



FACULTAD DE CIENCIAS EMPRESARIALES
ICADE BUSINESS SCHOOL

MERCADOS DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA

Autor: Gonzalo Velázquez Gómez

Director: Luis Garvía Vega

Madrid
Julio 2018

Gonzalo
Velázquez
Gómez

MERCADOS DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA



Índice

1. Introducción	5
1.1. Objetivo	5
1.2. Metodología	5
2. Mercado Eléctrico en España	6
2.1. Conceptos Importantes	6
2.1.1. Generación de energía eléctrica	6
2.1.2. Transporte de energía eléctrica	6
2.1.3. Distribución de energía eléctrica	7
2.1.4. Comercialización de energía eléctrica	8
2.2. Evolución Histórica	8
2.3. Características principales del mercado	10
2.4. Estructura y funcionamiento del mercado	11
2.4.1. Mercado mayorista (MIBEL)	11
2.4.1.1. OMIE	12
2.4.1.2. OMIP	14
2.4.2. Mercado minorista o de comercialización	15
2.5. Normativa y Organismo Regulador	16
3. Mercado de Gas en España	17
3.1. Conceptos Importantes	17
3.1.1. El Gas Natural	17
3.1.2. La cadena de valor del Gas Natural	18
3.2. Evolución Histórica	19
3.2.1. El proceso de liberalización del sistema gasista en España	20
3.3. Estructura y funcionamiento del mercado	22
3.3.1. Actividades reguladas y actividades en régimen de libre competencia	22
3.3.2. Régimen económico de las actividades del sistema gasista	24
3.3.3. MIBGAS	25
3.3.4. Mercado Mayorista (Los Hubs de Gas)	26
3.3.4.1. Gas Target Model	29
3.3.5. Mercado Minorista	29
3.3.5.1. El Suministro de Último Recurso (SUR)	31
3.3.5.2. La Tarifa de Último Recurso (TUR)	33
3.3.5.3. Peajes de acceso al sistema de Gas Natural	36
3.4. Normativa y Organismo Regulador	38
4. Conclusiones	42
5. Bibliografía	47

1. Introducción

1.1. Objetivo

El objetivo principal de este trabajo consiste en realizar un análisis detallado de los dos mercados de la energía más importantes que existen actualmente en España, que son el mercado eléctrico y el mercado del gas, junto con los nuevos mercados pujantes en este sector y aportar una visión y valoración de los distintos activos financieros que se negocian en ellos.

Las motivaciones principales para la realización de este estudio son:

Aportar una visión crítica sobre un mercado que es de uso cotidiano para todos los ciudadanos de este país pero sobre el cual parece haber un gran desconocimiento y entender el funcionamiento interno y los mecanismos, analizando los factores clave que dan lugar a la factura final de la luz que llega a los hogares españoles.

Realizar un análisis de la influencia de las distintas fuentes de energía del mercado energético español y de cómo influyen en el mercado.

Estudiar los mecanismos y el funcionamiento de estos mercados, esto es cómo se negocian los precios en el mercado, qué productos financieros podemos encontrar en él y cómo se estructuran y cuáles son los agentes que intervienen en dichos mercados y que, finalmente intervienen en el precio final del consumidor y en cómo se puede entrar a negociar en dicho mercado.

El objetivo final es aportar una visión global de los mercados energéticos de electricidad y gas en España mediante un análisis estructurado en torno a sus principales aspectos (estructura, agentes y normativa que los regula) que los caracterizan y, en base a dicho análisis, aportar nuestras conclusiones propias acerca de dichos mercados en torno a su situación actual, posibles mejoras y su futuro más predecible.

1.2. Metodología

El primer paso del análisis, como hemos mencionado anteriormente, será aportar una visión global, lo más detallada posible, de los mercados financieros de la energía de España y para ello nos vamos a centrar en los siguientes apartados, para cada uno de ellos:

- Evolución histórica
- Estructura del mercado
- Funcionamiento general del mercado
- Agentes intervinientes
- Normativa y Organismo Regulador

2. Mercado Eléctrico en España

En el siguiente capítulo se va a ahondar en el conocimiento del mercado eléctrico correspondiente a la energía eléctrica. Se realizará un análisis crítico del funcionamiento del mercado en base a los datos obtenidos sobre sus mecanismos y agentes que determinan el precio final que se les presenta a los consumidores y se realizará un estudio también acerca de los productos financieros relacionados con la energía que se negocian así como de sus derivados.

2.1. Conceptos Importantes

Para proceder a explicar el funcionamiento del mercado eléctrico, existen algunos conceptos importantes que han de ser aclarados antes de entrar en materia.

2.1.1. Generación de energía eléctrica

Dentro de la actividad desarrollado dentro del mercado de la energía eléctrica, se debe diferenciar entre tres tipos de actividades distintas: la generación de la energía, su transporte y la distribución al consumidor final.

La generación de energía eléctrica consiste en la transformación de alguna clase de energía (térmica, solar, química o nuclear, entre otras) en energía eléctrica. Esto se consigue mediante el accionamiento de generadores eléctricos, los cuales son bastantes similares independientemente de la fuente utilizada para la generación de energía, pero difieren en el método empleado para su accionamiento.

Dependiendo de la fuente primaria que se utilice para la generación de electricidad, las centrales se clasificarán en: químicas, cuando utilizan radioactividad para la generación, termoeléctricas (gas, petróleo, carbón, nucleares y solares), basadas en el aprovechamiento del calor generado para el movimiento de las turbinas, hidroeléctricas, que aprovechan los flujos de corrientes de ríos y corrientes de agua, solares y eólicas.

Todas estas centrales, salvo las solares fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, que se encuentra constituido por un alternador de corriente que es empujado mediante una turbina.

2.1.2. Transporte de energía eléctrica

El transporte de la energía eléctrica consiste en el conjunto de actividades que permiten el envío de la energía desde las grandes centrales de generación a través de grandes distancias hasta los puntos de distribución, desde los cuales llega al consumidor final.

El proceso de transporte es técnicamente complejo, pero se puede resumir en los siguientes pasos:

En primer lugar, se lleva a cabo una subida de tensión de los niveles de energía eléctrica producidos. Esta subida de tensión se debe a las grandes distancias que la energía debe recorrer y se realiza fundamentalmente para reducir las pérdidas de energía. Para ello se utilizan unas subestaciones, que elevan la tensión a niveles de voltajes denominados de alta tensión (400 – 500 Kv).

Posteriormente la energía es conducida a través de las líneas de transporte o líneas de alta tensión, que son el medio físico a través del cual la energía recorre las grandes distancias desde los puntos de generación hasta las subestaciones de transformación. Estas líneas de alta tensión constituyen la red de transporte.

2.1.3. Distribución de la energía eléctrica

El Ministerio de Energía define: ***“La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectadas a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores”***¹.

En otras palabras, la distribución es la última fase del sistema y consiste en el transporte de la energía desde las estaciones de reparto hasta las empresas comercializadoras de energía eléctrica. Este proceso se divide en dos etapas:

La primera se lleva a cabo a través de la red de reparto, que distribuye la energía desde las subestaciones de transformación hasta las estaciones transformadoras de distribución. En esta fase se reduce la tensión hasta valores entre 25 y 132 kV. Es la denominada red de media tensión.

Finalmente la segunda etapa consiste en la distribución hasta los hogares finales y los grandes centros de consumo (zonas industriales, ciudades), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación para los hogares finales.

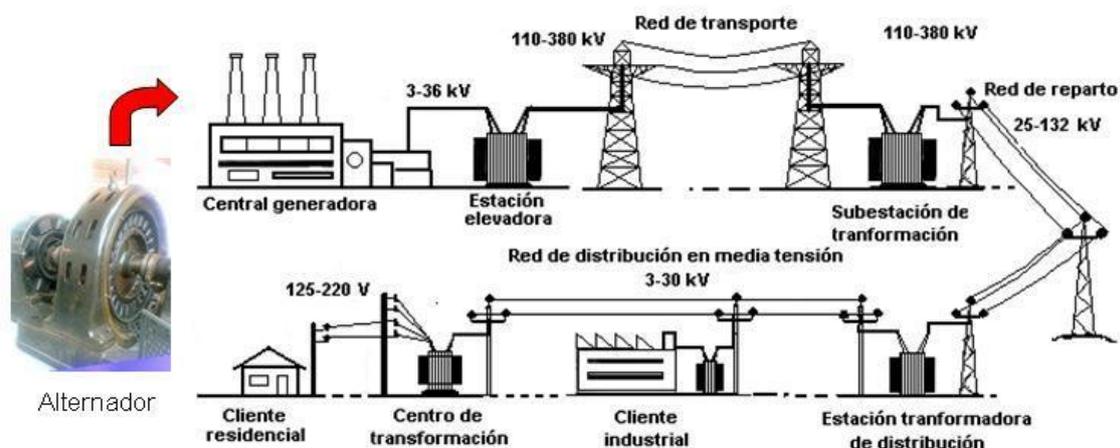


Figura 1. “Esquema de la red de generación, transporte y distribución de energía eléctrica” – Fuente: Opex Energy

2.1.4. Comercialización de la energía eléctrica

La comercialización de la energía eléctrica consiste en el proceso de venta de la energía eléctrica producida por las generadoras y transportada y distribuida por la red hasta el usuario final, el consumidor.

“Según se define en el artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley”².

Existen en España, en la actualidad, dos tipos de empresas comercializadoras:

- Comercializadoras de mercado libre: Venden la energía al usuario final a las tarifas fijadas por ellas mismas, dentro del marco legal permitido por las leyes.
- Comercializadoras de Último Recurso: Son empresas designadas por el Gobierno, que ofertan la Tarifa de Último Recurso a los precios fijados por el Ministerio de Industria.

Dicha tarifa de Último Recurso consistía en una tarifa de aplicación a los usuarios conectados a baja tensión y con potencia contratada inferior o igual a 10kW. Estuvo vigente desde el 1 de julio de 2009 hasta mayor de 2014, cuando fue sustituida por el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor.

2.2. Evolución Histórica

A la hora de analizar la situación actual del mercado de la energía eléctrica en España, situaremos el punto de partida en la liberalización del mercado eléctrico que se produjo en el año 1997 con la promulgación de la Ley 54/1997.

Sin embargo, existen una serie de antecedentes históricos que deben ser mencionados para entender dicha ley y la estructura actual del mercado.

En un primer punto de partida, vamos a remontar hasta 1852 en Barcelona, cuando un farmacéutico catalán decidió iluminar su establecimiento con un sistema de invención propia. Este hecho por sí solo, no es determinante, sin embargo trajo consigo un interés creciente por establecer sistemas de alumbrado para edificios públicos y dio lugar a las primeras apariciones de intentos de sistemas de alumbrado en España.

Tras años dedicados a la innovación en el alumbrado, en 1881 se fundó en España la primera empresa de electricidad, la Sociedad Española de Electricidad, en Barcelona.

Tras ello, el Gobierno decidió regularizar dicha actividad y se publicaron varias leyes en este sentido, que garantizaran la cobertura de la demanda de electricidad para la población española. Este punto podría considerarse como el nacimiento del sector eléctrico en España.

Desde entonces y hasta el estallido de la Guerra Civil, en 1936, el sector se multiplicó y la industria eléctrica se extendió por todo el país, de manos de las cinco mayores empresas que

llegaron a copar la mitad de la potencia instalada en España, lo que dio lugar a un sector oligopolístico.

Debido a los efectos de la Guerra Civil, el sector se paralizó debido al colapso que sufría el país fruto de las consecuencias de esta y fruto de ella, en 1944 se fundó la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) para la gestión y la defensa de los intereses generales y comunes del sector eléctrico y para la unificación del sistema eléctrico nacional.

Además de la fundación de UNESA, se estableció un sistema de tarifas, en 1953, para unificar el precio de la electricidad, práctica que se extendió hasta la liberalización del mercado en 1997.

Durante los años siguientes a 1953 se produjo una crisis económico-financiera de las principales empresas energéticas debido a la sobreoferta fruto de la elevada capacidad de generación de energía, de la baja demanda eléctrica y de cuestiones financieras relacionadas con la dificultad a la hora de financiarse.

Años más tarde y debido a estos problemas financieros, el Gobierno estableció un nuevo sistema para el cálculo de la tarifa eléctrica en España, a través del Real Decreto 1538/1987 cuyo fin era proporcionar estabilidad al sector así como recuperar las inversiones realizadas en el pasado para aumentar la capacidad, o en otras palabras, tal y como expone ***“proporcionar un marco estable referido al sistema de ingresos de la empresas que suministran energía eléctrica y especialmente de un componente básico de este sistema, la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste”***³.

El objetivo final de dicho Real Decreto era proporcionar un sistema de captación de fondos a través del pago que realizaba el consumidor final, regulado por el Gobierno que permitiese cubrir los costes de las empresas del sector energético y amortizar las inversiones realizadas previamente para establecer la red de generación, transporte y distribución de la energía.

Debido a esta medida, la mayor parte de las empresas del sector energético consiguieron amortizar las inversiones realizadas previamente y comenzar a tener un sistema de costes que aumentase su eficiencia y fuese viable.

Dentro de las actividades dentro del sistema energético español descritas en el apartado 2.1, es importante mencionar ciertas cuestiones de la época relativas a ellas.

En cuanto al sistema de transporte, hasta 1984 con la promulgación de la Ley 49/1984, existían varias empresas que se encargaban de transportar la energía a las distintas regiones del territorio nacional. Sin embargo, con dicha ley, el Estado decidió unificar todas las empresas de transporte de energía para dar lugar a la creación de una única empresa de transporte, Red Eléctrica de España, vigente en la actualidad.

En cuanto a la distribución al consumidor final (los hogares), en dicha época se encontraba en manos de varias empresas privadas y a éstas se les atribuía una serie de costes fijados y que posteriormente, con la promulgación del Real Decreto 2019/1997, quedaron completamente fijados por el Gobierno.

Dicho decreto cita textualmente: ***“Se determinarán estandarizando éstos por conceptos tales como la unidad de potencia contratada, unidad de energía que se prevea suministrar, número de abonados y niveles de tensión, de modo que sea posible la recuperación del valor estándar de las inversiones realizadas en activos de distribución y se atiendan los costes de explotación y los de gestión comercial”***⁴.

De este modo, se estableció un sistema de cálculo del coste de la tarifa para los particulares teniendo en cuenta los costes estándar de las empresas energéticas, los ingresos y la demanda que permitía a las empresas energéticas cubrir los costes reconocidos por el Gobierno.

Finalmente, hasta el año 1997, el sector se encontraba profundamente concentrado por cinco empresas que mantenían prácticamente el control de todo el sector dando lugar a un oligopolio. Debido a esto, en el año 1997 se promulgó la Ley 54/1997, que dio lugar a la liberalización del sector energético.

Dicha liberalización es un paso muy importante, ya que introducía un sistema de competencia en el mercado que permitiese reducir el precio para el consumidor final a través de la competencia entre las propias empresas del sector y permite al usuario final la elección de la empresa eléctrica que mejores servicios le proporcione y que mejor se ajuste a sus necesidades en función de su actividad.

La teoría que apoya dicha liberalización es la de que la división vertical de la actividad y su reglamentación específica pueda introducir un sistema de competencia y de eficiencia por parte de las empresas que contribuya a mejorar la eficiencia del sistema y a la reducción de los costes para el usuario final.

Debido a esta liberalización se produjo una división de las actividades en el sector energético en cuatro grandes bloques: generación, transporte, distribución y comercialización, todas ellas descritas en el apartado 2.1 de este estudio.

Dicha Ley 54/1997 sufrió posteriores modificaciones en virtud de las leyes 53/2002, 24/2005, y 17/2007. Hoy en día, fue derogada dicha ley 17/2007 y actualmente se encuentra en vigor la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013 que, aunque introduce modificaciones, mantiene la estructura básica del sector.

2.3. Características principales del mercado

Se podría decir que el mercado de la energía eléctrica española comparte una determinada fracción de su definición con el resto de mercados financieros españoles. Con esto nos referimos a que está compuesto fundamentalmente por:

- **Agentes de mercado:** Son aquellas empresas que se dedican a las tareas propias del sector descritas en el apartado 2.1, que son la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Cabe mencionar que la distribución y la comercialización no se encuentran reguladas, ya que están liberalizadas, pero aun así están sujetas a un cierto control por parte de los organismos reguladores.
- **Mercados:** Consta de mercados mayoristas (MIBEL) y minoristas donde se negocian los precios a los que se vende la energía en función de los niveles de oferta y demanda, como cualquier otro mercado.
- **Organismos reguladores:** Consta, de igual modo, de organismos reguladores que velan por el cumplimiento del marco legal dentro del cual se desarrollan las actividades del sector así como la negociación de los precios de los productos que se ofertan en él.

Algunos ejemplos de organismos reguladores intervinientes en el sector energético serían la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) o la propia Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

- Leyes: Por supuesto, como cualquier otra actividad en España, consta con una serie de leyes que establecen el marco legal dentro del cual se desarrolla dicha actividad.

Sin embargo, también consta de una fracción de peculiaridades respecto al resto de mercados que hacen que sea un mercado ciertamente especial. Algunas de estas peculiaridades son las siguientes:

- En primer lugar y la más importante, el producto que se negocia (la electricidad) no puede ser almacenado, por lo que la producción que se produce diariamente debe estar ajustada a la demanda. Debido a esto, los precios y las cantidades producidas se marcan diariamente en función de la demanda de la población.
- Debido a lo anteriormente mencionado, depende en gran medida de la estacionalidad y de las condiciones climatológicas. Estas no solo marcan la producción en algunos casos como la energía eólica, sino que marcan la demanda de la población en función de la época del año que se estudie.
- No existe ningún tipo de diferenciación en el producto final vendido por cada uno de los agentes de mercado y todos ellos están obligados a suministrar electricidad sin importar si el cliente es o no rentable.

2.4. Estructura y funcionamiento del mercado

A la hora de estudiar, tanto la estructura como el funcionamiento del sector eléctrico en España, vamos a hacer una división entre lo que es el propio sector y los mercados que lo componen.

En cuanto a la estructura del sector, tal y como menciona la página web del Ministerio de Energía: ***“El suministro de energía eléctrica se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico”***⁵.

Dichas actividades que se mencionan son las ya descritas en el apartado 2.1. de este trabajo: generación, transporte, distribución y comercialización.

En cuanto a la estructura del mercado, el mercado se encuentra dividido en dos: el mercado mayorista (MIBEL) y el mercado minorista o de comercialización. Los cuales vamos a explicar a continuación.

2.4.1. Mercado mayorista (MIBEL)

El mercado mayorista se encuentra constituido por una serie de mercados en los que los agentes de mercado (empresas del sector eléctrico) compran y venden energía eléctrica. Cabe

destacar que el ámbito geográfico de dichos mercados es el de la Península Ibérica, ya que el mercado aglutina tanto el sector eléctrico de España, como del de Portugal.

Estos mercados pueden ser mercados bilaterales, en los que las partes negocian el precio directamente entre ellas, o bien mercados organizados, donde los precios y la negociación se lleva a cabo a través de una sociedad, es decir, como una bolsa de valores.

Dentro de estos últimos, vamos a analizar en profundidad los mercados que se organizan en torno a los dos operadores de mercado: OMIE (Operador del Mercado Ibérico Español), donde se negocian los productos a corto plazo y OMIP (Operador del Mercado Ibérico Portugués), donde se negocian productos más a largo plazo.

2.4.1.1. OMIE

OMIE (Operador del Mercado Ibérico Español) es el operador de mercado que se constituye en la Península Ibérica en el contexto de la construcción del Mercado Interior de la Electricidad en la UE a mediados de los años noventa.

El objetivo fundamental ***“es hacer llegar a los ciudadanos y a las empresas los beneficios de la liberalización del sector eléctrico, en términos de un mejor precio y servicio”*** ⁶.

Por tanto, OMIE constituye un operador de mercado que se encarga de la gestión de las transacciones que se realizan dentro del mercado de la energía eléctrica en la Península Ibérica, del mismo modo que lo realizan operadores análogos como Nord Pool Spot en los países nórdicos o GME en Italia.

Dentro del mercado al por mayor “spot” que gestiona dicho operador se pueden distinguir dos mercados fundamentales: El mercado diario y el mercado intradiario

En el mercado diario, los precios de la electricidad dentro del mercado Europeo se fijan diariamente a las 12:00 horas para las veinticuatro horas del día siguiente. Tanto el precio como el volumen de una hora determinada se fijan por cruce entre la oferta y la demanda siguiendo el algoritmo aprobado por la UE para todos los mercados europeos (EUPHEMIA).

De este modo los agentes compradores y vendedores de energía acuden al mercado y establecen sus ofertas de compra y venta de energía hasta que la interconexión entre España y Portugal es ocupada en su totalidad.

Si a la hora a la que acuden con sus ofertas de compra y venta, la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad entre los dos países, el precio negociado será el mismo para España y Portugal. Sin embargo, si la interconexión está ocupada totalmente, se ejecuta el algoritmo europeo (EUPHEMIA) de manera separada, por lo que existe diferencia de precios para España y Portugal.

El procedimiento para las ofertas es el siguiente:

- Los vendedores están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica mediante el Contrato de Adhesión.

- Las ofertas de venta son presentadas ante el operador de mercado, que decide o no incluirlas en un procedimiento de casación. Dicha inclusión produce efectos para el horizonte diario de programación del mercado.
- Los compradores, adscritos igualmente a las Reglas de Funcionamiento presentan sus ofertas de adquisición de energía eléctrica. Dichos compradores serán los comercializadores o los consumidores directos.
- Las ofertas de compra y venta se realizan considerando de 1 a 25 tramos para cada hora, ofertando tanto precio como energía para cada uno de ellos. Dichas ofertas pueden ser simples, o bien incorporar una serie de condiciones complejas en su contenido.
- Finalmente se inicia el procedimiento de casación de ofertas a través del algoritmo EUPHEMIA. Dicho algoritmo tiene en cuenta las características específicas de cada mercado, en nuestro caso el Ibérico así como las condiciones de intercambio establecidas por este en temas relativos, por ejemplo, al límite de interconexión entre España y Portugal, entre otras.
- Una vez finalizado el proceso, quedan asignados los valores de los tramos de energía casados y se ejecuta la transacción.

Todo esto mencionado anteriormente del mercado diario se encuentra sujeto a un estudio de viabilidad técnica para dicho trasvase de energía, una vez que dicho estudio de su visto bueno, se produce la transacción pero si no es viable técnicamente por cuestiones físicas, dicha transacción se cancela.

Tras lo expuesto anteriormente correspondiente al mercado diario, los agentes pueden realizar transacciones en el mercado intradiario. Dentro de este, existen seis sesiones de contratación que siguen un mecanismo de subasta donde el volumen y el precio se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda.

Debido a este mecanismo, el mercado intradiario dentro del MIBEL es uno de los más líquidos de la UE ya que permite ajustar a todos los agentes su posición dentro del mismo día y en igualdad de condiciones.

Este mercado intradiario permite reajustar operaciones de compra-venta hasta 4 horas antes de la entrega física, a partir de dicho momento existen otros mecanismos gestionados por el operador del sistema que permiten en todo momento el ajuste de la oferta con la demanda.

	SESION 1 ^o	SESION 2 ^a	SESION 3 ^a	SESION 4 ^a	SESION 5 ^a	SESION 6 ^a
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 2. "Calendario de sesiones de subastas del mercado intradiario eléctrico español" – Fuente: Mibel

2.4.1.2. OMIP

De igual modo que el mencionado en el apartado anterior, OMIP (Operador del Mercado Ibérico Portugués) es el operador del mercado eléctrico de nuestro país vecino. Sin embargo, dentro del MIBEL, el OMIP se encarga de las transacciones relacionadas con la energía a largo plazo.

De este modo OMIP constituye un operador de mercado que se encarga fundamentalmente de la gestión de las transacciones dentro del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica (MIBEL) relacionadas con el mercado de derivados cuyo activo subyacente es la electricidad.

A su vez cuenta con un organismo, del que es participe del 50% OMIP y del otro 50% OMIE, que es OMIClear, el cual ***“asume las funciones de Cámara de Compensación y Contraparte Central en todas las operaciones realizadas en el mercado gestionado por el OMIP, pudiendo también compensar operaciones del mercado OTC o incluso de otros mercados que tengan como activos subyacentes productos de base energética o de naturaleza análoga”***⁷.

En cuanto a la negociación dentro del propio mercado, tan solo existe un tipo de agente de mercado que es conocido como Miembro Negociador y cuya función exclusiva es gestionar ofertas y negociar.

De modo paralelo OMIP reconoce también a los Intermediarios en Operaciones Bilaterales, los cuales no son miembros de mercado pero prestan servicios de intermediación en las operaciones OTC.

En cuanto a la apertura de posiciones dentro del mercado hay que tener en cuenta que en OMIP se negocian contratos de futuros y que las especificaciones de estos contratos respecto a temas como el volumen, el activo subyacente, etc, están estandarizadas. De este modo cuando se pretende abrir una posición en el mercado por un agente tan solo debe escoger en qué contrato irá a negociar, su cantidad y su precio. Una característica específica de este mercado, al igual que en otros mercados de futuros, es que las pérdidas y ganancias son liquidadas mark-to-market de forma diaria.

Para el cierre de posiciones, el agente tiene diversas alternativas para cerrar una posición abierta: efectuar una operación de signo contrario sobre el mismo contrato de futuros, es decir, si compró, vender, y a la inversa, o dejar la posición abierta hasta el vencimiento del contrato.

Durante el periodo de negociación, está permitido efectuar operaciones en distintos contratos de futuros, por lo que se permite a los inversores gestionar el riesgo de mercado y, de ese modo, gestionar el riesgo de su cartera.

Dicha fase de negociación se divide en tres fases consecutivas:

- Fase de Apertura: es el periodo inicial de un Día de Negociación. Durante esta fase los miembros pueden interactuar con la plataforma de negociación (OMIP) únicamente para eliminar ofertas del libro de órdenes central o para crear, modificar o eliminar ofertas del libro de órdenes local, pero no está permitido realizar operaciones.

- Fase de Negociación: es el periodo en que la sesión se mantiene activa en el que está permitida la realización de operaciones en el mercado continuo o bien por subasta.
- Fase de Cierre: es el periodo final del Día de Negociación, en el que se pueden realizar todas las actividades descritas para la Fase de Apertura.

2.4.2. Mercado minorista o de comercialización

En el mercado mayorista mencionado anteriormente se producen las grandes transacciones entre empresas de gran tamaño del sector energético, debido a esto los consumidores finales no tienen acceso ni poder para negociar los precios de la electricidad que utilizan en sus hogares y son pocos los que acuden a dicho mercado a obtenerla.

De este modo surge el mercado minorista, el cual consiste en un mercado en el que las empresas comercializadoras ofertan sus precios de la energía, comprada a los principales generadores y distribuidores, al pequeño consumidor final.

Dentro de la tarifa que las empresas comercializadoras cobran a los consumidores finales, es importante distinguir dos conceptos diferenciados:

- Coste de la energía, que consiste en el propio coste de esta pero añadidos algunos costes como son los costes de los servicios de ajuste, los pagos por capacidad y otros de menor tamaño.
- Costes regulados, que consisten en costes establecidos por la legislación vigente, los cuales constituyen la denominada tarifa de acceso. Estos costes incluyen conceptos como el coste de las redes de transporte y distribución, anualidades del déficit eléctrico y subsidios para el empleo de energías renovables.

Una vez aclarado esto, es importante apuntar que la competencia que se establece dentro del mercado minorista se limita a los primeros, ya que los costes regulados, como hemos mencionado anteriormente, se encuentran fijados por la legislación vigente y son iguales para todas las empresas comercializadoras.

De este modo, las empresas comercializadoras se convierten en meros intermediarios entre las empresas de generación y distribución de la energía y el consumidor final, y el dinero que estas cobran al consumidor es el llamado sistema de liquidaciones.

La legislación vigente distingue entre dos tipos de clientes dentro del mercado minorista:

- Los clientes corrientes, que establecen contratos de manera libre y negociados con cualquier empresa comercializadora. La negociación se limita a determinadas cláusulas comerciales como es el precio o las condiciones de pago.
- Los clientes pequeños, cuya potencia contratada es inferior a 10Kw. Estos pueden acogerse al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), ya mencionado anteriormente en este trabajo. Dicho precio se calcula con la media de los precios horarios ponderados por el consumo y se le añaden algunos costes como el servicio de ajuste del sistema.

Con respecto a estos últimos clientes cabe mencionar algunos aspectos.

En primer lugar, las comercializadoras de último recurso son empresas nombradas por el Ministerio de Industria, y en la actualidad se limita a las cinco eléctricas que conforman la patronal UNESA, que son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, E-ON y EDP-HC.

En segundo lugar, dentro de la tarifa TUR existen dos modalidades: la tarifa con y sin discriminación horaria. La tarifa sin discriminación horaria es aquella en la que el precio es el mismo independientemente de a qué hora se consuma la electricidad. Sin embargo, la tarifa con discriminación horaria divide las horas entre horas valle y horas punta. Las horas valle son aquellas en las que la electricidad tiene un menor precio mientras que las horas punta son aquellas en las que tiene un precio más elevado.

Por último, para determinar los precios de estas tarifas se usa como referencia las subastas que se realizan en el CESUR (Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso), las cuales son trimestrales y solo pueden estar compuestas por aquellos agentes que hayan sido declarados como aptos para participar.

2.5. Normativa y Organismo Regulador

En el siguiente apartado vamos a profundizar en el marco regulatorio del que es objeto el mercado eléctrico en nuestro país, con el fin de acotar las normas y la legislación vigente que afecta a dicho mercado y analizar la evolución de esta de acuerdo a los cambios que ha ido experimentando el sector con el paso de los años.

“La norma básica que en la actualidad regula la estructura y el funcionamiento del sector es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En esta norma se mantiene la distinción entra las actividades reguladas y las no reguladas, ya recogida en la norma anterior, al tiempo que se impulsa la competencia efectiva en el sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia, mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador”⁸.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, la plataforma facilitada en cooperación entre los gobiernos de España y Portugal para la realización de todas las operaciones relativas al mercado eléctrico es el MIBEL.

Dentro de dicho mercado la compañía OMEL (Operadora del Mercado de la Electricidad) es el operador del mercado y sus funciones vienen determinadas en la ley 54/1997 del sector eléctrico. De este modo OMEL es la compañía ***“responsable de la gestión económica del sistema, asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan. El operador del mercado ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia, bajo el seguimiento y control del Comité de Agentes del Mercado”***⁹.

Posteriormente, en junio de 2004, cambió su nombre por OMIE, compañía descrita en los apartados anteriores. Hasta 2009, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) se encargaba de la supervisión del mercado eléctrico español, sin embargo con la unión con el

mercado portugués para dar lugar al mercado ibérico, la CNMV concedió a OMIE la condición de Agencia de Valores con el fin de delegar en ella parte de las responsabilidades correspondientes a la supervisión y el control del mercado eléctrico ibérico.

Finalmente, el otro organismo regulador encargado de la supervisión del mercado eléctrico es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Cabe mencionar que anteriormente, el organismo encargado de la regulación de los sistemas energéticos era la Comisión Nacional de Energía, surgida de acuerdo a la ley 34/1998 y cuyos objetivos eran velar por la competencia efectiva de los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento.

Sin embargo en 2013, dicha comisión se integró en, la ya mencionada, CNMC.

Entre las actividades de la CNMC correspondientes a los mercados energéticos destacan:

- La supervisión del funcionamiento y del grado de competencia de todos los mercados de la energía, esto es mercado eléctrico, mercado de gas y mercado de petróleo y biocarburantes.
- La gestión del sistema de liquidaciones y del régimen retributivo específico.
- La supervisión de la integridad y la transparencia de los mercados de energía.
- La inspección de las obligaciones de los agentes operadores de los mercados energéticos y la tramitación de los expedientes sancionadores por incumplimiento.

3. Mercado de Gas en España

A continuación, del mismo modo que se ha procedido con el mercado eléctrico español, vamos a introducirnos en el mercado del gas en España con el fin de entender sus mecanismos y su funcionamiento y, de ese modo, ser capaces de elaborar un análisis crítico.

3.1. Conceptos importantes

3.1.1. El Gas Natural

El Gas Natural consiste en un compendio de distintos gases de origen natural cuyo origen está en la descomposición de material orgánico encerrado a profundidad durante miles de años y sometido a altas presiones y temperaturas. Dicho material orgánico normalmente se encuentra encerrado en el interior de yacimientos a grandes profundidades y por tanto, el gas natural es considerado un combustible fósil.

Elemento	Formulación	%
Metano	CH ₄	70-90%
Etano	C ₂ H ₆	
Propano	C ₃ H ₈	0-20%
Butano	C ₄ H ₁₀	
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-8%
Oxígeno	O ₂	0-0,2%
Nitrógeno	N ₂	0-5%
Sulfato de Hidrógeno	H ₂ S	0-5%
Otros gases	A, He, Ne, Xe	trazas

Figura 3. "Tabla de composición del Gas Natural" – Fuente: Elaboración propia

Se utiliza como fuente de energía de carácter industrial, comercial y doméstica, así como para la propia generación de energía eléctrica. En relación con otros combustibles, como el petróleo, el gas natural destaca por su combustión limpia, ya que no emite partículas y contiene cantidades muy bajas de nitratos y sulfatos y bajas emisiones de CO₂.

3.1.2. La Cadena de Valor del Gas Natural

En el siguiente capítulo vamos a definir un nuevo concepto, la cadena de valor del Gas Natural. La cadena de valor consiste en todo el proceso que atraviesa el gas desde la fase de extracción de los pozos y yacimientos hasta que es enviado y consumido por el usuario final. Dicho proceso comprende las siguientes actividades:

- Extracción de los yacimientos y tratamiento industrial del gas obtenido
- Proceso de licuefacción y transporte del producto en forma de gas natural licuado (GNL)
- Proceso de regasificación y segunda fase de transporte en estado gaseoso a través de los gasoductos
- Almacenamiento
- Distribución hasta los puntos de consumo finales

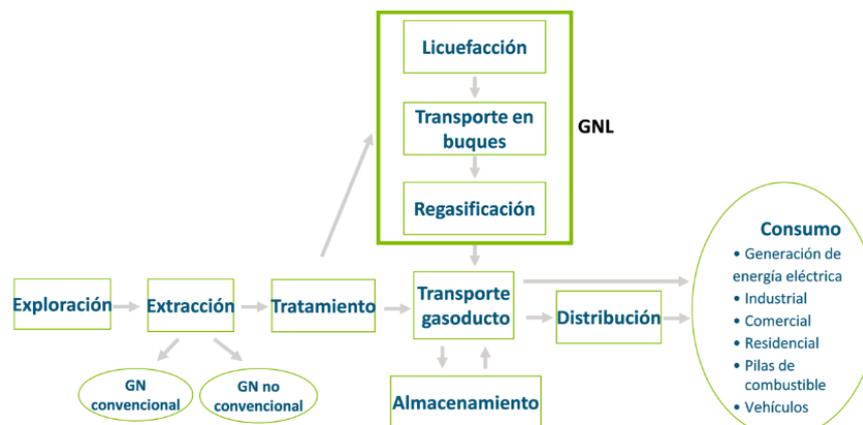


Figura 4. "La Cadena de Valor del Gas Natural" – Fuente: Energía y Sociedad

3.2. Evolución Histórica

La historia del gas natural en España comenzó en la década de los años 60, el primer paso fue la apertura de una planta de regasificación en Barcelona, la cual se aprovisionaba de GNL procedente de los yacimientos de Libia. Dicho aprovisionamiento se utilizaba fundamentalmente como combustible para el abastecimiento de electricidad del área metropolitana de la propia ciudad.

Posteriormente, en 1974, se comenzó a distribuir GNL procedente de Argelia desde la planta de Barcelona. Dicho gas se utilizaba para el suministro conjunto de la ciudad y de las zonas adyacentes del territorio español. Sin embargo, la crisis económica que azotó España en los años 80 produjo un fuerte retraso y una retracción de la inversión estatal en la infraestructura gasista. Dicha recesión económica obligó a una nueva negociación de todos los contratos que se habían establecido a largo plazo para el suministro de gas natural en el territorio

Posteriormente, en 1985, se firmó el Protocolo del Gas. El objetivo de dicho protocolo era establecer y potenciar el crecimiento de la infraestructura nacional para el suministro del gas natural en España, así como el propio sector. Debido a este nuevo marco, se crearon dos nuevas plantas de regasificación en Huelva y Cartagena entre 1985 y 1993.

Durante esta época, el aprovisionamiento general de estado español se combinó con la producción de dos yacimiento bastante limitados, que eran los yacimientos de Serrablo y Gaviota. Unos años más tarde, en 1993, se puso en funcionamiento la primera conexión internacional del sistema gasista español con Francia en Larrau, con el objetivo de la importación de gas natural procedente de Noruega.

De cara a dicha internacionalización y a favorecer el suministro de gas en España procedente de otros países exteriores, en 1996 entró en operación el gasoducto del Magreb, conectado a la península a través de Tarifa. Este gasoducto fue un hito muy importante, ya que permitió conectar la península con uno de los principales suministradores, que era Argelia. Para su construcción fue necesario el acuerdo con Marruecos en cuanto a las garantías de consumo de determinados volúmenes de gas.

Finalmente, en marzo de 2011 se puso en funcionamiento gasoducto Medgaz, que conectaba la costa almeriense con Argelia directamente.

Actualmente, las fuentes de aprovisionamiento del gas natural en España son muy diversas geográficamente, tanto a través de gasoductos como mediante plantas de regasificación, como muestra la siguiente tabla.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Producción Nacional</i>	1,7	5,9	5,8	2,5	3,7	0,6	0,8	1,0	1,3	1,7	1,2	1,9	1,1
<i>Importaciones</i>	199,5	204,5	242,1	276,2	320,0	389,7	409,0	408,9	457,6	410,5	404,5	399,3	394,9
Argelia	120,1	112,9	141,8	161,6	164,1	170,7	131,1	152,4	160,5	127,6	122,0	147,3	160,3
Libia	9,3	9,2	7,3	8,8	7,4	10,1	8,0	8,8	6,1	8,3	4,1	1,0	0,0
Noruega	26,9	26,8	26,4	26,6	26,5	24,4	24,6	25,3	32,3	38,1	20,7	13,8	19,5
Países del Golfo Pérsico	8,8	20,6	40,2	28,3	61,7	75,9	68,3	53,1	61,4	73,3	67,5	53,5	46,2
Trinidad y Tobago	9,2	6,8	5,3	1,0	0,0	5,6	39,0	24,4	50,1	43,8	34,8	27,6	27,5
Nigeria	21,8	28,2	18,7	49,1	56,6	57,7	82,5	96,9	86,7	55,2	87,9	74,2	59,9
Egipto	-	-	-	-	-	41,1	55,2	47,0	57,0	47,9	32,7	25,9	7,2
Guinea Ecuatorial						-	-	-	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Yemen						-	-	-	-	1,0	3,0	0,0	0,0
Francia						0,0	0,0	1,0	1,5	1,6	12,2	25,5	35,3
Portugal						0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	4,5	3,2
Italia						0,0	0,0	0,0	0,0	12,4	10,3	0,0	0,0
EE.UU.						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,9	0,0
Perú						-	-	-	-	-	7,2	21,1	28,3
Bélgica						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	3,0	7,5
Otros						4,2	0,3	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Aprov.	201,2	210,4	247,9	278,8	323,7	390,3	409,8	409,9	458,9	412,2	405,7	401,2	396,0
<i>GNL/Total (%)</i>	50,2%	54,9%	57,7%	62,8%	63,5%	65,3%	69,3%	68,7%	72%	74%	77%	67%	60%
<i>Exportaciones</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	2,2	11,5	12,6	19,2	31,3
Francia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,9	8,6	6,9	2,6	0,3
Portugal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,0	5,7	8,5	8,3
Otros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1	22,7
Sumin. (TWh) Neto	201,2	210,4	247,9	278,8	323,7	390,3	409,8	408,7	456,7	400,7	393,1	382,0	364,7
Sumin. (bcm) Neto	17,3	18,1	21,4	24,0	27,9	33,6	35,3	35,3	39,3	35,5	35,0	34,6	34,1

Figura 5. “Tabla de evolución del aprovisionamiento de gas natural en España” – Fuente: Informe anual de Sedigas 2012

3.2.1. El proceso de liberalización del sistema gasista en España

En el siguiente capítulo vamos a presentar un breve resumen acerca del proceso de liberalización que sufrió el sector gasista español, de modo análogo al que se ha presentado sobre el sector eléctrico en nuestro país.

En primer lugar vamos a analizar la situación del sector en los principales países europeos. En Europa, durante la década de los años noventa se produjo de manera generalizada diversos procesos encaminados hacia una liberalización de los sectores económicos más estratégicos que habían estado sujetos a situaciones de monopolio, bien por la existencia de condiciones naturales de monopolio, o bien por cuestiones legales que favorecían dichas situaciones. Concretamente, todo este proceso de liberalización comenzó su camino en España y Europa a

través de la Directiva 98/30/CE, la cual estableció las primeras condiciones para eliminar las situaciones de favor hacia las empresas que monopolizaban el mercado y supuso el primer paso hacia la liberalización de dicho mercado.

Dentro del marco de dicha normativa, la medida más relevante en cuanto a la liberalización de los mercados era la obligación, de los Estados miembros, de iniciar un proceso de apertura de sus mercados minoristas a la entrada de la competencia, estableciendo un calendario para que los consumidores pudieran elegir su suministrador. Dentro de dicho calendario se fijó el 1 de julio de 2007 como fecha límite para que cualquier consumidor dentro del marco de los Estados miembros de la Unión Europea pudiese elegir con total libertad su suministrador.

Dentro del marco europeo, la normativa española ha sido y es una de las pioneras de la liberalización del mercado de gas natural. En Enero de 2003, España alcanzó la plena liberalización de los mercados minoristas dentro del sector, lo que situó a nuestro país a la cabeza de la Unión Europea en cuanto a la eliminación de las situaciones de monopolio dentro de los sectores energéticos y en la liberalización de dichos mercados.

Este proceso viene marcado por todo un calendario de medidas y leyes que han establecido un proceso gradual encaminado a la plena liberalización de la que disfrutamos hoy en día. Dicho proceso gradual normativo se muestra en la siguiente tabla:

Norma	Fecha de efecto	Umbral de elegibilidad (consumo anual)	Nivel de apertura del mercado (% consumo)
Ley 34/1998	01/01/1999	20 Mm ³ (N)/año	45%
RDL 6/1999	01/04/1999	10 Mm ³ (N)/año	60%
RDL 6/1999	01/01/2000	5 Mm ³ (N)/año	68%
RDL 6/2000	25/06/2000	3 Mm ³ (N)/año	73%
RDL 6/2000	01/01/2002	1 Mm ³ (N)/año	79%
RDL 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100%

Figura 6. “Calendario de elegibilidad para consumidores de gas” – Fuente: Comisión Nacional de Energía

Cabe mencionar de igual modo que, aunque nuestro mercado gasista se encuentra completamente liberalizado desde el año 2003, el proceso de traspaso de los clientes desde el mercado regulado hacia el mercado liberalizado ha sido gradual alcanzándose, en el año 2011, el 96% del traspaso completado.

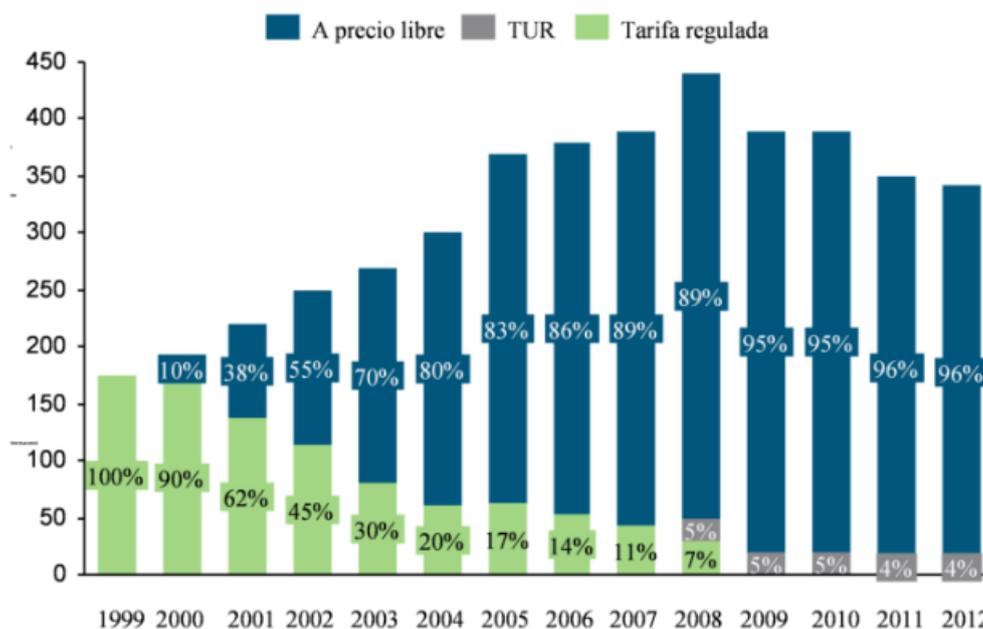


Figura 7. "Evolución de la proporción del consumo en los mercados libre y regulado" – Fuente: Comisión Nacional de Energía

3.3. Estructura y funcionamiento del mercado

3.3.1. Actividades reguladas y actividades en régimen de libre competencia

De igual modo que hicimos a la hora de describir el funcionamiento y la estructura del mercado de la energía eléctrica en España, en el siguiente apartado vamos a introducirnos en el mercado del gas español e ibérico.

Antes de entrar a analizar la estructura del mercado y su funcionamiento, cabe distinguir que, al igual que en el mercado de energía eléctrica, en el mercado del gas existen algunas actividades que, por estar sujetas a significativas economías de escala y poder considerarse monopolios naturales, se encuentran reguladas por el Estado y otras que se encuentran en régimen de libre competencia y, por tanto, carentes de regulación.

Las actividades objeto de regulación por sus características son la regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y la distribución, las cuales se encuentran sujetas a un esquema de ingresos regulados. Por otro lado las actividades de libre competencia, al igual que en el caso del mercado eléctrico son el aprovisionamiento y la comercialización de la energía.

La Ley de Hidrocarburos (LHC) obligó posteriormente a la existencia de separación jurídica entre las actividades reguladas y las no reguladas con el propósito fundamental de asegurar la no discriminación entre los diferentes usuarios de las redes y entre los propios agentes del mercado.

Por otro lado, la LHC también propició el establecimiento de la obligación de mantener la separación contable de las actividades reguladas dentro del mismo grupo empresarial. En este

aspecto, La Ley 12/2007 incidió aún más obligando a una nueva separación aún más exhaustiva, que se trataba de una separación funcional, por la que las empresas con activos de red debían funcionar independientemente del resto del grupo empresarial al que pertenezcan.

La LHC estableció también el papel a desarrollar por cada uno de los agentes que participan en el sistema gasista. De este modo, el papel a desarrollar por dichos agentes como se menciona a continuación.

Transportistas: son sociedades autorizadas para construir, operar y mantener las instalaciones de regasificación de GNL, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural

Gestor Técnico del Sistema (GTS): se encarga de la operación y la gestión de la red básica y de las redes de transporte secundario. A la vez también es el encargado del mantenimiento de las condiciones necesarias para mantener el nivel de operación normal del sistema. En el sistema gasista español, Enagás es desde el año 2000 y establecido por ley, el GTS, lo que conlleva que es la empresa encargada de todas las actividades anteriormente descritas en este mismo párrafo

Como GTS, el objetivo fundamental de Enagás es la garantía del suministro seguro y continuado dentro del territorio español. Sin embargo, en concordancia con el párrafo anterior, Enagás también es el encargado de la coordinación entre los puntos de aprovisionamiento, puntos de acceso, almacenamientos y puntos de transporte y distribución. Dichas funciones las ejerce de manera independiente respecto a los organismos gubernamentales y reportando, para garantizar la transparencia, a los organismos reguladores (CNMC, CNMV, ...).

Distribuidores: se encargan de la construcción, operación y mantenimiento de todas las instalaciones dedicadas a la distribución del gas en los puntos de consumo. Dentro de estas obligaciones, tienen el derecho adicional de construir, mantener y operar las redes de transporte secundario, del mismo modo que lo hacen con las redes de distribución.

Comercializadores: son sociedades que acceden a las redes y a las instalaciones construidas y mantenidas por terceros para adquirir el gas a un determinado precio y se encargan de venderlo a los consumidores u otros comercializadores a un precio mayor.

Consumidores finales: son los clientes particulares o industriales que adquieren gas para su propio consumo y que tendrán derecho a elegir suministrador. Si incorporan gas en el sistema para su propio consumo se denominan Consumidores Directos en Mercado.

Oficina de Cambios de Suministrador: era la sociedad encargada de la supervisión de todos los cambios de suministrador realizados por los consumidores finales. Sin embargo, en 2014 sus funciones pasaron a ser competencia de la CNMC.

Dado que no tiene ningún sentido la duplicación de las infraestructuras del sector gasista, la legislación actual se centra en favorecer el desarrollo de la competencia en las actividades de aprovisionamiento. Dicha elección tiene como motivo principal garantizar el suministro de gas natural para el desarrollo de actividades industriales y particulares y la mejora de la eficiencia asegurando el libre acceso a las redes de abastecimiento, consideradas de monopolio natural.

La Ley 34/1998 y el Real Decreto 949/2001 establecen que: ***“tanto los transportistas como los distribuidores tienen el deber de permitir el acceso transparente, objetivo y no discriminatorio de terceros a sus instalaciones a cambio de una contraprestación económica por el uso de dichas instalaciones, determinada por los peajes y cánones”***.

Mientras que la normativa europea solamente se preocupa de garantizar el derecho de acceso a las infraestructuras de transporte, distribución y plantas de regasificación, la normativa española también garantiza el derecho de acceso a los almacenes subterráneos.

El procedimiento de acceso a las infraestructuras del sector gasista en nuestro país viene determinado por las siguientes fases:

- Formulación de la solicitud de acceso a través de petición formal. En dicha petición formal se especifica la reserva de capacidad necesitada, la cual será evaluada por el GTS y que podrá ser denegada en caso de falta de capacidad disponible.
- Formulación y firma del contrato de acceso donde figurarán los titulares de las instalaciones a las que se quiere acceder.
- Procedimiento de abono de los peajes o cánones estiplados.

3.3.2. Régimen económico de las actividades del sistema gasista

Como se menciona en el apartado anterior y de modo análogo al mercado eléctrico ibérico, las actividades correspondientes al mercado del gas en España relativas a la generación y distribución del gas se encuentran reguladas por la LHC, sin embargo además de dicha ley existen una serie de reales decretos que sientan las bases del sistema de retribución de las actividades reguladas y que expondremos a continuación.

El Real Decreto 949/2001, además de regular el acceso a la infraestructura gasista en los términos expuestos en la LHC (Ley de Hidrocarburos), establece las bases del sistema económico integrado del sector del gas natural para las actividades reguladas, retribuidas a través de tarifas, peajes y cánones regulados.

En dicho decreto se exponen también los criterios básicos que marcan, tanto la retribución de las actividades reguladas, como la fijación de los peajes y tarifas establecidas para aquellos que quieran hacer uso de las instalaciones gasistas.

De acuerdo con los criterios establecidos en el Real Decreto 949/2001, la retribución económica de las actividades reguladas se realizará a través del cobro de los precios regulados establecidos por ley por el uso de las infraestructuras gasistas, es decir, se sufraga a través del cobro de los peajes y cánones.

El Real Decreto 949/2001 estableció un sistema de liquidación de las actividades reguladas. Dicho sistema de liquidación era competencia de la CNMC, aunque posteriormente se traspasó al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y su razón de ser es debido a que, en muchos casos, las empresas encargadas de la recaudación de la facturación del gas natural a través de

peajes y cánones no coincidían con la retribución reconocida a las empresas transportistas y distribuidoras.

Los criterios establecidos en el Real Decreto para la retribución de las actividades reguladas están basados en los siguientes principios:

- Principio de recuperación de las inversiones realizadas para las empresas encargadas de la construcción y el mantenimiento de toda la infraestructura gasista
- Principio de introducción de incentivos a la gestión eficiente de la infraestructura y los servicios regulados
- Principio de evitar distorsiones entre el suministro a tarifa y el de peajes, con el fin de garantizar la competencia y la eficiencia del sistema de precios establecido.

Recientemente, el Gobierno ha emprendido una serie de medidas en torno a la reforma del sector energético, las cuales han afectado al sector del gas natural. Estas medidas, a través del Real Decreto 13/2012 produjeron la suspensión de las inversiones en infraestructuras (plantas de regasificación, así como gasoductos) hasta que el aumento de la demanda justifique dicha construcción. De igual modo se produjo un incremento de los peajes en torno a un 5% y se incrementó la vida útil de las instalaciones de almacenamiento de 10 a 20 años.

Finalmente, en 2012 se aprobaron conjuntamente la Orden IET/2805/2012 y la IET/2812/2012 en las que se modificó el método de retribución de las instalaciones de almacenamiento mediante la aplicación de un coeficiente de actualización del 2,5% al valor neto de la inversión en infraestructura.

3.3.3. MIBGAS

Las siglas MIBGAS hacen referencia al Mercado Ibérico del Gas Natural. De modo análogo a lo que ocurrió con el mercado eléctrico en España, el 8 de marzo de 2007, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministro de Economía e Innovación de Portugal firmaron el "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal", que significaba el primer paso para la creación y desarrollo del mercado ibérico del gas natural (MIBGAS), que supuso la unificación a efectos prácticos de los mercados gasistas de España y Portugal.

Tras varias iniciativas interesadas en convertirse en operador del MIBEL, entre las que destacan la iniciativa del OMIE, operador del mercado eléctrico, y la de Gas Hub, La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, designa a la sociedad MIBGAS S.A. como Operador del Mercado Organizado de Gas.

Los principales objetivos del MIBGAS son el incremento de la seguridad del suministro mediante la integración y coordinación de ambos sistemas gasistas y del refuerzo de las conexiones entre ambos países, el aumento de los niveles de competencia para proveer un servicio más eficiente y de menor coste para el consumidor final y la armonización del marco regulatorio del sector en ambos países.

De este modo, MIBGAS se convierte en el principal operador del Mercado Organizado de Gas, tanto en España como en Portugal. Como tal, es el máximo responsable de la gestión de dicho mercado conjunto y debido a ello se encarga de garantizar el correcto funcionamiento del mercado así como de la gestión económica de los servicios que ofrece. Dentro del marco de dichas actividades, además MIBGAS está encargado también de reportar a las autoridades competentes acerca del funcionamiento del mercado para garantizar la eficiencia, objetividad y transparencia de todas las actividades que se desarrollan dentro de él.

En enero de 2008 la CNE y el ERSE (Institución reguladora de Portugal) presentaron una propuesta de “Modelo de Organización y Principios de Funcionamiento del Mercado Ibérico del Gas” que supuso una primera iniciativa para el desarrollo de este mercado.

Como responsable del mercado y operadora, a la sociedad MIBGAS le corresponden, entre otras, las siguientes funciones:

- Es responsable de la formalización y aceptación de los posibles nuevos agentes intervinientes en el mercado
- Se encarga de la definición y la creación de la lista de productos admitidos a negociación
- Recibe todas las ofertas de venta y de compra de gas, así como de cualquier otro producto relativo a la cadena de suministro de gas que, eventualmente, puedan ser negociados, y se encarga de los trámites de validación, gestión y casación de dichas ofertas relativas a productos derivados así como de calcular los precios resultantes de las casaciones.
- Publica diariamente un informe que contiene los precios y volúmenes negociados para cada uno de los productos del mercado, así como los precios de referencia..
- Se encarga de realizar todas las liquidaciones relativas a procesos de mercado, facturaciones y procesos de pago y cobro, directamente o a través de un tercero, actuando como contraparte, así como de la gestión de las garantías del mercado.
- Comunica al GTS, o a las entidades a quienes corresponda, toda la información relativa a las negociaciones y transacciones que se realizan dentro del mercado por los agentes participantes, de acuerdo a la normativa vigente.
- Facilita la información requerida en REMIT en cuestiones de transparencia de las operaciones que se realizan dentro del mercado para garantizar el correcto funcionamiento del mercado y la competencia dentro de él en igualdad de condiciones.

3.3.4. Mercado Mayorista (Los Hubs de gas)

El mercado mayorista de gas en España y Portugal funciona como un hub, por lo tanto para explicar el funcionamiento del mercado mayorista de gas en la Península Ibérica es necesario antes ahondar en el concepto de hub.

Dicho concepto hace referencia a una ubicación física o virtual, en la que el conjunto de agentes del mercado (transportistas, traders, consumidores, etc) intercambian productos y servicios, físicos o financieros, relacionados con las transacciones y operaciones de gas.

Su principal objetivo es agilizar y facilitar todos los servicios (logísticos, de mercado y financieros) para que se produzcan las negociaciones y transacciones de productos relacionados con el gas y convertirse en un punto de referencia para los mercados.

Existen dos tipos fundamentales de hub:

- Físicos: Son aquellos lugares físicos en los que se produce la interconexión entre varios gasoductos procedentes de distintos lugares, lo cual permite realizar trasvases de gas entre ellos. Los hubs físicos suelen estar ubicados en zonas de suministro, ya que en ellas se reciben importantes volúmenes de gas y estos se encauzan hacia los mercados para su entrega posterior al consumidor final. Uno de los hubs europeos más importantes es el Zeebrugge Hub, situado en Bélgica.
- Virtuales: Representan zonas de balance ya que son capaces de funcionar de manera casi independiente de las instalaciones físicas. Sin embargo, en ocasiones en las que aumentan su servicio, pueden llegar a requerir del apoyo de las instalaciones físicas. Fundamentalmente sirven como apoyo a los hubs físicos y facilitan las operaciones entre los agentes de mercado, ya que proporcionan una plataforma en la que se puede negociar virtualmente. Uno de los más importantes que existen hoy en día es el NBP (National Balancing Point), situado en Reino Unido.

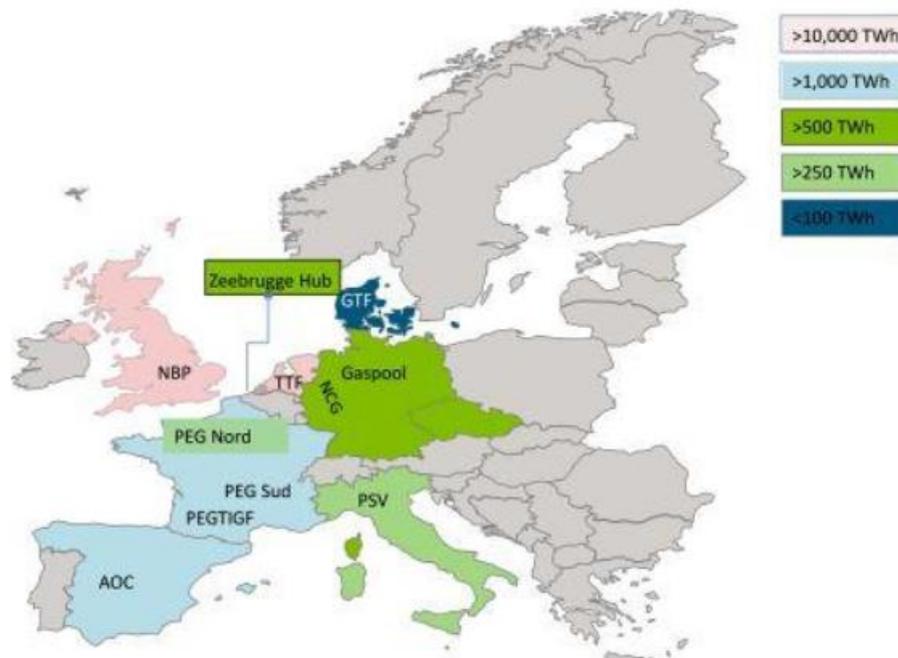


Figura 8. "Mapa de principales hubs a nivel europeo" – Fuente: *Energía y Sociedad*

HUB	Tipo	País	Inicio	Operador
National Balancing Point (NBP)	Virtual	UK	1996	National Grid Company
Zeebrugge Hub	Físico	Bélgica	2000	Huberator (Fluxys)
Title Transfer Facility (TTF)	Virtual	Holanda	2003	Gasunie Transport Services
PSV	Virtual	Italia	2003	Snam Rete Gas
PEG Nord y PEG Sud	Virtual	Francia	2004	GRT-Gaz (GDF-Suez)
PEG TIGF	Virtual	Francia	2004	TIGF (Total)
AOC	Virtual	España	2004	Enagás
Gas Transfer Facility (GTF)	Virtual	Dinamarca	2006	Energinet
Netconnect Germany (NCG)	Virtual	Alemania	2008	Netconnect Germany
Gaspool	Virtual	Alemania	2009	Gaspool

Figura 9. “Tabla descriptiva de los principales hubs europeos” – Fuente: Energía y Sociedad

Dentro de dichos hubs o “mercados” donde se realizan las transacciones relacionadas con el gas, como ocurre con los principales productos financieros, se pueden distinguir dos tipos de mercados en función de su regulación:

- OTC (Over The Counter): son mercados no regulados, puramente bilaterales, donde las negociaciones y los contenidos de los contratos son realizados únicamente entre las dos partes, sin existencia de ningún organismo regulador o intermediador en la negociación.
- Organizados: son mercados anónimos en los que existe una regulación que normaliza los contratos y la forma del cierre de las operaciones. Este mercado, a diferencia de los anteriores, sí actúa como intermediador entre las partes y fija una parte de los contenidos del contrato y de la forma de cierre de las operaciones entre las partes.

El hecho de introducir un hub en el sistema gasista español proporcionaría a los diferentes agentes el acceso al mercado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias, además de establecer precios libremente negociados y crear índices de referencia.

Los beneficios de introducir nuevos hubs en el sistema gasista son el incremento de la liquidez y transparencia de los precios del mercado, la garantía de suministro, de la seguridad del sistema y de la eficiencia operativa. De modo adicional, el hecho de contar con una cámara de compensación elimina el riesgo de crédito para los agentes del mercado que intervienen en las transacciones relacionadas con el gas.

A día de hoy, la negociación se lleva a cabo fundamentalmente en las plantas de regasificación mediante contratos OTC. Dichas operaciones, una vez cerradas, se comunican a Enagás mediante su registro en la plataforma habilitada para ello.

Sin embargo, a pesar de los beneficios inmediatos que supone la introducción de nuevos hubs en el mercado gasista, este debe cumplir una serie de requisitos para nuevas introducciones.

Actualmente, el mercado español ya cumple los requisitos para la introducción de nuevos hubs, los cuales son:

- Número suficiente de competidores
- Existencia de 3 o más fuentes de aprovisionamiento diferentes
- Tamaño de mercado superior a 20 bcm

3.3.4.1. Gas Target Model

El Gas Target Model consiste en un modelo de desarrollo para el mercado del gas natural a nivel europeo. Su objetivo fundamental es la realización de una mayor integración entre los mercados nacionales de los Estados miembros, con el objetivo de alcanzar un verdadero mercado interior común europeo. Dicho modelo se basa en 3 pilares fundamentales:

- Consecución de mercados mayoristas que funcionen de manera eficiente
- Fuerte interconexión entre los mercados regionales
- Creación de esquemas y estrategias de suministro interiores seguros que garanticen el suministro mínimo en cualquier situación

Actualmente, la integración de los mercados en la zona del sur de Europa se puede resumir diciendo que coexisten tres zonas distintas de balance (Francia, España y Portugal). Para el año 2015 se llevó a cabo la unión de las zonas de balance francesas y para este año 2018 fue para cuando se planteó la creación de un mercado conjunto ibérico entre España y Portugal que, como hemos visto anteriormente, es ya una realidad.

Desde el punto de vista del marco normativo, se está trabajando en el desarrollo de unos “códigos de red” que sean normas comunes en las conexiones internacionales para facilitar el uso de infraestructuras.

3.3.5. Mercado Minorista

De igual modo que ocurre en el mercado eléctrico de España, y más en concreto, en el mercado eléctrico de España y Portugal, en el mercado de gas existe un mercado minorista en el cual, los consumidores finales pueden acudir libremente para elegir entre todas aquellas empresas comercializadoras que ofrecen sus servicios de cara al suministro de gas.

De este modo, podemos definir el mercado minorista como aquel mercado que engloba todas aquellas transacciones que tienen como objetivo final proveer de energía a través de gas natural a todos aquellos usuarios finales que deseen obtenerla. Dicha actividad de suministro es realizada por todas las empresas comercializadoras que desarrollan su actividad en régimen de libre competencia, tal y como se indicó anteriormente en el apartado 3.3.1. “*Actividades reguladas y actividades en régimen de libre competencia*”.

Para la realización del servicio de suministro de energía al consumidor las empresas comercializadoras hacen uso de las infraestructuras de gas, mediante la contratación y el pago de los peajes y cánones de acceso. Las condiciones establecidas para el acceso a las redes y los precios de los peajes correspondientes están regulados por la Administración, de modo que no exista trato desigual o condiciones discriminatorias para alguna de las empresas comercializadoras, como se explica posteriormente en el apartado 3.3.5.1. *“Peajes de acceso al sistema de Gas Natural”*.

Por lo tanto, las empresas comercializadoras son sociedades que acceden al sistema de infraestructuras para el uso del gas de terceros, adquieren el gas en ellas y lo ponen a disposición del cliente final mediante su venta a un determinado precio.

Para garantizar la libre competencia del mercado, la legislación establece en la Ley 34/1998 o Ley de Hidrocarburos, las bases para el establecimiento de los derechos de las empresas comercializadoras, los cuales están desarrollados a través del Real Decreto 1434/2002. Algunos de estos derechos son los que se citan a continuación:

- Tienen derecho a realizar adquisiciones de gas natural de acuerdo a los términos establecidos en la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos.
- Tienen derecho a vender el gas natural adquirido de manera lícita mediante su acceso a la infraestructura gasista a los consumidores y a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.
- Tienen derecho a acceder libremente a las instalaciones propiedad de terceros en los términos previstos en la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, y sus disposiciones de desarrollo.
- Tienen derecho a exigir el mantenimiento y la garantía de que las instalaciones y aparatos receptores de los consumidores con los que tienen formalizados sus contratos reúnan las condiciones técnicas y de construcción legalmente establecidas, así como el correcto uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones técnicas establecidas para garantizar la calidad del suministro y la seguridad a sus clientes.
- Tienen derecho a obtener una retribución por sus servicios a través de la facturación y el cobro por el suministro facilitado.
- Tienen derecho a solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros.

De igual modo existen una serie de supuestos o principios que deben cumplirse dentro del sistema para garantizar el correcto funcionamiento del mercado y asegurar el suministro y abastecimiento del sistema gasista. Dichos principios son:

- Principio de existencias mínimas: debido al aumento del consumo de gas y que este comenzó a adquirir una mayor importancia dentro del sistema energético español, se estableció la obligación del mantenimiento de unas existencias mínimas que permitan garantizar el suministro de gas, las cuales están detalladas en la Ley 34/1998 y fueron posteriormente desarrolladas a través del Real Decreto 1716/2004.

- Principio de diversificación del suministro: Establece que aquellas comercializadoras o consumidores directos que cuenten con un volumen de mercado superior al 7%, están obligadas a diversificar sus puntos de suministro de gas cuando los suministros provenientes del principal país suministrador al mercado nacional sean superiores al 50% del total de suministros.
- Principio de acceso de terceros a instalaciones gasistas: Establece, según el Real Decreto 949/2001, que aquellas comercializadoras que lo deseen, podrán modificar sus puntos de salida de gas siempre que exista capacidad para ello. El único requisito exigido a dichas compañías es, en caso de que se produzca una modificación del punto de salida de gas, que este sea comunicado a los consumidores afectados por él, siendo suficiente añadir como anexos a los contratos aquellos datos correspondientes a las instalaciones y consumos de los nuevos puntos de salida.

En términos generales, al igual que el mercado eléctrico minorista, el mercado minorista de gas se caracteriza por una gran atomización, con un elevado nivel de competencia que permite garantizar mayor eficiencia en precio y servicio al consumidor final. Entre los operadores que realizan transacciones en el mercado minorista se encuentran agentes tradicionales, operadores globales de hidrocarburos, empresas eléctricas o cualquier empresa con otro perfil que quiera realizar su actividad económica en él.

3.3.5.1. El Suministro de Último Recurso (SUR)

De igual modo que ocurre en el mercado de energía eléctrica, el Suministro de Último Recurso en el mercado del gas consiste en una modalidad de suministro, dentro del mercado liberalizado energético europeo, que se aplica a determinados consumidores para los cuales las Directivas Europeas consideran el suministro de energía como servicio universal.

En concreto, las directivas que establecen las garantías de suministro de gas son la Directiva 2004/67/CE, y posteriormente la Directiva 2009/73/CE. Dichas directivas además establecen que el suministro de gas debe tener una calidad determinada en su texto y a precio comparable, razonable y transparente. En dicha normativa se establece la posibilidad de designar un Suministrador de Último Recurso.

Según su definición en España, se entiende por estos clientes a aquellos consumidores cuya presión de suministro sea inferior a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh. La legislación vigente contempla el suministro de gas a dichos consumidores a los precios establecidos en la Tarifa de Último Recurso (TUR) y a través de aquellas compañías autorizadas por el organismo regulador, las Comercializadoras de Último Recurso (CUR).

Actualmente, los CUR designados por la Administración para asumir la obligación del SUR de gas natural son Endesa, Gas Natural, SDG, HC-Naturgás e Iberdrola. La información actualizada de los CUR en vigor puede consultarse en la página web de la CNMC.

La designación inicial de las empresas encargadas de la cobertura del Suministro de Último Recurso se realizó a través del Real Decreto 1068/2007 con el cual se ponía en marcha dicho suministro. Además de la designación de las compañías, el Real Decreto estableció la

obligación para dichas empresas de disponer de medios suficientes para asumir el riesgo de la actividad libre y con la obligación adicional de quedar sometidas a las condiciones que se fijaron para el SUR.

Posteriormente, se sucedieron una serie de cambios legislativos que modificaron el Real Decreto 1068/2007 como la promulgación del Real Decreto 485/2009, que dio la posibilidad de unificar en una misma CUR a aquellas compañías encargadas del SUR tanto eléctrico como de gas y, finalmente, en abril de 2009 el 1068/2007 quedó anulado debido a una sentencia del Tribunal Supremo.

Tras una larga lista de cambios legislativos, en el año 2010 se aprobó el Real Decreto 104/2010 que estableció las bases para la regulación de la puesta en marcha del SUR de gas y que desarrolló las obligaciones de las Comercializadoras de Último Recurso.

Los Comercializadores de Último Recurso tienen las siguientes obligaciones adicionales según Real Decreto 104/2010:

- Adicionalmente a lo estipulado por la LHC del sector de Hidrocarburos en cuanto a derechos y obligaciones de las Comercializadoras de Último Recurso, estas tendrán la obligación de atender todas aquellas solicitudes de suministro de gas formuladas por los consumidores con derecho a acogerse a la TUR.
- Las empresas Comercializadoras de Último Recurso solamente podrán ofertar precios entre el máximo y el mínimo establecido por la Tarifa de Último Recurso. Al acogerse a dicha tarifa, esta no podrá condicionar la contratación de cualquier otro servicio diferente al suministro de gas natural ofertado por dichas compañías.
- Los Comercializadores de Último Recurso propietarios de la red en una determinada zona de distribución, o en el caso de que no exista, aquel que tenga la mayor cuota de mercado, tendrá la obligación de suministrar gas natural a aquellos clientes que, aunque no tengan derecho a acogerse a la TUR, durante un periodo de tiempo de un mes desde la finalización del contrato, carezcan de un contrato en vigor con cualquier comercializadora y continúen consumiendo gas, salvo en el caso de que el contrato anterior fuese rescindido por condiciones de impago.
- Las Comercializadoras de Último Recurso que oferten otro tipo de servicios, deberán llevar una contabilidad separada y diferenciada entre los ingresos y gastos procedentes del servicio normal ofertado y de la Tarifa de Último Recurso.
- Las empresas Comercializadoras de Último Recurso deberán seguir suministrando gas por un periodo máximo de tres meses a aquellos clientes que, conectados a una red de suministro y acogidos a la Tarifa de Último Recurso, hayan excedido el límite máximo establecido en dicha tarifa sin que se haya formalizado un nuevo contrato de suministro con otro comercializador a precio libre.
- Finalmente, como medida encaminada a promover la competencia dentro del mercado, está estipulado por ley que si un cliente acogido a la TUR decide cambiar de comercializador dentro de los CUR autorizados, ni el CUR con el que tenía contratado el suministro anteriormente ni ninguna de las empresas de su mismo grupo empresarial podrá realizar contraofertas para mantener a dicho cliente en un periodo mínimo de un año.

Con el objeto de establecer el sistema de traspaso entre un cliente sometido a una tarifa normal y su paso a la Tarifa de Último Recurso, se aprobó la Orden ITC/2309/2007, en julio de 2007, en la que se define el procedimiento de traspaso.

Finalmente, respecto a los consumidores aptos para el SUR, el límite de consumo establecido en 50.000 kWh puede modificarse a través de Orden Ministerial, promoviendo un incremento importante del número de consumidores que no puedan acogerse a la TUR y deban elegir su comercializador de energía dentro del mercado minorista y a la tarifa negociada con éste.

Sin embargo, la Ley contempla que aquellos consumidores que, temporalmente no dispongan de un contrato establecido con una empresa comercializadora, podrán acogerse a la TUR facilitada por la comercializadora que sea propietaria de la red a la que esté conectado su suministro, durante un plazo máximo de un mes.

En la siguiente figura, se muestra el volumen de clientes suscritos a los distintos tipos de contrato dentro del mercado minorista, dividido entre las principales empresas comercializadoras, correspondiente al año 2012:

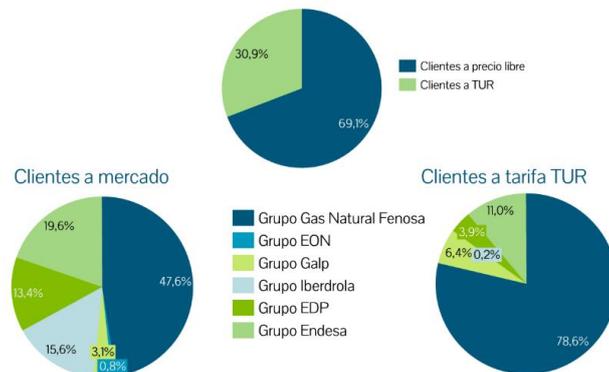


Figura 10. "Gráfico descriptivo de la estructura del mercado de gas natural" – Fuente: Informe trimestral de la CNE

3.3.5.2. La Tarifa de Último Recurso (TUR)

Las Tarifas de Último Recurso (TUR) son tarifas aplicables a determinados consumidores acogidos al Suministro de Último Recurso, el cual hemos explicado en el capítulo anterior. Dichas tarifas entraron en vigor a partir del día 1 de Julio de 2008 como sustitución de las tarifas integrales de gas natural que venían aplicándose hasta dicha fecha. Las TUR tienen entre uno de sus objetivos principales la protección de los pequeños consumidores marcando una nueva hoja de ruta hacia la total liberalización del mercado y fomentando la competencia entre las empresas comercializadoras haciendo así el servicio más eficiente y a un precio más económico.

A través de la Ley 12/2007 se fomentó la creación de un calendario de traspaso en el que se especificaba, por nivel de presión y de consumo anual, cuáles de los clientes podrían acogerse a las TUR. De modo paralelo, la difusión de la Orden ITC/1251/2009 limitó el acceso a las TUR para consumos superiores a 50.000 kWh, medida que fue aprobada por el Consejo de Ministros en abril de 2009.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el suministro a través de las TUR debe formalizarse a través de las Comercializadoras de Último Recurso, empresas autorizadas por el gobierno que acceden a la infraestructura para adquirir la energía a través del pago de cánones y peajes y que luego la ofertan a aquellos clientes sujetos a dichas tarifas a unos precios estipulados por ley. Dentro de dichos precios, existen dos Tarifas de Último Recurso, en función del consumo anual del cliente doméstico:

- TUR.1: es aplicable a aquellos consumidores cuyo consumo anual sea igual o inferior a 5.000 kWh y cuyo suministro provenga de un gasoducto cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.
- TUR.2: es aplicable a aquellos consumidores cuyo consumo anual sea superior a 5.000 kWh e inferior o igual a 50.000 kWh y cuyo suministro provenga de un gasoducto cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.

A la hora de realizar el cálculo de la TUR, el sistema económico integrado de gas natural incluye dentro del precio el coste de la materia prima, los peajes en vigor, costes derivados del suministro así como costes de comercialización, entre otros. La metodología establecida para el cálculo de la TUR viene establecida y detallada en la Orden ITC/1660/2009.

Dentro de la TUR se distinguen dos componentes fundamentales, un término de facturación fijo y un término de facturación variable expresado por unidad de energía.

El término fijo de la facturación engloba una serie de costes que corresponden al coste fijo de distintas partes del servicio relativos a la infraestructura y la comercialización. Dichos costes fijos son los siguientes:

- Una parte correspondiente al término fijo del peaje de transporte y distribución.
- Otra parte correspondiente al término de la reserva de capacidad.
- El término fijo del peaje de regasificación.
- Una última parte correspondiente al coste fijo de comercialización.

Por otro lado, el término variable se determina como una suma de costes correspondientes a:

- El coste de materia prima (mermas + prima de riesgo)
- La parte variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución.
- El coste medio del peaje de descarga de buques.
- El Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo.
- La parte variable del peaje de regasificación
- El coste variable de comercialización.
- El coste medio del canon de almacenamiento de GNL.

En la siguiente tabla se puede ver una división de los tipos de costes que se incluyen dentro de la TUR y de a que categoría pertenecen estos dentro de la división entre la parte fija de la tarifa y la parte variable, bien pudiendo ser parte de ambas.

	Gas Natural	
	Término Fijo (€/MES)	Término Variable (c€/kWh)
Conducción del peaje de transporte y distribución	★	★
Peaje de regasificación	★	★
Coste de comercialización	★	★
Reserva de capacidad	★	
Valor medio del peaje de descarga de buques		★
Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo		★
Coste medio del canon de almacenamiento de GNL		★
Coste de materia prima		★

Figura 11. “División de términos fijos y variables en función de los tipos de coste” – Fuente: Energía y Sociedad

Dentro de la estructura de costes, la determinación del precio de la materia prima que, como se menciona anteriormente es el coste de la merma más una prima de riesgo, se realiza a través de subastas. En dichas subastas las CUR pujan por adquirir un determinado porcentaje de la energía que realmente necesitan y el resto es fijado en base a cotizaciones internacionales de productos petrolíferos o de hidrocarburos. Las subastas se celebran en España de manera semestral, una subasta correspondiente a los productos gas de base y otra correspondiente al gas de invierno.

En cuanto a las tarifas, éstas se calculan de manera trimestral mientras el coste de la materia prima no sufra una variación superior al 2%, si ocurre esto, se produciría una actualización de las tarifas extraordinaria. De igual modo, se llevan a cabo modificaciones extraordinarias de las tarifas en aquellos casos en los que se produzcan modificaciones en los peajes o en los coeficientes aplicados a las mermas.

Por último, cabe reseñar, dentro de los costes de comercialización, el coste de gestión comercial. Dicho coste se establece con el propósito de reflejar el coste total de los procesos que llevan a cabo las comercializadoras sobre los clientes. Dicho coste, aunque parezca superfluo, es uno de los más importantes ya que los demás costes están prácticamente fijados al 100% por la administración y, de este modo, el coste de comercialización es el único que

permite a las comercializadoras establecer una diferenciación y competir con las demás compañías por la fidelización del cliente.

3.3.5.3. Peajes de acceso al sistema de Gas Natural

En este apartado profundizaremos aún más en el sistema de peajes que, durante todo el estudio sobre el mercado del gas, ha aparecido y que constituye un sistema económico de manutención del sistema gasista en España.

Como ya se ha comentado durante todo el trabajo, las actividades correspondientes al almacenamiento, regasificación, transporte y distribución del gas natural, por sus propias características reúnen muchas condiciones que las convierten en monopolios naturales, al igual que ocurría en el sector eléctrico. Debido a esto, los costes de construcción y mantenimiento de las redes deben ser repercutidos a todos los consumidores de gas natural, con independencia del tipo de contrato que tengan para la adquisición del gas, y el método fijado por la administración es el sistema de peajes y cánones de acceso a las redes.

De este modo, el sistema de peajes establecido por la administración, constituye un modelo económico de financiación de las infraestructuras gasistas en España, que permite la recuperación de las inversiones realizadas en la construcción de dicha red, así como el mantenimiento de toda la infraestructura. Dichos peajes y sus modificaciones, deben ser aprobados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo de acuerdo a la Ley 3/2013, según la metodología que establezca la CNMC.

El sistema de peajes español está diseñado de modo que el coste de dichos cánones de acceso sea único en todo el territorio español, con independencia de la zona geográfica en la que se realice el acceso a la red o de las particularidades económicas de dicha región. Los criterios para el establecimiento de dichos peajes vienen fijados en el artículo 92 de la Ley 34/1998 y en consonancia con los artículos 25 y 26 del Real Decreto 949/2001, cuyo objetivo fundamental es la regulación del acceso de terceros a las infraestructuras gasistas y el establecimiento de un sistema económico eficaz para el sector gasista en España.

Sin embargo, dentro de esta estructura de peajes de acceso a las infraestructuras gasistas se establece una tipología para las distintas componentes de dichos pagos. Dichos peajes se estructuran en dos términos, al igual que la TUR, un término fijo e independiente del volumen de gas consumido y otro término variable en función de la actividad y el volumen de gas consumido.

Dentro de la estructura de peajes y cánones cabe mencionar los siguientes:

- Peaje de descarga de buques: se corresponde con el coste de los servicios de descarga de los buques cargados con GNL a las plantas de regasificación. Depende de la planta en la que se realice la descarga y, de igual modo, tiene una componente fija por buque y otra variable por el volumen descargado.
- Peaje de regasificación: se corresponde con la parte relativa al coste de las infraestructuras de regasificación para el suministro de gas. Consta de un término fijo que se establece en función de la capacidad de regasificación diaria contratada y otro variable en función del volumen regasificado.

- Peaje de carga de cisternas: se corresponde con el coste de los servicios de carga en vehículos de cisterna para el transporte del gas natural.
- Peaje de trasvase de gas natural licuado a buques: se corresponde con el coste de los servicios de carga del gas natural de las plantas de regasificación a los buques.
- Peaje de puesta en frío de buques: con término fijo por operación y variable en función del gas.
- Peaje de transporte y distribución firme: en este caso el término fijo hace referencia a la reserva de capacidad contratada mientras que el término variable hace referencia a la conducción del gas, variable dependiendo de la presión de diseño de las instalaciones por las que circula.
- Canon de almacenamiento subterráneo: se corresponde con el coste de los servicios de almacenamiento. La componente fija hace referencia a los costes fijos de las instalaciones mientras que existen dos componentes variables, una relativa a la inyección del gas en el propio almacenamiento y otra por su extracción cuando se transporta
- Canon de almacenamiento de gas natural licuado: se compone sólo de un término variable en función del GNL almacenado diariamente en los tanques de las plantas de regasificación.
- Peaje de transporte y distribución interrumpible: se corresponde con el coste incurrido en caso de interrupción del servicio y sólo se cobra en dicho caso. El término relativo a la conducción se calcula multiplicando el término de conducción del peaje de transporte en vigor por 0,7 en el caso A, mientras que en el caso B de interrumpibilidad se multiplica por 0,5.
- Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior al año: en aquellos contratos de suministro de duración inferior a un año, se aplica un término fijo correspondiente al caudal de los peajes de acceso al sistema gasista multiplicado por un coeficiente que oscila entre 0,06 y 0,10 para el peaje diario y entre 1 y 2 para el peaje mensual.

Finalmente, respecto al apartado de los peajes, es importante mencionar y explicar el concepto de la aditividad. Al igual que ocurre en el sector eléctrico, el precio en el sector gasista debe cumplir el principio de suficiencia tarifaria, es decir, debe cubrir los costes regulados del sistema y los costes de la propia energía manteniendo un margen comercial razonable y que corresponda a una eficiente gestión. En este sentido, en el siguiente gráfico se muestran los costes que deben ser incluidos en el precio final del gas de acuerdo a una eficiente gestión del sistema y a una mayor innovación y eficacia para garantizar el mejor precio y el mejor servicio.

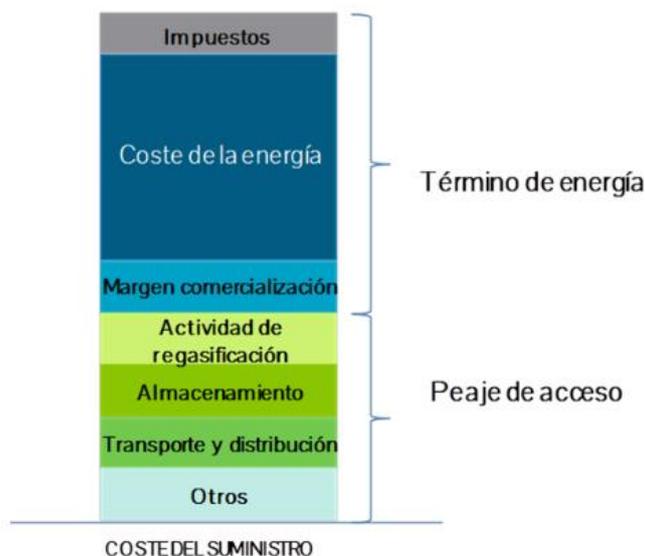


Figura 12. "Componentes del precio final del gas" – Fuente: Energía y Sociedad

3.4. Normativa y Organismo Regulator

En el siguiente apartado vamos a profundizar, de modo análogo a lo que hicimos en el sector eléctrico, en la normativa y legislación vigente referente al sector del gas en nuestro país.

Desde el año 1998, la normativa referente al sector gasista español ha estado focalizada en torno a la completa liberalización del mercado del gas natural, de igual modo que en el mercado eléctrico. Uno de los objetivos fundamentales de dicha regulación es el establecimiento de un marco normativo sólido y estable que permita el desarrollo del mercado y la creación de nuevas infraestructuras que permitan afrontar el continuo crecimiento de la demanda así como mejorar la diversificación de fuentes de aprovisionamiento y de la competencia dentro del mercado.

Como ya se ha mencionado en numerosas ocasiones, la legislación que regula todo lo referente al mercado de gas natural es la Ley 34/1998 o LHC (Ley de Hidrocarburos), dicha ley recoge las principales disposiciones establecidas en la Directiva 98/30/EC e incorpora las interpretaciones del marco normativo europeo aplicadas al mercado español. La LHC, al igual que cualquier otra normativa, ha ido siendo modificada con el paso del tiempo a través de diferentes desarrollos legislativos de cara a adaptarse a la evolución del mercado y a las numerosas modificaciones comunitarias respecto al sector gasista.

En la siguiente figura se puede apreciar una línea temporal del desarrollo normativo que ha experimentado nuestro país en los últimos años fruto de dicha evolución y de las adaptaciones al marco normativo comunitario.

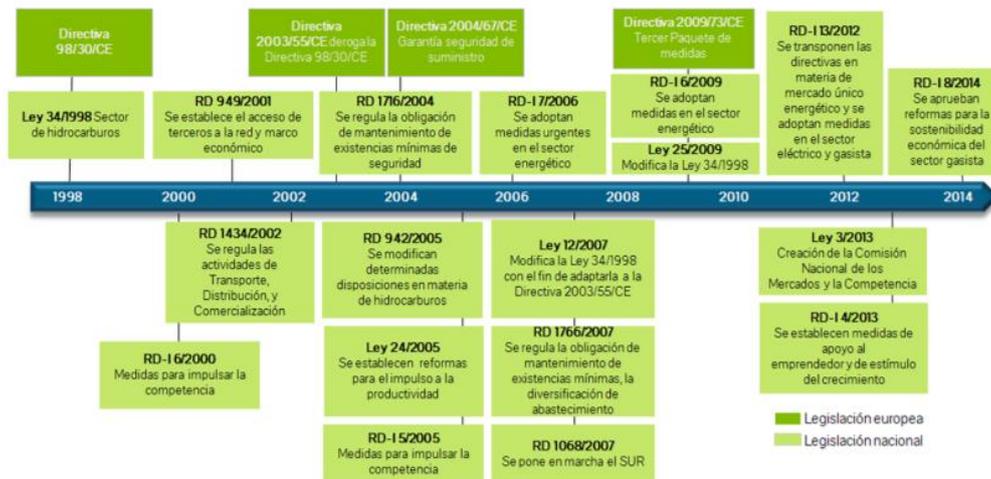


Figura 13. “Legislación del sector gasista en España” – Fuente: BOE

La LHC sentó las bases referentes a la creación de una nueva organización integral del mercado gasista en España. Dicho mercado, hasta el momento de publicación de dicha ley (1998) se trataba de un monopolio instaurado en torno a la compañía Gas Natural, la cual estaba al mando de todas las actividades pertenecientes al sector gasista, tanto las que actualmente se encuentran reguladas como las que se encuentran en régimen de libre competencia.

Sin embargo, como ya se ha mencionado la LHC introdujo una serie de reformas en el sector con el objetivo de liberalizar el mercado. Dichas reformas introducidas se basaban en los siguientes principios fundamentalmente:

- Establecer una clara separación entre aquellas actividades que debían ser reguladas por la administración entre y aquellas que debían funcionar en régimen de libre competencia
- Instaurar el acceso libre a las infraestructuras de gas por parte de terceros (comercializadoras) con el fin de facilitar el servicio al consumidor final y mejorar la eficiencia en el servicio y en el precio.
- La creación de tarifas de acceso reguladas por parte del gobierno para regular el acceso libre de terceros a las infraestructuras gasistas y crear un modelo económico que permitiese su evolución y mantenimiento.
- El proceso de liberalización con el objetivo de la liberalización total del mercado mayorista y progresiva en el mercado minorista
- La regulación de las existencias mínimas con el objetivo de asegurar el suministro debido al carácter estratégico del sector.

Con el paso de los años, la LHC fue quedando obsoleta y ésta fue modificada a través de la Ley 12/2007, publicada en julio de 2007. Dicha ley principalmente traspuso las modificaciones legislativas introducidas por la el nuevo marco normativo comunitario creado por la Directiva 2003/55/EC, que se basaba fundamentalmente en el objetivo de creación de un mercado interior europeo que mejorase la interconexión y la eficiencia entre los países miembros y que permitiese competir a la Unión Europea en bloque en el sector gasista internacional frente a

otros grandes competidores. Los cambios introducidos por dicha Directiva estaban focalizados en las siguientes materias:

- Creación de un nuevo marco de reordenación de las competencias de las autoridades reguladoras locales y comunitarias.
- Evolución y desarrollo de la normativa de acceso a las redes de acuerdo a las nuevas características de éstas.
- Creación de una separación funcional de las actividades reguladas
- Creación y regulación de la actividad de suministro de último recurso de común acuerdo entre los estados miembros.
- Creación de la Oficina de Cambios de Suministrador
- Modelización del proceso de tránsito de clientes entre el suministro tarifario normal y el suministro de último recurso mediante la creación de un calendario de adaptación.

Posteriormente, la publicación del Real Decreto Ley 13/2012 supuso una evolución dentro del mercado fundamental para las empresas encargadas de la construcción y el mantenimiento de las infraestructuras. Dicho Decreto Ley establecía un marco de medidas encaminadas a la eliminación del déficit existente en los sectores eléctrico y gasista, lo cual era fundamental, ya que dicho déficit aumentaba progresivamente con el paso de los años y habría supuesto un gran agujero en continuo crecimiento. Además de todo lo expuesto, el Decreto también se encargaba de trasponer directivas europeas en materia de mercados interiores y modificaba significativamente la LHC.

En dicho decreto también se ampliaban las funciones atribuidas a la CNE (actualmente CNMC), se fijaba la definición de las figuras de los gestores de red de transporte y de los gestores de red independientes y se establecía los requerimientos que debían cumplir estos para convertirse en tales figuras, requerimientos tales como una certificación de la separación contable de las actividades o de mayor protección a los consumidores domésticos.

Respecto al déficit tarifario, el Real Decreto-Ley 13/2012 no fue suficiente, por lo que en el año 2014 se publicó el Real Decreto-Ley 8/2014, que introducía modificaciones para la mejora de la sostenibilidad económica y financiera del sistema. Uno de los principios básicos de dicho decreto era que los ingresos generados en el uso de las instalaciones por parte de terceros debían ser suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema, por lo que también introdujo modificaciones en el sistema de peajes y cánones y en su cuantía.

Dichos peajes y cánones debían ser revisados obligatoriamente cuando el desajuste existente entre ingresos y costes del sistema superara ciertos umbrales.

De manera paralela, dicho Real Decreto estableció una serie de principios fundamentales que rigen el sistema gasista, algunos de los cuales son los siguientes:

- **Principio de empresa eficiente y bien gestionada:** Se refiere al hecho de que las metodologías retributivas establecidas para las actividades reguladas del sector consideran los costes de acuerdo a aquellos que sean necesarios para una empresa gestionada de manera correcta y eficiente. Es decir, reconoce los costes mínimos en los que debe incurrir una empresa para el mantenimiento de las instalaciones si

funciona de manera correcta con el objetivo de reducir el coste final para el consumidor.

- **Periodos regulatorios de seis años:** Se establecen periodos de seis años sin cambios regulatorios significantes con el objetivo de aportar estabilidad al sistema y de reforzar la confianza de los inversores en él.
- **Metodología de cálculo común para todas las instalaciones de la red básica:** Tomando como base el valor neto actual de los activos para el cálculo de la retribución a la inversión.

4. Conclusiones

A continuación, en este apartado, vamos a presentar las conclusiones fundamentales a las que se ha llegado con este estudio referente a los mercados estudiados. En primer lugar realizaremos una reflexión respecto al trabajo presentado referente al sector eléctrico y, posteriormente, se hará del mismo modo respecto al mercado gasista.

En primer lugar, a la hora de analizar de un modo crítico el sistema eléctrico en España y en la Península Ibérica, hay que tener en cuenta que el derecho al suministro eléctrico es un derecho básico para los ciudadanos de los países desarrollados.

Este hecho es obvio, sin embargo es fundamental a la hora de tener en cuenta la participación del Gobierno y de las administraciones públicas en la regularización y el control del sector. El suministro eléctrico y el acceso a este debe ser garantizado por los organismos oficiales, lo cual hace que la regulación establecida dentro del sector sea fuertemente vigilada por las autoridades reguladoras como la CNMC de cara a garantizar el continuo suministro y la mayor eficiencia tanto en el suministro como en el precio final. Sin embargo cabe mencionar que la fuerte regulación y control al que es sometido el mercado eléctrico hace poner en duda su total liberalización, tal y como hemos estudiado en el epígrafe 2.2 (Evolución histórica).

Dicha liberalización además se encuentra enfrentada con el hecho de que, tanto a lo largo de su historia, como en la actualidad el mercado eléctrico ha sido oligopolístico, es decir, el volumen de negocio total se encuentra prácticamente copado por cinco o seis empresas, y el número de nuevos competidores es muy reducido. Este hecho pone en duda la liberalización del mercado, al igual que la transparencia y la eficacia del sistema a la hora del establecimiento de los precios, de acuerdo a los sistemas establecidos de compensación de los costes reconocidos por parte de la autoridad y aquellos no reconocidos que introducen márgenes de beneficios para los intermediarios y que son fijados de maneras muy ambiguas.

Respecto a los costes, en primer lugar cabe mencionar que uno de los problemas del elevado precio de la tarifa eléctrica es el propio déficit tarifario. Dicho déficit es la diferencia que existe entre los ingresos de las compañías eléctricas y los costes reconocidos por parte de la Administración. Estas diferencias se producen ya que a lo largo de la historia del mercado eléctrico español no se ha producido un aumento de la factura por parte de los gobiernos de cara a cubrir dichos costes reconocidos por la ley. Aunque en una primera vista esto pudiese parecer positivo ya que no se ha producido el aumento de la tarifa a los usuarios, puede suponer un problema en el largo plazo y, de hecho, ya supone un problema. El problema fundamental de dicho déficit es que es una deuda contraída con las eléctricas que no se condona, por tanto antes o después debe ser pagada y, además, la prorrogación en el pago de dicho déficit hace que año tras año los intereses de dicha deuda vayan aumentando. Esto finalmente produce un aumento en la tarifa eléctrica a los usuarios que es mayor del que se habría producido incluyendo dicho déficit como parte de los costes reconocidos y que, probablemente a día de hoy, se habría condonado.

Otro de los factores que influyen en el precio de la electricidad en España y en el mercado ibérico son los impuestos. Mientras que nuestros socios europeos mantienen tasas de impuestos más reducidos en cuanto a la energía y la electricidad (presumiéndose correcto, ya

que es un bien básico para la sociedad), en España gran parte del pago que realizan los usuarios es debido a la carga impositiva impuesta en la energía. En países europeos se mantienen tasas de IVA en torno a valores del 14% o 15%, como es el caso de Italia o Francia, mientras que en España el tipo impositivo se mantiene en el 21%, al igual que en el resto de bienes. Sin embargo esto desde el punto de vista objetivo de esta investigación es un error, mientras que en otros tipos de bienes en función de la curva de oferta y demanda se pueden mantener tipos impositivos más altos, e incluso que estos fluctúen en función de la coyuntura económica, en el ámbito del suministro eléctrico estos deberían ser mucho más bajos. Al fin y al cabo, como hemos mencionado en repetidas ocasiones, la electricidad es un bien básico para la sociedad, y más importante, para la generación de riqueza dentro de una sociedad. Una elevada carga impositiva produce una gran reducción del beneficio que obtienen las empresas de su actividad y por tanto, un menor margen para la contratación y la expansión de las empresas españolas, lo cual se verá reflejado en una reducción del poder adquisitivo de las familias y una contracción de la demanda y el consumo. Por todo lo expuesto anteriormente creemos que será necesario una revisión futura de los tipos impositivos en el sector energético de cara a mejorar la eficiencia y la competitividad de nuestro sistema y de nuestra economía.

Finalmente debemos mencionar que uno de los factores más influyentes también en el elevado precio de la tarifa eléctrica en España es la persistencia de las condiciones de casación que se arrojan las compañías eléctricas al ofrecer su electricidad al mercado. En junio de 2017, el precio del megavatio hora en España rondó los 50€ mientras que en los países del norte de Europa esté marco 30€. Dicha diferencia se produce en parte debido a los mencionados métodos de casación. Estos métodos consisten en un mecanismo por el cual, cuando las compañías ofrecen la electricidad en el mercado pueden exigir condiciones como tener garantizado un ingreso mínimo que cubra los costes de arranque. En muchos casos, si dichas garantías no se cumplen, las compañías retiran su oferta y mantienen parada dicha producción. Debido a esto, para fijar el precio final de la electricidad ofertada por las compañías se realiza un número elevado de iteraciones que tienen como traducción, un importante incremento en el precio final ofertado, que a lo largo del año encarece la tarifa en unos diez millones de euros diarios.

Dentro de todo esto, existen otras razones tales como la volatilidad del mercado producida en parte por la introducción de las energías renovables en el mercado. Dichas energías dependen de condiciones climatológicas específicas y cuando no existe producción por parte de las centrales eólicas o solares, el arranque de las centrales convencionales eleva bruscamente el precio del pool.

“El pool no es un mercado real; apenas llega a simulacro. Si se quiere que la economía española compita y que los consumidores dejen de sufrir es obligado reformarlo. Como mínimo, liquidando la posibilidad de condiciones autoconcedidas y practicando una fiscalidad sana, que no acumule impuesto sobre impuesto”¹⁰.

A modo de resumen, podemos focalizar los problemas del sistema eléctrico español actual en los siguientes puntos:

- Un ineficiente sistema de regulación por parte de los organismos competentes (CNMC, CNMV, Ministerio de Energía) a la hora de limitar el poder de las compañías eléctricas .

- Una estructura oligopólica, con un mercado controlado por grandes corporaciones que controlan el mercado y que gozan de elevado poder, lo cual reduce la eficiencia del mercado y la competencia dentro de él.
- Un elevado sistema impositivo aplicado sobre un bien de necesidad básica para la población y para el sistema económico general del Estado Español.
- Unas condiciones de privilegio dentro del mercado que permiten a las compañías eléctricas la fijación de condiciones extraordinarias y que permiten el aumento gradual año tras año de la tarifa final para los consumidores.
- En definitiva, una actitud de pasividad por parte del Gobierno ante uno de los sectores estratégicos críticos de la economía española, que debe regularse de acuerdo a las normas europeas y que debería introducir una reforma sistémica que permita una mayor competitividad dentro del mercado con el objetivo final de satisfacer las necesidades de la población de la manera más eficiente y al precio más competitivo.

A la hora de analizar el mercado gasista español y dejando de lado el hecho de que la electricidad es un bien necesario para una sociedad avanzada, ya mencionado en este mismo capítulo, hay que tener en cuenta que el mercado gasista en España es un mercado joven.

Teniendo en cuenta que dicho mercado, el MIBGAS, se puso en marcha en diciembre de 2015, dicho suceso ha supuesto un hito en el proceso de desarrollo y maduración del mercado mayorista de gas en nuestro país por varios motivos: al permitir que se generen señales de precios de corto plazo (spot) consistentes y fiables, al facilitar el acceso a nuevos participantes, independientemente de su poder de mercado y al ofrecer, a los agentes que operan en dicho mercado nuevas herramientas para flexibilizar su cartera así como aprovisionarse dando lugar a un incremento de la competencia en el mercado que redundará en beneficio de los consumidores finales.

Sin embargo, es una realidad que el MIBGAS no dispone de la liquidez necesaria para dotar a nuestro sistema gasista de servicio con la competitividad que dicho sector requiere. Esta falta de competitividad no se debe a una falta de capacidad por parte del sistema, como algunos medios sugieren aludiendo a tratar de incentivar una mayor conectividad con el sistema francés, ya que España cuenta con un número muy significativo de plantas de regasificación a lo largo de la Península Ibérica, así como gaseoductos con el norte de África.

Desde el punto de vista de este trabajo de investigación, el problema del MIBGAS y del sistema gasista español es simplemente un problema de madurez, mientras que nuestros socios europeos cuentan con hubs de gas fuertemente consolidados desde hace años, el sistema español es un mercado joven que requiere de un tiempo de madurez y de ajuste para permitir obtener la experiencia suficiente para competir con dichos hubs.

Por otro lado, desde un punto de vista más crítico, el problema que sufre a día de hoy el sistema gasista español y el MIBGAS es un problema de confianza. Dicho problema viene, como se ha comentado en el párrafo anterior, en parte por un problema de madurez del mercado, pero por otra parte por una falta de liderazgo por parte del gobierno español de cara

a reforzar dicha confianza mediante la designación por obligación de los operadores dominantes en el mercado como creadores de mercado o “market makers”. El por qué de dicha designación reside fundamentalmente en la creación de una serie de entidades, en muchos casos financieras, que garanticen la existencia de un determinado volumen de gas para vender y comprar, y que dicha conformación de estas figuras otorgue al sistema la solidez y la confianza necesaria para un mercado en expansión.

En noviembre de 2017, tras la insistente petición por parte de la CNMC, uno de los organismos reguladores de los mercados energéticos españoles, el Gobierno finalmente decidió establecer la obligación de que los operadores dominantes del mercado gasista, Gas Natural y Endesa, ejerciesen en el mercado organizado (MIBGAS) como creadores de mercado, hecho que finalmente refuerza la confianza en el mercado gasista y va a permitir un mejor desarrollo del mercado con una mayor competencia, seguridad en el suministro y transparencia.

Por otro lado, analizando el mercado eléctrico español como se ha hecho en este trabajo, en el sistema gasista español llama la atención la inexistencia de un mercado de futuros, tal y como tenemos en el mercado eléctrico. La CNMC también señaló en un informe publicado en octubre de 2017 la necesidad de creación de un mercado de futuros sólido en el sector gasista que permita la negociación de los precios de gas en un medio largo plazo, como sucede en el mercado eléctrico, y que permita una mayor expansión del sector, siempre controlado a través de los organismos reguladores que permitan mantener el grado de competitividad y de transparencia necesarios en cualquier mercado financiero de los países avanzados.

Otro hecho remarcable es la ausencia de un hub de referencia dentro del mercado ibérico. Como se ha señalado anteriormente en este estudio, el mercado español por sí solo ya cuenta con el número de competidores y las condiciones necesarias para la conformación de un hub o centro de operaciones de referencia en el territorio español. Este hecho es todavía más acentuado si se tiene en cuenta que el actual mercado, MIBGAS, está conformado de manera conjunta con nuestros vecinos portugueses y que, por lo tanto, cumple de sobra las condiciones necesarias para establecer un hub ibérico que sirva como plataforma de negociación y que compita con los fuertemente establecidos hubs de nuestros socios del norte de Europa.

Desde el punto de vista político, según apunta un informe publicado por la agencia de calificación Fitch en febrero de 2018, “ **el sector gasista en España está expuesto a riesgos políticos**”¹¹. Dichos riesgos políticos vienen definidos por las políticas de recortes que han sido anunciadas por parte del Gobierno en el sector gasista y dichos recortes vienen definidos por los recortes en las retribuciones por inversión en los gaseoductos españoles. Desde el punto de vista de este trabajo, dichos recortes serían un lastre en mitad de un proceso de expansión del mercado del gas que atraviesa en estos tiempos un momento crítico, es decir, la transformación de estos recortes en realidad en un momento de creación de un nuevo mercado ibérico del gas, en un momento en el que se está planteando la expansión y la creación de nuevos mercados de futuros y un momento en el que el mercado gasista necesita un fuerte impulso por parte de las autoridades sería un auténtico desastre, más aún si tenemos en cuenta la irrupción de las energías renovables en el mercado.

A pesar de este recorte, Fitch considera que **"la incertidumbre del sector gasista español persiste"**¹¹, por lo que no cambia su opinión al respecto. **"El riesgo de interferencia regulatoria en el sector permanece más alto que en otras jurisdicciones"**¹¹, asegura en el informe, y añade que eso podría **"perjudicar los ingresos de los servicios públicos"**¹¹ españoles.

De esta manera, la agencia defiende que **"la situación pone de relieve las consecuencias potenciales de la falta de un regulador con un enfoque transparente y consultivo"**¹¹. Y es que la actual propuesta del Gobierno, desde su punto de vista, muestra el deseo del Ejecutivo de reducir la carga de los costes regulados en el sistema y restablecer el equilibrio entre costes e ingresos a expensas de la utilidad empresas. Algo parecido a lo que hizo hace cerca de cuatro años.

En definitiva, el mercado gasista en España se encuentra en momento delicado de expansión que requiere de un impulso conjunto por parte de las autoridades y de los principales operadores de mercado de cara a la creación de un mercado sólido, eficiente y transparente que permita la competencia con los mercados europeos de nuestros socios del norte. Con independencia de todo esto, cabe mencionar que la situación actual en la que se encuentra el sector es mucho más positiva que la que teníamos años atrás, se ha conseguido la creación de un mercado conjunto con Portugal que ha permitido la creación de una plataforma de negociación conjunta, se ha incrementado la transparencia a través de los organismos reguladores y se han conseguido una serie de circunstancias que puedan permitir en un futuro no muy lejano la creación de un centro de operaciones conjunto y sólido que pueda incrementar la competencia dentro del mercado comunitario europeo.

5. Bibliografía

Fraile Mora, J. ,2012, *Circuitos Eléctricos*, Editorial Pearson Educación S.A. , Madrid

Fraile Mora, J. ,2010, *Introducción a las instalaciones eléctricas*, Editorial Pearson Educación S.A. , Madrid

OMIE. “OMEL Mercados”. Página web de OMEL, <http://www.omie.es/omel-mercados>, accedida en Mayo 2018

MIBEL. Página web de MIBEL , <http://www.mibel.com>, accedida en Abril 2018

MIBGAS. “Mercado Ibérico del Gas”. Página web de MIBGAS, <http://www.mibgas.es/mercados-de-gas/mercado-iberico-de-gas>, accedida en Mayo 2018

CNMC. “Ámbitos de actuación – Energía”. Página web oficial de la CNMC, <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia>, accedida en Mayo 2018

CNMV. “Legislación, Publicaciones y otros contenidos”, Página web oficial de la CNMV, <https://www.cnmv.es/portal/Otros-Contenidos-CNMV.aspx>, accedida en Marzo 2018

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. “Energía”, Página web oficial del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, <http://www.mincotur.gob.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx>, accedida en Marzo 2018

Sáiz Chicharro, Á. , García Rodríguez, M. D. , 2010, *Mercados a plazo de la electricidad*, Fundación de Estudios Financieros, Madrid

Fabra Utray Mayo, J. , 2012, *El déficit tarifario en el sector español*, Madrid

Agencia de calificación Fitch, 2018, *Crítica a la falta de transparencia en el sector del gas español*, Web Financial Group S.A.

Mota, J. , 2017, *Éste mercado “pool” es una ruina*, El País, Madrid

García Álvarez, M. T. , Moreno, B. , *La liberalización en la industria eléctrica española. El reto de lograr precios competitivos para los hogares*, Gestión y política pública, 2016

Zapico Gutiérrez, P. , Zapico Gómez-Collantes, P. , 2016, *El déficit de tarifa en España y la realidad del sector eléctrico*,

Erias Rey, A. , 2017, *El mercado organizativo de gas en España: fundamentos y desarrollo*, Información Comercial Española (ICE)

Boletín Oficial del Estado (BOE)

Real Decreto 1538/1997, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio

Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural.

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.

Real Decreto 1901/2009, de 4 de diciembre, por el que se designa a determinadas empresas como suministradores de último recurso de gas natural.

Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.