

PTG Rafael Pérez Cardona

El Nuevo Modelo de la Industria Eléctrica

“¿Cuál o cuáles deben ser las transformaciones del mercado eléctrico colombiano teniendo en cuenta los problemas de cambio climático, las tendencias internacionales de la industria eléctrica y los problemas detectados del mercado eléctrico colombiano?”

Propuesta de Trabajo de Grado
Presentada Para Obtener El Título De
Magister En Economía Aplicada
Universidad EAFIT, Medellín.

Director
Luis Guillermo Vélez A.

Rafael Pérez Cardona, C.de C. 70044641, rprez4@gmail.com, cel.3148880490
Mayo 2016

Índice

1.	El cambio climático y su impacto en el sector eléctrico.....	5
1.1	<i>El Cambio Climático.....</i>	5
1.2	<i>Combustibles fósiles y energía renovable.....</i>	8
2.	Modelos de mercado de energía eléctrica en el mundo y comparación con el mercado colombiano.....	11
2.1	<i>Composición de la oferta energética.....</i>	12
2.2	<i>Sistema Uninodal vs Multinodal.....</i>	14
2.3	<i>Arquitectura del mercado.....</i>	16
2.4	<i>Recomendaciones.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.5	<i>Unidad de Monitoreo de Mercado.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.	El Mercado Eléctrico Colombiano.....	17
3.1	<i>La expansión del sistema eléctrico colombiano.....</i>	17
3.2	<i>La expansión del sistema y el Cargo por Confiabilidad.....</i>	18
4.	Conclusiones y Recomendaciones.....	28

Introducción

Actualmente se lleva a cabo en Colombia una reflexión sobre el diseño del mercado eléctrico teniendo en cuenta los problemas detectados en su funcionamiento y las tendencias internacionales en la industria eléctrica. De otra parte, se considera que el cambio climático es una amenaza superlativa y su mitigación y adaptación es parte de los compromisos de todos los países firmantes del “Acuerdo de París” (COP 21 ONU, 2015) donde Colombia asumió compromisos y metas que se reflejarán en el diseño de la política energética colombiana. El sector eléctrico colombiano tiene compromisos relevantes de participar en las acciones de mitigación, detención, adaptación, atenuación del cambio climático ajustando su diseño y operación en lo que se considere pertinente de acuerdo a los objetivos en materia de cambio climático.

De otra parte, se confronta la evolución en el diseño de los mercados competitivos de electricidad en el mundo y se analizan factores y características relevantes y se deben tener en cuenta para realizar ajustes en el mercado colombiano. Se indica, que no se hace una descripción particular de cada uno de los mercados que se mencionan en el estudio y la metodología utilizada fue seleccionar los temas que se consideraron más importantes dentro de la información consultada. Se observa que la evolución del modelo de mercado eléctrico colombiano ha sido casi nula luego de su reestructuración en 1994. En Colombia se ha tenido una especial atención en el tema del cargo por confiabilidad, pero ha sido poca la evolución en el fomento de la competencia y la competitividad misma del mercado.

La situación energética colombiana ha sido impactada en forma severa por el Fenómeno EL NIÑO 2015-2016 (XM, 2016a) que ocasionó un elevado riesgo de racionamiento eléctrico. Los incentivos económicos regulatorios que se tienen hicieron que se creara un problema en la matriz energética de la oferta actual que produjo un impacto

financiero que desbordó la estabilidad de diversas empresas del sector afectando su viabilidad económica y la de todo el mercado.

Luego de esta realidad, quedaron lecciones aprendidas que se analizan con mayor detalle: la expansión y la matriz energética colombiana en 2016 indica que la curva de oferta del mercado se forma con unos energéticos cuyos costos presentan una discontinuidad en sus magnitudes, esto hace que el mercado tenga problemas en su misma viabilidad. De otro lado el tema de la contratación de energía se ha quedado tan retrasado en su evolución que en la actualidad es un tema crítico para el funcionamiento competitivo del mercado.

En el trabajo se tendrán en cuenta los estudios que se han realizado en el sector sobre el diseño y comportamiento del mercado, ejemplo: “El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, evolución e impacto sobre otros sectores” (Fedesarrollo Mauricio Santamaria, Jaime Millán, Orlando García, Von Der Fher, 2009), “Después del NIÑO 2010” (Barrera Fernando, 2010), “Necesidad de una política de seguridad y abastecimiento y de confiabilidad en el sector gas natural de Colombia: impacto en la generación eléctrica.”, (Fedesarrollo, Astrid Martinez O, Fernando Barrera R, 2011) “Análisis general relativo a la competitividad de la electricidad en Colombia” (Acolgen, 2013), “Asegurando un Mercado Eléctrico Sostenible” (Frontier, 2013), “Estudio de competitividad del mercado” (ECSIM,1-2-3-4-5-6, 2013), “Análisis de la viabilidad de un Mercado Intradiario en el Mercado Eléctrico Colombiano” (XM, 2014), “Estudio del mercado colombiano DNP” (Ernst and Young, DNP, P1,2,3,4 2016).¹

¹ A la fecha hago parte del equipo consultor del trabajo “Análisis sobre el Mercado Colombiano” del gremio ANDESCO (Andesco, 2016) y considero importante expresar la experiencia que he tenido durante mi desarrollo profesional, con 42 años de experiencia en el sector: actividades en generación, transmisión - distribución, comercialización, dirección como ejecutivo de primer nivel, representante de las empresas en los gremios del sector eléctrico, del Consejo Nacional de Operación Eléctrico y actualmente consultor.

Al final se tendrá una visión en perspectiva del sector eléctrico a manera de “gran imagen” y desde allí se harán recomendaciones que permitan esbozar una política energética y recomendar ajustes al mercado eléctrico colombiano en medio de las nuevas tendencias en el mundo.

Capítulo 1

1. El cambio climático y su impacto en el sector eléctrico.

El cambio climático exige al hombre desarrollar actividades de mitigación, adaptación y transformación. La conciencia ciudadana sobre la sostenibilidad, el poder social ante el crecimiento sostenible, los precios del petróleo y su impacto en la economía abren nuevos requerimientos y oportunidades. De las tendencias mencionadas se derivan nuevas maneras de obtener energía y mejoras permanentes en la eficiencia, surgen nuevas tecnologías que confluyen y generan cambios en los mercados eléctricos, nuevas reglas y esquemas de negocio que empujan a la estructuración de un nuevo modelo de mercado eléctrico.(Arriaga, 2013)

1.1 El Cambio Climático.

El Grupo Intergubernamental de expertos en Cambio Climático IPCC, manifiesta en su estudio, 5º informe de cambio climático, que las emisiones antropogénas² de Gases de Efecto Invernadero (GEI) han continuado en aumento de 1970 a 2010, a pesar de que cada vez es mayor el número de políticas de mitigación, fueron las más altas en la historia de la humanidad. (Edenhofer et al., IPCC 2014).

Tabla 1

Producción de Gases Efecto invernadero (GEI), por sector económico.

² Emisiones antropogénas. Se refiere a los efectos, procesos que son el resultado de actividades humanas a diferencia de las que tienen causas naturales sin influencia humana.

Esto incluye la quema de combustibles fósiles para obtener energía, la deforestación y el uso del suelo. http://cambio_climático.ine.gob.mx/glosario.html

	49
Producción total de (GEI) 2010. Emisiones directas	GtCO2[1]
Producción eléctrica y térmica	25%
AFOLU (agricultura, silvicultura, y otros usos del suelo)	24%
Edificios	6.40%
Transporte	14%
Industria	21%

Nota: [1] GtCO2-Gigatoneladas de CO2. Tomado de (Edenhofer et al., IPCC 2014)

La recomendación de políticas de mitigación y adaptación al cambio climático implica un cambio importante en la manera que se realizará la inversión en los sectores que tienen más alta producción de GEI. La Tabla 1 indica que la “producción eléctrica y térmica” tiene una participación en la producción de GEI del 25% del total, en consecuencia, los planes y proyecciones de inversiones en escenarios futuros acogerán políticas de mitigación.

La “Declaración de Mainau” 2015 sobre el Cambio Climático por parte de científicos que han sido ganadores de premios nobel, manifiestan su preocupación por el daño del cambio climático comparándolo con una guerra nuclear. (Mainau, 2015).

La “Conferencia de las Partes” COP 21³ Paris realizada entre el 30 de noviembre y el 11 de diciembre de 2015 llegó a un acuerdo histórico para el mundo el “Acuerdo de Paris” en donde los países adquirieron compromisos con el mundo para enfrentar el cambio climático y Colombia participó, presentó sus planes y programas y se comprometió a cumplir metas específicas.

Los principales puntos del acuerdo fueron: 1) el aumento de la temperatura global debe estar muy por debajo de los 2°C. 2) el acuerdo es jurídicamente vinculante para los países firmantes. 3) se crearon fondos cercanos a los US\$100.000 millones para los países en desarrollo a partir del 2020 y 4) se revisará cada 5 años.

³ **La Conferencia de las Partes (COP)** es el máximo órgano decisorio de la Convención Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas. Está conformado por las partes, es decir, aquellos países que han ratificado el tratado. Es el único órgano que puede tomar decisiones de la implementación del tratado. (WWF, MAD, 2011)

Colombia debido a su ubicación geográfica es altamente vulnerable al cambio climático, lo cual se evidenció claramente con un fenómeno de la NIÑA, muchísimo más intenso que los anteriores, de 2010 a 2011(WWF, MAD, 2011). Las emisiones en Colombia son relativamente bajas en comparación con otros países, pero aún así las emisiones acumuladas entre 1990 y 2012 la sitúan entre los 40 países con mayor responsabilidad histórica en la emisión de gases efecto invernadero, principalmente por la deforestación.⁴ Colombia se comprometió a reducir el 20 % de sus emisiones de GEI para el 2030, para esta meta se tomó como referencia el inventario de emisiones de 2010 y se creó un escenario para el 2030, la reducción del 20 % es sobre ese escenario proyectado.⁵(WWF, MAD, 2011).

El Cambio Climático impulsa políticas y actuaciones, en cada país, que llevan a la búsqueda del desarrollo sostenible al enfrentar los riesgos que representa. Si se observa lo que ocurrió con el NIÑO 2015-2016 en Colombia, la intensidad fue similar al fenómeno el NIÑO más fuerte de la historia (1998) y la duración superior a 9 meses. Independiente que esto se haya producido por cambio climático o no, lo que ha mostrado es que el sistema eléctrico colombiano es muy vulnerable al tema de aportes hidrológicos y que adicionalmente la deforestación afecta las cuencas de los ríos produciendo dificultades realmente superiores.

La estrategia de Colombia sobre cambio climático fue introducida en las bases del Plan Nacional de desarrollo y en la Ley 1753 de 2015 (Congreso de la República de Colombia, 2015) La Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono” ECDB (agencia creada por el Gobierno para realizar el seguimiento integral de los compromisos de Colombia en el Cambio Climático, los cuales están en pleno desarrollo. Actualmente se están

⁴ El Columnista Ricardo Lozano en su columna del colombiano de 22 de noviembre de 2015, informa sobre estudio del IDEAM que la deforestación en 2014 pasó a 140.000 hectáreas año. Las causas fueron prácticas ancestrales, tala indiscriminada de bosques, quemas para agricultura y ganadería, minería ilegal, cultivos ilícitos.

⁵ Para la contribución nacional se utilizó el 2010, ya que contenía la información más avanzada que se tenía. En cifras de inventario de GEI de 2010, Colombia contribuye con el 0,46% de los GEI del balance mundial. (WWF, MAD, 2011)

construyendo los Planes de Acción de mitigación –PAS, que son un conjunto de medidas clasificadas como políticas, programas y acciones que permiten reducir las emisiones de GEI (MinMinas, 2014). En los diferentes sectores como el eléctrico se están realizando estudios, mesas de trabajo con diferentes instituciones y actualmente se tiene una consultoría que recomienda el PAS que tendría el Sector Eléctrico Colombiano a partir de 2016. (MME, 2016). Todo esto debe integrarse con los planes de expansión indicativos de la UPME bajo los lineamientos que recibió en el PND.

1.2 Combustibles fósiles y energía renovable.

La tendencia en el mundo de introducción en el sistema eléctrico de tecnologías de energía renovable no convencional, ERNC, ha hecho que en éstas se estén alcanzando costos competitivos y estén colocando retos a la tecnología convencional y al mercado en general. Los gobiernos en su política energética y planes de inversión han dado incentivos que promueven su uso, tanto del lado de la demanda como del lado de la oferta. Adicionalmente, estas tecnologías limpias dan respuesta a la reducción de GEI que se tienen como objetivo en cada país comprometido en el Acuerdo de Paris con el Cambio Climático.

La rápida caída de los precios del petróleo en los años 2014-2015 es un importante cambio en el sector energético, pero a pesar de estos precios bajos continúa la inversión en fuentes de energía renovable. En el 2014 la inversión en renovable fue de 270 billones de USD en proyectos terminados que han comenzado operación. (IEA, 2015).

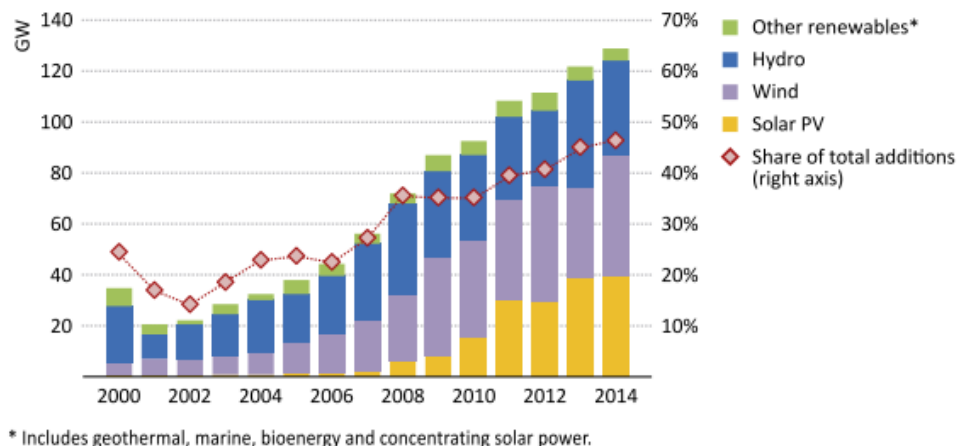


Figura 1. Adiciones de capacidad instalada de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, y participación en el total de la capacidad adicionada.
 Nota: Tomado de: (IEA, 2015)

Del escenario de referencia del petróleo BRENT (Figura 1), se observa que desde el 2016 el precio se incrementa de \$37/barril a \$77Barril en el 2020. El precio continúa en crecimiento como resultado del desarrollo de recursos más costosos.

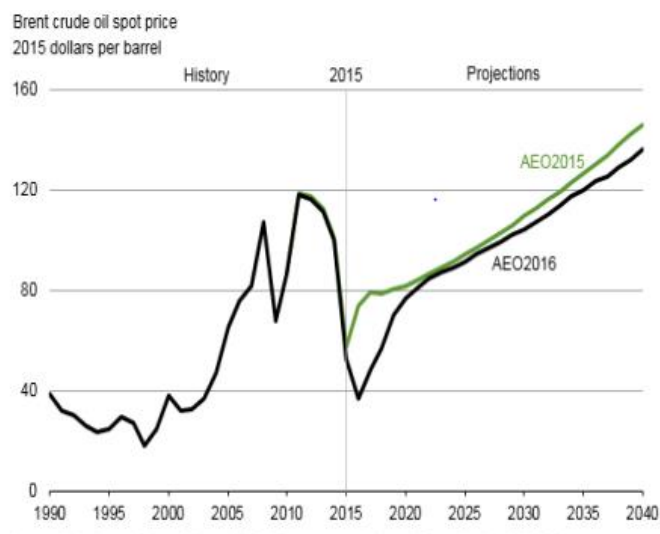


Figura 2. Proyecciones precio Spot de crudo Brent según el Annual Energy Outlook de 2015 y 2016.

Nota: Tomada de: (IEA International Energy Agency, 2016)

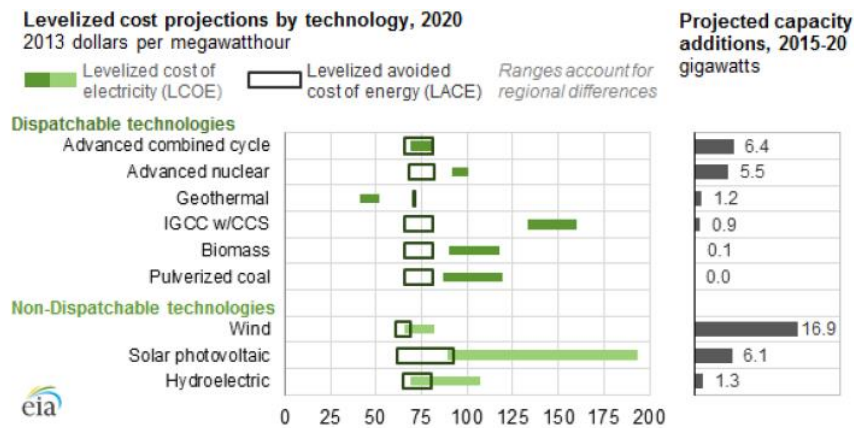


Figura 3. Costos normalizados de energía por tecnología, proyectados a 2020.
Nota: Tomado de: (IEA International Energy Agency, 2015)

La Figura 3 presenta los costos nivelados de las tecnologías de generación y se observa que las Energías Renovables No convencionales ERNC han descendido en sus costos de forma tan importante que están entrando en el nivel de los costos competitivos de generación con tecnologías convencionales en el mercado eléctrico.

Rifkin (2011) plantea “... las grandes revoluciones económicas de la historia acontecen allí donde convergen unas nuevas tecnologías de la comunicación con unos nuevos sistemas energéticos” estamos en una economía baja en carbono, los pilares de la “Tercera Revolución Industrial” que Jeremy Rifkin ha descrito tan convincentemente: mayor empleo de energías renovables, construcción de edificios que produzcan su propia energía y transición al uso del hidrógeno como elemento de almacenaje energético. (Rifkin, 2011).

Fuerzas disruptivas han arribado y redibujado la cadena de suministro y consumo en el mundo. Nuevas tecnologías afectan ambos lados del medidor, chocan con la regulación construida para mantener su lugar con una rápida innovación. Las empresas eléctricas deben mantener la capacidad de transmisión y generación para dar la seguridad y la confiabilidad de la electricidad aún con consumidores residenciales que aprovechen los costos de protección y nuevos métodos de generación, conservación y en algunos casos de venta a la red de energía (Oskvig Dean, 2015).

Se observa entonces por todo lo que está ocurriendo en el mundo y en Colombia que estamos ante una transformación económica desde el punto de vista de tener una economía sostenible donde se cambian muchos paradigmas que actualmente son nuestras bases de acción.

Capítulo 2

2. Modelos de mercado de energía eléctrica en el mundo y comparación con el mercado colombiano.

Luego de la reestructuración del sector eléctrico en el mundo en los años 90, donde Chile e Inglaterra fueron pioneros (ECSIM, 2013), de una manera simplificada se introdujeron principios y conceptos que cambiaron el modelo de prestación de servicio de energía de un monopolio centralizado a la introducción de la competencia. Se cambió el papel del Estado, este ya no actúa como empresario y su rol es el de definir la política energética, la regulación, el control y la vigilancia. Se definió la separación de actividades prohibiendo la integración vertical, el concepto de frontera comercial, el libre acceso a la red, entre otros. (Congreso de la República de Colombia, 1994b).

En Colombia se estableció el marco legal del mercado en las leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y 143 Eléctrica. Se crearon las instituciones que existen hoy en día. (Congreso de la República de Colombia, 1994a)

En general se dieron las leyes de estructuración en diferentes países del mundo, se menciona: la Ley General en Chile (Comisión Nacional de Energía, 1982), la Ley de concesiones eléctricas en Perú (Ministerio de Energía y Minas, 1992) y la ley Energy Policy Act de 1992 de EEUU (Congress of the United States of America, 1992).

Los modelos de mercado que surgieron de este primer proceso de reestructuración, fueron de dos tipos: el “Pool” en Inglaterra, Colombia, EEUU, en general basado en precios de energía con base en costos marginales, donde se optimizan los recursos en un punto central, se compete por generar con una determinada cantidad y un determinado precio de

oferta, ordenando los recursos de menor a mayor para cubrir la demanda en forma horaria. Se crea entonces un precio en bolsa. Este modelo se ha mantenido en Colombia prácticamente desde el principio, sin sufrir mayores cambios. Pero otros países han tenido modificaciones sustanciales que si bien alguno se ha conservado el modelo del “Pool”, los cambios que se han hecho son considerables. (Cases, 2009) (CAISO, 2015).

El otro modelo de mercado se estructura con base en contratos de largo plazo y usa costos variables y no precios para formar el costo marginal del sistemas a partir de modelos estadísticos especiales que realizan una optimización central al mínimo costo de la energía o de balance entre energía disponible y compromisos contractuales de largo plazo. Este es el caso de Chile (Comisión Nacional de Electricidad, 2015), Perú, Inglaterra en este momento (se resalta el caso de Inglaterra al pasar de un pool convencional a un mercado por contratos) y de muchos otros países europeos (Burgos Casado, 2006).

Ambos modelos de mercado disponen de una arquitectura diferente que les da la suficiente profundidad y liquidez⁶. Así las cosas, el mercado tiene entonces dos dimensiones, la física, regida por leyes propias de la física, y la financiera que a través del precio de bolsa crea una economía energética.

Dado que Colombia tiene un modelo de mercado basado en un pool, es sobre este modelo que continuaremos el desarrollo del tema, haciendo la consideración que no se propone cambiar el modelo de mercado existente.

2.1 Composición de la oferta energética.

La condición inicial desde el punto de vista de los energéticos es un elemento fundamental que le da una determinada característica al mercado y sobre la que se diseña la política energética para el suministro de energía que cubre la atención de la demanda. La matriz

⁶ Como profundidad se considera la diferente cantidad de productos, especies de mercados donde se dan las transacciones. La liquidez del mercado indica el volumen de transacciones que se realizan incluso por encima de la demanda que se atiende, cuantas veces se transa un mismo KWh en el mercado

energética crea características propias y de esta forma se llega al primer punto de su diseño y estructuración, no hay forma de generalizar. (Sioshansi, 2012).

Un país puede ser autónomo o depender de importaciones internacionales de energía eléctrica o tener combustibles o requerir abastecimiento internacional. Se observa que Reino Unido tiene en su mayoría energía térmica, 53% (30% gas y 23% carbón en 2015), el Nord pool en Suecia, Noruega y Dinamarca con una mayor participación de hidroelectricidad, 57%, el mercado de California con un 57% de generación con gas, el mercado de la región de Pensilvania, New Jersey y Maryland, PJM con térmica, Chile con 59% térmico, Colombia con una dependencia considerable de la hidráulica, 71%. El mercado debe hacer viable el desarrollo de sus recursos energéticos y proveer la expansión oportuna con nuevos proyectos y nuevos agentes participantes. (Ernst and Young, 2016).

Los gobiernos deben definir claramente los objetivos en la perspectiva de los energéticos que se requieren en el futuro.

En el mercado colombiano el mismo marco legal en la Ley 143 de 1994 en su artículo 23 le dió, a la CREG, la tarea de “crear las condiciones de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia. En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero Energética en el plan de expansión”. Lo que se entiende, es que la CREG es responsable de definir y desarrollar la oferta energética del país teniendo en cuenta los criterios de la UPME.

El otro factor determinante del diseño del mercado está en el grado de liberalización y el grado de la regulación que tenga el mismo. Hay una tensión general entre la intervención y mercado, entre eficiencia-competitividad y mercado, esto es particularmente importante para

la industria eléctrica. (Peaffenberger Wolfgang, 2012). La Ley 43 de 1994 estableció que el servicio de energía eléctrica se basaría en un mercado competitivo y estableció la obligación de promover la competencia. (Congreso de la República de Colombia, 1994b).

La relevancia de lo que se plantea, radica en que el contexto en que se concibió y emitió la Ley Eléctrica en el año 1994, es muy diferente al de ahora, son 22 años, donde la tecnología, las instituciones, el desarrollo de los mercados han cambiado sustancialmente y si bien es cierto las Leyes han sido fundamentales para el desarrollo del mercado, tienen asuntos como el que se acaba de citar en que se hace importante reconsiderar para que se implemente para Colombia una nueva visión de su desarrollo a futuro y donde se tengan en cuenta las nuevas tecnologías, los compromisos ambientales, los nuevos negocios que se dan desde la demanda por la bilateralidad del suministro de energía y tener en cuenta tendencias en el mundo, que hacen los mercados más competitivos dentro de una confiabilidad establecida.

2.2 Sistema Uninodal vs Multinodal

Con su grado de evolución, el enmallamiento de la red de transmisión nacional, STN, permite crear el “Pool” uninodal y se puede ver como un nodo único donde se realizan las transacciones. El concepto de uninodal es establecer todas las transacciones del mercado de compra y venta en un solo punto. En Colombia se consideró la red con un grado de enmallamiento mayor, donde la congestión crea restricciones pero son de pequeña escala y por tanto se puede considerar que existe un solo nodo (CREG, 2012).

Buscando que la señal de precio del Pool refleje de una manera eficiente las variables fundamentales (hidrología, combustibles, disponibilidad de los recursos, etc.), se plantea el mecanismo para valorar el costo de la red de una forma separada del proceso de formación de precio buscando que consideraciones de la congestión de la red no lo distorsionen. Para realizar esto se calcula el costo de congestión entre los diferentes nodos y las pérdidas que representan el transporte de energía y la operación real de cada nodo.

Con el mecanismo multinodal se dispone de precios por nodo y esto además de cubrir la función de formación eficiente del precio abre oportunidades de hacer oferta de energía y transacciones por nodo. Adicionalmente se dan señales económicas en cada nodo de los requerimientos de nuevas líneas de transmisión o de nuevas centrales de generación que se localicen en una determinada región (Chao & Wilson, 2001).

En el mundo, los sistemas establecidos como “pool” utilizan mecanismos “multinodales” para el establecimiento del precio, como CAISO, PJM, NORDPOOL, Chile, Panamá, Perú. En general el sistema multinodal se tiene en los mercados más competitivos. (Ernst and Young, 2015).

Colombia debería haber estructurado un sistema multinodal, con esto se lograría manejar un precio de bolsa de energía que refleja las características de variables fundamentales y se darían señales económicas en cada uno de los nodos que incentivarían la inversión en ese nodo o el desarrollo de planes de expansión. Esto se recomienda como algo muy importante en el estudio de DNP (Ernst and Young, 2015), y así se entiende.

Pero la realidad en Colombia muestra problemas de otro orden, generados por el retraso en la inversión en la expansión en las redes de transmisión en regiones como la costa, que representan el 25 % de la demanda (XM, 2016b). Si se implementa el sistema multinodal los nodos de la costa tendrían un incremento diferencial en el precio. Con esto se afectarían los usuarios creando una diferencia con relación a los precios del interior. Lo anterior hace que se tenga un sistema uninodal.

Se considera que se debe priorizar todos los proyectos que signifiquen atraso en el sistema de expansión, que están creando congestión y extracostos sobre el sistema, haciendo que se pierda competitividad por esta razón. La recomendación sería establecer la urgencia de concluir y desarrollar la expansión de transmisión, sobre la cual hay una muy buena planeación. y desde allí que se defina un período de transición que permita desatrasar el

sistema multinodal con todas sus características. Adicionalmente hay que considerar que el último Plan de Expansión robustece de una forma importante la red y la entrada de la planta Ituango hace que la red alcance un nivel que logra su recuperación y así se tendría el soporte del sistema uninodal, pero para efectos de crear las condiciones eficientes del mercado en su conjunto, se debe implantar el sistema multinodal (UPME, 2015).

2.3 Arquitectura del mercado.

Los mercados se estructuran con una serie de mercados multipropósito, cada uno de ellos aporta oportunidades diferentes y son concebidos para dar la mayor eficiencia. El tener un mercado incompleto crea costos adicionales y una percepción de riesgo mayor al no tener claro los problemas y soluciones de los mismos, lo cual se traduce en costos y distorsiones indeseadas. El mercado requiere complementarse con un mercado “exchange”, para tener elementos de cobertura ante los riesgos asumidos en el mercado, en el cual plataformas tecnológicas manejan contratos financieros estandarizados, anónimos ante la existencia de una cámara de contraparte, para manejar el riesgo crediticio, incrementar la liquidez y dar plena información para todos los agentes participantes en cuanto a cantidades y precios (Serna, 2012).

La Figura 4 ilustra el mercado actual frente a los diseños estándar de mercados en el mundo SDM.(Cheung, 2004)

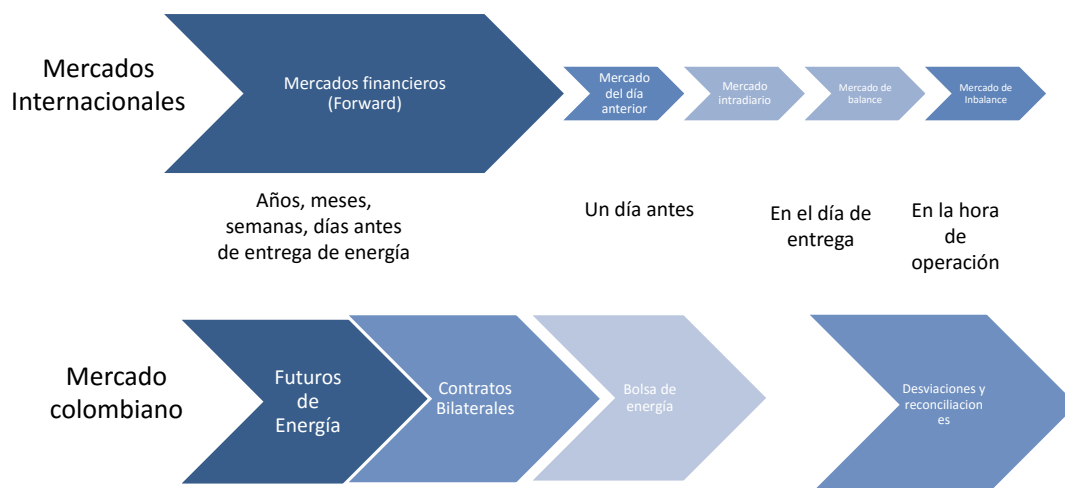


Figura 4. Comparación mercado colombiano y mercados en el mundo.

Nota: fuente:(Castañeda, Alejandro 2015.)

Una de los factores de éxito en el mercado tiene relación directa con las características de su arquitectura, las cuales pueden distorsionar su rendimiento o hacerlo un esquema eficiente, por las oportunidades de hacer transacciones y de reflejar las reales condiciones de la oferta y la demanda. Del mismo modo, es importante resaltar que hay que nutrirse de las experiencias y los fracasos en los mercados, presentando como referencia el diagnóstico de la crisis del mercado de California. (Wolak, 2003)

Capítulo 3

3. El Mercado Eléctrico Colombiano.

3.1 La expansión del sistema eléctrico colombiano.

De la evolución que ha tenido el mercado colombiano en los años recientes y de la crisis de desempeño durante el fenómeno de El NIÑO 2015-2016 se pueden señalar los mayores problemas que tiene el mercado.

En la situación energética reciente del mercado la escasez se prolongó por 9 meses, con una intensidad alta considerándolo el mayor NIÑO dentro de 50 años de historia (Michelle L'Heureux, 2016). Adicionalmente, durante el primer semestre de 2016 se tuvo la falla de la central Guatapé que afectó las reservas del país, sacando del mercado el volumen

del embalse El Peñol y redujo la generación diaria en 25GWh/día al incluir en este balance el impacto que produjo la falla en las centrales aguas abajo de la cadena Nare Guatapé, San Carlos y Playas.

Dicha situación energética se puede considerar que fue la máxima prueba que ha tenido el mercado desde su inicio. Puso en jaque la capacidad operativa de los recursos que abastecen el sistema, chequeó la matriz energética disponible, el suministro de combustibles y la infraestructura de transporte al igual que la regulación. También se observó que cuando desde el gobierno se hizo el llamado a la colaboración por parte de la ciudadanía hubo un aporte definitivo y con el ahorro y comportamiento de la población se llegó a la realidad y se cumplió con el suministro de electricidad del 100% de la demanda sin tener ninguna clase de racionamiento.

Pero, analizado más a fondo la situación, se observa el problema financiero que produce tener una referencia de planta que señala el valor del precio de escasez con un costo más bajo que el costo de los combustibles que usan las plantas térmicas existentes que son indispensables para abastecer la demanda de energía. Esto produce un descalce financiero en las plantas térmicas y un enriquecimiento mayor a otro tipo de plantas del sistema.

3.2 La expansión del sistema y el Cargo por Confiabilidad

El primer problema que se identifica es la mezcla energética actual, se observa una composición ineficiente y no adecuada para la competitividad del mercado.

La oferta energética del país es predominantemente hidráulica (66% hidráulico, 29 % térmica, 4 % menores y 1 % de cogeneradores con una capacidad total de 16.420 MW (XM, 2016c)) y de baja regulación como se observa en la Figura 5.

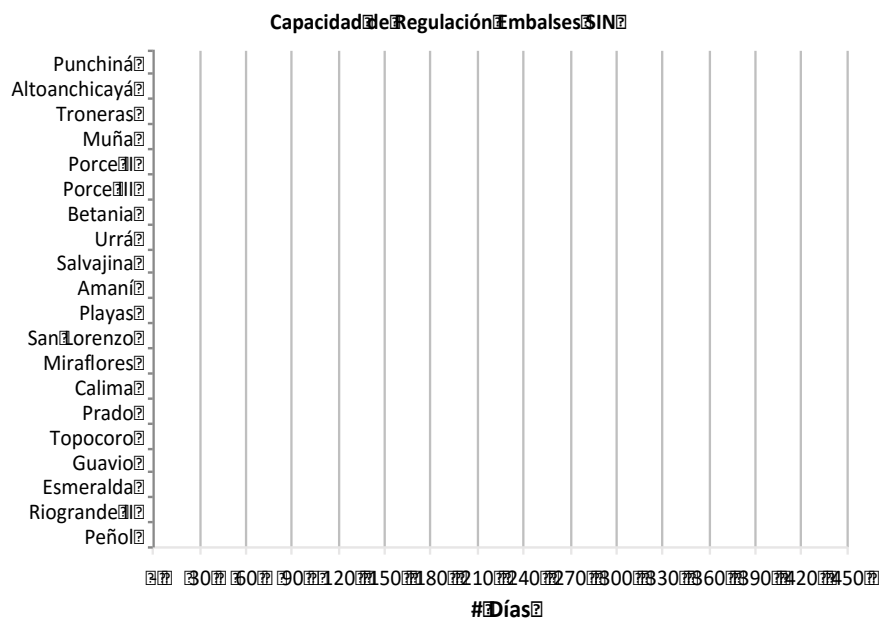


Figura 5. Capacidad de regulación de los embalses del SIN

Nota: Elaboración propia. Fuente XM

Se resalta de la gráfica el hecho de que solo el Peñol es un embalse que tiene más de un año de capacidad de regulación, le sigue Riogrande II con 150 días y del orden de 120 días los embalses de Esmeralda (Chivor) y Guavio, los demás no cubren 90 días y rápidamente se encuentran embalses de menos de 30 días de regulación. Estas dos variables indican la vulnerabilidad que se tiene del sistema hidráulico pues ante una sequía, en torno a tres meses o menos el país se encuentra en problemas de abastecimiento puesto que el agua es el “combustible” que corresponde al 66% de la oferta energética.

La Resolución CREG 071 ⁷ de 2006 del cargo por confiabilidad define el cargo como “una remuneración que se paga a un generador por la disponibilidad de activos de generación

⁷ **Cargo por Confiabilidad:** Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

con las características y parámetros declarados para la energía en firme ENFICC”, (CREG 071, 2006). Es decir, el cargo reconoce un producto de energía firme que depende de la disponibilidad de activos de generación. Este producto Obligación de Energía firme OEF se asigna vía una subasta y se considera por la conceptualización del cargo como un producto homogéneo, dadas las características que definen la energía firme ENFICC, pues da lo mismo que la fuente sea de una planta hidráulica que de una planta térmica. Analizando esto, la asignación de energía firme (es decir en condiciones críticas) para el CXC del año 2015-2016 es de 191,9 GWh día, y está por encima de lo que es la demanda de un día normal, 180 GWh-día.

La asignación para la hidráulica es el 51 % y para la térmica de un 49 %. El atributo de confiabilidad de la térmica con mayor OEF se logra por las características diferentes de esta tecnología vs la hidráulica. La tecnología Hidráulica de costos de capital alto, pero de costos de operación bajos tienen la característica de poder estar generando por mérito en el despacho. La térmica con costo de capital bajo y costo variable alto está prácticamente apagada, a no ser que se necesite para generación de seguridad. Al parecer no son lo mismo, las tecnologías hacen su propio aporte derivado de sus características y atributos particulares. Adicionalmente, es importante recordar que cada vez que se tiene una sequía en Colombia y esta supera más de dos meses el país está en problemas de abastecimiento y el operador del mercado llamando a la térmica para que genere su máxima capacidad. Durante el Niño la térmica aportó a la generación diaria alrededor del 54 % de la demanda (Ver Figura 6 con la generación por tecnología desde enero 2015 hasta junio de 2016)

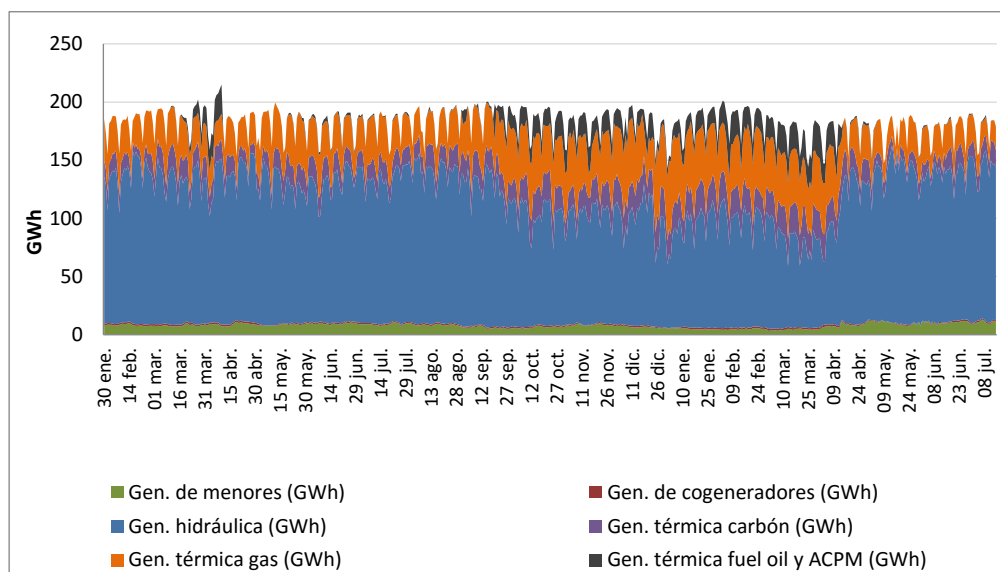


Figura 6 Generación por tecnología. Enero 2015-julio 2016

Nota: elaboración propia. Fuente: XM

De lo anterior se concluye que el producto del CXC, Obligaciones de Energía Firme no es homogéneo, y depende de la tecnología que se utilice. Durante el fenómeno el NIÑO 2015-2016 hubo cumplimiento de todas las tecnologías observando que las plantas con combustible líquido hicieron un aporte igualmente relevante (3,490 GWh en 8 meses septiembre 2015 a abril 2016).

Todas las tecnologías se tornan homogéneas una vez se genera el KWh, pero lo que se plantea en el análisis es que la energía firme no es un producto homogéneo y se puede pensar en subastas de tecnología de energía firme. La Figura 7 presenta la mezcla energética de 2006 y 2016. Se hace importante resaltar que para las características del sistema hidrotérmico que se tiene en Colombia, la térmica es indispensable.

Tabla 2

Composición de la capacidad efectiva neta.

Tecnología	Capacidad MW		Participación	
	2006	2015	2006	2015
Hidráulicos	8,506.00	10,892	64.05%	66.33%
Térmicos	4,252.00	4,743	32.02%	28.89%
Gas	3,422.00	1,548	25.77%	9.43%
Carbón	700.00	1339	5.27%	8.15%
Combustóleo	130.00	299	0.98%	1.82%
ACPM	0.00	1247	0.00%	7.59%
Jet1	0.00	46	0.00%	0.28%
Gas-Jet A1	0.00	264	0.00%	1.61%
Menores	496.46	698.42	3.74%	4.25%
Menores Hídricas	441.39	608.55	3.32%	3.71%
Menores Térmicas	36.65	71.45	0.28%	0.44%
Eólica	18.42	18.42	0.14%	0.11%
Cogeneradores	26.00	86.6	0.20%	0.53%
Total SIN	13,280.46	16,420		100.00%

Figura 7. Composición capacidad efectiva neta en 2006 y 2015

Nota: elaboración propia. Fuente: datos XM

Se toma el año 2006 para ilustrar la evolución de la oferta pues fue el año que se emitió la resolución del CXC y en esa época la mezcla energética térmica estaba dominada por el Gas Natural GN con 3422 MW, 1508 MW en el interior del país.

Haciendo un paréntesis se resalta que desde 1998 se está impulsando la masificación del GN como servicio público domiciliario y se impulsaba la construcción de plantas térmicas como política de cubrimiento de la demanda. Alrededor de 1998 se instalaron plantas térmicas en el interior del país y en el sur puesto que se abastecerían del pozo Opón de GN en el Magdalena Medio, pero ocurrió que este campo no produjo el GN esperado. Desde allí se empieza a tener un desbalance del sistema que en ese año era de 130 MPCD⁸

Para el 2016, el GN abastece 1640 MW, un descenso importante que se llenó en parte con carbón, pero entran 1557 MW operando en líquidos. En este horizonte de 10 años se cambió la oferta energética conformando una mezcla ineficiente que se refleja en la

⁸ MPCD Millones de Pies cúbicos día

evolución de los precios, la competitividad general del mercado, y el costo que significa mantener al 100 % el suministro de energía.

En 2006 se dio una señal regulatoria inadecuada al introducir los respaldos de combustible líquido y quitar a las térmicas la posibilidad de alimentarse con GN y creer que este combustible se iba a tener dadas las posibilidades de la exploración. Nunca hubo nueva producción de GN para cubrir las térmicas y la demanda de la masificación del GN fue atendida con prioridad.

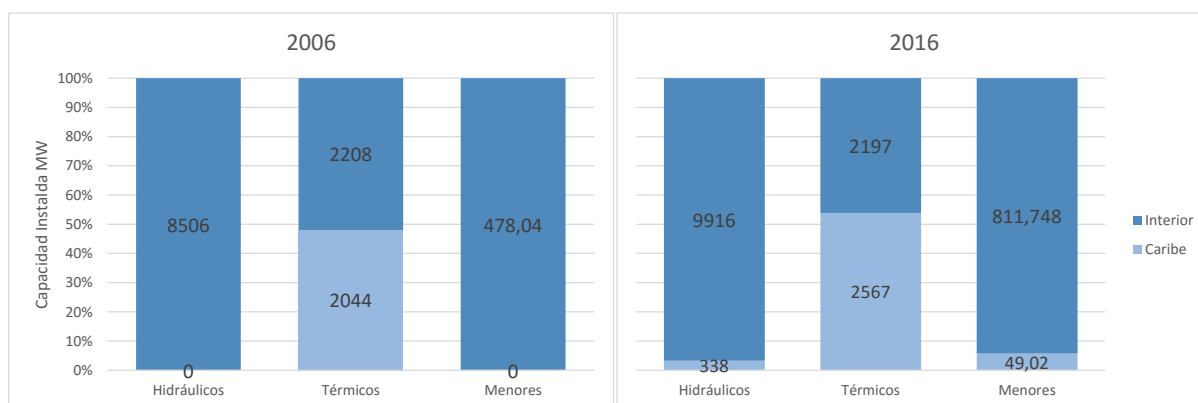


Figura 8. Composición energética en el Caribe e Interior 2006-2016
 Nota: elaboración propia. Fuente: datos XM

Esta mezcla energética produce un impacto indeseado en la curva de costos de los energéticos que forman el precio y es que tiene un salto prácticamente vertical que se ilustra a continuación, donde se observa que en un período seco cuando se requiere la utilización de los líquidos el precio marginal asciende a los 1300 \$/KWh. Obviamente si no se modifica la matriz energética, no se sale de este problema que impacta el mercado y lo hace ineficiente y prácticamente inviable. Esto no llega al usuario por que el producto que compró en el cargo por confiabilidad le da derecho a pagar el precio de escasez cuando el precio de bolsa alcance valores por encima de este precio.

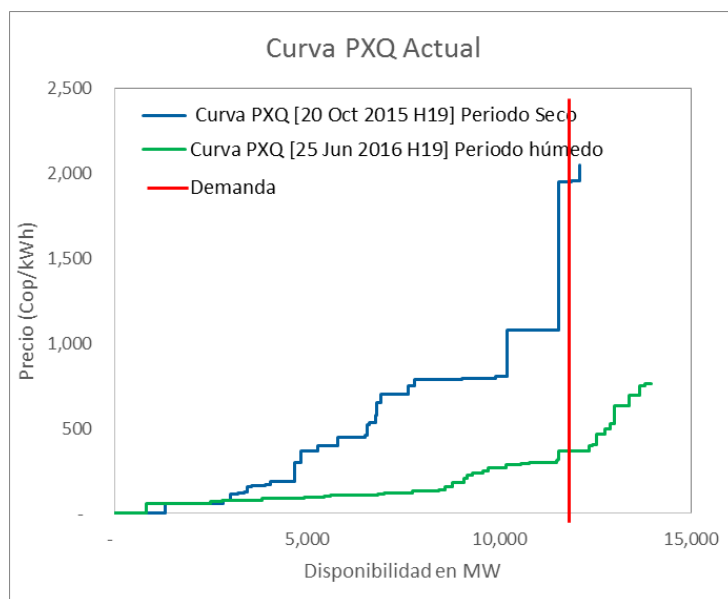


Figura 9. Curva PXQ actual.

Nota: tomado de (Andesco, 2016)

En resumen, es necesario que esta situación se corrija, es una situación estructural y no propiamente del mercado que depende de definiciones de política siendo muy grave que el mercado mismo no conduzca a una buena mezcla energética.

El establecimiento del precio de escasez en 2006 produce también un problema que estuvo oculto por 10 años. Mientras se estén requiriendo los líquidos el precio de escasez debería ser el precio de ese KWh generado con esa tecnología, el cual para la mezcla energética actual es con plantas térmicas ciclo simple alimentadas con FO2, diésel.

El hecho de tener un precio de escasez bajo crea una crisis financiera en las plantas a GN alimentadas con el combustible dual diésel y existe una brecha muy grande entre el real precio de bolsa 600-700 \$/KWh y el precio de escasez en 300 \$/KWh cubriendo al usuario de muy altos costos de la energía, pero no a un generador que tenga que comprar la energía para cumplir sus compromisos con la OEF.

Esto debe corregirse y tener un precio de escasez alto ubicado en la planta que realmente se requiera en época de crisis, bien sea el combustible FO2 en caso de no haberse remplazado la tecnología térmica con combustibles.

El mediano plazo entre 2016 y 2019 tiene oferta energética con líquidos los cuales deben remplazarse por tecnologías que tengan costos variables menores, para eso deben establecerse programas especiales para remplazar esta tecnología y llegar a una composición eficiente de la mezcla energética.

El mercado requiere abastecerse con GN. Es fundamental concluir la construcción de la planta de GNL en Cartagena, pero a su vez tener como política energética la construcción de la terminal de GNL en el pacífico (Buenaventura).

Estas terminales podrían abastecer las plantas que actualmente se tienen con combustibles líquidos, pues se debe recordar que las mismas en su diseño original fueron construidas para operar con GN como combustible primario.

Cuando en el mediano plazo se tenga una estructuración diferente de combustible primario en la oferta energética colombiana, el precio de escasez se debe definir en función del costo del Gas Natural Licuado GNL que se importe.

Por último, el CXC requiere un ajuste adicional en el nivel de prima que se entrega a plantas con altas rentas infra marginales, las cuales requieren un valor más bajo de prima y con el nivel de precio de escasez mayor se reforzaría la tecnología que da firmeza en épocas de crisis.

Se hace la observación que en diciembre 2016 estaría entrando en servicio la primera terminal de GNL en Cartagena, con esto se puede hacer la consideración de ubicar el precio de escasez en el precio del KWh referido al costo del GNL. De requerirse las plantas térmicas del interior que están abastecidas con combustible líquido se tendría que hacer un ajuste regulatorio que permita subir el precio de escasez y cubrir los costos de estas plantas

En un sistema hidrotérmico de energía, el costo del agua es un costo de oportunidad y depende de diferentes variables como: el clima, los caudales de los ríos, el aporte hidrológico

diario, las reservas acumuladas en los embalses, los combustibles, su costo y disponibilidad, eventos en el SIN, la entrada de nuevos proyectos, entre otros.

La curva de oferta presentada en la Figura 8. indica el impacto en precios al tener combustibles líquidos, su costo en KWh actual es del orden de los 1500 \$/KWh y mientras se tenía el GN como combustible de las térmicas en años anteriores la referencia era de unos 200\$/KWh. Cuando en una sequía se requiere energía, el precio está sometido a un escalón de más de 1300 \$/KWh. Esta circunstancia produce un riesgo demasiado alto en la bolsa de energía e incluso en la operación normal.

El balance de la energía firme asignada correspondiente a cada tecnología en una proyección al 2019 indica que el nivel de ENFICC que tienen los líquidos es hasta dicho año del orden de 20.382 GWh, es decir el 29,6% de la energía firme, lo cual es verdaderamente un nivel alto, en diciembre 2016 se mejora la situación entrando a operar la terminal de GNL que atenderá las plantas Termocandelaria, TEBSA y Flores con una energía asignada de OEF del orden de 13.900 GWh/año.

Tabla 3
ENFICC adjudicada para los años 2016-2019

	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Líquidos	20,382.04	20,382.04	20,382.04	20,382.04
Gas	1,986.89	1,986.89	1,986.89	1,986.89
Carbón	7,436.85	7,436.85	7,436.85	7,436.85
Hídrico	35,669.77	36,919.85	37,969.99	39,104.94
Total ENFICC	65,475.55	66,725.63	67,775.77	68,910.72

Nota: elaboración propia. Fuente: datos XM

El suministro de combustibles, la no eficiencia en la oferta energética es un problema estructural que tiene que resolverse con política energética para reemplazar los combustibles líquidos. Especialmente sobre la oferta disponible de contratos de largo plazo esto produce un impacto sustancial, porque las plantas a líquidos, ni las que se alimentan con gas natural

ofrecen energía en este mercado. Con esto se tiene un déficit de oferta en la contratación en el largo plazo y no se alcanza a cubrir la demanda requerida.

El precio de los contratos sube, la falta de ofertas de los generadores impacta severamente la demanda, la demanda no comprende, el mercado de los contratos de largo plazo entra en una crisis severa que hay que resolver.

Un problema del mercado es su “opacidad”, es invisible para todo el conjunto de agentes del mercado, lo que allí está ocurriendo, solo lo conocen los agentes que participan en las licitaciones y de otra parte el 32 % del mercado es MNR y este es verdaderamente privado. Las características de lo que representan los grandes clientes en curvas de consumo más planas, además se tienen consideraciones especiales sobre el mercado, que en lo posible un agente incumbente no dejará que otro agente entre en su plaza y es una incursión que considera debe controlar con una estrategia de defensa.

La heterogeneidad de las formas de contratación o modalidades de contratación, hace que los niveles de riesgo sean diferentes y que no se pueda desarrollar un mercado secundario de contratos.

La integración vertical en las mayores empresas participantes del mercado es adversa para el mercado de contratos de largo plazo, entraba el mercado porque se considera asimétrico para los demás participantes y las ofertas y cierres con las empresas integradas puede considerarse discriminatorio con otros agentes que no tienen la misma información.

La integración vertical, no tiene forma de corregirse, a no ser que se haga una modificación en el marco de la Ley. Lo que debe hacerse es buscar mecanismos que controlen este poder de mercado de las empresas integradas verticalmente.

El problema de riesgo crediticio. En particular el riesgo de la costa por su situación, pone un riesgo del 25 % del mercado y si se tienen problemas en otras empresas el riesgo crediticio se incrementa.

Es una realidad que el CXC está distorsionando este mercado porque el precio de escasez queda muy bajo y afecta todo el proceso de competencia y evolución del mercado. La misma distorsión se da con en la base con el Costo Económico de Energía Real CERE.

Se propone:

Tener contratos Over the counter , OTC, bilaterales semiestandarizados como los propone en su recomendación (DNP) (Ernst and Young, 2016a), pero se observa importante que se trabaje la cantidad de energía en bloques diseñados de tal forma que se pueda fragmentar este bloque más un bloque básico de acuerdo a curvas de carga y ante todo que permita generar mercado secundario.(Andesco, 2016)

Una vez realizados los contratos la información debe ser pública.

Igualmente se debe crear un mercado Exchange, con participación anónima, donde se obligue a las mayores empresas a mantener abiertas puntas de compra y venta que en un horizonte de transición hagan que el mercado sea viable y una vez sea líquido y esté actuando con sus propias condiciones quitar los reglamentos que obligan participación.

Se considera que el MOR propuesto en la circular CREG 039 de 2016 no es apropiado, quizás controla, un poco el tema de la integración vertical, pero elimina toda la participación activa de la demanda.

Por último, es muy importante considerar un contrato de largo plazo donde el producto sea la energía media y tenga un horizonte de 10 a 20 años. Como la propuesta inicial de la CREG. Esto es para promover otro tipo de expansión diferente a la que se produce con las señales de largo plazo. Estos contratos deben tener respaldo de nuevas plantas de energía. Al manejarlos con energía media se lograría que se incentive las energías renovables y energía convencional de mediano tamaño.

Capítulo 4

4. Conclusiones y Recomendaciones

A continuación, se hacen recomendaciones para completar el mercado colombiano e incrementar su eficiencia para el beneficio del usuario y los agentes participantes.

Establecer un mercado del “día antes”, el proceso de oferta en bolsa que se tiene no llega a la condición de “mercado del día antes”. El mercado en bolsa forma el precio el día posterior a la ejecución de la operación, el mercado del día anterior despeja el precio de mercado en ese mismo día.

La expansión de la red, debe realizar las obras y proyectos que tiene atrasados en esta actividad de transmisión principalmente en la Costa Atlántica. Establecer un período de transición, en función de poner la red en condiciones óptimas desde el punto de vista económico. Y en el periodo de tiempo definido en las proyecciones de la UPME establecer un sistema multimodal que se acople a la bolsa de energía y no quede el sistema global incompleto por no tener los esquemas de formación de precios adecuados y no permitir desplegar el poder de mercado en regiones donde se tenga un grado de congestión importante.

El establecimiento de un mercado en “tiempo real” o “mercado intradiario” que permita realizar ofertas y hacer transacciones lo más cercanas posibles al cierre del tiempo real, negociaciones hasta 30 minutos antes de la operación real. Esto para realizar una optimización de los recursos energéticos y beneficiar el mercado tanto en la oferta como la demanda. Esto se refleja en los esquemas que hoy se tienen de redespachos ante el hecho de que no se permiten ajustes a tiempo y se utilizan adecuadamente todos los recursos (CREG, 2016).

Hacer los ajustes de manejo de los servicios complementarios que requiera el mercado en temas como el AGC, y el manejo que hace el centro de despacho de las reservas frías y energizadas localizadas que acoplen con un sistema multimodal.

A la par se tiene que revisar el esquema de contratos del sector para que se atienda la demanda, pero este tema al igual que el cargo por confiabilidad, y participación de la demanda se manejan en el capítulo 3.

La estructura misma del mercado debe ser dirigida desde un principio como parte integral del diseño del mercado. Temas como la integración vertical deben ser enfrentados (Sioshansi, 2012). La competencia en los mercados de electricidad es propensa al abuso del poder de mercado por parte de los generadores dominantes y una de las variables que se deben monitorear es la de conocer cuando hay pivotalidad (Sioshansi, 2012).

Regular el poder de mercado es un asunto que debe estar en línea con la política energética que se selecciona. (Peaffenbergger Wolfgang, 2012).

Un productor es considerado “Pivotal” si controla una cantidad de capacidad tan grande en relación a la capacidad de demanda y la capacidad agrupada de todos los otros productores, que no se puede aclarar el mercado, es decir, la cantidad de capacidad de todos los productores menos la cantidad del proveedor pivotal es menor que la demanda. (Hulbut, 2012) La crisis de California 2001 ilustra cómo, cuándo se tiene un problema de control de poder de mercado y no se actúa a tiempo, el abuso de poder de mercado puede funcionar, dando como resultado el fracaso de reestructuración eléctrica misma. (Hulbut, 2012).

La revisión del índice de Lerner, calculado por la SSPD a través del CSMEM, muestra que en general hay agentes con poder de mercado y que simultáneamente presentan participaciones altas, poder de mercado e índices de Lerner altos. (Moya M Estudio SIC, 2012)

En la estructura del mercado colombiano se tiene permitida la integración vertical para empresas que existían integradas verticalmente antes de 1994 y está prohibido para nuevas empresas (Congreso de la República de Colombia, 1994b), esto complementado con la posibilidad de las empresas puedan integrarse legalmente de una manera económica o

funcional, ha hecho que en la estructura del mercado se tengan 3 o 4 empresas de energía verticalmente integradas, pero el resto de los agentes ninguno puede integrarse. Es realmente una condición asimétrica que acompaña el mercado desde su reestructuración.

Aunque se pueda decir que no ha habido problemas, el sistema es propenso al abuso del poder de mercado. La CREG busca en todas formas controlarlo y el Comité de Seguimiento del Mercado, CSMEM tiene un monitoreo permanente sobre este tema. Sin embargo, el monitoreo se requiere que este en la marcha operativa. La regulación está llegando a un exceso de detalle grande donde parece asumir la tarea de hacer una regulación con control del poder de mercado o donde se distinga cualquier desviación y se llegue al posible abuso del poder de mercado. Se considera que una unidad de monitoreo en la marcha del mercado daría confianza sobre la conducta de los agentes y favorecería el rendimiento del mercado como un todo, así las reglas pudieran ser más simples. El tema de la complejidad y la variabilidad de la regulación a nivel de una micro regulación se ha convertido en un riesgo regulatorio que distorsiona el precio de mercado.

El mercado colombiano debería tener una “Unidad de Monitoreo” que esté actuando directamente en la operación. Los objetivos que esta unidad debería ser similar a las que se tienen en los mercados de Estados Unidos, se podría decir que para Colombia son que realice las siguientes funciones: 1) La identificación de problemas de diseño de las mismas reglas y recomendar cambios. Monitorear al Centro Nacional de Despacho en Colombia y evaluar el impacto de sus acciones. 2) Hacer monitoreo y reporte del mercado con temas que repercuten severamente. Debe determinar cuándo una excursión en el precio viene de una circunstancia de escasez o cuando esto ocurre por poder de mercado. 2) Prevención de actividades perjudiciales del mercado. Este debe prevenir violaciones a las reglas e identificar incentivos perversos, para hacer recomendaciones oportunas. Dentro de sus competencias esta poder llamar a cualquier agente del mercado para pedir explicaciones.(Sioshansi, 2012)

La unidad de monitoreo puede concluir que determinada situación o comportamiento está violando las reglas del mercado o es un tema de comportamiento anticompetitivo. De allí se informa a la entidad competente de control.

Dicha institución de monitoreo puede ser el Comité de Seguimiento del Mercado, reestructurado dentro de la SSP para que cubra el Mercado de Energía Mayorista con más recursos y herramientas de trabajo.

El diseño del mercado debe responder a particularidades propias de Colombia, pero debe tener en cuenta los fracasos propios, las lecciones aprendidas, los fracasos de otros sistemas del mundo y retroalimentarse de las soluciones que se aplican.

Se recomienda una “unidad de monitoreo” que actúe en la marcha del mercado, buscar promover la competencia y reducir el grado de regulación, dejando a un lado la microregulación por parte de la CREG.

El sistema tiene que desatrasarse en el desarrollo de la infraestructura de transmisión. Establecer un período de transición con el sistema uninodal actual durante el tiempo establecido necesario para desatracar la infraestructura de transmisión y después de este periodo implementar el sistema multimodal en el sistema colombiano.

Hacer ajustes y completar la arquitectura del mercado. Estructurar el esquema de contratos de largo plazo en modalidades, conceptos de estandarización y visibilidad de tal manera que se incremente su liquidez y profundidad.

Definir el precio de escasez buscando cubrir el costo de la planta que sea indispensable para cubrir la demanda. No puede ser un valor inferior porque crea una distorsión al mercado de contratos de largo plazo.

Hacer los ajustes pertinentes al mercado para permitir la entrada de las energías renovables no convencionales ERNC desarrollando programas especiales para la promoción de la Ley 1715 y terminar su reglamentación haciéndola operativa.

Facilitar el ingreso de la ERNC mediante la creación de los contratos de largo plazo de energía media por 10 a 20 años, pero sin ligar este mercado a la ENFICC del CXC buscando dar oportunidades a nuevos entrantes.

En el proceso de solución de la matriz energética que tiene Colombia, se considera de primer orden introducir las energías renovables no convencionales de acuerdo con el análisis indicativo que hace la UPME en su último “Plan de Expansión de Referencia 2015-2029”. (UPME, 2015).

. Desarrollar las plantas de GNL tanto en el caribe como en el pacífico. Cuando no se tengan plantas indispensables para el mercado en combustibles líquido ajustar el precio de escasez a la tecnología marginal y en la perspectiva que se visualiza éste sería el costo del KWh de plantas alimentadas con GNL.

Orientar el desarrollo del mercado de tal manera que el modelo sea sostenible reconociendo las nuevas tendencias en los demás modelos del mundo como tener el usuario y la demanda activa, muchos producirán su energía, creciendo la generación distribuida. Las redes serán inteligentes en ciudades que cada vez más deben ser más sostenibles.

La prestación de servicio de energía modifica sustancialmente la actividad y los negocios de la industria eléctrica.

Referencias

(Arriaga, 2013), (Pérez Arriaga 2013), (IIRENA, 2015), (Lenin H. Balza, Ramón Espinaza, 2015), (Levine, Monaldi, Hollanda, Martin, & Vidjen, 2016), (Mantysaari, 2015), (Oskvig Dean, 2015), (U.S.Doe, 2013), (Unidad de Planeación Minera Energética, 2015), (Fernando Barrera Rey, 2015), (Bank, Forum, Vergara, Alatorre, & Alves, 2013), (IEA, 2015), (Borenstein & Bushnell, 2014), (Medell, 2014), (Bhattacharyya, 2011), (Geradin, 2006), (AES, 2015), (Cramton & Ockenfels, 2012), (Mailier, Peters, Kilminster, & Stephens, 2014), (Lewandowski & Baffes, 2015), (Mailier et al., 2014)(Lewandowski & Baffes, 2015),

(Rodríguez-Molina, Martínez-Núñez, Martínez, & Pérez-Aguiar, 2014), (Newbery, 1998), (Morales Pedraza, 2015)(Reestructuración, Sector, Gales, & Los, 1957), (Tangerås, 2015), (Knieps, 2006), (Fallis, 2013), (Tangerås & Mauritzen, 2014), (Arántegui, Corsatea, & Suomalainen, 2012), (Oliveira, 2015), (Morales Pedraza, 2015),(Piketty, 2015), (American Association of Petroleum Geologists, Energy Minerals Division, 2015),(Sioshansi & Pfaffenberger, 2006).

Lista de Referencias

- Acolgen. (2013). Competitividad de las tarifas de la electricidad en Colombia 02-04-2013e. AES. (2015). Seis modelos clave de internacionalización para utilities. American Association of Petroleum Geologists, Energy Minerals Division. (2015). Unconventional Energy Resources: 2015 Review. *Natural Resources Research*, 24(4), 443–508. <http://doi.org/10.1007/s11053-015-9288-6>
- Andesco. (2016). Servicio de consultoría para la mejora del mercado colombiano en el contexto de la sostenibilidad. *Andesco*.
- Arántegui, R. L., Corsatea, T., & Suomalainen, K. (2012). *2012 JRC wind status report energy*. EUR – Scientific and Technical Research series. <http://doi.org/10.2790/72493>
- Arriaga, P. I. (2013). Challenges in Power Sector Regulation.
- Bank, D., Forum, R., Vergara, W., Alatorre, C., & Alves, L. (2013). Rethinking Our Energy Future, (June).
- Barrera Fernando, G. A. (2010). Desempeño del mercado eléctrico colombiano en épocas de niño, 1–152.
- Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy economics: Concepts, issues, markets and governance*. *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. <http://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1>
- Borenstein, S., & Bushnell, J. B. (2014). The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring Severin Borenstein and James Bushnell, (September). <http://doi.org/10.1146/annurev-economics-080614-115630>.
- Burgos Casado, M. (2006). *Análisis de la liberalización de mercados europeos de electricidad y valoración de sus posibles aplicaciones al mercado mayorista español*. Universidad Pontificia Comillas. Retrieved from <https://www.iit.comillas.edu/docs/TM-06-007.pdf>
- CAISO. (2015). Market Processes and products. Retrieved July 20, 2016, from <https://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>
- Cases, L. (2009). *Anuario de la competencia*. (Universitat Autònoma de Barcelona, Ed.). Barcelona, España: Universitat Autònoma de Barcelona.
- Castañeda, A. (n.d.). Arquitectura y diseño del mercado eléctrico colombiano. In 2015.
- Chao, H.-P., & Wilson, R. (2001). *Design of Wholesale Electricity Markets* (No. Draft 990101).
- Cheung, K. W. (2004). Standard market design for ISO New England wholesale electricity market: An overview. In *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004)* (Vol. 1, pp. 38–43).

- Comisión Nacional de Electricidad. (2015). Licitaciones de suministro para distribuidoras. Retrieved July 10, 2016, from <http://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/>
- Comisión Nacional de Energía. Ley General de Servicios Eléctricos (1982). Santiago de Chile.
- Congreso de la República de Colombia. (1994a). Ley de Servicios Públicos Domiciliarios 142 de 1994. *Diario Oficial*, 1994(41.433), 597.
- Congreso de la República de Colombia. Ley Eléctrica 143 de 1994 (1994). Bo.
- Congreso de la República de Colombia. (2015). Ley No. 1753. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país,” 2015(junio 9).
- Congress of the United States of America. Energy Policy Act of 1992 (1992). Washington DC: the Senate and House of Representatives of the United States of America in Congress assembled. Retrieved from <https://www.congress.gov/bill/102nd-congress/house-bill/776/text/enr>
- COP 21 ONU, O. de las N. U. (2015). Convención Marco sobre el Cambio Climático Cop 21, 21930, 40. <http://doi.org/GE.15-21930>
- Cramton, P., & Ockenfels, A. (2012). Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*, 36(2), 113–134. <http://doi.org/10.1007/s12398-012-0084-2>
- CREG. (2006). Creg 071-2006 - Integrada.
- CREG. (2012). *Análisis de las restricciones en el SIN*. Retrieved from [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/fdca0527bd c10b6505257ad40071db0f/\\$FILE/D-078-12 AN%C3%81LISIS DE LAS RESTRICCIONES EN EL SIN.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/fdca0527bd c10b6505257ad40071db0f/$FILE/D-078-12 AN%C3%81LISIS DE LAS RESTRICCIONES EN EL SIN.pdf)
- CREG. (2016). Mercado organizado para contratos de energía para los usuarios regulados y no regulados. *Documentos CREG*.
- ECSIM. (2013). Análisis de la regulación y esquemas tarifarios en los países de la comparación. Monografía Chile. Bogotá D.C.
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Shardul, A., Alexeyevich Bashmakov, I. G. B. (Argentina), Broome, J., ... Brunner, S. (2014). CAMBIO CLIMÁTICO 2014 Mitigación del cambio climático, 40.
- Editor, I. J. P. (2013). *Regulation of the Power Sector*. <http://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3>
- Ernst and Young. (2015). *Información de los mercados mayoristas de energía eléctrica del Reino Unido, Nord Pool, PJM y CAISO discriminado los principales aspectos normativos, operativos y comerciales*. Bogotá D.C.
- Ernst and Young. (2016a). Alternativas de Mejora P3.
- Ernst and Young, D. (2016b). Información de los mercados mayoristas P1,2,3,4, 246.
- Fallis, A. . (2013). *States and Markets in Hydrocarbon sector*. *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53). <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Fedesarrollo Mauricio Santamaria, Jaime Millán, Orlando García, Von Der Fher, E. S. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características e impacto sobre otros sectores., 1. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Fedesarrollo, Astrid Martínez O, Fernando Barrera R, E. A. I. (2011). Necesidad de una política de seguridad y abastecimiento y confiabilidad en el sector gas natural de colombia, impacto económico en la generación eléctrica. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Frontier. (2013). Asegurando un mercado eléctrico sostenible.
- Geradin, D. (2006). Twenty Years of Liberalization of Network Industries in the European Union: Where Do We Go Now? *SSRN Electronic Journal*, 1–19.

- <http://doi.org/10.2139/ssrn.946796>
- Hulbut, P. A. and D. (2012). *Market Power and Market Monitoring*.
- IEA. (2015). *Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report*.
<http://doi.org/10.1038/479267b>
- IEA International Energy Agency. (2015). Levelized cost comparisons help explain value of various electric generation technologies. Retrieved July 10, 2015, from
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21492>
- IEA International Energy Agency. (2016). Annual Energy Outlook 2016 Early Release: Annotated Summary of Two Cases. *Annual Energy Outlook 2016*, 1–61. Retrieved from [https://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2016).pdf)
- IIRENA. (2015). Energías Renovables en América Latina 2015 : Sumario de Políticas.
- Knieps, G. (2006). Sector-Specific Market Power Regulation versus General Competition Law. Criteria for Judging Competitive versus Regulated Markets. *Electricity Market Reform*, 49–74. <http://doi.org/10.1016/B978-008045030-8/50004-7>
- Lenin H. Balza, Ramón Espinaza, T. S. (2015). Necesidades de Energía para América Latina y el Caribe al 2040.
- Levine, J., Monaldi, F., Hollanda, L., Martin, J., & Vidjen, G. (2016). Latin America ' s 2016 Energy Outlook What Keeps You Up At Night ? *Latin America `s 2016 Energy Outlook What Keeps You up at Night*.
- Lewandowski, C. M., & Baffes, J. et al. (2015). Commodity markets Outlook. *Worldbank*, 1(January), 1689–1699. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Mailier, P., Peters, B., Kilminster, D., & Stephens, M. (2014). *Weather Matters for Energy*.
<http://doi.org/10.1007/978-1-4614-9221-4>
- Mainau. (2015). Declaración de Mainau 2015 sobre el Cambio Climático, (July), 2015.
- Mantysaari, P. (2015). *Trade law*. (Springer, Ed.) (e-book). Vaasa Finland: Springer International Publishing Switzerland 2015. <http://doi.org/10.1007/978-319-16513-4>
- Medell, R. (2014). Definiendo la estrategia de Celsia en Renovables en Latam.
- Michelle L'Heureux. (2016). The life and death of El Niño. Retrieved July 24, 2016, from <https://www.climate.gov/news-features/blogs/enso/life-and-death-el-ni%C3%B1o>
- Ministerio de Energía y Minas. Ley de concesiones eléctricas y reglamento (1992). Lima, Perú. Retrieved from www.minem.gob.pe
- MinMinas, E. (2014). Plan De Acción De Mitigación Del Sector Energético, 1–11.
- MME, P. 2016. (2016). Cambio climático 13-05-2016 1, 1–9.
- Morales Pedraza, J. (2015). *Electrical Energy Generation in Europe*.
<http://doi.org/10.1007/978-3-319-16083-2>
- Moya M., J. A. (2012). Estudios de Mercado. *Superintendencia de Industria Y Comercio*, (4), 1–51.
- Newbery, D. M. (1998). Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market. *The RAND Journal of Economics*, 29(4), 726–749. <http://doi.org/10.2307/2556091>
- Oliveira, T. (2015). Market Signals and Investment in Variable Renewables, (November), 1–39.
- Oskvig Dean, C. J. (2015). US Electric Industry Report. *Black and Veatch Insights Group*, 1(US electric Industry report BV), 45.
- Peaffenberger Wolfgang. (2012). Competition and Long Term Dimensions of electricity supply. *Jacobs University Bremen*.
- Piketty, T. (2015). El capital en el siglo XXI.
- R, F. B. (2015). REP-La confiabilidad de largo y corto plazo-STC-Draft-280515 vr.
- Reestructuración, L. A., Sector, D. E. L., Gales, I. Y., & Los, D. (1957). Central Electricity Generating Board, (1991), 220–289. <http://doi.org/10.1108/eb050501>
- Rifkin, J. (2011). *La tercera revolución industrial cómo el poder lateral está transformando*

la energía, la economía y el mundo. Paidós estado y sociedad.

- Rodríguez-Molina, J., Martínez-Núñez, M., Martínez, J. F., & Pérez-Aguilar, W. (2014). Business models in the smart grid: Challenges, opportunities and proposals for prosumer profitability. *Energies*, 7(9), 6142–6171. <http://doi.org/10.3390/en7096142>
- Serna, C. A. (2012). *Análisis comparativo del nuevo mercado de derivados financieros de energía en Colombia con otros mercados internaciones de electricidad, problemas potenciales y posibles soluciones*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from http://www.bdigital.unal.edu.co/6768/1/15518343_2012.pdf
- Sioshansi, F. P. (2012). Competitive Electricity Markets: Questions Remain about Design, Implementation, Performance. *The Electricity Journal*, 21(2), 74–87. <http://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2008.02.001>
- Sioshansi, F. P., & Pfaffenberger, W. (2006). Why Restructure Electricity Markets? *Electricity Market Reform*, 35–48. <http://doi.org/10.1016/B978-008045030-8/50003-5>
- Tangerås, T. P. (2015). Renewable electricity policy and market integration. *Energy Journal*, 36(4), 331–353. <http://doi.org/10.5547/01956574.36.4.ttan>
- Tangerås, T. P., & Mauritzen, J. (2014). Real-time versus Day-ahead Market Power in a Hydro-based Electricity Market, (1009).
- U.S.Doe. (2013). Annual Energy Outlook 2015.
- Unidad de Planeación Minera Energética, U. (2015). Plan Expansión de Referencia 2015-2029.
- UPME. (2015). *Plan de Expansión de Referencia: Generación, Transmisión. 2015-2029*. Bogotá D.C.
- Wolak, F. A. (2003). Diagnosing the California electricity crisis. *Electricity Journal*, 16(7), 11–37. [http://doi.org/10.1016/S1040-6190\(03\)00099-X](http://doi.org/10.1016/S1040-6190(03)00099-X)
- WWF, MAD, F. N. (2011). *El ABC de los compromisos de Colombia para la Cop 21*. Flora.
- XM. (2014). Análisis de la Viabilidad de un Mercado Intradía en el Mercado Eléctrico Colombiano.
- XM. (2016a). Boletín Energético # 97, *Marzo 2016*, 2015–2016.
- XM. (2016b). Demanda de energía por regiones. Retrieved July 24, 2016, from <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/3-3-Demanda-de-energia-por-regiones.aspx>
- XM. (2016c). Informe de Operación del SIN y Administración del mercado: Capacidad Efectiva neta. Retrieved July 25, 2016, from <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/2-6-Capacidad-efectiva-neta.aspx>