

**REFLEXIONES EN TORNO AL MECANISMO DE COMERCIALIZACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO BRITÁNICO, DESPUÉS DE LA REFORMA DE 2001**

**CONSIDERATIONS ON THE COMMERCIALISATION MECHANISMS ON THE BRITISH ELECTRICITY MARKET AFTER THE 2001 REFORMS**

(Recibido el 28 de noviembre de 2014 - Aprobado el 20 de marzo de 2015)

**PhD. Gabriel Jaime Correa-Henao**  
**Fundación Universitaria Luis Amigó,**

*Docente investigador Facultad de Ingenierías, Medellín-Colombia*  
*gabriel.correahe@amigo.edu.co*

**Resumen.** La experiencia acumulada por el Reino Unido en la estructuración de un mercado eléctrico competitivo, confiable, seguro y equitativo para todos los clientes, se ha convertido en un ejemplo a seguir por parte de otros países, no sólo en Europa, sino también en América Latina. La motivación para realizar este análisis del mercado británico de electricidad, se remonta a los estudios previos que tuvieron lugar en la eliminación de monopolios energéticos, y el impacto positivo que dicha acción tuvo en el suministro de energía eléctrica, en países latinoamericanos, como Colombia y Brasil, y por supuesto, la emulación del modelo británico, en países europeos, como en el caso de la península ibérica, los países bajos, y los países nórdicos, que redundan en un modelo de operación eficiente, confiable y económico, donde el consumidor puede beneficiarse de estas ventajas. En términos generales, las reformas introducidas en estos países fueron el resultado de la motivación para desregularizar o para reestructurar la industria eléctrica, en procura de facilitar la competencia, la cual se mira como el medio para alcanzar los mayores logros de eficiencia.

**Palabras clave:** mercados energéticos; NETA; contratos bilaterales; operador de mercado; regulación.

**Abstract.** The experience gained by the UK in structuring a competitive, reliable, secure and equitable electricity market for all customers, has become an example to follow by other countries, not only in Europe but also in Latin America. The motivation for this analysis of the British electricity market goes back to the previous studies that took place in eliminating energy monopolies, as well as the positive impact that such action has conformed for power supply in Latin American countries like Colombia and Brazil. The emulation of the British model, in European countries, as it is the case of the Iberian Peninsula, the Netherlands, and Nordic countries, resulting in a model of efficiency, reliability and economic operation, where the consumer has benefited from these advantages. Overall, reforms in these countries were the result of motivation to deregulate or to restructure the electricity industry, seeking to facilitate competition, which regards as the means to achieve greater efficiency.

**Keywords:** energy markets; NETA; bilateral contracts; market operator; regulation.

## 1. INTRODUCCIÓN

La operación y ejecución del mercado de energía eléctrica, requiere alta capacidad técnica, redes de transmisión y de distribución muy confiables, así como redundancia en el sistema eléctrico, para garantizar de esta manera, la estabilidad y sincronía del sistema eléctrico.

A esto se suma el requerimiento que todos los generadores (Incluyendo los de régimen especial), puedan ubicar su generación eléctrica en el sistema.

En consecuencia, hay que reconocer el mérito que tienen los británicos en su decisión de transformar los monopolios naturales que dominaban el mercado de energía (Generación, Transmisión, Distribución,

Comercialización), y convertirse en uno de los pocos países del mundo que para entonces permitió la competencia en la electricidad, al comienzo de la década de los 90's, con el concepto del Pool Market o Bolsa de Energía, y la desintegración vertical de los agentes eléctricos.

Nuevamente los británicos se anotaron un nuevo mérito, al atreverse a reformar una vez más el mercado eléctrico; de esta manera, se pretendió corregir las posiciones de dominio por parte de los ofertantes de energía, al comienzo del siglo XXI, mediante la consolidación del NETA. La operación de este tipo de mercado, donde los mismos generadores despachan su energía (Por estar sujetos a contrato bilaterales), exige una infraestructura eléctrica muy robusta y confiable, además de tecnología especializada para operar dicho sistema. En ese sentido, es probable que la emulación de un modelo como este, sea difícil de implementar en otros países interesados en ampliar el marco competitivo de sus agentes, dados los altos requerimientos técnicos exigidos.

No se puede desconocer el inmenso beneficio de contar con un mercado eléctrico competitivo, donde no intervenga monopolios naturales, o “campeones nacionales”, pues de esta manera se imponen los conceptos de buen servicio al cliente, estabilidad, operación costo-efectiva del sistema y se impulsan las inversiones en mantenimiento y expansión del mismo. Sin embargo, en un concepto personal, tratándose de un sector estratégico para el desarrollo económico de cualquier país, el Estado no puede ceder completamente el control del sistema eléctrico, a los inversionistas privados.

De ahí la necesidad de mantener los mecanismos de regulación, al igual que mantener inversiones estratégicas (Esto es especialmente cierto en Inglaterra, donde el Estado mantiene participación en los generadores con Energía Nuclear).

En este trabajo se presenta la estructuración del mercado británico, en especial la última reforma que creó el NETA, a partir del 2001, con una recopilación bibliográfica que puede ser utilidad para consultas en futuros trabajos. Igualmente, se describe el mecanismo de operación y comercialización, aunque no se explican en profundidad los mecanismos de balance.

Los capítulos finales, y las conclusiones de esta contribución técnica, reflejan algunas opiniones y conceptos, referidas a la reforma británica.

## **2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN EL REINO UNIDO**

El Reino Unido ofrece un interesante caso de estudio dentro de la desregulación y liberalización del sector eléctrico en el mundo, pues fue uno de los primeros países en privatizar sus empresas y en tener un mercado de electricidad. Dicho mercado ha sido imitado por muchos países y fue reformado radicalmente en el año 2001.

En el marco de la liberalización de los mercados, varios países han presenciado la transformación del sector eléctrico, desde una estructura en la cual el Estado era el gran actor del sector, hasta una nueva estructura liberalizada, en la cual se definen los roles del Estado y de la inversión privada.

El Reino Unido fue uno de los países pioneros en la liberalización del sector eléctrico, adaptando un modelo cuya estructura sería tomada luego por otros países en Europa y América Latina, durante la década de los 90's. Sin embargo, dicho esquema fue reformado posteriormente (Sweeting, 2004).

En el nuevo modelo de venta y compra de energía eléctrica, se pretende implementar un modelo con regulación, pero donde se promueva la competencia entre agentes del Mercado. Por su magnitud y alcance, la liberalización de esta industria, a la cual también se denomina desregulación, se ha convertido en un reto para los gobiernos y agentes del sector.

En los procesos de liberalización del sector eléctrico, los proponentes de la reforma han tenido como prioridad aumentar el número de competidores para alcanzar una mejor aproximación a un mercado competitivo, en el cual existan incentivos para nuevas inversiones y el desarrollo de nuevas tecnologías (Roques, Newberry, & Nutall, 2005).

Lo anterior ha dado paso a la creación de nuevas empresas y a la introducción de la competencia en los sectores donde es posible desarrollarla, dinamizando así los mercados y favoreciendo a los consumidores, que en muchos casos han visto bajar los precios y ven incrementado el número de proveedores potenciales de sus servicios (Madlener & Kaufmann, 2008).

Los diferentes componentes de los mercados eléctricos liberalizados presentan relaciones como las mostradas en la Figura 1. Allí se indica como se ha creado la competencia en los sectores de la cadena

donde es posible obtenerla, tales como la comercialización y generación, y se mantienen como monopolio natural la transmisión y distribución (Yusta, 2014).

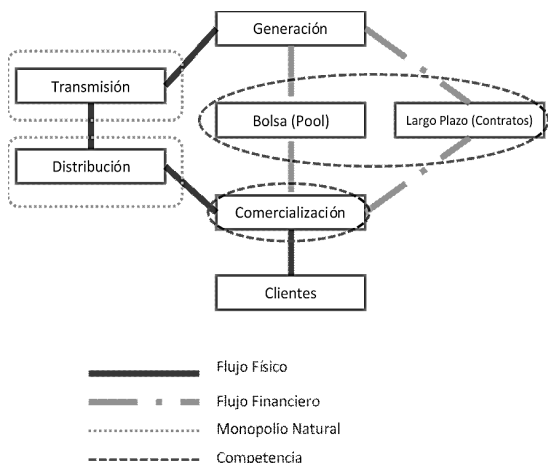


Figura 1. Relación de los Componentes del Mercado Eléctrico (Yusta, 2014)

Debido a la interacción de los mercados de gas y de la electricidad, en 1999 se fusionaron los entes reguladores OFFER y OFGAS, y se creó OFGEM (Oficina para los Mercados de Electricidad y Gas), el cual es el regulador actual, y cuyas funciones se explicarán más adelante.

Ahora se enunciarán las razones que motivaron la desaparición del Pool. Un aspecto que cobra relevancia en los mercados, es que para que exista la competencia deben existir un número de competidores participando activamente.

La Figura 2 muestra el índice de concentración, HHI, para la capacidad de generación y la fijación del Precio Marginal del Sistema (SMP) desde la reestructuración hasta el año 2000 (OFGEM, 2008a).

Al principio, los dos ítem evaluados se ven altamente concentrados, reflejando el hecho de que la generación era básicamente un triopolio y la planta que fijaba el SMP era casi un duopolio (en los primeros cinco años del Pool, los agentes generadores National Power y Powergen fijaron el SMP el 90% de las veces), luego empiezan a disminuir debido a las nuevas entradas, a las desinversiones forzadas y al cierre de algunas plantas (Franco-Cardona, 2002).

Se puede ver que la generación era realizada por tres compañías, dos de ellas National Power y PowerGen, que fueron las dominadoras por mucho tiempo en el mercado, pero fueron perdiendo

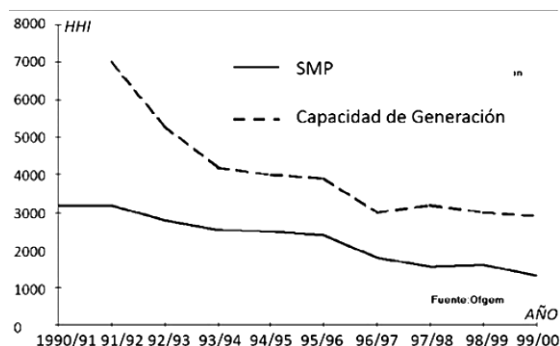


Figura 2. Herfindahl-Hirschman Index (HHI) en el mercado eléctrico inglés, para la Capacidad De Generación y Fijación del SMP (OFGEM, 2008a)

mercado por las condiciones de la libre competencia y, en algunos casos, tuvieron que vender plantas por exigencias del regulador (Vélez-Henao, 2004).

Además de la concentración de la industria de la generación, en la revisión al mercado que realizó la Oficina de regulación de electricidad para el Reino Unido en 1998, se encontró lo siguiente (OFGEM, 2008a, 2008b):

- Aunque los costos de generación habían bajado en gran medida desde 1990, los precios ofertados por los generadores eran semejantes. Se concluyó que existía poder de mercado a expensas de los clientes, permitiendo a todos los generadores recibir un precio que era fijado en su mayoría por unos pocos.
- Los precios durante el pool, fueron más altos que los que habrían sido en un mercado más competitivo, es posible que este fenómeno haya incentivado nuevas entradas a productos sustitutos, principalmente al gas.
- Tener un único precio no permitía a la demanda participar activamente, además la escasez de competencia en la fijación del precio del Pool inhibió el desarrollo de mercados de derivados y redujo la liquidez en los mercados de contratos.
- El pago por capacidad, que fue diseñado para dar señales de corto y largo plazo de requerimientos de capacidad, no funcionó como se esperaba, ya que pudo ser manipulado por los generadores.
- La interacción de los mercados de electricidad y gas ocasionó inconvenientes, ya que en algunos casos los generadores no miraban las consecuencias de retirarse del Pool si le era más atractivo vender en el mercado del gas, además no existía un compromiso de algunos generadores y consumidores respecto a las cantidades de consumo y generación de electricidad.

- El Pool no reconocía completamente los beneficios de la capacidad flexible (generación con plantas que pueden ajustar su salida rápidamente) (Madlener & Kaufmann, 2008).

### **3. ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD**

En 1989, el Reino Unido reestructura el sector eléctrico buscando estimular la competencia en los sectores de comercialización y generación, y crea para esto un mercado de corto plazo o Pool de electricidad. Entre los años 1990 y 1991, la actividad de generación de electricidad fue reestructurada, dividiendo la empresa de servicios públicos, Central Electricity Generation Board (CEGB), en dos compañías privadas, National Power y Powergen, junto con una empresa pública de generación nuclear. Las 12 compañías de distribución regional, fueron privatizadas para permitir la competencia en la compra de electricidad a las compañías generadoras y fue creada la compañía de transmisión National Grid Company (NGC), la cual además tenía la responsabilidad de asegurar el despacho y la operación del Pool o bolsa de electricidad, donde se vendía y compraba electricidad (NGET, 2008).

Posteriormente, entre los años 1998 y 1999, decide revisarlo y propone un nuevo esquema para las transacciones de electricidad, denominado NETA, de sus siglas New Electricity Trading Arrangement, el cual entra en funcionamiento a partir del año 2001 (Haker & Waddams, 2006).

Adicionalmente, el Reino Unido, incluido Gales, Escocia e Inglaterra, se preparó la integración hacia un solo mercado denominado BETTA (British Electricity Trading and Transmisión Arrangements) el cual inició operaciones el 1° de Abril de 2005 (NGET, 2008).

Antes de la liberalización, el Estado determinaba el precio al cual los generadores debían vender la electricidad que era demandada. Dicho precio era fijado al valor en el que los generadores podían recuperar sus costos, y los consumidores eran tomadores de precios y consumían la cantidad que preferían. Antes de 1990, prevaleció la figura de monopolio natural por parte de compañías estatales de suministro de electricidad, las cuales estuvieron integradas verticalmente (Generación, Transmisión, Distribución y Venta).

Como se mencionó anteriormente, la estructura y evolución de los mercados eléctricos ha brindado a los agentes diferentes formas o mecanismos de mercado para transar la energía, según lo que se

pretenda o según las regulaciones establecidas en cada país. En general, existen tres tipos de mercados para transar electricidad (Madlener & Kaufmann, 2008): El mercado Spot o de corto plazo, los Forwards físicos o Mercados bilaterales, y los Forwards financieros o mercados de futuros (Roques et al., 2005; Vélez-Henao, 2004). A continuación se explican brevemente las principales características de cada uno de ellos.

#### **3.1 Mercado Físico Spot**

El mercado Spot, o de corto plazo implica entrega física del bien y se desarrolla cerca al tiempo real de la entrega de la electricidad (Vélez-Henao, 2004; Yusta, 2014).

Dentro de este mercado se sitúan los Pool o bolsas de energía. El Pool clásico es cuando los productores y consumidores no interactúan directamente, sino que el operador de mercado optimiza el sistema, de acuerdo a las ofertas presentadas por los productores (ya sea por precio o por costo) asegurándose de cubrir la demanda.

El mercado spot de electricidad es diferente a los demás mercados, ya que la oferta y la demanda deben estar continuamente igualadas para mantener la red en equilibrio, para esto cada generador debe seguir las instrucciones de un despacho central realizado por el operador del sistema.

La competencia en el mercado spot de electricidad ocurre entre los generadores, cuando cada uno de ellos envía precios de oferta a los cuales ellos desean vender la energía y la capacidad disponible a atender. El operador del sistema organiza las ofertas por orden de mérito y junto con el pronóstico de la demanda determina que unidades de generación van a salir despachadas. La demanda no participa activamente en la formación del precio del corto plazo.

#### **3.2 Mercado Físico de Forwards**

El Mercado físico de Forwards, al igual que el mercado spot, implica entrega física del bien (Yusta, 2014). Las transacciones entre las partes ocurren en mercados de intercambio o exchanges, o de manera bilateral. Estos intercambios, utilizan generalmente contratos estandarizados. En este tipo de mercados, se obliga al vendedor (posición corta) a entregar la cantidad de energía en un lugar específico y el comprador la pone en el sitio, por lo que implica adicionalmente la firma de contratos de transmisión (Arnedillo, 2008).

### 3.3 Mercados de Contratos Financieros

Los mercados de contratos financieros no tienen la intención de hacer entrega física del bien. Los contratos financieros se emplean como instrumento de cubrimiento contra cambios en los precios spot o de corto plazo. Pueden ser del tipo forwards, futuros y opciones (Arnedillo, 2008; Vélez-Henao, 2004).

Este tipo de mercado es el que se está dando en los países que suelen tener, por el número de transacciones y solidez, un mercado maduro.

Cabe aclarar que los forwards son contratos para entregar un bien en una fecha futura a un precio determinado, mientras que los futuros son contratos estandarizados, donde todos los términos son fijados desde antes, siendo el precio el único elemento a negociar (Vélez-Henao, 2004).

En los contratos futuros en muchos casos no ocurre la entrega física, y el contrato es cerrado por el comprador o vendedor cerca de la fecha de entrega.

Los contratos de opciones son una forma de negociar más sofisticada, en donde una de las partes en el contrato tiene el derecho mas no la obligación de comprar o vender el activo subyacente, en este caso la electricidad, y la otra parte recibe una prima (Yusta, 2014).

Los agentes lo que buscan al transar electricidad empleando los derivados financieros (opciones y futuros) es protegerse contra el riesgo que implica la volatilidad del precio de la electricidad.

Los contratos físicos tienen una relación directa con el despacho, mientras que los contratos de tipo financiero no intervienen en él, sino que tienen por objeto cubrir el riesgo del cambio de precio de la electricidad en el tiempo (Yusta, 2014).

Ésta introduce riesgo a los generadores, consumidores y comercializadores. En primer lugar, los generadores venden la electricidad en el mercado spot, que es el más volátil, asumiendo el riesgo de que el precio no sea lo suficientemente alto para cubrir los costos. En segundo lugar, los consumidores ven que el precio cambia con las estaciones y las horas del día. Finalmente, los comercializadores venden la energía a un precio fijo y pueden verse expuestos a compras en el mercado spot, que en ocasiones puede estar por encima del precio al cual la vendieron (Vélez-Henao, 2004).

De lo anterior, puede concluirse que los agentes participantes en el mercado deben tomar decisiones sobre las posibilidades en las cuales pueden negociar la electricidad, según la regulación existente, la percepción del riesgo, las expectativas de precios y otros eventos externos que puedan llegar a afectar el mercado y, por ende, la solidez financiera de las empresas.

### 4. DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS GENERADORES

Desde la privatización del sector eléctrico, entre los años 1990 y 2001, como se muestra en la Figura 3, un alto porcentaje de la nueva capacidad instalada se realizó con plantas de turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), llegando a tener el 30% aproximadamente de la capacidad de generación del país en el año 2000. Muchas de las nuevas plantas fueron construidas por medio de los IPPS (Independent Power Producers, o Productores Independientes de Electricidad). Algunos IPPS tienen relación con los RECS (compañías locales de distribución). En este lapso de tiempo las salidas de plantas fueron principalmente las de carbón (Bower, 2002). La fuente nuclear ha sido importante y espera seguir teniendo un porcentaje significativo en la generación de electricidad. A pesar de la crisis que la empresa British Energy, propietaria de este tipo de plantas, el gobierno desea que esta tecnología de generación continúe presente en el país (NGET, 2008).

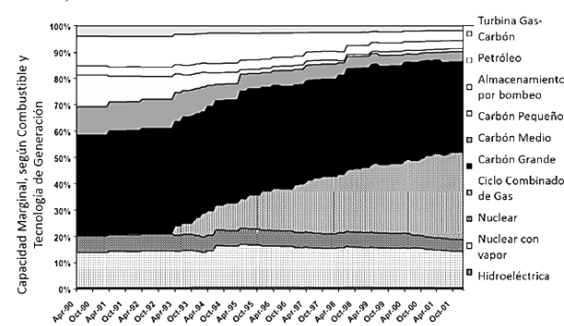


Figura 3. Capacidad de generación en el Reino Unido, por tipo de combustible (Bower, 2002)

El precio de la electricidad en el mercado spot, similar a lo que ocurre con la demanda, tiene un comportamiento estacional, es decir, aumenta en el invierno y debido al alto porcentaje de generación de gas se pudo determinar una relación con el precio del mismo (Bower, 2002).

Es claro que depender de un solo tipo de combustible para generar electricidad no es recomendable para el bien del sector, de ahí el interés del gobierno de



seguir diversificando el portafolio de plantas y evitar la alta dependencia del gas (Arnedillo, 2008). La situación actual de la diversidad de fuentes de energía en generación se pueden apreciar en la Figura 4, (AIE, 2009). En general, la dependencia de la generación con los combustibles como el gas y el carbón es todavía muy grande.

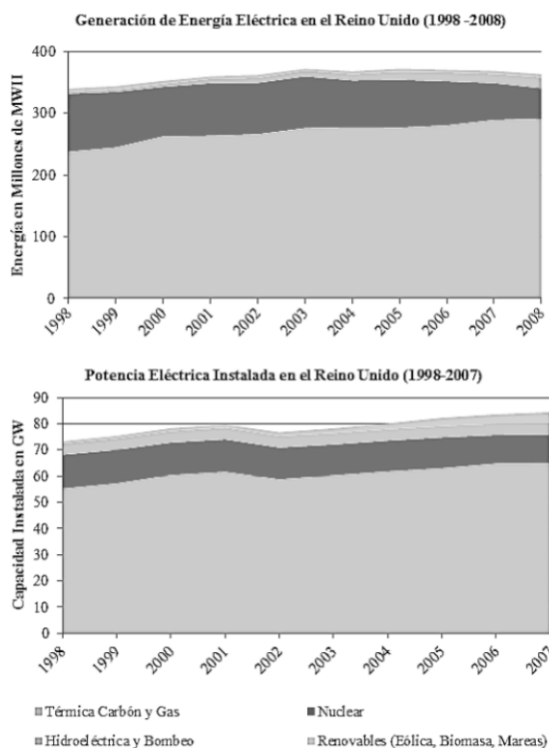


Figura 4: Capacidad instalada y generación por tipo de fuente en el mercado británico (AIE, 2009)

## 5. LA REESTRUCTURACIÓN DEL MERCADO LIBERALIZADO

En el Reino Unido, durante su primera etapa de reestructuración, se pudo establecer que, aunque los costos de producción habían bajado considerablemente, los precios de la electricidad no lo habían hecho en la misma proporción. La demanda aún no jugaba un papel en la determinación del precio. Esta fue una de las razones que motivaron la reforma del mercado en el 2001 y la creación de un nuevo esquema denominado NETA (Giulietti, Grossi, & Waterson, 2011).

A raíz de los problemas encontrados en los mercados de electricidad y la dinámica propia de los mismos, en el mundo se comienza a ver una tendencia hacia mercados más flexibles que incluyen mercados financieros para cubrimiento del riesgo.

Este esquema se basa en reemplazar los Pools, o mercados de bolsa, y forzar la competencia “perfecta” sin la intervención del gobierno. Se establecen mecanismos que combinan los denominados PX, o Power Exchanges que son bolsas electrónicas donde se negocian cantidades estandarizadas de electricidad, los contratos bilaterales de largo plazo y una adición de pequeñas ofertas de corto plazo, todos acoplados por el operador del sistema. Estos mecanismos se explican más adelante en este documento. Se desarrollan mercados para todo tipo de transacciones de productos eléctricos y derivados financieros, y se ofrece a los consumidores mayor participación, permitiéndoles escoger su proveedor (Haker & Waddams, 2006).

Cabe anotar que los nuevos esquemas mantienen un alto porcentaje de sus transacciones en contratos bilaterales, ya sean forwards o futuros, pues el uso de los contratos bilaterales, obligatorios o voluntarios, pueden ser un instrumento importante para reducir el poder de mercado y un buen elemento para que los agentes aseguren parte de sus ingresos futuros (Sweeting, 2004).

Con el fin de ilustrar la situación descrita anteriormente, los generadores, si han contratado suficiente energía desde antes, no ven la necesidad de mantener precios altos en el mercado spot, pues ya la han contratado a un precio diferente. Anticipándose a más competencia (es decir menores precios) en el mercado spot, los generadores también están más propensos a firmar contratos competitivos (Economics, 2007).

Los contratos bilaterales, ya sean físicos o financieros, pueden tener un importante efecto en minimizar el poder de mercado en los sistemas principalmente hidráulicos, como el colombiano. En estos sistemas, los contratos podrían ser de interés dado la alta volatilidad de precios y a que los generadores pueden tener ingresos variables. En el corto plazo, la volatilidad de los ingresos es pequeña, el agua puede ser almacenada y pueden vender su energía; sin embargo, en el mediano plazo los ingresos pueden registrar importantes fluctuaciones. En resumen, los nuevos mercados en su diseño, ofrecen una participación efectiva de la demanda y la competencia a este nivel puede responder a fluctuaciones de precios y ayudar a aliviar el poder de mercado. Las transacciones entre generadores, usuarios finales y otros intermediarios son libres. Los usuarios finales tienen libertad de escoger su proveedor de energía y negociar sus contratos, aunque existe el inconveniente para esto último, de

tener que comprar el medidor de energía, pudiendo resultar más costoso que el ahorro en la cuenta de la electricidad.

### 5.1 El Papel de OFGEM

La Oficina para los Mercados de Gas y la Electricidad (Office of Gas and Electricity Markets - OFGEM), ejecuta las actividades relacionadas como agente regulador y depende de la Autoridad de los Mercados De Gas y Electricidad (GEMA).

OFGEM se formó en 1999, como paso previo a la implementación de la reforma del mercado energético británico. OFGEM resultó de la fusión de la Oficina de regulación de la electricidad (OFFER) y de la Oficina de suministro de gas (OFGAS). Su deber primordial es "promover la elección y valor para todos los clientes de gas y la electricidad" en el Reino Unido.

Sus atribuciones principales se derivan de la Gas Act 1986, La Ley de Electricidad 1989, La Ley de la Competencia 1998, La Utilidades de la Ley de 2000, La Empresa Ley de 2002 y el Ley de Energía 2004.

El papel del agente regulador, OFGEM, es proteger los intereses de los consumidores, aunque no trata directamente con ellos (OFGEM, 2008b), mediante la promoción de la competencia, cuando proceda, y la regulación de las empresas que corren el monopolio de redes de gas y electricidad.

Otras prioridades son: ayudar a garantizar el suministro energético del Reino Unido mediante la promoción de mercados competitivos de gas y electricidad. OFGEM también actúa como agente regulador de promoción de las inversiones en las redes, y el desarrollo sostenible del sector (OFGEM, 2008a).

### 5.2 El Papel de NETA

El NETA (New Electricity Trading Arrangements) es un sistema de comercio de derechos de Electricidad que entró en vigor el 27 de marzo de 2001. Se dice que este sistema está diseñado para ofrecer más competencia en el mercado de comercio de la electricidad (similares a los de los mercados de otros productos básicos como el carbón y aceite), a la vez que se garantiza el funcionamiento del sistema eléctrico de manera segura y fiable mediante el establecimiento de acuerdos de equilibrio "en tiempo real" (OFGEM, 2008b).

NETA da mayor libertad de elección para los participantes en el mercado, respecto al anterior modelo de cotizaciones en el pool (bolsa).

En NETA, los precios reflejan adecuadamente la generación de un mercado más competitivo y costos de los insumos incluidos la generación.

En lo fundamental, NETA busca permitirle a los participantes del mercado de electricidad en el Reino Unido, la máxima libertad para comprar y vender electricidad como cualquier otro commodity, pero sujeto a los mecanismos de balance y de liquidación de transacciones específicamente diseñadas. Cuando se revisó el mercado, se vio la necesidad de incorporar elementos como el lado de la demanda, el deseo de los participantes de moverse de un mercado centralizado, el aumento de las transacciones bilaterales y, finalmente, simplificar el mecanismo de ofertas del pool (Madlener & Kaufmann, 2008).

NETA representa, según sus creadores, la forma más liberalizada posible de un mercado eléctrico, dadas las características actuales de la industria de la electricidad, primordialmente en razón del avance de la tecnología (NGET, 2008).

NETA además fue diseñado para complementar las reformas que se están gestando en Europa y el mundo, teniendo éstas como fin principal fortalecer la competencia en la generación y comercialización, y proteger el medio ambiente, situaciones importantes para cualquier país del mundo (Madlener & Kaufmann, 2008; Sweeting, 2004).

### 5.3 Funcionamiento del Nuevo Esquema Denominado NETA

Como se ha mencionado anteriormente, en el 2001 desapareció el Pool y surgió un nuevo esquema denominado NETA en donde se espera que la mayor parte de las compras y ventas de la electricidad se realice a través de contratos (NGET, 2008). Bajo el NETA, el antiguo sistema, que requiere los generadores y proveedores en Inglaterra y Gales comerciar la electricidad a través del pool o bolsa, se cambió a un sistema basado en transacciones bilaterales entre generadores, proveedores, comerciantes y clientes.

NETA introduce un cambio del Pool a un estilo de comercialización tipo commodity, donde los participantes (generadores, comercializadores y consumidores) negocian electricidad por medio de contratos hasta una hora antes del período a transar y aquellos que se encuentren en desbalance, son expuestos al mecanismo de balance, donde se mantiene el concepto de transar electricidad cada media hora.

El rol de NETA es proveer los mecanismos para que cerca del tiempo real ocurra el balance y la liquidación entre las posiciones contractuales y físicas de los agentes. (Sweeting, 2004).

En la práctica los comercializadores pueden comprar más o menos energía de la que ellos han vendido, los generadores pueden físicamente generar más o menos energía de la que ellos han vendido y los consumidores pueden consumir más o menos energía de la que su comercializador ha comprado para atenderlos, entonces los mecanismos centrales de NETA están diseñados para medir esos excesos o déficit (desbalances) y determinar los precios a los cuales serán liquidados (NGET, 2008; Sweeting, 2004).

La compra y venta de energía se puede realizar de utilizando tres mercados o mecanismos diferentes antes del período a transar, como se muestra en la Figura 5. Debido a la desaparición del Pool, desaparece el precio de referencia sobre el cual se basaban los participantes del mercado para transar energía y, puesto que los mercados necesitan índices o precios, el operador del mercado (Antes UKPX, hoy APX) publica un precio que cada vez es más empleado por los agentes. Bajo NETA, han aparecido cada vez más transacciones que son referenciadas en cada vez más reportes y publicaciones confiables, muchos de ellos en la Internet.

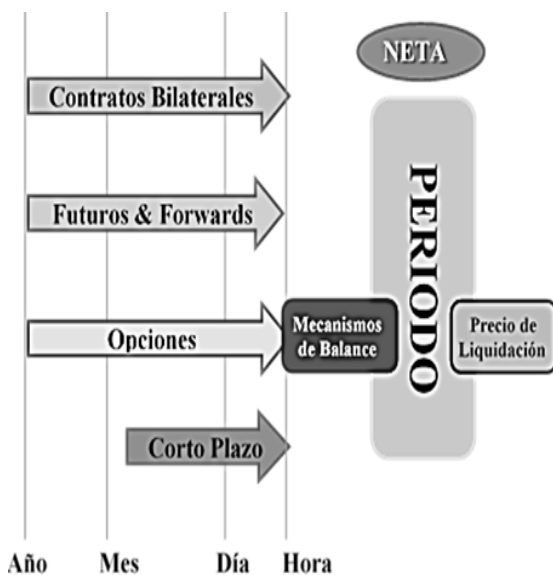


Figura 5. Esquemización de la operación del NETA en el mercado inglés

#### 5.4 Condiciones requeridas por los agentes bajo NETA

Los agentes generadores pueden generar en carga base (capaces de generar casi todo el tiempo y con un factor de carga del 70%), media o pico (10% de factor de carga), esto depende de factores técnicos, económicos y de la estrategia comercial de las compañías. Así, por ejemplo, según el tipo de combustible las plantas operan como se explica: Las centrales nucleares son difíciles y costosas de prender y apagar y el ahorro por no generar es pequeño (son plantas inflexibles). Las plantas de carbón construidas principalmente en los años sesenta y setenta operaban como carga base cuando eran nuevas pero con el paso del tiempo se vuelven menos flexibles y operan como mid-merit o carga media. Las plantas oil-fired operan generalmente en carga pico, debido a los altos costos de combustibles (Cuéllar-Salinas, 2009). Las plantas de gas tienen capacidad de operar tanto en carga media como en carga base. Muchas plantas de gas tenían de antemano firmados contratos take-or-pay o pague lo contratado de gas, que las obligaban a generar lo máximo que fuera posible, a menos que los precios de gas estuvieran en un nivel que les fuera más atractivo venderlo en el mercado secundario que utilizarlo para generar electricidad (Franco-Cardona, 2002; Giulietti et al., 2011).

Se introduce entonces, un nuevo esquema con grandes diferencias. Bajo las nuevas condiciones, los generadores se autodespachan, ya no existe un único precio sino que los precios son acordados dentro de las negociaciones. Cualquier diferencia entre la posición física y la contractual antes de una hora, será cobrada con unos precios fijados que implican penalidades, y se permite a los participantes negociar hasta un período muy cercano al tiempo real y al desaparecer el Pool desapareció el pago por capacidad (factor determinante para la expansión) (Economics, 2007).

En un esquema donde se exige tanto conocimiento de las variables y donde existe tanto dinero en juego, los agentes para responder a las numerosas transacciones que se dan, necesitan cada vez más herramientas que les permitan reaccionar rápidamente a los cambios que afecten su balance, por eso requieren (Franco-Cardona, 2002):

- Información precisa y permanente: pronóstico preciso de la demanda de corto y largo plazo (cargas medidas y estimadas) para manejar su exposición a las penalidades por el desbalance.



- Despacho de las plantas y manejo óptimo del portafolio de las plantas de los generadores.
- Un manejo robusto de riesgo, con estructuras metodologías e instrumentos apropiados.

Lo anterior puede llevar, incluso, a la revisión de la presente estructura organizacional, de forma tal que asegure la separación de los roles de manejo de riesgo y comercialización como tal (EIA, 2005). La exigencia del mercado es cada vez más alta y la supervivencia de las empresas del sector no está segura si no ocurre una preparación y un conocimiento adecuado de lo que está pasando en el medio (Woo, Lloyd, & Tishler, 2003).

### 5.5 Algunos Resultados Iniciales de NETA

Desde que las reformas al mercado fueron propuestas y aprobadas, en 1998, los precios de contratos disminuyeron cerca de un 40% en términos reales, hasta la fecha de la primera revisión del funcionamiento de NETA. Cuando NETA inició su funcionamiento (marzo 2001) hasta marzo de 2002, los precios de los contratos de carga base se redujeron en un 20%, y los de carga pico en un 27% (Woo et al., 2003).

Aunque la reducción de precios es algo positivo, de mantenerse esa tendencia, puede ocurrir el hecho de que a los generadores no les sea rentable generar y deseen desinvertir, lo que pondría en peligro la seguridad del suministro. Es decir, precios bajos no siempre significan buenos resultados (Vélez-Henao, 2004). Aún es evidente la alta relación entre el precio de la electricidad y el precio de los commodities. No obstante, existió un aumento de precios a partir del año 2003 y 2004, cuando el valor de las materias primas y de combustibles como el Gas y el Carbón elevaron notablemente sus precios de manera sostenida hasta el 2008 (Cuando alcanzaron máximos históricos).

Actualmente, bajo el esquema NETA y BETTA (Que incluye al mercado de Escocia), se negocia más del 95% de la electricidad del Reino Unido. Recuérdese que se usan los Mecanismos de Balance, a través de un mercado de bolsa, para corregir los desbalances del sistema.

La exigencia del mercado es cada vez más alta y la supervivencia de las empresas del sector no está segura si no ocurre una preparación y un conocimiento adecuado de lo que está pasando en el medio. Las empresas generadoras están incursionando cada vez más en el negocio de la comercialización, y al tener los dos negocios se amplían las posibilidades de ofrecer

cada vez más servicios asociados a la energía, a los clientes y, de esta manera, aumentar las utilidades de las empresas (EIA, 2005).

En los mercados de electricidad siempre existe la preocupación de que sí se están dando las señales para invertir para asegurar la expansión. NETA no es la excepción, y siguen las inquietudes sobre si éste es un mercado bien diseñado, y que cuando las señales se den, los agentes responderán, bien sea invirtiendo o desinvirtiendo. Los Forwards de electricidad se convertirán en fuente primordial para proveer bases para la expansión (Economics, 2007).

Bajo NETA, por las tantas formas para negociar la electricidad, han tomado fuerza otros tipos de participantes como (Tovey, 2005):

- **Comercializadores puros:** la entrada de nuevos comercializadores mejorará la liquidez y permitirá, a los participantes, tener una amplia gama para escoger y manejar su riesgo, pudiendo construir amplias gamas de contratos. Los comercializadores puros no tienen que entregar físicamente la electricidad, pero si están expuestos a los desbalances por sus contratos, de ahí que también tienen que buscar estar balanceados todo el tiempo. Los Traders son más activos en los mercados de corto y mediano plazo, y en el mercado de futuros. Su conocimiento en estrategia, en oportunidades de arbitraje y manejo de riesgo permiten que sigan desarrollando nuevas herramientas a los participantes del mercado.
- **Agregados:** son participantes que buscan construir portafolios de demanda o de generación, tomando como ventaja el menor riesgo que representa estar “agregado”. Pueden ser pequeños generadores o un grupo de consumidores.

### 5.6 Inquietudes en el Funcionamiento del NETA

NETA representó un alto costo por la tecnología necesaria para su funcionamiento. Todos los agentes deben estar balanceados y se necesitan puntos de medida y equipos de medición y transferencia de datos altamente costosos, lo que originó muchas críticas y hace difícil la implementación en otros países. No puede dejarse de lado el hecho de que la electricidad es un bien fundamental en la economía de los países, de ahí que la política energética sea prioridad de todos los gobiernos.

Para el gobierno británico lo primordial es la seguridad en el sistema energético, es decir, se mantiene la preocupación por mantener la

infraestructura adecuada. También es fundamental garantizar que los mercados de gas y de electricidad que han sufrido reformas en los últimos años funcionen, y que se den señales adecuadas para incentivar la inversión, pues aún no han sido probadas (Economics, 2007).

El diagnóstico del sector eléctrico en Gran Bretaña, por el momento es saludable, pero quedan algunas dudas y se han señalado muchos riesgos, algunos de los cuales se enumeran a continuación, y que deben ser vigilados para evitar fallas inesperadas.

- La importancia de la seguridad del sistema se ha visto resaltada por asuntos como las fluctuaciones del precio de los combustibles, las crisis eléctricas en países con sectores eléctricos liberalizados (por ejemplo, California en EE.UU.), las expectativas de que el Reino Unido se convierta en importador de gas en unos años, dado el agotamiento de las reservas del Mar del Norte, los prospectos de generación distribuida y su impacto en la red (OFGEM, 2008a; Woo et al., 2003).
- La importancia de la seguridad energética se deriva del rol que juega la energía en la economía en todos los aspectos de la vida diaria y de la industria, ya que las implicaciones sociales y económicas de un racionamiento son muy severas. Se ha evaluado la asimetría entre el valor de una unidad de energía entregada a los consumidores y el valor de la misma unidad no entregada por una interrupción, de ahí que las interrupciones o amenazas de interrupción tengan efectos adversos y, más aún, en el caso de la electricidad que no puede ser almacenada.

Se plantean diferentes escalas de tiempo relativas a la seguridad del sistema. Lo inmediato se refiere a cómo evitar que las plantas se dañen hoy y ocasionen un racionamiento, o se produzca un desbalance en la red, y cómo evitar que años más adelante no se produzca una subinstalación de capacidad (Kirschen & Strbac, 2004). Para responder esta última pregunta, la meta de reducción de las emisiones de carbono puede servir de alguna forma ya que la eficiencia energética, el impulso de las fuentes renovables y el uso de la energía nuclear, representan un buen cubrimiento contra la dependencia de combustibles fósiles, que como se puede apreciar en la figura 3, el sistema británico tiene una alta dependencia de la generación con combustibles fósiles (Carbón y gas).

Quedan algunos riesgos descubiertos a los que la política energética debe estar pendiente. Uno de ellos es la alta dependencia de la generación con un solo combustible, lo que tiene altas implicaciones y

genera un riesgo muy alto; se espera, por ejemplo, que el gas puede llegar a tener el 60% o el 70% de la producción de energía en el 2020, aunque más allá de ese horizonte, se espera que otras tecnologías se desarrollen, como la del hidrógeno y las celdas de combustible (EIA, 2005; Giulietti et al., 2011).

Como fuente de generación, el carbón todavía tiene vigencia, su precio es barato, es fácilmente negociado en los mercados internacionales y una gran cantidad es producida en el país, pero su principal desventaja sigue siendo su impacto ambiental por las emisiones de gases, que se espera solucionar, una vez desarrollada la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>.(OFGEM, 2008a).

La exitosa experiencia del mercado británico, también empezó a ser implementado en otros países europeos, donde su sistema eléctrico robusto y confiable, permite implementar un modelo similar, como en el NordPool y en Holanda, con resultados satisfactorios (Vélez-Henao, 2004).

## 6. CONCLUSIONES

La realización de esta contribución técnica ha permitido corroborar el cambio radical efectuado en el mercado británico de energía, al pasar de un despacho centralizado a un auto-despacho, entre otras nuevas características. Antes de esta reforma, en el Reino Unido, el mecanismo de Pool facilitó el poder de mercado a expensas de los clientes, pues permitió a los generadores recibir un precio uniforme.

Durante el mecanismo de Pool, un generador, si lo deseaba, podía vender el gas en el mercado secundario y no ofertar su generación al Pool sin ser penalizado. Ahora, esa decisión lo puede dejar en posiciones de desbalance con el riesgo de ser penalizado por los precios inciertos del mecanismo de balance.

Aunque NETA se desarrolló particularmente para las características del mercado y la red en el Reino Unido, se pueden tomar consideraciones para otros países en Europa y en América. Basta considerar el exitoso caso de la conformación del BETTA, que es la unión del mercado inglés y escocés.

NETA parte de la existencia redes de distribución y transmisión en buen estado y la existencia de empresas estables financieramente. Por lo tanto, el hecho de considerar la implementación del mecanismo NETA en otros países, debe tener en cuenta aspectos como la topología y el mallado de la red de transmisión (Pues los generadores se

autodespachan). También hay que tener en cuenta las diferencias tecnológicas de las plantas, la tecnología del operador del sistema, la topología de la red, y las condiciones financieras en que se encuentra el país, además de otras condiciones que influyen para efectuar una reforma similar a la desarrollada en el Reino Unido en el 2001.

En el caso particular de los países de América Latina, donde existe una alta dependencia hidráulica y como el recurso hídrico no es predecible, existe un alto margen entre la oferta y la demanda, la implementación de un mecanismo similar a NETA representaría un caso interesante por lo avanzado e innovador, como se ha descrito a lo largo de este trabajo.

Bajo un ambiente de competencia, las empresas al invertir tienen que tener en cuenta muchos factores tales como la regulación, la competencia y las condiciones del mercado. Por esa razón, al afirmar que en el Reino Unido no se necesitan mecanismos diferentes a los del mercado, es falso, prueba de ello son las subvenciones que el gobierno le tuvo que dar a British Energy propietaria de las plantas nucleares, como estrategia para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico británico. De esta manera, se proporciona una primer vistazo para la implementación de mecanismos parecidos en países latinoamericanos.

La volatilidad le imprime al mercado incertidumbre. La volatilidad no preocuparía tanto a los agentes si tuvieran mecanismos suficientes para manejar el riesgo, pero también es claro que manejar casi todas las transacciones a largo plazo, la reducen. En el esquema británico se logra reducir la volatilidad, ya que la mayor parte de las transacciones se realizan en contratos. Aunque como los desbalances se castigan, los agentes pequeños que no tienen como realizar bien sus pronósticos, se enfrentan a ese mercado que es muy volátil.

A través de NETA una compañía integrada verticalmente, cuenta con la posibilidad de participar en otro mercado (Como el del gas), buscando la eficiencia en ambos, para obtener mejores resultados comerciales y se asegura una mayor confiabilidad de los sistemas eléctricos en el largo plazo. Es evidente que bajo NETA, los agentes requieren tener cada vez más herramientas que les permitan tomar mejores decisiones, ahora tienen más opciones de mercados en los cuales transar, y para los que deben tener muy claras las estrategias a seguir, para sobrevivir y triunfar en este mercado de alta competencia.

Finalmente, como punto de futuras investigaciones, se plantea la posibilidad de estudiar la integración de sistemas de generación distribuida, con el sistema NETA, así como los regímenes especiales de generación eléctrica (Cogeneración, Energías Renovables, etc), dada la necesidad que los generadores realicen su propio despacho.

## REFERENCIAS

- AIE. (2009). *US Energy Information Administration*. Bruselas, Bélgica. Recuperado de <http://www.eia.doe.gov/>
- Arnedillo, Ó. (2008). Modelos de mercado eléctrico: paradigma competitivo y alternativas de diseño (pp. 33–54). New Orleans, LO (USA). Disponible: <http://bit.ly/1vdf2r>
- Bower, J. (2002). *Why Did Electricity Prices Fall in England and Wales: Market Mechanism or Market Structure?* In Oxford Institute for Energy Studies (pp. 1–57). Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies. Disponible: <http://bit.ly/1CFR2rX>
- Cuéllar-Salinas, Y. (2009). *Mercado Eléctrico en España*. Madrid, España: OMEL. Recuperado de <http://www.omel.es>
- Economics, L. (2007). Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005 (p. 40p). Bruselas, Bélgica. Disponible: <http://bit.ly/17ng32g>
- EIA. (2005). *Lessons from Liberalised Electricity Markets*. OECD/IEA (p. 224). London, UK.
- Franco, C. (2002). *Racionalidad limitada del consumidor en mercados energéticos desregulados y la función del comercializador y el gobierno*. (Tesis doctoral). Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Recuperado de <http://www.bdigital.unal.edu.co/10556/#sthash.2v4Wwmga.dpuf>
- Giulietti, M., Grossi, L., & Waterson, M. (2011). *Price transmission in the UK electricity market: was NETA beneficial?* In GER. Network (Ed.), Global Energy Group (p. 101). New York, NY (USA): Warwick Business School. Recuperado de <http://bit.ly/1E1YhaN>

- Haker, M., & Waddams, C. (2006). *Introducing Competition and Deregulating the British Domestic Energy Markets: a Legal and Economic Discussion*. Centre for Competition Policy (p. 24). London, UK: Centre for Competition Policy.
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. (U. of M. I. of S. & Technology, Ed.) London, UK: John Wiley & Sons Ltd.
- Madlener, R., & Kaufmann, M. (2008). *Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence* Zurich, Suiza: OSCOGEN. Recuperado de <http://bit.ly/1CFV5Ev>
- NGET. (2008). *Great Britain Seven Year Statement*. London, UK. Recuperado de [http://www.nationalgrid.com/uk/sys\\_06/](http://www.nationalgrid.com/uk/sys_06/)
- OFGEM. (2008a). *Energy Supply Probe - Initial Findings Report*. London, UK. Recuperado de: <http://bit.ly/1Fpi64G>
- OFGEM. (2008b). *OFGEM puts industry on notice to make markets work better for all*. London, UK. Recuperado de <http://www.ofgem.gov.uk/MEDIA/PRESSREL>
- Roques, F., Newbarry, D., & Nutall, W. (2005). Investment incentives and Electricity Market Design: The British Experience. *Review of Economic Networks*. 4(2), 93–128.
- Sweeting, A. (2004). *Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity*. Boston, MA (USA). Recuperado de <http://bit.ly/1Bk514K>
- Tovey, K. A. (2005). *Developments in the Electricity Markets in the UK. Operational experience and practice of the European electricity markets*. London, UK. Recuperado de <http://bit.ly/1Dnqa5g>
- Vélez-Henao, M. C. (2004). *Modelo de simulación para evaluar un nuevo esquema de mercados eléctricos: caso Reino Unido*. (Tesis de Maestría) Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Recuperado de [http://intranet.minas.medellin.unal.edu.co/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_download&gid=1158&Itemid=285](http://intranet.minas.medellin.unal.edu.co/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=1158&Itemid=285).
- Woo, C.-K., Lloyd, D., & Tishler, A. (2003). Electricity Market Reform Failures: UK, Norway, Alberta and California. *Energy Policy*. 31(11), 1103–1115. doi: 10.1016/S0301-4215(02)00211-2
- Yusta, J. (2014). *Contratación del suministro eléctrico: oportunidades y estrategias para reducir el coste de las facturas eléctricas*. Zaragoza, España: Paraninfo.