

Pasado, presente y futuro de las Líneas Eléctricas de Interconexión. El caso de España

Jesús Gómez Llona
Asesor del Director General de Transporte
Red Eléctrica de España

SUMARIO: I. UN POCO DE HISTORIA.- 1. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA.- 2. LOS AÑOS SETENTA.- 3. LAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL.- 4. LA MORATORIA NUCLEAR.- 5. RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.- 6. LA EVOLUCIÓN EN LAS RELACIONES CON EDF.- II. LOS CONTRATOS INTERNACIONALES.- 1. CONTRATO DE SUMINISTRO DE EDF A REE.- 2. CONTRATO DE APOYO DE REE A EDF.-3. CONTRATO DE SUMINISTRO CON LA ONE (MARRUECOS).- III. LA CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES CON FRANCIA, PORTUGAL Y MARRUECOS.- 1. FRANCIA.- 2. PORTUGAL.- 3. MARRUECOS.- IV. LA DIRECTIVA DE LA U.E. (19/12/1996).- V. LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO (27/11/1997).- VI. SITUACIÓN ACTUAL.- 1. EL MERCADO ESPAÑOL DE LA ELECTRICIDAD.- 2. LA EXPERIENCIA DE DOS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO.- 3. CONDICIONES PARA LA EXISTENCIA DE UN MERCADO MADURO.- VII. LAS REDES TRANSEUROPEAS DE ENERGÍA.- 1. LAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN Y EL MERCADO.- 2. LOS PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN.- VIII. SITUACIÓN AL DÍA DE HOY.- 1. LA DEMANDA.- 2. LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE.- 3. UN PROBLEMA: EL MIEDO A LOS CAMPOS ELÉCTRICO Y ELECTRO-MAGNÉTICO.- IX. EL FUTURO, UNA VISIÓN PERSONAL.- 1. LA REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.- 2. LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.- 3. UN MERCADO ÚNICO O MERCADOS NACIONALES.- 4. LA LIBERTAD DE ACCESO A LA RED.- 5. UN CENTRO DE OPERACIÓN EUROPEO.- 6. LAS INTERCONEXIONES CON FRANCIA.-

I. UN POCO DE HISTORIA

1. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

En España estamos bastante avanzados en el establecimiento de un mercado de la electricidad y se espera que todos los consumidores de alta tensión podrán elegir su proveedor de electricidad para junio de este año. Sin embargo, este movimiento no está avanzando a la misma velocidad en todos los estados de Europa, lo que está poniendo en riesgo a los países que, como España, van más adelantados.

Pero conviene que veamos cual ha sido la evolución del Sector Eléctrico en España desde finales de los años setenta y los factores que han motivado la construcción de las líneas de interconexión.

2. LOS AÑOS SETENTA

A finales de los años setenta, existían en España *11 compañías eléctricas* y todas ellas, salvo Endesa, eran compañías *integradas verticalmente*, es decir, que actuaban tanto en generación, como en el transporte, en la distribución y finalmente en la comercialización.

Cada empresa tenía su *propia región de actuación*, en la cual, salvo excepciones en Madrid y Barcelona, *actuaban en monopolio, sin competencia entre ellas*.

En aquel tiempo, cada empresa tenía la obligación de contar con los medios de generación necesarios para atender a su propia demanda, así como medios de generación de reserva para cubrir cualquier incidencia de su parque generador.

Cada empresa tenía su Centro de Control, o Despacho de maniobras y anexo a él, la optimización de sus centros de Generación y la *compraventa de energía* con otras empresas vecinas.

Las líneas de interconexión tenían por objetivo principal *la venta de excedentes de energía a las compañías vecinas*, aunque evidentemente las líneas de interconexión proporcionaban otra clase de servicios, de gran importancia, como el apoyo ante incidentes, la estabilidad de la frecuencia y de la tensión, con lo que la calidad y seguridad del servicio resultaban muy mejoradas.

El enfoque inversor de las empresas en lo que se refiere a las *líneas de transporte*, estaba dedicado fundamentalmente a la *conexión de sus centros de generación con sus centros de consumo*.

3. LAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

Para finales de los setenta, ya estaban construidas la mayor parte de las Líneas de Interconexión Internacional existentes en la actualidad en España.

Interconexión con Francia:

L/220 kV	ARKALE-MOUGUERRE.....	1960
L/220 kV	BIESCAS-PRAGNERES.....	1962
L/400 kV	VIC-BAIXAS.....	1964
L/400 kV	HERNANI-CANTEGRIT.....	1971
L/400 kV	ARAGON-CAZARIL en proyecto desde.....	1990

Interconexión con Portugal:

L/220 kV	ALDEADAVILA-BEMPOSTA.....	1976
L/220 kV	ALDEADAVILA-POCINHO.....	1976
L/220 kV	SAUCELLE-POCINHO.....	1976
L/400 kV	CEDILLO-PEGO.....	1993
L/400 kV	CARTELLE-LINDOSO.....	1995

Interconexión con Marruecos:

L/400 kV	PINAR-MELLOUSA.....	1997
	(1988-1990 Estudios preliminares 1991-1993 Ingeniería básica 1993-1997 Construcción)	

Interconexión Oeste-Este (interior):

L/400 kV	LA MUDARRA-ESCATRON.....	1966
----------	--------------------------	------

He incluido dentro de las Interconexiones esta última línea (de 400 km de longitud), porque es una línea vertebradora del Sistema Eléctrico Español, aunque se construyó para aportar el excedente de generación del Noroeste peninsular, donde se encontraba la generación de Endesa, hacia la zona catalana, que era deficitaria.

4. LA MORATORIA NUCLEAR

Continuando con la evolución del Sector Eléctrico, el comienzo de los años ochenta, es un período crítico para las empresas eléctricas españolas, ya que los aumentos previstos de la demanda, (extrapolaciones de los años setenta), no se cumplen y la oposición social a *la construcción de centrales nucleares*, llevan al *Gobierno a decretar la paralización* de la construcción de las instalaciones y a la compensación de las pérdidas originadas a las empresas mediante una retribución especial denominada "Moratoria Nuclear".

En esta situación, algunas empresas se encuentran con inversiones del orden del billón de pesetas, que no podrán poner en funcionamiento. Esto conduce a una repentina paralización de todas las inversiones, (generación, redes de transporte y distribución), lo que acarrea el cierre de muchas empresas fabricantes de bienes de equipo para el sector eléctrico.

5. RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

En el año 1985 el Ministerio de Industria crea Red Eléctrica de España, para dar salida a la situación de las empresas eléctricas. Se trataba de *poder atender al crecimiento de la demanda eléctrica sin que las empresas eléctricas tuvieran que hacer nuevas inversiones de generación*. Para ello, se *utilizarían las centrales de generación que tenían como reserva las empresas eléctricas*, y el *parque de generación se gestionaría de forma global por Red Eléctrica de España (Explotación Unificada)*. Se crea un despacho de cargas llamado CECOEL (Centro de Coordinación Eléctrico) y desaparecen las compraventas de energía entre empresas.

La retribución de las empresas se realiza mediante un procedimiento de cálculo denominado “Marco Legal Estable” y las centrales de generación entran en servicio según los costes de Operación auditados, comenzando por las más baratas, aunque en cumplimiento de la política energética del Gobierno, también entran en funcionamiento generadores basados en carbón nacional.

Al objeto de fortalecer a la nueva empresa, las compañías eléctricas aportaron a Red Eléctrica de España, como contravalor de su participación en la propiedad de la compañía, activos de transporte de su propiedad hasta alcanzar el valor correspondiente a su participación y, adicionalmente, Red Eléctrica de España consideró esas aportaciones como deuda a largo plazo, que Red Eléctrica debería ir pagando a las compañías eléctricas. Esta deuda se amortiza finalmente a mediados de los años noventa.

La solución adoptada por el Ministerio, resuelve la situación financiera de las compañías eléctricas, pues permite atender el crecimiento de la demanda con las centrales de reserva existentes, sin necesidad de nuevas inversiones.

Al funcionar según el orden de los costes, *Red Eléctrica de España debe proceder a construir las líneas de transporte que permitan este tipo de funcionamiento, lo que lleva a la vertebración de la Red de Transporte de Alta tensión*, pues la situación geográfica de la generación variaba notablemente respecto de la topología anterior.

Red Eléctrica de España, se convierte así en la primera empresa del mundo especializada en el Transporte en Alta Tensión y en la Operación del Sistema Eléctrico, hecho de cuya relevancia no fuimos conscientes en aquel momento.

La planificación y construcción de las líneas de transporte de alta tensión eran responsabilidad de Red Eléctrica de España y se basaban en la predicción de la demanda y en el orden (conocido) de la generación en las dos situaciones extremas, Máxima Demanda con máxima producción Hidroeléctrica, Denominada “Punta Húmeda”, y Máxima Demanda con los Embalses Vacíos, denominada “Punta Seca”, es decir, que en este caso la demanda había de cubrirse mediante Generación Termoeléctrica. En base a estos supuestos y a la necesidad de que la Red de Transporte debía poder seguir sin sobrecargas, aún cuando fallase algún elemento de la Red (Criterio N-1), se determinaba la necesidad de construir nuevas líneas o instalar nueva transformación.

Por lo que se refiere a los *intercambios internacionales*, como se puede ver en la tabla siguiente, *tienen* tanto en potencia instantánea como en la energía transportada *una importancia residual*, respecto a los valores del Sistema Eléctrico Español.

AÑO	INTERC.FRANCIA			INTERC.PORTUGAL			INTERC.MARRUECOS			ESPAÑA		
	GWh		GWh	GWh		GWh	GWh		GWh	Demanda Máxima	Demanda Máxima	Generación
	IMPORT	EXPORT	SALDO	IMPORT	EXPORT	SALDO	IMPORT	EXPORT	SALDO	diaria MWh (fecha)	hora MW (fecha-hora)	TOTAL Gwh.
1980	1792	-1267	525	514	-2432	-1918	0	0	0			95759
1981	2518	-854	1664	138	-3194	-3056	0	0	0			95861
1982	1340	-1316	24	401	-3369	-2968	0	0	0			98082
1983	3017	-1732	1285	1057	-2373	-1316	0	0	0		20189 (14/02/83-20)	102243
1984	3925	-826	3099	1365	-2077	-712	0	0	0		20317 (11/01/84-21)	106997
1985	2635	-1335	1300	1284	-3530	-2246	0	0	0	434059 (15/01/85)	22877 (15/01/85-20)	110960
1986	1902	-1153	749	989	-2874	-1885	0	0	0	403641 (13/02/86)	20602 (29/01/86-20)	113012
1987	2490	-902	1588	675	-3700	-3025	0	0	0	434279 (15/01/87)	22544 (15/01/87-20)	116653
1988	2450	-1256	1194	1027	-3417	-2390	0	0	0	434501 (20/12/88)	22112 (19/12/88-20)	122435
1989	1487	-2110	-623	1271	-2436	-1165	0	0	0	434517 (31/01/89)	21884 (02/01/89-20)	128649
1990	1512	-1875	-363	1696	-1733	-37	0	0	0	485098 (19/12/90)	25160 (10/12/90-19)	134622
1991	1465	-2001	-536	1620	-1712	-92	0	0	0	489739 (16/01/91)	24393 (16/01/91-20)	140116
1992	3154	-1143	2011	1197	-2539	-1342	0	0	0	504831 (23/01/92)	25336 (23/01/92-20)	141475
1993	2703	-1119	1584	1902	-2077	-175	0	0	0	488455 (02/03/93)	23990 (02/03/93-21)	141425
1994	3737	-886	2851	1369	-2256	-887	0	0	0	500126 (19/01/94)	24764 (19/01/94-20)	146376
1995	5892	-382	5510	1741	-2655	-914	0	0	0	515704 (14/12/95)	25813 (14/12/95-20)	151764
1996	3740	-1449	2291	3005	-4111	-1106	0	0	0	514274 (11/12/96)	25357 (11/12/96-19)	156238
1997	2114	-2054	60	2481	-5378	-2897	2	-133	-131	559400 (16/12/97)	27369 (16/12/97-19)	162377
1998	5266	-746	4520	3698	-3971	-273	0	-706	-706	581925 (10/12/98)	29484 (09/12/98-20)	172955
1999	7439	-574	6864	4476	-3616	860	0	-1803	-1803	624933 (17/12/99)	31247 (16/12/99-19)	184239

6. LA EVOLUCIÓN EN LAS RELACIONES CON EDF

En particular, *en los años ochenta, Electricidad de Francia, sigue considerando sus líneas de interconexión con España, como líneas para la venta de excedentes a España o a Portugal, (es decir el mismo enfoque que tenían en los años setenta las Empresas Españolas, entre sí), prestando un apoyo al Sistema Ibérico, que deseaba no le causara problemas.*

En 1996, aprobada la Directiva del Parlamento Europeo, sobre la adopción de normas comunes para el establecimiento del mercado interior de la electricidad, Electricidad de Francia procede a reforzar las líneas de interconexión con España, instalando un defasador en la línea de 220 kV Biescas-Pragnères y modificando la topología de la interconexión de la línea de 400

kV Vic-T.Baixas, lo que permite un aumento de transporte de 250 MW por las interconexiones existentes.

En Enero de 1991 y Diciembre de 1992, Electricidad de Francia y Red Eléctrica de España firman dos contratos, uno de suministro de EDF a REE y otro de apoyo de REE a EDF, contratos que son modificados en Enero de 1997 quedando establecidos en los siguientes términos.

II. LOS CONTRATOS INTERNACIONALES

1. CONTRATO DE SUMINISTRO DE EDF A REE

Potencia puesta a disposición de REE por EDF:

01/10/1996 al 30/09/2004.....	550 MW
01/10/2004 al 30/09/2005.....	500 MW
01/10/2005 al 30/09/2010.....	300 MW

Excepción:

La indisponibilidad de alguna de las líneas de interconexión liberará a EDF de garantizar la totalidad de las potencias anteriores, puestas a su disposición, quedando los valores asegurados siguientes:

Potencia Garantizada:

01/10/1997 al 30/09/1998.....	150 MW
01/10/1998 al 30/09/2010.....	250 MW

La indisponibilidad de las líneas no podrá superar las 1300 horas al año.

Las condiciones de entrega de la energía: El programa constará de bloques de una duración mínima de cuatro horas y de potencia igual o inferior a la puesta a disposición por EDF a REE.

La programación: Será por semanas completas, si bien se permiten modificaciones de un día para el siguiente, con una antelación mínima de doce horas.

2. CONTRATO DE APOYO DE REE A EDF

REE se obliga a tener a disposición de EDF las potencias siguientes:

01/11/1997 al 31/03/2005.....	1000 MW
01/04/2005 al 31/03/2010.....	300 MW

Dentro de cada año el apoyo estará disponible entre las 0 horas del 1 de Noviembre y las 24 horas del 31 de Marzo del año siguiente.

Las condiciones de entrega de la energía:

Antes del 7 de Setiembre de cada año EDF comunicará a REE la energía máxima que prevé utilizar en el invierno siguiente, aunque las cantidades que efectivamente se programen resulten ser inferiores a las preavisadas.

La duración máxima de utilización de la energía en el período de cada invierno no podrá superar las 600 horas.

La energía máxima acumulada que REE pone a disposición de EDF para todo el período de vigencia del contrato es de 4.890 GWh.

En las horas de programación, la modulación del programa solicitado no podrá dar lugar a rampas superiores a 250 MW cada media hora.

La programación:

Mínima: El programa constará de bloques de una duración mínima de cuatro horas, con valores programados cada media hora, de valor igual o inferior a la potencia puesta a disposición por REE a EDF.

Máxima: 20 horas diarias durante toda la semana, con un máximo de 200 horas en dos semanas sucesivas.

Dos semanas sucesivas de tomas han de ser seguidas al menos de dos semanas de descanso, en las que no será posible toma semanal, diaria u horaria alguna.

Condiciones adicionales

Ambos contratos se extienden en detalles, sobre las actuaciones diarias, las interrupciones debidas al mantenimiento o a causas fortuitas y las modificaciones debidas a todo tipo de causas.

Por lo que se refiere al precio de la energía, mucho más elevado en el caso de apoyo a EDF que en el de suministro a REE, como es natural, los contratos prevén una serie de parámetros tales como la inflación, el precio del petróleo o el tipo de cambio entre ambos países, que sirve para la determinación del precio de cesión de la energía y su actualización año tras año.

3. CONTRATO DE SUMINISTRO CON LA ONE (MARRUECOS)

En Marzo de 1994 se acuerda un contrato de suministro entre REE y la ONE, que justifica la construcción de una interconexión submarina en corriente alterna a 400 kV, entre España y Marruecos.

Tras varias vicisitudes que retrasaron varios años la puesta en servicio de esta línea de interconexión internacional, el contrato se renegotió quedando como sigue:

Potencia garantizada puesta por REE. a disposición de la ONE:
Desde la puesta en servicio al 31/12/2002 90 MW

Excepciones a la potencia garantizada:

REE podrá interrumpir total o parcialmente el suministro durante 1500 horas al año, como máximo.

La interrupción no podrá sobrepasar las 1000 horas al año, en el período comprendido entre el 1 de Octubre de cada año y el 31 de Marzo del año siguiente.

Se contabilizarán como horas de interrupción de la potencia programada completa, aquellas en las que la interconexión esté fuera de servicio por indisponibilidad fortuita del cable submarino o de las instalaciones del Sistema Español con ellas relacionadas

Condiciones de entrega de la energía:

El programa constará de bloques de energía de una duración mínima de 4 horas y de potencia igual o menor que la potencia garantizada.

Dentro de cada semana la potencia horaria mínima será igual a 1/3 de la potencia máxima, es decir, si la ONE toma los 90 MW en alguna hora, no podrá pedir, dentro de esa semana ninguna hora con menos de 30 MW.

III. LA CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES CON FRANCIA, PORTUGAL Y MARRUECOS

1. FRANCIA

Importación con la red completa:

Potencia Máxima	Invierno	1.550 MW
	Verano.....	1.400 MW

La capacidad está limitada por la sobrecarga de la línea de 400 kV Hernani-Cantegrit al fallo de la línea 400 kV Vic-T.Baixas.

Exportación con la red completa:

Potencia Máxima	Invierno	1.600 MW
	Verano.....	1.400 MW

La capacidad está limitada por la sobrecarga de la línea de 400 kV Hernani-Cantegrit al fallo de la línea 400 kV Vic-T.Baixas.

Importación garantizada:

Potencia Máxima	Invierno	850 MW
	Verano.....	750 MW

La capacidad está limitada por la necesidad de dejar capacidad de transporte de reserva para el caso del fallo de una instalación de generación y cuya sustitución no pueda hacerse mediante generación de respuesta rápida.

Exportación garantizada:

Potencia Máxima	Invierno	1.600 MW
	Verano.....	1.400 MW

La capacidad está limitada por la sobrecarga de la línea de 400 kV Hernani-Cantegrit al fallo de la línea 400 kV Vic-T.Baixas. El fallo de una instalación de generación provoca el incumplimiento del programa pero no sobrecarga las líneas de interconexión.

2. PORTUGAL

Importación:

Potencia máxima	Invierno o Verano	1.000 MW
-----------------	-------------------------	----------

Fallo a cubrir: Pérdida de una línea de interconexión de 400 kV.

Exportación:

Potencia máxima	Invierno	700 MW
	Verano.....	600 MW

Fallo de la línea de 400 KV Pego-Riomaior en Portugal.

3. MARRUECOS

Capacidad de la interconexión..... 700 MW
Limitada por la red de transporte de Marruecos a 150 MW.

IV. LA DIRECTIVA DE LA U.E. (19/12/1996)

Desde el año 1956 en que se constituye la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, no se había abordado una política para la energía eléctrica. En los años noventa, con el Libro Blanco de la Energía, la creación del mercado interior y la discusión de las directrices de la Directiva, la política de la energía se acelera considerablemente.

La Directiva encomienda a los Estados miembros la adopción de una serie de normas comunes encaminadas al establecimiento del mercado interior de la electricidad:

La electricidad deja de ser un Servicio Público Esencial y *se convierte en un bien de consumo*, como puede ser el carbón y sujeto por tanto a la libre competencia, para lo cual deberá atenderse a una libertad de movimientos similar a la del resto de las mercancías, sin perjuicio de las obligaciones de servicio público.

Debe establecerse en la Unión Europea *un Mercado interior de la Electricidad*, es decir, un Foro *donde se concierten la oferta y la demanda y se determine un precio*. El establecimiento de este mercado debe ser progresivo para que la industria eléctrica pueda ir adaptándose.

Dadas las diferencias estructurales y de regulación existentes, cada Estado podrá optar por el régimen más adecuado a su situación particular, no obstante, *el acceso a la red debe quedar abierto* de conformidad con la presente Directiva.

La red de transporte es la red de alta tensión. En cada país se nombrará un gestor de la red de transporte, que se haga cargo de la explotación, el mantenimiento y, en su caso, del desarrollo de la red, así como sus interconexiones con otras redes, para garantizar la seguridad de funcionamiento. Su actuación debe ser objetiva, transparente y no discriminatoria. El gestor de la red será independiente, al menos en el aspecto gestión, de las demás actividades no relacionadas con la red de transporte.

La actividad de distribución es el transporte de electricidad por las redes de media y baja tensión con el fin de suministrarla a clientes.

Se establecerá un gestor de distribución para cada zona geográfica, cuyas obligaciones serán la explotación, el mantenimiento y, en su caso, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como su interconexión con otras redes.

El gestor de distribución no ejercerá ningún tipo de discriminación a favor de sus filiales o accionistas.

Las empresas eléctricas llevarán en su contabilidad interna, cuentas separadas para sus actividades de generación, de transporte y de distribución, como si dichas actividades fueran realizadas por empresas distintas, incluyendo un balance y una cuenta de resultados por cada actividad.

Por lo que se refiere a la construcción de nuevas instalaciones de generación, los Estados pueden optar entre un procedimiento de autorización o de licitación, que deberán seguir criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

El acceso a la red podrá ser negociado o regulado con el gestor correspondiente, y este sólo podrá denegar el acceso en caso de que no disponga de la capacidad necesaria.

Cada país abrirá sus mercados de electricidad de forma que se puedan celebrar contratos en un nivel significativo. Los consumidores con más de 9 GWh de consumo anual deberán poder realizar contratos de suministro antes del 31/12/2002.

V. LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO (27/11/1997)

Se abandona el concepto de Servicio Público, pero se garantiza el suministro.

Se abandona la Explotación Unificada del parque de generación y se sustituye por dos funciones, la gestión Técnica del Sistema, encargada a Red Eléctrica de España y la gestión Económica del Sistema, encargada a la Empresa Operadora del Mercado, empresas ambas mercantiles privadas.

La planificación Estatal, queda restringida a las instalaciones de transporte, siendo indicativa para el resto de las actividades.

La electricidad es una mercancía, se reconoce la libertad de establecimiento de nueva generación y la retribución de la generación no viene determinada por su coste estándar sino por el precio que resulte del mercado mayorista, al cual se ven obligados a ofertar los generadores de más de 50 MW.

Las actividades de transporte y de distribución se consideran actividades reguladas, cuya retribución se establece administrativamente, por tratarse de monopolios naturales, liberalizándose el acceso de terceros a las mismas, pero no se exige separación Jurídica entre ellas. Las empresas eléctricas deberán separar jurídicamente sus actividades reguladas, transporte y distribución, de las no reguladas generación y comercialización.

Se establece la libertad de comercialización y en un plazo de diez años, todos los consumidores de electricidad tendrán derecho a elegir proveedor.

Con esta Ley se incorporan al Ordenamiento Español las previsiones de la directiva 96/92/CE.

Se acuerda establecer unos costes de transición a la competencia, para la adaptación al mercado de las empresas generadoras existentes, que se repercutirán en los consumidores del Sistema

VI. SITUACIÓN ACTUAL

1. EL MERCADO ESPAÑOL DE LA ELECTRICIDAD

El 1 de Enero de 1998 comenzó a funcionar el Mercado Mayorista de Electricidad en España. Diariamente se realiza una sesión de casación de la oferta y la demanda y seis mercados intradiarios para la compraventa, entre agentes, de las generaciones y adquisiciones casadas.

Los consumidores presentan su volumen de demanda para cada hora y por otra parte los generadores hacen sus ofertas. El Operador del Mercado va tomando ofertas, comenzado por la más barata, hasta *casar la oferta y la demanda*, así resultan los equipos de generación que entran en funcionamiento, y el precio que se aplica para toda la generación puesta en servicio.

El número de Empresas Eléctricas se ha reducido de once a cuatro, suministrando entre dos de ellas el 75% del Mercado.

En julio de 1998 se establecen los requisitos para que puedan acudir al Mercado Español Agentes de otros países. La entrada en el mercado de estos Agentes aparentemente no ha influido en el precio.

El Precio de la energía sometida a tarifa, ha ido descendiendo en estos años por decisión del Ministerio de Industria. El precio de la energía obtenido en el Mercado tiene un tope virtual de 6 ptas. de precio medio, a partir del cual el exceso de ingresos se deduce de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) correspondientes a esa empresa.

A pesar de que el *Ministerio de Industria ha reducido los precios de los consumidores sometidos a Tarifa, los beneficios de las Empresas Eléctricas han crecido* en estos años, favorecidos por el aumento de la demanda.

La planificación y desarrollo de la Red se han vuelto más complejos, pues los escenarios de generación ya no están predeterminados, y es necesario que exista capacidad de transporte para que cualquier generador pueda volcar su energía a la Red, en cualquier circunstancia.

Cuando no existe red suficiente, para la evacuación de la energía o para mantener la seguridad del suministro en una zona determinada, se debe poner en servicio una generación que no ha sido casada en el Mercado, se denomina resolución de *Restricciones Técnicas* y suponen al año un mayor coste, del orden de 7.000 millones de pesetas (año 1998).

Las interconexiones con Francia y Portugal, se tratan diariamente como Restricciones Técnicas, calculándose exactamente la capacidad de transporte existente, en función de la generación casada en el mercado y de las disponibilidades de red.

Hemos visto en la tabla que les he mostrado anteriormente, los tránsitos de energía a través de las interconexiones. Aunque el saldo de intercambios a través de la frontera francesa está próximo al límite de sus posibilidades técnicas, se observa que la energía intercambiada no alcanza el 4 por ciento de la energía consumida en el Mercado Español y, por tanto, difícilmente puede influir en el precio.

2. LA EXPERIENCIA DE DOS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

Año 1998	GWh	Mill.Pts	Precio	Pts/KWh
	Enero	13.693	82.169	6.001
	Febrero	12.276	67.277	5.480
	Marzo	12.792	72.991	5.689
	Abril	12.167	71.378	5.867
	Mayo	12.129	64.210	5.294
	Junio	12.696	66.987	5.276
	Julio	13.978	84.108	6.017
	Agosto	12.711	82.240	6.470
	Setiembre	13.165	74.089	5.628
	Octubre	12.894	71.985	5.583
	Noviembre	13.282	82.761	6.231
	Diciembre	14.740	87.899	5.963
Año 1999				
	Enero	15.054	82.830	5.502
	Febrero	13.657	85.109	5.502
	Marzo	13.731	85.631	6.236
	Abril	12.405	71.816	5.789
	Mayo	13.004	74.659	5.741
	Junio	13.542	78.255	5.779
	Julio	14.087	84.885	6,026
	Agosto	12.814	83.226	6,495
	Setiembre	13.316	75.169	5,645
	Octubre	13.012	73.027	5,612
	Noviembre	13.433	84.063	6,258
	Diciembre	14.927	89.847	6,019

El precio final de la energía, viene determinado por el precio casado en el Mercado más los costes de las restricciones técnicas, la regulación secundaria, el mercado intradiario, la operación técnica y la garantía de potencia. Podemos ver la incidencia en el precio de cada uno de estos conceptos, referidos al primer semestre de 1999 en el que el precio ponderado ha sido:

1. Precio Mercado diario.....	4.492
2. Restricciones técnicas.....	0.028
3. Banda de regulación	0.029
4. Mercado intradiario.....	-0.011
5. Operación Técnica	0.084
6. Garantía de Potencia	1.254
 Total Precio Final	 5.876

3. CONDICIONES PARA LA EXISTENCIA DE UN MERCADO MADURO

Un Mercado es maduro:

- Cuando el precio al contado para entrega inmediata es conocido en tiempo real.
- Cuando existe un mercado de futuros y derivados para la mercancía.
- Cuando el sistema de transporte es eficiente en precio y plazo.
- Cuando hay numerosos ofertantes y demandantes.
- Cuando es libre y poco costoso el acceso al mercado.

El mercado de la electricidad no es un mercado maduro.

- Existen dificultades y costes de acceso.
- Los propietarios de las redes tienen interés en el lado de la oferta o en el de la demanda.
- Existen pocos ofertantes.
- Existen limitaciones en las redes de transporte y de distribución.
- Los precios son desiguales y no se corresponden con productos diferentes.

La diferencia respecto del carbón o el petróleo, es que *la electricidad no se puede transportar en camiones, ni se puede almacenar*, sino que debe transportarse mediante Redes.

VII. LAS REDES TRANSEUROPEAS DE ENERGÍA

1. LAS LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN Y EL MERCADO

Las claves del funcionamiento efectivo del Mercado interno de la Electricidad están:

- Existencia de Redes de Transporte suficientes, para que los flujos del mercado circulen sin restricciones técnicas.
- Propiedad y gestión de las redes por empresas cuyo único interés sea el negocio del transporte, sin intereses directos o indirectos en la oferta o la demanda.
- Acceso libre, y no discriminatorio a la red, con coste y en plazo razonables, igualdad de trato para los nuevos entrantes como con los que ya están conectados, sin reserva de capacidad ni trato preferente.
- Existencia de suficientes ofertantes y adquirentes, cada uno con cuota reducida.

Estos son los aspectos que presentan mayores problemas. Como se puede apreciar, casi todas las claves se refieren a la red, de aquí que la Comisión Europea con su política de fomento de las redes transeuropeas, está dando un impulso imprescindible, para el establecimiento del Mercado de la Electricidad.

2. LOS PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN

Las actuaciones previstas en España dentro del programa de redes transeuropeas de la energía, en el campo de la electricidad, son las siguientes:

Desarrollo de las interconexiones eléctricas entre Estados miembros

b7 Conexión entre Francia y España:

- Línea Aragón-Cazaril o alternativa.

Declarado proyecto prioritario en 1994. Paralizado.

b10 Conexión entre España y Portugal:

- Línea Mesón-Lindoso, en funcionamiento desde 1996.
- Línea Aldeadávila-Duero Internacional, prevista para el 2004.

b10(9) Línea Balboa-Sines, prevista después del 2000.



Desarrollo de las conexiones internas necesarias para hacer mejor uso de las interconexiones entre Estados Miembros

c6 Línea Soto-Penagos-Güñes-Itsaso, prevista después del 2000.

Línea Aguayo a L/ Penagos-Barcina, en funcionamiento desde 1997.

Línea Almería-Rocamora, en funcionamiento.

Línea Pinar-Tajo, en funcionamiento.

Línea Caparacena-L/ Tajo-Almería, en funcionamiento desde 1997.

Línea Sentmenat-Bescanó, prevista para 2004.

c10 Conexiones entre Álava-Aragón-Navarra, prevista después del 2000.

Conexiones en Galicia, prevista después del 2000.

Desarrollo de interconexiones con países terceros de Europa y la Región Mediterránea

d13 Conexión entre España-Marruecos:

- Línea Pinar-Mellorsá, en funcionamiento en 1997.

VIII. SITUACIÓN AL DÍA DE HOY

1. LA DEMANDA

El favorable ciclo económico ha hecho que la evolución de la demanda pase de un estancamiento, a unos índices de crecimiento que pueden considerarse elevados para un país con el grado de desarrollo de España.

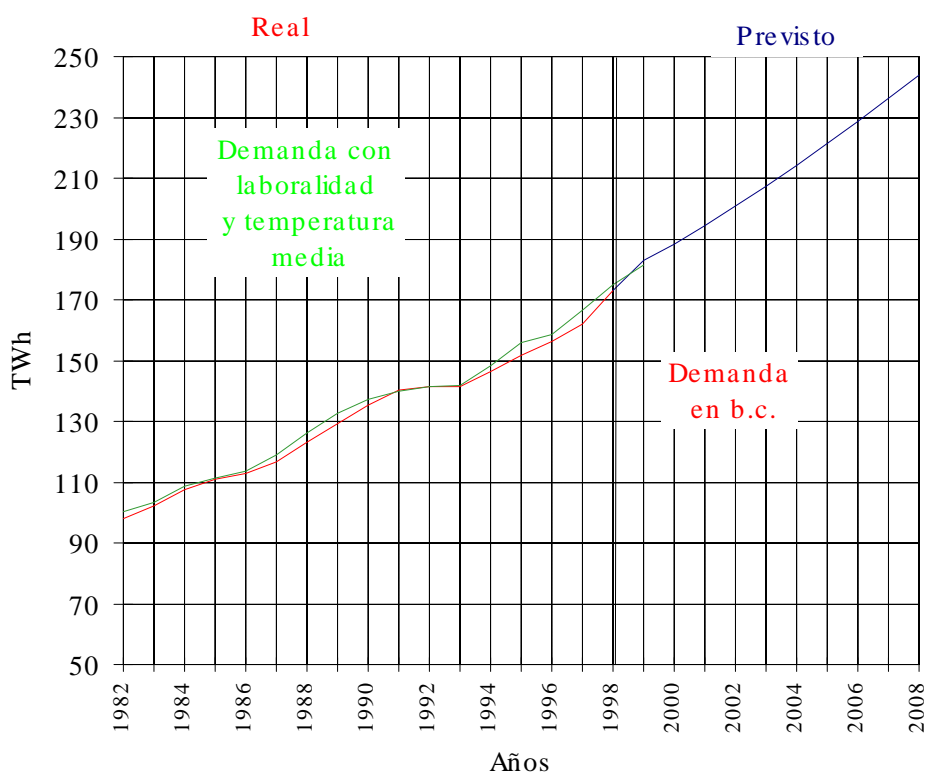
El crecimiento tiene mayor incidencia en el verano, factor que resulta decisivo en la necesidad de desarrollo de la red, puesto que la capacidad de transporte de las líneas es menor en verano, por estar diseñadas para una temperatura de trabajo de 50°.

La nueva regulación del sistema eléctrico español, con la liberalización de la actividad de generación, ha acrecentado las expectativas para la instalación de grupos generadores de ciclo combinado con gas natural, habiéndose recibido solicitudes de acceso a la red por 20.000 MW en centrales programadas para su instalación en los próximos cinco años.

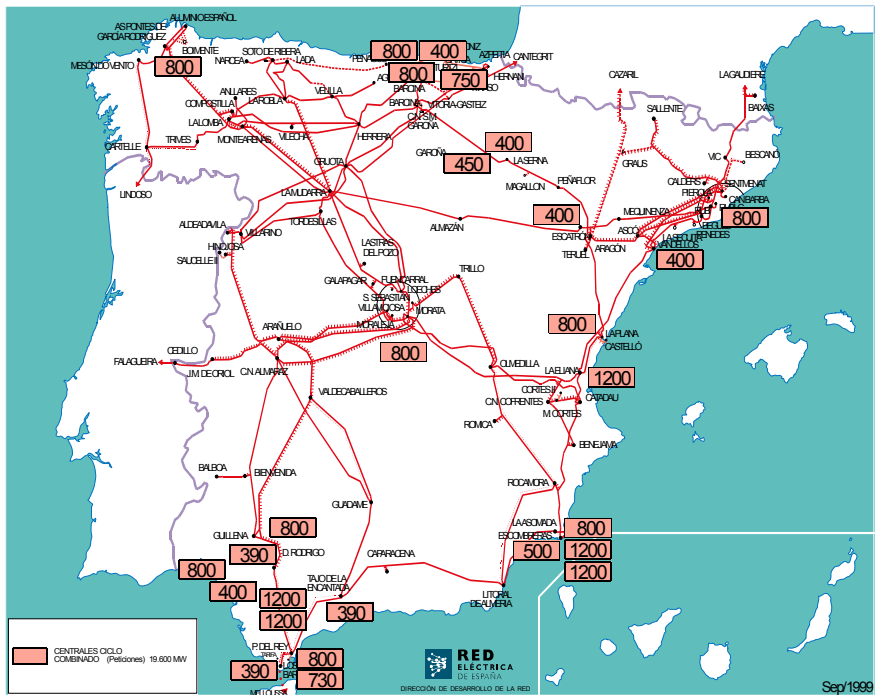
De continuar la evolución de la demanda, se necesitará instalar unos 2.000 MW de nueva generación, cada año, para atenderla.

Por otra parte, el fomento de las fuentes de energía renovables, ha motivado la promoción de parques de generación eólicos, de los que se han recibido peticiones de acceso por 15.000 MW, cifra que puede sufrir una reducción, aunque el apoyo por parte de las Administraciones Autonómicas a los promotores, motiva que los programas de instalación se estén cumpliendo.

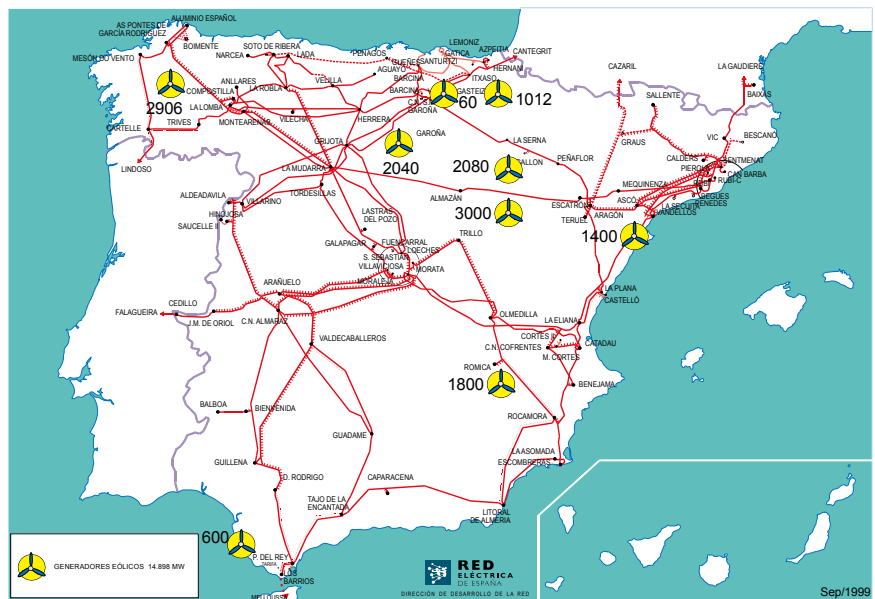
DEMANDA



CICLOS COMBINADOS



EOLICOS



2. LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE

Las líneas tardan de tres a seis años en construirse, en tanto que las instalaciones generadoras se construyen en dos o tres años.

Para facilitar el acceso a la red, es preciso que la red exista y por ello ha de construirse por adelantado. Una red amplia permite:

- Reducir las restricciones técnicas y abaratar el precio de la energía.
- Reducir las pérdidas de transporte, con ahorros energético, medioambiental y económico.
- Incorporar nuevos generadores, lo que fomenta la competencia.
- Establecer nuevas industrias, con costes de acometida reducidos.
- Aumentar la fiabilidad del suministro de energía.

Una línea de transporte de 400 kV equivale a una autopista por la que circula un camión de 25 Toneladas de carbón, cada minuto, día y noche, 365 días al año.

Los retrasos administrativos, la propiedad privada de la red, la creación de servidumbres y el miedo creado en la población por informaciones sensacionalistas, generan dificultades en la creación de estas infraestructuras.

Sólo la decisión de los Gobiernos, convencidos de la necesidad de su construcción, permite llevarlas a cabo. Se echa en falta un tratamiento legal adecuado para la ejecución de las infraestructuras lineales. Actualmente cualquier grupo de activistas puede paralizar la ejecución de una línea, hasta que se dicta sentencia y luego no son condenados al pago de los perjuicios económicos causados por la paralización y que pueden ascender a cientos de millones de pesetas.

3. UN PROBLEMA: EL MIEDO A LOS CAMPOS ELÉCTRICO Y ELECTRO-MAGNÉTICO

La Comisión Internacional de Protección sobre la Radiación no Ionizante (NIRPIC) ha recomendado (en 1998), para la exposición continua a campos de 50 Hz, los límites siguientes:

a. El Campo Eléctrico:

Los límites máximos recomendados para la exposición son:

- Público en general.....5 kV/m
- Exposición laboral 10 kV/m

Según las mediciones realizadas, el campo eléctrico generado por una línea de 400 kV es:

- En el eje de la línea..... 1.8 a 3 kV/m
- A 30 metros.....0.1 a 0.5 kV/m
- A 100 metros..... 0.02 a 0.05 kV/m

Este campo es el que enciende las fluorescentes debajo de las líneas.

El campo se atenúa con facilidad, dentro de una vivienda puede ser 1/1000 del campo exterior.

Los tejidos biológicos lo atenúan aún más fuertemente, en el interior del cuerpo humano este campo es 1/1.000.000 a 1/100.000.000 del campo exterior.

La investigación sobre el campo eléctrico como causante de efectos sobre la salud está abandonada en la actualidad, pues la ausencia de resultados no justifica continuar.

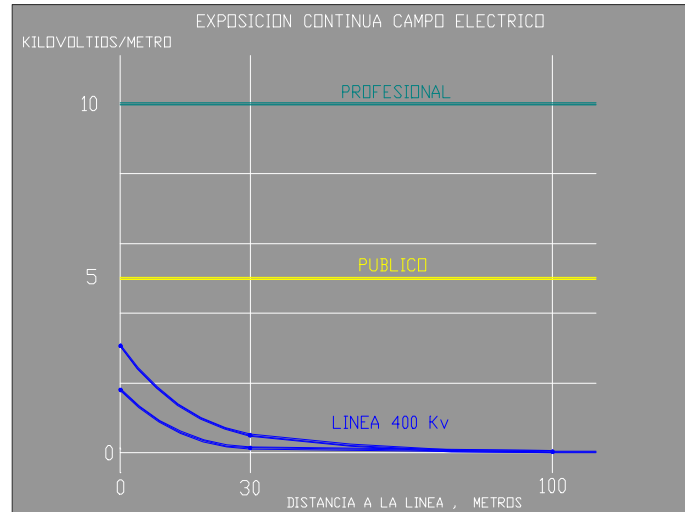
b. El Campo Electromagnético:

Los límites máximos recomendados son:

- Público en general..... 100 microteslas
- Exposición laboral 500 microteslas

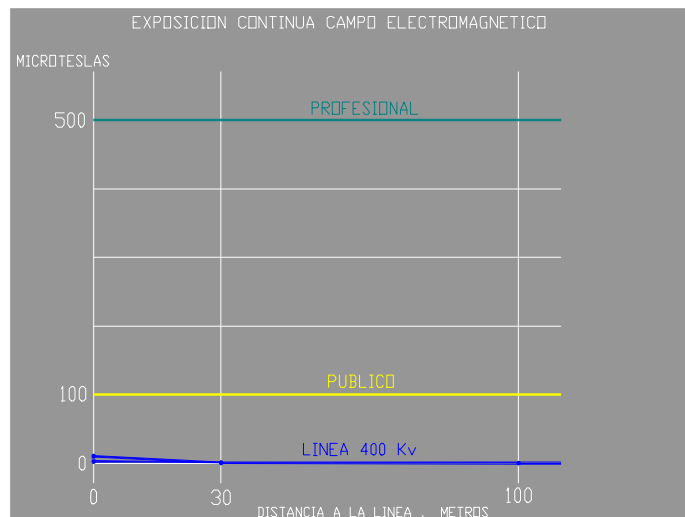
Según las mediciones que tenemos realizadas, el campo electromagnético generado por una línea de 400 kV es:

- En el eje de la línea.....2 a 10 microteslas
- A 30 metros.....0,2 a 2 microteslas
- A 100 metros.....0,02 a 0,3 microteslas



Incluso en el eje de la línea, la intensidad del campo electromagnético es muy inferior a la exposición continua admitida para el público en general.

Todavía continúan las investigaciones para descubrir un posible efecto sobre la salud de la exposición a campos electromagnéticos.



IX. EL FUTURO, UNA VISIÓN PERSONAL

1. LA REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Decía el informe de la *Comisión del Sistema Eléctrico Nacional*, comentando el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, que el proyecto liberalizaba pero no reestructuraba el Sector Eléctrico y se quejaba de la fortísima integración vertical de las empresas eléctricas, que se seguía

manteniendo y el que dos grupos empresariales controlaran el 80% de la generación, por lo que dada la pequeña capacidad de las líneas de interconexión con Francia, no existiría una competencia efectiva.

Proponía como solución el que el Congreso tuviera la posibilidad de obligar a la desinversión de activos de generación, sin embargo, la competencia puede mejorar en España, con la entrada de nuevos agentes con medios de generación (ciclos combinados a gas). Para ello, *es imprescindible que la Dirección de la Energía de la Comunidad Europea considere de interés, tanto la construcción de las líneas internacionales, como también las de acceso de las nuevas generaciones a la red, especialmente en un país tan extenso como España.*

En cuanto a las actividades reguladas, transporte y distribución, *la Directiva considera que una gestión transparente y no discriminatoria obliga a que la gestión del transporte en las empresas integradas verticalmente se administre con independencia de las demás actividades (consideración nº 30).*

Parece en todo caso difícil de establecer una competencia entre agentes de estructura verticalmente integrada (las empresas actuales), con otros que la tienen prohibida (Red Eléctrica y los nuevos transportistas), en la actividad de transporte.

Respecto de los niveles de transporte y de distribución, cabe interpretar que la Ley Española no cumple la Directiva, que establece que la red de alta tensión (>36 kV) es transporte (Art. 2-5) y que la red de distribución es la red de media (<36 kV) y baja tensión (Art. 2-6), pues los límites que se han puesto en España son: en transporte (400/220 kV) y en distribución (< 220 kV).

Un ejemplo interesante, hoy que estamos en este foro, es la propuesta Suiza, país de estructura federal, para la división de la Red en cuatro niveles:

Red de Alta tensión	(380 y 220 kV)
Redes supra regionales	(50 a 150 kV)
Redes de Distribución Regional	(< 30 kV)
Redes de Distribución Local	(< 1 kV)

Por ello, cuando se proceda a readaptar la ley del Sector Eléctrico a la Directiva Comunitaria, convendría tener en cuenta la estructura autonómica del Estado.

2. LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

A mi modo de ver, los movimientos de concentración de empresas eléctricas se van a acelerar y el número de empresas en Europa se va a reducir fuertemente.

La Comisión Europea va a tener que intervenir limitando el porcentaje de generación de cada Consorcio en el Mercado Europeo, a valores del orden del 15%, como máximo. Cabe esperar que *la Comisión Europea va a tener que regular el Sector.*

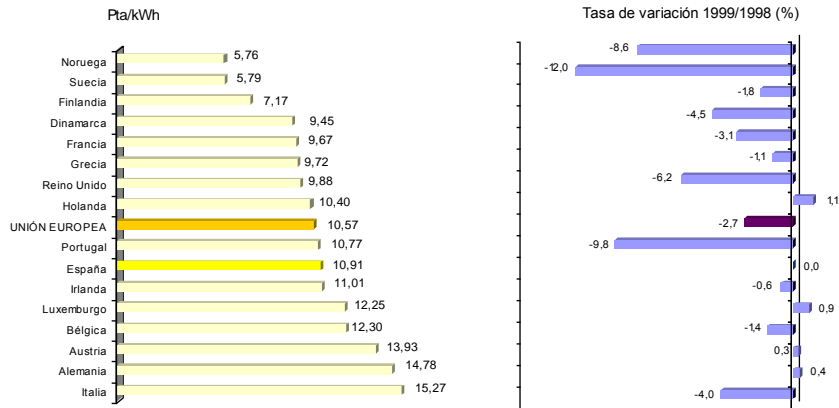
El Mercado Europeo se pondrá en funcionamiento solamente en el caso de que los Estados impulsen fuertemente la construcción de líneas de interconexión, tanto internas como internacionales. Actualmente son las Administraciones Públicas y no las Empresas Eléctricas las que oponen resistencia a la construcción de las líneas eléctricas de transporte de Alta Tensión.

Por ello, *el Parlamento Europeo va a tener que tomar una posición más activa a favor de la construcción de las líneas de interconexión, e incluso acudir a un sistema de sanciones por el que la Administración competente que paralice injustificadamente la tramitación de una línea, se vea obligada a abonar los sobrecostes incurridos por la no disponibilidad de la misma.*

3. UN MERCADO ÚNICO O MERCADOS NACIONALES

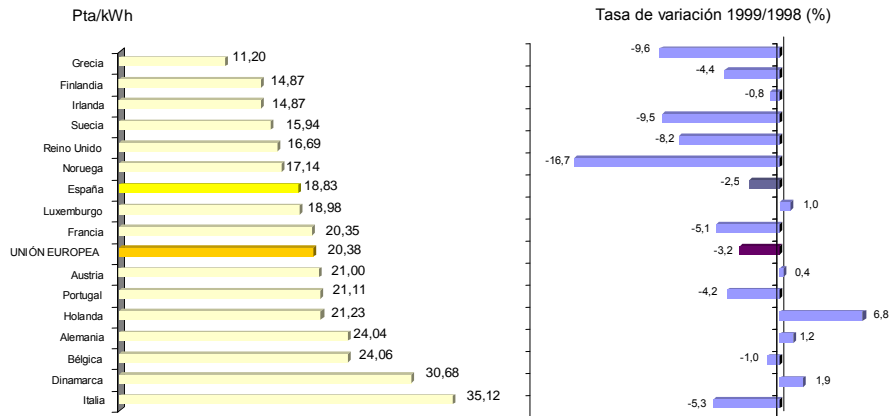
La moneda única va a poner de relieve los diferentes costes de la energía. Este hecho va a tener especial incidencia en las Conurbaciones fronterizas, por ejemplo, la Donostia, Irún, Bayona, Anglet, Biarritz, en las que unos vecinos pueden tener unos costes muy diferentes a los de otros, lo que entre otras soluciones, puede promover una red de distribución de la Conurbación, que podrá alimentarse de un transportista o de otro, según convenga (como en el caso de Andorra).

PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD. TARIFAS INDUSTRIALES
(1 de enero de 1999)



EUROSTAT: Consumidor industrial tipo Ie. Consumo anual: 2.000 MWh.
Potencia contratada 500 kW. Excluido IVA.

PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD. TARIFAS DOMÉS
(1 de enero de 1999)



EUROSTAT: Consumidor doméstico tipo Dc. Consumo anual: 3.500 kWh.
Potencia contratada 4-9 kW. Incluye impuestos

El establecimiento de un mercado único de la electricidad en Europa, puede ser llevado a cabo con relativa rapidez. Las reglas y los procedimientos del Mercado Español, son susceptibles de aplicarse a todos los países de Europa pero, en todo caso, serán las líneas de interconexión (como ocurre en Alemania) las que limiten la implantación del mercado Europeo. Por ello, cabe esperar que la Comisión Europea pase de recomendar y financiar, a promover concursos internacionales en los que la propia Comisión intervendría en la Tramitación Administrativa.

4. LA LIBERTAD DE ACCESO A LA RED

Una de las condiciones de un mercado maduro es que el acceso a la red sea libre y de coste reducido. Las tendencias privatizadoras parecen llevarnos a la *conclusión de que el que quiera acceder a la red tiene que pagarse sus costes y los refuerzos de la red, pero esto puede suponer una discriminación respecto de los ya conectados.*

La concesión del acceso a la red de transporte o de distribución debe hacerse por una entidad que no tenga intereses en generación o en comercialización y, por tanto, no debiera encargarse a las empresas integradas verticalmente.

Para una empresa de pequeño tamaño, el tener que acceder a la red de transporte, porque la Distribuidora no tenga red suficiente, puede tener unos costes que los haga inabordables.

El gestor de la red de transporte debiera proponer reservas de capacidad de acceso a la red, razonablemente distribuidas, y una vez aprobadas llevarlas a cabo, para ponerlos a disposición de los nuevos entrantes.

5. UN CENTRO DE OPERACIÓN EUROPEO

El Mercado Único Europeo va a conducir a que *se establezca un Centro de Control de Red Unificado para Europa* y que sea el *que determine con la Operadora del Mercado Europeo las Restricciones Técnicas de la Red Europea*, las cuales se situarán normalmente en las interconexiones internacionales.

La resolución de estas restricciones técnicas quedaría encargada a los Operadores de Sistema de los Estados Miembros y repercutiría económicamente en el precio de la energía de cada uno de los Estados.

La Comisión Europea deberá velar por la independencia de los Operadores del Sistema y Gestores de la Red de Transporte de cada Estado, regulando que en su accionariado no participen grupos de poder con intereses en el sector eléctrico.

6. LAS INTERCONEXIONES CON FRANCIA

Dada la urgente necesidad de reforzar la capacidad de intercambio y ante la oposición social a construir líneas nuevas, la solución puede consistir en convertir a líneas de 400 kV D/C todas las líneas de interconexión existentes.

