



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Implementación de Mercados Intradiarios de Generación en Colombia

Juan Felipe Jaramillo Arenas

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión

Medellín, Colombia

2017

Implementación de Mercados Intradiarios de Generación en Colombia

Juan Felipe Jaramillo Arenas

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería – Sistemas Energéticos

Director:

Ph.D., Carlos Jaime Franco Cardona

Línea de Investigación:

Mercados Energéticos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión

Medellín, Colombia

2017

Resumen

En este documento se realiza un análisis de las condiciones de operación del mercado de corto plazo de electricidad en Colombia, encontrando opciones de mejora relacionadas principalmente con la formación del precio y la oportunidad para usar la información en las decisiones de uso de los recursos. Para aprovechar estas opciones, se requiere generar compromisos firmes de los agentes y acercar los tiempos de operación con el momento en el que se toman las decisiones, condiciones que se alcanzarían con la implementación de un mercado intradiario.

Para identificar un diseño que pueda ajustarse al sistema colombiano, se realiza un análisis comparativo con mercados maduros que operan en algunas regiones de Estados Unidos y Europa, los cuales cuentan con mercados intradiarios de energía. Adicionalmente, se estudian los comentarios y recomendaciones del regulador, gremios, consultores y otros agentes de la industria, que ya han planteado esta necesidad.

Finalmente, se presenta una propuesta de mercado intradiario de electricidad para Colombia, basada en el desarrollo de un mercado del día siguiente sin externalidades en el precio, manteniendo la formación de precio en un nodo único, incluyendo la participación activa de la demanda y con compromisos financieros firmes para los agentes; complementado inicialmente con tres sesiones de subasta intradiarias que permitan ajustar con la mejor información disponible, las posiciones resultantes del mercado del día siguiente. Conforme madure el mercado, en el mediano plazo se podría incrementar el número de rondas de subasta e incluso migrar a un esquema de precios por zonas.

Palabras clave: Mercado *spot* de energía, mercado intradiario de energía, mercado en tiempo real, mercado mayorista de energía.

Abstract

This document analyzes the operation conditions of Colombian spot electricity market, finding some improvement opportunities mainly related with price formation and the well-timed use of the information to take decisions about use of resources. To take advantage of these opportunities, it is needed to have binding obligations for market participants and to make closer the operation time with the time of decision making, conditions that will be reached by implementing an intraday electricity market.

To identify an adequate market design for Colombian system, it makes a benchmarking with mature electricity markets operating in some regions of USA and Europe, which already have intraday markets. In addition, it also reviews the comments and recommendations from regulator, consultants and other industry stakeholders, that already have identified this need.

Finally, it presents a proposal to an intraday electricity market for Colombian spot market, based in the development of day ahead market with a price without externalities, keeping price formation in a single node scheme, including active demand participation and binding obligations for market participants; complemented at the beginning, with three intraday auctions, who let the agents adjust with the better available information, positions resulting from day ahead market. According with market maturity, in mid-term could be more intraday rounds and even move to a zonal price scheme.

Keywords: Spot energy market, intraday energy market, real time energy market, wholesale energy market.

Contenido

	Pág.
Resumen.....	V
Abstract.....	VI
Lista de figuras	IX
Lista de tablas.....	X
Lista de abreviaturas	XI
Introducción	1
Capítulo 1. Antecedentes.....	3
Capítulo 2. Mercado de corto plazo en Colombia.....	7
2.1 Despacho del día siguiente o <i>Day Ahead</i>	7
2.1.1 Oferta de generación.....	7
2.1.2 Demanda	8
2.1.3 Predespacho ideal y despacho programado.....	9
2.2 Operación en tiempo real.....	10
2.3 Despacho ideal y precio de bolsa.....	10
2.4 Efectos identificados sobre la operación.....	12
2.4.1 Proyección de la demanda.....	12
2.4.2 Información sobre desviaciones.....	13
2.4.3 Información sobre PM y PFA	14
2.4.4 Información sobre redespachos	16
2.4.5 Información sobre vertimientos.....	18
2.4.6 Oportunidad de las plantas térmicas.....	19
2.4.7 Otras variables.....	21
2.5 Resultados y oportunidades de mejoramiento.....	23
Capítulo 3. Estudios y propuestas sectoriales.....	27
3.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas	27
3.2 Departamento Nacional de Planeación	29
3.3 Consultores CREG	30
3.3.1 David Harbord.....	30
3.3.2 Luciano de Castro.....	30
3.3.3 Shmuel Oren y Alfredo García.....	31
3.3.4 Nils-Henrik Von Der Fehr.....	31
3.4 XM.....	32
3.5 ACCE.....	32

3.6	ANDEG	33
3.7	Andesco	33
Capítulo 4.	Objetivos	35
4.1	Objetivo general	35
4.2	Objetivos específicos	35
Capítulo 5.	Operación mercados internacionales.....	36
Capítulo 6.	Propuesta de ajuste al mercado	43
6.1	Mercado diario.....	43
6.1.1	Separación de mercados	43
6.1.2	Ofertas.....	44
6.1.3	Localización de las ofertas	45
6.1.4	Precios de Arranque y Parada	45
6.1.5	Plantas Filo de Agua, Renovables Intermitentes y No Despachadas Centralmente	46
6.1.6	Demanda Activa	46
6.1.7	Publicación de Información	47
6.1.8	Ofertas virtuales.....	47
6.1.9	Tipo de compromiso	48
6.2	Mercado intradiario.....	48
6.2.1	Tipo de mercado	48
6.2.2	Sesiones intradiarias	48
6.2.3	Formación de precio y temporalidad de entrega.....	49
6.3	Balance y Liquidación.....	50
6.3.1	Balances	50
6.3.2	Congestionamiento de transmisión.....	51
6.3.3	Servicios Auxiliares	52
6.3.4	Liquidación.....	52
6.3.5	Recaudo del Cargo por Confiabilidad y FAZNI.....	53
6.4	Transición.....	53
Capítulo 7.	Conclusiones y recomendaciones	55
7.1	Conclusiones.....	55
7.2	Recomendaciones	57
Referencias.....		59
A.	Anexo: Descripción del funcionamiento de los mercados internacionales	67

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1: Esquema de Despeje del Mercado	9
Figura 2-2. Desvío diario en la proyección de demanda	13
Figura 2-3. Desviaciones en el MEM	14
Figura 2-4. Ajuste en la generación del SIN por variación de las PM y PFA	16
Figura 2-5. Redespachos diarios en el MEM vs generación real del sistema	17
Figura 2-6. Vertimientos aprovechables en el MEM	18
Figura 2-7. Valor estimado de los vertimientos aprovechables	19
Figura 2-8. Cantidades diarias transadas mercado secundario de gas natural - Ballena	20
Figura 2-9. Cantidades diarias transadas mercado secundario de gas natural - Cusiana	20
Figura 2-10. Variación del Delta I y efecto en el Precio de Bolsa	22
Figura 2-11. Variación del CERE y efecto en el Precio de Bolsa	23
Figura 2-12. Variación del precio despacho vs real.....	25
Figura 2-13. Costo de las variaciones de precio en la demanda.....	26
Figura 5-1. Comparación capacidad instalada mercados analizados	40
Figura A-1. Esquema operativo mercados europeos	79

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 5-1. Elementos de los mercados del día siguiente	36
Tabla 5-2. Elementos de los mercados intradiarios.....	38
Tabla 6-1. Sesiones de mercado propuestas	50
Tabla 6-2. Precios para desbalances	51
Tabla A-1. Cantidades Transadas por EPEX Spot 2015.....	80
Tabla A-2. Operadores de Mercados por Zona – EPEX Spot SE.....	81
Tabla A-3. Productos Mercado Intradiario <i>Spot</i> EPEX UK.....	85
Tabla A-4. Productos Mercado Intradiario <i>Prompt</i> EPEX UK	85
Tabla A-5. Operadores por mercado de NORD POOL	86
Tabla A-6. Tipos de productos en el Elbas de NORD POOL.....	87
Tabla A-7. Tipos de órdenes en el mercado intradiario de NORD POOL.....	89
Tabla A-8. Sesiones mercado intradiario del MIBEL	92
Tabla A-9. Sesiones de mercado intradiario de GME	94

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
ACCE	Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía
AEMO	<i>Australia Energy Market Operator</i>
AGC	Control Automático de Generación
ANDEG	Asociación Nacional de Generadores
ANDESCO	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CEE	Costo Equivalente de la Energía
CERE	Costo Equivalente Real de la Energía
CND	Centro Nacional de Despacho
COP	Pesos Colombianos
COP	Pesos Colombiano
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
ECC	<i>European Commodity Clearing</i>
EGC	<i>Economic Generation Control</i>
ENFICC	Energía Firme del Cargo por Confiabilidad
EPEX	<i>European Power Exchange</i>
EUR	Euros
FAZNI	Fondo de Apoyo a las Zonas No Interconectadas
FRNCE	Fuentes Renovables No Convencionales de Energía
GBP	Libras Esterlinas
GME	<i>Gestore Mercati Energetici</i>
GWh	Gigavatios por hora
IEX	<i>Indian Energy Exchange</i>
kWh	Kilovatios por hora
LMP	<i>Local Marginal Price</i>
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MISO	<i>Midwest Independent System Operator</i>
MW	Megavatios
MWh	Megavatios por hora
NDC	Plantas No Despachadas Centralmente
NEM	<i>National Energy Market Australia</i>
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i>
OCG	Opción de Compra de Gas
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OMIE	Operador del Mercado Ibérico – Polo Español
OMIP	Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués
PAP	Precio de Arranque y Parada
PCC	Precio del Cargo por Confiabilidad
PCR	<i>Price Coupling Regions</i>

Abreviatura	Término
PFA	Plantas Filo de Agua
PM	Plantas Menores
REE	Red Eléctrica de España
REN	Redes Energéticas Nacionales
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i>
SCED	<i>Security Constrained Economic Dispatch</i>
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNC	Sistema Nacional de Consignaciones
SP	<i>South Pool</i>
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TWh	Teravatios por hora
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	Dólares Americanos
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
XM	XM Compañía de Expertos en Mercados

Introducción

La liberalización del sector eléctrico, se ha venido presentando en los diferentes países del mundo desde principios de los años noventa, cambiando la manera en la cual se da la operación de la industria. Dentro de los cambios, la promoción de ambientes de competencia en los mercados mayoristas, especialmente en la actividad de generación, ha consumido gran parte del tiempo de planeación de las autoridades y reguladores.

La competencia en generación ha estado sujeta al desafío de manejar adecuadamente las diferencias entre las condiciones técnicas y la eficiencia económica necesaria para un servicio público. En general, los reguladores han optado por la implementación de mercados competitivos, con esquemas tipo *pool* o tipo bilateral, soportados en sistemas *exchange* (Gan & Litvinov, 2003).

Los análisis realizados por Milligan, Orths, Lynch, & Söder (2014) indican que conforme han evolucionado las tecnologías y las exigencias ambientales, han cambiado las exigencias que los mercados tienen. Los mercados fueron diseñados para asegurar inversiones eficientes y la operación de unidades de generación convencional. Pero ahora tienen dificultades para asegurar beneficios a todos los participantes de los mercados y para integrar las fuentes renovables intermitentes.

Colombia no es ajena a estas situaciones y por tanto se hace necesario estudiar alternativas para atender problemas relacionados con la incertidumbre en los procesos de proyección de variables o condiciones operativas propias de las unidades y que se afectan la disponibilidad de los recursos.

Atendiendo esta condición, el análisis se orienta a mercados calificados como referentes, buscando elementos que puedan aportar al desarrollo del sistema colombiano. Es el caso de los mercados norteamericanos y europeos, los cuales se encuentran entre los más maduros del mundo actual (Imran & Kockar, 2014). Estos mercados cuentan con diferentes tipos de mercados de energía, servicios auxiliares, mercados de reserva, contratos bilaterales, entre otros. Uno de los mecanismos de transacción con los que cuentan estos sistemas, son los mercados intradiarios.

Para estos efectos, un mercado intradiario se entiende como un mercado de corto plazo, cercano a la operación en tiempo real del sistema, que busca valorar los ajustes que experimentan las plantas de generación al momento de operar y transferir estas señales al indicador fundamental del mercado, como es el precio de la energía.

La hipótesis bajo la cual se desarrolla el presente documento, parte del supuesto de que la implementación de un mercado intradiario representa mayores eficiencias y mayor transparencia para todos los agentes participantes. Estas posibles ventajas, no han sido aprovechadas hasta ahora en el mercado colombiano de energía eléctrica.

El presente documento pretende abordar las posibilidades de implementación y alternativas de diseño para el desarrollo de un mercado intradiario en el sistema eléctrico colombiano.

El documento se organiza en 7 secciones. En la primera sección se presentan algunos antecedentes relevantes que enmarcan el desarrollo general del estudio. El segundo capítulo aborda en detalle el diseño actual del mercado de corto plazo en Colombia, identificando las oportunidades de mejoramiento. El capítulo 3 propone los objetivos del estudio. La cuarta sección toma referencias de los algunos mercados identificados, extractando las principales características de cada uno ellos. El quinto capítulo complementa las referencias con los estudios y propuestas desarrollados hasta ahora en Colombia sobre mercados intradiarios. El capítulo 6 se enfoca en la construcción de una propuesta con alternativas de diseño para el mercado intradiario de generación en el sistema colombiano. Finalmente el capítulo 7 expone las conclusiones y recomendaciones del documento.

Capítulo 1. Antecedentes

Desde su implementación en 1995, resultado de la reestructuración posterior al racionamiento de 1992-1993, el despacho eléctrico en Colombia ha operado como un mercado competitivo con libertad vigilada, basado en precios tipo *day ahead*. En este, los generadores presentan cada día, una oferta de precio y una declaración horaria de disponibilidad para la operación del día siguiente. El esquema, que tomó como referencia el mercado inglés de los años noventa, ha sido exitoso para la fijación del precio, permitiendo incentivar la eficiencia, la confiabilidad y evitar nuevos racionamientos (Larsen, Dyner, Bedoya V, & Franco, 2004).

Sin embargo, a pesar de haber sufrido ajustes para controlar comportamientos no deseados de los agentes, pareciera que la metodología hubiese llegado a un estancamiento, sin incorporar nuevas tendencias, tecnología y optimización económica, que le permita acercarse más a lo que sucede en la realidad.

Los países que han incorporado el uso a gran escala de energías renovables, como la eólica y solar, han requerido con urgencia el desarrollo de soluciones que atiendan la variabilidad y dificultad de predicción de la producción de estos recursos. Para ello, se ha buscado aproximar lo máximo posible el despacho y la operación real, mediante la implementación de mercados en tiempo real o intradiarios (Chaves-Ávila & Fernandes, 2015). Adicionalmente, la implementación de mercados líquidos, ha permitido fortalecer los intercambios regionales, como lo evidencian experiencias de Europa y Estados Unidos.

En Colombia, a final de 2016, solo el 5.33% de la capacidad de generación (884 MW) corresponde a plantas sin despacho central, que incluyen una planta de generación eólica, cogeneradores, plantas filo de agua y otras plantas menores (XM, 2017). No obstante, según las proyecciones oficiales, el escenario óptimo de expansión a 15 años prevé el desarrollo de un potencial eólico de 474 MW, 360 MW filo de agua, 248 MW de cogeneración, 143 MW solares y 275 MW geotérmicos (UPME, 2015).

Desde este punto de vista y debido a la baja participación de estas tecnologías, podría concluirse que hoy no es imperativa la necesidad de desarrollar un mercado intradiario en Colombia, pero si lo será dentro de los próximos años. A pesar de ello, un mercado intradiario puede ofrecer beneficios adicionales, por lo cual cabe revisar si el país debe esperar para ponerlo en operación o hay otras condiciones que permitan acelerar su implementación, capitalizando las posibles ventajas que ofrece tanto para la operación, como para los precios.

En el mercado eléctrico existen diferentes fenómenos que impactan la eficiencia económica del despacho, los redespachos son un ejemplo de estos. Actualmente, para ajustar el despacho ante variaciones en las condiciones proyectadas por los agentes en la subasta diaria, el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del mercado, aplica reprogramaciones al plan inicial de generación. La energía redespachada en Colombia alcanza a superar en algunos casos el 8% de la demanda diaria, situación que se hace más crítica a resolución horaria. Estos cambios pueden representar sobre costos para el sistema, afectando la formación del precio spot. La variación en la disponibilidad de combustible de una planta térmica, que implique indisponibilidad de generación, hará necesario que el CND re programe recursos que inicialmente no habían sido despachados. La misma condición resulta cuando, por causas no previstas, se presentan fallas técnicas en las plantas o cuando un agente hidráulico, por diferencias en la proyección de afluencias o cambio las condiciones operativas, se queda sin agua suficiente para operar o presenta excesos que le llevan a verter.

Bajo la normatividad vigente, los agentes no asumen penalidades económicas por cambios en el despacho, siempre que informen al operador el cambio en la condición técnica con una anticipación definida. Para realizar el redespacho, el CND emplea la misma información reportada por los generadores en el proceso de subasta del día siguiente o *Day Ahead*. Si bien un mercado basado en ofertas de un día puede ser simple, este esquema falla en permitir a los agentes contar con la mejor información disponible, con lo cual no se recogen muchas variables operativas en tiempo real y se dificulta la tarea del operador y los agentes (García-González, Muñoz San Roque, Campos, & Villar, 2007), haciendo más costosa la operación.

Al comparar la desviación en la generación de las Plantas No Despachadas Centralmente (NDC), Plantas Filo de Agua (PFA) y los redespachos del sistema, las cuales conjuntamente presentan valores que pueden alcanzar el 15% de la generación del sistema, con las transacciones de un mercado intradiario maduro, como el español, que en 2013 transó el 16,67% de la energía despachada (OMIE, 2017), puede inferirse que existe potencial para el desarrollo de un mercado de este tipo en Colombia y no es necesario esperar hasta que el país incremente la participación de plantas con energía renovable.

Las dos principales variables para el éxito de estos mercados, están dadas por un diseño de mercado que permita liquidez y la formulación de estrategias de oferta eficientes por parte de los agentes (Garnier & Madlener, 2015). Esto refuerza la hipótesis de que es propicio comenzar desde ahora con el estudio de un mercado intradiario, de manera que se cuente con el tiempo para seleccionar la alternativa más adecuada para un sistema como el colombiano y que los agentes desarrollen una curva de aprendizaje. Desde la expedición de la Agenda Regulatoria de 2015, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha planeado estudiar el desarrollo del “despacho vinculante”, el cual implicaría para los agentes asumir los costos de incumplimiento al programa de generación y la necesidad de un instrumento para gestionar este riesgo, lo que podría crear incentivos económicos suficientes para viabilizar el mercado intradiario.

Una vez revisadas las situaciones que contextualizan los análisis que se realizarán a lo largo del documento, en el siguiente capítulo se analizará en detalle el funcionamiento del mercado en Colombia, identificando las oportunidades de mejoramiento particulares que deberían ser atendidas con la implementación de un mercado intradiario.

Capítulo 2. Mercado de corto plazo en Colombia

Entre los principales cambios implementados por la liberalización del mercado y la creación del Mercado de Energía Mayorista (MEM), se encuentra la operación bajo un esquema de *pool* y sistema de nodo único. Las reglas generales de operación de este mercado fueron definidas en el Código de Operación (CREG, 1995). Sin embargo, esta regulación ha cambiado desde el momento de su creación en 1995, a lo largo de diversas normas expedidas por el regulador.

A continuación se describe en términos generales la forma actual de operar del mercado de corto plazo en Colombia.

2.1 Despacho del día siguiente o *Day Ahead*

2.1.1 Oferta de generación

Colombia es un país con generación preponderantemente hidráulica. La capacidad instalada a final de 2016 se ubicó en 16.575 MW, con la cual se atienden los 9.904 MW de demanda máxima (XM, 2017). Esta oferta se divide en tres grandes grupos:

- Plantas con Despacho Central.
- Plantas Filo de Agua con Despacho Central (PFA).
- Plantas Menores sin Despacho Central (PM).

Diariamente los generadores con despacho central envían al CND las ofertas de precio y la declaración de disponibilidad. El precio de oferta es uno solo para las 24 horas del día siguiente (día de operación) y la declaración de disponibilidad se realiza para cada una de las horas del día. Esta información debe ser entregada al CND a más tardar a las 08:00 horas del día anterior a la operación.

Los precios ofertados por las diferentes plantas, son de carácter confidencial para los demás agentes generadores, hasta el primer día del mes siguiente al cual se realiza la oferta (CREG, 2009).

Adicionalmente, las plantas térmicas deben reportar cada tres meses sus Precios de Arranque y Parada (PAP), para cada una de las configuraciones operativas de las plantas (CREG, 2009). Igualmente, en caso que los agentes térmicos lo estimen conveniente, pueden hacer uso de la opción mediante la cual pueden fraccionar las plantas, de acuerdo con la disponibilidad de combustibles más económicos (CREG, 2014).

Los precios ofertados para la energía, son los mismos precios ofertados por cada planta para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (*Automatic Generation Control* - AGC). Cada planta habilitada para prestar el servicio, oferta al mercado una disponibilidad horaria de AGC para el día siguiente de operación.

En atención a las normas implementadas en el año 2001, para atender generaciones por congestión de las redes, ante limitaciones operativas o atentados, los agentes térmicos deben reportar adicionalmente, antes de las 09:30 de cada viernes, los costos variables de suministro y transporte de combustible que utilizan en caso de requerirse para atender estas restricciones del sistema (CREG, 2001).

De otro lado, los agentes con PFA con despacho central y de PM, deben remitir al CND, antes de las 08:00 horas del día anterior a la operación, la mejor estimación de disponibilidad horaria para las 24 horas del día de operación (CREG, 1995). Estas plantas no ofertan precios al mercado.

Finalmente, los agentes que representan las interconexiones internacionales con o sin despacho coordinado, entregan la información de disponibilidad y precio de oferta a nivel horario, antes de las 12:00 horas del día anterior al despacho.

2.1.2 Demanda

Semanalmente el CND realiza las proyecciones de demanda horarias para cada una de las áreas del sistema, con base en sus propios modelos de proyección y la información suministrada por los comercializadores. Esta proyección es ajustada diariamente, el día previo a la operación, por parte del mismo CND, antes de realizar el despeje del despacho, considerando la información más reciente, las condiciones reales del sistema, entre otras.

2.1.3 Predespacho ideal y despacho programado

Una vez se cuenta con la información de la oferta, la demanda y el estado del sistema, el CND procede a la elaboración del Predespacho Ideal y el Despacho Programado.

El despeje del mercado se realiza considerando que los generadores participan en una subasta de sobre cerrado de precio marginal, bajo el cual los recursos asignados resultan del ordenamiento de las ofertas de menor a mayor precio, hasta cubrir la totalidad de la demanda de cada periodo horario, como se representa en la Figura 2-1. En el caso de las plantas térmicas, el precio empleado para la asignación en la subasta considera la oferta presentada diariamente por el generador y el valor unitario del Precio de Arranque y Parada reportado trimestralmente. En el Predespacho Ideal se considera un sistema de único nodo y se encuentran las cantidades de energía asignadas en el despacho a cada planta en condiciones ideales. El Despacho Programado se realiza considerando las características técnicas de las plantas, las condiciones de la red de transmisión y los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema (CREG, 2003).

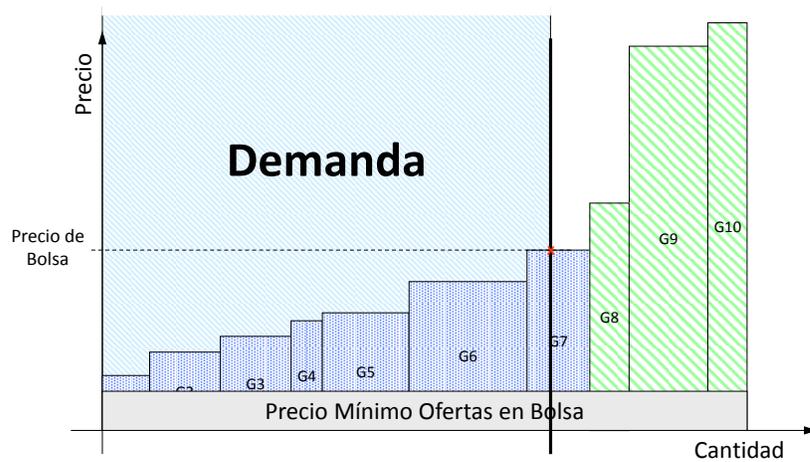


Figura 2-1: Esquema de Despeje del Mercado
Fuente: Construcción Propia

Como resultado de este proceso, se obtiene el Despacho Programado y una primera aproximación al Precio de Bolsa, denominada Costo Marginal. El Costo Marginal representa el precio de la última unidad despachada para cada una de las horas del día. Si bien este indicador resulta de la información reportada por los agentes, no se calcula un Precio de Bolsa del Predespacho Ideal o del Despacho Programado, por lo cual no hay un precio compromisorio para el sistema ni se realiza ningún tipo de transacción con esta referencia en el mercado. El Costo Marginal del Despacho Programado es la señal para la activación de las Opciones de Compra de Gas (OCG) empleadas por los generadores térmicos a gas para respaldar

sus Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad y es una primera señal sobre las condiciones de escasez.

2.2 Operación en tiempo real

El CND es la entidad responsable de mantener la operación segura y confiable del sistema. Después de haberse realizado el despacho programado, el día anterior a la operación, a partir de las 00:00 de cada día el CND comienza a coordinar la realidad operativa.

Durante la operación se atienden diferentes aspectos que representan variaciones sobre las condiciones iniciales, entre otros:

- Cambios en la demanda.
- Eventos operativos en las unidades de generación.
- Variaciones en la generación de las plantas menores y filo de agua.
- Eventos en el Sistema de Transmisión Nacional.
- Modificaciones en las condiciones energéticas.
- Cambios en la disponibilidad de combustibles de las plantas térmicas.

Para realizar balance en tiempo real de la operación, los profesionales encargados de la sala de control emplean el mismo procedimiento del despacho programado, considerando la misma información de oferta de precio remitida por los generadores a las ocho de la mañana del día anterior y realizan, para cada hora del día en curso, un nuevo despacho programado, considerando las condiciones ajustadas de demanda, disponibilidad y topología del sistema (CREG, 1995).

2.3 Despacho ideal y precio de bolsa

Con posterioridad a la operación, se realiza por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) el proceso de Despacho Ideal. Para ello, se realiza el mismo procedimiento ejecutado para la elaboración del Predespacho Ideal, pero considerando la información real del sistema (CREG, 2003):

- Demanda real.
- Medición de contadores de generación.
- Autorizaciones operativas de desvío.

- Regulación de frecuencia.
- Disponibilidad real de las unidades de generación.
- Disponibilidad real de combustible.
- Parámetros técnicos de las plantas.
- Generación real de las plantas menores y filo de agua.

Aplicando el mismo esquema presentado en la Figura 2-1, se determinan cuáles son las plantas que debieron generar por mérito de precio. Al establecer el último recurso despachado en este nuevo ejercicio, se calcula el Precio de Bolsa de cada hora.

Cabe resaltar que al ser un proceso posterior a la operación, es posible que algunos recursos que fueron inicialmente llamados a generar por mérito de precio ya no sean requeridos en el Despacho Ideal, por lo cual se considerará que los mismos operaron para atender restricciones del sistema¹. Del mismo modo, la determinación del despacho requerido para las plantas térmicas, implica determinar de forma posterior a la operación si el Precio de Arranque y Parada² será reconocido a través del Precio de Bolsa o el mismo será pagado con el esquema de reconciliaciones, reconociendo los costos variables (CREG, 2009).

Finalmente, el Precio de Bolsa definitivo se verá afectado por variables que sólo son conocidas al finalizar cada mes, como la tasa de cambio y la demanda, con las cuales debe corregirse el valor del Costo Equivalente de la Energía (CEE), que corresponde al precio mínimo que deben incluir los generadores en el precio de oferta.

El precio obtenido en este proceso es empleado para determinar todas las transacciones en el mercado, incluyendo:

- Ventas y compras en bolsa.
- Remuneración del servicio de AGC.
- Ejercicio de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.
- Desviaciones del Cargo por Confiabilidad.

¹ Al considerarse que el sistema opera con un esquema de nodo único, es necesario reconocer a los generadores que operaron para aliviar las congestiones de la red, un costo superior al costo de despeje del mercado. Cuando un generador opera bajo esta condición se dice que está operando para cubrir restricciones.

² El Precio de Arranque y Parada es el mecanismo definido por la regulación, mediante el cual un generador indica al mercado el valor monetario (COP) total de cada arranque de sus unidades. El CND determina la tarifa unitaria (COP/kWh) distribuyendo el valor del arranque entre la energía que entregue la planta al sistema.

- Precio de las reconciliaciones positivas y negativas.
- Penalizaciones por desviaciones en la generación programada.

Debido a que la información real se va obteniendo en los días siguientes a la operación y existen variables que afectan la formación del precio, el ASIC publica varias versiones del Precio de Bolsa, conforme avanza la disponibilidad de los datos.

Adicionalmente, el Precio de Bolsa obtenido es empleado por el ASIC para realizar la liquidación de la posición neta de los agentes en el mercado, después de descontar el despacho de los contratos. Otros mercados de cubrimiento también emplean esta información, como es el mercado de derivados de *commodities* energéticos, Derivex, el cual utiliza como referencia para su liquidación, la primera versión calculada por el ASIC del Precio de Bolsa (Derivex, 2012).

2.4 Efectos identificados sobre la operación

Revisada la operación del mercado, se identifican una serie de elementos que pueden llevar a descálces entre los resultados esperados y los que se presentan en la realidad, que en la práctica pueden generar costos para los agentes del sistema.

2.4.1 Proyección de la demanda

Diariamente el CND realiza el mejor ejercicio de proyección de demanda horaria, con base en la información real de consumos de los días previos, la información suministrada por los comercializadores y las condiciones reales del sistema. En Colombia, la demanda no participa activamente en la construcción del despacho, ni en la formación del precio.

Debido a la dificultad en realizar este tipo de proyecciones, es normal que se presenten desviaciones en las predicciones, las cuales tienen impactos en el sistema. Los modelos de predicción de la demanda de corto plazo se ha incrementado permanentemente, ante la complejidad de reducir significativamente el error de pronóstico (Khuntia, Rueda, & van der Meijden, 2016). Ante esta situación, la proyección de la información más cerca del tiempo real, podría ser una solución.

La Figura 2-2 muestra las diferencias porcentuales entre la proyección empleada para realizar el despacho del día anterior y la realidad, desde el año 2000. Los datos muestran proyecciones que son aceptables, con una desviación promedio del 1,1% respecto a la realidad. Sin embargo, se encuentran periodos de mayor volatilidad, con desviaciones que alcanzan a superar el 10%. Los resultados no muestran una

correlación significativa con la presencia de fenómenos El Niño o La Niña, eventos que, si bien afectan la demanda (Medina Hurtado & García Aguado, 2005), están quedando interiorizados en las proyecciones.

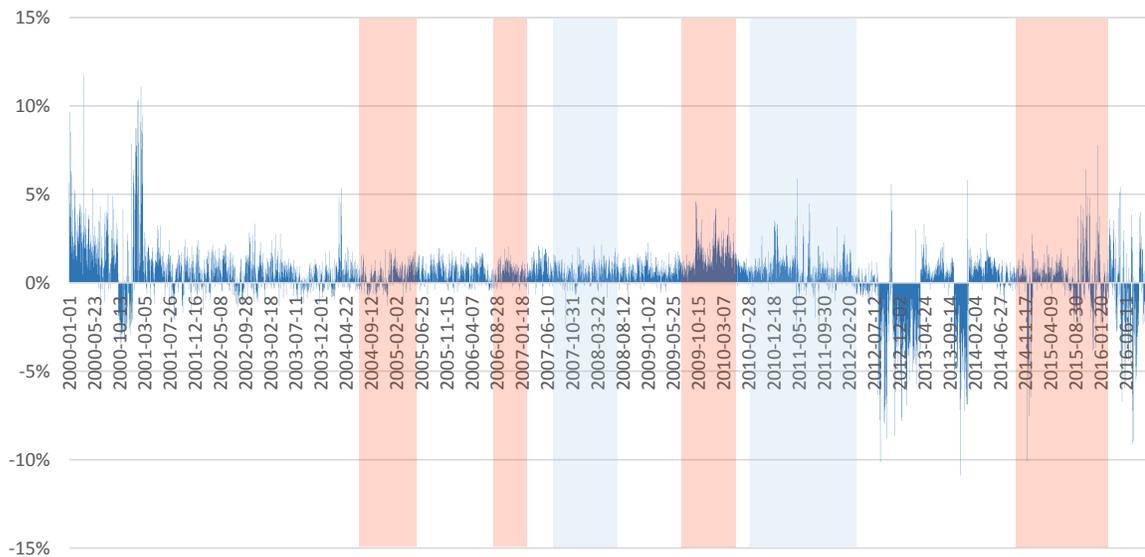


Figura 2-2. Desvío diario en la proyección de demanda

Fuente: Construcción Propia– Datos (XM, 2017)

2.4.2 Información sobre desviaciones

Diariamente las plantas de generación deben reportar una disponibilidad que se ajuste lo máximo posible a las condiciones de operación, entregando la energía requerida por el sistema con la máxima confiabilidad.

Debido a condiciones normales de funcionamiento, los equipos, en plantas térmicas e hidráulicas, suelen presentar alguna desviación entre esta mejor estimación y la realidad (Plis & Rusinowski, 2016) (Yamaguchi, Tanaka, & Miyagawa, 2014). Para ello, la regulación ha definido que las plantas cuentan con un margen de tolerancia del 5% entre el despacho y la generación real, sin que sean objeto de penalización (CREG, 1995). Sin embargo, existen situaciones en las cuales las condiciones llevan a cambios tales que las plantas entregan generaciones por fuera del rango de tolerancia permitido. Estas situaciones corresponden a eventos como:

- Variación de las condiciones atmosféricas de temperatura, humedad, presión, etc.
- Disparo de unidades de generación por fallas técnicas o errores humanos.

- Variaciones en la disponibilidad del energético primario.

En algunas ocasiones estas situaciones persisten por largos periodos de tiempo durante el día, pero no se constituyen en una causal para solicitar redespachos (ver numeral 2.4.4), por lo cual los agentes generadores deben asumir sobre costos en la operación.

La Figura 2-3 presenta la información histórica de desviaciones del sistema entre 2000 y 2016, resaltando los periodos con Fenómeno El Niño (rojo) y La Niña (azul). En general, se observa que el comportamiento de las desviaciones no depende de la presencia del fenómeno climático. Sin embargo, en la historia reciente, esta variable ha incrementado su valor. Las desviaciones representan un promedio de 0,31 GWh diarios, totalizando 1.807 GWh durante el periodo de análisis. Para el periodo 2009-2016 este promedio se incrementa a 0,41 GWh.

El costo de estas desviaciones, especialmente cuando las mismas son consistentes durante el día y pueden ser previstas por los agentes, podría ser ajustado por el generador en caso de contar con un mecanismo para corregir la oferta disponible con información más actualizada.

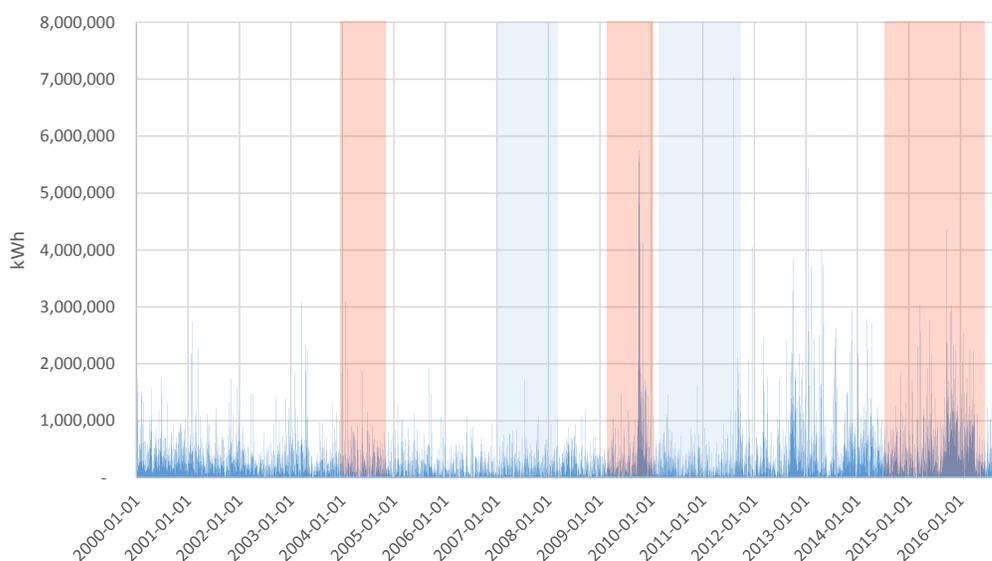


Figura 2-3. Desviaciones en el MEM
Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

2.4.3 Información sobre PM y PFA

En Colombia, la regulación establece que las plantas con potencia instalada inferior a 10 MW y aquellas con capacidad entre 10 y 20 MW que así lo definan, son catalogadas como Plantas Menores (PM). De

otro lado, aquellas plantas que tienen capacidad de regulación inferior a un día, son catalogadas como Plantas Filo de Agua (PFA).

Las PM y las PFA no presentan oferta de precio, sino que son tomadoras de precio y reportan al sistema una disponibilidad equivalente a la mejor estimación de la generación que podrán entregar, lo cual es realizado en el mismo horario que las plantas despachadas centralmente presentan sus ofertas y el CND debe descontar de la demanda diaria, la energía que se estima aportarán estos recursos, con el correspondiente efecto que tiene esta situación en la formación de precios (CREG, 1995). Esto implica que los agentes deben estimar sus variables principales con muchas horas de anticipación, para la mayoría del día de operación.

En el día de operación, las plantas pueden presentar comportamientos muy diferentes. Esta condición es normal, dada la incertidumbre asociada a la predictibilidad de los caudales horarios o en un futuro a los regímenes horarios de viento o radiación solar (Poveda, 2004) (Bae, Jang, & Sung, 2017). En estos casos el CND debe reprogramar el despacho de las plantas despachadas centralmente, para corregir el efecto de las PM y PFA.

Los agentes con PM y PFA, no están expuestos al pago de ninguna penalidad por la desviación entre la generación estimada y el comportamiento real.

La Figura 2-4 muestra el seguimiento desde 2001 del equivalente de la generación total real que debe ser ajustada, como resultado de la variación en la operación de las PM y PFA. La variabilidad introducida en el despacho por las PM se ha ido incrementando, conforme ha crecido la capacidad instalada de este tipo de recursos. En promedio la desviación en la estimación de la generación de estos recursos en los últimos 10 años, ha afectado el 0,72% del despacho, llegando en la historia reciente a valores que superan el 3% del total del despacho.

Esta condición ha sido reconocida por el regulador, quien ha estudiado alternativas normativas que permitan generar incentivos a las PM y PFA, para minimizar las desviaciones en la proyección de generación (CREG, 2015). Sin embargo, es complejo que un agente pueda mejorar su efectividad de predicción, a una resolución como la requerida y con tantas horas de anticipación.

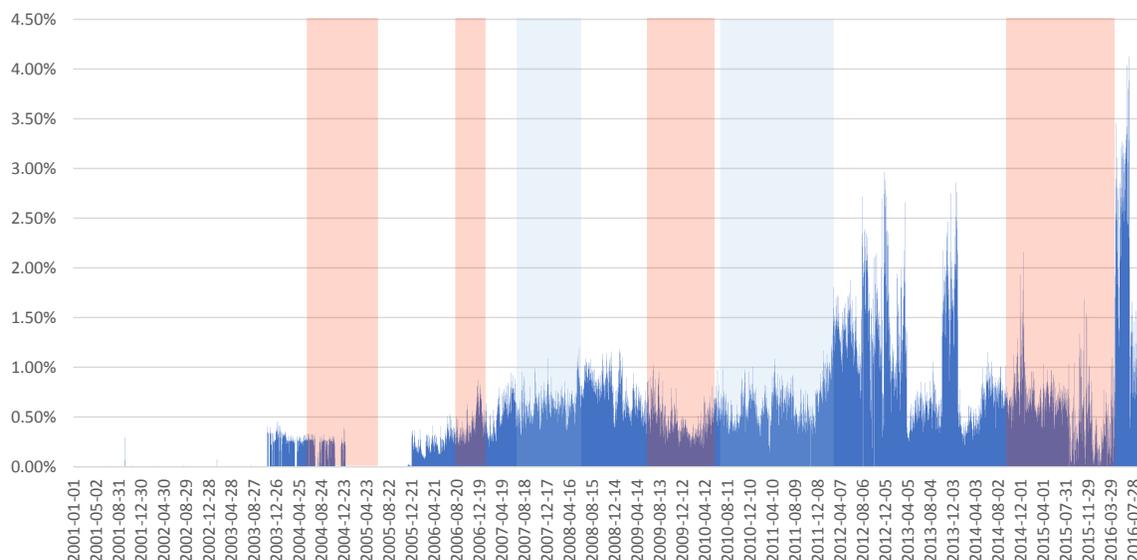


Figura 2-4. Ajuste en la generación del SIN por variación de las PM y PFA

Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

2.4.4 Información sobre redespachos

Bajo las condiciones actuales del despacho en Colombia, los generadores no tienen la posibilidad de modificar las variables ofrecidas al mercado en el despacho de día siguiente. Por esta razón, si se presentan cambios técnicos que cambien la disponibilidad de las unidades, la única herramienta con la que los agentes cuentan consiste en informar las situaciones al CND, para que sea directamente el Administrador del Sistema quien ajuste la disponibilidad real de la planta y se proceda con el redespacho.

Debido a las condiciones de mercado y con el fin de evitar posibles situaciones de ejercicio de poder dominante o acciones anticompetitivas, la CREG ha definido, mediante las Resoluciones 025 de 1995, 122 de 1998, 014 de 2004 y aquellas que les han modificado, cuáles son las condiciones bajo las que se permite la ejecución de redespachos (CREG, 1995) (CREG, 1998) (CREG, 2004):

- Indisponibilidad total de alguna de las unidades de generación despachadas.
- Aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND.
- Cambios topológicos que impliquen cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.
- Cambios en los valores de la demanda mayores de 20 MW ocasionados por eventos fortuitos.
- Redespacho de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.

Adicionalmente, cuando se presentan variaciones significativas en la demanda, desviaciones y variaciones de generación de PM y PFA, explicadas en los numerales 2.4.1, 2.4.2 y 2.4.3, el CND también hace uso

de los redespachos para ajustar la generación de las plantas despachadas centralmente y garantizar el cubrimiento de la demanda.

Esta situación, obliga a que las condiciones bajo las cuales se realizó el despacho programado se modifiquen y por tanto cambien también los resultados comerciales del mercado. Para realizar el ajuste al despacho, el operador del mercado debe utilizar la información de disponibilidad y precio entregada por los generadores desde el día anterior. Esto quiere decir que las condiciones no se actualizan con la mejor información disponible.

La Figura 2-5 presenta la información de los últimos 17 años, sobre el porcentaje de la generación del sistema que es objeto de redespacho y que por tanto afecta la formación del Precio de Bolsa. Nuevamente los datos no muestran evidencia, de relación con los fenómenos El Niño-La Niña.

En general, las variaciones en el precio del mercado, derivadas de los redespachos, son asumidas por la demanda, pues, excepto en el caso de las desviaciones, normalmente ninguno de los agentes que origina el redespacho asume el costo que de él se deriva, a menos que se identifique claramente su responsabilidad. El CND no asume penalidades por desviaciones a la demanda, así como las PM y PFA no asumen costos por la desviación del pronóstico de generación, ni los generadores asumen los sobrecostos de despachar plantas más costosas ante indisponibilidades de sus unidades.

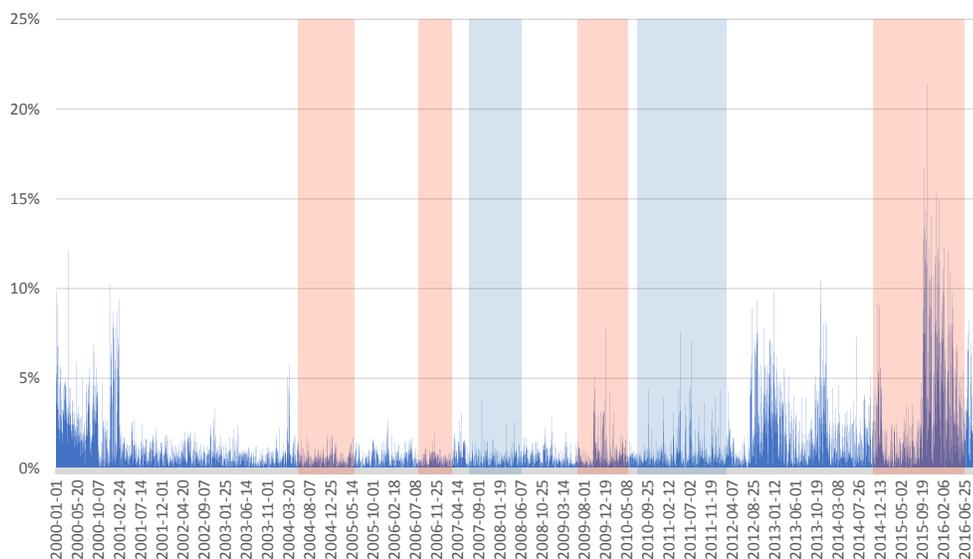


Figura 2-5. Redespachos diarios en el MEM vs generación real del sistema
 Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

2.4.5 Información sobre vertimientos

Los generadores realizan sus ofertas diarias considerando sus expectativas de las variables energéticas y bajo las condiciones de funcionamiento del mercado. Parte de estas reglas incluye la confidencialidad de las ofertas de los competidores y la incertidumbre propia de un mercado en competencia.

Esta situación, en conjunto con el objeto social empresarial de maximizar la utilidad, en ocasiones lleva a que los recursos terminen siendo valorados por encima del mercado. En condiciones normales, los agentes que participan de un juego repetido, pueden corregir sus posturas en las siguientes subastas (Rassenti, Reynolds, Smith, & Szidarovszky, 2000). Existen sin embargo situaciones de borde en las cuales el entorno no da espera para corregir esas posturas. Tal es el caso de las situaciones de vertimiento.

La Figura 2-6 muestra los vertimientos aprovechables en el mercado desde 2006. Son vertimientos aprovechables, aquellos que se presentan cuando las unidades de generación no se encuentran despachadas a su máxima capacidad y por tanto, el vertimiento pudo haberse evitado o reducido incrementando el despacho de la planta.

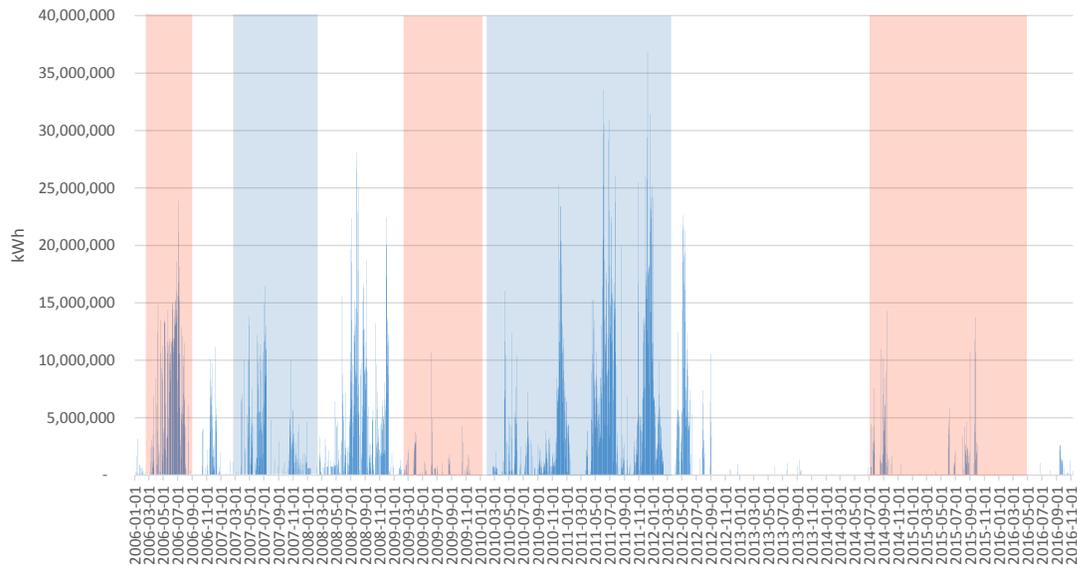


Figura 2-6. Vertimientos aprovechables en el MEM

Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

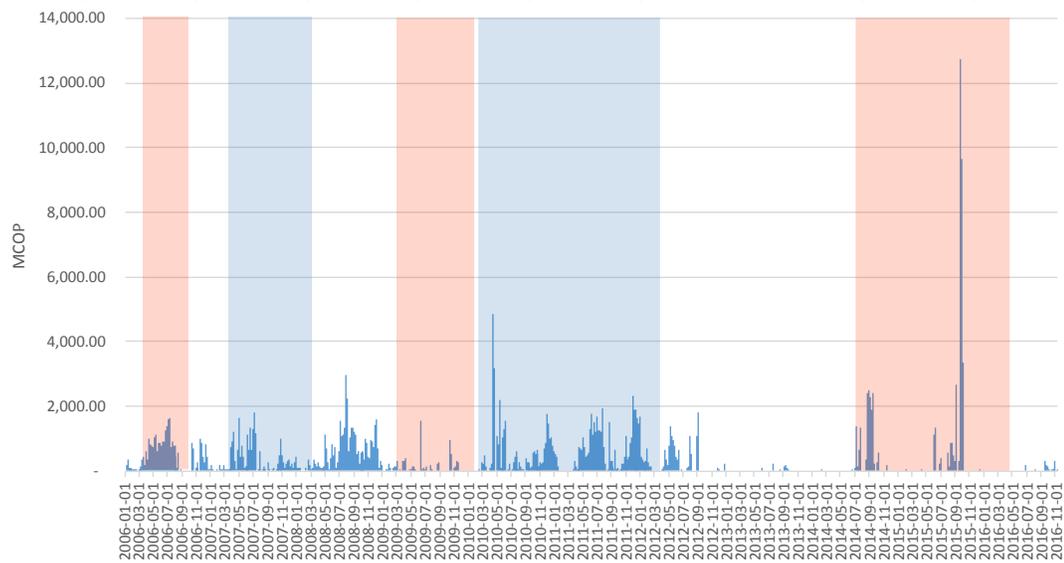


Figura 2-7. Valor estimado de los vertimientos aprovechables
Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

En relación con la cantidad vertida, el análisis muestra una alta relación con las épocas en que se presenta el Fenómeno de La Niña. Sin embargo, la situación cambia al revisar la valoración del recurso, como se observa en la Figura 2-7, debido al costo de oportunidad por el no aprovechamiento del recurso durante temporadas secas y de Fenómeno de El Niño.

2.4.6 Oportunidad de las plantas térmicas

Con la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013 se creó la figura del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia y se implementaron mecanismos para dinamizar el mercado del gas natural en Colombia (CREG, 2013). Parte de los objetivos de este mercado ha consistido en dinamizar y hacer más transparente la operación de los mercados primario y secundario de gas, mediante la implementación de sistemas de subasta donde concurren la oferta y la demanda.

Adicionalmente, con el fin de buscar la optimización en el uso de combustibles, especialmente para plantas con altos costos variables de operación, debido al combustible contratado para generar, el regulador expidió la Resolución CREG 081 de 2014, que le permite a esas plantas, ofertar una disponibilidad inferior a su capacidad máxima, aprovechando cantidades remanentes de gas natural que queden en el mercado, sin afectar sus indicadores y remuneración por disponibilidad (CREG, 2014).

La Figura 2-8 y Figura 2-9 muestran la evolución del mercado secundario de suministro de gas, para los principales campos del país, Ballena y Cusiana. Si bien este mercado aún se encuentra en desarrollo, en el mismo se transan ocasionalmente cantidades gas que permitirían a un generador optimizar el uso de este recurso, con generación total o parcial de sus unidades. Este proceso, sólo podría adelantarse posterior al cierre del ciclo de nominaciones, hacia la noche del día anterior a la operación.

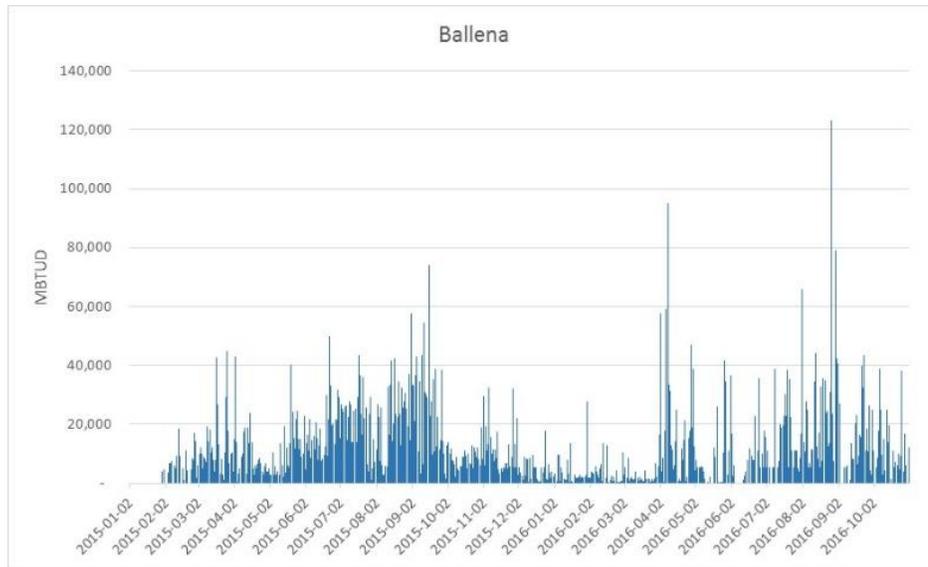


Figura 2-8. Cantidades diarias transadas mercado secundario de gas natural - Ballena
Fuente: Construcción Propia – Datos (BMC, 2016)

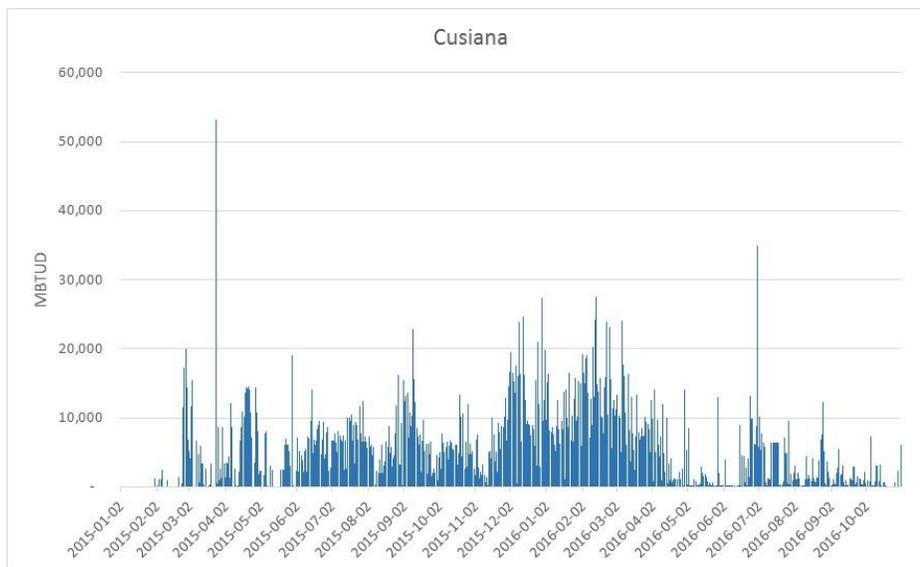


Figura 2-9. Cantidades diarias transadas mercado secundario de gas natural - Cusiana
Fuente: Construcción Propia – Datos (BMC, 2016)

2.4.7 Otras variables

Como se explicó en el numeral 2.3, la determinación del precio del mercado incluye algunas componentes externas que implican ajustes posteriores a la operación.

2.4.7.1 Precio de arranque y parada

Las plantas o unidades térmicas recuperan sus costos de operación y mantenimiento dependiendo de los regímenes de operación. La programación de la operación de las unidades térmicas puede representar un problema complicado de optimización, porque pueden existir múltiples condiciones que la afectan (Lu & Shahidehpour, 2004). En Colombia, la recuperación de estos costos se realiza a través de dos variables: i) costos variables de operación; y ii) costos de arranque y parada. Los costos de arranque y parada, son los costos de mantenimiento que se originan en el calentamiento y giro inicial de las plantas, cuyo valor corresponde a una suma fija de dinero y si bien es variable, porque depende de operar la máquina, no depende de la cantidad de energía entregada (CREG, 2009).

En los mercados, existe tanto la alternativa de que sea el generador quién establezca el nivel de riesgo asociado al despacho esperado y defina el costo variable asociado al costo de arranque y parada o que el generador reporte el valor total del arranque y que esta tarea sea ejecutada por el despachador. En Colombia, la CREG ha optado por que cada agente le reporte al CND el valor monetario del arranque y que el operador incluya ese valor en el modelo de optimización, determinando el costo unitario correspondiente al Precio de Arranque y Parada (PAP) de cada generador según el despacho.

Como se ha mencionado antes, el despacho programado corresponde a la expectativa inicial de operación, pero en la realidad muchas variables se modifican. Teniendo en cuenta que la operación de algunos recursos térmicos adolece de inflexibilidades, no es posible reprogramar su operación. En estos casos, es necesario esperar hasta la elaboración del despacho ideal, para identificar si un recurso es operado por mérito de precio o si las inflexibilidades del sistema y las desviaciones en las proyecciones, lo llevarán a operar por fuera de mérito.

La normatividad ha definido que el PAP de todos los generadores que operen por mérito de precio y no recuperen este valor con rentas inframarginales³, será asumido por la demanda en un cargo adicional denominado Delta I (ΔI) (CREG, 2009).

³ Las rentas inframarginales corresponden a los ingresos recibidos por una planta, que es remunerada al costo/precio marginal del sistema, cuyo costo variable es inferior al precio de despeje del mercado.

En definitiva, el valor total del ΔI sólo puede ser calculado e incluido en el Precio de Bolsa, al realizar el despacho ideal. La Figura 2-10 presenta el peso sobre el Precio de Bolsa que tiene la variable ΔI , encontrando que para algunos periodos este valor ha superado el 15% del precio. Esta variabilidad, implica limitaciones en la predictibilidad del precio de despeje del mercado.

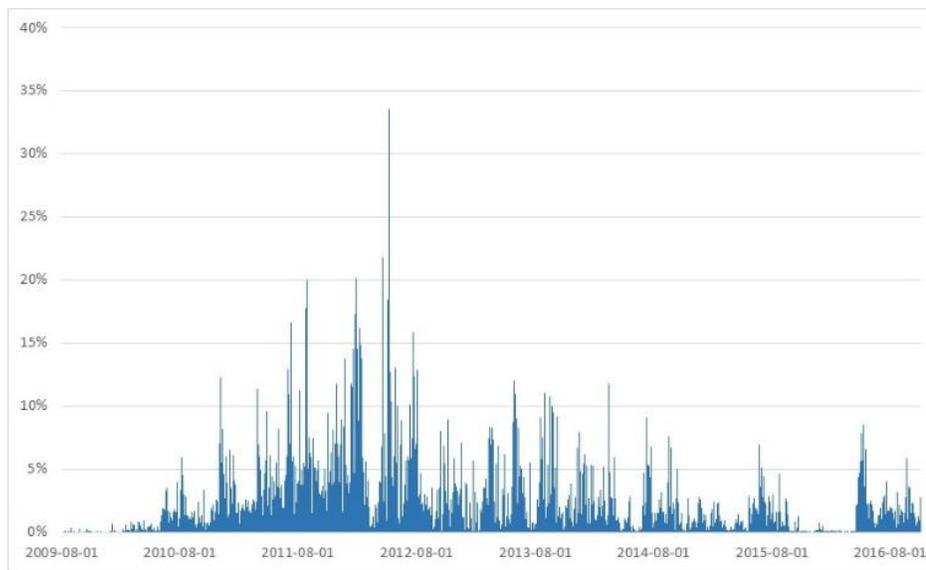


Figura 2-10. Variación del Delta I y efecto en el Precio de Bolsa
Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

2.4.7.2 Recaudo del cargo por confiabilidad

Desde 2006, Colombia cuenta con un esquema para garantizar la suficiencia de electricidad en el sistema, denominado Cargo por Confiabilidad (CREG, 2006). Este mecanismo, busca garantizar una remuneración mínima a las plantas del sistema, aunque las mismas no generen diariamente, para que éstas se encuentren disponibles para operar en caso de condiciones críticas en el Sistema. Para ello, asigna Obligaciones de Energía Firme (OEF) a las plantas de generación, las cuales son remuneradas por la demanda diariamente al Precio del Cargo por Confiabilidad (PCC), tasado en USD/MWh, a cambio de que las plantas se encuentren disponibles permanentemente para operar.

La norma, estableció que la forma de realizar el recaudo de este valor, es mediante la inclusión del Costo Equivalente de Energía (CEE) dentro del precio de cada kilovatio despachado en la bolsa. Es mandatorio que los generadores incluyan el CEE dentro de sus precios diarios de oferta.

El CEE resulta de dividir el valor en pesos que debe recaudarse para remunerar las OEF de todos los generadores, entre la demanda del sistema. Mensualmente, el ASIC realiza la publicación del CEE para ser usado por todos los generadores, con base en la estimación de las variables que lo componen. Al finalizar el mes, el mismo ASIC ajusta el CEE con los valores reales de las variables, como son tasa de cambio, OEF reales y demanda real. A esta nueva variable se le denomina Costo Real Equivalente de Energía (CERE). Una vez calculado el CERE, el Precio de Bolsa es corregido, retirando el CEE de todas las ofertas de los generadores y adicionando el CERE (CREG, 2006). El efecto de esta corrección sobre el Precio de Bolsa es presentado en la Figura 2-11.

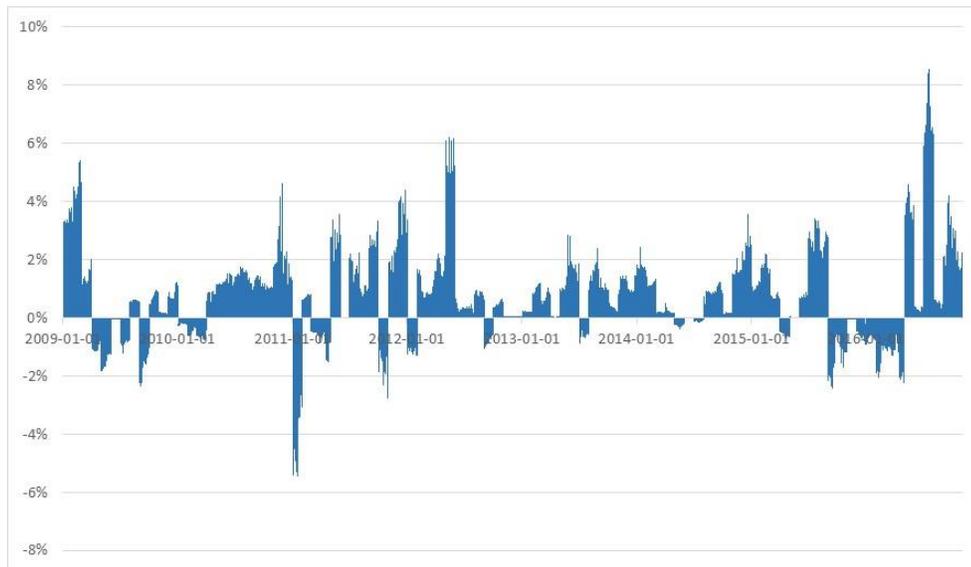


Figura 2-11. Variación del CERE y efecto en el Precio de Bolsa
Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

En promedio, el CERE representa una afectación del 1,2% sobre el Precio de Bolsa, superando en ocasiones el $\pm 4\%$.

2.5 Resultados y oportunidades de mejoramiento

La información revisada a lo largo del capítulo evidencia la posibilidad de mejorar la eficiencia en la operación del sistema.

En relación con la demanda, los sistemas eléctricos cuentan con esquemas para responder a la variabilidad natural que representa la proyección de la demanda de corto plazo respecto a la proyección realizada, como el AGC, pero los mismos no están diseñados para asumir grandes variaciones o

variaciones de largo plazo, las cuales necesariamente deben ser corregidas a través de reprogramaciones en la operación realizadas directamente por el Centro de Control (Jaleeli, VanSlyck, Ewart, Fink, & Hoffmann, 1992).

Sería entonces deseable contar con un mecanismo que permita realizar la programación de una manera más cercana a la operación y que permita interiorizar el comportamiento de corto plazo que tiene la demanda.

No se evidencia tampoco en el mercado un mecanismo para la participación activa de la demanda, de manera que se asignen adecuadamente las responsabilidades por desviaciones en la proyección y que adicionalmente, pueda responder a las señales de precios. En este sentido, es deseable que además de contar con la posibilidad de programar la demanda en el corto plazo, los representantes de los consumidores pudieran participar de forma activa en la formación de precios.

Las desviaciones corresponden al único rubro que produce modificaciones sobre el precio del mercado y cuyo costo actualmente es asignado al agente que produce la ineficiencia. El valor que debe pagar cada generador por las desviaciones corresponde a la diferencia entre su precio de oferta y el Precio de Bolsa, con lo cual se está reconociendo al mercado la totalidad del sobre costo. El costo es asumido por el generador, el cual, si tiene la oportunidad de ajustar la declaración de disponibilidad o recomprar la disponibilidad vendida en el despacho del día siguiente, pueden obtener resultados más óptimos en términos económicos, beneficiando tanto al mismo generador como al mercado en general, al emplear un mecanismo competitivo para cubrir estos eventos operativos.

El caso de las PM y PFA representa una situación similar a la explicada en el caso de la demanda. El AGC del sistema está en capacidad de soportar una parte de las variaciones de carga. Igualmente, no puede desconocerse la dificultad, ya mencionada, en la proyección de la generación de estos recursos. Sin embargo, las probabilidades de acertar con la proyección son mayores, en la medida que el momento de predicción se acerca al de operación, al contar con mejor información. Esta condición se hace aún más relevante a la luz del incremento que ha venido sufriendo la capacidad instalada de PM, aunado a la promoción de Fuentes Renovables No Convencionales de Energía (FRNCE) (Congreso de la República, 2014) y generación verde distribuida que resulta de los compromisos ambientales y sociales del mercado, así como la creciente complejidad en el licenciamiento ambiental de nuevos proyectos, que exigen cada vez mayores restricciones operativas en términos de caudales mínimos y operación de los ríos.

Los redespachos corresponden al mecanismo que integra los efectos operativos de los temas antes analizados. En general, los cambios en la disponibilidad de las unidades de generación, los cambios en la demanda, los cambios en la generación de las PM y PFA, conllevan un ajuste sobre las cantidades y el precio que el mercado proyectó tener al momento de realizar el despacho del día siguiente.

Las Figura 2-12 muestra una estimación de la variación que ha sufrido el precio del mercado desde el año 2003, comparando el costo marginal del predespacho con el Precio de Bolsa del despacho ideal. La combinación de las variables permite encontrar afectaciones tanto positivas como negativas en el precio.

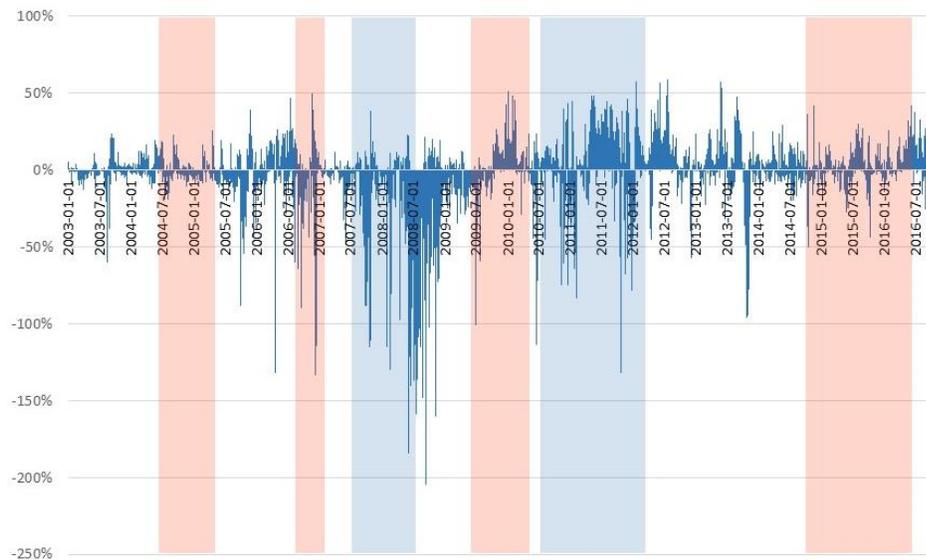


Figura 2-12. Variación del precio despacho vs real
Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

La valoración de estos cambios es mostrada en la Figura 2-13. El costo total se ubica cerca de los 33.250 MCOP desde 2003, con un sobre costo diario promedio de 2.200 MCOP. La presencia de los fenómenos climáticos guarda relación con el costo del cambio, dada su relación directa con el nivel de precio que se tenga en el mercado. Esta magnitud de costo muestra la necesidad de buscar mayores eficiencias en la formación y predictibilidad del precio.

El aprovechamiento de los energéticos es otro resultado que vale la pena analizar. Los efectos identificados tanto en el tema de vertimientos como en el de aprovechamiento de las cantidades remanentes de gas por parte de las plantas térmicas, muestran que actualmente no se está optimizando el uso del energético, resultado principalmente de las pocas o nulas posibilidades con que cuentan las

plantas para ajustar sus posiciones al tener mayor información sobre la valoración del producto o sobre la disponibilidad de combustible.

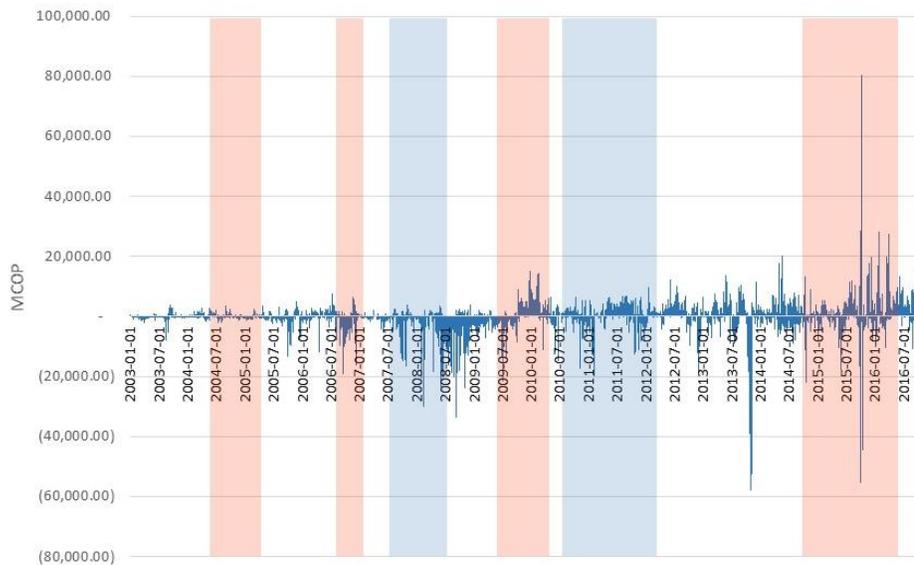


Figura 2-13. Costo de las variaciones de precio en la demanda
Fuente: Construcción Propia – Datos (XM, 2017)

Nuevamente se hace evidente la necesidad de contar con instancias adicionales de negociación, que le permitan a las plantas que cuentan con recursos adicionales, poder poner estos en el mercado a precios más competitivos y que beneficien a todos los agentes del sistema.

Finalmente, en relación con las variables exógenas, se identifica un factor común, relacionado con la afectación posterior del precio del mercado. Tanto el ΔI como el CERE implican un ajuste posterior al Precio de Bolsa, que entorpece la predictibilidad de las transacciones y la implementación de mercados de cubrimiento de precio, que requieren de señales en tiempo real y estables para operar, como es el caso de Derivex. En términos prácticos, ambas variables podrían manejarse externamente al precio. En el caso particular del ΔI , podría incluso optarse por volver al esquema en que los generadores son los responsables de este costo.

Así, habiendo descrito a lo largo del capítulo las principales problemáticas relacionadas con la operación actual del mercado y después de identificar las oportunidades de mejora en cada uno de los aspectos, el tercer capítulo muestra como esta necesidad también ha sido puesta de manifiesto por diferentes grupos de interés del Sistema colombiano. Por esta razón, el siguiente capítulo se ocupará de revisar las diferentes propuestas que hasta ahora han sido planteadas por los agentes.

Capítulo 3. Estudios y propuestas sectoriales

Como resultado de múltiples comentarios de los diferentes agentes del sector eléctrico en Colombia, ante la necesidad de fortalecer la estructura competitiva y regulatoria del Mercado de Energía Mayorista, se han realizado estudios propios y contrataciones con entidades que han diagnosticado la necesidad de implementar cambios en el mercado de corto plazo en Colombia. A continuación, se resumen las conclusiones de algunos de los principales estudios realizados, en lo relacionado con el mercado del día siguiente y el mercado intradiario.

3.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas

Debido a la importancia que tiene el diseño del mercado para entregar señales adecuadas de precios, donde se reflejen adecuadamente los costos marginales, se mitigue el abuso del poder de mercado y se aprovechen adecuadamente los recursos, la CREG publicó en su Documento 004B de 2016 la propuesta conceptual de un despacho vinculante de generación (CREG, 2016), que corresponde en términos prácticos a la implementación de un mercado intradiario. A continuación se relacionan los principales puntos abordados por el regulador en la Circular 039 de 2016 (CREG, 2016).

Las motivaciones de la Comisión se centran en algunas oportunidades de mejora identificadas sobre el esquema vigente de despacho en el MEM, como son:

- No hay penalidades para los generadores por sus redespachos, lo que incluso podría permitir comportamientos estratégicos.
- La oportunidad de la información operativa no es coherente con el momento en el cual los agentes estructuran sus precios, pudiendo dejar de aprovechar vertimientos o disponibilidad de gas natural.
- Debe definirse de una mejor manera la manera en la cual se asigna el riesgo de operación, especialmente ante el desarrollo de nuevas tecnologías y la entrada de las fuentes intermitentes de generación.

- Incertidumbre en la información para tomar decisiones de participación de la demanda, cubrimientos financieros e intercambios internacionales.

La propuesta considera los siguientes elementos:

Despacho vinculante

El día anterior a la operación el CND, a partir de las ofertas de precio, declaración de disponibilidad y estimación de la demanda, realiza el despacho de la misma manera que se hace actualmente, mediante una subasta de sobre cerrado de precio marginal. La propuesta incluye adicionalmente la obligación de los comercializadores de transar en el MEM y la posibilidad de que los usuarios no regulados envíen al sistema, curvas de demanda y ofertas de desconexión.

Como resultado de este proceso se obtiene el precio de bolsa y una serie de compromisos financieros horarios en firme de compra de energía por parte de la demanda y venta por parte de los generadores. La información es publicada sólo para cada agente y para el sistema de forma agregada. Las desviaciones que se presenten en la realidad, con respecto al despacho vinculante, son asumidas por cada agente.

Posterior al ejercicio de despacho vinculante, el CND realiza el despacho operativo, considerando las condiciones de la red.

Mercado intradiario

Se propone un mercado complementario al despacho vinculante, en el cual la oferta y la demanda pueden ajustar los compromisos del despacho, por variaciones en las condiciones identificadas con proximidad a la operación, de manera que puedan gestionar las desviaciones esperadas al despacho vinculante.

El mercado funcionaría después del cierre del despacho vinculante y cierra antes de la operación real. Se propone la realización de tres subastas con duración de 15 minutos cada una: una en la noche del día previo, otra en la mañana del día de operación y la última en la tarde del día de operación.

Los agentes no están obligados a participar en el mercado intradiario, pero los agentes que se encontraban indisponibles no podrán participar, a menos que terminen un mantenimiento programado. Las ofertas de los generadores no pueden superar la oferta del despacho vinculante. Las ofertas de precios y la disponibilidad declarada en este mercado tendrían tratamiento confidencial.

La liquidación se realiza por diferencias entre el despacho vinculante y el último despacho intradiario.

De acuerdo con la Agenda Regulatoria de 2017, el regulador espera publicar una nueva propuesta de despacho vinculante y el mercado intradiario para el último trimestre de 2017 (CREG, 2016), realizando su implementación durante el año 2018.

3.2 Departamento Nacional de Planeación

Como parte del proceso que ha venido realizando el Gobierno Nacional desde el año 2015, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) contrató a la firma Ernst & Young para realizar un estudio comparativo de los mercados mayoristas de electricidad.

Como resultado de este estudio, el DNP estructuró unas recomendaciones de reforma al mercado de energía mayorista, entre las cuales se encuentra el dar mayor dinamismo a los mercados de corto plazo y promover precios más eficientes (DNP, 2016).

De acuerdo con el diagnóstico realizado por el consultor, se identificaron posibilidades de mejora en el MEM relacionadas con la falta de firmeza y flexibilidad en el mercado de corto plazo, problemas en la formación del precio de corto plazo, vulnerabilidad al ejercicio de poder de mercado y falta de participación de la demanda, para lo cual realiza algunas propuestas de ajuste al mercado (EY, 2016):

- Operación de un mercado del día antes: Mercado para transar las cantidades no cubiertas en los contratos. Transacciones firmes.
- Mercados intradiarios: Ofrecen posibilidad de ajustar la oferta hasta el momento de cierre. Sólo considera ofertas de venta de energía. La liquidación se realizaría *ex post* con las variables reales y valorando desviaciones contra el mercado del día antes. Se realizarían 4 subastas, para periodos de 6 horas.
- Ajuste a la formación de precios: Plantean la necesidad de migrar hacia un esquema de precios nodales, pero trasladando a la demanda un precio ponderado único, con ajustes en un proceso de transición. Proponen separar los conceptos diferentes del costo variable de energía.
- Medidas para mitigar el poder de mercado: Observan la necesidad de revisar el tope a los precios de oferta, adoptar un esquema de mitigación de ofertas mediante pruebas sistémicas e introducir el concepto de generación obligada.

- Participación de la demanda: Consideran la participación activa de la demanda tanto en la oferta de compra para el mercado del día siguiente, como en la reducción de demanda en el mercado intradiario, para hacer que los mercados sean de dos puntas. Creación de la figura del agregador.

3.3 Consultores CREG

Al igual que el DNP, el regulador contrató la asesoría de algunos expertos internacionales, con el objetivo de estructurar propuestas sobre ajustes al Mercado de Energía Mayorista. Las principales recomendaciones de los expertos, en lo relacionado con el mercado de corto plazo, se resumen a continuación.

3.3.1 David Harbord

El experto David Harbor plantea inicialmente inquietudes sobre las razones que podrían llevar a Colombia a realizar cambios sobre el mercado de corto plazo, concluyendo sobre la propuesta (Harbord, 2016):

- Algunos de los problemas identificados se pueden resolver sin mayores cambios en el mercado. Los redespachos por cambios de disponibilidad podrían penalizarse.
- La propuesta de despacho vinculante de la CREG podría implementarse, si no representa muchos costos para el mercado.
- Está en desacuerdo con incluir mayor información de costos en las ofertas, además que podría llevar a manipulación por los generadores. Los costos deberían ser internalizados en las ofertas por los generadores. Sugiere que el mercado se implemente con ofertas de energía pura.
- No considera adecuado hacer pública la información de ofertas. La información que los generadores requieren para hacer sus ofertas está disponible para ellos.
- El número de subastas se puede construir con el tiempo, entre 3 y 6.

3.3.2 Luciano de Castro

El consultor (De Castro, 2016) encuentra que el mercado colombiano presenta problemas de ineficiencia en el despacho por imposibilidad de las empresas para ajustar sus posiciones, manipulación del precio por ejercicio del poder de mercado y falta de responsabilidad financiera.

Se realiza un análisis inicial de la propuesta presentada por la CREG, calificando que la misma en general se encuentra bien. Sin embargo, realizan algunas recomendaciones de ajuste:

- Analizar un mayor número de subastas, lo cual puede hacerse gradualmente.
- Emplear el despacho ideal para las obligaciones vinculantes puede crear problemas en el funcionamiento del mercado intradiario, dado que este mecanismo no sirve para que los agentes despachados por restricciones de la red o condiciones técnicas cubran su posición.
- Sugiere realizar los compromisos vinculantes en dos fases: calcular el precio vinculante con el despacho ideal y los compromisos con el despacho real.

3.3.3 Shmuel Oren y Alfredo García

Oren y García (2016) plantean que el esquema actual de un solo despacho y una liquidación induce riesgos adicionales al sistema, por lo cual están de acuerdo con tener un mercado del día siguiente y un mercado en tiempo real. Adicionalmente, ven adecuado permitir la participación de las ofertas virtuales.

Del mismo modo, están de acuerdo con la implementación de precios nodales, cambiar las ofertas a un formato que permita mejor expresión de puja por los agentes y la implementación de una entidad que realice el monitoreo del mercado.

Finalmente, ven la participación de la demanda como una necesidad, tanto para hacer más transparente el mercado hacia los usuarios, como una herramienta para mitigar el poder de mercado.

3.3.4 Nils-Henrik Von Der Fehr

Como parte de los análisis realizados por el doctor Von der Fehr (2016), se realiza una revisión de las propuestas presentadas por la CREG para ajustar el mercado de corto plazo, encontrando que en general el esquema actual, que tiene el beneficio de la simpleza, puede sufrir unos pequeños ajustes y cumplir los objetivos planteados por el regulador. En relación con la propuesta, encuentra algunos comentarios o recomendaciones:

- Es una buena opción para que los agentes ajusten sus posiciones.
- La penalidad financiera del diferencial de precio entre mercados sería un incentivo para evitar cambios de disponibilidad por los agentes.
- Puede reducirse el poder de mercado de los generadores.
- Se reduce la firmeza de las ofertas del día anterior, dado que la realidad está dada por el mercado intradiario.

- La frecuencia de las subastas dependerán de las condiciones, por lo cual sugiere considerar la negociación continua. Debe revisarse si se quiere flexibilidad o liquidez.
- Las señales económicas resulten del despacho físico, lo cual requiere pasar a precios nodales o zonales.
- El cierre del mercado del día anterior se debería mover a una hora más cercana a la operación.
- Finalmente, sugiere separar el mercado de AGC del mercado de energía.

3.4 XM

El Administrador del Mercado ha planteado en algunos foros sectoriales la importancia de acercar las transacciones del mercado al tiempo real, comentarios que han sido tenidos en cuenta por el regulador, al citar comentarios de XM para la construcción de la propuesta de despacho vinculante (CREG, 2016).

De este modo, el Operador del Mercado, después de analizar temáticas como los redespachos, generación de plantas menores y vertimientos, ha realizado análisis para proponer el desarrollo de un mercado intradiario en Colombia (XM, 2013), el cual estiman podría alcanzar los 4.500 GWh año.

Entre los elementos que XM considera debe tener el mercado intradiario se encuentran el despacho ideal ex ante, mercado intradiario, esquema de arranques y paradas, definiciones sobre redespachos, esquemas de respuesta de la demanda y mercado de balance.

3.5 ACCE

Los análisis y recomendaciones realizados por la Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía (ACCE) incluyen (ACCE, 2016):

- El mercado vinculante debe permitir la participación activa de la demanda no regulada en la formación del precio. Esta información debe ser confidencial.
- Se debe disminuir la incertidumbre al usuario.
- Los montos por incumplimiento en el mercado vinculante, no deben ser trasladados al precio de oferta, para que se mantenga el incentivo al cumplimiento del programa.

3.6 ANDEG

Los generadores agremiados en la Asociación Nacional de Generadores (ANDEG) plantearon su visión en relación con el mercado de corto plazo, explicando las características que consideran debe tener el mercado (ANDEG, 2016):

- El mercado del día siguiente es financiero y está relacionado con los contratos.
- Debe existir un mercado intradiario y un mercado en tiempo real, dado que son fundamentales para la gestión de riesgos operativos.
- Debe permitirse la participación de ofertas virtuales, para materializar oportunidades de arbitraje que permitan la convergencia del mercado.

3.7 Andesco

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco) contrató a las empresas PHC, Eudora y Corenergía, para definir propuestas de mejora y regulación del MEM. En desarrollo de este trabajo, el gremio presentó la propuesta del mercado de corto plazo (Andesco, 2016), cuyos principales puntos son:

- Participación de la demanda a través de los comercializadores o agregadores de demanda.
- Separación de cuatro mercados independientes con compromisos vinculantes, incluyendo el mercado del día anterior, mercado intradiario, mercado de balance y mercado de regulación secundaria de frecuencia. Permite ajustar las ofertas para mejorar posiciones de los participantes y contar con herramientas de gestión para las fuentes intermitentes.
- Exclusión de los precios de arranque y parada de la oferta, pagados según arranques reales.

Las posiciones de los agentes del mercado revisadas a lo largo del capítulo son diversas sobre el posible diseño y reglas que debe tener el mercado intradiario. No obstante, parece haber consenso en lo beneficioso que resultaría realizar ajustes al mercado de corto plazo e implementar mercados intradiarios para efectos de mejorar la eficiencia, permitir la participación de la demanda y brindar flexibilidad operativa a los agentes generadores, en especial aquellos con FNCER. El siguiente capítulo presenta los objetivos del documento, los cuales serán desarrollados con base en análisis comparativos con otros mercados de referencia.

Capítulo 4. Objetivos

4.1 Objetivo general

- Proponer alternativas para un Mercado Intradiario de Generación en Colombia a partir de las necesidades particulares actuales y futuras que requiere atender el Sistema Interconectado Nacional.

4.2 Objetivos específicos

- Referenciar experiencias en Mercados Intradiarios de sistemas eléctricos diferentes a Colombia.
- Seleccionar las principales características que debe cumplir un Mercado Intradiario para un mercado hidro-térmico como el colombiano.
- Identificar los criterios diferenciadores más relevantes para la implementación de un Mercado Intradiario en Colombia.

Capítulo 5. Operación mercados internacionales

Como instrumento para la construcción de los elementos de diseño que componen un mercado intradiario de electricidad, inicialmente se revisarán referencias internacionales de operación de mercados de corto plazo. Cárdenas & Franco (2017) realizaron un diagnóstico sobre los tipos de mercados y procesos que poseen los mercados mayoristas de algunos países, entre los cuales se encuentran los siguientes mercados intradiarios: NORDPOOL, EPEX, APX, N2EX, OMIE, PJM, SPP, ERCOT, MISO, AESO y CAISO.

Para realizar el análisis comparativo, se seleccionaron y estudiaron diferentes mercados de referencia. Las características específicas de cada mercado se describen en detalle en el Anexo A. La Tabla 5-1 presenta el resumen de los elementos identificados para los mercados del día siguiente y la Tabla 5-2 presenta la información para los mercados intradiarios, en los sistemas que cuentan con ellos:

Tabla 5-1. Elementos de los mercados del día siguiente

Elemento	Alternativas	Ventajas	Mercados
Tipo de Mercado D+1	Físico. Los compromisos se cumplen con la entrega de la energía.	El activo es tangible, lo que genera sensación de seguridad en el mercado.	MEM, AEMO, IEX
	Financiero. Los compromisos se cumplen reconociendo el costo de la energía.	Los agentes pueden ser tomadores de precio para cubrir contratos. Permite la participación de agentes externos al mercado.	PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL, GME, MISO, SP
Tipo Producto D+1	Contratos	Permite transar cantidades en bloques.	EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, SP, IEX
	Energía	Simplicidad	MEM, PJM, CAISO, AEMO, MISO
Oferta Generación	Parejas de precio y cantidad	Permite versatilidad y flexibilidad a los agentes para valorar el costo de oportunidad del activo.	PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, AEMO, MISO, SP, IEX
	Único precio y disponibilidad	Más simple. Limita posibles comportamientos estratégicos.	MEM
Precios de Arranque y Parada	En la oferta	Formación simple del precio del mercado.	EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, AEMO, SP, IEX
	Externos a la oferta	Reduce el riesgo del generador, reduciendo el precio de despeje.	PJM, CAISO, MISO

Elemento	Alternativas	Ventajas	Mercados
Obligación de Oferta	Si. En algunos mercados la obligación aplica según compromisos	Garantiza disponibilidad del recurso para atender la confiabilidad del sistema.	MEM, PJM, CAISO, OMIE, AEMO, MISO
	No	Flexibilidad para los generadores.	EPEX, NORDPOOL, GME, SP, IEX
Tipo de Compromiso	Vinculante. El despacho es de obligatorio cumplimiento	Precio y transacciones predecibles. Facilita operación de otros mercados.	PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, MISO, SP, IEX
	No Vinculante. Despacho indicativo	Flexibilidad. Menor número de liquidaciones.	MEM, AEMO
Compromisos PM y PFA	Firmes. Son tomadores de precios, pero programan operación vinculante con límite máximo y mínimo	Incentivos para mejorar la proyección. Liquidez al mercado. Predictibilidad del precio del mercado.	PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, AEMO, MISO, SP, IEX
	Libres. Indican al sistema su expectativa, pero pueden cambiar sin penalidad	Incentiva la instalación de estas fuentes, gracias a la flexibilidad.	MEM
Localización	Multinodal - Zonal	Entrega señales de congestión para el desarrollo de las redes y de la capacidad de generación.	PJM, CAISO, NORDPOOL, GME, AEMO, MISO, IEX
	Uninodal	Más simple. Puede generar subsidios cruzados por condiciones sociales. Puede ser una señal de una red fuerte.	MEM, EPEX, SP
Subasta D+1	Marginal. Se paga el precio de la última unidad despachada.	Revela el costo de oportunidad colectivo. Ampliamente aplicado.	MEM, PJM, CAISO, EPEX, NODPOOL, OMIE, GME, AEMO, MISO, SP, IEX
	Pay as Bid. Se paga el precio ofertado.		
Horizonte Producto D+1	60 minutos	Facilidad para el despacho y la operación de unidades inflexibles. Estabilidad de los compromisos.	MEM, PJM, CAISO, EPEX, EPEX-UK, NORDPOOL, OMIE, GME, MISO, SP
	30 minutos		AEMO
	15 minutos	Facilidad para ajustar el despacho a la demanda.	IEX
Periodo Despacho	60 minutos	Facilidad para el despacho y la operación de unidades inflexibles.	NORDPOOL, OMIE, GME, SP
	30 minutos		EPEX-UK, EPEX-FR, NORDPOOL-UK
	15 minutos		CAISO, EPEX, NORDPOOL-GE, IEX
	5 minutos	Facilidad para ajustar el despacho a la demanda.	PJM, AEMO, MISO
Anticipación despacho	11 horas antes de operar	Tiempo suficiente para planear transacciones del intradiario y la operación.	EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, SP, CAISO
	10.5 horas antes de operar		PJM
	9 horas antes de operar		MEM
	8 horas antes de operar		AEMO
	6.5 horas antes de operar	Flexibilidad para el operador. Entrega información previa.	IEX

Elemento	Alternativas	Ventajas	Mercados
Tiempo para elaborar el despacho	7 horas	Flexibilidad para el operador realizar análisis de transmisión.	MEM
	5.5 horas		IEX
	3.5 horas		AEMO
	3 horas		PJM, CAISO
	2 horas	Permite contar con mayor información para la oferta.	EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, SP
Liquidación	Independiente. Cada mercado liquida de forma independiente	Separación de cuentas. Claridad de las transacciones.	PJM, CAISO, MISO
	Integrada. Todas las transacciones se liquidan de forma integrada	Facilidad para el operador. Único estado de cuenta.	MEM, EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, AEMO, SP, IEX
Ofertas Virtuales	Si	Permite participación de agentes financieros. Proporciona liquidez al mercado. Ayuda a controlar comportamientos estratégicos entre mercados.	PJM, CAISO, MISO
	No	No se transfieren eventuales rentas a agentes externos. Mercado de agentes expertos.	MEM, EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, AEMO, SP, IEX
Demanda	Activa. Con envío de precios y cantidades o sólo cantidades	Permite ofrecer precios de reserva. Ayuda a controlar el ejercicio de poder de mercado. Genera hábitos eficientes de consumo. Mejora proyección. Variación de precio la asume quien se desvía.	PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, AEMO, MISO, SP, IEX
	Inactiva	Facilidad para los usuarios. No hay impacto para el usuario o el comercializador por desviación en la proyección.	MEM
Servicios Auxiliares	Integrado a Energía	Única valoración del costo de oportunidad. Reduce el costo del servicio. Facilidad de oferta.	MEM
	Independiente	Mercado transparente. Valoración adecuada del costo de oportunidad de cada servicio.	PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL, OMIE, GME, AEMO, MISO, SP, IEX
Otros	Proceso de mitigación de poder de mercado	Instancia adicional para el seguimiento al comportamiento de los agentes.	CAISO

Tabla 5-2. Elementos de los mercados intradiarios

Elemento	Alternativas	Ventajas/Desventajas	Mercados
Tipo de Mercado Intradiario	Físico	El mercado intradiario actúa como primer mecanismo de balance.	CAISO, EPEX-UK, NORDPOOL, OMIE, GME, MISO, SP, IEX
	Financiero	No se compromete el despacho real.	PJM, EPEX

Elemento	Alternativas	Ventajas/Desventajas	Mercados
Subasta Intradía	Mercado continuo. Precio <i>pay as bid</i>	Flexible. El agente la puede usar cuando desee. Puede ser más ineficiente por no concurrencia y variación a lo largo de la jornada. La mayoría de las transacciones son al final.	EPEX, NORDPOOL, GME, SP, IEX
	Sesiones de subasta. Precio uniforme	Liquidez. Fácil de participar. Una sola transacción por bloque. Permite productos más complejos. Maximiza los beneficios. Precio más eficiente. Transparente.	PJM, CAISO, EPEX-GE, EPEX-UK, NORDPOOL UK, OMIE, GME, MISO, IEX
Horizonte intradía	Producto		
	60 minutos	Armonización con despacho D+1. Facilidad para el despacho y operación de unidades inflexibles.	PJM, CAISO, EPEX-NL, EPEX-BE, NORDPOOL, OMIE, GME, MISO, SP, IEX
	30 minutos		EPEX-FR, EPEX-UK, NORDPOOL-UK, AEMO
	15 minutos	Mayores variaciones al despacho. Más precios. Más productos disponibles. Flexibilidad	EPEX-GE, EPEX-AU, EPEX-SW, NORDPOOL-GE
	Día anterior operación. Única subasta aplicable para todos los periodos del siguiente día.	Simple. Predecible. PJM entrega despacho 45 min antes de operar, MISO 30 min antes, EPEX-GE 60 min antes e IEX 180 min antes.	PJM, MISO, EPEX-GE, IEX
Anticipación intradía	180 min antes de operar	Reduce la flexibilidad para incorporar condiciones reales. Facilita el despacho para el operador	IEX
	150 min antes de operar		EPEX-UK
	120 min antes de operar		GME
	105 min antes de operar		OMIE
	75 min antes de operar		CAISO
	60 min antes de operar		NORDPOOL, SP, EPEX-GE
	30 min antes de operar		EPEX
	5 min antes de operar	Máxima flexibilidad.	EPEX-NL, EPEX-BE
Duración rondas intradía	4 horas	Tiempo suficiente para tomar decisiones.	OMIE, GME
	2 horas	Tiempo prudente para las decisiones.	PJM, MISO, EPEX-GE
	Continuo	Total flexibilidad para realizar las transacciones.	CAISO, EPEX, NORDPOOL, SP, IEX
Mercado de Balance	Administrado. Tarifas predefinidas por el administrador	Genera incentivos para ir al mercado intradía.	IEX
	Mercado. Tarifas definidas o calculadas por el mercado	La mayoría de estos mercados son gestionados por los operadores. En algunos casos está embebido en el intradía.	PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL. OMIE, GME, MISO, SP
	No hay	Se toma el mismo despacho para seleccionar las unidades que cubren los balances.	MEM

Adicionalmente, la Figura 5-1 muestra la comparación entre la composición de la capacidad instalada de cada uno de los mercados analizados, para validar la aplicabilidad del esquema a las diferentes tecnologías de generación.

El amplio rango de aplicación de los mercados intradiarios, evidencia que estos son un instrumento adecuado para dinamizar mercados con cualquier tipo de composición energética, tanto aquellos con alta capacidad hidráulica (Suiza y Noruega), aquellos con alta participación de energías renovables (Portugal y Alemania), así como aquellos con alta componente térmica o nuclear (PJM, India).

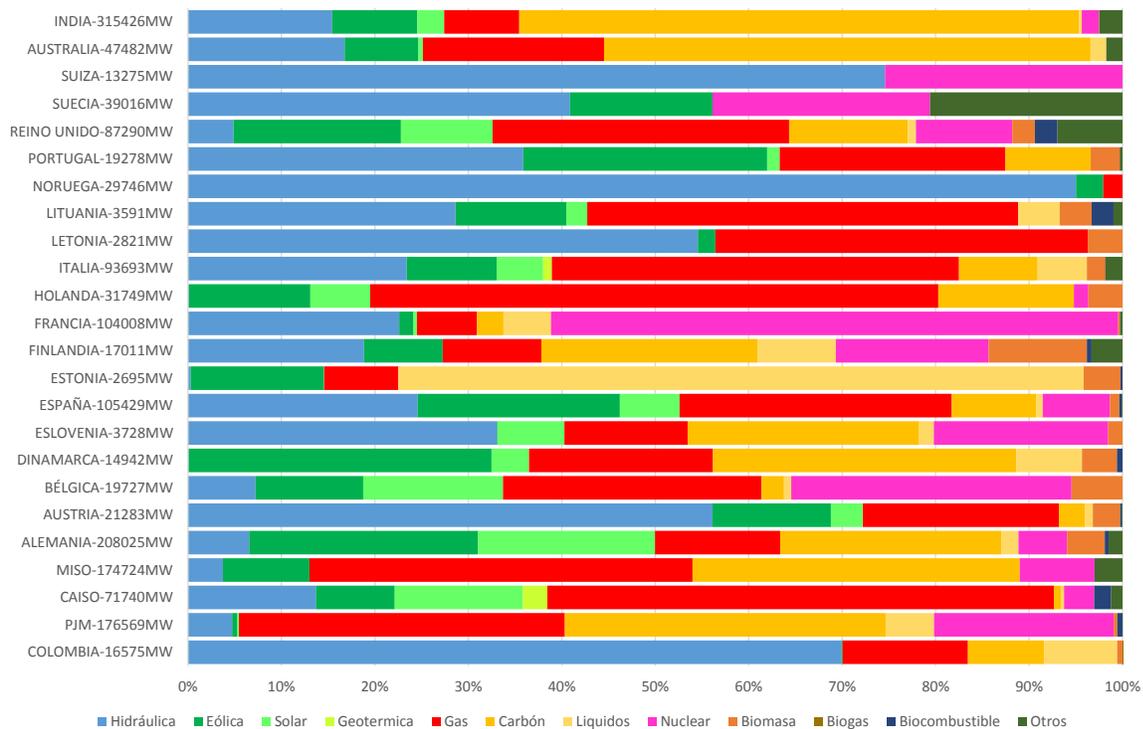


Figura 5-1. Comparación capacidad instalada mercados analizados

Fuente: Construcción Propia – Datos Capacidad Instalada

Aunque sólo 4 de los países analizados (Austria, Letonia, Noruega y Suiza) cuentan con una participación de la generación hidráulica semejante a la que se presenta en Colombia, sus experiencias demuestran la viabilidad de implementación en mercados comparables, lo cual se refuerza al considerar el éxito en mercados con alta participación de fuentes renovables.

Lamentablemente en América Latina aún los mercados no cuentan con la aplicación de mercados intradiarios para optimizar su operación, por lo cual no se cuenta con referentes cercanos para analizar,

lo que conlleva a que una eventual implementación en Colombia de este mercado sería la primera en funcionar.

El análisis de las características de los diferentes mercados, que se ha realizado a lo largo del capítulo, permite contar con referentes para comparar con el mercado colombiano y extraer los componentes de una propuesta de mercado intradiario. En el siguiente capítulo se realiza la integración de los elementos analizados y se estructura una propuesta de mercado para Colombia.

Capítulo 6. Propuesta de ajuste al mercado

A la luz de las experiencias identificadas en los mercados estudiados y de los análisis realizados por los diferentes agentes del mercado colombiano, se observa la posibilidad de estructurar una propuesta de mercado que pueda aplicarse a las condiciones colombianas. La propuesta, en primera instancia, busca mejorar la eficiencia del mercado en el corto plazo, permitiendo administrar mejor los riesgos asociados a la incertidumbre del tiempo de anticipación con el que se elabora la oferta diaria en bolsa. Adicionalmente, se busca limpiar la señal de precio, que permita desarrollar adecuadamente los mecanismos de cubrimiento de riesgo como contratos y derivados.

El primer hallazgo es que si bien el objetivo del documento busca una propuesta de mercado intradiario, la definición de esta viene inevitablemente acompañada de ajustes integrales al mercado de corto plazo. En consecuencia, la propuesta abarcará modificaciones al despacho del día siguiente y los elementos para las operaciones intradiarias.

6.1 Mercado diario

Los siguientes son los principales aspectos que se sugiere sean ajustados en el mercado del día siguiente en Colombia (MD), a fin de buscar un mejoramiento en la eficiencia en la formación del precio y armonización con la propuesta de mercado intradiario:

6.1.1 Separación de mercados

Con el fin de limpiar las señales de los precios de la energía, de otras variables que hoy lo impactan y le restan transparencia, se propone realizar una separación clara de los diferentes mercados y costos, así:

- Los servicios de regulación están claramente identificados, por lo cual los mercados han adoptado que estos sean ofrecidos y valorados de manera separada a la energía (Zhu, Jordan, & Ihara, 2000). Por tanto, se propone generar un mercado independiente para el servicio de AGC y demás servicios auxiliares. Algunos criterios al respecto se proponen en el numeral 6.3.3.

- Separar el recaudo de las variables diferentes a la energía pura (i.e. variables legales, regulatorias e impositivas) de la formación del precio. En particular, los costos correspondientes al CERE y FAZNI se deberían retirar de la formación de precio y ser incluidos externamente en los procesos de liquidación de cada agente aplicable.

6.1.2 Ofertas

Dado que los agentes necesitan flexibilidad para la operación en el mercado del día siguiente y en el mercado intradiario, así como la posibilidad de gestionar sus recursos en el corto y mediano plazo, se propone ajustar el esquema de oferta diaria enviado por los agentes generadores.

En el caso de Colombia, se emplea el esquema de oferta compuesta, donde los agentes combinan una oferta simple con una oferta independiente para los costos de arranque y parada (David & Wen, 2000). La oferta simple se compone de pares de cantidad y precio, que se entregan al mercado con transparencia y simplicidad, haciendo que sean los generadores quienes valoren en sus pujas algunas de las características técnicas como rampas, cargas estables, límites de generación, entre otros (García-González, Muñoz San Roque, Campos, & Villar, 2007). Si bien hay mercados que permiten las ofertas horarias de cantidad y precio, análisis realizados sugieren que realizar ofertas secuenciales horizontales, que comprometan diferentes parejas de precios y cantidades pero vigentes durante todas las horas de la subasta, inducen mayor eficiencia (Elmaghraby & Oren, 1999) .

En el caso colombiano, el regulador definió, como mecanismo para controlar el abuso de poder de mercado, que los agentes presenten un solo precio de oferta para las 24 horas del día. Sin embargo, este esquema, obliga que los generadores incluyan en su precio de oferta una prima por el riesgo que no pueden gestionar mediante un precio múltiple. La posibilidad de contar con múltiples bloques de oferta incrementaría la eficiencia del mercado y hace menos predecibles las condiciones de competencia para los agentes, al aumentar implícitamente el número de competidores con estrategias diferentes e incluir variables que no pueden ser fácilmente previstas por los competidores, lo que llevaría a los agentes a una adecuada valoración del recurso y reflejar de una mejor manera sus expectativas de precios.

Por lo tanto, se propone que los agentes puedan enviar para cada planta de generación, hasta tres bloques de oferta para el día de operación, correspondientes a parejas ascendentes de precios y cantidades. Las cantidades deben estar sujetas al mínimo técnico y máxima disponibilidad de las unidades. Tres bloques se consideran un número adecuado, buscando que los generadores tengan la posibilidad incluir en los

tramos de generación uno para su Energía Firme del Cargo por Confiabilidad (ENFICC), otro para sus contratos bilaterales y finalmente un bloque para operar a plena capacidad sus unidades.

Cada agente debe garantizar que las parejas sean técnicamente viables. Igualmente, los agentes tienen la obligación de ofrecer al mercado, en el agregado de sus tres bloques, toda la disponibilidad de las unidades.

La posibilidad de oferta por bloques aplicaría tanto para el MD como para el mercado intradiario.

6.1.3 Localización de las ofertas

Realizar cambios en el esquema de nodo único puede llevar a complejidades desde el punto de vista social, dadas las características de la demanda en Colombia, por lo cual no se considera este cambio inicialmente.

No obstante, considerando la importancia de transmitir las señales de congestión en las líneas de transmisión a los agentes del mercado, para facilitar la instalación de redes y unidades de generación que permite atender las restricciones, se propone que en el mediano plazo se analice la posibilidad de migrar a un esquema de precios zonales.

En la transición, una posibilidad es realizar la formación de precios por zonas y determinar posteriormente un único precio de referencia para el mercado diario, similar al esquema utilizado en el IEX. Para el mercado intradiario se podrían entonces usar precios por zona que no afecten al usuario final.

6.1.4 Precios de Arranque y Parada

Al igual que se viene presentando hoy en día, los precios de oferta de los generadores térmicos no deben incluir el Precio de Arranque y Parada (PAP). Esta variable puede continuar con el proceso de optimización independiente por parte del Centro Nacional de Despacho, de manera que no se interiorice por parte del generador una percepción de riesgo superior a la que realmente se presenta.

No obstante, al igual que las transacciones del día siguiente, las órdenes de arranque resultantes del MD deben ser firmes. Por tanto, el valor quedaría interiorizado en el mercado desde el momento del despacho, se pagará por evento diario y no debe estar sujeto a ajustes posteriores.

De este modo, los PAP se determinan desde este despacho y su valor debe distribuirse entre toda la demanda, incluyendo al final este valor dentro del precio marginal del mercado, de manera que haga parte del precio de la energía (David & Wen, 2000).

6.1.5 Plantas Filo de Agua, Renovables Intermitentes y No Despachadas Centralmente

Los representantes de las PFA, PM y FRNCE intermitentes, deben remitir para el mercado del día siguiente el mejor programa esperado de generación.

Los análisis presentados en investigaciones realizadas en diferentes mercados (Chaves-Ávila & Fernandes, 2015) indican que la asignación de compromisos firmes sobre los balances del sistema a las plantas con generación intermitente, crean incentivos para mejorar las proyecciones y participar adecuadamente en los diferentes mercados. En este sentido, se propone que el despacho enviado por las PFA, PM y FRNCE será programado por el CND e implicará obligatorio cumplimiento para el generador, acorde con las mismas reglas de despacho y tolerancias de desviación aplicables a las plantas despachadas centralmente. No obstante, el generador podrá realizar ajustes a la proyección, en cada sesión del mercado intradiario.

6.1.6 Demanda Activa

La participación de la demanda en los mercados permite generar hábitos eficientes de consumo, además que aporte liquidez al mercado y ayuda a controlar el ejercicio de poder de mercado por parte de los productores.

En esta línea, se considera adecuado que los comercializadores envíen diariamente su proyección de demanda para el día siguiente. Los comercializadores que estén interesados y cuenten con demanda regulada o no regulada con capacidad de modificar su patrón de consumo acorde con las señales de precios, pueden ofrecer al mercado una curva de precios. Los comercializadores que no cuenten con demanda flexible, informarían que son tomadores de precio. Por tanto, los comercializadores podrían entregar al CND hasta tres bloques de demanda y precio, que reflejen la elasticidad de la demanda. Inicialmente, este proceso se puede realizar especialmente con los comercializadores que representan demanda no regulada y hacerlo extensivo con el tiempo a quienes atienden usuarios regulados.

6.1.7 Publicación de Información

En relación con la información disponible para los agentes, los análisis de juegos repetidos en mercados oligopólicos han mostrado que la publicación de la misma no tiene efectos negativos sobre los resultados totales del sistema, pero impacta las decisiones de cada agente (Rassenti, Reynolds, Smith, & Szidarovszky, 2000). La publicación de la información reduce las incertidumbres de los agentes, llevando a mejores ofertas y mayor eficiencia, además de hacer los procesos más transparentes (Cramton & Schwartz, 2000).

El problema de la publicación de información en los mercados de energía, es que esto puede facilitar la colusión, explícita o tácita, de los agentes, por lo cual lo recomendable en estos casos es contar con una publicación privada de información, donde cada agente conozca únicamente los datos propios y los resultados generales como precios, generación total, reservas (Rothkopf, 1999) (Cramton & Schwartz, 2000).

De este modo, para mantener la eficiencia en el mercado y permitir la adecuada toma de decisiones, se debe mantener una confidencialidad parcial, proporcionando al mercado diariamente la información de resultados, como generación y precios, y la información operativa sobre eventos y embalses. Sin embargo, la información de ofertas debe mantenerse reservada hasta el mes siguiente, como actualmente se encuentra vigente.

6.1.8 Ofertas virtuales

Las ofertas virtuales son un instrumento que opera en los mercados del día siguiente y que permite a los agentes identificar oportunidades de arbitraje ante comportamientos en los cuales los generadores estén moviendo energía del mercado diario hacia el intradiario, sacar provecho de estas posiciones y llevar el mercado a su equilibrio (Parsons, Colbert, Larrieu, Martin, & Mastrangelo, 2015). Estas condiciones facilitan la entrada de nuevos agentes, mejoran la liquidez del mercado y reducen el poder de mercado en mercado de corto plazo (Ausubel & Cramton, 2010). Lo anterior, implica que agentes externos al sector pueden pujar en el mercado del día siguiente. Se considera adecuado no restringir la participación de agentes externos con ofertas virtuales, siempre y cuando estos agentes aporten las garantías financieras adecuadas.

6.1.9 Tipo de compromiso

Las operaciones del mercado del día siguiente se deberían considerar como transacciones financieras firmes. Es decir que las obligaciones de generación y compra no pueden estar sujetas a cambios posteriores ni por cantidad ni por precio.

Se propone que el precio de cierre y el despacho del MD, se continúen realizando como actualmente (ver 2.1.3). El precio resultante de este proceso, sería el precio de bolsa definitivo, contra el cual se liquidan todas las transacciones de contratos bilaterales, derivados y las transacciones del mercado intradiario, las cuales se calculan por diferencias entre mercados.

6.2 Mercado intradiario

Como complemento al MD, de manera que los agentes puedan realizar ajustes a los compromisos adquiridos en ese mercado, se propone la creación de un mercado intradiario (MI).

6.2.1 Tipo de mercado

Actualmente, las opciones más generalizadas de diseño de mercado intradiario son el mercado continuo y la realización de subastas por sesiones. Un mercado continuo permite a los agentes contar con un buen margen de maniobra en relación con el momento en el cual participan en el mercado y con las cantidades que ponen en el mercado (Garnier & Madlener, 2015). Los estudios muestran que en estos mercados la mayoría de las transacciones se realizan cerca del momento de cierre e implica para los agentes manejar variaciones significativas en el precio a lo largo del periodo de transacción, llevando a posibles ineficiencias (Neuhoff, Ritter, Salah-Abou-El-Enien, & Vassilopoulos, 2016). Las subastas presentan por su parte una mayor liquidez, una asignación de precio más eficiente y transparente y facilidades de transacción, especialmente para agentes más pequeños (Chaves-Ávila & Fernandes, 2015).

Considerando que el mercado apenas iniciará y por tanto se requiere que tanto los pequeños como los grandes agentes puedan participar adecuadamente, buscando contar con suficiente liquidez y una adecuada formación de precios, se propone la implementación de un mercado por sesiones.

6.2.2 Sesiones intradiarias

La frecuencia de las sesiones dependerá de los cambios en las condiciones del mercado y de los agentes que resulten afectados (Von der Fehr, 2016). Una temporalidad de entrega pequeña, ayuda a gestionar variaciones de corto plazo de la demanda, pero implica muchas variaciones en la producción, incrementa

el costo de operación de las máquinas y multiplica el número de productos a despejar en el mercado dificultando la tarea del operador (Abrell, 2016).

En Colombia la capacidad instalada del sistema todavía no cuenta con una participación significativa de plantas eólicas y solares, las cuales presentan mayor variabilidad e intermitencia. Así, es posible contar con una frecuencia media de realización de subastas. A efectos de considerar la mejor información, las sesiones se pueden ubicar de la siguiente manera:

- Se propone tener una primera sesión posterior al primer ciclo de nominaciones de gas natural, que permita conocer y utilizar los remanentes de este combustible para ser aprovechados en generación.
- Teniendo en cuenta la variabilidad y el comportamiento unimodal - bimodal del ciclo diurno de lluvias en Colombia (Poveda, 2004), así como el perfil de demanda de dos puntas del SIN, se propone incluir al menos dos sesiones adicionales durante el día de operación. Una en las primeras horas de la mañana (07:00), donde se puedan ajustar las condiciones observadas durante la noche. Otra en la tarde (15:00), para ajustar condiciones hacia la punta de carga del sistema.

6.2.3 Formación de precio y temporalidad de entrega

Las reglas de despacho para cada sesión del MI son las mismas que aplican para el MD. El precio de cierre se determina cuando se cubre la demanda al precio marginal. Los resultados de cada sesión son vinculantes. El periodo de despacho serían las horas remanentes del día, según cada sesión de mercado.

En cada sesión, los generadores podrán presentar oferta de precio de venta para la energía que no fue asignada en el MD, en tres bloques de precio y cantidad, o presentar ofertas de precio de recompra para las cantidades asignadas en el MD. En caso de entrada anticipada de un mantenimiento debidamente registrado en el Sistema Nacional de Consignaciones (SNC), se puede incrementar la potencia disponible respecto al MD. Con el fin evitar posiciones especulativas por parte de los generadores, una misma planta no podrá presentar oferta de compra y de venta en el MI. Las plantas con generación intermitente deben actualizar sus programas de generación.

La Tabla 6-1 muestra la línea de tiempo para las sesiones propuestas. En todo caso, los plazos pueden ajustarse para que el CND pueda programar de manera confiable la operación, considerando las restricciones de la red.

Tabla 6-1. Sesiones de mercado propuestas⁴

	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3
Apertura	18:00 (D-1)	07:00	15:00
Cierre	18:30 (D-1)	07:30	15:30
Publicación	17:30 (D-1)	08:30	16:30
Horizonte	00:00-24:00	09:00-24:00	17:00-24:00

Los comercializadores podrán en cada sesión de mercado intradiario, enviar una nueva proyección de demanda y en el caso de consumidores flexibles, actualizar las condiciones de cantidad y precio.

En la medida que mejore la madurez del mercado, pueden incrementarse el número de sesiones o convivir con sesiones y mercado continuo.

6.3 Balance y Liquidación

6.3.1 Balances

Se requiere un esquema que defina como ajustar el balance definitivo entre la oferta y la demanda, lo cual se realiza con los ajustes de balance realizados por el operador del sistema en tiempo real. En el momento del balance, las operaciones suceden en el muy corto plazo, por lo cual la demanda en este momento es inelástica y puede cambiar de forma incierta en aumento o disminución (Abrell, 2016).

Existen dos esquemas para realizar el balance, empleando las mismas condiciones económicas del despacho o mediante mercados de regulación. En Colombia se emplea la extensión del despacho por parte del CND, lo cual podría seguirse aplicando en el nuevo mercado de corto plazo.

Se propone entonces un esquema de balance con precios basados en las condiciones del mercado. Las cantidades de los desbalances son evaluadas de manera posterior a la operación y resultan de comparar el resultado del mercado real, aplicando el mismo esquema del MD, pero empleando las condiciones reales de demanda, disponibilidad y precios finales de cada uno de los mercados diario e intradiarios.

El costo de los balances debe ser un incentivo a la participación en el MD y MI, los cuales se pueden valorar dependiendo si se ayuda o se perjudica al sistema, como se muestra en la Tabla 6-2.

⁴ La propuesta de tiempo considera los plazos de 1.5 horas, actualmente empleados por el CND para realizar los procesos de redespacho.

Tabla 6-2. Precios para desbalances

		Sistema	
		Negativo	Positivo
Agente	Negativo	$\max_d(\max(\text{PB}_{\text{MDh}}, \text{PB}_{\text{MIh}}))$	$\max(\text{PB}_{\text{MDh}}, \text{PB}_{\text{MIh}})$
	Positivo	$\max(\text{PB}_{\text{MDh}}, \text{PB}_{\text{MIh}})$	$\min_d(\min(\text{PB}_{\text{MDh}}, \text{PB}_{\text{MIh}}))$

No obstante, a futuro, estas desviaciones deberían ser cubiertas con los mercados de regulación, que hacen parte de los servicios auxiliares. Al implementar mercados con compromisos financieros firmes, es necesario garantizar la disponibilidad de las unidades para cubrir los balances definitivos, desde antes de la operación. La remuneración de estas unidades debe ser resultado de un mercado específico. Una vez se implemente el mercado de balances, los precios de la Tabla 6-2 pueden ser ajustados en función de este.

6.3.2 Congestion de transmisión

La propuesta mantiene el despacho bajo el esquema de nodo único que actualmente funciona en Colombia, atendiendo los problemas de congestión con las plantas requeridas según los análisis eléctricos realizados por el CND y acorde con sus costos operativos. La remuneración de estos costos se realiza sin afectar el precio marginal del sistema y socializándolos entre la demanda bajo la componente de restricciones del sistema.

Para determinar los costos de las restricciones, se propone comparar el despeje del mercado con la información real con el despacho real. La diferencia entre los balances positivos y negativos, corresponde al valor de las restricciones que debe pagar la demanda. Los desbalances positivos serían remunerados al precio de reconciliación positiva⁵ y los desbalances negativos serían pagados por los agentes al mínimo precio de los mercados diario e intradiarios de cada hora del día de operación.

Adicionalmente, se sugiere que en el corto plazo podría implementarse la formación de precios por zonas, aplicable a las transacciones de los generadores. Para las transacciones en el MD aplicable a las transacciones de la demanda, se podría determinar un único precio de referencia calculado como el precio ponderado de los precios zonales, similar al esquema utilizado en el IEX. En el MI las transacciones se realizarían con los precios zonales.

⁵ La Resolución CREG 034 de 2001 define los Precios de Reconciliación positiva de las plantas del Sistema, los cuales corresponden a los costos variables para las plantas térmicas y al costo de oportunidad del mercado para las plantas hidráulicas.

6.3.3 Servicios Auxiliares

El mercado de balance puede ser atendido con servicios auxiliares, entre los que se encuentra la regulación primaria, secundaria y terciaria. A futuro el sistema puede desarrollar este mercado para fijar una referencia de precios para el mercado de balances. El desarrollo de estos mercados está por fuera del objetivo de este documento, por lo cual solamente se proponen algunos criterios que deberían considerarse en el diseño, para efectos de armonización del mercado servicios auxiliares:

- El proceso de asignación se puede desarrollar co-optimizando el mercado de energía y de servicios auxiliares.
- Los servicios prestados deben remunerarse acorde con el compromiso que implican: regulación primaria, secundaria y terciaria.
- Debe funcionar en un mercado, con ofertas independientes.
- Se debe aplicar el criterio de solidaridad.
- La remuneración del servicio debe ser independiente de la remuneración de la energía.
- Adicional a la remuneración por el servicio, la energía debe tener una prima sobre el precio de despeje del mercado.
- El costo debe ser transferido a la demanda.

6.3.4 Liquidación

El proceso de liquidación propuesto funciona por diferencias entre los diferentes mercados en forma escalonada, como se explica a continuación:

- Cubrimientos de mediano y largo plazo: Son liquidados por cada agente en los mercados de cubrimiento que participa, bien sean contratos bilaterales o derivados.
- Mercado diario: Se liquidan las diferencias entre el despacho del MD y los contratos, valoradas al precio de despeje del MD.
- Mercados intradiarios: Se liquidan las diferencias entre el último MI aplicable para cada hora y el MD, valoradas al precio de despeje del MI.
- Balances: Se liquidan las diferencias entre las obligaciones consolidadas del MD y los diferentes MI con el MD ejecutado con condiciones reales. Las diferencias se valoran acorde con la Tabla 6-2.
- Congestionamiento: Se liquidan las diferencias entre las obligaciones consolidadas del MD y los diferentes MI con el despacho real. Las diferencias se valoran según los precios propuestos en el numeral 6.3.2.
- Servicios auxiliares: Se liquidan de manera independiente, según el despeje de cada mercado.

6.3.5 Recaudo del Cargo por Confiabilidad y FAZNI

Las variables que ya no hacen parte del precio, serán cobradas directamente a la demanda, para lo cual el ASIC incluiría dichas variables en las facturas de los comercializadores, quienes transferirían este costo al usuario final en una componente de costos del sistema, previo ajuste de la fórmula tarifaria.

6.4 Transición

Teniendo en cuenta que actualmente los contratos y cubrimientos financieros consideran el valor proyectado para el Precio de Bolsa bajo las definiciones regulatorias vigentes, es necesario que el sistema realice una transición para ajustarse al nuevo esquema de formación de precios.

Se propone en principio, que se permita el ajuste de los contratos, retirando de las tarifas pactadas el valor de las componentes CERE y FAZNI de la fecha de entrada en vigencia de los cambios normativos. A partir de esa fecha se separaría el precio de la energía, el cual continuaría gozando de cobertura mediante los contratos.

Adicionalmente, como parte de la transición a precios zonales, se propone que en corto plazo el despacho se calcule como se propone en el numeral 6.3.2.

Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

En este documento se analizaron las condiciones de operación actuales del mercado de corto plazo de energía en Colombia. Se identificaron las principales situaciones que introducen problemas en la eficiencia operativa del mercado, encontrando que aspectos como los redespachos, vertimientos, coordinación con el sector del gas, operación de las plantas menores y desviaciones de la demanda, introducen diferencias y hacen poco predecible los resultados del mercado diario, lo cual requerirá aún más cuidado en la medida que se incremente la participación de fuentes renovables intermitentes en el sistema.

En general, el factor común sobre las variables que ofrecen oportunidades de mejoramiento responde a la oportunidad con la que se cuenta la información, asignando el costo del riesgo a quién mejor lo puede gestionar, pero contando con tiempos que permitan el manejo de las condiciones de una forma más efectiva.

Se presentaron diferentes evidencias numéricas, que muestran un razonable potencial de ser corregidas con la implementación de un mercado intradiario que permita a los agentes ajustar sus posiciones después de realizar el despeje del mercado diario. Hasta ahora, el mercado Colombiano solo ha contado con un mercado del día siguiente, sin tener mayores aproximaciones con un mercado en tiempo real o intradiario.

Con el fin de establecer un marco de referencia sobre el posible diseño de un mercado de corto plazo ajustado para Colombia, se analizaron las experiencias de algunos países como Estados Unidos, Alemania, Inglaterra, España, Suecia, Noruega, Suiza, Italia, Australia e India, encontrando las principales características operativas con las cuales se puede construir una alternativa para el mercado colombiano, entre las cuales se resaltan:

- Los mercados operan básicamente con esquemas de despacho tipo *pool* o tipo *exchange*.
- Típicamente, en los mercados de tipo *pool*, los despachos son asignados de manera óptima con base en las ofertas de los agentes, en dos etapas principales: mercado del día siguiente y despacho en tiempo real (Gan & Litvinov, 2003).
- En general, los mercados del día siguiente funcionan con subastas de sobre cerrado de dos puntas con precio uniforme, entregando compromisos financieros de obligatorio cumplimiento. Gran parte de ellos poseen precios zonales o nodales y despachos que varían entre 15 y 60 minutos.
- Los mercados intradiarios tienen dos alternativas principales, los mercados de transacción continua y los mercados por subastas. Los primeros se caracterizan por su flexibilidad y los segundos por su liquidez, transparencia y simpleza.
- La liquidación de las transacciones se realiza normalmente por diferencias entre los mercados, complementando con un mecanismo de balance final, cuyos precios incentivan el cubrimiento en los mercados intradiarios.
- Los servicios complementarios son asignados en mercados independientes al mercado de energía pura.

De forma complementaria, se estudiaron las propuestas que se han construido al interior del mercado colombiano y las propuestas y recomendaciones de los diferentes agentes, las cuales en general coinciden en los beneficios de realizar ajustes al mercado del día siguiente y la implementación de un mercado intradiario.

Finalmente, a partir de la información recopilada se estructuró una propuesta con las alternativas de diseño para un mercado intradiario de generación en Colombia, las cuales se resumen a continuación:

Mercado Diario

- Separar los mercados de energía y servicios complementarios, así como retirar de la formación de precio las variables diferentes a la energía pura.
- Ofertas de energía en tres parejas de cantidad y precio, sin incluir los costos de arranque y parada. La información se mantiene confidencial, como se maneja actualmente.

- Mantener la formación de precio bajo un esquema de nodo único.
- Los compromisos resultantes del despacho diario son financieramente obligatorios. Las plantas de generación intermitente deben entregar programas de generación vinculante.
- Participación activa de la demanda y de ofertas virtuales.

Mercado Intradivario

- Mercado intradivario con al menos tres subastas diarias.
- Subasta de dos puntas y precios marginales, con compromisos vinculantes.
- Balances en tiempo real a precios predefinidos relacionados con los resultados del mercado, que incentiven la participación en el mercado intradivario.
- Manejo la congestión similar al esquema actual, con remuneración a costos variables.
- Liquidación por diferencias entre los diferentes mercados.
- Transición para el ajuste de los compromisos comerciales vigentes.

Estos ajustes, se esperaba permitan al sistema mejorar su eficiencia y competitividad.

7.2 Recomendaciones

Como pudo observarse a lo largo del documento, existen múltiples asuntos conectados directa o indirectamente con el desarrollo del mercado de corto plazo de electricidad, por lo que se recomienda que en futuro se trabaje en los temas que a continuación se plantean:

- Estudiar el esquema requerido para independizar el servicio de AGC del mercado de energía pura, que permita valorar adecuadamente el servicio.
- Construir una propuesta para la creación de los mercados de regulación terciaria de energía, energía reactiva y arranque en negro, que responda adecuadamente a las necesidades del mercado y que refleje los costos de oportunidad de cada uno de estos servicios auxiliares.
- Analizar las condiciones y ajustes al diseño del mercado, para migrar a un esquema de despacho y liquidación por zonas, en lugar de un mercado de único nodo. En caso que las condiciones particulares del país no lo permitan, elaborar una propuesta para el despeje de los mercados, que permita interiorizar la señal de congestión, similar al esquema que opera en IEX.

- Estructurar un esquema de seguimiento a la madurez, liquidez y necesidades del mercado, que permita definir oportunamente las variaciones en el número de sesiones intradiarias requeridas por el mercado.

- Formalizar un equipo de monitoreo al mercado, que pueda analizar el comportamiento estratégico de los agentes entre el mercado diario e intradiario, así como la utilidad de las ofertas virtuales.

Referencias

- Abrell, J. (2016). *The Swiss Wholesale Electricity Market*. Retrieved Abril 28, 2017, from SCCER CREST Working Paper: https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/eth/economics-energy-economics-dam/documents/people/jabrell/Abrell_Swiss_Wholesale_Electricity_Market.pdf
- ACCE. (2016). Panel del Mercado de Energía Eléctrica. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*, (pp. 16-17). Bogotá. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- AEMC. (2017). *National Electricity Rules*. Retrieved Mayo 03, 2017, from Australian Energy Market Commission: <http://www.aemc.gov.au/Energy-Rules/National-electricity-rules/Current-Rules>
- AER. (2016). *Registered capacity in regions by fuel source*. Retrieved Mayo 03, 2017, from Australian Energy Regulator: <https://www.aer.gov.au/wholesale-markets/wholesale-statistics/registered-capacity-in-regions-by-fuel-source>
- ANDEG. (2016). Ajustes del Sector: Mercado Energía Mayorista. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*, (pp. 3-4). Bogotá. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- Andesco. (2016). Cambios en el Mercado de Energía Mayorista. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*, (pp. 8-9). Bogotá. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- APG. (2016). *Installed Power Plant Capacity*. Retrieved Abril 26, 2017, from Austrian Power Grid: <https://www.apg.at/en/market/Markttransparenz/generation/installed-capacity>
- APX. (2017). *Auction*. Retrieved Abril 27, 2017, from APX Trading & Clearing: <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/auction/>
- APX. (2017). *EPEX SPOT in the UK*. Retrieved Abril 27, 2017, from APX About Us: <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/apx-power-uk/>
- APX. (2017). *Prompt Market*. Retrieved Abril 27, 2017, from APX Trading & Clearing: <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/prompt-market/>
- APX. (2017). *Spot Market*. Retrieved Abril 27, 2017, from APX Trading & Clearing: <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/spot-market/>

- APX. (2017). *UK Half Hour Day-Ahead 15:30 Auction*. Retrieved Abril 27, 2017, from APX Trading & Clearing: <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/uk-half-hour-day-ahead-1530-auction/>
- Ausubel, L., & Cramton, P. (2010). Virtual power plant auctions. *Utilities Policy*, 18(4), 201-208.
- Bae, K. Y., Jang, H. S., & Sung, D. K. (2017). Hourly Solar Irradiance Prediction Based on Support Vector Machine and Its Error Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 935-945.
- BELPEX. (2017). *Cross-Border Intraday*. Retrieved Abril 28, 2017, from BELPEX Services: <http://www.belpex.be/services/cross-border-intraday/>
- BELPEX. (2017). *General Description EPEX Spot Belgium*. Retrieved Abril 28, 2017, from BELPEX Trading: <http://www.belpex.be/trading/general-description/>
- BMC. (2016). *Información Mercado Secundario de Suministro*. Retrieved Noviembre 20, 2016, from Boletín Electrónico Central: <http://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-secundario/informaci%C3%B3n-suministro/>
- Bundesnetzagentur. (2016). *Erzeugungskapazitäten*. Retrieved Abril 26, 2017, from Bundesnetzagentur: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/erzeugungskapazitaeten-node.html
- CAISO. (2009). *Day Ahead Market Overview*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO: http://content.caiso.com/training/Day-Ahead_Market_Overview/index.html
- CAISO. (2015). *Real Time Market Overview*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO: http://www.caiso.com/CBT/Real-TimeMarketOverview_CBT/presentation.html
- CAISO. (2016). *Introduction to the Energy Imbalance Market*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO: http://www.caiso.com/CBT/IntroductionEnergyImbalanceMarkets_CBT/Introduction_to_the_EnergyImbalanceMarket.html
- CAISO. (2017). *Operating procedures guide rules and policy implementation*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO: <http://www.caiso.com/rules/Pages/OperatingProcedures/Default.aspx>
- CAISO. (2017). *Procesos y Productos del Mercado*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO: <http://www.caiso.com/enespanol/Pages/Procesos-y-productos-del-mercado.aspx>
- CAISO. (2017). *Q4 2016 Report on Market Issues and Performance*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO: <http://www.caiso.com/2016FourthQuarterReport-MarketIssuesandPerformanceMarch2017/P67-69>
- CAISO. (2017). *Todays Outlook*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO: <http://www.caiso.com/Pages/TodaysOutlook.aspx>
- CAISO. (2017). *Understanding the ISO*. Retrieved Abril 25, 2017, from California ISO Web Page: <http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/Default.aspx>
- Carbajo, A. (2007). Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. *Economía industrial*, 364, 55-62.
- Cardenas Ardila, L. M., & Franco Cardona, C. J. (2017). Structure and current state of the Wholesale Electricity Markets. *IEEE Latin America Transactions*, 15(4), 669-674.

- CEA. (2017). *Installed Capacity*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Central Electricity Authority: <http://www.cea.nic.in/reports/monthly/installedcapacity/2017>
- Chaves-Ávila, J., & Fernandes, C. (2015). The Spanish intraday market design: A successful solution to balance renewable generation? *Renewable Energy*, 74, 422–432.
- Congreso de la República. (2014). *Ley 1715 de 2014*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Unidad de Planeación Minero Energética: http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- Cramton, P., & Schwartz, J. (2000). Collusive Bidding: Lessons from the FCC Spectrum Auctions. *Journal of Regulatory Economics*, 17(3), 229–252.
- CREG. (1995). *Resolución 024 de 1995*. Retrieved Mayo 17, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e866f2ef5b7823380525785a007a611d?OpenDocument>
- CREG. (1995). *Resolución 025 de 1995*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e866f2ef5b7823380525785a007a611d/\\$FILE/Cr024-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e866f2ef5b7823380525785a007a611d/$FILE/Cr024-95.pdf)
- CREG. (1998). *Resolución 122 de 1998*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1234d5f2527110c00525785a007a6408/\\$FILE/Cr122-98.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1234d5f2527110c00525785a007a6408/$FILE/Cr122-98.pdf)
- CREG. (2001). *Resolución 034 de 2001*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7b287847240e0d9a0525785a007a5fe3/\\$FILE/Creg034-2001.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/7b287847240e0d9a0525785a007a5fe3/$FILE/Creg034-2001.pdf)
- CREG. (2003). *Resolución 004 de 2003*. Retrieved Mayo 13, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67da26ac7f7825c40525785a007a6416?OpenDocument>
- CREG. (2004). *Resolución 014 de 2004*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0f3fff916e53238c0525785a007a66e5/\\$FILE/Creg014-2004.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0f3fff916e53238c0525785a007a66e5/$FILE/Creg014-2004.pdf)
- CREG. (2006). *Resolución 071 de 2006*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75/\\$FILE/Creg071-2006.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75/$FILE/Creg071-2006.pdf)
- CREG. (2009). *Documento 011 de 2009*. Retrieved Junio 04, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/37c68a08fd526f2f0525785a007a7125/\\$FILE/D-011-09%20PRECIOS%20DE%20ARRANQUE%20PLANTAS%20O%20UNIDADES%20DE%20GENERACI%C3%93N.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/37c68a08fd526f2f0525785a007a7125/$FILE/D-011-09%20PRECIOS%20DE%20ARRANQUE%20PLANTAS%20O%20UNIDADES%20DE%20GENERACI%C3%93N.pdf)

- CREG. (2009). *Resolución 051 de 2009*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f/\\$FILE/Creg051-2009.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f/$FILE/Creg051-2009.pdf)
- CREG. (2013). *Resolución 089 de 2013*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/2d69cd3e359d971d05257bc8008299e3/\\$FILE/Creg089-2013.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/2d69cd3e359d971d05257bc8008299e3/$FILE/Creg089-2013.pdf)
- CREG. (2014). *Resolución 081 de 2014*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/05928e710b47e12f05257cf9004f03ac/\\$FILE/Creg081-2014.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/05928e710b47e12f05257cf9004f03ac/$FILE/Creg081-2014.pdf)
- CREG. (2015). *Resolución 109 de 2015*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a014090d5fe0970305257ea10079df67/\\$FILE/Creg109-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a014090d5fe0970305257ea10079df67/$FILE/Creg109-2015.pdf)
- CREG. (2016). *Circular 039 de 2016*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2c69d65fac7d455205257fda007e3fc3/\\$FILE/Circular039-2016%20Anexo%20D-004B.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2c69d65fac7d455205257fda007e3fc3/$FILE/Circular039-2016%20Anexo%20D-004B.pdf)
- CREG. (2016). *Circular 098 de 2016*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Comisión de Regulación de Energía y Gas: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/884f074fa4b49c3505258096007c1903/\\$FILE/Circular098-2016%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/884f074fa4b49c3505258096007c1903/$FILE/Circular098-2016%20Anexo.pdf)
- David, A., & Wen, F. (2000). Strategic Bidding in Competitive Electricity Markets: a Literature Survey. *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, 4, pp. 2168-2173. IEEE Conference Publications.
- De Castro, L. (2016). Mercados de Corto Plazo y Fuentes No Convencionales de Energías Renovables. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*, (pp. 2-15). Bogotá. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- Derivex. (2012). *Reglamento General de Derivex*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Derivex: [http://www.derivex.com.co/Normatividad/Reglamento%20General%20de%20DERIVEX%20\(Actualizado%20Bolet%20C3%ADn%20No.%200012\).pdf](http://www.derivex.com.co/Normatividad/Reglamento%20General%20de%20DERIVEX%20(Actualizado%20Bolet%20C3%ADn%20No.%200012).pdf)
- DNP. (2016). Recomendaciones de Reforma del Mercado de Energía Mayorsita. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia* (pp. 27-28). Bogotá: Departamento Nacional de Planeación. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- Elexon. (2016). *Installed Generation Capacity*. Retrieved Abril 27, 2017, from Elexon BM Reports: <https://www.bmreports.com/bmrs/?q=foregeneration/capacityaggregated>
- Elia. (2017). *Generating Facilities*. Retrieved Abril 28, 2017, from Elia - Grid Data: <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/generating-facilities>

- Elmaghraby, W., & Oren, S. (1999). The Efficiency of Multi-Unit Electricity Auctions. *The Energy Journal*, 20(4), 89-116.
- ENTSOE. (2017). *Installed Capacity per Production Type*. Retrieved Abril 25, 2017, from European Network of Transmission System Operator for Electricity: <https://transparency.entsoe.eu/>
- EPEX. (2015). *2015 Annual Report*. Retrieved Abril 26, 2017, from EPEX Spot Web Page: <http://static.epexspot.com/document/35458/EPEX%20SPOT%20Annual%20Report%202015.pdf>
- EPEX. (2017). *About Us*. Retrieved Abril 26, 2017, from EPEX Spot Web Site: <https://www.epexspot.com/en/company-info>
- EPEX. (2017). *Day-Ahead Auction*. Retrieved Abril 26, 2017, from EPEX Spot Products: <http://www.epexspot.com/en/product-info/auction>
- EPEX. (2017). *Intraday Market*. Retrieved Abril 26, 2017, from EPEX Spot SE Products: <http://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous>
- EPEX. (2017). *Negative Prices*. Retrieved Abril 26, 2017, from EPEX Spot Web Site: https://www.epexspot.com/en/company-info/basics_of_the_power_market/negative_prices
- EPEX. (2017). *Products Trading*. Retrieved Abril 26, 2017, from EPEX Spot Web Page: <https://www.epexspot.com/en/product-info/Trading>
- EY. (2016). Recomendaciones sobre el Mercado de Corto Plazo e Incorporación de las FERNC. *Panel del Mercado de Energía Mayorista: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia* (pp. 2-11). Bogotá: Ernst & Young. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- Gan, D., & Litvinov, E. (2003). Energy and reserve market designs with explicit consideration to lost opportunity costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), 53-59.
- García-González, J., Muñoz San Roque, A., Campos, F., & Villar, J. (2007). Connecting the Intraday Energy and Reserve Markets by an Optimal Redispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 2220 - 2231.
- Garnier, E., & Madlener, R. (2015). Balancing Forecast Errors in Continuous-Trade Intraday Markets. *Energy Systems*, 6(3), 361-388.
- GME. (2016). *Summary Data MPE-MGP Overview*. Retrieved Mayo 02, 2017, from Gestore Mercati Energetici: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>
- GME. (2017). *Spot Electricity Market*. Retrieved Mayo 02, 2017, from Gestore Mercati Energetici: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico>
- Harbord, D. (2016). CREG Panel on Energy Market Reform: Day Ahead Market and Renewables. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*, (pp. 2-5). Bogotá. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- ICIS. (2016). *ICIS European Trading Report 2016*. Retrieved Abril 27, 2017, from ICIS Power Prices, Market Analysis & Analytics: <https://www.icis.com/energy/power/european-power-trading-report/>

- IEX. (2016). *Electricity Market*. Retrieved Mayo 05, 2017, from Indian Energy Exchange: https://www.iexindia.com/Uploads/Presentation/15_07_2016IEX_DAM_TAM_WEB_July'16.pdf
- Imran, K., & Kockar, I. (2014). A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe. *Electric Power Systems Research*, 108, 59-67.
- Jaleeli, N., VanSlyck, L., Ewart, D., Fink, L., & Hoffmann, A. (1992). Understanding automatic generation control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(3), 1106-1122.
- Khuntia, S., Rueda, J., & van der Meijden, M. (2016). Neural network-based load forecasting and error implication for short-term horizon. *2016 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)* (pp. 4970-4975). IEEE Conference Publications.
- Larsen, E., Dyner, I., Bedoya V, L., & Franco, C. J. (2004, Octubre). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 32(15), 1767-1780.
- Lu, B., & Shahidehpour, M. (2004). Short-term scheduling of combined cycle units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1616-1625.
- Medina Hurtado, S., & García Aguado, J. (2005). Predicción de demanda de energía en Colombia mediante un sistema de inferencia difuso neuronal. *Energética*(33), 15-24.
- Milligan, M., Orths, A., Lynch, M., & Söder, L. (2014). Market Designs for High Levels of Variable Generation. *2014 PES General Meeting Conference & Exposition* (pp. 1-5). IEEE Conference Publications.
- MISO. (2017). *MISO Overview Training*. Retrieved Mayo 04, 2017, from MISO What We Do: <https://www.misoenergy.org/WhatWeDo/Pages/WhatWeDo.aspx>
- Monitoring Analytics. (2017). *State of the Market Report for PJM*. Retrieved Abril 24, 2017, from Monitoring Analytics: http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016.shtml
- Neuhoff, K., Ritter, N., Salah-Abou-El-Enien, A., & Vassilopoulos, P. (2016). Intraday Markets for Power: Discretizing the Continuous Trading. *EPRG Cambridge Working Paper*, 1609.
- Nord Pool. (2016). *Euphemia Public Description*. Retrieved Abril 29, 2017, from Nord Pool Integrated Europe: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Integrated-Europe/Price-coupling-of-regions/>
- Nord Pool. (2017). *About Us*. Retrieved Abril 28, 2017, from Nord Pool Web Site: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/>
- Nord Pool. (2017). *Claring*. Retrieved Abril 29, 2017, from Nord Pool Trading: <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Settlement-and-collateral/>
- Nord Pool. (2017). *Cross Border Intraday Market Project*. Retrieved Abril 29, 2017, from Nord Pool Power Market: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Integrated-Europe/cross-border-intraday-market-project-xbid/>
- Nord Pool. (2017). *Day Ahead Trading*. Retrieved Abril 29, 2017, from Nord Pool Trading: <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot>
- Nord Pool. (2017). *Intraday Trading*. Retrieved Abril 29, 2017, from Nord Pool Trading: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market/>

- OMIE. (2017). *Conoce Nuestro Mercado*. Retrieved Abril 30, 2017, from OMIE: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>
- OMIE. (2017). *Mercado de Electricidad*. Retrieved Abril 30, 2017, from OMIE - Mercados y Productos: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>
- Oren, S., & Garcia, A. (2016). Decoupling Resource Adequacy and Price Risk Hedging. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*, (pp. 38-46). Bogotá. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- Parsons, J., Colbert, C., Larrieu, J., Martin, T., & Mastrangelo, E. (2015). Financial Arbitrage and Efficient Dispatch in Wholesale Electricity Markets. *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research*, 15(2).
- PJM. (2013). *Two Settlement*. Retrieved Abril 24, 2017, from PJM Training: <http://www.pjm.com/training/course-catalog/online-courses.aspx>
- PJM. (2016). *Capacity by Fuel Type*. Retrieved Abril 26, 2017, from PJM: <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2016.ashx>
- PJM. (2016). *PJM 101: The Basics*. Retrieved Abril 24, 2017, from PJM Training: <http://www.pjm.com/training/course-catalog/online-courses.aspx>
- PJM. (2017). *Energy & Ancillary Services Market Operations*. Retrieved Abril 24, 2017, from PJM Manuals: <http://www.pjm.com/library/manuals.aspx>
- PJM. (2017). *Who we are*. Retrieved Abril 24, 2017, from PJM Web Page: <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>
- Plis, M., & Rusinowski, H. (2016). Modelling and simulation of the effect of ambient parameters on the performance of a combined cycle gas turbine power plant. *2016 17th International Carpathian Control Conference (ICCC)* (pp. 590-595). IEEE Conference Publications.
- Poveda, G. (2004). La hidroclimatología de Colombia: una síntesis desde la escala inter-decadal hasta la escala diaria. *Revista Academia Colombiana de Ciencias*, 28(107), 201-222.
- Rassenti, S., Reynolds, S., Smith, V., & Szidarovszky, F. (2000). Adaptation and convergence of behavior in repeated experimental Cournot games. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 41(2), 117-146.
- Rothkopf, M. (1999). Daily Repetition: A Neglected Factor in the Analysis of Electricity Auctions. *The Electricity Journal*, 12(3), 60-70.
- RTE. (2016). *Overview of electrical energy in France December 2016*. Retrieved Abril 26, 2017, from Réseau de transport d'électricité: <http://www.rte-france.com/en/article/major-electricity-trends-month>
- SFOE. (2016). *Energy Statistics*. Retrieved Abril 26, 2017, from Swiss Federal Office of Energy: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/index.html?lang=en>
- SP. (2017). *Trading*. Retrieved Mayo 04, 2017, from South Pool: <http://www.bsp-southpool.com/trading-tutorial.html>

- TenneT. (2017). *Installed capacity and fuel type*. Retrieved April 28, 2017, from TenneT - System & transmission data Netherlands: http://www.tennet.org/english/operational_management/system_data_preparation/Reported_production_capacity/index.aspx
- UPME. (2015). *Plan de Expansión Generación Transmisión 2014-2028*. Retrieved Mayo 04, 2017, from Unidad de Planeación Minero Energética: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2015/Plan_GT_2014-2028.pdf
- Von Der Fehr, N. (2016). Spot Market. *Panel del Mercado de Energía Eléctrica: En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*, (pp. 1-11). Bogotá. Retrieved Mayo 08, 2017, from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/397-presentaciones-2016>
- Von der Fehr, N.-H. (2016). *CREG Expert Panel on Energy Market Reform*. Retrieved Mayo 08, 2017, from CREG - Informe Preliminar Expertos: <http://www.creg.gov.co/index.php/es/normatividad/normas/circulares>
- XM. (2013). El futuro del mercado de energía en Colombia: 3 Oportunidades de Desarrollo. *Seminario Internacional de Mercados de Energía Eléctrica*, (pp. 17-24). Medellín. Retrieved Mayo 08, 2017, from http://www.xm.com.co/sitecollectiondocuments/sem_mdos_energia_electrica
- XM. (2017). *Portal BI*. Retrieved Enero 20, 2017, from XM Expertos en Mercados: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>
- Yamaguchi, N., Tanaka, T., & Miyagawa, K. (2014). Improvement of partial load performance of Francis turbine runner. *2014 ISFMFE - 6th International Symposium on Fluid Machinery and Fluid Engineering* (pp. 1-7). IET Conference Publications.
- Zhu, J., Jordan, G., & Ihara, S. (2000). The market for spinning reserve and its impacts on energy prices. *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings, 2*, pp. 1202-1207.

A. Anexo: Descripción del funcionamiento de los mercados internacionales

A.1. PJM

El PJM es el mercado correspondiente al Transmisor Regional (*Regional Transmission Organization - RTO*) de 13 estados de la costa este de los Estados Unidos y el Distrito de Columbia, incluyendo a Pennsylvania, New Jersey y Maryland. Es uno de los primeros mercados de electricidad en funcionar con el esquema de *pool*, formado en 1956, y actualmente uno de los más grandes del mundo (PJM, 2017).

A diciembre 31 de 2016, PJM contaba con una capacidad instalada de 176.569 MW (PJM, 2016), 62.556 millas en líneas de transmisión, atiende a 65 millones de usuarios con una demanda pico de 152.177 MW y más de 986 empresas son miembros de este mercado (Monitoring Analytics, 2017).

Los mercados que opera PJM son energía, capacidad y servicios auxiliares, que funcionan en tiempo real, día siguiente y largo plazo. Para los consumidores físicos de energía, también está la posibilidad de cubrirse contra los costos de congestión en las redes de transmisión.

A.1.1. Mercado de energía

El mercado de PJM funciona bajo un esquema multinodal, en el cual se forman precios para cada nodo del sistema en función del precio de generación, los costos de congestión y las pérdidas. Este precio se denomina el Precio Marginal Local (*Local Marginal Price – LMP*). Los generadores son remunerados al LMP de su punto de conexión y la demanda paga el LMP de su punto de consumo. Las transacciones deben pagar el diferencial entre el punto de compra y de entrega, cubriendo los costos de congestión y pérdidas (PJM, 2016).

El precio de la generación es la única variable que se calcula de la misma manera para todo el mercado y no considera ninguna señal de localización. Este precio resulta del mercado del día siguiente y del

mercado en tiempo real. Para efectos de la operación de mercados intradiarios, la variable más relevante corresponde al precio de la generación.

El mercado PJM funciona con un esquema de dos liquidaciones (*Two Settlement*) en dos mercados, para los cuales la liquidación se realiza de manera independiente:

A.1.1.1. Mercado del día siguiente (*Day Ahead*)

Es el mercado financiero en el cual se realiza la primera aproximación para la programación del despacho de cada día. Este mercado opera el día anterior a la operación, para definir programas financieros posibles y con compromisos vinculantes, pero que no se presentan en la realidad, debido a las variaciones de la operación y a la existencia de las ofertas virtuales. La cantidad transada en este mercado durante 2016 corresponde a un promedio de 131.634 MW (Monitoring Analytics, 2017).

Para la proyección de la demanda, los agentes consideran el comportamiento normal de la industria y las personas, así como las condiciones del clima relacionadas con la temperatura, los vientos y las estaciones. En general, PJM presenta dos tipos de curva horaria de demanda, una de invierno y una de verano, que responde principalmente a las necesidades de refrigeración o calefacción de los usuarios del sistema. El pico de demanda se presenta en la estación de verano (PJM, 2016).

En el mercado del día siguiente, los participantes tienen la opción más no la obligación de especificar una demanda, la cual se entrega como un valor fijo en una determinada ubicación. La demanda también puede establecer precios de reserva a partir de los cuales preferiría ser cortada. Si la demanda no realiza una oferta, se considera una demanda de cero (PJM, 2017).

Los generadores deben entregar al sistema dos curvas de ofertas incrementales, que representan parejas entre incrementos económicos e incrementos de cantidades. Una es la curva de costos y la otra es la curva de precios. La curva de precios representa lo que el generador cree que debe obtener como remuneración del mercado para la cantidad de energía entregada, pero no necesariamente refleja el costo de operación. La curva de costos es definida con una metodología regulada (PJM, 2017).

Los recursos que tienen obligaciones en el mercado de capacidad están obligados a remitir ofertas o a ser tomadores de precios siempre que estén disponibles. Aquellas plantas que no envíen oferta, toman la información del día anterior. Los recursos que no son de capacidad pueden participar en el mercado del día siguiente, pero no están obligados.

Para unidades de generación eólicas e hidráulicas, los agentes pueden indicarle al sistema un programa de generación y ser tomadores de precios. En este caso, los agentes remiten una capacidad máxima económica, en función de las afluencias o los regímenes de viento y una capacidad mínima económica, en MW. Los valores pueden irse actualizando por los propietarios.

En el mercado del día siguiente, existe un instrumento de liquidez denominado ofertas virtuales. Estas ofertas no son físicas, sino estrictamente financieras. Las ofertas virtuales son de incremento de oferta o de demanda. Estas ofertas, que no serán cumplidas en la realidad, se comparan contra los resultados del mercado en tiempo real y proporcionan un beneficio o costo, en función del diferencial del precio entre el mercado del día anterior y el mercado de balance (PJM, 2016).

A partir de las 10:30 horas, momento en el cual se da el cierre del plazo de presentación de oferta y demanda, el operador realiza el proceso de despeje del mercado.

El mercado del día siguiente se despeja empleando los programas de despacho de mínimo costo con restricciones y despacho económico con restricciones, que optimizan simultáneamente la energía y el mercado de reserva.

Las ofertas son ordenadas ascendentemente para despachar las plantas en orden de mérito hasta cubrir la demanda. Para encontrar el nivel de despacho se utilizan las demandas ofertadas por los participantes. Los agentes, pueden programar el despacho obligado de transacciones bilaterales pactadas, para las cuales puede indicarse si están dispuestas o no a pagar cargos de congestión (PJM, 2017).

Como máximo a las 13:30 horas, PJM publica los resultados, entregando al mercado el cálculo del LMP horario para el siguiente día de operación y un programa de generación.

La liquidación de este mercado es realizada con base en los LMP horarios que resultaron del programa del día. Los compromisos bilaterales programados deben asumir los costos de congestión con base en la diferencia del LMP entre el punto fuente y el punto de consumo, según hayan ofertado que los asumen. Las posiciones de los agentes son valoradas con base en la posición neta horaria, que se calcula considerando los incrementos virtuales, las importaciones y la generación, restando los decrementos virtuales, demanda, exportaciones y transacciones bilaterales (PJM, 2013).

A.1.1.2. Mercado en tiempo real o de balance (*Real Time*)

Entre las 13:30 y las 14:15 horas de cada día, después del cierre del mercado del día siguiente y una vez publicada el programa y LMP, se desarrolla el periodo de ajuste, en el cual los agentes realizan las ofertas para el mercado de balance. La cantidad transada en este mercado durante 2016 corresponde a un promedio de 91.304 MW (Monitoring Analytics, 2017).

Los recursos de capacidad que no fueron seleccionados en el mercado del día siguiente, pueden ofertar en el mercado de tiempo real o pueden programar compromisos bilaterales. Los recursos sin capacidad también pueden ofertar en el mercado de tiempo real. Otros agentes también pueden programar el despacho de compromisos bilaterales en este mercado (PJM, 2016).

En el mercado de balance, la demanda real es atendida con el despacho económico que considera las restricciones de seguridad, el cual es ejecutado por PJM cada 5 minutos.

Para realizar el despacho, se emplea una herramienta denominada *Security Constrained Economic Dispatch* (SCED), el cual emplea dos herramientas al mismo tiempo. *Real Time* e *Intermedia Time*, son módulos que realizan el despacho de corto plazo (10-20 minutos) y mediano plazo (15-120 minutos), los cuales se retroalimentan entre sí. La principal complicación para las ejecuciones del despacho corresponde a la determinación del despacho de las plantas a gas, las cuales poseen muchas restricciones operativas y representan una significativa porción de la capacidad instalada (PJM, 2016).

Los precios son calculados cada cinco minutos. No existen los despachos por fuera de mérito, sino que el mérito se calcula para cada nodo del sistema. El diferencial entre el precio de cada nodo es el costo de la congestión. Sin embargo, para contar con un mercado de contratos líquido, existen nodos agregadores de precios, los cuales crean zonas más grandes que un nodo (agregando nodos que tienen típicamente precios similares), en los cuales se consolidan precios para hacer la liquidación de los instrumentos de cobertura (PJM, 2017).

Finalmente, a lo largo del día PJM reevalúa y envía actualizaciones al programa.

La liquidación de este mercado se realiza con base en los precios marginales nodales reales promedio de cada hora y se calcula como desviaciones de la posición neta de energía respecto al mercado del día siguiente. En este caso los agentes cubren los desbalances que se presenten en la realidad en comparación con el mercado financiero del día siguiente (PJM, 2013).

A.1.2. Otros Mercados

PJM cuenta con otros mercados, los cuales si bien no corresponden a los mercados específicos de energía, implican consideraciones en los mercados del día siguiente y de tiempo real.

A.1.2.1. Mercado de Capacidad

Corresponde al compromiso de entregar potencia al sistema, en condiciones críticas, a un precio previamente definido. Por este compromiso, el generador recibe un pago constante (PJM, 2016).

A.1.2.2. Mercado de regulación

Para las variaciones de carga que se presentan en periodos cortos y requieren una respuesta inmediata se usa el AGC. Este mercado busca mantener el balance entre oferta y demanda, con un tiempo de respuesta inferior a 5 minutos y controlado automáticamente por parte del operador del sistema. Este servicio posee una señal económica independiente de la señal económica del mercado (PJM, 2017).

A.1.2.3. Mercado de reserva

Corresponde al Control Económico de Generación (*Economic Generation Control – EGC*), utilizado para realizar el control de variaciones de carga durante periodos mayores a cinco minutos. Cuando es aplicado, modifica el punto de operación del mercado, en función de las curvas de oferta entregadas por los generadores. Se compone de reserva primaria (tiempo de respuesta menor a 10 minutos, recursos que estén o no sincronizados) y reserva secundaria (tiempo de respuesta entre 10 y 30 minutos) (PJM, 2017).

A.1.2.4. Mercado de arranque en negro

En este mercado, los generadores son remunerados para proveer la generación inicial para arrancar el sistema después de un apagón (PJM, 2017).

A.1.2.5. Mercado de energía reactiva y control de voltaje

Mercado para mantener el voltaje en los límites aceptables, cuyas necesidades de energía reactiva son aprobadas centralizadamente (PJM, 2017).

A.2. CAISO

El *California Independent System Operator* (CAISO) es el único operador de sistema independiente de la Costa Este de los Estados Unidos. Es el operador encargado de manejar la operación eléctrica del 80% del estado de California y una parte del estado de Nevada en los Estados Unidos (CAISO, 2017).

Opera una red de más de 26.000 millas de longitud y un mercado competitivo en el cual se desarrollan más de 28.000 transacciones al día. Cuenta con más de 30 millones de clientes y entrega más de 260 TWh cada año, con más de 150 compañías participantes en el mercado. Su capacidad instalada asciende a 71.740 MW y la Demanda máxima alcanza los 50.270 MW. (CAISO, 2017)

Los tipos de mercados que operan corresponden a energía, servicios auxiliares y capacidad.

A.2.1. Mercado de energía

Es el mercado en el que se obtiene la energía que necesitan los consumidores para operar en sus hogares, industrias y en general los puntos de consumo. Los agentes participantes del mercado son los generadores, intermediarios y los distribuidores.

En general la energía es obtenida en contratos, los cuales deben ser programados para despacho ante el CAISO, a fin de mantener el monitoreo del flujo y efectuar las liquidaciones. Los agentes, cuentan con un mercado de productos *forward* integrado, que les provee la posibilidad de realizar *trading* y coberturas. (CAISO, 2009)

Para la formación del despacho de generación y los precios, se cuenta con diferentes productos, entre los que se encuentran el mercado del día siguiente, el mercado en tiempo real y el mercado de ofertas de convergencia. Mediante el mercado del día siguiente, los agentes pueden realizar transacciones con la energía en exceso/defecto de los contratos. (CAISO, 2009)

Para realizar el despacho se emplea un modelo que considera todas las variables de operación del sistema y de la red. La información de entrada incluye los parámetros técnicos de las plantas, los mantenimientos de las plantas, la red de transmisión completa y las ofertas de cantidad y precio de los generadores. Igualmente se usan los requerimientos técnicos y la demanda. El CAISO realiza la proyección de la demanda operativa. El despacho del mercado se da en el punto donde la curva agregada de oferta se cruza con la curva agregada de demanda, dependiendo de las reglas de cierre de cada mercado. El

esquema de precios es marginal nodal, lo cual brinda transparencia en la operación de la generación y la transmisión. (CAISO, 2009)

Con la red modelada, se tienen todos los puntos de conexión (*C-Nodes*) de la red. La agrupación de algunos nodos, permite obtener nodos de precio (*P-Nodes*) en los cuales los precios son similares. Para efectos de las liquidaciones, también se tiene un nodo agregador de precio (*AP-Node*). Los precios marginales nodales corresponden al precio de atender la siguiente unidad de energía en cada nodo. Los generadores se remuneran al precio marginal del nodo de precio al que se conectan y la demanda paga el precio del nodo de agregación al que se encuentran conectados. El precio marginal nodal se compone de tres partes (CAISO, 2009):

- El precio de la energía del sistema, que corresponde al precio marginal de un nodo de referencia.
- El precio de la congestión, que corresponde al diferencial del precio marginal entre el nodo de referencia y el nodo de medición.
- El costo de las pérdidas de transmisión entre el nodo de referencia y el nodo de medición.

A.2.1.1. Mercado del día siguiente (*Day Ahead*)

El mercado del día siguiente permite que los compradores y los vendedores determinen el cierre del mercado, con base en señales económicas. A su vez, permite que el operador programe los flujos de energía en la red. Estas dos condiciones, permiten encontrar soluciones posibles para atender la demanda mediante un despacho programado vinculante financieramente. Adicionalmente, se obtiene la asignación de servicios auxiliares, la reserva del despacho, los precios marginales en los nodos agregadores y precios marginales para los servicios auxiliares.

Desde 7 días antes al día de operación se abre el periodo de ofertas para el mercado del día siguiente. Los agentes pueden remitir información hasta las 10:00 horas del día anterior a la operación. Los vendedores envían al mercado ofertas con pujas que se incrementan monótonamente, en las cuales la cantidad entregada al mercado en MW, se incrementa en la medida que se incrementa el precio de venta, reflejando la energía que están dispuestos a entregar a cada nivel de precio. Así mismo, los compradores usan curvas que decrecen monótonamente, es decir que la cantidad comprada al mercado se reduce en la medida que se incrementa el precio de compra. Del mismo modo, los agentes envían su oferta para el mercado de capacidad, tanto de regulación como de despacho residual. (CAISO, 2009)

Los compradores y los vendedores tienen la opción de ser tomadores de precios, es decir que están dispuestos a generar o a comprar a cualquier precio. En este caso, los agentes pueden auto programar su venta/consumo, por lo cual no están entregando señales económicas al mercado. Estos agentes se ubican al inicio de las curvas. Del mismo modo, los agentes pueden programar el auto abastecimiento de sus servicios auxiliares de regulación. Para los casos de emergencia o faltas de información, se tienen también las oferta *proxy*, que son construidas por el operador con base en los costos de las plantas. (CAISO, 2009)

Con la información de oferta y demanda, se conforman las curvas económicas, que establecen el balance de disponibilidad de pago y producción, y en cuya intersección se determina el precio del mercado. Para realizar el despeje del mercado del día siguiente, se siguen tres procesos secuenciales (CAISO, 2009):

- Inicialmente, el operador del mercado evalúa los requerimientos de mitigación del poder de mercado. Las ofertas de los generadores que resultan pivotales en cada zona del sistema, al evaluar la comparación del mercado con y sin congestión de red, se considera que pueden ejercer el poder de mercado. Si el precio de oferta de estos generadores no pasa esta prueba, sus ofertas son ajustadas a las ofertas por defecto (*default*) que son definidas previamente.
- Posteriormente, se realiza el proceso de despacho de mercado, en el cual, empleando las ofertas recibidas de los agentes o las ofertas ajustadas en los casos aplicables, se realiza la programación de las unidades requeridas para atender la demanda solicitada por los agentes.
- Finalmente, se realiza el despacho residual, en el cual se compara la demanda asignada en el proceso de despacho con la demanda real proyectada por el operador del mercado. En caso que el operador considere que la demanda real será mayor a la asignada en el mercado del día siguiente, se programan generadores que podrían ser requeridos el día de operación para atender la demanda y que por tanto debe estar preparados para producir electricidad en el mercado en tiempo real. La proyección de la demanda real es realizada por el operador, empleando las condiciones históricas, el clima y la estación en la que se encuentren.

El proceso de despacho, también considera las plantas que deben operar por confiabilidad, para condiciones de confiabilidad y mantenimiento de estabilidad y voltaje.

Los resultados del despacho son publicados a más tardar a las 13:00 horas de cada día. Los resultados son financieramente vinculantes. Una vez se publica la información del mercado del día anterior, se inician las transacciones para el mercado en tiempo real.

A.2.1.2. Mercado en tiempo real o de balance (*Real Time*)

El mercado en tiempo real es un mercado de corto plazo, en el que los agentes del sistema pueden realizar transacciones de electricidad para suplir los últimos incrementos residuales de demanda no cubiertos en los programas del día siguiente. Este mercado es empleado como mecanismo de optimización de los recursos que atienden la demanda del sistema y para ajustar el balance del mercado por variaciones en la oferta y la demanda. Igualmente, es en este mercado que se dan los cortes de demanda cuando son requeridos. (CAISO, 2015)

También es el mercado que asegura las reservas de energía, las cuales se mantienen a disposición del operador para usarlas en caso de que sea necesario, y la energía necesaria para regular la estabilidad de la línea de transmisión.

El balance del sistema se realiza en función de las señales económicas recibidas de los generadores y de la demanda en el sistema, así como de posibles condiciones extremas. Una vez se presenta el cierre del mercado del día siguiente y hasta 75 minutos antes de cada hora de operación, tanto los agentes asignados como los que no salieron despachados en el mercado del día siguiente y la demanda que está dispuesta a desconectarse, tiene la posibilidad de presentar pujas, las cuales son suplementarias a las ofertas del mercado del día siguiente. Los recursos que tienen obligaciones de despacho residual del mercado del día siguiente, están obligados a presentar ofertas suplementarias. Los recursos con generación variable o los agentes con transacciones bilaterales, también pueden entregar programaciones actualizadas de su operación. Las ofertas pueden enviarse tanto para incrementar como para reducir la oferta del programa del día siguiente. (CAISO, 2017)

Del mismo modo, se pueden presentar ofertas suplementarias para servicios auxiliares, pero solo para cubrir necesidades adicionales o para cubrir recursos que no pueden prestar el servicio y que fueron inicialmente asignados. Por esto se consideran servicios auxiliares de contingencia.

El mercado en tiempo real incluye el mercado de quince minutos y el despacho económico en tiempo real que se ejecuta cada cinco minutos.

El mercado en tiempo real emplea como base las transacciones que resultaron del mercado del día siguiente, pero las transacciones de ambos mercados se liquidan de manera independiente. Para la operación en tiempo real se emplea la misma información y supuestos del mercado del día siguiente, excepto la información de ofertas suplementarias. La diferencia entre el análisis del mercado del día

siguiente y el mercado de tiempo real, es que los análisis que se realizan en este segundo mercado se realizan para un horizonte de una hora y no de 24. El proceso evalúa intervalos de 15 minutos para cada hora. (CAISO, 2015)

Inicialmente, se realiza el mismo proceso del mercado del día siguiente, analizando las necesidades de Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y estableciendo necesidades horarias de ajuste de oferta. Este proceso entrega un grupo de ofertas que son empleadas en los procesos posteriores.

A continuación, empleando el modelo que simula todas las condiciones del mercado, se realiza el proceso de programación de la hora siguiente, en el cual el operador incorpora la información de pujas suplementarias, para realizar una optimización en tiempo real del sistema y que entrega programas recomendados de operación que le indican al generador la operación probable que podría tener en intervalos de 15 minutos dentro de la hora de operación. Los generadores inflexibles reciben su programación definitiva, lo cual ocurre una vez cada hora. (CAISO, 2015)

La última fase del proceso corresponde al despeje del mercado de 15 minutos. Es un proceso continuo que se realiza cada 15 minutos y establece un despacho para 15 minutos para las plantas flexibles y programas horarios para las plantas inflexibles, determinando los precios marginales nodales del mercado en tiempo real. Los servicios auxiliares también son optimizados cada 15 minutos, excepto los de aquellos recursos que inflexibles que requieren programación horaria.

De manera complementaria, el operador ejecuta despacho económico de corto plazo (*Short Therm Unit Commitment – STUC*), en el cual se realiza el análisis de la demanda para las 4.5 horas siguientes, con el objetivo de establecer la necesidad de arrancar unidades con corto o mediano tiempo de arranque. Aunque este proceso no es sujeto de liquidación, las plantas seleccionadas pueden ser objeto de despacho en el despacho de 15 minutos y deben arrancar pues fueron avisados oportunamente. Estas plantas tienen el derecho de recuperar sus costos de arranque y carga. (CAISO, 2015)

Por último, el CAISO realiza la proyección de la demanda cada cinco minutos y realiza el despacho para atender el sistema con los recursos más económicos durante este mismo intervalo de tiempo, mediante el despacho en tiempo real. Este proceso, permite despachar de acuerdo con la proyección de demanda de muy corto plazo. Como resultado del despacho en tiempo real, se obtiene el despacho del primer intervalo de 5 minutos y señales de despacho para los siguientes 12 intervalos. La liquidación se da en intervalos de 5 minutos. (CAISO, 2015)

Los resultados se publican alrededor de 45 minutos antes de la hora de operación. El sistema de mercado en tiempo real asigna generadores cada 5 y 15 minutos.

Mercado de balances de energía

El CAISO cuenta adicionalmente con el Mercado de Balances de Energía, el cual busca que se realicen operaciones de manera integrada entre varios operadores regionales de mercados, para atender la demanda de forma total, optimizando el uso de los recursos. La participación en este esquema es voluntaria para los agentes dentro de cada área. La operación se presenta en el mercado en tiempo real. (CAISO, 2016)

A.2.1.3. Licitación de convergencia

Como mecanismo para dinamizar el mercado y ayudar en la convergencia de los mercados del día siguiente y el mercado en tiempo real, los participantes en el mercado pueden comprar o vender energía en el mercado del día siguiente con el requisito explícito de comprarla o venderla en el mercado de tiempo real, usando el proceso de licitación de convergencia. Estas transacciones no tienen una connotación de despacho real, por lo cual no es necesario que dichas ofertas sean cubiertas con activos físicos. Este tipo de subasta, también llamada subasta virtual, pone presión sobre los precios de ambos mercados, reduciendo el incentivo para que los compradores y vendedores esperen al mercado en tiempo real para presentar sus programas de generación física. (CAISO, 2017)

A.2.2. Otros Mercados

Adicional al mercado de energía, el CAISO cuenta con el mercado de servicios auxiliares y el mercado de capacidad.

A.2.2.1. Servicios Auxiliares

Corresponde a los servicios auxiliares para mantener la confiabilidad de la red en caso que la misma presente disturbios en su balance, mediante la reserva de capacidad. El precio de este mercado se fija de forma independiente al mercado de energía. (CAISO, 2017):

- Regulación de frecuencia (AGC): Corresponde a la capacidad de subir o bajar carga de manera instantánea y respondiendo a las instrucciones del operador del sistema.
- Reserva: Corresponde a las unidades que se tienen disponibles para atender variaciones de demanda en 10 minutos o menos. Puede ser reserva rodante o reserva en frío.

- Despacho Residual: Corresponde a la reserva usada para asegurar la atención del diferencial entre la demanda proyectada y lo que se despeja en el despacho del mercado del día anterior. El objetivo es contar con suficiente oferta en el mercado real, para atender la demanda real. Los recursos asignados en el despacho residual, están obligados a enviar ofertas en el mercado de tiempo real.

A.2.2.2. Capacidad

Es un esquema de contratación de capacidad, que permite al sistema mantener la confiabilidad en su operación. Los distribuidores están obligados a contratar el 115% de su demanda pico para periodos anuales. El mecanismo funciona con contratos bilaterales con los distribuidores y un proceso de subasta competitivo. Los generadores con contratos de capacidad reciben una remuneración fija y están obligados a realizar ofertas para el despacho residual y a mantener unos niveles estandarizados de disponibilidad y desempeño de sus unidades que son medidos mensualmente. Este mecanismo genera un incentivo para estar disponible y cargos por no estar disponible. (CAISO, 2017)

A.3. EPEX

APX era la compañía privada encargada de operar plataformas transaccionales en los mercados de energía del Reino Unido (APX Power UK), Holanda (APX Power NL) y Bélgica (Belpex). Por su parte, el mercado eléctrico de Francia, Alemania, Austria y Suiza era operado por el European Power Exchange (EPEX). Desde abril de 2016, estas dos compañías se unieron, formando la compañía EPEX SPOT, la cual atiende de manera integrada los mercados de los países mencionados, representando más del 50% del consumo de electricidad de Europa. (EPEX, 2017)

El objetivo es llegar a un mercado europeo integrado que logre seguridad de suministro y competitividad en los precios de los usuarios. Sin embargo, todavía se mantienen algunas condiciones de operación para cada país.

La gran mayoría de la demanda los mercados de EPEX es atendida en contratos bilaterales de mediano y largo plazo. El mercado de corto plazo es empleado para realizar ajustes a las posiciones. La **¡Error! o se encuentra el origen de la referencia.** muestra el esquema operativo de los mercados europeos, los cuales manejan de forma separada los mercados de energía financieros, administrados por bolsas independientes, del funcionamiento físico del mercado, administrados por los operadores.

A.3.1. Alemania, Austria, Francia, Suiza, Holanda y Bélgica

En estos mercados EPEX se constituye como un Operador de Mercado de Electricidad (*Nominated Electricity Market Operator – NEMO*) y ofrece una plataforma transaccional con condiciones predefinidas. EPEX era el operador de las plataformas transaccionales de corto plazo de Alemania, Austria, Francia y Suiza. APX Power NL operaba una plataforma transaccional de energía eléctrica en Holanda y Belpex operaba un *pool* de transacciones para el mercado belga. Desde 2015, APX y Belpex se unieron con EPEX, para trabajar integradamente bajo la marca EPEX SPOT (EPEX, 2017). El principal mercado competidor es la plataforma NORD POOL.

La capacidad instalada a 2016 en cada uno de estos mercados, así como sus montos de transacciones, se muestran en la Tabla A-1.

Tabla A-1. Cantidades Transadas por EPEX Spot 2015

	Día Siguiante (TWh)	Intradiario (TWh)	Participación (%)	Capacidad (MW)
Alemania	264	36,50	53%	208.025
Francia	106	3,70	23%	104.008
Suiza	23	1,50	38%	13.275
Austria	264	0,90	53%	21.283
Holanda	43	0,95	39%	31.749
Bélgica	24	0,75	29%	19.727

Fuente: (EPEX, 2015) (ENTSOE, 2017)

Los productos ofrecidos son contratos estandarizados horarios para la entrega física de energía en algunos de los países. Para transar los productos, se tienen dos mecanismos: subastas del día siguiente y mercado continuo, cuyas transacciones son compensadas y liquidadas por la European Commodity Clearing (ECC) (EPEX, 2017). Adicionalmente, en el caso de Bélgica, EPEX opera la plataforma de reserva estratégica, que opera el mercado de servicios auxiliares (BELPEX, 2017). Para realizar transacciones en estos mercados, los agentes deben adherirse a las reglas del mercado, reglas de operación y al código de conducta, que tienen carácter contractual y vinculante con EPEX (EPEX, 2017).

Los precios ofrecidos pueden incluso ser negativos, los cuales se presentan cuando una planta de generación altamente inflexible atiende baja demanda. Las plantas inflexibles no pueden apagarse y volverse a arrancar de una manera rápida y con costos eficientes. Este es el caso también de las renovables solares y eólicas. Los precios negativos son una herramienta para manejar las cargas y los

balances en el sistema, enviando la señal a los generadores, quienes deben comparar los precios negativos (que implican pagar por generar) con el costo de apagar las máquinas. Si el generador es suficientemente flexible, podrá apagar la máquina para evitar producir energía durante estos periodos de precio. (EPEX, 2017)

A.3.1.1. Mercado del día siguiente

Se realizan subastas electrónicas por contratos de 0,1 MW horarios o por bloques, para ser entregados en las 24 horas del siguiente día y las entregas se realizan en las redes de transmisión de los operadores de los mercados de cada país (Tabla A-2), que constituyen una zona de mercado (EPEX, 2017).

Tabla A-2. Operadores de Mercados por Zona – EPEX Spot SE

Mercado	Operador
Mercado Alemania y Austria (DE/AT)	Amprion TenneT TransnetBW Austrian Power Grid
Mercado Francia (FR)	RTE
Mercado Suiza (CH)	Swissgrid
Mercado Holanda (NL)	TenneT
Mercado Bélgica (BE)	Elie

Fuente: (EPEX, 2017)

La subasta se realiza diariamente a las 12:00 horas para las zonas DE/AT, FR, NL, BE y a las 11:00 horas para la zona CH. Los resultados preliminares son publicados 40 minutos después del cierre y los resultados finales entre los 50 y 110 minutos siguientes al cierre.

Los productos que se ofrecen son (EPEX, 2017):

- **Horario:** Se pueden enviar hasta 256 combinaciones de precio y cantidad para cada hora del siguiente día. Los precios deben ubicarse entre -500€/MWh y 3000€/MWh. Los precios no tienen que ser necesariamente los mismos para cada hora. Para cada hora, debe ingresarse un volumen (positivo, negativo o nulo). Una oferta inelástica corresponde a un volumen fijo al límite de precio.
- **Bloques:** Los bloques se utilizan para unir las horas del día en un solo producto, de manera que la oferta se atiende completa o no se atiende. Los bloques tienen una prioridad de atención menor que los productos horarios. Las cantidades pueden ser diferentes para cada hora del bloque. Su atención se da para la totalidad de la energía solicitada. Su despacho se da al comparar el precio con el precio ponderado de despeje de las horas que lo componen. Se tienen bloques disponibles para atender las

24 horas, carga pico, noche, mañana, medio día, tarde, anochecer, horario de negocios, fuera de pico, entre otros. Adicionalmente, el usuario puede definir los bloques que requiere. Los bloques tienen un tamaño máximo de 150MW - 600 MW horarios y un mismo usuario solo puede transar entre 40 y 100 bloques diarios, dependiendo de la zona de mercado para la cual realice transacciones.

A.3.1.2. Mercado intradiario

Las características particulares del mercado intradiario de EPEX dependen de cada país y su tamaño de mercado. Adicionalmente, se encuentra en funcionamiento el mecanismo intradiario regional, de acuerdo con el modelo establecido por la Comisión Europea, en el cual participan los mercados de electricidad EPEX, GME, NORD POOL y OMIE (BELPEX, 2017).

El mercado intradiario negocia de manera continua, con asignación en tiempo real, productos de 15 minutos (Alemania, Austria y Suiza), 30 minutos (Francia), horarios (Holanda y Bélgica) o de bloque de horas, para ser entregados en el mismo día de la transacción o en el día siguiente. El producto de 15 minutos fue diseñado especialmente para facilitar la integración de las tecnologías renovables a los sistemas eléctricos. En el caso de Alemania, se tiene adicionalmente una subasta, que opera similar al mercado diario, para cada periodo de 15 minutos del siguiente día.

La negociación inicia a las 15:00 horas del día anterior para los productos horarios (a las 14:00 en Holanda y Bélgica) y a las 16:00 horas para los productos de 15 minutos. Los contratos pueden ser negociados hasta media hora antes del inicio del periodo de entrega (cinco minutos antes de la entrega en el caso de Holanda y Bélgica). Los precios pueden ir desde -9.999€/MWh hasta 9.999€/MWh. En el caso de la subasta Alemana para periodos de 15 minutos, la misma se realiza todos los días a las 15:00 horas, con un funcionamiento similar a la subasta del día siguiente.

Los bloques horarios disponibles son de base, para las 24 horas del día, y de punta, para los periodos 9 a 20 de cada día de semana (lunes a viernes). Al igual que en el mercado del día siguiente, los agentes pueden solicitar bloques a la medida.

Una gran particularidad de este mercado, es que permite el registro de contratos intradiarios bilaterales de corto plazo, los cuales se ingresan al sistema para formar la señal de precios.

A.3.2. Reino Unido

Las transacciones en el Reino Unido se realizan mediante un esquema de contratos, con una duración mínima de media hora, los cuales son transados en mercados mayoristas. EPEX SPOT es una de las plataformas transaccionales disponibles, la cual nace de la empresa APX Power UK, primera empresa en proveer los servicios transaccionales al mercado. EPEX ofrece una plataforma para transacciones anónimas en el mercado spot y de balance. (APX, 2017)

La gran mayoría de las transacciones en el Reino Unido se realizan en contratos de mediano y largo plazo, mediante negociaciones *Over The Counter* (OTC), pues los costos de las liquidaciones de balance son elevados, lo que incentiva a los agentes a entrar en los mercados mayoristas (ICIS, 2016). En 2015, este sistema negoció 47 TWh en el mercado del día siguiente y 15,5 TWh en el mercado intradiario, atendiendo el 19% del consumo total del Reino Unido (EPEX, 2015). La competencia es la plataforma NORD POOL. La capacidad instalada del Reino Unido alcanza los 87.290 MW (ENTSOE, 2017).

Las transacciones efectuadas en EPEX son entregadas en la red de National Grid y son liquidadas por el administrador del mercado de balance Elexon.

A.3.2.1. Mercado del día siguiente

EPEX SPOT UK cuenta con dos mercados del día siguiente con cierres horarios y cada media hora.

Subasta del día siguiente (APX, 2017)

Es una subasta de carácter financiero para negociar la energía del día siguiente, en la cual la oferta y la demanda envían órdenes por productos estandarizados y después de realizar el cruce se determina un precio de cierre para cada hora del día. La subasta es de doble punta. Las ofertas se ingresan para cada hora del día siguiente, que será el día de operación. Los agentes pueden ingresar varias órdenes, con diferentes precios para cada hora del día y construir una curva de oferta o demanda para cada hora.

En el mercado es posible transar productos horarios. Adicionalmente, se pueden realizar transacciones por bloques libremente definidos, que corresponden a la agrupación de cierto número de horas, los cuales se asignan únicamente si pueden ser atendidos totalmente. El volumen dentro de cada una de las horas del bloque puede ser variable. El tamaño máximo de un bloque es de 500 MW. Los participantes también pueden vincular bloques de horas, de manera que la asignación de un bloque horario se sujete a la asignación de otro bloque horario. Este esquema permite a los agentes considerar restricciones técnicas como arranques y paradas o costos de combustible. Igualmente, se tiene la alternativa de bloques

exclusivos, en los cuales los agentes pueden ofertar varios bloques, pero sólo uno de ellos es asignado. De esta manera un generador puede tener diferentes patrones de producción y precios. Puede ofrecer un bloque plano de 24 horas con un precio bajo, o un bloque de producción en carga pico a precios más altos. La valoración se realiza en libras esterlinas por cada MWh y en un rango de -500 L/MWh y 3000 L/MWh.

Los agentes que participan en la subasta son los generadores, distribuidores, grandes consumidores, consumidores industriales y comercializadores. Todos pueden actuar de forma activa como compradores o vendedores. El envío de las ofertas es completamente electrónico y anónimo. Una vez se da el cierre del mercado, EPEX envía los resultados a los agentes, actuando como contraparte de todas las transacciones. Se publican para el mercado varios indicadores como precio base, precio de carga alta, etc., los cuales corresponden a promedios aritméticos de los precios horarios.

Las ofertas para este mercado son recibidas hasta las 11:00 horas del día anterior a la operación, los resultados preliminares se publican a las 11:42 y los resultados finales se publican entre las 11:50 y las 12:50, los cuales son de obligatorio cumplimiento para los agentes.

Subasta de media hora para el día siguiente (APX, 2017)

Todos los días a las 15:30 se realiza la subasta del día siguiente. Los contratos de media hora son la unidad mínima de liquidación en el mercado británico, por lo cual en esta subasta se transan productos de cubrimiento físico en el mercado local. Esta subasta permite a los agentes optimizar su portafolio y balancear las operaciones de largo y mediano plazo.

En esta subasta de dos puntas, los agentes envían ofertas anónimas para el día siguiente. Cada participante puede enviar varias pujas de cantidades y precios para una misma hora, construyendo su propia curva de oferta. El precio de los contratos puede variar entre -500 L/MWh y 3000 L/MWh y su tamaño estándar es de 100 kW.

A las 15:30 se corre el algoritmo de cierre y se encuentra el despeje del mercado con base en las órdenes casadas. Los resultados son publicados a las 15:45 de cada día. En esta subasta no se tienen los productos agrupados por bloque, pero el operador publica índices, agrupando periodos horarios mediante promedios aritméticos. Las transacciones resultantes son notificadas al Agente de Agregación de Volumen Contratado (en este caso Elexon) para efectos de liquidación.

A.3.2.2. Mercado intradiario

EPEX UK cuenta con un mercado intradiario que corresponde a un mercado físico para transacciones las 24 horas del día, los 7 días de la semana. Este mercado es empleado para realizar operaciones de trading y operaciones de balance, para bloques estandarizados de media hora. El mercado intradiario se divide en dos, el *spot* y el *prompt*, los cuales funcionan de la misma manera, pero ofrecen bloques horarios diferentes, con fines de balance o comercialización, que pueden ser negociados constantemente. Los productos disponibles se muestran en la Tabla A-3 y Tabla A-4 (APX, 2017):

Tabla A-3. Productos Mercado Intradiario *Spot* EPEX UK

Producto	Descripción
Bloque de media hora	El producto es negociado desde dos días antes del despacho y hasta 75 minutos antes de la operación
Bloques de una hora	Es negociado desde dos días antes del despacho y hasta 76 minutos antes de la operación
Bloque de dos horas	Es negociado desde dos días antes del despacho y hasta 77 minutos antes de la operación
Bloques de cuatro horas	Su transacción es permanente los 7 días de la semana hasta 79 minutos antes de la operación

Fuente: (APX, 2017)

Tabla A-4. Productos Mercado Intradiario *Prompt* EPEX UK

Producto	Descripción
Base	Periodo plano de 24 horas
Punta	Periodo de 12 horas de las 07 a las 19
Punta Extendido	Periodo de 16 horas de las 07 a las 23
Fuera de Punta	Periodo de 12 horas de las 23 a las 07 y 19 a 23
Mañana y Tarde	Periodo de 8 horas de las 07 a las 15
Nocturno	Periodo de 8 horas de las 23 a las 07

Fuente: (APX, 2017)

En el mercado *prompt* se ofrecen adicionalmente los bloques para toda la semana o para el fin de semana (APX, 2017).

Todos los productos son transados bajo un esquema continuo, con asignaciones de contratos en tiempo real bajo, en el que sale un producto de negociación y entra el otro. Es decir que una vez se termina el periodo de negociación de un bloque, se hace disponible el mismo bloque para las 48 horas siguientes. El tamaño máximo de las órdenes es de 2000 MW. En este producto, EPEX actúa como contraparte de todas las operaciones, para mantener el anonimato de las transacciones, por lo cual se exigen garantías

reales como efectivo o cartas de crédito. Las transacciones son inmediatamente notificadas a Elexon para ser consideradas en la liquidación de balances. (APX, 2017)

A.4. NORD POOL

Los países nórdicos desregularon sus mercados eléctricos en los años noventa y los integraron en un único mercado, propiedad de las empresas operadoras de cada país, llamado NORD POOL. Posteriormente, los países bálticos se unieron al esquema. La plataforma opera en Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca, Lituania, Letonia, Estonia, Alemania y Reino Unido. Además, presta sus servicios de información en Polonia, Croacia y Bulgaria.

NORD POOL operó transacciones por 505 TWh durante 2016, de los cuales 391 TWh se negociaron en el mercado del día siguiente de los países nórdicos y bálticos, 5 TWh en el mercado intradiario y 109 TWh en el mercado del día siguiente del Reino Unido (Nord Pool, 2017). La capacidad instalada de los países participantes es de 109.822 MW, distribuidos en 29.746 MW en Noruega, 39.016 MW en Suecia, 17.011 MW en Finlandia, 14.942 MW en Dinamarca, 2.695 MW en Estonia, 3.591 MW en Lituania y 2.821 MW en Letonia (ENTSOE, 2017).

El funcionamiento de NORD POOL se fundamenta en que la misma oferta y demanda definen el precio y el despacho. A diferencia de EPEX que despeja un precio único para cada uno de sus mercados, NORD POOL ha dividido sus mercados en zonas de precios, considerando las principales restricciones de transmisión y encontrando por tanto diferentes precios dentro de un mismo mercado. La capacidad de transmisión es entonces asignada implícitamente con la electricidad. La energía es entregada en los sistemas del operador de cada país (Tabla A-5).

Tabla A-5. Operadores por mercado de NORD POOL

Mercado	Operador
Noruega	Statnett
Suecia	Svenska kraftnät
Finlandia	Fingrid
Dinamarca	Energinet
Estonia	Elering
Lituania	Litgrid
Letonia	Ast

Fuente: (Nord Pool, 2017)

El NORD POOL tiene dos mercados para la electricidad, denominados Elspot y Elbas, en los cuales se realiza el despeje de precio para las diferentes zonas de mercado. En ambos mercados, la liquidación es automática con NORD POOL actuando como contraparte para todas las operaciones (Nord Pool, 2017).

A.4.1. Mercado del Día Siguiente

El mercado del día siguiente se denomina Elspot y es el principal punto de negociación. Su operación se da mediante contratos para el siguiente día, entre compradores y vendedores.

Inicialmente, antes de las 10:00, los operadores de la red indican al sistema la capacidad disponible para el mercado de corto plazo.

Los compradores deben definir sus necesidades de consumo para cada hora y el precio que están dispuestos a pagar por la energía. De forma análoga, los generadores definen la cantidad de energía que están dispuestos a entregar y el precio, para cada hora del siguiente día. Estas intenciones son reflejadas mediante pujas para la subasta del mercado, las cuales deben ser enviadas a más tardar a las 12:00.

La plataforma de operación del mercado del día siguiente en NORD POOL se ajusta a las necesidades de los agentes, ofreciendo diferentes productos (Tabla A-6).

Tabla A-6. Tipos de productos en el Elbas de NORD POOL

Producto	Descripción
Horario	Producto para cada hora del siguiente día
Bloque Regular	Bloques de al menos tres horas consecutivas, con la condición de que sólo se despacha si se asigna el 100% del volumen
Bloque con Perfil	Bloque con diferentes cantidades de energía para cada periodo
Bloque con Mínimo	Bloques con aceptación de asignación inferior al 100%, uniforme en todas las horas del bloque
Bloques Conectados	Dependencia en la asignación de varios bloques
Bloques Excluyentes	Grupo de bloques, de los cuales solo uno puede ser aceptado
Orden Flexible	Orden en la cual el agente define un volumen de energía para vender o comprar a un precio especificado, dentro de un horario flexible pero por una duración previamente definida

Fuente: (Nord Pool, 2017)

Los precios que se ingresan al sistema, pueden ser dependientes o independientes. Una puja con precio independiente, es aquella en la que el agente indica que su orden puede despacharse entre el precio

mínimo (-500 EUR) y el máximo del mercado (3000 EUR), obligando el despacho de todas las horas de acuerdo con lo que se solicite. Una puja con precio dependiente, es aquella en la que el agente define una curva de precios, variando las cantidades a despachar en función de diferentes escalas de precios. En el caso de los bloques, el precio se compara con el precio promedio ponderado de las horas que se incluyen en el bloque, por lo cual sólo puede haber bloques dentro de la misma zona. (Nord Pool, 2017)

Finalmente, el NORD POOL realiza el cierre del mercado, agregando las curvas de precios y asignando bajo el esquema de precios marginales. El precio del sistema considera un despacho uninodal y el precio de cada área resulta de la maximización del uso de las líneas para minimizar los precios en cada zona (Nord Pool, 2017). La mayoría de los contratos de cobertura tienen como referencia el precio del sistema.

A partir de las 12:42 notifica a cada agente las cantidades transadas y los precios para las 24 horas del día. Inmediatamente se publica la información, las posiciones se liquidan y los contratos son físicamente despachados.

Adicionalmente, NORD POOL en compañía de EPEX, GME, OMIE, OPCOM, OTE y TGE se encuentran participando del proyecto PCR (*Price Coupling Regions*) con el objetivo de tener una formación única de precio a lo largo de toda Europa, acoplando los mercados del día siguiente y empleando el algoritmo Euphemya (*Pan European Hybrid Electricity Market Integration Algorith*m) (Nord Pool, 2016)

A.4.2. Mercado Intradiaario

El mercado intradiaario de NORD POOL se denomina Elbas y funciona como complemento al mercado del día siguiente y apoya la realización de las operaciones de balance de los agentes, mediante negociaciones para el mismo día de operación (Nord Pool, 2017).

Si bien la mayoría de las transacciones son realizadas en el Elspot, el mercado intradiaario ayuda a los agentes a balancear situaciones que se presentan más cerca del tiempo real, antes que el operador deba realizar acciones adicionales. Este mercado opera de forma continua y física en los diferentes países de NORD POOL, transando la energía de las diferentes horas del día, hasta una hora antes del despacho.

Los precios son fijados bajo el esquema de primero en llegar – primero en salir, con prioridad para el precio de compra más alto y el precio de venta más bajo, con un estilo de subasta *pay as bid*⁶ lo que lleva

⁶ La subastas *pay as bid* es aquella en la cual el agente es remunerado al precio que ofertó y el precio de despeje del mercado resulta de la ponderación de las posiciones asignadas.

a tener diferentes precios para un mismo producto a lo largo del día (Nord Pool, 2017). El mercado opera las 24 horas de los 365 días del año y ofrece productos de 15 minutos, 30 minutos, una hora y por bloques (Tabla A-7). Las capacidades de transmisión disponibles son actualizadas automáticamente, de acuerdo con las definiciones de los operadores de cada zona.

Tabla A-7. Tipos de órdenes en el mercado intradiario de NORD POOL

Tipo de Orden	Descripción
Límite	Orden que permite comprar o vender a partir de un límite de precio
Bloque	Bloques de horas consecutivas definidas por el agente
Bloque (UK)	Bloques predefinidos para el mercado UK
Iceberg	Orden con el propósito de esconder el tamaño real de una orden más grande que es dividida en pequeños grupos que se muestran al mercado progresivamente
Llenado o retiro	Orden que se llena totalmente con las cantidades disponibles en ese momento o se retira totalmente
Inmediato o cancelar	Orden que llena lo máximo posible con las cantidades disponibles en el mercado y el sobrante se retira del mercado

Fuente: (Nord Pool, 2017)

Este mercado se ha venido haciendo cada vez más importante, debido a la entrada de las tecnologías renovables como la energía eólica y solar.

El NORD POOL ha venido trabajando conjuntamente con EPEX, GME y OMIE para desarrollar el mercado intradiario XBID de Europa (Nord Pool, 2017). Este mercado permitirá operaciones intradiarias internacionales, que incrementen la eficiencia de las operaciones.

A.5. OMIE

OMIE es el encargado de realizar la gestión del mercado de corto plazo del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), que opera integradamente los mercados de España y Portugal desde 2007, moviendo más del 80% del consumo de ambos países (OMIE, 2017).

El MIBEL cuenta con más de 800 agentes participantes, que realizan más de 13 millones de transacciones al año. La capacidad instalada de España alcanza los 105.429 MW y la de Portugal es de 19.278 MW (ENTSOE, 2017).

De manera similar a los demás mercados de Europa, OMIE ofrece dos mercados de electricidad propios, el mercado diario y el mercado intradiario, para los cuales realiza la operación y liquidación, contando con OMICLEAR como compensador de todas las transacciones del mercado. Adicionalmente, OMIE participa de los proyectos de integración de los mercados europeos. La energía se entrega en los sistemas de los operadores del mercado, Red Eléctrica de España (REE) y Redes Energéticas Nacionales de Portugal (REN).

La participación en el mercado se realiza a través de una plataforma electrónica accesible por internet, permitiendo la participación simultánea de los agentes.

A.5.1. Mercado diario

En este mercado, todos los agentes, tanto de España como de Portugal, realizan ofertas por contratos de compra y venta para las horas del día siguiente de operación.

Los vendedores del mercado deben adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica, las cuales establecen que todas las plantas que no tengan contratos bilaterales físicos, deben presentar ofertas en el mercado diario para ser incluidas en el procedimiento de despeje de precios y definición del despacho. Los comercializadores autorizados, también pueden presentar ofertas. Por su parte, los compradores son los comercializadores y los consumidores directos (OMIE, 2017).

Las ofertas se realizan por cada unidad de generación y pueden incluir hasta 25 parejas de precio y cantidad para cada hora, con precios crecientes para cada incremento en la cantidad, en el caso de los vendedores. En el caso de los compradores, las pujas corresponden a la demanda requerida y las parejas son con precios decrecientes. Las empresas que tienen contratos físicos, deben reportar los programas de generación y consumo. El cierre del mercado se realiza a las 12:00 horas.

Las ofertas de los vendedores, pueden ser simples o complejas. Las ofertas simples incluyen una pareja de cantidad y precio. Las ofertas complejas, son las que además de cantidad y precio, incluyen restricciones como (OMIE, 2017):

- Condición de indivisibilidad: Fija un valor mínimo de funcionamiento para cada hora, el cual solo puede dividirse por reglas de reparto.

- Gradiente de carga: Establece la diferencia máxima entre la energía de una hora y la energía de la hora siguiente, lo que limita la asignación de una hora a la asignación de la hora previa, evitando cambios bruscos de carga por restricciones técnicas.
- Condición de ingresos mínimos: Permite la presentación de ofertas horarias, pero obliga que el agregado de la operación del día genere un ingreso al menos igual al solicitado por el agente, el cual incluye una parte fija y una variable.
- Parada programada: Permite a las unidades que no fueron despachadas, porque no cumplieron los ingresos mínimos, la posibilidad de hacer paradas operativas de hasta 3 horas.

Adicionalmente, en el despacho diario se consideran las posiciones abiertas del mercado de plazo operado por OMIP, las cuales se consideran como ofertas de compra o venta según corresponda.

El precio de la energía, para cada una de las horas del día, se fija con el cruce entre la oferta y la demanda, con un esquema marginal y empleando el algoritmo Euphemia. El algoritmo, tiene como función objetivo la optimización del beneficio de las compras, las ventas y las rentas de congestión. Para ello, las ofertas de compra y venta son agregadas en escalones con valores fijos e interpolados, según corresponda al estilo de ofertas presentadas. El despacho de la energía se realiza de forma integrada y en el momento que se cope la interconexión entre España y Portugal, se establecen dos precios. Al final se tiene un precio para cada zona, aunque la mayoría del tiempo el precio es el mismo para todo el MIBEL (OMIE, 2017).

Una vez el mercado ha encontrado el despacho para el día siguiente, la información se remite a los operadores del sistema, para que establezcan la viabilidad física mediante el proceso de gestión de restricciones, con lo cual se determina finalmente el despacho real. Para la gestión de las restricciones se tiene un mercado independiente, operado por REE y REN. Al finalizar este periodo, el operador del sistema publica el Programa Viable Definitivo.

A.5.2. Mercado Intradivario

Una vez se ha cerrado el mercado diario, se tiene una nueva oportunidad para realizar transacciones de electricidad en el mercado intradivario, hasta cuatro horas antes del tiempo real. Adicionalmente, se tiene el mercado de balance, gestionado por los operadores de los sistemas.

En el mercado intradivario del MIBEL no opera bajo el esquema de mercado continuo, sino que cuenta con seis sesiones de contratación bajo el esquema de subasta, con la misma estructura de la subasta diaria

de cruce de oferta y demanda a la hora de cierre (OMIE, 2017). Las sesiones del mercado intradiario se muestran en la Tabla A-8.

Tabla A-8. Sesiones mercado intradiario del MIBEL

	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3	Sesión 4	Sesión 5	Sesión 6
Apertura	17:00 (D-1)	21:00 (D-1)	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre	18:45 (D-1)	21:45 (D-1)	01:45	04:45	08:45	12:45
Publicación	20:45 (D-1)	23:45 (D-1)	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte	22(D-1)-24	1-24	5-24	8-24	12-24	16-24

Fuente: (OMIE, 2017)

El esquema marginal por sesiones hace al mercado intradiario del MIBEL es más líquido de Europa, porque permite a todos los agentes, incluidos los más pequeños y de menor capacidad operativa, ajustar fácil y en igualdad de condiciones su posición.

Cada unidad de generación, puede presentar múltiples ofertas de compra o venta.

Los agentes que pueden participar en el mercado intradiario, son aquellos que participaron en el mercado diario, los que tienen contratos bilaterales, los que quedaron disponibles después de un mantenimiento.

Al igual que en el mercado diario, en el mercado intradiario las ofertas pueden ser simples o complejas. Para las ofertas simples, se pueden ofertas hasta 5 tramos. Las ofertas complejas para el mercado intradiario son (OMIE, 2017):

- Gradiente de carga
- Ingresos mínimos
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta: La cual permite fijar un perfil para el conjunto de todas las horas del mercado intradiario que solo puede ser despachado si se despacha el primer tramo ofertado para todas las horas. Esto permite preparar las unidades para cambios de perfil, lo cual se realiza cuando una hora se programa si otras horas también se programan, como en el caso de los arranques.
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta: Que permite evidenciar la necesidad de programar el mínimo técnico de las unidades, pues para una hora que salga despachada toda la oferta, sólo sería programado el primer tramo, sin retirar la oferta de las otras horas.

- Mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta: Se aplica cuando una unidad debe generar o permanecer apagada un número de periodos consecutivos. Esta condición también puede aplicarse a un consumidor.
- Energía máxima: Permite a las unidades ofertar toda su disponibilidad, pero limitando el despacho global a un valor definido de energía.
- Pagos máximos: Es el equivalente para la demanda, de la condición de ingresos mínimos que aplica para los generadores.

Es importante que las ofertas del mercado intradiario deben enviarse de manera tal que el programa final que resulte en caso de despacho de toda la oferta, adicionando los programas del despacho diario o sesiones intradiarias previas, se respeten las limitaciones declaradas por los operadores del sistema (OMIE, 2017).

Debido a que entre los tiempos de cierre del mercado intradiario y la operación real pueden también presentarse variaciones que superen la reserva de regulación terciaria, el MIBEL cuenta con una tercera herramienta intradiaria que es gestionada por el Operador del Sistema (REE y REN), que corresponde al mercado de gestión de desvíos (Carbajo, 2007). En este mercado, los balances negativos, que ayudan el desvío del sistema, se pagan al máximo precio de los mercados y los positivos, que corrigen el desvío del sistema, se remuneran al precio del mercado del día siguiente (Chaves-Ávila & Fernandes, 2015).

A.6. GME

El Gestore Mercati Energetici (GME) es una empresa de propiedad del estado italiano que desempeña el rol de operador del mercado de energía eléctrica de Italia. Su funcionamiento es similar a otros mercados europeos, con un mercado de productos diarios, mercado del día siguiente, mercado intradiario y mercado de servicios auxiliares.

El mercado italiano posee una capacidad instalada de 93.693 MW (ENTSOE, 2017) y atiende una demanda cercana a los 290 TWh, con una liquidez estimada del 70% (GME, 2016). La energía es entregada en las redes de Terna, quien es el operador del sistema.

A.6.1. Mercado del día siguiente

El mercado del día siguiente (MGP) es en el que se realiza el mayor número de transacciones. En este se transan bloques horarios de energía para el siguiente día. Los agentes envían ofertas en las cuales

especifican la cantidad y los precios mínimo y máximo al que están dispuestos a comprometerse. Su operación inicia nueve días antes de la fecha de entrega y cierra a las 12:00 horas del día anterior a la operación. Los resultados son publicados a las 12:55 horas.

El mercado del día siguiente es un mercado de subasta diario. Las ofertas son despachadas en relación a su mérito de precios y considerando las limitaciones de transmisión entre las diferentes zonas, con lo cual se obtienen despachos y precios horarios (GME, 2017). El precio promedio ponderado de cada una de las zonas, sirve para construir el precio único nacional. GME es la contraparte para todas las transacciones realizadas.

GME cuenta adicionalmente con el mercado de productos diarios (MPEG), el cual opera bajo un esquema de transacciones continuas, donde las asignaciones se dan por casación de llegada y precio para la energía de los días D+1 y D+2 (GME, 2017). Se transan productos de carga base y punta⁷, donde los participantes ofertan un diferencial de precios a pagar respecto al precio único del mercado diario.

A.6.2. Mercado intradiario

El mercado intradiario (MI) les permite a los agentes modificar los programas que les fueron asignados en el mercado del día siguiente (MGP), mediante el envío de ofertas adicionales de venta y compra de energía (GME, 2017).

Funciona en siete sesiones (Tabla A-9) que se desarrollan desde el cierre del mercado del día siguiente y hasta máximo las 11:30 AM del día de operación, para las horas restantes de cada día (GME, 2017).

Tabla A-9. Sesiones de mercado intradiario de GME

	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3	Sesión 4	Sesión 5	Sesión 6	Sesión 7
Apertura	12:55 (D-1)	12:55 (D-1)	17:30 (D-1)				
Cierre	15:00 (D-1)	16:30 (D-1)	23:45 (D-1)	03:45	07:45	11:15	15:45
Publicación	15:30 (D-1)	17:00 (D-1)	00:15	04:15	08:15	11:45	16:15
Horizonte	00-24	00-24	05-24	09-24	13-24	17-24	21-24

Fuente: (GME, 2017)

La asignación se realiza al momento de cierre y también se realiza por subasta a precio marginal, pero los precios se despejan para las diferentes zonas de transmisión, a diferencia del mercado del día siguiente. En todos los casos, GME actúa como contraparte única de las transacciones.

⁷ El periodo de punta comprende las horas 9 a 20 de los días lunes a viernes de cada semana.

Adicionalmente, Terna administra el mercado de balances, en el cual el operador actúa como contraparte en todas las transacciones para mantener el ajuste de oferta y demanda.

A.7. AEMO

El Australian Energy Market Operator (AEMO) es desde 1998 el agente encargado de la operación del *National Electricity Market* (NEM), cuyo sistema conecta cinco mercados regionales de Australia y que representa uno de los sistemas más grandes del mundo.

El NEM consta de 40.000 Km de redes, con más de 100 participantes que atienden un aproximado de 9 millones de clientes. La capacidad instalada es de 47.482 MW (AER, 2016).

La operación se realiza a través de un mercado mayorista centralizado, donde la disponibilidad de los generadores es agregada y programada en intervalos de cinco minutos, para cubrir la demanda de manera instantánea. Cada uno de los mercados regionales, actúa como una zona de precios.

De acuerdo con las reglas del mercado (AEMC, 2017), la operación del mercado de corto plazo de Australia se consideran los aspectos que a continuación se resumen.

Las plantas con más de 30 MW de capacidad instalada, son de despacho central. Todas las plantas de generación que no tengan comprometida su carga de generación con un cliente en el mismo lugar de producción, deben vender su energía a través del mercado de corto plazo de AEMO. Las plantas con más de 30 MW que tengan generación intermitente se consideran semi despachadas centralmente.

Las transacciones se realizan en intervalos de transacción de 30 minutos, durante el día de operación, el cual tienen una duración de 24 horas, iniciando a las 4:00.

- Con dos días de anticipación a la operación, los agentes deben enviar al operador la disponibilidad total de energía y las ratas de cambio de capacidad.
- Diariamente, antes de las 12:30 los agentes deben enviar las ofertas de cantidades y precios.
- Durante el día de operación, los agentes pueden enviar ajustes a las ofertas, las cuales aplican desde el momento en que la oferta sea aceptada y hasta el final del día. Estos ajustes no pueden cambiar el precio, pero pueden ajustar disponibilidad, restricciones, inflexibilidades o rampas. Los agentes deben justificar la razón del ajuste de oferta.

Las ofertas que envían los agentes deben incluir la energía que el generador desee auto programar en el despacho y pueden incluir hasta 10 bandas de precios y cantidades para los incrementos de generación o cobros por reducción sobre el despacho auto programado. Esta información debe ser enviada para cada uno de los 48 intervalos de transacción de cada día. Igualmente, se deben enviar las rampas de subida y bajada de las unidades. La oferta puede incluir adicionalmente la energía máxima que se desea entregar al sistema. Los generadores con fuentes intermitentes, no reportan despacho auto programado, sino que ofertan en condiciones normales. Los precios son ofertados en el punto de conexión, por lo cual el administrador los ajusta para llevarlos hasta los nodos de referencia, incluyendo factores de pérdidas.

De forma análoga, la demanda envía pujas con parejas de precios y cantidades, a medida que se incrementa la carga.

Para realizar el proceso de despacho, el operador debe maximizar el cubrimiento de la demanda, con el mínimo costo de despacho, considerando la información de ofertas y las restricciones de la red. El mercado de servicios auxiliares se optimiza conjuntamente, pero considera ofertas independientes.

El pre despacho y la proyección del precio para cada zona, son publicados por el AEMO a más tardar a las 16:00, con una resolución de media hora. Esta información es actualizada al menos cada tres horas. Finalmente, el operador publica el despacho final y los precios, cada cinco minutos, considerando las ofertas, demandas y ajustes más recientes a las ofertas. Al día siguiente, se realiza la publicación definitiva de los precios de referencia

A.8. MISO

El *Midwest Independent System Operator* (MISO) es el operador más extenso de Norteamérica, contando con más de 96.000 millas de líneas en Estados Unidos y Canadá. En total, atiende 15 estados de Estados Unidos y la provincia de Manitoba de Canadá. Cuenta con una capacidad instalada de 174.724 MW y una carga pico de 127.125 MW (MISO, 2017).

Al igual que en PJM y CAISO, la formación de precio en el MISO se da con un esquema multinodal, basado en precios marginales para localizaciones comerciales específicas. La porción de energía del precio marginal local corresponde al cierre del mercado de corto plazo, bien sea del día siguiente o de tiempo real, los cuales operan como se describe a continuación (MISO, 2017).

En mercado del día siguiente los agentes reportan curvas de precios y cantidades para cada hora del siguiente día. Adicionalmente, las plantas reportan variables técnicas como límites y parámetros. En total, cada planta puede reportar hasta 10 parejas de precio y cantidad monótonamente ascendentes, además de las cantidades a programar como tomadoras de precio. La demanda por su parte, también envía pujas. Adicionalmente, en el MISO también existen las ofertas virtuales como un mecanismo para dinamizar y hacer converger el mercado.

El mercado en tiempo real tiene como objetivo balancear constantemente la oferta y la demanda. Se compone de dos partes, ofertas y contratos. En las ofertas, cada planta participa desde su propio nodo, enviando las ofertas y ajustes técnicos hasta una hora antes de la operación. 30 minutos antes del despacho, el operador publica los resultados. El caso de los contratos, estos se realizan para intervalos de 15 minutos y deben enviarse al operador con 30 minutos de anticipación.

Finalmente, el algoritmo se corre cada cinco minutos, para entrega programas de generación para cinco minutos.

A.9. SP

South Pool (SP) es el operador del mercado eléctrico de Eslovenia, fundado en 2008 como resultado de la fusión entre Borzen y Eles. Este mercado cuenta con una capacidad instalada de 3.728 MW (ENTSOE, 2017), que participa activamente en las actividades de integración con el mercado europeo.

SP cuenta con un mercado de contratos bilaterales de corto plazo, mercado del día siguiente y un mercado intradiario, que maneja productos estandarizados y ajustados a la medida de los agentes (SP, 2017).

El primer producto disponible son los contratos. Los productos son estandarizados para base y punta, así como productos a la medida con resolución horaria y de 15 minutos. Estos contratos son transados desde las 3:00 PM del día anterior y pueden registrados hasta una hora antes de la entrega.

El mercado del día siguiente, es operado bajo el esquema de subasta de doble punta con precio de cierre marginal. Los agentes envían ofertas horarias para productos estándar de 1 MW. El mercado cierra a las 12:00 PM y a las 12:52 PM se publican los resultados.

Finalmente, el mercado intradiario funciona como mercado continuo, donde los agentes pueden enviar y calzar permanentemente posiciones de compra y venta, asignadas bajo el criterio de precio/tiempo. Los productos son negociados hasta una hora antes del despacho. El mercado de balance está embebido en el mercado intradiario, en el cual el operador del sistema, Eles, compra y vende electricidad para ajustar los balances, por un periodo más prolongado que en el mercado intradiario.

A.10. IEX – India

El *Indian Energy Exchange* (IEX) es el más importante mercado de energía de la India. Cuenta con más de 4.000 participantes a lo largo de los 29 estados del país, moviendo transacciones por más de 90.000 MWh y una capacidad instalada de 315.426 MW (CEA, 2017). Su marco de operación se relaciona especialmente con el mercado de corto plazo, para el cual ofrece el mercado del día siguiente y el mercado a término, los cuales se describen a continuación (IEX, 2016).

A.10.1. Mercado del día siguiente

Como en otros mercados, el mercado del día siguiente de la India funciona bajo el esquema de subasta anónima de sobre cerrado de doble punta, con cierre a precio marginal. En este mercado se ofrecen productos físicos que corresponden a contratos de 15 minutos para cada una de las horas del día siguiente. Los precios de despeje se determinan para diferentes áreas de operación.

A.10.2. Mercado a término

El mercado de la India cuenta con un mercado intradiario que funciona bajo mercado continuo entre las 00:30 y las 20:00 horas del mismo día de operación, ofreciendo productos horarios regionales. Adicionalmente, introduce un producto denominado contratos del día siguiente de contingencia, que son equivalentes a la subasta de 15 minutos del mercado alemán. Este producto es una ventana adicional del mercado del día siguiente y funciona entre las 15:00 y las 23:00 del día anterior a la operación, negociando productos horarios para el siguiente día bajo un mercado continuo.

Las desviaciones en la operación son manejadas desde los procedimientos de desbalance que se encuentran regulados en la normatividad.

