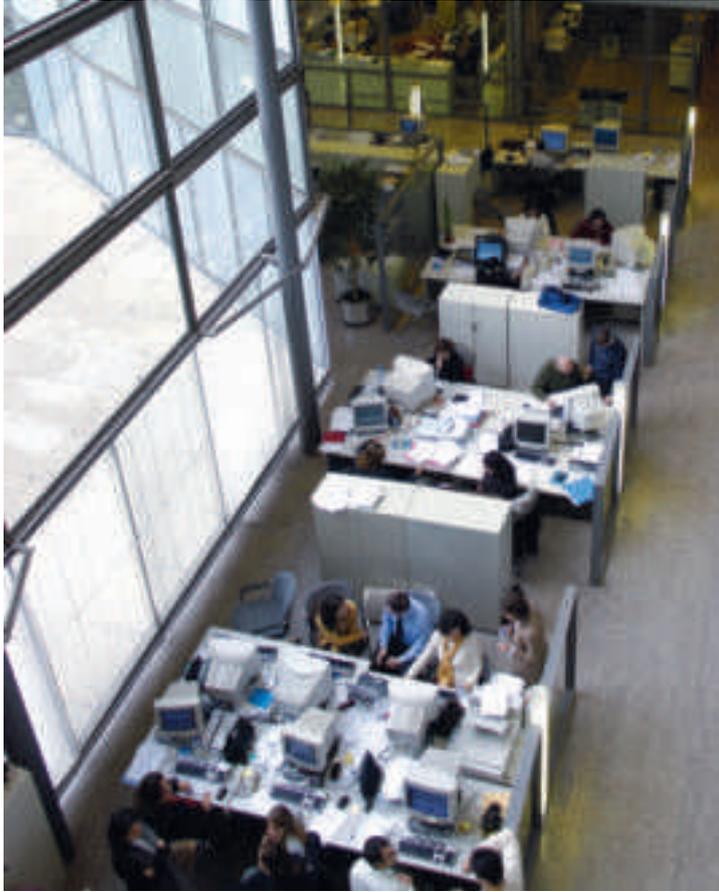
nal. La mayor eficiencia organizativa llevó a una optimización de la plantilla, que se tradujo, tras el pertinente expediente de regulación de empleo, en una reducción del número de empleados. Durante el 2001, la implantación del nuevo modelo de gestión empresarial insistió, por un lado, en la optimización de la plantilla y, por otro, en su adecuación a los nuevos retos estratégicos establecidos por la compañía. Respecto al primer capítulo se ejecutaron las siguientes actuaciones:

- a) los centros de control pasaron de seis en 1998 a dos;
- b) se prosiguió con el plan de jubilaciones iniciado en el 2000, que afectó a una cuarta parte del equipo directivo, lo que exigió la puesta en marcha de un importante programa de sucesión; y
- c) se externalizaron los servicios informáticos corporativos, transfiriendo el personal a la empresa que se encargaría de este servicio: Indra Sistemas S. A.

La definición de los valores culturales que debían inspirar la actuación del personal, por lo que hace al segundo asunto, se asumió mediante la implantación de una política de directivos, que regulaba sus relaciones jurídicas y laborales con la empresa (código de comportamiento), así como a través de un modelo de gestión que les preparaba para ejercer su cometido en la gestión y dirección de las personas. Con esta idea, Red Eléctrica elaboró un sistema integrado de gestión de procesos que contenía, para cada puesto, la definición de sus responsabilidades y actividades. El mapa y el catálogo de procesos, por tanto, supuso un paso importante hacia una gestión más eficiente de las actividades e integrada con las estrategias y cuadro de mando.

En el 2003 se puso en marcha un nuevo plan estratégico de recursos humanos, con el objetivo de reforzar el compromiso de las personas con la firma, y se articulaba en tres pilares: excelencia en la gestión,

incremento del talento y entorno laboral atractivo. El primero iba a permitir que el notable incremento de la actividad, por la adquisición de activos, se cubriera con un aumento contenido de su plantilla en cinco años. El segundo iba a facilitar, asentado en la transferencia interna del conocimiento y la gestión por competencias, que casi todos los puestos se cubrieran por promoción interna. El tercero se dirigía a aumentar la flexibilidad y establecer un sistema de compensaciones más equitativo.



Sede Social de REE en Madrid



Mayor eficiencia, mayor tamaño: una mirada al presente

En los últimos cuatro años la demanda eléctrica ha crecido a un ritmo entre el 4 y el 5 % anual. Se ha llegado a incrementos puntuales del 15 % en invierno y en Andalucía se han superado aumentos del 25 % anuales, debidos en buena parte a la puesta en marcha de los equipos de aire acondicionado durante el verano. A principios del 2004 estaba claro que las estimaciones hechas a finales de los noventa se habían superado, y que el ritmo de inversiones, tanto en la producción como en la distribución, había quedado desfasado.

En medio de esta situación el plan estratégico para 2005-2009 marcó en Red Eléctrica una vuelta al núcleo del negocio. De hecho su título era: *Creando valor desde el negocio principal*. Se había convertido en una prioridad aumentar el tamaño de la red en manos de Red Eléctrica para intentar hacer un transporte más eficiente. El aumento de la red implicaba la adquisición de la participación que CVC Capital Partners tenía en la antigua Redalta (la red de Iberdrola) y la posible compra de las redes de Hidrocantábrico y Viesgo. La compra de la participación de CVC no se efectuó hasta un años más tarde, en el mes de febrero del 2005, ya bajo la dirección de Luis Atienza quien había sido nombrado en el mes de junio del 2004. Atienza se había fijado entre sus prioridades cerrar aquella operación. En realidad la compra podía haberse llevado a cabo años atrás, pero en el equipo de Mielgo había partidarios de dejar un cierto margen de la red fuera de Red Eléctrica. Finalmente

la adquisición se cerró en 247 millones de euros. Con ella la red aumentaba un 18 % que, sumado a las adquisiciones que se habían realizado en el 2002, condujo a casi duplicar el tamaño de la red gestionada por Red Eléctrica y hacerse con la práctica totalidad de la red de alta tensión. Ahora bien, el mayor tamaño de la red suponía un reto a la hora de mantener o aumentar la eficiencia. Para lograr este objetivo hubo que hacer antes fuertes inversiones tanto materiales como en *software* para el control del sistema, que han supuesto más de 15 millones de euros a lo largo del 2004. Financieramente también el riesgo asumido fue alto, dado que el nivel de endeudamiento subió, pero las agencias de calificación confirmaron el *rating* de los activos de Red Eléctrica, y con ello daban un respaldo a la apuesta por un mayor tamaño. Indirectamente, también contribuyó al mantenimiento de la calificación de las agencias el notable cambio en el plan de negocio de telecomunicaciones de Red Eléctrica cuya viabilidad fue replanteada. La compañía se centraba así en el negocio eléctrico. Este hecho, sumado a la capacidad que con anterioridad había demostrado Red Eléctrica en las adquisiciones de las redes de Endesa y de Unión Fenosa llevo a las agencias a mantener la calificación otorgada.

Una vez establecida la vuelta al negocio principal, la gestión de redes, se fijaron cuatro grandes objetivos:

- a) Acondicionar la red para la entrada inmediata de instalaciones de ciclo combinado y el creciente parque de aerogeneradores.
- b) Duplicar las conexiones con Portugal y especialmente con Francia para respaldar la red española en situaciones de tirón de la demanda y configurar el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). En relación a las conexiones con Francia hay que tener presente que los incrementos de la demanda en aquel país no superan el 1% anual, de modo que la energía procedente de los

intercambios resulta esencial para compensar unos incrementos del 4 al 5 % en la demanda española. Además, hay que sumar las necesidades del consumo derivado del crecimiento de la red de ferrocarriles de alta velocidad.

- c) Mayor coordinación con las autoridades y empresas encargadas de proporcionar gas a las centrales térmicas. En la actualidad el gas natural cubre el 20 % del consumo, llegando al 25 % cuando la energía hidroeléctrica desciende su aporte debido a las situaciones de sequía. El gas natural se ha convertido en la fuente de energía que respalda y da margen de maniobra a la red. Es la fuente que cubre los picos dentro de una tónica de crecimiento de la demanda y sustituye a la energía hidroeléctrica en escenarios de sequía, por tanto, la programación de la oferta de energía eléctrica por parte de Red Eléctrica está directamente relacionada con el suministro de gas natural. El gas se ha convertido en la energía estratégica en el sistema español porque, a diferencia de lo que sucede con la energía hidroeléctrica, la energía procedente del gas no tiene sustituto si falla su suministro.
- d) Mejorar las prestaciones de la red para reducir las pérdidas de energía en su transporte. Hacia este objetivo se han movilizado recursos e investigación y se ha logrado reducciones del 9 % en algunas líneas.

Con una situación de control sobre la red cercana al 99 % y con una estrategia de hacer frente a los consumos crecientes, Red Eléctrica ha afianzado su papel de TSO (Transportista y Operador del Sistema eléctrico) en el mercado español. Esto supone para Red Eléctrica que su objetivo vuelve a ser la mejora en la calidad del servicio con una creciente eficiencia que permita sostener unos costes de mantenimiento

reducidos a la vez que el precio del transporte sea relativamente bajo en comparación con otros mercados (gráficos 4 y 5).

Para lograr este equilibrio ha sido necesario buscar la mejor organización interna de la empresa para asegurar las posibles eficiencias derivadas de su nueva dimensión. En este sentido se ha dado paso a un nuevo esquema organizativo, centrado en la separación de las actividades de transporte y operación del sistema. Ambas unidades de negocio funcionan al unísono pero marcando sus objetivos por separado, de modo que cada una busca la optimización de su parcela de actividad.

Organigrama de la empresa

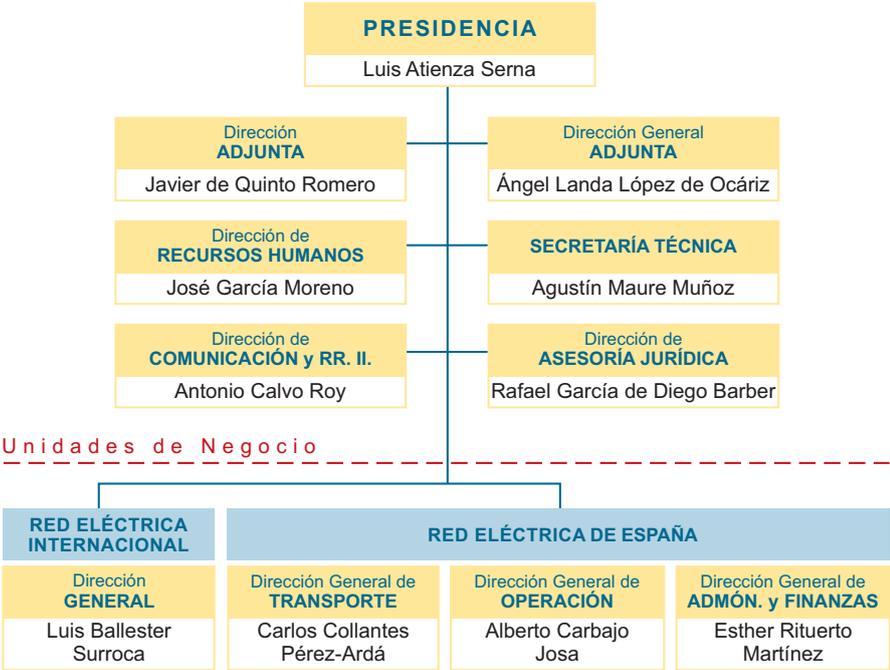
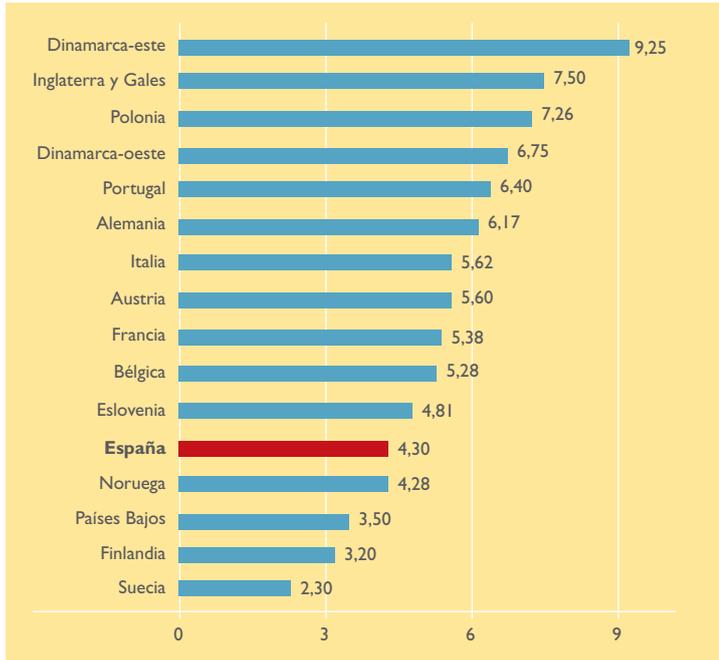
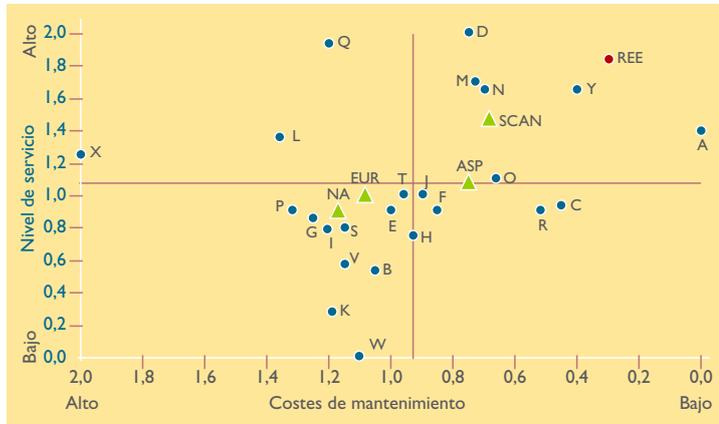


Gráfico 4 · Comparación del precio de transporte por €/MWh



Fuente: ETSO. Comparación en Europa. Julio 2004 (datos de 2003)

Gráfico 5 · Calidad del servicio



Fuente: UMS Group benchmarking 2003 (datos de 2002)

Sin embargo, los cambios en la estructura de la organización de la empresa y la inversión en capital no son suficientes para mantener la eficiencia y asegurar su futuro. En este sentido, la compañía ha tenido que reforzar tres aspectos:

- a) La inversión en capital humano para mantener la elevada cualificación técnica de las personas que integran Red Eléctrica, basándose en programas de formación y especialización.
- b) La inversión a largo plazo que supone el gasto en I+D+i. De hecho, la política de I+D+i cada vez está más orientada a objetivos estratégicos de la empresa, como son:
 - La reducción de costes de construcción, operación y mantenimiento.
 - El aumento de la calidad del servicio.
 - El desarrollo de la garantía de suministro del sistema. Esta actuación se refiere a la capacidad de supervivencia del sistema, que se traduce en la capacidad de reconocer y resistir una contingencia, recuperar los servicios y adaptarse para reducir dichos problemas en el futuro.
- c) La inversión en REI, especialmente en las compañías que gestiona en Bolivia y Perú, demostrando que Red Eléctrica puede operar como un TSO fuera de España aprovechando la experiencia y capacidades demostradas en el ámbito nacional.

Podemos concluir diciendo que en los últimos años, y de acuerdo con los procesos de estandarización y homologación establecidos por la Unión Europea y la actuación en mercados crecientemente liberalizados, Red Eléctrica ha hecho un esfuerzo llamativo proporcionando mensajes claros al entorno social, empresarial y financiero sobre su nivel de competencia y liderazgo en el desarrollo de todas sus actividades.

En la actualidad Red Eléctrica orienta sus actividades con un enfoque de gestión excelente, que implica asegurar la máxima satisfacción de todos los grupos de interés: clientes, accionistas, administraciones, empleados, proveedores y sociedad en general, con la idea de mantener una posición de liderazgo entre las empresas transportistas de energía y operadoras de sistemas eléctricos a nivel internacional. La excelencia en Red Eléctrica se desarrolla mediante los siguientes elementos:

- a)** implicación completa y activa de la alta dirección en la aplicación de las líneas maestras para la gestión;
- b)** modelo de gestión de sistemas y procesos, con los debidos indicadores, para la toma de decisiones;
- c)** análisis del entorno y de los grupos de interés, con el fin de anticipar el futuro;
- d)** responsabilidad corporativa activa e implicada en el desarrollo de la sociedad, respeto al medio ambiente y satisfacción e integración de las personas; y
- e)** gestión eficiente de los procesos y recursos orientada a la satisfacción de los interlocutores de la sociedad.

En este sentido, sin pretender ser exhaustivos, Red Eléctrica ha ido consiguiendo un buen número de premios y reconocimientos oficiales que parcialmente quedan reflejados en el cuadro 4.

Cuadro 4 · Principales premios y certificados recibidos por Red Eléctrica de España entre 1999 y el 2005.

1999

Certificado AENOR (UNE-EN-ISO 9001) · Ingeniería, construcción y mantenimiento de líneas de alta tensión y fibra óptica

2000

Certificado (UNE-EN-ISO 14001) · Sistema de gestión medioambiental

Certificado (UNE-EN-ISO 9002) · Operación de sistema eléctrico peninsular

Premio Edison · Innovación tecnológica (interconexión submarina España-Marruecos)

2001

Adhesión a EMAS · Sistema comunitario de ecogestión y ecoauditoría

Premio de Expansión y Garrigues&Andersen y IESSE · Empresa y medio ambiente

Premio Actualidad Económica y Financial Times Stoc Exchange · Empresa que más valor ha creado a sus accionistas

Certificado ISO 9001:2000 · Sistema de calidad

Implantación del Sistema de gestión OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series) 18001 · Prevención y seguridad laboral

Sello de excelencia europea del Club Gestión de Calidad · Grado de adaptación del sistema de organización y gestión empresarial al modelo EFQM

2002

Premio AECA · Empresa con mejor información financiera en Internet

Reconocimiento de la Comisión Europea a la mejor implantación de EMAS

Certificación prevención de riesgos laborales OHSAS 18001: 1999 · Implantación de gestión ambiental y auditoría de la UE

Finalista VII Premio Príncipe Felipe (Calidad Industrial) · Organización y excelencia en la gestión empresarial

Sello de Plata Excelencia Europea Club de Gestión de Calidad · Gestión de calidad

2003

Sello de Oro del Club de Gestión de Calidad · Excelencia empresarial, nivel «Recognised for Excellence» de EFQM

Premio Excelencia 2002 Revista Dirigentes · Mejor estrategia empresarial

Segunda posición Revista Dinero y Look & Enter · Presencia en Internet de las empresas Ibex 35

Accésit II Edición del Premio Empresa Flexible · Política de conciliación vida laboral y familiar

Premio de AECA · Mejor memoria anual medioambiental

2004

Sello de Oro del Club de Gestión de Calidad · Excelencia empresarial, nivel «Recognised for Excellence» de EFQM

Accésit III Edición del Premio Empresa Flexible · Política de conciliación vida laboral y familiar

2005

Premio Príncipe Felipe (Calidad Industrial) · Organización y excelencia en la gestión empresarial

Conclusión

¿Dónde reside el éxito de Red Eléctrica?

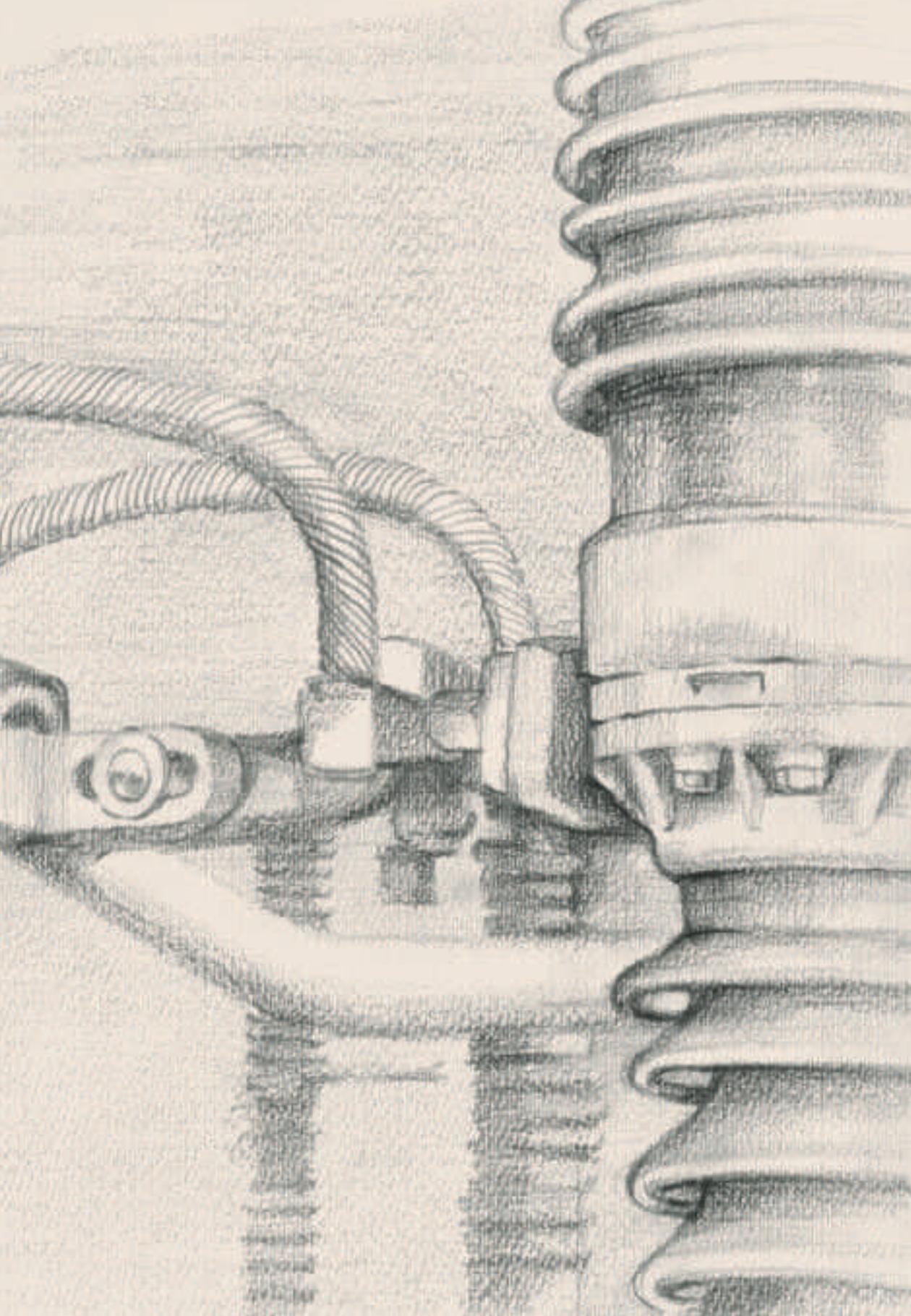
En la introducción señalamos que Red Eléctrica derivaba de una forma de gestión de la red de alta tensión que había sido muy particular con respecto a lo que desde la Segunda Guerra Mundial había ocurrido en Europa. Desde su nacimiento Red Eléctrica ha sido una rara avis. Ni es un monopolio nacional, ni una compañía absolutamente privada, porque parte de sus objetivos están determinados por el regulador, por el Estado. Sin embargo, en saber jugar en ese equilibrio ha residido el éxito de la empresa.

Red Eléctrica ha sido como una puerta con dos goznes. Por un lado, ha estado presente el deseo de funcionar como un monopolio, aprovechando, precisamente, la característica de monopolio natural que ofrece toda red. Es decir, una gestión unificada de toda la red implica menores costes y permite optimizar las inversiones para su crecimiento y renovación (economías de escala). Por otro lado, paliar el peligro presente en todo monopolio de dormirse en los laureles e imponer precios (tarifas) abusivos. Para evitar ese problema, se ha reducido la participación estatal, directa o indirecta, y la presencia de las empresas eléctricas en el accionariado y en los órganos de administración de la sociedad, espacio ocupado por inversores privados, institucionales o minoritarios (70 % del *free float*). A estas medidas, relativas a la composición accionarial de la empresa, se suman tres actuaciones que las refuerzan: fuertes inversiones en I+D+i para repercutirlas en innovaciones de gestión que reduzcan los costes de gestión y el «precio» final del servicio, interconectar la red con Francia, Portugal y

Marruecos para mejorar la capacidad de respuesta de la propia red y la exportación de sus servicios y modelo de gestión a otros países como negocio complementario.

Es cierto que Red Eléctrica está supeditada a la normativa vigente, y que, por tanto, los cambios en la misma han influido en su modelo de gestión, pero nunca de forma radical. La empresa ha sabido siempre mantener una dirección, que puede virar un poco hacia uno y otro de los goznes. Es eso lo que aprecian de Red Eléctrica las empresas, los usuarios, los accionistas y los ciudadanos.





Modelos para la organización del transporte de electricidad:

Justificación de la opción TSO para España

Javier de Quinto Romero - Director Adjunto a la Presidencia en REE

179	Introducción
185	Modelos para la organización del transporte de electricidad
191	Valoración de estos modelos
203	Experiencias internacionales
207	El modelo de transporte y la legislación de la UE
211	Nuevos retos para el TSO
217	Conclusión
219	Bibliografía



Introducción

Antes de la Ley 49/1984 de explotación unificada, el sector eléctrico en España estaba constituido mayoritariamente por empresas privadas e integradas verticalmente con áreas de distribución delimitadas¹.

Además existía una empresa especializada en generación, de propiedad pública (Endesa) y un gran número de pequeñas empresas distribuidoras de carácter local.

Las empresas eléctricas integradas verticalmente operaban sus instalaciones de generación y transporte como si de sistemas eléctricos independientes se tratara, haciendo los desarrollos de generación y transporte (básicamente en sus áreas geográficas) necesarios para satisfacer la demanda de sus respectivos mercados.

En coherencia con este criterio de autoabastecimiento de los mercados propios, los intercambios entre empresas tenían carácter puntual y se reducían a la compra/venta de excedentes o al apoyo en caso de situaciones de necesidad.

En este escenario, la interconexión entre los respectivos subsistemas eléctricos no resultaba prioritaria para las empresas y, en consecuencia, no había una red de transporte diseñada con criterios de carácter nacional.

Aunque siempre existió una cierta coordinación entre las empresas a través del repartidor de cargas (RECA) de UNESA, la operación de los subsistemas eléctricos era responsabilidad de cada una de las empresas.

1 Si bien es cierto que en España nunca se definieron legalmente áreas de distribución en exclusividad, en la práctica las empresas llegaban a acuerdos sobre las zonas de distribución de cada una de ellas.

La coordinación se reforzó en 1979 con la creación del Centro de Control de Electricidad (CECOEL), cuya gestión se asignó a ASELÉCTRICA, sociedad en la cual estaban representadas todas las empresas eléctricas, y en la que existía un delegado del Gobierno con derecho de veto.

Este modelo, previo a la creación de Red Eléctrica de España (REE) en 1985, presenta claras similitudes con los existentes actualmente en algunos países desarrollados como Alemania o ciertos estados de los EE.UU.

La Ley 49/1984 de explotación unificada supuso un cambio de modelo en toda regla. Se planteó un mecanismo de optimización centralizado y basado en los costes variables de cada instalación, de forma que la explotación se realizó, a partir de entonces, de forma conjunta para todo el sistema eléctrico peninsular.

La Ley 49/1984 unificó el sistema eléctrico peninsular. En otras palabras, se «homologaba» el funcionamiento del sistema, en un entorno multiempresa (como el español) con la explotación de los sistemas eléctricos que venía siendo utilizada en los países de nuestro entorno, en los que el suministro eléctrico era responsabilidad de una única empresa pública (por ejemplo Inglaterra, Francia, Bélgica, Italia, etc.).

Las ventajas de tal cambio, desde el punto de vista teórico, son claras: el óptimo del sistema peninsular es de mayor rango que la suma de los óptimos parciales de cada una de las compañías. Y el caso español fue pionero en el sentido de conciliar la explotación unificada con la existencia de varias empresas privadas.

La Ley 49/1987 también sentó las bases para la creación de una red de transporte desarrollada con criterios de suministro a nivel nacional, en manos de una única empresa independiente y especializada, encargada de su desarrollo y responsable a su vez de la operación del sistema. Esa empresa Red Eléctrica de España (REE), compró una parte relevante de los activos de transporte a las empresas eléctricas.

La experiencia ha demostrado que este modelo de organización del transporte y la operación del sistema (que como se verá denominamos transmission system operator, TSO) ha transcurrido, sin que la calidad y la seguridad del suministro se hayan resentido, durante la vida de los diversos modelos de regulación, como han sido los basados en reconocimiento de unos costes estándares (como era el sistema denominado Marco Legal Estable de 1988²) o los basados en la introducción de competencia (como lo fue la LOSEN de 1994³ o la todavía vigente LSE de 1997⁴).

La Ley de Explotación Unificada de 1984 y la posterior creación (en febrero de 1985) de REE⁵ dio lugar a la primera empresa independien-

2 El R.D. 1538 de 11 de diciembre de 1987 (MLE) establecía un nuevo sistema de cálculo tarifario y una nueva forma de reparto interno de fondos en el sector, basada en un complejo sistema de competencia contra los costes estándares.

3 La LOSEN inicia un proceso evolutivo hacia la competencia a partir del MLE. Impone la segregación jurídica de las actividades eléctricas reguladas y en competencia, así como de las actividades no eléctricas; crea un organismo regulador independiente con gran capacidad de cálculo (CSEN); y plantea una transición a la competencia mediante un «sistema integrado», en el que se introduce un mecanismo de subastas competitivas para la construcción de nueva capacidad, y un «sistema independiente» plenamente competitivo.

4 La Ley 54/1997 elimina la dualidad sistema integrado / sistema independiente, organizando a muy corto plazo la competencia en torno a un pool horario (con seis sesiones de ajuste: los mercados intradiarios) en el que compiten todas las tecnologías, pero existiendo múltiples salvedades y mecanismos compensadores.

5 En el momento de su constitución REE pasó a ser propietaria de un activo valorado en 102.746.276.585 pesetas, que estaba integrado por: el Despacho Central (CECOEL); 9.375 km de líneas a 400 kV; 4.076 km de líneas a 220 kV; 9 subestaciones; 46 parques y 238 posiciones de líneas.

El capital total suscrito de REE fue de 45.090.000.000 pesetas y la participación pública en el capital de la nueva sociedad del 51 %. Al mismo tiempo la sociedad adquirió de las empresas eléctricas privadas el resto de las instalaciones de la red de alta tensión por un valor de 57.656.276.585 pesetas, entregando como contrapartida deuda avalada por el Estado a un plazo de 17 años y a un tipo medio anual del 9,20 %.

te en el mundo responsable en exclusiva de las actividades de transporte y de operación del sistema eléctrico y se convierte en pionera en la desintegración vertical de las actividades eléctricas.

Este modelo de organización ha demostrado ser válido en los posteriores procesos de liberalización. Prueba de lo anterior es que fue exportado con éxito a otros países que emprendieron posteriormente un camino hacia el actual paradigma regulatorio.

Efectivamente, a partir de principios de los 90 se ha ido desarrollando, en Europa y en el resto del mundo desarrollado, la introducción de competencia en aquellas fases de la cadena de valor de los negocios de redes que no presentaban características de «monopolio natural»⁶.

Las redes eléctricas son el soporte físico del mercado (ponen en contacto oferta y demanda), siendo fundamentales para la seguridad y calidad en el suministro. Además, las redes facilitan la reposición del servicio, la gestión de excedentes regionales y facilitan la elección de emplazamientos.

En el sector eléctrico la solución competitiva se realiza separando las actividades de transporte y distribución, que constituyen un «monopolio natural» y deben ser reguladas de la forma más eficiente, de la generación y la comercialización que, con derecho de acceso a las redes, pueden abrirse a la competencia.

Dicho de otra forma, la segregación de las redes o de su operación del resto de las actividades es condición necesaria, pero no suficiente para el desarrollo de un mercado competitivo. Dicha segregación puede ser funcional, contable, jurídica o accionarial.

⁶ Se dice que existe tal figura cuando simultáneamente se dan altos costes de inversión y costes marginales decrecientes o nulos, por lo que la duplicidad de redes (en caso de que no haya congestión), condición necesaria para competir, o bien implica repercutir costes muy superiores al consumidor, o bien márgenes muy inferiores a las compañías, de forma que las torna inviables.

Así, en los EE.UU. la Orden FERC n.º 888 estableció que tanto los usuarios de mercados organizados normalmente en forma de *pool* como otro tipo de usuarios tenían el derecho de acceso a las redes de forma no discriminatoria y a una tarifa conocida.



Modelos para la organización del transporte de electricidad

Para empezar a dilucidar esta cuestión hay que comenzar definiendo los límites de un sistema eléctrico.

Una primera tentativa para definirlo podríamos referirla al alcance de las redes; pero la verdad es que, dado el alto grado de interconexión internacional (especialmente entre los países centrales de la UE), las grandes cantidades de energía que pasan por ciertas fronteras (Francia-Italia, Francia-Bélgica, todo Luxemburgo, Bélgica- Holanda, etc.) y la creciente homogeneidad de las reglas, no resulta sencilla tal definición. ¿Existe un sistema de transporte de electricidad europeo o centroeuropeo? Veremos que no.

Una segunda tentativa nos llevaría a pensar que el sistema coincide con el mercado geográfico relevante. Si así fuera, en el caso español, el Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) en su informe 54/00 determina: «dada la actual estructura del sistema de ofertas mediante el que se produce la energía eléctrica en España, la ausencia de generadores externos compitiendo en dicho sistema, la escasa interconexión comercial que existe y las escasas perspectivas de aumentar esa conexión, en concreto con Francia, el mercado (...) es el mercado peninsular nacional», sin que desde entonces (año 2000) haya habido otro pronuncia-

miento diferente. Pero como veremos más adelante, hay mercados que engloban más de un sistema (Noordpool o el futuro MIBEL).

Y la tercera tentativa para definir un sistema eléctrico viene referida al alcance y afección de las órdenes del operador del sistema. Por ello, en el caso español, teníamos un sistema peninsular y a partir del 2005 tendremos uno nacional toda vez que REE realizará la operación de las islas Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla. Y todo al margen de que se logre un mercado eléctrico con Portugal (el MIBEL), ya que de momento está previsto que coexistan dos operadores de sus respectivos sistemas, REE y REN.

Por ello, en la UE en general los sistemas eléctricos coinciden con el ámbito nacional.

La siguiente cuestión a tratar es la relativa al tamaño óptimo de un sistema. Y tendríamos que comenzar conviniendo como se define tal «tamaño».

Podría venir determinado por la cantidad de energía vertida a la red (o sea, transportada), por los kilómetros de red o por algún tipo de combinación de los dos criterios anteriores.

Lo midamos como lo midamos, no hay respuesta clara a la pregunta. Los grandes países por extensión y consumos (EE.UU., Rusia o China) no funcionan estrictamente a escala nacional sino que cuentan con varios subsistemas bastante independientes entre sí. Pero también es claro que existen sistemas muy eficientes mayores que el español e incluso que la suma del español y el portugués.

Una vez sometidas las cuestiones relativas a la definición y tamaño de un sistema, entremos en la organización empresarial del transporte de electricidad.

Una taxonomía podría ser en función del número y tamaño relativo de empresas propietarias de tales activos y otra en función de la pro-

ximidad del operador del sistema a la red.

Agrupando estos dos criterios, hoy es generalmente acordado presentar básicamente dos alternativas: el ISO (independent system operator)⁷ y el TSO (transmission system operator).

Se entiende por un sistema de tipo TSO cuando existe una entidad (literalmente una sola, o al menos una claramente dominante; con o sin ánimo de lucro) que:

- a)** Efectúa la operación técnica de un sistema eléctrico, dadas unas normas de seguridad.
- b)** Es propietaria de todos o gran parte de los activos que componen la red.
- c)** Planifica y ejecuta su mantenimiento.
- d)** Por consiguiente, prevé y desarrolla la expansión de la red de transporte.

Se entiende por sistema ISO cuando existe una entidad (con o sin ánimo de lucro) que solo asume la función a), es decir, efectúa la operación técnica de un sistema eléctrico (o solo coordina intercambios entre empresas verticalmente integradas en una acepción más extrema) y no es propietaria de ningún activo de transporte. En este caso, habitualmente, existen varias compañías que poseen activos de transporte. También un ISO suele asumir la función d), pero nunca las b) y c).

En el caso TSO, tanto la operación del sistema como los activos de red y su mantenimiento están radicalmente segregados de los agentes que compiten en generación y comercialización. En el caso del ISO esta segregación se refiere solo a la operación del sistema.

7 En puridad el modelo ISO tiene dos acepciones: ISA (independent scheduling administrator) que coordina las acciones de sistemas de transporte que siguen siendo operados por sus dueños e ISO que realiza la operación de forma independiente de los dueños de las redes.

Los países con sistemas eléctricos desarrollados y que operan en entornos competitivos presentan tanto sistemas tipo TSO como sistemas tipo ISO. Más adelante detallaremos la opción de los países más relevantes o próximos a nosotros.

El hecho de que en un país se haya optado por uno u otro modelo suele estar en función de los antecedentes históricos y de la estructura sectorial. En aquellos lugares en los que existían antes de los procesos de cambio regulatorio varias compañías privadas que ofrecían un servicio verticalmente integrado y que no han estado dispuestas a vender sus líneas de transporte por motivos estratégicos, se ha optado por un sistema tipo ISO (California)⁸ o PJM⁹ en los EE.UU. son los casos paradigmáticos.

En cambio, en aquellos lugares en los que existía una empresa única (normalmente pública), ha sido posible diseñar una estructura sectorial nueva y por lo general en estos casos se ha ido a un modelo TSO. Como se verá más adelante, dadas ciertas ventajas del modelo TSO, en algunos países, actualmente se transita del modelo ISO al TSO.

Hay que indicar que en el caso de que existan redes poco complejas, que no es el caso español, la opción por un sistema ISO puede no presentar excesivas desventajas frente a un sistema TSO.

También hay que señalar que en aquellos casos en los que resulta indispensable el desarrollo rápido de nuevas líneas (por imperativo de una demanda que crece con rapidez), en un entorno de debilidad financiera de la empresa transportista (escasa capitalización y/o retribución), de carencias en los mercados internos de capitales (bolsas de valores mínimas o inexistentes, tipos de interés muy elevados, grandes comisiones bancarias) y con riesgo de tipo cambio (asimetría entre ingresos en moneda nacional y deuda en moneda extranjera), puede resultar aconsejable (a corto plazo) dar entrada a capitales privados y/o extranjeros en

la construcción de nuevas líneas, y entonces podría ser razonable optar por un sistema ISO.

Obviamente este no es el caso español, pero este cúmulo de circunstancias es más frecuente en América Latina (Brasil, Perú, Bolivia, Colombia muy recientemente...) donde el desarrollo de la red se basa en licitaciones públicas y por tanto la estructura de propiedad de la red está bastante diversificada y en algún caso atomizada tal vez en exceso.

8 En California, en su primera acepción antes de la crisis, coexistían varios organizadores del mercado (o coordinadores de la programación) y un solo operador del sistema. Las tres grandes compañías eléctricas californianas (Southern California Edison, Pacific Gas & Electricity y San Diego Gas & Electricity) son propietarias de redes, tanto de transporte como de distribución, aunque se establece una obligación de separación contable para cada una de estas actividades. El ISO ha de conocer en todo momento la oferta y demanda prevista en los mercados organizados y fuera de ellos para realizar sus propias previsiones, la gestión técnica del sistema y la operación en tiempo real. Para ello requiere de información proporcionada por los denominados «coordinadores de programación», que de alguna forma, además de determinar precios y cantidades spot, determinan ex-ante un programa de producción. Los interlocutores del ISO son los «coordinadores de programación», y este status no solo lo tienen las compañías generadoras tradicionales del estado de California y de otros estados, sino también algunas compañías distribuidoras, comercializadores, traders o grandes consumidores, y además los organizadores de mercados como CALPX o APX.

9 Originariamente PJM nació como un coordinador técnico del sistema y evolucionó hacia operador del sistema. Efectivamente ha coordinado «subsistemas eléctricos» que operaban sobre varios estados y ha gestionado intercambios entre sus socios y con sistemas externos. PJM comenzó a operar como ISO el 1 de enero de 1998. Y solo recientemente PJM se ha desarrollado también como mercado spot eléctrico de excedentes de energía, sin carácter obligatorio. En el mercado spot se ofertan bloques de energía, no unidades de generación y cuenta con una sesión previa o diaria. PJM también opera en mercados intradiarios. Existe también un mercado de potencia (capacidad), entendido como reserva de capacidad para seguridad del sistema. Además del mercado spot, existen otras formas de contratación, que son contratos a plazo (forwards) y el Mercado de Derechos de Transporte.



Valoración de estos modelos

Son varios los motivos que justifican una preferencia del modelo TSO frente al ISO, si bien, como acabamos de señalar, hay que considerar que las condiciones macroeconómicas en general o del mercado interno de capitales en particular, la estructura de la red, la organización industrial del sector, o consideraciones políticas, pueden aconsejar un sistema ISO frente a uno tipo TSO.

Estos motivos los agrupamos como sigue:

a) Economías de escala: mejor una sola empresa que varias de menor tamaño

El subsector del transporte de energía es claramente un negocio de economías de escala. Estas ocurren cuando los costes medios unitarios del servicio disminuyen al aumentar el volumen de producción por período. En otras palabras, este tipo de economías se dan ante la existencia de altos costes fijos ineludibles al margen del tamaño y cuando no hay restricciones significativas a la cantidad marginal de energía que se puede servir (transportar).

Y por ello, si ISO significa la existencia de varias empresas transportistas (y no solo segregación de la operación del sistema), entonces el TSO minimizaría ciertos costes fijos (de estructura y personal principalmente) y sin duda generaría este tipo de economías.

Al existir estas economías, y al margen de otras consideraciones, la empresa de red tiene claros incentivos para expandirse, bien por inversiones materiales en desarrollo, bien por adquisición de otras redes vecinas en funcionamiento.

b) Escala mínima eficiente: si hay varias empresas, existe el riesgo de que total o parcialmente algunas no sean eficientes

Podríamos definir la escala mínima eficiente como el menor tamaño de escala con el que se obtienen mínimos costes unitarios. Es posible que, en caso de existir diversas empresas transportistas, alguna de ellas no llegue a alcanzar una red de transporte mínimamente eficiente, si bien habría que establecer unos baremos de eficiencia que siempre serían debatibles.

c) Menores costes de transacción internos y externos

Parece lógico pensar que un TSO permite reducir e incluso minimizar el conjunto de los costes de transacción. Es decir, sería más eficiente en la asignación de recursos y en la organización interna (costes intraempresariales); lograría mejores condiciones financieras (al menos pagaría menores comisiones) por mayor volumen de activos (costes extraempresariales).

A modo de ejemplo, un modelo ISO implica duplicidad de despachos; también que tenga que alquilar las comunicaciones a la o las empresas transportistas o a alguien externo; el proceso de planificación de la red se dificulta o si se quiere, requiere de la coordinación de ambas partes.

En resumen, una organización tipo TSO aprovecha mejor las ventajas expresadas que una organización ISO ajena a la propiedad y gestión de los activos de red, toda vez que agiliza y facilita los flujos de información tanto aguas abajo como aguas arriba, y minimiza los costes de relación entre unidades, amén de que el TSO tendría un mayor poder de negociación frente a los proveedores en general.

Habitualmente los modelos ISO presentan un complejo sistema de procedimientos, tratamiento de excepciones, organismos arbitrales para resolver litigios o disputas, cosa que en un modelo TSO, al menos se minimiza.



Mantenimiento y construcción de líneas de transporte eléctrico



Subestación de Peñaflo

d) Mejor coordinación entre la OS y la gestión y el mantenimiento de los activos

La integración de ambas actividades permite disponer de más y mejor información, así como más rapidez de acceso a esta. Este acceso a información rápida y fiable es esencial para garantizar la seguridad del sistema.

Entre otras ventajas de la mejor coordinación se encuentran:

- Gestión eficiente de los descargos de instalaciones
- Reducción de la propagación de las perturbaciones y mejora en los procesos de reposición
- Mejora de la información en tiempo real y la capacidad para gestionar situaciones imprevistas

e) Relación principal-agente menos problemática

En cualquier negocio existen dos aspectos fundamentales para su existencia y funcionamiento: la propiedad (de la red en nuestro caso) y la gestión (de los activos que componen la red).

En un modelo TSO, propietario y gestor están integrados, y en un modelo ISO están segregados. En todo caso, la parte propietaria es dueña de los activos, y sin perjuicio de que exista un acuerdo regulatorio que estipule lo contrario (total o parcialmente), es también dueña de los beneficios de la operación del negocio.

Por otro lado, la parte gestora es la encargada de la operación del negocio, y su retribución depende del contrato regulatorio que tenga con la parte propietaria.

La literatura económica de aplicación al caso se ha centrado en encontrar el contrato «óptimo» entre principal o propietario y agente, dadas ciertas restricciones sobre la factibilidad de estos contratos¹⁰.

¹⁰ Para una presentación general de este modelo, sus fundamentos y su utilización, véanse Salanié (1997) y Macho Stadler y Pérez Castrillo (1997).

En general, las restricciones son de dos tipos:

- Condiciones de participación

Estas restricciones proporcionan la garantía de que las condiciones contractuales que gobiernan la relación son suficientes para que cada parte obtenga una utilidad esperada no menor que la utilidad esperada que podría obtener si no se establece relación (es decir, si no se firma el contrato).

En términos económicos, las condiciones de participación aseguran que la utilidad esperada por ambas partes del contrato supere el valor absoluto del coste de oportunidad.

- Condiciones de compatibilidad de incentivos

Estas restricciones aseguran que las características y acciones del agente corresponden con lo que efectivamente el principal desea.

En otras palabras, las condiciones de compatibilidad de incentivos implican que cualquier decisión del agente (incluida la decisión de participar) expresa el deseo del principal y no otro.

Juntas, las condiciones de participación y de compatibilidad de incentivos proporcionan la garantía de que el contrato alcance sus objetivos; por un lado reúne a las dos partes en una relación mutuamente beneficiosa, y por otro consigue que ninguna de las partes tenga un incentivo para llevar a cabo acciones y decisiones contrarias a los deseos de la otra.

De este modo, el contrato óptimo establecería una eficiencia económica muy semejante a lo que clásicamente se denomina beneficios de especialización, división de mano de obra y ventaja comparativa.

Un aspecto obvio del contrato principal - agente óptimo es que, siempre que alguna de las condiciones del problema se satura, esto implica una pérdida de eficiencia económica respecto a una situación en la que todos los incentivos fueran compatibles. Esto se explica por-

que cuando se satura una condición, entonces, el contrato restringe la utilidad de, al menos, una de las partes respecto a lo que podría ocurrir si la condición en cuestión no existiese.

Sin embargo, en una situación en la que ninguna de las condiciones se saturase, entonces el contrato no sería necesario. Y esto es lo que ocurre en nuestro caso.

Efectivamente, esta es la situación clásica estudiada en la teoría económica, referente al beneficio social del intercambio voluntario y de la especialización.

La diferencia entre aquella situación básica y la gama de situaciones y escenarios establecidos en la teoría de principal y agente es, precisamente, la introducción de la información asimétrica, que imposibilita el contrato básico o *first best* y que hace necesario un contrato condicionado o *second best*.

En cuanto existe algún aspecto de información asimétrica, en el sentido de que el agente dispone de información valiosa para la gestión del negocio en cuestión (bien sea sobre sus características o sobre sus propias acciones y decisiones), entonces cualquier beneficio que la especialización pudiera otorgar se verá reducido por las restricciones necesarias para garantizar el funcionamiento correcto de la relación contractual.

Esta es la solución al problema cuando no existe un contrato capaz de satisfacer simultáneamente todas las condiciones de participación y de compatibilidad de incentivos.

De la misma forma, si existe un contrato óptimo, entonces éste tiene que ofrecer una ganancia en eficiencia sobre la situación en la que las asimetrías de información imposibilitan la relación *first best* y en ausencia del contrato óptimo, no puede haber relación alguna.

En resumen, solamente puede ser eficiente que se separen las fun-



ciones de inversor (principal) y gestor (agente) cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Existe un beneficio mutuo derivado de la especialización, es decir, el agente tiene una ventaja comparativa sobre el principal en cuanto a la gestión, (cosa que no ocurre en el caso de la red de transporte) y
- Las restricciones necesarias sobre el contrato óptimo para corregir asimetrías de información no impliquen pérdidas en eficiencia mayores que los beneficios de la especialización (y concluiremos que no hay asimetrías relevantes).

Para considerar correctamente la mayor o menor eficiencia acerca de la posibilidad de separar las funciones de inversor y gestor en un negocio de red, como el del transporte de electricidad, basta con profundizar en estos dos puntos.

Respecto al primero, no parece obvio que un agente (un ISO) haya de estar más especializado por estar fuera de la red. Además es la propia red quien tiene una idea clara y sobre el terreno de las necesidades y alternativas.

Respecto al segundo punto, hay que señalar que para que exista heterogeneidad en la información, es necesario que exista un alto grado de incertidumbre en las variables más importantes del negocio, principalmente en la demanda de los usuarios de la red. Y aunque la demanda varía según franjas horarias y estaciones anuales, tiene un componente aleatorio muy bajo. Además, los costes de operación de la red tampoco son muy variables por el impacto de efectos aleatorios.

Tampoco existen importantes efectos aleatorios procedentes por el lado de los costes en cuanto a la operación de la red eléctrica en España.

Por tanto, ante la certidumbre y predictibilidad de las variables más importantes, ante la capacidad de autoasegurar imprevistos, ante el hecho de que la información sobre la red no presenta grandes asimetrías

entre agentes del mercado, no se justifica un contrato principal – agente.

f) Proceso de planificación más sencillo y eficaz

Es necesaria la planificación del desarrollo de la red, con carácter previo a la inversión efectiva, porque se trata de un monopolio natural, con discontinuidades (escalones) en su función de costes, y habitualmente con costes marginales cercanos a cero (mientras no se presente una discontinuidad).

La planificación debe:

- Decidir cuándo, dónde y cómo incorporar nuevas instalaciones a la red de transporte
- Proporcionar plan de desarrollo de la red
- Garantizar la homogeneidad en la calidad de servicio básica
- Posibilitar a todos los agentes un acceso equitativo a la red con las menores restricciones posibles
- Proporcionar coherencia global de la red, espacial y temporal

La libertad de inversión sin una planificación general conduce a redes subóptimas.

Como principio general, la planificación debe aconsejar invertir, teniendo siempre como objetivo la seguridad del sistema, cuando el coste previsto de la inversión a acometer sea inferior al coste evitado (al sistema eléctrico o gasista en su conjunto).

Parece recomendable que la responsabilidad de tal planificación no caiga en manos exclusivas de la red, aunque en algunos casos (Reino Unido) es función exclusiva de la red. Pero tal planificación no debe ni puede desarrollarse de espaldas a la red. En un contexto como el actual, de competencia y mercado en la generación, la planificación y la consiguiente inversión en red, puede afectar heterogéneamente a los agentes, lo que redundaría en nuestra percepción de que la responsabili-

dad de tal planificación no caiga en manos exclusivas de la red que debe ser, y parecer neutral en cualquier circunstancia.

En ausencia de una sola empresa de red que realice o apoye esta función, las inversiones de transporte realizadas por otros agentes, pueden responder más a necesidades estratégicas de otras actividades empresariales realizadas por dichas sociedades que al objetivo de garantizar los aspectos de adecuación y seguridad del sistema de transporte.

g) Interlocución con la Administración

Pero no solo lo anterior, sino que sin una empresa líder comprometida con la identificación de las necesidades de expansión de la red, el responsable del desarrollo de la red, normalmente la Administración, carecerá de un interlocutor potente y responsable capaz de acometer inversiones con rapidez o en ciertos casos bajo determinada incertidumbre. Dicho de otra forma, sin un TSO, la Administración (salvo que fuerce a alguna empresa pública a hacer las cosas) se ve obligada a licitar los proyectos de expansión de red, procedimiento que requiere precalificar ofertantes, seguir unos procedimientos y plazos (lentitud) y dar claras garantías de recuperación de la inversión acometida; todo ello sin evitar el riesgo de que la licitación quede desierta.

h) Mínima dilución de responsabilidades

Un TSO evita este problema al existir solo dos fronteras en el transporte: una con la generación y otra con la distribución. En cambio con un sistema ISO existen además fronteras entre transportistas, y con el operador, que sin duda pueden diluir responsabilidades en caso de fallo.





Experiencias internacionales

Todos los países de la UE han adoptado el modelo de TSO en lugar de ISO, aunque existen algunas excepciones que pasamos a reseñar.

Al reestructurarse en Italia el sector eléctrico a partir de la empresa pública ENEL, se creó una empresa de transporte (TERNA) propiedad de ENEL pero en proceso de privatización por partes y un operador del sistema que además tenía las funciones de comprador único (GRTN) en manos del Gobierno. En la actualidad están previstas la segregación de las funciones de operación del mercado de GRTN y la fusión de ambas empresas para crear un TSO en línea con el resto de los países de Europa.

Alemania y Austria mantienen un modelo en que existen varios TSO en sus respectivos territorios, consecuencia de la estructura histórica del sector, formado por varias empresas verticalmente integradas (por ejemplo en la región oeste de Alemania, RWE Grid es el TSO planteado como empresa jurídicamente segregada de otras actividades pero dentro del grupo RWE).

Suiza todavía mantiene un modelo ISO, aunque ha emprendido un proceso de creación de un TSO.

Irlanda está en pleno proceso de liberalización de su sector, para lo cual se ha procedido a la segregación de las distintas actividades de la empresa eléctrica verticalmente integrada ESB, formándose ESB National Grid quien posee los activos de transporte y que de momento también realiza la operación del sistema. Esta es una situación

transitoria, ya que se ha creado a su vez la empresa estatal EIRGRID, que será la encargada de operar el sistema y gestionar los activos de transporte, que seguirán en manos de ESB.

El caso griego es similar al irlandés, ya que se ha creado la empresa HTSO, como operador del sistema y gestor de la red de transporte. La propiedad de la red de transporte sigue siendo de la empresa verticalmente integrada de titularidad pública, PPC. HTSO es propiedad en un 51% del Gobierno directamente, y el resto de PPC.

Otros casos paradigmáticos en la UE son Holanda, donde Tennet, con la aquiescencia del Gobierno, recientemente ha adquirido gran parte de los activos de transporte y es operador del sistema; la National Grid Transco, TSO eléctrico y gasista del Reino Unido, en proceso de integrar definitivamente el sistema eléctrico escocés; Portugal, donde REN es el TSO; Francia, donde RTE también es el TSO y muchos otros países.

Fuera del entorno de la UE existen experiencias de ISO como es el caso de varios países de América Latina antes mencionados¹¹, California o PJM (en EE.UU.) o Alberta en Canadá.

El caso de Noordpool (Noruega, Suecia y Finlandia) es reseñable. Existe un solo mercado con un TSO en cada país¹². También es reseñable el caso danés, país antes dividido en dos sistemas (este y oeste) con dos TSO¹³, si bien recientemente (julio del 2004) los han fusionado en torno a Energie Net.

11 Podemos añadir a los países mencionados anteriormente la Argentina, donde la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), sociedad sin ánimo de lucro, ejerce funciones de operador del mercado y operador del sistema.

12 StatNett, SvenskaKraft y FinGrid respectivamente.

13 ElKraft y Eltra, respectivamente.

Recientemente el Gobierno danés ha decidido que ambos TSO pasen a ser uno solo bajo la propiedad del Gobierno, integrando a su vez a la empresa transportista de gas GASTRA, con la creación de la empresa «Energinet Danmark». De esta manera, Dinamarca sigue optando por el modelo TSO pero integrando a su vez electricidad y gas en una misma empresa, al estilo de Inglaterra con la National Grid Transco.

El modelo de transporte y la legislación de la UE

La UE ha establecido el marco regulatorio de los mercados eléctricos, principalmente a través de la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que reemplaza a la anterior Directiva 96/92/CE.

Aunque el artículo 10 de la directiva trata de la separación de la gestión de la red de transporte respecto al resto de actividades, claramente con las actividades no relacionadas con el transporte, hay argumentos en la propia directiva que no excluyen, e incluso aconsejan que tal gestión no esté demasiado alejada de la propiedad de la red de transporte. Veamos:

En el considerando número 8 se establece que debe distinguirse entre propietario de los activos y de la operación del sistema solo cuando la empresa de red está integrada verticalmente.¹⁴ Y de hecho, en el considerando 10 de la directiva, se establece la posible unidad de ambos cuando la infraestructura está en manos independientes del resto de los agentes¹⁵.

14 «It is also appropriate that the transmission and distribution system operators have effective decision-making rights with respect to assets necessary to maintain, operate and develop networks when the assets in question are owned and operated by vertically in undertaking».

15 «While this Directive is not addressing ownership issues it is recalled that in case of an undertaking performing transmission or distribution and which is separated in its legal form from those undertaking performing generation and/or supply activities, the designated system operators may be the same undertaking owning the infrastructure».

La propia definición de la figura de gestor de la red de transporte (en el texto original en inglés, Transmission System Operator) atribuye a éste funciones como la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de la red de transporte, responsabilidades difícilmente asumibles sin tener la propiedad de la red.

En el artículo 9, en el que se establecen las funciones de los gestores de las redes de transporte, además de la propia operación del sistema, se añaden otras funciones relacionadas directamente con tareas como la planificación, la operación y mantenimiento, y el desarrollo de la red de transporte. El cumplimiento de estas funciones no sería posible sin que dicho gestor sea a la vez el responsable de la operación del sistema y de la red de transporte.

Por su parte, CEER (Council of European Energy Regulators) refrenda el modelo TSO tal y como se demuestra en alguno de sus documentos¹⁶, asegurando que la transparencia a la hora del acceso a la red y la eficiencia en la operación de estas se asegura de mejor manera cuando la operación del sistema y la propiedad de los activos están unidos.

¹⁶ «*Completing the internal energy market: the missing steps*». 6 de octubre del 2003.







Nuevos retos para el TSO

Algunos de los elementos básicos del actual modelo de competencia en los sectores eléctrico y gasista, tanto español como en la mayor parte de los países de la UE son:

- a) Separación (jurídica en el caso español) de las actividades reguladas y las abiertas a la competencia
- b) Libertad de entrada a las actividades en competencia
- c) Planificación vinculante de las redes básicas (que llamamos de transporte)
- d) Acceso regulado de terceros a las redes, lo que implica precios regulados por alguien que no sea el propietario de la red, fijación de unos estándares de calidad y fiabilidad y condiciones de acceso (y denegación del acceso) transparentes y predecibles, es decir, públicas y publicadas y peajes de acceso (que en España son del tipo tarifa postal y únicos en todo el territorio nacional)
- e) Toda la demanda puede optar entre una tarifa regulada o acudir al mercado (en España desde el 1 de enero del 2003)
- f) Doble regulador (en España la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria y la Comisión Nacional de la Energía)

Hay que resaltar que conciliar los principios b) y c) no es tarea fácil y este es el primero de los grandes retos para los TSO en todo el mundo. En el caso de España este reto es especialmente complejo, debido a la falta de ciertas señales (que vamos a detallar enseguida) tanto para la generación y el consumo.

Los tiempos de instalación de una central eléctrica de ciclo combinado de gas o de una instalación industrial gran consumidora de electricidad o gas resultan netamente inferiores a los de tender líneas eléctricas o de gas.

Hay varios motivos que explican posibles demoras en los tendidos de redes. Uno es que el mapa de España está plagado de zonas de alto interés ecológico y medioambiental, y el tendido de redes implica a más territorio que una central eléctrica o una instalación industrial, que están más «concentradas» en el territorio. Otro es que los trámites administrativos son crecientemente complejos y lentos. Otro es que el uso conjunto de «pasillos» (por ejemplo las líneas de ferrocarril) suele ser desaconsejable (o al menos está muy limitado) por motivos de seguridad. Y otro es que no existe conciencia social de la necesidad de tales tendidos, por lo que (a diferencia de las carreteras), las oposiciones suelen ser importantes.

Por ello los agentes que compiten en los mercados energéticos deben contar con el riesgo de que la red no llegue a tiempo y resulta ineludible que la planificación vincule a todos. Consecuentemente, hay que promover reformas que simplifiquen y fuercen los trámites para realizar tales tendidos de forma razonable.

El caso es que en el momento de redactar estas líneas (julio del 2005), hay solicitudes para instalar más de 60.000 MW de potencia eléctrica en ciclos combinados de gas, otros 35.000 MW adicionales en centrales eólicas y cerca de 900 MW en otras energías renovables, en la España peninsular, para un parque que no llega a ofrecer de forma efectiva 60.000 MW. Obviamente muchos de estos proyectos que han solicitado su conexión a la red no se llegarán a construir ni siquiera a medio plazo, ¿pero cuáles en concreto? Sin duda es recomendable poner en práctica algún tipo de compromiso legal y económico a par-

tir del momento en el que se solicita conexión a la red.

Esta inflación de proyectos de generación eléctrica, en caso de llevarse adelante, plantea también el problema de la capacidad de evacuación en algunos nudos, ya que en esos casos será inferior a la suma de potencia que pueden poner en el nudo un conjunto de generadores. Esto trae como consecuencia la aparición de congestiones y por ende que no podamos contar con toda la potencia disponible en caso de necesidad. En cualquier caso, los agentes deben estar previamente advertidos de tal tipo de riesgo.

En este marco también hay que señalar lo difícil que resulta predecir el crecimiento y la ubicación de la demanda.

También hay que señalar que la regulación eléctrica y gasista española ha optado por repartir las pérdidas proporcionalmente entre todo el consumo. Un sistema en el que la generación y el consumo asumiesen sus pérdidas específicas, ayudaría mucho a ubicar los proyectos donde se minimicen éstas y haría mucho más previsible el tendido de redes.

Hay países (por ejemplo el estado de Victoria en Australia o Nueva Zelanda) en los que con un sistema eléctrico competitivo, se subasta el emplazamiento de la nueva generación, como forma de resolver el problema que se plantea, pero en el caso español, seguramente agilizando y forzando los trámites para el desarrollo de la red, comprometiéndolo económicamente a los agentes que soliciten conexión y haciendo que cada uno asuma sus pérdidas, se resolverían en gran medida las incertidumbres que hemos señalado.

Un segundo reto para los TSO es ganar tamaño hasta el límite de su tamaño óptimo. Esto se logra a través del crecimiento orgánico e incorporando otros sistemas.

En nuestro caso, REE casi ha culminado la integración de todos los

activos básicos de alta tensión en la península tras las compras (y los posteriores acuerdos para la ejecución efectiva de tales compras) a Endesa, Unión Fenosa, Viesgo e INALTA (de la que un 25 % ya era de REE y el 75 % restante de REDALTA).

Con este panorama solo quedaría la integración de los activos de Hidrocantábrico, operación que aunque no está planteada de momento, no debe descartarse.

Si añadimos que REE va a operar los sistemas insulares y extrapeninsulares, de esta forma se culmina el proceso por el que se logra un TSO español.

En un proceso hacia la integración de los mercados eléctricos español y portugués, los dos operadores del sistema han de coordinarse todavía mejor y seguramente requieren de mejor información acerca de las previsiones y el comportamiento en tiempo real del sistema de su vecino. Además, como se ha señalado anteriormente, las redes de España y Portugal serían susceptibles de integrarse bajo un mismo operador y mejor aún bajo una misma empresa, sin llegar a saturarse lo que podría ser el tamaño óptimo de un sistema.

Pero es muy difícil que tal cosa ocurra porque todavía no hay precedentes de que un estado haya permitido que la operación del sistema eléctrico pase a depender de otro estado¹⁷.

El tercer y último reto para los TSO, consiste en reseñar la experiencia pionera del Reino Unido consistente en crear un TSO a la vez eléctrico y gasista.

17 Hay experiencias de integración de sistemas previamente independientes dentro de un Estado nacional. Por ejemplo en el Perú, donde en el momento en el que la línea Transmancora unió los subsistemas norte y sur pudo crearse un solo sistema nacional operado por el COES – SINAC. Hay varios ejemplos más en el interior de los EE. UU., siendo PJM el más significativo o también se puede reseñar la integración de los sistemas previamente independientes de Escocia e Inglaterra y Gales o el caso danés.

Seguramente tal tipo de uniones presentan más ventajas que inconvenientes; especialmente se refuerza la coordinación entre ambos operadores del sistema, se generan algunas eficiencias al suprimir duplicidades en la estructura y (sobre todo) se dota de mayor tamaño en general y músculo financiero en particular a la compañía fusionada, lo que permite abordar con garantías, estrategias de crecimiento en sectores conexos o en el exterior del país.



Conclusión

España ha sido pionera en implantar en 1985 lo que denominamos modelo TSO, que lograba explotar de forma unificada el sistema eléctrico peninsular (hoy algo más ya que hay que incluir los territorios insulares y extrapeninsulares) en un entorno de múltiples empresas, a la vez que independizaba la red básica de transporte (antes la parte más estratégica, hoy la red de alta tensión casi en su totalidad) de las compañías implicadas.

Este modelo no solo sigue vigente hoy día, sino que gana posiciones a su alternativa, el ISO, en casi todos los lugares del mundo y especialmente en la UE.

Basados en aspectos abordados en otros epígrafes, nos decantamos por el modelo TSO, por lo siguiente:

- El conocimiento de la red proporciona unas ventajas, principalmente de información y de experiencia, que hacen que la propia red sea el mejor gestor del sistema y un apoyo fundamental en el proceso de planificación y expansión de ésta.
- Es fundamental que el regulador se asegure de que la red, en todas sus actuaciones (como gestor de los propios activos y como gestor del sistema) sea neutral respecto a los agentes que participan en el mercado mayorista de electricidad.
- Con un TSO, se minimizan o evitan disfunciones o litigios.
- Con un TSO se generan importantes economías de escala, que a medio plazo han de beneficiar al usuario de la red.
- Además, se generan beneficios por una coordinación más eficaz y

- la información fluye de forma más ágil, eficaz y en menos tiempo.
- Se minimizan los costes de transacción (que dos unidades empresariales diferentes se relacionen es más costoso y caro que la relación entre dos unidades de la misma empresa, aunque solo sea por proximidad, pero también por otros motivos culturales, organizativos y de otro tipo).
 - Desaparecen problemas asociados a la relación principal - agente, en el sentido de que el contrato implícito entre principal y agente es más sencillo.

Esto, que de una forma más extensa y matizada se ha expuesto anteriormente, es de aplicación general. No obstante, en el caso del sector eléctrico español hay que señalar alguna razón adicional, y es que el correcto funcionamiento competitivo del mercado eléctrico español demanda un gestor del sistema neutral, pero con poder de negociación suficiente para no ser capturado o presionado en exceso por los grandes agentes del sector.

Finalmente, hay que reseñar que uno de los denominadores comunes en las conclusiones obtenidas tras diversos apagones ocurridos en otros lugares (Italia, Nueva York, California...) es que los operadores del sistema deberían tener un mayor control sobre la red de transporte y en el mejor de los casos ser sus propietarios¹⁸.

18 «All transmission owners (private, public, and cooperative) must be required to join multi-state independent Regional Transmission Organizations (RTO) with geographic boundaries that reflect natural regional power market areas. FERC should then devolve to these RTOs the implementation of as many of its policies regarding transmission operations, planning, investment, and market monitoring as possible».

Bibliografía

Carter, M. y Wright, J. (1999) *Interconnection in Network Industries*, Review of Industrial Organization. 14.

Cross, Eugene D. (1996) *Electric Utility Regulation in the European Union*. John Wiley & Sons.

Fabra, Jorge y Bartolomé, Juan Ignacio (1985) *Sector eléctrico: reflexión sobre aspectos conocidos*. Economía Industrial n.º 243.

Harvey S.M. & Hogan, W.W & Pope, S.L. (1996). *Transmission capacity reservations and transmission congestion contracts*. The Electricity Journal. Nov.

Henriet, D. y Moulin, H. (1996) *Traffic-based Cost Allocation in a Network*, RAND Journal of Economics, 27.

Hunt, Sally & Suttilewoth, Graham (1996) *Competition and choice in electricity*. Willey.

Joskow; Paul & Schmalensee, Richard (1983) *Markets for power. An analysis of electric utility deregulation*. The MIT Press.

Kahn, Alfred (1995) *The economics of regulation: principles and institutions*. The MIT Press. 6th printing. Primera edición en 1970 – 71. John Willey & Sons

Katz, Michael L. & Shapiro, Carl (1985) *Network externalities, competition and compatibility*. American Economic Review. 75.

Klein, Michael (1995) *Competition in network industries*. Private Sector Development Department. The World Bank.

Laffont Jean Jacques & Tirole, Jean (1993) *A theory of incentives in procurement and regulation*. The MIT Press.

Macho-Stadler, Inés y Pérez Castrillo, David (1997) *An Introduction to the Economics of Information: Incentives and Contracts*. Oxford University Press.

Newbery, David (2001) *Regulating Unbundled Network Utilities*. Department of Applied Economics. Cambridge University.

Pérez Arriaga, José Ignacio (1997) *Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica*. Economía Industrial n.º 316.

Rodríguez Romero, Luis (1993) *La teoría clásica de la regulación de monopolios naturales*. ICE nº 723.

Salanié, Bernard (1997) *The Economics of Contracts*. The MIT Press.

Salanié, Bernard (2000) *Microeconomics of market failures*. The MIT Press.

Sharkey (1982) *The theory of natural monopoly*. Cambridge University Press.

Viscusi, W. Kip, Vernon, John M, & Harrington, Joseph E. (1995) *Economics of regulation and antitrust*. The MIT Press. 2nd edition.

EDITA:

Red Eléctrica de España S.A.

COORDINACIÓN:

Dirección de Comunicación y Relaciones Institucionales

DISEÑO DE CUBIERTA E ILUSTRACIONES:

Juan Dávila

FOTOGRAFÍAS:

Archivo de Red Eléctrica

Página 206 - Imagen creada por Craig Mayhew y Robert Simmon, NASA.

DISEÑO GRÁFICO, TRATAMIENTO DE IMAGEN Y MAQUETACIÓN:

ZEN comunicación visual. www.zen.es

IMPRESIÓN:

EPES Artes Gráficas

DEPÓSITO LEGAL:

M-48984-2005





RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177 · 28109 Alcobendas · Madrid
www.ree.es