

# Análisis comparativo de diferentes esquemas de suficiencia en generación eléctrica: Algunas reflexiones para el mercado eléctrico en Colombia (Mayo 2016)

Mónica Paola Flórez Estrada<sup>†</sup>, Beatriz Mercedes Gómez Duque<sup>\*</sup> y John Jairo García Rendón<sup>‡</sup>

**Resumen**—El Mercado eléctrico colombiano ha venido enfrentando dificultades con la ocurrencia del Fenómeno de El Niño 2015-2016 que evidenciaron fallas en el diseño del mercado. El presente trabajo de grado hace un referenciamiento internacional de diferentes tipos de diseño de mercados eléctricos enfocado principalmente a los mecanismos utilizados para garantizar la suficiencia en capacidad de generación, describe la problemática actual y hace algunas recomendaciones para el mercado colombiano con base en las ventajas, desventajas y adaptabilidad evidenciadas en los mercados analizados de Nord Pool, Alberta, PJM, Chile, Brasil y Panamá.

**Palabras clave**—Desregulación de la industria de suministro de electricidad, Mercados eléctricos, Suficiencia en capacidad de generación

**Abstract**— The Colombian electricity market has been facing difficulties with the occurrence of El Niño 2015-2016 that showed flaws in the market design. This paper makes an international referencing of different types of electricity market designs focused mainly on the mechanisms used to ensure generation capacity adequacy, describes the current problems and makes some recommendations for the Colombian electricity market based on the advantages, disadvantages and adaptability evidenced in the analyzed markets of Nord Pool, Alberta, PJM, Chile, Brazil and Panama.

**Index Terms**—Electricity supply industry deregulation, Electricity markets, Generation capacity adequacy

## I. INTRODUCCIÓN

EL diseño de los mercados eléctricos en competencia lleva consigo el reto de resolver la confiabilidad del abastecimiento de la demanda en el corto y en el largo plazo, con los niveles de costos que los usuarios estén dispuestos a pagar<sup>1</sup> acordes a la planeación del sistema. Sin embargo, las imperfecciones o fallas de mercado como: la inelasticidad y la falta de flexibilidad de la demanda [1], la aversión al riesgo de los inversionistas, el exceso de inversión en generación provocada por decisiones regulatorias [2], la volatilidad de los precios *spot* y los precios techo impuestos por el regulador [3], entre otras, impiden que los mercados alcancen la matriz de generación deseada y que respondan adecuadamente en

periodos de escasez. Por esta razón, en el diseño de los mercados eléctricos, los hacedores de política y los reguladores deben introducir diferentes mecanismos e incentivos, que permitan alcanzar la suficiente inversión en generación y la adecuada cobertura de la demanda a precios competitivos [4].

El mercado de energía mayorista colombiano, que no ha sido ajeno a esta problemática, fue estructurado en la década de los 90s para minimizar o corregir los efectos adversos de las fallas de mercado descritas. Inició su operación en 1995 después de la expedición de la Ley 142 de 1994 denominada Ley de Servicios Públicos y la Ley 143 de 1994 llamada Ley Eléctrica. Esta reforma estructural del sector eléctrico estableció la separación de las actividades de la cadena de valor en generación, transmisión, distribución y comercialización. Así mismo, introdujo el modelo de mercado con reglas claras para el sector eléctrico, con la intención de incentivar la participación del sector privado en la prestación de los servicios públicos, dejando en cabeza del Estado la definición de la política energética, la planeación, la regulación y la vigilancia y control del mercado [5].

Desde sus inicios, en el mercado colombiano se definió el Cargo por Capacidad para estabilizar los ingresos de los generadores y garantizar la inversión en generación en el largo plazo, esquema que fue modificado en el año 2006, remplazándolo por el vigente actualmente, el Cargo por Confiabilidad. Este esquema consiste en asignar al generador una obligación de entregar Energía Firme a cambio del pago de una prima fija por un horizonte de tiempo determinado de hasta 20 años [6]. La obligación de entrega de energía se ejerce en situaciones críticas, cuando el Precio de Bolsa *spot* supera el Precio de Escasez con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a precios eficientes en el largo plazo [7]. Hasta el momento este mecanismo ha incentivado la entrada de nuevos proyectos de generación, alrededor de 3.3 GW entre 2006 y 2015 y el aumento de capacidad de otros existentes. No obstante, se cuestiona su efectividad pues durante el pasado Fenómeno de El Niño 2009 – 2010 se requirió intervención regulatoria para garantizar el suministro de los combustibles y la utilización adecuada del recurso hidráulico disponible.

Igualmente, ante la ocurrencia del Fenómeno de El Niño

Este artículo es clasificación L94 del Journal of Economic Literature - JEL y fue sometido a revisión el 18 de mayo de 2016, ajustado el 8 de junio de 2016 y aprobado para publicación el xx de julio de 2016.

<sup>†</sup> Mónica P. Flórez E. es aspirante a Magister en Economía Aplicada de la Universidad EAFIT (mfloreze@eafit.edu.co).

<sup>\*</sup> Beatriz M. Gómez D. es aspirante a Magister en Economía Aplicada de la Universidad EAFIT. (bgomezd@eafit.edu.co).

<sup>‡</sup> John J. García R. es Profesor de la Escuela de Economía y Finanzas de la Universidad EAFIT (jgarcia@eafit.edu.co).

<sup>1</sup> La valoración de la confiabilidad (un concepto abstracto) por parte de los usuarios, en la práctica, sólo se da cuando el usuario se enfrenta al corte.

2015 – 2016, catalogado como fuerte [8], el mecanismo no garantizó el cumplimiento de los compromisos por parte de algunos agentes generadores. Este comportamiento se observa si se revisa la disponibilidad térmica e hidráulica de los meses de septiembre a noviembre de 2015 [9], que disminuyó respecto de la disponibilidad promedio de meses anteriores. De la misma forma, se presentaron precios muy altos e incluso superiores al costo definido para el primer segmento de racionamiento, lo que llevó a algunos generadores que no estaban cumpliendo con sus compromisos del Cargo por Confiabilidad, al borde de la quiebra.

Como posibles causas de la situación de estrés en el abastecimiento (finales 2015 e inicios 2016), se destaca como factor fundamental, la omisión en la toma de decisiones en cuanto a los incentivos normativos para la construcción de dos plantas de regasificación, apoyadas en criterios de confiabilidad del sector eléctrico y el sector gas. El desarrollo de los proyectos de regasificación exigía la coordinación entre los generadores para respaldar su Obligaciones de Energía Firme con este combustible y el esquema de Cargo por Confiabilidad ofrece incentivos individuales para cada generador, condición que dificultó la implementación de ambos proyectos. La entrada oportuna de estas dos plantas regasificadoras hubiera evitado al mercado, enfrentar costos de generación y de restricciones tan altos, aunque la generación con gas natural importado también hubiera requerido un replanteamiento del Precio de Escasez a un nivel algo superior al vigente, el cual fue establecido con referencia al *Fuel Oil # 6*. Otros factores que contribuyeron a profundizar las fallas del esquema son: los costos y problemas de logística en el abastecimiento de combustibles líquidos para las plantas térmicas [10], la profundidad y duración esperada del Fenómeno de El Niño 2015 - 2016, el retraso de la entrada de la planta de regasificación en la costa atlántica y la debilidad en las redes de transmisión y distribución regionales.

Algunos países del mundo han enfrentado situaciones similares en las cuales los sectores eléctricos han presentado falencias en sus esquemas de mercado. Con sus diseños previos no dieron las señales adecuadas para el abastecimiento de la demanda a precios competitivos, con los niveles de confiabilidad deseados. Mercados eléctricos en competencia como Nord Pool en Europa, PJM en USA, Alberta en Canadá, Chile, Brasil y Panamá en Latinoamérica, han reestructurado sus esquemas de suficiencia en generación, con resultados positivos hasta ahora, considerando que han enfrentado con relativo éxito periodos de escasez, por lo que podrían tener elementos valiosos como referencia para otros mercados eléctricos.

Como sucedió en los países mencionados, las dificultades en la respuesta del mecanismo de aseguramiento eléctrico y el riesgo de racionamiento al que se vio expuesta la demanda para Colombia, posiblemente llevarán a un análisis del diseño del mercado de confiabilidad del sector. En consecuencia, se ha dado inicio a una discusión sectorial con el objeto de avanzar en la construcción de propuestas regulatorias de ajustes profundos al esquema vigente.

Este trabajo de grado hace algunos aportes en la construcción de dichas propuestas regulatorias, con base en la evaluación del

desempeño de los mercados eléctricos mencionados desde el punto de vista de eficiencia. En el capítulo II de esta investigación se hace un recorrido sobre el estado del arte respecto del diseño de diferentes tipos de mercados eléctricos en el mundo. La metodología con la cual se desarrolló la presente investigación se describe en el capítulo III. En el cuarto, se presenta un resumen de los aspectos fundamentales que conforman el diseño de los mercados estudiados y el desempeño que han tenido éstos en el tiempo de operación. A su vez, el mercado colombiano se describe en el capítulo V, resaltando los elementos básicos de su diseño y en el sexto se profundiza la problemática que sufre actualmente el mercado. Como resultado de la investigación, en el capítulo VII se identificaron elementos favorables de los diferentes esquemas que pueden contribuir a mejorar el mecanismo de remuneración de confiabilidad implementado en el mercado eléctrico colombiano. En el capítulo final se presentan las recomendaciones encontradas en los diferentes esquemas de mercado, presentes o no en el mercado colombiano, que se espera contribuyan a su funcionamiento más eficiente.

Finalmente, se recomienda realizar una reestructuración del esquema de suficiencia en Colombia, pues de lo contrario, se corre el riesgo de volver a vivir una crisis similar a la reciente, con un alto riesgo de racionamiento, el extra costo económico ocasionado por un desempeño inadecuado del mercado y una notable pérdida de confianza en el mercado por parte de la sociedad en general.

## II. ESTADO DEL ARTE

En este artículo se analiza el desempeño de los mecanismos de suficiencia de suministro en los mercados eléctricos seleccionados: Nord Pool en Europa, PJM en USA, Alberta en Canadá, Chile, Brasil, Panamá y Colombia en Latinoamérica, haciendo énfasis en el tipo de mecanismo implementado desde el diseño de mercado, incentivos incluidos, desempeño alcanzado y ventajas y desventajas de cara al logro de la eficiencia del mercado.

Dentro de los principales conceptos de la regulación económica que aplican en los mercados eléctricos están:

### A. Confiabilidad en el Suministro.

De acuerdo con Fernández et al. [11], la confiabilidad es la capacidad de los sistemas eléctricos de entregar la energía con los estándares de calidad y en la cantidad requerida por la demanda. Abarca tres atributos propios de estos sistemas: seguridad, firmeza y suficiencia.

### B. Seguridad.

Es un atributo de corto plazo y se refiere a la respuesta del sistema eléctrico frente a contingencias y a cambios repentinos en la demanda [11]. Igualmente, Batlle y Pérez-Arriaga [12] definen la seguridad como la disponibilidad de la capacidad de generación existente de responder, cuando se requiere, para el cubrimiento de la demanda en tiempo real.

### C. Firmeza.

Se refiere a la disponibilidad de la generación en el corto

plazo, resultante del manejo operativo de la capacidad instalada; es un atributo de corto y mediano plazo, que depende de la gestión del programa de mantenimiento, los contratos de combustibles, la gestión de los embalses, entre otros [12]. La firmeza se relaciona con la disponibilidad de las unidades de generación instaladas en los períodos críticos.

#### *D. Suficiencia.*

Es la existencia de suficiente capacidad instalada disponible en el mediano y largo plazo para cubrir la demanda. Está relacionada con el incentivo a nuevas inversiones en generación [12]. De acuerdo con THEMA [13], la suficiencia en capacidad puede entenderse como la habilidad de un sistema de establecer un equilibrio de mercado entre la oferta y la demanda tanto en el mercado *spot* como un balance de los recursos en tiempo real, aún en situaciones extremas.

#### *E. Mecanismos de sólo energía.*

Son aquellos mercados en los cuales se le paga a los generadores el precio de mercado por la energía que producen; cuando no producen, los generadores no reciben ningún pago [14]. Estos mercados no deben tener ninguna intervención regulatoria y dan señales de precios de corto, mediano y largo plazo, sin introducir mecanismos de remuneración de la capacidad. En el corto plazo, producen un despacho y una operación en competencia de los generadores y gestionan las congestiones de red y la prestación de servicios auxiliares. En el largo plazo, incentivan la instalación de capacidad de generación de mínimo costo [4] pues al no existir límites de precio, las tecnologías de pico recuperan la inversión en los períodos de escasez.

#### *F. Mecanismos de capacidad.*

Consisten en instrumentos de regulación económica diseñados para reforzar la señal económica que dan los mercados *spot* o de corto plazo, mediante una remuneración adicional que incentiva la inversión en generación para garantizar la confiabilidad en sectores eléctricos liberalizados [2].

Estos esquemas se requieren cuando los precios de mercado no constituyen un incentivo para que los generadores inviertan y por tanto, la capacidad de generación no se expande en el tiempo por la no entrada de nuevos agentes o por la inversión de agentes existentes [7]. En términos generales, suplen la deficiencia, observada en los mercados de sólo energía, de recuperación de ingresos del llamado “problema del dinero faltante” que ocasionan factores externos al mercado en momentos de crisis, como la intervención del regulador evitando el alza de precios o modificando la operación del sistema. Los mecanismos de capacidad pueden ser de mercado como los mercados de capacidad y las subastas públicas, o más intervenidos como los pagos por capacidad [12].

#### *G. Subastas de Contratos de Largo Plazo.*

Es otro de los mecanismos diseñados para los mercados eléctricos en competencia que tiene como objetivo garantizar la suficiencia eficiente en capacidad, mediante la realización de subastas de compra de energía de largo plazo. De acuerdo con

lo expresado por Moreno et al., las subastas “reconcilian la compra eficiente, la correcta asignación de los riesgos de inversionista y el ambiente político económico del mercado” [3]. Aunque desde el punto de vista de asignación de riesgos, este esquema le transfiere el riesgo de precio a la demanda y ante cambios tecnológicos, ésta no tiene la posibilidad de gestionarlo.

#### *H. Falla de Mercado.*

Corresponde a condiciones del mercado en las cuales éste no funciona de forma eficiente. En el caso de los mercados eléctricos estas condiciones se presentan normalmente cuando la capacidad se encuentra utilizada totalmente, tal como lo menciona Joskow [4], los precios no suben tan rápido ni tan alto como deberían subir para el cierre del mercado y mantener las condiciones de confiabilidad que exige la demanda. Entre las principales fallas de los mercados eléctricos se encuentran: la inelasticidad y la falta de flexibilidad de la demanda [1], la aversión al riesgo de los inversionistas, el exceso de inversión en generación cuando ésta es inducida por efectos regulatorios [2], la volatilidad de los precios *spot* y los precios techo impuestos por el regulador [3] y la característica física de no almacenamiento de la electricidad [11], entre otros. Las fallas de mercado no permiten una expansión suficiente de mínimo costo en capacidad de generación.

Desde la creación de los mercados eléctricos se tiene el interrogante de si los mercados por sí mismos pueden garantizar el abastecimiento de corto y largo plazo o si requieren que el regulador diseñe mecanismos que minimicen las fallas de mercado y cuáles son los mecanismos que mejor se ajustan. Iniciando desde los mercados completamente competitivos, Joskow [4] resalta las imperfecciones de los mercados eléctricos de sólo energía que no permiten dar señales eficientes de precios de corto plazo que incentiven la expansión de generación a mínimo costo. En este tipo de mercados se produce el efecto llamado “problema del dinero faltante”, que consiste en que los generadores instalados no alcanzan a recuperar los costos variables y los costos de inversión por el efecto adverso de las fallas de mercado. Este efecto del “problema del dinero faltante” también se presenta debido a que los precios techo establecidos por la regulación reducen los incentivos a la inversión en confiabilidad. Estos precios se fijan para mitigar el poder de mercado durante los periodos de escasez, pero debido a que se fijan en un nivel tasado por el regulador y usualmente inferior al valor social de precio de la energía en períodos de escasez, limitan los incentivos para la instalación de plantas de pico y de base [15].

Un mercado que no tiene un mecanismo adecuado de respuesta de la demanda, es decir, donde ésta es totalmente o muy inelástica, en un momento de escasez, el operador del mercado tiene que hacer un corte o tomar medidas de racionamiento para evitar un impacto mayor. Los costos asociados a este impacto deben ser asumidos tanto por la demanda como por la oferta, lo cual lleva a concluir que la confiabilidad es un bien no excluible o bien público y, por lo tanto, los agentes del mercado no tienen incentivo suficiente para invertir en confiabilidad. Del lado de la demanda, los

usuarios tienen el incentivo de actuar como *free-riders* y no realizar por sí mismos los aportes necesarios para mantener los niveles adecuados de confiabilidad [15], además de la dificultad que conlleva la valoración de la confiabilidad, que significa contrastar un hipotético corte con un pago real inmediato.

Por otro lado, Batlle y Rodilla [16] analizan diferentes posturas que han tomado los reguladores en el diseño de mecanismos de aseguramiento de abastecimiento de generación y finalmente, presentan recomendaciones sobre los principales criterios que debe tener en cuenta un regulador a la hora de diseñar un mecanismo de confiabilidad en el abastecimiento para un ambiente de mercado.

Para enfrentar el problema de suficiencia en las utilidades de los generadores, que permita soportar la continuidad de la operación en generadores existentes e incentivar la inversión en capacidad de generación nueva, existen varios enfoques [14], entre los que se encuentran, la regulación por costo de servicio, los contratos bilaterales con aprobación del regulador, el ejercicio de poder de mercado controlado, aumento de los precios de mercado en períodos de escasez y la creación de mercados de capacidad. Estos esquemas tienen sus ventajas y desventajas dependiendo de las características del sistema en el que son implementados, algunos tienen mecanismos de mercado más exitosos y otros no resuelven de forma eficiente el problema de la expansión.

Por su parte, Batlle y Pérez-Arriaga [12] diferencian las tres dimensiones del problema de confiabilidad en los mercados eléctricos: seguridad, firmeza y suficiencia y destacan que los principales elementos en el diseño de los incentivos de confiabilidad están centrados en la definición correcta del producto de confiabilidad y el diseño del mecanismo para valorarla o asignarle un precio adecuado. La asignación del precio adecuado del producto se puede hacer desde un mecanismo totalmente de mercado como una subasta de capacidad hasta uno completamente regulado como un pago administrado de potencia.

Ahora bien, desde el punto de vista práctico Olmstead y Ayres [17] describen el mercado eléctrico de Alberta, mercado de sólo energía en el cual está permitido ejercer poder de mercado. Pese a esto, después de un análisis detallado, el supervisor del mercado concluye que el mercado de Alberta funciona de forma competitiva desde el punto de vista de eficiencia, inversión en capacidad de generación y comportamiento de la oferta.

El mecanismo de capacidad desarrollado para PJM [18], corresponde a un incentivo regulatorio, pero implementado mediante un esquema de mercado llamado RPM (por sus siglas en inglés) y se trata de un mercado centralizado de potencia, con un producto anual que se transa mediante *Forwards*. La subasta de potencia se realiza con tres años de anterioridad para que proyectos nuevos compitan con los incumbentes y reduzcan el poder de mercado.

Un esquema más regulado es el enfoque de subastas de contratos de largo plazo para asegurar inversión en generación de los mercados eléctricos de Brasil y Chile [3], en los cuales se garantiza el suministro de largo plazo con la compra de energía a precios fijos o indexados, para horizontes de

contratación de varios años (entre 10 y 20 años) con períodos de planeación suficientemente amplios como para incentivar la inversión en plantas de generación nuevas. El regulador brasileño ANEEL [19], describe el funcionamiento detallado de los diferentes tipos de subastas y los resultados obtenidos desde su implementación en cuanto a la garantía de suficiencia en generación.

Finalmente, Mastropietro et al. [2] analizan el desempeño de algunos incentivos en los mercados de capacidad de USA, Europa y Colombia y la necesidad de establecer penalidades por incumplimiento a los compromisos de confiabilidad. Algunos de estos incentivos corresponden a altas penalidades por el incumplimiento de compromisos, remuneración adicional por entregar mayores cantidades a las inicialmente comprometidas, fijación de techos en las penalidades, definición de excepciones en las situaciones de exigencias de los compromisos, y de los colaterales que respalden los compromisos asumidos por los agentes.

### III. METODOLOGÍA Y DATOS

Desde el punto de vista metodológico en la presente investigación se realizó un análisis exploratorio de los conceptos fundamentales en el diseño de los mercados eléctricos, que conllevan la suficiencia en la capacidad de generación de electricidad con un desempeño costo-eficiente.

A renglón seguido se efectuó un análisis descriptivo y comparativo de los diferentes esquemas regulatorios implementados en los mercados eléctricos previamente mencionados. Lo anterior, con el objeto de extraer experiencias positivas de los mecanismos de suficiencia utilizados en éstos, haciendo énfasis en la efectividad del incentivo a la expansión eficiente de la capacidad de generación y en el cumplimiento de las exigencias del abastecimiento a la hora de requerir el suministro eléctrico en situaciones críticas.

Como punto fundamental de la investigación, se realizó un análisis explicativo del desempeño del mecanismo de confiabilidad del mercado eléctrico implementado en Colombia y las principales causas de las fallas presentadas durante el Fenómeno de El Niño más reciente (2015-2016). Finalmente, mediante los métodos lógico y analítico [20], se indagó por elementos de los mercados eléctricos eficientes que, con alguna adaptación, fueran aplicables al caso colombiano, con el fin de realizar una propuesta de modificación al actual esquema de suficiencia en generación, en busca de un desempeño más eficiente. Para ello se contó con fuentes secundarias de información como textos, reportes y escritos que describen las características necesarias para el funcionamiento adecuado de los mercados eléctricos. También se analizaron artículos académicos que estudian el desempeño de los mercados eléctricos seleccionados, las fallas encontradas y las acciones que han realizado los reguladores para corregirlas. Por último, se utilizaron fuentes primarias de información como datos disponibles de las estadísticas de los mercados referenciados y el conocimiento mismo adquirido por los autores a lo largo de su recorrido laboral y académico en el ámbito del análisis de los mercados eléctricos y en especial del mercado eléctrico colombiano.

#### IV. ANÁLISIS DE LOS ESQUEMAS DE CONFIABILIDAD REFERENCIADOS

Una vez realizado el análisis de la información y documentación disponible de los mercados eléctricos seleccionados, a continuación, se resumen los principales aspectos de estos mercados resaltando las características esenciales, los elementos básicos del funcionamiento del mercado de corto y mediano plazo, el esquema implementado para garantizar la confiabilidad y los resultados obtenidos con el diseño de mercado seleccionado en cada país.

##### A. Mercado de Nord Pool

El Nord Pool es un mercado organizado constituido por Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, quienes desregularon sus mercados eléctricos en los 90s. A este mercado se unieron los países bálticos de Estonia, Lituania y Letonia quienes desregularon sus mercados iniciando la presente década. Los propietarios del Nord Pool son los transmisores de los países miembros, incluidos los países bálticos. Igualmente, el Nord Pool se integra con el mercado eléctrico de Alemania para transacciones del día siguiente e intra-día y para transacciones financieras, del día siguiente e intra-día con el mercado del Reino Unido. En el mercado de Nord Pool el libre acceso de terceros a la infraestructura de transmisión y distribución está garantizado, lo cual es requisito indispensable para un mercado competitivo [21]. De acuerdo con el Nord Pool Spot [22], en 2015 se transaron en este mercado 489 TWh distribuidos así: 374 TWh en el mercado nórdico y báltico, 5 TWh entre los anteriores y el mercado alemán y 110 TWh de intercambio con el Reino Unido.

La capacidad instalada total del mercado nórdico en 2014 fue de 102.07 GW: 39.55 GW en Suecia, 32.57 GW en Noruega, 17.07 GW en Finlandia y 12.99 GW en Dinamarca. De la capacidad instalada total, el 49.1% es hidráulica ubicada predominantemente en Noruega y Suecia, 26.9% térmicas, 12.0% centrales nucleares, 11.3% eólicas y 0.7% solares [23].

En Noruega el 95% de la capacidad instalada es hidráulica, en Dinamarca el 37% es eólica y el 36% corresponde a cogeneración industrial y de calentamiento, en Suecia predomina la hidráulica (41%) seguida por la nuclear (24%) y la eólica y cogeneración, cada una participando con un 14% y en Finlandia el 43% es cogeneración, 18% hidráulica y 16% centrales nucleares.

En 2014 la energía generada en los países nórdicos fue de 387.27 TWh que corresponde a un crecimiento de 2% con respecto a 2013. En 2015 la generación aumentó un 1.6% hasta alcanzar 393.52 TWh [22]. En cuanto a la demanda, en 2014 esta región consumió 375.70 TWh que representan un descenso de 1.3% con respecto al consumo del año previo [24]. El consumo de energía de los países nórdicos en 2015 aumentó un 0.5% con respecto al año anterior, para un total de 377.66 TWh [22].

Existen generadores con posición dominante en el mercado eléctrico de cada país, si se miran de forma independiente por su participación en términos de capacidad instalada. Por ejemplo *Dong Energy* en Dinamarca posee el 34% de la capacidad instalada de su país, *Fortum* en Finlandia participa

con un 27% y *Statkraft* en Noruega con un 45% y *Vattenfall* en Suecia con un 35% [22]. Sin embargo, con la integración de los mercados nórdicos no existe ningún poder de mercado pues la participación de estas empresas en el mercado nórdico se reduce a 4.5%, 4.4%, 14.4% y 13.5% respectivamente, lo cual corresponde a un mercado poco concentrado. En el mercado nórdico como un todo, los cuatro generadores más grandes son *Statkraft*, *Vattenfall*, *Fortum* y *E.ON Sweden* con un índice C4 de 45.4% en 2014 y 45.8% en 2015 en el cual la capacidad instalada aumentó a 105.97 GW [25]. De la misma forma, el IHH para el mercado nórdico es menor a 600 lo cual indica que es un mercado de baja concentración.

En el Nord Pool la integración vertical sólo se permite en generación y comercialización. Si tienen una casa matriz debe haber separación administrativa y legal.

##### 1) Mercado del día antes (*Elspot*):

Se refiere a un mercado físico de sólo energía con contratos de duración mínima de una hora para entrega el día siguiente, en el cual los precios horarios se determinan mediante subastas de precio único [21]. Antes de las 10:00 am el transmisor publica las capacidades de transmisión para el día siguiente [26]. Hasta las 12:00 del día previo, los compradores envían sus requerimientos de energía con el precio al cual quieren comprar cada volumen. De la misma manera, los vendedores envían sus ofertas de volúmenes y precios a los cuales quieren colocar su generación del día siguiente. Los precios se determinan mediante un software de optimización que cruza los volúmenes y precios colocados por la oferta y la demanda.

En presencia de capacidad de transmisión suficiente, los precios del mercado mayorista de toda la región son iguales. Sin embargo, para enfrentar restricciones en la transmisión el sistema se encuentra dividido en zonas eléctricas: Noruega tiene 5 zonas, Suecia 4, Dinamarca 2 y Finlandia, Estonia, Letonia y Lituania, cada uno en una sola área. Con la restricción de transmisión, el precio sube en la zona hacia la cual la energía más económica no puede fluir y en ese momento la demanda se ajusta a la baja para reducir la congestión [22]. El papel activo de la demanda es fundamental en el balance de este mercado. A las 12:42 pm los precios horarios del mercado se anuncian al mercado, entre las 13:00 y las 14:00 se calculan los precios de acoplamiento entre regiones (*Multi Regional Coupling-MRC*) con las ofertas y la capacidad de transmisión entre las zonas eléctricas y entre las 14:00 y las 15:00 se facturan las transacciones para el día siguiente entre compradores y vendedores [26].

##### 2) Mercado intra-diario (*Elbas*):

El mercado intra-diario es igualmente de tipo físico administrado por el Nord Pool e integra los mercados: nórdico, báltico, Reino Unido y Alemania. En este mercado se realiza el balance final de oferta y demanda cuando existen cambios después del cierre del mercado del día siguiente. Estos cambios incluyen la salida de línea de alguna central, mayores o menores afluencias de caudales en hidráulicas filo de agua, mayores o menores vientos etc.

A las 2 de la tarde de cada día se conocen las capacidades

disponibles para transar en el mercado en tiempo real (después del cierre del mercado del día siguiente). Este es un mercado continuo en el cual se puede transar hasta una hora antes de la hora de entrega y el precio cierra con base en el principio *First In – First Out*, y se cierra el precio de compra más alto con el precio de venta más alto (dos puntas) [22]. En la medida que entra en operación una mayor cantidad de energía renovable no convencional como la eólica y la solar, las cuales son impredecibles, se requiere una mayor conciliación entre el mercado del día siguiente y el balance real de oferta y demanda. Por esta razón se considera que este mercado alcance un rol más relevante cada día.

### 3) Mercado de Contratos Bilaterales:

Los contratos bilaterales pueden transarse mediante OTC o estandarizados en la plataforma Nasdaq OMX. Los contratos bilaterales no son tenidos en cuenta en el balance físico o la liquidación del mercado del día antes ni en el mercado intra-diario [25]. Para efectos de garantizar los ingresos de largo plazo de los generadores se permite la firma de Acuerdos de Compra de Largo Plazo (*Power Purchase Agreement –PPA*), pero no existe una plataforma centralizada para la gestión de estos contratos, son completamente bilaterales.

### 4) Servicios Complementarios y Generaciones de Seguridad:

El operador del sistema de cada país (TSO) opera un mercado en tiempo real que se encarga de realizar el balance último entre la oferta y demanda a mínimo costo después del cierre del mercado intra-día del Nord Pool Spot. En esta instancia se pagan los costos variables y fijos de prestar el servicio pues se despachan los recursos de reserva que no participan en el esquema marginal del *Elspot* o el *Elbas*. En Finlandia y Suecia el operador del sistema gestiona las restricciones de transmisión de corto plazo dentro de su país mediante el esquema de *counter-trade system* que consisten en mantener la capacidad de transmisión comprometida entre los países de la región, redistribuyendo la producción y la demanda entre las áreas eléctricas definidas en estos países (2 en Finlandia y 4 en Suecia) [27]. Los operadores del sistema también gestionan las restricciones de transmisión de largo plazo mediante precios diferenciales entre áreas eléctricas y refuerzos en la red de transmisión. En Noruega las restricciones de transmisión se gestionan mediante la diferencia de precios entre áreas eléctrica (entre 2 y 5 áreas dependiendo de la configuración de la oferta y la demanda) [21].

En cuanto al servicio de regulación de frecuencia, en el Nord Pool se prestan los servicios de regulación primaria, secundaria (Se escoge con base en la subasta de capacidad semanal) y terciaria (es manual y se escoge en un mercado de reservas diario). En Noruega las reservas no tienen precio techo mientras que la generación de reserva en los sistemas de Finlandia, Suecia y Dinamarca tienen precio techo. En las subastas de reserva, las generadoras adjudicadas reciben una prima por disponibilidad y están obligadas a presentar ofertas en el mercado del día siguiente y en el mercado intra-diario. Están disponibles para ser utilizados ante cualquier desbalance o evento en cada área eléctrica.

### 5) Mercados Financieros - Forwards, Futuros y Opciones:

Los generadores y grandes compradores pueden gestionar los riesgos de precio en los mercados financieros organizados de *Forwards* (se liquidan a la fecha de entrega), *Futuros* (se liquidan diariamente) y opciones *call* y *put* (son del tipo europeo, es decir se liquidan a la fecha de ejercicio [28]). Este mercado tiene como subyacente el precio del sistema del mercado del día siguiente y por esta razón no permite la cobertura de riesgo de diferencia de precio entre áreas eléctricas causado por cuellos de botella o restricciones en capacidad de transmisión. Los contratos financieros tienen un horizonte hasta de 6 años con cobertura diaria, semanal, mensual, trimestral y anual y no tienen entrega física [22].

La cobertura para horizontes de más de ocho semanas se hace generalmente con contratos *Forwards*, debido a que los *Futuros* y las opciones se liquidan diariamente en un esquema *market-to-market*, lo que hace que los requerimientos de llamado a margen sean muy altos para *futuros* y opciones de largo plazo [28].

### 6) Contratos por Diferencias:

En presencia de restricciones de transmisión en el mercado de Nord Pool, se definen precios por áreas eléctricas. Los mercados financieros, como se mencionó en el numeral anterior, no permiten la cobertura de los riesgos de diferencias de precios por áreas eléctricas y es por estos que se crearon los contratos por diferencias (CFDs) que cubren las diferencias entre el precio del sistema y precio de cada área eléctrica.

### 7) Participación de la demanda:

Los consumidores mayoristas están habilitados para participar en todos los mercados descritos anteriormente, es decir, en el mercado del día siguiente, en el mercado intra-diario, en los mercados financieros y en el mercado de contratos por diferencias. Los consumidores minoristas están representados en estos mercados por sus proveedores mayoristas y están habilitados para cambiar de proveedor en cualquier momento sin cargos adicionales. Los consumidores mayoristas y minoristas firman diferentes tipos de contratos con los proveedores entre los cuales se encuentran contratos a precio fijo, contratos semi-fijos o contratos variables y contratos asociados a precio *spot*. Estos últimos han perdido su participación debido a que en este tipo de contrato, el proveedor puede cambiar el precio contractual con un tiempo de aviso de 3 semanas, por lo cual representa un alto riesgo para el consumidor [21]. En tiempos de escasez, por ejemplo, este tipo de contratos es el que ha presentado un mayor aumento de precio. Los contratos asociados a precio *spot* están basados en un precio *spot* promedio mes con una prima adicional cobrada por el proveedor [21].

### 8) Desempeño del Mercado:

La demanda de los países nórdicos presenta crecimiento vegetativo y, por lo tanto, los requerimientos de inversión son moderados, es decir, la nueva inversión en generación busca más llenar los objetivos de transformación en la matriz

energética y cumplimiento de cuota renovable. Es por esta razón que es difícil evaluar la eficacia del diseño de mercado en la confiabilidad. En eventos de escasez como el presentado en 2002 – 2003 en el cual hubo una situación crítica, debida a la escasez en las afluencias en el otoño de 2002 y un aumento de la demanda debido a un invierno fuerte entre fines de 2002 e inicios de 2003, se presentó una respuesta adecuada basada en 4 factores fundamentales que se enuncian a continuación [21]:

- Un diseño simple del mercado posibilitado en parte por la alta componente hidráulica que incentiva la adecuada asignación de recursos en el mercado eléctrico. Las reglas de mercado incentivan a los participantes en el mercado a firmar contratos y disminuyen el incentivo de ejercer poder de mercado para aumentar los precios en el mercado *spot*.
- La dilución del poder de mercado debido a la integración completa de las siete naciones en un solo mercado.
- El fuerte apoyo político e institucional en un sector eléctrico basado completamente en un esquema de mercado que aún en situaciones de crisis no ha sufrido intervenciones políticas ni de gobierno.
- El fuerte compromiso de las empresas participantes en el sector, que aún expuestas a un esquema competitivo, conservan el sentido de prestación de servicio público.

Entre 2010 y 2015 la capacidad instalada del Nord Pool ha crecido un 1.73% interanual, concentrada principalmente en la capacidad eólica y solar, la primera con un crecimiento interanual promedio de 19% (11.62 GW) y la segunda con un crecimiento interanual promedio de 1381% (0.61 GW).

### B. Mercado eléctrico de Alberta

Alberta es una de las diez provincias de Canadá. Es la mayor productora de petróleo y de gas natural del país y una de las economías más fuertes de Canadá. Limita al este con Saskatchewan, al oeste con Columbia Británica, al sur con el estado de Montana en Estados Unidos, y en el norte con los Territorios del Noroeste. El mercado de la electricidad de Alberta es miembro del Consejo Coordinador de Electricidad Occidental (*Western Electricity Coordinating Council - WECC*), que es el más grande de los diez consejos de confiabilidad que forman el Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica (*Northamerican Electricity Coordinating Council - NERC*). El WECC es responsable de coordinar y promover la confiabilidad del sistema eléctrico y facilitar la formación de las Organizaciones Regionales de Transporte en diversas partes del oeste de América del Norte.

El sistema eléctrico de Alberta tiene una capacidad instalada de 16.24 GW (a julio de 2015), predominantemente térmicos: 7.08 GW de plantas a gas natural (43.6%), 6.26 GW a carbón (38.5%), 1.46 GW eólicos (9.0%), 0.90 GW hidráulicos (5.5%), 0.45 GW de biomasa (2.8%) y 0.10 GW de residuos sólidos (0.6%) [29]. La oferta está muy concentrada, con más del 70% de la oferta de generación en manos de las cinco empresas más grandes [17].

En cuanto a las interconexiones, está conectado con sus dos vecinos provinciales, Columbia Británica y Saskatchewan, y a partir del año 2013 entró en servicio, la línea Montana-Alberta,

que permite transferir energía directamente a USA. En la Tabla I se muestra la capacidad total de estas transferencias [29].

TABLA I  
CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ALBERTA

	Exportación MW	Importación MW
WECC* Incluye British Columbia y Montana	735	765
Saskatchewan	153	153
<b>Total</b>	<b>888</b>	<b>918</b>

\*WECC: Western Electricity Coordinating Council

La demanda interna de energía en el 2015 fue de 80.26 TWh, con un crecimiento de sólo 0.4% respecto a la demanda de 2014 debido a un invierno moderado y al menor crecimiento de la economía. La demanda pico fue de 11.23 GW, con un crecimiento de 0.54% respecto a la de 2014. La demanda de electricidad en Alberta se compone de cuatro grupos principales: residencial, agrícola, comercial e industrial. La carga industrial es superior al 50%, la comercial se sitúa en 27%, la residencial cercana al 18% y la agrícola en el 3%. El factor de carga en 2015 fue 82%, que indica una carga estable, en gran parte debido a la fuerte demanda industrial [29, 30].

De acuerdo con la Comisión de Servicios de Alberta - AUC [31], Alberta inició el proceso de la reestructuración de la industria eléctrica en 1995, con la creación del Consejo de Energía y Servicios Públicos (*Alberta Energy and Utilities Board - EUB*) mediante la fusión del Consejo de Empresas de Servicios (*Public Utilities Board*) y el Consejo de Conservación y Recursos Energéticos (*Energy Resources and Conservation Board*). En 1996 y 1997 el EUB lideró la aprobación de la Ley de Energía Eléctrica (*Electric Utilities Act*) y su reforma (*Electric Utilities Amendment Act*) mediante las cuales se introdujeron cambios en el servicio público de electricidad, se estableció la desintegración funcional de las actividades de generación, transmisión y distribución y se instituyó el libre acceso a las redes. Estos servicios estaban a cargo de inversores privados y entidades municipales integradas verticalmente, con la obligación de prestar el servicio en sus territorios. Se introdujo competencia en la actividad de generación mientras la transmisión y distribución quedaron sujetas a regulación. En el año 2001 se reestructuró nuevamente la industria, la EUB dejó de regular los precios mayoristas de electricidad y se extendió la competencia al mercado minorista, con lo cual todos los consumidores pueden escoger libremente su suministrador de energía. Finalmente, en el 2008 se crearon dos organismos reguladores a partir del EUB, la Comisión de Servicios de Alberta (*Alberta Utilities Commission - AUC*) y el Consejo de Conservación de los Recursos Energéticos (*Energy Resources Conservation Board*). Este último se transformó en 2013 en el Regulador de Energía de Alberta (*Alberta Energy Regulator*), encargado del desarrollo de todos los recursos energéticos, incluyendo aspectos ambientales [31].

La AUC se encarga de la regulación de los servicios públicos de Alberta (energía eléctrica, gas natural y los servicios de agua) y de los mercados minoristas de gas natural y energía eléctrica, además de actuar con relación a las quejas que el

Administrador de Vigilancia del Mercado (*Market Surveillance Administrator – MSA*) le remita. El MSA es un monitor del mercado, que se encarga de vigilar el comportamiento de todos los agentes del sector eléctrico, tanto mayorista como minorista, de manera que se cumplan las reglas y se desarrollen las actividades en un ambiente abiertamente competitivo. También se encarga de asegurar que los participantes en el mercado cumplen con los estándares de confiabilidad y con las reglas del operador del Sistema (*Alberta Electric System Operator–AESO*) [32].

Por último, el sistema cuenta con un operador independiente, AESO, que se encarga de garantizar el acceso libre a la red por parte de compañías de generación de distribución y de grandes consumidores industriales, de la operación segura y confiable de la transmisión y de la planeación de la expansión de la misma. Fue creado en 2003 bajo el *Electric Utilities Act* (EUA) y es independiente de los propietarios de los activos de la red de transmisión [33].

### 1) Mercado Spot:

En cuanto al mercado *spot*, los generadores presentan ofertas indicando la máxima cantidad de energía que pueden entregar cada hora (debe corresponder a la disponibilidad técnica de la central) y el precio al que están dispuestos a generar. Este precio de oferta no necesariamente debe reflejar los costos marginales de operación, pero debe estar entre un mínimo de 0 USD/MWh y un máximo de 999.99 USD/MWh. El programa de generación es definido ordenando las ofertas en orden ascendente de precio y el precio del *spot* corresponde al costo marginal de la hora de esta generación en mérito, forma de definir el precio del *spot* que está vigente desde noviembre de 2015. Previamente, correspondía al costo de la última unidad despachada, así fuera requerida “fuera de mérito” por efectos de la red de transmisión. Cuando el operador del sistema se ve obligado a no atender demanda en el mercado de Alberta, así sea por razón de restricciones en la red, el precio marginal del sistema se establece en el límite superior del precio de oferta, 1000 USD/MWh [30, 34].

En lo referente a las importaciones, la cantidad de energía que se puede intercambiar entre jurisdicciones depende de criterios de confiabilidad y seguridad del sistema. Los participantes del mercado no pueden especificar un precio de oferta de la energía importada: toda la energía importada tiene un precio de 0 USD/MWh. Como resultado, la energía importada desplaza generación en mérito y reduce el precio marginal del sistema. En consecuencia, los importadores transfieren energía a Alberta sólo cuando las condiciones económicas resultan favorables. Alberta ha sido importador neto de electricidad durante los últimos 13 años [30].

Estructura	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Separación funcional de generación, transmisión y distribución.</li> <li>- Servicio de generación competitivo y de T&amp;D regulado</li> <li>- Los distribuidores conservan sus territorios de servicios y prestan el servicio de suministro al mercado minorista</li> <li>- Administrador independiente de la transmisión, que coordina la red de transmisión regional, con pagos regulados a los propietarios de las mismas</li> </ul>
Mercado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Participación obligatoria en el pool</li> <li>- Se permite cobertura financiera. Estos contratos fueron regulados hasta 2001, correspondientes al de 85% de la generación vendida a través del pool para los generadores existentes, asegurando la recuperación de costos fijos para éstos</li> <li>- Mercado minorista competitivo a partir de 2001</li> <li>- Intercambios bilaterales y contratos forward planeados para 2001, con lo cual se amplía la base de agentes que pueden recuperar sus costos fijos</li> <li>- Sólo los clientes industriales están totalmente expuestos a los precios de mercado. Los consumidores residenciales y comerciales pueden permanecer con el distribuidor de la zona (que debe cubrirse con contratos) por periodos de 3 a 5 años. Esto amortigua las señales de los precios de mercado</li> </ul>
Operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El pool opera como un mercado spot de energía del día antes, con resolución horaria</li> <li>- Los participantes del pool envían ofertas horarias de suministro y la demanda oferta, en un rango <math>0 \leq P_{oferta} \leq 999.99</math> \$/MWh</li> <li>- El AESO realiza el despacho en orden de mérito, de menor a mayor precio hasta cubrir la demanda</li> <li>- El precio horario del pool corresponde al precio de la unidad en mérito despachada más cara durante la hora para atender la demanda</li> </ul>
Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Planeación de la expansión de la transmisión con el objetivo de que en el largo plazo no debe haber congestión en el sistema.</li> <li>- Como resultado de lo anterior, Alberta tiene un único precio spot en todo el mercado.</li> </ul>

### 2) Mercado de Contratos Bilaterales:

Los contratos bilaterales son libres y del tipo financiero. Los contratos *Power Purchase Agreement* (PPA) también son permitidos. Para la demanda regulada atendida por el distribuidor, existe un mecanismo de cobertura de precios llamado Opción de Tarifa Regulada (*Regulated Rate Option – RRO*) que consiste en la obligación del distribuidor de contratar la energía necesaria para este tipo de usuarios (con consumos menores a 250 MWh-año) con una anticipación de por lo menos 120 días, con el fin de que esta demanda no quede expuesta a la volatilidad de los precios *spot*. Esta opción fue implementada en 2006 con aumentos de 20% de obligación de contratación anuales, por lo que a 2010 el total de la demanda regulada residencial, agrícola y pequeños comerciales están obligadas a estar cubiertas con compras de contratos por parte del distribuidor.

### 3) Servicios complementarios:

En el mercado de Alberta se remuneran los servicios complementarios (reserva de regulación y reserva de contingencia), cuyo objetivo es la operación confiable y segura del sistema. Cada uno de estos servicios se remunera según la modalidad en que se prestan, que puede ser activa o en *stand-by* (la cual se utiliza cuando se ha agotado la modalidad activa de cada servicio complementario). Para los servicios complementarios en modalidad activa los participantes en este mercado hacen ofertas en la forma de primas o descuentos con relación al precio *spot* y son llamados a prestar el servicio minimizando el costo del mismo, determinando un precio de equilibrio para el sistema, el cual se reconoce a todos los elegidos para prestar el servicio. Para la modalidad *stand-by*, se oferta en forma de opciones, que incluyen una prima, la cual se paga por el hecho de ser elegido para este producto y un precio de activación, que sólo se paga si se activa la prestación del servicio. Igualmente, se definen los prestadores de los servicios



complementarios en esta modalidad minimizando el valor total del mismo y se paga a cada participante su precio de oferta.

#### 4) *Mecanismo de Seguimiento y Vigilancia del Mercado:*

Una característica importante de este mercado es que el comportamiento de los agentes, tanto en el mayorista como en el minorista, es evaluado permanentemente por el Administrador de Vigilancia del Mercado (MSA), que hace un seguimiento estrecho del mismo para identificar comportamientos no permitidos. Es de señalar que, está prohibido incurrir en conductas que no permitan una respuesta competitiva de otro(s) participante(s) o comportamientos coordinados con la respuesta de otro(s) participante(s). Este tipo de conductas da lugar a varios tipos de procedimientos, que van desde la acusación ante el Bureau de Competencia (*Competition Bureau*) para el caso de colusión explícita hasta actuaciones de la Comisión de Servicios de Alberta (AUC) para la colusión tácita o paralelismo consciente.

El MSA realiza evaluaciones periódicas del mercado y publica el Reporte del Estado del Mercado (*State of the Market Report*), con la valoración de las pérdidas de eficiencia estática (resultados del mercado en el corto plazo) y de eficiencia dinámica (resultados del mercado en el largo plazo) y practica pruebas de competencia efectiva. Según su *State of the Market Report 2012*, el MSA encontró que el mercado de Alberta es efectivamente competitivo como resultado de la evaluación de la pérdida de eficiencia estática (menos del 1% del precio promedio del *spot* en un período de cuatro años), la cuantificación de la eficiencia dinámica (comparación de precio y costos durante un lapso prolongado de tiempo) y del despliegue de la actividad de monitoreo del mercado para identificar colusión, abuso de poder de mercado o prácticas anticompetitivas [17].

#### 5) *Desempeño del Mercado:*

De lo expuesto hasta ahora se observa que el mercado de Alberta presenta las siguientes características que permiten la recuperación de los costos de inversión que requiere la actividad de generación [17]:

- Una altísima componente de capacidad térmica (cerca del 90%), con amplia disponibilidad de combustible, que le da firmeza al sistema.
- Un alto factor de carga que hace que la utilización del parque generador sea alta, disminuyendo el problema de no recuperación de costos fijos.
- No existencia de mecanismos automáticos para controlar los precios de oferta de los generadores en el *spot* y aceptación del uso ocasional del poder de mercado, con lo cual se eleva el precio del *spot* en algunas circunstancias hasta niveles superiores a los costos variables de producción del generador marginal.
- Estipulación de contratos estandarizados de largo plazo, hasta por veinte años.

De hecho, al sistema se ha expandido en 9.97 GW durante el período 1998 – 2015 y se han retirado 1.53 GW de plantas de generación de carbón y gas natural.

Aunque no existe remuneración de la capacidad y la

obligación de contratación por parte de la demanda regulada únicamente exige una anticipación de 120 días, el funcionamiento del mercado ha sido exitoso, según Olmstead [17], porque ha atraído inversión en generación suficiente para cumplir con el crecimiento de la demanda, ha promovido el retiro de plantas de generación a carbón antiguas y de poca eficiencia, ha aumentado el número de participantes en la actividad de generación, se han diversificado los recursos energéticos con el ingreso de plantas hidráulicas y eólicas, existen incentivos para la respuesta de la demanda al comportamiento del precio del *spot* (especialmente los grandes industriales) y la reserva del sistema (capacidad vs demanda) se ha mantenido (en la evaluación ex post) cercana a los niveles objetivo fijados por el AESO. Adicionalmente, la evaluación de la competencia del mercado por parte de los organismos que lo supervisan, desde múltiples dimensiones, ha sido satisfactoria.

#### C. *Mercado de PJM*

PJM es un operador de transmisión regional RTO (por sus siglas en inglés) que coordina la operación total o parcial en 13 estados de Estados Unidos (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia Occidental y el Distrito de Columbia). Integra en el mercado mayorista cerca de 1485 plantas de generación con una capacidad instalada de 183.6 GW y una demanda máxima de potencia en 2014 de 165.5 GW. También ese año, la generación fue 837.8 TWh con una demanda de energía de 797.5 TWh y un crecimiento interanual de 2% [35].

La matriz de generación en 2014 para PJM estaba compuesta por plantas a carbón con 44%, centrales nucleares con 34%, térmicas a gas con 17%, plantas hidráulicas con 2%, plantas eólicas con 2% y otras centrales de generación renovables con 1%. Como se puede observar, el mercado mayorista de PJM es predominantemente térmico con una participación de esta tecnología en la capacidad instalada de 2014 del 76%, 18% de centrales nucleares, 5% de hidráulicas y 1% de generadores renovables. Según cálculos de Ernst & Young [25] el índice de concentración C4 en la actividad de generación del año 2014 corresponde a 48% con 77.9 GW y el índice Herfindahl e Hirschman (IHH) en capacidad instalada es de 783, lo cual indica una concentración baja.

La participación de agentes del ámbito público en el mercado es baja y el 45% de las empresas que participan en el mercado mayorista están integradas por lo menos en dos actividades de la cadena de valor, debido a la transición de un sector centralizado hacia un mercado competitivo segmentado por actividades. Para garantizar el funcionamiento eficiente del mercado mayorista de PJM existe una unidad independiente de monitoreo MMU (por sus siglas en inglés) que realiza un seguimiento permanente de la conducta e impacto de los agentes en los cuatro mercados que funcionan en PJM, con el fin de proponer ajustes al mercado en caso de que se presenten comportamientos sistemáticamente anticompetitivos. El MMU realiza recomendación al Comité de Miembros y éste es quien decide su implementación [36].

El mercado mayorista de PJM adoptó inicialmente un esquema de costos nodales para el mercado del día siguiente y el mercado en tiempo real, que más adelante evolucionó a un

mercado de precios marginales nodales en la medida en que se logró una mayor participación de la demanda. Igualmente, según Bowring [14] desde 1999 PJM adoptó el esquema de mercados de capacidad para garantizar la confiabilidad en generación, pero en 2007 reemplazó los mercados de capacidad diarios, mensuales y multimensuales por el modelo de valoración de la confiabilidad RPM (*Reliability Pricing Model*) y en 2015 se hicieron ajustes a este mercado con el modelo de desempeño de capacidad CP (*Capacity Performance*).

El funcionamiento del mercado mayorista de PJM incluye cuatro submercados [36]: el mercado del día antes, el mercado en tiempo real, el mercado de servicios complementarios (regulación, reserva sincronizada y reserva programada) y el mercado de capacidad RPM. Adicionalmente, realiza subastas de los derechos de transmisión, permite la negociación mediante contratos bilaterales OTC (*Over The Counter*) y estandarizados y en todos estos submercados promueve la participación activa de la demanda, mediante ofertas explícitas o mediante esquemas de respuesta de la demanda DR (*Demand Response*).

#### 1) Mercado del día antes:

En el mercado del día antes participa la oferta y la demanda con precios de oferta de generación y demanda y transacciones bilaterales de los participantes para 24 horas en cada punto de inyección y retiro. Los generadores ofertan costos de arranque, costo de operación sin carga y precio incremental de la energía. Pueden ofertar cero cuando quieren garantizar su despacho. La demanda por su parte puede ofertar una cantidad fija horaria de MW o una dupla de precio y MW. Para hacer el despacho PJM utiliza un modelo de optimización con restricciones de red y a partir de las ofertas de precio se establecen los compromisos de entrega de los generadores y de consumo de la demanda y se calculan los precios nodales, conocidos desde el día previo al día de despacho [36].

#### 2) Mercado en tiempo real:

El mercado en tiempo real se cierra en intervalos de 5 minutos con restricciones de red. Los generadores no seleccionados en el mercado del día siguiente pueden actualizar sus ofertas. Con la demanda reales y el despacho real de generación, se actualizan los precios nodales y las transacciones. Es un mercado de balance donde se transan las desviaciones de generación y consumos reales por hora con precio nodales promedio calculados para periodos de cada 5 minutos [25].

#### 3) Servicios complementarios:

Se transan 3 servicios de reserva: la reserva de regulación, la reserva sincronizada o rodante y la reserva programada. Los agentes que atienden demanda deben garantizar los servicios complementarios ya sea a partir de generación propia, mediante contratación con terceros o compra en el mercado de servicios complementarios. Los agentes generadores ofertan precio y disponibilidad de la reserva y se co-optimiza en el despacho de la energía. Además, se recibe compensación por la energía no generada si el precio de oferta es menor que el precio de la energía. El arranque autónomo y la potencia reactiva se adquieren a costo del servicio y no son servicios ofrecidos en el mercado de servicios complementarios. En cuanto a la generación de seguridad, las centrales *Must Run* se remuneran

a costo mediante contratos entre el PJM y el generador que está habilitado para prestar esta generación [25].

#### 4) Mercado de capacidad:

En el mercado de capacidad de PJM se remunera la potencia disponible de los generadores existentes, los generadores nuevos, la respuesta de la demanda, proyectos de eficiencia energética y las importaciones firmes. Esta remuneración pretende cubrir parte de los costos fijos y por esto es un incentivo para atraer la inversión en generación nueva, demanda interrumpible o importaciones firmes y mantener en operación las centrales de generación existentes. Las empresas que atienden demanda deben contar con potencia suficiente para cubrir su demanda proyectada para 3 años vista más un margen de confiabilidad, requisito que pueden cumplir con generación propia, contratada bilateralmente o comprada de la subasta de capacidad realizada por PJM [37]. Los agentes asignados en la subasta asumen compromisos de suministro de capacidad con 3 años de anticipación. En la subasta se reciben ofertas que se cruzan contra la demanda de capacidad por área del sistema, con restricciones de transmisión y como resultado de este cruce, se establecen precios de capacidad por área de demanda. Cada año se hace una subasta residual por la capacidad que las empresas que atienden la demanda no han cubierto con generación propia o contratación bilateral. Antes de la subasta se evalúa el poder de mercado y si un agente tiene poder de mercado se techan sus ofertas. Previo a la subasta se define el CONE o costo de nuevo entrante, el cual se calcula con base en el costo nivelado de capital de una central térmica de ciclo simple más los costos fijos de operación y mantenimiento. Se supone una planta sin contratos de largo plazo (PPA) que recupera la inversión en un horizonte de 20 años con un costo de capital promedio ponderado (WACC) de 8.5% [38]. También se calculan los ingresos promedio anuales que hubiera recibido la central térmica de referencia por concepto de energía y servicios auxiliares durante los 3 años anteriores a la fecha de realización de la subasta. De la diferencia entre el CONE y los ingresos promedio anuales se obtiene el CONE Neto que corresponde al precio de referencia de potencia al cual entraría una nueva central al mercado. Para definir la curva de Requerimientos de Demanda Variable (VRR) se toma el 1.5 x CONE Neto como precio techo de la subasta y para ello, se publica un CONE Neto para cada área de demanda [14].

En 2015 se mejoró el modelo de subastas RPM incluyendo el concepto de Potencia con Rendimiento (CP) con lo cual se aumentan los requisitos para el cumplimiento de las obligaciones de suministro y los generadores pueden recibir pagos por desempeño adicionales. Con este cambio regulatorio existen actualmente dos productos de capacidad: la Potencia con Rendimiento (CP) y la Potencia Base (BC). Los recursos que participan en el primer tipo deben estar disponibles para entregar la energía en cualquier momento del año cuando sean requeridos, mientras que los que participan en el segundo tipo deben estar disponibles todo el año, pero sólo tienen cargos por bajo rendimiento si incumplen en el periodo de verano. Los precios a los cuales cierra la subasta de tipo CP son mayores a los precios de cierre de la subasta tipo BC [39], pues el compromiso de entrega es mayor en la primera.

Este esquema de confiabilidad con mercado de capacidad se complementa con contratos tipo *Power Purchase Agreement* (PPA) para cumplir los portafolios mínimos de energía renovable que deben cumplir los agentes que atienden la demanda.

#### 5) *Derechos Financieros de Transmisión:*

Los Derechos Financieros de Transmisión otorgan a su titular el derecho a ingresos o cargos por las diferencias nodales. Se pueden adquirir en subastas de largo plazo de 1 a 3 años, subastas anuales, subastas mensuales o en el mercado secundario bilateral. Los ingresos de las subastas de derechos financieros de transmisión se distribuyen a los propietarios de la capacidad de transmisión. Son un elemento de cobertura de riesgo de precio nodal [25].

#### 6) *Respuesta de la demanda:*

En el mercado de energía de PJM se compensa a los usuarios finales por reducción de la demanda en periodos de altos precios o en periodos críticos de confiabilidad. Los usuarios participan a través de agregadores de demanda tanto en el mercado del día antes como en el mercado en tiempo real. Los agregadores ofertan un precio y una reducción de la demanda y en estos submercados se les paga a precios marginales nodales de la zona. Todavía no está implementado el esquema de respuesta directa de la demanda por precio, pues necesita cambios en la tarifa e infraestructura de medición avanzada. La demanda puede participar a través de un agregador en los mercados de capacidad con un compromiso de reducir la demanda o de hacer proyectos de eficiencia energética [25].

#### 7) *Desempeño del Mercado:*

Uno de los objetivos establecidos por PJM con el esquema de RPM desde el punto de vista de confiabilidad ha sido mantener el margen de reserva, el cual responde a un estándar de un evento de pérdida de carga en 10 años. Este margen de reserva resulta de los estudios de planeamiento energético y equivale a mantener exceso de capacidad para abastecer la energía. Este exceso de capacidad puede llevar a una baja en los precios de los mercados de energía y, por lo tanto, menores ingresos para los generadores, lo mismo que menor duración de las situaciones de precios altos, lo que se traduce en menor incentivo para invertir, así este efecto debe ser compensado por el mercado de capacidad [14]. Como resultado de las subastas de RPM se ha venido cumpliendo el objetivo de mantener el margen de reserva atrayendo suficiente capacidad para conservar los niveles de confiabilidad en el sistema de transmisión regional y en las áreas de demanda localizadas de PJM, tal como lo afirma Brattle Group [38]. Desde 2007 y hasta la fecha de elaboración de este artículo, las subastas RPM han permitido la entrada de 62 GW de nueva capacidad. Igualmente, desde la implementación de este mecanismo ha sido evidente el aumento del precio de cierre de las subastas de capacidad lo que ha permitido la entrada de nuevos generadores, proyectos de eficiencia energética y de respuesta de la demanda. Con este esquema de capacidad se ha mantenido un margen de reserva superior al 16% entre 2008 y 2012 e incluso superior al 20% entre 2013 y 2015 [40]. En el caso de la última subasta llevada a cabo en agosto de 2015 para entrega en el período 2018/2019, el margen de reserva fue de 19.8%

[39]. PJM hizo público el resultado de las subastas RPM, las cuales cerraron en un precio de 5.01 USD/kW-mes en las áreas menos congestionadas y en las áreas más congestionadas en un precio de 6.85 USD/kW-mes. Como resultados del esquema RPM desde su implementación en 2007 hasta la fecha, se ha logrado la entrada de 29.46 GW de nuevas unidades de generación, 8.45 GW por renovación de unidades existentes, 1.56 GW por reactivación de unidades retiradas, 12.42 GW por contratos de Eficiencia Energética, 4.62 GW por retiros cancelados y 7.03 GW por potencia neta importada [39], lo cual demuestra el éxito en el cumplimiento de los objetivos esperados del esquema de confiabilidad en el suministro.

#### D. *Mercado eléctrico chileno*

El mercado eléctrico chileno está dividido en 4 subsistemas eléctricos: los más pequeños corresponden a dos subsistemas aislados ubicados al sur del país en la región austral, llamados Magallanes y Aysén, y los dos subsistemas principales, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). De acuerdo con estadísticas publicadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile [41], el SIC es el mayor de ellos con una capacidad instalada de 15.60 GW a febrero de 2016, de los cuales 7.55 GW son térmicos, 6.01 GW son hidráulicos con embalse o filo de agua, 0.82 GW son eólicos, 0.44 GW son pequeñas hidráulicas, 0.44 GW son de origen solar, 0.30 corresponden a centrales de biomasa y 0.04 GW a biogás. El SING, que es el segundo subsistema en importancia, tiene una capacidad instalada de 4.01 GW, de los cuales 3.76 GW son térmicos y 0.25 GW corresponden a centrales renovables no convencionales (ERNC) y que según Saldías y Ullóa [42] abastece principalmente el sector de la minería. Los dos subsistemas de Aysén y Magallanes tienen una capacidad instalada de 0.05 GW y 0.10 GW y atienden una porción muy pequeña de la población, 0.6% y 1.0% respectivamente.

A diferencia de Brasil, como lo afirma Bezerra et al. [43], Chile ha desarrollado su matriz energética basado en un mercado competitivo privado creado con las reformas regulatorias del inicio de los años ochenta.

En el marco institucional chileno la función del Estado se limita a la regulación y fiscalización del esquema, a la realización de la planificación indicativa de la expansión en generación y a garantizar el libre acceso a la transmisión troncal. Los agentes privados tienen la libertad de analizar las inversiones en generación desde el punto de vista de ubicación, capacidad instalada, tecnología, combustibles y fecha de ingreso al sistema, entre otros [44].

#### 1) *Mercado Spot:*

El mercado eléctrico *spot* o de corto plazo chileno funciona con el esquema marginalista con un precio por cada nodo del sistema [42] en el cual los generadores declaran sus costos variables y son despachados por el operador del sistema (Centro de Despacho Económico de Carga - CDEC) mediante un modelo matemático de mínimo costo hasta llenar la curva de demanda diaria con los recursos de generación.

En el 2016 se está discutiendo en el sector eléctrico chileno la aplicación del esquema de Potencia de Suficiencia y el despacho y remuneración de los servicios complementarios. A continuación, se describe la remuneración que se hará de los mencionados servicios.

### 2) *Potencia de Suficiencia:*

Este ítem busca remunerar la contribución que hace cada generador a la demanda de punta del sistema y para ello le reconoce un pago de potencia usando como referencia el costo de inversión de la tecnología de punta [45]. Mientras se implementa la remuneración de la potencia de suficiencia, se viene remunerando la Potencia Firme que incluye dos elementos: el atributo de suficiencia que mide la contribución a la probabilidad de abastecer la demanda y el atributo de seguridad que mide la posibilidad de mitigar las perturbaciones de corto plazo en el sistema. Una vez entre en vigencia la Potencia de Suficiencia, el atributo de seguridad se remunerará mediante los Servicios Complementarios (SSCC). Para determinar la Potencia de Suficiencia, el CDEC determina la Potencia Máxima Disponible de la unidad mediante la realización de pruebas de potencia máxima; la Potencia Inicial que corresponde al peor escenario de disponibilidad media anual de insumo principal de los últimos 5 años (caudales, viento, radiación), considerando la zona o región, de acuerdo con la información histórica disponible; luego determina la Potencia de Suficiencia Preliminar que se calcula partiendo de la Potencia Inicial y se le restan los mantenimientos mayores y los consumos propios; por último, el CDEC calcula la Potencia de suficiencia Definitiva partiendo de la Potencia de Suficiencia Preliminar aplicándole la incertidumbre asociada a la disponibilidad del recurso y la indisponibilidad forzada de la unidad de generación y los activos de transmisión que la conectan al sistema. Todas las Potencias de Suficiencias son escaladas mediante un factor único hasta que la suma de las Potencias de Suficiencia totales del sistema iguale la Demanda Máxima de Punta. Igualmente se verifica que la Potencia de Suficiencia definitiva de cada unidad pueda transitar por las instalaciones de transmisión del sistema, en caso de haber restricción se disminuye hasta evitarla y se aumenta la Potencia de Suficiencia de las demás generadoras hasta cubrir la Demanda Máxima de Punta [46]. Esta Potencia de Suficiencia se remunera al Precio de Potencia de Nudo que define la CNE semestralmente en abril y octubre de cada año y responde al costo de inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad de punta en Chile más un margen de reserva.

### 3) *Servicios Complementarios:*

La regulación chilena de Servicios Complementarios (SSCC) establece que son remunerados cuatro tipos de servicios: control primario y secundario de frecuencia (CPF y CSF), control de tensión (CT), planes de recuperación de servicio (PRS) y desprendimiento automático de carga (EDAC). Anualmente el operador del sistema CDEC define los recursos de generación y demanda que están habilitados para la prestación del servicio [47], incluyendo generadores convencionales y no convencionales y para el EDAC los clientes habilitados [48]. Los SSCC asociados a los PRS son los siguientes: partida autónoma, aislamiento rápido y equipos de

sincronización (para líneas de transmisión). Del mismo modo, el CDEC debe realizar cada 2 años, un estudio de costos de prestación de los SSCC que incluya el costo de inversión y el costo de operación de los equipos directa e indirectamente involucrados, adicionales a los requeridos para la operación normal en la Norma Técnica [49]. Como parte de la remuneración también se incluye los costos de habilitación, pruebas de certificación y pruebas operativas. Se espera que la prestación remunerada de los SSCC inicie en 2016, lo mismo que el esquema de Potencia de Suficiencia.

### 4) *Mercado de Energía Renovable No Convencional ERNC:*

En 2008 se expidió la ley 20.257 (Ley ERNC) para incentivar la inversión en tecnologías de generación renovable no convencional entre las cuales se encuentran plantas hidráulicas menores a 20 MW, la biomasa, la geotérmica, la eólica, la solar y la mareomotriz [43]. De acuerdo con el Ministerio de Energía [45], la ley establece que un porcentaje de la energía contratada por las empresas generadoras con capacidad mayor a 200 MW deban provenir de centrales tipo ERNC; esta obligación aplica para contratos firmados después de agosto de 2007 [46]. Este porcentaje iniciaba en 5% para el horizonte de 2010 a 2014 y de ahí en adelante aumenta en 0.5% hasta llegar a 10% en 2025.

Más tarde en 2013 se expidió la Ley 20.698 (Ley 20/25) que complementa la Ley ERNC y establece que el porcentaje aplicable para los contratos firmados a partir del 31 de julio de 2013 es del 5% en 2013, lo cual reduce las exigencias al disminuir la demanda obligada, y aumenta en 1% anual hasta 2020 y 1.5% de ahí en adelante hasta 2024 y el último año un incremento de 2% hasta alcanzar un 20% en 2025. Los generadores ERNC pueden transferir su atributo ERNC, máximo de un año a otro para cubrir las obligaciones y en caso de incumplir la obligación están obligados a pagar una penalización de aproximadamente 30 USD/MWh. Si el incumplimiento es reiterativo durante 3 años consecutivos la penalización aumenta a una penalización aproximada de 40 USD/MWh [45].

Al día de hoy, con la reducción de las metas inicialmente definidas (mayor demanda inicial obligada a pagar ERNC), las cuotas de participación de ERNC introducidas en las leyes mencionadas se han cumplido holgadamente, y considerando los proyectos en desarrollo avanzado y los adjudicados en el último proceso de licitaciones, permitirán por sí solos cumplir esta política (20% de los retiros al 2025) de forma anticipada.

### 5) *Mercado de Contratos Bilaterales:*

A partir de 2005 se realizó en Chile un cambio regulatorio con el cual se pasó de un esquema regulado de Precios de Nudo para el abastecimiento de la demanda regulada a un mecanismo de licitaciones de suministro de largo plazo en el cual las distribuidoras estaban obligadas a contratar toda su demanda en procesos abiertos con por lo menos 3 años de anterioridad para permitir la entrada de proyectos nuevos. Este esquema implementado pretendía precios estables y eficientes para la demanda y para los generadores, por medio de la competencia de nuevos agentes en el sector, para lo cual se fijó el plazo de contratación hasta por 15 años, con un precio techo de energía y un precio de potencia, fijados y publicados con anterioridad por el regulador. Este esquema de licitaciones presentaba varias falencias entre las cuales estaban, la no inclusión de la

indexación en la evaluación de la ofertas, la posibilidad de que los generadores ofertaran mayores cantidades de energía a la que se consideraba firme, el precio techo de energía era público previamente a la licitación y definido en un nivel muy bajo que no incentivaba la inversión en capacidad nueva de generación, el proceso licitatorio no chequeaba condiciones de competencia ni a priori ni posterior al cierre y el período de anterioridad a la entrega era muy corto para el desarrollo de algunas tecnologías [50]. Otra dificultad identificada en el esquema previo de licitaciones fue la rigidez en la definición de los bloques a licitar que no dejaba aprovechar la ventaja competitiva de las diferentes tecnologías para lograr eficiencia en la asignación. Por último, en las licitaciones realizadas bajo este esquema, el riesgo de indexación se traspasó del generador a la demanda, lo cual corresponde a un riesgo que ésta no está en capacidad de gestionar. Como respuesta a algunas de las dificultades encontradas en este esquema de licitaciones, las licitaciones abiertas en 2013 incorporaron diferentes bloques de demanda que permitieron la participación de generadores de Energía Renovable No Convencional (ERNC), predominantemente solares en el bloque de día dejando adjudicaciones muy bajas en los bloques de pico y madrugada [51].

En enero de 2015, se realizó un cambio a la ley de licitaciones con la publicación de la Ley 20.805. Esta Ley, de acuerdo con la CNE [52], dispuso que los procesos de licitación deben ser diseñados, coordinados y dirigidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual debe elaborar previamente un informe de licitación que incluya las proyecciones de demanda de las distribuidoras para clientes regulados, y realizar una proyección de los posibles procesos licitatorios que se deben llevar a cabo en los próximos 4 años para abastecer de forma confiable la demanda. Amplía el período de antelación para la realización de la licitación de 3 a 5 años con el fin de viabilizar la competencia de nuevas centrales de generación. Igualmente, incorpora la indexación de precios en la evaluación económica de las ofertas con el fin de valorar correctamente los riesgos que corre la demanda en cuando a la evolución de los precios de compra. En cada proceso licitatorio, la CNE fijará el valor máximo de las ofertas para cada bloque de energía, el cual permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas y responderá a criterios de costos eficientes de abastecimientos para cada caso [53].

#### 6) *Desempeño del Mercado:*

Como resultado de las licitaciones que se realizaron bajo el esquema de licitaciones regulado en 2005, únicamente se obtuvo oferta de capacidad nueva en la Licitación 1.2 de 2007 con inicio de suministro 2010, de la central Guacolda 3 de 135 MW [50]. También en las licitaciones 2013-03 segundo llamado se obtuvo oferta de varios proyectos solares con potencia de 350 MW, la central ciclo combinado El Campesino de 640 MW y su terminal GNL Penco-Lirquén y el aumento de capacidad de las centrales térmicas de E-CL y la interconexión SIC-SING que le permita a este último generador cumplir con su compromiso a partir de 2018 [54]. En la licitación 2015/2 de octubre de 2015, se adjudicó el 100% de la energía licitada (1200 GWh-año) a proyectos eólicos y solares a precios menores de los obtenidos en las licitaciones anteriores (79.3 USD/MWh indexado con CPI) [55]. Actualmente se encuentra abierta la licitación 2015/01 con fecha de cierre julio de 2016

en la cual se buscará comprar 13 TWh-año y se espera que los generadores existentes compitan con precios bajos para mitigar la entrada de nueva capacidad ERNC y así, el riesgo de seguir expuestos a los precios *spot* para el horizonte 2021-2041.

De los resultados de las licitaciones se observa que están incentivando la entrada de nueva capacidad de generación. Sin embargo, dado que corresponden en su gran mayoría a centrales de tipo ERNC, debe tenerse cuidado que la expansión en transmisión permita a estos generadores atender sus compromisos y en el largo plazo se complementen con generación de base necesaria para mantener la confiabilidad del sistema.

#### E. *Mercado eléctrico de Brasil*

Brasil, la economía más grande de América Latina, cuenta con un sistema interconectado (SIN), también el mayor de la región. El SIN está constituido por cuatro subsistemas: Sur, Sudeste/Centro-Oeste (el mayor del país por su demanda y que atiende a la región de mayor población y producción industrial), Norte y Nordeste. Estos subsistemas están interconectados de tal forma que permiten la optimización conjunta del sistema de generación y el transporte de gran parte de la energía desde cualquiera de ellos hasta los centros de consumo [18]. El parque de generación tiene una componente predominantemente hidráulica (cerca del 84% de la capacidad instalada) y se caracteriza por contar con embalses de gran capacidad de regulación, que posibilitan el almacenamiento de energía en períodos de altos aportes para su posterior utilización en períodos secos; otra característica del sistema hidráulico es que los embalses son de uso múltiple, con plantas en cadena de diferentes propietarios, que se encuentran integradas entre sí [42].

Brasil tiene un total de 4,494 plantas en operación, para un total de 142.46 GW de capacidad instalada. De la potencia instalada y en operación, 87.07 GW (61%) corresponden a grandes centrales hidroeléctricas, 39.54 GW (27.7%) a termoeléctricas, 5.25 GW (3.7%) a hidráulicas pequeñas (3.5 MW a 30 MW) y mini hidráulicas (menores a 3.5 MW), 1.99 GW (1.4%) a dos centrales nucleares, 8.59 GW (6%) a plantas eólicas y 0.02 GW (0.02%) a centrales de generación de energía solar fotovoltaica [43]. Está prevista para los próximos años una adición de 38.16 GW de capacidad de generación del país a partir de 189 proyectos actualmente en construcción y que cuentan con licencia ambiental (20.27 GW) y otros 623 cuya construcción no ha iniciado, pero se ha otorgado concesión [43]. Brasil, además, participa en la central binacional de Itaipú, en la frontera con Paraguay, con conversión de frecuencia para que Brasil pueda adquirir la energía generada y no tomada por Paraguay a 50 Hz. Además, existen interconexiones con Paraguay (50 MW), con Argentina (2050 MW), con Venezuela (200 MW - no integrada al SIN de Brasil) y con Uruguay (70 MW) [18]. La demanda del SIN en el año 2015 fue de 537.30 TWh, con una disminución de 0.66% respecto a la del 2014 [44], reflejo de la desaceleración de la economía en los últimos años.

La mayor parte de los activos de generación de energía son de propiedad estatal (aproximadamente el 80%). Centrales Eléctricas Brasileñas (Eletrobras) es la mayor empresa de

generación en el país y es responsable de 42.33 GW de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica a través de 45 centrales hidroeléctricas, 125 plantas termoeléctricas, dos plantas termonucleares y ocho parques eólicos [45]. De las 180 plantas, la compañía tiene la propiedad total de 144 de ellas y sigue expandiendo su parque de generación con la construcción de una serie de nuevas centrales hidroeléctricas en Brasil. El Gobierno Federal posee el 54% de las acciones de Eletrobras, que se negocian en la bolsa de Bovespa y está organizada como compañía matriz que opera filiales regionales de generación en todos los subsistemas. La mayor empresa de generación privada es Tractebel Energia, seguida de la Corporación China Tres Gargantas [46].

Eletrobras también es responsable de 57.290 kilómetros de líneas de transmisión, lo que representa aproximadamente el 50% del total del país. Por el contrario, la distribución está en gran parte en manos privadas: 24 empresas privadas, 21 privatizados, cuatro municipales, ocho estatales y siete empresas federales. Alrededor del 30% de las empresas son públicas (Eletrobras tiene una participación del 51% en la distribuidora Celg-D y controla las siguientes compañías de distribución: *Eletrobras Amazonas Energia*, Eletrobras Distribución Acre, Eletrobras Distribución Roraima, Eletrobras Distribución Rondônia, Eletrobras Distribución Piauí, Eletrobras Distribución Alagoas), mientras que el 70% son de capital privado [46].

El Gobierno comenzó a reestructurar la industria de la energía de Brasil a mediados de la década de 1990, con la creación de un organismo encargado de la regulación, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), el operador del sistema físico (Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS) y un Mercado Mayorista de Energía (MAE). En las reformas al sector se pueden distinguir tres fases: 1995 – 2000, 2000 – 2003 y 2004 hasta hoy. La primera reforma fue una adaptación del pool británico a un sistema con predominancia hidráulica, con precios de oferta para las térmicas, pero no para las plantas hidráulicas, con remuneración a costo marginal de corto plazo. Se asignaron inicialmente contratos entre las compañías de generación y distribución, permitiendo su disminución gradual bajo la premisa de que las reglas del mercado de corto plazo indujeran la contratación posterior, lo cual no sucedió y fue una de las causas de la crisis de 2001. En esta primera reforma se decidió eliminar la integración vertical entre los agentes de la cadena (generación, transmisión, distribución) y se inició un proceso de privatización, inicialmente con las compañías de distribución. Este objetivo no se ha logrado completamente porque, como se puede observar, Eletrobras aún conserva integración vertical relevante [46]. El sistema, además, presentó problemas de gobernabilidad, no se dieron incentivos suficientes para atraer nueva inversión por falta de claridad en las reglas, lo cual desencadenó la crisis de 2001 y el racionamiento [47].

Ante este problema, se introdujeron inicialmente algunos cambios en el sector (Ley 10433 de 2002) y se reestructuró el MAE, que se transformó en un ente privado sujeto a la regulación y monitoreo de la ANEEL. Finalmente, con las Leyes 10847 y 10848 de 2004, se dio inicio a la actual

estructura del sector eléctrico y se establecieron mecanismos para garantizar la seguridad del suministro: la obligatoriedad de las empresas de distribución de contratar el 100% de su demanda esperada para un horizonte de cinco años, la estimación centralizada de la energía garantizada por las plantas de las diferentes tecnologías, la definición de la combinación de contratos con plantas hidroeléctricas y térmicas con el objetivo de balancear garantía de suministro y costos y la reintroducción de la planeación para vigilar permanentemente el crecimiento de la demanda y detectar oportunamente la necesidad de expansión de generación. Para atraer la inversión en generación de energía, se crearon las subastas de contratos de energía a largo plazo (15 y 30 años), para bloques de expansión hidráulica y térmica por separado, buscando reducir los riesgos para los inversionistas y la eficiencia económica.

Desde el punto de vista institucional, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) regula y monitorea el funcionamiento del sector, el Operador Nacional del Sistema (ONS) ejecuta el despacho físico centralizado y la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) se encarga de la compra y venta de electricidad en el ambiente de contratación regulado (ACR) y registra los contratos realizados en el Ambiente de Contratación Libre (ACL). En un nivel más alto, se tienen el Consejo Interministerial Nacional de Política Energética (CNPE) y la Comisión de Seguimiento para el sector eléctrico (CMSE). El Ministerio de Minas y Energía (MME) se encarga de la planeación del sector a través de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y otorga las concesiones. La EPE, creada por la Ley 10847 de 2004, realiza las proyecciones de la matriz energética del país, cuantifica los potenciales de recursos energéticos, estudia los aprovechamientos óptimos del potencial hidráulico, obtiene la licencia ambiental previa y la declaración de disponibilidad hídrica necesarias para las licitaciones de centrales hidráulicas, y las licencias ambientales para las líneas de transmisión y elabora estudios para el desarrollo de los planes de expansión de la generación y transmisión de energía. La EPE realiza planes decenales de energía y publicó el PNE 2030, plan energético nacional con ese horizonte. Las empresas a cargo de la construcción de las instalaciones de generación y transmisión contenidas en los planes de EPE se seleccionan mediante subastas [18].

Existe, además, un mercado de corto plazo y los servicios complementarios del sistema (Encargos de Servicio del Sistema – ESS), que remuneran la prestación de los servicios necesarios para mantener la seguridad y estabilidad en la operación del sistema a cargo de los generadores, los cuales son pagados por la demanda [18].

#### *1) Mercado de Corto Plazo:*

La operación del sistema brasileiro es realizada por el ONS, minimizando los costos de operación del sistema, sin tener en cuenta los contratos. El ONS determina el uso óptimo de los embalses mediante modelos de horizonte de cinco años y 12 meses y cuando el nivel de energía hidráulica embalsada en cada región es inferior a cierto límite de seguridad, activa la Curva de Aversión al Riesgo y recurre a generación de centrales térmicas y de importaciones aun cuando el costo marginal de la

generación hidráulica obtenido de los modelos sea inferior al costo de estos recursos [18].

El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), es el utilizado para valorar las transacciones de energía en el Mercado de Corto Plazo, las cuales se calculan como la diferencia entre las cantidades contratadas y las realmente generadas y consumidas. El ONS calcula semanalmente el PLD, para los tres escalones de carga y para cada subsistema, con los modelos de optimización de la operación del SIN. El PLD corresponde al costo marginal, sin considerar las restricciones de transmisión dentro de cada subsistema, por lo que el precio es único en éstos, pero sí se tiene en cuenta las restricciones de transmisión entre los distintos subsistemas. El PLD tiene un tope mínimo y uno máximo (para 2013: 14.13 R\$/MWh y 780.03 R\$/MWh, respectivamente, equivalentes aproximadamente a 6.35 US\$/MWh y 350.31 US\$/MWh (al tipo de cambio del 23/07/2013) [18]. El cálculo del PLD está basado en el “despacho del día previo”, es decir que es realizado con base a la programación prevista, anterior a la operación real del sistema. Como es típico de los sistemas con gran componente hidráulica, el PLD puede experimentar grandes oscilaciones.

La liquidación de los ingresos de las centrales hidráulicas en el mercado *spot* se hace mediante el MRE (Mecanismo de Reasignación de Energía). El MRE se basa en el concepto de Energía Firme de las centrales hidráulicas, las cuales reciben ingresos correspondientes a su Energía Firme, independientemente de su producción real de energía, siempre que el conjunto de las centrales hidráulicas esté generando por encima de la Energía Firme de todo el sistema. Con esto, se reduce el riesgo de ingresos para un generador hidráulico resultante de la aleatoriedad de la generación hidráulica de su central, transfiriendo excedente de aquellas centrales que en un período dado generan por encima de su Energía Firme hacia las que generan por debajo. A su vez, el producto de la Energía Secundaria (energía generada por encima de la Energía Asegurada del total del SIN), se reparte entre los generadores hidráulicos, en proporción de sus Energías Firmes [18].

## 2) Mercado de Contratos Bilaterales:

La reforma del sector eléctrico de Brasil de 2004 determinó la creación de dos ambientes de comercialización de energía eléctrica [18], los cuales contribuyen a la estabilización de los ingresos de los generadores:

-Ambiente de contratación regulada (ACR) en el que las compañías de distribución deben adquirir el 100% de su demanda.

-Ambiente de contratación libre (ACL) donde los generadores, importadores y comercializadores venden en contratos bilaterales a los consumidores libres y exportadores. Los consumidores libres deben adquirir también el 100% de su demanda.

Todos los contratos son financieros, no afectan el despacho y los generadores deben contar con respaldo de Energía Firme para vender en contratos. El operador del mercado verifica mensualmente (ex - post) el cumplimiento de la exigencia de contratación del 100% de la demanda con el promedio móvil de

los últimos 12 meses y aplica una penalización si la demanda fue mayor que lo contratado.

Se tiene dos modalidades para la contratación: i) Modalidad Cantidad de Energía, en la cual el generador asume el riesgo de generar la energía en la cantidad contratada y ii) Modalidad Disponibilidad, el generador se compromete con la disponibilidad de la planta y el riesgo de la cantidad generada queda a cargo de la distribuidora que compra. El MME ha optado por la modalidad disponibilidad para las centrales térmicas y en ella los distribuidores asumen el pago del combustible. En el mercado brasileiro no existen remuneraciones específicas adicionales a la capacidad de generación [18].

### a) Ambiente de Contratación Regulada (ACR):

Los distribuidores deben garantizar el abastecimiento de la totalidad de su demanda mediante contratos en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR). Los generadores que firman esos contratos son seleccionados mediante licitaciones en la modalidad de subastas, que son adjudicadas a quien oferte un menor precio de la energía. La ANEEL está a cargo de la regulación de esas licitaciones y de su ejecución, directamente o a través de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE). Como resultado de las subastas, se firman contratos bilaterales (Contratos de Comercialización en Ambiente Regulado - CCEAR) entre los generadores ganadores de las subastas y los distribuidores que hayan declarado su necesidad de compra para el año de inicio de suministro de la energía contratada en la subasta, en la proporción de sus necesidades declaradas [18].

Se realizan tres tipos de subastas, A-5, A-3 y A-1, las cuales se llevan a cabo con 5, 3 y 1 año(s) de anticipación al año de inicio del suministro de energía. Las Subastas A-5 y A-3 se realizan para la compra de energía de nuevas plantas de generación y las A-1 para la compra a centrales existentes. Se llevan a cabo también, cuando es necesario, Subastas de Ajuste, 4 veces por año, con un período de anticipación de 4 meses con el objeto de complementar el suministro a un distribuidor, hasta el 1% de su demanda. Los proyectos de generación que como resultado de la planificación realizada por EPE y por resolución del CNPE sean considerados prioritarios, por su carácter estratégico y su interés público, son incluidos en las subastas A-5 y A-3. Se adjudican a la empresa que oferte construirlo cobrando el menor precio por la energía generada por el mismo [18].

Cada año (Año A), todos los distribuidores, vendedores, autoprodutores y los consumidores libres informan al MME el pronóstico de su demanda para los cinco años subsiguientes, que se encarga de totalizar la demanda de los distribuidores y determina la realización de subastas A-5 y A-3, en el ambiente de contratación regulada (ACR). Las necesidades de los demás agentes deben ser suplidas en el ambiente de contratación libre (ACL). La duración de los contratos firmados con centrales nuevas (subastas A-5 y A-3) está entre 15 y 30 años [18].

### b) Ambiente de Contratación Libre (ACL):

Los clientes libres también están obligados a contratar el

100% de su demanda, en el Ambiente de Contratación Libre (ACL), en el que los clientes libres acuerdan contratos bilaterales pactados libremente con los generadores, comercializadores e importadores. Los consumidores libres deben ser agentes de la CCEE o pueden ser representados por otro agente ante ella.

Se clasifican como consumidores libres, a partir de julio de 1995, a aquellos que tienen una demanda igual o superior a 3 MW, independiente del nivel de tensión de conexión. Los consumidores existentes antes de esa fecha, conectados a una tensión de suministro mayor o igual a 69 kV, también se clasifican como libres, independiente de su consumo. Además, se permite que los consumidores con demanda superior a 500 kW compren energía a la compañía de distribución local a tarifa regulada o mediante negociaciones libres con generadores de fuente alternativas de energía (pequeñas centrales hidráulicas, térmicas a biomasa o eólicas) [18].

#### c) *Subastas de Reserva:*

A partir del año 2008 (Decreto 6353), se determinó la realización de Subastas de Reserva, las cuales son organizadas totalmente por el gobierno, que define la demanda a ser contratada y compra capacidad suplementaria adicional a la adquirida en las subastas regulares para la confiabilidad (A-3 y A-5) con el objetivo de solucionar problemas relacionadas con la seguridad de abastecimiento como el retraso en la construcción de las centrales nuevas y otros problemas. Estas subastas se han orientado fuertemente hacia desarrollos de fuentes alternativas. El pago de esta energía está a cargo de todos los consumidores, libres y cautivos y se hacen usualmente con 3 años de anticipación [18,48].

#### d) *Subastas para fuentes alternativas*

En cuanto a fuentes alternativas, además del Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas - PROINFA, instituido mediante las Leyes 10438 de 2002 y 10762 de 2003 con el objeto incentivar el uso de fuentes renovables no convencionales (eólica, biomasa y pequeñas Centrales Hidráulicas - PCH) y gerenciado por Eletrobras, el gobierno, a través de sus decisiones de política energética, ha optado por convocar subastas específicas para estas fuentes. Estas subastas fueron reglamentadas por el Decreto 6048 de 2007.

#### 3) *Certificados de Energía Firme:*

Según lo dicho por Mastropietro et al. [48], en Brasil todos los contratos deben estar cubiertos con certificados de Energía Firme (FEC), conocidos como “garantía física” de cada proyecto y son calculados por la EPE.

Antes de la subasta, cada proyecto hidráulico o térmico candidato debe entregar sus datos técnicos (costos variables, capacidad instalada, índices esperados de indisponibilidad, registro histórico de caudales, entre otros), con base en los cuales se calcula la contribución esperada a la seguridad de suministro de cada planta térmica e hidráulica, para un nivel de confiabilidad dado, con la misma herramienta que utiliza el ONS para hacer las corridas del sistema, simulando la operación conjunta de todos los activos de generación. La FEC

es un documento que certifica la energía en MWh/año.

En el caso de plantas hidráulicas la FEC corresponde a su producción esperada en un año seco. Para las térmicas, la FEC depende de su costo variable de operación: a menor costo variable de operación mayor FEC; bajo este esquema, una planta térmica que siempre está disponible para producir, pero cuyo costo sea extremadamente alto puede recibir Energía Firme cero por su baja contribución en periodos secos. El cálculo de la FEC de plantas eólicas y de biomasa se hace con base en la declaración firmada por el agente en el acto de registro de la planta y no proviene de una simulación integrada de la planta en el sistema. En el caso de eólicas, corresponde a la producción certificada en el percentil 50 (P50) y a partir de 2013 fue revisada a P90.

La FEC no se constituye como una obligación física de producción para plantas térmicas e hidráulicas, pero se espera que la generación real converja naturalmente al obtenido en el procedimiento de cálculo de la FEC durante periodos críticos. En todos los casos, durante la operación, se mide la indisponibilidad real de los recursos. En el caso de las térmicas, si la indisponibilidad promedio real es mayor que la declarada para el cálculo de la FEC, se reduce la FEC para el año siguiente. Los índices de indisponibilidad se verifican y actualizan en agosto de cada año, con base en los valores de los últimos 60 meses (promedio móvil). Para las hidráulicas la FEC puede revisarse cada 5 años. En cada revisión la FEC no puede variar más del 5% y el límite para cambios a la concesión del proyecto es 10%, independiente de que el proyecto haya vendido energía en las subastas reguladas o a consumidores libres. En el caso de eólicas, si vendieron en subastas reguladas su FEC se ajusta cada 4 años con la producción promedio observada en los 4 años anteriores.

La revisión de la FEC en sí misma es una manera de penalizar las plantas por no cumplimiento y cuando éste se presenta, se realiza de manera diferente para cada tecnología. Además, existen penalizaciones adicionales:

- En caso que un proyecto (hidráulico o térmico) con ventas en el mercado regulado o en el libre tenga una disminución en su FEC, deben comprar el remplazo de la misma que se requiera para cubrir sus contratos. Si no se consigue el remplazo de la FEC, se penalizan con el máximo entre el costo de nueva energía y el promedio del precio *spot* de los pasados 12 meses.

- En el caso de eólicas, si se tiene ventas en subastas de reserva, se tiene un precio fijo de penalización por no cumplimiento, relacionado con el precio del proyecto.

#### 4) *Desempeño del Mercado:*

En cuanto al resultado del esquema implantado en Brasil a partir de las reformas de 2004, cabe destacar que en el período 2005 – 2015 se han realizado 34 subastas para expansión (A-3, A-5, reserva y grandes proyectos hidroeléctricos), con una adición de 68.59 GW (36.3% hidráulicos, 36.2% térmicas, 22.1% eólicas, 3.9% solares y 1.5% pequeñas centrales hidráulicas) entre 2009 y 2020 y el país no ha enfrentado racionamientos a pesar de haber tenido periodos con aportes hidrológicos bajos.

No obstante, el esquema es bastante centralizado y, si bien ha



incentivado la inversión y se remunera a las plantas sus costos de operación con el esquema de primas y garantía de recuperación de costos variables para las plantas térmicas, depende en gran medida de decisiones del gobierno, con la vulnerabilidad que esto entraña. Cabe destacar que las características particulares del sistema, con un componente hidráulico de gran proporción, embalses de gran capacidad de regulación en cadena, con diferentes propietarios, dificultan un diseño menos centralizado que incentive una operación óptima de los recursos.

#### *F. Mercado eléctrico de Panamá*

De acuerdo con la CEPAL [56], Panamá ha sido una de las economías latinoamericanas de mayor crecimiento, 8.3% durante los últimos 5 años, impulsado por la transferencia del Canal a Panamá en el año 2000, lo que le permitió beneficiarse del crecimiento del comercio mundial y aprovechar su posición geográfica para transformarse en un centro financiero y de comercio. Panamá se encuentra interconectado con 5 países centroamericanos, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, Guatemala y El Salvador a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), proyecto que se inició en 1996 y funciona según las reglas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el cual se establece que el Mercado Eléctrico Regional - MER - es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados nacionales. Las transacciones en el MER se han concentrado en intercambios en el mercado spot regional, y se han firmado muy pocos contratos firmes de muy corto plazo y la expansión sigue planeándose en cada país. Panamá, además, ha sido uno de los miembros del MER menos activo en intercambios regionales.

El sistema eléctrico panameño tiene una capacidad instalada de 3.04 GW (enero 2016), de los cuales 57.7% corresponden a plantas hidráulicas, 35.3% a plantas térmicas y 10% a energías renovables no convencionales (9.21% eólica y 0.80% solar). El 55% de la capacidad instalada del mercado está concentrada en tres agentes productores (AES 26%, Celsia 18% y ENEL 11%).

El sistema hidráulico tiene una capacidad de regulación muy baja, con los embalses de Bayano (AES) y Fortuna (ENEL) como los únicos con capacidad de regulación anual y estacional respectivamente; la capacidad de regulación de los otros embalses del sistema es inferior a 90 días. La demanda de energía en 2015 fue de 9.85 TWh, con un crecimiento de 9.2% con relación a 2014 [57].

La transformación del mercado eléctrico panameño inició en 1997, con la expedición de la Ley 6, la ley marco del sector, mediante la cual se estableció el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) y el régimen de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica. Se introdujo la competencia en el mercado mayorista y se estableció que las actividades de transmisión y distribución serían reguladas. Se prohibió la integración vertical empresarial de estas actividades, con excepción de la actividad de distribución, que se realiza en conjunto con la comercialización y la comercialización entre generadores y grandes clientes. Se habilitó la entrega de

excedentes al sistema por parte de autogeneradores y cogeneradores y se dictaron las normas generales para los intercambios internacionales [58].

Las entidades que se crearon a partir de esta Ley y la normatividad asociada fueron: la Secretaría Nacional de Energía, encargada de promover un mercado competitivo y su crecimiento sostenible mediante una matriz energética diversificada; el Ente Regulador de los Servicios Públicos, hoy en cabeza de la Autoridad de los Servicios Públicos – ASEP- encargada de la regulación y su vigilancia y control, para lo cual cuenta con un Grupo de Vigilancia del Mercado; la Empresa de Transmisión Eléctrica – ETESA - monopolio estatal encargado de la operación y mantenimiento de la red de transmisión a alta tensión, de la elaboración del plan indicativo de expansión del sistema y, desde el 2009, con la responsabilidad de realizar las convocatorias para la compra de potencia y/o energía para las empresas distribuidoras (preparar pliegos, evaluar y adjudicar estos procesos según parámetros establecidos por la ASEP); y el Centro Nacional de Despacho – CND -, dependencia de ETESA encargada del planeamiento de la operación del sistema y de la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad – MME [58, 59].

La operación del sistema se realiza con base en un despacho económico en orden ascendente de costos variables de unidades de generación e interconexiones internacionales cuyas reglas están contenidas en el Reglamento de Operación, elaborado por el CND y aprobado por la ASEP. Se tiene un mercado de contratos a término para compra y venta de energía y potencia y un mercado ocasional con un precio establecido en forma horaria y que corresponde a los costos marginales de corto plazo. Se tienen definidos los siguientes productos y servicios: energía, potencia, servicio de transmisión, servicios auxiliares y servicios de operación y despacho (despacho, coordinación y supervisión de la operación, administración de las transacciones entre agentes del mercado) [60].

En el Mercado de Contratos se realizan las transacciones comerciales de mediano y largo plazo para la compra/venta de energía y/o potencia con plazos, cantidades, condiciones y precios establecidos. El Mercado Ocasional es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de las diferencias entre los compromisos contractuales y los valores reales de consumo y generación [61]. En cuanto a las transacciones internacionales, actualmente se realizan en el Mercado Ocasional a pesar de que se tienen reglamentadas las transacciones en contratos firmes en el MER [62].

Con la señal del mercado spot los primeros años del desarrollo del MME, las empresas generadoras no tenían incentivos para ofrecer energía en estos procesos, lo que llevó a que en el año 2007 la ASEP adoptara las Reglas de Compra asignando la responsabilidad de efectuar los procesos de compra para las empresas distribuidoras a ETESA, con la obligación para los agentes generadores de participar en estos procesos. De esta forma, los generadores interesados en invertir en el sector eléctrico y participar en el MME, tienen la obligación de participar en los procesos de compra de energía

publicados por ETESA y de lo contrario no pueden participar en el mercado ocasional [62].

### 1) *Mercado Ocasional:*

La operación del sistema se hace con base en el despacho que realiza el CND, en orden ascendente de costos variables, cumpliendo las restricciones de calidad y seguridad del sistema, considerando la demanda como una variable que se puede reducir en función de sus ofertas de interrumpibilidad y teniendo en cuenta la Curva de Aversión al Riesgo – CAR – definida para los embalses de regulación mayor a 90 días. Los datos de entrada corresponden a los valores informados por los agentes (pronóstico de demanda, disponibilidad de unidades, costos variables de combustibles, costos variables de operación y mantenimiento, normas de operación de embalses, entre otros) y el valor del agua corresponde al costo de oportunidad calculado por el CND con los modelos que utiliza para la planeación de la operación del sistema [60].

Las transacciones en el mercado ocasional corresponden al cierre entre la realidad física de la generación y el consumo, y la realidad comercial de los compromisos contratados. El precio de la energía en el mercado ocasional está dado por el costo marginal de corto plazo de generación, que es calculado por el CND con un despacho económico sin considerar las restricciones de la CAR, ni restricciones de la red de transmisión y/o distribución. Dicho despacho se denomina despacho de precio, es ejecutado por el CND y publicado el día siguiente al de operación, el precio del mercado ocasional corresponde al costo variable de la última unidad de generación requerida para atender la demanda [61].

En el mercado ocasional también se tiene el Mercado Diario de Compensación de Capacidad, el cual es un mercado de ajustes de los compromisos de potencia firme adquiridos en el mercado de contratos. Es un mercado de intercambios de oportunidad por lo cual no representa ingresos importantes para el generador. El precio ofertado en este mercado no puede superar el precio máximo de potencia, definido por la ASEP como 8.96 USD/kW-mes, calculado como el precio techo de inversión eficiente en generación para atender la punta [61].

### 2) *Servicios Complementarios:*

Los servicios auxiliares que requiere el sistema eléctrico para su funcionamiento y los que se requieren para la confiabilidad de suministro de mediano y largo plazo se clasifican así: i) servicios auxiliares generales: servicios auxiliares del sistema (regulación de frecuencia, producción de energía reactiva, reserva rodante, reserva fría, arranque autónomo y operación en islas) y servicios auxiliares de reserva de corto plazo y ii) servicios auxiliares especiales: servicio de reserva de largo plazo y servicio auxiliar de seguimiento de demanda.

### 3) *Mercado de Contratos:*

De acuerdo con el objeto, se establecen dos tipos de contratos en este mercado: Contrato de Suministro y Contratos de Reserva [61]. Estos pueden ser de corto plazo o de largo plazo. Los de corto plazo se realizan con una antelación entre 21 días y dos años y su duración máxima es de 5 años, su función

principal es la estabilización de precios. Las compras de suministro de largo plazo se realizan con una anticipación entre 24 y 72 meses, su duración máxima es de 15 años y su objetivo es promover la expansión del sistema [62].

Mediante los contratos de suministro se realiza la venta de energía y/o potencia de los generadores a los distribuidores y tienen el objeto de garantizar el suministro, promover la instalación de nueva capacidad de generación y estabilizar los precios futuros. El contrato de suministro energía no establece la obligación de producción física de la energía y se liquida en el mercado ocasional mediante el procedimiento por diferencias. En el contrato de suministro de potencia se acuerda una remuneración de la potencia, la cual se paga con base en la disponibilidad de dicha potencia, independiente de que se genere y el productor que lo vende asume el compromiso de que exista la potencia instalada contratada.

La potencia firme de largo plazo de las unidades de generación es un atributo que mide la potencia que es capaz de garantizar en condiciones de máximo requerimiento, y que es función de sus características técnicas y operativas. Es calculado por el CND para centrales hidroeléctricas, eólicas y térmicas [61]. Para las centrales hidráulicas y eólicas, la potencia firme es la potencia cuya entrega puede ser garantizada por la central durante el periodo de máximo requerimiento del sistema en condiciones críticas según el régimen hidrológico o de vientos de la central. En el caso de una térmica, corresponde a la potencia que es capaz de garantizar en condiciones de máximo requerimiento, la cual depende de sus características técnicas y operativas. Las centrales con otras tecnologías (entre ellas, las solares) y los cogeneradores no tienen potencia firme de largo plazo [61].

Anualmente, ETESA realiza un análisis de la confiabilidad del suministro en el largo y corto plazo para la demanda del MME con base en una metodología aprobada por la ASEP y presenta a esta entidad el programa de compras, cantidades y plazos para los siguientes 60 meses, el cual es aprobado por ésta. Las empresas distribuidoras y generadoras son responsables de mantener la información actualizada para ETESA. Los procesos de libre competencia se publican especificando la tecnología de generación; también pueden ser abiertos, pueden ser de energía y/o potencia, incluyen la cantidad máxima que se puede ofrecer desde el MER y se adjudican al mínimo precio monomio. Este mercado de subastas no tiene precios techo, pero el regulador (ASEP) se reserva el derecho de recomendar la aceptación o no de las ofertas. A cada participante se paga su precio de oferta. Los generadores que tengan energía y/o potencia disponible, están obligados a ofertar en los procesos. Una vez concluido el proceso de libre competencia, la responsabilidad de la formalización del contrato queda a cargo de las distribuidoras, en la proporción definida en los pliegos de condiciones [62].

Los Contratos de Reserva pueden ser de energía y/o potencia y se pactan para vender en el mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en los contratos de suministro de venta. Un productor puede vender a otros productores sus excedentes de potencia y/o energía, para lo cual se compromete a entregar al comprador la energía generada,

siempre que la misma no esté comprometida en contratos de suministro y/o tener la potencia firme contratada [61].

También se tiene el mercado de Servicio de Reserva de Largo Plazo, el cual se cubre mediante una subasta anual realizada por el CND. Éste calcula la porción de demanda proyectada no cubierta con contratos de largo plazo y efectúa una subasta entre los generadores para ofertar este servicio de reserva de largo plazo. Este mercado tiene el objetivo de garantizar el abastecimiento a los clientes regulados y clientes libres aún no cubiertos por contratos de largo plazo. El CND ordena las ofertas hasta cubrir las necesidades y se asigna al precio marginal resultante. El precio tiene un valor techo igual al máximo entre el precio de la potencia firme de los contratos de largo plazo y la potencia relacionada con una planta pico eficiente [61].

Cada año, el CND calcula la demanda máxima de generación prevista para cada mes del año siguiente, con base en las proyecciones suministradas por cada participante consumidor (distribuidores y grandes clientes) para los siguientes 10 años (y 11 años más de forma indicativa, para completar un horizonte de 21 años) en las proyecciones de ETESA. La demanda máxima de generación prevista de un distribuidor o gran cliente que no resulte cubierta con suficiente anticipación en el Mercado de Contratos, será asignada como un requisito del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo [61].

#### 4) Desempeño del Mercado:

En la Tabla III se presenta el incremento de la capacidad instalada durante los últimos 15 años, gracias a iniciativas públicas y privadas para el desarrollo de nuevas plantas de generación. Entre el año 2000 y 2010 la capacidad se incrementó en un 62% adicionando 0.60 GW al sistema y en los últimos 5 años, del 2010 a enero de 2016, el incremento fue del 93% con 1.47 GW adicionales, de los cuales 300 MW son de plantas eólicas y solares. Se observa, entonces, que el mecanismo de contratos de suministro ha promovido la instalación de nueva capacidad de generación, sobre todo a partir de los cambios regulatorios adoptados en 2010 que eliminaron el precio techo que ocasionó dificultades en la expansión panameña al inicio de la década del 2000. A partir de estos cambios en las Reglas de Compra, se observó el mayor aumento (71%) de la expansión en la capacidad instalada la cual creció en 2.07 GW en los últimos 15 años [57].

TABLA III  
AUMENTO EN CAPACIDAD INSTALADA PANAMÁ

Fecha	Capacidad Instalada (MW)	Variación (MW)
Diciembre 2000	970.7	
Diciembre 2010	1570.4	599.6
Enero 2016	3038.7	1468.3

## V. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El mercado eléctrico colombiano inició su operación en julio de 1995 después de que se realizara la desregulación del sector eléctrico mediante la emisión de la Ley 142 de 1994 que regula los servicios públicos domiciliario y de la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica que establece el marco legal para la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica. Con estas leyes, la

prestación de los servicios públicos dejó de ser un monopolio estatal y se permitió la prestación de estos servicios por parte de agentes privados, con el fin de que el Estado se concentrara en las funciones de realizar la planeación, establecer la regulación y realizar el control del funcionamiento del mercado eléctrico [63]. A partir del inicio del mercado se separaron las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, de las cuales sólo se pueden realizar de forma integrada la generación – comercialización y la distribución – comercialización. Por estar creadas previamente a la entrada en vigencia de la Ley 143, algunas empresas pudieron continuar siendo integradas en toda la cadena de valor, siempre y cuando realizaran separación contable por actividad del negocio. La generación y la comercialización están sujetas a un régimen competitivo, todos los usuarios tienen que comprar la energía a través de un comercializador, y la transmisión y la distribución son monopolios regulados. Actualmente en el mercado están registrados 44 agentes generadores, 10 transmisores, 29 distribuidores y 69 comercializadores. En este mercado la demanda se puede diferenciar en dos grandes bloques, el mercado regulado y el mercado no regulado. El usuario no regulado puede negociar directamente la componente de generación con su comercializador. Para ser considerado un usuario no regulado, debe tener un consumo promedio superior a 55 MWh-mes o 0.1 MW de potencia en los últimos seis meses [64].

De acuerdo con XM (Operador del sistema eléctrico colombiano) [64], en 2015 la capacidad instalada fue de 16.42 GW de la cual el 66.6% es hidráulica, 28.4% es térmica incluyendo ciclos simples y combinados a gas y combustibles líquidos y térmicas con base en carbón, 4.5% centrales menores y 0.5% cogeneradores. En términos de generación, en 2015 se produjeron 66.55 TWh de los cuales 63.8% fueron hidráulicos, 31% térmicos y 5.2% provinieron de menores y cogeneradores. El 2015 fue un año deficitario en hidrología debido a que en el segundo semestre se intensificó el fenómeno de El Niño más fuertes que ha sufrido Colombia en los últimos 60 años. Esto causó el aumento de la generación térmica, con respecto a 2014, año en el cual esta tecnología únicamente participó un 28.6% del total de la energía generada.

En cuanto a concentración del mercado, en 2015 el 71.43% de la demanda fue atendida por los cuatro generadores más grandes (EPM, EMGESA, ISAGEN y GECELCA), lo cual corresponde al índice de concentración C4. A su vez el IHH en términos de generación real alcanza 1450 que corresponde a un mercado moderadamente concentrado, de acuerdo con el Departamento de Justicia de los Estados Unidos.

En el mercado de energía mayorista existen varios mecanismos para transar la energía.

#### 1) Mercado Spot o Bolsa de Energía:

En el mercado *spot* o Bolsa de Energía de Colombia se transan contratos de corto plazo entre los generadores y los comercializadores, los primeros actuando en representación propia y los comercializadores representados por el operador del sistema, Centro Nacional de Despacho (CND).

Diariamente antes de las 8:00 de la mañana, los generadores envían al CND su oferta de precio (un único precio para el día) y declaraciones de disponibilidad para las 24 horas del día siguiente. El precio de oferta de acuerdo con la regulación colombiana, debe responder a los costos variables de generación incluyendo el costo de oportunidad del agua [5]. Existe un precio piso para las ofertas en Bolsa que corresponde a los Otros Costos Variables (OCVs) formado por la componente para recaudar el Cargo por Confiabilidad (CERE), la tasa ambiental de Ley 99 de 1993, el pago unitario por servicio de regulación de frecuencia (AGC) y el recaudo que hacen los generadores para la electrificación de zonas no interconectadas (FAZNI).

El CND ordena, de menor a mayor precio, las ofertas presentadas por los agentes hasta cubrir la demanda proyectada y considerando las características de las plantas, las inflexibilidades y teniendo en cuenta las restricciones de la red de transmisión. La optimización de mínimo costo se realiza para las 24 horas del día considerando las disponibilidades, los precios de oferta y los costos de arranque y parada de las plantas térmicas (que se declaran trimestralmente) [65]. Como resultado, se obtiene el Despacho Programado que puede tener variaciones al día siguiente durante la operación por eventos en el sistema como cambios en las disponibilidades de las centrales, cambios en las afluencias, restricciones en las condiciones del sistema de transmisión o distribución etc., con lo cual se genera un redespacho en el día de operación real.

Posterior al día real de operación, se calcula el Despacho Ideal que consiste en ordenar los recursos disponibles de menor a mayor y asignarlos al despacho para cubrir la totalidad de la demanda real del sistema hora a hora, sin tener en cuenta las restricciones de transmisión [66]. El precio del último recurso despachado para cubrir la demanda en el Despacho Ideal (MPO) más el costo total de arranque y parada de las centrales térmicas despachadas distribuido entre toda la energía, constituye el Precio de Bolsa. A este precio se liquidan las transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía, ya sea ventas cuando la generación del agente en el Despacho Ideal sea mayor a su compromiso en contratos de largo plazo, o compras en caso contrario. El mercado *spot* o de Bolsa de Energía en Colombia se considera un sistema de nodo único, es decir, no considera el estado de la red de transmisión para la determinación del precio de mercado [5]. El precio máximo al cual la demanda realiza las compras de energía cuando queda expuesto a la Bolsa, corresponde al Precio de Escasez respondiendo al diseño del Cargo por Confiabilidad.

## 2) Servicios complementarios y Generaciones de Seguridad:

Los agentes que resultan generando en el Despacho Real pero no salieron asignados en el Despacho Ideal, reciben pagos por Reconciliaciones Positivas que corresponden al mínimo entre sus costos regulados (reportados semanalmente en su componente de suministro y de transporte) y el precio de oferta para los térmicos, y para los hidráulicos corresponde al precio máximo del Despacho Ideal (MPO). Estos pagos por Reconciliaciones Positivas están remunerando en cierta forma las Generaciones por Seguridad. Por otro lado, los agentes que

tuvieron restringida su generación real por condiciones de transmisión o de seguridad del sistema y ésta fue inferior a su generación ideal, deben compensar al mercado devolviendo la diferencia al precio MPO.

Para conciliar las diferencias entre el Despacho Real (Despacho Programado modificado por los redespachos) y el Despacho Ideal (sin restricciones del sistema de transmisión), se realiza un cálculo de los valores no recaudados y se transfiere la diferencia al agente que haya causado la restricción o a la demanda cuando no es imputable a un agente directamente. Este concepto se conoce como cuenta de Restricciones.

En Colombia, sólo se remunera la Regulación Secundaria de Frecuencia como servicio complementario, y la remuneración está referenciada al Precio de Bolsa y al esquema de reconciliaciones descrito en este numeral anterior. No existe un precio independiente para la asignación competitiva en la prestación de este servicio. En el sector se ha insistido en la necesidad de la remuneración de otros servicios complementarios como el arranque en negro, la reserva rodante y la potencia reactiva; sin embargo, no se ha logrado la incorporación de la remuneración de estos servicios en el esquema de servicios complementarios.

## 3) Mercado de Contratos Bilaterales:

Los contratos bilaterales que funcionan en el mercado colombiano son de tipo financiero, es decir no afectan el despacho del mercado en Bolsa. Los distribuidores que atienden mercado regulado pueden cubrir sus requerimientos de demanda comprando su energía en el mercado *spot* o en contratos bilaterales. Para estos últimos deben abrir un proceso competitivo en el que participen los agentes comercializadores o generadores que tengan disponibilidad de entregar la energía solicitada total o parcialmente y se adjudican mediante una subasta de sobre cerrado (de primer precio) [67]. El distribuidor – comercializador es libre de decidir hasta qué nivel de precio adjudica en estricto orden de mérito. Las empresas integradas verticalmente (constituidas antes de la promulgación de la Ley 143 de 1994) pueden comprar únicamente hasta un 60% de la energía destinada a cubrir la demanda de su mercado regulado a su generador propio, siempre y cuando sea adjudicado en el proceso competitivo, con lo cual se busca controlar el ejercicio del poder de mercado y la competencia desleal. Los distribuidores-comercializadores generalmente abren sus procesos de contratación con una anticipación de uno a cuatro años y se cierran con horizontes contractuales de uno o dos años, a precios indexados con la inflación del país (productor o consumidor).

Los usuarios no regulados negocian su energía en procesos más directos con generadores-comercializadores o comercializadores, con uno o dos años de anterioridad y buscan cerrar horizontes de contratos no mayores a 3 años. Los precios a los cuales el generador-comercializador o comercializador puede vender a un usuario no regulado son libres en las componentes de generación y comercialización pues las componentes de distribución y transmisión son definidas por el regulador [68].

Dados los horizontes de contratación y el periodo de

planeación de estos procesos, los contratos bilaterales en Colombia no se constituyen en un mecanismo de expansión de capacidad de generación, sino más bien en un mecanismo de cobertura de riesgo de precios en el mercado.

#### 4) Cargo por Confiabilidad:

Prácticamente desde el inicio de la operación del mercado eléctrico en Colombia estuvo vigente el Cargo por Capacidad (desde enero 1997) con un periodo de vigencia de 10 años que finalizó el 30 de noviembre de 2006 [5]. Este esquema era un mecanismo de pago por capacidad que remuneraba la disponibilidad de los recursos. A partir del vencimiento del Cargo por Capacidad, entró en vigencia el esquema de Cargo por Confiabilidad que se diseñó para garantizar la disponibilidad de Energía Firme en los periodos de escasez y en todo momento, en aras de mitigar el riesgo del elevado componente hidráulico, la estacionalidad climática y la periódica ocurrencia del Fenómeno El Niño en Colombia [5].

El Cargo por Confiabilidad tiene como objetivo asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo y garantizar una estabilidad mínima de los ingresos del generador que incentiven la inversión. En este esquema se subastan entre los generadores nuevos y se asignan a los generadores existentes, las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que sean necesarias para cubrir la demanda en el largo plazo con el nivel de confiabilidad deseado por el regulador. El producto subastado es Energía Firme, la cual corresponde a la energía que está en capacidad de entregar un activo de generación en situaciones de escasez, y es certificada por el Operador del Sistema con base en la información de caudales para los hidráulicos, series de viento para los eólicos, radiación solar para los fotovoltaicos, flujo de energía para los geotérmicos y en los contratos de combustibles para los térmicos, todos considerando los índices de indisponibilidad forzada de las plantas de generación. Este producto se puede asemejar a una opción financiera *call* en la cual la demanda se cubre de precios altos durante las situaciones de escasez [6], con obligatoriedad de entrega física. La demanda a cubrir corresponde a un escenario definido por el regulador. La prima de Cargo por Confiabilidad que recibe el generador corresponde a unos ingresos fijos anuales que contribuyen a la recuperación de la inversión que no puede obtener totalmente con su participación en los mercados spot y de contratos. Por esta razón, el Cargo por Confiabilidad no puede considerarse un seguro para la demanda sino un mecanismo de remuneración al generador a cambio de un ingreso estable y, a su vez, el Precio de Escasez es el nivel de precio al cual se hace exigible la obligación de entrega de la Energía Firme.

La asignación de OEF se realiza mediante un mecanismo de subasta de reloj descendente con participación activa de los generadores nuevos y el lado de la demanda representado por una función de precio y cantidad definida por el regulador. El precio de apertura de la subasta corresponde a dos veces el Costo del Entrante (publicado previamente por la CREG), el subastador anuncia en cada ronda el precio de apertura y cierre de la ronda y los participantes envían la curva de oferta para ese rango de precios. Los generadores que se mantienen en la

subasta sólo tienen la posibilidad de mantener o disminuir la energía ofrecida a medida que el precio baja ronda por ronda. La subasta cierra cuando se iguala la oferta y la demanda y el precio de cierre de la subasta se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad y a este precio se remunerarán las OEF de los generadores nuevos asignados y de todos los generadores existentes que cumplieron con el reporte de parámetros para participar. Las subastas se realizan únicamente cuando el regulador estima que la demanda de energía futura (con 4 años de anterioridad) necesita Energía Firme adicional a la que pueden suplir los generadores existentes. Las plantas nuevas que resulten asignadas con OEF reciben la remuneración del Cargo por un horizonte máximo de 20 años a partir de la entrada en operación comercial, las plantas especiales (que al momento de realización de la subasta se encuentran en construcción) reciben esta remuneración por un período máximo de 10 años y las existentes reciben remuneración por un solo año correspondiente al periodo inicial subastado. Para las plantas con periodos de construcción superiores a 4 años se realizan subastas especiales llamadas GPPS (Generadores con Periodo de Planeación Superior) la cual es posterior a la subasta ordinaria de Cargo por Confiabilidad, es del tipo sobre cerrado con precio máximo el precio de cierre de la subasta ordinaria y periodo de asignación reducido en la diferencia entre el periodo de construcción y el período de planeación ordinario (4 años). Los periodos anuales de asignación van desde diciembre del año  $t-1$  hasta noviembre del año  $t$ , siendo  $t$  el año de la obligación. Durante los periodos en que no se requiere subasta, se asigna el faltante a los generadores existentes (a prorrata), después de descontar de la demanda definida por la CREG, las OEF asignadas a los generadores nuevos en subastas anteriores [5].

Un generador que resulte asignado con OEF (nuevo, especial o existente) adquiere la obligación de entregar esta energía diaria cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Este último corresponde a una especie de precio de ejercicio de la opción *call*, definida por el regulador como el costo variable de generación de la planta térmica a ciclo simple con *Fuel Oil* # 6 más ineficiente al momento de su cálculo en noviembre de 2006, actualizado mensualmente con la evolución de los precios de este combustible. Si un generador no puede entregar su Energía Firme cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, lo puede hacer mediante los llamados anillos de seguridad entre los cuales se encuentran el mercado secundario, la demanda desconectable voluntaria, los activos de generación de última instancia o mediante las subastas de reconfiguración (la CREG las programa para aumentar o reducir la OEF cuando previo al periodo de obligación se da cuenta que la demanda va a ser superior o inferior a las OEF asignadas). Los costos en que el generador incurra por el cumplimiento de su obligación mediante los anillos de seguridad, no pueden ser trasladados a la demanda.

En el caso en que el generador no pueda cumplir sus obligaciones, ni directamente, ni mediante los anillos de seguridad, debe pagar al mercado la cantidad incumplida a la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de Escasez. En un caso extremo donde esta Energía Firme no se pueda obtener

ni en la Bolsa de Energía, debe pagar a la demanda el costo de racionamiento.

De acuerdo con la CREG [5], el esquema de Cargo por Confiabilidad exige a los generadores la constitución de garantías para asegurar la entrada oportuna en operación comercial de plantas nuevas, la disponibilidad continua de combustibles y cuando se declare una Energía Firme mayor que la energía base.

La demanda no tiene una participación activa en este mecanismo, sino que está representada por el regulador al definir la función de la demanda.

##### 5) *Mercado de Derivados Financieros:*

En Colombia existe actualmente un mercado organizado de instrumentos financieros cuyos subyacentes son: energía eléctrica, gas natural y *commodities* energéticos [69], el cual fue creado en 2014 por la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), el Operador y Administrador del Mercado Eléctrico (XM) más otros minoritarios. Este mercado funciona con una Cámara Central de Contraparte para garantizar las transacciones, y actualmente tienen dos tipos de productos para transar:

- Contrato Futuro de Electricidad Mensual (ELM): el tamaño del contrato es 360.000 kWh
- Contrato Mini Futuro de Electricidad Mensual (ELS): el tamaño del contrato es 10.000 kWh

El activo subyacente en ambos contratos es el precio diario de electricidad en el mercado *spot* y se liquida financieramente.

Debido a que los contratos bilaterales para mercado regulado y no regulado son tan disímiles, adicional a que los distribuidores-comercializadores no pueden transferir estas coberturas en la tarifa al usuario final, este mercado de derivados financieros no tiene liquidez y, en los últimos años, ha tenido muy pocas transacciones. En la versión más reciente de fórmula tarifaria, se propuso incluir el costo de las compras en el mercado de derivados en la tarifa al usuario final.

##### 6) *Mecanismo de Seguimiento y Vigilancia del Mercado:*

En Colombia el organismo encargado de la vigilancia del cumplimiento de la reglamentación del sector eléctrico es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSDP), la cual se apoya en el Comité de Seguimiento al Mercado de Energía Mayorista (CSMEM), creado desde enero de 2006 con el fin de realizar seguimiento permanente al funcionamiento del MEM (contempla el mercado Bolsa, la contratación bilateral y las subastas de Cargo por Confiabilidad) y dar señales oportunas que garanticen su eficiencia [68].

La Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) es la encargada de hacer seguimiento a los temas de competencia en el mercado eléctrico, para lo cual actualmente está desarrollando una serie de herramientas que permitan hacer vigilar permanente la competencia en los diferentes esquemas del mercado.

## VI. PROBLEMÁTICA DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

### A. *Enfoque de la solución de suficiencia para el mercado colombiano*

El mercado colombiano es predominantemente hidráulico, con más del 60% de capacidad instalada y de generación con base en esta tecnología [70]. Dada esta característica, cuando se produce una situación crítica, es decir una disminución pronunciada de afluencias, la problemática para cubrir la demanda es del tipo energético. En lo que se refiere a la demanda de potencia, las centrales hidráulicas tienen la capacidad de regulación suficiente como para concentrar su generación en las horas de mayor demanda de potencia. Es decir, en Colombia el problema deja de ser la atención de la demanda pico y se convierte en un problema de energía, pues por la condición hidráulica existe un margen de reserva de potencia considerable. Es por esta razón que, para el aseguramiento de la suficiencia de largo plazo en generación, no se adoptó un esquema de pago por capacidad sino más bien se optó por un Cargo por Confiabilidad basado en Energía Firme.

En la definición del producto se buscó que la energía considerada como firme fuera aquella que es capaz de producir una central en una condición de escasez extrema, independiente de la tecnología, ya sea considerando las afluencias hidrológicas, los vientos o la radiación solar con una probabilidad de excedencia muy alta o mediante contratos firmes de suministro y transporte de combustible suficientes e índices de indisponibilidad forzada histórica representativos, para las térmicas.

El producto definido como Energía Firme ha significado un avance en el esquema colombiano hacia la homogeneidad del producto, al determinar el aporte energético por tecnología. Este objetivo resulta bastante difícil de lograr por los horizontes de vida útil de los activos de generación en cada caso, frente al horizonte máximo de remuneración del Cargo por Confiabilidad (20 años) que puede ser suficiente para algunas tecnologías como la térmica y la eólica, pero resultar muy corto para otras, como la hidráulica y la geotérmica.

Entonces para garantizar el abastecimiento de la demanda eléctrica en Colombia, aún durante períodos de afluencias extremadamente bajas como el caso de un Niño, se requiere generadores flexibles que puedan pasar rápidamente de estar en reserva a cubrir toda la energía que dejan de producir las centrales hidráulicas. Las tecnologías de base como el carbón y la geotérmica no ofrecen esta flexibilidad, debido a que, por su alta exigencia en inversión, requieren factores de planta muy altos para su recuperación. Adicionalmente, en el caso del carbón, el contrato *take or pay* de suministro, exige la venta de la mayor parte de su energía disponible en contratos y un despacho de base. Lo anterior implica que una planta de base no tiene margen de aumento de generación en condiciones hidrológicas críticas. Las centrales eólicas y solares, generalmente, aumentan su generación en los períodos de escasez hidráulica por la complementariedad entre el régimen hidrológico y de vientos. Sin embargo, no en la proporción y con la firmeza requerida para cubrir las exigencias de la

demanda descubierta por la hidráulica. Las tecnologías que ofrecen esta flexibilidad son las térmicas a ciclo simple o combinado operando con combustibles líquidos y las mismas operando con gas natural flexible (que no implique el pago de *take or pay* significativo).

En el caso colombiano como se explicará más adelante, la generación con líquidos no se constituye en una alternativa porque ante el ejercicio de la OEF, no alcanza a recuperar sus costos variables y se distorsiona el funcionamiento del Cargo por Confiabilidad. Por esta razón, las térmicas a gas de ciclo combinado operando con gas natural importado (GNL) se convierten en la alternativa más eficiente para cubrir esta necesidad del mercado colombiano, toda vez que, sin tener compromisos altos de consumo de gas, pueden pasar de estar en reserva a generar por periodos largos (de 5 a 8 meses de duración de El Niño) a precios muy por debajo del costo variable de generación con Fuel Oil # 2. Esta necesidad de respuesta rápida requiere el diseño de una logística adecuada que incluya, capacidad de almacenamiento que cubra la llegada del primer buque de recarga, contrato marco de suministro (*Master Agreement*) con varios proveedores del mercado internacional de GNL que garanticen el suministro continuo y la recarga periódica del almacenamiento para reposiciones de faltantes ocasionados por la evaporación (*Boil Off*).

#### B. Problemática del gas natural para generación térmica

Aunque desde los años 70 las plantas térmicas de la costa atlántica empezaron a utilizar gas natural para sustituir los combustibles líquidos de exportación [71], las plantas térmicas a gas del interior del país apenas iniciaron su operación a fines de los 90s, con el impulso ofrecido en el plan de masificación del gas que promovió el desarrollo de la infraestructura de transporte al interior del país y la interconexión de los centros de consumo con los campos de producción. El desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y la disponibilidad del campo de Opón definió en buena medida la ubicación de las plantas térmicas en el centro del país y, dada la cercanía, los contratos en firme negociados con el productor estaban fundamentados en el gas de este campo que produciría alrededor de 160 MPCD. Sin embargo, en junio de 1999 se declaró el fracaso del campo cuya producción bajaría a 25 MPCD y por lo tanto, se evidenció la necesidad de que los contratos firmados para el horizonte de 15 años (1997 - 2012) se abastecieran de otras fuentes. En ese momento los contratos se renegotiaron con un *take or pay* menor (pasó del 95% al 25%), en contraprestación de aceptar el cambio de fuente. La desaparición del campo de Opón puso en entredicho la firmeza del gas para las térmicas del interior que, a ese momento, sumaban una capacidad de cerca de 1000 MW (antes de los ciclos combinados de Termocentro y Termosierra). A medida que fue aumentando el consumo de gas de otros sectores y al no incorporar una nueva fuente cercana, el gas natural para las térmicas empezó a ser restringido a partir de 2005, ya fuera por cuellos de botella en el transporte o estrechez en el suministro.

La contratación de gas en firme en Colombia para consumo térmico se dificulta debido a la condición particular de la demanda térmica, la cual únicamente se activa en los períodos

de escasez hidráulica o veranos fuertes (cada 4 a 5 años). Esta forma de la demanda no coincide con la necesidad de los productores y transportadores de gas de vender su capacidad de producción y transporte en firme por periodos largos y bajo un esquema de pague lo contratado, con el objeto de recuperar las inversiones. Teniendo en cuenta esta diferencia en la necesidad del térmico y la exigencia en los esquemas de contratación de transportadores y productores de gas, no fue posible renovar las cantidades de gas en firme para respaldar las OEF térmicas del interior, con mayor razón si se considera que estas centrales no son necesarias para respaldar generación de seguridad, como sí sucede en la costa atlántica. Por esta razón, previo al vencimiento de los contratos firmes de gas a mediados de 2012, fue necesario reemplazar el gas natural por combustibles líquidos (*Fuel Oil # 2* y *Jet Fuel*) como respaldo al Cargo por Confiabilidad. Para cumplir a cabalidad con las exigencias de continuidad de suministro, los generadores térmicos del interior implementaron la logística y construyeron la infraestructura necesaria para importar estos combustibles en las situaciones de escasez y negociaron con los distribuidores – mayoristas, los contratos de disponibilidad y suministro. Toda vez que el Precio de Escasez desde su concepción se calculó como el costo variable de generación de la planta térmica de ciclo simple más ineficiente utilizando Fuel Oil # 6, los costos variables de estas plantas térmicas a líquidos en el interior del país, aun siendo ciclos combinados en su mayoría, quedaron por encima de este límite. Lo anterior, no permite la recuperación de costos variables para estas plantas en los periodos en que se hace exigible la obligación de entrega de Energía Firme y los agentes térmicos están corriendo riesgos mayores a los estimados al momento del diseño del esquema de Cargo por Confiabilidad.

Ante esta nueva condición, previo a la decisión de conversión a líquidos de las plantas térmicas a gas, en 2011 se inició el análisis por parte del regulador (acompañado por el consultor SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados) y de forma independiente, por parte de los generadores del interior y de la costa atlántica, de la factibilidad de respaldar las OEF con gas natural licuado (GNL), desarrollando proyectos de regasificación: uno en la costa atlántica de 400 MPCD y otro en la costa pacífica de 260 MPCD. Estos proyectos tenían un período de construcción de 36 meses y de ser aprobados en diciembre de 2012, deberían estar operando en el sistema a diciembre de 2015. Las conclusiones tanto del consultor contratado por la CREG como de los grupos térmicos de la costa atlántica y del interior del país, mostraron que la mejor opción de solución era construir ambas plantas de regasificación por los beneficios que traía a la confiabilidad y al aseguramiento del suministro en el mediano y largo plazo.

El desarrollo del proyecto de regasificación del Atlántico implicaba la coordinación de la mayoría de las plantas térmicas a gas de esta región más la contribución de la demanda eléctrica, pues esta infraestructura aportaría a la generación de seguridad a mínimo costo en esta región del país. Por otro lado, el desarrollo de la planta de regasificación del Pacífico implicaba la coordinación de la mayoría de las centrales térmicas del interior del país más la contribución de las demandas no térmicas de gas beneficiadas por la mayor confiabilidad y la





Se observa, entonces que, dado que el Precio de Escasez desde su concepción se calculó como el costo variable de generación de la planta térmica de ciclo simple más ineficiente utilizando *Fuel Oil # 6*, los costos variables de las plantas térmicas que debieron migrar al uso de combustibles líquidos de mayor costo para el respaldo de su OEF, aun siendo ciclos combinados en su mayoría, enfrentan costos de operación por encima de este límite. Lo anterior, no permite la recuperación de costos variables para estas plantas en los periodos en que se hace exigible la obligación de entrega de Energía Firme y los agentes térmicos están expuestos a riesgos mayores a los estimados al momento del diseño del esquema de Cargo por Confiabilidad. Sin embargo, también es claro que la solución a esta problemática, luego de esta transformación tan rápida del parque de generación, no era simple. Si se hubiese, en coherencia con la definición del Precio de Escasez, establecido el precio con base en la planta más costosa del sistema, ello hubiese significado trasladar a la demanda un riesgo de precio adicional, diferente del establecido en la asignación de OEF.

#### *D. Funcionamiento del Mercado Spot*

El diseño actual del mercado de Cargo por Confiabilidad exige la entrega de la Energía Firme en condiciones críticas, es decir, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta condición hace que durante estos periodos los agentes traten de preservar sus recursos y generalmente las centrales hidráulicas ofertan sus precios por encima de las centrales térmicas. Sin embargo, llega un momento en que ofrecer un precio por encima de las centrales térmicas no es suficiente para conservar el nivel adecuado del embalse que permita superar el horizonte esperado de escasez, por lo cual cada recurso busca cubrirse aún con los demás hidráulicos. Este efecto de escalada indiscriminada de precios produjo durante El Niño 2015 – 2016 que el Precio de Bolsa durante septiembre y octubre alcanzara niveles superiores al costo del segundo escalón de racionamiento, sin estar necesariamente cercanos a la ocurrencia de un corte real. Esta falla fue corregida por el regulador mediante la definición transitoria de un precio techo correspondiente al 75% del costo incremental operativo de racionamiento de energía y un mecanismo de desempate en caso de coincidencia de recursos a este precio.

En 2014, el regulador emitió el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, con base en la experiencia del funcionamiento del mercado durante el Fenómeno El Niño 2009 – 2010, en el cual intervino la operación del sistema obligando el embalsamiento de cantidades de energía definidas por el operador, con el fin de garantizar el cubrimiento de la demanda durante el período crítico. Este mecanismo de intervención, obliga a los agentes a embalsar cantidades administradas de energía, calculadas por el operador del sistema, a partir de la declaración de una situación crítica. Esta intervención les quita a los agentes generadores hidráulicos la autonomía en el manejo de sus recursos según la percepción de riesgo propia en respuesta a los inventivos del mercado, y se convierte en una “espada de Damocles” que influencia considerablemente el comportamiento de los agentes y su percepción del riesgo.

En el mercado colombiano, el servicio de regulación de frecuencia y la generación de seguridad no funcionan como un mercado independiente y, por el contrario, su liquidación interfiere en el mecanismo de formación de precio en el mercado spot. Esta interferencia se acentúa en condiciones de escasez debido a que, con la necesidad de preservar el recurso, el servicio de AGC se convierte en una alternativa atractiva que aumenta los costos para la demanda, razón por la cual debió ser intervenido por el regulador en el evento crítico 2015-2016.

#### *E. Participación de la demanda*

En el esquema de mercado colombiano, la demanda es completamente pasiva en lo relacionado con la operación del sistema. Esta ausencia de participación de la demanda no es conveniente en esquemas de mercado, que encuentran su equilibrio mediante la interacción entre oferta y demanda. Si bien la demanda de energía eléctrica presenta en general características de poca elasticidad, existen mecanismos para hacer más activa su participación en la formación de precios en la operación del sistema, lo cual se torna más relevante en estructuras oligopólicas de la oferta, como es el caso colombiano, máxime en las situaciones de poco margen entre oferta y demanda que se presentan en condiciones de baja hidrología.

Cabe señalar que la demanda sólo es activa en el mercado de contratos bilaterales, en el que se permite la negociación del precio a los usuarios que pueden clasificarse como no regulados por su nivel de consumo; y a través del anillo de seguridad Demanda Desconectable Voluntaria del Cargo por Confiabilidad, en el que se contempla la participación de la demanda en la operación del sistema, pero sujeta a la negociación con un agente generador, que es quien tiene el incentivo para activarla.

Si bien la CREG había expedido la reglamentación permitiendo la Respuesta de la Demanda en condiciones críticas mediante la presentación de un precio de oferta a la Bolsa de Energía a través de un comercializador agregador, desde mayo de 2015 (Resolución CREG 011), su aplicación sólo se activó a principios de marzo de 2016 (Resolución CREG 025). Esta posibilidad de participación podría haber sido de mayor impacto en el desempeño del mercado en los últimos meses de 2015, en los cuales se agudizó la situación de estrechez del mercado y el regulador debió recurrir a medidas de intervención adicionales como imponer techo a los precios de oferta a la Bolsa.

Otro mecanismo de participación de la demanda en la operación del sistema que implementó la CREG de manera transitoria, en el mes de marzo de 2016, fue el incentivo al ahorro voluntario de la energía para los usuarios regulados (Resolución CREG 029), cuyo pago estaba a cargo de los generadores que no cumplieran su OEF. Con este mecanismo se obtuvieron ahorros de 226 GWh (3.84% de la demanda regulada) durante el período en el que estuvieron activas, marzo 7 – abril 22 [74].

#### *F. Problemática Institucional*

A partir de la Constitución Política de 1991 y el desarrollo

legislativo para el sector eléctrico, el Estado decidió permitir la participación del sector privado en la prestación del servicio de electricidad y asumió el papel de regulador con el objetivo de fomentar la competencia, corregir imperfecciones del mercado, controlar y vigilar las actuaciones de los agentes en busca de proteger los consumidores. Para ello, estableció los incentivos que consideró apropiados para el satisfactorio desempeño de la industria, buscando que la oferta fuera eficiente y posibilitara la expansión de generación.

Sin embargo, en el caso del esquema del Cargo por Confiabilidad, ha decidido intervenir el mercado en las dos situaciones críticas que se han presentado desde su adopción, indicando desconfianza en los incentivos para la operación en el corto plazo, del esquema que él mismo diseñó:

- En El Niño 2009 – 2010, posiblemente debido a los problemas discutidos con relación a la disponibilidad de gas para el parque de generación y el problema del Precio de Escasez, definió una política de operación administrada de los embalses, que culminó posteriormente con la expedición de la Resolución CREG 026 de 2014, Estatuto para Riesgo de Desabastecimiento (ERDA).
- En El Niño 2015 – 2016, a pesar de contar con el ERDA, nuevamente intervino el mercado, imponiendo un precio techo a las ofertas en Bolsa y un piso al Precio de Escasez y estableciendo una prima para que la demanda asumiera parcialmente los mayores costos de operación de las plantas térmicas con combustibles líquidos.

El llamado es, entonces, a una revisión de los problemas estructurales del Cargo por Confiabilidad, siendo neurálgico, de un lado, la problemática que afrontan las plantas térmicas existentes en 2006, por el cambio abrupto en su acceso al combustible con el cual los propietarios tomaron la decisión de ingreso al sistema y de otro lado, la problemática del Precio de Escasez. Además, el Estado debe confiar en los incentivos del esquema adoptado, dejando que los agentes actúen sin intervenciones adicionales. Una vez ajustado el esquema de mercado, la confianza del Estado en el diseño es indispensable si se pretende atraer nueva inversión al país.

## VII. RESULTADOS OBTENIDOS

En el análisis realizado de referenciamiento de los mercados internacionales más desarrollados, se identificó la importancia de la credibilidad del esquema de mercado y la estabilidad normativa e institucional, tanto desde la perspectiva del Estado como de los agentes participantes, para garantizar la suficiencia en capacidad de generación en el mediano y largo plazo y el desempeño eficiente del mercado eléctrico.

### A. Esquema Estatal de Costo Regulado

No se analizó ningún país con un esquema de regulación de costo de servicio, debido a que no responde a un esquema de mercado y no crea incentivos para la entrada de nuevos participantes para garantizar la expansión, ni da señales económicas para el retiro de unidades obsoletas. Como lo resalta Bowring [14], por lo general, sólo produce utilidades a las empresas integradas verticalmente propietarias de centrales de generación. Este esquema estuvo vigente en Colombia previo a la implementación del mercado (julio de 1995) y

durante la ocurrencia del serio racionamiento del país en el Fenómeno El Niño 1991 - 1992.

### B. Esquema de Contratos bilaterales

El esquema de expansión basado en contratos de largo plazo asigna el riesgo de precio y de cantidades a la demanda y ante algún cambio tecnológico futuro este riesgo podría ser más fácilmente gestionado por parte del generador que por la demanda. Este mecanismo de aseguramiento de la confiabilidad en generación tiene algunas ventajas y desventajas que se resaltan a continuación:

#### 1) Ventajas

- Incentiva la entrada de nuevas inversiones en generación.
- Desde la perspectiva del planeador o el regulador del sistema, se puede considerar una ventaja el que permita que se decidan la tecnología y las utilidades de las nuevas inversiones en generación, sin embargo, esto no necesariamente es lo más eficiente para la demanda.
- Garantiza las utilidades para los generadores por el horizonte de contratación, a pesar que en la mayoría de los casos no cubre completamente el período de vida útil del generador.
- Permite a las autoridades regulatorias definir el nivel de confiabilidad deseado para el mercado.
- Cuando se trata de un comprador único o cuando habilita la actuación coordinada de los compradores, permite la agregación de la demanda y ofrece a los pequeños distribuidores el aprovechamiento de las economías de escala.
- Permite varios horizontes de planeación de los proyectos de generación, lo que se presta para la participación de diferentes tipos de proyectos. En el caso de Brasil, están definidos explícitamente tres y cinco años de horizonte de planeación; en el caso de Chile son 5 años y en Panamá se deja a criterio del regulador.

#### 2) Desventajas

- La competencia está limitada a los procesos administrativos de contratación [14] y no hay señales de precio de capacidad o confiabilidad que la demanda esté dispuesta a pagar.
- No existe estrictamente un precio de mercado, pues el mercado de corto plazo se convierte en un mercado de costos y en los procesos de contratación de largo plazo se le paga a cada participante el precio ofertado, por lo que no existe un precio marginal de cierre [14].
- Traslada a la demanda el riesgo de precio al dejar un precio fijo por un largo horizonte de tiempo (puede ser indexado), lo cual sólo permite el ajuste de las condiciones de los costos de inversión de las diferentes tecnologías, a medida que se renueva la contratación en el tiempo.
- De acuerdo con Bowring [14], existe poca o ninguna integración con el mercado de corto plazo que sea flexible para amoldarse a mayor cantidad de recursos renovables.
- Los mecanismos de expansión que definen cuotas por tecnología por parte del planeador o el regulador, son cuestionados debido a que esta definición puede ser

subjetiva y puede haber notable injerencia política y/o cabildeo privado en favor de una u otra tecnología.

- Se pueden crear diferencias muy grandes entre los precios contratados y los precios *spot*, lo cual crea presiones para el incumplimiento de los contratos.

### C. Esquema de mercado de capacidad

En el esquema de pagos por confiabilidad se cubre parcialmente el riesgo del generador, garantizando una porción fija de ingresos para cubrir la inversión y la otra porción es a riesgo, mediante la participación en los mercados de contratos, *spot*, intra-diario y de servicios complementarios.

La implementación de mercados de capacidad también implica asumir algunos aspectos positivos y otros negativos que se resaltan como sigue:

#### 1) Ventajas

- Incentiva la entrada de nuevas inversiones en generación.
- Resulta en mayores utilidades netas para los generadores si se definen adecuadamente el producto de confiabilidad, la demanda de capacidad, las reglas de mitigación de poder de mercado, las reglas de integración con el mercado de energía y las demás reglas de mercado [14].
- Permite que las autoridades regulatorias definan el nivel deseado de confiabilidad directamente mediante el diseño del mercado.

#### 2) Desventajas

- Existe incertidumbre de alcanzar los niveles de confiabilidad deseados pues éstos dependen de la respuesta del mercado a las señales de precio, que igualmente responden al diseño adecuado del mismo [14].
- En los sistemas predominantemente hidráulicos, los pagos por potencia posiblemente no resuelvan el problema pues en estos sistemas el déficit, cuando se presenta, es de energía. En estos casos debe definirse el producto de confiabilidad como energía.

### D. Esquema de mercado de sólo energía

En el esquema de sólo energía el generador tiene todos los riesgos de recuperación de la inversión pues no tiene ninguna porción de sus ingresos garantizados y la recuperación de la inversión depende plenamente de su participación competitiva en los diferentes mercados: *spot*, contratos o cobertura financiera, intra-diario, servicios complementarios entre otros.

Entre los aspectos positivos y negativos de estos esquemas se tienen:

#### 1) Ventajas

- Este tipo de esquema de mercado ha sido exitoso en pocas regiones debido a la exigencia de ciertas condiciones de difícil cumplimiento para su adecuado funcionamiento. Entre estas condiciones se destacan: poca concentración o desconcentración total de los agentes participantes en el mercado para evitar comportamientos anticompetitivos, participación activa de la oferta y la demanda, nula intervención del regulador que permite que los precios alcancen niveles adecuados en épocas de escasez, mecanismos de cobertura de riesgo de mercado para la

oferta y para la demanda, un apoyo político pleno al mercado y la difícil aceptación del Gobierno de turno, de los racionamientos (en caso de presentarse).

- El buen funcionamiento de los esquemas de mercado de sólo energía exige que tanto los generadores como la demanda, representada por sí misma o por los agregadores, esté balanceada y asuma esa responsabilidad de balance, tanto en el mercado de contratos, del día siguiente como en el mercado intra-diario. Es importante resaltar que cuando la demanda ajusta su consumo con base en la señal de precios, entonces no se presenta un racionamiento. Para resolver desbalances en la operación real, se usa generalmente un esquema de mercado de reservas, que es utilizado como último recurso por parte del operador del sistema para balancear la oferta y la demanda ante cualquier evento que se presente después del cierre del mercado intra-diario.
- En cuanto a la prestación de los servicios complementarios, éstos deben ser adecuadamente remunerados mediante la competencia en mercados independientes sin ser establecidos como exclusivos para ciertos generadores asignados de forma directa a una u otra tecnología, siempre que se cumpla con los requisitos técnicos [13].

#### 2) Desventajas

- En los mercados de sólo energía existe el riesgo de que, si la planta marginal oferta sólo los costos variables, entonces nunca recupera la inversión, por eso estos recursos generalmente incluyen en su precio de oferta un ingreso de oportunidad que asegura la recuperación de la inversión pues en estos mercados, la planta marginal recauda el "dinero faltante" sólo cuando existe déficit (o se está cerca de él). En caso de ser necesario la fijación de un precio techo, este debe ser lo suficientemente alto como para garantizar que no se presente "el problema del dinero faltante" en la recuperación de la inversión.
- En estos esquemas no se tiene una definición estricta de los estándares de confiabilidad THEMA [13], sino que corresponden a una consecuencia del funcionamiento mismo del mercado.
- La incorporación creciente de tecnologías no convencionales con capacidades más intermitentes, pueden ir restando rentabilidad a las tecnologías convencionales y exigir de una manera más agresiva los requisitos de confiabilidad de los sistemas, haciendo mucho más importante la característica de flexibilidad inherente al concepto de suficiencia en los sistemas eléctricos. Por esta razón, THEMA en su más reciente informe de suficiencia para el mercado Nord Pool [13], no recomienda continuar con los subsidios para las tecnologías no convencionales sino más bien que éstas se expongan a la competencia por precios y a la variabilidad de éstos en el mercado, para que ingresen al sistema sólo en los casos en que sean realmente el recurso más eficiente.

## VIII. RECOMENDACIONES PARA EL MERCADO COLOMBIANO

Una vez analizados los diferentes esquemas de mercado que han sido implementados en los países estudiados, se debe resaltar que un sistema eléctrico se considera confiable y suficiente en capacidad cuando cumple con las siguientes características [13]:

- Se dispone de suficiente capacidad de generación (o disminución de demanda de potencia) para cubrir la demanda pico.
- La capacidad de generación (incluyendo la demanda) es suficientemente flexible para solventar variaciones en la carga del sistema con reservas lentas o reservas rápidas.
- Se tiene respaldo energético suficiente para cubrir la demanda de energía durante períodos largos de escasez ya sea hidrológica, de vientos o solar.

La operación eficiente del mercado en el corto plazo y la inversión eficiente en el largo plazo, según THEMA [13], depende de la formación eficiente de los precios, la recuperación adecuada de los costos de inversión y de operación, la confianza en la institucionalidad y en el cumplimiento de compromisos adquiridos y la garantía de que las señales de precios de los diferentes esquemas comerciales del diseño del mercado deben llegar adecuadamente a la oferta y a la demanda. Por esta razón, a continuación, hacemos las recomendaciones para el mercado colombiano centrándonos en el esquema de aseguramiento de la confiabilidad de largo plazo, cuyo objetivo prima sobre los otros de la política energética y tangencialmente, mencionamos otras sugerencias para mejorar la formación y la señal de precio en los otros mecanismos con los que cuenta el mercado, basados en la revisión de experiencias en los demás países.

### A. Esquema de aseguramiento de la confiabilidad

Según cifras del operador de mercado XM [70], desde la realización de la primera subasta de Cargo por Confiabilidad en Colombia en 2008, han sido asignados 4.46 GW de proyectos nuevos, de los cuales 1.16 GW cancelaron su ingreso al sistema por dificultades con la licencia, sociales o financieras y, a los cuales se les hizo efectivo el colateral que garantizaba su entrada en operación. En resumen, con base en este mecanismo de Energía Firme han ingresado al mercado colombiano 8 nuevas centrales entre térmicas e hidráulicas y están pendientes por ingresar otras 3, para una capacidad instalada total nueva de 3.3 GW y una Energía Firme correspondiente de 16 TWh-año (24% de la demanda en 2015). Lo anterior, es una clara señal de que el mecanismo representa un incentivo para la inversión en nuevas centrales.

Por otro lado, si se mide la efectividad del esquema mediante la no ocurrencia de un racionamiento, podemos afirmar que pese a la profundidad y duración de El Niño que recién termina (2015-2016), incluso teniendo en cuenta la indisponibilidad no programada en las centrales Guatapé (hidráulica) y Flores IV (térmica), la primera de ellas la única con embalse de regulación multianual, el esquema colombiano de confiabilidad permitió abastecer la demanda sin racionamiento.

Es por estas razones que se recomienda mantener el esquema de aseguramiento de la suficiencia en generación con algunos ajustes necesarios que se describirán a continuación.

El esquema de Cargo por Confiabilidad fue diseñado con dos objetivos fundamentales: i) En el caso de un proyecto nuevo es una forma de garantizar la parte del ingreso que se requiere para recuperar la inversión, teniendo en cuenta lo que se va a recaudar en los demás mercados de contratos, spot y servicios complementarios y para ello se garantiza este ingreso por un horizonte hasta de 20 años. ii) En el caso de una planta existente el Cargo por Confiabilidad ejerce el efecto de una opción *call* con precio de ejercicio igual al Precio de Escasez, al cual se obliga a la entrega de la OEF.

El cambio en las condiciones de suministro de gas explicadas en el numeral VI, hizo que las plantas que inicialmente garantizaron su OEF con gas nacional, se pasaran a operar con líquidos y se expusieran a riesgos muy superiores a los que inicialmente estaban expuestas. Esta situación particular muestra que el diseño del esquema requiere que las centrales que participan en la asignación del Cargo por Confiabilidad, tengan costos variables inferiores al Precio de Escasez con el fin de que los agentes no asuman riesgos que no pueden gestionar. Esta condición fue establecida por el regulador como *sine qua non* para las plantas nuevas que deseen participar en esta remuneración. Para plantas existentes no se tuvo esta precaución dado que eran activos ya instalados con necesidades de terminar de recuperar la inversión y con restricciones en las alternativas de abastecimiento. Sin embargo, con el fin de evitar repetir los eventos descritos en próximas condiciones de escasez, se requiere sustituir los combustibles líquidos de las plantas existentes por combustibles más competitivos que les permitan recuperar los costos variables en condiciones extremas o remunerar estas centrales de una forma alternativa y excluirlas del esquema de Cargo por Confiabilidad. Dado que estas plantas tienen asignación de OEF hasta el período diciembre 2018 – noviembre de 2019, el mecanismo de subasta de sustitución parece una alternativa viable para sustituir las OEF que están siendo respaldadas por estas centrales a líquidos. Realizar la subasta de sustitución a fines de 2016 permitiría que esta Energía Firme fuera sustituida para el periodo 2019-2020 o 2020-2021. En la subasta debe exigirse que los costos variables sean inferiores al Precio de Escasez para evitar el exceso de exposición al riesgo del generador y a largo plazo de la demanda, y para aumentar la energía disponible a precios competitivos. Para garantizar que la subasta sea concurrencial por un número suficiente de generadores, es necesario tener presente que las tecnologías con costos variables bajos y garantía de firmeza, tienen costos de inversión altos, por lo tanto, se sugiere no limitar la prima de cierre de la subasta, sino más bien dejar la definición de ésta a la competencia.

Una subasta de este estilo pondría en competencia a nuevas centrales a carbón, a gas, solares y eólicas con alguna firmeza. Incluso las centrales existentes a líquidos podrían participar mediante la inversión en un proyecto de regasificación conjunto, el cual les permitiría tener costos variables competitivos, les daría acceso a un combustible con condiciones de suministro flexibles y estarían en capacidad de recuperar la inversión en la planta de regasificación mediante la prima de cierre en la subasta de sustitución. Estas plantas podrían ser catalogadas como existentes con obras y en caso de ser asignadas, sería por un horizonte de 10 años. Para plantas nuevas, la asignación sería por 20 años como las subastas ordinarias de Cargo por Confiabilidad. Una condición que

llevaría a una prima de cierre más competitiva para las plantas con proyecto de sustitución a GNL, sería que el proyecto de regasificación fuese remunerado parcialmente por la demanda de gas beneficiada por condiciones de confiabilidad, según lo que se defina en el Plan de Abastecimiento de Gas transitorio a ser publicado por el planificador nacional.

Por otro lado, la sustitución de las OEF respaldadas con líquidos por otras respaldadas con costos variables menores al Precio de Escasez, disminuirían el riesgo de los generadores en cuanto a las posibles compras de energía para contratos a Precios de Escasez y/o compras de faltantes de OEF a costos variables de generación con combustibles líquidos. Esta nueva condición aumentaría la cantidad de energía disponible para contratación bilateral en licitaciones para el mercado regulado y para contratación directa con clientes no regulados, no necesariamente en una relación 1:1, pero sí en un grado considerable de forma que reduciría la exposición actual de la demanda al mercado *spot*.

Durante el periodo de transición, mientras las plantas no puedan ser sustituidas por una Energía Firme con costos variables inferiores al Precio de Escasez, y todavía sean requeridas para la confiabilidad del sistema, estas plantas podrían ser remuneradas como plantas de reserva. Esta alternativa también es válida si no se materializa la sustitución de los líquidos por GNL para las plantas existentes, mientras entran plantas nuevas a sustituir esta energía. En este caso aplicaría un esquema similar al utilizado en PJM, Finlandia y Suecia, en el cual existen plantas a las cuales se les paga una prima, que únicamente garantiza la permanencia de estas plantas en el sistema, que les remunere los costos fijos de operación y mantenimiento más una rentabilidad razonable de la inversión. Las plantas de reserva deben renunciar a la remuneración por Cargo por Confiabilidad y estar disponibles para el sistema y cuando se requiera su operación, se les remuneraría de forma total los costos variables de operación y mantenimiento, costos que serían auditables por parte de la CREG y trasladados a la demanda. Teniendo en cuenta que la demanda paga los costos variables cuando se requiere la operación y con esto se disminuyen los riesgos que enfrentan este tipo de centrales, la prima puede ser inferior a la que se les paga a los generadores que participan en el esquema de Cargo por Confiabilidad. La menor remuneración de Cargo por Confiabilidad de estas centrales a líquidos contribuiría a cubrir parcialmente los altos costos de operación en situaciones de escasez.

Otro ajuste necesario para el esquema de Cargo por Confiabilidad es la exigencia de una garantía de cumplimiento de las OEF asignadas, respaldada por un colateral, para que los riesgos que está asumiendo el generador sean bien valorados y tengan un mayor incentivo al cumplimiento de los compromisos de entrega de las OEF.

### B. Precio de Escasez

Como se ha podido constatar con la experiencia del esquema del Cargo por Confiabilidad en estos 10 años de aplicación, una condición esencial para su correcto funcionamiento es que el Precio de Escasez permita la recuperación de los costos variables de operación de las plantas que respaldan OEF. Si no se cumple esta condición, existe un gran incentivo a incumplir dichas OEF.

Con relación a la problemática expuesta respecto del Precio de Escasez, se proponen las siguientes modificaciones a las reglas actuales del Cargo por Confiabilidad.

Para el correcto funcionamiento del esquema de suficiencia en Colombia, la CREG debe estar monitoreando permanentemente el cumplimiento de la condición de que las plantas con OEF asignada recuperen la totalidad de sus costos variables de operación, para adoptar los correctivos pertinentes cuando no se cumpla esta premisa. Tal es el caso del costo variable de operación de las plantas que tengan acceso a GNL (tecnología proyectada como marginal en situaciones de escasez), cuya construcción se está adelantando con base en señales de política energética del Gobierno y que abastecerá de gas natural una componente importante del parque térmico existente. El Precio de Escasez no puede poner en riesgo la recuperación de los costos de operación de dichas plantas, para lo cual la CREG debe recurrir a aumentar éste, previa auditoría de la racionalidad del mismo. De hecho, con los precios actualmente vigentes para el GNL, el costo variable de operación de las plantas que participan en la construcción de la planta de GNL del Caribe, podría ubicarse alrededor de 356 \$/kWh nominales (115 USD/MWh nominales - Termocandelaria), con lo que el Precio de Escasez vigente de 302 \$/kWh nominales (98 USD/MWh nominales), no garantizaría la recuperación de costos variables de operación de estas térmicas. De la misma forma, si las plantas térmicas del interior del país respaldan sus OEF con gas natural importado proveniente de la planta de regasificación del Pacífico, el Precio de Escasez necesario para garantizar la recuperación de costos variables podría estar alrededor de 438 \$/kWh nominales (142 USD/MWh nominales) correspondiente al costo variable de la central Merilétrica, que pasaría a ser la más costosa del país operando con GNL.

Si bien es cierto que estos cambios propuestos asignan el riesgo de variación en los costos de combustible a la demanda, también debe tenerse en cuenta que las plantas que van a tener acceso a este gas fueron tomadoras de precio en las subastas del Cargo por Confiabilidad, que la disponibilidad de combustible para ellas ha cambiado dramáticamente desde que decidieron su instalación, cambio propiciado por las señales de política energética del Gobierno (cuya racionalidad económica no cuestionamos) y, por consiguiente, no es razonable asignar el riesgo a estos agentes, que no tienen manera de manejarlo. Debe tenerse en cuenta, además, que la dinámica de precio de estos combustibles es altamente dependiente del mercado de petróleo, que obedece a conductas de actores externos, con riesgos difícilmente gestionables. Adicionalmente, la demanda ya ha pagado parte de los costos de inversión de estas plantas, son una alternativa eficiente para el país, que necesariamente requiere el soporte térmico de Energía Firme flexible para condiciones hidrológicas críticas, y sería más costoso para los consumidores recurrir a un racionamiento o pagar inversión en otras tecnologías, que no necesariamente aportarían la flexibilidad requerida para las condiciones descritas y que requerirían el pago total de la inversión en la planta de generación.

### C. Mercado de Bolsa y Mercado intra-diario

Tener un mercado de Bolsa que no implique compromisos desde la oferta del día anterior, le añade mucha incertidumbre

al esquema y dificulta el funcionamiento de esta señal de precio *spot* como subyacente para los mercados de cobertura. Por esta razón y teniendo en cuenta lo observado en las experiencias internacionales, se propone ajustar el mercado *spot* para que sea efectivamente un mercado del día siguiente, en el cual las ofertas de precio diario y disponibilidades horarias sean vinculantes para la oferta del día siguiente. El Precio de Bolsa se definiría con las condiciones establecidas después del cierre de la oferta con consumo declarado por la demanda y el cruce de precios entre las cantidades y precios ofrecidos por los generadores y las cantidades y precios ofrecidos por la demanda. El funcionamiento de este esquema estaría sujeto a la implementación del mercado intra-diario que permitiría hacer el ajuste de cantidades y precios ante cambios en las condiciones durante el día de operación. En el mercado intra-diario podrían ofertar los recursos no comprometidos en el mercado de Bolsa y permitirían cubrir faltantes en caso de fallas, indisponibilidad de combustibles o hidrología, viento y radiación menores a las esperadas inicialmente; también permitiría ofrecer excedentes en casos de mayores disponibilidades de recurso que las inicialmente previstas.

La participación activa de la demanda es esencial en el desarrollo de estos dos esquemas de mercado, los cuales son una alternativa de mercado para gestionar la generación intermitente próxima a entrar a Colombia (eólicas y solares), la disponibilidad del gas y optimizar la utilización de recursos.

Con la participación activa de la demanda se logra mitigar el ejercicio de poder de mercado que puede existir en el mercado colombiano, a causa de la concentración moderada. Es por esto que se propone desmontar las restricciones de disponibilidad de la información de precios de oferta, con el fin de garantizar un funcionamiento más eficiente del mercado al poner a todos los agentes en igualdad de condiciones en cuanto a información de mercado.

Por último, se recomienda mantener el precio techo para la oferta en Bolsa (75% del costo del primer segmento de racionamiento) únicamente en situaciones de escasez con un análisis más detallado en la definición del mecanismo de desempate de precios de oferta. El mantenimiento de este techo evitaría que el precio suba a niveles exagerados aún sin cortes efectivos. Sólo cuando existan racionamientos programados o no programados, el precio debe alcanzar estos niveles superiores, según la porción de demanda efectivamente racionada.

#### D. Participación de la Demanda

Del referenciamiento internacional de los mercados eléctricos competitivos más avanzados, se observa la importancia de una actuación activa de la demanda. Ésta debe tener la oportunidad de participar en los diferentes submercados incluidos en el diseño del mercado eléctrico colombiano con el fin de que pueda enfrentar las señales correctas de precios, las variaciones horarias y las ventajas de la flexibilidad en el consumo. Esta exposición deliberada a las señales de precio, le permitirá tomar decisiones de inversión en infraestructura de sustitución para cobertura, desarrollo de programas de eficiencia energética, inversión en auto y cogeneración y optimización de su curva de carga.

Por esta razón, se propone la participación de la demanda no regulada de manera activa en las subastas de Cargo por

Confiabilidad con excedentes de autogeneración y cogeneración y/o proyectos de eficiencia energética. Esta participación implica adquirir compromisos vinculantes de largo plazo (5 a 10 años) similares a los compromisos de los generadores, respaldados en colaterales que garanticen su cumplimiento, los cuales se ejercerían en caso de incumplimiento.

En cuanto al mercado de Bolsa y el mercado intra-diario se propone que la demanda no regulada tenga participación directa en este mercado con el fin de que puedan tomar decisiones de optimización de su consumo. La demanda regulada estaría representada por su comercializador quien actuaría como agregador de esta demanda para actuar en estos dos submercados. Se propone la separación entre la demanda no regulada y regulada para evitar comportamientos de *free-rider* por parte de los primeros aprovechándose de los segundos, por ejemplo, con el reporte de la disminución de la demanda de manera agregada, mimetizando el mayor consumo de los primeros con el ahorro de los segundos. Los compromisos de reducción u optimización de la demanda no regulada serían individuales y vinculantes, con ofertas de precio y cantidades en el mercado de Bolsa y obligación de ajustes en el mercado intra-diario.

La transición hacia esta participación activa implica un cambio cultural en el mercado eléctrico colombiano; además de disminuir la asimetría en la información, por lo cual se propone iniciar paulatinamente con los comercializadores como agregadores y luego avanzar con los grandes clientes. Igualmente, se requiere un programa de formación en el funcionamiento del mercado para los comercializadores y para los usuarios no regulados y suministrar la información necesaria para que los usuarios puedan obtener señales sobre precios horarios.

#### E. Servicios Complementarios

En cuanto a los servicios complementarios, se deberían remunerar mediante la participación en un mercado independiente (puede ser tipo subasta), con un precio independiente del precio de oferta de los agentes y con una disponibilidad específica. Esto con el fin de que la prestación de estos servicios no afecte la formación del precio *spot* y de esta forma, el funcionamiento del mercado de Bolsa y los demás de los cuales el precio *spot* es el activo subyacente.

Por otro lado, es necesario incluir como servicios complementarios a ser remunerados, adicional al AGC, el arranque en negro, la reserva rodante y el suministro de reactivos, pues como se observa en los referentes internacionales, es pertinente remunerar la inversión y los costos que la prestación de estos servicios implica.

#### F. Contratación estandarizada y Mercado de Derivados Financieros

A partir de las experiencias internacionales revisadas se evidencia claramente, que uno de los mecanismos que ha ayudado al buen desempeño en estos mercados, garantizando la confiabilidad del suministro tiene que ver con un buen diseño de mercado, que incluye la implementación de contratos estandarizados de corto, mediano y largo plazo.

Desde el año 2006 la CREG identificó varios problemas en el esquema de contratación bilateral para la demanda regulada, a

pesar de que la regulación vigente establece que la misma debe hacerse mediante concursos públicos, sin restricción de participación y donde el precio es la única variable a considerar. No obstante, se tienen varios elementos que atentan contra la eficiencia en estos procesos, entre los cuales se destaca las particularidades en el diseño de la convocatoria, la no homogeneidad en los productos transados ni en los pliegos de licitación, la discrecionalidad del vendedor de hacer ofertas parciales y proponer precios para cualquier periodo (ya sea verano y/o invierno) con lo que el comercializador corre con el riesgo de no contar con cobertura en los periodos críticos, la exigencia de diversos tipos de garantías, entre otros. Por esta razón, en varias ocasiones el regulador ha puesto a consideración de la industria propuestas normativas para migrar a un esquema de contratación para la demanda regulada que corrija estos inconvenientes. Es así como ha propuesto un esquema de concurso centralizado, con obligatoriedad de participación de la demanda regulada, con productos estandarizados que permitan mayores coberturas y liquidez del mercado de energía, pero no se ha concretado la reglamentación del mismo. Con base en los planteamientos anteriores, como parte de los aspectos a revisar en el mercado colombiano, se plantea que debe adoptarse un mecanismo para efectos de cobertura de precios de la demanda regulada que corrija los problemas identificados, con obligatoriedad de participación por parte de la demanda regulada y opcional para la no regulada, mediante un mecanismo de subasta de dos puntas, con productos estandarizados que garanticen la homogeneidad de los mismos, sin ningún tipo de discrecionalidad de parte de la oferta ni de la demanda. Este mecanismo busca dinamizar la contratación de corto, mediano y largo plazo, lo cual mitiga el poder de mercado en los demás submercados.

La implantación de un esquema con estas características y la definición de una fórmula tarifaria que posibilite la transferencia de los beneficios de las diferentes coberturas a las que tenga acceso el comercializador, a los usuarios finales (sin precio techo), que dé señales horarias a los consumidores y así estos actúen racionalmente, fortalecerá un mercado de derivados financieros por la mayor liquidez que implica la estandarización de los contratos.

Finalmente, el adecuado funcionamiento del mercado estandarizado de contratos y del mercado de derivados financieros también requiere robustecer el esquema de garantías y seguridad de cumplimiento, lo que a la postre beneficiaría el desempeño general del mercado.

#### REFERENCIAS

- [1] P. Cramton, A. Ockenfels, and S. Stoft. (2013, 14 Oct 2015). Capacity Markets Fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy* 2. Recuperado de: <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-stoft-capacity-market-fundamentals.pdf>
- [2] P. Mastropietro, P. Rodilla, and C. Batlle. (2015, 15 oct 2015). The need for non-performance penalties in capacity mechanisms: conceptual considerations and empirical evidence. *Submitted to Economics of Energy & Environmental Policy* [Working paper]. 1-27. Recuperado de: <http://www.iit.upcomillas.es/batlle/Publications/2015%20Capacity%20mechanisms%20and%20performance%20incentives%20%20Mastropietro%20et%20al.pdf>
- [3] R. Moreno, L. A. Barroso, H. Rudnick, S. Mocarquer, and B. Bezerra, "Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences," *Energy Policy*, vol. 38, pp. 5758-5769, 10// 2010.
- [4] P. L. Joskow, "Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design," *Utilities Policy*, vol. 16, pp. 159-170, 9// 2008.
- [5] CREG. (2006, 15 Oct 2015). *Cargo por Confiabilidad Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia Una visión de Largo Plazo*. Recuperado de: [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado\\_mayorista/estructura.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/estructura.htm)
- [6] P. Cramton and S. Stoft. (2007, 14 Oct 2015). Colombia Firm Energy Market. 1-26. Recuperado de: <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf>
- [7] J. P. Botero Duque, J. J. García, and H. Velásquez, "Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia," *Cuadernos de Economía*, vol. 35, pp. 491-519, 2016.
- [8] NOAA, "EL NIÑO/OSCILACIÓN DEL SUR (ENSO por sus siglas en inglés) DISCUSIÓN DIAGNÓSTICA," in *Estatus del Sistema de alerta del ENSO: Advertencia de El Niño*, ed: NOAA / Servicio Nacional de Meteorología, 2015.
- [9] XM. (2015, 19 oct 2015). *Informe Diario de Operación*. Recuperado de: <http://ido.xm.com.co/ido/SitePages/Default.aspx>
- [10] A. Aguilar Díaz, P. Roda, and G. Sánchez Sierra, "Informe No 102 – 2015 Factores que hacen más crítica la presencia del Niño 2015-16," Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SDDP, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SDDP 102-2015, 2015.
- [11] J. M. Fernández, B. Gómez Duque, and M. C. Pérez Vélez, "Análisis de la propuesta para la determinación y asignación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista, documento CREG 038 -25 junio de 2004 ", Departamento de Economía, Universidad EAFIT, 2005.
- [12] C. Batlle and I. J. Pérez-Arriaga, "Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets," *Utilities Policy*, vol. 16, pp. 184-193, 9// 2008.
- [13] THEMA Consulting Group. (2015, 20 abril 2016). *Capacity adequacy in the Nordic electricity market*. Recuperado de: <http://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:848829/FULLTEXT01.pdf>
- [14] J. E. Bowring, "Chapter 9 - The Evolution of the PJM Capacity Market: Does It Address the Revenue Sufficiency Problem?," in *Evolution of Global Electricity Markets*, F. P. Sioshansi, Ed., ed Boston: Academic Press, 2013, pp. 227-264.
- [15] R. J. Briggs and A. Kleit, "Resource adequacy reliability and the impacts of capacity subsidies in competitive electricity markets," *Energy Economics*, vol. 40, pp. 297-305, 11// 2013.
- [16] C. Batlle and P. Rodilla, "A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply," *Energy Policy*, vol. 38, pp. 7169-7179, 11// 2010.
- [17] D. E. H. Olmstead and M. J. Ayres, "Notes from a Small Market: The Energy-only Market in Alberta," *The Electricity Journal*, vol. 27, pp. 102-111, 5// 2014.
- [18] R. B. Stoddard. (2008, Reliability at stake: Resource adequacy designs and the success of PJM's Reliability Pricing Model. Recuperado de: <http://www.p3powergroup.com/siteFiles/News/78216655F463A2810314AD68BD1BBCF9.pdf>
- [19] ANEEL. (2013, 12 agosto 2015). *Regulación del Sector Eléctrico en Brasil CIER*. Recuperado de: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/brasil>
- [20] C. E. Mendez Alvarez, *METODOLOGÍA: Diseño y Desarrollo del proceso de investigación con énfasis en ciencias empresariales*, Cuarta edición ed.: Noriega Editores 2007.
- [21] E. S. Amundsen and L. Bergman, "Why has the Nordic electricity market worked so well?," *Utilities Policy*, vol. 14, pp. 148-157, 9// 2006.
- [22] Nord Pool Spot. (2016, 22 abril 2016). *The Power Market*. Recuperado de: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/>
- [23] Nord Reg, "Dataset NMR," N. E. Regulator, Ed., ed. NordReg Web Page, 2015.
- [24] Nord Reg, "Statistical Summary of the Nordic Energy Market 2014," Nordic Energy Regulators Marzo 2015.

- [25] E. Young and Enersinc, "Información de los mercados mayoristas de energía eléctrica del Reino Unido, Nord Pool, PJM y CAISO discriminando los principales aspectos normativos, operativos y comerciales," Departamento de Planeación Nacional - DNP2016.
- [26] Nord Pool Spot, "Nord Pool Spot Annual Report 2014," Nord Pool Spot Marzo 2015.
- [27] Findgrid. (2016, 24 abril 2016). *Electricity Market*. Recuperado de: <http://www.findgrid.fi/en/electricity-market-market-integration/countertrade/Pages/default.aspx>
- [28] B. Torstein and E. Hope, "Deregulation of Electricity Markets: The Norwegian Experience," *Economic and Political Weekly*, vol. 40, pp. 5269-5278, 2005.
- [29] Government of Alberta. (2016, 10 abril 2016). *Alberta Energy*. Recuperado de: <http://www.energy.alberta.ca/Electricity/682.asp>
- [30] AESO, "AESO 2015 Annual Market Statistics " Alberta Electric System Operator, aeso web page marzo 2016.
- [31] AUC\_Alberta\_Utillities\_Regulator. (2014, 28 abril). *Role in electric sector*. Recuperado de: <http://www.auc.ab.ca/about-the-auc/who-we-regulate/Pages/RoleinElectricMarkets.aspx>
- [32] Market Surveillance Administrator. (2014, 10 abril 2016). Alberta Retail Markets for Electricity and Natural Gas - A description of basic structural features. 26. Recuperado de: <http://albertamsa.ca/uploads/pdf/Archive/00-2014/Alberta%20Retail%20Markets%20for%20Electricity%20and%20Natural%20Gas%20071714..pdf>
- [33] AESO. (2016, 25 abril 2016). *Reliable Markets: Power and People*. Recuperado de: <http://www.aeso.ca/>
- [34] C.-K. Woo, D. Lloyd, and A. Tishler, "Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California," *Energy Policy*, vol. 31, pp. 1103-1115, 9// 2003.
- [35] PJM Interconnection. (2015, 06 abril 2016). PJM Annual Report 2014. 28. Recuperado de: <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2014-annual-report.ashx>
- [36] PJM Interconnection. (05 abril 2016). *www.pjm.com*. Recuperado de: <http://www.pjm.com/>
- [37] J. F. Wilson, "Raising the Stakes on Capacity Incentives: PJM's Reliability Pricing Model (RPM)," LECCG, LLC, The American Public Power Association 2008.
- [38] J. Pfeifenberger, S. Newell, K. Spees, A. Hajos, and K. Madjarov, "Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model: Market Results 2007/08 through 2014/15," PJM Interconnection, L.L.C. August 26 2011.
- [39] PJM Interconnection, "2018/2019 RPM Base Residual Auction Results," PJM #5154776, Agosto 2015.
- [40] A. Ott, "PJM Capacity Market Evolution of Supply," presented at the IEA ELECTRICITY SECURITY ADVISORY PANEL, June 12, 2014.
- [41] CNE, "Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional," capacidad instalada de generación, Ed., ed. Página web de la Comisión Nacional de Energía: Comisión Nacional de Energía - Chile, 2016.
- [42] H. Saldías and H. Ullóa, "Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energía renovables recientemente aprobada en Chile," Departamento de Ingeniería Eléctrica Pontificia Universidad Católica de Chile, 2008.
- [43] B. Bezerra, S. Mocarquer, L. Barroso, and H. Rudnick, "Expansion Pressure Energy Challenges in Brazil and Chile," *IEEE power & energy magazine*, vol. may/june 2012, p. 11, 2012.
- [44] M. P. Flórez Estrada and J. Pareja Vasseur. (2015, 9 abril 2016). Estrategia de cobertura mediante contratos *Forward* en el mercado eléctrico chileno. 22. Recuperado de: [https://www.researchgate.net/publication/273666521\\_Estrategia\\_de\\_cobertura\\_mediante\\_contratos\\_Forward\\_en\\_el\\_mercado\\_elctrico\\_chileno](https://www.researchgate.net/publication/273666521_Estrategia_de_cobertura_mediante_contratos_Forward_en_el_mercado_elctrico_chileno)
- [45] D. E. R. y. G. Ministerio de Energía and U. d. C. Centro de Energía, *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno Documento complementario 2012: Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (Ministerio de Energía / GIZ)*, 2012.
- [46] Inodú, "Evaluación Proyecto Carmesí," BBVA-EPM28 octubre 2015.
- [47] Systepl, "Informe de Opinión sobre estudios de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas," ACERA 02 marzo 2016.
- [48] Systepl, "Informe de Opinión sobre Estudios Definición y Programación de Servicios Complementarios SSCC," ACERA 16 febrero 2016.
- [49] Systepl, "Informe de Opinión sobre Estudios Estudio de Costos de los Servicios Complementarios de los CDEC," ACERA 28 diciembre 2015.
- [50] J. Moreno, R. Moreno, H. Rudnick, and S. Mocarquer, "Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile dificultades y oportunidades," *Estudios Públicos*, vol. 125 p. 30, 2012.
- [51] Systepl, "Reporte Mensual del Sector Eléctrico SIC y SING," SysteplMarzo 2015.
- [52] CNE. (2015, 17 abril 2016). *Licitaciones de Suministros para Distribuidoras*. Recuperado de: <http://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/>
- [53] *Ley de Licitaciones 20805* Honorable Congreso Nacional de Chile 29 de enero, 2015.
- [54] Systepl, "Reporte Mensual del Sector Eléctrico SIC y SING," Diciembre 2014.
- [55] Systepl, "Reporte Mensual del Sector Eléctrico SIC y SING," Noviembre 2015.
- [56] CEPAL. (2015, 2 de mayo 2016). *Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe*. Recuperado de: [http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39558/S1501387\\_es.pdf?sequence=98](http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39558/S1501387_es.pdf?sequence=98)
- [57] CND. (2016, 2 mayo 2016). *Centro Nacional de Despacho Panamá*. Recuperado de: <http://www.cnd.com.pa/>
- [58] *Ley 6 de 3 de febrero de 1997*, Asamblea Nacional Panamá, 2011.
- [59] ETESA. (2016, 2 mayo 2016). *Empresa de Transmisión Eléctrica*. Recuperado de: <http://www.etsa.com.pa/>
- [60] *Reglamento de Operación*, ASEP, 2016.
- [61] *Reglas Comerciales*, ASEP, 2015.
- [62] *Reglas de Compra*, ASEP, 2012.
- [63] J. J. García Rendón, G. López Alvarez, F. Marin, and J. Moncada. (2015, Veinte años de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia: algunas reflexiones. 34. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/10784/7350>
- [64] XM. (2015, 25 abril 2016). *Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano*. Recuperado de: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElctricoColombiano.aspx>
- [65] CODENSA, EMGESA, and ISAGEN. (2012, 27 abril 2016). *Regulación Sector Eléctrico (2013)*. Recuperado de: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>
- [66] C. Ríos and H. Ortega. (2004, 27 abril 2016). *La Bolsa de Energía en Colombia*. Recuperado de: <http://web.ing.puc.cl/power/alumno05/colombia/Proyect%20web.htm>
- [67] J. García Rendón, A. Gaviria Hinestroza, and L. Salazar Moreno, "Determinantes del Precio de la Energía Eléctrica en el Mercado No Regulado en Colombia," *Revista Ciencias Estratégicas*, vol. 19, p. 22, 2011.
- [68] SSDP. (2016, 1° de mayo 2016). *Superservicios*. Recuperado de: <http://www.superservicios.gov.co/Energia-y-gas/Energia/Mercado-de-Energia-Mayorista2>
- [69] Derivex. (2015, 30 abril 2016). *Derivex*. Recuperado de: <http://www.derivex.com.co/Paginas/default.aspx>
- [70] XM. (2016, 10 mayo 2016). *Página web de XM Filial de ISA*. Recuperado de: <http://www.xm.com.co/Pages/home.aspx>
- [71] XM, "Convergencia de los sectores electricidad y gas en Colombia," Los Expertos en Mercados 31 enero 2006.
- [72] *Resolución 034*, CREG, 2001.
- [73] *Circular 065*, CREG, 2006.
- [74] XM. (2016, 13 mayo 2016). *Ahorro Voluntario de Energía*. Recuperado de: <http://www.xm.com.co/Pages/AhorroVoluntarioEnergia.aspx>



**Mónica Paola Flórez Estrada** Ingeniera de Producción de la Universidad EAFIT (1994). Especialista en Economía y Negocios Internacionales de la Universidad de Medellín (2000). Especialista en Finanzas (2014), Especialista en Organización Industrial y Regulación Económica (2005) y Magister en Administración Financiera (2015) de la Universidad EAFIT. Es actualmente aspirante a Magister en Economía Aplicada en la Universidad EAFIT.

Desde 1997 y hasta mayo 2007, se desempeñó en diferentes cargos relacionados con el desarrollo y el seguimiento a la regulación del mercado eléctrico y de gas natural en ISAGEN S.A. el tercer agente generador de Colombia. Desde junio 2007 y hasta la fecha se viene desempeñando como especialista en mercados energéticos en EPM, el segundo generador en Colombia con participación en los mercados eléctricos de Chile, Panamá, Guatemala, El Salvador y Costa Rica.

Sus intereses académicos y profesionales se refieren al funcionamiento de los mercados de energía y gas, las metodologías de valoración y mitigación de riesgos de mercado y al desarrollo e implementación de nuevos negocios y nuevos mercados.

**Beatriz Mercedes Gómez Duque** Ingeniera Electricista de la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB) (1981). Especialista en Gerencia de la UPB y Especialista en Organización Industrial y Regulación Económica (2005). Actualmente es aspirante a Magister en Economía Aplicada en la Universidad EAFIT y a Magister en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos en la Universidad Nacional.

Desde 1979 hasta 1981 se desempeñó como profesora de tiempo completo en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional sede Medellín. En el período 1981 – 2012 estuvo vinculada a Empresas Públicas de Medellín (EPM), el segundo generador en Colombia, con participación en los mercados eléctricos de Chile, Panamá, Guatemala, El Salvador y Costa Rica. En EPM se desempeñó en diferentes cargos, inicialmente relacionados con el planeamiento operativo del sistema energético antes de la implantación de esquema de mercado en 1995 y a partir de su inicio, encargada de la participación de los recursos de generación de EPM en el nuevo esquema y el análisis regulatorio. En el período 2008 – 2012 tuvo a su cargo la gestión normativa y regulatoria de todos los negocios de energía y gas de EPM y sus filiales en Colombia. Actualmente se desempeña como consultora independiente en mercados de energía en Colombia y Centroamérica.

Sus intereses académicos, profesionales e investigativos están relacionados con el funcionamiento y regulación de los mercados de energía y gas.

**John Jairo García Rendón** Economista de la Universidad de Antioquia. MSc. En Economía, Universidad de Antioquia, Colombia. Master and DEA en Investigación Económica, Universidad Autónoma de Barcelona, España. Ph.D en Economía Aplicada, Universidad Autónoma de Barcelona, España.

Profesor titular e investigador. Estuvo como *visiting* PhD. *student* en *City University London* en 2008. Fue consultor para el Banco Interamericano de Desarrollo – BID entre 2000 – 2002, profesor asociado en la Universidad Pompeu Fabra,

profesor catedrático en la Universidad de Antioquia y la Universidad Nacional de Colombia, asistente de investigación en la Universidad Autónoma de Barcelona en 2006. Recibió el premio a la Excelencia Europea, *Best EEM12 paperprize in European Energy Market*, 2012, por su investigación *Regulatory Reform and Corporate Control in European Energy Industries*.

Sus intereses académicos o investigativos se centran en temas relacionados con organización industrial del sector energético y construcción, funcionamiento de mercados, y determinación de precios.