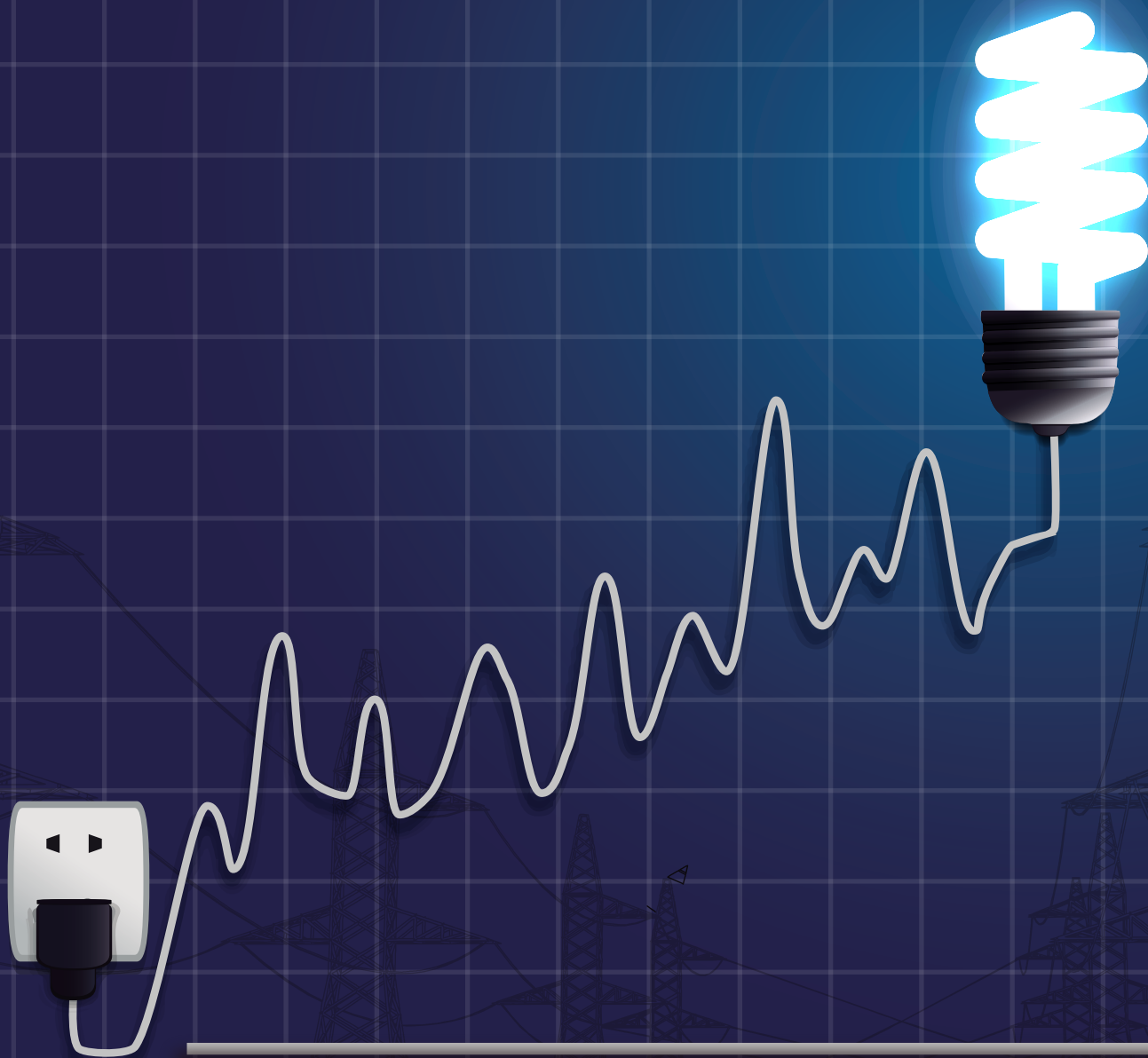


EL MERCADO DE CONTRATOS FINANCIEROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Análisis y propuestas



El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y propuestas¹

“The aim of the book was to return to the fundamentals, to set out a consistent framework for national policy, and proposals for achieving it, so that any interested person could understand it”

Sally Hunt, Making Competition Work

Índice del Documento

1. Introducción
2. Antecedentes
 - 2.1. Índices sobre el mercado de contratos de energía eléctrica
 - 2.2. Esquema contractual vigente
 - 2.3. Convocatorias de compra de energía
3. Marco teórico y análisis
 - 3.1. Arquitectura de mercados eléctricos y contratos de energía eléctrica
 - 3.2. Economía de los mercados a plazo de electricidad
 - 3.2.1. Cobertura de Precio Perfecto: Marco Teórico
 - 3.3. Experiencia Internacional
 - 3.3.1. Estados Unidos
 - 3.3.2. Unión Europea
 - 3.4. Regulación de mercados de derivados financieros *commodities*
 - 3.4.1. Estados Unidos
 - 3.4.1.1. Marco Regulatorio - Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act y la U.S. Commodity Futures Trading Commission
 - 3.4.2. Unión Europea
 - 3.4.2.1. Marco Regulatorio – REMIT/EMIR/MiFID/MiFIR
4. Entre la teoría y la práctica: Conclusiones
5. Propuesta para un mercado financiero de contratos
 - 5.1. Definición de productos y contratos
 - 5.2. Negociación y registro de derivados financieros
 - 5.3. Esquema Institucional frente a la Gestión de la Información
 - 5.4. Garantías y Registro de Derivados Financieros

¹ Este documento fue elaborado por la Subdirección Técnica y Ambiental de ANDEG. El proyecto de investigación fue liderado por Andrés Pesca, Subdirector. Leonardo Fajardo, Profesional de ANDEG y Juan Guillermo Sánchez, Pasante, participaron como asistentes de investigación. El documento recibió comentarios por parte de los miembros del Comité Técnico de ANDEG. Los errores y omisiones en el presente documento son responsabilidad únicamente del equipo de investigación.

Abstract: El presente documento tiene como propósito presentar un análisis del desarrollo de contratos de energía eléctrica, los efectos del cargo por confiabilidad y el precio de escasez en el comportamiento de los agentes, las principales debilidades del esquema vigente y una propuesta para dinamizar la liquidez del mercado de contratos en Colombia.

1. Introducción

Con la liberalización de los mercados eléctricos, la evolución de los mercados de derivados y la alta volatilidad de los precios de la energía se hace necesario valorar adecuadamente el precio de la energía eléctrica a largo plazo, el cual depende de las características de negociación como la modalidad, la cantidad y el horizonte de contratación.

El mercado de energía eléctrica colombiano depende de la señal de precios del mercado spot como principal referencia frente al cual los agentes gestionan los riesgos asociados a las transacciones en el Mercado de Energía, este precio presenta alta variabilidad y es muy dependiente a su vez, del nivel de los embalses, de su capacidad de regulación y de las expectativas de aportes hídricos y del precio de los combustibles como el gas, el carbón y el diésel. Bajo este escenario, los agentes deben realizar sus proyecciones de generación en aras de establecer oportunidades de inversión, evaluación de portafolios, estimaciones de ingresos de compra y venta de energía, lo que permite finalmente crear los incentivos para viabilizar la expansión del sistema. Para cumplir eficazmente con esta tarea, se requiere estructurar una señal de precios de largo plazo apropiada, que no incorpore eventos coyunturales y que envíe señales claras y adecuadas que incentiven la expansión. Actualmente, esta señal es el precio promedio de contratos “PPC”, pero como se mostrará más adelante, este precio promedio presenta distorsiones por las características de contratación vigentes del Mercado de Energía Mayorista “MEM”.

Yendo un poco atrás, desde que se garantizó la libre negociación en la contratación de energía mediante la Ley 143 de 1994², entre agentes del mercado dedicados a la generación y la comercialización, el modelo de contratación que ha sido utilizado es el de contratos tipo OTC (Over The Counter) o contratación bilateral, transacciones hechas a la medida con características acordadas libremente por sus participantes³. En este tipo de contratos, las partes acuerdan libre y directamente las condiciones del contrato (cantidad, plazo, precio, horizonte entre otras características), y son los mismos participantes quienes asumen los riesgos de contraparte. En sintonía con lo anterior, se hace imposible la existencia de un mercado secundario donde se pueda cambiar de posición, dado que el contrato está hecho a medida de las necesidades de los participantes⁴.

Por otro lado, a pesar de ser contratos financieros acordados libremente entre las partes, estos se deben informar y registrar ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales “ASIC” y

² Artículo 42

³ Análisis comparativo del nuevo mercado de derivados financieros de energía en Colombia con otros mercados internacionales de electricidad, problemas potenciales y posibles soluciones. Carlos Alberto Serna Machado

⁴ Commodities and Commodity Derivatives. Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy. Hélyette Geman

deben contener la información relevante que permita establecer, de manera horaria, las cantidades comprometidas de energía y el precio respectivo durante su vigencia, tal como lo establece la Resolución CREG 024 de 1995:

“... Los contratos de energía son contratos entre generadores y comercializadores, y por lo tanto la facturación, forma de pago y cobro deben ser convenidos entre las partes y no son responsabilidad del Administrador del SIC”⁵.

Adicionalmente, la mayor parte de los contratos con destino al Mercado Regulado registrados ante el ASIC son contratos no estandarizados, existen más de 30 tipos diferentes de contratos bilaterales, según información de XM, que varían en cantidad, precio y pueden llegar a depender de otras variables, por lo tanto, la señal de precio de los contratos de largo plazo, además de tener un horizonte limitado está basada en la agrupación de contratos no estandarizados que no son comparables entre sí.

Los dos principales tipos de contratos bilaterales de los cuales se derivan las diferentes modalidades de contratación son:

- **Pague lo Contratado:** Tipo de contrato donde el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la bolsa correspondiente. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la bolsa correspondiente⁶. Este es el único caso en que un agente comercializador vende energía en bolsa.
- **Pague lo Demandado** es un tipo de contrato en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (Tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la bolsa correspondiente⁷. En este caso es el vendedor quien asume el riesgo de cambio en la demanda.

Es necesario señalar que este tipo de contratos son instrumentos financieros de cobertura asociado al riesgo de exposición al mercado spot y por lo tanto no inciden en la operación diaria del sistema ni determinan el despacho real del sistema.

Por su parte, la Comisión de regulación de Energía y Gas “CREG” desde su creación, ha definido la regulación aplicable al proceso de contratación de energía; y con el objetivo de promover la libre competencia, adoptó la política de convocatorias públicas para la compraventa de energía con destino a la demanda regulada. Mediante la Resolución CREG 020 de 1996, se facultó al agente comercializador con la responsabilidad de gestionar las compras de energía para los usuarios regulados, mediante dos diferentes mecanismos:

- La suscripción de contratos financieros de compraventa de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores.

⁵ Numeral 1, anexo B; Res. CREG 024 de 1995.

⁶ (Resolución CREG-112-1998; Art. 11)

⁷ Res. CREG-112-1998; Art. 11

- Transacciones automáticas en el mercado spot, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

Desde el año 2006⁸, se han evidenciado problemas en este modelo de contratación, por ejemplo, que la forma de contratación presenta fallas en la formación eficiente de precios y en la asignación de las obligaciones, el comercializador al tener la libertad de establecer todas las condiciones de la convocatoria, puede tener preferencias con ciertos agentes y limitar la concurrencia, necesaria para alcanzar precios eficientes, lo cual se evidencia por la baja participación de agentes en algunas convocatorias⁹.

Sin embargo, no han sido solo malas noticias en la búsqueda de un modelo de contratación centralizado y estandarizado, como hecho destacable, se puede mencionar la iniciativa de la Bolsa de Valores de Colombia y la Compañía de Expertos en Mercados XM, con la creación de Derivex el año 2010, como una apuesta privada para la administración de *commodities* energéticos e integración de los mercados de futuros en el Mercado de Energía Mayorista. Cabe señalar que, aunque los contratos de futuros no proporcionan mucha flexibilidad, suelen ser mucho más económicos por el hecho de ser estandarizados, lo que los hace fácilmente transables en un mercado secundario, incrementando la liquidez en el mercado¹⁰.

Finalmente, luego de revisar grosso modo el origen, la evolución y estado actual del modelo de contratación de energía, señalamos que el propósito de este documento es identificar los principales elementos conceptuales y experiencias internacionales sobre el desarrollo del modelo de contratación de energía a la par con la evolución de los mercados de derivados financieros, con el fin contribuir al debate sobre la evolución del modelo de contratación de energía del mercado colombiano y ser propositivos, de tal manera que se logre promover la competencia en el mercado, se valore acertadamente el costo de oportunidad de los recursos, se gestione eficazmente los riesgos asociados con instrumentos financieros sofisticados y se dinamice la liquidez del mercado de contratos.

2. Antecedentes

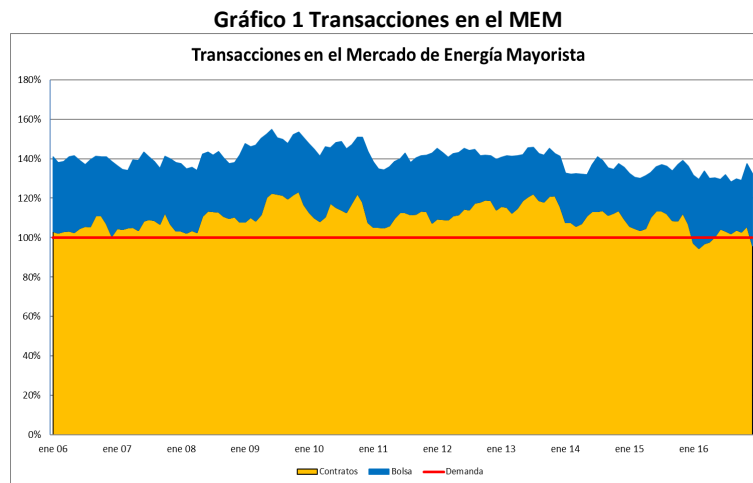
2.1. Estadísticas del mercado de contratos

El mercado colombiano tiene una alta tendencia a la contratación bilateral, tal como se presenta en las cantidades transadas en contratos y en bolsa desde el año 2006 del Gráfico 1, los contratos cubren en gran medida la demanda, lo cual evidencia la aversión de la demanda por quedar expuesta en el mercado spot.

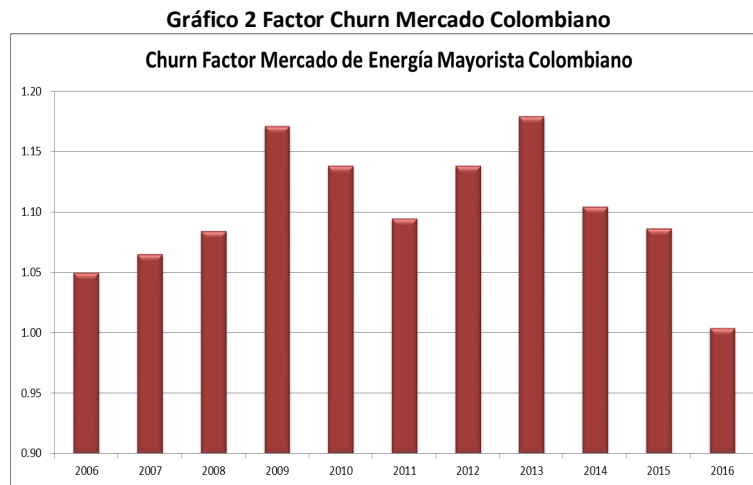
⁸ Res. CREG – 065 de 2006

⁹ La libre competencia económica frente a la intervención del Estado en la Economía. Andrés Ospina

¹⁰ Power Systems Economics. Designing Markets for electricity. Steven Stoft, Pág 87.



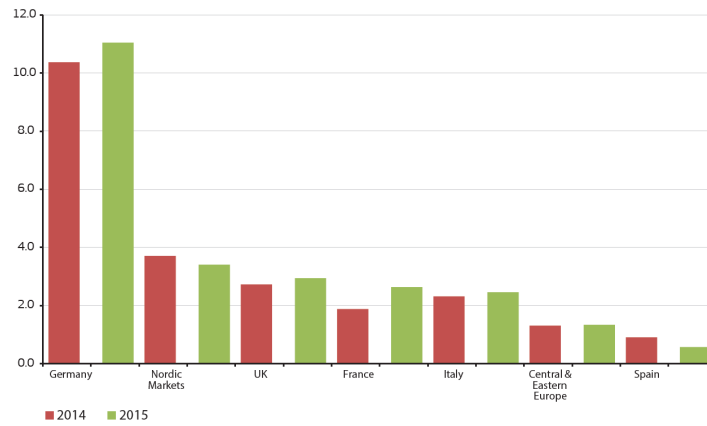
Aunque, si comparamos la cantidad de energía transada en contratos y la generación o consumo de energía en un periodo determinado, tenemos el indicador de liquidez del mercado de contratos de energía, conocido como Factor Churn¹¹, el cual en Colombia aún es bajo, cerca del 1.1 (Gráfico 2) comparado con otros mercados internacionales como el alemán donde este indicador es aproximadamente superior a 10¹² (Gráfico 3).



¹¹ Quarterly Report on European Electricity Markets. Volume 9

¹² Idem 10.

Gráfico 1 Churn Factor Mercados Europeos

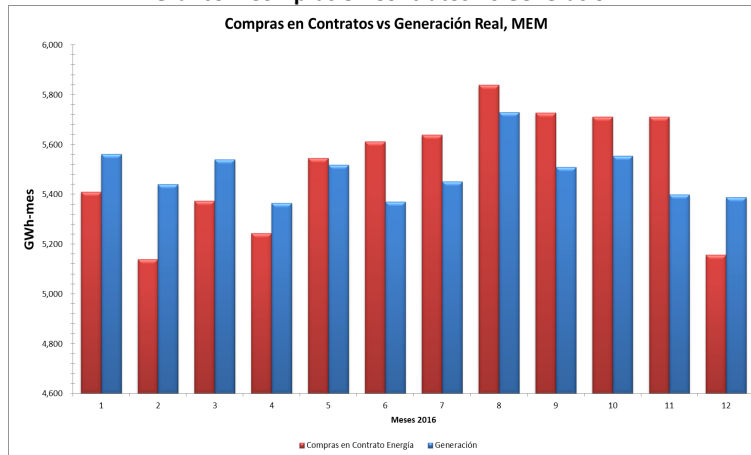


Source: Trappart, London Energy Brokers Association (LEBA), ENTSO-E and own computations

Fuente: Quaterly Report on European Electricity Markets. Volume 9

En el año 2016, por ejemplo, en contratos se transaron en promedio 5.473 GWh-mes, si se compara el volumen de compras de energía en contratos versus la generación real, se encuentra que la razón entre estas dos variables del mercado es en promedio 1.07, lo que significa que el número de transacciones con respecto al volumen de energía transada es bajo, comparado con los mercados europeos mencionados.

Gráfico 2 Compras en Contratos Vs Generación

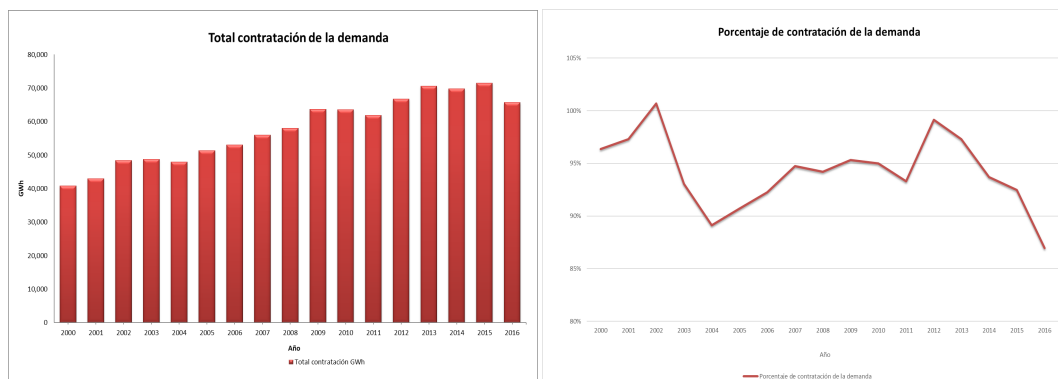


Fuente: XM, Cálculos propios

Por lo anterior, se puede inferir que la liquidez del mercado de contratos en Colombia es baja y puede estar relacionada con la baja estandarización de los productos que se encuentran disponibles.

Por otra parte, la aversión de la demanda por quedar expuesta a la alta volatilidad del mercado spot, da incentivos para la cobertura con instrumentos financieros. A continuación se muestra en el Gráfico 5 el porcentaje de contratación de la demanda desde el año 2000.

Gráfico 5 Total Contratación GWh y como porcentaje de la demanda



Fuente: XM, Cálculos propios

Respecto al porcentaje de contratación de la demanda, en la mayoría de los años de análisis se encuentran valores superiores al 90%, sin embargo, en los años 2004 y 2016 se presentaron valores de 89% y 87% de contratación, respectivamente. En términos del promedio de contratación entre el periodo previo al establecimiento del esquema de cargo por confiabilidad y el periodo posterior, se encuentra que no existe una variación entre el porcentaje promedio de contratación de la demanda para los años 2000-2006 (94.20%) y el porcentaje promedio de contratación para los años 2007-2016 (94.21%)

Analizando la medida de asimetría de los datos (Skewness) se evidencia que la distribución del porcentaje de contratación de la demanda desde el año 2000 hasta el año 2016, es asimétrica hacia la izquierda, esto quiere decir que entre 2000 y 2016, existen más porcentajes de contratación anuales menores al promedio de este periodo (94.21%). De otro lado, analizando la medida de concentración de los datos (Curtosis) se encuentra que existe una concentración baja de los datos en torno a la media, es decir los datos de contratación de varios de los años se distancian del promedio (94.21%).

Realizando la diferenciación entre el porcentaje de contratación de la demanda con destino al mercado regulado y el porcentaje de contratación con destino al mercado no regulado, se encontraron las siguientes diferencias:

a. Mercado Regulado:

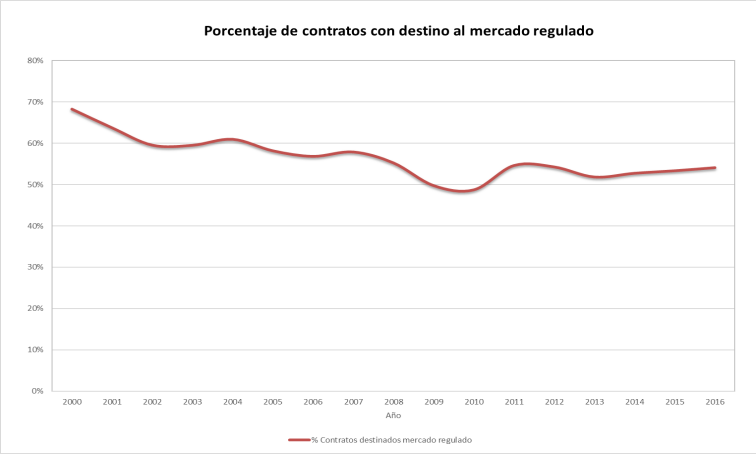
Se evidencia que la participación de contratos destinados al mercado regulado ha ido disminuyendo progresivamente desde el año 2000 hasta alcanzar un nivel de 48.70% en el año 2010, posterior a esto el porcentaje de contratación aumentó situándose entre niveles de 50% a 55% para los años 2011 a 2016.

Al analizar el porcentaje promedio de contratos con destinado a la demanda regulada entre los periodos (2000-2006) y (2007-2016), se encuentra que este ha disminuido un 13% pasando de 60.99% a 53.23%. Analizando las medidas de simetría de los datos (Skewness) se observa que la distribución del porcentaje de contratos destinados a la demanda regulada es asimétrica a la derecha, es decir que la mayoría de los datos de la distribución se ubican a la derecha de la

media (56.43%), lo que significa que la mayoría de los años del periodo analizado el porcentaje de contratos destinados al mercado regulado es mayor a 56%. De otro lado, analizando la medida de concentración de los datos (Curtosis), se evidencia que existe una concentración baja de los datos alrededor de la media, esto se debe a que los datos han presentado comportamientos a la baja y al alza a través de los años.

A continuación, se muestra el gráfico de evolución del porcentaje de contratos destinados al mercado regulado.

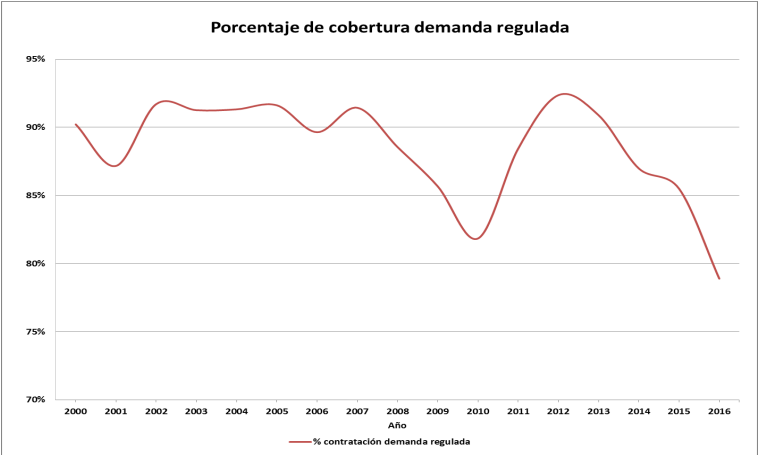
Gráfico 6 Porcentaje contratos con destino al mercado regulado



Fuente: XM, Cálculos propios

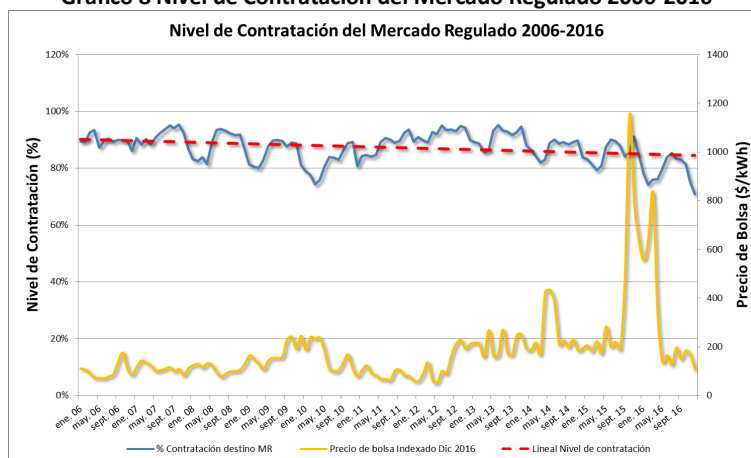
Así mismo, se presenta el gráfico del porcentaje de cobertura de la demanda regulada

Gráfico 7 Porcentaje cobertura demanda regulada



Fuente: XM, Cálculos propios

Gráfico 8 Nivel de Contratación del Mercado Regulado 2006-2016



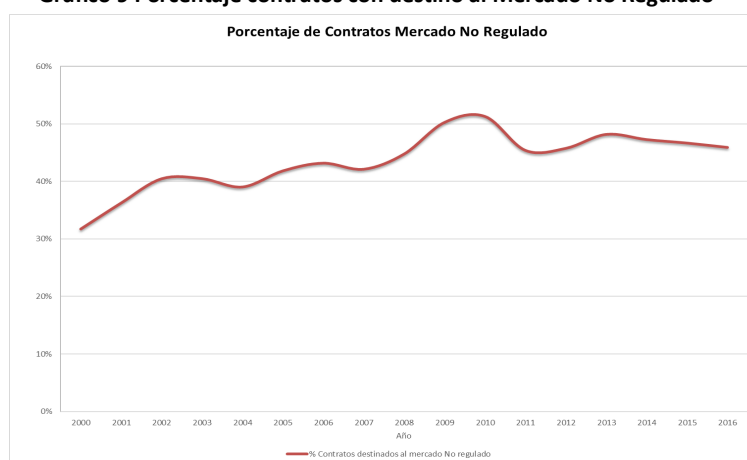
Fuente: XM, Cálculos propios

Respecto al porcentaje de contratación de la demanda regulada, se encuentra que en promedio la demanda regulada ha disminuido su porcentaje de contratación, pasando de 90.24% en el periodo 2000-2006 a 87.05% para el periodo 2007-2016.

b. Mercado No Regulado:

Se evidencia que la participación de contratos destinados al mercado No Regulado, presenta un comportamiento contrario al evidenciado en la contratación para la demanda regulada, el porcentaje de contratos destinados a este mercado aumentó progresivamente desde el año 2001 hasta alcanzar niveles de 50% de contratación en el año 2009, en los años posteriores el porcentaje de contratación se ha ubicado entre el 45% y el 48%.

Gráfico 9 Porcentaje contratos con destino al Mercado No Regulado



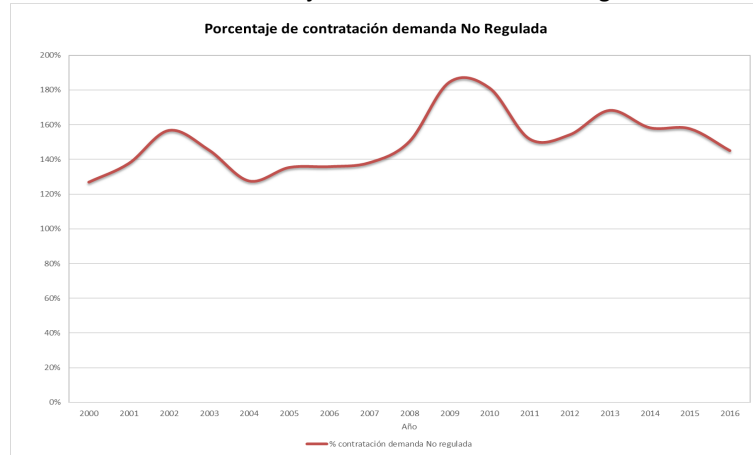
Fuente: XM, Cálculos propios

El porcentaje promedio de contratos con destino al mercado no regulado en los periodos 2000-2006 y 2007-2016 ha aumentado un 19%, pasando de 39.01% a 46.77%. Analizando las medidas de simetría de los datos (Skewness) se concluye que la distribución del porcentaje de contratos destinados al mercado no regulado, desde el año 2000 hasta el año 2016, es asimétrica hacia la izquierda, esto quiere decir que existen más valores hacia la izquierda de la media, en una

mayoría de años el porcentaje de contratos destinado a la demanda No Regulada es menor a 43.57%. Así mismo, se evidencia una baja concentración de los datos alrededor de la media.

De igual manera, respecto al porcentaje de cobertura de la demanda no regulada, se evidencia un aumento en los niveles de contratación que desde el 2000 se han ubicado por encima del 100%. El porcentaje de cobertura en promedio entre los dos periodos analizados pasó de ser 137% a 158%.

Gráfico 10 Porcentaje Cobertura Demanda No Regulada



Fuente: XM, Cálculos propios

Adicionalmente, se analizó el impacto del esquema del cargo por confiabilidad en el modelo de contratación, para tal fin se identificó la función de Distribución de Probabilidad del Margen, entendido como la diferencia entre el Precio Promedio de contratos y el precio de bolsa, para el periodo comprendido entre 1998 y 2016, considerando dos escenarios regulatorios:

- Antes de la implementación del esquema de cargo por confiabilidad (1998 a 2006) donde el margen se calcula como:

$$\text{Margen}_{a,h} = \text{Precio Contrato}_m - \text{Precio de bolsa}_{a,h}$$

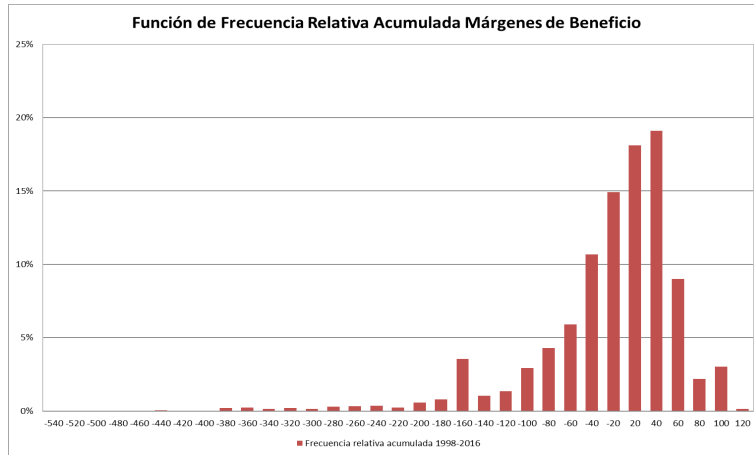
- Después de la implementación del esquema de cargo por confiabilidad (2007 a 2016), donde se establece el precio de escasez y acota el margen.

Si $\text{Precio bolsa} > \text{precio escasez}$

$$\text{Margen}_{a,h} = \text{Precio contrato}_m - \text{Precio de escasez}_m$$

A continuación, se muestra la función de frecuencia relativa acumulada de los márgenes de beneficio, teniendo en cuenta los dos escenarios regulatorios.

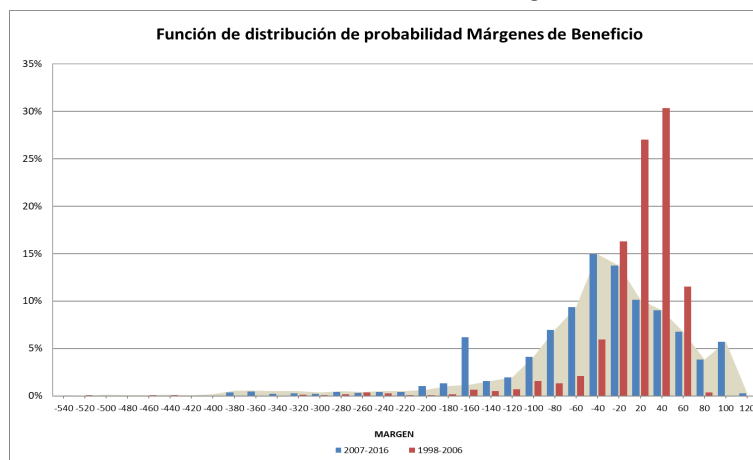
Gráfico 11 Función de Frecuencia Relativa Acumulada Márgenes de Beneficio



Fuente: XM, Cálculos propios

Finalmente, tenemos la función de distribución de probabilidad del margen (Frecuencia relativa de ocurrencia) en los dos periodos, antes y después, de la implementación del esquema de cargo por confiabilidad. En el fondo se grafica la función de distribución de probabilidad del margen para el periodo 2007-2016 en el caso en que no hubiera existido el esquema de cargo por confiabilidad.

Gráfico 12 Distribución de Probabilidad de Márgenes de Beneficio



Fuente: XM, Cálculos propios (Precios constantes diciembre de 2015)

Se realizó la prueba de hipótesis sobre las varianzas asociadas al margen para cada uno de los periodos, con el fin de identificar cuál de las dos varianzas es de mayor tamaño y concluir cuál de los dos periodos representaba mayor nivel de riesgo para los agentes, calculando el estimador Fisher con un 95% de confianza.

En esta prueba se definió la hipótesis nula y la hipótesis alterna como:

H_0 : VARIANZAS 1= VARIANZA 2

H_1 : VARIANZA 1>VARIANZA 2

De acuerdo con la cantidad de datos de las muestras, tenemos que k_1 : 78,887 y k_2 : 87,671 para el estimador de Fisher.

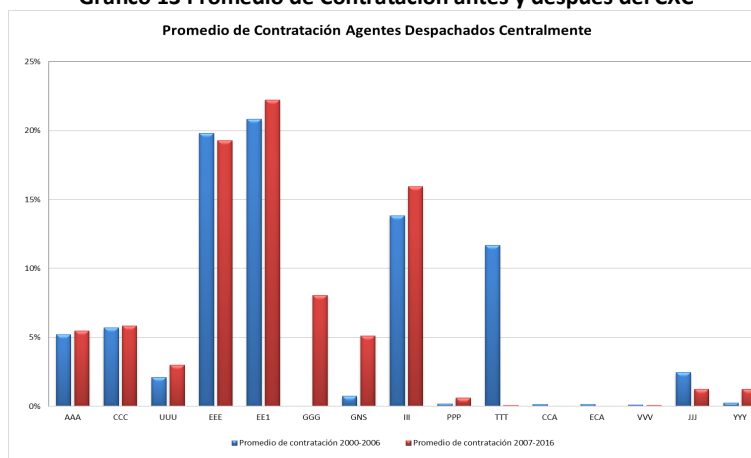
Debido a que definimos nuestra hipótesis alterna como H_1 : $VARIANZA_1 > VARIANZA_2$, la prueba es unilateral a la derecha, por esto se rechaza la hipótesis nula si el valor de F calculado es mayor que el valor de F según la tabla de distribución. En nuestro caso el F calculado fue 2.29 y el F de la tabla para k_1 y k_2 es 1.01, por lo cual se rechaza la hipótesis nula y se concluye que el riesgo era mayor en el periodo de 1998-2006.

Adicionalmente, podemos inferir a partir de la función de distribución de probabilidad, que con posterioridad al establecimiento del esquema de cargo por confiabilidad (2007-2016) la función de distribución de probabilidad del margen presentó un aumento en la probabilidad de ocurrencia de las pérdidas, especialmente en el rango entre 20 y 120 pesos por kWh. Lo anterior, puede evidenciar un problema de valoración de los contratos, aunque, resultaría apresurada la conclusión dado la diversidad de contratos que aglutina el precio promedio de contratos que se publica en la página del operador del mercado. Sin embargo, el ejercicio anterior nos permite inferir que el aumento de probabilidad por el lado de las pérdidas, de los generadores que venden contratos de cubrimiento financiero, no están explicados con el valor del precio de escasez, en la medida que el aumento de la probabilidad de ocurrencia de los eventos de pérdida frente a la posición de venta de contratos, esta en el rango entre 20 y 160 COP/kWh, con probabilidades de ocurrencia superiores al 5% en el rango entre 20 y 80 COP/kWh, lo cual no tiene nada que ver con el nivel de precio de escasez.

De otro lado, se puede inferir que la adopción del esquema de cargo por confiabilidad acotó la probabilidad de pérdida de los generadores que ofrecían contratos de energía, mediante la limitación del precio de bolsa al precio de escasez en periodos de hidrología críticos. Por esta razón, en el año 1997-1998 las pérdidas podían llegar a ser de hasta 540 pesos/kWh con una probabilidad de 0.023% y en el año 2015-2016 las pérdidas máximas fueron de 240 pesos/kWh con una probabilidad de 0.011%. Lo anterior, desmitifica el argumento de un segmento de la oferta, que sostiene que la oferta de contratos disminuye si aumenta el precio de escasez. Como se argumentará más adelante, si una compañía oferta un nivel de cantidad de contratos, éste está asociado a la cantidad esperada de generación a futuro y, sería valorado al costo de oportunidad del recurso, en lo que se conoce teóricamente como *hedge* perfecto.

A continuación, se presenta el gráfico del porcentaje promedio de contratación de las empresas despachadas centralmente en el MEM, reservándonos el derecho de revelar nombres propios, antes y después de la implementación del Cargo por Confiabilidad.

Gráfico 13 Promedio de Contratación antes y después del CXC



Fuente: XM, Cálculos propios

De la información anterior, se infiere que el 60% de los agentes aumentaron su nivel de contratación aproximadamente en un 2%, por lo tanto, se concluye que no existe una correlación directa entre el nivel de contratación de la demanda comercial, el margen de los contratos y la implementación del cargo por confiabilidad, ya que independientemente del nivel del margen, la contratación se ha mantenido en niveles estables, tanto a nivel general como de empresas.

Por otro lado, según el operador del Mercado, XM, en Colombia existen aproximadamente 32 tipos de contratos para cantidades y 58 tipos de contratos para precios¹³, tal como se muestra a continuación:

Tabla 1 Conceptos que Determinan las Cantidades de Energía en los Contratos

Concepto	Mercado Regulado	Mercado No Regulado	32 TIPOS DE CONTRATOS
Dependencia de otros contratos	0.0%	73.3%	
Demanda específica	0.0%	2.7%	
Generación	31.4%	19.9%	
Demanda, Generación, Contratos	14.4%	2.1%	
Demanda y contratos	0.0%	1.4%	
Generación y Contratos	8.6%	1.3%	
Demanda y Generación	2.9%	1.0%	
Precio de Bolsa	20.0%	0.7%	
Demanda	22.9%	0.3%	

Fuente: XM

¹³ XM. (2016). Presentación: Situación actual de la contratación a plazo en Colombia. Bogotá.

Tabla 2 Conceptos que determinan los precios de la Energía en los contratos

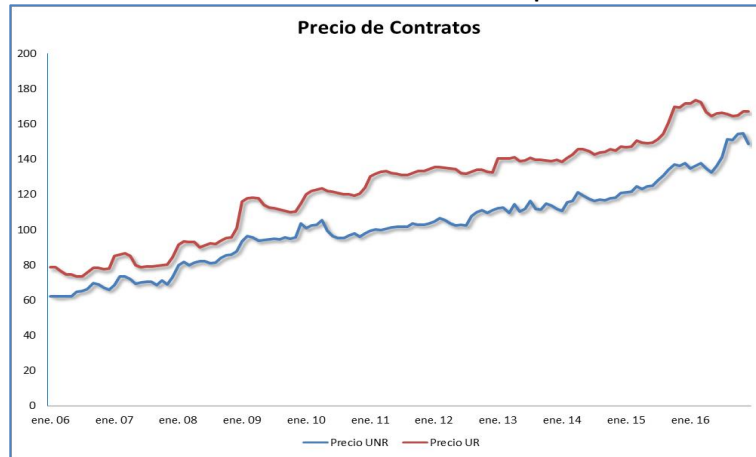
Concepto	Mercado Regulado	Mercado No Regulado	58 TIPOS DE CONTRATOS
Precio de Bolsa	77.9%	88.8%	
MC-Precio promedio ponderado para atención de la demanda regulada	22.1%	7.6%	
Fazni, Ley 99, CERE	0.0%	3.0%	
Reconciliación de una planta	0.0%	0.5%	

Fuente: XM

Podemos evidenciar una alta variedad de condiciones para definir los elementos económicos centrales de los contratos, es decir, precio y cantidad, lo cual imposibilita la existencia de un mercado líquido, donde los agentes puedan cambiar de posiciones contractuales con posterioridad, afectando la gestión de riesgo de las contrapartes del contrato y convirtiendo la energía en un producto no homogéneo.

Un claro ejemplo de la afirmación anterior se evidencia en la diferencia de precios entre el mercado Regulado y el No Regulado. Ahora bien, es preciso establecer que un kilovatio de energía eléctrica para la hora 19 del mes de enero no se valora al mismo precio que el kilovatio de energía eléctrica para la hora 19 en el mes de abril. La valoración de un kilovatio en la hora 5 del mes de diciembre en un año con presencia de fenómeno de El Niño no es igual a un kilovatio en la hora 5 del mes de diciembre en un año con presencia de condiciones neutrales o fenómeno de La Niña. La diferencia de precios de un bien homogéneo, como la energía eléctrica, no depende de la contraparte sino del período de entrega de este. Sin embargo, la evidencia del gráfico anterior permite inferir que la diferencia de precios depende de la contraparte en el contrato. Lo anterior, puede tener dos posibles explicaciones: que los agentes generadores asignan mayor riesgo a un mercado que a otro, o que hay una discriminación de precios, sujeta a la elasticidad de la contraparte, es decir, en la medida que la demanda no regulada tiene mayor elasticidad y mayor poder de negociación, se alcanzan menores precios; por otro lado, dado que el mercado regulado, donde se encuentra gran parte de los usuarios residenciales, es inelástico, el comercializador puede comprar a precios más altos sin ver reducida la demanda. Tal situación se observa en la permanente diferencia de precios entre los dos mercados Gráfico 14:

Gráfico 14 Evolución de Precios Contratos por Mercado

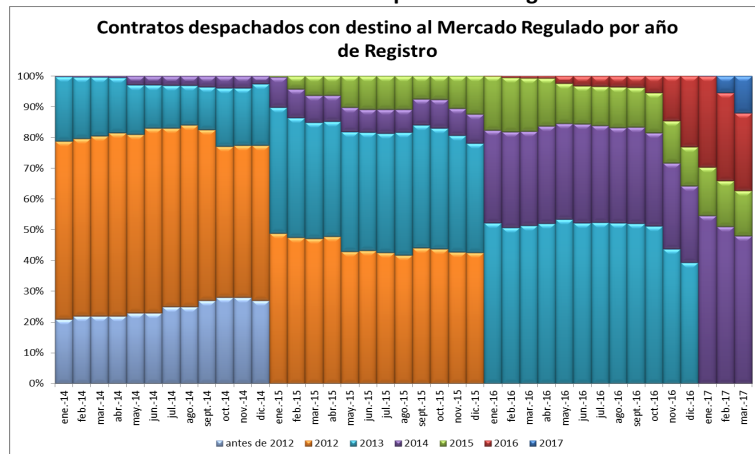


Fuente: XM, Cálculos propios (Indexada con IPP a precios de diciembre 2016)

Por otra parte, los períodos de contratación son un factor determinante de las cantidades y precios transados en el mercado mayorista. Los horizontes cortos y con poca antelación a las fechas de inicio de la vigencia de los contratos, ocasionan que se incorporen señales coyunturales y que sean muy sensibles a los precios de bolsa, debido principalmente a fenómenos climáticos.

En el Gráfico 15, se presentan los contratos despachados con destino al Mercado Regulado por año de registro. Se observa que la mayor parte de los contratos despachados en el Mercado Regulado se registran con una antelación de entre 2 y 3 años (77.7%).

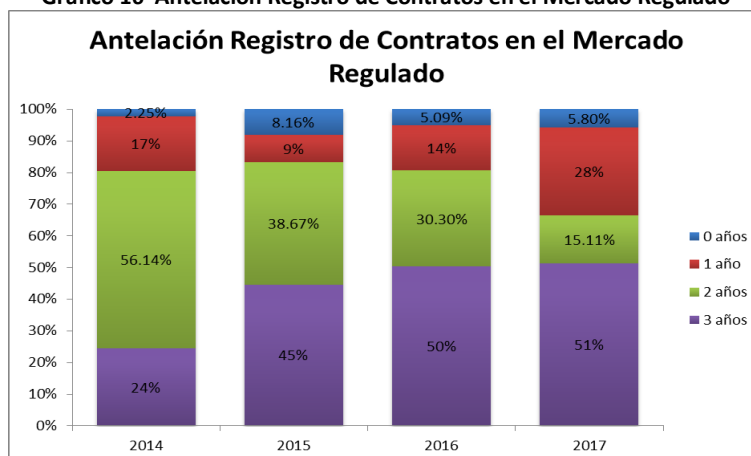
Gráfico 15 Contratos MR por año de registro



Fuente: XM, Cálculos propios

Sin embargo, en promedio, el 22.3% de la energía transada en contratos entre 2014 y 2017, se registró con una antelación de entre 0 y 1 año al inicio de la vigencia del contrato, como se presenta en la Gráfico 16 por lo que las características de estos contratos (precios y cantidades) son sensibles a incorporar señales coyunturales y de precio spot.

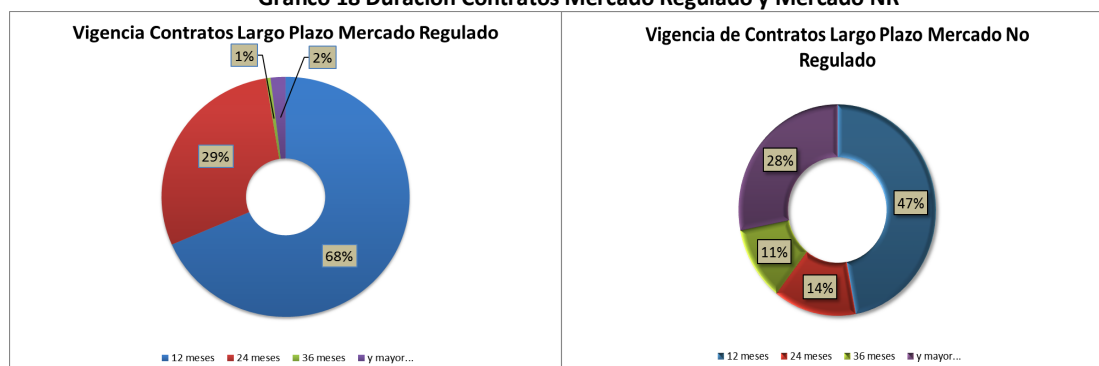
Gráfico 16 Antelación Registro de Contratos en el Mercado Regulado



Fuente: XM, Cálculos propios

Teniendo en cuenta la información publicada por XM, respecto a los contratos de energía transados en el Mercado Mayorista, desde el año 2014 hasta el año 2017, vemos que, en el Mercado Regulado, se registraron contratos con duración de hasta 1 año (68,5%) seguido de contratos con un periodo de liquidación de 2 años (28.9%), periodos similares comparados con lo que se evidencia en mercados internacionales como Nodal Exchange e ICE.

Gráfico 18 Duración Contratos Mercado Regulado y Mercado NR



Fuente: XM

2.2. Marco Regulatorio

En lo referente a la contratación de energía con destino al mercado regulado, la regulación se ha mantenido prácticamente estable desde sus inicios, en comparación con la del mercado spot y el mercado de confiabilidad.

En esta sección, se revisará de manera general la regulación que ha dado forma al mercado de contratos en el MEM.

El primer paso fue dado con la resolución CREG 054 de 1994, que regulo la actividad de comercialización de energía eléctrica en el sistema Interconectado Nacional, esta resolución es uno de los pilares del modelo de contratación vigente, el artículo 14 estableció la obligación de comprar la energía con destino al mercado regulado mediante procedimientos que aseguren la

libre competencia, esto mismo fue retomado en las resoluciones CREG 20 de 1996 y CREG 167 de 2008. Luego, la resolución CREG 024 de 1995 reglamentó los aspectos comerciales del mercado de energía mayorista, incluyendo las condiciones necesarias para el registro y el despacho de contratos de energía.

Posteriormente, con la resolución CREG 020 de 1996 se establecieron las normas para promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista y se definieron los criterios de desempate de ofertas y garantías para asegurar la competencia de los agentes, lo anterior con el objetivo de darle mayor transparencia y eficiencia al modelo

Después la Resolución CREG 135 de 1997, le fue dando más formalidad al modelo y estableció la obligatoriedad del registro de los contratos OTC firmados entre los agentes ante el ASIC de la información relacionada con todos los contratos de compra venta de energía, celebrados entre comercializadores y usuarios no regulados y así mismo se definió que información que debía estar disponible.

Por otro lado, desde el año 2005, se han dado pasos para establecer un mercado de futuros estandarizado, la Resolución CREG 031 de 2005, intentó adoptar disposiciones para el funcionamiento del mercado de Opciones y Futuros como parte del Mercado de Energía Mayorista, la cual incluía el diseño del Sistema Electrónico de Contratos Normalizados de Largo Plazo (SEC), que buscaba lograr transacciones comerciales estandarizadas entre agentes del mercado, quienes participarían en forma anónima, mediante un mecanismo de subastas, para la celebración y registro de contratos de futuros o de opciones.

Posteriormente, la resolución CREG 167 de 2008 modificó parcialmente la Resolución CREG 020 de 1996 y acoto los plazos para la preparación y presentación de las ofertas, así como su evaluación y asignación de compromisos¹⁴. Al parecer hasta este momento, la regulación interpretaba que el instrumento más efectivo para promover y asegurar la libre competencia era el mecanismo de las licitaciones públicas. Luego, con las resoluciones CREG 157 de 2011 y 175 de 2015, se definieron los plazos para el Registro de los contratos ante el Administrador del sistema ASIC.

Por su parte, buscando un implementar un mecanismo que fuese más eficiente y transparente en la contratación y evitar prácticas de competencia desleal o abusos de posición dominante, en el año 2009 se publicó la resolución CREG 023, en la cual se mencionó por primera vez el modelo del Mercado Organizado Regulado. Bajo este esquema de mercado, las operaciones son realizadas mediante subasta de forma centralizada y estandarizada; permitiendo una formación de precios eficientes al estandarizar las condiciones de los contratos, lo anterior permitiría, por lo menos en teoría, lograr una estabilidad tarifaria para el mercado regulado, reducción de costos de transacción y garantizar el cumplimiento de obligaciones y controlar el ejercicio de poder del mercado. Sin embargo, este modelo, como se explicará más adelante, corresponde a un modelo de comprador centralizado, que es aplicable a una condición de monopolio y no incentiva la competencia.

¹⁴ Literal i, k y l Res. CREG 167 de 2008.

Debido a problemas suscitados por el incumplimiento y capacidad para cumplir los compromisos adquiridos de algunos comercializadores de energía, la CREG emitió la resolución CREG 156 de 2012, donde define la Capacidad de Respaldo para Operaciones en el Mercado de Energía Mayorista, como un indicador de contratación, en el cual los agentes responden con su patrimonio en caso incumplimiento; la razón es que el mercado spot al presentar alta volatilidad ocasiona que las transacciones puedan generar niveles altos de riesgo sistémico, que pueden generar incumplimientos en las obligaciones contraídas por un agente y afectar a los otros participantes y también a los usuarios finales. Evidentemente, se consideró relevante adoptar medidas para que los agentes estén en capacidad de honrar los compromisos adquiridos y mitigar los riesgos derivados de las operaciones en el mercado.

Finalmente, con la resolución CREG 198 de 2015, la comisión estableció la disponibilidad de la información sobre las transacciones que se efectúen en el mercado, con el propósito de fomentar la transparencia y la simetría en la información en el mercado de energía.

Luego de revisar de manera general los hitos más importantes en la creación y el ajuste del mercado de contratación a largo plazo, durante todos, si es evidente que se requieren medidas más estructurales, más allá de solo enviar señales de precios, que realmente permitan promover la competencia, dinamizar el mercado y alcanzar precios eficientes de energía.

3. Marco teórico y análisis

“FERC should just hire Bill Hogan to set out the coherent set of trading arrangements that he has been advocating indefatigably for a decade and drop all the paraphernalia of wheeling.”

Sally Hunt, Making Competition Work

En el libro *Making Competition Work in Electricity*, Sally Hunt planteaba que el camino para el desarrollo de un mercado eléctrico en competencia constaba de tres pasos fundamentales. El paso dos¹⁵ y tres¹⁶ citados por Hunt no son relevantes para el mercado colombiano ya sea porque se adoptó en la reforma contenida en la Ley 143 de 1994 o porque no aplica en el contexto nacional. Sin embargo, el paso uno de dicho camino recomendado por Sally Hunt sigue teniendo relevancia a la hora de mirar el mercado eléctrico de manera integral. Hunt afirmaba que el primer paso es adoptar un modelo coherente de lo que está tratando de hacer; un marco general, un modelo de arreglos comerciales, y una lista de verificación de los requisitos para la competencia¹⁷.

¹⁵ *“It should accept the need for, and legislate to require, restructuring of privately owned companies, and for including the government-owned entities in the national plan.”* Hunt, Sally. *Making Competition Work in Electricity*. Chapter 1 – Introduction. Kindle: Posición 258 de 5344.

¹⁶ *“It should revise the line between federal and state jurisdiction so that coherent regional decisions can be made and wholesale trading arrangements established, permitting generation to be deregulated at the wholesale level with some confidence that competition would be robust.”* Hunt, Sally. *Making Competition Work in Electricity*. Chapter 1 – Introduction. Kindle: Posición 258 de 5344.

¹⁷ *“It should adopt a coherent national model of what it is trying to do; it needs an overall framework, a national model of trading arrangements, and full checklist of requirements for competition.”* Hunt, Sally. *Making Competition Work in Electricity*. Chapter 1 – Introduction. Kindle: Posición 258 de 5344.

En este contexto, es necesario resaltar que la adopción de un modelo de competencia tiene como objeto una asignación eficiente de la energía eléctrica. La eficiencia, entonces, es el objetivo y la competencia es el medio. Para que la competencia funcione en la industria eléctrica, existe una lista de condiciones que deben estar en pie previo a la desregulación. Los cinco principales elementos son:

1. Demanda: medición horaria para la mayor parte del consumo (no significa para la mayoría de los consumidores) y planes tarifarios que expongan a los consumidores a precios en tiempo real, por una porción de su consumo.
2. Arreglos comerciales: basado en un modelo integral, con despacho centralizado y precios de energía localizados.
3. Modelo de negocio de transmisión: separación de la actividad de transmisión de la actividad comercial, metodología de remuneración y expansión.
4. Oferta: remover barreras de entrada. Si es necesario para el control del poder del mercado, desinversión de la generación de las *utilities* en pequeñas empresas.
5. Acceso minorista: cuando el mercado de generación esté funcionando, ofrecer elección para todos los consumidores. Esto requiere un esquema de liquidación complejo, educación a los usuarios y un prestador de última instancia.

La mayor diferencia entre un esquema regulado y uno en competencia se encuentra en la asignación de la responsabilidad sobre los distintos riesgos. La forma de asignación de riesgos cataliza los incentivos para optimizar los procesos de producción y consumo. Los principales riesgos y las diferencias en su gestión entre un esquema regulado y uno de libre competencia se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3 – Comparación Esquema Regulado y en Competencia

Riesgos	Bajo un esquema regulado	Bajo un esquema en competencia
Riesgo de Demanda	• Usuarios toman la mayoría de los riesgos y también la mayoría de los premios. • La agencia de regulación hace lo posible para supervisar las decisiones de inversión. • Los usuarios no tienen rápido acceso a los cambios tecnológicos y pagan tarifas que dependen sustancialmente de la curva tecnológica instalada. • Si la demanda es menor que la anticipada, los precios deben subir para cubrir el costo del exceso de capacidad., mientras que, bajo competencia, el exceso de capacidad genera caída de precios.	• Los riesgos son internalizados por los generadores • El riesgo de cambio tecnológico es asumido por el generador, por lo tanto, existen fuertes incentivos a elegir la mejor tecnología y evitar errores costosos. • Los generadores enfrentan el cambio de la demanda y precios, por lo que necesitan ser flexibles en sus planes de construcción y seguir el mercado, • Los generadores deben ajustar los programas de mantenimiento para que las plantas estén en línea justamente cuando los precios son altos.
Riesgo de cambio tecnológico		
Riesgo sobre decisiones de gestión de mantenimiento, mano de obra e inversión		
Riesgo de crédito		

En un esquema de competencia, los riesgos de gestión, inversión, tecnológicos y de demanda son asumidos por los generadores; de otro lado, el riesgo de precio es enfrentado por los dos

lados del mercado, oferta y demanda. La gestión de los distintos riesgos en la compraventa de energía es resultado de los distintos instrumentos y sub-mercados que están disponibles bajo distintos diseños de mercados posibles.

Es así como Sally Hunt, Paul Joskow y Richard Schmalensee¹⁸, plantearon cuatro modelos de arquitectura de los mercados eléctricos, cada uno como una etapa de transición para la liberalización de los mercados de energía mayorista. Los cuatro modelos son: el monopolio verticalmente integrado, el comprador único, la competencia mayorista y la competencia minorista.

El modelo de monopolio integrado verticalmente prevaleció durante 100 años y a partir de este en distintos países se hizo tránsito a un modelo de comprador único, como en Estados Unidos o, al modelo de competencia mayorista, como en Colombia.

El modelo de Comprador Único fue adoptado en Estados Unidos en 1978, cuando en la Ley de Políticas Regulatorias de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios (PURPA, por su nombre en inglés) se exigió a los monopolios integrados verticalmente la compra de energía a generadores independientes. Posteriormente, varias *utilities* eligieron la compra de energía mediante la suscripción contratos de largo plazo con generadores independientes (IPP, por su nombre en inglés). El modelo de comprador único aplicaba únicamente a las *utilities* que tenían un monopolio completo sobre los clientes finales. El precio al cual vendían los IPP a las *utilities* eran resultado de una subasta, que correspondía a la oferta de precio más baja presentada. La celebración del contrato de largo plazo se daba posterior a la aprobación del proceso de subasta y el resultado por parte de la agencia regulatoria. Los precios de los contratos eran un *pass through* a los usuarios como parte de la tarifa.

Una estructura de mercado basada en contratos de largo plazo, como el descrito anteriormente, transfiere el riesgo de mercado, tecnológico y de crédito a los consumidores, en la medida que los contratos con los IPPs cubren a estos de la volatilidad de los precios de mercado y del cambio tecnológico. En particular, el modelo de comprador único requiere contratos de largo plazo, porque no hay suficientes compradores en total competencia.

Dos problemas para resaltar de este tipo de contratos con los generadores independientes son los siguientes:

Problema 1: Los contratos IPP son usualmente especificados a tecnología, combustible y localización por parte del comprador, por la dificultad de evaluar las ofertas con un rango más amplio de alternativas. Sin embargo, esto limita la efectividad de la competencia, la cual logra eficiencia mediante la búsqueda de nuevas tecnologías, combustibles y lugares.

Problema 2: Los contratos IPP ha sido a menudo no despachables, es decir, no están bajo control del operador del sistema (self-dispatched power plants). Resalta Sally Hunt que los contratos no despachables solo funcionan para un número relativamente bajo de plantas, o el operador del mercado perdería control del sistema.

¹⁸ Paul L. Joskow y Richard Schmalensee. *Markets for Power: An Analysis of Electric Deregulation*. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1983

Las limitaciones presentadas en el modelo de comprador único, requiere un diseño de mercado más dinámico, que se facilita en los modelos de competencia mayorista y/o minorista de energía.

En el modelo mayorista de energía, no hay un *cost-of-service* para la remuneración de la generación, sino que existe una oferta de precios. Las empresas de distribución, que bajo este modelo conservan el monopolio sobre los pequeños clientes finales, y los grandes consumidores, son participantes directos en el mercado mayorista de energía. Las empresas de distribución eléctrica suministran energía a los pequeños clientes finales mediante la celebración de contratos con generadores y agregadores.

La participación directa de los grandes consumidores en el mercado mayorista de energía, suma compradores, reduciendo y probablemente removiendo la necesidad de separar las compañías de distribución de actividades potencialmente competitivas. Sin embargo, permitir que únicamente clientes por encima de un determinado rango de consumo participen en el mercado puede crear problemas de frontera. De un lado, no hay un límite lógico en la definición del rango de consumo que viabiliza la participación en el mercado de energía mayorista y de otro lado, abre oportunidades de *gaming* por parte de los participantes.

En Estados Unidos, por ejemplo, las compañías industriales representan, en promedio, el 26.3% del consumo en los últimos diez años, sin embargo, es menos del 1% de los clientes.

De otro lado, la pregunta que se abre en este modelo es sobre los incentivos asociados a la compra de energía por parte de las compañías de distribución (*Distco*) para la atención de clientes pequeños. Sally Hunt enumera al menos cinco alternativas posibles de compra de energía por parte de las *Distco*, así como los factores positivos y negativos de cada mecanismo, como se presenta, en la Tabla 4. Resalta Hunt que la obligación de realizar contratos por parte de las empresas de distribución resulta en un problema de diseño de incentivos para que las *Distco* compren al menor costo y en un problema de seguridad jurídica, que asegure que la *Distco* no quede en medio desautorizaciones caprichosas del regulador, para el traslado de los precios de contratos celebrados en buena fe¹⁹.

Tabla 4 – Comparación Alternativas Contratación Esquema Competencia Mayorista

Alternativas de Compra	Factores Positivos	Factores Negativos
No Contratos – 100% Mercado Spot		- No es la mejor alternativa cuando la demanda es regulada - Los usuarios regulados no tienen alternativa de encontrar otro

¹⁹ “The idea that the regulator could set a fixed price in advance, and hope the *Distco* could purchase later in competitive markets without losing its shirt, is so bizarre that we would not mention it, except that it has happened.” Hunt, Sally. Making Competition Work in Electricity. Chapter 1 – Introduction. Kindle: Posición 5121 de 5344.

		comercializador y celebrar contratos - Los mercados spot necesitan una buena porción de contratos para controlar el poder de mercado.
Compra Contratos 80% - 90% Demanda – Restante Mercado Spot		- Difícil para el regulador monitorear y evaluar. - Los contratos necesitan especificar períodos de tiempo, duración, indexación, entre otros, que los hacen difíciles de comparar. - Si el regulador revisa la estrategia de compra de la Distco, siempre en retrospectiva habrá una mejor alternativa. La Distco corre el riesgo de no estar autorizada a trasladar el precio de contratos celebrados de buena fe.
Integración Vertical Distribución – Generación: Tarifa <i>Cost-Of-Service</i>	- Es una alternativa para la transición, pero no funciona en el largo plazo	- Es un mercado con dos sistemas: mercado regulado para clientes pequeños y un mercado competitivo para grandes consumidores: - ¿Tarifas pueden ser definidas con el modelo regulado, que pasa a futuro? - ¿Que activos entran en la base tarifaria del mercado regulado y que activos venden a precios competitivos? - ¿Las Distco pueden construir nuevas plantas? - Precios regulados serán exactamente iguales a los precios de mercado.
Subastas de Contratos Estándar	- Esta es posiblemente la mejor alternativa, aunque, impide a las <i>Distco</i> celebrar contratos bajo diferentes modalidades.	- Al no permitir la construcción de un portafolio bajo distintas modalidades contractuales resulta en un esquema de contratación ineficiente. - La realización de una subasta es un proceso complejo, el perfecto ejemplo de costos de transacción.

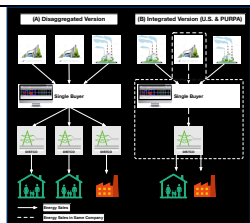
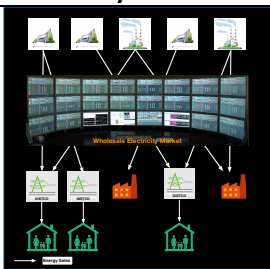
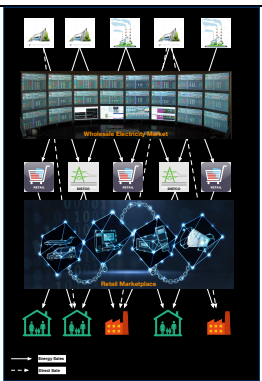
Mercados a Plazo	- Exigir a las Distcos utilizar los mercados forward y futuros estimula su crecimiento, así como su liquidez y eficiencia.	
------------------	--	--

Como se presentó anteriormente, hay dos problemas principales del modelo de mercado mayorista: la frontera que separa los consumidores pequeños y grandes y, los incentivos que orientan a las compañías de distribución a asegurar precios eficientes en los contratos para la atención de usuarios finales.

En particular, por la dificultad de definir los incentivos necesarios para asegurar la compra eficiente de energía por parte de las *Distco*, es que Hunt señala la necesidad de transitar hacia el modelo de Competencia Minorista. El modelo de competencia minorista trae consigo los beneficios del modelo de mercado mayorista, al permitir que muchos comercializadores participen, incentivando mejores precios por parte de los generadores, así como un mercado más líquido y profundo para la financiación de nuevas plantas de generación. La principal adición que trae el modelo de competencia minorista está asociado a los procesos de liquidación, medición y facturación, así como, un proceso de educación a los usuarios del servicio de energía.

La elección del modelo es una decisión de política pública, sin embargo, debe comprenderse las implicaciones del cambio estructural, la necesidad de nuevas instituciones y las complicaciones, dado los arreglos existentes. Los distintos modelos requieren diferentes niveles de cambio estructural y reacomodamiento de las funciones en la industria, nuevas instituciones especialmente de los mercados mayoristas, y nuevos roles de la regulación.

Tabla 5 – Modelos de Mercado de Energía Eléctrica

	Comprador Único	Competencia Mayorista	Competencia Minorista
Diseño			
Características	El modelo de comprador único es una forma competencia limitada.	• Toda la generación está desregulada y vende en un mercado mayorista competitivo • Las compañías de distribución y los grandes consumidores compran	El modelo de competencia minorista requiere como base los arreglos transaccionales del modelo de competencia mayorista. Los principales requerimientos

		competitivamente en el mercado mayorista. • Se permiten agregadores, brokers y comercializadores. • No hay opción predeterminada para los grandes clientes que no sea el precio del mercado de corto plazo. • Las compañías de distribución suministran a los pequeños consumidores mediante la suscripción de contratos con generadores y agregadores.	adicionales en el modelo minorista son el proceso de liquidación, la lectura del medidor, la facturación y un proceso de educación a los usuarios. Este modelo funciona mejor donde los reguladores confían en que los mercados competitivos ofrecen el mejor arreglo a los usuarios y no desperdician tiempo tratando de mantener protección regulatoria.
Beneficios	• La competencia en este modelo es una competencia por la construcción y operación de plantas de generación. • Requiere contratos de largo plazo porque no hay suficientes compradores para una competencia total.	¿Por qué los grandes consumidores? • Permitir que los grandes consumidores compren en el mercado añade compradores y así, reduce y remueve la necesidad de separar las compañías de distribución. • La medida, facturación y liquidación de los grandes consumidores es mucho menos onerosa que para millones de usuarios residenciales.	La ventaja de este modelo es que los usuarios tienen elección.
Retos	Los contratos con productores independientes (IPPs) son, en su mayoría, contratos de tarifas de dos partes, que pagan un precio fijo para cubrir los costos fijos y una parte variable para cubrir el costo variable	¿Como compran las compañías distribuidoras energía para los usuarios pequeños? • Incentivar a las compañías de distribución a contratar en los mercados a plazo	

	de la planta de generación.	(<i>private forward markets</i>). • Al incentivar a las compañías de distribución a utilizar los mercados a plazo, se fomentaría la liquidez y eficiencia de dichos mercados. • Permitir por parte de la agencia reguladora el traslado de las transacciones cerradas en estos mercados.	
Problemas	El diseño de estos contratos es el mayor problema conceptual en este modelo. El problema de diseño se concentra la sintonización de los incentivos de operación de la planta de generación, sea porque los retornos son pagados en la parte fija de la tarifa (incentivo a no operar) o en la parte variable (operación cuando no es necesaria). La solución es pagar los retornos de la inversión en la parte fija y aplicar una penalidad cuando existe un incumplimiento de generación previamente definido.	Tres grandes problemas tienen este modelo: • Límites entre usuarios tipo: grandes y pequeños consumidores. • La necesidad de contratos. • Las dificultades de suscribir dichos contratos.	La desventaja principal es el costo del sistema de liquidación para pequeños usuarios y la necesidad de educarlos.
	La característica principal es que los generadores independientes pueden vender únicamente a las <i>utilities</i> existentes, las cuales tienen un monopolio completo sobre el cliente final	El tema contractual es el más complejo, y es una buena razón para avanzar al modelo 4: la competencia minorista.	

Si el objetivo es la competencia en producción, éste se puede alcanzar mediante la implementación del modelo de competencia mayorista. Como se mencionó, el modelo presenta dos problemas: de un lado la definición de los límites entre usuarios grandes y pequeños y de otro, la eficiencia de los resultados asociados a la compra de energía de largo plazo por parte de las empresas de distribución, no como usuario final, sino como intermediario de los usuarios finales. Sally Hunt explora varias alternativas²⁰, y afirma que, aunque algunas de esas tienen mérito de ser implementadas, ninguna es realmente eficiente. Por lo anterior, recomienda que se incentive a las compañías de distribución a contratar en los mercados forward y que los reguladores permitan el *pass-through* de las transacciones realizadas en estos mercados. Esto, en todo caso depende que los mercados *forward* sean líquidos y eficientes. Sin embargo, al incentivar que las empresas de distribución usen los mercados *forward* se promueve su crecimiento, liquidez y eficiencia.

El modelo de competencia minorista es el punto de llegada de las reformas para la liberación de los mercados de energía mayorista. En particular, es la respuesta a la presión de los usuarios por mayor eficiencia y oportunidad de elección en el suministro de energía. La recomendación de Sally Hunt, una vez implementado el modelo de competencia mayorista, es transitar a la liberalización de los mercados minoristas de manera gradual, iniciando con la reducción progresiva del límite que separa los tipos de usuarios que tienen acceso a participar en el mercado mayorista de energía y en la elección del comercializador que los atiende. Esto, también, implica una reducción escalonada en la venta de energía eléctrica por parte de las compañías de distribución.

²⁰ Hunt, Sally. Making Competition Work in Electricity. John Wiley & Sons, Inc., 2002, New York. Chapter 2 – The Essential Aspects of Electricity. Kindle: Posición 624 a 648 de 5344. *“The major problem with model 3 is the problem of contracting, How does the Distco purchase for its small customers?*

One possibility is that the Distco does not contract at all, but simply passes through the wholesale spot price to small customers... This is not a good option when so much of the load is still regulated...

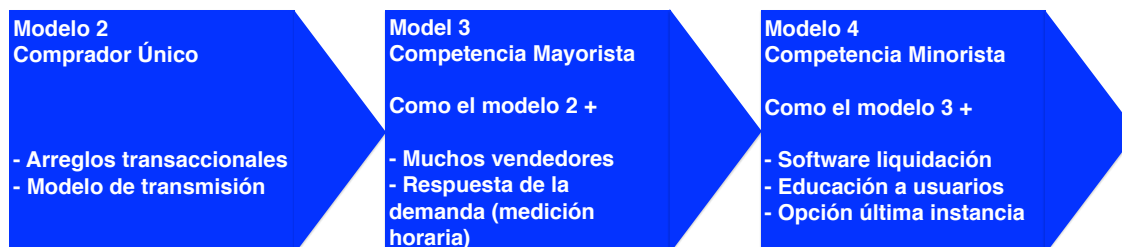
Perhaps, the Distco should simply go out and buy the best contracts available, for say 80% to 90% of its expected load, and purchase the rest at spot prices. But these contracts are really hard for the regulator to monitor and evaluate. Contracts for the purchase of electricity need to specify time-slices, contract duration, indexing provisions, and other things that make contracts very hard to compare with each other.

Perhaps, under model 3, the Distco could own its own generation, and sell to the small customer at regulated prices, based on the cost of service of its own generators. The regulated prices would simply act as if they were a contract between the generator and the Distco-a regulated transfer price. This may be the way to navigate a transition but it will not work in the long haul. This would be a two-market system- a regulated market for small customers and a competitive market for large customers. It only takes a thought experiment to see that this is not a viable solution. While initially the prices can be set at the old regulated rates, what happens as time goes on? Which assets enter the rate base of the regulated part, and which sell their output at competitive prices? How are the regulated prices set? Can the regulated assets be disposed of? Can the Distco build new plants?...

Another solution is an auction with public bids for a specified form of contract (indexing provisions, time-slices, etc) so that the bids are comparable. This is probably the best alternative solution, although it may prevent the Distco from making useful contracts in different forms as needed, and leads to inefficient contracting... However, if an auction is to be held, we do suggest that it not be for full requirements, the traditional form of tariffs, but rather for fixed amounts, with the rest bought at spot, consistent with the tariff form that we believe should be the basis for improved efficiency in regulated markets, and the best tariff for default or other provision in deregulated markets.”

Gráfico 19 – Evolución Mercados de Energía Eléctrica

Cambios necesarios para implementar competencia mayorista y minorista



Tomado de “*Making Competition Work in Electricity*” de Sally Hunt

Esta visión de la evolución del mercado mayorista de energía, data del año 2002, y no contaba con la información del cambio tecnológico que está cambiando el modelo de negocio y, en el que se identifica cuatro tecnologías principales que empoderarán a la demanda. Estas cuatro tecnologías son: *data analytics*, las plataformas, el Internet de la Cosas (*IoT*, por su nombre en inglés), y el *blockchain*. Cada una permitirá, de diversas formas, que los usuarios tengan mayor control en las decisiones de consumo y de los precios a los que compran la energía, siempre y cuando se incentive la instalación de medición inteligente.

En 1988, Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors y Roger E. Bohn en el libro *Spot Pricing of Electricity*, afirmaban que no se podía esperar que los usuarios residenciales interactuaran efectivamente con el precio del mercado spot, sin soporte tecnológico. Sin embargo, concluían, que, si un usuario tenía disponible un sistema de información y control basado en un microprocesador bien diseñado con una interfaz fácil de usar, se podía esperar una respuesta extensa de los usuarios residenciales.²¹ Con la disrupción de las cuatro tecnologías mencionadas anteriormente, dicho escenario es el presente y futuro de los mercados eléctricos.

3.1. Arquitectura de mercados eléctricos y contratos de energía eléctrica

Antes de finales de los años ochenta, la eficiencia de una planta de generación se encontraba entre 18% a 36% y la presencia de economías de escala era un factor clave— entre mayor la capacidad de la planta mayor la eficiencia. Debido a los factores de escala, las plantas se planeaban y construían tomando en consideración ésta variable y, tomaba años en planearse y construirse. Pero el surgimiento de un cambio tecnológico en los años ochenta, que combinaba

²¹ Schweppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors y Roger E. Bohn. *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers, 1988. “Residential response is entirely different from industrial response. Our studies and ponderings on residential response to a spot price based energy marketplace lead to the conclusion that the key issue is the character of the electronic support system that is provided. One cannot expect the typical residential customer to interact effectively with a spot price based energy marketplace without electronic support. If a residential customer has available a well-designed microprocessor-based information and control system with user-friendly interface, extensive response can be expected. Residential customers without such support available should, in general, see very simple spot price type rates.”

los generadores de vapor con la combustión directa de combustible, aumentaron la eficiencia máxima de las nuevas plantas al 60% o 65%. Estas nuevas plantas, denominadas turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por su nombre en inglés) hicieron irrelevante el concepto las economías de escala como un factor de eficiencia y, en consecuencia, fue uno de los elementos fundamentales que abrieron la puerta a la competencia en generación.^{22,23}

Existen tres características fundamentales que debe tener un mercado: liquidez, eficiencia y completitud.

Se puede afirmar que un mercado es líquido si hay muchos compradores y vendedores que puedan acceder, el uno al otro, con facilidad y adicionalmente, tienen acceso a la información de precios del mercado.²⁴ En un mercado líquido, el precio de equilibrio se define rápidamente a un precio de mercado. Una característica definitiva de un mercado líquido es que usualmente absorbe la adición o la pérdida de un comprador o un vendedor sin un cambio notable en el precio del mercado. Si la información disponible es buena, y hay facilidad para cambiar la posición, es decir hay capacidad de reventa, un mercado competitivo alcanza un único precio para un producto específico para un tiempo y lugar específico.

De otro lado un mercado es eficiente si los participantes no pueden predecir la dirección futura de los precios²⁵. Hay tres formas de eficiencia de mercado, la cual depende del nivel de información disponible sobre la que se podría sustentar una predicción de la dirección de los precios del mercado.

- En la forma débil de eficiencia de mercado, el acceso a series de precios históricos no sustenta una predicción de precios.
- En la forma semi-fuerte, ninguna información pública (incluso las series de precios históricos) podría sustentar la predicción futura de precios.
- En la forma fuerte, ninguna información (pública o privada) podría sustentar una predicción futura del precio.

²² Hunt, Sally. Making Competition Work in Electricity. John Wiley & Sons, Inc., 2002, New York. Chapter 2 – The Essential Aspects of Electricity. Kindle: Posición 281 de 5344. *“Before the late 1980s, efficiency typically varied from about 18% to 36%, and there were economies of scale-the bigger plants were more efficient. Because of the scale factors, plants got larger and larger; they took years to plan and build. Then a technological advance in the 1980s, which combined the steam generators with direct fuel combustion, increased the maximum efficiency of new plants to 60% or 65%. These new plants, called combined cycle gas turbines (CCGT) use natural gas as a fuel, and are today the technology of choice. They also come in much smaller packages, are cleaner in operation, are easier to build than the old models. This technological advance is one of the forces shaping the worldwide industry, because it made clear that economies of scale were not an inevitable part of electricity production, and opened the door to competition in generation.”*

²³ Sally Hunt en el pie de página 4 del Capítulo 2 – “The Essential Aspects of Electricity” aclara lo siguiente: *“It was not only the technical advances of CCGTs that opened the door to competition, but they are a major factor. Some other type of smaller plants were economic before the 1990s.”*

²⁴ Hunt, Sally. Making Competition Work in Electricity. Chapter 6 – Liquid, Efficient, and Complete Marketplaces. Kindle: Posición 1350 de 5344.

²⁵ Hunt, Sally. Chapter 6 – Liquid, Efficient, and Complete Marketplaces. Kindle: Posición 1350 de 5344.

En general, en la mayoría de los mercados públicos la eficiencia es débil a semi-fuerte, pero no eficiente en el sentido fuerte. Por lo anterior, los agentes que arbitran mercados realizan una actividad fundamental, mediante la compra y venta, hasta que las pequeñas diferencias entre precios de un mismo producto en mercados diferentes se cierran en un solo precio.

Finalmente, los mercados totalmente competitivos requieren mercados completos, es decir, un conjunto completo de mercados forward y spot, así como herramientas de gestión de riesgo, para cada producto, período y lugar específico²⁶.

Un mercado de contratos a plazo líquido incrementa la competencia, cuando participan agentes que tienen un portafolio de recursos para colocar en riesgo y están dispuestos a comprometer flujos de inversión en contratos *swap* o futuros, a pesar de que no desean tomar la entrega física del mismo. El ejemplo más obvio son los mercados organizados de *commodities*.²⁷ Los mercados a plazo de electricidad son mercados de *commodities* y son de entrega eventual. Si no se quiere tomar la entrega, el comprador del contrato debe salir de la posición. La existencia de un mercado a plazo líquido con información pública del precio facilita que los agentes cambien su posición contractual, lo cual reduce el riesgo de quedar sin salida frente a la posición de compra o venta de largo plazo que se tenga.

Sin embargo, la ausencia de una tecnología de almacenamiento de electricidad a escala, económicamente viable, tiene importantes implicaciones en los mercados a plazo de electricidad. Toda la teoría de valoración de opciones está basada en la posibilidad de almacenamiento del producto. Si un participante de un mercado de *commodities* encuentra una diferencia entre el precio de un producto con entrega en septiembre y el precio del mismo producto con entrega en Julio que excede el costo de almacenamiento, vendería el producto de septiembre y compraría el producto de Julio, realizando una operación de arbitraje que alinearía los precios entre los dos productos en el mercado.²⁸

²⁶ Hunt, Sally. Chapter 6 – Liquid, Efficient, and Complete Marketplaces. Kindle: Posición 1371 de 5344.

²⁷ *“The whole point of commodity markets is to provide liquidity to enable the original producer of the pork bellies to “sell them forward” before the hogs are slaughtered. If the bacon factory does not want to put up the money months in advance, the commodity markets provide risk-takers who bet on the eventual price and the buy and sell the pork belly “futures”. But in the end the pork bellies are delivered to some bacon factory- all commodity markets are markets for delivery... If the farmer does not want to deliver (the hogs got sick and died) than he has to buy back the contracts at the prevailing price.”* Sally Hunt, Making Competition Work in Electricity. Chapter 6 – Liquid, Efficient, and Complete Marketplaces. Kindle: Posición 1387 de 5344.

²⁸ De acuerdo con Robert Pindyck, *“In markets for storable commodities such as oil, inventories play a crucial role in price formation. As in manufacturing industries, inventories are used to reduce costs of changing production in response to fluctuations (predictable or otherwise) in demand, and to reduce marketing costs by helping to ensure timely deliveries and avoid stockouts. Producers must determine their production levels jointly with their expected inventory drawdowns or buildups. These decisions are made in light of two prices – a spot price for sale of the commodity itself, and a price for storage. As I will explain, although the price of storage is not directly observed, it can be determined from the spread between futures and spot prices. The price of storage is equal to the marginal value of storage, i.e., the flow of benefits to inventory holders from a marginal unit of inventory, and is termed the marginal convenience yield.”* Robert S. Pindyck. The Dynamics of Commodity Spot and Futures Markets: A Primer. Center for Energy and Environmental Policy Research - MIT, 01-002 WP. May 2001.

En contraste con otros *commodities*, el precio de la electricidad para entrega en julio no dice mucho sobre el precio de la electricidad para entrega en septiembre. Es decir, el precio del contrato en el período t no tiene una valoración intrínseca con el precio del contrato para el período $t+1$. No hay un costo de almacenamiento que los vincule y, por lo anterior, los mercados a plazo eléctricos son particularmente menos líquidos y eficientes que otros mercados.²⁹ De hecho Sally Hunt concluye que los mercados eléctricos a plazo serán menos eficientes y líquidos que los mercados de productos almacenables por las siguientes razones³⁰:

- Los contratos derivados para entrega en tiempo y lugar diferentes están efectivamente separados, por lo que inevitablemente las transacciones de contratos en diferentes plazos tenderán a generar menos compradores y vendedores (los mercados serán menos líquidos).
- La predicción de precios futuros de electricidad será mejor o peor dependiendo de la información disponible a los *traders*. Los mercados a plazo de electricidad serán ilíquidos e ineficientes si la información sobre la que se fundamenta el precio de equilibrio del mercado está en manos de pocos *traders*, o si los arreglos transaccionales son tan complejos e ineficientes que muy pocas personas pueden entenderlos. De otro lado, dado que los contratos de diferentes plazos no proveen información alguna sobre los precios futuros, la información sobre disponibilidad de plantas, construcción de plantas, movimientos de los precios de combustibles y los modelos que se utilizan para predecir los precios futuros de la electricidad tiene un valor significativo³¹. Adicionalmente los mercados a plazo serán ilíquidos a menos que el mercado spot provea un precio transparente para la liquidación de los contratos.

De acuerdo con la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA, por su nombre en inglés) el crecimiento de un mercado de derivados financieros para la electricidad esta fundamentalmente atado a la reestructuración de la industria. Hasta que los mercados de corto

²⁹ De acuerdo con la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos, “*Electricity is typically “stored” in the form of spare generating capacity and fuel inventories at power stations. For existing plants, the “storage costs” are usually less than or equivalent to the costs of storing other energy fuels; however, in addition of new storage capacity (i.e., power stations) can be very capital intensive. The high cost of new capacity also means that there are disincentives to building spare power capacity. Instead, existing plants must be available to respond to the strong local, weather-related, and seasonal patterns of electricity demand.*” Energy Information Administration. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. October 2002. Página 33.

³⁰ Hunt, Sally. Chapter 6 – Liquid, Efficient, and Complete Marketplaces. Kindle: Posición 1409 de 5344.

³¹ De acuerdo con Deng y Oren, “*There has been a growing literature addressing mainly two competing approaches to the problem of modeling electricity prices processes: (a) ‘Fundamental approach’ that relies on simulation of system and market operation to arrive at market prices; and (b) ‘Technical approach’ that attempts to model directly the stochastic behavior of market prices from historical data and statistical analysis.*” While the first approach provides more realistic system and transmission network modeling under specific scenarios, it is computationally prohibitive due to the larger number of scenarios that must be considered. Such analysis may be necessary for pricing financial transmission rights (in particular, flowgate rights) but not for the other electricity derivatives. Therefore, we shall focus our attentions on the second approach and review the corresponding methodologies for pricing electricity derivatives.” Deng, S.J. y S.S. Oren. Electricity Derivatives and Risk Management. Energy 31 (2006) 940 - 953. Página 948.

plazo funcionen bien, los prospectos para los mercados derivados son limitados.³² De hecho, menciona la EIA que la propuesta de la Comisión de Regulación Federal de Energía (FERC, por su nombre en inglés), denominada Diseño de Mercado Estándar (SMD, por su nombre en inglés), y presentada a discusión en el año 2002, fortalecía la competencia en el mercado mediante la definición de un servicio de transmisión flexible y un diseño de mercado spot abierto y transparente, que generaba las señales correctas de precio para incentivar la inversión en transmisión y generación, así como inversiones en reducción de la demanda.³³

Una parte esencial del diseño de mercado spot para resolver la baja liquidez en los mercados a plazo, es remediar eficientemente las restricciones en los sistemas de transmisión, de tal manera que la competencia entre los participantes del mercado sea efectiva, algo que el SMD resolvía de manera fundamental.

La FERC³⁴ concluyó que un diseño eficiente del mercado spot, con señales de precio apropiadas, traería los precios de los mercados a plazo y spot en línea, ayudando a asegurar un mercado de contratos eficiente para los agentes de la demanda.

Ningún otro producto o mercado tiene las características mencionadas anteriormente y en ese sentido la electricidad es un mercado único. Todas las alternativas de diseño de intercambios comerciales tienen que acomodar estas características. En la Tabla 6 se presenta una caracterización de las restricciones que se impone al diseño de los mercados eléctricos.

Tabla 6 Restricciones Físicas y Diseño de Mercado

Características de la electricidad que restringen el diseño de intercambios comerciales

Característica	Problema	Problemas de Diseño
No Almacenamiento	Cantidades contrato no coincidirán con el uso o producción	Desbalances contractuales
Camino de menor resistencia Interacción Red	Posible sobrecarga Plantas generan varios productos y se mantienen como reserva	Gestión de la congestión Servicios auxiliares
Velocidad de la luz	El operador del sistema debe tener el control	Programación y despacho

³² EIA. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. October 2002. Página xv.

³³ Federal Energy Regulatory Commission. Notice of Proposed Rulemaking. Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design. July 31, 2002. *“The Commission proposes to provide new choices through a flexible transmission service, and an open and transparent spot market design that provides the right pricing signals for investment in transmission and generation facilities, as well as investment in demand reduction.”* Página 3.

³⁴ Federal Energy Regulatory Commission. Notice of Proposed Rulemaking. Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design. July 31, 2002. *“Efficient spot markets with appropriate price signals bring bilateral and spot market prices closer together, helping to assure customers of efficient bilateral markets.”* Página 8.

Los anteriores elementos se constituyen en lo que Sally Hunt denomina los cuatro pilares del diseño de mercado³⁵:

- Mercado de desbalances: mercado *day-ahead* y mercado spot (*real-time market*)
- Manejo de congestión: precios localizados de energía, señales de localización de nueva generación y expansión de transmisión.
- Servicios auxiliares: reservas operativas, incluida la regulación de frecuencia, integrado con el mercado.
- Programación y despacho: modelo integrado de optimización de la operación al menor costo.

Sumado a las características técnicas que hacen único el diseño del mercado eléctrico, una condición que agudiza la volatilidad de los precios del mercado spot es la ausencia de respuesta de la demanda (inelasticidad) cuando se materializan precios altos de electricidad. La mayoría de los usuarios pagan precios de electricidad que siguen regulados en la medida que esta basados en costos promedio de generación. Los precios de la electricidad no varían significativamente aun cuando el costo marginal en el mercado en tiempo real cambia.

Una de las herramientas disponibles para reducir la volatilidad del precio *spot* es la implementación de programas de gestión de la demanda. Los precios en el mercado spot son más volátiles durante períodos críticos, los cuales se caracterizan por una reducción en el margen de reserva, es decir, utilización del portafolio de generación a su máxima capacidad. Este hecho, sumado a la forma de la curva de oferta agregada, que se caracteriza por ser como palo de hockey (*hockey stick shaped supply curve*) evidencia que existen oportunidades para reducir sustancialmente la volatilidad mediante la implementación de mecanismos de mercado y programas de gestión de la demanda para desplazar el consumo a períodos base.³⁶

Los elementos conceptuales en esta sección evidencian la necesidad, como lo presenta Sally Hunt, de tener una visión integral³⁷ del mercado de energía mayorista, con el fin de obtener asignaciones eficientes para los participantes en estos. En resumen, para que exista un mercado de contratos derivados financieros líquido y eficiente, se requiere asegurar que la interacción

³⁵ ANDEG trabajará en los cuatro pilares del diseño de mercado en un documento de trabajo posterior.

³⁶ De acuerdo con la EIA, “*One of the key tools available to regulators for reducing volatility of electricity prices is demand-side management programs. Electricity prices are most volatile during the on-peak hours of the day and substantially more stable (and lower) during off-peak periods. This fact, couple with the hockey stick shaped supply curve suggests that substantial reductions in volatility could be achieved through the use of market mechanisms and demand-side management programs to shift consumption to off-peak hours.*” EIA. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. October 2002. Página 38.

³⁷ Nassim Nicholas Taleb, lo coloca en los siguientes términos, “*The main idea behind complex systems is that the ensemble behaves in a way not predicted by the components. The interactions matter more than the nature of the units... This is called “an emergent” property of the whole, by which parts and whole differ because what matters is the interactions between such parts. And interactions can obey very simple rules.*” Capítulo del libro *Skin in the Game*, <https://medium.com/incerto/the-most-intolerant-wins-the-dictatorship-of-the-small-minority-3f1f83ce4e15>

entre elementos y los submercados contenidos en este funcionen adecuadamente. En resumen, es fundamental asegurar:

- a. Un mercado completo, caracterizado por un mercado spot (mercado *day-ahead* y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (inversión oportuna de generación y transmisión localizada) y de reservas operativas para la gestión del sistema (voltaje y frecuencia)
- b. Información completa para los participantes del mercado: precios de los mercados de corto plazo, información sobre disponibilidad de plantas, construcción de plantas, mantenimiento de infraestructura de transmisión nacional y regional, precios de los contratos derivados transados en los mercados a plazo con el fin de inferir los precios de largo plazo.³⁸
- c. Respuesta de la demanda: programas de gestión de la demanda y tarifas vinculadas con los precios del mercado spot.

3.2. Economía de los mercados a plazo de electricidad

Como se presentó en la sección anterior de este documento, en un mercado competitivo completo de energía eléctrica es fundamental un mercado a plazo y mecanismos de gestión de riesgo para los participantes, con el objeto minimizar la exposición a la volatilidad de los precios en el mercado de corto plazo.

En general, los contratos *swap* de electricidad son acuerdos financieros que aseguran el pago de la diferencia entre el precio acordado en el contrato y el precio spot, para un período futuro. La compraventa de energía en mercados a plazo tiene dos ventajas sustanciales para los participantes del mercado³⁹: en primer lugar, permite a los participantes trasladar el riesgo a

³⁸ Un artículo interesante sobre el efecto de información incompleta en la formación de precios es presentada en el artículo *Market Failure Looks Like the Culprit in Rising Costs* escrito por Noah Smith para Bloomberg View. Resalta Smith, “*But there’s one more possibility -- one that gets taught in few economics classes. There is almost certainly some level of pure trickery in the economy -- people paying more than they should, because they don’t have the time or knowledge to look for better prices, or because they trust people they shouldn’t trust. This is the thesis of the book “Phishing for Phools,” by Nobel-winning economists George Akerlof and Robert Shiller. The authors advance the disturbing thesis that sellers will continually look for ways to dupe customers into paying more than they should, and that these efforts will always be partially successful. In Akerlof and Shiller’s reckoning, markets don’t just sometimes fail -- they are inherently subject to both deceit and mistakes. That could explain a number of unsettling empirical results in the economics literature. For example, transparency reduces prices substantially in health-care equipment markets. More complex and opaque mortgage-backed securities failed at higher rates in the financial crisis. In these and other cases, buyers paid too much because they didn’t know what they were buying. Whether that’s due to trickery, or to the difficulty of gathering accurate information, it’s not good -- in an efficient economy, everyone will know what they’re buying.*” <https://www.bloomberg.com/view/articles/2017-02-16/market-failure-looks-like-the-culprit-in-rising-costs>

³⁹ Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. *The Economics of Electricity Markets*. W. IEEE Press y John Wiley & Sons, 2014. Página 245. “*Trading in the forward market has two substantial advantages for market participants: First, it allows market participants to shift risk. Second, it provides important signals about future expected prices, allowing market participants to make investment decisions in the light of collective information, pooled by the market, about future average price levels.*”

otros agentes que tienen mejor capacidad para gestionarlo y, en segundo lugar, genera precios futuros, que permite a los participantes del mercado tomar decisiones de inversión, a la luz de información pública, basado en las expectativas agregadas del mercado, sobre los niveles promedio de precio futuros.

En la práctica, los derivados transados en mercado *Over-the-Counter*, son acuerdos a la medida de las partes, sin embargo, en mercados activos, los contratos a menudo tienen formatos estandarizados, con el fin de facilitar las transacciones. Las transacciones pueden ser celebradas directamente entre vendedor y comprador (transacciones *Over-the-Counter*) o pueden ser facilitadas por un *exchange*⁴⁰.

Las características estructurales de los mercados *Over-the-Counter* y *Exchange*, se presentan en la siguiente tabla⁴¹:

Tabla 7 – Características Mercados OTC y Exchange

Características	Mercado Over-the-Counter	Exchange
Contratos	- Las contrapartes acuerdan los términos del contrato, tales como precio, vencimiento y cantidades, de forma tal que se ajusten a las necesidades económicas de las partes. - Al ser posible la negociación de los términos del contrato, las contrapartes reducen el <i>basis risk</i>⁴², asegurando que los términos de los contratos se acerquen a las características de las posiciones en el mercado físico. - La ventaja de la particularización de los contratos es a costa de menos liquidez y mayor riesgo de crédito. - En mercados activos con muchos compradores y vendedores, a menudo los	Contratos estandarizados: - La estandarización asegura que un contrato sea indistinguible de otro en términos de que, cuanto, cuando y donde se entrega el bien. - Todos los contratos de un <i>commodity</i> para una vigencia particular son idénticos. - La estandarización permite el <i>neteo</i> de posiciones contractuales, ya sea por la compra de un contrato cuando está en posición de venta o viceversa.

⁴⁰ Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. The Economics of Electricity Markets. W. IEEE Press y John Wiley & Sons, 2014. Página 425.

⁴¹ EIA. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. October 2002. Páginas 46-48.

⁴² "Basis risk describes the lack of correlation that may exist between the price of a derivative contract and the price of the commodity that is being hedged. To the extent that these prices move independently, the hedger faces a risk that the change in the value of the physical position may not be entirely offset by the change in the value of the derivative position. Thus, hedge may not be a perfect one." EIA. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. October 2002. Pie de Página 93.

	contratos <i>forward</i> tienen ciertos formatos estandarizados ⁴³ .	
Descripción Mercado	- <i>Dealer market</i> - Los usuarios de los derivados buscan compañías que crean contratos ajustados a sus necesidades. - Los <i>dealers</i> posteriormente cubren el riesgo de los contratos, tomando posiciones en contratos de opciones y/o futuros transados en un <i>Exchange</i> u otros contratos derivados en el mercado OTC que tienen un perfil de riesgo opuesto. - Los <i>dealer markets</i> tienden a ser dominados por grandes bancos de inversión y algunos bancos comerciales, aunque, a medida que los mercados maduran, tienden a participar compañías especializadas, en la medida que pueden tener ventajas informacionales y operacionales sobre los bancos.⁴⁴	Plataforma transaccional: - <i>Open outcry</i> - Electrónica
Riesgo de Crédito	- Las contrapartes están expuestas al riesgo de crédito de la parte opuesta.⁴⁵	Cámara de Riesgo Central de Contraparte: - La mecánica de liquidación en la cámara básicamente es la siguiente:

⁴³ Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. The Economics of Electricity Markets. W. IEEE Press y John Wiley & Sons, 2014. Página 245

⁴⁴ "For example, the recently established Intercontinental Exchange (ICE), which primarily offers OTC energy contracts, is a joint venture of BP Amoco, Deutsche Bank AG, The Goldman Sachs Group, Morgan Stanley Dean Witter, Royal Dutch/Shell Group, SG Investment Banking, and the Totalfina Group". EIA. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. October 2002. Páginas 48.

⁴⁵ "One of the potential problems with forward contracts transactions is that their value depends on the financial capacity of the trading partner to complete the transaction. A promise to make a financial payment in the future is of little value if, at the point in time when the payment must be made, the trading partner is insolvent. Therefore, in the case of direct or over-the-counter trade, the parties will pay particular attention to the credit-worthiness of their counterparties. On the other hand, in the case of exchange-based trade, the exchange itself usually acts as the counterparty, taking on the counterparty risk for each side of the transaction and reducing one of the transaction costs associated with trade." Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. Página 245.

		- Una vez se cierra una operación en el Exchange, la información de la transacción se envía a la cámara para confirmación. - La cámara verifica que la información presentada por las dos partes case exactamente. - Si calza, la cámara toma la posición opuesta de cada contraparte en la transacción. - El propósito de la cámara de riesgo central de contraparte es tomar la posición contraria de las partes en un contrato, permitiendo que los contratos sean fungibles y facilitando la salida y entrada en los contratos. - En el proceso de hacer los contratos fungibles⁴⁶, las cámaras aseguran la integridad financiera del contrato. - En la medida que la cámara termina siendo la contraparte en cada contrato, las partes en el contrato no necesitan estar preocupadas por la calidad
--	--	--

⁴⁶ La EIA aclara que, *"This is typically accomplished through five levels of control that come into play before transactions are ever entered into, while contracts are being held and after problems may arise:*

- *The first level, control of credit risk faced by the clearinghouse, is accomplished by admitting only creditworthy counterparties to membership in the clearinghouse. Most clearinghouses do this by establishing minimum financial requirements and standards that its member must meet on an ongoing basis.*
- *As a second level of control, clearinghouses may impose position limits on members or its members' customers to limit the potential losses to which a member may be exposed.*
- *The third level of control is to establish a "margining system" to cover the risk of positions that have been entered into. A margin is essentially a performance bond designed to cover potential short-term losses on futures and options positions.*
- *The fourth means of protecting contracts is to establish default procedures in the event that a clearing member does not default. While these procedures may differ from one clearinghouse to another, they typically involve an attempt to isolate the house accounts of the offending clearing member while transferring the accounts of its non-defaulting customers to other clearing members.*
- *The fifth level of protection is to establish supplemental resources to cover situations in which a margin is insufficient to cover losses. This may take the form of outside guarantees, insurance, excess reserve funds, or collateral pools."*

		crediticia de los participantes en el contrato o si alguno sale de la posición antes que el contrato se venza.
--	--	--

En la medida que los derivados OTC y los futuros transados en *Exchanges* sirven funciones económicas similares, estos instrumentos de cobertura son utilizados como sustitutos⁴⁷ o como instrumentos complementarios⁴⁸ para la gestión de riesgo de precio.

Ya sea que las operaciones de gestión de riesgo se realicen en un mercado *Over-the-Counter* y/o un *Exchange*, para que un mercado de derivados funcione bien se requiere la participación de los siguientes agentes⁴⁹:

1. *Hedgers*: celebran contratos derivados para cubrir el riesgo de precio que enfrentan en el mercado del subyacente físico. Al hacerlo, transfieren el riesgo a otros participantes, como especuladores y otros *hedgers*.
2. Especuladores: toman posiciones de riesgo no cubiertas, con el propósito de explotar ineficiencias informacionales, valoraciones incorrectas de instrumentos o para aprovechar su capacidad de toma de riesgo. Los especuladores son intermediarios particulares y firmas dispuestas de tomar oportunidades de riesgo en la búsqueda de ganancias. Los especuladores juegan el papel fundamental de asumir los riesgos que los *hedgers* desean evitar: sin especuladores no hay mercados derivados.
3. *Arbitrageurs*: toman una posición contraria sobre instrumentos mal valorados para obtener ganancias sin riesgo. La actividad de arbitraje asegura que los precios entre mercados relacionados sean consistentes entre sí.

3.2.1. Cobertura de Precio Perfecto: Marco Teórico

Los instrumentos de gestión de riesgo cierran la brecha asociada a la volatilidad de los precios *spot*, cuya función es proveer las señales correctas de corto plazo para la operación y uso eficiente de un conjunto de activos y, en el largo plazo, proveer las señales de precio necesarias para inducir la inversión eficiente en activos de generación, transmisión y reducción de la demanda.

Los instrumentos de gestión de riesgo o derivados financieros incluyen contratos futuros, *swaps*, opciones *call* y opciones *put*. La combinación de estos instrumentos permite la construcción de portafolios para obtener cubrimiento perfecto de precios, un concepto que se explicará más adelante o, otro tipo de estrategias de cubrimiento de riesgo sujeto a las posiciones tomadas por los participantes del mercado. En particular, a lo largo de esta

⁴⁷ "They are not perfect substitutes, however, because of potential differences in their contract terms, transaction costs, regulations, and other factors." EIA., Pag. 48

⁴⁸ "For example, swaps dealers use exchange-traded futures to hedge the residual risk from unmatched positions." EIA., Pag. 48

⁴⁹ U.S. Energy Information Agency. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. October 2002. Pag. 46.

sección y con el fin de explicar el concepto de cubrimiento perfecto de precio utilizaremos como ejemplo *swaps*⁵⁰, opciones *put* y opciones *call*.

En breve, los swaps son acuerdos financieros bajo los cuales el vendedor acuerda pagar a la contraparte (comprador) una cantidad equivalente a la diferencia entre el precio spot y el precio fijo acordado, multiplicado por la cantidad de energía acordada. La notación matemática es,

$$Swap(P, X, S) = (S - P)X \quad (1)$$

donde,

S , Precio del Contrato

P , Precio spot futuro

X , Volumen de energía en MW

Los *swaps* generan flujos de pagos en dos vías. Si el precio spot es mayor que el precio del contrato, el vendedor del *swap* paga al comprador la diferencia. De otro lado, si el precio spot es menor que el precio fijo, el comprador del *swap* paga al vendedor la diferencia⁵¹.

Este tipo de contrato es un *swap* básico, sin embargo, técnicamente es posible construir un *swap* que tenga un volumen que cambie de manera pre-especificada a lo largo del curso del año, esto es conocido como un *sculptured swap*.

De otro lado, dentro de los contratos *swaps*, es posible encontrar, opciones financieras embebidas que funcionan como techos (*Call options*) y/o pisos (*Put options*). Una opción financiera *Call*, es un contrato financiero bajo el cual, una parte acuerda pagar la diferencia entre el precio spot P y el precio de ejercicio S , para un periodo predeterminado. Como compensación por el flujo de pagos futuro, el comprador paga al vendedor una suma fija anticipada (denominada prima). El pago total de un comprador a un vendedor, de una opción financiera *Call*, se puede representar como sigue,

$$Call(P, X, S, P_C) = (S - P)XI(P \geq S) + P_C X \quad (2)$$

donde,

S , Precio de Ejercicio (Precio del Contrato)

P , Precio spot futuro

X , Volumen de energía en MW

$I(P \geq S)$, función que toma el valor de 1 cuando la expresión en paréntesis es cierta y 0 si no.

P_C , Prima Opción *Call*

⁵⁰ En adelante se generalizará el uso de contratos *swaps* como los contratos transados en mercados *Over-the-Counter*. En la sección 3.4.1.1 se explica la diferencia conceptual definida por la U.S. Commodities Trade Comission entre contratos *swaps* y contratos *forward*, que se adoptó a lo largo de éste documento.

⁵¹ Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. The Economics of Electricity Markets. W. IEEE Press y John Wiley & Sons, 2014. Pag. 246.

Comparando (1) y (2), el swap y la opción *call*, podemos ver que los pagos de ambos instrumentos toman la misma forma cuando el precio spot es mayor que el precio de ejercicio (o precio del contrato).

Una opción *put* es un contrato financiero bajo el cual una parte acuerda pagar la diferencia entre el precio spot P y el precio de ejercicio S , para un periodo predeterminado, pero solo en el evento en que el precio spot cierre por debajo del precio de ejercicio. Como compensación por el flujo de pagos futuro, el comprador paga al vendedor una suma fija anticipada, P_p . El pago total de un comprador a un vendedor, de una opción financiera *call*, se puede representar como sigue,

$$Put(P, X, S, P_C) = -(S - P)XI(P < S) + P_p X \quad (3)$$

donde,

S , Precio de Ejercicio (Precio del Contrato)

P , Precio spot futuro

X , Volumen de energía en MW

$I(P < S)$, función que toma el valor de 1 cuando la expresión en paréntesis es cierta y 0 si no.

P_p , Prima Opción *Put*

Conociendo los flujos de pago de *swaps*, opciones *call* y opciones *put*, se resalta que vender un *swap* de una cantidad determinada es idéntico a vender una opción *call* (techo en el contrato) y comprar una opción *put* (piso en el contrato), con el mismo precio de ejercicio y la misma cantidad. Este resultado en matemáticas financieras se denomina *put-call parity*,

$$\begin{aligned} Call(P, X, S, P_C) - Floor(P, X, S, P_p) \\ &= (S - P)XI(P \geq S) + P_C X + (S - P)XI(P < S) - P_p X \\ &= (S - P + P_C - P_p)X = Swap(P, X, S + P_C - P_p) \end{aligned}$$

Lo anterior implica que, al combinar dos de los tres instrumentos anteriores, con la misma cantidad y el mismo precio de ejercicio, es posible construir de forma sintética uno de los otros instrumentos. Así, el piso de un contrato (es decir, una opción *put*) puede ser creada al tomar una posición larga en una opción *call* y una posición corta en un *swap*⁵².

Adicionalmente, otros instrumentos pueden ser creados a partir de la combinación de opciones *call* (techo de un contrato) y opciones *put* (piso de un contrato). Por ejemplo, un *collar* es un instrumento bajo el cual el vendedor paga al comprador la diferencia entre el precio spot y el precio techo, cuando el precio spot es mayor que el precio techo y, el comprador paga al vendedor la diferencia entre el precio spot y el precio piso, cuando el precio spot cae por debajo del precio piso. Un collar puede ser construido utilizando un portafolio de opciones *call* y *put*: vender un collar con un precio techo de S_C y un piso de S_F

⁵² "Purchasing a financial asset is equivalent to take a 'long' position in that asset. Conversely, selling a financial asset is equivalent to taking a 'short' position in that asset." Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. Pag. 248.

y una cantidad de energía X , es idéntico a vender una opción call con un precio de ejercicio de S_C y comprar una opción put con un precio de ejercicio S_F . En otras palabras,

$$Collar(P, X, S_C, S_F, P_{Collar}) = Call(P, X, S_C, P_C) - Put(P, X, S_F, P_F)$$

Otras combinaciones de opciones *call* y opciones *put* son posibles, por ejemplo, vender una opción *call* y una opción *put*, con el mismo precio y volumen de energía da como resultado un *straddle*. Ó por ejemplo, vender una opción *call* y una opción *put*, con diferentes precios de ejercicio y el mismo volumen, da como resultado un *strangle*.

Darryl R. Biggar y Mohammad Reza Hesamzadeh, a partir de los instrumentos explicados anteriormente, derivan las condiciones de una cobertura de precio perfecta (*Perfect Hedge*) para un generador y para un consumidor⁵³. En este punto es importante resaltar, que a pesar de que en la explicación se utilizan opciones *call*, este instrumento puede ser el producto sintético de los otros dos, es decir, *swaps* y opciones *put*. De acuerdo con Biggar y Hesamzadeh, un cubrimiento de precio perfecto para un generador y un consumidor puede construirse si,

- el portafolio de derivados financieros es equivalente al volumen de producción del generador en un período de tiempo.
- el flujo de pago por la cobertura con respecto al precio es igual a su consumo.

¿Qué implicaciones tienen los resultados anteriores para la oferta y demanda de instrumentos financieros de cobertura de precios? Empezaremos, de manera simplificada por describir la construcción de la cobertura perfecta para un generador sin incertidumbre en el costo. Se asume entonces, un generador con costo variable constante c y una capacidad K . Sabemos que la tasa de producción de este generador, que maximiza beneficios, es producir únicamente cuando el precio spot es mayor o igual al costo variable. La función se puede representar de la siguiente forma:

$$Q(P) = \begin{cases} 0, & P < c \\ 0 \leq Q \leq K, & P = c \\ K, & P > c \end{cases}$$

La función de beneficios de corto plazo de la firma se puede escribir como sigue:

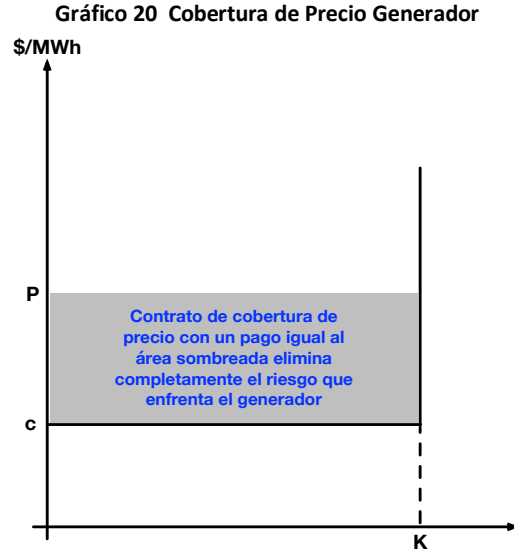
$$\pi(P) = (P - c)KI(P \geq c) - H(P)$$

Considere el siguiente contrato de cobertura de precio, el cual se compone de una opción *call* con un precio de ejercicio igual al costo variable del generador y un volumen igual a la capacidad del generador:

$$H(P) = (P - c)KI(P \geq c) = Call(P, c, K) = (c - P)KI(P \geq c) + P_c K$$

⁵³ Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. The Economics of Electricity Markets. W. IEEE Press y John Wiley & Sons, 2014. Pag. 251-256.

Claramente, con este contrato, este generador con costos variables constantes puede eliminar completamente el riesgo que enfrenta sobre la función de ganancias. En el siguiente gráfico se presenta esta función,



Fuente: Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. The Economics of Electricity Markets

De manera más general, supongamos que la función de costo que enfrenta un generador es creciente, con un costo variable c_1 hasta la capacidad K_1 y c_2 hasta la capacidad K_2 y así sucesivamente hasta K . Específicamente, este generador debería comprar el volumen K_1 en una opción *call* con precio de ejercicio c_1 , el volumen $K_2 - K_1$ en una opción *call* con precio de ejercicio c_2 y así sucesivamente:

$$H(P) = \sum_{i=1}^n \text{Call}(P, c_i, K_i - K_{i-1})$$

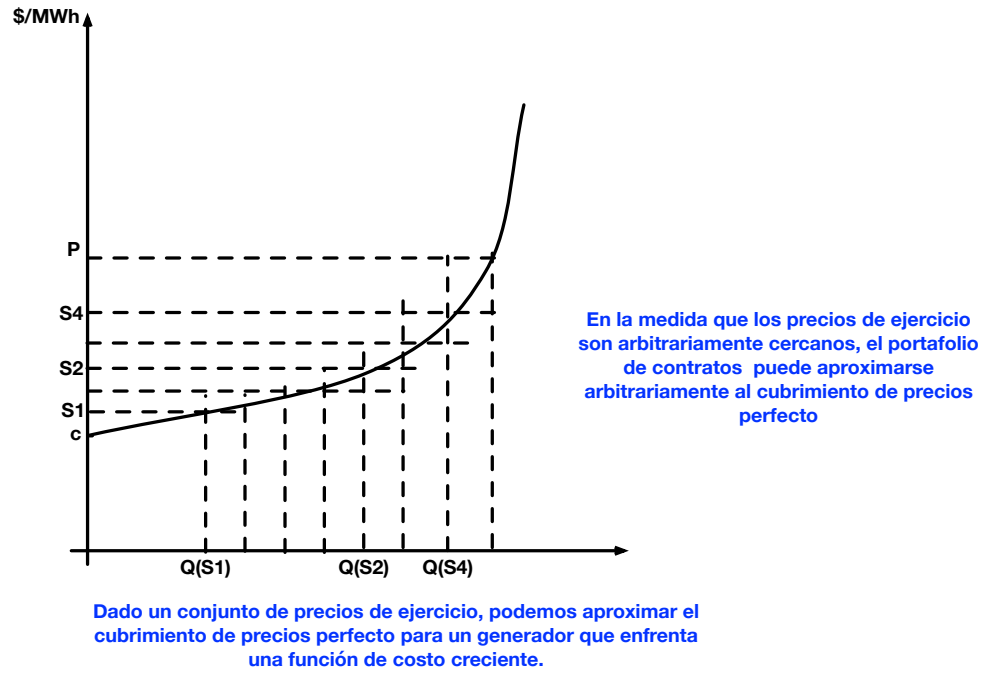
Supongamos ahora que se tiene un rango de opciones *call* disponible, con precios de ejercicio $S_0, S_1, S_2, \dots$. Se asume que los precios de ejercicio están arbitrariamente juntos. Adicionalmente supongamos que existe un generador con una función de costo $C(Q)$.

Ahora asumamos que $H(P)$ es la estrategia de cobertura perfecta para este generador (es decir, el portafolio de contratos de cubrimiento de precio que elimina la variabilidad en la función de beneficios). Este generador puede obtener un límite superior e inferior del portafolio de cubrimiento de precios, con la siguiente combinación de contratos

$$\sum_{i=1}^n \text{Call}(P, S_i, Q(S_i) \cdots Q(S_{i-1})) \leq H(P) \leq \sum_{i=1}^n \text{Call}(P, S_{i-1}, Q(S_i) \cdots Q(S_{i-1}))$$

A medida que los precios de ejercicio están arbitrariamente juntos, el portafolio de contratos de cubrimiento financiero puede aproximarse al cubrimiento de precios perfecto.

Gráfico 21 Cobertura de Precio Generador



Fuente: Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. The Economics of Electricity Markets.

Ahora consideremos el siguiente portafolio,

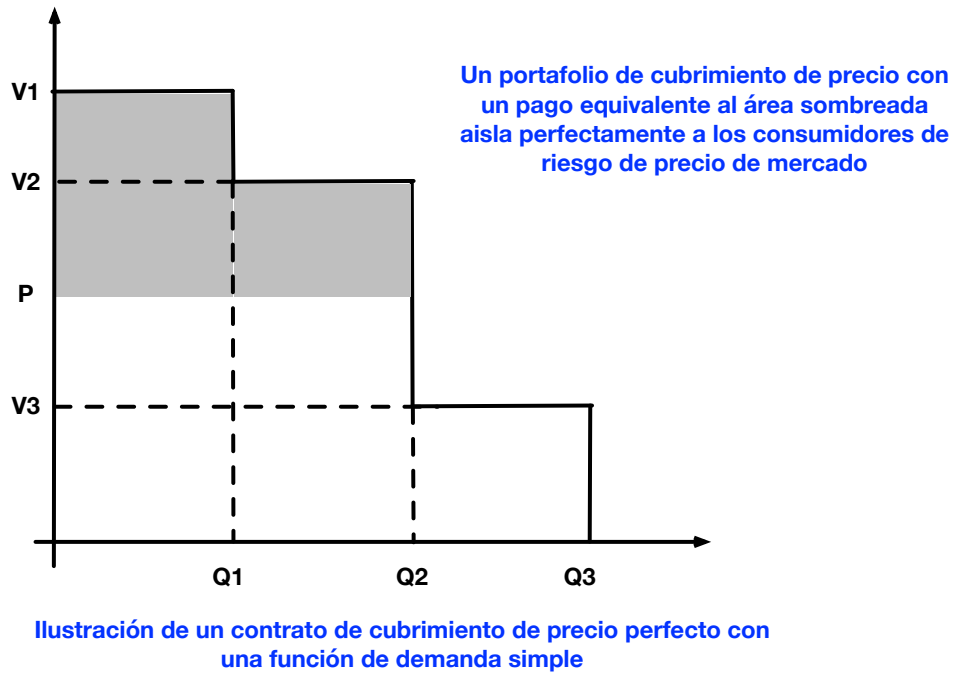
$$\sum_{i=1}^n \text{Call}(P, S_{i-1}, Q(S_i) - Q(S_{i-1}))$$

Este portafolio tiene un volumen $V(P) = Q(S_i)$, donde S_i es el precio de ejercicio más alto debajo de P . En la medida que los precios de ejercicio están más cerca, este portafolio se aproxima al volumen total de la curva de oferta $Q(P)$ y, por lo tanto, el portafolio de cubrimiento de precio perfecto.

Ahora revisaremos el portafolio de cubrimiento de precio para el lado de la demanda, es decir, grandes consumidores de energía y compañías de distribución de energía eléctrica. En primera instancia, supongamos que un industrial tiene una función de demanda de la siguiente forma,

$$Q(P) = \begin{cases} Q_1, & V_2 \leq P < V_1 \\ Q_2, & V_3 \leq P < V_2 \\ Q_3, & P < V_3 \end{cases}$$

Gráfico 22 Cubrimiento de Precio Usuario



Fuente: Biggar, Darryl R y Mohammad Reza Hesamzadeh. The Economics of Electricity Markets.

Este consumidor puede obtener un cubrimiento de precio perfecto comprando un portafolio de contratos con el siguiente perfil de pago:

$$H(P) = (V_1 - P)Q_1I(P < V_1) + (V_2 - P)(Q_2 - Q_1)I(P < V_2) + (V_3 - P)(Q_3 - Q_2)I(P < V_3)$$

Este pago de cubrimiento de precios puede ser estructurado mediante un portafolio de contratos *swaps* y opciones *call*. Específicamente, el pago requerido puede ser obtenido mediante la venta de un *swap* por el volumen Q_3 y comprando un portafolio de tres opciones *call* con diferentes precios de ejercicio:

$$H(P) = -\text{Swap}(P, Q_3) + \text{Call}(P, V_1, Q_1) + \text{Call}(P, V_2, Q_2 - Q_1) + \text{Call}(P, V_3, (Q_3 - Q_2))$$

Dado un portafolio de opciones *call* con un rango de precios de ejercicio arbitrariamente cercanos, es posible construir la curva de demanda de cualquier consumidor, es decir, es posible estructurar un portafolio de cubrimiento de precio que se aproxime al cubrimiento de precio perfecto de un consumidor tomador de precio con una curva de demanda $Q(P)$.

Darryl R. Biggar y Mohammad Reza Hesamzadeh incluyen dentro de este análisis el rol de los *traders*. Un *trader* en un mercado a plazo compra contratos de cobertura de generadores $H_i^S(P, \varepsilon_i^S)$ y consumidores $H_i^B(P, \varepsilon_i^B)$. En primer lugar, consideremos las posiciones agregadas de los *traders* en el mercado. La función de pago total de todos los contratos de cobertura es,

$$\sum_i H_i^S(P, \varepsilon_i^S) + H_i^B(P, \varepsilon_i^B)$$

La función de pago de todos los contratos de cobertura depende del precio spot (P) y del vector de factores de cambio de los costos para los generadores ε^S así como el vector de factores de cambio de la función de utilidad de los compradores ε^B . A continuación, consideramos cuál es el impacto en la función de pago cuando varía el precio spot:

$$\sum_i \frac{\partial H_i^S(P, \varepsilon_i^S)}{\partial P} + \sum_i \frac{\partial H_i^B(P, \varepsilon_i^B)}{\partial P} = \sum_i Q_i^S(P, \varepsilon_i^S) - \sum_i Q_i^B(P, \varepsilon_i^B) = 0$$

Al diferenciar con respecto al precio spot, encontramos que la cantidad de energía asociada con cada contrato calza con la generación real de cada generador y el consumo real de cada usuario. Por lo anterior, a nivel agregado del mercado, el pago total del portafolio agregado de contratos de cobertura de precio es independiente del precio de mercado. Es decir, en un mercado eléctrico sin congestión de red, si cada generador y la demanda adquieren portafolios de cubrimiento perfecto de precio, el pago total, sobre la suma de todos los contratos de cobertura, es independiente del precio.

De la función de pago se puede hacer dos observaciones adicionales que son relevantes. La primera, es que la ecuación de balance de energía determina de manera única el precio spot. Este precio es una función de todas las fuentes de incertidumbre en el mercado (vector de factores de cambio de los costos para los generadores y el vector de factores de cambio de la función de utilidad de los compradores). Por lo anterior, se puede escribir el precio en función de estos vectores $P(\varepsilon^S, \varepsilon^B)$. El precio debe satisfacer la siguiente ecuación de balance de energía:

$$\sum_i Q_i^S(P(\varepsilon^S, \varepsilon^B), \varepsilon_i^S) - \sum_i Q_i^B(P(\varepsilon^S, \varepsilon^B), \varepsilon_i^B) = 0$$

Esto implica que debe existir una fuente de incertidumbre en el mercado que genera incertidumbre en el precio spot y, por lo tanto, la necesidad de realizar operaciones de cobertura de precio. Es decir, en un sistema sin congestión de red, debe existir al menos un generador con incertidumbre en la función de costo o, un consumidor con incertidumbre en la función de utilidad, para que el precio en el mercado sea incierto, justificando la necesidad de cobertura de precios.

De otro lado, es importante reconocer que aún si cada generador y consumidor tiene un portafolio perfecto de cubrimiento de precio, sigue existiendo algún riesgo en la industria que debe ser asumido por los *traders*. Este riesgo es la variabilidad que surge debido a los factores de incertidumbre de las funciones de costo y utilidad de cada uno de los participantes del mercado, lo que se traduce en la variabilidad en el pago total de la función de pago de cubrimiento de precios, como se presenta a continuación:

$$\sum_i H_i^S(P(\varepsilon^S, \varepsilon^B), \varepsilon_i^S) + \sum_i H_i^B(P(\varepsilon^S, \varepsilon^B), \varepsilon_i^B) = \sum_i U_i(Q_i^B(P(\varepsilon^S, \varepsilon^B), \varepsilon_i^B) + \sum_i C_i(Q_i^S(P(\varepsilon^S, \varepsilon^S), \varepsilon_i^S))$$

Esta variabilidad remanente es conocida como riesgo residual y debe recaer en los participantes del mercado (*traders*, generadores, consumidores). Es decir, aún si cada generador y cada consumidor tiene un portafolio de cobertura de precios perfecta, mientras haya un generador con incertidumbre en la función de costos o, un consumidor con incertidumbre en la función de utilidad, seguirá existiendo volatilidad en el bienestar económico agregado producido en el mercado, el cual debe recaer en los participantes del mercado.

Del análisis presentado anteriormente, se resalta las siguientes conclusiones:

1. Un generador y consumidor, puede construir un portafolio que resulta en un cubrimiento de precio perfecto (*Perfect Hedge*) cuando,
 - a. El generador crea un portafolio de instrumentos equivalente a un volumen igual a la producción del generador en un período de tiempo.
 - b. El consumidor crea un portafolio de instrumentos cuyo flujo de pagos por la cobertura, con respecto al precio, es igual a su consumo en un período de tiempo.
2. En un contrato de cubrimiento financiero, la existencia de pisos y techos, son equivalentes a opciones *call* y *put*, que resultan separables para efectos de información. De hecho, la combinación de opciones de *call* y *puts* puede dar como resultado un contrato *swap*, un *straddle* o un *strangle*. Es importante mantener la flexibilidad de la contratación entre agentes, sin embargo, al comprender los instrumentos equivalentes embebidos en los contratos, es posible extraer dicha información para conocimiento del mercado. En la sección 3.4.1.1 se explica en detalle las implicaciones de la información para efecto de descubrimiento de precio en los mercados a plazo, a la luz del *Dodd-Frank Act* de los Estados Unidos, el cual reformó los requerimientos de mercados de cobertura, luego de la crisis financiera de 2008.
3. Aún si cada generador y cada consumidor tiene un portafolio de cobertura de precios perfecta, mientras haya un generador con incertidumbre en la función de costos o, un consumidor con incertidumbre en la función de utilidad, seguirá existiendo volatilidad en el bienestar económico agregado producido en el mercado, el cual debe recaer en los participantes del mercado.

3.3. Experiencia Internacional – Regulación y Política

Tanto en Estados Unidos como en la Unión Europea existen ejemplos prácticos de la existencia de mercados a plazo de energía eléctrica dinámicos, que han sido resultado de la implementación de políticas públicas y/o regulatorias, que han buscado promover mercados líquidos, eficientes y completos. Para asegurar lo anterior, como se verá en las secciones siguientes, se implementó acciones orientadas a resolver las restricciones presentes en los sistemas de transmisión, mediante mecanismos de formación de precios que incentiven la inversión oportuna en infraestructura de generación y transmisión localizada, la implementación de la competencia minorista y la disponibilidad completa de la información

para los participantes del mercado. Como se verá, la intervención regulatoria ha buscado dar robustez al mercado subyacente y fortalecer la elección de los usuarios en la compra de energía, esa es la lección fundamental.

3.3.1. Estados Unidos

En febrero de 2008, a través de los expedientes⁵⁴ RM07-19-000 y AD-07-7-000, la FERC inició la revisión de la competencia mayorista en aquellas regiones con mercados eléctricos organizados. En particular, la FERC concentró el rango de la discusión en cuatro (4) áreas del mercado mayorista de energía: (1) respuesta de la demanda y formación de precios de las reservas operativas durante periodos de escasez; (2) contratación de energía en el largo plazo; (3) políticas de monitoreo de mercados y; (4) respuesta de los operadores de mercado a los *stakeholders* y clientes, y finalmente a los consumidores que se benefician de y pagan por el servicio de electricidad.

En esta sección, sólo consideraremos lo referente a la contratación de energía en el largo plazo, sin embargo, se resalta la integralidad de las áreas contenidas en el documento de la FERC, en la medida que todos estos hacen referencia a los instrumentos con los que cuenta la demanda para su participación en el mercado de energía mayorista.

La FERC anota que los contratos de largo plazo fundamentalmente permiten a vendedores y compradores el cubrimiento del precio de la energía, mediante la estructuración de portafolios de corto, mediano y largo plazo para gestionar el riesgo y asegurar el suministro de energía. Adicionalmente, menciona que los contratos de largo plazo pueden mejorar la estabilidad de precio, mitigar el riesgo de abuso de poder de mercado y, proveer una plataforma para la inversión en nueva generación y transmisión⁵⁵.

La FERC afirma que ha adelantado acciones para facilitar la contratación de largo plazo, que incluyen el robustecimiento de la planeación y valoración de la infraestructura de transmisión en el largo plazo, así como el mejoramiento de los procesos de interconexión y el fortalecimiento de los mercados de capacidad, como se describe a continuación⁵⁶:

⁵⁴ Federal Energy Regulatory Commission. *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. Notice of Proposed Rulemaking. 122FERC ¶ 61,167. February 22, 2008.

⁵⁵ “Forward power contracting allows buyers and sellers to hedge against the risk that prices may fluctuate in the future. Both buyers and sellers should be able to create portfolios of short-, intermediate-, and long-term power supplies to manage risk and meet customer demand. Long-term contracts can also improve price stability, mitigate the risk of market power abuse, and provide a platform for investment in new generation and transmission.” Federal Energy Regulatory Commission. *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 125FERC ¶ 61,071. October 17, 2008. Página 151.

⁵⁶ “The Commission has already taken action in other areas to facilitate long-term contracting. In Order No. 681, the Commission adopted a Final Rule on long-term transmission rights for organized market regions designed to assure availability of long-term transmission at a predictable cost. The Commission the adopted transmission planning reforms in Order No. 890 to provide an open and transparent process for wholesale entities and transmission providers to plan for the long-term needs of their customers. Interconnection rules for large, small and wind generators in Order Nos. 2003, 2006, and 661 have provided a uniform and transparent interconnection process and provided for interconnection with network integration service to

- Mediante la Orden No. 681 la FERC adoptó la regla final sobre los derechos de transmisión de largo plazo para regiones con mercados organizados, diseñada para asegurar la disponibilidad de la capacidad de transmisión de largo plazo a un costo predecible.
- Mediante la Orden No. 890 la FERC reformó la planeación de la transmisión, con el propósito de generar un proceso abierto y transparente para los participantes del mercado y las empresas de transmisión, con el objeto de realizar un planeamiento efectivo que asegure la construcción de la infraestructura de largo plazo para la atención de la demanda.
- Mediante las Ordenes No. 2003, No. 2006 y No. 661 la FERC definió procesos de interconexión uniformes y transparentes para generadores grandes, pequeños y proyectos de generación eólica. Así mismo, se definió la integración de la interconexión con la red para facilitar la confiabilidad de la nueva generación en el largo plazo.
- La FERC también reformó los mercados de capacidad en varias regiones, cambiando la dependencia basada en compras de corto plazo a mercados a plazo, realizados con suficiente anticipación (tres años), en línea con el período necesario para construir nueva capacidad de generación.

Las acciones que la FERC afirmaba había adelantado para fortalecer los contratos financieros de largo plazo, estaban sustancialmente enfocadas en resolver las restricciones del sistema, que, en este caso particular, está basado en la adopción de precio marginales localizados y los respectivos derechos financieros de transmisión, así como en el fortalecimiento de la planeación del sistema de transmisión. Uno de estos elementos, es parte del diseño del mercado de corto plazo y, como se presentó en la sección 2. de este documento, asegura que el activo subyacente de los derivados sea lo suficientemente robusto para permitir el buen funcionamiento de los mercados a plazo.

Previo a la publicación del proyecto de regulación (NOPR, por su nombre en inglés), la FERC organizó conferencias técnicas con el propósito de obtener información sobre las causas y los problemas en el mercado de contratos de largo plazo. Para la preparación de la industria de las conferencias técnicas organizadas por la FERC, ésta solicitó que se presentaran comentarios sobre las siguientes preguntas:

- Pregunta 1: ¿Debe la Comisión incentivar mayor transparencia en el mercado, exigiendo a los RTOs e ISOs a publicar información que pueda facilitar la celebración de contratos de largo plazo, tal como información agregada de precios y cantidades? ¿Si está de acuerdo, como se debería reportar la información, de tal forma que proteja la confidencialidad de cada uno de los contratos?

facilitate long-term reliance on new generation. The Commission has also reformed capacity markets in several regions to shift reliance from short-term purchases to forward markets held sufficiently in advance of delivery (e.g., three years) to be more consistent with the time necessary to construct new generation.” Federal Energy Regulatory Commission. *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 125FERC ¶ 61,072. October 17, 2008. Páginas 152-153.

- Pregunta 2: ¿Qué información adicional debería publicarse para facilitar la contratación de largo plazo? Por ejemplo, ¿restricciones de transmisión y costos de congestión de largo plazo?
- Pregunta 3: ¿Debe la Comisión incentivar esfuerzos para el desarrollo de productos forward estandarizados por parte de los ISOs o RTOs? ¿Considera que los productos estandarizados facilitarían la contratación de largo plazo?
- Pregunta 4: ¿Debe la Comisión exigir a los ISOs y RTOs dedicar una página de su sitio web para que los participantes publiquen ofertas de compra y de venta de energía de largo plazo? ¿Considera que esta propuesta ayudaría, o si es un servicio que podría ser servido mejor por el mercado?
- Pregunta 5: Finalmente, la Comisión solicitó comentarios sobre si debe considerar una modificación en el reporte de la información, por ejemplo, la fecha inicio y terminación de los contratos- que provea información que haría transparente los precios promedio de los contratos de largo plazo para distintos vencimientos.

La FERC recibió múltiples comentarios, coincidiendo en la importancia de los contratos de largo plazo para el buen funcionamiento del mercado. Sin embargo, los comentarios difieren, sobre la naturaleza y amplitud de los problemas de la contratación de largo plazo, así como en las medidas que mejor orientarían el problema, y si la Comisión debería intentar resolver varios de esos problemas exigiendo acciones por parte de los RTOs o ISOs. En resumen, muchos usuarios (clientes) argumentaban que existían problemas en el diseño del mercado y excesiva dependencia en el mercado spot, condiciones que incidían en el incremento de precios, dificultado la contratación de largo plazo. De otro lado, varios vendedores de energía creían que los mercados estaban operando bien, sin embargo, las partes no lograban celebrar contratos de largo plazo debido a las diferencias en las expectativas de precios y las valoraciones de riesgo en el largo plazo.⁵⁷

En resumen, la percepción mayoritaria de los participantes del mercado a cada una de las preguntas fueron las siguientes:

- Pregunta 1: La mayoría de los participantes del mercado están en desacuerdo de adoptar un requerimiento a los ISOs o RTOs de publicación de información de precios y cantidades de largo plazo. Sin embargo, los ISOs o RTOs indicaron su disposición a realizar las publicaciones de ser requerido por la FERC, no obstante, existen problemas de confidencialidad en el manejo de la información que debería ser atendidos por la Comisión previamente.
- Pregunta 2: No hubo comentarios sobre estos elementos particulares.

⁵⁷ "While most of the comments submitted in response to the ANOPR and testimony from parties at the Commission's technical conference on May 8, 2007 agree as to the importance of long-term contracts, opinions vary as to the extent of a problem with long-term contracts in the market and its causes. Many customers argue that issues of market design and over-reliance on the spot market have driven up prices, making long-term contracting difficult. On the other hand, many power sellers believe that markets are operating well, but parties are unable to reach long-term contracts due to differing price expectations and differing assessments of long-term risk." Federal Energy Regulatory Commission. *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 121FERC ¶ 61,167. February 22, 2008. Páginas 74 - 75.

- Pregunta 3: Los participantes del mercado no apoyan la propuesta de exigir a los ISOs o RTOs el desarrollo de nuevos productos forward estandarizados, y resaltan que el mercado ofrece productos estandarizados.
- Pregunta 4: Esta propuesta obtuvo el apoyo de la mayoría de participantes del mercado, aunque no necesariamente se apoya que se convierta en una exigencia regulatoria. Algunos participantes del mercado resaltaron posibles problemas legales que pueden enfrentar los RTOs o ISOs en la publicación de la información, incluyendo preocupaciones sobre confidencialidad y potencial responsabilidad por la publicación de información incorrecta, por lo que estos temas deben ser resueltos antes de tomar una decisión.
- Pregunta 5: Muy pocos participantes del mercado ofrecieron comentarios sobre esta pregunta y quienes los remitieron, en general, se opusieron a modificar los requerimientos de reporte de información en el sentido de la propuesta.

Basado en lo anterior, la FERC en el proyecto de regulación, consideró que una mayor transparencia en el mercado de largo plazo facilitaría los esfuerzos de vendedores y compradores, por incorporar contratos de largo plazo como una parte esencial de sus portafolios. Lo anterior, resalta la FERC, es especialmente cierto para los nuevos participantes del mercado que no tienen conocimiento del rango de opciones contractuales disponibles y, el potencial rango de contrapartes. En particular, señala la FERC, consideraba relevante la propuesta de un participante en el mercado de PJM, que hizo referencia a la creación de un “*bulletin board*” en la página de internet de PJM, el cual creía sería una herramienta útil para asistir a los participantes a encontrar contrapartes y facilitaría la celebración de contratos de largo plazo.⁵⁸

Afirma la FERC que, aunque el operador del mercado tiene la tarea fundamental de disseminar información, éste también juega un papel importante en promover mayor transparencia y liquidez en los mercados de largo plazo, y así reducir la dependencia en los mercados spot.⁵⁹

⁵⁸ “The Commission believes that further transparency in long-term electric energy markets would facilitate efforts by both sellers and buyers to incorporate long-term contracts as an essential part of their energy portfolios. This is especially true for new market participants that may not be aware of the full range of contract options available to them, including the full range of potential contract counterparties. During the panel on long-term contracting at the second Commission competition conference, a representative from PJM stated that he had spoken to what he termed “smaller players” who indicated that they were willing to contract for power but were unaware of who the available counterparties were. These “smaller players” said that they would be interested in a bulletin board on the PJM web site that would facilitate networking.” Federal Energy Regulatory Commission. *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 121FERC ¶ 61,167. February 22, 2008. Páginas 76-77.

⁵⁹ “While the market has the most important role to play in disseminating information, an RTO or ISO can play an important role in promoting greater transparency and liquidity in long-term power markets, and thus help reduce possible over-reliance on its spot markets. The information systems it operates are well suited for making such information available to the parties in its region. As discussed below, several commenters support having RTOs and ISOs provide a section of their web sites for a long-term contract bulletin board, which they believe would be a useful tool in assisting parties in finding interested counterparties and facilitating long-term

Por lo anterior, la FERC en el proyecto regulatorio, planteó que los operadores de mercado (ISOs y RTOs) dedicaran una página de internet en su sitio web para que los participantes del mercado publicaran ofertas de compra y venta de energía de largo plazo⁶⁰. La propuesta, se diseñó con el propósito de facilitar el proceso de contratación de largo plazo, incrementando la transparencia de la información sobre los vendedores y compradores disponibles. Al mejorar el flujo de información al mercado, afirmaba la FERC, se incrementaría la liquidez del mismo. Finalmente, la FERC explicó que el *bulletin board* es un instrumento para la publicación de ofertas de compra y de venta por parte de los participantes del mercado, por lo que no hace responsable a los ISOs o RTOs sobre el contenido de dichas ofertas.

En la Orden No. 719, que siguió al NOPR, la FERC afirma que realmente no encontró un problema fundamental en la contratación de largo plazo. Dice la FERC, que el interés entre compradores y vendedores en celebrar contratos de largo plazo fluctúa dependiendo del balance de recursos y demanda en el mercado. El interés de los compradores por contratos de largo plazo era bajo cuando había superávit de generación disponible. Aunque la demanda por contratos de largo plazo por parte de los compradores se ha incrementado en la medida que el margen de reserva se ha reducido, los compradores pueden conseguir contratos de largo plazo. Estos contratos pueden ser a precios más altos que en el pasado, pero esto es un resultado de factores de mercado, tal como cambios en los precios de los combustibles y cambios en la oferta y la demanda. Concluye la FERC que, al no encontrar un problema fundamental que evite que las partes obtengan contratos de largo plazo, la Comisión propone limitar su acción a mejorar la transparencia en la contratación de largo plazo en los mercados organizados.⁶¹

contracts.” Federal Energy Regulatory Commission. Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets. 121FERC ¶ 61,167. February 22, 2008. Página 77.

⁶⁰ *“The Commission proposes to require ISOs and RTOs to dedicate a portion of their websites for market participants to post offers to buy or sell power on a long-term basis. The proposal for an RTO/ISO web site “bulletin board” for posting long-term offers to sell or buy is designed to facilitate the long-term contracting process by increasing the transparency of available sellers and buyers for market participants. Providing a place for buyers and sellers to offer long-term power transaction opportunities should alleviate concerns about sellers and buyers being unable to find one another and should encourage more long-term contracting and improve efficiency in the market at little cost. Improving information flow can only increase liquidity among buyers and sellers...We have in mind, however, an RTO/ISO bulletin board would allow persons to post offers to sell or buy without making the RTO or ISO responsible for the content of the offers. Federal Energy Regulatory Commission. Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets. 121FERC ¶ 61,167. February 22, 2008. Páginas 85 - 86.*

⁶¹ *“The Commission did not find that there is a fundamental problem with long-term contracting for electric power, either inside or outside of organized markets. The interest among buyers and sellers in engaging in long-term contracting fluctuates depending upon the balance of resources and demand in the market power. Interest among buyers for long-term arrangements was low when excess generation was readily available. Although demand for long-term contracting by buyers has increased as reserve margins have shrunk, buyers are still able to enter into long-term contracts. These contracts may be at higher prices than in the past, but this is a result of market factors, such as changes in fuel prices and shifting supply and demand. Finding no fundamental problem preventing parties from contracting on a long-term basis, the Commission proposed limit its action in this proceeding to improving transparency in long-term contracting in organized markets.”*

En la Orden No. 719 se mantuvo la propuesta presentada en el NOPR, descrita anteriormente, apoyada por la mayoría de los participantes del mercado. La intervención regulatoria adelantada por la FERC está en línea con lo presentado por Sally Hunt, en el sentido que los mercados a plazo de electricidad serán ilíquidos e ineficientes si la información sobre la que se fundamenta el precio de equilibrio del mercado está en manos de pocos *traders*. La transparencia, como lo plantea la FERC genera mayor liquidez en el mercado, algo que se revelara en los indicadores de mercados de Estados Unidos y Europa.

3.3.2. Unión Europea

En la Directiva 2009 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad se plantean los siguientes elementos en relación con los mercados forward de electricidad⁶²:

- Solo un mercado interior plenamente abierto que permita a todos los ciudadanos de la unión elegir libremente a sus suministradores abastecer libremente a sus clientes es compatible con las libertades (entre otras, la libre circulación de mercancías, la libertad de establecimiento y la libre prestación de servicios) que el Tratado garantiza a los ciudadanos de la Unión.
- Sin una separación efectiva⁶³ entre las redes y las actividades de generación y suministro existe un riesgo intrínseco de discriminación, no solo en la explotación de la red sino también en lo que se refiere a los incentivos de las empresas integradas verticalmente para invertir adecuadamente en sus redes.
- Con el fin de desarrollar la competencia en el mercado interior de electricidad, los grandes clientes no domésticos deben poder elegir a sus suministradores y celebrar contratos con varios para cubrir sus necesidades en materia de electricidad. Estos clientes deben estar protegidos contra cláusulas de exclusividad que tengan por efecto excluir ofertas competidoras o complementarias.
- El acceso no discriminatorio a la red de distribución determina el acceso a los consumidores a nivel minorista. Las posibilidades de discriminación con respecto al acceso y la inversión de terceros son, sin embargo, menos importantes en la distribución que en el transporte, en el que la congestión y la influencia de los intereses de generación o suministro suelen ser mayores que en la distribución...

Las normas sobre separación jurídica y funcional actualmente en vigor pueden dar lugar a una separación efectiva, a condición de que se definan más claramente, se apliquen de manera adecuada y se controlen estrechamente. Para crear

Federal Energy Regulatory Commission. *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 125FERC ¶ 61,072. October 17, 2008. Página 153.

⁶² Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

⁶³ “La separación efectiva solo puede asegurarse mediante la eliminación del incentivo que empuja a las empresas integradas verticalmente a discriminar a sus competidores en lo que se refiere al acceso a la red y a la inversión. La separación patrimonial, entendiéndola por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en producción y el suministro, es evidentemente una manera efectiva y estable de resolver el conflicto de interés inherente y garantizar la seguridad de suministro.” Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo,

condiciones de igualdad a nivel minorista, por tanto, deben controlarse las actividades de los gestores de redes de distribución a fin de impedir que aprovechen su integración vertical para fortalecer su posición competitiva en el mercado, especialmente en relación con los pequeños consumidores domésticos y no domésticos.

- El mercado interior de la electricidad padece una falta de liquidez y transparencia que obstaculiza la asignación eficiente de recursos, la atenuación del riesgo y la entrada de nuevos operadores. Es necesario profundizar la competencia y la seguridad del suministro facilitando la integración de nuevas centrales eléctricas en la red eléctrica de todos los Estados miembros, en particular estimulando nuevos entrantes en el mercado. Es preciso reforzar la confianza en el mercado, su liquidez y el número de agentes presentes en el mismo, por lo cual debe incrementarse la supervisión reguladora de las empresas activas en el suministro de electricidad... Los reguladores de la energía y los reguladores del mercado financiero tienen que cooperar de tal manera que tengan ambos una visión de los mercados correspondientes.
- La Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y el Comité de Responsables Europeos de Reglamentación de Valores deben cooperar asimismo para investigar más y aconsejar sobre la cuestión de si las transacciones de los contratos de suministro de electricidad o derivados relacionados con la electricidad deben someterse a requisitos de transparencia antes o después de realizadas y, en caso afirmativo, sobre cuál debe ser el contenido de estos requisitos.
- A fin de facilitar la creación en la Comunidad de un mercado minorista transparente y eficaz en su funcionamiento, los Estados miembros se asegurarán de que las funciones y responsabilidades de los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución, las empresas de suministro y los clientes, así como, en su caso, otros participantes en el mercado, se definan en cuanto a acuerdos contractuales, compromisos con los clientes, normas sobre intercambio de datos y liquidación, propiedad de los datos y responsabilidad por la medición... Los grandes clientes no domésticos tendrán derecho a celebrar contratos simultáneamente con varios suministradores.

En general, la Tercera Directiva de la Comisión Europea desarrolla tres elementos fundamentales para promover la competencia en el mercado eléctrico:

- Profundización de la liquidez y transparencia del mercado eléctrico mediante dos elementos: competencia transfronteriza y transparencia de la información transaccional de derivados financieros de electricidad.
- Acceso no discriminatorio a la red de distribución con el fin de promover la competencia minorista.
- Profundización de la competencia del mercado minorista de electricidad mediante asignación de funciones y responsabilidad de las empresas de distribución, transmisión y comercialización frente acuerdos contractuales, intercambio de datos y liquidación y, propiedad de la información.

La Tercera Directiva de la Comisión Europea no es caprichosa y coincide con los planteamientos de Sally Hunt, mencionados en la sección 2 de este documento, frente a la necesidad de tener información completa para la valoración de los derivados financieros de energía eléctrica de distintos plazos y, la razón fundamental para implementar la transición del modelo de competencia minorista, así como los arreglos institucionales necesarios.

3.4. Regulación mercados de derivados financieros *commodities*

Tradicionalmente, en los mercados de *commodities*, se ha visto la participación de *hedgers* comerciales y *hedgers* no comerciales. Los primeros son en esencia productores y consumidores que regularmente realizan transacciones en el mercado de futuros de *commodities* con el objeto de realizar operaciones de cobertura de precio inherente a la actividad comercial en la que participan. Los segundos, tales como *hedge funds* y otros vehículos de administración de dinero, invierten recursos de inversionistas en dichos fondos, de manera discrecional en *commodities*, futuros sobre *commodities*, opciones sobre futuros, haciendo uso significativo de apalancamiento en estas operaciones.

Ing-Haw Cheng y Wie Xiong en el documento de trabajo titulado *The Financialization of Commodity Markets*⁶⁴ argumentan que la financiarización de los mercados futuros de *commodities* ha transformado dos mecanismos esenciales sobre los que se sustenta el funcionamiento de estos; la distribución de riesgos y el descubrimiento de la información.

Sobre el primer mecanismo, resaltan Cheng y Xiong que una de las razones principales para el desarrollo de mercados futuros sobre *commodities* era facilitar la distribución del riesgo de precio de manera más eficiente. Los mercados centralizados de futuros sobre *commodities* proveen las plataformas para que productores y consumidores puedan cubrir el riesgo del precio sobre un *commodity* y así, facilita una distribución más eficiente de riesgo entre un grupo más amplio de agentes.

En este contexto, la teoría de *backwardation* normal enfatiza que los *hedgers* comerciales, que usualmente toman una posición neta corta en el mercado de futuros, enfrentan insuficiente interés de otros participantes para tomar posiciones largas y, por lo anterior, deben ofertar una prima, con el fin de descargar en estos agentes, el riesgo de precio que enfrentan. La prima, manteniendo todo lo demás constante, genera que la curva de contratos futuros de un *commodity* se incline hacia *backwardation*. La fricción, clave en esta teoría, es la segmentación (parcial) de los mercados de futuros de *commodities* de los mercados financieros, lo cual lleva a una distribución ineficiente del riesgo⁶⁵.

⁶⁴ Cheng Ing-Haw y Wei Xiong. *The Financialization of Commodity Markets*. Working Paper 19642, National Bureau of Economic Research. Noviembre 2013. <http://www.nber.org/papers/w19642>

⁶⁵ “*The long-standing hedging pressure theory of Keynes (1923) and Hicks (1939) emphasizes that commercial hedgers, who are typically net short in the commodity futures market, face insufficient interest from other participants on the long side and need to offer premia for unloading their risks. Such risk premia, all else being equal, cause commodity futures curves to tilt towards backwardation. For this reason, this theory is also called the theory of normal backwardation. The key friction in this theory is the (partial) segmentation of commodity futures markets from the broad financial markets, which leads to inefficient risk sharing.*” Cheng Ing-Haw y Wei

La gran afluencia de capital financiero tomando posiciones largas en el mercado de futuros sobre commodities, afecta la distribución de riesgo, en la medida que integra el mercado de commodities y el mercado financiero⁶⁶. Al atraer un número significativo de inversionistas financieros a tomar posiciones largas, la financiarización mitiga la inclinación de la curva y mejora la distribución de riesgos, como lo sugieren Tang y Xiong (2012).

En todo caso, como lo enfatizan Cheng, Kirilenk y Xiong (2013), así como Acharya, Lochstoer y Ramadorai (2012), la capacidad para tomar posiciones de riesgo por parte de los inversionistas financieros varía en el tiempo, lo que en consecuencia afecta la prima de riesgo y la distribución de riesgo. Es decir, a menor cantidad de inversionistas financieros dispuestos a tomar posiciones largas en el mercado de futuros, mayor es la prima y menos eficiente es la distribución del riesgo.

Sobre el segundo mecanismo, Cheng y Xiong resaltan que los participantes en mercados de commodities enfrentan fricciones informacionales. Motivado por la presencia de estas fricciones informacionales en el mercado de commodities, Singleton (2012) argumenta que, las creencias heterogéneas pueden conducir a los participantes de éste a involucrarse en operaciones especulativas en contra de sus pares, lo cual, a su vez, puede inducir un cambio de los precios de los commodities a partir de una valoración no relacionada con los fundamentales del mercado.⁶⁷ En este sentido, la literatura económica ha reconocido que las transacciones comerciales centralizadas en los mercados de activos, sirven un importante rol en agregar la información dispersa en los participantes del mercado⁶⁸.

Cheng y Xiong (2013) afirman que aunque la función central de los mercados futuros es la distribución del riesgo, la línea entre las operaciones realizadas para cubrimiento de precio y aquellas asociadas a especulación es borrosa en la práctica. Si se toma la noción de especulación como las operaciones transaccionales con el objeto de obtener una utilidad a partir de movimientos en los precios de los commodities, todos los grupos de *traders*, incluyendo los *hedgers* comerciales, están involucrados en operaciones de especulación al margen. Y concluyen que analizar el rol de la especulación por diferentes grupos de *traders* en el mercado de futuros, y tomar un grupo particular como exógeno es perverso. La razón de lo anterior, es que la posición de los inversionistas financieros cambia, en unos casos como proveedores de liquidez de los *hedgers* cuando realizan operaciones de cubrimiento de precio y, como

Xiong. The Financialization of Commodity Markets. Working Paper 19642, National Bureau of Economic Research. Noviembre 2013. Página 9.

⁶⁶ "The large inflow of financial capital to the long side of commodity futures markets is likely to affect risk sharing by integrating the previously segmented commodity futures markets with outside financial markets." Cheng Ing-Haw y Wei Xiong. Noviembre 2013. Página 19.

⁶⁷ "Motivated by the pervasive informational frictions in commodity markets, Singleton (2012) argues that heterogeneous beliefs can lead market participants to engage in speculative trading against each other, which in turn, may induce commodity prices to drift away from fundamental values, and result in price booms and busts. Furthermore, he documents economically and statistically significant effects on investor flows on oil prices and attributes these effects to risk or informational channels distinct from changes in convenience yield." Cheng Ing-Haw y Wei Xiong. The Financialization of Commodity Markets. Working Paper 19642, National Bureau of Economic Research. Noviembre 2013. Página 12

consumidores de liquidez de los *hedgers* cuando realizan operaciones para cubrir sus propias necesidades.

Del análisis anterior resaltamos tres elementos, que serán evidentes en las secciones siguientes, donde presentaremos los mercados de Estados Unidos y Europa. En primer lugar, un mercado de commodities típico incluye no sólo productores y consumidores, sino inversionistas financieros que toman las necesarias posiciones largas que necesitan los primeros. En segundo lugar, la participación de inversionistas financieros, entonces, resulta fundamental para obtener una distribución de riesgos más eficiente. Y finalmente, las fricciones informacionales en los mercados de spot, puede mitigarse con la existencia de mercados de futuros. El conjunto de información al que acceden los participantes del mercado es esencial para el buen funcionamiento de los mercados a plazo, sin embargo, los mercados de futuros en sí mismos, se convierten en un espacio para la agregación de información.

3.4.1 Estados Unidos

3.4.1.1 Marco Regulatorio: *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act* y la *U.S. Commodity Futures Trading Commission*

Aunque existe una clara directiva regulatoria por parte de la FERC a través de la Orden 719 de 2006, la regulación de los mercados de futuros de *commodities* es responsabilidad de la *U.S. Commodity Futures Trading Commission* (CFTC).

En Julio de 2010, fue firmado el *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*⁶⁹, en cuyo Título VII se reformó el *Commodity Exchange Act*, con el fin de establecer un nuevo marco regulatorio para las transacciones en los mercados *Over-the-Counter* de *swaps* y *security-based swaps*. En particular, expandió la jurisdicción exclusiva de la CFTC, que en principio había incluido las transacciones, ejecución y liquidación de contratos futuros en *Exchange* y cámaras centrales de riesgo de contraparte reguladas por la Comisión, para cubrir también, las transacciones, ejecución y liquidación de *swaps* en *Exchange* o cámaras de riesgo central de contraparte. Así la jurisdicción exclusiva de CFTC incluye tanto contratos futuros como *swaps*⁷⁰.

⁶⁹ Ver más en http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@swaps/documents/file/hr4173_enrolledbill.pdf

⁷⁰ "The Commission shall have exclusive jurisdiction, except to the extent otherwise provided by the Wall Street Transparency Act and Accountability Act of 2010 (including an amendment made by that Act) and subparagraphs (C), (D) and (I) of this paragraph and subsections (c) and (f), with respect to accounts, agreements (including any transaction which is of the character of * * * an "option"), and transactions involving swaps or contracts of sale of a commodity for future delivery (including significant price discovery contracts) traded or executed on a contract market * * * or a swap execution facility * * * or any other board of trade, exchange, or market * * *." Commodity Futures Trading Commission. Final Order in Response to a Petition from Certain Independent System Operators and Regional Transmission Organizations To Exempt Specified Transactions Authorized by a Tariff or Protocol Approved by the Federal Energy Regulatory Commission or the Public Utility Commission of Texas From Certain Provisions of the Commodity Exchange Act Pursuant to the Authority Provided in the Act. April 2, 2013.

La aplicación del *Dodd-Frank Act*, en particular en los mercados energéticos, requirió la aclaración por parte de la CFTC sobre la definición y alcance de los contratos *forward* y *swaps*, dada la implicación regulatoria que generaba la nueva ley sobre este último contrato, así como también, la delimitación y alcance de la intervención regulatoria de la CFTC en las transacciones realizadas en los mercados organizados eléctricos RTOs/ISOs.

En primer lugar, la CFTC realizó una aclaración regulatoria sobre la definición y alcance de contratos *forward* y *swaps*, de acuerdo con lo contenido en el Título VII del *Dodd-Frank Act*. En el Título VII se establece la definición de un *Swap*⁷¹ como cualquier acuerdo, contrato o transacción que,

1. Sea un *put*, un *call*, un *cap*, un *floor*, un *collar*, o una opción similar de cualquier tipo para la compra o venta, o que esté basado en el valor de, una o más tasas de interés, divisas, *commodities*, acciones, instrumentos de deuda, índices, medidas cuantitativas o cualquier otro tipo de propiedad financiera o económica.
2. Por la compra, venta, pago o entrega, resulte una posible consecuencia financiera, económica o comercial, sujeto a la ocurrencia o no ocurrencia de un evento o contingencia.
3. Provea una base de ejecución por parte de un *Exchange*, sobre una base fija o contingente, de uno o más pagos basados en el valor o nivel de, una o más tasas de interés, divisas, *commodities*, acciones, instrumentos de deuda, índices, medidas cuantitativas o, cualquier otro tipo de propiedad financiera o económica y que transfiera, entre las partes de la transacción, en total o en parte, el riesgo financiero

⁷¹ ..., the term 'swap' means any agreement, contract, or transaction-

- (i) that is a *put*, *call*, *cap*, *floor*, *collar*, or similar option of any kind that is for the purchase or sale, or based on the value, of 1 or more interests or other rates, currencies, commodities, securities, instruments of indebtedness, indices, quantitative measures, or other financial or economic interests or property of any kind;
- (ii) that provides for any purchase, sale, payment, or delivery (other than a dividend on an equity security) that is dependent on the occurrence, nonoccurrence, or the extent of the occurrence of an event or contingency associated with a potential financial, economic, or commercial consequence;
- (iii) that provides on an executory basis for the exchange, on a fixed or contingent basis, of 1 or more payments based on the value or level of 1 or more interest or other rates, currencies, commodities, securities, instruments of indebtedness, indices, quantitative measures, or other financial or economic interests or property of any kind, or any interest therein or based on the value thereof, and that transfers, as between the parties to the transaction, in whole or in part, the financial risk associated with a future change in any such value or level without also conveying a current or future direct or indirect ownership interest in an asset (including any enterprise or investment pool) or liability that incorporates the financial risk so transferred, including any agreement, contract or transaction known as- "(I) an interest rate swap; (II) a rate floor; (III) a rate cap; (IV) a rate collar; (V) a cross-currency rate swap; (VI) a basis swap; (VII) a currency swap; (VIII) a foreign exchange swap; (IX) a total return swap; (X) an equity index swap; (XI) an equity swap; (XII) a debt index swap; (XIII) a debt swap; (XIV) a credit spread; (XV) a credit default swap; (XVI) a credit swap; (XVII) a weather swap; (XVIII) an energy swap; (XIX) a metal swap; (XX) an agricultural swap; (XXI) an emissions swap; and (XXII) a commodity swap.

asociado con un cambio futuro en el valor o nivel del mismo, sin que implique la cesión actual o futura, directa o indirecta, de la propiedad de un activo o un pasivo que incorpore el riesgo financiero así transferido, incluyendo cualquier acuerdo, contrato ó transacción comúnmente conocido como-

- a. *Interest Rate Swap;*
- b. *Rate Floor;*
- c. *Rate Cap;*
- d. *Cross-currency Rate Swap;*
- e. *Basis Swap;*
- f. *Currency Swap;*
- g. *Foreign Exchange Swap;*
- h. *Total Return Swap;*
- i. *Equity Index Swap;*
- j. *Equity Swap;*
- k. *Debt Index Swap;*
- l. *Debt Swap;*
- m. *Credit Spread;*
- n. *Credit Default Swap;*
- o. *Weather Swap;*
- p. *Energy Swap;*
- q. *Metal Swap;*
- r. *Agricultural Swap;*
- s. *Emissions Swap;*
- t. *Commodity Swap;*

El *Dodd-Frank Act* establece las siguientes exclusiones a la definición de *Swap*⁷²,

1. Cualquier contrato de venta de un *commodity* con entrega futura (o la opción sobre dicho contrato),
2. Cualquier venta de un *commodity*, no financiero, o título-valor para envío o entrega diferida, siempre y cuando la transacción sea cumplida físicamente.

⁷² Las exclusiones que definen un contrato Swap son más amplias, diez en total, sin embargo, en el cuerpo del documento se resalta lo que aplica a *commodities*. Las exclusiones citadas son las siguientes:

“(B) EXCLUSIONS. - The term ‘swap’ does not include-

“(i) any contract of sale of a commodity for future delivery (or option on such a contract), leverage contract authorized under section 19, security futures product, or agreement, contract, or transaction described in section 2(c)(2)(C)(i) or section 2(c)(2)(D)(i);

(ii) any sale of a nonfinancial commodity or security for deferred shipment or delivery, so long as the transaction is intended to be physically settled...”

Para ver las exclusiones completas ver más en *One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*. 5 de Enero de 2010. SEC. 721. DEFINITIONS. Páginas 292 - 293.

En agosto de 2013⁷³, la CFTC expidió la Regla Final e interpretación sobre el alcance de la definición de *Swap* y la exclusión de los contratos *Forward*. La exclusión se sustenta en el *Dodd-Frank Act*, anteriormente citado, es decir que, si la venta de un *commodity* tiene entrega física o se 'liquida' con la entrega del producto, se entiende que no es un contrato *Swap*, esto también se entiende como un *nonfinancial commodity*. La posición histórica de la CFTC, en particular, ha sido que los contratos *forward* sobre *nonfinancial commodities* son transacciones de comercialización. El objetivo primario de un contrato *forward*, dice la CFTC, es la transferencia de propiedad del *commodity* y no únicamente la transferencia de riesgo de precio.⁷⁴ Al evaluar la expectativa de las partes sobre la entrega del bien, la CFTC consistentemente ha aplicado un test de "hechos y circunstancias," en el que se refleja una directiva de intención de la entrega física del *commodity* como parte del análisis para determinar si un contrato es un *forward* o un *swap*.⁷⁵

En la Regla Final mencionada es relevante dos elementos fundamentales que sustentan la diferencia entre un *Swap* y un *Forward*, por lo que hace parte esencial de la discusión del párrafo anterior. Los dos elementos son el *Interpretación Brent* y el *Retiro de la Excepción en Energía*, mencionados de manera conjunta porque están directamente relacionados.

En primer lugar, discutiremos la *Interpretación Brent*. La CFTC expidió la *Interpretación Brent* en respuesta a la decisión de una Corte Federal que sostuvo que las transacciones del contrato *15-day Brent System Crude Oil Contracts* era ilegal fuera de un *Exchange*. La *Interpretación Brent* aclaró que dicho contrato era un contrato *forward* y que estaba excluido de la definición de entrega futura contenida en el *Commodity Exchange Act* y por lo tanto no era un contrato futuro. Para la CFTC, los contratos creaban una obligación vinculante de realizar o recibir la entrega sin otorgar ningún derecho a compensar, cancelar

⁷³ Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Further Definition of "Swap", "Security-Based Swap," and "Security-Based Swap Agreement"; Mixed Swaps; Security-Based Swap Agreement Recordkeeping; Final Rule. August 13, 2012.

⁷⁴ "The CFTC's historical interpretation has been that forward contracts with respect to nonfinancial commodities are "commercial merchandising transactions." The primary purpose of a forward contract is to transfer ownership of the commodity and not to transfer solely its price risk. As the CFTC has noted and reaffirms today:

The underlying postulate of the [forward] exclusion is that the [CEA's] regulatory scheme for futures trading simply should not apply to private commercial merchandising transactions which create enforceable obligations to deliver but in which delivery is deferred for reasons of commercial convenience or necessity." Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Further Definition of "Swap", "Security-Based Swap," and "Security-Based Swap Agreement"; Mixed Swaps; Security-Based Swap Agreement Recordkeeping; Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48228.

⁷⁵ "In assessing the parties' expectations or intent regarding delivery, the CFTC consistently has applied a "facts and circumstances test. Therefore, the CFTC reads the "intended to be physically settled" language in the swap definition with respect to nonfinancial commodities to reflect a directive that intent to deliver a physical commodity be a part of the analysis of whether a given contract is a forward contract or a swap, just as it is part of the CFTC's analysis of whether a given contract is a forward contract or a futures contract." Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48228.

o liquidar mediante el pago de diferencias⁷⁶. Las partes entran en dichos contratos con el conocimiento que podía solicitarse la realización o recibo de la entrega del *commodity*. Sobre esta base, en la *Interpretación Brent*, la CFTC concluyó que los contratos mencionados eran contratos *forward* no contratos futuros⁷⁷.

Con base en lo anterior, la CFTC aclaró que los participantes comerciales de un mercado, que regularmente realizan o toman la entrega de un *commodity* en el curso normal de sus negocios satisfacen el estándar de participante comercial contenido en la *Interpretación Brent*, es decir, la actividad económica en la cual realiza o toma la entrega debe ser una actividad comercial para que sea un participante comercial del mercado⁷⁸. En la Regla Final citada, la CFTC expande la aplicación de la *Interpretación Brent*, que aplicaba solo a petróleo, a todos los *nonfinancial commodities*.

De otro lado y dado que la CFTC amplió el *Interpretación Brent* a todo los *nonfinancial commodities* en la Regla Final, también determinó retirar la *Excepción en Energía* que había presentado en la propuesta publicada para comentarios. La *Excepción en Energía*, así como la *Interpretación Brent*, exige que exista una obligación de entrega vinculante desde el principio, sin derecho a liquidación en un mercado subyacente (*cash market*) o compensación de transacciones⁷⁹.

La CFTC aclara que, con respecto a Acuerdos de Compensación Físicos, tales como el Acuerdo Marco de Compra de Energía del *Edison Electric Institute*, que contempla la reducción de la entrega de energía neta a futuro, que involuntariamente compensa la obligación de entrega, es consistente con operaciones similares cubierta por la *Interpretación Brent*⁸⁰. La *Excepción en Energía* también discute un número de métodos

⁷⁶ "Thus, in the scenario at issue in the *Brent Interpretation*, the contracts created a binding obligation to make or take delivery without providing any right to offset, cancel, or settle on a payment-of-differences." Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48228

⁷⁷ "Under these circumstances the [CFTC] is of the view that transactions of this type which are entered into between commercial participants in connection with their business which create specific delivery obligations that impose substantial economic risks of a commercial nature to these participants, but which may involve, in certain circumstances, string or chain deliveries of the type described * * * are within the scope of the [forward contract] exclusion from the [CFTC's] regulatory jurisdiction. Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48228 -42229.

⁷⁸ "The CFTC also is clarifying that commercial market participants that regularly make or take delivery of the referenced commodity in the ordinary course of their business meet the commercial participant standard of the *Brent Interpretation*." Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48229.

⁷⁹ "The Energy Exemption, like the *Brent Interpretation*, requires binding delivery obligations at the outset, with no right to cash settle or offset transactions." Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48230.

⁸⁰ "With regard to netting agreements that were expressly permitted by the Energy Exemption, the CFTC clarifies that a physical netting agreement (such as, for example, the *Edison Electric Institute Master Power Purchase and Sale Agreement*) that contains a provision contemplating the reduction to a net delivery amount of future, unintentionally offsetting delivery obligations, is consistent with the intent of the book out provision

mediante los cuales las partes de los contratos pueden cumplir sus obligaciones, de entrega física, incluyendo el traspaso del título por parte del vendedor a otro intermediario en la cadena, previa aceptación del comprador.

La CFTC, tomando en consideración el concepto de la *Interpretación Brent*, aclaró, adicionalmente, lo siguiente sobre los contratos *forward*:

1. Un contrato no requiere una cantidad mínima para calificar como contrato *forward* de acuerdo con la *Interpretación Brent*, sin embargo, la CFTC puede considerarlo como un factor contextual en el proceso de decisión, caso a caso.
2. Adicionalmente, la CFTC puede considerar otros factores contextuales en el análisis para determinar si un contrato califica como *forward*, tal como la necesidad comercial demostrable por el producto, el objeto subyacente del contrato (por ejemplo, si el objeto del contrato es la venta física de un *commodity*, el cubrimiento de riesgo de precio o la especulación), las prácticas regulares de la entidad comercial con respecto a su negocio comercial general y más específicamente a las transacciones de contratos *forward* y *swaps* o si la ausencia de entrega física está sustentada en un cambio de las condiciones comerciales.

En la Regla Final citada, la CFTC aclaró la interpretación del termino *nonfinancial commodity*⁸¹ como aquél *commodity* que puede ser entregado físicamente y que no es un *commodity* excluido o un *commodity* agrícola⁸². En el *Commodity Exchange Act*, se define que un *commodity* excluido es aquel que cumpla con alguna de las siguientes características:

in the Brent Interpretation-provided that the parties had a bona fide intent, when entering into the transactions, to make or take delivery (as applicable) of the commodity covered by those transactions.” Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48230.

⁸¹ *“The CFTC interprets the term “nonfinancial commodity” to mean a commodity that can be physically delivered and that is an exempt commodity or an agricultural commodity. Unlike excluded commodities by their nature generally are nonfinancial. The requirement that the commodity be able to be physically delivered is designed to prevent market participants from relying on the forward exclusion to enter into swaps based on indexes of exempt or agricultural commodities outside the Dodd-Frank Act and settling them in cash, which would be inconsistent with the historical limitations of the forward exclusion to commercial merchandising transactions”.* Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48232.

⁸² El *Commodity Exchange Act* define un *commodity* exento como aquel que no es un *commodity* excluido o un *commodity* agrícola. En el CEA se explica que,

“(19) The term “excluded commodity” means—

- (i) an interest rate, exchange rate, currency, security, security index, credit risk or measure, debt or equity instrument, index or measure of inflation, or other macroeconomic index or measure;
- (ii) any other rate, differential, index, or measure of economic or commercial risk, return, or value that is—
 - (I) not based in substantial part on the value of a narrow group of commodities not described in clause (i); or
 - (II) based solely on one or more commodities that have no cash market;
- (iii) any economic or commercial index based on prices, rates, values, or levels that are not within the control of any party to the relevant contract, agreement, or transaction; or

1. Que sea una tasa de interés, divisa, acción, índice de acciones, riesgo de crédito, instrumento de deuda o patrimonial o un índice macroeconómico;
2. Cualquier tasa, índice o medida de riesgo, retorno o valor comercial o económico que,
 - a. no esté basado en una parte sustancial en alguno de los elementos mencionados en el literal a.;
 - b. esté basado en uno o más *commodities* que no tenga un mercado spot (*cash market*)
3. Cualquier índice económico o comercial basado en precios, tasas o niveles que no están en el control de alguna de las partes en el contrato, acuerdo o transacción.
4. La ocurrencia o no de un evento o contingencia (diferente al cambio en el precio, tasa, valor o nivel no descrito en el literal b.) que,
 - a. Esta fuera del control de las partes en el contrato, acuerdo o transacción, y
 - b. Tenga asociado una consecuencia económica, comercial o económica.

En este marco, la CFTC aclara que en la medida que una transacción tenga el objeto explícito de entrega física de un *commodity* y, utilice un índice únicamente para determinar el precio a ser pagado por el *nonfinancial commodity* que va a ser entregado, la transacción puede calificar para la exclusión de contrato *forward* contenido en la definición de *swap*.

Lo anterior aplica, también, para contratos *forward* que tienen embebida una opción o una opción volumétrica. La CFTC reconoce que la naturaleza comercial de las operaciones son tales que los requerimientos de oferta y demanda no pueden ser previstos con precisión y por lo tanto los contratos *forward* que permitan un grado de opcionalidad sobre la cantidad que va a ser entregada es de un gran valor comercial para los participantes. La aplicación de la exclusión como contrato *forward* contenida en la definición de *swap* aplica a contratos *forward* con opción volumétrica embebida, siempre y cuando la opción embebida cumpla con las siguientes características⁸³:

1. La opcionalidad embebida no mine la naturaleza completa del acuerdo, contrato o transacción como contrato *forward*;
2. La característica predominante del acuerdo, contrato o transacción es la entrega física del *commodity*;
3. La opcionalidad embebida no pueda ser separada y transada por fuera del conjunto del acuerdo, contrato o transacción en el que está embebida;
4. El vendedor del *nonfinancial commodity* subyacente al acuerdo, contrato o transacción con la opción volumétrica embebida, tiene la intención, al momento de la celebración del acuerdo, contrato o transacción, de entregar el *nonfinancial commodity* si la opcionalidad volumétrica es ejercida;

(iv) an occurrence, extent of an occurrence, or contingency (other than a change in the price, rate, value, or level of a commodity not described in clause (i)) that is—

- (I) beyond the control of the parties to the relevant contract, agreement, or transaction; and
- (II) associated with a financial, commercial, or economic consequence.”

7 U.S. Code, Commodity Exchange Act, 1a(19).

⁸³ Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48238.

5. El comprador del *nonfinancial commodity* subyacente al acuerdo, contrato o transacción con la opción volumétrica embebida, tiene la intención, al momento de la celebración del acuerdo, contrato o transacción, de recibir el *nonfinancial commodity* si ejerce la opción;
6. Las partes son partes comerciales;
7. La condición de ejercicio o no ejercicio de la opcionalidad volumétrica embebida está basada principalmente en factores físicos o requerimientos regulatorios, que están por fuera del control de las partes e influyen la demanda u oferta del *nonfinancial commodity*.

Los dos primeros elementos de la interpretación para la opcionalidad volumétrica embebida, refleja que dicha opción está relacionada a la entrega física del *commodity* más que al precio. El séptimo elemento está diseñado para asegurar que la opcionalidad volumétrica está principalmente inducida por factores físicos o requerimientos regulatorios y que ésta es un medio comercialmente razonable para gestionar la incertidumbre asociada a los factores mencionados⁸⁴.

La CFTC en la Interpretación Final sobre Contratos Forward con Opcionalidad Volumétrica Embebida⁸⁵ profundizó la interpretación del séptimo elemento y como se verá más adelante, es coherente con la decisión sobre el alcance de la jurisdicción de la CFTC y la FERC en los mercados eléctricos organizados. La CFTC reiteró, que, si la opcionalidad volumétrica embebida tiene la intención primaria de gestionar el riesgo de precio, el séptimo elemento no se cumpliría a menos que exista un requerimiento, emanado por un cuerpo regulatorio, para obtener o proveer el precio más bajo. Lo anterior asegura que la naturaleza del contrato *forward* no sea minado, y la opcionalidad volumétrica embebida, entonces, debe ser un medio para asegurar únicamente una fuente de suministro frente a la incertidumbre asociada a la cantidad del *nonfinancial commodity* necesario o producido en el futuro.

⁸⁴ “Depending on the relevant facts and circumstances, these types of agreements, contracts, and transactions—capacity contracts, transmission (or transportation) services agreements, tolling agreements, and peaking supply natural gas contracts—may satisfy the elements of the “forwards with embedded volumetric options” interpretation set forth above, or may satisfy other portions of this interpretation. If they do, they would fall within the forward exclusions from the swap and future delivery definitions.” Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule. August 13, 2012. Pag. 48240.

⁸⁵ “The CFTC reiterates, however, that if the embedded volumetric optionality is primarily intended, at contract initiation, to address concerns about price risk (e.g., to protect against increases or decreases in the cash market price), the seventh element would not be satisfied absent an applicable regulatory requirement, including guidance, whether formal or informal, received from a public utility commission or other similar governing body, to obtain or provide the lowest price (e.g., the buyer is an energy company regulated on a cost-of-service basis.). The CFTC recognizes that, as commenters have pointed out, price is likely to be a consideration when entering into any contract, including a forward contract. However, to ensure that, as required by the first element, the overall nature of the contract as a forward is not undermined, the embedded volumetric optionality must, as stated above, be primarily intended as a means of securing a supply source in the face of uncertainty (arising from physical factors or regulatory requirements, such as an obligation to ensure system reliability) regarding the volume of the nonfinancial commodity to be needed or produced.” Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Forward Contracts with Embedded Volumetric Optionality-Final Interpretation.80 FR 28239. May 18, 2015. Pag. 28242.

Adicionalmente, la CFTC comprende que, en ciertos programas de respuesta de la demanda en los mercados eléctricos, las compañías eléctricas tienen el derecho de interrumpir el servicio a los usuarios para apoyar la confiabilidad del sistema. Así la CFTC aclara que, dado que una función clave del operador del sistema eléctrico es asegurar la confiabilidad del sistema, los acuerdos de respuesta de la demanda, aún si no específicamente obligatorios por un operador del sistema, puede ser caracterizado como producto de un requerimiento regulatorio dentro del significado del séptimo elemento⁸⁶.

Mediante la Interpretación Final sobre *Forward Contracts with Embedded Volumetric Optionality*, la CFTC empezó a sentar algunos criterios sobre el alcance de la jurisdicción de ésta, la FERC⁸⁷ y las PUCs (*Public Utilities Commissions*) en los mercados eléctricos organizados. El contexto está definido en el *Dodd-Frank Act*, donde se incluyó una cláusula⁸⁸

⁸⁶ Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. *Forward Contracts with Embedded Volumetric Optionality-Final Interpretation*. 80 FR 28239. May 18, 2015. Pag. 28242.

⁸⁷ "SEC. 720. MEMORANDUM.

(a)(1) *The Commodity Futures Trading Commission and the Federal Energy Regulatory Commission shall, not later than 180 days after the date of the enactment of this Act, negotiate a memorandum of understanding to establish procedures for –*

(A) *applying their respective authorities in a manner so as to ensure effective and efficient regulation in the public interest;*

(B) *resolving conflicts concerning overlapping jurisdiction between the 2 agencies; and*

(C) *avoiding, to the extent possible, conflicting or duplicative regulation.*

(2) *Such memorandum and any subsequent amendments to the memorandum shall be promptly submitted to the appropriate committees of Congress.*

(3) *The Commodity Futures Trading Commission and the Federal Energy Regulatory Commission shall, not later than 180 days after the date of the enactment of this section, negotiate a memorandum of understanding to share information that may be requested where either Commission is conducting an investigation into potential manipulation, fraud, or market power abuse in markets subject to such Commission's regulation or oversight. Shared information shall remain subject to the same restrictions on disclosure applicable to the Commission initially holding the information."* One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010.

⁸⁸ "... The savings clause in CEA section 2(a)(1)(I) provides that:

(I)(i) *Nothing in this Act shall limit or affect any statutory authority of the Federal Energy Regulatory Commission or a State regulatory authority (as defined in section 3(21) of the Federal Power Act (16 U.S.C. 796(21)) with respect to an agreement, contract, or transaction that is entered into pursuant to a tariff or rate schedule approved by the Federal Energy Regulatory Commission or a State regulatory authority and is-*

(I) *not executed, traded, or cleared on a registered entity or trading facility; or*

(II) *executed, traded, or cleared on a registered entity or trading facility owned or operated by a regional transmission organization or independent system operator.*

(ii) *In addition to the authority of the of the Federal Energy Regulatory Commission or a State regulatory authority described in clause (i), nothing in this subparagraph shall limit or affect-*

(I) *any statutory authority of the Commission with respect to an agreement, contract, or transaction described in clause (i); or*

(II) *the jurisdiction of the Commission under subparagraph (A) with respect to an agreement, contract, or transaction that is executed, traded, or cleared on a registered entity or trading facility that is not owned or operated by a regional transmission organization or independent system operator (as defined by sections 3(27) and (28) of the Federal Power Act (16 U.S.C 796(27), 796(28)).*

que orientaba los roles de estas agencias en relación con ciertos acuerdos, contratos, o transacciones efectuadas de conformidad con el marco tarifario de un RTO o ISO aprobado por la FERC o una Agencia Regulatoria Estatal. La cláusula explica que la FERC y las PUCs preservan su competencia sobre contratos o transacciones celebrados de acuerdo con el marco tarifario aprobado por la FERC o una PUC, que no sean ejecutados, transados o liquidados por un *Exchange* sujeto de registro en la CFTC o, si es ejecutado transado y liquidado por un *Exchange* de propiedad u operado por un RTO o ISO.

El *Dodd-Frank Act* concedió a la CFTC competencias específicas para exceptuar ciertos contratos, acuerdos, o transacciones de la esfera de ésta. En particular, proveyó excepciones para ciertas transacciones celebradas de conformidad con el marco tarifario aprobado por la FERC o por una agencia regulatoria estatal o municipal.

En abril de 2013, la CFTC expidió la Orden Final⁸⁹ que definió la excepción sobre contratos, acuerdos o transacciones celebrados en los mercados eléctricos organizados⁹⁰ (RTOs/ISOs). La estructura de la excepción a los acuerdos, contratos y transacciones de la Orden Final se describe a continuación:

1. La excepción aplica sobre acuerdos, contratos o transacciones para la compra o venta de uno de los siguientes productos de electricidad:
 - a. Derechos Financieros de Transmisión (FTR, por su nombre en inglés)
 - i. Cada Derecho Financiero de Transmisión y el volumen agregado de Derechos Financieros de Transmisión, para un período de tiempo, está limitado por la capacidad física del sistema de transmisión de energía eléctrica operador por el RTO/ISO.

In addition, Dodd-Frank Act section 722(g) (not codified in the United States Code) expressly states that FERC's pre-existing statutory enforcement authority is not limited or affected by amendments to the CEA, Section 722(g) states:

(g) AUTHORITY OF FERC. -Nothing in the Wall Street Transparency and Accountability Act of 2010 or the amendments to the Commodity Exchange Act made by such Act shall limit or affect any statutory enforcement authority of the Federal Energy Regulatory Commission pursuant to section 222 of the Federal Power Act and section 4A of the Natural Gas Act that existed prior to the date of enactment of the Wall Street Transparency and Accountability Act of 2010." Commodity Futures Trading Commission. Final Order in Response to a Petition from Certain Independent System Operators and Regional Transmission Organizations to Exempt Specified Transactions Authorized by a Tariff or Protocol Approved by the Federal Energy Regulatory Commission or the Public Utility Commission of Texas From Certain Provisions of the Commodity Exchange Act Pursuant to the Authority Provided in the Act. April 2, 2013. *Footnote 13.*

⁸⁹ Commodity Futures Trading Commission. Final Order in Response to a Petition from Certain Independent System Operators and Regional Transmission Organizations to Exempt Specified Transactions Authorized by a Tariff or Protocol Approved by the Federal Energy Regulatory Commission or the Public Utility Commission of Texas From Certain Provisions of the Commodity Exchange Act Pursuant to the Authority Provided in the Act. April 2, 2013.

⁹⁰ California Independent Service Operator Corporation ("CAISO"); ERCOT; ISO New England Inc. (ISO NE"); Midwest Independent Transmission System Operator, Inc. ("MISO"); New York Independent System Operator, Inc. ("NYISO") or PJM Interconnection, L.L.C. ("PJM").

- ii. El RTO/ISO sirve como administrador para el mercado donde el Derecho Financiero de Transmisión es transado.
- iii. Cada parte de la transacción es miembro del RTO/ISO y la transacción es realizada en el mercado administrado por el ISO/RTO.
- iv. La transacción no requiere que alguna de las partes genere o tome la entrega física de la energía eléctrica.

b. Transacciones de Energía

- i. Las transacciones de Energía son transacciones en el *Day-Ahead Market* o *Real-time Market*, para la compra venta de una cantidad específica de energía eléctrica en una ubicación específica (incluye *virtual/convergence bid/offers*) y donde:
 - El precio de la energía eléctrica es definido en el momento en que la transacción es ejecutada.
 - La ejecución ocurre en el *Real-Time Market* mediante:
 - Entrega o recibo de la energía eléctrica específica.
 - Pago al contado o factura al precio definido en el *Day-Ahead Market* o *Real-Time Market* (tal y como está establecido en el marco tarifario del RTO/ISO).
 - El volumen agregado liquidado tanto físico como financiero para cualquier período de tiempo está limitado por la capacidad física del sistema de transmisión de energía eléctrica operado por el RTO/ISO.

c. *Forward Capacity Transactions*

- i. Los "*Forward Capacity Transactions*" son transacciones en las cuales un RTO/ISO, para el beneficio de los "comercializadores" (Load-Serving Entities), compra los derechos que se describen a continuación.
 - Capacidad de Generación, es decir el derecho del RTO/ISO de:
 - Exigir a ciertos vendedores mantener la interconexión de la infraestructura de generación en ubicaciones físicas específicas en el sistema de transmisión en un período futuro, como está especificado en el marco tarifario del RTO/ISO.
 - Exigir a dichos vendedores ofertar cantidades específicas de energía eléctrica en el *Day-Ahead Market* o el *Real-Time Market* para transacciones de energía eléctrica; y
 - Exigir, sujeto a los términos y condiciones del marco tarifario del RTO/ISO, que los vendedores inyecten energía eléctrica en el sistema de transmisión del RTO/ISO.
 - Respuesta de la Demanda, es decir, el derecho del RTO/ISO a exigir a ciertos vendedores de tales derechos a reducir consumo de energía eléctrica del sistema de transmisión operado por el RTO/ISO, en un período futuro, tal como está especificado en el marco tarifario del RTO/ISO.
 - Eficiencia Energética, es decir, el derecho del RTO/ISO a exigir un desempeño específico de una acción o grupo de acciones que reduzcan la

- necesidad de Capacidad de Generación o Respuesta de la Demanda, en un período futuro, tal como está especificado en el marco tarifario del RTO/ISO.
- ii. En cada caso, para ser elegible a aplicar la excepción, el volumen agregado liquidado de todas las transacciones en un período de tiempo se limitará a la capacidad física del sistema de transmisión de energía eléctrica operado por el RTO/ISO.
- d. Transacciones de Reserva o Regulación.
- i. Las transacciones de Reserva o Regulación son operaciones:
 - En las cuales un RTO/ISO, para beneficio de los comercializadores (*Load-Serving Entities*) y los recursos, compra, mediante una subasta, el derecho, durante un período de tiempo específico, de acuerdo con el marco tarifario del RTO/ISO, a exigir al vendedor de dicho derecho, operar la infraestructura eléctrica en un estado físico tal que pueda incrementar o disminuir la tasa de inyección o toma de una cantidad específica de energía eléctrica de o hacia el sistema de transmisión operado por el RTO/ISO con:
 - Desempeño físico de la infraestructura del vendedor dentro del intervalo de tiempo de respuesta específico en el marco tarifario del RTO/ISO (Transacción de Reserva); o
 - Desempeño físico inmediato de la infraestructura del vendedor (Transacción de Regulación)
 - Por las cuales el vendedor recibe, una o más de los siguientes:
 - Pago al precio definido en el *Day-Ahead Market* o *Real-Time Market* del RTO/ISO, aplicable cuando sea que el RTO/ISO ejerza el derecho que la energía sea entregada (incluida la Respuesta de la Demanda).
 - Compensación por el costo de oportunidad de no suministrar o consumir energía eléctrica u otros servicios durante cualquier período en el cual el RTO/ISO exija al vendedor que no genere energía eléctrica u otros servicios.
 - Un pago anticipado determinado por anticipado mediante una subasta administrada por el RTO/ISO por este servicio;
 - Una cantidad adicional indexada a la frecuencia, duración, u otros atributos de desempeño físico, tal como está especificado en el marco tarifario del RTO/ISO.
 - Y en el cual el valor, la cantidad y las especificaciones de dichas transacciones por parte de un RTO/ISO para un período de tiempo debe ser limitado a la capacidad física del sistema de transmisión operado por el RTO/ISO.
2. El acuerdo, contrato o transacción es ofrecido o vendido de conformidad con el marco tarifario del RTO/ISO, que ha sido aprobado por las siguientes agencias:
- a. En el caso de ERCOT, por el *Public Utility Commission of Texas* ("PUCT")
 - b. En el caso de otros RTOs/ISOs por la FERC.

3. La excepción otorgada en la Orden Final expedida por la CFTC está expresamente condicionada a lo siguiente:
 - a. Con respecto a todos los RTOs/ISOs sujetos a la jurisdicción de la FERC, al mantenimiento de los acuerdos de intercambio de información entre la CFTC y la FERC, que sean aceptables para la CFTC y, para los RTOs/ISOs, al cumplimiento de las solicitudes de la CFTC a través de la FERC, para el intercambio de información posicional y transaccional asociada a productos transados en los RTOs/ISOs y relacionados con mercados que son sujeto de la jurisdicción de la CFTC, según sea necesario y, en conexión con una investigación consistente con el *Commodity Exchange Act* y la regulación de la CFTC.
 - b. Con respecto a ERCOT, la capacidad de la CFTC de solicitar y obtener información posicional y transaccional asociada a productos transados en ERCOT y relacionados con mercados que son sujeto de jurisdicción de la CFTC, según sea necesario, y en conexión con una investigación, consistente con el *Commodity Exchange Act* y la regulación de la CFTC, concurrente con la provisión de una notificación escrita al *Public Utility Commission of Texas*.
 - c. Notificación de solicitudes de información. Con respecto a cada RTO/ISO, ni el marco tarifario ni los documentos de gobierno de cada RTO o ISO particular, podrá incluir algún requerimiento al RTO o ISO, de notificar sus miembros previo a la entrega de la información a la CFTC, en respuesta a una citación formal.

Hasta este punto, se ha presentado el impacto del *Dodd-Frank Act* en los acuerdos, contratos y transacciones que operan en los mercados energéticos y en particular el mercado eléctrico de Estados Unidos. En resumen, la CFTC ha decidido, aclarado e interpretado los siguientes elementos sobre los contratos a la luz del *Dodd Frank Act*:

1. Los contratos de cubrimiento de precios transados en mercados *Over-the-Counter* son considerados *Swaps* y en esa medida son sujetos de la regulación del Título VII del *Dodd-Frank Act*.
2. La excepción de la aplicación de la definición de *Swaps* y clasificados como contratos *Forward*, aplica bajo el criterio que los contratos tienen como intención fundamental la entrega física del *commodity*. La CFTC aclara que aquellos contratos *forward* que utilicen un índice para definir el valor del *commodity* al momento de la entrega conservan dicha característica, siempre y cuando no existan una liquidación de diferencias con respecto al precio del mercado spot (*cash market*). Dentro de esta categoría entran los contratos PPA y los contratos de suministro y transporte de gas natural.
3. Los contratos *forward* con opciones volumétricas embebidas, mantienen dicha condición siempre y cuando su intención primaria no sea la gestión de riesgo de precio. La CFTC entiende que contratos específicos en los mercados eléctricos y de gas tales como los contratos de transmisión, productos de capacidad y respuesta de la demanda en los mercados eléctricos, así como los contratos de suministro “pico” de gas natural, cumplen con la característica séptima de los contratos *forward* con opción volumétrica, es decir están diseñados para asegurar que la opcionalidad

volumétrica está principalmente inducida por factores físicos o requerimientos regulatorios.

4. La CFTC tomando en cuenta lo anterior y el hecho que los marcos tarifarios de los mercados organizados son aprobados por la FERC o la *Public Utility Commission of Texas*, en la definición de la jurisdicción sobre los mercados eléctricos y concordancia con el *Dodd-Frank Act* decidió aplicar la excepción otorgada a los siguientes productos transados en los mercados eléctricos:
 - a. Derechos Financieros de Transmisión (FTR, por su nombre en inglés)
 - b. Transacciones de Energía en el mercado del día antes y en el mercado en tiempo real
 - c. *Forward Capacity Transactions*
 - d. Transacciones de Reserva o Regulación.

Por lo anterior, los contratos de cubrimiento del riesgo de precio asociados a mercados eléctricos, les aplica la definición y regulación de *Swaps* contenida en el Título VII del *Dodd-Frank Act*. Lo anterior, implica lo siguiente:

1. Los contratos *swap* pueden ser celebrados únicamente en un *designated contract market*⁹¹ (DCM) o un *swap Execution Facility* (SEF)⁹² o por un *eligible contract participant* (ECP)^{93,94}.

⁹¹ "Contract Market: A board of trade or exchange designated by the Commodity Futures Trading Commission to trade futures or options under the Commodity Exchange Act. A contract market can allow both institutional and retail participants and can list for trading futures contracts on any commodity, provided that each contract is not readily susceptible to manipulation. Also called designated contract market. See Derivatives Transaction Execution Facility."

http://www.cftc.gov/ConsumerProtection/EducationCenter/CFTCGlossary/glossary_co#contractmarket

⁹² "(a) REGISTRATION. -

(1) IN GENERAL. - No person may operate a facility for the trading or processing of swaps unless the facility is registered as a swap execution facility or as a designated contract market under this section.

(b) TRADING AND TRADE PROCESSING. -

(1) IN GENERAL. - ..., a swap execution facility that is registered under section (a) may-

(A) make available for trading any swap; and

(B) facilitate trade processing of any swap."

One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Pag. 337 – 338.

⁹³ "(e) LIMITATION ON PARTICIPATION. -It shall be unlawful for any person, other than an eligible contract participant, to enter into a swap unless the swap is entered into on, or subject to the rules of, a board of trade designated as contract market under section 5." One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Pag. 300.

⁹⁴ "Eligible Contract Participant: An entity, such as a financial institution, insurance company, or commodity pool, that is classified by the Commodity Exchange Act as an eligible contract participant based upon its regulated status or amount of assets. This classification permits these persons to engage in transactions (such as trading on a derivatives transaction execution facility) not generally available to non-eligible contract participants, i.e., retail customers."

http://www.cftc.gov/ConsumerProtection/EducationCenter/CFTCGlossary/glossary_e

2. Todos los contratos *swap* deben ser remitidos a una cámara de riesgo central de contraparte para compensación,⁹⁵ excepto si una de las contrapartes del contrato *swap* cumple con las siguientes características:
 - a. No es una entidad financiera;
 - b. Utiliza el contrato *swap* para cubrimiento o mitigación del riesgo comercial; y
 - c. Notifica a la CFTC, la forma como cumple las obligaciones financieras asociadas al cumplimiento del contrato *swap*.

En todo caso, la excepción de no remitir el contrato *swap* queda a discreción de la contraparte del *swap* que satisface las características mencionadas.

De otro lado, el *Dodd-Frank Act* otorgó a la CFTC la competencia de establecer la forma y periodicidad con la cual se pondrá a disposición del público la información transaccional y de precios de contratos *swap*, con el único propósito de mejorar el descubrimiento de precio. En general, la información transaccional y precios de todos los contratos *swaps* deben estar disponible para el público en tiempo real, independiente si los contratos son remitidos o no para la liquidación en una cámara central de riesgo de contraparte. El reporte de información de transacciones y precios de contratos de *swaps* debe asegurar que no se revele la identidad de los participantes y debe remitirse a un *swap data repository*⁹⁶.

En la Parte 16 del Título 17 Capítulo I del Código de Regulaciones Federales (CFR, por su nombre en inglés).⁹⁷ se establece la información de mercado sujeta de publicación sobre futuros, swaps, y opciones, tal como se presenta en la tabla 8.

Tabla 8. Información de Mercado Derivados Financieros Estados Unidos

Key Data	Futures	Swaps or class of swaps	Options
	Daily	Daily	Daily
Trading Volume and Open Contracts	<i>By commodity and by futures expiration date.</i>	<i>By product type and by term life of the swap.</i>	<i>By underlying futures contracts for options on futures contracts or by the underlying commodity for options on commodities, and by put, by call, by expiration date and by strike price.</i>

⁹⁵ "(A) STANDARD FOR CLEARING. -It shall be unlawful for any person to engage in a swap unless that person submits such swap for clearing to a derivatives clearing organization that is registered under this Act or a derivatives clearing organization that is exempt from registration under this Act if the swap required to be cleared." One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Pag. 300 - 301

⁹⁶ "SEC. 727. PUBLIC REPORTING OF SWAP TRANSACTION DATA.

(B) PURPOSE. – The purpose of this section is to authorize the Commission to make swap transaction and pricing data available to the public in such form and at such times as the Commission determines appropriate to enhance price discovery.

Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Pag. 321.

⁹⁷ Ver más en [https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-](https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=17a8a6fc0f7831b2df354235368ee5c0&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title17/17cfrv1_02.tpl#0)

[idx?SID=17a8a6fc0f7831b2df354235368ee5c0&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title17/17cfrv1_02.tpl#0](https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=17a8a6fc0f7831b2df354235368ee5c0&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title17/17cfrv1_02.tpl#0)

		By underlying swap contracts for options on swap contracts or by underlying commodity for options on swaps on commodities, and by put, by call, by expiration date and by strike price.	
	• The total gross open contracts for futures, excluding those contracts against which delivery notices have been stopped; • For futures products that specify delivery, open contracts against which delivery notices have been issued on that business day; • The total volume of trading, excluding transfer trades or office trades.	For swaps and options on swaps, trading volume shall be reported in terms of the number of contracts traded for standard-sized contracts (i.e., contracts with a set contract size for all transactions) or in terms of notional value for non-standard-sized contracts (i.e., contracts whose contract size is not set and can vary for each transaction).	
	• The total volume of futures/options/swaps/swaptions exchanged for commodities or for derivatives positions that are included in the total volume of trading; and • The total volume of block trades included in the total volume of trading		
Prices	By commodity and by futures expiration	By underlying swap contracts for options on swap contracts or by underlying commodity for options on swaps on commodities, and by put, by call, by expiration date and by strike price.	• By product, type and contract month or term life of the swap. • For options on swaps or classes of options on swaps, by underlying swap contracts for options on swap contracts or by underlying commodity for options on swaps on commodities, and by put, by call, by expiration date and by strike price.
	• Each reporting market must record for the trading session and for the opening and closing periods of trading as determined by each reporting market: • The opening and closing prices of each futures, option, swap or swaption; • The price that is used for settlement purposes, if different from the closing price; and • The lowest price of a sale or offer, whichever is lower, and the highest price of a sale or bid, whichever is higher, that the reporting market reasonably determines accurately reflects market conditions. Bid and offers vacated or withdrawn shall not be used in making this determination. A bid is vacated if followed by a higher bid or price and an offer is vacated if followed by a lower offer price. • If there are no transactions, bids, or offers during the opening or closing periods, the reporting market may record as appropriate: • The first price (in lieu of opening price data) or the last price (in lieu of closing price data) occurring the trading session, clearly indicating that such prices are the first and last prices; or		

	• <i>Nominal opening or nominal closing prices that the reporting market reasonably determines to accurately reflect market conditions, clearly indicating that such prices are nominal.</i> • <i>Additional Information. Each reporting market must record the following information with respect to transactions in commodity futures, commodity options, swaps or options on swaps on that reporting market:</i> • <i>The method used by the reporting market in determining nominal prices and settlement prices; and</i> • <i>If discretion is used by the reporting market in determining the opening and/or closing ranges or the settlement prices, and explanation that certain discretion may be employed by the reporting market and a description of the manner in which that discretion may be employed. Discretionary authority must be noted explicitly in each case in which it is applied.</i>		
Critical Dates	<i>The first notice date and the last trading date.</i>		<i>The expiration date.</i>

Fuente: U.S., Commodity Futures Trading Commission - Tabla: ANDEG

A la fecha cuatro organizaciones tienen registro provisional ante la CFTC como *Swap Repository Organizations*: BSDR LLC, subsidiaria de Bloomberg L.P; Chicago Mercantile Exchange Inc; DTCC Data Repository; ICE Trade Vault, subsidiaria de Intercontinental Exchange, Inc.

De otro lado, las entidades en la Tabla 9 siguiente, presenta las entidades que están designadas por la CFTC como *Contract Market* o *Swap Execution Facility*, y en particular ofrecen o registran productos sobre energía eléctrica.

Tabla 9 – DCMs y SEFs Energía Eléctrica	
Designated Contract Markets (DCM)	Swap Execution Facilities (SEF)
 CME Group (NYMEX ⁹⁸)	 GFI Swaps Exchange LLC
 ICE Intercontinental Exchange (ICE)	 ICE ICE Swap Trade
 Nasdaq Futures (NFX)	 ICAP Energy
 Nodal Exchange LLC	 Tradition SEF The Swap Execution Facility operated by Tradition

Fuente: U.S. Commodity Futures Trading Commission – Tabla: ANDEG

Los productos transados en los DCMs en general son futuros de energía eléctrica y la amplia de oferta de ellos es resultado de la existencia de precios nodales, los cuales son agregados en *hubs*, así como el mercado subyacente sobre el que se realiza el *mark-to-market*, es decir, el mercado *day-ahead* o *real-time* y, si son *off-peak* o *peak*. En la tabla 10 se presenta el número de contratos disponibles por cada mercado:

⁹⁸ La primera vez que se transaron contratos futuros de electricidad en Estados Unidos fue en el mercado de NYMEX en marzo de 1996. Deng, S.J. y S.S. Oren. Electricity Derivatives and Risk Management. Energy 31 (2006) 940 - 953. Página 943.

Tabla 10 – Cantidad de Contratos Futuros en DCMs

	NE-ISO	NYISO	PJM	MISO	CAISO	ERCOT
CME Group NYMEX	34	29	96	30	16	33
ICE	20	41	106	32	18	62
Nasdaq Energy Futures	2	6	13	2	2	4
Nodal Exchange	36	190	402	300	14	118
Total	92	266	617	364	50	217

Fuente: CME Group, Intercontinental Exchange, Nasdaq Energy Futures, Nodal Exchange - Cálculos: ANDEG

La información de *swaps* sobre productos de energía eléctrica únicamente está abierta en el SEF del Intercontinental Exchange⁹⁹ y se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11 – Cantidad de Contratos Swaps en ICE

	NE-ISO	NYISO	PJM	MISO	CAISO	ERCOT
ICE Swap Trade	3	3	5	20	1	4
Physical	2	2	6	0	9	198
Bilateral	2	2	6	0	9	2
No Bilateral	0	0	0	0	0	196

Fuente: ICE Swap Trade – Cálculos: ANDEG

La CFTC publica cada martes el reporte *Commitment of Traders*¹⁰⁰ que contiene información sobre posiciones abiertas en opciones y futuros de *commodities*. El reporte presenta información desagregada por tipo de *trader* con posición abierta en un contrato futuro, cuya clasificación es la siguiente:

- “*Producer/Merchant/Processor/User*”¹⁰¹
- “*Swap Dealers*”¹⁰²

⁹⁹ <https://www.theice.com/swap-trade#products>

¹⁰⁰ http://www.cftc.gov/dea/options/electricity_lof.htm

¹⁰¹ “A “producer/merchant/processor/user” is an entity that predominantly engages in the production, processing, packing or handling of a physical commodity and uses the futures markets to manage or hedge the risk associated with those swaps transactions.” Disaggregated Commitments of Traders Report – Explanatory Notes.
<http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@commitmentsoftraders/documents/file/disaggregatedcotexplanatorynot.pdf>

¹⁰² “A “swap dealer” is an entity that deals primarily in swaps for a commodity and uses the futures market to manage or hedge the risk associated with those swaps transactions. The swap dealer’s counterparties may be speculative traders, like hedge funds, or traditional commercial clients that are managing risk arising from their dealings in the physical commodity.” Disaggregated Commitments of Traders Report – Explanatory Notes.

- “Managed Money”¹⁰³
- “Other Reportables”¹⁰⁴

Del reporte se puede identificar las posiciones de cada uno de tipos de *trader*, mencionados anteriormente, como se ve en la Tabla X. La foto corresponde al contrato futuro de 50 MWh para el mercado organizado de PJM, en el Western Hub, liquidado contra el *real-time market*, para el período *off-peak* y que opera en ICE¹⁰⁵. Por tipo de *trader* se identifica que el 78% y 71% de las posiciones abiertas de compra y venta, respectivamente, son de *Producer/Merchant/Processor/User*; el 11% y 9% de las posiciones abiertas de compra y venta, respectivamente, son de *Swap Dealers*; el 4% y el 10% de las posiciones abiertas de compra y venta, respectivamente son de *Managed Money* y; el 1% y 5% de las posiciones abiertas de compra y venta, respectivamente es de *Other Reportables*.

En general, las posiciones abiertas por tipo de *trader* guarda la misma proporcionalidad en todos los contratos futuros que reporta la CFTC, lo cual guarda concordancia con el número de *traders* en cada categoría presentada, la cual se concentra en *Producer/Merchant/Processor/User*.

En resumen, los contratos cubrimiento de precio sobre energía eléctrica, están sujetos a la jurisdicción de la CFTC de acuerdo con lo contenido en el *Dodd-Frank Act*, y son clasificados como contratos *swap*. Al ser transados como contratos *swap*, estos deben ser celebrados en un *Contract Market* o un *Swap Execution Facility*, y pueden o no ser liquidados mediante una cámara central de riesgo de contraparte, dependiendo que una contraparte cumpla con las características de la excepción contenida en la ley. Independientemente de la forma de liquidación, todas las transacciones de contratos *swap* deben ser publicada y enviada a un *Swap Data Repository*, con el objeto principal que mejora la formación de precios.

¹⁰³ “A “money manager,” for the purpose of this report, is a registered commodity trading advisor (CTA); a registered commodity pool operator (CPO); or an unregistered fund identified by CFTC. These traders are engaged in managing and conducting organized futures trading on behalf of clients.” Disaggregated Commitments of Traders Report – Explanatory Notes.

¹⁰⁴ “Every other reportable trader that is not placed into one of the other three categories is placed into the “other reportables” category.” Disaggregated Commitments of Traders Report – Explanatory Notes.

¹⁰⁵ Ver más de las características del contrato en <https://www.theice.com/products/6590502/PJM-Western-Hub-Real-Time-Off-Peak-Daily-Fixed-Price-Future/specs>

Tabla 12 – Snapshot del Commitment of Traders Report

PJM WESTERN HUB RT OFF – ICE FUTURES ENERGY DIV															Code-064394		
Disaggregated Commitments of Traders – Options and Futures Combined, January 02, 2018																	
:	:	Reportable Positions										:	Nonreportable Positions		:	:	
:	Open	Producer/Merchant/Processor/User		:	Swap Dealers		:	Managed Money		:	Other Reportables		:	Positions		:	
:	Interest	Long	Short	:	Long	Short	:	Spreading	Long	Short	:	Spreading	Long	Short	:	Short	
:	(Contracts of 50 Megawatt Hours)															:	:
:	Positions															:	:
All	:	172,807	135,003	122,382	18,781	14,795	5,274	7,589	17,663	2,146	2,314	8,900	1,577	123	70	:	
Old	:	172,807	135,003	122,382	18,781	14,795	5,274	7,589	17,663	2,146	2,314	8,900	1,577	123	70	:	
Other:	:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	:	
:	Changes in Commitments from:															:	:
:	December 26, 2017															:	:
All	:	-1,708	-1,110	607	40	-1,857	-428	-500	110	0	290	0	-20	20	-12	:	
Old	:	-1,708	-1,110	607	40	-1,857	-428	-500	110	0	290	0	-20	20	-12	:	
Other:	:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	:	
:	Percent of Open Interest Represented by Each Category of Trader															:	:
All	:	100.0	78.1	70.8	10.9	8.6	3.1	4.4	10.2	1.2	1.3	5.2	0.9	0.1	0.0	:	
Old	:	100.0	78.1	70.8	10.9	8.6	3.1	4.4	10.2	1.2	1.3	5.2	0.9	0.1	0.0	:	
Other:	:	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	:	
:	Number of Traders in Each Category															:	:
All	:	58	36	32	4	.	.	.	6	.	6	.	.	.	.	:	
Old	:	58	36	32	4	.	.	.	6	.	6	.	.	.	.	:	
Other:	:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	:	
:	Percent of Open Interest Held by the Indicated Number of the Largest Traders															:	:
:	By Gross Position															:	:
:	By Net Position															:	:
:	4 or Less Traders		8 or Less Traders		4 or Less Traders		8 or Less Traders		4 or Less Traders		8 or Less Traders						
:	Long	Short	Long	Short	Long	Short	Long	Short	Long	Short	Long	Short	Long	Short	Long	Short	
All	:	40.5	54.8	56.9	73.7	37.2	44.0	49.6	59.7								
Old	:	40.5	54.8	56.9	73.7	37.2	44.0	49.6	59.7								
Other:	:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								

SP15 FIN DA PEAK FIXED – ICE FUTURES ENERGY DIV															Code-064395		
Disaggregated Commitments of Traders – Options and Futures Combined, January 02, 2018																	
:	:	Reportable Positions										:	Nonreportable Positions		:	:	
:	Open	Producer/Merchant/Processor/User		:	Swap Dealers		:	Managed Money		:	Other Reportables		:	Positions		:	
:	Interest	Long	Short	:	Long	Short	:	Spreading	Long	Short	:	Spreading	Long	Short	:	Short	
:	(Contracts of 400 Megawatt Hours)															:	:
:	Positions															:	:
All	:	55,897	37,498	28,579	8,955	9,709	5,983	406	10,275	625	2,175	475	250	5	0	:	
Old	:	55,897	37,498	28,579	8,955	9,709	5,983	406	10,275	625	2,175	475	250	5	0	:	
Other:	:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	:	
:	Changes in Commitments from:															:	:
:	December 26, 2017															:	:
All	:	-829	-521	-1,172	0	401	-83	25	0	25	-275	0	0	0	0	:	
Old	:	-829	-521	-1,172	0	401	-83	25	0	25	-275	0	0	0	0	:	
Other:	:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	:	
:	Percent of Open Interest Represented by Each Category of Trader															:	:
All	:	100.0	67.1	51.1	16.0	17.4	10.7	0.7	18.4	1.1	3.9	0.8	0.4	0.0	0.0	:	
Old	:	100.0	67.1	51.1	16.0	17.4	10.7	0.7	18.4	1.1	3.9	0.8	0.4	0.0	0.0	:	
Other:	:	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	:	

Fuente: U.S. Commodity Futures Trading Commission

A partir de la información contenida en los mercados de contratos derivados estandarizados (futuros) y aquellos de contratos *Over-the-Counter (swaps)*, es evidente que coexisten, de manera paralela, ambos tipos de instrumentos derivados sobre energía eléctrica, tanto estandarizados y no estandarizados, pero una característica fundamental de la regulación es la disposición de la información sobre las transacciones y precios. Es fundamental, como se ha venido discutiendo a lo largo del documento, que la información disponible para el público sea estándar para todos los productos. Por ejemplo, en la regulación de la CFTC se debe revelar la información de opciones sobre swaps u opciones financieras (definición de pisos y techos) embebida en los contratos *swap*.

Un ejemplo concreto se presenta a continuación, con la información dispuesta por ICE, que contiene las características de un contrato futuro y un contrato *swap* para el mercado de PJM. La imagen de la izquierda corresponde al contrato futuro PJM Western Hub Real – Time Peak 50MW Fixed Price Future y la imagen de la derecha corresponde al contrato *swap* PJM Eastern Hub Real – Time Peak. No sólo es pública la característica de los contratos, sino que la publicación de información de precios y cantidades es pública también.



ICE Futures U.S.
Jan 11, 2018

PJM Western Hub Real-Time Peak 50MW Fixed Price Future

Contract Specifications

Description	A monthly cash settled Exchange Futures Contract based upon the mathematical average of peak hourly electricity prices published by PJM for the location specified in Reference Price A.
Commodity Code	PJM
Settlement Method	Cash settlement
Contract Size	50 MW
Currency	USD
Minimum Price Fluctuation	The price quotation convention shall be One cent (\$0.01) per MWh; minimum price fluctuation may vary by trade type. Please see Table in Resolution 1 to this Chapter 18.
Listing Cycle	Up to 110 consecutive monthly contract periods, or as otherwise determined by the Exchange
Last Trading Day	The last Business Day of the Contract Period
Final Settlement	Reference Price A
REFERENCE PRICE A	ELECTRICITY-PJM-WESTERN HUB-REAL TIME

Contract Specifications

a) Ref Price A - Description	"ELECTRICITY-PJM-WESTERN HUB-REAL TIME" means that the price for a Pricing Date will be that day's Specified Price per MWh of electricity for delivery on the Delivery Date, stated in U.S. Dollars, published by the PJM at http://www.pjm.com/markets/energy-marketreal-time.html , under the heading "Daily Real-Time LMP: Daily Real-Time Locational Marginal Pricing Files: WESTERN HUB" or any successor headings, that reports prices effective on that Pricing Date.
b) Ref Price A - Pricing Date	Each Monday through Friday, excluding NERC holidays, that prices are reported for the Delivery Date.
c) Ref Price A - Specified Price	Average of LMPs for all hours ending 0800-2300 EPT
d) Ref Price A - Pricing calendar	PJM
e) Ref Price A - Delivery Date	Contract Period
Final Payment Date	The second Clearing Organization business day following the Last Trading Day



ICE OTC
Jan 11, 2018

PJM Eastern Hub Real-Time Peak

Contract Specifications

Rule Number	1348
Settlement Method	Cash settlement
Contract Size	500 MWh
Currency	USD
Trading Price Quotation	0.05
Listing Cycle	Up to 110 consecutive monthly Contract Periods, or as otherwise determined by the SEF
Last Trading Day	Two Business Days prior to the Contract Period
Final Settlement	Average of Reference Price A Prices
REFERENCE PRICE A	ELECTRICITY-PJM-EASTERN HUB-REAL TIME
b) Ref Price A - Pricing Date	"ELECTRICITY-PJM-EASTERN HUB-REAL TIME" means that the price for a Pricing Date will be that day's Specified Price per MWh of electricity for delivery on the Delivery Date, stated in U.S. Dollars, published by the PJM at http://www.pjm.com/markets/energy-marketreal-time.html , under the heading "Daily Real-Time LMP: Daily Real-Time Locational Marginal Pricing Files: EASTERN HUB" or any successor headings, that reports prices effective on that Pricing Date.
a) Ref Price A - Description	Each Monday through Friday, excluding NERC holidays, that prices are reported for the Delivery Date.

ICE Help Desk: Atlanta • 1 770 738 2101, London • 44 (0)20 7488 5108 or ICEhelpdesk@ice.com

1

Contract Specifications

c) Ref Price A - Specified Price	Average of LMPs for all hours ending 0800-2300 EPT
d) Ref Price A - Pricing calendar	PJM
e) Ref Price A - Delivery Date	Contract Period
Final Payment Date	Ten (10) New York Business Days of the month following the Contract Period via wire transfer of Federal Funds.
Other Terms	To be confirmed directly between the parties in their full form of contract. The terms reflected in such contracts shall be controlling.

Fuente: Intercontinental Exchange - ICE

Estos elementos son esenciales no solo teóricamente sino en la práctica y será un elemento esencial de la propuesta que se presentará en la sección 5 de este documento.

3.4.2 Unión Europea

3.4.2.1 Marco Regulatorio – REMIT/EMIR/MiFID/MiFIR

El marco regulatorio sobre productos financieros energéticos está enmarcado en el Reglamento (UE) No. 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo del 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de energía (REMIT), el Reglamento de Ejecución (UE) No. 1348/2014 de 17 de diciembre de 2014 relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, del Reglamento (UE) No. 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, así como por la Directiva 2014/65/EU (*Markets in Financial Instruments Directive - MiFID II*) y el Reglamento (UE) No. 600/2014, relativo a los mercados de instrumentos financieros (*Markets in Financial Instruments Regulation - MiFIR*) del Parlamento Europeo y del Consejo del 15 de mayo de 2014, en conjunto con el Reglamento No. 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a los derivados extrabursátiles (OTC derivatives), las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones¹⁰⁶ definen el marco regulatorio para los derivados de commodities.

¹⁰⁶ REGULATION (EU) No. 648/2012 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL of 4 July 2012 on OTC derivatives, central counterparties and trade repositories.

En los antecedentes de REMIT se resalta que los *“... mercados mayoristas de energía abarcan tanto los mercados de productos básicos como los de productos derivados, que son de vital importancia para los mercados de la energía y los mercados financieros, y la formación de precios en ambos sectores está interconectada. Incluyen, entre otros, los mercados regulados, las plataformas multilaterales de negociación y las operaciones en mercados no organizados (OTC) y los contratos bilaterales, directos o a través de intermediarios.”* Por lo anterior, *“Un control eficaz del mercado requiere un acceso periódico y oportuno al listado de las operaciones, así como a datos estructurales sobre la capacidad y la utilización de instalaciones de producción, almacenamiento, consumo o transporte de electricidad o gas natural. Por ello, debe exigirse de los participantes en el mercado, incluidos los gestores de la red de transporte, los proveedores, los operadores, los productores, los intermediarios y los grandes consumidores, que comercian con productos energéticos al por mayor que faciliten esa información a la Agencia.”*

Aclara también el Parlamento Europeo y el Consejo en los antecedentes de REMIT que, “Las obligaciones en materia de información deben limitarse a lo mínimo y no deben generar costes o cargas administrativas innecesarios para los participantes en el mercado. Por consiguiente, las normas uniformes en materia de información deben ser objeto de un preciso análisis de costes y beneficios, se debe evitar la información por partida doble y se deben tener en cuenta los marcos de información desarrollados en virtud de otras normas pertinentes. Además, en la medida de lo posible, la información requerida, o partes de ella, debe recabarse de otras personas y de las fuentes existentes. Si un participante en el mercado o un tercero que actúe por su cuenta, un sistema de información de operaciones, un mercado organizado, un sistema de casamiento de operaciones u otra persona que gestione operaciones a título profesional ha cumplido sus obligaciones en materia de información respecto a una autoridad competente de conformidad con la Directiva 2004/39/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, relativa a los mercados de instrumentos financieros o con la legislación de la Unión aplicable en materia de operaciones con derivados, contrapartes centrales y registros de operaciones, se deben considerar que ha cumplido igualmente su obligación en materia de información en virtud del presente Reglamento, aunque solo en la medida que se haya facilitados toda la información requerida en virtud del presente Reglamento.

REMIT establece los siguientes elementos en el marco regulatorio asociados con los instrumentos transados en los mercados a plazo,

1. El control de los mercados mayoristas de la energía corresponde a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER, por su nombre en inglés), en estrecha colaboración con las autoridades reguladoras nacionales y la Autoridad Europea de Valores y Mercados.
2. REMIT aplica al comercio de productos energéticos al por mayor. Sin embargo, la aplicación relativa a la prohibición de operaciones con información privilegiada y de manipulación del mercado no aplica a productos energéticos al por mayor que sean instrumentos financieros.

3. Los participantes del mercado deben proveer a ACER, el listado de las operaciones en el mercado mayorista de la energía, incluidas las órdenes para realizar operaciones.
 - a. La información deberá incluir la identificación precisa de los productos energéticos al por mayor, comprados y vendidos, el precio la cantidad acordados, las fechas y las horas de ejecución, las partes que actúan en la operación y los beneficiarios de la misma, así como cualquier otra información relevante.
 - b. La información será facilitada por:
 - i. El participante del mercado;
 - ii. Una tercera parte que actúe por cuenta del participante en el mercado;
 - iii. Un sistema de información de operaciones;
 - iv. Un mercado organizado, un sistema de casamiento de operaciones u otra persona que gestione operaciones a título profesional;
 - v. Un registro de operaciones registrado o reconocido en virtud de la legislación de la Unión aplicable en materia de operaciones con derivados, contrapartes centrales y registros de operaciones.
4. ACER y AEVM (Autoridad Europea de Valores y Mercados) deben establecer mecanismos para compartir la información. La AEVM remitirá a ACER los listados de operaciones con productos energéticos al por mayor.

Para la implementación de REMIT se expidió el Reglamento de Ejecución (UE) No. 1348/2014 de la Comisión, en el que se especifica la lista de contratos objeto de comunicación, el detalle de la información de los contratos que ha de comunicarse y, los canales de comunicación de las transacciones. A continuación, se especifica cada uno de estos elementos,

1. Lista de contratos objeto de comunicación,
 - a. En lo referente a productos energéticos al por mayor relativos al suministro de electricidad o de gas natural con entrega en la Unión
 - i. Contratos intradiarios,
 - ii. Contratos diarios,
 - iii. Contratos de dos días en adelante,
 - iv. Contratos de fin de semana,
 - v. Contratos de después del día,
 - vi. Contratos para el suministro de electricidad o de gas natural a una sola unidad de consumo con una capacidad técnica de consumo de 600 GWh anuales o más
 - vii. Contratos de opciones, futuros, swaps y otros contratos de derivados relativos de electricidad
 - b. ACER debe elaborar y mantener una lista pública de los contratos estándar¹⁰⁷ y de los mercados organizados¹⁰⁸.

¹⁰⁷ En el siguiente vínculo se puede descargar el listado de contratos <https://documents.acer-remit.eu/category/remit-reporting-user-package/list-of-standard-contracts/>

¹⁰⁸ Se entiende como mercado organizado: a. sistema multilateral que reúne o brinda la posibilidad de reunir los diversos intereses de compra y venta productos energéticos al por mayor de múltiples terceros para dar

Al momento de escribir este reporte, se analizó la información del listado de contratos reportados en ACER¹⁰⁹. El 74% de los contratos son reportados por brókeres (BRK), el 25% son reportados por *Exchanges* (EXC) y el 0.5% son reportados por OTH (*Other person professionally arranging transactions*). El 70% de los contratos reportados por cada uno de los tipos de mercado organizado está concentrado en *Future Style Contract* (22%) y *Forward Style Contract* (48%). De estos, el 54% de los *Future Style Contract* son reportados por brókeres y el 44% por *Exchanges*. De otro lado, el 95% de los *Forward Style Contract* son reportados por brókeres y sólo 5% por *Exchanges*. En la tabla X se presenta la participación por tipo de mercado organizado (brókeres, Exchange y OTH) y por tipo de contrato (*Auction-AU*, *Continuous-CO*, *Future Style Contract-FU*, *Forward Style Contract-FW*, *Option Style Contract-OP*, *Option on a Future-OP_FU*, *Option on a Forward-OP_FW*, *Option on a Swap-OP_SW*, *Other-OT*, *Swap-SW*).

Tabla 13 – Reporte de Contratos por Tipo de Mercado Organizado

Tipo de Mercado Organizado	AU	CO	FU	FW	OP	OP_FU	OP_FW	OP_SW	OT	SW
BRK			53.9 %	95.3 %	69 %	78%	100%	100%	100 %	90.3 %
EXC	100 %	100 %	43.9 %	4.7%	31 %	22%				9.7%
OTH			2.2%							

Fuente: ACER – Cálculos ANDEG

De otro lado, de la información de contratos reportados a ACER, se identifica también que 32.5% de los contratos son para *Base Load* (BL), el 27.1% de los contratos son para una hora o bloque de horas (BH) y el 26.2% para *Peak Load* (PL). En la tabla X siguiente, se puede inferir, que en general, los contratos para cualquier tipo de carga están concentrados en el tipo *Forward Style Contract*, con excepción de los contratos *Base Load*, donde el tipo *Future Style Contract* tienen una participación mayor. La tabla X presenta la participación por tipo de contrato y tipo de carga (Hour/Block Hours-BH, Base Load-BL, Off-Peak Load-OP, Other-OT, Peak Load-PL, Shaped-SH).

Tabla 14 – Tipo de Carga y Tipo Contratos

Tipo de Contrato	BH	BL	OP	OT	PL	SH
AU	27.2%	0.9%	1.8%	24.3%	0.8%	1.9%
CO	4.1%	1.4%	2.4%	35.1%	1.5%	24.1%
FU	4.2%	36.9%	6.7%	5.4%	31.7%	

lugar a contratos; b. cualquier otro sistema o dispositivo en el que interactúen los diversos intereses de compra y venta de productos energéticos al por mayor, de múltiples terceros para dar lugar a contratos. Estos incluyen los mercados de gas y de electricidad, los agentes de intermediación y las personas que gestionen operaciones a título profesional, y los centros de negociación, tal y como se definen en MIFID.

¹⁰⁹ Datos tomados con corte a 23/01/2018

FW	57.2%	32.9%	72.6%	29.7%	43.9%	68.5%
OP		3.7%			0.3%	
OP_FU		10.8%	1.8%		6.7%	
OP_FW	6.5%	3.8%	8.0%		4.6%	
OP_SW		1.4%	3.3%		1.8%	
OT				5.4%		
SW	0.9%	8.3%	3.4%		8.6%	

Fuente: ACER – Cálculos: ANDEG

Finalmente, en la tabla X siguiente se presenta los mercados organizados existentes organizado por tipo de mercado.

Tabla 15 – Mercados Organizados

BRK	EXC	OTH
42 Financial Services a.s	Borsa Italiana S.p.A., IDEM-IDEX segment	EEX Non-MTF
Arraco Global Markets Ltd	BSP d.o.o.	
CommErg B.V.	Croatian Power Exchange	
Corretaje e Información Monetaria y de Divisas Sociedad de Valores CIMD SV	Energy Exchange Austria, EXAA	
Enterprise Commodity Services Limited	ETPA B.V.	
GFI Brokers Limited	European Energy Exchange, Regulated Market	
Griffin Markets Limited	European Power Exchange, EPEX Spot	
ICAP Energy AS	ICAP Energy AS	
ICAP Energy Limited	Gestore dei mercati energetici - GME	
InfoEngine S.A.	Hungarian Power Exchange Ltd, HUPX	
Marex Spectron International Ltd	ICE Endex Markets BV	
Ovovis GmbH	ICE Futures Europe	
Power Sprinter GmbH	Independent Bulgarian Energy Exchange	
SPC, s.r.o	LAGIE S.A.	
Tradition Financial Services Ltd	MEFF Sociedad Rectora del Mercado de Productos Derivados, S.A.	
Tullet Prbon (Europe) Limited	N2 EX/Nordpool Spot AS Nasdaq OMX Oslo ASA	
	Nasdaq OMX Stockholm AB	
	Nord Pool Spot AS	
	OMI-Polo Español S.A., OMIE	

	OMIP-Polo Português, S.G.M.R., S.A.	
	Organizátor krátkodobého trhu elektriny, OKTE, a.s.	
	OTE a.s.	
	Polish Power Exchange	
	Romanian gas and electricity market operator, OPCOM S.A.	
	Single Electricity Market Operator, SEMO	

2. Lista de contratos objeto de comunicación a petición de la Agencia
 - a. Los siguientes tipos de contratos, a menos que se celebren en mercados organizados, deben comunicarse únicamente por solicitud motivada de ACER para casos específicos,
 - i. Contratos intragrupo;
 - ii. Contratos para la entrega física de electricidad generada por una sola unidad de producción con una potencia igual o inferior a 10MW o por unidades de producción con una potencia combinada igual o inferior a 10MW;
 - iii. Contratos de servicio de balance de electricidad
3. Información de detalle de los contratos que han de comunicarse, incluidas las órdenes para realizar operaciones
 - a. Relativos a los contratos estándar para el suministro de electricidad, ver Anexo 1
 - b. Relativos a los contratos no estándar para el suministro de electricidad, Ver Anexo 1
4. Canales de comunicación de las transacciones
 - a. Los participantes en el mercado comunicarán a ACER la información de detalle de los productos energéticos al por mayor ejecutados en los mercados organizados, incluida las órdenes casadas y no casadas, a través del mercado organizado en cuestión, o a través de sistemas de casación o de comunicación de operaciones.
El mercado organizado en el cual se ejecutó el producto energético al por mayor, o en el que se insertó la orden sobre el mismo, deberá ofrecer, a petición del participante en el mercado, un acuerdo para la comunicación de los datos.
 - b. La información relativa a los productos energéticos al por mayor que haya sido comunicada de conformidad a lo establecido en el Reglamento (UE) No. 600/2014 (MiFIR) o en el Reglamento (UE) No. 648/2012 (EMIR), se darán por cumplidas en REMIT.

REMIT, como se puede inferir de la presentación anterior, trabaja en conjunto con los Reglamentos No. 648 de 2012 (EMIR) y No. 600 de 2014 (MiFIR).

En los antecedentes del Reglamento No. 648/2012 se plantea que, *“Los derivados extrabursátiles (<<contratos de derivados extrabursátiles^{110>>)}* carecen de transparencia, pues se trata de contratos negociados con carácter privado y solo las partes contratantes disponen por lo general de la información sobre ellos. Estos contratos crean una compleja red de interdependencias que puede dificultar la determinación de la naturaleza y el nivel de los riesgos en el juego. Como ha demostrado la crisis financiera, esas características incrementan la incertidumbre en momentos de tensión en los mercados y, en consecuencia, comprometen la estabilidad financiera. El presente Reglamento establece condiciones con vistas a atenuar esos riesgos y a mejorar la transparencia de los contratos de derivados.”

El Reglamento No. 648/2012 del Parlamento Europeo y el Consejo, establece los requisitos en materia de compensación y de gestión bilateral del riesgo para los contratos de derivados extrabursátiles, requisitos de información para los contratos de derivados y requisitos uniformes para el desempeño de las actividades de las entidades de contrapartida central (<<ECC>>) y los registros de operaciones.

De acuerdo con el artículo 4 de EMIR se establece que las contrapartes deberán compensar todos los contratos de derivados extrabursátiles pertenecientes a una categoría de derivados extrabursátiles que haya sido declarada sujeta a la obligación de compensación, si tales contratos cumplen con las siguientes condiciones:

1. Han sido celebrados por las siguientes contrapartes:
 - a. Entre dos contrapartes financieras,
 - b. Entre una contraparte financiera y otra no financiera
 - c. Entre dos contrapartes no financieras
2. Han sido suscritos o han sido objeto de novación
 - a. En la fecha a partir de la cual surte efecto de la obligación de compensación o con posterioridad a dicha fecha

En todo caso, los contratos de derivados extrabursátiles que constituyan operaciones intragrupo no serán sujetos a la obligación de compensación. En el artículo 3 del Reglamento No. 648/2012 se establece que, en el caso de contrapartes no financieras, se entiende por operación intragrupo o contratos de derivados extrabursátiles suscrito con una contraparte perteneciente al mismo grupo, siempre que ambas contrapartes estén íntegramente comprendidas en la misma consolidación.

En el artículo 5 del reglamento No. 648/2012 se establece que la AEMV definirá, la categoría de derivados extrabursátiles que serán sujeto a la obligación de compensación en una

¹¹⁰“<<derivado extrabursátil>> o <<contrato de derivado extrabursátiles>>: un contrato de derivados cuya ejecución no tiene lugar en un mercado regulado, tal como se define en el artículo 4, apartado 1, punto 14, de la directiva 2004/39/CE, o en un mercado de un tercer país que se considere a un mercado regulado de conformidad con el artículo 2 bis del presente Reglamento”

entidad de contrapartida de central (ECC)¹¹¹. En el capítulo IV del Reglamento Delegado (UE) 143/2013 la Comisión definió los criterios para determinar las categorías de contratos de derivados extrabursátiles sujetos a la obligación de compensación. Tomando en consideración lo anterior, a la fecha, la AEMV ha definido la obligatoriedad de compensación a derivados extrabursátiles de tasa de interés y de crédito (Credit Default Swaps)¹¹². Sin embargo, EMIR establece que cuando una contraparte no financiera tome posiciones en contratos de derivados extrabursátiles y estas posiciones superen un umbral, que para el caso de contratos derivados sobre *commodities* es de €3 billones¹¹³, la contraparte no financiera quedará sujeta a la obligación de compensación.

En todo caso, al calcular las posiciones, la contraparte no financiera incluirá todos los contratos de derivados extrabursátiles suscritos por ella o por otras entidades no financieras del grupo al que pertenezca la contraparte no financiera, que no reduzcan de una manera objetivamente mensurable los riesgos relacionados directamente de la actividad comercial o de la actividad de financiación de tesorería de dicha contraparte no financiera o de dicho grupo. La AEMV estableció que los contratos derivados extrabursátiles que reducen de una manera objetivamente mensurable los riesgos¹¹⁴ relacionados directamente con la actividad comercial o la actividad de tesorería de la contraparte no financiera o de un grupo cuando, solo o en combinación con otros contratos de derivados y directamente o a través de instrumentos estrechamente correlacionados, satisfaga uno de los criterios siguientes:

1. Cuando cubra los riesgos derivados de la variación potencial del valor de los activos, servicios, insumos, productos, materias primas o pasivos que la contraparte no financiera o su grupo posea, produzca, fabrique, transforme, suministre, adquiera, comercialice, arriende, venda o contraiga, o razonablemente prevea poseer, producir, fabricar, transformar, suministrar, adquirir, comercializar, arrendar, vender o contraer en el ejercicio ordinario de su actividad.
2. Cuando cubra los riesgos derivados del impacto indirecto potencial en el valor de los activos, servicios, insumos, productos, materias primas o pasivos contemplados en el

¹¹¹ “<<entidad de contrapartida central>> (ECC): una persona jurídica que intermedia entre las contrapartes de los contratos negociados en uno o varios mercados financieros, actuando como compradora frente a todo vendedor y como vendedora frente a todo comprador.”

¹¹² Ver más en <https://www.esma.europa.eu/regulation/post-trading/otc-derivatives-and-clearing-obligation>

¹¹³ Artículo 11 del Reglamento Delegado (UE) No. 149/2013 de la Comisión de 19 de diciembre de 2012 por el que se completa el reglamento (UE) No. 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que atañe a las normas técnicas de regulación relativas a los acuerdos de compensación indirecta, la obligación de compensación, el registro público, el acceso a la plataforma de negociación, las contrapartes no financieras y las técnicas de reducción del riesgo aplicables a los contratos extrabursátiles no compensados por una entidad de contrapartida central. Ver más en <https://www.esma.europa.eu/regulation/post-trading/non-financial-counterparties-nfcs>

¹¹⁴ Reglamento Delegado (UE) No. 149/2013 de la Comisión de 19 de diciembre de 2012 por el que se completa el reglamento (UE) No. 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que atañe a las normas técnicas de regulación relativas a los acuerdos de compensación indirecta, la obligación de compensación, el registro público, el acceso a la plataforma de negociación, las contrapartes no financieras y las técnicas de reducción del riesgo aplicables a los contratos extrabursátiles no compensados por una entidad de contrapartida central.

numeral anterior, como resultado de la fluctuación de los tipos de interés, las tasas de inflación, los tipos de cambio o el riesgo de crédito.

3. Cuando constituyan un contrato de cobertura con arreglo a las NIIF.

De otro lado, el artículo 9 establece que las contrapartes y las ECC velarán porque los datos de todo contrato de derivados que hayan celebrado y de toda modificación o resolución del contrato se notifiquen al registro de operaciones,¹¹⁵ a más tardar el día hábil siguiente al de celebración, modificación o resolución del contrato.

De otro lado, MiFIR, estableció que las contrapartes financieras y no financieras, tal como está definidas en EMIR, deberán concluir operaciones, que no sean ni operaciones intragrupo ni operaciones cubiertas, con otras de esas contrapartes financieras o no financieras, con derivados correspondientes a una categoría de derivados que haya sido declarada sujeta a la obligación de negociación solo en mercados regulados¹¹⁶, sistemas de negociación multilateral¹¹⁷, sistema organizado de contratación¹¹⁸ o, centros de negociación de un tercer país.

Así como en la regulación de la CFTC en Estados Unidos, el Parlamento Europeo y el Consejo han expedido reglamentos sobre el reporte de información y la compensación de contratos derivados extrabursátiles, que tienen alguna similitud:

1. Para los contratos derivados extrabursátiles hay obligatoriedad sobre el registro de las operaciones tanto para participantes financieros, como para aquellos no financieros,

¹¹⁵ “<<registro de operaciones>>: una persona jurídica que recopila y conserva de forma centralizada las inscripciones de derivados.”

¹¹⁶ “Mercado regulado: sistema multilateral, operado o gestionado por un gestor del mercado, que reúne o brinda la posibilidad de reunir—dentro del sistema y según sus normas no discrecionales— los diversos intereses de compra y de venta sobre instrumentos financieros de múltiples terceros para dar lugar a contratos con respecto a los instrumentos financieros admitidos a negociación conforme a sus normas o sistemas, y que está autorizado y funciona de forma regular de conformidad con dispuesto en el título III de la presente Directiva.” DIRECTIVA 2014/65/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 15 de mayo de 2014 relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014L0065>

¹¹⁷ “Sistema multilateral de negociación (SMN): sistema multilateral, operado por una empresa de servicios de inversión o por un organismo rector del mercado, que permite reunir -dentro del sistema y según normas no discrecionales- los diversos intereses de compras y de venta sobre instrumentos financieros de múltiples terceros para dar lugar a contratos, de conformidad el título II de la presente Directiva.” .” DIRECTIVA 2014/65/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 15 de mayo de 2014 relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE

¹¹⁸ “Sistema Organizado de Contratación (SOC): sistema multilateral, que no sea un mercado regulado o un MSN y en el que interactúan los diversos intereses de compra y de venta de bonos y obligaciones, productos de titularización, derechos de emisión o derivados de múltiples terceros para dar lugar a contratos de conformidad con lo dispuesto en el título II de la presente Directiva empresa de servicios de inversión.” DIRECTIVA 2014/65 /UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 15 de mayo de 2014 relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2009/92/CE y la Directiva 2011/61/UE.

que deben ser al final reportados a ACER o al AEMV, dependiendo el mercado organizado en el que se desarrolle la operación.

2. Existe un conjunto detallado de variables que debe ser reportado a la ACER sobre los contratos, como se presenta en el Anexo 1.
3. Así como en Estados Unidos, no existe obligatoriedad de una contraparte no financiera de compensar un contrato derivado extrabursátil (o contrato derivado OTC) en un ECC y cuando es mandatorio hacerlo, depende que los contratos derivados no cumplan con una función de cubrimiento de la operación comercial o de financiación.
4. Una gran diferencia en la regulación es la definición de los productos derivados extrabursátiles. Mientras en Estados Unidos, los contratos swaps corresponden a contratos que tienen una liquidación con un mercado spot subyacente, y excluye aquellos de entrega física, denominando contratos forward, en la Unión Europea, no parece evidente dicha distinción.

En 2015, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) de la Unión Europea publicó el estudio *European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements*, realizado por Economic Consulting Associates (ECA), en el que se realizaron dos tareas específicas:

1. Revisión de la información publicada por varias fuentes, incluyendo plataformas de mercado, con el propósito de corroborar la medida en la cual los participantes del mercado pueden efectiva y costo-eficientemente realizar coberturas sobre sus posiciones en los mercados de corto plazo mediante el uso de los mercados *forward*.
2. Examinar los principios por los cuáles los mercados a plazo podrían merecer una atención normativa especial y estar sujetos a supervisión y, determinar qué eficacia podría implicar a este respecto.

Para la primera tarea, ECA caracterizó el diseño de los distintos mercados de la siguiente forma

1. Grecia e Irlanda: *Gross pool*¹¹⁹ El contrato predominante en este diseño de mercado son los Contratos por Diferencias.
2. Croacia, Chipre y Malta: Monopolio de comprador único. Aunque pueden existir generadores independientes en estos mercados, buscan un contrato PPA de largo plazo con el principal comercializador o, son proyectos renovables con alguna forma de precio garantizado¹²⁰.
3. Austria, Bélgica, Bulgaria, Republica Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Hungría, Italia, Latvia, Lituania, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polonia,

¹¹⁹ “In a gross pool, the system operator will schedule all generation based on a least cost algorithm seeking to minimize the cost of dispatch over the day. Generators bid their price curves into the market and loads are allocated energy base on offtake. A single pooled price is paid for energy.” Economic Consulting Associates. *European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring*. September 2015. Pag. 7.

¹²⁰ Economic Consulting Associates. *European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring*. September 2015. Pag. 8.

Portugal, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Reino Unido: *Net pool arrangements*. En este diseño de mercado, la mayoría son contratos bilaterales físicos o contratos internos celebrados entre partes de una compañía integrada verticalmente. Varios *nets pools* operan un *day-ahead market* que define un precio de referencia para la liquidación de la energía. Los contratos *forward* referenciados con respecto al precio del *day-ahead market* pueden ser tanto físicos como financieros.

El estudio de ACER es de 2015, por lo que la información sobre las transacciones en los mercados a plazo es parcial, en la medida que la reforma de los mercados de derivados extrabursátiles o mercados OTC de que habla las distintas directivas y reglamentos mencionados anteriormente, a la fecha no ha sido aprobada en versión final, en particular en lo que respecta a los mercados de *commodities*. De hecho, el informe resalta que la mayoría de las transacciones son negociadas a través de brókeres más que cerradas en *Exchanges*. La información de las transacciones a través de brókeres es publicada por la mayoría de los reportes de precios ofrecidos por Argus, ICIS y Platts, que ofrecen una foto completa sobre precios, pero no ofrecen información completa sobre los volúmenes detrás de dichos precios.

Adicional a los volúmenes transados a través de brókeres y *Exchanges*, las empresas integradas verticalmente utilizan operaciones de cubrimiento de precio realizados a través de transacciones internas y, otros participantes celebran contratos bilaterales, acordados sin el respaldo de brókeres o *Exchanges*.

Aunque los *traders* en general manifiestan una preferencia por el producto transado a través de brókeres por la flexibilidad que ofrece, en la práctica, la mayoría de productos transados a través de estos son estandarizados y usualmente, están sustancialmente (o completamente) basados en los términos estándar acordados en el European Federation of Energy Traders (EFET).

Existen nueve (9) plataformas de futuros que operan en Europa, cubriendo transacciones en múltiples países en la mayoría de ocasiones, como se presenta en la Tabla 16.

La Tabla 16 presenta la información por *Exchange*, países cubiertos, tipo de producto, tipo de cubrimiento, duración de los contratos, volumen de energía transada anualmente en gigavatio hora (GWh) y porcentaje de la demanda transada por país en cada *Exchange*. El European Energy Exchange (EEX), subsidiaria del Grupo EEX y dueña de Nodal Exchange en Estados Unidos, cubre la mayor cantidad de países, así como de energía transada en contratos futuros financieros y físicos de energía eléctrica, seguido por NASDAQ OMX. Se resalta adicionalmente que las transacciones en EEX para Austria, Alemania y Luxemburgo son equivalentes a 228% de la demanda de energía en dichos países y, en Nasdaq OMX, se transa 235% de la demanda eléctrica de Noruega.

Tabla 16 – Comparación de Plataformas Exchange en Europa

SUMMARY INFORMATION ON EUROPEAN FORWARD EXCHANGE PLATFORMS						
Exchange	Countries covered	Product types	Product coverage	Product time-frames	Annual volumes GWh	% of country demand
EEX source: Markets and Products 2015 and august 2014, March 2015 market volume press releases	Phelix (Germany, Austria, Luxemburg)	Financial futures	Baseload, Peakload, Off - peak	D,WE,W,M,Q,Y	1,341,668	228.5%
		Financial options	Baseload	M,Q,Y	32,607	5.6% Annual fee: €15,000
	Belgium	Physical futures	Baseload	M,Q,Y	44	0.0% standard fee: €0.0025 -
	Netherlands	Physical futures	Baseload, Peakload	M,Q,Y	918	0.1% 0.015/MWh
	France	Financial futures	Baseload, Peakload	W,M,Q,Y	82,791	18.8% Delivery rate:1MW
	Greece	Financial futures	Baseload	M,Q,Y	432	0.9% Tick size: €0.001 -
	Italy	Financial futures	Baseload, Peakload	W,M,Q,Y	115,633	40.2% €0.01/MWh
	Nordic	Financial futures	Baseload	M,Q,Y	-	- Liabile equity of at least
	Romania	Financial futures	Baseload	M,Q,Y	58	0.0% €50,000
	Spain	Financial futures	Baseload	W,M,Q,Y	4,729	2.0%
GME source: Historical data 2014	Italy	Physical futures	Baseload	Monthly	426	0.2%
			Peakload	Quarterly	493	20.0% Access fee: €7,500
			Peakload	Yearly	29,241	10.2% Annual fee:€10,000
			Peakload	Quarterly	72	0.0% Standard fee:€0.01 -
			Peakload	Yearly	66	0.0% 0.045/MWh
HUPX Source: 2014 Monthly reports	Hungary	Physical futures	Baseload	Monthly	44	0.0%
			Peakload	Quarterly	30,341	10.6%
			Peakload	Yearly	2.5	0.0%
			Peakload	Quarterly	909	2.6%
			Peakload	Yearly	619	1.8% Participation fee: 7.5% €15,000
ICE source: https://www.theice.com/endex	UK	Financial futures	Baseload	Monthly	2612	0.1% Monthly fee: €1,000
			Peakload	Quarterly	20	0.0% Standard
			Peakload	Yearly	0	0.0% fee:€0.05/MWh
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
			Peakload	Yearly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	4,162	12.0%
			Peakload	Yearly	2,256	0.7%
			Peakload	Quarterly	44	0.0%
			Peakload	Yearly	307	0.1%
			Peakload	Quarterly	313	0.1%
IDEX Source monthly turnover	Italy	Financial futures	Baseload	Monthly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
			Peakload	Yearly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
			Peakload	Yearly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
			Peakload	Yearly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
			Peakload	Yearly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
NASDAQ OMX commodities volumes source: monthly	Germany (Austria, Luxembourg)	Financial futures, options, EPAD	Baseload, Peakload	D,W,M,Q,Y	58,100	9.9% €1,500 per contract
			Baseload	Monthly	0	0.0% type
			Baseload	Quarterly	866,900	235.8% /MWh
			Baseload	Yearly	0	0.0% Minimum contract:
			Baseload	Monthly	26,076	10.7%
			Baseload	Quarterly	0	0.0%
			Baseload	Yearly	0	0.0%
			Baseload	Quarterly	0	0.0%
			Baseload	Yearly	0	0.0%
			Baseload	Quarterly	0	0.0%
OMIP(MIBEL) source: MIBEL Contracts (<1 June 2010)	Spain	Financial and physical futures	Baseload	D,WE,M,Q,Y	216	0.1% Participation fee:
			Baseload	Monthly	40,765	16.7% €10,000
			Baseload	Quarterly	166	0.1% Monthly fee: €125 -
			Baseload	Yearly	111	0.1% €833
			Baseload	Quarterly	67,341	27.6% Standard fee:€0.0025 -
			Baseload	Yearly	0	0.0% €0.0075/MWh
			Baseload	Quarterly	0	0.0%
			Baseload	Yearly	0	0.0%
			Baseload	Quarterly	0	0.0%
			Baseload	Yearly	0	0.0%
POLPX Source: Monthly Reports	Poland	Physical futures	Baseload	Monthly	11,509	9.3%
			Peakload	Quarterly	25,062	20.2%
			Peakload	Yearly	111,427	89.8%
			Peakload	Quarterly	61	0.1% Application fee: €488
			Peakload	Yearly	766	0.6% Annual fee: €4,879 /year
			Peakload	Quarterly	1,486	1.2% Standard fee:
			Peakload	Yearly	11,725	9.5% €0.01/MWh
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
			Peakload	Yearly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
PXE	Czech Republic	Financial futures	Baseload	Monthly	162,937	131.3%
			Peakload	Quarterly	2,041	3.6%
			Peakload	Yearly	3,219	5.7%
			Peakload	Quarterly	12,078	21.3%
			Peakload	Yearly	112	0.2%
			Peakload	Quarterly	149	30.0% Participation
			Peakload	Yearly	125	20.0% fee:€1,225 standard
			Peakload	Quarterly	341	1.4% fee: €0.015/MWh
			Peakload	Yearly	3.4	0.0% Market maker fee:
			Peakload	Quarterly	583	2.3% €0.005/MWh
PXE	Slovakia	Physical futures	Baseload	M,Q,Y	46	20.0% Margin using SPAN*
			Peakload	M,Q,Y	974	3.9% Minimum contract:
			Peakload	Quarterly	2,433	7.0% 1MW/hr
			Peakload	Yearly	362	1.0%
			Peakload	Quarterly	154	0.4%
			Peakload	Yearly	0	0.0%
			Peakload	Quarterly	2,949	8.5%
			Peakload	Yearly	7.2	0.0%
			Peakload	Quarterly	0	0.0%
			Peakload	Yearly	0	0.0%

En una encuesta realizada por parte de ECA, a los participantes en mercados Exchange y OTC, los consultores infirieron los siguientes puntos a partir de las respuestas:

1. La estructura de mercado es un factor clave en la liquidez y negociación en general.

2. Los productos estándar son un componente importante de una cobertura dinámica en la medida que son líquidos y hace posible a los *traders* y las contrapartes salir de las posiciones a medida que el balance de su posición física se vuelve más claro cerca al mercado en tiempo real. Incluso en los mercados OTC (mercados de derivados extrabursátiles) hay una tendencia a utilizar contratos estandarizados de EFET.
3. Los generadores de fuentes no convencionales renovables (RES) y grandes consumidores utilizan acuerdos estructurados para realizar coberturas y no dependen de transacciones en mercados.
4. Los fundamentales de un país son el principal driver de los precios del subyacente y la incertidumbre frente a la varianza regulatoria afecta la valoración.

ECA analizó cuatro características que son esenciales para el buen funcionamiento del mercado a plazo y la realidad de estos elementos en los mercados europeos: liquidez, participantes, rol de diferentes plataformas y tipos de productos financieros e impacto en los mercados de corto plazo.

Tabla 17 – Revisión de Mercados a Plazo en la Unión Europea

Características	Elementos de Análisis y Condiciones Actuales
Liquidez	1. Estructura de mercado: a mayor número de agentes en el mercado de corto plazo, mayor la necesidad de cubrimiento en los mercados a plazo, y en la medida que no existan coberturas “naturales” para ciertos jugadores del mercado (a través de la integración vertical), mayor es la necesidad de cubrimiento a plazo. ECA concluye, en todo caso que, en la práctica, existe una correlación débil entre la concentración del mercado y el grado de liquidez del mismo. 2. Transparencia: Esto es en parte el propósito del Reglamento No. 1227 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de energía¹²¹ (REMIT, por su nombre en inglés), que busca la provisión de información de mercado, volúmenes transados y precios. 3. Costos de participación: En varios mercados del este de la Unión Europea, los costos de participación pueden ser significativos, incluyendo aquellos relacionados con registro y licenciamiento, entre otros costos de transacción (impuestos, licencias)
Participantes	1. El número y tipo de participantes en un mercado afecta la contestabilidad de éste. Desde el punto de vista de un <i>trader</i> pequeño, el cubrimiento a plazo se mejora por: a. <i>Market Makers</i>: son participantes grandes dispuestos a ofrecer un precio, en un amplio rango de circunstancias, lo que permitiría a un participante pequeño salir y entrar de posiciones a plazo, haciendo posible las operaciones de cubrimiento. Los siguientes <i>Exchanges</i> que operan en la Unión Europea ofrecen oportunidades para <i>market makers</i>: EEX, INDEX, Nasdaq OMX, OMIP, POLPX, PXE.

¹²¹ REGLAMENTO (UE) No. 1227/2011 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO del 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

	b. Intermediarios Financieros: para los intermediarios financieros, los umbrales en las reglas pueden ser onerosos y es una de las razones por la que los bancos recientemente han reducido la actividad en los mercados eléctricos. En la Unión Europea, en particular, la ausencia de normatividad frente a las reglas aplicables a los mercados derivados extrabursátiles afecta la participación de estos.																																																																																																																														
Rol de diferentes plataformas y productos	1. La preferencia por productos transados con brókeres está sustentada en un menor costo, margen y, requerimientos de crédito. 2. En todo caso, la inclusión de los brókeres en la norma REMIT elevará los costos de operar en estos, reduciendo su ventaja sobre los <i>Exchanges</i>. 3. En la siguiente tabla se presenta la distribución de productos y liquidez por países. En la mayoría de países de la Unión Europea se transan productos financieros, de alta liquidez, como se identifica de la tercera columna (<i>Financial only</i>), excepto por Rumania, Grecia y Bélgica. Los productos físicos y financieros son líquidos en Hungría, Holanda y Polonia. Sobre los productos únicamente físicos la liquidez es inexistente. <table><tr><th colspan="6">Table 2 Distribution of countries by availability of products and liquidity</th></tr><tr><th colspan="2">Physical only (or no exchange identified)</th><th colspan="2">Physical and financial</th><th colspan="2">Financial only</th></tr><tr><th></th><th>% of country demand</th><th></th><th>% of country demand</th><th></th><th>% of country demand</th></tr><tr><td>Bulgaria</td><td>0.0%</td><td>Hungary</td><td>432.5%</td><td>Austria</td><td>635.0%</td></tr><tr><td>Croatia</td><td>0.0%</td><td>Italy</td><td>127.5%</td><td>Belgium</td><td>23.2%</td></tr><tr><td>Cyprus</td><td>0.0%</td><td>Netherlands</td><td>304.3%</td><td>Czech Republic</td><td>248.9%</td></tr><tr><td>Malta</td><td>0.0%</td><td>Poland</td><td>194.1%</td><td>Denmark</td><td>408.2%</td></tr><tr><td>Slovenia</td><td>0.0%</td><td>Portugal</td><td>12.9%</td><td>Estonia</td><td>563.7%</td></tr><tr><td></td><td></td><td>Slovakia</td><td>3.9%</td><td>Finland</td><td>236.9%</td></tr><tr><td></td><td></td><td>Spain</td><td>105.0%</td><td>France</td><td>197.7%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Germany</td><td>635.0%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Greece</td><td>0.1%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Ireland</td><td>n.a</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Latvia</td><td>415.0%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Lithuania</td><td>392.9%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Luxembourg</td><td>635.0%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Norway</td><td>497.6%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Romania</td><td>33.2%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Sweden</td><td>428.4%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Switzerland</td><td>265.0%</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>UK</td><td>96.3%</td></tr></table> Source: Table 15 Fuente: Economic Consulting Associates 4. La característica predominante sobre los tipos de productos financieros, de acuerdo con ECA, es que son básicos, y en su mayoría se transan productos <i>forwards</i>. El reporte de ECA no habla de un <i>Simple forward</i>, sin embargo, no lo define. Esta es una diferencia fundamental con el mercado de Estados Unidos, en términos de la definición de los productos financieros transados en OTCs. La CFTC en Estados Unidos establece que un <i>forward</i> es un contrato cuya intención fundamental es la entrega física, mientras que un <i>swap</i> es un contrato de cubrimiento de precio cuyo subyacente es transado en un mercado spot. Lo anterior incluye CfD, opciones, entre otros. La definición del objeto y alcance de cada modalidad contractual	Table 2 Distribution of countries by availability of products and liquidity						Physical only (or no exchange identified)		Physical and financial		Financial only			% of country demand		% of country demand		% of country demand	Bulgaria	0.0%	Hungary	432.5%	Austria	635.0%	Croatia	0.0%	Italy	127.5%	Belgium	23.2%	Cyprus	0.0%	Netherlands	304.3%	Czech Republic	248.9%	Malta	0.0%	Poland	194.1%	Denmark	408.2%	Slovenia	0.0%	Portugal	12.9%	Estonia	563.7%			Slovakia	3.9%	Finland	236.9%			Spain	105.0%	France	197.7%					Germany	635.0%					Greece	0.1%					Ireland	n.a					Latvia	415.0%					Lithuania	392.9%					Luxembourg	635.0%					Norway	497.6%					Romania	33.2%					Sweden	428.4%					Switzerland	265.0%					UK	96.3%
Table 2 Distribution of countries by availability of products and liquidity																																																																																																																															
Physical only (or no exchange identified)		Physical and financial		Financial only																																																																																																																											
	% of country demand		% of country demand		% of country demand																																																																																																																										
Bulgaria	0.0%	Hungary	432.5%	Austria	635.0%																																																																																																																										
Croatia	0.0%	Italy	127.5%	Belgium	23.2%																																																																																																																										
Cyprus	0.0%	Netherlands	304.3%	Czech Republic	248.9%																																																																																																																										
Malta	0.0%	Poland	194.1%	Denmark	408.2%																																																																																																																										
Slovenia	0.0%	Portugal	12.9%	Estonia	563.7%																																																																																																																										
		Slovakia	3.9%	Finland	236.9%																																																																																																																										
		Spain	105.0%	France	197.7%																																																																																																																										
				Germany	635.0%																																																																																																																										
				Greece	0.1%																																																																																																																										
				Ireland	n.a																																																																																																																										
				Latvia	415.0%																																																																																																																										
				Lithuania	392.9%																																																																																																																										
				Luxembourg	635.0%																																																																																																																										
				Norway	497.6%																																																																																																																										
				Romania	33.2%																																																																																																																										
				Sweden	428.4%																																																																																																																										
				Switzerland	265.0%																																																																																																																										
				UK	96.3%																																																																																																																										

	juega un papel esencial en la definición de las reglas que le aplican, el proceso de aprobación al que es sujeto y la publicidad de la información. 5. En general, los contratos forward cubre diferentes períodos de tiempo (mensual, trimestral, estación, anual) y diferentes períodos de tiempo en el día (<i>baseload</i>, <i>peak</i>, <i>off-peak</i>). Los contratos más activos son la combinación anual-baseload. 6. Para ECA, la ausencia de liquidez en productos pico es sorpresiva e infieren que existe una ausencia de demanda por parte de los <i>traders</i> por estos productos por la exposición que resultaría de los contratos de precio fijo en el mercado minorista.
Impacto en el mercado de corto plazo	1. Lo que ha ocurrido recientemente en los <i>day-ahead markets</i>, es que las posiciones tomadas por los participantes son cada vez más divergentes a las del mercado en tiempo real debido a creciente importancia de la generación intermitente. 2. Lo anterior hace más volátil el precio de los mercados de corto plazo, y los <i>traders</i> por lo anterior han revelado preferencias por los CfD or otros contratos tipo opción.

Fuente: Economic Consulting Associates. European Electricity Forward Markets and Hedging Products: State of Play and Elements for Monitoring – Final Report – Tabla: ANDEG

Para la segunda tarea, ECA orientó la discusión preguntando las razones básicas que hacen que los mercados de contratos a plazo sean importantes. En esencia, los mercados a plazo existen por dos razones, cubrimiento y descubrimiento de precio. En este contexto, ECA analiza los posibles problemas que pueden resultar en la operación de los mercados forward, y que caracteriza de la siguiente manera:

Tabla 18 – Potenciales Problemas en los Mercados a Plazo

Problemas	
Poder de mercado en el mercado de contratos forward	Es casi imposible para los participantes de un mercado a plazo ejercer poder de mercado, si no está prohibido la ejecución de operaciones de arbitraje ¹²² . Sin embargo, en la práctica, en mercados <i>forward</i> de baja liquidez, puede ser ejercido poder de mercado en la medida que las contrapartes débiles no pueden salir de una posición y permanecen expuestas al potencial ejercicio de poder de mercado en los mercados de corto plazo.
Facilitar el descubrimiento de precio	La liquidez es un aspecto importante en el proceso de descubrimiento de precio, en la medida que a mayor cantidad de

¹²² Economic Consulting Associates. European Electricity Forward Markets and Hedging Products: State of Play and Elements for Monitoring – Final Report submitted to ACER. September 2015. Pag. 34. “If arbitrage is not deliberately inhibited, it is arguable impossible for market participants to exercise market power (defined as raising the price above competitive levels) in a forward market... Suppose for the moment that a generator could raise the price in the forward market. Load would recognize the price difference between the forward and real-time market and migrate to the latter. This would therefore address the problem of market power; before real time, the opposing side of the market always has the alternative of waiting. In practice, in low liquidity forward markets, market power may still be exercised because weaker parties may not be able to trade out of a position effectively and so remain exposed to market power in the prompt markets.”

	<i>traders</i> transando un producto, facilita la revelación de información acerca de la valoración de éste, incorporando esta información en la formación del precio de mercado. Adicionalmente, otros tres factores son importantes para facilitar el descubrimiento de precio: 1. Disponibilidad del producto: los productos de mayor duración son particularmente importantes a este respecto, dado que los comercializadores y los generadores (especialmente) necesitan tomar decisiones de inversión que abarquen algún tiempo en el futuro. 2. Transparencia: En la medida que las transacciones en los mercados OTC migren a los <i>Exchanges</i>, la información de precios será más transparente y puede utilizarse por los participantes del mercado como referencia para los contratos. Esto también facilita la entrada de intermediarios financieros y especuladores. Un ejemplo que se presentará en la sección 3.4.3 es el de Nueva Zelanda, donde toda la contratación en mercados OTC es tan transparente como las transacciones en <i>Exchanges</i>. 3. Monitoreo: es un mecanismo para promover la transparencia y confianza y así, facilitar los dos factores anteriores.
Acceso a mercados forward	Si los mercados a plazo tienen grandes barreras de entrada, esto limita la participación de contrapartes independientes. También, si los participantes no tienen tranquilidad que puedan salir del mercado o de una posición, esto puede disuadir la participación de <i>traders</i>. Minimizar los costos de transacción y los requerimientos de costo de entrada es particularmente importante para comercializadores no integrados verticalmente y pequeños comercializadores que, usualmente, no tienen balances financieros fuertes. La liquidez, de nuevo, es un factor clave que favorece el acceso a los mercados a plazo, y es importante por lo anterior, las reglas de participación de otros intermediarios o '<i>market makers</i>' para minimizar el riesgo de otros participantes de quedar atrapados en posiciones de mercado desfavorables. Los '<i>market makers</i>', esencialmente, toman posiciones de compra y venta a precios específicos, en todo momento, lo cual promueve la confianza en el mercado e incentiva a otros participantes a transar activamente en el mercado. Lo anterior, crea un círculo virtuoso donde las mayores transacciones dan como resultado mayor profundidad y liquidez, la cual, resulta en mayor participación de jugadores y <i>Exchanges</i>. De otro lado, un mercado que ofrezca un amplio rango de productos promueve la contestabilidad del mercado, en la medida que facilita el cubrimiento de precio de los participantes del mercado y el ajuste de las posiciones de los participantes a lo largo del tiempo, reduciendo el costo total de la cobertura financiera.

	Finalmente, un amplio y variado rango de participantes transando en mercados a plazo son una indicación de bajas barreras de entrada y, pueden contribuir a la formación de precios robustos.
--	---

ECA, con base en lo anterior, visualiza tres categorías para realizar el monitoreo de los mercados a plazo: oportunidades de cubrimiento efectivo, descubrimiento de precio y, competencia efectiva en los mercados a plazo. Para cada una de estas categorías ECA propone las siguientes medidas que sirven de base para el monitoreo del mercado:

Tabla 19 – Elementos para Monitoreo de Mercados a Plazo

Categoría	Medida	Descripción
Oportunidades de Cubrimiento Efectivo	Turnover: medida de liquidez. Monitoreado en el mercado Nórdico.	Volumen agregado en GWh de los productos transados en mercados OTC y Exchanges más consumo físico (GWh) – Medida Anual
	Churn rates: medida de liquidez. El consenso de la industria indica que 300% constituye un nivel liquidez. Monitoreado por ACER.	(Volumen agregado en GWh de productos transados en mercados OTC y Exchanges)/(Consumo físico en GWh) – Medida Anual
	Bid-Ask Spread: medida de competitividad del mercado. Como benchmark, el bid-ask spread debe ser <5% del precio promedio y debe promediar <1% en los instrumentos más populares. Monitoreado por ACER y Nueva Zelanda.	Medición en valor absoluto (\$/MWh) o %precio (Bid/Ask)
Facilidad de Descubrimiento Precio	Reporte de transacciones en tiempo real, en el mercado <i>day-ahead</i> y a plazo. No es un instrumento de monitoreo, pero un estándar de desempeño. Monitoreado por ACER y Nueva Zelanda.	Precio
Competencia Efectiva	Mínimo número de compañías para alcanzar el 50% de participación de mercado. Monitoreado en el mercado Nórdico.	Medida Anual -

Fuente: European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements (Economic Consulting Associates)

4. Entre la teoría y la práctica: Conclusiones

A lo largo del documento se ha realizado una exposición conceptual y de experiencia internacional sobre el funcionamiento de los mercados a plazo de energía eléctrica. En esta

sección queremos resaltar los elementos que tanto en la teoría como en la práctica sustentan el diseño de los mercados a plazo eficientes y líquidos. Estos elementos son la base que servirá para la propuesta contenida en la sección siguiente.

En primer lugar, se resalta que los mercados a plazo son mercados derivados, es decir, el valor de los productos transados en éste, se derivan y están determinados, por el valor del subyacente en el mercado en tiempo real del mercado de energía mayorista.

Por lo anterior, el documento retoma la perspectiva de Sally Hunt, sobre la necesidad de construir una visión integral del mercado de energía mayorista, con el fin de obtener asignaciones eficientes para los participantes en estos. De acuerdo con Hunt, para que exista un mercado de contratos derivados financieros líquido y eficiente, se requiere asegurar que la interacción entre los productos y los submercados contenidos en estos funcionen adecuadamente. En resumen, es fundamental asegurar,

- a. Un mercado completo, caracterizado por un mercado spot (mercado *day-ahead* y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada) y de reservas operativas para la gestión del sistema (voltaje y frecuencia).
- b. Información completa para los participantes del mercado: precios de los mercados de corto plazo, información sobre disponibilidad de plantas, construcción de plantas, mantenimiento de infraestructura de transmisión nacional y regional, precios de los contratos derivados transados en los mercados a plazo con el fin de inferir los precios de largo plazo.
- c. Respuesta de la demanda: programas de gestión de la demanda y tarifas vinculadas con los precios del mercado en tiempo real.

Tanto en Estados Unidos como en la Unión Europea existen ejemplos prácticos de la existencia de mercados a plazo de energía eléctrica dinámicos, que han sido resultado de la implementación de políticas públicas y/o regulatorias, que buscaban promover mercados líquidos, eficientes y completos. Para asegurar lo anterior, se implementó acciones orientadas a resolver las restricciones presentes en los sistemas de transmisión, mediante mecanismos de formación de precios que incentiven la inversión oportuna en infraestructura de generación y transmisión localizada, la implementación de la competencia minorista y la disponibilidad completa de la información para los participantes del mercado.

En Estados Unidos, por ejemplo, la FERC en la Orden 719, previo a definir el alcance de la intervención regulatoria sobre los contratos de largo plazo, enumeró las acciones previas que había adelantado para fortalecer los contratos financieros de largo plazo y, que estaban sustancialmente enfocadas a resolver las restricciones del sistema, que, en este caso particular, está basado en la adopción de precio marginales localizados y los respectivos derechos financieros de transmisión, así como en el fortalecimiento de la planeación del sistema de transmisión. En la Orden 719, la FERC decide que, con respecto a los contratos de largo plazo, una mayor transparencia en el mercado facilitaría los esfuerzos de

vendedores y compradores, por incorporar contratos de largo plazo como una parte esencial de sus portafolios. Por lo anterior, la FERC estableció que los operadores de mercados organizados (ISOs y RTOs) dedicaran una página de internet en su sitio web para que los participantes del mercado publicaran ofertas de compra y venta de energía de largo plazo. La propuesta, se diseñó con el propósito de facilitar el proceso de contratación de largo plazo, incrementando la transparencia de la información sobre los vendedores y compradores disponibles. Al mejorar el flujo de información al mercado, afirmaba la FERC, se incrementaría la liquidez del mercado. Finalmente, la FERC explicó que el *bulletin board* es un instrumento para la publicación de ofertas de compra y de venta por parte de los participantes del mercado, por lo que no hace responsable a los ISOs o RTOs sobre el contenido de dichas ofertas.

De otro lado, en la Unión Europea, mediante la Tercera Directiva de la Comisión Europea se desarrolla tres elementos fundamentales para promover la competencia en el mercado eléctrico:

- Profundización de la liquidez y transparencia del mercado eléctrico mediante dos elementos: competencia transfronteriza y transparencia de la información transaccional de derivados financieros de electricidad.
- Acceso no discriminatorio a la red de distribución con el fin de promover la competencia minorista.
- Profundización de la competencia del mercado minorista de electricidad mediante asignación de funciones y responsabilidad de las empresas de distribución, transmisión y comercialización frente acuerdos contractuales, intercambio de datos y liquidación y, propiedad de la información.

Tanto la intervención regulatoria adelantada por la FERC, como aquella adoptada por la Comisión Europea, está en línea con lo presentado por Sally Hunt, en el sentido que los mercados a plazo de electricidad serán ilíquidos e ineficientes si la información sobre la que se fundamenta el precio de equilibrio del mercado está en manos de pocos *traders*. En particular, es imperativo que los participantes del mercado tengan información completa para la valoración de los derivados financieros, para distintos plazos, en la medida que no existe una valoración intrínseca que vincule dos o más períodos de tiempo, por la ausencia de almacenamiento.

El cuerpo regulatorio aplicable a los mercados de derivados financieros sobre *commodities* no es únicamente del resorte de las comisiones de regulación de energía, sino que, por el contrario, el detalle de funcionamiento de dichos mercados es de competencia de las comisiones de *commodities* o de valores en cada una de las regiones de análisis. Las agencias regulatorias de energía y valores (o *commodities*) cooperan en términos de armonización regulatoria e intercambio de información. En Estados Unidos, por ejemplo, con la adopción del *Dodd-Frank Act*, los contratos, acuerdos y transacciones en los mercados eléctricos organizados entraron en la esfera de la CFTC. Sin embargo, el *Dodd-Frank Act* establece que tanto la CFTC como la FERC debían suscribir un memorando de entendimiento con el fin de facilitar la cooperación entre estas agencias, en particular en términos del intercambio de información y la armonización regulatoria. El caso de Estados Unidos es interesante, porque

la CFTC decidió, aclarar e interpretar los siguientes elementos sobre los contratos de energía eléctrica a la luz del *Dodd Frank Act*:

1. Los contratos de cubrimiento de precios transados en mercados *Over-the-Counter* son considerados *Swaps* y en esa medida son sujetos de la regulación del Título VII del *Dodd-Frank Act*.
2. La excepción de la aplicación de la definición de *Swaps* y clasificados como contratos *Forward*, aplica bajo el criterio que los contratos tienen como intención fundamental la entrega física del *commodity*. La CFTC aclara que aquellos contratos *forward* que utilicen un índice para definir el valor del *commodity* al momento de la entrega conservan dicha característica, siempre y cuando no existan una liquidación de diferencias con respecto al precio del mercado spot (*cash market*). Dentro de esta categoría entran los contratos PPA y los contratos de suministro y transporte de gas natural.
3. Los contratos *forward* con opciones volumétricas embebidas, mantienen dicha condición siempre y cuando su intención primaria no sea la gestión de riesgo de precio. La CFTC entiende que contratos específicos en los mercados eléctricos y de gas tales como los contratos de transmisión, productos de capacidad y respuesta de la demanda en los mercados eléctricos, así como los contratos de suministro “pico” de gas natural, cumplen con la característica de los contratos *forward* con opción volumétrica, es decir están diseñados para asegurar que la opcionalidad volumétrica está principalmente inducida por factores físicos o requerimientos regulatorios.
4. La CFTC tomando en cuenta lo anterior y el hecho que los marcos tarifarios de los mercados organizados son aprobados por la FERC o la *Public Utility Commission of Texas*, en la definición de la jurisdicción sobre los mercados eléctricos y concordancia con el *Dodd-Frank Act* decidió aplicar la excepción otorgada a los siguientes productos transados en los mercados eléctricos:
 - a. Derechos Financieros de Transmisión (FTR, por su nombre en inglés)
 - b. Transacciones de Energía en el mercado del día antes y en el mercado en tiempo real
 - c. *Forward Capacity Transactions*
 - d. Transacciones de Reserva o Regulación.

Por lo anterior, los contratos de cubrimiento del riesgo de precio asociados a mercados eléctricos, les aplica la definición y regulación de *Swaps* contenida en el Título VII del *Dodd-Frank Act*. Lo anterior, implica lo siguiente:

1. Los contratos *swap* pueden ser celebrados únicamente en un *designated contract market*¹²³ (DCM) o un *swap Execution Facility (SEF)*¹²⁴ o por un *eligible contract participant (ECP)*^{125,126}.
2. Todos los contratos *swap* deben ser remitidos a una cámara de riesgo central de contraparte para compensación,¹²⁷ excepto si una de las contrapartes del contrato *swap* cumple con las siguientes características:
 - a. No es una entidad financiera;
 - b. Utiliza el contrato *swap* para cubrimiento o mitigación del riesgo comercial; y
 - c. Notifica a la CFTC, la forma como cumple las obligaciones financieras asociadas al cumplimiento del contrato *swap*.

En todo caso, la excepción de no remitir el contrato *swap* queda a discreción de la contraparte del *swap* que satisface las características mencionadas.

En resumen, los contratos de cubrimiento de precio sobre energía eléctrica están sujetos a la jurisdicción de la CFTC de acuerdo con lo contenido en el *Dodd-Frank Act*, y son clasificados como contratos *swap*. Al ser transados como contratos *swap*, estos deben ser celebrados en un *Contract Market* o un *Swap Execution Facility*, y pueden o no ser liquidados

¹²³ "Contract Market: A board of trade or exchange designated by the Commodity Futures Trading Commission to trade futures or options under the Commodity Exchange Act. A contract market can allow both institutional and retail participants and can list for trading futures contracts on any commodity, provided that each contract is not readily susceptible to manipulation. Also called designated contract market. See Derivatives Transaction Execution Facility." http://www.cftc.gov/ConsumerProtection/EducationCenter/CFTCGlossary/glossary_co#contractmarket

¹²⁴ "(a) REGISTRATION. -

(1) IN GENERAL. - No person may operate a facility for the trading or processing of swaps unless the facility is registered as a swap execution facility or as a designated contract market under this section.

(b) TRADING AND TRADE PROCESSING. -

(1) IN GENERAL. - ..., a swap execution facility that is registered under section (a) may-

(A) make available for trading any swap; and

(B) facilitate trade processing of any swap."

One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Pag. 337 – 338.

¹²⁵ "(e) LIMITATION ON PARTICIPATION. -It shall be unlawful for any person, other than an eligible contract participant, to enter into a swap unless the swap is entered into on, or subject to the rules of, a board of trade designated as contract market under section 5." One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Pag. 300.

¹²⁶ "Eligible Contract Participant: An entity, such as a financial institution, insurance company, or commodity pool, that is classified by the Commodity Exchange Act as an eligible contract participant based upon its regulated status or amount of assets. This classification permits these persons to engage in transactions (such as trading on a derivatives transaction execution facility) not generally available to non-eligible contract participants, i.e., retail customers." http://www.cftc.gov/ConsumerProtection/EducationCenter/CFTCGlossary/glossary_e

¹²⁷ "(A) STANDARD FOR CLEARING. -It shall be unlawful for any person to engage in a swap unless that person submits such swap for clearing to a derivatives clearing organization that is registered under this Act or a derivatives clearing organization that is exempt from registration under this Act if the swap required to be cleared." One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Pag. 300 - 301

mediante una cámara central de riesgo central de contraparte, dependiendo que una contraparte cumpla con las características de la excepción contenida en la ley. Independientemente de la forma de liquidación, todas las transacciones de contratos *swap* deben ser publicadas y enviadas a un *Swap Data Repository*, con el objeto principal de mejorar la formación de precios.

De otro lado y a partir de la información publicada en los mercados de contratos derivados estandarizados (futuros) y aquellos de contratos *Over-the-Counter (swaps)*, es evidente que coexisten, de manera paralela, ambos tipos de instrumentos derivados sobre energía eléctrica, tanto estandarizados y no estandarizados, pero una característica fundamental de la regulación es la disposición de la información sobre las transacciones y precios. Es fundamental, como se ha venido discutiendo a lo largo del documento, que la información disponible para el público sea estándar para todos los productos. Por ejemplo, en la regulación de la CFTC se debe revelar la información de opciones sobre swaps u opciones financieras (definición de pisos y techos) embebida en los contratos *swap*.

Así como en la regulación de la CFTC en Estados Unidos, el Parlamento Europeo y el Consejo han expedido reglamentos sobre el reporte de información y la compensación de contratos derivados extrabursátiles (OTC), que tienen alguna similitud:

1. Para los contratos derivados extrabursátiles hay obligatoriedad sobre el registro de las operaciones tanto para participantes financieros, como para aquellos no financieros, que deben ser al final reportados a ACER o la AEMV, dependiendo el mercado organizado en el que se desarrolle la operación.
2. Existe un conjunto detallado de variables que debe ser reportado a la ACER sobre los contratos, como se presenta en el Anexo 1.
3. Así como en Estados Unidos, no existe obligatoriedad de una contraparte no financiera de compensar un contrato derivado extrabursátil (o contrato derivado OTC) en una cámara central de riesgo de contraparte y, cuando es mandatorio hacerlo, depende que los contratos derivados no cumplan con una función de cubrimiento de la operación comercial o de financiación.
4. Una gran diferencia en la regulación es la definición de los productos derivados extrabursátiles. Mientras en Estados Unidos, los contratos swaps corresponden a contratos que tienen una liquidación con un mercado spot subyacente, y excluye aquellos de entrega física, denominando contratos forward, en la Unión Europea, no parece evidente dicha distinción.

En resumen, la propuesta está sustentada en tres pilares: información, productos y compensación en una cámara de riesgo central de contraparte.

5. Propuesta

La propuesta que se presenta a continuación toma como base la experiencia internacional en el diseño de mercados a plazo de energía eléctrica, sin embargo, se ajusta al contexto nacional, tomando como pilares el marco institucional existente en Colombia.

Varias instituciones existentes sirven efectivamente para apalancar un ajuste del mercado a plazo con el fin de que cumpla efectivamente con las dos funciones fundamentales de este, el descubrimiento y el cubrimiento del precio de la energía eléctrica.

De acuerdo con la experiencia internacional, tres elementos son fundamentales para asegurar mercados a plazo líquidos y eficientes: definición del tipo de derivado financiero; negociación y registro de derivados financieros OTC, garantías y/o cámara de riesgo central de contraparte. La propuesta se describirá de acuerdo con los elementos mencionados anteriormente, exponiendo las oportunidades que abre la normatividad vigente y los elementos regulatorios que se requerirían. En el Gráfico X se integra la propuesta completa, que se explicará una vez se presenten las partes que lo componen, sin embargo, el lector puede primero ver la imagen completa y volver para comprender los detalles.

5.1 Definición de productos y mercados

En la presentación del marco regulatorio asociado al *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*, se explicó la discusión que tuvo lugar con relación al alcance de la regulación de la CFTC sobre los *swaps*. Como se mencionó allí, con el *Dodd-Frank Act* se expandió la jurisdicción exclusiva de la CFTC, que en principio había incluido las transacciones, ejecución y liquidación de contratos futuros en *Exchange* y cámaras centrales de riesgo de contraparte reguladas por la Comisión, para cubrir también, las transacciones, ejecución y liquidación de *swaps* en *Exchange* o cámaras de riesgo central de contraparte.

Adicionalmente, en el *Dodd-Frank Act* se definió el *swap* como cualquier acuerdo, contrato o transacción que sea un *put*, un *call*, un *cap*, un *floor*, un *collar*, o una opción similar de cualquier tipo para la compra o venta, o que esté basado en el valor de, una o más tasas de interés, divisas, *commodities*, acciones, instrumentos de deuda, índices, medidas cuantitativas o cualquier otro tipo de propiedad financiera o económica. Lo anterior, converge, con la explicación de la sección 3.2.1, donde se aclaró la función de las opciones financieras embebidas en los contratos, representadas en techos (*call options*) y/o pisos (*put options*). De hecho, como se explica allí, al conocer los flujos de pago de *swaps*, opciones *call* y opciones *put*, se resalta que vender un *swap* de una cantidad determinada es idéntico a vender una opción *call* y comprar una opción *put*, con el mismo precio de ejercicio y la misma cantidad. También se presentaron estructuras más sofisticadas, creados a partir de la combinación de opciones *call* (techo de un contrato) y opciones *put* (piso de un contrato), tales como un *collar*, un *straddle* y un *strangle*.

En esta propuesta, se considera útil adoptar la misma definición del *Dodd-Frank Act*, para todos los contratos de cubrimiento financiero transados en el mercado OTC por dos razones. En primer lugar, define el instrumento de cobertura financiero para el mercado OTC, en este caso, sobre el precio de la energía eléctrica y, en segundo lugar, facilita la estandarización de la información económica de los contratos, la cual debe ser pública para asegurar la función de descubrimiento de precio del mercado a plazo.

Se ha discutido, únicamente, el producto del mercado OTC, porque, en general, en los *Exchange* se transan como contratos estandarizados tales como los futuros, cuya

información es pública. Como se vió de la experiencia internacional y como consecuencia de las reformas después de la crisis financiera, algunos *Exchange* están operando espacios de mercado para la negociación y registro de contratos *swap*. En la medida que los *swaps* transados en mercados OTC y los futuros transados en *Exchanges* sirven funciones económicas similares, estos instrumentos de cobertura son utilizados como sustitutos o como instrumentos complementarios para la gestión de riesgo de precio.

La propuesta asume, entonces, que existe la oportunidad de cubrimiento financiero con ambos instrumentos, mediante negociación bilateral o en sistemas de negociación licenciados por la Superintendencia Financiera de Colombia, sin embargo, todos los contratos *swap* deberán ser registrados en uno de los sistemas de registro licenciados por esta entidad. En la sección 5.2., se presentará los mecanismos que servirán de registro y negociación de los *swaps* y que servirán de base para asegurar que la información relacionada con las operaciones de cubrimiento financiero realizada por todos los participantes de mercado sea pública.

Al definir el derivado financiero sobre energía eléctrica transado en el mercado OTC, como un *swap*, lo siguiente es resolver el grado de estandarización de éste, en particular, para aquellos que sirven a los usuarios del mercado regulado. No se realizará una presentación exhaustiva sobre el grado de estandarización de los contratos *swap* o, en general, aquellos transados en los mercados OTC de Estados Unidos y la Unión Europea, sin embargo, de lo encontrado en el ámbito internacional, los participantes manifiestan que prefieren la flexibilidad en los arreglos contractuales, a pesar que muchos de ellos siguen los términos de los contratos tipo publicados por el *North American Energy Standard Board* en Estados Unidos (NAESB) o el *European Federation of Energy Traders* (EFET) en la Unión Europea. Ambos estándares son producto de un acuerdo de los participantes de la industria, por lo que se recomienda, en este punto, que el Comité Asesor de Comercialización (CAC) lidere una iniciativa de la industria, en compañía de los sistemas de negociación y registro licenciados por la Superintendencia Financiera para construir una propuesta de contrato estándar equivalente al de EFET o NAESB.

Para efectos prácticos, sin embargo, lo que sí está estandarizado en los mercados analizados es la información básica sobre cada contrato. Es decir, los agentes del mercado tienen acceso a la información relacionada con las características básicas de cada contrato. Un ejemplo se presenta en la sección 3.4.1 donde se compara la descripción de un *swap* y un futuro de energía eléctrica, para el mercado de PJM. De la revisión internacional realizada se identifica los siguientes elementos descriptivos de los contratos, que se propone apliquen al mercado colombiano, sin que este sea exhaustivo:

Tabla 20 – Especificaciones del Contrato C

Especificaciones del Contrato C	
Tipo de contrato	Swap/Futuro/Swap con Opciones Financieras Embebidas (Techo/Piso)/Opción Call (Precio Techo)/Opción Put(Precio Piso)
Tipo de carga	Bloque de horas/Peak Load/Base Load
Período del contrato	Multianual/Anual/Semestral/Trimestral/Mensual/Quincenal/Semanal
Método de Liquidación	Mercado spot (mercado día antes o mercado en tiempo real, cuando aplique)

Tamaño del contrato	MWh o kWh
Moneda	COP
Ultimo día de transacción	Descripción de la característica del último de día de transacción del contrato
Liquidación	Precio mercado spot (día antes o mercado en tiempo real cuando existan)
Garantías	CRCC/Garantías Estándar Sistema Negociación/Bilaterales
Otros términos	A ser confirmado entre las partes

Elaboración: ANDEG

Una característica del mercado colombiano es la división entre usuarios regulados y no regulados. A la fecha la regulación vigente establece que la compra de energía para usuarios regulados se debe realizar mediante convocatorias públicas. La propuesta, en este documento, es sustituir este mecanismo de compra de energía, mediante la adopción de compras de instrumentos financieros derivados en un sistema de negociación y registro¹²⁸, cuyo reglamento haya sido aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Es decir, todas las compras de energía eléctrica para el mercado regulado deberían realizarse en un sistema de negociación y registro, con el propósito de asegurar transparencia en la formación de precio y la libre concurrencia de oferta y demanda.

Con el objeto de adoptar este mecanismo transaccional, se propone implementar el siguiente esquema de transición del nuevo esquema de contratación para la demanda regulada:

1. Etapa 1 (hasta implementación ajuste mercado corto plazo): Las compras de energía para el mercado regulado se harán en un sistema de negociación y registro autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Los instrumentos financieros derivados¹²⁹ que se compren por parte de los comercializadores que atienden demanda regulada serán los siguientes:

a. Swap

En el Documento CREG 106 de 2017 se describe un contrato de cobertura de precio de energía cuya duración es de un año y cuyo precio debe ser constante

¹²⁸ De acuerdo con el artículo 2.35.1.1.1 del capítulo 1, Título 1, del Libro 35 del Decreto Único 2555 de 2010, un instrumento financiero derivado es una operación cuya principal característica consiste en que su precio justo de intercambio depende de uno o más subyacentes y su cumplimiento o liquidación se realiza en un momento posterior. Dicha liquidación puede ser en efectivo, en instrumentos financieros o en productos o bienes transables, según se establezca en el contrato o en el correspondiente reglamento del sistema de negociación de valores, del sistema de registro de operaciones sobre valores, del sistema de registro de operaciones sobre valores o del sistema de compensación y liquidación. Estos instrumentos tendrán la calidad de valor siempre que se cumplan los parágrafos 3º y 4º del artículo 2º de la Ley 964 de 2005.

¹²⁹ De acuerdo con el artículo 2.35.1.2.2 del capítulo 1, Título 1, del Libro 35 del Decreto Único 2555 de 2010, los sistemas de negociación de valores deberán establecer en sus respectivos reglamentos los términos y condiciones de las operaciones que se realicen por su conducto con instrumentos financieros derivados y productos estructurados.

y uniforme en dicho plazo. El vencimiento deberá coincidir con el inicio de un año calendario y la cantidad mínima de cobertura será de 500 kWh-día.

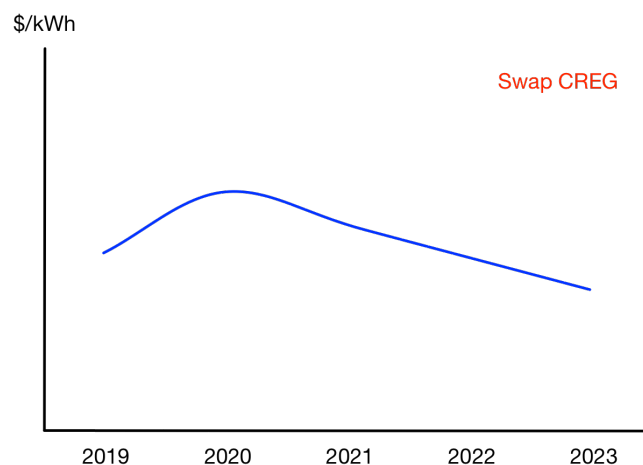
Tabla 21 – Especificación Swap CREG

Especificaciones Swap CREG 20XX	
Tipo de contrato	Swap
Tipo de carga	Bloque 24 horas
Período del contrato	Anual
Método de Liquidación	Precio Promedio Spot XM?
Tamaño del contrato	500 kWh
Precio	Pesos por kilovatio hora
Moneda	COP
Ultimo día de transacción	31-diciembre-20X(X-1)
Liquidación	Diaria
Garantías	CRCC
Otros términos	A ser confirmado entre las partes

Fuente: CREG – Elaboración ANDEG

Se entendería que en los sistemas de negociación operaría este instrumento financiero derivado que denominaremos Swap CREG y que, al ser anual, podría cotizar varios años adelante, permitiendo la formación de una curva forward. La curva forward sería tan larga como precios de oferta y demanda se coloquen en el sistema de negociación. Este esquema, permitiría que proyectos de generación de todo tipo, puedan acceder a apalancamiento mediante la oferta de precio por el período que estime conveniente cada participante. Para ilustrar el Swap CREG y las oportunidades que pueda abrir en el perfeccionamiento de este o en el desarrollo de productos sustitutos y complementarios, presentamos la siguiente curva, de nuevo a manera de ilustración.

Gráfico 23 Curva Forward Swap CREG (Ilustración)



En el entretanto, se propone que los agentes participantes del mercado de energía mayorista en conjunto con los sistemas de negociación y registro trabajen en el desarrollo de contratos *swap* alternativos que sirvan de instrumento para gestionar el riesgo de la demanda regulada.

La propuesta del producto planteada por la CREG es un buen punto de partida para dar dinamismo al esquema. La diferencia con la propuesta de este documento es que el Swap CREG sea negociado y registrado en los sistemas autorizados por la Superintendencia Financiera de Colombia, utilizando tanto el mercado continuo, como aquellas subastas de cierre que tengan contemplado en los reglamentos, tales sistemas. Como se verá en la sección 5.2, dichos sistemas son sujetos a reglas contenidas en el Decreto Único 2555 de 2010 en términos de formación de precio y transparencia.

- b. Futuros y/o opciones tipo *call* que estén en el Registro Nacional de Valores y Emisores.
- c. Los contratos bilaterales vigentes con demanda regulada deberán registrarse en alguno de los sistemas de negociación y registro autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia que operen instrumentos financieros derivados cuyo subyacente sea el precio spot de energía eléctrica formado en el operador del mercado de energía mayorista XM S.A. E.S.P.

Para lo anterior, los agentes generadores-comercializadores, distribuidores-comercializadores y comercializadores deberán realizar el registro de acuerdo con el procedimiento establecido por el sistema de registro.

Al tener un portafolio de productos sustitutos y complementarios, que puedan replicar un *hedge* perfecto por parte de los comercializadores de energía, las oportunidades de cubrimiento financiero para la demanda regulada permiten optimizar las estrategias de estos y posibilita la competencia minorista, en la medida que los sistemas de negociación habilitan un espacio neutral de los participantes integrados y no integrados. La razón de lo anterior es el factor de transparencia que da un sistema de negociación que es monitoreado no solo por la sociedad operadora del sistema, los participantes del mercado sino adicionalmente, por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia. Como proponemos más adelante, se deben celebrar acuerdos interinstitucionales para que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio puedan acceder a esta información y puedan, en lo de su competencia, evaluar el funcionamiento del mismo.

Sin embargo, en esta etapa no se anticipa que el mercado tenga altos niveles de liquidez y profundidad. Para lo anterior, es necesario que el mercado atraiga agentes que realicen operaciones de especulación y arbitraje en el mercado. Lo anterior, exige que estos tengan acceso a información completa y de otro lado, puedan acceder al mercado de corto plazo. Así, se hace necesario realizar un ajuste del mercado de corto plazo, que incluya la operación de mercados del día antes, intradiarios y del mercado en tiempo real, así como la operación

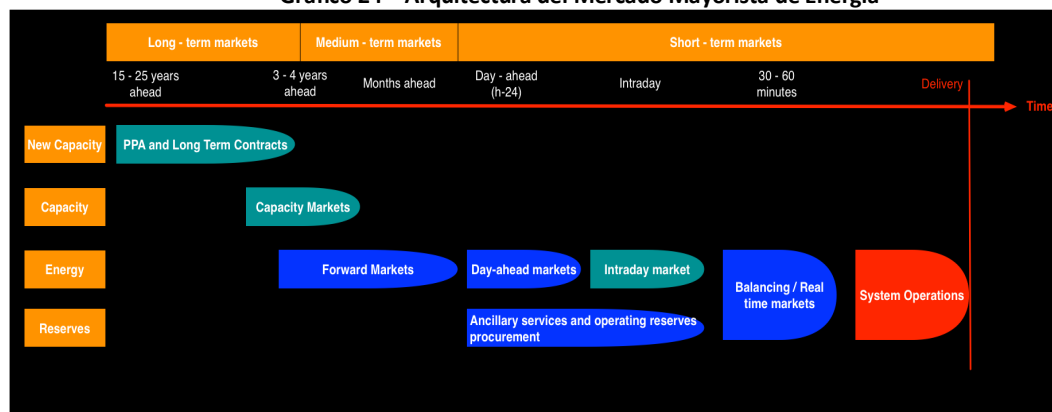
de transacciones virtuales¹³⁰. Es necesario entonces, que el mercado de corto plazo se ajuste, para dar vía a la consolidación del mercado a plazo.

De otro lado, a medida que se va dando la reducción progresiva de la participación de los contratos bilaterales en los portafolios de los comercializadores, mayor será la participación de todos los agentes en los sistemas de negociación y registro en los que se transen swaps o futuros. Así mismo, en la medida que los participantes de la industria logren alcanzar acuerdos para incorporar nuevos tipos de contratos *swap*, surtido el proceso descrito en la Ley 964 de 2005¹³¹, estos contratos permitirán enriquecer los portafolios de los generadores y comercializadores.

2. Etapa 2 – Consolidación: La consolidación del mercado a plazo, como se presentó en las primeras secciones de este documento y en la etapa 1, requiere ajustes al mercado de corto plazo. En el siguiente gráfico se presenta la estructura general del diseño del mercado de energía mayorista, tomado del reporte *Repowering Markets* publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su nombre en inglés),

La estructura general del diseño del mercado resulta de las mejores prácticas adoptadas por mercados en Estados Unidos y Europa, que han resultado en asignaciones eficientes. Más allá de la estructura, es recomendable analizar un portafolio amplio de alternativas para asegurar la formación de precio en cada submercado, de tal forma que estos valoren adecuadamente los atributos de confiabilidad que otorgan los recursos, sin importar el tipo de combustible, necesarios para mantener un portafolio eficiente de recursos confiable.

Gráfico 24 – Arquitectura del Mercado Mayorista de Energía



¹³⁰ De acuerdo con William Hogan, “*Virtual transactions offer potential benefits to improve the efficiency of electricity markets, mitigate market power, enhance price formation, hedge real-time market risks, and price those risk hedging benefits.*” William W. Hogan, *Virtual Bidding and Electricity Market Design*, May 25. 2016.

¹³¹ De acuerdo con el parágrafo 4º del artículo 2º de la Ley 964 de 2005, el gobierno nacional podrá reconocer la calidad de valor a los contratos y derivados financieros que tengan como subyacente energía eléctrica o gas combustible, previa información a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para lo cual esta última tendrá en cuenta la incidencia de dicha determinación en el logro de los objetivos legales que le corresponde cumplir a través de las funciones que el atribuyen las Leyes 142 y 143 de 1994, así como aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

Fuente: Agencia Internacional de Energía

De otro lado, en esta etapa se recomienda que las instituciones en lo de su competencia realicen el monitoreo del mercado, siguiendo las variables de la Tabla 22, que representa un análisis realizado para ACER y que se presentan de nuevo a continuación.

Tabla 22 – Categorías y Medidas para Monitoreo de Mercados Forward

Categoría	Medida	Descripción
Oportunidades de Cubrimiento Efectivo	Turnover	Volumen agregado en GWh de los productos transados en mercados OTC y Exchanges más consumo físico (GWh) – Medida Anual
	Churn rates	(Volumen agregado en GWh de productos transados en mercados OTC y Exchanges)/(Consumo físico en GWh) – Medida Anual
	Bid-Ask Spread	Medición en valor absoluto (\$/MWh) o %precio (Bid/Ask)
Facilidad de Descubrimiento Precio	Reporte de transacciones en tiempo real, en el mercado <i>day-ahead</i> y a plazo.	Precio
Competencia Efectiva	Mínimo número de compañías para alcanzar el 50% de participación de mercado.	Medida Anual

Finalmente, para las compras de energía de los usuarios no regulados se propone que estos participen a voluntad en los sistemas de negociación y registro de contratos swap (Swap CREG si funciona en el portafolio de gestión de riesgo) y futuros existentes que estén en el Registro Nacional de Valores y Emisores. Adicionalmente, se propone que los usuarios no regulados puedan celebrar contratos bilaterales siempre y cuando estos sean registrados en los sistemas de registro autorizados por la Superintendencia Financiera de Colombia. Al celebrar contratos bilaterales, estos deberán publicar las características básicas del mismo, tal y como se aplica a los demás contratos. Esta práctica es común en los mercados a plazo analizados en Estados Unidos y Europa. Como evidencia, se presenta el contrato CAISO COB DAY- AHEAD PEAK (BILATERAL) registrado en el Swap Execution Facility de Intercontinental Exchange.



ICE OTC
Feb 26, 2018

ICE OTC

CAISO COB Day-Ahead Peak (bilateral)

Contract Specifications

Minimum Tick	0.005 per MWH
Trading Hours	24 x 7
Payment Dates	Payment is due on the 10th business day of the month following the Delivery Period by wire transfer of Federal Funds unless otherwise stated by a master agreement between the Buyer and Seller
Currency	US \$ and cents per MWH

ICE Help Desk: Atlanta +1 770 738 2101, London +44 (0)20 7488 5100 or ICEhelpdesk@theice.com

1

Fuente: ICE Swap Trade

5.2 Negociación y registro de derivados financieros

La Ley 964 de 2005 define un valor como todo derecho de naturaleza negociable que haga parte de una emisión, cuando tenga por objeto o efecto la captación de recursos del público. Establece la ley que lo dispuesto en ésta será aplicable a los derivados financieros, tales como los contratos de futuros, de opciones y de permuta financiera, siempre que los mismos sean estandarizados y susceptibles de ser transados en las bolsas de valores o en otros sistemas de negociación de valores. En el artículo 67 de la ley se presenta lo relacionado con los sistemas de negociación de valores y el artículo 71¹³² se establece que lo dispuesto en esta ley también aplica a las bolsas de productos agropecuarios, agroindustriales o de otros *commodities*, a los intermediarios que transen en ellas y a sus sistemas de compensación y liquidación y las Cámaras de Riesgo central de Contraparte.

En los libros 11 y 15 del Decreto Único 2555 de 2010 se establece el marco regulatorio que aplica a las bolsas de bienes y productos agropecuarios, agroindustriales, o de otros *commodities* y, a los sistemas de negociación y registro de operaciones de valores,

¹³² El párrafo 1 del artículo 71 establece que en la ley se entienden por bolsas de bienes y productos agropecuarios, agroindustriales o de otros *commodities* aquellas entidades que tienen por objeto social el servir de foro de negociación de *commodities*.

respectivamente. En la Tabla 23 siguiente, se presenta el marco regulatorio contenido en el Decreto Único. En general, se entiende que la regulación asociada a los esquemas de negociación y registro aplica a las bolsas de bienes y productos agropecuarios, agroindustriales, o de otros *commodities*. Los sistemas, de negociación y registro,

Tabla 23 – Esquemas de negociación y registro de derivados financieros Decreto Único

	Libro 11 Bolsas de Bienes y Productos Agropecuarios, Agroindustriales, o de otros Commodities	Libro 15 Sistemas de Negociación y Registro de Operaciones de Valores
Ámbito de Aplicación		Las disposiciones que integran los Títulos 1, 2, 3 y 4 regulan la administración, funcionamiento y utilización de los sistemas de negociación de valores y de registro de operaciones sobre valores distintos de acciones inscritas en bolsas de valores, bonos obligatoriamente convertibles en acciones inscritas en las bolsas de valores, instrumentos financieros derivados cuyo subyacente sean acciones inscritas en bolsas de valores y otros valores de renta variable que se inscriban en estas bolsas, así como la participación de los agentes de los mismos.
Autorización	Reglamentos generales deben ser aprobados por la junta directiva y autorizados por la Superintendencia Financiera de Colombia.	La administración de sistemas de negociación de valores y de sistemas de registro de operaciones sobre valores, sólo podrá ser desarrollada por las entidades sometidas a inspección y vigilancia de la Superintendencia Financiera de Colombia, que se encuentren habilitadas para tal efecto y que hayan sido autorizadas previa y expresamente por esta entidad respecto de los sistemas que pretenda administrar.
Objeto	Sociedades anónimas que tienen como objeto organizar y mantener en funcionamiento un mercado público, sin la presencia física de los mismos, así como de servicios, documentos de tradición o representativos de mercancías, títulos, valores, derechos, derivados y contratos que puedan transarse en dichas bolsas.	
Sistemas de Negociación y Registro	Entidades habilitadas - Banco de la Republica, las bolsas de valores, las bolsas de bienes y productos agropecuarios, agroindustriales y de otros <i>commodities</i>. • Se dejará constancia de las operaciones realizadas en los sistemas de negociación y de registro en un documento idóneo, suscrito por los miembros que lo celebren y por un representante de la respectiva bolsa. Dicho documento deberá expresar la especie, calidad y cantidad objeto de la negociación, su precio, lugar y plazo de entrega y demás formalidades y requisitos que se establezcan en el respectivo reglamento. • Deberán procurar la más alta participación de personas, promover la eficiencia y liquidez del mercado, asegurar niveles apropiados de protección a los inversionistas y usuarios, incluir reglas de transparencia en las operaciones, así como la difusión de la información en tiempo real. • Se deben diseñar para operar y ofrecer precios eficientes, así como garantizar un	• Un sistema de negociación de valores es un mecanismo de carácter multilateral y transaccional, mediante el cual concurren las entidades afiliadas al mismo, bajo las reglas y condiciones establecidas en el Decreto Único, en el reglamento autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia y aquellas adoptadas por la entidad administradora, para la realización en firme de ofertas sobre valores que se cierran en el sistema y para la divulgación de información al mercado sobre dichas operaciones. • Son parte del sistema de negociación, tanto la reglamentación que se expida para su funcionamiento y operación, así como, todos los medios y mecanismos que se empleen para la colocación, presentación, confirmación, tratamiento, ejecución, e información de las ofertas de

	tratamiento equitativo a todos los participantes.	compra o venta de valores desde el momento en que éstas son recibidas por el sistema hasta el momento en que se transmiten para su compensación y liquidación posterior. • Los sistemas de negociación de valores deben promover la eficiencia y liquidez de éste e incluir reglas de transparencia en las operaciones, garantizar la disseminación de la información respecto de las ofertas de compra y venta a sus afiliados; así como, de las operaciones que se celebren por su conducto. Se entiende por transparencia en las operaciones realizadas en un sistema de negociación de valores, la oportunidad y la suficiencia con las cuáles la información relativa a las ofertas de compra y venta de valores, los precios o tasas de las operaciones y el volumen de estas, se hace disponible a los afiliados al sistema, a los organismos de autorregulación, al mercado, a los inversionistas interesados y al público general. • Los sistemas de registro de operaciones son aquellos mecanismos que tengan como objeto recibir y registrar información de operaciones sobre valores que celebren en el mercado mostrador los afiliados a dichos sistemas, o los afiliados al mismo con personas o entidades no afiliadas a tales sistemas, bajo las reglas y condiciones establecidas en el Decreto Único, en el reglamento autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia y aquellas aprobadas por la entidad administradora. • En el Decreto Único se establece que todas las operaciones realizadas en el mercado mostrador deberán ser registradas por las partes intervinientes. • Dicho registro, será condición necesaria e indispensable para que las operaciones así celebradas, sean compensadas y liquidadas. • Todas las operaciones realizadas en el mercado mostrador entre afiliados a sistemas de registro de operaciones sobre valores y no afiliados a los mismos deberán ser registradas por el afiliado.
Transparencia	Suministrarán información oportuna y fidedigna sobre las negociaciones y condiciones del mercado.	• Los sistemas de negociación deberán revelar en el foro de negociación la siguiente información pre-negociación (a sus afiliados) y post-negociación (a sus afiliados y los organismos de autorregulación): • Pre-negociación: los precios o tasas de compra y venta de las posturas vigentes en el sistema cuando se reciben las mismas. • Post-negociación: el precio o tasa, el volumen y la hora de las operaciones realizadas. Se debe revelar, al menos diariamente, por cada una de las especies

		negociadas, de manera amplia y oportuna, los precios o tasas de apertura, promedio mínimo, máximo y de cierre de las operaciones realizadas, volúmenes totales y número de transacciones que lo componen. • Se entiende por transparencia en las operaciones realizadas en el mercado mostrador y registradas en un sistema de registro de operaciones sobre valores, la oportunidad y la suficiencia, con las cuales la información relativa a dichas operaciones, el precio o las tasa y el volumen de estas, se hace disponible a los organismos de autorregulación, a los afiliados al sistema y al público en general. • Los administradores de sistemas de registro de operaciones sobre valores deberán informar a los organismos de autorregulación y a sus afiliados el precio o tasa, el volumen y la hora de registro de las operaciones registradas de acuerdo con su reglamento. • Se deberá revelar, al menos diariamente, por cada una de las especies registradas, de manera amplia y oportuna, los precios o tasas promedio, mínima, máxima y, volúmenes y número de transacciones que la componen.
Modalidad de Operaciones	• Podrán celebrarse operaciones de entrega inmediata, operaciones sobre físicos disponibles, operaciones a término, forwards, de futuros y opciones sobre bienes, productos, documentos, títulos, valores, derechos, derivados, contratos con subyacente agropecuario, agroindustrial o de otros <i>commodities</i>. • Podrán organizar subastas públicas de lo que sea objeto de negociación en dichas bolsas, en la forma que lo determine el reglamento general de las mismas.	Podrán celebrarse o registrarse operaciones de contado, operaciones a plazo, operaciones de reporto o repo, simultáneas, operaciones de transferencia temporal de valores y aquellas que de manera general y precio autorice la Superintendencia Financiera de Colombia.
Miembros/Participantes	• Solicitar su ingreso a la junta directiva, acreditando dentro del término que señalen los reglamentos, el cumplimiento de los requisitos objetivos establecidos por los administradores de las mismas. • Deberán estar inscritos en el Registro Nacional de Agentes del Mercado de Valores – RNAMV	• Estar inscritos en el Registro Nacional de Valores del Mercado de Valores – RNAMV • Ser admitido como afiliado al sistema de negociación de valores o a un sistema de registro de operaciones sobre valores. • Ser un intermediario de valores vigilado por la Superintendencia Financiera de Colombia o una autoridad autorizada para ser afiliada a un sistema de negociación de valores, miembro de un organismo de autorregulación y mantener tales calidades durante su permanencia como afiliado al sistema de negociación de valores o al sistema de registro de operaciones sobre valores.
Monitoreo		• Deberán adoptar y mantener mecanismos y procedimientos eficaces para monitorear las ofertas, posturas y operaciones que se realicen o se registren por conducto de sus sistemas, con el fin de verificar el cumplimiento por parte de los afiliados de las obligaciones que les asistan en tal calidad.

Compensación/Liquidación	Las operaciones deberán ser sujeto de compensación y liquidación a través de una entidad legalmente autorizada.	Todas las operaciones sobre valores realizadas en un sistema de negociación de valores o registradas en un sistema de registro de operaciones sobre valores deberán ser compensadas y liquidadas por el mecanismo de entrega contra pago en los sistemas de compensación y liquidación por la Superintendencia Financiera de Colombia.
---------------------------------	---	--

A la fecha de elaboración de este documento, el Mercado de Derivados Estandarizados de *Commodities* Energéticos (DERIVEX)¹³³ tiene aprobado el reglamento de negociación de valores y de registro de operaciones sobre valores. Se infiere por el marco regulatorio existente que la Bolsa Mercantil de Colombia u otra sociedad anónima a futuro pueda desarrollar esta actividad. Por ahora, asumimos que ambas sociedades podrían servir como infraestructura para la negociación y registro del Swap CREG y los swaps que a futuro sean registrados en el RNEV.

De otro lado, en el artículo 2.15.1.2.3 del Decreto Único se establece que las entidades administradoras de sistemas de negociación de valores y sistemas de registro de operaciones sobre valores tendrán los siguientes deberes:

- Expedir el reglamento de funcionamiento del sistema o sistemas que administre;
- Recibir, evaluar, tramitar y decidir las solicitudes de afiliación al sistema o sistemas que administre. Para tal efecto, deberá establecer en su reglamento criterios de admisión que garanticen la igualdad de condiciones para los postulantes;
- Llevar el registro de los afiliados al sistema o sistemas administrados y mantenerlo permanentemente actualizado;
- Llevar y mantener actualizado un registro de los valores que podrán ser transados o registrados por su conducto, que incluya las características e información necesaria para su correcta identificación, negociación y registro;
- Adoptar mecanismos eficaces para facilitar la compensación y liquidación eficiente de las operaciones sobre valores ejecutadas o registradas por conducto de los sistemas bajo su administración;
- Llevar un registro actualizado de los operadores autorizados;
- Contar con mecanismos y procesos para el manejo de la información de los sistemas que administran;
- Velar por el correcto funcionamiento del sistema o sistemas bajo su administración;
- Identificar, controlar y gestionar adecuadamente los riesgos a los que está expuesta la entidad y los sistemas que administre;
- Proveer información de precio o tasas y montos sobre las operaciones cerradas o registradas por su conducto a los proveedores de precios que autorice la Superintendencia Financiera de Colombia, atendiendo las instrucciones de carácter

¹³³ Superintendencia Financiera de Colombia, Resolución 1869 de 2010 – Por la cual se aprueba el reglamento de negociación de valores y de registro de operaciones sobre valores denominado “Mercado de Derivados Estandarizados de *Commodities* Energéticos” administrado por DERIVEX S.A.
<http://www.derivex.com.co/Normatividad/Resolución%201869%20reglamento.pdf>

general que para el efecto imparta dicho organismo y en los términos y condiciones que se acuerden con tales proveedores;

- Prestar a los organismos de autorregulación aprobados por la Superintendencia Financiera de Colombia la colaboración que resulte necesaria para el adecuado cumplimiento de sus funciones, incluyendo el suministro de la información que éstos requieran para el desarrollo y cumplimiento de tales funciones;
- Propender por la integridad, transparencia y eficiencia del mercado de valores en el ámbito de los sistemas que administre; y
- Guardar estricta confidencialidad sobre toda la información reservada de los afiliados y los antecedentes con las operaciones y los negocios realizados, sean estos pasados, presentes o futuros. Lo anterior sin perjuicio de aquella información que deba reportar periódica o eventualmente a las autoridades o a los organismos de autorregulación, en relación con los sistemas y sus respectivas operaciones realizadas o registradas, o de aquella información que deba entregar por decisión judicial o administrativa.

Tomando en consideración que la Superintendencia Financiera de Colombia aprueba los reglamentos de los sistemas de negociación y registro de valores y que existen unos lineamientos claros la elaboración de estos y basados en la presentación de la sección 3. sobre la experiencia internacional en términos de regulación de los mercados a plazo de energía eléctrica, se propone que se utilicen los sistemas de negociación y registro de valores que estén autorizados y con reglamentos aprobados por parte de ésta, para que sean los espacios de mercado para el cubrimiento de la demanda regulada y no regulada.

5.3 Esquema Institucional frente a Gestión de la Información

El esquema institucional alrededor del intercambio de información requiere de la definición de protocolos, en particular, entre las distintas instituciones que participan en la toma, consolidación, transmisión y monitoreo de la información del mercado. En ese sentido, se requerirían los siguientes acuerdos institucionales en términos de intercambio de información:

- 5.3.1 Acuerdos Interinstitucionales entre Superintendencia Financiera y Comisión de Regulación de Energía y Gas para el intercambio de información y la armonización regulatoria.

Este acuerdo entre las dos entidades tendría los siguientes propósitos:

1. Acordar normas que permitan la profundización, transparencia y eficiencia de los mercados a plazo de energía eléctrica y gas.
2. Asegurar el intercambio de información entre ambas entidades con el fin de asegurar el cumplimiento de los fines de cada una.

- 5.3.2 Acuerdos Interinstitucionales entre las plataformas de registro y/o de negociación y el operador del mercado de energía eléctrica para el intercambio de información

De acuerdo con el Decreto Único, la Superintendencia Financiera impartirá las instrucciones relativas a las interconexión de los sistemas de negociación de valores y los sistemas de registro de operaciones sobre valores, entre sí y con los sistemas de compensación y liquidación de operaciones sobre valores, los sistemas de compensación y liquidación de pagos, los depósitos centralizados de valores, las cámaras de riesgo central de contraparte y las entidades que suministren profesionalmente información al mercado de valores.

En este marco, es fundamental que se surtan los arreglos necesarios para que los registros de contratos swap, futuros, opciones y contratos en las plataformas de negociación y registro de valores sean transmitidas al operador del mercado de energía mayorista, XM S.A. E.S.P., con el fin de la realizar el ‘despacho’ de los mismos, o la liquidación financiera frente a las posiciones en el mercado de corto plazo. Lo anterior, evita la duplicación de garantías, de un lado, y de otro, permite que XM S.A. E.S.P. publique la información de contratos, de tal manera que cualquier participante del mercado pueda construir una curva forward de los productos transados.

5.3.3 Acuerdos interinstitucionales de intercambio de información entre el operador del mercado y la Superintendencia Financiera, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio.

5.3.4 Publicación de la información económica de los contratos

Se propone que una vez XM S.A. E.S.P. reciba la información de registro de contratos, ésta deberá realizar la publicación de dicha información en un espacio de su sitio web, cuidando de no revelar la información de las contrapartes en los instrumentos financieros derivados. Una propuesta para la presentación de dicha información se muestra en la siguiente tabla,

Tabla 24 – Información Mercados a Plazo

# Contrato	Tipo Contrato	Tipo Carga	Período Contrato	Precio				Garantías
				Precio	Techo Opción Call	Piso Opción Put	Opción Volumétrica	

Elaboración: ANDEG

5.4 Garantías y Cámara de Riesgo Central de Contraparte

De acuerdo con el artículo 2.15.1.1,7 del Decreto Único 2555 de 2010, todas las operaciones sobre valores realizadas en un sistema de negociación de valores o registradas en un sistema de registro de operaciones sobre valores deberán ser compensadas y liquidadas por el mecanismo de entrega contra pago en los sistemas de compensación y liquidación autorizados, salvo las excepciones contenidas en los reglamentos autorizados por la

Superintendencia Financiera de Colombia. De otro lado, la propuesta de la CREG plantea que el contrato debe ser compensado obligatoriamente en una Cámara Central de Riesgo de Contraparte.

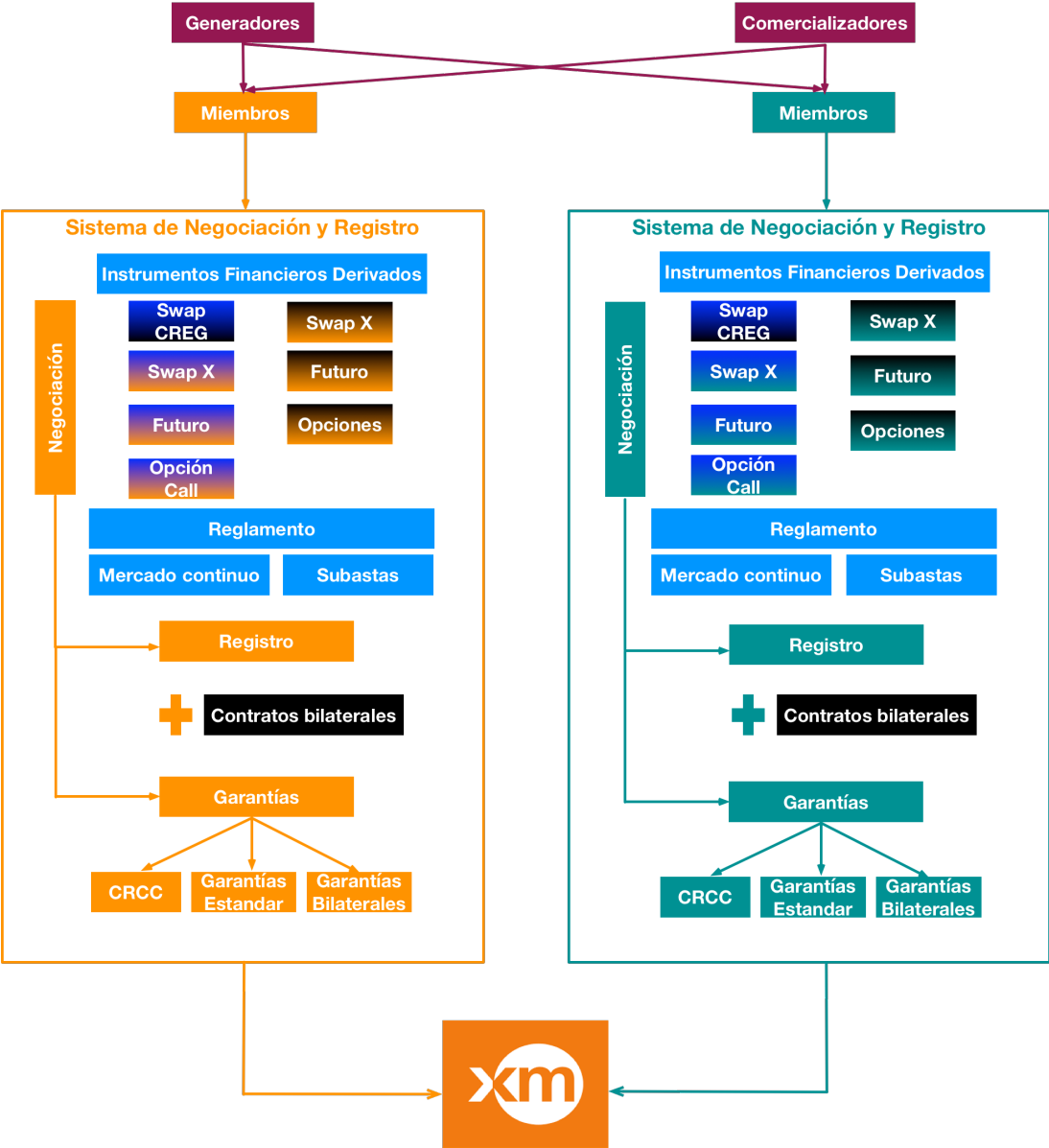
De la experiencia internacional analizada, se desprende que las operaciones de contratos swap en mercados OTC no es sujeta de compensación obligatoria sino opcional, cuando la transacción es realizada por dos agentes que son no financieros e incluso cuando una de las partes es un agente financiero.

En consecuencia, proponemos que los reglamentos de los sistemas de negociación y registro vigentes, como Derivex y a futuro otros sistemas, establezcan en los reglamentos que, para los contratos swap y bilaterales para la demanda regulada y no regulada, los agentes tengan la opción de elegir entre las siguientes tres alternativas:

1. Garantías Acordadas Bilateralmente
2. Garantías Estándar de los Sistemas de Negociación y Registro
3. Cámara de Riesgo Central de Contraparte.

A continuación, se presenta la propuesta de manera integral en el gráfico 3.

Gráfico 25 – Propuesta para un Mercado a Plazo en Colombia



Convenciones:

- Sistema de Negociación y Registro A
- Sistema de Negociación y Registro B
- Swap Transado para el Mercado Regulado en el Sistema A
- Swap Transado para el Mercado No Regulado en el Sistema B
- Swap Transado para el Mercado Regulado en el Sistema A
- Swap Transado para el Mercado No Regulado en el Sistema

6. Bibliografía

- [1] Biggar, Darryl R y Hesamzadeh, Mohammad Reza (2014). *The Economics of Electricity Markets*. Chichester, United Kingdom: IEEE Press and John Wiley & Sons.
- [2] Deng, S.J. y Oren, S (2006). *Electricity Derivatives and Risk Management*. Energy, vol. 31, issue 6, 940-953.
- [3] DIRECTIVA 2014/65/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 15 de mayo de 2014 relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE. Recuperado de: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014L0065>
- [4] Economic Consulting Associates (2015). *European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring*. Multiple Framework Contract ACER/OP/DIR/08/2013/LOT 2/RFS 05.
- [5] [Electronic Code of Federal Regulations \(2018\)](https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=17a8a6fc0f7831b2df354235368ee5c0&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title17/17cfrv1_02.tpl#0). Recuperado de: https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=17a8a6fc0f7831b2df354235368ee5c0&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title17/17cfrv1_02.tpl#0
- [6] Energy Information Administration (2002). *Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries*. Washington DC, United States: U.S Department of Energy.
- [7] Federal Energy Regulatory Commission (2002). *Notice of Proposed Rulemaking. Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design*.
- [8] Federal Energy Regulatory Commission (2008). *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. Notice of Proposed Rulemaking. 122FERC ¶ 61,167.
- [9] Federal Energy Regulatory Commission (2008). *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 125FERC ¶ 61,071.
- [10] Federal Energy Regulatory Commission (2008). *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 125FERC ¶ 61,072.
- [11] Federal Energy Regulatory Commission (2008). *Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets*. 121FERC ¶ 61,167.
- [12] Geman, Hélyette (2005). *Commodities and Commodity Derivatives - Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy*. Chichester, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd.
- [13] Hunt, Sally (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York, United States: John Wiley & Sons, Inc.

[14] Ing-Haw, Cheng y Xiong, Wei (2013). *The Financialization of Commodity Markets*. Working Paper 19642, National Bureau of Economic Research. Recuperado de: <http://www.nber.org/papers/w19642>

[15] Intercontinental Exchange (2018). *ICE Swap Trade*. Recuperado de: <https://www.theice.com/swap-trade#products>

[16] Intercontinental Exchange (2018). *PJM Western Hub Real-time Off-peak Daily Fixed Price Future*. Recuperado de: <https://www.theice.com/products/6590502/PJM-Western-Hub-Real-Time-Off-Peak-Daily-Fixed-Price-Future/specs>

[17] Joskow, Paul L. y Schmalensee, Richard (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Deregulation*. Cambridge, United States: The MIT Press.
Ley 143 de 1994.

[18] Market Observatory for Energy of the European Commission (2016). *Quarterly Report on European Electricity Markets*. Volume 9. Brussel, Belgium: European Commission.

[19] Ospina, Andrés (2013). *La libre competencia económica frente a la intervención del Estado en la Economía*. Con-Texto, Revista de Derecho y Economía. No.40, 13-57.

[20] Parlamento Europeo, *Directiva 2009/72/CE*.

[21] Pindyck, Robert S (2001). *The Dynamics of Commodity Spot and Futures Markets: A Primer*. Cambridge, United States: Center for Energy and Environmental Policy Research - MIT, 01-002 WP.

[22] REGLAMENTO (UE) No 600/2014 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 15 de mayo de 2014 relativo a los mercados de instrumentos financieros y por el que se modifica el Reglamento (UE) No 648/2012. Recuperado de: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014R0600>

[23] REGLAMENTO (UE) No. 1227/2011 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO del 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

[24] REGULATION (EU) No. 648/2012 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL of 4 July 2012 on OTC derivatives, central counterparties and trade repositories.

[25] Resolución CREG 024 de 1995.

[26] Resolución CREG 112 de 1998.

[27] Resolución CREG 065 de 2006.

[28] Resolución CREG 167 de 2008.

[29] Schweppe, Fred C., Caramanis, Michael C., Tabors, Richard D. y Bohn, Roger E (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Dordrecht, Netherlands: Kluwer Academic Publishers.

[30] Serna Machado, Carlos Alberto (2012). *Análisis comparativo del nuevo mercado de derivados financieros de energía en Colombia con otros mercados internacionales de electricidad, problemas potenciales y posibles soluciones*. Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.

[31] Smith, Noah (2017). *Market Failure Looks Like the Culprit in Rising Costs*. Bloomberg View. Recuperado de: <https://www.bloomberg.com/view/articles/2017-02-16/market-failure-looks-like-the-culprit-in-rising-costs>

[32] Soft, Steven (2002). *Power Systems Economics - Designing Markets for Electricity*. New York, United States: IEEE Press and John Wiley & Sons, Inc.

[33] Taleb, Nassim Nicholas (2018). *Skin in the Game*. New York, United States: Penguin Random House LLC.

[34] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2010). *An Act "To promote the financial stability of the United States by improving accountability and transparency in the financial system, to end 'too big to fail', to protect the American taxpayer by ending bailouts, to protect consumers from abusive financial services practices, and for other purposes"*. Recuperado de: http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@swaps/documents/file/hr4173_enrolledbill.pdf

[35] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2013). *Final Order in Response to a Petition from Certain Independent System Operators and Regional Transmission Organizations To Exempt Specified Transactions Authorized by a Tariff or Protocol Approved by the Federal Energy Regulatory Commission or the Public Utility Commission of Texas From Certain Provisions of the Commodity Exchange Act Pursuant to the Authority Provided in the Act*.

[36] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2010). *One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act. 5 de Enero de 2010. Sec. 721. Definitions*. Recuperado de: http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@swaps/documents/file/hr4173_enrolledbill.pdf

[37] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2012). *Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission. Final Rule*.

[38] U.S. Code, Commodity Exchange Act, 1a(19).

[39] U.S. Commodity Futures Trading Commission and Securities Exchange Commission (2015). *Forward Contracts with Embedded Volumetric Optionality-Final Interpretation*. 80 FR 28239.

[40] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2013). *Final Order in Response to a Petition from Certain Independent System Operators and Regional Transmission Organizations to Exempt Specified Transactions Authorized by a Tariff or Protocol Approved by the Federal Energy Regulatory*

Commission or the Public Utility Commission of Texas From Certain Provisions of the Commodity Exchange Act Pursuant to the Authority Provided in the Act.

[41] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2018). *CFTC Glossary*. Recuperado de:
<http://www.cftc.gov/ConsumerProtection/EducationCenter/CFTCGlossary/>

[42] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2018). *Disaggregated Commitments of Traders – Options and Futures Combined*. Recuperado de:
http://www.cftc.gov/dea/options/electricity_lof.htm

[43] U.S. Commodity Futures Trading Commission (2018). *Disaggregated Commitments of Traders Report – Explanatory Notes*. Recuperado de:
<http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@commitmentsoftaders/documents/file/disaggregatedcotexplanatorynot.pdf>

[44] XM, (2016). Presentación: *Situación actual de la contratación a plazo en Colombia*. Bogotá, Colombia.

Anexo 1

Cuadro 1

Datos notificables de los contratos estándar de suministro de electricidad y gas

(Formulario estándar de notificación)

Campo N°	Identificador de campo	Descripción
		Partes en el contrato
1	ID del participante en el mercado o de la contraparte	El participante en el mercado o la contraparte en cuyo nombre se notifica el registro de la transacción estará identificado con un código único.
2	Tipo de código utilizado en el campo 1	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).
3	ID del operador y/o del participante en el mercado o de la contraparte identificados como tales por el mercado organizado	El nombre de usuario o la cuenta comercial del operador y/o del participante en el mercado o de la contraparte especificados por el sistema técnico del mercado organizado.
4	ID del otro participante en el mercado o de la otra contraparte	Código único de identificación de la otra contraparte del contrato.
5	Tipo de código utilizado en el campo 4	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).
6	ID de la entidad notificante	ID de la entidad notificante.
7	Tipo de código utilizado en el campo 6	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).
8	ID del beneficiario	Si el beneficiario del contrato en la acepción del artículo 8, apartado 1, del Reglamento (UE) no 1227/2011 es contraparte en este contrato, el campo se debe dejar en blanco. Si el beneficiario del contrato no es contraparte en el presente contrato, la contraparte notificante debe identificar al beneficiario mediante un código único.

9	Tipo de código utilizado en el campo 8	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).
10	Calidad en la que actúa en la negociación el participante en el mercado o la contraparte del campo 1	Indica si la contraparte notificante ha celebrado el contrato en calidad de principal que actúa por cuenta propia (en su propio nombre o en nombre de un cliente), o como agente, por cuenta y en nombre de un cliente.
11	Indicador de compra/venta	Indica si el contrato fue una compra o una venta para el participante en el mercado o la contraparte identificada en el campo 1.
12	Iniciador/Agresor	Cuando la operación se ejecuta en una plataforma de intermediación electrónica o asistida por voz, el iniciador es la parte que formuló primero la orden firme en el mercado, y el agresor la parte que inicia la transacción.
13	ID de la orden	La orden se identificará mediante un código único de identificación facilitado por el mercado o las contrapartes.
14	Tipo de orden	El tipo de orden tal como la define la funcionalidad ofrecida por el mercado organizado.
15	Condición de la orden	Condición especial para la orden que se vaya a ejecutar.
16	Estado de la orden	El estado de la orden, por ejemplo, si la orden está activa o desactivada.
17	Volumen mínimo de ejecución	Volumen mínimo de ejecución — La cantidad/volumen de cualquier ejecución mínima definida.
18	Límite de precio	El precio definido del límite para la orden de venta al umbral de aplicación.
19	Volumen no revelado	El volumen de la orden no revelado al mercado.
20	Duración de la orden	La duración de la orden es el tiempo en que la orden existe dentro del sistema hasta que es eliminada/cancelada salvo si se ejecuta.
		Datos del contrato
21	ID del contrato	El contrato se identificará mediante un código único de identificación facilitado por el mercado o las contrapartes.
22	Nombre del contrato	El nombre del contrato determinado por el mercado organizado.
23	Tipo de contrato	El tipo del contrato.
24	Producto energético	La clasificación del producto energético.
25	Índice de fijación o precio de referencia	El índice de fijación que establece el precio del contrato o el precio de referencia de los derivados.
26	Método de liquidación	Indicación de si se liquida en especie, en efectivo, con opciones, u otros.

27	ID del mercado organizado/extrabursátil	En el caso de que el participante en el mercado utilice un mercado organizado para ejecutar el contrato, el mercado organizado se identificará mediante un código único.
28	Horario de negociación del contrato	El horario de negociación del contrato.
29	Fecha y hora de la última negociación	La fecha y hora de la última negociación del contrato notificado.
		Datos de la transacción
30	Marca de tiempo de la transacción	La fecha y hora de la ejecución del contrato o de presentación de la orden, o su modificación, cancelación o rescisión.
31	ID único de la transacción	Identificador único de una transacción asignado por el mercado organizado de ejecución, o por dos participantes en el mercado en caso de contratos bilaterales, para casar las dos partes de una transacción.
32	ID vinculado de transacción	El identificador vinculado de la transacción debe identificar el contrato asociado a la ejecución.
33	ID vinculado de la orden	El identificador vinculado de la orden debe identificar la orden asociada a la ejecución.
34	Intermediada de viva voz («Voice brokered»)	Indica si la transacción fue intermediada de viva voz: marcar con una «Y» en caso afirmativo, espacio en blanco en caso negativo.
35	Precio	El precio por unidad.
36	Valor del índice	El valor del índice de fijación.
37	Moneda del precio	La divisa en que se expresa el precio.
38	Importe notional	Valor del contrato.
39	Moneda notional	La divisa del importe notional.
40	Cantidad/volumen	El número de unidades incluidas en el contrato o la orden.
41	Cantidad total notional del contrato	El número total de unidades del producto energético al por mayor.
42	Unidad de cantidad para los campos 40 y 41	La unidad de medición utilizada en los campos 40 y 41.
43	Fecha de terminación	Fecha de terminación del contrato notificado. Si esta fecha no difiere de la de finalización de la entrega, este campo se dejará en blanco.
		Datos de la opción
44	Estilo de la opción	Indicación de si la opción solo puede ejercitarse en una fecha determinada, (estilo europeo y asiático), en una serie de fechas predeterminadas (estilo «bermuda») o en cualquier momento durante el período de vigencia del contrato (estilo americano).
45	Tipo de opción	Indica si la opción es de compra, de venta, u otra.

46	Fecha de ejercicio de la opción	La fecha o fechas en que se ejercita la opción. Si es más de una, se pueden utilizar campos adicionales.
47	Precio de ejercicio de la opción	Precio de ejercicio de la opción.
		Perfil de entrega
48	Punto o zona de entrega	Códigos EIC de los puntos de entrega o de las áreas de mercado.
49	Fecha de inicio de la entrega	La fecha de inicio de la entrega.
50	Fecha de finalización de la entrega	La fecha de finalización de la entrega.
51	Duración	La duración del período de entrega.
52	Tipo de carga	Identificación del perfil de entrega (carga de base, carga máxima, carga mínima, bloque de horas u otro)
53	Días de la semana.	Los días de la semana de la entrega.
54	Intervalos de entrega de carga	El intervalo de tiempo para cada bloque o forma.
55	Capacidad de entrega	El número de unidades incluidas en la transacción, por intervalo de tiempo de entrega.
56	Unidad de cantidad utilizada en el campo 55	La unidad de medida utilizada.
57	Precio por cantidad por intervalo de tiempo de entrega	Si procede, el precio por cantidad por intervalo de tiempo de entrega.
		Información del ciclo de vida
58	Tipo de actuación	Si la notificación contiene: — un contrato o una actuación postnegociación por primera vez, en cuyo caso se indicará «new»; — una modificación de los detalles de un contrato previamente notificado, en cuyo caso se indicará «modify»; — la cancelación de una notificación enviada por error se indicará como «error»; — la terminación de un contrato en vigor o de una orden de negociación, en cuyo caso se indicará «cancel»;

Cuadro 2

Detalles notificables de los contratos atípicos de suministro de electricidad y gas

(Formulario atípico de notificación)

Campo N°	Identificador de campo	Descripción
Partes en el contrato		
1	ID del participante en el mercado o de la contraparte	El participante en el mercado o la contraparte en cuyo nombre se notifica el registro de la transacción estará identificado con un código único.
2	Tipo de código utilizado en el campo 1	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).
3	ID del otro participante en el mercado o de la otra contraparte	Código único de identificación de la otra contraparte del contrato.
4	Tipo de código utilizado en el campo 3	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).
5	ID de la entidad notificante	ID de la entidad notificante.
6	Tipo de código utilizado en el campo 5	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).
7	ID del beneficiario	Si el beneficiario del contrato en la acepción del artículo 8, apartado 1, del Reglamento (UE) no 1227/2011 es contraparte en este contrato, el campo se debe dejar en blanco. Si el beneficiario del contrato no es contraparte en el presente contrato, la contraparte notificante debe identificar al beneficiario mediante un código único.
8	Tipo de código utilizado en el campo 7	Código de registro de la ACER, identificador de la entidad jurídica (LEI), código identificador del banco (BIC), código de identificación de la energía (EIC), número mundial de localización (GLN/GS1).

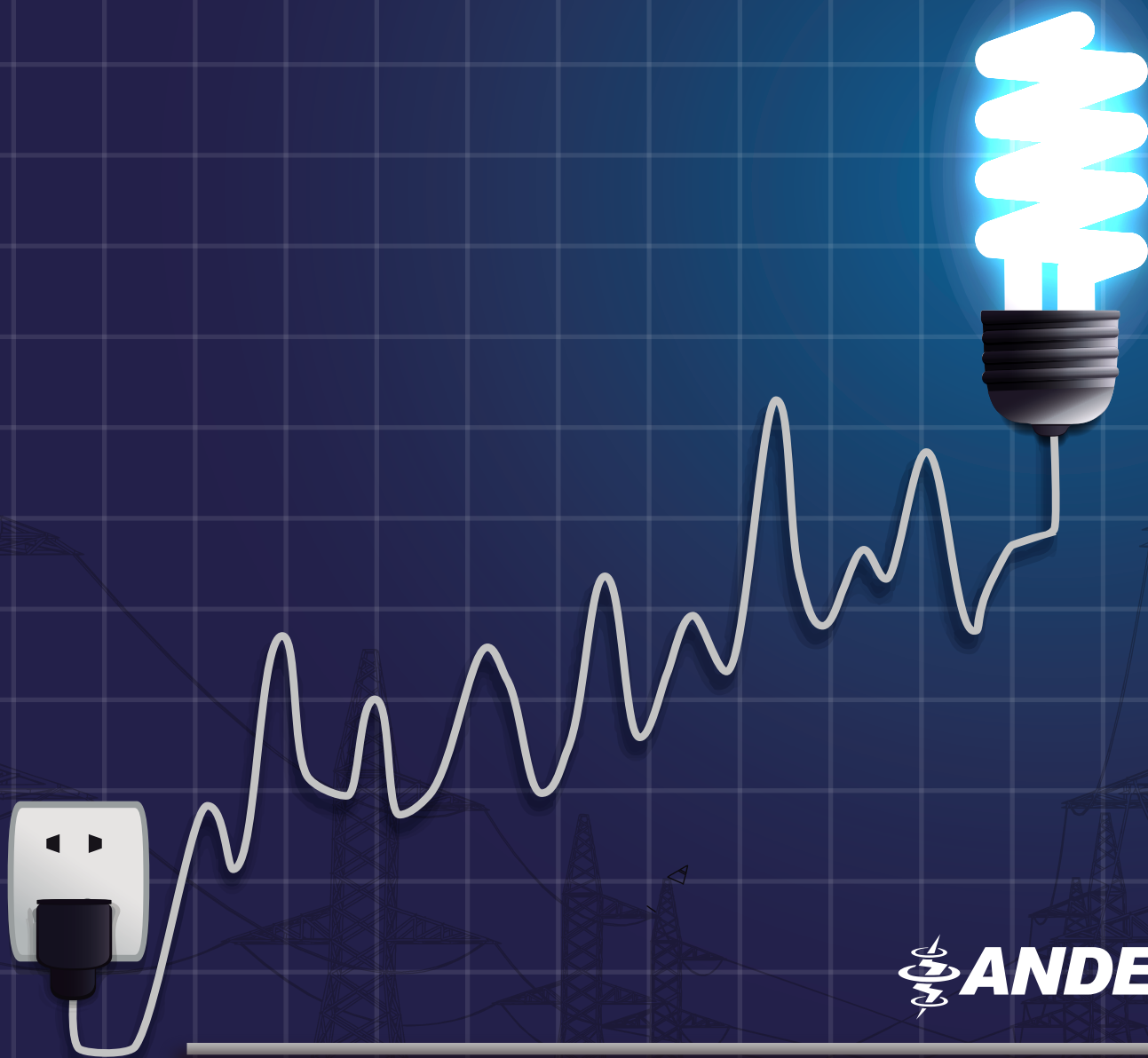
9	Calidad en la que actúa en la negociación el participante en el mercado o la contraparte del campo 1	Indica si la contraparte notificante ha celebrado el contrato en calidad de principal que actúa por cuenta propia (en su propio nombre o en nombre de un cliente), o como agente, por cuenta y en nombre de un cliente.
10	Indicador de compra/venta	Indica si el contrato fue una compra o una venta para el participante en el mercado o la contraparte identificada en el campo 1.
		Datos del contrato
11	ID del contrato	Identificador único del contrato asignado por los dos participantes en el mercado.
12	Fecha de contrato	La fecha de celebración del contrato o de su modificación, cancelación o terminación.
13	Tipo de contrato	El tipo de contrato.
14	Producto energético	La clasificación del producto energético del contrato celebrado.
15	Precio o fórmula del precio	Precio fijo o fórmula de precio utilizada en el contrato.
16	16 Importe notional estimado	El importe notional estimado del contrato (si procede).
17	Moneda notional	La divisa del importe notional estimado.
18	Cantidad total notional del contrato	El número total estimado de unidades del producto energético al por mayor. Se trata de una cifra calculada.
19	Capacidad de opcionalidad del volumen	El número de unidades incluidas en el contrato, por intervalo de tiempo de entrega disponible.
20	Unidad de cantidad notional	La unidad de medición utilizada en los campos 18 y 19.
21	Opcionalidad del volumen	La clasificación del volumen.
22	Frecuencia de la opcionalidad del volumen	La frecuencia de la opcionalidad del volumen: por ejemplo, diaria, semanal, mensual, estacional, anual u otra, si está disponible.
23	Intervalos de opcionalidad del volumen	Los intervalos temporales para cada opcionalidad de volumen, si están disponibles.
		Datos de los índices de fijación
24	Tipo de índice de precios	Los precios clasificados según si son fijos, índice simple (simple subyacente) o fórmulas de precio complejas (múltiple subyacente).
25	Índice de fijación	Lista de índices que determinan el precio del contrato. Para cada índice, especificar el nombre. En caso de una cesta de índices para la que no exista un identificador único, se indicará la cesta o el índice.
26	Tipos de índice de fijación	Al contado, a plazo, permuta financiera, diferencial, etc.
27	Fuentes de índices de fijación	Para cada índice, especificar la fuente de publicación. En caso de una cesta de índices para la que no exista un identificador único, se indicará la cesta o el índice.

28	Primera fecha de fijación	Primera fecha de fijación determinada por la fecha más temprana de todas las fijaciones.
29	Última fecha de fijación	Última fecha de fijación determinada por la fecha más reciente de todas las fijaciones.
30	Frecuencia de fijación	La frecuencia de la fijación: por ejemplo, diaria, semanal, mensual, estacional, anual u otra.
31	Método de liquidación	Indicación de si se liquida en especie, en efectivo, con opciones, u otros.
		Datos de la opción
32	Estilo de la opción	Indica si la opción puede ejercitarse en una fecha determinada, (estilo europeo y asiático), en una serie de fechas predeterminadas (estilo «bermuda») o en cualquier momento durante el período de vigencia del contrato (estilo americano).
33	Tipo de opción	Indica si la opción es de compra, de venta, u otra.
34	Fecha de primer ejercicio de la opción	Primera fecha de ejercicio determinada por la fecha más temprana de todos los ejercicios.
35	Fecha del último ejercicio de la opción	Última fecha de ejercicio determinada por la fecha más reciente de todos los ejercicios.
36	Frecuencia de ejercicio de la opción	La frecuencia de la opcionalidad del volumen: por ejemplo, diaria, semanal, mensual, estacional, anual u otra.
37	Índice de ejercicio de la opción	Para cada índice, especificar el nombre. En caso de una cesta de índices para la que no exista un identificador único, se indicará la cesta o el índice.
38	Tipo de índice de ejercicio de la opción	Al contado, a plazo, permuta financiera, diferencial, etc.
39	Fuente del índice de ejercicio de la opción	Para cada índice, especificar el tipo de fijación. En caso de una cesta de índices para la que no exista un identificador único, se indicará la cesta o el índice.
40	Precio de ejercicio de la opción	Precio de ejercicio de la opción.
		Perfil de entrega
41	Punto o zona de entrega	Códigos EIC de los puntos de entrega o de las áreas de mercado.
42	Fecha de inicio de la entrega	Fecha y hora de inicio de la entrega. En relación con los contratos con entrega física, la fecha de finalización de la entrega del contrato.
43	Fecha de finalización de la entrega	Fecha y hora de finalización de la entrega. En relación con los contratos con entrega física, la fecha de finalización de la entrega del contrato.
44	Tipo de carga	Identificación del perfil de entrega (carga de base, carga máxima, carga mínima, bloque de horas u otro)

45	Tipo de actuación	Si la notificación contiene: — un contrato comunicado por primera vez se indicará como «new»; — una modificación de los datos de un contrato previamente notificado, se indicará como «modify»; — la cancelación de una notificación enviada por error se indicará como «error»; — la terminación de un contrato en vigor se indicará como «cancel»;
----	-------------------	---

EL MERCADO DE CONTRATOS FINANCIEROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Análisis y propuestas



 **ANDEG**