

Trabajo Final de Maestría

Caracterización Sistemática de la Estructura de los Mercados de Derivados Eléctricos a Nivel Mundial

Víctor Daniel Gil Vera



Director de Tesis

Prof. Juan David Velásquez Henao, PhD

Universidad Nacional de Colombia
Facultad Nacional de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Programa de Maestría en Ingeniería de Sistemas

Diciembre de 2013

A Dios y a mi familia
por su apoyo incondicional

AGRADECIMIENTOS

El autor desea agradecer a las siguientes personas y entidades que contribuyeron e hicieron posible el desarrollo de este trabajo:

- Al profesor Juan David Velásquez Henao, director de este trabajo, por su tiempo, paciencia, apoyo, y por guiarme en el desarrollo exitoso del mismo.
- Al profesor Carlos Jaime Franco Cardona, por lo acertado de sus sugerencias y observaciones.
- A la Universidad Nacional de Colombia, especialmente al Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión, por darme la oportunidad de realizar la maestría.
- A todos los docentes que contribuyeron en mi formación profesional, cuyas enseñanzas fueron vitales para el desarrollo de este trabajo.

RESUMEN

La electricidad como motor de desarrollo de la economía a nivel mundial, ha venido tomando cada vez más importancia, debido a que el suministro adecuado y asequible de la misma es esencial para la competitividad de los mercados de productos industriales y para el funcionamiento diario de las sociedades modernas. Aspectos como los mecanismos de cubrimiento de riesgo, la diversificación de la cartera de inversión, los mecanismos de gestión de la congestión y las reglas de operación, presentan semejanzas y diferencias entre diferentes mercados, las cuales deben ser claramente identificadas y clasificadas.

Para conocer las principales características de los mercados de derivados eléctricos a nivel mundial, no es suficiente con la simple lectura de artículos de forma individual, debido a que la mayoría de estos abarcan un mercado en particular, lo que impide identificar patrones comunes, estructuras semejantes y divergentes. En efecto, todo aquel que realice investigación en este campo y desee conocer la estructura y el funcionamiento de estos mercados, debe estar basado en la mejor evidencia científica disponible, la cual puede ser proporcionada por una revisión sistemática de literatura.

Este trabajo se enfocó en responder las preguntas de investigación referentes a los aspectos mencionados anteriormente. Finalmente, se puede concluir que el mejor mecanismo de mitigación del riesgo asociado a la alta volatilidad de los precios de la electricidad en los mercados analizados es la celebración de contratos derivados, estos poseen la gran ventaja de estar estandarizados, los precios por MW/h se determinan hoy y la entrega y el pago se hacen en el futuro en una fecha determinada. Los mercados analizados en esta investigación, utilizan diferentes mecanismos de gestión de la congestión. En el caso de los mercados PJM y CME que utilizan precios nodales, difieren enormemente del mecanismo utilizado en los mercados Nord Pool, APX ENDEX y DERIVEX precios zonales. En los mercados PJM, CME y DERIVEX que cuentan con mecanismos de formación de precios Ex Ante, las centrales de despacho tienen la posibilidad a diferencia de los mercados Ex Post, de considerar externalidades que se estén presentando antes de establecer un precio definitivo para el siguiente día de operación. En los mercados Ex Post, los precios de la electricidad no son fáciles de pronosticar con exactitud con solo considerar externalidades, por lo que las centrales de despacho deben establecer el precio de la electricidad a criterio personal esperando obtener resultados que favorezcan e incentiven a los generadores.

Palabras clave: Industry, Contracts, Electricity, Supply, Chain, Deregulation, Generation, Markets.

CONTENIDO

1. Introducción	1
2. Principales Mercados de Derivados Eléctricos a Nivel Mundial	3
2.1 Conceptos y definiciones básicas	3
2.2 Descripción	4
2.2.1 PJM	4
2.2.2 EEX	7
2.2.3 Nord Pool	9
2.2.4 CME-NYMEX	10
2.2.5 APX-ENDEX	11
2.2.6 POWERNEXT	12
2.2.7 DERIVEX	13
3. Planeación de la investigación	15
4. Resultados Obtenidos	17
5. Discusión	19
5.1 P1. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de cubrimiento de riesgo?	19
5.1.1 PJM	19
5.1.2 EEX	20
5.1.3 Nord Pool	21
5.1.4 CME	21
5.1.5 APX-ENDEX	22
5.1.6 POWERNEXT	22
5.1.7 DERIVEX	22
5.2 P2. ¿Cuáles son las características de los tipos de contratos y su forma de valoración?	23
5.2.1 PJM	23
5.2.2 EEX	25
5.2.3 Nord Pool	29
5.2.4 CME	30
5.2.5 APX-ENDEX	31
5.2.6 POWERNEXT	34
5.2.7 DERIVEX	35
5.3 P3. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de formación de precios?	35
5.3.1 PJM	35
5.3.2 EEX & POWERNEXT	36
5.3.3 Nord Pool	36
5.3.4 APX-ENDEX	37
5.3.5 DERIVEX	37
5.4 P4. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de gestión de la congestión?	38

5.4.1	PJM	38
5.4.2	EEX & POWERNEXT	39
5.4.3	Nord Pool	39
5.4.4	CME	39
5.4.5	APX-ENDEX	40
5.4.6	DERIVEX	40
5.5	P5. ¿Cuáles son las principales reglas de operación?	41
5.5.1	PJM	41
5.5.2	EEX	42
5.5.3	Nord Pool	42
5.5.4	CME	43
5.5.5	APX-ENDEX	43
5.5.6	POWERNEXT	44
5.5.7	DERIVEX	44
5.6	P6. ¿Cuáles son las semejanzas y diferencias entre los mercados de Derivados eléctricos y los de commodities?	45
6.	Conclusiones y recomendaciones	47
7.	Anexos	51
8.	Trabajo futuro	53
9.	Bibliografía	55

LISTA DE TABLAS

4.1	Publicaciones por Mercado	17
4.2	Publicaciones por Revista	17
4.3	Publicaciones por Año	18
4.4	Publicaciones por Autor	18
5.5	PJM AEP Dayton Hub Day-Ahead Off-Peak fixed price future /Peak 2.5 Mw	23
5.6	PJM AEP Dayton Hub Peak Calendar-Month LMP Option	24
5.7	Otros Contratos de Electricidad Negociados en PJM	24
5.8	Futuro Base Phelix con Diferentes periodos de entrega	25
5.9	Futuro Peak Phelix con diferentes periodos de entrega	25
5.10	Opción Base Phelix Mensual con diferentes vencimientos	26
5.11	Opción Base Phelix Trimestral con diferentes vencimientos	27
5.12	Opción Base Phelix Anual con diferentes vencimientos	28
5.13	Contrato Elspot	29
5.14	Contrato Elbas	29
5.15	Futuro de Electricidad Mensual Western Hub Real-Time Off-Peak	30
5.16	Futuro de Electricidad Mensual Western Hub Real-Time Peak	30
5.17	Opción de Electricidad Mensual West Hub RT 50 MW Off-Peak Options	30
5.18	Futuro Base de Electricidad Belga	31
5.19	Futuro Base Semanal de Electricidad Holandés	31
5.20	Futuro Base Mensual de Electricidad Holandés	32
5.21	Futuro Peak de Electricidad Holandés	32
5.22	Futuro Peak de Electricidad 16 hrs Holandés	32
5.23	Futuro Base de Electricidad UK (Calendario EFA)	33
5.24	Futuro Peak de Electricidad UK (EFA)	33
5.25	Futuro Base de Electricidad UK (SCM)	33
5.26	Futuro Base Phelix con Diferentes periodos de entrega	34
5.27	Futuro Peak Phelix con diferentes periodos de entrega	34
5.28	Contrato Futuro de Electricidad Mensual (ELM)	35
5.29	Contrato Mini de Futuro de Electricidad Mensual (ELM)	35
5.30	Métodos de gestión de la congestión en Nord Pool	39
5.31	Similitudes y Diferencias entre TCCs y FTRs	40
5.32	Mercados de Futuros de Productos Básicos en EEUU y el Mundo	46
5.33	Electricidad Vs Commodities	46
5.34	Diferencias. Mercados de Derivados de Electricidad y Commodities	46
7.35	Resultados Obtenidos Parte I	51
7.36	Resultados Obtenidos Parte II	51

1. INTRODUCCIÓN

La gran importancia de los mercados de derivados eléctricos a nivel mundial, ha venido tomando cada vez más fuerza en los últimos años, ya que en estos se lleva cabo parte de la negociación de electricidad, la cual es vital para el funcionamiento diario de las sociedades modernas. La gran importancia de los mercados de derivados de electricidad a nivel mundial, se fundamenta en la alta volatilidad de los precios de la misma, la cual puede ser generada por la variabilidad climática o por la variación de los volúmenes y precios de los activos subyacentes. En estos mercados se ha desarrollado una serie de instrumentos para otorgar cobertura financiera a empresas del sector real. Es necesario que los agentes encargados de contratar la electricidad de empresas que demandan altos consumos de electricidad, conozcan a cabalidad las bondades y limitaciones de cada uno de estos mercados, para que tengan nociones y bases al momento de celebrar contratos que les permita mitigar los riesgos provenientes de las fluctuaciones y asegurar un flujo de caja suficiente para mantener sus negocios en el mediano plazo.

En la actualidad, existe una gran cantidad de mercados de derivados de electricidad en el mundo, los cuales poseen características particulares en cuanto a protocolos de negociación, reglas de operación, portafolios de inversión, mecanismos de gestión de riesgos y formación de precios, las cuales deben ser claramente identificadas y clasificadas. Por tal motivo, surge la necesidad de realizar una revisión sistemática de literatura (RSL), para brindar al investigador dichos elementos de una manera organizada, estructurada y ordenada.

Esta motivación fundamenta que el objetivo de este trabajo sea responder las siguientes preguntas de investigación:

- P1. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de cubrimiento de riesgo? .Con esta pregunta se busca identificar las características de los mecanismos que utilizan los mercados de derivados eléctricos para proteger a los agentes participantes de la volatilidad de los precios de la electricidad.
- P2. ¿Cuáles son las características de los tipos de contratos y su forma de valoración?. Con esta pregunta se busca identificar los tipos de contratos que se negocian en los mercados de derivados eléctricos (Forwards, Futuros, Opciones, Swaps), sus principales características y forma de valoración.
- P3. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de formación de precios?. Con esta pregunta se busca identificar la manera como se forman los precios de la electricidad en los mercados considerados y los activos subyacentes sobre los que se indexan dichos precios.
- P4. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de gestión de la congestión?. Con esta pregunta se busca identificar las estructuras presentes en los mercados de derivados eléctricos que garantizan el acceso adecuado a la transmisión y a la distribución de la electricidad en caso de presentarse fallas técnicas u operacionales.

- P5. ¿Cuáles son las principales reglas de operación?. Con esta pregunta se busca identificar las reglas establecidas en los mercados de derivados eléctricos referentes a los protocolos de negociación, al establecimiento de límites máximos y mínimos de electricidad negociada, a la fijación de precios en determinadas franjas horarias, etc.
- P6. ¿Cuáles son las semejanzas y diferencias entre los mercados de electricidad y los mercados de commodities?. Con esta pregunta se trata de identificar las características en las que se asemejan y diferencian los mercados de electricidad y los mercados de commodities (granos, oleaginosas, ganado, productos lácteos, madera, oro, etc).

Se debe enfatizar que, este trabajo fue realizado utilizando la metodología de la revisión sistemática de literatura, que es un proceso sistemático, auditable, repetible y organizado para buscar, identificar, analizar y sintetizar la evidencia empírica obtenida en relación a la respuesta requerida para una o más preguntas de investigación (Kitchenham, 2004). En efecto, la metodología de la RSL permite superar muchas de las falencias de la revisión tradicional, informal o narrativa de literatura (Kitchenham, 2004).

El resto de este trabajo esta organizado así: en primer lugar, se presenta el background donde se contextualiza a grosso modo, la estructura y el funcionamiento de los principales mercados de derivados eléctricos a nivel mundial en cuanto a cobertura, trayectoria, estabilidad y calidad. En segundo lugar, se presentan las fases de una revisión sistemática de literatura (RSL), en tercer lugar los resultados de trabajos relacionados y por último los obtenidos de esta revisión.

2. PRINCIPALES MERCADOS DE DERIVADOS ELÉCTRICOS A NIVEL MUNDIAL

En esta sección, se resume el funcionamiento de los mercados de derivados eléctricos, se introducen algunos conceptos y definiciones básicas, se realiza una descripción de la estructura de los mercados de derivados eléctricos más importantes a nivel mundial, y se presentan algunos resultados de trabajos similares realizados con anterioridad.

2.1 Conceptos y definiciones básicas

Activo Subyacente: Activo sobre el que se tiene el derecho de compra o venta según lo establecido en los términos del contrato, el cual se utiliza como referencia para establecer el precio del mismo. (Precios registrados en las bolsas) (Cuadros, 2012).

Cámara de Compensación: Sitio centralizado y organizado para negociar contratos de futuros sobre bienes y productos financieros, determinar y hacer cumplir reglas para que las operaciones se desarrollen de manera equitativa y garantizar el cumplimiento financiero de cada operación realizada (DERIVEX, 2011).

Calce: Término utilizado para designar la realización de una operación cuando la punta de la oferta y la demanda coinciden y efectivamente se realiza la negociación (Cuadros, 2012).

Cobertura: Es la designación de uno o más instrumentos de cobertura, cuyos cambios en el valor razonable compensan, en todo o en parte, los cambios en el valor razonable de los flujos de efectivo de un elemento cubierto (ICE, 2012).

Derivados de Electricidad: Derivado cuyo activo subyacente es electricidad (ICE, 2012).

Estrategia de cobertura de Riesgos Financieros: Adaptar recursos y habilidades de la organización al entorno cambiante, aprovechando oportunidades y evaluando riesgos en función de objetivos y metas (ICE, 2012).

Forward: Acuerdo o contrato realizado entre dos partes, hecho a la medida de sus necesidades y por fuera de la bolsa, para aceptar o realizar la entrega de una cantidad específica de un producto o subyacente con especificaciones definidas, en cuanto al precio, fecha, lugar y forma de entrega (ICE, 2012).

Futuro: Obligación contractual, de comprar o vender una cantidad predefinida de un valor subyacente a un precio determinado en un tiempo determinado (el plazo de entrega) en el futuro. Los contratos de futuros se negocian exclusivamente en mercados regulados y están asentados sobre una base diaria en su valor actual en el mercado (EEX, 2013).

Identificación de riesgo: Actividad del proceso de valoración de riesgos que consiste en la selección de la cartera de riesgos, la determinación de eventos y la vinculación con los objetivos del proceso o proyecto bajo estudio (ICE, 2012).

Mercado diario: Parte del mercado Spot, donde una mercancía se transa un día antes de la entrega (EEX, 2013).

Mecanismo de Gestión de la Congestión: Estructura que garantiza el acceso adecuado a la transmisión y la distribución de la electricidad dentro de los límites operativos de los mercados (Kumar & Srivastava, 2005).

Mercado al contado: Mercado en el que las transacciones se liquidan en un plazo de dos días por delante, inmediatamente (intra-día), o al día siguiente (día de antelación) (EEX, 2012).

Riesgos de mercado o sistémicos: Cambios o pérdidas que se pueden sufrir debido a las oscilaciones de los precios que se registran en el mercado o por movimientos de los llamados factores de riesgo (tasas de interés, materias primas y tipos de cambio) (ICE, 2012).

Spread: Término inglés utilizado en los mercados financieros para indicar el diferencial de precios, de rentabilidad, crediticio, etc; de un activo financiero respecto a otro (ICE, 2012).

Spot: Mercado en el cual los bienes tangibles están disponibles para entrega inmediata. También es referido como el mercado en efectivo de un activo específico (ICE, 2012).

Swap: Permuta financiera, es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de dinero en fechas futuras (ICE, 2012).

Venta en corto: Operación que consiste en vender activos que se pidieron prestados con la esperanza de volver a comprarlos en el futuro a un precio inferior (Cuadros, 2012).

Valoración de derivados: Proceso mediante el cual se asigna el precio a un derivado con base en el índice o valor de activos subyacentes (DERIVEX, 2011).

Valoración de riesgos: Identificación, análisis, evaluación, administración y revisión de los riesgos, tanto de fuentes internas como externas, relevantes para la consecución de los objetivos de los inversionistas (ICE, 2012).

Volatilidad: Medida de las fluctuaciones de precios en el transcurso de un día (EEX, 2013).

2.2 Descripción

Los mercados considerados en este trabajo son los que tienen mayor importancia a nivel mundial en cuanto a cobertura, volúmenes de energía transada por año, trayectoria, calidad y estabilidad.

2.2.1 PJM

PJM es una entidad privada encargada de la operación del mercado eléctrico y del funcionamiento del sistema de transmisión en Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia. También es el operador de la red de transporte TSO (Transmission System Operator) (PJM, 2012b). El mercado PJM ha sido considerado como el mercado de electricidad integrado más grande del mundo, en el cual el operador del sistema es una entidad independiente en cuya estructura de gobierno participan de alguna forma todos los agentes del mercado. En él, la autoridad central es una junta directiva cuya función es operar de forma eficiente el mercado (PJM, 2012b).

Esta junta directiva es asesorada por los miembros del comité, donde participan representantes de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización. La función principal de este comité es el desarrollo de propuestas regulatorias (Evaluadas por el Board) con el fin de garantizar una operación segura y confiable (PJM, 2012b), entre las principales funciones de PJM se encuentran: coordinar las compras continuas de venta y entrega de electricidad al por mayor a través del mercado de energía, coordinar y dirigir el funcionamiento de la red de transporte, administrar el mercado competitivo mayorista de electricidad, garantizar la confiabilidad de la red y reducir la congestión (PJM, 2012b). Además, para garantizar el acceso abierto, justo y equitativo de los proveedores, los clientes mayoristas y otros agentes participantes, PJM en su calidad de operador de la red, monitorea y equilibra las necesidades de todos los agentes (PJM, 2012b). Es importante resaltar que el mercado PJM es regulado por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) quien a su vez lo autoriza para gestionar la confiabilidad del sistema eléctrico de transmisión y la operación del mercado mayorista

de energía en un área definida de control que se enumeró anteriormente como un conjunto de estados (Bowring, 2006).

El modelo PJM se organiza en torno a un regulador de mercado y a un operador técnico y económico el sistema llamado PJM-ISO, el cual recibe las ofertas de los generadores y produce un mecanismo de entrega de precios cada cinco minutos. El resultado de este proceso permite calcular los precios marginales localizados, de los siguientes cinco minutos para cada uno de los más de dos mil nodos que controla el operador PJM. Este método es conocido como Modal Mode. El operador de mercado decide el despacho de la energía basándose en la oferta más barata de los generadores, en la calidad del servicio y la capacidad disponible de las líneas, las cuales son monitoreadas cada minuto a través de un moderno sistema computacional.

Para comprar energía en el mercado Spot, es necesario que el generador (vendedor) reciba el LMP desde el punto de entrega hasta la red, y que el consumidor (comprador) pague el precio desde la red al punto de retiro. El costo marginal de transmisión se obtiene de la diferencia entre los costos localizados en el punto de entrega y el punto de retiro. Con este mecanismo, los generadores y consumidores pueden realizar la inyección o retiro en puntos que se definen como eficientes, dependiendo de la congestión de las líneas, lo que a su vez los estimula a instalarse en zonas descongestionadas y a expandir la transmisión en zonas congestionadas.

Para brindarles protección tanto a los generadores como a los consumidores de la volatilidad de los precios de los LMP, se creó un mecanismo denominado FTR, el cual es un sistema complejo de derechos financieros de transmisión, que permiten disminuir el riesgo por la volatilidad de los precios LMP. PJM funciona como una bolsa de valores, en la cual se establece el precio de la electricidad con los agentes participantes del mercado, haciendo coincidir la oferta y la demanda. Para esto el mercado se basa en las ofertas diarias competitivas, despachando las unidades de generación para satisfacer las demandas de los clientes en un orden de mérito económico y siendo consistente con las características físicas del sistema de transmisión (Bowring, 2006). Los precios que el mercado utiliza o LMP, reflejan el valor de la energía en el lugar y hora de la entrega. En caso de que la electricidad de menor precio pueda llegar a todos los lugares, los precios son los mismos en toda la red, en caso contrario; es decir, cuando haya congestión en la transmisión, la energía no fluye libremente a ciertos lugares, lo que encarece el precio marginal de localización en esos lugares. Cuando los participantes del mercado deseen vender o comprar energía tienen múltiples opciones: Mercados bilaterales, a través del mercado diario o en el mercado en tiempo real (Bowring, 2006).

El mercado diario es un mercado a plazo en el cual el LMP por hora se calcula para el día siguiente, basado en las ofertas de la demanda y la programación de transacciones bilaterales. Por su parte el mercado en tiempo real es un mercado spot en el cual el LMP se calcula en intervalos de cinco minutos sobre la base de las condiciones de red reales de operación. Los participantes del mercado pueden analizar las condiciones del mercado y definir posiciones de arbitraje a través de expectativas sobre la diferencia entre los precios de los mercados. Sin embargo, y considerando la estructura del mercado, los agentes del sistema son monitoreados constantemente, tanto de forma global como local, esto con el objetivo de mantener la competitividad del mercado a través de restricciones sobre la participación de los agentes (Bowring, 2006). A pesar de encontrar una variedad de derivados en el mercado PJM, uno de los más interesantes debido a las características del mismo son los FTRs (Por sus siglas en inglés) o Derechos Financieros de Transmisión, los cuales se enmarcan dentro del grupo de derivados financieros sobre la capacidad de transmisión de electricidad. Los derivados de este grupo buscan garantizar el acceso libre, la utilización eficiente y la inversión adecuada sobre las redes de transmisión y sus valores se obtienen de la capacidad de transmisión de la red (Deng & Oren, 2006).

Los FTRs están conformados por un nodo fuente, un nodo de inyección, una cantidad (expresada en MW) y un periodo. Así entonces, considerando un nodo 1 como fuente, un nodo 2 como punto de inyección, una cantidad de 100 MW y un periodo de 3 meses, un FTR para este caso buscaría cubrir a su propietario sobre cualquier cargo por congestión que se pueda presentar en la red por una potencia de 100 MW desde el nodo 1 hacia el 2 por un periodo de 3 meses (Parmeshwaran &

Muthuraman, 2009). El propietario de un FTR no requiere que se entregue energía para garantizar un crédito por congestión. Si se presenta una restricción en el sistema de transmisión en el mercado diario, los propietarios de los FTRs reciben un crédito basado en la reserva de MW del FTR y la diferencia de precios de congestión entre el punto de entrega y el punto de recepción. Dicho crédito se paga al titular independientemente de quién entrega la energía o de la cantidad entregada sobre la línea definida en el FTR (Market Simulation Department, 2012).

Los FTR se pueden clasificar dentro de dos grupos: las opciones de FTRs, las cuales ofrecen el derecho sin la obligación de pago cuando la diferencia entre los precios LMP sea negativa y como consecuencia la fijación de la opción es el valor máximo entre la diferencia de los precios LMP de dos puntos de la red y cero. Por otra parte se encuentran las obligaciones sobre los FTRs, que por el contrario exigen el pago sin importar el resultado de la diferencia de precios entre el punto de entrega y el punto de inyección, el cual será positivo o negativo según la diferencia de precios (PJM, 2012a). Los FTRs pueden ser opciones u obligaciones para las subastas anuales y mensuales y solo pueden ser obligaciones para el caso de las subastas de largo plazo (Market Simulation Department 2012).

En el mercado PJM tanto los consumidores como los proveedores de electricidad se protegen contra las fluctuaciones futuras en los precios del mercado spot mediante la celebración de contratos Forward (Namakura, 2006). En el sistema centralizado los consumidores deben firmar contratos Forward con el operador y no directamente con los proveedores. En el sistema descentralizado los consumidores son libres de celebrar contratos Forward con cualquiera de los proveedores (Namakura, 2006). Es importante añadir que, los FTR (Derechos Financieros de Transmisión), también permiten a los agentes participantes protegerse de las volatilidades de los precios marginales de localización (Deng & Oren, 2006).

En un mercado como el PJM que implementa Precios Marginales de Localización, los FTRs se especifican sobre dos puntos cualquiera de la red de transmisión. Éstos le otorgan el derecho a su propietario de recibir una compensación o un cargo (obligaciones de pago) sobre los costos de congestión de transmisión, que se generan, como su nombre lo indica, cuando las redes se encuentran congestionadas al momento de planificar un despacho óptimo para el día siguiente o en un horizonte de planeación (Deng & Oren, 2006). El costo asociado a una unidad de FTR se produce a partir de las diferencias en el precio de despacho de generadores más caros y fuera de mérito que serían utilizados para aliviar la carga en las líneas afectadas. Para cada hora que exista congestión entre los puntos de inyección y de retiro de energía que comprometan al FTR del propietario, éste recibirá como compensación una parte de los cargos cobrados (Deng & Oren, 2006).

La forma en la cual se calcula el cobro por congestión se plantea en el trabajo de Méndez (2002), y se puede definir como el costo en que se incurre cuando la unidad de generación de menor costo no puede suplir un punto de la red debido a restricciones físicas sobre la misma:

$$C = Q.(P_D - P_o)$$

En donde P_D es el precio en el nodo destino y P_o es el precio en el nodo origen. El factor Q por su parte corresponde a la cantidad de potencia que se desea transmitir.

Es importante resaltar que la función de cobertura de las FTRs no siempre tiene un resultado positivo para los participantes del mercado, esto debido a la alta volatilidad de las condiciones de operación de la red y a la ineficiencia inherente a la negociación de los derechos (Deng & Oren, 2006). Para el caso de las obligaciones de FTRs se presenta un beneficio cuando el FTR contratado está orientado en la misma dirección que el flujo que produce la congestión, es decir, que el precio marginal en el nodo de retiro es mayor que el precio marginal en el nodo de inyección. Por el contrario el FTR puede representar un costo adicional, si éste se encuentra orientado en sentido contrario al flujo que produce la congestión, sin embargo, si el propietario del derecho tuviera que entregar realmente energía por el paso de la línea afectada, éste recibiría un crédito por congestión que compensa el cargo anterior. A diferencia de las obligaciones, las opciones sobre los FTRs no incurren en pérdidas

cuando el flujo del derecho se encuentra en un sentido opuesto a la dirección de la congestión (Market Simulation Department, 2012).

El operador del mercado tiene como funciones: realizar las pruebas simultáneas de viabilidad de los FTRs, notificar a los clientes los resultados de las pruebas anteriores así como los FTRs adjudicados en la subasta, iniciar, dirigir y supervisar las subastas e incorporar los FTRs en el funcionamiento del mercado (Market Simulation Department, 2012). En este orden de ideas, PJM Interconnection subasta Derechos Financieros de Transmisión para ayudar a los participantes del mercado en la cobertura del riesgo de precio para la entrega de energía en la red (PJM 2012a). Los participantes de las subastas tienen la libertad de solicitar FTRs en cualquiera de los nodos del sistema. La asignación objetivo de los derechos financieros de transmisión, es el límite sobre el cual se calcula lo que los propietarios de los derechos pueden recibir y los ingresos que se tengan por encima de ese nivel son usados para subsidiar los FTRs que recibieron menos que sus fijaciones objetivo (FERC, 2012).

Dependiendo de la cantidad de ingresos recolectados, los propietarios de los FTRs con un balance positivo pueden recibir créditos del congestión entre cero y su asignación objetivo. Los ingresos para financiar los FTRs provienen de los cargos por congestión que se generan en el mercado diario y de las penalizaciones por desbalance de la congestión. Los propietarios con asignaciones negativas están obligados a pagar cargos iguales a sus asignaciones objetivo. La función objetivo de todas las subastas es maximizar el valor de la oferta de FTRs adjudicados en cada subasta (FERC, 2012). Existen tres clases de productos de FTRs: de 24 horas, On Peak y Off Peak. Los primeros son efectivos 24 horas al día, siete días a la semana. Por su parte, los On Peak son efectivos durante las horas pico de la operación definidos entre las 8:00 y las 23:00 (Hora del Este) de lunes a viernes. Finalmente los productos Off Peak son efectivos durante las horas restantes al rango definido en el On Peak (FERC, 2012).

Existe una subasta mensual en la que los FTRs pueden ser negociados, aunque también se pueden negociar mediante contratos bilaterales. PJM utiliza un modelo de programación lineal que evalúa las ofertas de compra y venta y determina el precio de los FTRs maximizando su valor sujeto a las restricciones impuestas por la capacidad de las líneas. Cada día, los propietarios de FTRs reciben los ingresos derivados de las diferencias de precio LMP del mercado diario entre los nodos correspondientes (Avalors & Mellado, 2012). En conclusión, el principal propósito de los FTRs, es proteger a los clientes del sistema de posibles aumentos de costos por causa de tarifas extraordinarias, producto del efecto de la congestión de la red, y esto se consigue cuando la energía recibida por el cliente es consistente con los derechos contratados. El propietario del FTR no requiere estar recibiendo energía para ser compensado por las variaciones en la red, toda vez que se presente congestión, el propietario del derecho recibe su compensación de acuerdo a los MW pactados en el FTR (Méndez, 2002).

2.2.2 EEX

La bolsa Europea de energía EEX (European Energy Exchange), es la bolsa de energía líder en el mercado de productos eléctricos en Europa. Está ubicada en la ciudad de Leipzig y fue fundada en el año 2002 (EEX, 2012a). Opera con mercados de entrega inmediata (Spot) y con mercados de derivados (Futuros y Opciones), para gas natural, derechos de emisión de gases CO₂ y electricidad (Serna, 2012). EEX posee el 50% de las acciones de la empresa SPOT EPEX que opera el mercado spot para Alemania, Francia, Austria y Suiza. El mercado de derivados de electricidad de Francia es operado por SPOT EPEX (Serna, 2012). En EEX las operaciones son anónimas, es decir, ni los vendedores ni los compradores conocen las contrapartes de negociación. Lo único que estos conocen son los precios de la oferta negociada entre las partes (Serna, 2012). Por otra parte, EEX estandarizó los tipos de contratos y las órdenes de compra y venta de energía, a través del sistema electrónico de EUREX, gracias al cual pueden acceder con facilidad al mercado, realizar negociaciones y gestionar contrataciones y liquidaciones (Reporte oficial de EEX, 2008).

A continuación se contextualizan cada una de las partes que conforman el mercado EEX:

- EEX AG (European Energy Exchange AG): Es la bolsa de energía líder en el mercado de productos energéticos en Europa. (EEX, 2012a).
- EPEX-SPOT (European Power Exchange): Es la bolsa de los mercados de energía ubicada en el corazón de Europa, cubre a Francia, Alemania, Austria y Suiza, los cuales representan más de un tercio del consumo energético europeo. Su principal objetivo es impulsar la integración de los mercados energéticos de Europa. (EEX, 2012a).
- EEX Power derivatives GmbH: Empresa que realiza la gestión de la congestión en la frontera germano-danesa. (Serna, 2012)
- ECC: Filial Europea de productos básicos de compensación y centro principal de intercambio de productos energéticos y afines en Europa con 6 bolsas de socios. (Serna, 2012). Además, ECC es el centro europeo de intercambio de información para las operaciones de compra y venta de energía, gas natural, y derechos de emisión de CO₂. Además, es socio reconocido de los operadores de redes de transporte en muchos países europeos y está vinculada a los registros nacionales de emisión.
- Store-X (Storage Capacity Exchange GmbH): Plataforma de Internet para la negociación secundaria en capacidades de almacenamiento de gas natural. (Serna, 2012)
- Trac-X (Transport Capacity Exchange GmbH): Plataforma de Internet para las capacidades naturales de transporte de gas. (Serna, 2012)
- EMCC (European Market coupling Company GmbH): Sociedad Europea de Acoplamiento de Mercados (EMCC). Entidad encargada de mejorar la eficiencia de los mercados en Europa Central y Occidental, los países nórdicos y Estonia. EMCC promueve la integración de los mercados regionales hacia un mercado de electricidad al por mayor a nivel europeo. (EMCC, 2012a)

Se debe enfatizar que, Eurex es una de las bolsas más importantes del mundo de los derivados, ofrece una amplia gama de productos de referencia internacional, cuenta con el mercado de telefonía fija más líquido del mundo y brinda acceso electrónico abierto y de bajo costo (EUREX, 2012a). Por otra parte, el volumen de contratos negociados en Eurex supera los 1,5 millones al año (EUREX, 2012a). EEX al estandarizar los contratos a través de EUREX, garantiza la transparencia al permitir igualdad de oportunidades para todos los agentes y darles la posibilidad de reaccionar ante desequilibrios de la oferta y la demanda (Serna, 2012). En esencia, los futuros negociados en EEX son contratos estandarizados sobre la energía que se consumirá o producirá en el futuro a un precio establecido al momento de realizar contrato (Serna, 2012). Básicamente, el mecanismo de negociación en EEX entre compradores y vendedores se realiza a través del sistema EEX. En ningún momento se da a conocer la identidad de los participantes, solo actúa la cámara de compensación EEX AG (Serna, 2012).

Los agentes en el tiempo de espera a ser ejecutado el término del contrato pueden solicitar modificaciones de precios y cantidades hasta el momento en que EEX cree automáticamente el contrato (Serna, 2012). En el caso de que algún agente participante sea insolvente, la cámara de compensación EEX AG cierra inmediatamente sus posiciones, ocasionando las pérdidas por cierre, por ende, EEX AG exige una fianza al momento de abrir alguna posición. Esta fianza se le conoce como "Margen Adicional", y se calcula a través de cálculos estadísticos (Serna, 2012). En EEX los derivados son utilizados para cubrirse contra la volatilidad de un factor de riesgo, tales como el costo de la electricidad. Para efectos de cobertura, el criterio natural para clasificar el rendimiento de un instrumento derivado es "mientras más se reduzca el riesgo, es mejor" (Falbo, 2010).

2.2.3 Nord Pool

El mercado nórdico de la electricidad que abarca Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia, es uno de los mercados más grandes de Europa. Comenzando en Noruega en 1991, la reforma normativa se extendió gradualmente a Suecia en el año 1996, a Finlandia en 1997 y a Dinamarca en el 2002 (Amundsen, 2005). Noruega fue el primer país nórdico que liberalizó sus mercados de energía. La Ley de Energía de 1990 sirvió de base para la desregulación en los países nórdicos. (Nord Pool, 2012a). El mercado nórdico se compone de más de 91.000 MW de capacidad instalada, de la cual aproximadamente la mitad es energía hidroeléctrica, especialmente en Noruega. (Amundsen, 2005). Por otra parte, Nord Pool está conformado por un mercado financiero (Nord Pool ASA) y un mercado físico (Spot Nord Pool AS).

El mercado físico de Nord Pool es un mercado de un día adelante, en el cual los productores y consumidores presentan las ofertas de compra y venta de energía para cada hora de las 24 horas del día siguiente (Amundsen, 2005). Las limitaciones de capacidad son reportados por los cuatro operadores de transmisión (TSO) en la región nórdica: Energinet en Dinamarca, Fingrid en Finlandia, Svenska Kraftnatt en Suecia y Statnett en Noruega (Amundsen, 2005). Se debe enfatizar que, un "sistema de precios" se calcula sin tener en cuenta las limitaciones de capacidad. Este precio se utiliza como referencia para el pago en efectivo en el mercado de derivados financieros (Amundsen, 2005). En caso de no presentarse dificultades, el precio de todas las áreas es el mismo que el precio del sistema. Por el contrario, si hay dificultades, algunas o todas las áreas pueden tener precios diferentes (Amundsen, 2005).

El mercado de energía nórdico tiene un patrón de comercio con múltiples actores involucrados: los operadores del sistema, productores, distribuidores, comerciantes, intermediarios, empresas de compensación, analistas financieros, etc (Nord Pool, 2012a). Los usuarios finales de la energía pueden ser empresas u hogares. Hay aproximadamente 14 millones de usuarios finales en la región nórdica. Cada usuario final paga por la energía consumida al proveedor, por la transmisión de energía a la empresa distribuidora y por los impuestos (Nord Pool, 2012b). En este mercado, el usuario final puede elegir entre una amplia gama de proveedores, mientras que sólo puede elegir un gestor o distribuidor. En efecto, cada área geográfica tiene un distribuidor responsable de la transmisión de la red (Nord Pool, 2012a). Existen más de 370 empresas responsables de la producción de energía en los países nórdicos y bálticos (Nord Pool, 2012a). La generación media anual de energía en los países nórdicos, Estonia y Lituania es de alrededor de 417 TW/h en total. En un año normal, con la lluvia y la nieve caída, la energía hidroeléctrica representa la mitad de la demanda de electricidad de los países nórdicos (Nord Pool, 2012b). En Noruega, un porcentaje considerable de la energía generada es hidráulica, mientras que Suecia y Finlandia tienen una mezcla de energía hidráulica, nuclear y térmica. Dinamarca utiliza en mayor proporción energía térmica, pero ha venido adaptando paulatinamente la energía eólica. En Estonia y Lituania la energía principalmente es de origen térmico (Nord Pool, 2012b).

En años secos, los países nórdicos se vuelven más dependientes de la importación de energía desde otros países como Rusia, Estonia, Países Bajos, Polonia y Alemania (Nord Pool, 2012a). Hay alrededor de 500 empresas de distribución en los países nórdicos y bálticos (Nord Pool, 2012a). En efecto, un distribuidor asegura que la energía llegue al usuario final. La energía se transmite desde la central a través de las redes centrales y de transmisión (Nord Pool, 2012b).

Existe un gran número de normas de distribución impuestas por las autoridades noruegas. Nord Pool es una compañía registrada en Noruega y por lo tanto opera bajo las leyes noruegas y bajo los parámetros establecidos por las autoridades, las cuales definen los niveles de ganancia máxima que asegura que los precios sean estables y razonables (Nord Pool, 2012b). Debido a lo anterior, cada distribuidor tiene un monopolio sobre un área geográfica determinada. Los ingresos al contado de Nord Pool también están regulados por las autoridades (Nord Pool, 2012a). Hay alrededor de 370 empresas proveedoras de energía en los países nórdicos y bálticos (Nord Pool, 2012a). En efecto, un proveedor compra la energía, ya sea directamente a un productor, o a través de Nord Pool Spot. Por

lo general, la adquiere de un proveedor y luego la revende a las pequeñas y medianas empresas y a los hogares (Nord Pool, 2012c).

En la actualidad, hay una gran competencia entre los proveedores de energía dentro de cada país. Cada usuario final elige su proveedor preferido y hace una elección entre diferentes tipos de contratos de energía. Estos pueden ser: contratos de precio fijo, contratos de precio de mercado, etc. En la actualidad los usuarios finales no pueden elegir a un proveedor ubicado en otro país (Nord Pool, 2012c). Se debe enfatizar que, un comerciante representa la entidad que posee la energía mientras que el proceso de negociación se está llevando a cabo. Por ejemplo, el comerciante podrá comprar energía a un productor y venderlo a un distribuidor, o podrá optar por comprar energía y venderla a otro distribuidor. Debido a lo anterior, hay muchas rutas desde el productor hasta el consumidor final (Nord Pool, 2012c).

Por otra parte, un corredor no tiene energía, sino que actúa como un intermediario. Un minorista puede solicitar al corredor que encuentre a un productor que va a vender una determinada cantidad de electricidad en un momento dado (Nord Pool, 2012a). El mercado eléctrico Nord Pool utiliza contratos financieros para gestionar los riesgos y estabilizar los precios. Estos contratos financieros se negocian a través del Nasdaq OMX Commodities (Nord Pool Spot, 2012a). Los contratos tienen un plazo de hasta seis años, pueden ser diarios, semanales, mensuales, trimestrales o anuales. El sistema de precios calculado por Nord Pool Spot se utiliza como precio de referencia para el mercado financiero (Nord Pool Spot, 2012c). Cabe resaltar que, no hay entrega física de los contratos financieros y la liquidación en efectivo se lleva a cabo a través del período de entrega a partir de la fecha de vencimiento de cada contrato, en función de si el producto es un contrato de futuros o forward (Nord Pool Spot, 2012a).

Por otra parte, las condiciones técnicas tales como la congestión de la red y el acceso a la capacidad no se tienen en cuenta al entrar en contratos financieros. Sin embargo, los compradores y los vendedores pueden contar con la ayuda del poder de mercado financiero (forward) para gestionar los riesgos asociados a los precios del mercado físico (Nord Pool Spot, 2012a). El mercado diario, Elspot, es el escenario principal para llevar a cabo la negociación de energía de los países nórdicos. Los contratos se realizan entre vendedor y comprador para ser entregados al día siguiente (Nord Pool Spot, 2012a).

Finalmente, el mercado intradiario, Elbas, es un mercado de energía operado por Nord Pool Spot. Cubre la región nórdica, Alemania y Estonia, Elbas complementa al mercado diario Elspot y ayuda a asegurar el equilibrio necesario entre la oferta y la demanda en el mercado de la energía para el Norte de Europa (Nord Pool Spot, 2012a). En Nord Pool los mercados de futuros son las herramientas utilizadas para la gestión del riesgo financiero y comercial, y son una fuente de información económica para las expectativas de los participantes del mercado sobre los posibles precios futuros (Kristiansen, 2007).

2.2.4 CME-NYMEX

CME Group es el mercado de derivados más grande y diverso del mundo, ofrece la más amplia gama de productos globales de referencia en todas las principales clases de activos, incluidos los futuros y opciones, basados en las tasas de interés, índices de renta variable, divisas, energía, materias primas agrícolas, metales, clima y bienes raíces (CME, 2012a). CME Group está conformado por cinco mercados los cuales son CME, CBOT, NYMEX, COMEX y KCBT (CME, 2012a). CME Group reúne a compradores y vendedores a través de la plataforma de negociación electrónica CME Globex y a través de sistemas de negociación en Nueva York y Chicago. CME Group también opera con CME Clearing, uno de los mayores servicios de compensación de contraparte central en el mundo, que proporciona servicios de compensación y liquidación de los contratos negociados en bolsa (CME, 2012a). Como se mencionó anteriormente, CME Clearing es un conjunto de servicios de compensación flexible y abierto a participantes en el mercado OTC. Estos servicios ayudan a los clientes sustancialmente a mitigar el riesgo de crédito de contraparte y a proporcionar eficiencias de capital a través de una

amplia gama de clases de activos (CME, 2012a). Se debe enfatizar que, CME Group (NYMEX) era conocido solamente como NYMEX. En el año 2008 CME compra a NYMEX quedando solo como CME Group. Este mercado de derivados de energía de Nueva York y Chicago ante la desregulación del mercado energético, se posiciona como líder a nivel mundial, ofreciendo instrumentos financieros para gestionar el riesgo del mercado minorista y mayorista (Serna, 2012).

Cabe destacar que, las compañías industriales más grandes del mundo hasta instituciones financieras, fondos de cobertura, empresas de negociación por cuenta propia y operadores individuales, negocian un volumen promedio diario de contratos de energía de 1,25 millones todos los días en CME Globex, CME ClearPort o en el piso de operaciones de CME (CME, 2012a). Es importante añadir que CME Group proporciona productos para toda la gama de energía: petróleo crudo, gas natural, petróleo para calefacción, gasolina, electricidad, etanol y otros, muchos de los cuales establecen el precio para estos recursos a nivel mundial (CME, 2013a). Los agentes participantes de CME Group completan a diario más de 1,25 millones de transacciones de energía en tres plataformas de negociación: CME Globex, CME ClearPort y el piso de negociaciones (CME, 2012b).

La Cámara de Compensación de CME equipara y liquida todas las operaciones, y garantiza la solvencia de cada transacción que se realiza (CME, 2013a). Por su parte, los futuros, las opciones y los contratos extrabursátiles (over-the-counter, OTC) de energía que se cotizan en CME Group permiten tanto a compradores como a vendedores administrar la exposición a las fluctuaciones del mercado de energía, reduciendo el riesgo y creando oportunidades, en todo el mundo las 24 horas del día (CME, 2012b). Para poder operar electrónicamente en CME Group es necesario conectarse a Globex CME la cual es una plataforma de negociación electrónica, mediante Market Data Protocol (MDP) para solicitar las órdenes (CME, 2012a). CME Globex ha escalado con gran éxito hasta manejar más de cinco millones de contratos al día, con un tiempo de funcionamiento del 100% (CME, 2013a). Esta plataforma es un mercado de acceso libre que permite a los clientes participar en forma directa en el proceso de negociación, consultar el registro de órdenes y precios e introducir sus propias órdenes (CME, 2012a).

Los clientes de todo el mundo tienen acceso a la plataforma a través de más de 1.100 conexiones directas en más de 86 países y territorios extranjeros, y de conexiones nuevas que se agregan todo el tiempo (CME, 2012a). Las centrales de telecomunicaciones ubicadas en Singapur, Londres, Ámsterdam, Dublín, Milán y París ayudan a reducir los costos de conectividad, facilitan la accesibilidad y brindan una negociación rápida y eficiente (CME, 2012a). En CME group, el amplio tablero de los futuros, las opciones y los contratos extrabursátiles (over-the-counter, OTC) de energía, permiten a una comunidad global de compradores y vendedores administrar su exposición a las fluctuaciones del mercado de energía, reduciendo su riesgo y creando oportunidades, en todo el mundo, prácticamente las 24 horas del día (CME, 2012a). En esencia, los futuros, forwards, swaps y opciones, son las herramientas más frecuentes utilizadas en la administración del riesgo. La popularidad de esta clase de contratos radica en el hecho de que están estandarizados y son sin excepción los mejores instrumentos para administrar el riesgo (Eydeland, 2002).

2.2.5 APX-ENDEX

APX-ENDEX es una de las bolsas de energía europea con más experiencia, opera el mercado Spot y de futuros de electricidad y gas natural en los Países Bajos, el Reino Unido y Bélgica (APX Endex, 2012a). Fundada en el año 1999, APX-ENDEX proporciona datos e índices para el uso de operadores, proveedores de energía e industrias de alto consumo energético (APX Endex, 2012a). APX-ENDEX tuvo un papel destacado en la introducción de la asociación de mercados de energía. Junto con otras bolsas europeas APX-ENDEX ha contribuido a la integración de los mercados al contado de energía holandeses, belgas y franceses (APX Endex, 2012a). Cabe anotar que APX-ENDEX trabaja en la integración de los mercados de gas y es la bolsa europea con mayor experiencia y mayor liquidez, llevando a cabo la negociación en tres centros de gas diferentes (TTF, NBP y Zeebrugge). Debido a lo

anterior, APX-ENDEX tiene como principal objetivo crear un mercado integrado de gas para Europa (APX Endex, 2012a).

Además, en octubre de 2010, APX-ENDEX se fusionó con Belpex, la Bolsa de Energía belga. Se debe enfatizar que, Belpex es una filial completa de APX-ENDEX que mantiene su sede en Bruselas. En efecto, esta fusión de integración fue una importante contribución a la consolidación de las bolsas de energía en Europa (APX Endex, 2012b). Entre los principales accionistas de APX-ENDEX encontramos a TenneT Holding BV con una participación del 56,1%, el cual es propietario del Sistema de Transmisión holandés TenneT TSO BV, que opera desde las oficinas ubicadas en Amsterdam, Bruselas, Londres y Nottingham (APX Endex, 2012c). También se encuentra el Operador de tensión de la red eléctrica, Nederlandse Gasunie con una participación de 20,9%, esta es una compañía encargada de la infraestructura y de los servicios de transporte de gas (GTS) (APX Endex, 2012a). Finalmente, se encuentra el holandés Elia NV y el belga de electricidad TSO y Fluxys Europe BV con una participación del 20% y 3 % respectivamente (APX Endex, 2012a).

Teniendo en cuenta que APX-ENDEX opera mercados de electricidad y gas, es regulada por la Oficina de Regulación de Energía y Transportes (DREV) (APX Endex, 2012a). A través de APX-ENDEX Derivados BV, se lleva a cabo la negociación de instrumentos financieros (futuros de energía), la cual es supervisada por la Autoridad Holandesa para los Mercados Financieros (AFM) y el Banco Central (DNB) (APX Endex, 2012a). Por otra parte, Belpex es una subsidiaria de propiedad total de APX-ENDEX, es el operador del mercado eléctrico belga. Es supervisado por la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas CREG y la FSMA (APX Endex, 2012a). A través de APX-ENDEX Gas BV, APX-ENDEX también cuenta con un mercado al contado para el comercio de gas natural (APX Endex, 2012b).

APX-ENDEX a través de sus servicios de compensación, proporciona una adecuada gestión del riesgo de contraparte y mantiene el anonimato de las mismas, garantizando la integridad del mercado (APX Endex, 2012a). Cabe señalar que, APX-ENDEX opera sus mercados en un entorno altamente regulado, participa activamente en los cambios legislativos y reglamentarios a nivel nacional y continental (APX Endex, 2012c). Por otra parte, mantiene relaciones con grupos de interés importantes, como políticos, reguladores y organizaciones representativas. Es un miembro de Energie-Nederland, la industria holandesa de energía y Europex, la asociación europea de intercambios de energía (APX Endex, 2012a). En APX-ENDEX, los contratos de futuros son utilizados para cubrirse de la volatilidad de los precios de la energía. Existen cuatro clases de contratos de futuros en este mercado los cuales son ejecutan en los siguientes submercados: Endex Power Be, Endex Power NL, Endex Power UK, Endex TTF gas y Wood Pelles (APX-ENDEX, 2012a). Respecto al riesgo de contraparte, la ECC (Entidad central de compensación), gestiona el riesgo de crédito y se convierte en el comprador del vendedor original o en el vendedor del comprador original, en caso de presentarse incumplimientos entre las partes (APX-ENDEX, 2012a).

2.2.6 POWERNEXT

Powernext es una bolsa de inversión regulada con sede en París, constituida a finales del año 2001, que opera bajo el "sistema de negociación multilateral" (MTF). En la actualidad, diseña y opera las plataformas de comercio electrónico para mercados de derivados y al contado en el sector energético, eléctrico y gas en Europa (Powernext, 2012a). En el año 2011, la facturación consolidada en Powernext ascendió a 26 millones de euros. En la actualidad cuenta con cerca de 40 empleados en varios departamentos como asuntos legales, regulatorios, administración, finanzas, operaciones de Mercado, producto y desarrollo de negocios, ventas y comunicaciones (Powernext, 2012a). Cabe traer a colación que Powernext se encuentra regulada por la Autoridad de Control Prudencial (Autorité de Contrôle Prudentiel - ACP) del banco de Francia para su autorización MTF y por la Comisión Bancaria en lo que respecta a la conformidad de sus obligaciones prudenciales (Powernext, 2012a).

Además, Powernext también está regulada por la autoridad francesa de los Mercados Financieros

(HMA), con respecto a la negociación de instrumentos financieros en las plataformas de Powernext (Powernext, 2012a). Por último, debido a la especificidad de los instrumentos y productos en sus plataformas de negociación, Powernext también es supervisada por el regulador de energía (CRE) y está sujeta a la legislación sobre energía, medio ambiente y la regulación (Powernext, 2012a). Powernext cuenta en la actualidad con participaciones en varias empresas del sector de la energía: el 50% de Spot EPEX (mercado spot de energía en Europa), el 20% de la energía EEX Derivados GmbH, (mercado de futuros de energía en Europa), el 1,5% de la ECC, European Energy Centro de Intercambio. (Powernext, 2012a)

Como mencionamos anteriormente, EPEX SPOT es una empresa conformada por Powernext (50%) y EEX (50%), con sede en París. Combina los mercados al contado Powernext Day-Ahead y Power Spot EEX (Powernext, 2012a). Cabe aclarar que, el propósito de esta alianza estratégica era establecer un único mercado europeo para la comercialización de energía Day-Ahead e intradiario y crear una zona donde los precios de las diferentes áreas eléctricas se establezcan y coordinen a través de mecanismos transparentes (Powernext, 2012a)

Similar a EPEX SPOT, EEX GmbH es una empresa conformada por EEX (80%) y Powernext (20%). Está ubicada en Leipzig y gestiona los mercados de derivados franceses y alemanes, y el registro de operaciones OTC (Powernext, 2012a). Por último, la ECC (Cámara de compensación de mercancías europeas) ofrece servicios de compensación para los contratos negociados en EEX, EEX GmbH, Apx Endex, EPEX SPOT y Powernext, así como para operaciones over-the-counter (OTC) (Powernext, 2012a). ECC se fundó en el año 2006 y en la actualidad ofrece servicios de compensación para las mercancías alemanas, francesas, austriacas, suizas, belgas y holandesas, derechos de emisión de CO₂, carbón y gas natural (Powernext, 2012a). Powernext es uno de los muchos mercados en los que las transacciones se realizan con un valor tomado como base. El valor de la electricidad en los mercados de futuros se derivan de la capacidad para pronosticar los precios al contado en una fecha futura determinada, proporcionando así información para la gestión de los riesgos asociados con el comercio de electricidad (López, 2008). En el mercado Powernext, los contratos de futuros son las herramientas utilizadas para proteger a los miembros del mercado de las fluctuaciones de los precios de la electricidad francesa (Powernext, 2012a).

Estos contratos se realizan en el mercado y son acuerdos para vender o comprar una cantidad específica de electricidad a un precio determinado en un período estipulado (Powernext 2012a). Este mercado ofrece las siguientes clases de contratos de futuros con entrega física: 3 contratos mensuales, 4 contratos trimestrales o 2 contratos anuales. En efecto, el punto de intersección de las curvas de oferta y demanda determina el precio del mercado. Por otra parte, solamente las licitaciones entre 0 y 3000 euros / MWh son aceptadas por el sistema. En Powernext no hay restricciones sobre el volumen a negociar. Una oferta se iguala sólo si se puede encontrar un homólogo para la cantidad de energía y el precio de la oferta (López, 2008)

2.2.7 DERIVEX

Derivex surge en mayo de 2008 como resultado de la alianza estratégica entre la Bolsa de Valores de Colombia S.A y XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (Derivex, 2012a). En esencia, Derivex es un mercado de derivados eléctricos, cuyo objeto social es la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes son energía eléctrica, gas combustible y/u otros commodities energéticos (Derivex, 2012a). Según lo establecido en el Reglamento General de DERIVEX:

“El Mercado Colombiano de Derivados estandarizados de Commodities Energéticos Derivex S.A, es un conjunto de actividades, acuerdos, miembros, normas, procedimientos, sistemas de negociación y de registro, y mecanismos que tiene por objeto la inscripción de Contratos de Derivados de

Commodities Energéticos y la celebración o registro de Operaciones sobre los mismos por parte de los Miembros del Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos".

Como mencionamos anteriormente, las principales funciones de DERIVEX son la administración de los mercados de futuros y opciones, el diseño e inscripción de los contratos, y la vigilancia adecuada de la formación de precios (Derivex, 2012a). El modelo operativo de DERIVEX está conformado por una cámara de riesgo de contraparte, miembros liquidadores y clientes. La CRCC (Cámara de Riesgo Central de Contraparte) compensa y liquida a nivel de cliente final y la administración del riesgo se monitorea a nivel de cada cuenta y se gestiona a nivel del miembro liquidador (Serna, 2012).

La CRCC (Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia) es la contraparte de todas las transacciones que se realizan en DERIVEX. Por ende, todos los participantes del Sistema de Negociación y Registro deben tener el respaldo de un miembro liquidador adscrito a la Cámara (XM, BVC 2009). Por su parte, el Administrador del Sistema de Negociación y Registro establece un convenio previo y la conexión permanente con la Cámara para la aceptación, compensación y liquidación de las transacciones (XM, BVC 2009). XM suministra al Administrador del Sistema de Negociación y Registro el precio de referencia del subyacente con una periodicidad diaria, mediante la publicación que hace en su página web (XM, BVC 2009). La BVC suministra la plataforma tecnológica X-Stream, la que actualmente utiliza para administrar las operaciones de derivados estandarizados con subyacentes financieros (XM, BVC 2009). Los participantes directos son aquellas entidades financieras que tienen capacidad legal para ser miembros de Derivex y actuar directamente en el sistema de negociación, en posición propia o por cuenta de terceros según lo permita su régimen legal aplicable (XM, BVC 2009). Finalmente, los participantes indirectos son las personas naturales o jurídicas que negocian los derivados a través de un miembro autorizado para actuar en nombre de terceros (XM, BVC 2009). Según lo establecido en el reglamento general de DERIVEX :

"Todas las Operaciones sobre Contratos de Derivados Estandarizados que sean celebradas o registradas en los sistemas que Derivex S.A disponga, serán compensadas y liquidadas a través de una cámara de riesgo central de contraparte quien, en todos los casos, se constituirá como contraparte central de dichas Operaciones, en los términos previstos en los reglamentos de la respectiva cámara de riesgo central de contraparte para la aceptación de las Operaciones".

En Derivex, los generadores ofertan un precio para todo el día y declaran la capacidad de generación para cada hora. La demanda se estima, desde el viernes anterior, para cada hora de cada día de la semana. El precio de corte es el valor ofertado por la última unidad generadora con la que se cubre la demanda (XM, BVC 2009). En este mercado, el riesgo de contraparte se ve mitigado gracias a la presencia de la Cámara de riesgo central de Contraparte (CRCC), la cual se interpone en todos los contratos que se negocian, convirtiéndose así en el comprador de todo vendedor y en el vendedor de todo comprador (Derivex, 2013a). El riesgo generado por las fluctuaciones de los precios de la energía se ven mitigados gracias a la creación de los instrumentos financieros derivados (Contratos de Futuros).

3. PLANEACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La Revisión sistemática de la literatura como un género de investigación, se formuló primero en el campo de la medicina en respuesta al crecimiento exponencial en la investigación médica que había hecho casi imposible sintetizar los resultados en un tema determinado, con el fin de orientar la formulación de una nueva investigación o informar las decisiones prácticas de tratamiento (Mulrow, 1994). A pesar de que la revisión sistemática de literatura haya sido formulada por primera vez en el campo de la medicina, ha sido adaptada para satisfacer las diferentes necesidades de una amplia gama de disciplinas (Ramey, 2011). La revisión sistemática de literatura tenía por objeto mejorar la síntesis de las investigaciones mediante la revisión sistemática, transparente y reproducible de literatura (Ramey, 2011). Según Kitchenham (2012), la principal diferencia entre la revisión tradicional de literatura y la revisión sistemática de literatura, radica en el hecho de que la (RSL) es un proceso de descubrimiento de nuevo conocimiento que se basa en la aplicación del método científico sobre la evidencia existente que está consignada en diferentes tipos de documentos escritos.

En efecto, una revisión sistemática de literatura es un método utilizado para identificar, evaluar y analizar los estudios primarios publicados para responder preguntas de ó (Staples, 2007). Según Kitchenham (2004), las tres fases principales de un proceso de revisión sistemática de literatura son: la planificación de la revisión, realización de la revisión y la presentación de informes de la revisión. Cada una de estas fases contiene una secuencia de etapas, sin embargo la ejecución del proceso global implica iteración, retroalimentación, y refinamiento del proceso definido. Además, según Kitchenham (2004), una revisión sistemática de literatura (RSL) supera muchas de las falencias de la revisión tradicional que están relacionadas con la formulación inadecuada o la inexistencia de preguntas de investigación; la falta de reproducibilidad del proceso de búsqueda y análisis; o la falta de definición de criterios explícitos para la inclusión o exclusión de evidencias.

- **Planificación de la revisión:** En esta fase, el investigador especifica las preguntas de investigación o tema a ser explorado. Los investigadores suelen pasar por varias iteraciones de la definición del estudio, seleccionan las bases de datos bibliográficas, y por último refinan el alcance o enfoque del estudio para mejorar los resultados (Ramey, 2011). En definitiva, el resultado de esta fase es un protocolo de revisión sistemática que define el propósito y los procedimientos para la revisión (Staples, 2007)
- **Realización de la revisión:** Esta fase en última instancia genera los resultados finales y también genera los siguientes artefactos: el registro inicial de búsqueda y archivo, la lista de publicaciones seleccionadas, los registros de las evaluaciones de calidad, y la extracción de información de cada una de las publicaciones seleccionadas (Staples, 2007)
- **Informes sobre la revisión:** El informe de la revisión es una fase de una sola etapa. Por lo general, las revisiones sistemáticas se reportan usando dos formatos: un reporte técnico y un journal paper o conference paper (Kitchenham, 2004).

A continuación, se indican las bases e índices bibliográficos utilizados, las cadenas de búsqueda o palabras clave utilizadas, el rango de fechas de los documentos que se consideraron, los tipos de documentos considerados, los tipos de documentos excluidos, las áreas temáticas, los criterios de inclusión y exclusión, los criterios usados para medir la calidad de los artículos y las tablas que se usaron para recolectar la información de los documentos seleccionados.

- Se realizó una búsqueda en Scopus, IEEE Digital Library, SpringerLink, ScienceDirect, Scielo y en las páginas web de los mercados PJM, NORD POOL, EEX, CME, APX ENDEX, POWERNEXT, DERIVEX.
- Las palabras claves de búsqueda que se utilizaron fueron: Power, market, electricity, desregulation, exchange, system, operation, congestion, management, spot, forward, power, risk, price, structure, PJM, NORD POOL, EEX, CME, APX ENDEX, POWERNEXT, DERIVEX.
- El rango de fechas de los documentos estuvo comprendido desde el año 2000 hasta la presente.
- Los documentos que se consideraron en la revisión fueron: artículos publicados en revistas científicas y en las páginas web de los mercados, capítulos de libros, artículos de conferencias. Los documentos que se excluyeron fueron: Resúmenes de artículos y prefacios.
- Los criterios de inclusión para seleccionar los documentos que fueron usados finalmente en la revisión a partir de los artículos obtenidos de forma automática de las bases e índices bibliográficos fueron: número de referencias, claridad, coherencia, nivel de profundización en la explicación del mercado, universalidad y objetividad.
- Los criterios usados para medir la calidad de los artículos finalmente seleccionados fueron: concreción, verificabilidad, precisión, objetividad, universalidad, número de citas registradas en Scopus.
- Los criterios de exclusión para descartar los documentos que fueron rechazados del volumen de artículos recuperados automáticamente fueron: número de veces que han sido citados por otros autores, falta de objetividad y universalidad.
- para cada mercado, los tópicos que se analizaron fueron: Mecanismos de cubrimiento de riesgo, Tipos de contratos y forma de valoración, Reglas de operación, Mecanismos de gestión de la congestión y de formación de precios

4. RESULTADOS OBTENIDOS

Se recuperaron 33 artículos de bases de datos científicas, 6 capítulos de libros y 12 publicaciones de las páginas web de los mercados analizados. En la tabla 4.1, se presenta el número de artículos obtenidos de cada mercado considerado en esta investigación. Se puede apreciar que, el mercado de los países nórdicos (Nord Pool) es el que registra mayor número de publicaciones, seguido de PJM y EEX.

Tabla 4.1: Publicaciones por Mercado

Mercado	Número de Artículos
Nord Pool	11
PJM	7
EEX	7
POWERNEXT	6
CME	1
APX ENDEX	1
DERIVEX	0

En la tabla 4.2, se presenta el número de artículos obtenidos de cada revista. Se puede apreciar que, Energy Policy es la que registra el mayor número de publicaciones sobre mercados de derivados de electricidad a nivel mundial, seguido de Energy Economics.

Tabla 4.2: Publicaciones por Revista

Revista	Número de Artículos
Energy Policy	10
Energy Economics	8
IEEE Transactions on Power Systems	4
Electrical Power and Energy Systems	3
Electric Power Systems Research	2
Energy	2
Journal of Banking & Finance	2
European Economic Review	1
Utilities Policy	1

En la tabla 4.3, se presenta el número de artículos publicados en el rango de años considerado. En el año 2010 se publicó el mayor número de artículos, seguido de año 2012.

Tabla 4.3: Publicaciones por Año

Año	Número de Artículos
2010	7
2012	6
2003	3
2004	3
2006	3
2007	3
2008	1
2009	2
2005	2
2011	2
2000	1
2001	0
2002	0

En la tabla 4.4, se presenta el número de artículos publicados por autor. Se puede apreciar que T. Kristiansen es el que registra e mayor número de publicaciones, el resto de autores no sobrepasan dos publicaciones, motivo por el cual se puede afirmar que es altamente reducido el número de publicaciones en este campo en revistas indexadas.

Tabla 4.4: Publicaciones por Autor

Autor	Cantidad
T Kristiansen	6
T. Milonas	2
F. G. Kalantzis	2
A.Creti	2
J.Wimschulte	2
M.Bierbrauer	1
M. Pietz	1
A. L. Ott	1
J. Rosellón	1
M. Nakamura	1
O. Lavoine	1
E.LindstrÅm	1
J. S. Moulton	1
N.Nomikos	1
N.Fabra	1

5. DISCUSIÓN

El objetivo de esta sección es responder las preguntas de investigación para cada uno de los mercados considerados. Cada subsección de la 5.1 a la 5.5 corresponde a una pregunta de investigación.

5.1 P1. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de cubrimiento de riesgo?

5.1.1 PJM

En el mercado PJM, los mecanismos utilizados para proteger a los agentes participantes de los riesgos asociados a las fluctuaciones en los precios de la electricidad son la celebración de contratos Forwards, Futuros, Opciones, FTRs ARR, negociaciones bilaterales (OTC) y licitaciones virtuales. Los contratos Forward se realizan en el mercado Spot. Estos son tomados en cuenta por el operador del mercado (ISOs), para mantener un equilibrio continuo entre la oferta y la demanda (Namakura, 2006). Aunque esta clase de contratos se utilizan para la entrega física de electricidad, son inherentemente financieros, ya que las compras o ventas de electricidad en el mercado spot pueden revertir compromisos a futuro (Namakura, 2006).

Es necesario agregar que, los participantes de este mercado pueden ajustar sus posiciones antes de que los contratos Forward lleguen a su fase final de maduración, basándose en contingencias que surjan en el mercado al contado (Namakura, 2006). Por otra parte, los contratos de Futuros realizados en el mercado PJM se ejecutan relativamente a corto plazo (1-3 meses) en comparación con los contratos Forward. A diferencia de los mercados Forward, en los mercados de futuros de PJM no hay distinción para los sistemas ISO centralizados y descentralizados (Namakura, 2006)

Por último, se encuentran los FTRs (Financial Transmission Rights), los cuales se pueden interpretar como el derecho a inyectar o retirar electricidad de la red de transmisión en lugares específicos (Namakura, 2006). Además, estos buscan garantizar el acceso libre, la utilización eficiente y la inversión adecuada sobre las redes de transmisión y sus valores se obtienen de la capacidad de transmisión de la red (Deng & Oren 2006). En el caso del mercado PJM, existen varias maneras de adquirir los FTRs, lo cual en su forma define la estructura del mercado (Tomado de Market Simulation Department, 2012):

- Subastas de FTR a largo plazo: se pueden adquirir FTRs a través de un proceso multironda para los tres periodos de planificación subsecuentes al periodo en el cual se realiza la subasta.
- Subastas de FTR anuales: proceso de compra y venta de FTRs de los derechos completos que están disponibles en el sistema sobre una base anual.

- Subastas de FTR mensuales: proceso mensual de compra y venta de FTRs, que pone en subasta los derechos disponibles después de otorgar las subastas anuales y de largo plazo.
- Mercado secundario: sistema bilateral que facilita la negociación de los FTRs entre los miembros del PJM, el cual es administrado por el operador del sistema.

Se debe agregar que, los participantes del mercado pueden gestionar sus portafolios a través de una herramienta denominada eFTR Tool, en la cual publican sus FTRs para el mercado bilateral, así como para participar en las subastas mensuales, anuales y de largo plazo (PJM 2012a). Para el caso de las subastas anuales, los ingresos son una función de las expectativas de los participantes sobre las variaciones de los precios en el mercado diario (Bowring, 2006). Para comprar y vender FTRs en las subastas del mercado PJM se debe ser miembro del mismo. El operador del sistema hace los ajustes respectivos únicamente para las transacciones que se hagan en eFTR (Market Simulation Department 2012).

5.1.2 EEX

En el mercado alemán EEX los contratos derivados (Futuros y Opciones Phelix) son los mecanismos utilizados para proteger a los agentes de la volatilidad de los precios de la electricidad. Para efectos de cobertura, el criterio natural para clasificar el rendimiento de un instrumento derivado es "mientras más se reduzca el riesgo, es mejor" (Falbo, 2010). En EEX, existen dos clases de mercados, el mercado Spot (Day-ahead) y el mercado de futuros de electricidad y gas natural. El mercado Spot de EEX ofrece productos a corto plazo con vencimientos desde 1 hasta 24 horas en el día siguiente, mientras que los mercados de derivados ofrecen productos a largo plazo, con vencimientos de hasta 6 años, dependiendo del producto energético negociado (Kalantiz, 2012). A continuación se presentan las clases de contratos de futuros y opciones que se negocian en este mercado:

Los Futuros Phelix, son contratos de derivados financieros que toman como referencia el promedio de los precios de la electricidad del mercado Spot (EEX, 2012a). Estos contratos están disponibles como carga base, en horas pico o por fuera de ellas, y pueden tener vencimientos de días, fines de semana, semanas, meses, trimestres o años (EEX, 2012a). Estos contratos toman como subyacente diario el índice calculado por SPOT EPEX. Además, los participantes tienen la opción de organizar la entrega física de electricidad en el mercado spot (EEX, 2012a). Por lo general, en esta clase de contratos los volúmenes oscilan entre 60 MWh para contratos pequeños en horas pico y 8.784 MWh para contratos grandes anuales. La tasa de entrega es de 1 MW por contrato (EEX, 2012a).

Las opciones Phelix, son contratos de derivados financieros sobre futuros Base Phelix mensuales, trimestrales o anuales. Estas solo pueden ser ejercidas por el comprador en el último día de negociación (EEX, 2012a). Después de que se ejerzan, se cumplen mediante la apertura de una posición correspondiente en Futuros Phelix al precio de ejercicio correspondiente (EEX, 2012a). Cabe resaltar que, las opciones que no se ejercen expían al final del último día de negociación (EEX, 2012a). Los volúmenes contratados oscilan entre 672 MWh para opciones pequeñas y 8.784 MWh para opciones de mayor carga base. La tasa de ejecución asciende a 1 MW por contrato (EEX, 2012a)

5.1.3 Nord Pool

En Nord Pool los contratos de Futuros y Forwards son las herramientas utilizadas para la gestión del riesgo financiero y comercial, y son una fuente de información económica para las expectativas de los participantes del mercado sobre los posibles precios futuros (Kristiansen, 2007). Los tipos de contratos negociados en Nord Pool son Forwards y Futuros. La principal diferencia entre estos radica en su forma de liquidación y valoración diaria a precios de mercado (Wimschulte, 2010). Por su parte, los Forwards se liquidan cuando los contratos llegan a sus fechas de vencimiento. Estos tienen tres períodos de entrega según la temporada: invierno 1 (semanas 1-16), verano (semanas 17-40) e invierno 2 (semana 41-52/53) (Kristiansen, 2007). El precio del sistema se utiliza como precio de referencia para los Forwards y Futuros, además también se utiliza como precio de referencia para los países nórdicos over-the-counter (OTC), que es un mercado mayorista bilateral (Kristiansen, 2007)

5.1.4 CME

En CME group los futuros, forwards y opciones, son las herramientas más frecuentes utilizadas en la administración del riesgo. La popularidad de los contratos de Futuros radica en el hecho de que están estandarizados y son sin excepción los mejores instrumentos para administrar el riesgo. Por su parte, los Forwards no están estandarizados y no se ajustan al mercado diariamente, sin embargo, son utilizados como una herramienta para protegerse de la volatilidad de los precios de la electricidad, al igual que las opciones (Eydeland, 2002). En los contratos de futuros, el comprador y el vendedor pactan un precio para cierta cantidad de electricidad que se entregará en una fecha futura. En cada contrato se especifica la cantidad, el tiempo, el lugar de entrega y el pago (CME, 2012a)

En la actualidad los contratos mencionados anteriormente se negocian en:

CME Globex: Es una plataforma electrónica, utilizada para la negociación de contratos derivados. En esencia, es un mercado electrónico y líquido que permite elegir entre una amplia gama de productos de referencia en todas las clases de activos que se cotizan en miles de posibles vencimientos y combinaciones. Debido a su funcionalidad avanzada, alta fiabilidad y conectividad global, en la actualidad es el mercado más importante del mundo de los derivados de electricidad (CME, 2013a).

CME Direct: Es una plataforma electrónica para ejecutar en línea o a través de agentes de voz la negociación de contratos en CME. En este las operaciones se procesan electrónicamente, proporcionando los beneficios de comercio electrónico sin perder la flexibilidad de las operaciones a viva voz (CME, 2013a).

CME ClearPort: En este se llevan a cabo las transacciones fuera del ámbito bursátil o al estilo OTC, los participantes tienen acceso a más de 500 contratos en CME ClearPort. Por su parte, CME Clearing proporciona a los comerciantes una interfaz para el registro de transacciones, las cuales son procesadas por la cámara de compensación. Además, las operaciones también se pueden hacer por fuera de la bolsa (CME, 2013a).

Piso de Operaciones: En este se realizan las negociaciones tradicionales a viva voz de contratos de energía que están disponibles en el piso de operaciones de Nueva York. El piso de operaciones también alberga la más alta concentración de liquidez en la negociación de opciones (CME, 2013a).

5.1.5 APX-ENDEX

En APX- ENDEX, los contratos de futuros son utilizados para cubrirse de la volatilidad de los precios de la electricidad. Existen cuatro clases de futuros en este mercado, los cuales son ejecutados por los siguientes submercados: Endex Power Be, Endex Power NL, Endex Power UK, Endex TTF gas y Wood Pelles (APX-ENDEX, 2012a). Respecto al riesgo de contraparte, la ECC (Entidad Central de Compensación), gestiona el riesgo de crédito y se convierte en el comprador del vendedor original o en el vendedor del comprador original, en caso de presentarse incumplimientos entre las partes (APX-ENDEX, 2012a).

Endex Power NL, es un mercado independiente totalmente electrónico para la negociación anónima en el mercado Spot, entre distribuidores, productores, comercializadores, intermediarios y usuarios finales industriales (Tomado de PUCC 2011). Este mercado ofrece a sus miembros productos estandarizados para vender y comprar, además Endex Power NL es el operador central. Los miembros presentan sus ofertas de forma electrónica, de manera que la oferta y la demanda se sobreponen, obteniéndose el precio de mercado para cada hora del día siguiente (Tomado de PUCC, 2011)

Por otra parte, Endex Power UK es un mercado anónimo de compensación en el mercado Spot y es una plataforma de negociación de los contratos forward. Cuenta, con un mercado de subastas, donde la operación se realiza un día anterior para la entrega de electricidad al día siguiente (Tomado de PUCC 2011). Similar al mercado Endex Power NL en este mercado los miembros presentan sus ofertas en forma electrónica, luego se comparan la oferta y la demanda y se determina el precio de mercado para cada hora del día siguiente (Tomado de PUCC, 2011).

5.1.6 POWERNEXT

En primer lugar, Se debe enfatizar que EEX- GmbH opera el mercado de derivados de electricidad en Alemania y Francia, por ende ocupa un lugar central en el comercio de electricidad en Europa continental (EEX, 2012a). En POWERNEXT, los contratos de Futuros son los mecanismos utilizados para proteger a los agentes de la volatilidad de los precios de la electricidad, los cuales toman como precio de referencia el precio promedio registrado en EPEX SPOT. (EEX, 2012a). Además, los participantes tienen la opción de organizar la entrega física de la electricidad en el Mercado Spot (EEX, 2012a). Estos contratos se negocian para la semana en curso, las próximas cuatro semanas, los próximos seis meses, los próximos siete trimestres o los próximos seis años (EEX, 2012a). Similar a los futuros negociados en EEX, los volúmenes contratados oscilan entre 60 MWh para el contrato semanal más pequeño y 8.784 MWh para el contrato anual más grande. La tasa de entrega es de 1 MW por contrato (EEX, 2012a)

5.1.7 DERIVEX

En Derivex, el riesgo generado por las fluctuaciones de los precios de la electricidad se ven mitigados gracias a la creación de los instrumentos financieros derivados (Contratos de Futuros) (Derivex, 2012a). Se debe enfatizar que, en el mercado de electricidad colombiano DERIVEX, los contratos de derivados que se negocian son contratos de futuros con liquidación financiera o por diferencias, cuyo subyacente es el precio de la electricidad negociada en la bolsa de electricidad, las 24 horas de todos los días del mes de expiración (Derivex, 2012a). Este precio corresponde al promedio aritmético diario de la primera versión conocida del precio de bolsa (Derivex, 2012a). El proceso de negociación de estos contratos comprende una subasta continua,

de funcionamiento durante los días hábiles del mes, en donde estarán siempre en negociación cuatro contratos de futuro mensuales, uno para cada uno de los tres meses siguientes al período de negociación y uno para el mes en curso (Derivex, 2012a). Finalmente, se debe señalar que los tipos de contratos futuros que se negocian en Derivex son de dos clases:

- Bilaterales con Precio Fijo (Largo Plazo): El precio se fija para el pago y suministro de electricidad durante cierto periodo de tiempo, este precio se sostiene si no se realizan créditos durante la vida del mismo (Cuadros, 2012).
- Bilaterales Indexados a Precio de Bolsa de Electricidad (Corto Plazo): El precio no está garantizado para ninguna de las partes, debido a la incertidumbre de los posibles créditos que surjan durante la vida del contrato y por las posibles volatilidades del precio en la bolsa de electricidad (Cuadros, 2012). En este tipo de contrato, se pacta el precio para las 24 horas del día siguiente obligando a participar a todos los generadores registrados en el mercado (Cuadros, 2012).

5.2 P2. ¿Cuáles son las características de los tipos de contratos y su forma de valoración?

A continuación, se presenta para cada uno de los mercados considerados en este trabajo las principales características de los contratos más transados (Futuros, Opciones), se especifica el tamaño de los mismos, el método de liquidación, el precio mínimo de fluctuación y el activo subyacente sobre el que se indexan sus precios.

5.2.1 PJM

Tabla 5.5: PJM AEP Dayton Hub Day-Ahead Off-Peak fixed price future /Peak 2.5 Mw

Característica	Descripción
Símbolo	ADD /PAP
Método de Liquidación	Financiera
Tamaño del contrato	5 MWh / 40 Mwh
Moneda	Dólares
Precio mínimo de fluctuación	0,01/MWh
Ciclo	Hasta 50 meses consecutivos (Períodos de contrato)
último día de Negociación	El último día estipulado en el contrato
Liquidación Final	Promedio de precios de referencia de PJM AEP Dayton Hub day-ahead Off Peak fixed price future.

En este contrato de futuros, el precio mínimo de fluctuación indica el mínimo aumento o descenso al que puede ser negociado el precio del mismo, es decir, mínimamente se puede mover \$ 0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato, por encima o por debajo de valor establecido inicialmente. La cantidad negociada son 5 MWh y su forma de liquidación es financiera. Su valor está indexado al promedio de precios de referencia de PJM AEP Dayton Hub day-ahead.

Tabla 5.6: PJM AEP Dayton Hub Peak Calendar-Month LMP Option

Característica	Descripción
Simbolo	OT
Método de Liquidación	Financiera
Tamaño del contrato	50 MWh
Moneda	USD
Precio Mínimo de Fluctuación	0,01/MWh
Tipo de Opción	Call Americana
Método de Ejercicio	Automático
Día Ejercicio	El último Día Negociación
Liquidación Final	Promedio de precios de referencia de PJM AEP Dayton Hub Peak Calendar Month LMP Option

En este contrato el precio mínimo de fluctuación al igual que en la mayoría de contratos analizados en este trabajo, mínimamente se puede mover \$ 0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato, por encima o por debajo de valor establecido inicialmente. La cantidad negociada son 50 MWh y su forma de liquidación es financiera. Su valor está indexado al promedio de precios de referencia de PJM AEP Dayton Hub Peak.

En la tabla 5.7 se presentan las características generales del resto de contratos de electricidad más transados en PJM:

Tabla 5.7: Otros Contratos de Electricidad Negociados en PJM

Nombre	Código	Tamaño	Tipo	Liquidación
Hub Day-Ahead LMP Peak Calendar-Month 5 MW	D7	80 MWh	Futuro	Financiera
Hub Day-Ahead Off-Peak Calendar-Month 5 MW	R7	5 MWh	Futuro	Financiera
Hub Peak 50 MW Calendar-Month LMP	PJD	20 MWh	Opción AM	Ejercida /Financiera
Hub Peak 50 MW Calendar-Month LMP	PJP	240 MWh	Opción EU	Ejercida /Financiera
Hub Real-Time Peak Calendar-Day 2.5 MW	VD	40 MWh	Futuro	Financiera.
Hub Real-Time Peak Calendar-Month 2.5 MW	VM	850 MWh	Futuro	Financiera.
Hub 5 MW Peak Calendar-Month Real-Time LMP	Z9	80 MWh	Opción AM	Ejercida /Financiera
Hub Real-Time Off-Peak Calendar-Day 2.5 MW	AOR	2,5 MWh	Opción EU	Ejercida /Financiera
Hub Real-Time Off-Peak Calendar-Month 5 MW	V3	5 MWh	Futuro	Financiera.
Hub Off-Peak LMP	VP	975 MWh	Futuro	Financiera

Se puede apreciar que, cada contrato independientemente si es un futuro o una opción, tiene asociado una cantidad de MW/h y un método de liquidación, siendo la liquidación financiera o por diferencias la más utilizada en este mercado.

5.2.2 EEX

Tabla 5.8: Futuro Base Phelix con Diferentes periodos de entrega

Característica	Descripción
Activo Subyacente	índice basado en el valor promedio de todos los precios de la subasta de los contratos negociados cada hora en el Mercado EPEX SPOT entre las 12:00a.m. y 12:00 pm todos los días del período de entrega correspondiente.
Generación de contratos	- 33 días (Base Phelix / Futuro Día) - 4 fines de semana (Base Phelix / Futuro Fin de semana) - 4 semanas (Base Phelix / Futuro Semana) - 9 meses (Base Phelix /Futuro mes) - 11 trimestres (Base Phelix / Futuro Trimestre) - 6 años (Base Phelix /Futuro Año)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 por MWh multiplicado por el volumen de contrato
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato de futuros, el activo subyacente es el índice de precios subastados en EPEX SPOT entre las 12:00 am y las 12:00 pm, los intervalos de generación de contratos varían según la cantidad de días, lo que permite calcular el volumen contratado considerando la cantidad de MW/h a ser entregada cada día. El precio mínimo de fluctuación es EUR \$ 0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato, por encima o por debajo de valor establecido inicialmente.

Tabla 5.9: Futuro Peak Phelix con diferentes periodos de entrega

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Índice basado en el valor promedio de todos los precios de la subasta de los contratos negociados cada hora en el Mercado EPEX SPOT entre las 8:00a.m. y 8:00 pm todos los días del período de entrega correspondiente.
Generación de contratos	- 33 días (Base Phelix / Futuro Día) - 33 días (Phelix Peak / Futuro Día) - 4 fines de semana (Phelix Peak / Futuro Fin de semana) - 4 semanas (Phelix Peak / Futuro Semana) - 9 meses (Phelix Peak /Futuro mes) - 11 trimestres (Phelix Peak / Futuro Trimestre) - 6 años (Phelix Peak/Futuro Año)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 por MWh multiplicado por el volumen de contrato
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato de futuros, el activo subyacente es el índice de precios subastados en EPEX SPOT entre las 8:00 am y las 8:00 pm, los intervalos de generación de contratos son los mismos que están establecidos en el contrato anterior. El precio mínimo de fluctuación es EUR \$ 0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato, por encima o por debajo de valor establecido inicialmente.

Tabla 5.10: Opción Base Phelix Mensual con diferentes vencimientos

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Futuro Base Phelix Mensual con el mismo vencimiento, en el cual el periodo de entrega corresponde a la madurez.
Generación de contratos	- Entregas mensuales con 28 días de entrega 672 MWh - Entregas mensuales con 29 días de entrega 696 MWh - Entregas mensuales con 30 días de entrega 720 MWh - Entregas mensuales con 31 días de entrega 744 MWh - Entrega del mes de Marzo 743 MWh - Entrega del mes de Octubre 745 MWh
Call	-El comprador de una opción de compra (call) tiene derecho a recibir una posición larga al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación. -El vendedor de la opción de compra (call) recibe una posición corta después de que la opción de compra se ejerce en el último día de negociación.
Put	-El comprador de una opción de venta (put) tiene derecho a recibir una posición corta al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación. -El vendedor de la opción de venta (put) recibe una posición larga al precio de ejercicio después de que la opción de venta se ejerce el último día de negociación.
Prima	El comprador de la opción está obligado a pagar la prima de la opción en la fecha de liquidación.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 por MWh multiplicado por el volumen de contrato
Periodos de Entrega	Cinco meses.
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.
Día de expiración	Las opciones que no han sido ejercidas vencen al final del último día de negociación.
Tipo	Opción Europea

En esta opción, el activo subyacente es el futuro base phelix mensual con el mismo vencimiento de la opción, en el cual el periodo de entrega corresponde al vencimiento. Las entregas mensuales están comprendidas entre un rango de 28 y 31 días. Es un tipo de opción europea que se ejerce únicamente al final. El precio mínimo de fluctuación, es EUR \$ 0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.11: Opción Base Phelix Trimestral con diferentes vencimientos

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Futuro Base Phelix Mensual con el mismo vencimiento, en el cual el periodo de entrega corresponde a la madurez.
Generación de contratos	- Primer trimestre de entrega con 90 días de entrega: 2.159 MWh - Primer trimestre de entrega con 91 días de entrega: 2.183 MWh - Segundo trimestre de entrega con 91 días de entrega: 2.184 MWh - Cuarto trimestre de entrega con 92 días de entrega: 2.208 MWh - Primer trimestre de entrega con 92 días de entrega: 2.209 MWh
Call	-El comprador de una opción de compra (call) tiene derecho a recibir una posición larga al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación. -El vendedor de la opción de compra (call) recibe una posición corta después de que la opción de compra se ejerce en el último día de negociación.
Put	-El comprador de una opción de venta (put) tiene derecho a recibir una posición corta al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación. -El vendedor de la opción de venta (put) recibe una posición larga al precio de ejercicio después de que la opción de venta se ejerce el último día de negociación.
Prima	El comprador de la opción está obligado a pagar la prima de la opción en la fecha de liquidación.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 por MWh multiplicado por el volumen de contrato
Periodos de Entrega	Seis Trimestres.
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.
Día de expiración	Las opciones que no han sido ejercidas vencen al final del último día de negociación.
Tipo	Opción Europea

En esta opción trimestral, el activo subyacente es el futuro base phelix mensual con el mismo vencimiento de la opción, en el cual el periodo de entrega corresponde al vencimiento. Las entregas mensuales están comprendidas entre un rango de 90 y 92 días. Es un tipo de opción europea y el precio mínimo de fluctuación, es EUR \$ 0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.12: Opción Base Phelix Anual con diferentes vencimientos

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Futuro Base Phelix Anual del año siguiente a la fecha de vencimiento de la opción respectiva.
Generación de contratos	- Entrega anuales con 365 días de entrega: 8.760 MWh - Entrega anuales con 366 días de entrega: 8.784 MWh
Call	-El comprador de una opción de compra (call) tiene derecho a recibir una posición larga al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación. -El vendedor de la opción de compra (call) recibe una posición corta después de que la opción de compra se ejerce en el último día de negociación.
Put	-El comprador de una opción de venta (put) tiene derecho a recibir una posición corta al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación. -El vendedor de la opción de venta (put) recibe una posición larga al precio de ejercicio después de que la opción de venta se ejerce el último día de negociación.
Prima	El comprador de la opción está obligado a pagar la prima de la opción en la fecha de liquidación.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 por MWh multiplicado por el volumen de contrato
Periodos de Entrega	Cinco meses.
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.
Día de expiración	Las opciones que no han sido ejercidas vencen al final del último día de negociación.
Tipo	Opción Europea

En esta opción anual, el activo subyacente es el Futuro Base Phelix Mensual del año siguiente, en el cual el periodo de entrega corresponde al vencimiento. Las entregas mensuales están comprendidas entre un rango de 365 y 366 días. Es un tipo de opción europea y el precio mínimo de fluctuación, es EUR \$ 0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

5.2.3 Nord Pool

En el Mercado Elspot, el contrato derivado que se negocia cuyo subyacente es electricidad tiene las siguientes características:

Tabla 5.13: Contrato Elspot

Característica	Descripción
Método Cotización	Presentación continua de las órdenes hasta la puerta de cierre
Horario de negociación	Las próximas 24 horas a partir de las 00:00 CET.
Puerta de cierre	12:00 CET
Cantidad Negociada	0,1 MW
Tamaño ajustado	Euro 0.1/MWh, NOK / SEK / DKK 1/MWh
Moneda	Los pedidos pueden presentarse en euros, NOK, SEK, DKK.
Tipos de órdenes	(a) órdenes por hora, (b) órdenes por horas flexibles, (c) Ordenes de bloque
Volumen límite por bloque	500 MW
Cantidad máxima de órdenes por bloque	50 por portafolio de negociación
Cantidad máxima ofrecida por horas	5 por portafolio de negociación
Price Steps	64 (incluyendo el precio límite de la orden superior e inferior).
Lower technical Order Price Limit	Euro - 200. NOK - 2100. SEK - 2400. DKK - 1650
Upper technical Order Price Limit	Euro + 2000. NOK + 21000. SEK 24.000. DKK +16.500
Entrega	Según se especifica en la Orden.
Liquidación	Se basa en las entregas reales por hora de entrega en cada envío.

En este contrato de futuros, el precio mínimo de fluctuación es EUR \$ 0.1/MWh multiplicado por el tamaño del contrato, la forma de liquidación es diferente de los contratos que se mencionaron anteriormente, éste toma como base las entregas reales de electricidad MW/h de cada envío.

En el Mercado Elbas, el contrato derivado que se negocia cuyo subyacente es electricidad tiene las siguientes características:

Tabla 5.14: Contrato Elbas

Característica	Descripción
Método de cotización	Comercio continuo dentro del horario de negociación, donde las transacciones se comparan automáticamente cuando las órdenes concurrentes están registradas en el ETS.
Horario de negociación	Las próximas 10 a 38 horas.
Cantidad negociada	1 MW
Tamaño	Euro 0.1/MWh
Moneda	Euro
Tipos de órdenes	(a) Cantidad suficiente (b) Todo o nada.
Entrega	Según se especifica en relación con cada transacción.

En este contrato la cantidad negociada es 1 MW/h, el comprador debe especificar el lugar de la entrega, el precio mínimo de fluctuación es igual que el contrato del mercado Elspot.

5.2.4 CME

Tabla 5.15: Futuro de Electricidad Mensual Western Hub Real-Time Off-Peak

Característica	Descripción
Cantidad	5 megavatios hora (MWh)
Valor	Cantidad de (MWh) del contrato multiplicado por el precio de liquidación.
Fluctuación mínima	0.05
Vencimiento	El último día hábil del mes del contrato
Tipo de Liquidación	Financiera
Precio Flotante	Media aritmética de los precios marginales de localización (LMP) PJM Western Time Hub real proporcionada por PJM Interconnection, LLC (PJM) en todas las horas no pico en el mes de contrato.
Fecha de Pago	5 días después de cada contrato mensual

En este contrato de futuros, el activo subyacente es el promedio de precios registrado PJM Western Time Hub real, en este se negocian 5 MW/h de electricidad, el precio mínimo de fluctuación es \$ 0.05 multiplicado por el tamaño del contrato y la forma de liquidación es financiera.

Tabla 5.16: Futuro de Electricidad Mensual Western Hub Real-Time Peak

Característica	Descripción
Cantidad	800 (MWh)
Valor	Cantidad de (MWh) del contrato multiplicado por el precio de liquidación.
Fluctuación mínima	0.05
Vencimiento	El último día hábil del mes del contrato
Tipo de Liquidación	Financiera
Precio Flotante	Media aritmética de los precios marginales de localización (LMP) PJM Western Time Hub real proporcionada por PJM Interconnection, LLC (PJM) en todas las horas no pico en el mes de contrato.
Fecha de Pago	5 días después de cada contrato mensual

En este contrato de futuros, la única diferencia del contrato anterior es la cantidad de MW/h negociados. El activo subyacente sigue siendo el promedio de precios registrado PJM Western Time Hub real, en éste se negocian 800 MW/h de electricidad, el precio mínimo de fluctuación es \$ 0.05 multiplicado por el tamaño del contrato y la forma de liquidación es financiera.

Tabla 5.17: Opción de Electricidad Mensual West Hub RT 50 MW Off-Peak Options

Característica	Descripción
Subyacente	PJM Western Hub Off-Peak mes calendario en tiempo real Futures LMP Swap
Cantidad	50 megavatios hora (MWh).
Valor cotización	Los precios se cotizan en dólares y centavos por MWh
Tipo de Opción	Americana
Fluctuación mínima	\$ 0,01 por MWh
Vencimiento	El contrato de opción expirará al término de dos días hábiles de negocios antes del mes del contrato.
Precios del ejercicio	Incrementos de \$ 0,50 por MWh por encima y por debajo de la at-the-money.

Esta opción americana, toma como subyacente los precios registrados en PJM Western Hub Off-Peak, su tamaño es de 50 MW/h, puede ser ejercida en cualquier momento o esperar su vencimiento, el precio mínimo de fluctuación es \$ 0,50 por MWh por encima y por debajo de la at-the-money.

Se debe resaltar que los contratos de Futuros y Opciones de electricidad PJM Western Hub Real-Time Off-Peak se negocian en:

CME Globex: De Lunes a Viernes 5:15 pm a 6:00 pm (17:00-16:15 Chicago Hora / CT) con un descanso de 45 minutos cada día, comenzando a las 5:15 pm (4:15 pm CT)

CME Clear Port: De Lunes a Viernes 5:15 pm a 6:00 pm (17:00-16:15 Chicago Hora / CT) con un descanso de 45 minutos cada día, comenzando a las 5:15 pm (4:15 pm CT)

Viva Voz: Lunes - Viernes 9:00 am a 2:30 pm (8:00 am a 1:30 pm CT)

5.2.5 APX-ENDEX

Tabla 5.18: Futuro Base de Electricidad Belga

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega de electricidad con una velocidad constante de 1 MW (220/380kV) desde las 00:00 am hasta las 12:00 pm todos los días durante el mes de entrega.
Generación de contratos	- 6 meses (Belgian Power Base Load/ Futuro mes) - 7 trimestres (Belgian Power Base Load/ Futuro Trimestre) - 6 años completos (Belgian Power Base Load/ Futuro Año)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato, se entrega la electricidad con una velocidad constante de 1 MW (220/380kV), los intervalos de generación de contratos varían desde 6 meses hasta 6 años. El precio mínimo de fluctuación, al igual que la mayoría de contratos analizados en este trabajo, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.19: Futuro Base Semanal de Electricidad Holandés

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega física de electricidad desde las 00:00 de la mañana del primer día de la semana (lunes) hasta las 24:00 pm del último día de la semana (domingo) en el que la electricidad es entregada a la red de alta tensión de los holandeses.
Generación de contratos	5 semanas
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato, se entrega la electricidad desde las 00:00 de la mañana del primer día de la semana (lunes) hasta las 24:00 pm del último día de la semana (domingo), los contratos se celebran pro cinco semanas. El precio mínimo de fluctuación, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

En este contrato, se entrega la electricidad desde las 00:00 de la mañana del primer día de la semana (lunes) hasta las 24:00 pm del último día de la semana (domingo), los contratos

Tabla 5.20: Futuro Base Mensual de Electricidad Holandés

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega física de electricidad desde las 00:00 de la mañana del primer día del mes (calendario) hasta las 24:00 pm del último día del mes (calendario) en el que la electricidad es entregada a la red de alta tensión de los holandeses.
Generación de contratos	- 6 meses (Dutch Power Base Load/ Futuro mensual) - 7 trimestres (Dutch Power Base Load/ Futuro Trimestral) - 6 años completos (Dutch Power Base Load/ Futuro Anual)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación último día de negociación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

se celebran pro cinco semanas. El precio mínimo de fluctuación, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.21: Futuro Peak de Electricidad Holandés

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega física de electricidad desde las 08:00 hasta las 20:00 horas todos los días de la semana incluidos los días festivos, durante la vigencia del contrato en el que la electricidad es entregada a la red de alta tensión de los holandeses.
Generación de contratos	- 6 meses (Dutch Power Peak Load/ Futuro mensual) - 7 trimestres (Dutch Power Peak Load/ Futuro Trimestral) - 6 años completos (Dutch Power Peak Load/ Futuro Anual)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación último día de negociación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato de futuros negociado en horas pico, el activo subyacente es la entrega física de electricidad desde las 08:00 am hasta las 20:00 pm todos los días de la semanas, los contratos se desde 6 meses hasta 6 años. El precio mínimo de fluctuación, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.22: Futuro Peak de Electricidad 16 hrs Holandés

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega física de electricidad desde las 08:00 hasta las 20:00 horas todos los días de la semana incluidos los días festivos, durante la vigencia del contrato en el que la electricidad es entregada a la red de alta tensión de los holandeses.
Generación de contratos	- 6 meses (Dutch Power Peak Load/ Futuro mensual) - 7 trimestres (Dutch Power Peak Load/ Futuro Trimestral) - 6 años completos (Dutch Power Peak Load/ Futuro Anual)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación último día de negociación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato negociado en horas pico (16 hrs), el activo subyacente es la entrega física de electricidad desde las 08:00 am hasta las 20:00 pm todos los días de la semanas, los contratos se desde 6 meses hasta 6 años. El precio mínimo de fluctuación, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.23: Futuro Base de Electricidad UK (Calendario EFA)

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega física de electricidad desde las 08:00 hasta las 20:00 horas todos los días de la semana incluidos los días festivos, durante la vigencia del contrato en el que la electricidad es entregada a la red de alta tensión de los holandeses.
Generación de contratos	- 6 meses (Dutch Power Peak Load/ Futuro mensual) - 7 trimestres (Dutch Power Peak Load/ Futuro Trimestral) - 6 años completos (Dutch Power Peak Load/ Futuro Anual)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación último día de negociación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato base, el activo subyacente es la entrega física de electricidad desde las 08:00 am hasta las 20:00 pm todos los días de la semanas, los contratos van desde 6 meses hasta 6 años. El precio mínimo de fluctuación, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.24: Futuro Peak de Electricidad UK (EFA)

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega física de electricidad desde las 08:00 hasta las 12:00 horas todos los días de la semana incluidos los días festivos, durante la vigencia del contrato en el que la electricidad es entregada a la red de alta tensión de los holandeses.
Generación de contratos	- 6 meses (Dutch Power Peak Load/ Futuro mensual) - 7 trimestres (Dutch Power Peak Load/ Futuro Trimestral) - 6 años completos (Dutch Power Peak Load/ Futuro Anual)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación último día de negociación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato de futuros negociado en horas pico, el activo subyacente es la entrega física de la electricidad desde las 08:00 am hasta las 12:00 m todos los días de la semanas, los contratos se negocian desde 6 meses hasta 6 años. El precio mínimo de fluctuación, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

Tabla 5.25: Futuro Base de Electricidad UK (SCM)

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Entrega física de electricidad desde las 08:00 hasta las 20:00 horas todos los días de la semana incluidos los días festivos, durante la vigencia del contrato en el que la electricidad es entregada a la red de alta tensión de los holandeses.
Generación de contratos	- 6 meses (Dutch Power Peak Load/ Futuro mensual) - 7 trimestres (Dutch Power Peak Load/ Futuro Trimestral) - 6 años completos (Dutch Power Peak Load/ Futuro Anual)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación último día de negociación	0,01 EUR por MWh multiplicado por el volumen de contrato El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato, el activo subyacente es la entrega física de electricidad desde las 08:00 am hasta las 20:00 pmtodos los días de la semanas, los contratos se desde 6 meses hasta 6 años. El precio

mínimo de fluctuación, es de EUR \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

5.2.6 POWERNEXT

Tabla 5.26: Futuro Base Phelix con Diferentes periodos de entrega

Característica	Descripción
Activo Subyacente	índice basado en el valor promedio de todos los precios de la subasta de los contratos negociados cada hora en el Mercado EPEX SPOT entre las 12:00a.m. y 12:00 pm todos los días del período de entrega correspondiente.
Generación de contratos	- 33 días (Base Phelix / Futuro Día) - 4 fines de semana (Base Phelix / Futuro Fin de semana) - 4 semanas (Base Phelix / Futuro Semana) - 9 meses (Base Phelix /Futuro mes) - 11 trimestres (Base Phelix / Futuro Trimestre) - 6 años (Base Phelix /Futuro Año)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 por MWh multiplicado por el volumen de contrato
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato de futuros, el activo subyacente es el índice de precios subastados en EPEX SPOT entre las 12:00 am y las 12:00 pm, los intervalos de generación de contratos varían desde 33 días hasta 6 años. El precio mínimo de fluctuación es de \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

EEX

Tabla 5.27: Futuro Peak Phelix con diferentes periodos de entrega

Característica	Descripción
Activo Subyacente	índice basado en el valor promedio de todos los precios de la subasta de los contratos negociados cada hora en el Mercado EPEX SPOT entre las 8:00a.m. y 8:00 pm todos los días del período de entrega correspondiente.
Generación de contratos	- 33 días (Base Phelix / Futuro Día) - 33 días (Phelix Peak / Futuro Día) - 4 fines de semana (Phelix Peak / Futuro Fin de semana) - 4 semanas (Phelix Peak / Futuro Semana) - 9 meses (Phelix Peak /Futuro mes) - 11 trimestres (Phelix Peak / Futuro Trimestre) - 6 años (Phelix Peak/Futuro Año)
Volumen	El volumen del contrato se calcula con base al número de días y a la cantidad diaria a ser entregada.
Precio mínimo de fluctuación	0,01 por MWh multiplicado por el volumen de contrato
último día de negociación	El último día de negociación de Futuros Base Phelix determinado por EEX.

En este contrato de futuros, el activo subyacente es el índice de precios subastados en EPEX SPOT entre las 8:00 am y las 8:00 pm, los intervalos de generación de contratos varían desde 33 días hasta 6 años. El precio mínimo de fluctuación es de \$0,01 /MWh multiplicado por el valor del contrato.

5.2.7 DERIVEX

Tabla 5.28: Contrato Futuro de Electricidad Mensual (ELM)

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Precio de electricidad (24 horas)
Tamaño	360.000 Kwh
Generación de contratos	Mensual
Tick de precio	0,05 pesos por kilovatio hora
Método de liquidación	Liquidación financiera
último día de negociación	último día hábil del mes de entrega
Día de vencimiento	Segundo día hábil del mes siguiente al mes de entrega
Precio de liquidación	Promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente mensual
Parámetros de cantidad para la Celebración y Registro	Cantidad máxima para ingresar una orden 2000 contratos. Se podrá solicitar el registro de operaciones por una cantidad mínima de un (1) contrato
Parámetro de barrido	300 ticks

En este contrato de futuros, el activo subyacente es el precio de la electricidad registrado en la bolsa de valores BVC(24 horas), el tamaño del contrato es de 360.000 KW/h, el precio mínimo de fluctuación es de \$ 0.05 pesos por KW/h y la forma de liquidación es financiera (por diferencias). Este es el contrato que más se transa en este mercado.

Tabla 5.29: Contrato Mini de Futuro de Electricidad Mensual (ELM)

Característica	Descripción
Activo Subyacente	Precio de electricidad (24 horas)
Tamaño	10.000 Kwh
Generación de contratos	Mensual
Tick de precio	0,05 pesos por kilovatio hora
Método de liquidación	Liquidación financiera
último día de negociación	último día hábil del mes de entrega
Día de vencimiento	Segundo día hábil del mes siguiente al mes de entrega
Precio de liquidación	Promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente mensual
Parámetros de cantidad para la Celebración y Registro	Cantidad máxima para ingresar una orden 2000 contratos. Se podrá solicitar el registro de operaciones por una cantidad mínima de un (1) contrato
Parámetro de barrido	300 ticks

En este contrato de futuros, la única diferencia del contrato anterior es el tamaño del contrato (10.000 KW/h). La forma de liquidación, el activo subyacente y las demás características son las mismas del contrato de (360.000 KW/h).

5.3 P3. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de formación de precios?

5.3.1 PJM

En primer lugar, se debe aclarar que los precios de la electricidad poseen cierta volatilidad y otras propiedades sistemáticas que se pueden caracterizar por el tipo y método de suministro. Estas propiedades pueden ser utilizadas por las empresas en la formulación de su demanda óptima y

en los horarios de suministro de electricidad (Namakura, 2006). El mercado PJM utiliza precios de localización marginal (LMP), que reflejan el valor de la electricidad en el lugar y hora de la entrega. Si la electricidad de menor precio puede llegar a todos los lugares, los precios son los mismos en toda la red (PJM, 2012a). Por el contrario, cuando hay congestión en la transmisión, la electricidad no puede fluir libremente a ciertos lugares. En ese caso, el precio de localización marginal (LMP) es mayor en esos lugares (PJM, 2012a).

En el mercado diario los (LMP) se calculan para el próximo día de funcionamiento, tomando como base la oferta, la demanda y la programación de operaciones bilaterales (PJM, 2012a). En el mercado en tiempo real (Mercado Spot), los (LMP) se calculan cada cinco minutos, tomando como base las condiciones reales de la red de operación (PJM, 2012a). El operador PJM- ISO, para poder realizar una adecuada gestión de los requerimientos de electricidad y facturación, requiere el siguiente conjunto de datos (Ott, 2003):

- El modelo exacto de las condiciones de funcionamiento reales que existen en la red eléctrica
- La descripción completa de todas las transacciones con el exterior
- La lista de restricciones de transmisión
- Las instrucciones de despacho económico

5.3.2 EEX & POWERNEXT

En días sin cotización en un contrato determinado, el precio de liquidación es establecido mediante el uso del llamado Chief Trader Procedure. En este, EEX solicita a cada miembro del mercado que establezca un posible precio del futuro. El precio de liquidación final es calculado por EEX como una aproximación bajo consideraciones de restricciones especiales (Pietz, 2009). La determinación de los precios de liquidación al final de la negociación toma en cuenta los siguientes aspectos:

Precio de liquidación: Corresponde al último precio negociado en el mercado en función del volumen de negociación y el tiempo de negociación en la última media hora.

Promedio de Valores: Chief Trader Procedure. Cada miembro propone posibles precios de los futuros sobre una base diaria. Al final, como se mencionó anteriormente, EEX calcula la media aritmética de los valores recibidos para obtener el precio final de liquidación.

Los precios de liquidación final, deben estar entre el mejor precio estipulado por los agentes participantes y el mejor precio ofertado por los generadores al final de la negociación, los cuales deben estar libres de arbitraje. Respecto al mercado Francés Powernext, el precio de liquidación final ya está establecido según los procedimientos establecidos en este mercado, el cual corresponde al MCP multiplicado por el volumen del contrato. LCH Clearnet S.A es la contraparte central, la cual brinda la seguridad financiera a las transacciones que se realizan en este y es la responsable de recolectar los pagos de los compradores y distribuirlos a los vendedores (Singh, 2009)

5.3.3 Nord Pool

Todas las mañanas los participantes de Nord Pool envían los pedidos para la subasta del día siguiente. En efecto, cada orden especifica el volumen en MWh /h que un agente participante

está dispuesto a comprar o vender a los niveles de precios específicos (EUR / MWh) por cada hora individual en el día siguiente(Nord Pool, 2013b). Al acercarse las 12:00 m, todas las órdenes de compra y venta realizadas por los agentes se agregan en dos curvas para cada hora de entrega, una curva de demanda agregada y una curva de oferta agregada (Nord Pool, 2013b). El precio del sistema por cada hora está determinado por la intersección de la oferta agregada y la curva de demanda que representan todas las ofertas y demandas de la región nórdica (Nord Pool, 2013b). El precio que el sistema indica es un precio de equilibrio de mercado sin restricciones, ya que las capacidades de negociación entre las áreas a ser licitadas no se han tenido en cuenta en la búsqueda de este precio (Nord Pool, 2013b). En Nord Pool, la mayoría de los modelos de contratos financieros que se comercializan utilizan el sistema de precios de la bolsa como precio de referencia. También hay contratos atípicos financieros con referencia a los precios de área específicos (Nord Pool, 2013b)

El mercado Nord Pool está constituido por dos mercados: Elspot y Eltermin. En el mercado Elspot los comerciantes pueden presentar ofertas de compra o venta de electricidad que esperan producir o consumir durante todas las horas del día siguiente (Kristiansen, 2007). El precio del sistema (precio Spot) está determinado por el punto de intersección de las curvas de oferta y demanda agregada (Kristiansen, 2007). Cabe anotar que, el sistema de precios es el precio independiente de las limitaciones de transmisión, es decir, es el precio sin restricciones y a su vez es el precio al contado para el mercado nórdico común (Kristiansen, 2007). Por otra parte, el mercado Eltermin es netamente financiero, se divide en los mercados de futuros y forwards. En éste se lleva a cabo la liquidación en efectivo de un volumen determinado de electricidad a un precio y a una fecha acordada con anterioridad (Kristiansen, 2007).

5.3.4 APX-ENDEX

En este mercado, APX-ENDEX establece los precios de referencia y liquidación de todos los contratos que se negocian en los mercados de futuros, los cuales se establecen con base a los pedidos y/o operaciones ejecutadas. (APX ENDEX, 2012a). En los mercados de Futuros los precios se hacen con la metodología de Arbitraje libre, con el fin de garantizar un proceso seguro de ajuste de márgenes en la cámara de compensación (APX ENDEX, 2012a). Por otra parte, el precio spot se calcula de la siguiente manera:

1. Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad (modificación de su disponibilidad durante la operación), con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía (PUC, 2011)
2. El Precio en la Bolsa de Energía, se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad (PUC, 2011)

5.3.5 DERIVEX

En el mercado de derivados colombiano DERIVEX en todo el periodo de negociación se hace marking to market con respecto al precio de liquidación del contrato de futuro que determine la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC) (Derivex, 2012a). Además, los contratos de futuros serán negociados por un período de trece meses, doce meses antes del mes de expiración

y durante el mes de expiración hasta el último día hábil (Derivex, 2012a). Para terminar, la liquidación final del contrato se hace efectiva el segundo día hábil del mes siguiente al mes de expiración correspondiente con una liquidación financiera por diferencias con respecto al precio de liquidación al vencimiento, cuyo cálculo incluye hasta el precio del subyacente del último día del mes de expiración (Derivex, 2012a). Por su parte, la bolsa de valores de Colombia BVC que funciona bajo el mecanismo de precio marginal en el corto plazo, minimiza el costo de la generación para atender el mercado (Cuadros, 2012)

En la bolsa de valores BVC, la electricidad es asignada entre los generadores por orden de menor a mayor costo variable. Por su parte, los agentes generadores hacen ofertas del precio al cual están dispuestos a vender. El despacho de los generadores se hace por orden, hasta que se llegue un balance entre la cantidad demandada y la ofertada (Cuadros, 2012). Por otra parte, en el mercado diario el día anterior al de la entrega, tanto compradores como vendedores realizan intercambios de electricidad para cada una de las horas del día siguiente, presentando sus ofertas y demandas ante XM, el cual construye las curvas de oferta y demanda y determina el precio para cada hora del día siguiente (Cuadros, 2012). Finalmente, el precio diario de la bolsa es el promedio aritmético ponderado de los precios registrados durante las 24 horas del día (Cuadros, 2012). Además, en el mercado a plazos el precio del mercado depende de las expectativas de los agentes acerca del precio del mercado diario, por ende los factores que influyen sobre el precio del mercado a plazo son similares a los que influyen sobre el precio del mercado diario (Cuadros, 2012)

5.4 P4. ¿Cuáles son las características de los mecanismos de gestión de la congestión?

En primer lugar, se debe aclarar que la gestión de la congestión es una de las principales tareas realizadas por los operadores del sistema para garantizar el funcionamiento del sistema de transmisión dentro de los límites operativos establecidos (Kumar & Srivastava, 2005). En la actualidad, en los mercados de electricidad de potencia emergente, la gestión de la congestión se vuelve extremadamente importante, ya que esta puede imponer una barrera para el comercio de electricidad (Kumar & Srivastava, 2005). Según Kumar & Srivastava (2005), existen tres formas para gestionar la congestión en los mercados desregulados de electricidad a nivel mundial. La primera forma se basa en la optimización centralizada, la cual utiliza un programa de flujo de potencia óptima o medidas de control establecidas por el operador del sistema. La segunda forma, se basa en el uso de señales de precios en el mercado Ex Ante, programando las salidas del generador antes de la operación en tiempo real de salida (Srivastava, 2005). La tercera y última forma busca controlar la congestión, al permitir o denegar acuerdos bilaterales de transmisión entre un productor y un consumidor, basado en el efecto de la operación en la transmisión (Srivastava, 2005).

5.4.1 PJM

En el mercado PJM (Pennsylvania, New Jersey y Maryland), los precios nodales son utilizados como mecanismos para la gestión de la congestión (Huang & Bompard, 2011). Estos precios también son conocidos como precios marginales de localización (LMP), los cuales varían de acuerdo a su ubicación geográfica. Los (LMP) varían en función de los apagones, los cortes del generador y los cambios en la demanda de electricidad (Huang & Bompard, 2011). Los (LMP), transfieren a los generadores y a los consumidores los costos de congestión en las líneas,

utilizando un sistema de monitoreo (Cruz, 2001). En el mercado PJM (Pennsylvania, New Jersey y Maryland), el operador de mercado PJM-ISO gestiona el despacho de electricidad en el mercado centralizado en cada una de las horas comprendidas en el intervalo de tiempo programado (Kumar & Srivastava, 2005). En el mercado centralizado, los precios nodales se calculan de acuerdo a las limitaciones específicas. Se debe enfatizar que, durante la congestión, cada nodo corresponde a una zona con su respectivo precio zonal (Kumar & Srivastava, 2005).

5.4.2 EEX & POWERNEXT

En el mercado alemán EEX y en el mercado francés Powernext, la gestión de la congestión es realizada por EMCC GmbH (Sociedad Europea de acoplamiento) (EEX, 2013a). EMCC gestiona la congestión de las redes de transmisión eléctrica por medio de (Market coupling) (Asociación de mercados) (EEX, 2013a). Por definición, (Market Coupling) hace referencia al uso de subastas implícitas entre dos o más bolsas de energía (PX). Cabe resaltar que, (Market coupling) en la práctica puede ser implementada de varias formas. El plan de mercado ajustado elaborado por EMCC recibe el nombre de “Acoplamiento ajustado” (EMCC GmbH, 2013a). Además, gracias a (Market coupling) se puede gestionar la congestión del día anterior, lo que conlleva a una utilización más eficiente de las actuales interconexiones transfronterizas europeas (EMCC GmbH, 2013a). Por lo tanto, EMCC realiza una función de servicio que beneficia a todos los participantes del mercado, incluyendo al consumidor final (EMCC GmbH, 2013a).

5.4.3 Nord Pool

Actualmente, en el mercado Nord Pool existen dos métodos utilizados para la gestión de la congestión: Fijación de precios para inter-zonas y contadores de compras para intra zonas (Kumar & Srivastava, 2005). En el primero, el sistema simplemente está dividido en zonas de precios. Por su parte, el contador de compras consiste en la restricción de algunos generadores en la red con relación a la ubicación donde se presenta la congestión (Kumar & Srivastava, 2005). Se debe enfatizar que, en Noruega y en las interconexiones entre la frontera de los países nórdicos la gestión de la congestión se realiza con modelos de fijación de precios, mientras que en Suecia, Finlandia y Dinamarca se utilizan contadores de compras (Kristiansen, 2004). En el modelo de fijación de precios por zona, los agentes tienen que pagar una tarifa de congestión a la TSO (Transmission System Operators), mientras que con los contadores de compras, la TSO reprograma las ofertas de los generadores hacia arriba y hacia abajo, es decir, en ambos lados del cuello de botella, para que los agentes del mercado vean un único precio (Kristiansen, 2004)

Tabla 5.30: Métodos de gestión de la congestión en Nord Pool

País	Modelo de Precios de área	Contador
Noruega	-Dentro de Noruega dos o más precios zonales cuando sea necesario. -En el límite de las interconexiones entre los países nórdicos.	Precios Zonales
Suecia	-En el límite de las interconexiones entre los países nórdicos	Dentro de Finlandia
Finlandia	-En el límite de las interconexiones entre los países nórdicos	Dentro de Suecia
Dinamarca	-Dentro de Dinamarca dos o más precios zonales cuando sea necesario - En el límite de las interconexiones entre los países nórdicos.	Precios Zonales

5.4.4 CME

En CME la congestión ocurre cuando la red de transmisión es incapaz de dar cabida a todas las transacciones deseadas debido a una violación de los límites operativos del sistema (Kumar & Srivastava, 2004). Los TCCs (Transmission Congestion Contracts), son los mecanismos utilizados para gestionar la congestión de la transmisión en este mercado, los cuales son arreglos financieros por lo general realizados por un cliente mayorista y un alto volumen de clientes al por menor, los cuales actúan como una póliza de seguro contra el aumento de los costos de energía o la falta de disponibilidad que podría resultar de la congestión en la transmisión (Oren, 2003). Se debe aclarar que, los derechos financieros de transmisión FTRs y los TCCs tienen algunas características similares, pero no son idénticos. Las principales similitudes y diferencias se detallan en la tabla 5.31 :

Tabla 5.31: Similitudes y Diferencias entre TCCs y FTRs

Similitudes	Diferencias
-Ambos son derechos financieros para protegerse contra la congestión.	-En los TCCs no se requieren subastas
-Existen contratos de transmisión convertidos a estos derechos.	-En los TCCs no se requieren derechos de venta
-Son efectivos por cada hora o por un período de tiempo fijo (Mes o más)	

Los TCCs funcionan como un sistema de fijación de precios a corto plazo, basado en los precios de ubicación. En estos un operador independiente del sistema (ISO) determina los precios de localización basados en el envío real y en las ofertas de los usuarios del sistema, y/o compra y vende energía a estos precios o cargos, tomando como base el diferencial de ubicación de estos precios para la transmisión de electricidad de un lugar a otro (Hogan, 2000).

5.4.5 APX-ENDEX

En el mercado de Inglaterra y Wales en la etapa de re-despacho de la congestión, todas las limitaciones del sistema son analizadas y cada una es considerada como una zona de congestión. Las cargas no participan en la gestión de la congestión. Cuando se presentan congestión en las redes de transmisión, los generadores son re-despachados por la ISO y pueden recibir compensaciones económicas o físicas (entrega de electricidad sin ningún costo) por la congestión (Kumar & Srivastava, 2005). La tasa de congestión adicional se distribuye entre los consumidores. Los generadores que son seleccionados para aliviar la congestión en la transmisión están obligados a hacerlo independientemente de sus precios de oferta. El mercado de energía local, también es utilizado actualmente en el mercado APX-ENDEX para la gestión de la congestión (Kumar & Srivastava, 2005).

5.4.6 DERIVEX

En DERIVEX, la gestión de la congestión es realizada por XM (Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP), la cual analiza el comportamiento de la red eléctrica, en estado normal y frente a contingencias, inmediatamente después de generar la programación diaria (PUUC, 2013). XM carga al software de simulación de la red (Power Factory) el despacho obtenido a través de métodos de optimización matemáticos y verifica que las capacidades del sistema de transmisión no sean vulnerados, tanto en operación normal y ante contingencias. En el caso

de que las capacidades de transmisión hayan sido violadas, se opta por reducir generación para llevar la sobrecarga a porcentajes permitidos (PUC, 2013). En definitiva, la gestión de la congestión realizada por XM considera: el despacho de generación, los modelos de optimización, modelos de análisis eléctricos de seguridad para establecer limitaciones de generación (límites de corte) y para mitigar la congestión del sistema de transmisión (PUC, 2013)

5.5 P5. ¿Cuáles son las principales reglas de operación?

5.5.1 PJM

Según el manual de reglas de operación PJM InSchedule, 2012. Las principales reglas de operación de PJM son:

- Los valores de los contratos deben ser presentados en MWh. La cantidad mínima es de un kWh.
- PJM es el encargado de ejecutar el software de equilibrio del mercado el día anterior, para determinar los calendarios de entrega por hora y los precios marginales de localización (LMP) para el mercado diario.
- Cuando PJM abre el período de oferta de mercado equilibrado, durante este tiempo los participantes pueden presentar ofertas revisadas de recursos que no fueron considerados en el mercado day-ahead.
- En el perfil de cada participante en el mercado se especificará las zonas de transmisión o agregados para los que el participante es elegible para presentar ofertas de demanda.
- Los compradores pueden presentar cantidades de demanda horaria para la que se comprometen a comprar electricidad a precios del día siguiente al consumo, en el siguiente Día de Operaciones.
- Todos los contratos deberán ser confirmados por ambas partes en un acuerdo.
- Los contratos podrán establecerse con confirmación de horario dual o unilateral.
- Bajo un doble contrato, todos los programas deberán ser confirmados por ambas partes. En un contrato unilateral, una de las partes (el comprador o el vendedor) da derechos de confirmación a todos los programas de energía entre las partes.
- Los contratos no se pueden crear con una fecha de inicio más temprana que el día hábil anterior a la hora de inicio del contrato.
- Los campos de datos de fuentes y sumideros deben asignarse como el punto de recepción de la energía y el punto de entrega de la energía.
- PJM no es responsable de la vigilancia de contratos para asegurar el cumplimiento de acuerdos.
- Los términos de todos los contratos son las responsabilidades de las partes involucradas.
- Se pueden introducir múltiples horarios para un contrato.
- Los horarios no pueden introducirse más de un año por adelantado.
- Los horarios pueden introducirse en incrementos de 0,001 MWh.
- Todos los programas deben introducirse en los plazos especificados.

5.5.2 EEX

Es necesario señalar que, el mercado alemán EEX es un mercado totalmente electrónico. Este cuenta con una plataforma para la celebración de operaciones al contado y otra para las operaciones de derivados. (EEX, 2012a). El Consejo de Administración tiene derecho a interrumpir temporalmente el acceso a los sistemas de negociación EEX para uno o todos los submercados o para uno o todos los participantes, siempre que sea necesario por razones técnicas. Además, toma la decisión de la revocación de la interrupción. (EEX, 2012a).

Según el manual de reglas de operación EEX, 2012. Las principales reglas de operación de EEX son:

- El Consejo de Administración está facultado para autorizar el uso de otros métodos de transferencia, e informará a los participantes los cambios por los medios más adecuados.
- Los participantes del mercado deben informar a EEX de inmediato cualquier interrupción que se produzca en los equipos técnicos de los mercados durante las horas de negociación.
- En el caso de presentarse fallas técnicas, EEX o terceros encargados por él serán autorizados a adoptar todas las medidas adecuadas y apropiadas que se requieran para proteger o reanudar la negociación.
- EEX proporciona soporte técnico ilimitado solamente durante el horario laboral. Fuera de las horas de oficina el único apoyo incluye medidas para subsanar los errores técnicos y de control de daños.
- EEX autorizará a terceras personas que no pertenecen al grupo EEX para apoyar a los participantes en el mercado por fuera de horas de oficina. Estos, no tendrán acceso a los datos comerciales de los participantes del mercado ni el derecho de inspección de los mismos.
- EEX, su compañía operadora y empresas del grupo EEX no asumen ninguna responsabilidad por daños resultantes de una interrupción de la operación, como consecuencia de fuerza mayor, la rebelión, actos de guerra, fenómenos naturales u otros eventos como huelgas y cierres patronales.
- EEX, su compañía operadora y empresas del grupo EEX sólo aceptarán la responsabilidad por daños y perjuicios derivados de la utilización de los sistemas de comercio de EEX.

5.5.3 Nord Pool

Según el manual de reglas de operación Nord Pool, 2012. Las principales reglas de operación de Nord Pool son:

- Las entidades participantes que deseen realizar transacciones en los mercados físicos deben entrar en un previo acuerdo con fuentes de energía y ser elegibles como contrapartes conforme a las Reglas de Compensación al comienzo de la cotización en el mercado físico.
- Las entidades que deseen realizar Trading para clientes externos deben participar y ser aprobados como representantes de dichos clientes bajo las Reglas de Compensación del mercado.

- Cada participante deberá en todo momento: ser elegible como contraparte de cada operación, realizar transacciones bajo las Reglas de Compensación; obtener, mantener y cumplir con todas las licencias, autorizaciones y acuerdos requeridos por la ley, y cumplir con sus obligaciones en virtud de las Reglas de Negociación.
- Los participantes y los clientes deben en su propio nombre o a través de un Proveedor haber llegado a un acuerdo sobre la responsabilidad de los ajustes con el TSO (Transmission System Operator). Si este acuerdo se termina o se suspende, el representante participante o cliente deberá informar inmediatamente NPS (Nord Pool Spot).
- NPS (Nord Pool Spot) puede suspender el Participante o cliente y terminar los acuerdos de los participantes.
- NPS (Nord Pool Spot) pueden exigir que un participante proporcione la confirmación de su acuerdo con un Proveedor.

5.5.4 CME

Según el manual de reglas de operación CME, 2012. Las principales reglas de operación de CME son:

- Todas las transacciones realizadas en el Exchange deben realizarse a través de facilidades de cambio, establecidas en las reglas del mercado.
- Todas las operaciones a viva voz, incluyendo difusión y transacciones bilaterales, se efectuarán de manera abierta y competitiva en el lugar designado para la negociación de la transacción.
- Ninguna oferta se especificará a la aceptación de un operador en particular. Las transacciones sólo pueden tener lugar al mejor precio disponible en el mercado a viva voz en el momento en que la negociación se lleve a cabo.
- Es deber de ambos operadores confirmar sus operaciones en cuanto al precio, la cantidad, los productos básicos, el mes del contrato, los miembros compensadores respectivos, el precio de venta y el mes de vencimiento.
- La confirmación se efectuará lo antes posible, pero en ningún caso después de 15 minutos de iniciada la negociación.
- En el mercado electrónico, la totalidad o parte de cualquier demanda u oferta está sujeta a la aceptación inmediata por parte de cualquier operador. Los miembros están obligados a cumplir con todas las pujas u ofertas que no hayan sido retiradas del mercado.
- El precio al que se ejecuta una operación será obligatorio, a menos que dicha negociación se cancele por funcionarios por conformidad de las reglas del mercado.

5.5.5 APX-ENDEX

Según el manual de reglas de operación APX ENDEX, 2012. Las principales reglas de operación de APX ENDEX son:

- El Operador del Mercado de Mercancías deberá notificar a la Cámara de Compensación de todas las principales operaciones que han sido realizadas en el mercado de productos básicos mediante el envío respectivo de una notificación electrónica.

- La Cámara de Compensación no será responsable si una operación principal no está registrada o está incorrectamente registrada en una cuenta de Posición (s) por culpa de un tercero.
- Cualquier contrato de comercio se considerará irrevocablemente registrado en la cámara de Compensación y Liquidación tan pronto como sea registrado en una cuenta de Posición (s).
- Todos los contratos de Comercio en el Sistema de Compensación y Liquidación están registrados a nombre del Miembro registrado en la Cámara de Compensación.
- La Cámara de Compensación actuará como contraparte central para todos los contratos comerciales registrados bajo las condiciones establecidas en el Reglamento de Compensación.
- A menos que se especifique lo contrario en el Libro de Reglas de Compensación, al final del Día Hábil se realizará el intercambio de información con respecto al pago de dinero en efectivo o la entrega de electricidad.

5.5.6 POWERNEXT

Según el manual de reglas de operación POWERNEXT, 2012. Las principales reglas de operación de POWERNEXT son:

- La cámara de compensación LCH Clearnet S.A, efectuará la inscripción de los Contratos Individuales y Powernext validará las operaciones de acuerdo con las reglas del mercado y los términos del contrato.
- En el caso de que un contrato individual que haya sido registrado por LCH Clearnet SA sea posteriormente cancelado de acuerdo con las Reglas del Mercado, el presente Contrato Individual deberá ser invertido por iniciativa de Powernext SA por medio de la creación de un nuevo Contrato Individual con los nombres de las partes que se hayan formulado inicialmente en el contrato individual inicial y en las mismas condiciones.
- Ningún participante tendrá derecho a iniciar la cancelación o rechazo de un Contrato Individual que ya haya sido registrado por LCH Clearnet SA, salvo en los casos expresamente mencionados en las reglas del mercado y, además, LCH Clearnet SA no será responsable de ningún daño derivado de la cancelación del Contrato Individual.
- Hasta que el contrato individual sea registrado por LCH Clearnet SA, las obligaciones derivadas de este Contrato Individual permanecerán como obligaciones jurídicas entre el vendedor y el comprador que actúa por cuenta propia o por cuenta de un Miembro del Mercado.

5.5.7 DERIVEX

Según el manual de reglas de operación DERIVEX, 2012. Las principales reglas de operación de DERIVEX son:

- Derivex podrá adoptar las medidas que estime necesarias para corregir o subsanar las irregularidades detectadas, quedando facultada para suspender o realizar cierres forzados de las sesiones, subsesiones y/o etapas y anular una o varias Operaciones.

- Derivex podrá eliminar órdenes activas en el Sistema ó suspender la interconexión de sistemas.
- Derivex establecerá mediante circular los eventos de error material y el procedimiento a seguir para la anulación de las Operaciones.
- Derivex generará los precios de cierre de los contratos de acuerdo con los criterios y metodologías que se definan mediante circular, con el fin de proteger la integridad y la estabilidad del Mercado.
- Derivex podrá redefinir el precio de una o varias Operaciones celebradas en el Sistema, bajo los criterios y procedimientos establecidos para modificación de Operaciones.
- Cuando se presenten circunstancias de fuerza mayor o hechos que produzcan o puedan producir graves alteraciones en el Mercado, Derivex estará facultada para suspender temporalmente la realización de Operaciones sobre uno o varios tipos de contratos o sobre la totalidad del Mercado.
- Derivex podrá ampliar de oficio el horario de una o varias sesiones del Sistema, subsesiones y/o etapas, si dicha ampliación fuere necesaria para garantizar el ordenado desarrollo de la negociación y el registro de Operaciones y garantizar la transparencia y estabilidad del Mercado, habiéndose declarado o no el estado de contingencia.
- La suspensión del Mercado en ningún caso supondrá limitación alguna a los derechos o facultades que la CRCC ostente respecto de los Miembros, en relación con el cumplimiento de sus Operaciones y de las obligaciones que tengan para con ella.
- Derivex guardará y protegerá la confidencialidad sobre los datos referidos a la identidad de los Operadores, a los Miembros y a las Operaciones que se celebren o se registren en el Sistema.
- Derivex suministrará la información a los entes de control y autoridades competentes que tengan capacidad legal para exigirlos de conformidad con las normas vigentes, y a los organismos de autorregulación en desarrollo de sus funciones legales y reglamentarias.
- Derivex remitirá a las entidades que forman parte de los sistemas de compensación y liquidación, la información que éstos requieran para el cumplimiento de las Operaciones.

5.6 P6. ¿Cuáles son las semejanzas y diferencias entre los mercados de Derivados eléctricos y los de commodities?

Un commodity es un producto físico, es todo lo que se puede tocar, ver, sentir o escuchar, es todo lo que hay a nuestro alrededor, sin embargo no todos los commodities son negociables (Fontanills, 2007). En la actualidad, los mercados de derivados son los lugares donde inversionistas y empresarios recurren para administrar el riesgo en todas las principales clases de activos: tasas de interés, índices de títulos de renta variable, divisas, electricidad, materias primas agrícolas, metales y productos de inversión alternativos, tales como futuros climáticos e inmobiliarios (CME, 2008). Estos mercados, proporcionan a los agentes participantes instrumentos y herramientas para que se protejan de las volatilidades de los precios y puedan así alcanzar sus metas financieras. Además, las Cámaras de Compensación existentes en estos mercados, garantizan la solvencia de cada transacción que se realiza en los mismos (CME, 2008).

Por su parte, los mercados de derivados de electricidad permiten proteger a los agentes participantes de la volatilidad de los precios de la misma. Estos mercados reúnen a una comunidad grande y diversa de participantes, desde compradores y vendedores que intentan protegerse de los riesgos de precios hasta inversionistas que buscan oportunidades de inversión (CME, 2010).

Por otra parte, los mercados de derivados de commodities (Mercancías), permiten negociar una variedad de granos, oleaginosas, ganado, productos lácteos, madera, oro, entre otros. Estos productos ofrecen liquidez y transparencia en la fijación de precios a los participantes en mercados regulados centralizados y ofrecen igualdad de acceso para todos (CME, 2008).

En definitiva, el proceso de negociación de un commodity se realiza en las principales bolsas de comercio en el mundo o en mercados computarizados, los cuales son los medios predominantes utilizados para la comercialización de productos básicos en la actualidad (Fontanills, 2007)

En la tabla 5.32, se presentan los commodities que se negocian en los principales mercados de derivados de EEUU y el mundo:

Tabla 5.32: Mercados de Futuros de Productos Básicos en EEUU y el Mundo

Commodity	Mercado
Trigo, maíz, soya y plata	CBOT
Cerdos, panceta de cerdo, madera, oro	CME
Algodón y Arroz	CRCE
Cacao, azúcar y café	CSCE
Trigo, jarabe de maíz, jugo de naranja	MGE- NYCE - NYMEX
Petróleo, petróleo crudo, gasolina calefacción y gas propano	NYMEX-HKEX-PBOT-IPE
Metales	NYMEX-LME-COMEX
Electricidad	NYMEX- MGEX- NORDPOOL-EEX- APX-POWERNEXT

En la tabla 5.33, se presentan las principales semejanzas y diferencias entre electricidad y commodities:

Tabla 5.33: Electricidad Vs Commodities

Electricidad	Commodities
No es almacenable una vez producida	Son almacenables una vez producidos (Mercancías)
La oferta y la demanda deben ser iguales en el tiempo	La oferta y la demanda no tienen que ser iguales en el tiempo
Todo lo que se produce se consume	No todo lo que se produce se consume
No es sustituible en el corto plazo (inelástica)	Son sustituibles en el corto plazo (elástico)
No puede ser revendida un número limitado de veces.	Pueden ser revendidos un número limitado de veces.

En la tabla 5.34, se presentan las principales diferencias entre los mercados de derivados eléctricos y los de commodities:

Tabla 5.34: Diferencias. Mercados de Derivados de Electricidad y Commodities

Diferencias
Los precios de los contratos de commodities incluyen almacenaje, transporte
Los contratos de commodities tienen un vencimiento y una entrega prefijada para cada tipo de materia prima
Las opciones de commodities tienen establecidos intervalos de variación de precios.
Los contratos de futuros y opciones de electricidad presentan variaciones en horas pico o por fuera de ellas.
Los contratos de futuros y opciones de electricidad se negocian en MWh, los commodities se negocian en toneladas, barriles, etc

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La mejor herramienta para mitigar riesgo asociado a la alta volatilidad de los precios de la electricidad en los mercados PJM, EEX; Derivex, Nord Pool, APX ENDEX, CME y POWERNEXT es la celebración de contratos derivados, especialmente Futuros, los cuales se transan en mercados organizados en donde la existencia de las cámaras de compensación garantizan el cumplimiento financiero de todas las operaciones realizadas, al exigirle un depósito de margen a las partes interesadas, por ende, son la mejor herramienta para mitigar el riesgo de contraparte, ya que estas asumen el rol de comprador de todo vendedor y viceversa en caso de presentarse incumplimientos entre las partes.

Existe un portafolio diversificado de contratos de Futuros de electricidad en cada uno de los mercados analizados en este trabajo, especialmente en los mercados PJM, CME y APX ENDEX. Estos poseen la gran ventaja de estar estandarizados, los precios por MW/h se determinan hoy y la entrega y el pago se hacen en el futuro en una fecha determinada. En resumen, entre las principales ventajas de esta clase de contratos, vale la pena resaltar la seguridad, porque se negocian en mercados organizados que cuentan con mayor liquidez y con la existencia de las Cámaras de Compensación, en el caso colombiano la CRCC (Cámara de Riesgo Central de Contraparte). Por otra parte, entre las principales desventajas encontramos la pérdida del costo de oportunidad y que tienen margen de cobertura, la cual es una cantidad considerable de fondos retenidos sobre el valor del contrato, lo que puede generar que algunos compradores opten por adquirir contratos forward de electricidad en mercados OTC (Over the Counter).

Los contratos forward se transan principalmente en los mercados PJM, CME y Nord Pool, no están estandarizados a diferencia de los contratos de Futuros, no se ajustan al mercado diariamente y por lo general se realiza la entrega física de la electricidad. Entre las principales ventajas de esta clase de contratos es que pueden hacerse a la medida de las necesidades, estipulando la cantidad en MW/h, el precio y el momento de entrega. Su principal desventaja es la existencia del riesgo de incumplimiento, debido a la no existencia de las Cámaras de Compensación y riesgo de liquidez, además los precios de los forward de electricidad cambian de acuerdo a la fecha de ejecución.

Las opciones de electricidad se transan en los mercados PJM, EEX, Nord Pool y CME. En las opciones Call el comprador tiene la opción más no la obligación, de comprar una cantidad específica de electricidad (MW/h) en un cierto momento futuro a un precio determinado. En las opciones Put, el comprador tiene la opción, más no la obligación, de vender una cantidad específica de electricidad (MW/h) en cierto momento futuro por un cierto precio determinado. En el mercado PJM y CME se transan opciones Americanas y Europeas, a diferencia del mercado EEX y Nord Pool donde todas las opciones que se transan son Europeas, las cuales solo pueden ser ejercidas al vencimiento. las principales ventajas de esta clase de contratos es que cuentan

con mayor liquidez y seguridad, ya que permite a los agentes cubrirse del riesgo generado por la variación del precio de la electricidad. Por su parte, su principal desventaja es que exigen una prima y su valoración es compleja, ya que se debe compensar el riesgo asociado a la posición corta (Vendedor) y estar asociado a la cantidad que está dispuesto a pagar la posición larga (Comprador).

La gestión de la congestión es una de las principales tareas realizadas por los operadores de los mercados de electricidad para garantizar el funcionamiento del sistema de transmisión dentro de los límites establecidos. Debido a lo anterior, realizar una adecuada gestión de la congestión es una tarea de vital importancia, ya que esta puede imponer una barrera para el comercio de electricidad. Los mercados considerados en esta investigación, utilizan diferentes mecanismos de gestión de la congestión. En el caso de los mercados PJM y CME que utilizan precios nodales, difieren enormemente del mecanismo utilizado en los mercados Nord Pool, APX ENDEX y DERIVEX precios zonales. Los precios nodales hacen referencia a los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en un nodo determinado. Estos costos consideran, los costos marginales de las pérdidas del sistema de transmisión y el costo extra de generación, en caso de existir congestión. En efecto, los precios nodales están en función de las características de la red de transmisión y envían señales de localización a los usuarios generadores y a los grandes consumidores

En los mercados APX-ENDEX, DERIVEX y Nord Pool, se tiene un precio único para todo el sistema, es decir, no existen diferencias de precios entre los nodos. Este sistema resulta adecuado cuando se tiene una red robusta donde no existan problemas estructurales de congestión. Los precios zonales consisten en la utilización de un precio único de mercado, salvo para aquellos casos en los que se producen restricciones sistemáticas entre zonas como es el caso de Suecia y Finlandia en el mercado de los países nórdicos (Nord Pool), para las que se aplican precios diferenciados. Para el caso de los otros dos países que componen el mercado de los países Nórdicos (Dinamarca y Noruega), el sistema simplemente está dividido en zonas de precios.

Los precios zonales buscan que los generadores se localicen dentro de las zonas que registran altos precios de la electricidad y enfocarse en el alivio de las restricciones de flujo en las interfaces interzonales. La principal desventaja de los precios nodales es que varían constantemente, por lo que su implementación puede ser compleja en mercados europeos, especialmente en Nord Pool que abarca una extensión considerable de países y existen restricciones para algunos generadores a la red. En los mercados europeos los precios zonales resultan ser los más adecuados de implementar, ya que sólo con agrupar zonas que presenten igualdad de precios, se reducen considerablemente el número de operaciones para calcularlos. Sin embargo, los precios zonales pueden producir incompatibilidades en mercados al contado (spot) y solo se pueden aplicar en mercados descentralizados, a diferencia de los precios nodales que se establecen en mercados centralizados tipo Pool como el mercado PJM, además de que pueden ser aplicables a cualquier tipo de red interconectada.

El mercado alemán EEX y el francés POWERNEXT, utilizan el llamado "Market Coupling" en la gestión de la congestión, este consiste en la realización de subastas implícitas, lo que contribuye a la optimización del proceso de asignación de la capacidad transfronteriza entre ambos mercados, considerando los pedidos de los mismos. En este mecanismo, los mercados no reciben asignaciones sobre la capacidad de entrega de electricidad transfronteriza, pero sí reciben una oferta de electricidad en su mercado. Ambos mercados utilizan la capacidad de transmisión transfronteriza disponible para minimizar la diferencia de precio entre dos o más áreas. Este

mecanismo maximiza el bienestar social, evita divisiones artificiales entre los mercados y sirve de señal de precio para la inversión en la capacidad de transporte transfronterizo.

Los mecanismos de formación de precios "Ex-Ante" y "Ex-Post" hacen referencia al antes y al después del periodo de funcionamiento. En el primero, el establecimiento del precio de la electricidad se realiza de una manera planificada, considerando externalidades y contingencias. El segundo podría decirse que se establece a ciegas con la esperanza de obtener resultados positivos. Los precios Ex Ante son generados en tiempo real y son consistentes con el conjunto de instrucciones de envío que contribuyen a la minimización de costos. Estos precios se fijan a niveles tal que permitan incentivar a los generadores. En los mercados PJM, CME y DERIVEX que cuentan con mecanismos de formación de precios Ex Ante, las centrales de despacho tienen la posibilidad a diferencia de los mercados Ex Post, de considerar externalidades que se estén presentando antes de establecer un precio definitivo para el siguiente día de operación.

En los mercados EEX, POWERNEXT, APX ENDEX y Nord Pool que cuentan con mecanismos de formación de precios Ex Post, los precios se calculan después del periodo de funcionamiento (a posteriori), tomando como base los flujos reales de salida. Como se puede ver, este mecanismo de formación de precios se presenta principalmente en mercados europeos, lo que indica que los precios de la electricidad en estos mercados no son fáciles de pronosticar con exactitud con solo considerar externalidades, por lo que las centrales de despacho establecen el precio de la electricidad a criterio personal esperando obtener resultados favorables que favorezcan e incentiven a los generadores.

Considerando la electricidad como un commodity, se puede afirmar que los mercados de electricidad están entre los más complejos entre los mercados de commodities debido a la gran cantidad de restricciones físicas, en los volúmenes de transferencia, y en la disparidad que se presenta entre la oferta y la demanda. Sin embargo, las clases de contratos que se negocian en estos mercados (Futuros, Opciones y Forwards) presentan semejanzas en su forma de negociación, independientemente de que la electricidad se negocie en (MW/h) y los commodities en toneladas, barriles, acres, etc, además en ambas clases de mercados los contratos pueden ser revendidos o se puede esperar su vencimiento.

Entre las principales diferencias que se presentan entre los mercados de electricidad y los de commodities, se debe resaltar que los contratos de futuros y opciones de electricidad presentan variaciones en horas pico o por fuera de ellas, a diferencia de los contratos de commodities. Además, los contratos de commodities incluyen almacenaje, transporte, etc, los contratos de electricidad no. Por último, los contratos de commodities tienen un vencimiento y una entrega prefijada para cada tipo de materia prima, los de electricidad no.

Las características de los contratos de derivados transados en los mercados analizados en este trabajo poseen características particulares que varían de acuerdo al volumen negociado, al activo subyacente, a los precios mínimos de fluctuación, a la forma de liquidación, etc. En el mercado colombiano (DERIVEX), en la actualidad solo se negocian dos clases de contratos de Futuros, no se negocian forwards ni opciones, lo que lo convierte un mercado incipiente comparado con mercados como PJM, EEX y CME, además, esta puede ser una de las razones principales por las cuales no estén transando en la actualidad, ya que algunos compradores tienen preferencia por contratos que estén diseñados a la medida de sus necesidades (forwards).

7. ANEXOS

Tabla 7.35: Resultados Obtenidos Parte I

Tópico	PJM	EEX	Nord Pool	CME
Tipos de Contratos	Futuros Opciones Forwards	Futuros Opciones	Futuros Opciones Forwards	Futuros opciones Forwards
Formación de precios	Ex Ante	Ex Post	Ex Post	Ex Ante
Mecanismos de Gestión de la Congestión	Precios Nodales	Market Coupling	Precios Zonales	Precios Nodales

Tabla 7.36: Resultados Obtenidos Parte II

Tópico	APX ENDEX	POWERNEXT	DERIVEX
Tipos de Contratos	Futuros	Futuros	Futuros
Formación de precios	Ex Post	Ex Post	Ex Ante
Mecanismos de Gestión de la Congestión	Precios Zonales	Market Coupling	Precios Zonales

8. TRABAJO FUTURO

Se pueden realizar nuevas Revisiones Sistemáticas de Literatura (RSL) en otros mercados de derivados eléctricos que no fueron analizados en este trabajo, abordando las mismas preguntas de investigación u otras según criterios del investigador.

El funcionamiento de los mercados de derivados eléctricos, los ajustes de mercado y el equilibrio en tiempo real, pueden ser objeto de investigación en próximas Revisiones Sistemáticas de Literatura (RSL).

9. BIBLIOGRAFÍA

- Avalors, J. & Mellado, R.(2012). Estructura y funciones de un operador Independiente-Caso PJM. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- APX-ENDEX, (2012a). About us. Available at: <http://www.apxendex.com/about-us/about-us/profile/> [Accedido Noviembre 26, 2012].
- APX-ENDEX, (2012b). Trading Clearing. Available at: <http://www.apxgroup.com/trading-clearing/apx-power-nl/> [Accedido Noviembre 26, 2012].
- APX-ENDEX, (2012c). APX UK. Available at: <http://www.apxgroup.com/trading-clearing/apx-power-uk/> [Accedido Noviembre 26, 2012].
- Amundsen, E. & Bergman, C. (2005). The Nordic Electricity Market: Robust by Design. Amsterdam Elsevier.
- Bowring, J.(2006). The PJM Market. Electricity Market Reform: An International Perspective, Fereidoon P. Sioshansi and Wolfgang Pfaffenberger, eds. Amsterdam: Elsevier, pp.451-476.
- BVC & XM, (2009). Estudio de Factibilidad Nuevo Mercado de Derivados Estandarizados sobre Commodities Eléctricos.
- CME, (2008). Materias Primas: Guía de Auto Estudio Sobre Cobertura con Futuros y Opciones de Granos y Oleaginosas.
- CME, (2012a). About us. <http://www.cmegroup.com/rulebook/files/CMEDefinitions.pdf>. [Accedido Diciembre 12, 2012].
- CME, (2012b). Posicion Limits. <http://www.cmegroup.com/market-regulation/position-limits/>. [Accedido Diciembre 12, 2012].
- CME, (2012c). Risk Management. <http://www.cmegroup.com/clearing/risk-management/>. [Accedido Diciembre 12, 2012].
- CME, (2013a). Trading. <http://www.cmegroup.com/globex/introduction/>. [Accedido Septiembre 19, 2013].

- Cruz, R. (2001). El Modelo De Mercado PJM vs El Modelo Californiano. Available at: <http://web.ing.puc.cl/power/alumno01/pjmc/cal/pjmc.html> [Accedido Marzo 19, 2013].
- Deng, S.J. & Oren, S.S., (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6)pp.940 a 953.
- DERIVEX, (2012a). Productos. <http://www.derivex.com.co/Productos/Paginas/default.aspx> [Accedido Diciembre 16, 2012].
- DERIVEX, (2012b). Normatividad. <http://www.derivex.com.co/Paginas/Normatividad.aspx>. [Accedido Diciembre 16, 2012].
- DERIVEX, (2012c). Organigrama. <http://www.derivex.com.co/QuienesSomos/OrganosConsultivos/Paginas/ComiteTecnicoDelMercado.aspx>. [Accedido Diciembre 16, 2012].
- EEX, (2012a). About us. Available at: <http://www.eex.com/en/EEX> [Accedido Noviembre 26, 2012].
- EEX, (2012b). Rules. Available at:<http://www.eex.com/en/EEX/Rules%20and%20Regulations>. [Accedido Noviembre 26, 2012].
- EEX, (2012c). Products. Available at: <http://www.eex.com/en/EEX/Products%20%26%20Fees>. [Accedido Noviembre 26, 2012].
- Eydeland, A. & Wolyniec, K. (2002). En: *Products and Structures (ed.), Energy and power risk management: New developments in modeling, pricing, and hedging.* pp. 18- New Jersey: John Wiley & Sons, Inc
- EPEX-SPOT, (2012a). About us. Available at: <http://www.epexspot.com/>[Accedido Diciembre , 2012].
- EUREX, (2012a). About us. <http://www.eurexchange.com/exchange-en/about-us/>[Accedido Diciembre 3, 2012].
- EEX, (2013a). Trading. Available at: <http://www.eex.com/en/EEX>. [Accedido Febrero 24, 2013].
- EMCC GmbH, (2013a). Available at: <http://www.marketcoupling.com/market-coupling/concept-of-market-coupling>. [Accedido Agosto 3, 2013]
- FERC, (2012). Financial Transmission and Auction Revenue Rights, Available at: <http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJMStateoftheMarket/2012/2012q1-som-pjm-sec12.pdf> [Accedido agosto 26, 2012].
- Flatabo, N. & Doorman, G., (2003). Experience With the Nord Pool Design and Implementation, Fereidoon, P. Sioshansi and Wolfgang Pfaffenberger, eds. Amsterdam: IEEE, pp.541 a 546.

- Falbo, P. (2012). A new index for electricity spot markets. *Energy Policy*, Vol 38 (1), pp 2739-2750
- Hogan, S. (2000). *A Concurrent Auction Model for Transmission Congestion Contracts*. Harvard University.
- Huang, T & Bompard, E. (2011). Congestion management impacts on bilateral electricity markets under strategic negotiation. *Electric Power Systems Research*, Vol. 81(5), pp 1161 a 1170.
- Hussin, I. Hassan, Y. (2009). *Transmission Congestion Management Assessment in Deregulated Electricity Market*
- ICE, (2012). *Gestión de Riesgos Financieros. Procedimiento, Contratación y Valoración de Derivados Financieros*. (1), pp 10
- ICE, (2012a). About us. Available at: <http://www.grupoice.com/wps/portal/> [Accedido Noviembre 26, 2012].
- Kalantzis, F & Milonas, N. (2012). Analyzing the impact of futures trading on spot price volatility: Evidence from the spot electricity market in France and Germany. *Energy Economics*.
- Kumar, A. & Srivastava, S. (2004). A Zonal Congestion Management Approach Using Real and Reactive Power Rescheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. (19), Issue 1, pp 1254 a 1257.
- Kristiansen, T. (2007). Pricing of monthly forward contracts in the Nord Pool market. *Energy Policy*. 35(1), pp. 307-316
- Kumar, A & Srivastava, S. (2005). Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey. *Electric Power Systems Research*, Vol. 76 (3), pp 153 a 164.
- Kristiansen, T. (2004). Congestion management, transmission pricing and area price hedging in the Nordic region. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 26, (9), pp. 685 a 695
- López, D. (2008). Analysis of French Electric Market using Heteroscedastic Models of Time Series. *IEEE*, pp. 541 a 546. Ministerio de Educación y Ciencia, Spain.
- Méndez, R., (2002). *Tarificación de congestión y derechos de transmisión en mercados eléctricos*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Mello, A., Parsons, J., (2000). Hedging and liquidity. *The Review of Financial Studies* 13, 127 a 153.
- Namakura, M. & Nakashima, T. & Niimura, T (2006). Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications. *Energy Policy*. Vol 34(14), pp 1736 - 1749.

- Nord Pool, (2012a). About us. Available at: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/> 26112012 [Accedido Noviembre 26, 2012].
- Nord Pool, (2013b). How does it. Available at: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it/> [Accedido Febrero 6, 2013].
- Nord Pool, (2013c). Rules and Regulations. Available at: <http://www.nordpoolspot.com/Rules/> [Accedido Febrero 6, 2013].
- OMIP, (2012a). About us. Available at: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/es-ES/Default.aspx> [Accedido Noviembre 26, 2012].
- Ott, A. (2003). Experience with PJM market Operation System Design, and Implementation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 18(2).
- Oren, S. (2003). The New York Transmission Congestion Contract Market: Is It Truly Working Efficiently?. University of California Berkeley.
- POWERNEXT, (2012a). About us. [http://www.powernext.fr/about us.](http://www.powernext.fr/about-us/)[Accedido Diciembre 12, 2012].
- Parmeshwaran, V. & Muthuraman, K., (2009). FTR-option formulation and pricing. *Electric Power Systems Research*, 79(7), pp.1164 a 1170.
- PJM, (2012a). PJM - Financial Transmission Rights. Available at: <http://www.pjm.com/markets-and-operations/ptr.aspx> [Accedido agosto 28, 2012].
- PJM, (2012b). PJM - How we operate. Available at: <http://www.pjm.com/about-pjm/how-we-operate/territory-served.aspx> [Accedido agosto 31, 2012].
- PJM, (2012c). PJM - Contracts. Available at: <http://www.pjm.com/about-pjm/how-we-operate/territory-served.aspx> [Accedido agosto 31, 2012].
- PUCC, (2011). Power Derivates. Available at: <http://web.ing.puc.cl/power/alumno11/deriv/Derivadosindex.htm> Page1306.htm.[Accedido Febrero 14, 2013].
- PUCC, (2013). Caso XM. Available at: <http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/operindep/Caso%20XM.html>. [Accedido Febrero 24, 2013].
- PJM, (2013a). Inshedule user Guide <http://www.pjm.com//media/etools/inschedule/pjm-inschedule-user-guide.ashx>. [Accedido Febrero 14, 2013].
- SEC, (2010). Estructuras de Mercado y Actividades Regulatorias. Available at: <http://www.iamericas.org/presentations/energy/TME/AlvaroBarrantes.pd>. [Febrero 12, 2013].

Simulation Department, (2012). Financial Transmission Rights, PJM. Available at: <http://www.pjm.com/media/documents/manuals/m06.ashx> [Accedido agosto 28, 2012].

Velásquez, J.D. (2012). Principios básicos de diseño gráfico aplicados a la preparación de ayudas visuales para presentaciones científicas y de negocios. *Estudios Gerenciales*, 28 (123), pp.167 a 189.

Wimschulte, J. (2010). The futures and forward price differential in the Nordic electricity market. *Energy Policy* 38(8), pp 4731 a 4733