

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES DE LA
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



PROYECTO FIN DE MÁSTER

**LAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE
ELECTRICIDAD EN ESPAÑA**

AUTOR: MERCEDES CÓRDOBA ZATARAIN

TUTOR: DOÑA BEATRIZ BLANCO ROJO

OCTUBRE 2012

ÍNDICE

Resumen y motivación	2
PARTE I: Introducción al sector eléctrico en España	
1. Marco normativo	4
2. Sectores de la energía: estructura y retribución	15
2.1 Generación	
2.2 Transporte	
2.3 Distribución	
2.4 Comercialización	
PARTE II: La actividad de comercialización de electricidad	
3. Segmentación del mercado eléctrico peninsular	34
4. Tarifas	43
5. Evolución del mercado minorista de electricidad	48
PARTE III: Las empresas comercializadoras	
6. Funciones de las empresas comercializadoras	54
7. Cuotas de mercado	56
8. Análisis financiero	67
9. La calidad en el servicio de atención al cliente	72
Conclusiones	78
Anexo I: Definiciones	
Anexo II: Bibliografía y fuentes consultadas	

Resumen y motivación

El trabajo se ha realizado con la intención de conocer la situación actual de las empresas comercializadoras de energía en mercado libre, las cuales surgieron con la entrada en vigor de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Para ello se ha realizado una revisión de los principales hitos normativos que han contribuido a la actual configuración del sector eléctrico en España. Las empresas comercializadoras se sitúan al final de la cadena de suministro eléctrico, siendo las que interactúan por lo tanto con el consumidor final. La electricidad es considerada un bien básico y por lo tanto la percepción que el consumidor doméstico tiene de la electricidad dificulta el poder tratar la electricidad de forma similar a otro tipo de servicios como por ejemplo el de internet. Sin embargo, debido a la situación actual de crisis y a la constante subida de precios en los últimos años, el consumidor ha comenzado a adquirir una mayor conciencia, sobre todo en lo que se refiere a los precios que paga.

A lo largo de la primera parte del trabajo se analizan los entes más relevantes que forman parte del esquema actual del sector. Se describe su estructura empresarial así como su mecanismo de retribución, señalando aquellos costes que se repercutirán al cliente final.

En la segunda parte del trabajo se profundiza en distintos aspectos relevantes de la actividad de comercialización: la segmentación del mercado, la estructura y tipos de tarifas y la influencia de las tarifas reguladas en la competencia en el mercado minorista.

En la tercera y última parte se realiza un análisis de las empresas comercializadoras en mercado libre en cuanto a sus funciones, cuotas de mercado, ratios financieros relevantes y la calidad en el servicio de atención al cliente.

Al final del trabajo se exponen las conclusiones y se mencionan distintas líneas de estudio en las que se podría profundizar. Adicionalmente se adjuntan dos anexos, uno con definiciones con el fin de aclarar determinada terminología y conceptos empleados en el trabajo y otro con la bibliografía y fuentes analizadas.

La documentación sobre el sector eléctrico es muy extensa. Una posible clasificación de los trabajos existentes podría ser en base a los siguientes campos de estudio:

- Energía general
- Competencia en sectores energéticos

- Regulación de la energía
- Política energética
- Seguridad de suministro
- Geopolítica de la energía
- Inversión
- Precios de la energía
- Trading de energía
- Previsiones de energía
- Consumidores de energía
- Eficiencia energética
- Redes inteligentes
- Hidrocarburos no convencionales
- Energía nuclear
- Medioambiente
- Energías renovables y alternativas
- Historia económica

Por último señalar que la mayor parte de los artículos empleados para la realización de este trabajo provienen del organismo regulador Comisión Nacional de la Energía (CNE) y del portal divulgativo Energía y Sociedad. También el número 364 de la revista Economía Industrial publicada por el Ministerio de Industria Energía y Turismo (MYTIC) ha sido una fuente de información básica para este trabajo. La normativa regulatoria está muy bien estructurada y clasificada en el portal de UNESA, si bien el documento concreto se ha descargado fundamentalmente del portal "noticiasjurídicas" ya que incorpora todas las revisiones y modificaciones normativas posteriores en el propio documento original.

Parte I: Introducción al sector eléctrico en España

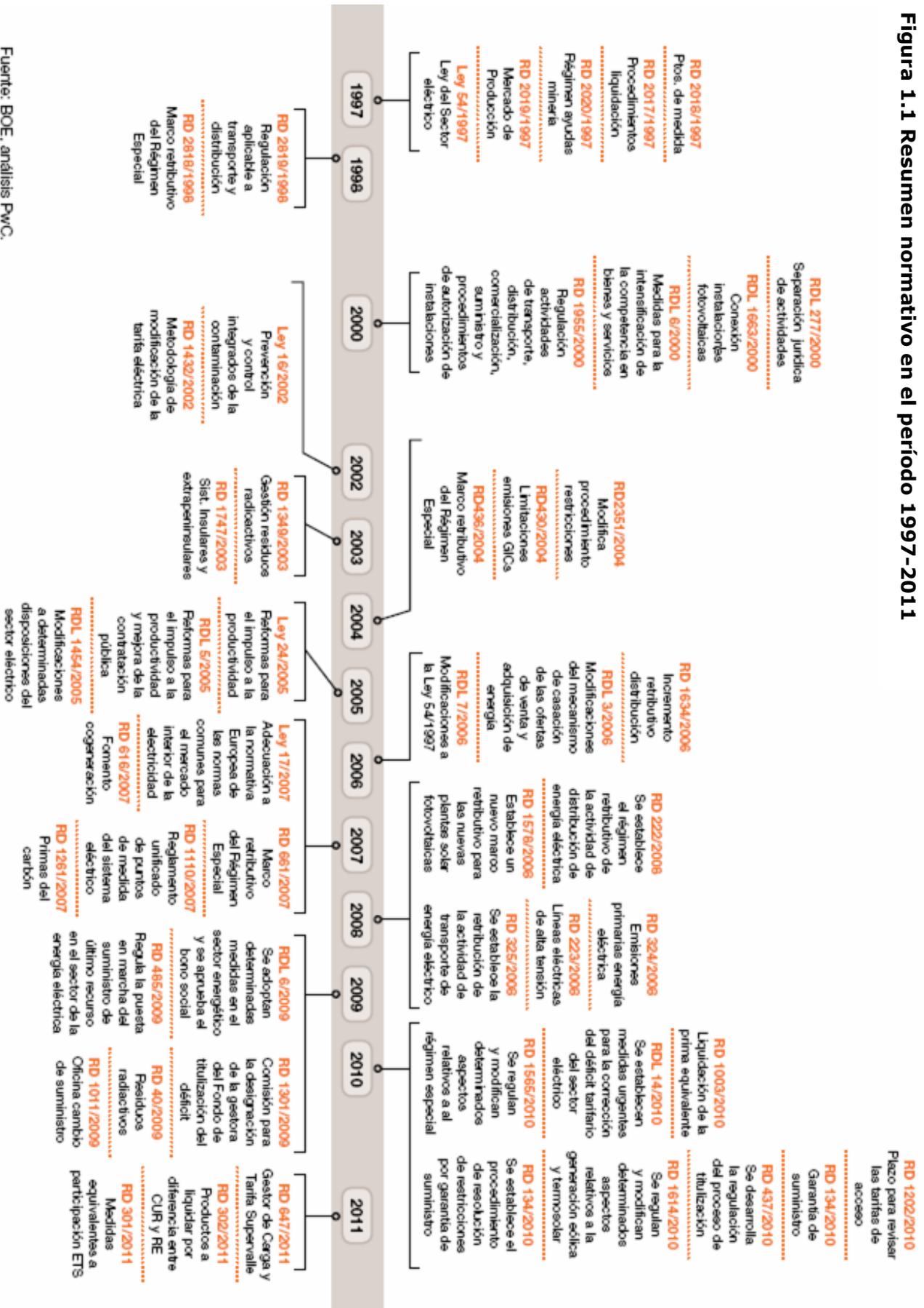
1. Marco normativo

PricewaterhouseCoopers (PwC) en su informe “10 temas candentes del sector eléctrico español para 2012” (23), resume el marco regulatorio del sistema eléctrico español como complejo ya que su aplicación debe satisfacer diversos objetivos que, aun estando vinculados, pueden ser incompatibles entre sí. La regulación debe de hacer frente a los tres ejes de la política energética –garantía del suministro, eficiencia económica y sostenibilidad medioambiental-, debe fijar una retribución de las actividades reguladas suficiente para su nivel de inversión, debe garantizar una competencia efectiva en las actividades liberalizadas y, todo ello asegurando un precio de la electricidad competitivo para el cliente final.

La arquitectura de la regulación vigente en el sector eléctrico español, al amparo de las directivas europeas, tiene como punto de partida la Ley 54/1997 que iniciaba el camino hacia la liberalización del sector eléctrico. Esta ley se desarrolla en múltiples Reales Decretos que regulan las actividades de transporte y distribución, incentiva la liberalización de los mercados mayorista y minorista y establecen el marco económico del régimen especial, completados con una serie de Reales Decretos Ley de medidas urgentes y Órdenes Ministeriales.

Adicionalmente y tal y como se refleja en la figura 1.1 define el sistema eléctrico español como inseguro por ser impredecible y porque algunas de las normas que se publican en ocasiones no se cumplen, en muchas ocasiones porque estas decisiones han respondido a los problemas coyunturales de forma aislada mediante soluciones de corto plazo.

Figura 1.1 Resumen normativo en el período 1997-2011



Fuente: BOE, análisis PwC.

Fuente: BOE, en "10 temas candentes del sector eléctrico español para 2012", PwC

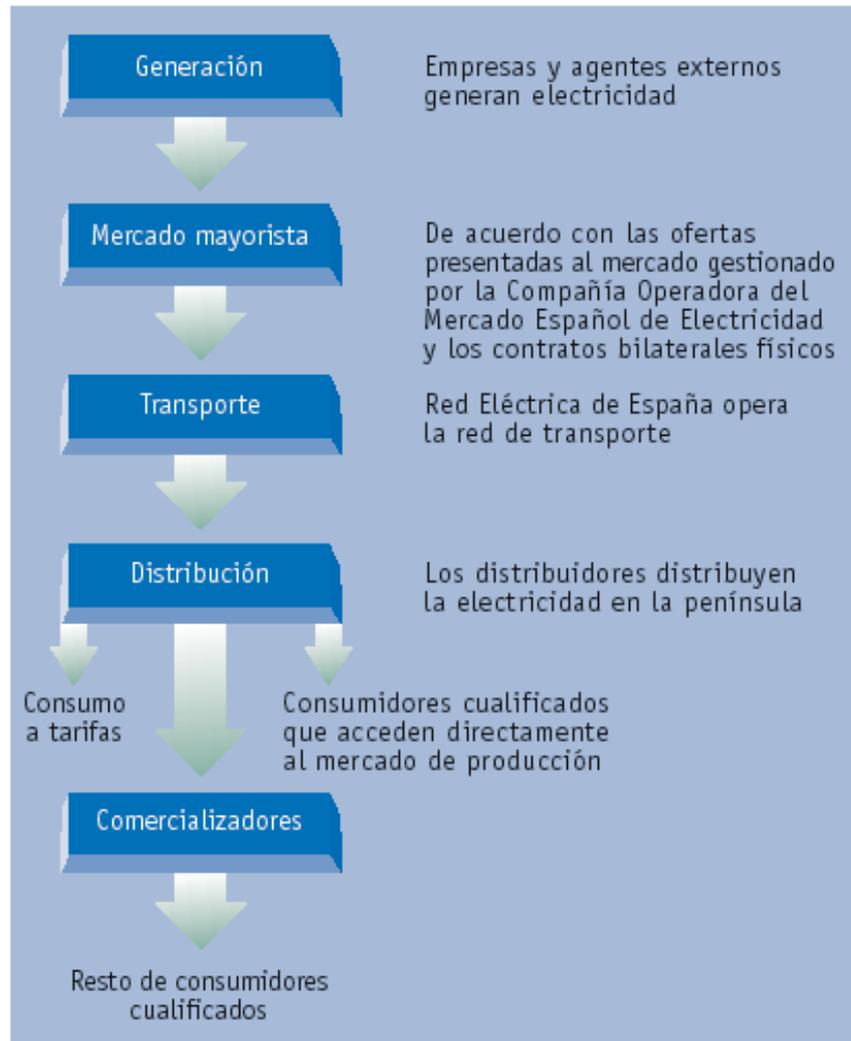
La Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico supuso una transformación del sector vigente hasta entonces, el cual funcionaba sobre la base del conocido como «Marco Legal Estable» (1) —el Real Decreto 1538/1987 y sus posteriores desarrollos reglamentarios, el último de ellos la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, mediante la cual se crean las bases del proceso de liberalización posterior—.

Los principales aspectos del esquema de funcionamiento según el Marco Legal Estable eran (1):

- ➔ la Administración se reservaba la función de planificación del sector, tanto en lo referente a la instalación de nueva capacidad de generación como a la construcción de nuevas infraestructuras de red.
- ➔ existencia exclusiva de empresas verticalmente integradas que desarrollaban en su seno todas las actividades propias del suministro energético: esto es, generación, transporte y distribución.
- ➔ en cuanto al mercado de generación, las instalaciones eran retribuidas en función de sus costes estándares reconocidos. Dicha medida de costes incorporaba todos los costes de inversión, mantenimiento y operación, combustible y costes de capital circulante y era asimismo empleada para determinar la tarifa eléctrica. Los ingresos obtenidos a través de la tarifa eran redistribuidos entre las diferentes compañías del sector con el fin de asegurar que cada una de ellas recuperara sus costes estándares de generación.
- ➔ en cuanto a la actividad de distribución, antes del proceso de liberalización, incluía indistintamente distribución y suministro de electricidad.

A partir de la Ley 54/1997 se establecerá un nuevo sistema de funcionamiento caracterizado por la liberalización y por la segmentación vertical de las distintas actividades. Los principales aspectos del nuevo esquema de funcionamiento se describen a continuación:

Figura 1.2



Fuente: Información básica de los sectores de la energía 1996-2011, año 1998 publicado por la CNE

- La planificación estatal, queda restringida a las instalaciones de transporte, buscando así su imbricación en la planificación urbanística y en la ordenación del territorio. Se abandona la idea de una planificación determinante de las decisiones de inversión de las empresas eléctricas, que es sustituida por una planificación indicativa de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector eléctrico en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos.

Tal y como se establece en el artículo 4 de esta Ley, la planificación eléctrica que tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas. Dicha planificación se refiere fundamentalmente a los siguientes aspectos:

Previsión de la demanda de energía eléctrica a lo largo del período contemplado.

Estimación de la potencia mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica.

En el 2008, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprobó la planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, cuya finalidad es garantizar la seguridad y la calidad del suministro energético. Este plan fue revisado en noviembre del 2010 y tras dicha revisión, el Ministerio publicó en julio del 2011 un primer borrador del documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020. Desarrollo de las redes de transporte".

A diferencia de la red de transporte, sujeta a planificación vinculante del Estado, el desarrollo de las redes de distribución es responsabilidad de cada compañía distribuidora, sometida a los criterios de eficiencia, calidad del suministro y minimización de las pérdidas eléctricas. Otra diferencia con la red de transporte es la gran heterogeneidad de las redes de distribución, con tipologías de clientes muy variadas (desde zonas rurales dispersas a zonas urbanas muy concentradas) (14).

- Los artículos 9 y 11 exponen algunos de los aspectos más relevantes de esta ley y que definen el funcionamiento del sistema eléctrico vigente en la actualidad. El artículo 9 define los sujetos que forman parte del sistema y el artículo 11 describe el funcionamiento y las modificaciones introducidas con respecto a lo establecido en el Marco Legal Estable. Asimismo, el artículo 16 establece el régimen de retribución de cada una de las actividades. A modo de resumen, los sujetos y su actividad se describen a continuación:

En la generación de energía eléctrica, **se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre**

competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. Se abandona el principio de retribución a través de unos costes de inversión fijados administrativamente a través de un proceso de estandarización de las diferentes tecnologías de generación eléctrica. De acuerdo con el apartado exposición de motivos de la Ley 54/1997 (2), el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados.

El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. La propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. La eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red. Es el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, quien establece los peajes de acceso a las redes, en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Asimismo, para garantizar la transparencia de esta retribución, se establece para las empresas eléctricas la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas en cuanto a su retribución económica. El artículo 14 **regula la separación de actividades**, de tal forma que las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización, sin perjuicio de la posibilidad de venta a consumidores sometidos a tarifa reconocida a los distribuidores.

No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

La comercialización de energía eléctrica adquiere carta de naturaleza en la presente Ley. No se trata de una posibilidad sometida a la consideración del Gobierno, sino de una realidad cierta, materializada en los principios de libertad de

contratación y de elección de suministrador que se consagra en el texto. Se establece un período transitorio para que el proceso de liberalización de la comercialización de la energía eléctrica se desarrolle progresivamente, de forma que la libertad de elección llegue a ser una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años.

Los consumidores podrán adquirir la energía eléctrica **a tarifa regulada** o por los procedimientos previstos en la presente Ley cuando se trate de **consumidores cualificados**.

Se establece el **Operador del Mercado**, Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan. Además de determinar los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica, es responsable de la liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y de aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.

El **Operador del Sistema** es la sociedad mercantil que tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. El operador del sistema será el gestor de la red de transporte.

- El artículo 20 de esta ley, establece que las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas (transporte, distribución y operación del sistema) deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción, de comercialización o de servicios de recarga energética, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades. En el caso de las sociedades que tengan por objeto la realización de las actividades reguladas, llevarán en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los ingresos y costes imputables estrictamente a cada una de dichas actividades, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.

Los comercializadores que se designen de último recurso llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de suministro de último recurso del resto de actividades.

Las sociedades que desarrollen actividades eléctricas no reguladas llevarán cuentas separadas de la actividad de producción, de comercialización, de aquellas otras no eléctricas que realicen en el territorio nacional y de todas aquellas otras que realicen en el exterior.

La Ley 17/2007 de 4 de julio modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. La mayor parte de las disposiciones establecidas en la Directiva 2003/54/CE ya se encuentran incorporadas en la legislación española por lo que su adecuación solo afecta a la necesidad de modificar aspectos puntuales, de los cuales destacamos aquellos que son más relevantes para el presente trabajo:

- El artículo 58 añade un nuevo artículo 47 bis a la Ley 54/2007 con el que se establece la **creación la Oficina de Cambios de Suministrador** que será responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia, en los términos que reglamentariamente se establezcan. **Se crea con el fin de impulsar el funcionamiento competitivo del Mercado Minorista y reforzar la supervisión del regulador (CNE) sobre este mercado (6).**
- El Artículo 61 añade la Disposición Adicional Vigésimo Cuarta por la que se define la **supresión del sistema tarifario integral, estableciéndose las tarifas de último recurso** (que son precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal) a partir del 1 de enero de 2009. A partir del 1 de enero de 2010, sólo podrán permanecer acogidos a tarifa de último recurso aquellos consumidores con suministros en baja tensión. Al quedar suprimidas las tarifas integrales, los distribuidores dejan de realizar la venta de electricidad a aquellos consumidores a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran la energía eléctrica a tarifa.
- Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado, desapareciendo los términos “consumidores cualificados” y los “consumidores a tarifa”.

Constituye el objeto del Real Decreto 485/2009 de 3 de abril la regulación de la puesta en marcha del suministro de último recurso. Asimismo, el 1 de julio de 2009 las tarifas integrales de energía eléctrica quedan extinguidas. A partir del 1 de julio de 2009 sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW (Disposición Adicional undécima).

- El Artículo 2 de este Real Decreto define las empresas comercializadoras que deban asumir la obligación de suministro de último recurso. Para ello, se han considerado aquellos comercializadores con medios suficientes para poder asumir el riesgo de una actividad libre a quienes se impone una obligación adicional, el suministro a consumidores en baja tensión a un precio máximo y mínimo y llevar a cabo la actividad con separación de cuentas, diferenciada de la actividad de suministro libre.

ENDESA ENERGÍA XXI, S. L.

IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S. A. U.

UNIÓN FENOSA METRA, S.L.

HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA ÚLTIMO RECURSO, S. A. U.

E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S. L.

Estas empresas comercializadores de último recurso llevarán en su contabilidad cuentas separadas, diferenciando los ingresos y los gastos estrictamente imputables al suministro realizado a aquellos consumidores acogidos a la tarifa de último recurso.

- Los consumidores suministrados por un distribuidor que no hayan optado por elegir empresa comercializadora pasarán a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora de su zona.

En los casos en que la empresa distribuidora no pertenezca a ningún grupo empresarial que cuente con empresa comercializadora de último recurso, la empresa distribuidora podrá elegir la empresa comercializadora a la que le transfiere los clientes que no hubiesen optado por otra comercializadora.

Por último, el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que establece, entre otras medidas, un peaje transitorio de acceso a las redes de transporte y distribución a satisfacer por los productores de energía eléctrica.

La insuficiencia de los peajes está poniendo en peligro la sostenibilidad económico-financiera de los sistemas eléctrico y gasista. De forma relevante, el problema fundamental en lo que concierne al sector eléctrico, es que la falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en el sector eléctrico durante los últimos diez años ha generado una deuda creciente del sistema eléctrico. El desequilibrio entre los ingresos y los costes del sistema es insostenible, debido al impacto de la creciente deuda acumulada sobre los peajes de acceso presentes y futuros de los consumidores y al impacto temporal sobre el endeudamiento de aquellas empresas que están obligadas a financiar el déficit del sistema (19).

2. Sectores de la energía: estructura y retribución

2.1 Generación

Los productores de energía eléctrica, son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción.

Será obligación de los productores de energía según lo dispuesto en el artículo 26 de la ley 54/1997 redacción según RDL 14/2010 de 23 de diciembre contratar y abonar el peaje que corresponda, ya sea directamente o a través de su representante, a la empresa distribuidora o transportista a la que esté conectado por verter la energía a sus redes.

En cuanto al grado de concentración horizontal de las empresas de generación, se observa, tal y como se indica en la tabla 2.1, que durante el periodo 2008-2010 se ha registrado una reducción de la concentración horizontal del mercado de generación eléctrica, que se sitúa actualmente en un nivel moderado, inferior al de muchos otros países europeos (19). Sin embargo, el índice de concentración horizontal (HHI) aquí representado tiene en cuenta la producción en régimen especial. De acuerdo con (1), la propiedad de las instalaciones que forman parte del régimen especial está muy atomizada (con el 66% en manos de productores independientes, según datos de 2006) lo cual se traduce en una reducción muy significativa del HHI. Sin embargo, y dado que en España, sigue siendo la producción del régimen ordinario la que satisface la mayor parte de la energía que se demanda en nuestro país, para hacer el análisis de la estructura competitiva del mercado de generación, y en particular la existencia o no de poder de mercado en el mismo, debería considerarse únicamente la producción en el régimen ordinario (19). Siguiendo esta consideración, el mercado de generación está dominado por dos empresas, Endesa e Iberdrola y por lo tanto el mercado español sería un mercado altamente concentrado (19).

Tabla 2.1 Cuotas de mercado de los principales agentes en el mercado total de generación eléctrica en España 2008-2010

Generación total	2008	2009	2010
ENDESA	26,20%	21,73%	19,61%
IBERDROLA	23,40%	24,63%	24,32%
UNIÓN FENOSA	12,50%	-	-
GAS NATURAL / GAS NATURAL FENOSA (2009)	6,60%	16,13%	14,97%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	5,40%	5,42%	5,29%
EON-VIESGO	2,50%	4,71%	3,54%
OTROS (RÉGIMEN ORDINARIO)	6,90%	6,24%	4,46%
OTROS (RÉGIMEN ESPECIAL)	16,70%	20,48%	25,93%
IMPORTACIONES	2,10%	0,67%	1,88%
Total general	100%	100%	100%
HHI MEDIO ANUAL	1569-1801	1366-1785	1262-1757
Generación neta + importaciones (GWh)	284.181	272.145	277.045

Fuente: CNE, OMEL e informes anuales de las empresas (Cuotas estimadas de la generación de Régimen especial). Las cuotas de ENDESA, IBERDROLA, EDP-HIDROCANTABRICO, UNION FENOSA, EON-VIESGO y GAS NATURAL incluyen producción de Régimen Ordinario y Régimen especial. Se presenta un rango de valores estimados del HHI, debido a que no se dispone de información desglosada de las cuotas individuales de todos los agentes incluidos en el agregado –OTROS (RÉGIMEN ESPECIAL, en **INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL PARTE III. MEDIDAS SOBRE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, 7 de marzo de 2012**

En cuanto a la retribución de la actividad de generación, tal y como se resume en los artículos (3) y (5) tiene en cuenta los siguientes conceptos:

a. El precio de la energía:

A través del precio fijado por el mercado, los productores cubren sus costes variables (como por ejemplo el combustible ó los costes derivados de la puesta en marcha de una central).

Asimismo, el precio de la energía aporta al generador un margen llamado margen del mercado. El margen del mercado es la diferencia entre el precio del mercado recibido y los costes variables incurridos.

En cuanto al precio ofertado, éste refleja el **coste de oportunidad** que le supone generar electricidad:

- Los costes en los que evitaría incurrir de optar por no producir (p.ej., coste de arranque de la central, coste variable de operación y mantenimiento asociado a la producción, etc.).
- Los ingresos a los que renuncia por el hecho de producir (p.ej., para una central térmica generar supone renunciar a revender a un tercero el combustible y los derechos de emisión de CO₂; para una hidráulica con embalse, utilizar el agua embalsada "ahora" supone renunciar a utilizar esa misma agua en otro instante futuro en el que el precio esperado del mercado sea mayor).

En el caso del mercado español, el precio máximo de la energía impuesto por el regulador es de 180 €/MWh (no se pueden realizar ofertas por encima de este valor). La finalidad no es otra que evitar que en momentos de demanda elevada y capacidad insuficiente (momentos de escasez), los precios sean especialmente elevados (varios órdenes de magnitud superior a su nivel habitual – valor de la Energía No Suministrada ó ENS).

b. Los pagos por capacidad:

Dada la insuficiencia reconocida por el Gobierno del margen de mercado para cubrir los costes fijos de las instalaciones de generación, se definen los pagos por capacidad. Los pagos por capacidad surgen por la necesidad de evitar o bien precios de la energía excesivos (para poder cubrir los costes fijos) ó bien para evitar el déficit de capacidad (situación que se produce cuando la oferta es menor que la demanda) que pudiera darse en el caso de inversión insuficiente motivada por la falta de seguridad en su recuperación con el tiempo. Los pagos por capacidad son **ingresos regulados** que reciben todos los generadores y que se determinan a partir del coste fijo de una central de punta (ya que una central de punta se caracteriza por tener un coste de inversión relativamente bajo).

Por lo tanto su objeto es el de establecer una señal económica para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y para evitar el cierre de aquellas instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico (7 y 8).

El Artículo 16.1.c) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dentro de la retribución de las actividades y funciones del sistema, establece que «Adicionalmente **el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.**»

La **Orden ITC/2794/2007**, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, **aprueba la regulación de los pagos por capacidad** definidos en el citado artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Bajo el concepto de pagos por capacidad, en dicha norma se incluyen dos tipos de servicio: **el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo**. El primero de estos pagos queda definido mediante dicha Orden ITC/2794/2007, mientras que el segundo queda definido posteriormente mediante la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre.

El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo irá destinado exclusivamente a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión. Pueden acogerse a este mecanismo, previa autorización administrativa de la Dirección General de Política Energética y Minas, todos los productores en régimen ordinario que se comprometan a construir una nueva instalación de generación con puesta en marcha en un año determinado, **y a garantizar una disponibilidad determinada (potencia firme)** (9). Esta potencia se acredita mediante el acta de puesta en marcha de la instalación de generación. (7) define las instalaciones con derecho al incentivo a la inversión así como la la cuantía a percibir por este incentivo. Dicha retribución depende del Índice de Cobertura (IC) y corresponderá al Operador del Sistema su liquidación a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo. **La participación en el servicio es voluntaria**, de tal forma que las centrales que no participen o que no resulten adjudicatarias en las subastas, o que renuncien al pago regulado, no quedarán vinculadas al compromiso de disponibilidad fijado como requisito para recibir este incentivo a la inversión.

Los pagos por disponibilidad a medio plazo está destinado a promover la disponibilidad en un horizonte temporal igual o inferior al año y afectan a aquellas Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de régimen ordinario, que pudieran no estar disponibles en los periodos de punta del sistema a falta de la retribución por este concepto, al ser **tecnologías marginales del mercado diario**, es decir, las centrales de fuel-oil, las centrales de ciclo combinado y las de carbón. Asimismo, será de aplicación para las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse (9). El carácter de bien público de la disponibilidad de la potencia hace que aquellas centrales de generación que son importantes para el sistema por su capacidad para adaptarse a las necesidades de demanda, dadas las restricciones existentes en capacidad de interconexión, y su capacidad para resolver la creciente producción de energía no gestionable, sean objeto de una retribución regulada.

Los pagos por disponibilidad se configuran en función de la potencia neta instalada de la central que se ponga a disposición del Operador del Sistema, así como de un índice de disponibilidad que será fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y de un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. Corresponderá al Operador del Sistema su liquidación a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo.

Los costes correspondientes a la retribución del servicio serán financiados por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado

c. Otras retribuciones:

El RDL 5/2005 y el RD 1454/2005, respectivamente, establecen la separación entre, por un lado, la gestión de los mercados de energía (mercados a plazo, diario e intradiario), labor encomendada al Operador del Mercado y, por otro, la gestión del sistema eléctrico incluida la gestión de los sistemas de ajuste del sistema y la liquidación de los servicios de ajuste, desvíos y garantía de potencia, responsabilidad encomendada al Operador del Sistema. Tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación bilateral física y de los mercados diario e intradiario para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica (11). Estos servicios tienen lugar en el muy corto plazo (desde unos pocos minutos antes del despacho hasta unas pocas horas antes) (12). Finalizado el alcance temporal diario de los programas de los agentes, consumidores y generadores, se entra en los procesos de liquidación de sus

energías (cobros y pagos) realmente producidas y consumidas, repercutiendo a cada uno los costes de los desvíos en que han incurrido por haber “incumplido” sus respectivos programas de producción y consumo.

En términos económicos, el conjunto de mercados de servicios de ajuste del sistema tiene una incidencia muy reducida sobre el coste del suministro eléctrico. Tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación bilateral física y de los mercados diario e intradiario para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica (11).

Por último, las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, percibirán durante un periodo transitorio máximo de diez años una retribución fija por los denominados costes de transición a la competencia y que se repercutirán a todos los consumidores de energía eléctrica dentro de lo que se definen costes permanentes del sistema. Para los consumidores cualificados la repercusión de la retribución fija será establecida en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente incrementando los peajes de transporte y distribución y siendo por tanto recaudada por los distribuidores. El Real Decreto Ley 7/2006, suprime los CTC´s a partir de Julio de 2007.

De acuerdo al RD 2017/1997 de 26 de diciembre, los importes correspondientes a esta retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. Para los consumidores cualificados la repercusión de la retribución fija será establecida por en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente **incrementando los peajes de transporte y distribución** y siendo por tanto recaudada por los distribuidores.

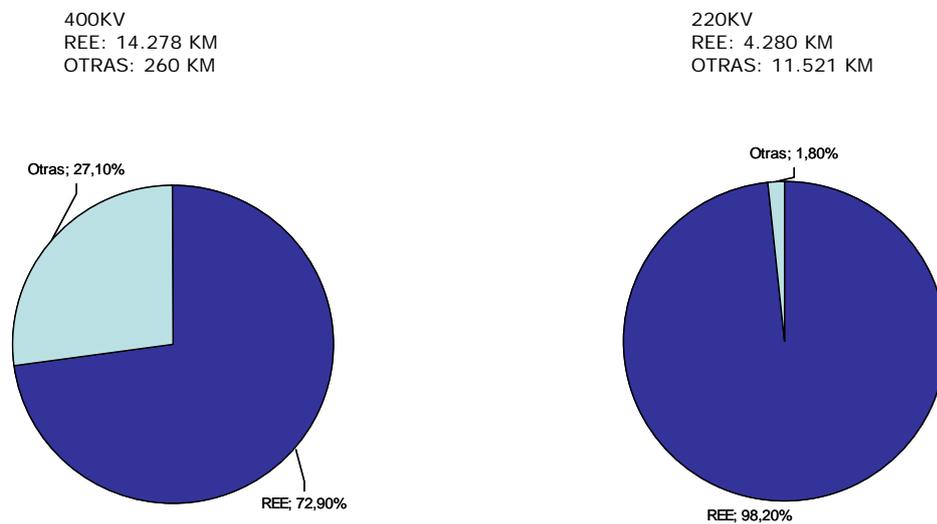
2.2 Transporte

El transportista, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.

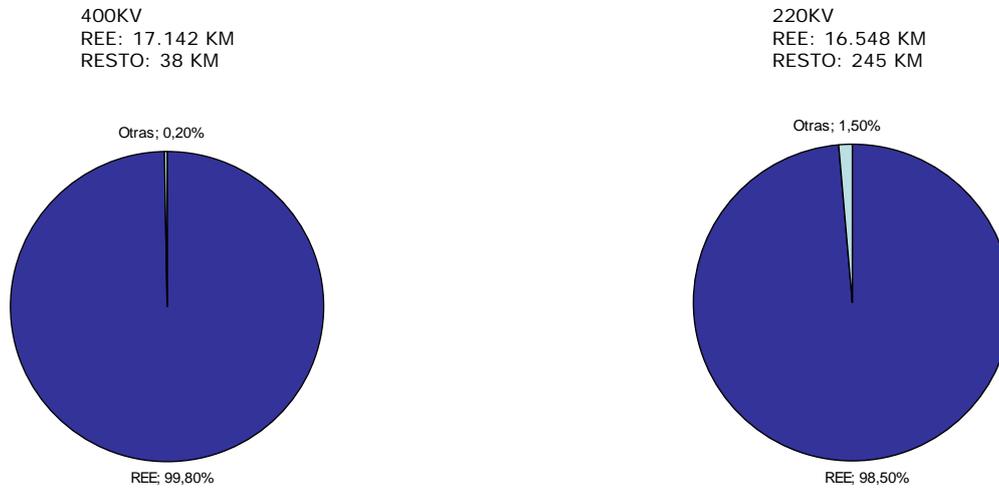
La Ley 17/2007, de 4 de julio, confirmó la condición de Red Eléctrica como gestor de la red de transporte y le atribuyó la función de **transportista único**, en régimen de exclusividad. Red Eléctrica es responsable del **desarrollo y ampliación de la red**, de realizar su **mantenimiento**, de **gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península** y garantizar el **acceso de terceros** a la red de transporte en régimen de igualdad.

Figura 2.1

Red de transporte finales 1998



Red de transporte finales 2007



Fuente: Información básica de los sectores de la energía 1996-2011, publicado por la CNE.

En el año 2010 y de conformidad con lo establecido en la Disposición Transitoria novena de la Ley 17/2007, de 4 de julio, REE ha adquirido los activos de transporte peninsulares, así como los activos de transporte extrapeninsulares de Baleares y Canarias, que eran propiedad de las empresas eléctricas (17).

La forma en que se organicen las actividades de operación del sistema y transporte de electricidad a alta tensión resulta muy relevante. En este ámbito podemos distinguir dos alternativas opuestas: el ISO (Independent System Operator) y el TSO (Transport System Operator) (13). Se denomina TSO a una entidad que coordina la operación técnica del sistema eléctrico, dadas unas normas de seguridad; ejecuta la operación y organiza el mantenimiento de la red; es propietaria de todos o gran parte de los activos que componen la red; se encarga de la expansión de la misma. Se entiende por ISO una entidad que sólo asume la primera de las citadas funciones, es decir, coordina la operación técnica de un sistema eléctrico, por lo que según este sistema se fomenta la multipropiedad de la red, lo cual no es deseable porque puede suponer pérdida de economías de escala ó crear problemas de coordinación. En España, como en casi todos los países donde las empresas operan en un entorno más o menos competitivo, se han separado la operación y el transporte del resto de actividades, estableciéndose un sistema del tipo TSO, permitiendo que sea una única empresa de transporte la que acometa las inversiones que consideren necesarias.

La estructura organizativa de la compañía se transformó en el 2008 en una estructura de holding para reforzar la separación y transparencia de las actividades reguladas en España -transporte y la operación del sistema- del resto de actividades. La sociedad matriz del Grupo es Red Eléctrica Corporación, de la que dependen la filial Red Eléctrica de España, responsable de las actividades eléctricas en territorio español, y la filial Red Eléctrica Internacional, encargada de las actividades del Grupo en el exterior.

Figura 2.2



Fuente: REE

La retribución de la actividad de transporte se establecerá reglamentariamente atendiendo a los costes de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones. Con el fin de establecer una mayor transparencia de estos costes y tal y como se expone en (17) la CNE ha acordado que debería establecerse la obligación a las empresas transportistas de proceder a la contabilización de todos los costes relacionados con las instalaciones que conforman la red de transporte, con un desglose que abarque todas y cada una de las tipologías de instalaciones y con un detalle de conceptos de costes.

El artículo 15 de la Ley 54/1997 establece que la **retribución de las actividades reguladas** será financiada a través de los ingresos recaudados por peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores. Para la determinación de las tarifas o peajes y precios que deberán satisfacer los consumidores se establecerá reglamentariamente la retribución de las actividades con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

El titular de la red de transporte estará obligado a contratar y aplicar a los generadores conectados a sus redes los peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, les correspondan (añadido por RDL 14/2010 del 23 de Diciembre al artículo 35 de la Ley 54/1997). El precio por el uso de redes de transporte vendrá determinado por el peaje aprobado por el Gobierno.

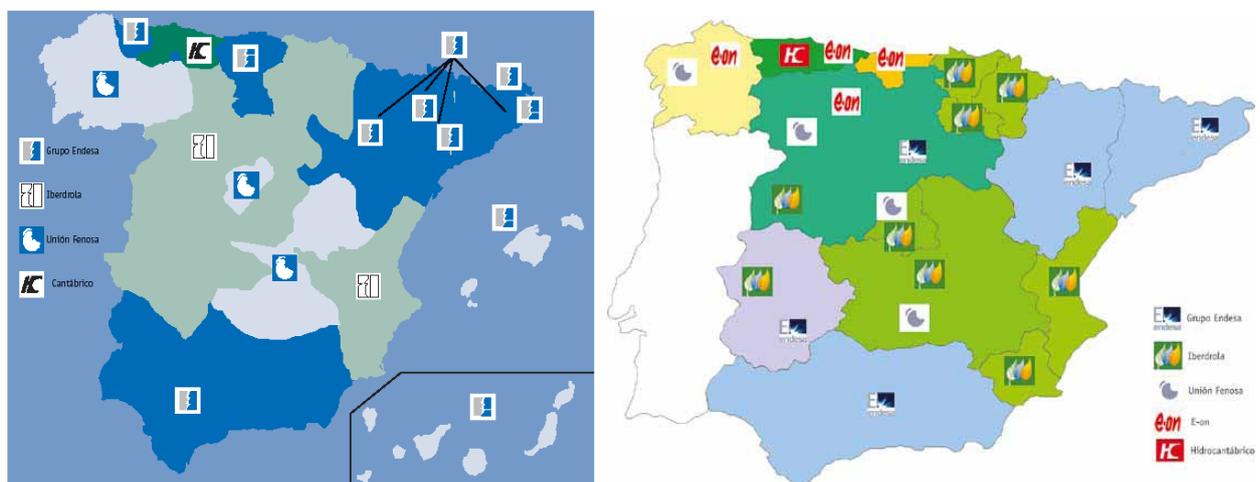
El REAL DECRETO 2017/1997, de 26 de diciembre, establece como ingresos liquidables los ingresos por aplicación de las tarifas y peajes facturados a distribuidores, consumidores cualificados y comercializadores, vendedores a otros países, exportadores y los sujetos no nacionales que realicen operaciones de tránsito.

2.3 Distribución

Los distribuidores, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales que adquieran la energía eléctrica a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran la energía eléctrica a tarifa.

En cuanto al número y estructura empresarial en España, hay que destacar que en 1998, son Iberdrola con el 38% de la distribución, seguida de Unión Fenosa, las empresas con la mayor red de distribución. Sin embargo, si se tienen en cuenta todas las empresas del Grupo Endesa, resulta una cuota de mercado del 43%, con lo que resulta que los dos principales grupos eléctricos del país distribuyen el 81% de la energía.

Figura 2.3 Mercado de la Electricidad en España 1998 y 2011



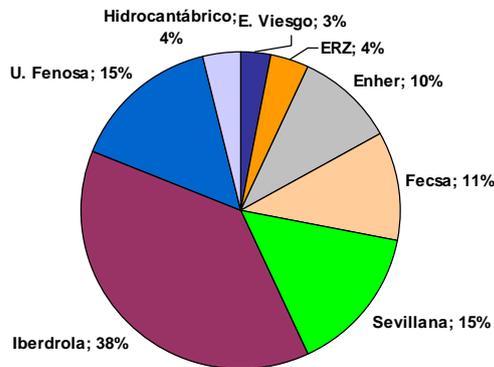
Fuente: Información básica de los sectores de la energía 1996-2011, publicado por la CNE.

En los años siguientes la presencia de las empresas en las zonas señaladas no varía. El único cambio significativo es el que los activos correspondientes a Electra de Viesgo pasan sucesivamente de ser propiedad de la empresa Endesa a ser propiedad de la empresa ENEL y posteriormente de la empresa E.ON.

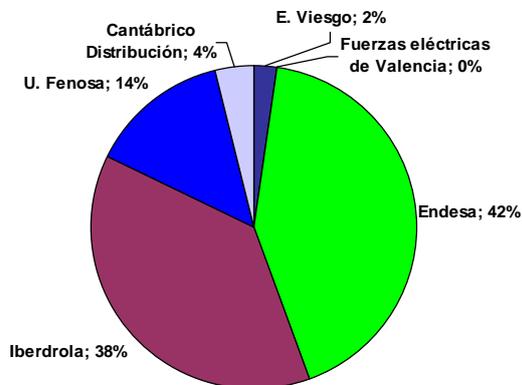
En términos de potencia distribuida, los porcentajes correspondientes a cada una de las empresas son los que se representan en la figura 2.4.

Figura 2.4 Energía Eléctrica distribuida

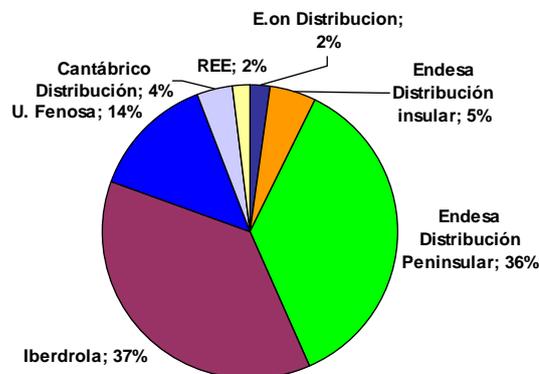
Año 1998: 176.515GWh



Año 2008: 256.991GWh



Año 2011: 248.339 GWh



Fuente: Información básica de los sectores de la energía 1996-2011, publicado por la CNE.

En estos gráficos no se ha tenido en cuenta, por su pequeña dimensión en términos porcentuales la distribución realizada por otros pequeños agentes.

En cuanto a la retribución de la actividad de distribución, ésta se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad (2). La retribución de la actividad de distribución se determinará atendiendo a periodos regulatorios de cuatro años de duración. En la actualidad para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica se empleará, como herramienta de contraste técnico, un Modelo de Red de Referencia (18).

Como se ha indicado anteriormente, las actividades reguladas destinadas al suministro de energía eléctrica son retribuidas económicamente con cargo a los peajes.

El REAL DECRETO 2017/1997, de 26 de diciembre, establece como ingresos liquidables los ingresos por aplicación de las tarifas y peajes vigentes a los suministros y accesos

a las redes de distribución, los ingresos por venta de energía eléctrica suministrada a tarifa y los ingresos establecidos por acometidas, enganches, verificaciones y alquileres de contadores y otros equipos de medida liquidables. A su vez podrá liquidar los costes de los peajes de acceso a las redes de transporte ó distribución, los costes de adquisición de energía en el mercado de electricidad y los costes por las adquisiciones de energía al régimen especial. En este R.D. se señala, en su exposición de motivos que ya que la tarifa y los peajes tienen carácter de únicos en todo el territorio nacional, es necesario establecer un procedimiento de reparto de los fondos ingresados por los distribuidores. También se establece el método de liquidación de los costes de adquisición de energía, que se realizará tomando como referencia la energía adquirida en los mercados organizados en que se autorice su participación y el precio medio ponderado de las adquisiciones correspondientes al conjunto de comercializadoras a tarifa que resulte en cada periodo.

2.4 Comercialización

Dado que este trabajo tiene como finalidad estudiar en detalle la actividad de comercialización, en este apartado se expondrán de forma simplificada los principales aspectos de esta actividad a lo largo de los años, reservando el estudio detallado a la segunda parte del trabajo.

Según la Ley 54/1997, el suministro de energía eléctrica a los usuarios será realizado por las correspondientes empresas distribuidoras cuando se trate de consumidores a tarifa ó por las empresas comercializadoras en el caso de consumidores acogidos a la condición de cualificados.

Los comercializadores, son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores que tengan la condición de cualificados ó a otros sujetos del sistema. **La retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte por las partes.**

El suministro a tarifa realizado por los distribuidores se ha extendido hasta el año 2009. La Disposición Transitoria Segunda de la **Ley 17/2007, de 4 de julio**, estableció que **hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por los distribuidores** hasta que esta actividad se realice por las empresas comercializadoras a las que se imponga tal obligación. **Las empresas distribuidoras, como responsables de realizar el suministro a tarifa regulado en la presente disposición transitoria, tendrán derecho al reconocimiento por parte de la Administración de una retribución regulada por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico.** Dicha retribución se calculará atendiendo a los costes que se consideren necesarios para realizar la actividad.

Tendrán la consideración de costes de gestión comercial los que tienen por finalidad retribuir a la empresa distribuidora los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado de clientes tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y equipos de medida, facturación y cobro.

La retribución de la gestión comercial a los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establecerán mediante Orden ministerial en función de

parámetros que tengan en cuenta el número de contratos de suministro a tarifa o de peaje de acceso a las redes y las potencias contratadas superiores a 1 kV (16).

La ORDEN de 14 de junio de 1999 por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica regula los costes de gestión comercial de las empresas distribuidoras. La retribución de los costes de gestión comercial, que tiene por objeto retribuir a las empresas distribuidoras en los gastos en que incurrir por la atención tanto a los consumidores a tarifa como a los consumidores o clientes cualificados de acuerdo con las siguientes fórmulas:

- Costes de gestión comercial por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas, se definen mediante la fórmula:

$$C_{gct} = CC_s \times C_s + CC_{pt} \times P + CR_{ct} \times R_t$$

Siendo:

C_{gct} = Costes de gestión comercial por suministro a consumidores a tarifas.

CC_s = Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono.

C_s = Contratos de suministro o pólizas de abono.

CC_{pt} = Coste unitario anual por kW contratado a tarifa.

P = Potencia contratada a tarifa superior a 1 kV.

CR_{ct} = Coste unitario anual por recibo emitido por suministro a tarifa.

R_t = Número de contratos de suministro o pólizas de abono.

- Costes de gestión comercial por consumidores o clientes que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado, se definen mediante la siguiente fórmula:

$$C_{gcp} = CC_p \times C_p + CR_{cp} \times R_p$$

Siendo:

C_{gcp} = Costes de gestión comercial por consumidores o clientes cualificados.

CC_p = Coste unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso.

C_p = Número de contratos de peajes o tarifas de acceso.

CR_{cp} = Coste unitario anual por recibido emitido por peaje o tarifa de acceso.

R_p = Número de contratos de peajes o tarifas de acceso.

Como se ha indicado en el apartado de revisión de normativa, el Real Decreto 485/2009 de 3 de abril regula la puesta en marcha del suministro de último recurso, de tal forma que los consumidores suministrados por un distribuidor pasarán a ser suministrados por un comercializador de último recurso (en el caso de no haber elegido una empresa comercializadora de mercado libre). Las empresas distribuidoras, dejarán por lo tanto de adquirir energía en el mercado y de ser retribuidas por la actividad de comercialización. El comercializador sucederá a la empresa distribuidora con los derechos y obligaciones establecidos en el artículo 45 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

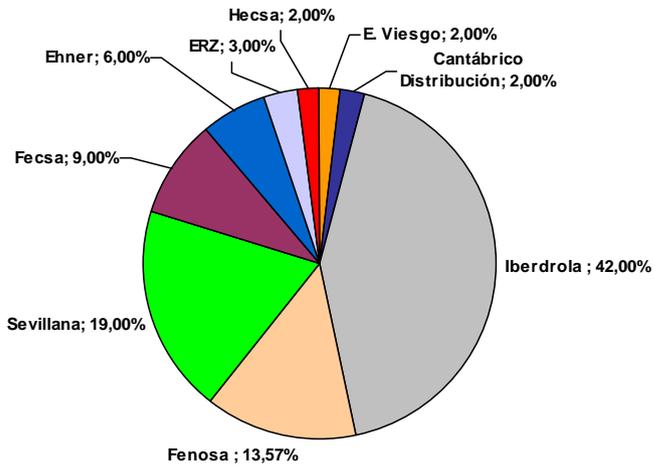
Las empresas de último recurso realizan su actividad en el mismo régimen de funcionamiento que el resto de comercializadores, esto es, adquieren la energía en el mercado de producción y acceden a las redes pagando la misma tarifa de acceso. La principal novedad es que las TUR, al contrario que las antiguas tarifas integrales, se calculan de una forma aditiva y transparente (22).

- **Cálculo aditivo:** Desde el punto de vista del Comercializador, el cálculo se realiza de forma aditiva recogiendo los mismos costes que tendría cualquier comercializador en el mercado libre. Así, se incluyen los costes de adquisición de energía, el coste de acceso y un coste de gestión comercial.
- **Cálculo transparente:** La metodología de cálculo está publicada en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio

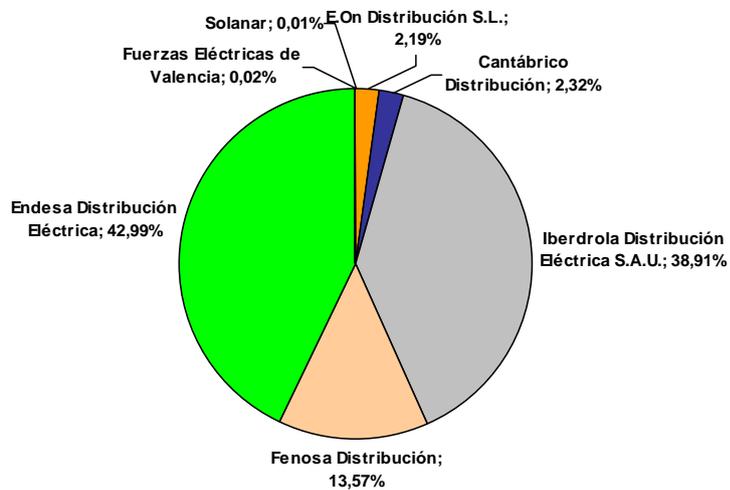
En cuanto a la cuota del mercado tal y como se refleja en la figura 2.5 son Iberdrola y Endesa las empresas que suministran electricidad a más del 80% de los abonados. Según (24) en el segmento de baja tensión, donde coexisten consumidores domésticos, comerciales y PYMES, las cuotas y el nivel de concentración presentan una gran estabilidad. El número de comercializadores independientes, sigue sin tener una presencia relevante, aunque su cuota aumenta pasando del 0,11% en 2008 al 1,77% en 2010. Como consecuencia, el grado de concentración ha disminuido en 275 puntos, alcanzando el HHI el valor de 3.324 en 2010, lo que sigue indicando un elevado grado de concentración.

Figura 2.5 Número de pólizas por subsistema

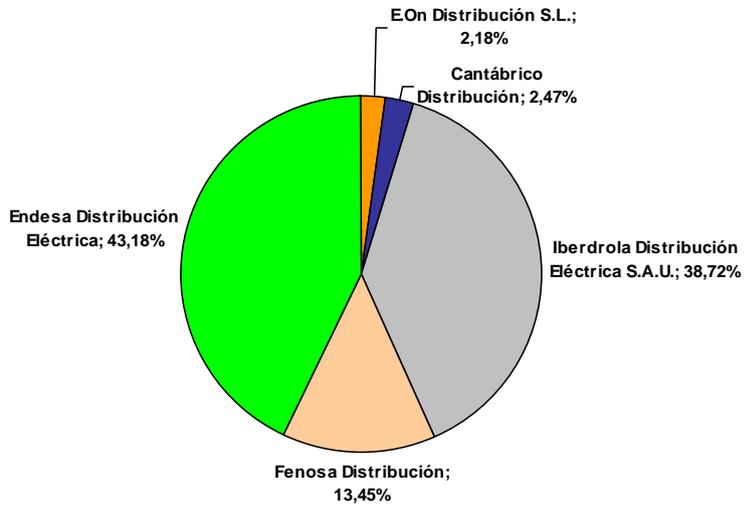
Año 1998: 20.187.469



Año 2007: 26.244.758



Año 2011: 27.475.308



Fuente: Información básica de los sectores de la energía 1996-2011, publicado por la CNE.

Parte II: La actividad de comercialización

3. Segmentación del mercado eléctrico peninsular

Según el tipo de tarifa de acceso, el mercado eléctrico se divide en consumidores de baja tensión (tensiones menores de 1KV) y en consumidores de alta tensión (tensiones mayores de 1KV). La composición de la demanda de electricidad en términos de energía revela un reparto de aproximadamente el 50% entre consumo en alta tensión, principalmente de tipo industrial, y consumo en baja tensión, principalmente de consumidores doméstico-comerciales y de PYMES. Por otra parte, éstos representan más del 99% del número total de consumidores.

Figura 3.1 Distribución del número de consumidores por grupo tarifario

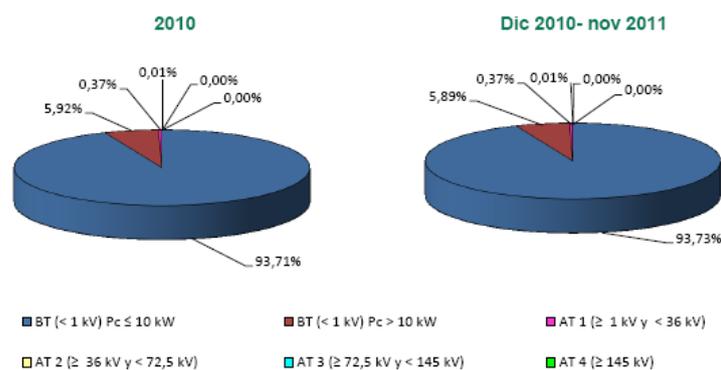
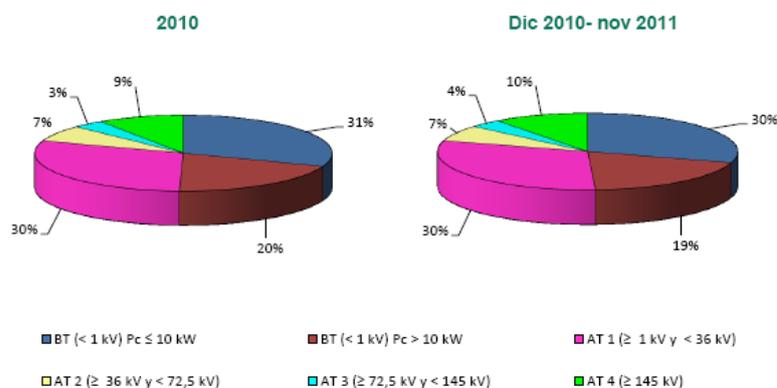


Figura 3.2 Distribución de la energía consumida por grupo tarifario

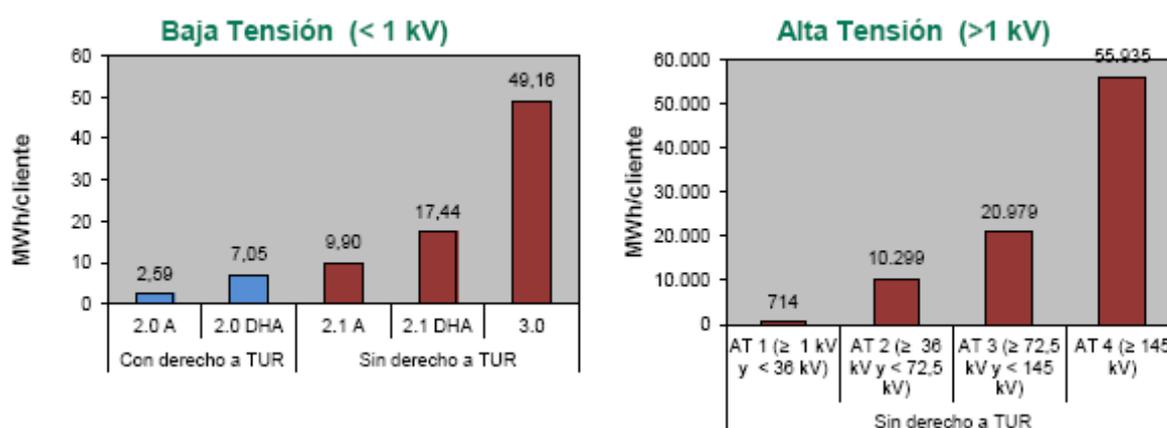


Fuente: BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS Y ECONÓMICOS, publicado por CNE en marzo de 2012

Figura 3.3 Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso

Peaje	Número de consumidores (Número)		Energía Consumida (GWh)		Tamaño medio (MWh/cliente)	
	2010	dic 2010- nov 2011	2010	dic 2010- nov 2011	2010	dic 2010- nov 2011
BT (< 1 kV)	27.377.792	27.591.730	123.177	118.422	4,50	4,29
Pc ≤ 10 kW	25.751.876	25.960.913	74.968	71.619	2,91	2,76
2.0 A	24.759.821	24.952.147	67.387	64.509	2,72	2,59
2.0 DHA	992.055	1.008.766	7.581	7.110	7,64	7,05
2.0 DHS	n.d	0	n.d	0	n.d	n.d
Pc > 10 kW	1.625.916	1.630.817	48.209	46.803	29,65	28,70
2.1 A	691.224	697.419	7.212	6.906	10,43	9,90
2.1 DHA	194.362	188.881	3.506	3.294	18,04	17,44
2.1 DHS	n.d	0	n.d	0	n.d	n.d
3.0	740.330	744.517	37.491	36.603	50,64	49,16
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	101.137	102.616	72.891	73.272	721	714
3.1.A	82.838	83.720	16.587	16.319	200	195
6.1.A	18.299	18.896	56.303	56.953	3.077	3.014
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1.511	1.580	16.937	16.272	11.213	10.299
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	365	395	8.375	8.283	22.944	20.979
AT 4 (≥ 145 kV)	401	441	22.873	24.672	57.029	55.935
Total	27.481.205	27.696.762	244.253	240.922	8,89	8,70

Figura 3.4 Tamaño medio por tarifa de acceso (dic 2010- nov 2011)



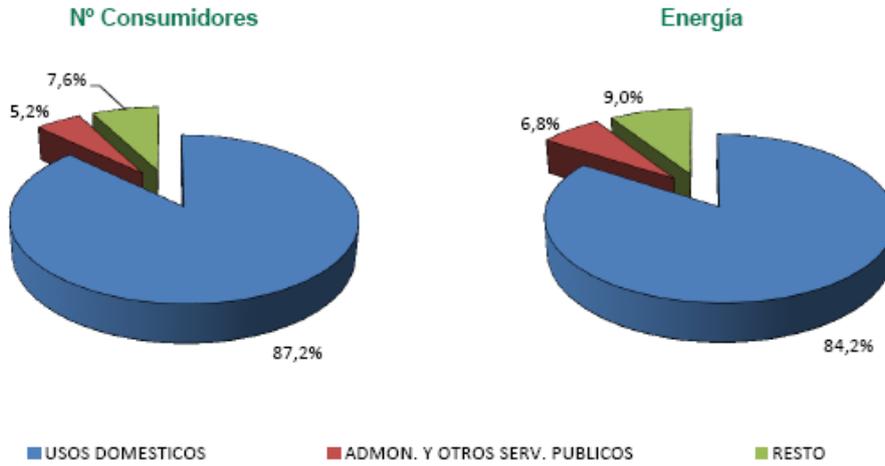
Fuente: BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS Y ECONÓMICOS, publicado por CNE en marzo de 2012

A finales del primer semestre de 2011, el número total de suministros de electricidad en el mercado minorista español supera los 27,5 millones. Del total del mercado minorista español, casi 26,7 millones (que suponen el 96,9% de los mismos) con un consumo agregado del 35% de la energía, corresponden al segmento doméstico, 0,83 millones (3%) con un consumo del 22% al segmento Pymes y 20.892 suministros (0,08%) con un consumo del 43% al segmento industrial (25).

Atendiendo a la estructura del consumo nacional por sector de actividad en baja tensión se observa que el número mayoritario de consumidores son los consumidores domésticos, sobre todo en el caso de potencias menores de 10KW. Además de los usuarios domésticos, la Administración y otros servicios públicos alcanzan también un alto porcentaje para el rango de potencias situado entre los 10 y 15KW. Para el mismo rango de potencias pero considerando el suministro con discriminación horaria una gran parte del consumo es debido no solo a los usuarios domésticos sino también al alumbrado público. Por encima de los 15 KW el sector con mayor número de consumidores y consumo son la Administración y servicios públicos. Para potencias inferiores y superiores a los 450KW, empiezan a adquirir importancia otros sectores de actividad como la agricultura, ganadería y pesca, ó los sectores de alimentación, hostelería, comercio y servicios, maquinaria y un componente importante indicado como "resto de consumidores" que son aquellos con menos del 4% del nº de consumidores o de la energía consumida del grupo correspondiente. A continuación se representan los porcentajes de número de consumidores y de energía consumida por sector de actividad para los distintos niveles de tensión y potencia. Los gráficos que se muestran se han obtenido del Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos, publicado por la CNE en marzo de 2012. Los datos utilizados en el estudio son de 2010.

Figura 3.5 Distribución por sector de actividad de los consumidores de BT con Pc<10 kW

Consumidores acogidos a tarifas sin discriminación horaria



Consumidores acogidos a tarifas sin discriminación horaria

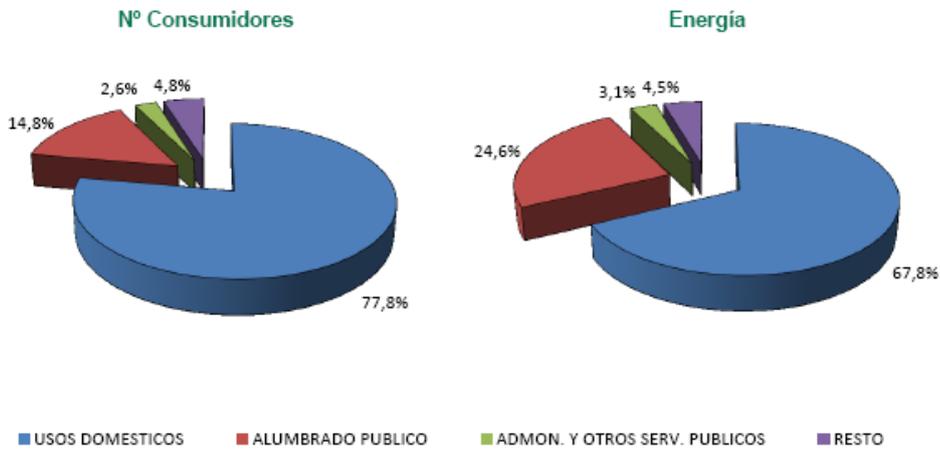
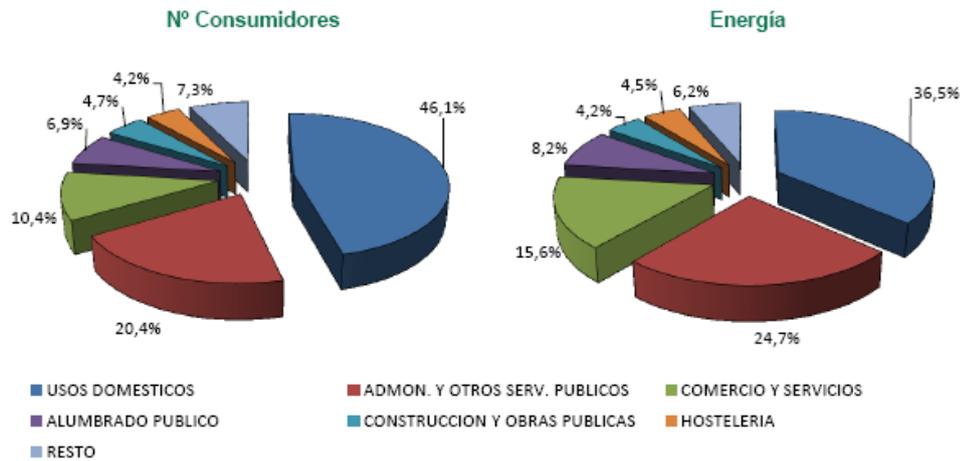


Figura 3.6 Distribución por sector de actividad de los consumidores de BT con Pc>10 kW y Pc<15 kW

Consumidores acogidos a tarifas sin discriminación horaria



Consumidores acogidos a tarifas con discriminación horaria

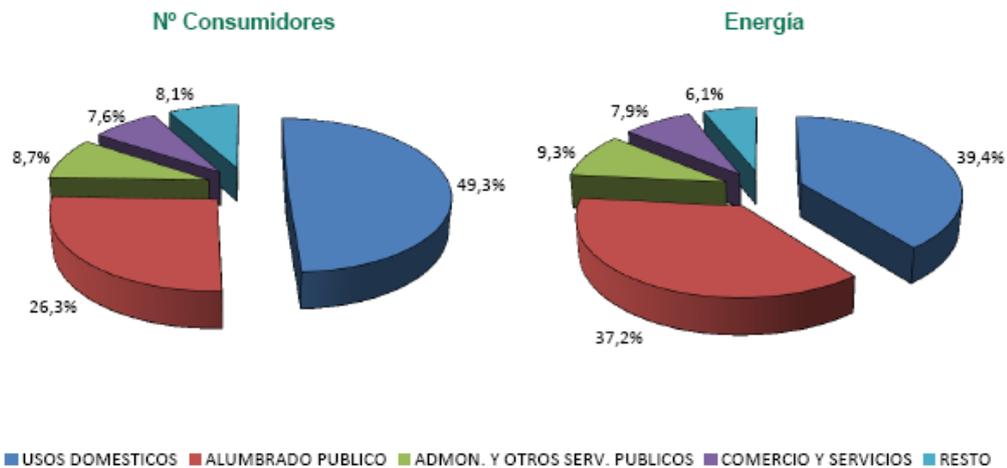


Figura 3.7 Distribución por sector de actividad de los consumidores de BT con Pc > 15 kW

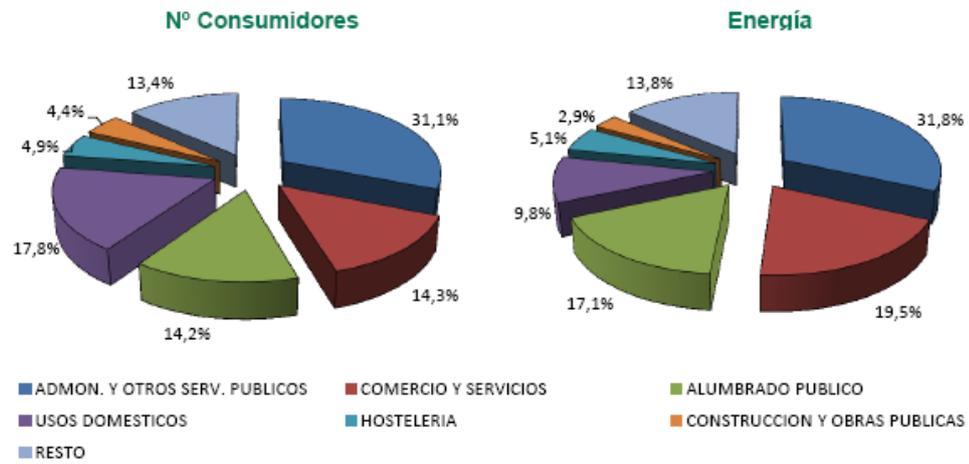


Figura 3.8 Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT1 con Pc < 450 kW

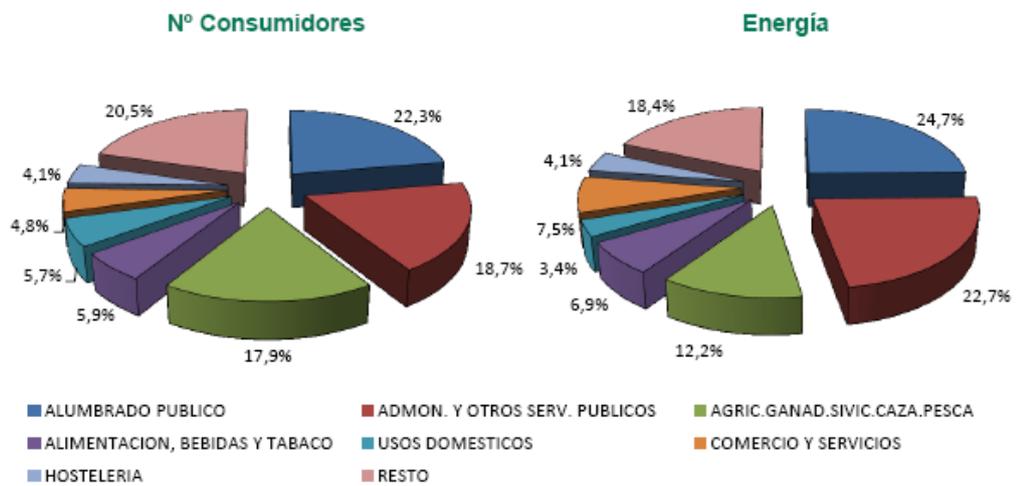
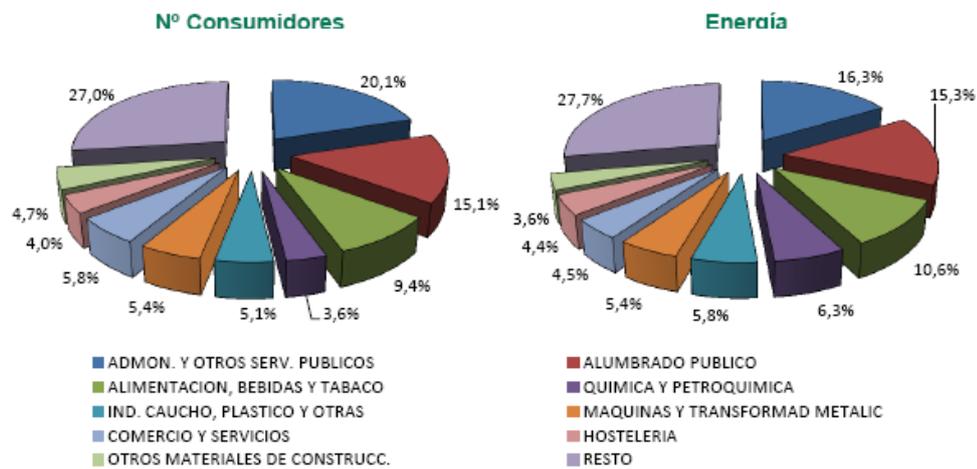


Figura 3.9 Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT1 con Pc > 450 kW



En alta tensión los consumidores son mayoritariamente de tipo industrial siendo el sector químico y petroquímico así como el de la industria papelera y el sector metalúrgico y siderúrgico los que presentan un mayor consumo de energía eléctrica.

Figura 3.10 Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)

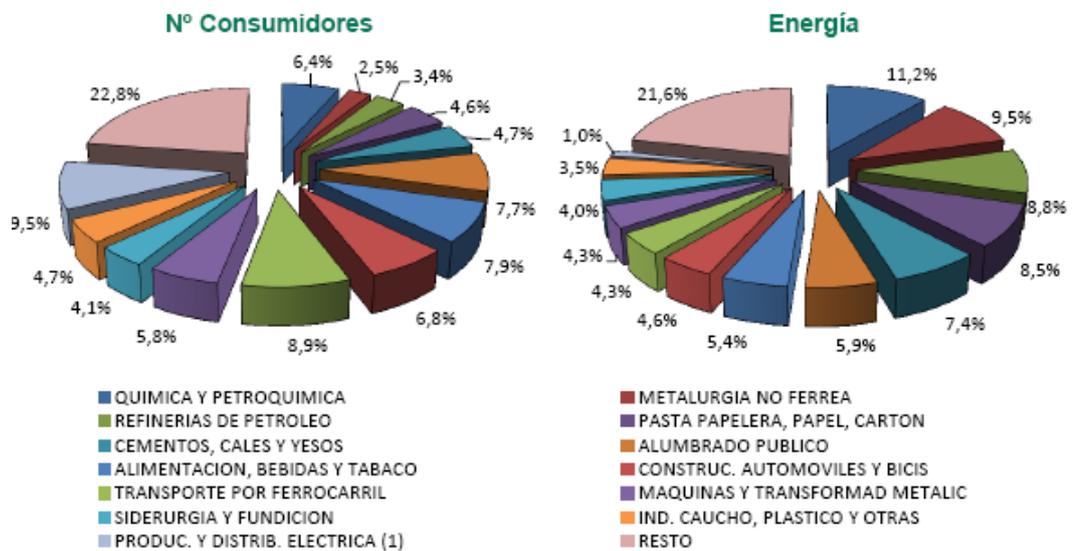


Figura 3.11 Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT3 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV)

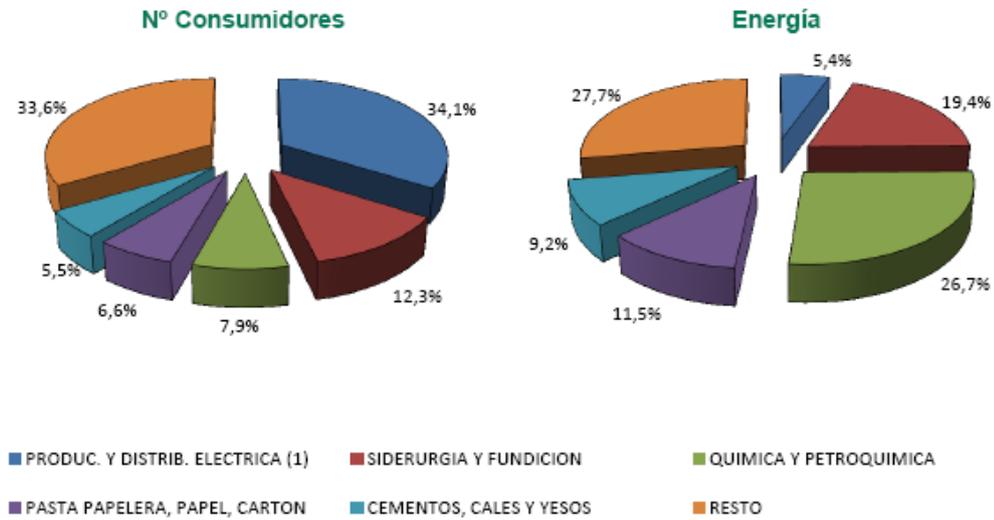
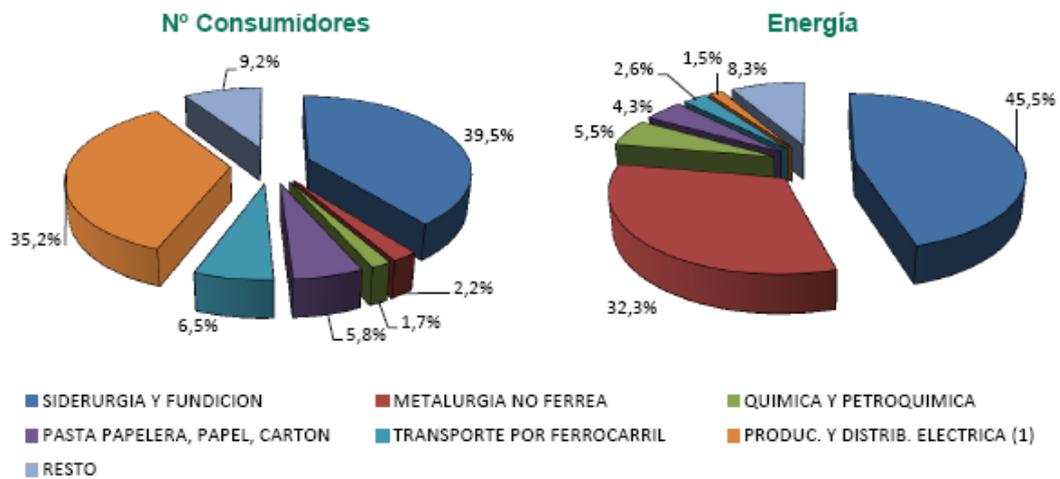


Figura 3.12 Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT4 (≥ 145 kV)



De acuerdo a lo establecido en el Artículo 7 del RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, atendiendo al tipo de punto de suministro, los consumidores se pueden clasificar en (25):

- suministros tipo DOMÉSTICOS: hacen referencia a puntos de suministros tipo 5, esto es, puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.
- suministros tipo PYMES: hacen referencia a puntos de suministro tipo 3 y 4: Tipo 3: son puntos de medida situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 450 kW y superior a 50 Kw. Tipo 4: son puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.
- suministros tipo INDUSTRIALES hacen referencia a puntos de suministro tipo 1 y 2: Tipo 1: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW. Tipo 2: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW e inferior a 10 MW.

4. Tarifas

El artículo 17 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece que las **tarifas que deben abonar los consumidores** incluirán en su estructura los siguientes conceptos:

- El coste de producción de energía eléctrica que se determinara atendiendo al precio medio previsto del kilovatio hora en el mercado de producción durante el periodo que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente.
- Los peajes que correspondan por el transporte y la distribución de energía eléctrica.
- Los costes de comercialización.
- Los costes permanentes del sistema. Según (15):
 - Los costes que, por el desarrollo de actividades de suministro de energía eléctrica en territorios insulares y extrapeninsulares, puedan integrarse en el sistema de acuerdo con el apartado 3 del artículo 12 de la Ley 54/1997. (suprimido)
 - Los costes reconocidos al operador del sistema y al operador del mercado.
 - Los costes de funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía.
 - Los costes de transición a la competencia, de acuerdo a lo establecido en el EI REAL DECRETO 2017/1997, de 26 de diciembre. El Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, suprime la Disposición Transitoria Sexta de Ley 54/1997, con lo que, a partir de la fecha de entrada en vigor de este Real Decreto-Ley, quedan suprimidos los CTC's.
- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
 - Primas a la producción del régimen especial.
 - Los costes asociados a la moratoria nuclear.
 - Fondo para la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear.
 - Costes de stock estratégico del combustible nuclear.

Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento así como los costes permanentes se conocen como "cuotas específicas" y se repercuten de forma distinta a los consumidores a tarifa y a los consumidores cualificados ó comercializadoras (15).

Como se ha comentado anteriormente, desde el 1 de julio de 2009 los consumidores conectados en baja tensión con potencias contratadas **P > 10 kW** y todos los consumidores con suministros en alta tensión, **T > 1000 Voltios**, solo podrán contratar el suministro eléctrico en la **modalidad de libre mercado**. Asimismo, desde el 1 de julio de 2009 los consumidores conectados en baja tensión, **T < 1000 Voltios** con **potencias contratadas igual o inferior a 10 kW** (casi todos los consumidores domésticos) pueden recibir el suministro eléctrico de dos maneras (21):

- Mediante contrato de suministro de último recurso a través de un Comercializador de último recurso (Entre una lista de comercializadores autorizados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo) y cuyo precio viene determinado por la tarifa de último recurso (Precio regulado establecido periódicamente por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo).

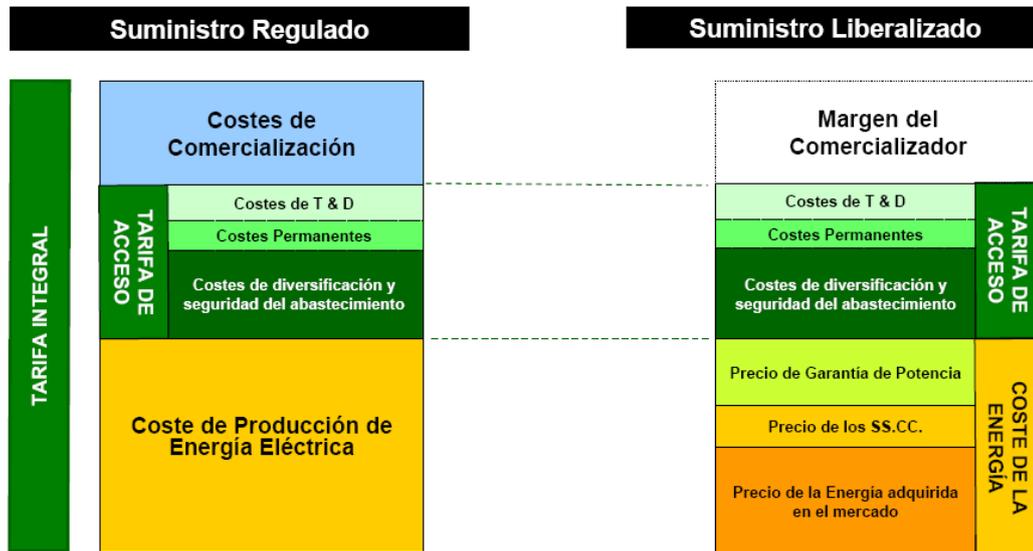
Para los consumidores acogidos a esta modalidad de suministro, el suministro es contratado con el comercializador de último recurso con el que establecerán la relación comercial para la contratación, facturación, planteamiento de consultas y reclamaciones.

En este caso, el comercializador de último recurso sustituye la función anteriormente realizada por la empresa distribuidora a la que el consumidor está físicamente conectado. La empresa distribuidora solo realizará la operación y el mantenimiento de la red de distribución y será responsable de la medida del consumo. Por tanto el distribuidor seguirá siendo responsable de los aspectos técnicos del suministro, entre ellos la calidad del suministro (Calidad del producto y continuidad, cortes e interrupciones).

- Mediante contrato de suministro en el mercado libre

En este caso el precio del suministro se compone de un precio regulado o tarifa de acceso que se refiere al uso de la red y un precio libre que se refiere al valor de la energía que se consume. No obstante, el comercializador, al actuar como mandatario del consumidor, cargará a éste en la factura la totalidad del precio de suministro y abonará la parte correspondiente al uso de la red (Tarifa de acceso) al distribuidor.

Figura 4.1



Fuente: Los Costes del Sector Eléctrico y los precios regulados. La evolución de los costes, las tarifas y el Déficit tarifario. SEMINARIO DE FORMACIÓN LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y LA PROTECCIÓN DE LOS USUARIOS. Miguel Ángel Bravo Prada Subdirección de Regimenes de Sistemas Regulados Madrid, 23 y 24 de Octubre de 2008

Tarifas de acceso

Los costes de acceso a las redes, tal y como se ve en la figura, son los mismos tanto si el suministro se realiza a través de mercado libre ó de mercado regulado a través de una de las empresas de último recurso ya mencionadas.

Estos costes de acceso a las redes incluyen las siguientes partidas (20):

- Coste de redes : Transporte, distribución
- Coste de gestión de ATR: (contratos acceso, lecturas, facturación, etc..)
- Costes de diversificación y seguridad del abastecimiento
 - Moratoria Nuclear
 - Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radioactivos
 - Coste de la compensación por interrumpibilidad, adquisiciones de energía al régimen especial y otras compensaciones
- Costes permanentes

- Compensación extrapeninsular
 - Operador del Sistema
 - Operador del Mercado
 - Comisión Nacional de la Energía
 - Prima de Régimen Especial
- Desajuste de ingresos de las actividades reguladas
- Déficit de las actividades reguladas
 - Déficit del coste de generación extrapeninsular

Para el caso de suministro regulado, se trata de las tarifas de acceso 2.0A para clientes con contador de un solo periodo o tarifa de acceso 2.0DHA para clientes con contador de dos periodos, con discriminación horaria.

Coste de la energía

El coste de la energía es diferente en función de si el suministro se realiza en mercado regulado ó en mercado libre (20):

- Suministro liberalizado

Coste a sufragar por los consumidores que acuden al mercado liberalizado, en las condiciones libremente pactado entre el comercializador y el consumidor.

- Suministro regulado

La metodología de cálculo de las tarifas de último recurso eléctricas refleja el coste de adquisición de energía que tendría cualquier comercializador en mercado libre, con el fin de no crear un déficit en su compra de energía y que las TUR no supongan una barrera a la liberalización (22). El coste de la energía a incorporar en las tarifas integrales se calcula teniendo en cuenta:

- Obligaciones de compra de los distribuidores en Subastas CESUR y en Mercado a plazo gestionado por el OMIP
- Mercados al contado

Coste de la comercialización

El coste de gestión comercial trata de reflejar el coste de los procesos de gestión de los clientes en tarifa de último recurso. Su valor es especialmente importante ya que se trata del único valor fijado administrativamente y que puede suponer una diferencia respecto al mercado liberalizado. Si el valor del coste de gestión comercial es demasiado ajustado, será difícil que los comercializadores puedan diseñar precios que mejoren a las tarifas de último recurso (22). Está fijado en 4 €/kW y año (Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio).

5. Evolución del mercado minorista de electricidad

Los mercados minoristas de electricidad y gas natural han registrado, en los últimos años, una evolución determinada en gran medida por la progresiva desaparición de las tarifas integrales y la introducción del suministro de último recurso. En ambos sectores, el mayor número de comercializadores activos se está observando en el segmento de los consumidores de gran tamaño, con elevada elasticidad al precio y sin posibilidad de acogerse a una tarifa regulada. Por otra parte, se registra una menor presión competitiva en el segmento de consumidores domésticos, con demanda menos elástica y mayores costes de switching, donde la entrada de nuevos competidores ha sido reducida y la referencia de precio prácticamente coincide con la tarifa de último recurso (19).

La dificultad de encontrar en el mercado libre ofertas mejores que la TUR, pone de manifiesto que esta es extremadamente competitiva y que constituye una barrera para la liberalización definitiva del mercado minorista (23).

Tal y como se puede ver en la siguiente figura 5.1 sobre la evolución del grado de avance de la liberalización, es a partir de 2009 cuando se empieza a apreciar el leve descenso de los suministros a tarifa integral ó de último recurso.

Figura 5.1 Evolución del número de puntos de suministro a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	CUR/ Distribuidor	Total general
2006	T1	2.460.697	22.750.429	25.211.126
	T2	2.253.462	23.070.345	25.323.807
	T3	2.113.821	23.356.043	25.469.864
	T4	1.940.759	23.949.817	25.890.576
2007	T1	1.884.300	24.198.627	26.082.927
	T2	1.800.566	24.415.335	26.215.901
	T3	1.765.917	24.607.251	26.373.168
	T4	1.777.187	24.731.387	26.508.574
2008	T1	1.799.562	24.829.233	26.628.795
	T2	1.907.960	24.842.375	26.750.335
	T3	2.053.063	24.793.514	26.846.577
	T4	2.236.198	24.774.332	27.010.530
2009	T1	2.407.570	24.651.333	27.058.903
	T2	2.728.098	24.361.887	27.089.985
	T3	3.165.873	23.949.978	27.115.851
	T4	3.784.538	23.410.227	27.194.765
2010	T1	4.161.693	23.117.573	27.279.266
	T2	4.597.258	22.741.506	27.338.764
	T3	5.018.049	22.384.852	27.402.901
	T4	5.536.596	21.927.620	27.464.216
2011	T1	6.129.611	21.369.789	27.499.400
	T2	6.707.293	20.837.749	27.545.042

Figura 5.2 Evolución del % de puntos de suministro a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre

		Comercializador libre	CUR/ Distribuidor	Total general
2006	T1	9,8%	90,2%	100,0%
	T2	8,9%	91,1%	100,0%
	T3	8,3%	91,7%	100,0%
	T4	7,5%	92,5%	100,0%
2007	T1	7,2%	92,8%	100,0%
	T2	6,9%	93,1%	100,0%
	T3	6,7%	93,3%	100,0%
	T4	6,7%	93,3%	100,0%
2008	T1	6,8%	93,2%	100,0%
	T2	7,1%	92,9%	100,0%
	T3	7,6%	92,4%	100,0%
	T4	8,3%	91,7%	100,0%
2009	T1	8,9%	91,1%	100,0%
	T2	10,1%	89,9%	100,0%
	T3	11,7%	88,3%	100,0%
	T4	13,9%	86,1%	100,0%
2010	T1	15,3%	84,7%	100,0%
	T2	16,8%	83,2%	100,0%
	T3	18,3%	81,7%	100,0%
	T4	20,2%	79,8%	100,0%
2011	T1	22,3%	77,7%	100,0%
	T2	24,4%	75,6%	100,0%

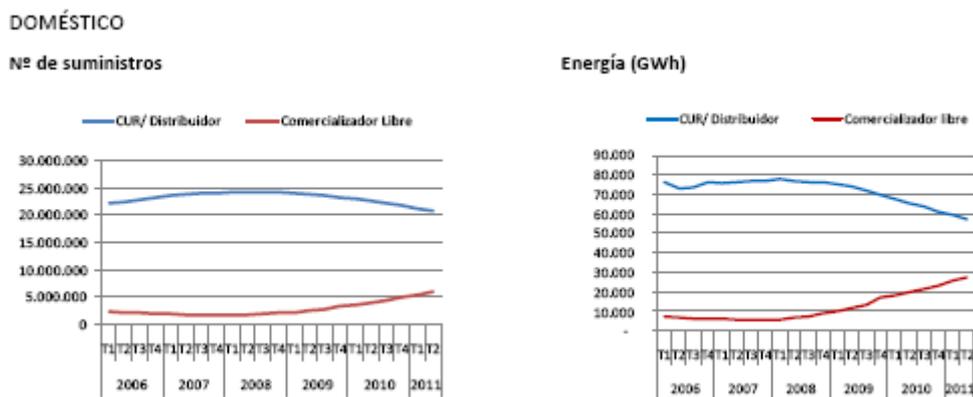
Fuente: Sice-distribuidores, en Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad en el primer trimestre de 2011, publicado por CNE el 27 de abril de 2012

En concreto, el avance en la liberalización deberá de producirse en su mayor medida en el segmento doméstico ya que los consumidores con potencia instalada de más de 10kW ya se encuentran en el mercado libre desde finales del año 2010 (25).

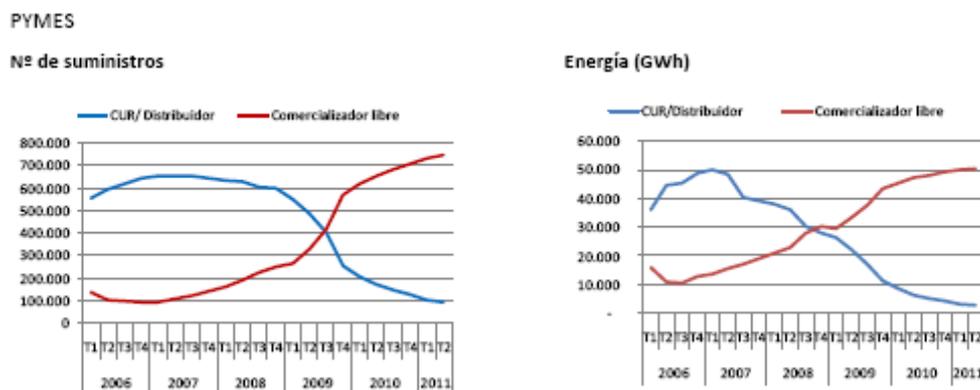
Se puede observar en los gráficos de la figura 2 que 2009 es el año a partir del cual los efectos de la liberalización son claros en el caso de pymes y consumidores de tipo industrial, mientras que dicho proceso de liberalización en el caso de consumidores domésticos es mucho más lento, mostrando a día de hoy todavía leves señales de progreso debido a que la liberalización está condicionada por la presencia o no de la tarifa de último recurso (25).

Figura 5.2

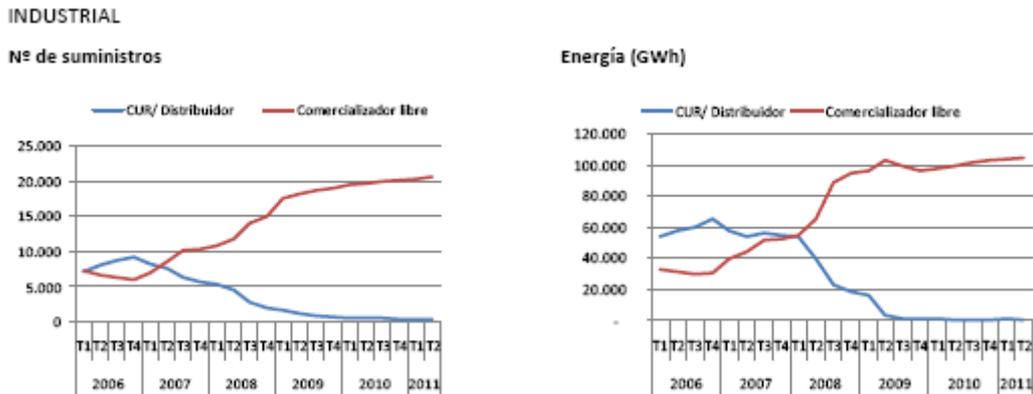
Evolución del número de suministros domésticos y del volumen de energía a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre. La energía corresponde a años móviles



Evolución del número de suministros y del volumen de energía anual (GWh) a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre del segmento pymes. La energía corresponde a años móviles.



Evolución del número de suministros y del volumen de energía anual (GWh) a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre del segmento industrial. La energía corresponde a años móviles.



España es uno de los países europeos en el que los clientes tienen mayores dificultades para conseguir ahorros como resultado de la libre competencia, lo cual tiene como consecuencia que el ratio de cambio de comercializador para los clientes domésticos sea de un porcentaje muy inferior al de la media europea (23).

La CNE en (24), igualmente, también afirma que los precios finales regulados no constituyen necesariamente un mecanismo de protección de los consumidores, dado que pueden dificultar la competencia si obstaculizan la entrada de nuevos competidores y/o impiden la introducción de nuevas ofertas, limitando así la capacidad de elección de los consumidores.

Sin embargo, en (24), también se achaca la baja tasa de cambio de comercializador entre otros factores, a la naturaleza de la electricidad, por ser ésta un producto homogéneo que no ofrece el mismo potencial de diferenciación e innovación que presentan productos como la telefonía móvil, al menos en el contexto actual, en ausencia de una participación activa de la demanda a través de contadores y redes inteligentes. Por tanto, mientras no se desarrollen productos energéticos más diferenciados, no cabe esperar variaciones significativas entre precios ofertados (para servicio básico de electricidad) y/o tasas de cambio de suministrador muy elevadas (puesto que los beneficios no son suficientemente elevados para compensar el coste del cambio).

Según la CNE en (24) la eliminación de los precios finales regulados en el corto plazo, sin que previamente se disponga de resultados sobre el desarrollo positivo de las condiciones de la competencia en el mercado minorista doméstico, supone un riesgo para el consumidor doméstico. Se subraya el bajo nivel de satisfacción para el consumidor español de los servicios eléctricos (las quejas y reclamaciones han aumentado significativamente en el sector eléctrico desde 2008), así como que en la actualidad, una parte del precio final que paga el consumidor (el peaje de acceso, que supone el 50% del total del precio final del consumidor doméstico) no es suficiente para cubrir los costes. En este sentido, en (23) se advierte la necesidad de que el precio de los peajes refleje exclusivamente los costes de uso de las redes. La CNE en (24) advierte la necesidad de determinar los niveles de costes que deben asignarse a los peajes de acceso que pagan los consumidores. Así, una vez alcanzado el nivel de suficiencia en los peajes y que éstos sean determinados a partir de una metodología asignativa estable en el tiempo, las subidas de precios finales de los comercializadores responderán claramente a las variaciones de los componentes de energía y margen comercial.

En (24), la CNE considera que la eliminación de los precios regulados en el medio plazo, debe estar condicionada a que se verifique durante un periodo de tiempo el cumplimiento de condiciones de competencia para lo que se precisará de disponibilidad de instrumentos para su supervisión efectiva. En este sentido, en un plazo transitorio cercano a la eliminación de los precios regulados, se considera que la CNE debe tener capacidad efectiva de supervisión del mercado minorista y en particular de capacidad efectiva de supervisión de los contratos ex ante, que permitiera controlar posible existencia de ofertas abusivas (precios excesivos), limitando en su caso dichas ofertas, en línea con experiencias similares en otros países europeos.

Dentro de las medidas que la CNE en (24) propone para reducir los costes de cambio de suministrador así como para el fomento de la capacidad de elección del consumidor, subraya que mediante un diseño cuidadoso de sus características, el suministro de último recurso puede configurarse como un elemento complementario a la dinámica competitiva del mercado, sin interferir en ella. Esta medida podría considerarse teniendo en cuenta las dificultades que se han mencionado en párrafos anteriores para que a corto-medio plazo puedan eliminarse las tarifas de último recurso. Sin embargo, para poder hacer factible esta medida, habría que tener en cuenta que un diseño inadecuado, que ignore el estado de la liberalización y la estructura del mercado específico en el cual se introduce, puede convertir el suministro de último recurso en un obstáculo para el desarrollo de la competencia. Tanto

la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso, como el esquema general de subastas CESUR, constituyen un aspecto crítico de este diseño.

Parte III: Las empresas comercializadoras

6. Funciones de las empresas comercializadoras

El artículo 45 de la Ley 54/1997 establece las obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro:

Serán obligaciones de las empresas comercializadoras en relación al suministro de energía eléctrica:

- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora.
- Desglosar en las facturaciones a sus clientes al menos los importes correspondientes a la imputación de los peajes, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan.
- Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.
- Procurar un uso racional de la energía.
- Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.
- Suministrar a la Oficina de Cambios de Suministrador la información que reglamentariamente se determine.
- Prestar, en su caso, las garantías que reglamentariamente correspondan por el peaje de acceso de sus clientes.
- Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones públicas.
- Tener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de Energía, la Comisión Nacional de la Competencia y la Comisión Europea a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los

derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

- Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.
- Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio.

Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones, solicitudes de información o comunicaciones de cualquier incidencia en relación al servicio contratado u ofertado, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Los prestadores comunicarán su dirección legal si ésta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

- Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.

Las empresas comercializadoras tendrán derecho a:

- Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen, así como el buen uso de los mismos.
- Facturar y cobrar el suministro realizado.
- Contratar la adquisición o venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y sus disposiciones de desarrollo.
- Obtener la información relativa a cambios de suministrador de la Oficina de Cambios de Suministrador y los datos de los consumidores que reglamentariamente se determine.
- Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.
- Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine.

7. Cuotas de mercado

Lo primero será analizar cuales son las empresas comercializadoras en España. A continuación se adjunta el listado de empresas comercializadoras en España y que se encuentra disponible en la página web de la CNE a fecha 4 de octubre de 2012.

El Artículo 45 de la Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico, en su redacción dada por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, establece en su apartado 5 que La Comisión Nacional de Energía publicará en su página web un listado que contendrá los comercializadores que, hayan comunicado a la Administración competente y, en todo caso, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el inicio de su actividad y que no hayan comunicado el cese de la misma.

Como ya se ha comentado con anterioridad el número de empresas comercializadoras de último recurso es 5. El número de empresas comercializadoras en mercado libre son 33 según el listado vigente en la actualidad.

Tabla 7.1

Comercializadora MERCADO LIBRE	Teléfono de atención al cliente ¹	Otros teléfonos de atención al cliente	Dirección de la página web
Aduriz Energía SLU	900 373 626		www.adurizenergia.es
Bassols Energía Comercial S.L.	900 701 169	972 26 01 50	www.bassolsenergia.com
Cide Hcenergía, S.A.	900 813 745	902 02 22 92	www.chcenergia.es
Clidom Energy, S.L.		930 011 110	www.HolaLuz.com
Comercializadora Eléctrica de Cádiz, S.A.U.	900 373 411		www.electricadecadiz.es
Comercializadora Lersa, S.L.	900 373 259	972 700 094	www.lersaenergia.com
Compañía Escandinava de Electricidad de España, S.L.		963 512 338	www.companiadeenergia.es
Derivados Energéticos para el Transporte y la Industria, S.A. (DETISA)	900 100 333		www.cepsa.com
Electra Caldense Energía, S.A.	900 181 776	938 650 585	www.electracaldense.com
Electra del Cardener Energía, S.A.		973 480 000	www.ecardener.com
Electra Energía, S.A.U.	900 373 275 900 373 285	964 160 250	www.electraenergia.es
Electra comercial Centelles, S.L.U.	900 10 11 78	938 810 931	www.electradis.cat
Eléctrica Serosense, S.L.		973 238 187	www.serosense.com
Eléctrica Sollerenense, S.A.U.	900 373 417	971 638 145	www.electricasollerense.es
EGL Energía Iberia S.L.	900 101 311	915 947 170	www.eql-espana.com
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	900 103 306	956 511 901	www.electricadecceuta.com
Endesa Energía, S.A.U.		800 760 909	www.endesaonline.com
Enerco Cuellar, S.L.	900 701 305	921 144 871	www.enercocuellar.com
ENERGYA VM Energías Especiales, S.L.U.		900 30 61 30	www.energymvm.es
ENERGYA VM Generación, S.L.U.		900 30 61 30	www.energymvm.es
ENERGYA VM Gestión de Energía, S.L.U.		900 30 61 30	www.energymvm.es
Eon Energía, S.L.	Residencial	900 11 88 66	www.eon-espana.com
	Pymes	900 102 272	
Estabanell y Pahisa Mercator, S.A.		900 250 260	www.estabanell.com
Factor Energía, S.A.	900 64 90 28	902 501 124	www.factorenergia.com
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	900 100 251	902 200 850	www.gasnaturalfenosa.es
		902 200 605	
Gesternova, S.A.	900 373 105	902 431 703	www.gesternova.com
Hidrocantábrico Energía, S.A.U (HC Energía)		900 907 000	www.hcenergia.com
Hidroeléctrica del Valira, S.L.	900 373 884	973 350 044	www.peusa.es
Iberdrola Generación, S.A.U.	900 14 27 63	902 201 520	www.iberdrola.com
Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U. (Naturgas Energía)		900 902 930	www.naturgasenergia.com
Nexus Energía, S.A.	900 818 533	902 023 024	www.nexusenergia.com
Orus Energía, S.L.	900 801 450	902 026 285	www.orusenergia.com
Unión Fenosa Comercial, S.L.	900 100 254	901 380 220	www.gasnaturalfenosa.es
		901 441 144	

Con el fin de estudiar el origen de estas comercializadoras en mercado libre se ha realizado un análisis más detallado a través de la información disponible en sus páginas web. Las fechas de constitución que se reflejan a continuación provienen de la base de datos SABI.

Se han subrayado aquellas empresas que de los tres pilares de la cadena de suministro (Generación, Distribución y Comercialización) han realizado siempre sólo la actividad de Comercialización. No se menciona la actividad de Transporte porque como ya se ha dicho, esta actividad ha pasado a ser realizada en su totalidad por REE. Se observa que sólo hay 5 empresas que sus orígenes radican en la actividad de Comercialización. Algunas de ellas ofrecen adicionalmente otros servicios complementarios o particularidades en cuanto a la procedencia de la energía que adquieren. De estas 5 empresas, la última empresa en

constituirse ha sido CLIDOM ENERGY S.L. (fecha de constitución en el año 2011). La primera de estas 5 empresas en constituirse fue FACTOR ENERGÍA S.A. Existen además 2 empresas comercializadoras que ejercen su actividad en otros países europeos. Así COMPANIA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPANA SL. Tuvo sus orígenes en Suecia y en la actualidad ejerce su actividad en Finlandia y recientemente en España. NEXUS ENERGIA, SA por su parte inició su carrera en España y actualmente comercializa energía también en Alemania.

Sobre el resto de empresas se puede resumir que en su mayoría son empresas constituidas a partir de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que obligaba a la separación de actividades y que provienen de antiguas pequeñas empresas locales de distribución y/o generación, fundamentalmente hidráulica.

Tabla 7.2

COMERCIALIZADORA	FECHA CONSTITUCIÓN	ACTIVIDAD
ADURIZ ENERGIA SL	01/01/2001	Tras una larga tradición centenaria en la distribución de electricidad, en virtud de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico se realizó la separación jurídica de las actividades eléctricas de ELECTRA ADURIZ SA, produciéndose el nacimiento de la empresa filial comercializadora ADURIZ ENERGIA.
BASSOLS ENERGIA COMERCIAL SL	07/12/2000	El grupo Bassols inició su actividad de Generación y distribución en el año 1905
CIDE HCENERGIA SA	25/02/2009	CHC Energía nace en 2009, de la asociación de dos organizaciones que se complementan para crear una compañía líder: CIDE HCENERGIA (compañía que agrupa las actividades comerciales de más de 200 pequeños distribuidores de electricidad) y HC ENERGIA (empresa perteneciente al Grupo EDP y presente en toda la cadena de valor del sector de la electricidad y el gas, lidera los índices españoles de satisfacción de los clientes)
CLIDOM ENERGY S.L.	2011	HolaLuz.com es la primera comercializadora eléctrica online del mercado español.HolaLuz.com posee todos los permisos y acreditaciones necesarias para comercializar energía eléctrica a nivel nacional desde comienzos de 2011.
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE CADIZ SA	01/01/2001	Comercialización de energía eléctrica en todo el territorio nacional para clientes domésticos y PYMEs
COMERCIALIZADORA LERSA SL	01/01/2001	
COMPANIA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPANA SL.	04/04/2008	Comercialización de energía eléctrica. Ámbito de operación: Suecia, Finlandia y España
DERIVADOS ENERGETICOS PARA EL TRANSPORTE Y LA INDUSTRIA SA	18/12/1964	DIETISA filial de CEPESA (es un grupo energético integrado, presente en todas las fases de la cadena de valor) al 100% comercializa energía eléctrica a consumidores finales en la península, Canarias y Baleares. La cartera de clientes está formada por instalaciones industriales de todos los sectores, edificios de oficinas, y grandes consumidores del sector terciario
ELECTRA CALDENSE ENERGIA SA	27/11/2000	La actividad de la Electra en el sector eléctrico va desde la distribución de energía eléctrica, - actividad principal, de más de 90 años de antigüedad-hasta la producción de energía eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración. Desde hace 7 años realiza instalaciones de climatización, destinadas a obtener la máxima eficiencia energética y el uso de energías renovables
ELECTRA DEL CARDENER ENERGIA S.A.	01/01/2001	Fundada a principios del siglo XX dispone de red de media-baja tensión y A través de sociedades participadas, la empresa también está presente en el sector de la generación y comercialización de energía.
ELECTRA ENERGIA SA	08/11/2000	Comercializadora cuyo grupo empresarial lo conforman también las Sociedades ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A. (Distribución de Energía) e HIDROELÉCTRICA DEL GUADALOPE, S.A. (Producción de energía eléctrica en Régimen Especial)
ELECTRACOMERCIAL CENTELLES SL	19/02/2001	Empresa comercializadora de capital público municipal propiedad del Ayuntamiento de Centelles. Ésta comercializadora se fundó el año 2001 para adaptarse a la nueva legislación del estado español y la comunidad europea sobre el sector eléctrico. Junto con la distribuidora Electradistribución Centelles S.L.U., son las continuadoras de la Electra Municipal de Centelles, fundada el 1926 a consecuencia de la cesión al Ayuntamiento de Centelles que hicieron los socios de la Electra Popular Centellense 7 años después de su fundación el año 1919.
ELECTRICA SEROSENSE S.L.	14/06/1986	Eléctrica Serosense es distribuidora de luz desde hace más de 100 años.Paralelamente tenemos gabinete de ingeniería para proyectos de red así como asesoramiento para optimizar rendimiento energético. Actualmente Serosense también es comercializadora de energía eléctrica a nivel estatal y cuenta en la actualidad con 10.000 clientes.
ELECTRICA SOLLERENSE SOCIEDAD ANONIMA	12/12/2000	Desde 1957 viene desarrollando la actividad de Distribución. Perteneció al Grupo EL GAS SA que dispone también de activos de Generación
AXPO IBERIA SLU / EGL	27/11/2001	Pertenece al Grupo Axpo energía, compañía eléctrica suiza líder con empresas subsidiarias en toda Europa. En España dispone de activos de Generación de tipo renovable y cogeneración. Sus clientes son fundamentalmente de tipo industrial.
EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA SA	10/08/1906	Empresa originariamente de distribución
ENDESA ENERGIA SAU	03/02/1998	Perteneciente al Grupo Endesa, empresa líder del sector eléctrico español y la primera multinacional eléctrica privada de Latinoamérica.
ENERCO CUELLAR SL	13/11/2000	Fue fundada en el año 2000, fruto de la separación de actividades promovida por la Ley del Sector Eléctrico, como filial de la compañía distribuidora SERVILIANO GARCIA, S.A., que opera en el Noroeste de la provincia de Segovia.
ENERGYA VM ENERGIAS ESPECIALES SL.	13/04/2005	Gestor de todos los negocios energéticos del grupo Villar Mir (uno de los principales grupos industriales españoles, de propiedad familiar con una importante presencia internacional con varias unidades de negocio abarcando sectores diversos)
ENERGYA VM GENERACION SL	23/07/2004	Mayor productor independiente de energía hidroeléctrica de España.
ENERGYA VM GESTION DE ENERGIA SL	14/08/2002	Centrales hidroeléctricas en China.

E ON ENERGIA SL	17/12/2002	Comercializadora en España perteneciente al Grupo E.On, una de las mayores compañías eléctricas y de gas del mundo. Cuenta con instalaciones en Europa, Rusia y Norteamérica
ESTABANELL Y PAHISA MERCATOR SA	29/11/2000	Estabanell Energia es una de las distribuidoras eléctricas independientes más importantes de nuestro país con una larga tradición.
FACTOR ENERGIA SA	18/02/1999	Factor Energía S.A ("Factorenergia") fue la primera compañía eléctrica independiente autorizada por el Ministerio de Industria tras la liberalización del mercado eléctrico, hace más de diez años.
GAS NATURAL SERVICIOS SDG SA	01/01/1979	Comercializadora perteneciente al Grupo Gas Natural Fenosa es una de las compañías multinacionales líderes en el sector del gas y la electricidad, está presente en 25 países. Es la mayor compañía integrada en gas y electricidad de España y Latinoamérica, líder en comercialización de gas natural en la península Ibérica y primera distribuidora de gas natural de Latinoamérica
GESTERNOVA, SA	21/04/2005	Desarrolla dos actividades complementarias: por un lado la representación de productores de energía renovable exclusivamente ante REE, CNE, OMEL y el operador del sistema. Por otro, se dedica a la comercialización de energía 100% renovable
HIDROCANTABRICO ENERGIA SA	18/03/1998	Es una agrupación de empresas perteneciente a EDP- Energias de Portugal S. A., Sucursal en España. La actividad fundamental del Grupo es la producción, almacenamiento, transporte, distribución, suministro, intercambios internacionales y comercialización de fluido eléctrico (procedente de orígenes hidráulicos, térmicos, nucleares, de hidrocarburos de todas clases, eólicos, solares o de cualquier otra fuente alternativa) y de gases combustibles, así como cualquier otra actividad relacionada con las anteriores o derivada de las mismas en el campo energético.
HIDROELECTRICA DEL VALIRA SL	08/02/1996	Orígenes en la producción eléctrica
IBERDROLA GENERACION SOCIEDAD ANONIMA	03/02/2000	Líder mundial en energía eólica, una de las mayores eléctricas del mundo. Primer grupo energético en España. Desde la constitución de HIDROELÉCTRICA IBÉRICA en 1901 —desde 1944 integrada en IBERDUERO—, y posteriormente de HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA en 1907, hasta su fusión en 1991, dando origen a lo que hoy es IBERDROLA. Como consecuencia de la integración de ScottishPower e IBERDROLA USA (antes Energy East), se ha llegado a la creación de un gran grupo global
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA SOCIEDAD ANONIMA	19/11/1998	NATURGAS ENERGÍA es un grupo energético integral que tiene como objetivo el suministro de gas y electricidad a empresas y particulares a precios competitivos. Para ello, realiza actividades de transporte y distribución de gas el mercado regulado, y comercializa además gas y electricidad. Está integrado en el Grupo HC Energía, del Grupo EDP.
NEXUS ENERGIA, SA	28/06/2000	Nexus Energía es un proveedor integral y a medida de electricidad, gas natural y servicios relacionados para hogares, pymes, grandes empresas y multipuntos. Pertenece al Grupo Nexus Energía que es un conjunto de empresas de accionariado 100% español, especializada en la comercialización de energía —electricidad y gas natural—, tanto en el ámbito doméstico como a grandes empresas. Presente también en Alemania desde 2011 tras la compra de la compañía alemana PCC Energie GMBH, actualmente Nexus Energie
ORUS ENERGIA SL	23/05/2008	Comercializadora de energía que desarrolla también proyectos y auditorías de eficiencia energética
UNION FENOSA COMERCIAL SL	10/12/1998	Comercializadora perteneciente al Grupo Gas Natural Fenosa es una de las compañías multinacionales líderes en el sector del gas y la electricidad, está presente en 25 países. Es la mayor compañía integrada en gas y electricidad de España y Latinoamérica, líder en comercialización de gas natural en la península Ibérica y primera distribuidora de gas natural de Latinoamérica

Fuente: elaboración propia a partir del listado de comercializadoras en mercado libre publicado por la CNE disponible en octubre de 2012 y a partir de las páginas web de las empresas.

En el mapa adjunto se muestra la localización geográfica de estas empresas comercializadoras en mercado libre utilizando como base el mapa mostrado anteriormente sobre la propiedad de las redes de distribución de los grandes grupos empresariales que a día de hoy realizan el suministro de último recurso.

Mapa 7.1



Fuente: elaboración propia

La CNE publica anualmente un informe sobre supervisión del mercado minorista de electricidad que recoge los datos más significativos en la evolución del mercado minorista de electricidad. El consumo de energía, el número de clientes, el grado de fidelización y captura de los consumidores clientes de cada comercializadora, datos por CCAA y tamaños de consumidores, precios medios de venta en mercado libre, así como número de aceptaciones y rechazos de solicitudes de cambio de contratación, son algunos de los datos más relevantes de este informe.

Según lo expuesto en el último informe de supervisión del mercado minorista primer semestre de 2011, publicado por la CNE el 27 de abril de 2012, en el segmento doméstico, los comercializadores pertenecientes a grupos empresariales continúan dominando las zonas geográficas correspondientes a sus redes de distribución.

Esta situación también parece indicar que para los segmentos pymes e industrial donde el ahorro potencial de cambio de comercializador es mayor (la diferencia entre las oferta más caras y las más baratas es mayor para potencias contratadas mayores según el comparador de ofertas de la CNE) existe una menor tendencia de los consumidores a quedarse en el comercializador perteneciente al grupo empresarial con redes de distribución, a favor de la oferta de mercado más competitiva.

Si se analiza cómo los comercializadores diversifican geográficamente su cartera de clientes, centrando sus esfuerzos comerciales en sus "mercados naturales" o bien en áreas geográficas ajenas en las que no operan las distribuidoras de su grupo empresarial se observa que la menor concentración de la cartera pymes e industrial de cada comercializadora en su zona natural de distribución parece indicar un mayor esfuerzo de captación de los comercializadores en estos segmentos (en relación al doméstico). Esto puede ser debido a que en estos últimos segmentos, se obtienen unos mayores márgenes, o bien que la relación éxito/esfuerzo de captación de clientes en estos segmentos es mayor.

Adicionalmente de acuerdo a lo expuesto en este informe, atendiendo al número de puntos de suministro y a la potencia que suministran las empresas más importantes (teniendo en cuenta sólo las comercializadoras con una cuota de energía en mercado libre superior al 1%) son las siguientes:

Tabla 7.3 Número de suministros y % de número de suministros suministrados a través de comercializador libre a 30 de junio de 2011

Endesa	Iberdrola	GNF	EDP	E.On	Otros	Nexus	Enèrgya-VM	ALPIQ	Fortia	Total general
2.065.662	3.119.115	818.185	470.600	154.155	50.372	17.092	10.019	1.996	97	6.707.293
31%	47%	12%	7%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	100%

Tabla 7.4 Volumen de energía (GWh) y % de energía suministrada a través de comercializador libre a 30 de junio de 2011

Endesa	Iberdrola	GNF	EDP	Otros	Fortia	E.On	ALPIQ	Enèrgya-VM	Nexus	Total general
67.378	40.439	25.905	17.279	7.147	11.221	3.089	5.006	2.586	2.612	182.661
37%	22%	14%	9%	4%	6%	2%	3%	1%	1%	100%

Fuente : INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA PRIMER SEMESTRE DE 2011, publicado por CNE el 27 de abril de 2012

Como se puede observar, aparecen dos comercializadoras APIQ y FORTIA que no han sido nombradas con anterioridad. Se trata de dos empresas cuya cartera corresponde fundamentalmente a grandes clientes y asociaciones de clientes con un elevado consumo eléctrico. A modo de resumen:

FORTIA ENERGÍA es una sociedad limitada constituida en el mes de septiembre de 2007 con licencia para operar como agente comercializador en el Mercado de Producción de electricidad. Presta servicio a **grupos industriales** de cinco sectores económicos electro-intensivos como son la siderurgia, la metalurgia, el cemento, los gases industriales y el papel. Fortia actúa como enlace y **único interlocutor válido** entre asociados y proveedores. Esto le aporta la capacidad para planificar el consumo y prever la demanda y, en función de una previsión a largo plazo, conseguir precios competitivos y mejor gestión interna de la energía.

ALPIQ ENERGÍA suministra electricidad a una cartera de 3000 clientes de los principales sectores industriales, empresas y administraciones públicas de toda España y explota una planta de generación de electricidad de ciclo combinado de gas de 800MW en Tarragona, con la que se puede producir la electricidad que consumen anualmente 3 millones de personas. Desde mediados de 2009, se situó como el primer comercializador alternativo de

electricidad, entre los comercializadores libres que no suministran a tarifa regulada. Al final del año, consolidó su liderazgo con la adquisición de Hispaelec S.A.U., comercializadora del grupo EDF en España, estableciendo así su delegación en Madrid.

Según este último informe de supervisión, la empresa comercializadora del grupo Iberdrola es, desde el tercer trimestre de 2010, la compañía con mayor número de suministros en mercado libre. Iberdrola incrementa un 31% sus suministros en mercado libre en el primer semestre del año 2011 sobrepasando por primera vez los 3 millones de puntos de suministro en mercado libre. En términos relativos, E.On Energía, S.L. es el comercializador (entre los que tienen cuotas significativas) que más incrementa el número de clientes en el primer semestre del año 2011, creciendo un 68% en lo que va de año.

La cuota de los comercializadores en mercado libre en función del segmento en términos de número de suministros, es la siguiente:

- A 30 de junio de 2011, el comercializador del grupo Iberdrola mantiene el primer puesto en número de clientes en el segmento doméstico con una cuota de suministros en mercado libre de 48% frente a un 43,7% que mantenía a finales del año 2010. Parece que este incremento ha sido motivado por un detrimento de las cuotas del segmento doméstico de las comercializadoras del grupo Endesa y EDP. Asimismo, el comercializador del grupo Iberdrola mantiene el primer puesto en cuota de puntos de suministro en mercado libre en el segmento pymes con una cuota de 36%. No obstante, su cuota decrece respecto la que tenía a finales del año 2010 (38%).
- Enèrgya-VM también sufre un detrimento de su cuota de mercado en este segmento pasando de un 1,2% a finales de 2010 a un 0,9% a finales del primer semestre de 2011. Las comercializadoras del grupo Endesa incrementan ligeramente su cuota conjunta en esta primera mitad del año 2011.
- En el segmento industrial, siguen siendo los comercializadores del grupo Endesa las que cuentan con el mayor número de suministros (con un 35,5% del total de los suministros en este segmento). En general, las cuotas de los comercializadores en este segmento se mantienen estables respecto a Diciembre de 2010.

Si se analiza la cuota de energía de cada comercializador, no se observan variaciones significativas respecto a diciembre de 2010. El comercializador del grupo Iberdrola sigue liderando el consumo en el segmento doméstico (con una cuota de energía del mercado libre de 41%) mientras que en los segmentos pymes e industrial lo hacen los

comercializadores del grupo Endesa (con unas cuotas conjuntas de energía del mercado libre de 37% y 38%, respectivamente).

De acuerdo con la cartera de energía de la que dispone cada comercializador en el segundo trimestre de 2011 las ventas de energía se reparten, en términos medios, entre un 15% en el segmento doméstico, un 28% en el segmento pymes y un 57% en el segmento industrial. Respecto a diciembre de 2010, se observa una tendencia a incrementar el peso de la cartera en el segmento doméstico en detrimento del peso de la cartera industrial. Este hecho es coherente con el estadio del proceso de liberalización del mercado, ya que una vez que los segmentos industrial y pymes se han liberalizado, es en el segmento doméstico donde se están realizando los mayores esfuerzos liberalizadores. Nótese que el 97% de los nuevos puntos de suministro en mercado libre de la primera mitad del año 2011 pertenecen al segmento doméstico.

- Endesa mantiene unos porcentajes de diversificación por segmento no muy alejados de la media.
- El comercializador del grupo Iberdrola muestra una mayor actividad relativa en el segmento doméstico (con un 24% de su cartera de energía en este sector) y en pymes (34%). En esta primera mitad del año 2011 se observa una tendencia a intensificar el peso de su cartera doméstica desplazando el peso de su cartera pymes e industrial a favor de la cartera del segmento doméstico.
- Los comercializadores del grupo Gas Natural Fenosa mantienen en líneas generales, los porcentajes de diversificación que ostentaban a finales del año 2010. Estos comercializadores continúan con un peso relativo mayor de su cartera de energía en el segmento pymes (36%).
- Se observa una tendencia a intensificar la cartera doméstica (19%) y pymes (52%) de E.On en detrimento de la cartera industrial (28%).
- Los comercializadores de Fortia (100%), EDP (74%), Alpiq (94%) y Otros (72%) son los que orientan con mayor intensidad su comercialización al segmento industrial y no muestran variaciones significativas respecto a finales de 2010.

Haciendo un análisis por comunidad autónoma:

- a 30 de junio de 2011, las Comunidades Autónomas (CCAA) con un mayor número de puntos de suministro, superior a 4 millones, continúan siendo Andalucía y Cataluña, mientras que las de menor número son, La Comunidad Foral de Navarra y La Rioja. En términos de consumo anual, el ranking lo lidera Cataluña, con más de un 17,6% de la

demanda total y Andalucía con un volumen de consumo mayor al 14%. A su vez, las de menor consumo son, de nuevo, Extremadura (1,6%), Cantabria (1,6%) y La Rioja (0,7%). El tercer puesto en volumen de consumo anual lo ocupa la Comunidad de Madrid y en términos de número de suministros la Comunidad Valenciana.

- El 75,2% del consumo en términos de energía se hacía a través de comercializador libre. En este sentido cabe destacar que CCAA como Asturias, País Vasco y Navarra y Cantabria, comunidades con un elevado peso del suministro a consumidores industriales y Pymes, se suministran con cuotas superiores al 80% a través de comercializador libre y por el contrario, las CCAA de Islas Baleares, Islas Canarias y Andalucía, comunidades con un elevado peso del consumo doméstico, se suministran con cuotas a través de comercializador libre inferiores al 65%.
- En términos de número de suministros en mercado libre destaca especialmente Asturias donde más del 49% de los consumidores son suministrados ya a través de un comercializador libre.

8. Ratios financieros de las empresas comercializadoras españolas

En la base de datos SABI se han encontrado los datos empresariales de 32 de las empresas 33 empresas que registradas como comercializadoras en mercado libre

Del análisis de estos datos se obtienen las siguientes conclusiones:

ANÁLISIS PATRIMONIAL

Activo: el análisis de la estructura del activo nos indicará el grado de inmovilización de los recursos que necesita la empresa, según sea el peso relativo de los dos grandes grupos, fijo y circulante, y de la composición de éstos. Las empresas comerciales de energía eléctrica poseen ratios muy próximos a 1, lo que significa que la mayor parte de su activo es circulante. En el caso de Iberdrola Generación, el ratio es de 0,18. Esto es debido a que Iberdrola Generación es una sociedad dedicada a la producción y comercialización de energía por lo que el ratio se ve influenciado por los activos disponibles para la generación. El activo circulante de estas empresas está formado por deudores y otros activos líquidos ya que no disponen de existencias (exceptuando el caso de Iberdrola Generación)

Endeudamiento: el análisis de la estructura del pasivo nos indica que la mayor parte de las empresas se financian con fondos ajenos. La relación entre los fondos propios y el pasivo total es en muchos casos menor de 0,5. A la inversa, es decir, la relación entre los fondos ajenos y el pasivo total es en mucho de los casos próximo a 1. En el período 2008-2010 esta tendencia se mantiene. Por otro lado, a los propietarios les interesa utilizar la financiación ajena siempre que la rentabilidad de los fondos invertidos sea superior al coste de los capitales ajenos utilizados.

ANÁLISIS DE LIQUIDEZ Y SOLVENCIA

Solvencia: el ratio activo circulante entre pasivo circulante es en la mayoría de las empresas próximo ó superior a 1, y en la mayor parte de los casos debido al elevado valor de la partida de deudores y/o de otros activos líquidos.

Test ácido: el ratio de disponible y realizable entre pasivo circulante es para la mayoría de las empresas muy inferior a 1.

Liquidez inmediata: el ratio tesorería (disponible) entre pasivo circulante, es para la mayoría de las empresas muy inferior a 0,5 por lo que en principio las empresas no pueden hacer frente a sus deudas más inmediatas

ROTACIONES

Periodo medio de cobro: los resultados muestran distintos periodos de cobro en los años analizados (2009 y 2010). De las 26 empresas de las cuales se dispone de datos, 7 empresas cobran en un plazo inferior a 60 días, 8 empresas cobran en un plazo inferior a 90 días y finalmente las 11 empresas restantes lo hace en un plazo superior a 90 días.

ANÁLISIS CUENTA PYG

Importe Neto de la Cifra de Ventas: a continuación se muestran aquellas empresas con mayor volumen de facturación así como la tasa de crecimiento de las ventas. Se observa en general tasas de crecimiento positivas por encima de valores usuales del IPC en el periodo 2008-2010 para la mayoría de las empresas listadas. Esto puede ser debido a la progresiva liberalización del sector eléctrico. Sin embargo, el aparente aumento de las ventas se contradice con la caída de demanda como consecuencia de la crisis. Debería realizarse un estudio más exhaustivo sobre precios de la energía, segmento de clientes, así como traspaso de consumidores a tarifa a consumidores en mercado libre. Como era de esperar, las empresas con mayor volumen de ventas son las empresas con mayor número de clientes.

Tabla 8.1

EMPRESA	Importe neto cifra de ventas			tasa de crecimiento		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
ENDESA ENERGIA SAU	8.649.530.000	7.254.094.000	5.878.903.000	19%	23%	35%
IBERDROLA GENERACION SOCIEDAD ANONIMA	7.623.528.000	2.913.043.000	4.790.523.000	162%	-39%	68%
UNION FENOSA COMERCIAL SL	2.911.070.000	2.098.801.000	1.533.129.000	39%	37%	63%
HIDROCANTABRICO ENERGIA SA	1.479.422.000	1.176.979.000	923.249.000	26%	27%	21%
GAS NATURAL SERVICIOS SDG SA	1.280.927.000	1.801.205.000	1.716.584.000	-29%	5%	105%
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA S.A.	1.053.361.000	820.936.000	1.002.050.000	28%	-18%	54%
NEXUS ENERGIA, SA	535.412.547	320.082.619	70.715.525	67%	353%	266%

AXPO IBERIA SLU / EGL	438.943.539	520.242.638	354.990.122	-16%	47%	234%
E ON ENERGIA SL	331.068.000	266.504.000	89.589.000	24%	197%	23%
ENERGYA VM GESTION DE ENERGIA SL	269.354.000	277.657.000	398.256.880	-3%	-30%	125%
CIDE HCENERGIA SA	238.268.106	105.454.953	n.d.	126%	n.d.	n.d.
FACTOR ENERGIA SA	132.183.846	32.700.696	20.237.351	304%	62%	972%
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE CADIZ SA	43.392.073	20.360.014	2.696.471	113%	655%	50%
BASSOLS ENERGIA COMERCIAL SL	25.869.029	15.487.108	6.452.716	67%	140%	25%
EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA SA	25.013.667	12.981.569	1.396.006	93%	830%	459%
DERIVADOS ENERGETICOS PARA EL TRANSPORTE Y LA INDUSTRIA SA	20.824.595	31.562.316	52.239.470	-34%	-40%	61%
ELECTRA CALDENSE ENERGIA SA	12.368.943	5.615.324	19.717	120%	28380%	-59%
HIDROELECTRICA DEL VALIRA SL	10.337.152	4.811.090	422.654	115%	1038%	19940%
ELECTRA ENERGIA SA	10.231.885	5.592.186	1.284.817	83%	335%	-23%
ENERCO CUELLAR SL	9.067.442	4.397.908	995.449	106%	342%	143%
ELECTRICA SOLLERENSE SOCIEDAD ANONIMA	8.520.675	3.893.634	449.828	119%	766%	-34%
ENERGYA VM GENERACION SL	6.033.000	4.480.000	142.021.473	35%	-97%	375%
COMERCIALIZADORA LERSA SL	4.071.930	2.573.611	587.460	58%	338%	25%
ELECTRACOMERCIAL CENTELLES SL	3.877.624	1.854.891	85.960	109%	2058%	17%
ORUS ENERGIA SL	3.439.908	91.989	n.d.	3639%	n.d.	n.d.
ADURIZ ENERGIA SL	3.161.059	1.939.211	174.036	63%	1014%	344%
ENERGYA VM ENERGIAS ESPECIALES SL.	230.000	582.000	1.482.588	-60%	-61%	-34%
COMPANIA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPANA SL.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
ELECTRA DEL CARDENER ENERGIA S.A.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
ELECTRICA SEROSENSE S.L.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
ESTABANELL Y PAHISA MERCATOR SA	n.d.	5.584.041	2.089.922	n.d.	167%	174%
GESTERNOVA, SA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Resultado:

De los datos disponibles en 2010, se observa que 4 empresas presentan pérdidas en 2010. Dos de ellas CIDE HCENERGÍA y NATURGAS, en concreto pertenecientes al mismo grupo empresarial (EDP). En el caso de CIDE HCENERGÍA, la causa está en el aumento de los gastos financieros con respecto a 2009. En el caso de NATURGAS la causa está en los mayores gastos de aprovisionamiento. En el caso de Gas Natural y de Energía VM la causa es el descenso en el importe neto de la cifra de ventas con respecto 2010.

Tabla 8.2

EMPRESA	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008
IBERDROLA GENERACION SOCIEDAD ANONIMA	569.567.000	375.637.000	616.035.000
ENDESA ENERGIA SAU	491.430.000	406.334.000	295.186.000
UNION FENOSA COMERCIAL SL	190.159.000	69.290.000	55.295.000
AXPO IBERIA SLU / EGL	24.982.928	9.218.041	688.548
HIDROCANTABRICO ENERGIA SA	20.151.000	-13.016.000	11.706.000
ENERGYA VM GESTION DE ENERGIA SL	19.077.000	14.272.000	-4.563.094
E ON ENERGIA SL	15.206.000	-4.402.000	828.000
DERIVADOS ENERGETICOS PARA EL TRANSPORTE Y LA INDUSTRIA SA	11.420.312	26.793.388	10.318.886
NEXUS ENERGIA, SA	8.649.919	7.494.646	938.551
EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA SA	5.991.397	4.763.585	4.081.029
FACTOR ENERGIA SA	4.908.581	2.625.865	32.294
ENERGYA VM GENERACION SL	2.231.000	15.000	876.868
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE CADIZ SA	1.003.197	475.997	129.493
ELECTRICA SOLLERENSE SOCIEDAD ANONIMA	393.581	196.181	47.613
HIDROELECTRICA DEL VALIRA SL	294.839	91.097	184.216
ELECTRA CALDENSE ENERGIA SA	285.883	122.391	12.201
BASSOLS ENERGIA COMERCIAL SL	280.985	89.564	84.703
ENERCO CUELLAR SL	264.841	486.664	-33.505
ADURIZ ENERGIA SL	245.339	266.627	49.117
ELECTRA ENERGIA SA	204.688	145.782	86.835

ELECTRACOMERCIAL CENTELLES SL	145.018	70.690	6.509
COMERCIALIZADORA LERSA SL	131.852	71.357	210.324
ORUS ENERGIA SL	31.272	14.804	-2.287
ENERGYA VM ENERGIAS ESPECIALES SL.	-62.000	12.000	43.569
CIDE HCENERGIA SA	-178.035	227.978	
GAS NATURAL SERVICIOS SDG SA	-27.857.000	68.072.000	-17.040.000
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA S.A.	-34.426.000	20.163.000	4.763.000
COMPANIA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPANA SL.	n.d.	-23.049	n.d.
ELECTRA DEL CARDENER ENERGIA S.A.	n.d.	n.d.	n.d.
ELECTRICA SEROSENSE S.L.	n.d.	n.d.	n.d.
ESTABANELL Y PAHISA MERCATOR SA	n.d.	163.036	159.520
GESTERNOVA, SA	n.d.	n.d.	n.d.

9. La calidad en el servicio de atención al cliente

Para el análisis de este apartado se han considerado 3 estudios realizados por entidades distintas:

- Estudio de Hispacoop: realizado a través de una encuesta a los consumidores
- Estudio de la CNE: realizado a través de información solicitada a las empresas eléctricas
- Estudio de la Dirección General de Sanidad y Consumidores de la Comisión Europea: realizado a través de sistema de encuestas telefónicas dirigidas a consumidores y/o suministradores en los distintos países de la Unión.

En 2011 Hispacoop realizó un proyecto de información consumerista (27) con el objetivo de analizar el cumplimiento de ciertos parámetros de calidad en los servicios de atención al cliente en dos de los sectores que más reclamaciones reciben: suministro de electricidad y servicios de telecomunicaciones. El eje central del proyecto fue la realización del *“Estudio sobre los servicios de atención al cliente en los sectores de telecomunicaciones y de suministro de electricidad”*, en el que se profundizó sobre el funcionamiento de los servicios de atención al cliente en ambos sectores, teniendo en cuenta, fundamentalmente, diversos parámetros de calidad, como la gratuidad; la agilidad resolutoria; la claridad y concisión de la información; el personal cualificado con actitud proactiva; la no utilización de estos servicios para ventas o información comercial; los tiempos de espera cortos en la atención telefónica; la coordinación interdepartamental; las opciones mínimas de menús y transferencias de llamadas; la actitud amable y de escucha activa; el seguimiento de las consultas y reclamaciones y el acceso por el cliente a la evolución del trámite; la información sobre el tiempo de resolución de la reclamación, etc. Los servicios de atención al cliente (SAC) representan un factor de calidad para las empresas y constituyen actualmente el elemento diferenciador de las mismas con respecto a otras operadoras del mismo mercado. Sin embargo, uno de los puntos débiles de muchas empresas prestadoras de servicios es la atención al cliente en las oficinas físicas o en los propios servicios de información y atención telefónicos u online.

La insatisfacción de los consumidores y usuarios por la mala gestión recibida cuando contactan con el servicio de atención al cliente de su propia compañía, les instiga a cambiar con facilidad de compañía, o incluso, a presentar quejas y reclamaciones.

Pero no siempre es así, porque los inconvenientes y obstáculos para contactar con un SAC y recibir una atención adecuada impiden, en la mayoría de los casos, que los consumidores o usuarios puedan reclamar con eficacia, o les disuadan con procedimientos complejos e inoperantes para no reclamar, que, por otra parte, el consumidor lo hubiera realizado además con el agravante de la mala calidad y efectividad de la atención recibida.

Por lo que respecta al sector del suministro de la electricidad, la no gratuidad de las llamadas fue uno de los mayores problemas, ya que la mayoría de las compañías disponen de un número 901, 902, 905..., que supone un coste para el consumidor o usuario que reclama. También se comprobó que **estos servicios están menos atendidos por los operadores**, que **existe poca coordinación entre departamentos** y que hay una **falta de información para identificar y hacer un seguimiento de la reclamación. Apenas se comprometen a enviar un justificante por escrito de la reclamación presentada, ni tampoco informan sobre el proceso para reclamar. Algunas compañías no disponían de oficinas presenciales, derivándolos a los SAC telefónicos, y en las consultas o reclamaciones online no suelen contestar con rapidez.**

En general, en ambos sectores, los consumidores consideran que el personal que atiende no está cualificado ni formado adecuadamente para resolver y gestionar los problemas ni tampoco dispone de potestades suficientes para su resolución. Además, estiman que la actitud de los operadores que atienden no es proactiva ni de escucha activa, y apenas se involucran en los problemas que plantean los consumidores. Por tanto, los consumidores y usuarios demandan una atención mucho más personalizada y formada, sin problemas idiomáticos ni culturales, que trate de resolver eficazmente y en un tiempo razonable el problema planteado.

Por otra parte la CNE también ha realizado un estudio de calidad del servicio de atención al cliente (25). Para ello ha clasificado las consultas y reclamaciones recibidas por las principales comercializadoras del país en 12 categorías, atendiendo al origen de la consulta o reclamación recibida. Esta clasificación será analizada en los próximos meses con el fin de permitir una estandarización de la tipología y su utilización por todos los agentes. De este análisis previo, se han concluye que las cuestiones que suscitan un mayor número de consultas y/o reclamaciones son con carácter general, las siguientes:

- Facturación del suministro eléctrico: En esta categoría se englobarían todas las consultas y reclamaciones en relación disconformidad con los precios de la facturación emitida o bien con el consumo que refleja la factura. El 47% y el 40% de las reclamaciones y

consultas recibidas respectivamente, se refieren a cuestiones relacionadas con la facturación del suministro eléctrico.

- Cobros e impagos del suministro eléctrico: Este tipo se refiere fundamentalmente a las consecuencias por la falta o retraso del pago, gestiones sobre el cobro y el impago y reclamaciones o información sobre la deuda pendiente. El 16% y 7% de las reclamaciones y consultas recibidas respectivamente, se refieren a este tipo de cuestiones.
- Acción comercial/ Contratación/Venta: Este tipo de categoría aglutina todas las consultas o reclamaciones que se refieren en general a la contratación del suministro, información sobre la documentación necesaria para dar de alta un nuevo suministro o realizar un cambio de comercializador, consulta en relación a campañas publicitarias y ofertas, etc. Este tipo de cuestiones aglutinan el 13% de las reclamaciones y el 25% de las consultas recibidas.
- Urgencias/ Daños: Este tipo de categoría aglutina todas las consultas o reclamaciones que se refieren en general con deficiencias, intervenciones por daños, averías, indemnizaciones por daños, avisos de no suministro, etc. Con del 8% de las reclamaciones recibidas se refieren a estas cuestiones.
- Información/ Atención Comercial: Las reclamaciones y consultas que se recogen en este apartado son relacionadas con el cambio de titularidad, información sobre el contenido web o problemas de visualización y acceso al contenido web, peticiones de información específicas (regulación, consumo, calidad, etc.), reclamaciones por incorrecta interpretación del contrato por el cliente, sobre las campañas comerciales de las distribuidoras (p.ej. la instalación del ICP), en relación al cambio de datos del cliente el 16% de las consultas recibidas por las principales comercializadoras hacen referencia a estos temas.

Tabla 9.1 Número y tipo de reclamaciones recibidas por las principales comercializadoras del país en el año 2011.

Tipología Reclamación	Número	% Total
Facturación	480.812	47%
Cobros/Impagos	163.106	16%
Acción comercial/Contratación/Venta	134.344	13%
Urgencias/daños	80.904	8%
Lecturas	55.911	5%
Calidad	42.463	4%
Información/Att Comercial	26.595	3%
Altas/NNSS	19.345	2%
Otros	10.487	1%
Bajas/Ceses	9.599	1%
Mantenimiento Clientes Sº VA	6.878	1%
Equipos de medida	786	0%
Total general	1.031.229	100%

Tabla 9.2 Número y tipo de consultas recibidas por las principales comercializadoras del país en el año 2011.

Tipología Consulta	Número	% Total
Facturación	13.095.407	40%
Acción comercial/Contratación/Venta	8.117.961	25%
Información/Att Comercial	5.393.769	16%
Cobros/Impagos	2.213.599	7%
Otros	2.047.028	6%
Lecturas	1.696.363	5%
Mantenimiento Clientes Sº VA	146.518	0%
Altas/NNSS	104.733	0%
Bajas/Ceses	38.470	0%
Urgencias/daños	4.962	0%
Calidad	745	0%
Equipos de medida	41	0%
Total general	32.859.595	100%

Fuente: Información aportada por las comercializadoras a la CNE, en Informe de supervisión del mercado minorista primer semestre 2011, publicado por CNE 27 de abril de 2012

Con el fin de realizar un seguimiento de la situación de los consumidores en la Unión Europea y su grado de satisfacción, general y en relación con productos y servicios específicos, la Dirección General de Sanidad y Consumidores de la Comisión Europea elabora, dos veces al año, los siguientes indicadores: **The Consumer Conditions Index (CCI)**, en primavera, y **The Consumer Markets Scoreboard (CMS)**, en otoño. Ambos se basan en un sistema de encuestas telefónicas dirigidas a consumidores y/o suministradores en los distintos países de la Unión (26).

El más reciente CCI, de mayo de 2012, resalta una ligera mejora, que se debe principalmente a una mayor satisfacción con respecto a las medidas de protección de los consumidores y en una mejor valoración del funcionamiento de los mecanismos de gestión y resolución de reclamaciones y conflictos. Por otra parte, la confianza en las autoridades públicas y en los proveedores se ha mantenido estable, y ha crecido el porcentaje de consumidores que han encontrado ofertas/anuncios engañosos (desde el 43% en 2010 al 46% en 2011). En lo que concierne al CMS, cabe señalar que se trata de un índice compuesto, construido a partir de cinco aspectos de la experiencia del consumidor: comparabilidad entre ofertas de distintos proveedores, confianza, problemas encontrados en el servicio ofrecido, reclamaciones y satisfacción general. La propia Comisión considera el CMS como “el principal instrumento para identificar sectores que no funcionan adecuadamente en el mercado interior”.

El análisis a nivel de productos y servicios que aporta el más reciente CMS, de octubre 2011, apunta la existencia de un grado elevado de descontento y desconfianza de los consumidores en el caso de los servicios eléctricos, que se sitúan en el puesto 25 en la UE y en el puesto 29 en España, sobre un total de 30 mercados de servicios analizados. Los principales factores explicativos residen en que España tiene el porcentaje más elevado de consumidores eléctricos en toda la Unión que afirman encontrar graves dificultades de comparación entre servicios ofrecidos por diferentes suministradores y haber tenido algún problema con su suministrador. Asimismo, España muestra el segundo porcentaje más elevado (tras Bulgaria) de consumidores que afirman no tener confianza en el cumplimiento de las normas de protección de los consumidores por parte de los suministradores y no estar en absoluto satisfechos con el servicio prestado por los suministradores. Cabe por otra parte reseñar que el resultado del CMS de 2011 presenta un empeoramiento significativo, de más de 12 puntos, con respecto al resultado del CMS de 2010 y que la propia CE considera que podría atribuirse a la situación de crisis económica prolongada en España.

Conclusiones

La finalidad de este trabajo como se comentó inicialmente era realizar una revisión general del sector eléctrico en España con el fin de entender la situación actual de las empresas comercializadoras de energía en mercado libre; quiénes son los agentes, cuál es su origen, cuál ha sido su evolución desde que se inició el proceso de liberalización, el origen de sus precios, sus cuotas de mercado y su nivel de desempeño han sido algunos de los aspectos incorporados al trabajo. Señalar, que la información existente en los organismos consultados es muy extensa por lo que gran parte del esfuerzo dedicado a este trabajo ha consistido en seleccionar aquellos estudios y documentos que de forma más clara y gráfica podían contribuir a un mejor entendimiento de los aspectos más relevantes de este sector.

A lo largo del trabajo han surgido una serie de aspectos que me gustaría resaltar:

- Tal y como se ha comentado, uno de los principales cambios que ha supuesto la Ley 54/1997 fue la obligatoriedad de separar las actividades reguladas (Distribución) de las no reguladas (Generación y Comercialización). Sin embargo, no todas las grandes empresas eléctricas procedieron de la misma forma. Así por ejemplo, mientras Endesa creó Endesa Energía S.A.U. (fecha de constitución 03/02/1998), empresa cuya actividad es exclusivamente la comercialización de energía, Iberdrola por su parte aglutina en una misma sociedad las actividades de generación y comercialización.
- A pesar de que la actividad de generación está liberalizada, hay ciertos componentes de su retribución que están regulados como son los pagos por capacidad (con el fin de incentivar la capacidad a largo plazo) y los pagos por disponibilidad (con el fin de incentivar la disponibilidad en el corto-medio plazo).
- En cuanto a la distribución, destacar que el ámbito geográfico donde las grandes empresas poseen sus redes no ha variado. Es decir, la extensión de sus redes se produce en la zona donde siempre han operado. Sólo se ha producido un cambio del ámbito de actuación en el caso de producirse fusiones y adquisiciones.
- La primera segmentación del mercado consiste en diferenciar los suministros en baja tensión y los suministros en alta tensión. El reparto en términos de energía corresponde aproximadamente al 50%. Sin embargo las empresas comercializadoras, a la hora de hacer sus ofertas clasifican a sus clientes en tres tipos: domésticos, pymes e industriales. Obviamente cada uno de estos clientes se enganchan a la red a un nivel de tensión diferente, de tal forma que la mayor parte de clientes domésticos y parte de las pymes

se conectan a la red de baja tensión, mientras que los clientes industriales se conectan a alta tensión. Así, cada uno de los segmentos merece una forma distinta de gestión. En baja tensión, los consumidores son muchos y con un consumo eléctrico bajo. En alta tensión en cambio, los consumidores son pocos pero presentan un consumo muy elevado.

- Uno de los gran retos de las comercializadoras de libre mercado es el de competir con las tarifas de último recurso. Se puede decir que el único segmento pendiente de liberalizar es el de clientes de tipo doméstico. Sin embargo en el corto-medio plazo, la CNE no prevé una desaparición de las TUR (Tarifa de último recurso) ya que previamente debe de garantizarse que efectivamente el mercado de la electricidad es competitivo y que los peajes incluyen únicamente aquellas partidas atribuibles a los costes de las actividades reguladas. Hoy en día, una parte del precio final que paga el consumidor (el peaje de acceso, que supone el 50% del total del precio final del consumidor doméstico) no es suficiente para cubrir los costes (originando el déficit tarifario).
- El estudio de las empresas comercializadoras en mercado libre se ha realizado en base a los datos disponibles en el listado que debe de publicar la CNE con las empresas que estén dadas de alta a la fecha de publicación para ejercer la actividad de comercialización. Sin embargo, a lo largo del análisis han surgido algunos aspectos que pudieran poner en duda el grado de actualización del listado. La última actualización del listado fue el 4 de octubre de 2012. Al analizar las cuotas de mercado en base al último estudio de la CNE sobre la supervisión del mercado minorista, se han encontrado 2 empresas comercializadores, cuya cartera de clientes está formada mayoritariamente por clientes industriales, que no aparecen en el listado de la CNE. Este punto queda abierto en este trabajo y a expensas de realizar la consulta a la CNE.
- Adicionalmente tras el análisis de las empresas se ha observado que excepto 5 empresas, el resto se han constituido a partir de la obligatoriedad de separar las actividades reguladas de las no reguladas. Es decir, sólo existen a día de hoy 5 empresas cuya actividad dentro de la cadena de suministro es exclusivamente la de comercializar energía. Cabe señalar también que en el listado hay 3 empresas que pertenecen al mismo grupo energético (EDP). En el caso de Gas Natural Fenosa, ocurre algo similar, ya que existen 2 empresas que pertenecen a este grupo energético. Esto es debido a que tanto EDP como Gas Natural han realizado procesos de adquisición de activos eléctricos en España en los últimos años. En este sentido queda como punto abierto en este trabajo el confirmar si en ambos casos las empresas comercializadoras

de cada grupo realmente son independientes ó si este hecho es debido a que el alta como empresa comercializadora única aún está pendiente de realizar.

- La información contable de las empresas proviene de la base de datos SABI. Dado que una de las empresas comercializadoras se ha constituido recientemente, en 2011, sólo se han podido analizar los datos de 32 de las 33 empresas del listado. El estudio comparativo no sería posible, en el caso de que las empresas además de la actividad de comercialización realizasen actividades de generación (como es el caso de Iberdrola) bajo la misma sociedad. Como a día de hoy la mayoría de las sociedades recogidas en el listado están constituidas como empresas básicamente comercializadoras, se han podido obtener algunas conclusiones. Entre ellas, destacar que son empresas que trabajan con ratios de liquidez inmediata muy bajos y que la mayor parte de su activo es circulante. Se financian mayoritariamente con fondos ajenos.

No se llega a ningún resultado concluyente en lo que respecta a morosidad. Esto es debido a que ésta varía en función del tipo de cliente. El estudio del período medio de cobro sólo se ha podido realizar para el conjunto de clientes.

Destacar que en general en el período 2008-2010 la mayoría de las empresas han experimentado tasas positivas de crecimiento del importe de la cifra de ventas, por encima de valores usuales del IPC. Esto por una parte se contradice con la caída de demanda energética debida a la crisis, especialmente en clientes pymes e industriales, lo cual debería indicar una caída de las ventas. Sin embargo, el aumento pudiera haber sido originado por la paulatina liberalización en estos años, lo que implicaría que estas comercializadoras en mercado libre hayan aumentado su cartera de clientes procedentes de comercializadoras de último recurso.

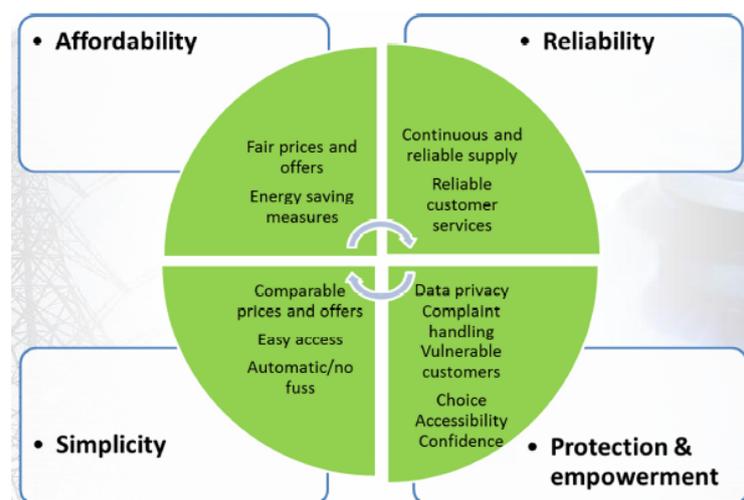
- Uno de los temas que ha despertado mayor interés en este sector en los últimos años ha sido el del grado de satisfacción de los clientes de electricidad, en concreto de los clientes domésticos. Señalar sobre todo, que en España la imagen que el consumidor tiene de este sector es mala. De hecho España es de los países de la Unión que refleja unos resultados más bajos en cuanto a calidad y servicio al cliente. El mayor número de quejas se produce por problemas en la facturación. En favor de las empresas considero relevante hacer mención a los cambios normativos que desde 2009 vienen afectando a las facturas de los consumidores. Así, conviene destacar los cambios relacionados con la creación de tarifas de último recurso y desaparición de las tarifas integrales que tuvo lugar al traspasar la responsabilidad de la comercialización de las empresas distribuidoras a las nuevas comercializadoras de último recurso. Adicionalmente la facturación pasó de ser bimensual a ser mensual, realizándose un mes una lectura

estimada, y al siguiente una lectura real. Todos estos cambios implican modificaciones de los sistemas de facturación y control en plazos breves.

A partir de este trabajo por lo tanto, se abren varias posibilidades que pudieran ser objeto de estudios más profundos de investigación. A continuación se exponen algunas posibles orientaciones.

En la actualidad existen varios campos de mejora dentro del sector eléctrico español. El informe sobre el sector energético español del 7 de marzo de 2012 realizado por la CNE recoge la problemática de cada uno de los entes que integran la cadena de suministro de electricidad y su impacto en la competencia, en los precios de adquisición de la energía, en las barreras de entrada y en la factura y atención de los diferentes tipos de consumidores. Las sucesivas mejoras que el Ministerio de Industria y Turismo ha comenzado ya a implantar (a partir de la publicación de este informe) y las que tiene todavía pendiente de introducir pueden servir de base para estudios de investigación orientados a ver el impacto de cada medida concreta.

El CEER (Council of European Energy Regulators) es el organismo regulador del sector energético a nivel europeo. Es el órgano que centraliza todas las informaciones de cada uno de los reguladores nacionales en Europa. Su misión es crear un mercado único de la energía en Europa, que sea eficiente y sostenible. El CEER elabora para ello numerosos estudios comparativos y guías de buenas prácticas. En la conferencia que tuvo lugar en Bruselas en Junio de 2012 "Building a 2020 vision for energy markets" se establecieron los retos en un horizonte hasta 2020.



A partir de los 4 ejes indicados (simplicidad, protección y fortalecimiento, fiabilidad, asequibilidad) se abren también varias posibilidades de estudio sobre la evolución en España ó estudios comparativos a nivel europeo.

En tercer lugar, se podría realizar un estudio de los costes de las empresas comercializadoras en mercado libre. Se podría establecer una comparación con la retribución actual regulada de las CUR (comercializadora de último recurso).

Otra propuesta de estudio es analizar la idoneidad de externalizar ciertas actividades que realizan las comercializadoras, como por ejemplo, los servicios de atención al cliente. El estudio también podría abarcar aspectos como el de la idoneidad de disponer de oficinas de atención al cliente presenciales ó por el contrario mejorar la gestión a través de sistemas online.

Otra propuesta de estudio consistiría en analizar las distintas modalidades de contratación para la compra de energía en el mercado mayorista y su influencia en la obtención de precios más competitivos.

Por último, se propone estudiar las diferencias entre el modelo de gestión de una empresa comercializadora de energía cuya estrategia fuera centrarse en conseguir muchos clientes de tipo domésticos y el modelo de gestión de una empresa comercializadora de energía cuya estrategia estuviera orientada a pocos clientes pero de tipo industrial.

Anexo I: Definiciones

DÉFICIT TARIFARIO (23): El déficit tarifario generado hasta el año 2007 se debía a que la tarifa eléctrica vigente en esos años no recogía adecuadamente el coste de adquisición de la energía. A partir de julio del 2008, el déficit tarifario es la diferencia que se produce cada año entre los ingresos que se obtienen de los peajes que pagan los clientes y los costes reconocidos a las actividades reguladas del sector eléctrico: transporte, distribución, primas del régimen especial, coste de la generación extrapeninsular, la propia anualidad de recuperación del déficit y otros costes de menor magnitud. La causa principal de este déficit es que existen dos mundos desconectados en la normativa que regula la actividad eléctrica. Por un lado, mediante la planificación y las normas de cada actividad regulada, se determinan sus inversiones y retribución, es decir, se determinan los costes regulados del sistema. Por otro, el gobierno aprueba unos peajes insuficientes para dar cobertura a dichos costes preestablecidos. España es el único país del mundo en el que los clientes mantienen una deuda con el conjunto del sector eléctrico, que se acumula de forma crónica año a año, porque los costes de las actividades reguladas son superiores a lo que ejercicio se recauda para cubrirlos a través de los peajes de acceso que aprueba el Gobierno.

CENTRAL PUNTA: Las centrales de punta se corresponden con tecnologías que tienen elevados costes variables de funcionamiento, pero compensados por un coste de inversión relativamente bajo. Se trata de centrales diseñadas para funcionar pocas horas, lo cual les exige ser flexibles y poder ajustar su producción con una cierta rapidez. Son tradicionalmente centrales de fuel y gas, aunque recientemente estas tecnologías han sido superadas en cuanto a eficiencia y flexibilidad por centrales de gas de ciclo abierto.

HUECO TÉRMICO (4): La utilización de la potencia instalada en centrales térmicas convencionales (como las de carbón o fuelóleo) y en ciclos combinados depende en gran medida de la producción de las tecnologías *fluyentes* y de la de las *hidráulicas con embalse y de bombeo*. La parte de la demanda no cubierta por estas tecnologías es lo que se denomina "*hueco térmico*", que ha de ser cubierto con térmicas convencionales y ciclos combinados. Una disminución de la demanda total o un incremento de la producción de las tecnologías fluyentes / hidráulicas regulables / bombeos lleva a un menor hueco térmico y, por tanto, a una reducción de la utilización de la capacidad térmica convencional y de ciclos combinados.

RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (2): Según el artículo 35, la red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario y la red de transporte secundario.

La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

En todo caso el gestor de la red de transporte actuará como transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la presente Ley. No obstante lo anterior, se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para autorizar expresa e individualizadamente, previa consulta con la Comisión Nacional de Energía y la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación, que determinadas instalaciones de hasta 220 kV de tensión, por sus características y funciones, sean titularidad del distribuidor de la zona que se determine. En los casos a los que se refiere el apartado anterior los distribuidores deberán asumir las obligaciones del transportista único relativas a la construcción, operación y mantenimiento de tales instalaciones de transporte.

POTENCIA FIRME (9): se define potencia firme como la potencia efectiva en MW que se encuentra operativa para generar en períodos punta o de escasez. Esta potencia será declarada y comprometida por el generador, de acuerdo con la disponibilidad que pueda ofrecer en un momento dado, según las siguientes alternativas:

- Disponibilidad en horas punta de acuerdo a los períodos de demanda punta definidos a priori por el Operador del Sistema.

- Disponibilidad en horas de escasez definidas como aquellas en las que el precio del mercado diario supere un determinado precio de referencia ó precio de escasez.
- Opciones de compra ("Availability Option) de energía por parte del Operador del Sistema a un precio de escasez (strike price). Se trata de un instrumento financiero indexado con el precio del mercado spot. La instalación cobra una prima fija establecida mediante subasta, lo que reduce la incertidumbre en sus ingresos. Se establece a cambio un "cap" en el precio del mercado que reciben esas instalaciones, lo que estabiliza los precios del mercado spot.

ÍNDICE DE CONCENTRACIÓN HORIZONTAL (HHI): Sirve como indicador del nivel de concentración de un mercado relevante determinado, que se obtiene sumando los cuadrados de cada participación relativa (market share) de los distintos actores en un mercado relevante determinado. Así las cosas, un actor absolutamente monopólico (100% del mercado) obtendría un valor HHI de 10.000, mientras que un mercado con muchísimos competidores sin ninguno preponderante se acercará mucho más a 0 (mercado perfecto). Generalmente se considera que un índice bajo 1.000 habla de una baja concentración del mercado. Un índice HHI entre 1000 y 1800 señala un mercado medianamente concentrado. Un HHI sobre 1800 indica un mercado altamente concentrado.

MODELO DE RED DE REFERENCIA (18): Se entiende por Modelo de Red de Referencia a aquel que caracteriza, para todo el territorio nacional, las zonas donde ejercen la actividad cada uno de los distribuidores, determinando la red de referencia de distribución necesaria para enlazar la red de transporte o, en su caso, red de distribución, con los consumidores finales de electricidad, caracterizados por su ubicación geográfica, su tensión de alimentación y su demanda de potencia y energía. El Modelo de Red de Referencia minimizará los costes de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas, manteniendo los requisitos de calidad de suministro establecidos reglamentariamente, atendiendo a criterios de planificación eléctrica con los condicionantes propios del mercado a suministrar en cada zona.

Dicho modelo, deberá ser capaz de tratar las redes reales de las empresas distribuidoras y los desarrollos necesarios para alimentar a los nuevos clientes y cargas.

SUBASTA CESUR (28): Las subastas de compra de energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR) son un mecanismo competitivo en el que los Comercializadores de Último Recurso (CUR) compran parte de la energía destinada a los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR). Estas subastas se iniciaron en España en junio 2007 y,

originalmente, los distribuidores adquirirían parte de la energía destinada al suministro de los clientes a tarifa integral. Desde julio 2009, con la implantación del Suministro de Último Recurso, son los Comercializadores de Último Recurso los que realizan la adquisición. Además de en estas subastas, los CUR también pueden adquirir energía en las subastas del mercado a plazo OMIP, en función de los porcentajes que se establecen para cada semestre según la metodología de cálculo de las Tarifas de Último Recurso. Hay que tener en cuenta que las TUR se fijan para un determinado periodo de tiempo (hasta ahora, semestres naturales, aunque podría ser trimestral) en un momento en que no se conocen los resultados de otros mercados, como el mercado diario, ya que su resultado se produce después del momento de fijación de las Tarifas de Último Recurso.

MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA: El suministro de electricidad consiste en la entrega de energía a clientes finales a cambio de una contraprestación económica.

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA: La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 11.14, establece que el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados.

HISPACOOOP: es la Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios y como tal agrupa y coordina a un total de 170 cooperativas de consumidores de toda España, que a su vez representan a más de 3.322.275 socios consumidores, más de 52.932 trabajadores y un volumen de facturación de 8.628 millones de euros, según datos de 2011. Sobre esta base Hispacoop, como organización representativa sin ánimo de lucro, ejerce su actividad en una doble vertiente.

ACTIVIDAD COOPERATIVO-EMPRESARIAL, representando los intereses de las cooperativas de consumo ante instituciones y foros nacionales e internacionales. Para ello Hispacoop está inscrita como Confederación de Cooperativas de Consumo en el Registro Estatal de Cooperativas.

ACTIVIDAD CONSUMERISTA, actuando como asociación de consumidores y usuarios, al ser uno de sus objetivos fundacionales el defender, informar y formar a los consumidores sobre aquellos temas que puedan ser de su interés

Anexo II: Referencias bibliográficas

- (1) L. Agosti, A. Jorge Padilla y Alejandro Requejo, 2007. El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados. *Economía Industrial* N° 364, pg. 21-37.
- (2) España 1997. Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado num.285 Viernes 28 noviembre 1997 pg. 35097-35126
http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/I54-1997.html
- (3) Energía y Sociedad. 2010. *Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad*. [Consulta: septiembre 2012]. Disponible en
http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=19&secc=5
- (4) Energía y Sociedad. 2010. *Tecnologías y costes de la generación eléctrica*. [Consulta: septiembre 2012]. Disponible en
http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=25&secc=6
- (5) Energía y Sociedad. 2010. *Inversión y seguridad de suministro en un mercado liberalizado publicado*. [Consulta: octubre 2012]. Disponible en
http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=21&secc=5
- (6) Comisión Nacional de la Energía. Dirección de Regulación y Competencia de la CNE.2010. *La Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM) en España*. [Consulta: octubre 2012]. Disponible en www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB
- (7) España 2007. Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. Boletín Oficial del estado num.234 Sábado 29 de septiembre de 2007 pg. 39690-39698
- (8) España 2011. Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. Boletín Oficial del Estado num.278 Viernes 18 noviembre 2011 Sec. I. Pág. 119533- 119541
- (9) Comisión Nacional de la Energía. 2012. *Consulta pública sobre el mecanismo de pagos por capacidad*. Madrid: 24 de mayo de 2012 [Consulta: octubre 2012]. Disponible en <http://www.cne.es/cne/Home>
- (10) España 2009. Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado num.82 Sábado 4 de abril de 2009 Sec.I. Pág 31971-31989

- (11) Carbajo, Alberto. 2007. Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. *Economía Industrial* num. 364, pg. 56-62.
- (12) Energía y Sociedad. 2010. *Mecanismos de ajuste de demanda y producción*. [Consulta: septiembre 2012]. Disponible en http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=24&secc=6
- (13) De Quinto, Javier. 2007. La planificación de la red de transporte eléctrico en un entorno competitivo. *Economía Industrial* N° 364, pg. 103-111.
- (14) Sancha Gonzalo, J.L.. 2011. El Sistema Eléctrico Español (III). Peaje de acceso. En: Anales de mecánica y electricidad, num. septiembre-octubre 2011 http://www.revista-anales.es/web/n_12/index.html . Asociación de ingenieros del ICAI. [Consulta: septiembre 2012]. Disponible en http://www.revista-anales.es/web/n_10/seccion_6.html
- (15) España 1997. REAL DECRETO 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Boletín Oficial del Estado num.310 Sábado 27 de diciembre de 1997 pg. 38037-38047
- (16) España 1998. REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica
- (17) Comisión Nacional de la Energía.1996-2011. *Información básica de los sectores de la energía*. Madrid: CNE 21 de mayo de 2012 [Consulta: octubre 2012]. Disponible en http://www.cne.es/cne/contenidoDocu.jsp?id_nodo=91&&keyword=&auditoria=F
- (18) España 2008. REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado num.312 miércoles 30 de diciembre de 1998 pg. 44089-44096
- (19) Comisión Nacional de la Energía. 2012. *Informe sobre el sector energético español. Introducción y resumen ejecutivo*. Madrid: CNE 7 de marzo de 2012. [Consulta: octubre 2012]. Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne004_12.pdf
- (20) Bravo Prada, M. Angel Subdirección de Regimenes de Sistemas Regulados Madrid, Los Costes del Sector Eléctrico y los precios regulados. La evolución de los costes, las tarifas y el Déficit tarifario. Seminario de formación: la liberalización del sector eléctrico de los usuarios, 23 y 24 de Octubre de 2008
- (21) Comisión Nacional de la Energía. 2011. *Guía informativa para los Consumidores de Electricidad*. Madrid: CNE 1 de julio de 2011. [Consulta: octubre 2012]. Disponible en http://www.cne.es/consumidores/pdf/electricidad/CNE_Consumidores_Electricidad_Julio2011.pdf

- (22) Energía y Sociedad. Las tarifas de último recurso (TUR). [Consulta: septiembre 2012]. Disponible en http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=15&secc=4
- (23) PricewaterhouseCoopers. 2012. Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012. [Consulta: septiembre 2012]. Disponible en [http://kc3.pwc.es/local/es/kc3/publicaciones.nsf/V1/81E22EFF763BF810C125796400364471/\\$FILE/10_tema_sector_electrico.pdf](http://kc3.pwc.es/local/es/kc3/publicaciones.nsf/V1/81E22EFF763BF810C125796400364471/$FILE/10_tema_sector_electrico.pdf)
- (24) Comisión Nacional de la Energía. 2012. *Informe sobre el sector energético español parte V. Medidas sobre los mercados minoristas de gas y electricidad*. Madrid: CNE 7 de marzo de 2012. [Consulta: septiembre 2012]. Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PV_MINORISTA.pdf
- (25) Comisión Nacional de la Energía. 2012. *Informe de supervisión del mercado eléctrico minorista primer semestre 2011*. Madrid: CNE 27 de abril de 2012 [Consulta: octubre 2012]. Disponible en http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=344&accion=1&soloUltimo=si&slCat=23&keyword=&auditoria=F
- (26) Comisión Nacional de la Energía. 2012. *Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad periodo 2008-2010 y avance 2011*. Madrid: CNE 13 de septiembre de 2012 [Consulta: octubre 2012]. Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA_Competicion_2012-full.pdf
- (27) Redondo, Carmen. 2012. Deficiencias de calidad en los Servicios de Atención al Cliente. *Cuadernos de las cooperativas de consumidores*, número 23, pg. 37-44.
- (28) Energía y Sociedad. *Las subastas de compra de energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR)*. [Consulta: octubre 2012]. Disponible en http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=16&secc=4