

LA FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

MARIA TERESA COSTA
NURIA ALONSO-BORREGO

Una alteración en los precios de la energía tiene consecuencias sobre la inflación y sobre el conjunto de la actividad económica, lo que afecta a la posición competitiva del país. La importancia del impacto depende de la dependencia energética, de la estructura de mercado, del sistema productivo y de la fase del ciclo económico. Especial incidencia tiene la variación de los precios del petróleo, cuyas alteraciones son origen de abundantes y profundas perturbaciones que afectan a la estabilidad de la economía mundial. La composición del consumo privado y del sistema productivo, así como el tipo de cambio frente al dólar, explica el tamaño del efecto inflacionario derivado de un aumento de los precios del crudo.

Desde un punto de vista microeconómico, un aumento de los precios de los productos energéticos altera los costes de las empresas. La decisión o la capacidad de trasladar un aumento de costes a los precios depende de múltiples factores, entre los que cabe mencionar la estructura del mercado, su eficiencia y competitividad y la elasticidad de la demanda. Desde una aproximación macroeconómica, por el lado de la oferta, el aumento de costes genera una reducción de los beneficios y, adicionalmente, del margen destinado a inversión en bienes de capital, lo que a largo plazo lleva a una disminución de la capacidad productiva, de I+D+i y de la producción. Por el lado de la demanda, deprime el consumo y, por tanto, tiene un impacto contractivo sobre la demanda agregada.

Los mercados de petróleo son mercados internacionales muy sensibles a acontecimientos de tipo económico y geopolítico y en ellos las expectativas representan un papel cada vez más importante. Los precios de los diferentes crudos se forman a partir del precio de los crudos de referencia, Brent y WTI, mediante la adición a los mismos de una prima o un descuento en función de la diferencia de calidad con respecto al crudo de referencia. Así, características como la densidad del crudo, el contenido en azufre, el perfil de destilación o la localización geográfica son variables que van a influir en el precio. Los productos derivados del petróleo tienen sus propios mercados con sus propios *drivers*. Factores como la estacionalidad, la escasez o abundancia relati-

va del producto en un área geográfica determinada o los precios de los productos sustitutivos determinan las oscilaciones. Además, el precio que pagan los consumidores incorpora una carga impositiva que puede llegar hasta el 70 por cien del precio final.

Los mercados gasistas se configuran como mercados nacionales y regionales de distintas características. El transporte de gas, de gran complejidad técnica, elevados costes y poca flexibilidad de destino, explica esta configuración, así como las rígidas relaciones comerciales basadas en contratos a largo plazo que dominan el comercio internacional de gas. Los precios de estos contratos responden no solo a la necesidad de hacer viables los proyectos de inversión, sino también a que los precios sean competitivos con respecto a otras energías alternativas. No son, pues, precios que reflejen los costes de producción.

Los mercados eléctricos son, en algunos casos, de ámbito nacional, pero en su mayoría son o están evolucionando hacia mercados regionales. Las tendencias liberalizadoras han configurando mercados eléctricos competitivos, en el caso español de tipo marginalista. Las

diferentes características técnicas y económicas de las diferentes tecnologías con las que se genera la electricidad son las que finalmente van a determinar los precios en el mercado.

Tanto el mercado minorista de gas como el de electricidad se encuentran totalmente liberalizados. Sin embargo, para determinados consumidores, fundamentalmente los consumidores domésticos, la normativa permite elegir entre acudir al mercado libre o ser suministrados por un comercializador de último recurso a un precio regulado denominado tarifa de último recurso (TUR). Una parte del precio del gas y de la electricidad se fija administrativamente para remunerar las actividades necesarias para el suministro que por sus características han permanecido bajo regulación y que pagan todos los consumidores por igual, independientemente de la modalidad de suministro por la que hayan optado. Es fundamental para la estabilidad del sistema retributivo que el precio final que pagan los consumidores sea suficiente para cubrir los costes y evitar así el surgimiento de déficits y los problemas asociados a su financiación. ☉

Maria Teresa Costa Campi. Catedrática de Economía Aplicada de la Universidad de Barcelona.

Nuria Alonso-Borrego. Economista (Madrid).

«EL AUMENTO DE PRECIO
DE LOS PRODUCTOS
ENERGÉTICOS ALTERA LOS
COSTES DE LAS EMPRESAS»



La formación de los precios en los mercados energéticos

Maria Teresa Costa Campi
Catedrática de Economía Aplicada
Universidad de Barcelona
Ex Presidenta CNE (2005-2011)

Nuria Alonso-Borrego
Economista

El artículo se centra en el estudio de los efectos derivados de un aumento de los precios energéticos y en la formación de los precios en los diferentes mercados energéticos, teniendo en cuenta su dimensión, funcionamiento y modelos de ajuste. En las conclusiones se sostiene la existencia de una relación entre estructura de mercado y precios, la necesidad de que los precios de la energía cubran sus costes y las mejoras que se derivan de la integración fijada para 2014 del mercado eléctrico europeo.

Efectos económicos

La práctica totalidad de las actividades están vinculadas al consumo energético, lo que convierte a la energía en un bien esencial y escaso para la sociedad, razón por la que toda incidencia que afecte al suministro de energía o a sus precios tiene consecuencias relevantes en la economía. Diversos factores como el grado de dependencia energética del país, su estructura productiva o la fase del ciclo económico determinan la importancia del impacto.

La asociación entre magnitudes energéticas y económicas permite analizar la dimensión de sus efectos en términos de crecimiento, competitividad y precios. Así cabe mencionar como indicadores más utilizados la relación entre consumo energético y Producto Interior Bruto (PIB), el consumo de energía primaria como indicador adelantado de crecimiento económico o la intensidad energética.

Desde un punto de vista microeconómico, toda función de producción y de costes incorpora la energía como factor de producción. Un aumento de los precios de los productos energéticos altera los costes de las empresas, por lo que si éstas quieren mantener sus márgenes de beneficios, tendrán que trasladar dicho aumento de costes a los precios finales. La decisión o la capacidad de trasladar un aumento de costes, total o parcialmente, a los precios dependen de múltiples factores entre los que cabe mencionar la estructura del mercado, su eficiencia y competitividad y la elasticidad de la demanda.

Desde una aproximación macroeconómica, cabe destacar que toda variación de los precios de los productos energéticos ocasiona efectos significativos sobre la inflación y, en consecuencia, sobre el conjunto de la actividad económica, afectando a su posición competitiva. Especial incidencia tienen los precios del petróleo, dada la gran importancia que tiene el petróleo para el funcionamiento de nuestras economías, cuyas

alteraciones son origen de abundantes y profundas perturbaciones que afectan a la estabilidad de la economía mundial. La dimensión de su impacto varía en función de la dependencia energética y de las necesidades de importación de los mercados nacionales. La composición del consumo privado y del sistema productivo, así como, el tipo de cambio frente al dólar explican el tamaño del efecto inflacionario derivado de un aumento de los precios del crudo.

Mercados de petróleo, mercados globales...

Los precios del crudo, muy sensibles a acontecimientos de tipo geopolítico y económico, se determinan en los mercados internacionales. En relación a la oferta de crudo, es necesario distinguir entre la oferta proveniente de países OPEP y de países no-OPEP. La OPEP actúa como un cartel, y aunque en la actualidad los precios del petróleo, tanto OPEP como no-OPEP, se determinan en los mercados internacionales, las estrategias coordinadas de oferta de la OPEP mediante las que establecen las cuotas de producción de cada uno de sus miembros, condicionan en buena parte la oferta disponible, afectando indirectamente al precio.

Hay una enorme variedad de crudos que difieren en sus características tanto físicas como químicas. Así, la densidad del crudo, su contenido en azufre, el perfil de destilación o su localización geográfica son variables que influyen en el precio.

A pesar de la enorme diversidad de crudos, existen fundamentalmente dos crudos de referencia relevantes, el Brent y el WTI. En función de los precios de estos crudos, se establecen los precios de cualquier variedad de crudo mediante la adición a los mismos de una prima o un descuento en función de la diferencia de calidad con respecto al crudo de referencia.

El cincuenta por cien de las transacciones de petróleo se realiza en el mercado spot y el otro cincuenta por cien en los mercados de futuros y *forward*, que surgieron con la finalidad de cubrir los riesgos derivados de la variación de los precios del petróleo. Estos mercados han experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años. Los mercados spot y los mercados a plazo interactúan en la fijación de precios del crudo, teniendo cada vez mayor importancia en la determinación del precio el mercado de futuros por ser el que proporciona señales de precio más inmediatas.

Desde un punto de vista teórico, existen distintos enfoques para explicar el precio del crudo y los factores que determinan su evolución. Explicar cada uno de ellos excede del alcance de este trabajo pero parece interesante, al menos dejar apuntados los principales modelos. En los años setenta y ochenta, los enfoques de carácter estructural se centraban en la naturaleza del crudo como recurso agotable y en el modus operandi de la OPEP. Con posterioridad, dominaron los modelos basados en la interacción de oferta y demanda que incorporaban la evolución de los inventarios comerciales como variable clave en los modelos de predicción. En los últimos años, las materias primas han adquirido características de “activo de inversión” y a los factores fundamentales de la oferta y la demanda, se han incorporado factores financieros, siendo cada vez más relevante el papel de las expectativas, muy volátiles, en la determinación del precio¹.

¹ Véase, *Los nuevos mercados energéticos. Fundación de Estudios Financieros. 2011. Capítulo 2. Análisis del precio del petróleo: de los fundamentos a las expectativas de los mercados financieros.*

Los principales productos derivados del petróleo, gasolinas, gasóleos, y fuelóleos, cotizan en sus propios mercados internacionales. Las variables que condicionan sus curvas de oferta y demanda, no son exactamente las mismas que las del petróleo, por lo que sus precios no necesariamente evolucionan paralelamente a las cotizaciones del crudo. Factores como la estacionalidad, la escasez o abundancia relativa del producto en un área geográfica determinada o los precios de los productos sustitutivos determinan sus oscilaciones. Al igual que en el caso del crudo, sus derivados se negocian sobre cotizaciones de referencia.

El precio final que pagan los consumidores incorpora una importante carga impositiva que puede llegar a alcanzar hasta el 70 por cien² del precio final.

Mercados gasistas, mercados regionales...

A diferencia del mercado del petróleo, los mercados gasistas no se configuran como un mercado global sino que se organizan en mercados nacionales y regionales de distintas características. Sin embargo, el desarrollo de los mercados de GNL (Gas Natural Licuado), que permite el transporte de gas a largas distancias, y los desarrollos tecnológicos que han hecho posible la construcción de gaseoductos en zonas dónde antes no eran técnicamente viables, están favoreciendo el aumento de los intercambios internacionales lo que contribuye a que los mercados de gas estén evolucionando hacia mercados cada vez más globales.

El transporte de gas presenta gran complejidad técnica y elevados costes, muy superiores a los del petróleo. Además, requiere de la construcción de infraestructuras específicas, como son los gaseoductos con elevados costes hundidos y muy poca flexibilidad de destino. Esto explica la configuración regional de los mercados y las rígidas relaciones comerciales basadas en contratos a largo plazo, fórmula que permite recuperar los costes de las inversiones realizadas y financiar las futuras, con duraciones de 20 años o incluso más, que incorporan estrictas cláusulas de retirada y destino del gas.

Los precios de estos contratos responden no sólo a la necesidad de hacer viables los proyectos de inversión sino también a que los precios sean competitivos con respecto a otras energías alternativas, no siendo precios que reflejen los costes de producción. Estos precios suelen estar indexados a los precios de los productos potencialmente sustitutivos como son la cotización internacional del petróleo (Brent), los precios de sus derivados (fuelóleos o gasóleos), el precio del carbón o incluso el precio de la electricidad en los mercados organizados.

En la UE, el ochenta por cien³ de las importaciones están sujetas a este tipo de contratos a largo plazo. Estos contratos si bien tienen como inconveniente la falta de transparencia presentan la ventaja de garantizar la seguridad de suministro.

² *Evolution of oil and petroleum product prices and taxation levels during the year 2008 in the European Union. Market Observatory for Energy. Precios enero 2009. Página 8*

³ *Análisis comparativo de los mercados internacionales de gas. Tendencias internacionales y mejores prácticas que pudieran ser aplicables al mercado español de gas natural. CNE Dirección de Gas. Febrero 2009. Página 13. Web: CNE*

El importante crecimiento de los intercambios de GNL en los últimos años y la eliminación de las cláusulas de destino han facilitado el surgimiento de los mercados spot. Por su parte, el avance en el proceso de liberalización de los mercados de gas en diversos países, como es el caso de los Estados Miembros de la Unión Europea, contribuye al desarrollo de estos mercados y a una mejora en la transparencia de los precios y volúmenes intercambiados.

En cuanto a los mercados minoristas de gas en España, cabe señalar que desde julio de 2008, todos los consumidores han pasado a ser considerados consumidores en el mercado libre a todos los efectos. Sin embargo, para determinados consumidores⁴, la nueva normativa⁵ permite elegir entre acudir al mercado libre o ser suministrados por un comercializador de último recurso a un precio regulado denominado Tarifa de Último Recurso⁶ (TUR).

La TUR se actualiza trimestralmente e incluye, de forma aditiva, el coste del gas (coste de materia prima), los peajes de acceso y los costes de la actividad de comercialización. El coste de la materia primera incorporado a la TUR se calcula a partir del precio resultante de las subastas semestrales de gas de invierno y de gas de base con referencias internacionales⁷.

Los peajes de acceso, los pagan todos los consumidores, independientemente de que adquieran la energía en el mercado libre o estén acogidos a la TUR. Su finalidad es retribuir las actividades necesarias para el suministro de gas que por sus características han permanecido reguladas como son las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte, distribución y gestión técnica del sistema. En el caso de la TUR el coste de la actividad de comercialización también será determinado administrativamente.

El precio final que pagan los consumidores por el suministro de gas es la suma del precio del gas, que en el caso de los clientes en el mercado libre será libremente pactado entre las partes y en el caso de la TUR el resultado de aplicar las fórmulas establecidas para el cálculo del coste de aprovisionamiento y los peajes y cánones que por sus características de consumo les correspondan⁸. La posible aparición de un déficit estructural⁹ puede poner en peligro la estabilidad del sistema retributivo, por lo que es vital el establecimiento de peajes y cánones que logren la suficiencia tarifaria y eviten la acumulación de déficit y los problemas derivados de su financiación.

⁴ *En el caso español aquellos conectados a presión inferior a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh*

⁵ *Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, traspuesta al ordenamiento jurídico español mediante la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos*

⁶ *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*

⁷ *Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio modificada por la Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio*

⁸ *El precio final se encuentra gravado por el IVA al tipo general del 18 por cien.*

⁹ *El informe de tarifas de gas de la CNE de 28 de diciembre de 2011 estima, que dados los ingresos y costes previstos por la Comisión, el déficit de las actividades reguladas podría alcanzar los 511,9 M€ en 2012.*

Mercados eléctricos, mercados regionales...

Los mercados eléctricos son, en algunos casos, de ámbito nacional pero en su mayoría son o están evolucionando, hacia mercados regionales. Un ejemplo de esta evolución son los mercados eléctricos de los Estados Miembros de la Unión Europea, en donde ya existen diferentes mercados regionales, como es el caso del MIBEL entre España y Portugal y se está trabajando en la creación de un mercado interior europeo que previsiblemente será realidad en el año 2014.

La electricidad tiene una serie de peculiaridades que condiciona el diseño de sus mercados. Una primera característica esencial es que la electricidad no es almacenable lo que obliga a generar en cada momento la energía que se consume. Una segunda característica es que se produce a partir de diferentes tecnologías que convierten la energía primaria (carbón, gas, viento, etc.) en electricidad con distintas estructuras de costes y diferentes respuestas técnicas.

El mercado mayorista de electricidad está compuesto, a su vez, por diferentes mercados que permiten contratar la electricidad a distintos plazos. Así, cabe referirse a los mercados a plazo gestionados por el Operador de Mercado Polo Portugués (OMIP), los mercados de contratación bilateral y OTC, Mercado Diario y Mercado Intradía, gestionados ambos por el Operador de Mercado Polo Español (OMIE) y los servicios de ajuste del sistema gestionados por el Gestor Técnico del Sistema (Red Eléctrica, REE) cuya finalidad es realizar sobre la casación puramente económica del mercado los ajustes necesarios para hacer el programa de despacho técnicamente viable.

El mercado de producción en España está formado por una parte organizada y otra no organizada¹⁰ (bilaterales físicos). La mayor parte de la energía se negocia en el Mercado Diario gestionado por OMIE, mercado spot en el que se negocia la energía para cada una de las 24 horas del día siguiente (D-1). El mercado diario español es un mercado marginalista en el que todas las unidades que resultan casadas cobran el precio de la última unidad casada necesaria para cubrir la demanda o precio marginal independientemente del precio al que hayan realizado sus ofertas. El Mercado Intradía es un mercado de ajustes que se celebra el mismo día del despacho de la energía en el que los agentes, más cerca del tiempo real y con información más precisa, pueden ajustar sus posiciones. Sobre los programas resultantes de las casaciones en los Mercado Diario e Intradía, el Operador del Sistema realizará las modificaciones necesarias para que los programas resultantes sean técnicamente viables.

El precio final del mercado mayorista será el resultado de añadir al precio del Mercado Diario, principal componente del precio, el resultado del Mercado Intradía y todos los costes incurridos por el Operador del Sistema para la provisión de los servicios de ajuste del sistema.

Por su parte, los mercados a plazo también están formados por una parte organizada, gestionada por OMIP, y otra no organizada (contratación OTC). Los mercados a plazo tienen dos funciones fundamentales que son la cobertura de riesgos asociada a la volatilidad de precios en el mercado *spot* y la formación de precios, “al

¹⁰En septiembre de 2011, un 58% de la contratación se hacía en el mercado organizado y el 42% restante mediante contratos bilaterales físicos. El volumen de contratos bilaterales, no su precio, se informa a OMIE, para la elaboración del Programa Diario Base.

aglutinar a diferentes tipos de agentes que negocian en función de sus expectativas de precios, lo que permite agregar información, de forma que generan señales de precios futuros”¹¹. Además, permiten mitigar el poder de mercado, cuestión importante en el caso de los mercados eléctricos en los que tradicionalmente ha existido un importante nivel de concentración en la actividad de generación. Esta mitigación del poder de mercado “está ligada a la reducción de la capacidad libre para ser ofrecida en el mercado spot (reduciendo así el incentivo al abuso de posición dominante en dicho mercado) y a la posibilidad de permitir la competencia de nuevos entrantes; esta última posibilidad, sin embargo, exige la contratación a plazos superiores al “lead time” de la inversión en una nueva central, superior a los tres años”¹².

En cuanto al mercado minorista de electricidad en España, desde julio de 2009¹³ los consumidores se encuentran a todos los efectos en el mercado libre. Para un determinado grupo de clientes¹⁴, prácticamente todos los clientes domésticos, se establece la posibilidad de elegir entre acudir al mercado libre o acogerse a la Tarifa de Último Recurso¹⁵ (TUR) que incluye de forma aditiva, el coste de producción de energía eléctrica, determinado trimestralmente a través de un mecanismo de mercado a plazo que son las subastas CESUR, los correspondientes peajes de acceso¹⁶ y los costes de comercialización, fijados éstos dos últimos administrativamente¹⁷. Los consumidores que acuden al mercado libre pagan por la electricidad el precio libremente pactado con un comercializador al que habrá que añadir los peajes de acceso, que serán iguales a los que pagan los clientes acogidos a la TUR.

Desde el año 2000, los ingresos han sido insuficientes para cubrir los costes, es decir, los precios finales de la electricidad se han situado por debajo del coste del suministro generándose lo que se conoce como déficit tarifario. Los peajes se establecen en función de estimaciones. Si los errores de estimación son absorbidos en la revisión de peajes del ejercicio siguiente, el déficit tiene carácter puramente coyuntural. Si por el contrario como ha ocurrido, se lamina en varios periodos para evitar incrementos elevados de los peajes, el déficit toma un carácter estructural y genera la necesidad de crear mecanismos que permitan su financiación. El desfase entre ingresos y costes de las actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda del sistema estimada en torno a 21.828 M€ a 31 de diciembre de 2011¹⁸, cantidad que parece va a

¹¹ Más información Martín Martínez, M.J. y Villaplana Conde, P. en *Tratado de regulación del sector Eléctrico dirigido por Fernando Becker y otros (2009). Tomo II. Capítulo 15. Página 440*

¹² Más información Aranzadi Martínez, C. en *Tratado de regulación del sector Eléctrico dirigido por Fernando Becker y otros (2009). Tomo II. Capítulo 4. Página 106*

¹³ *Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, traspuesta al ordenamiento jurídico español mediante la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*

¹⁴ *Consumidores conectados en baja tensión con potencias contratadas iguales o inferiores a 10 kW*

¹⁵ *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*

¹⁶ *Los peajes incluyen un conjunto de conceptos entre los que, por su cuantía, destacan la retribución de las redes de transporte y distribución y la prima que recibe el Régimen Especial.*

¹⁷ *El precio final que pagan los consumidores por la electricidad se obtiene añadiendo el impuesto sobre electricidad (IE) cuyo tipo impositivo es del 4,864 por cien y el IVA al tipo general del 18 por cien.*

¹⁸ *No incluye 1.500 millones de déficit de 2012*

aumentar considerablemente en 2012¹⁹. El establecimiento de unos precios suficientes para cubrir los costes regulados es fundamental para la estabilidad del sistema retributivo²⁰. En la hipótesis de que una solución aditiva, que supone el aumento del precio de la electricidad, no fuera contemplada, será absolutamente necesario eliminar aquellos pagos incorporados en los peajes que no se corresponden con el concepto originario de esta rúbrica y, a su vez, revisar la regulación del mercado spot, de las subastas CESUR y el mecanismo de titulización - más costoso que la Deuda Pública-. La eliminación de cargas regulatorias en ambos componentes, coste de la energía y peaje, redundará en beneficio del consumidor.

Conclusiones

A lo largo de este artículo se ha tratado de exponer cuál es el impacto que tienen los precios de la energía en la economía y cómo se forman en los distintos mercados.

Toda incidencia que afecta a los precios de la energía tiene consecuencias sobre la inflación y sobre el conjunto de la actividad económica, afectando a la posición competitiva del país. La importancia del impacto va a depender de factores como la dependencia energética de un país, su estructura productiva o la fase del ciclo. La formación de los precios de la energía está muy relacionada con la estructura de sus mercados. Los mercados de petróleo son mercados internacionales muy sensibles a acontecimientos de tipo económico y geopolítico y en el que las expectativas juegan un papel cada vez más importante. Los mercados gasistas, por su parte, tienen una configuración regional y la mayor parte de las transacciones se producen en mercados muy opacos, con contratos a largo plazo, muy poco flexibles y con precios indexados, en muchos casos, a los productos petrolíferos. Por su parte, los mercados eléctricos se configuran como mercados competitivos, en su mayoría de ámbito nacional o regional. Una parte del precio del gas y de la electricidad, se fija administrativamente para remunerar las actividades necesarias para el suministro que por sus características han permanecido bajo regulación. Es fundamental para la estabilidad del sistema retributivo, que el precio final que pagan los consumidores sea suficiente para cubrir los costes y evitar así el surgimiento de déficits y los problemas asociados a su financiación.

¹⁹ Informe 39/2011 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del Régimen Especial. 28 de diciembre de 2011. Página 8

²⁰ El déficit es uno de los principales problemas a los que se enfrenta en estos momentos el sector eléctrico en España. Por un lado, las empresas se ven obligadas a financiar el déficit con lo que posponen el ingreso de la retribución que les corresponde por el desarrollo de actividades reguladas. Por su parte, los consumidores de hoy no pagan el coste real de la energía que consumen y son subsidiados por los consumidores futuros.

Base documental

ÁLVAREZ, J., e I. SÁNCHEZ (2007). «El efecto de las variaciones del precio del petróleo sobre la inflación española». Banco de España Boletín Económico, diciembre.

ÁLVAREZ, L. J., S. HURTADO, I. SÁNCHEZ y C. THOMAS (2009). «Una aproximación al impacto del precio del petróleo sobre la economía española y la de la zona del euro». Banco de España. Boletín Económico, marzo.

BP (2011): Statistical Review of World Energy. June 2011

BP (2012): Energy Outlook 2030 booklet. London, January 2012

CNE (2010): Nota informativa sobre la estimación del déficit tarifario a 31 de diciembre de 2009. Documento electrónico. Web CNE.

CNE (2011): Información básica de los sectores de la energía 2010. Documento electrónico. Web CNE.

CNE (2011): Informe 39/2011 de la CNE sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones, de 28 de diciembre de 2011. Documento electrónico. Web CNE.

CNE (2011): Informe 40/2011 de la CNE sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2012. Documento electrónico. Web CNE.

CNE (2010): Informe anual de la CNE a la Comisión Europea 2010. Web CNE

CNE (2011): Informe mensual de supervisión del mercado mayorista de gas. Septiembre 2011. Documento electrónico. Web CNE.

Editorial Aranzadi (2009). *Tratado de la Regulación del Sector Eléctrico. Tomo II. Aspectos Económicos.*

Fundación de Estudios Financieros (2011): *Los nuevos mercados energéticos.*

International Energy Agency (2011): World Energy Outlook 2011

Market Observatory for Energy (2009): Evolution of Oil and Petroleum product prices and taxation levels during the year 2008 in the European Union.

MIBEL: Boletín Mensual del MIBEL, Noviembre 2010. Web MIBEL.

MIBEL: Boletín Mensual del MIBEL, Septiembre 2011. Web MIBEL.

Normativa

Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural

Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE

Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos

Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos

Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico

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

Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio modificada por la Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio

Más información:

www.bp.com

www.cedigaz.org

www.cne.es

www.enagas.es

www.fundacionenergia.es

www.iea.org

www.mibel.com

www.omel.es

www.omip.pt

www.realinstitutoelcano.org

www.ree.es

www.sedigas.es