

**DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE LIQUIDACIÓN DE ENERGÍA
PARA EL MERCADO INTRADIARIO EN COLOMBIA**

PRESENTADO POR:
RAFAEL DUQUE GONZÁLEZ

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, DICIEMBRE DE 2021



**DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE LIQUIDACIÓN DE ENERGÍA PARA
EL MERCADO INTRADIARIO EN COLOMBIA**

**PRESENTADO POR:
RAFAEL DUQUE GONZÁLEZ**

**DIRIGIDO POR:
HAROLD SALAZAR ISAZA, Ph.D**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, DICIEMBRE DE 2021**

Agradecimientos

A mi familia, por el apoyo incondicional que siempre me ha brindado a lo largo de la vida, por la motivación para dar lo mejor de mí en cada momento y por poder contar con ellos siempre que los necesito.

Al profe Harold Salazar, por ser el guía de este proceso de transformación desde el pregrado hasta la Maestría, por darme la oportunidad de pertenecer a su grupo de trabajo y demostrarme que se puede cuando se quiere.

A todos los compañeros de la oficina 15C-107, muchas experiencias, aprendizajes y buenos momentos a su lado.

A Colciencias, por financiar durante toda la Maestría el proyecto “Mercados intradiarios: estudio de un mecanismo eficiente para la penetración de fuentes no convencionales de energía en Colombia” bajo el código 111080864648 y número de convocatoria 808-2018 bajo el contrato 194-2019 sobre el cual desarrollé la investigación, sin ellos este proceso sería mucho más complejo.

Resumen

Actualmente en Colombia se requiere reformar el mercado eléctrico con el fin de facilitar la integración de energías renovables no convencionales. Para esto, los entes encargados del sector eléctrico contratan diversos estudios para evaluar cuál es el paso a seguir, sin embargo, estos se quedan cortos a la hora de exponer sus propuestas en cuanto a mecanismos de liquidación.

Inicialmente se revisan las componentes del mercado eléctrico colombiano actual haciendo énfasis en sus comportamientos antes, durante y después de un día operativo, seguidamente se exponen las características de los distintos mecanismos de liquidación propuestos para la actualización del mercado eléctrico.

Se realizan análisis a los precios de bolsa y a los valores de las liquidaciones de energía para cada uno de los mecanismos propuestos, incluyendo resultados de liquidación cuando se realizan cambios en la oferta de recursos durante los días operativos.

Se encuentra que es necesario proporcionar señales de mercado adecuadas para la toma de decisiones por parte de los recursos durante la operación del sistema, además de que el mecanismo de liquidación adecuado es el de múltiples puntas, por cuanto frente a variaciones en la oferta de los recursos es el menos volátil -en términos del valor total de liquidación-.

Tabla de Contenido

- 1. Introducción7**
- 1.1. Objetivos..... 9**
 - 1.1.1. Objetivo general..... 9
 - 1.1.2. Objetivos específicos..... 9
- 1.2. Definiciones preliminares10**
- 1.3. Estado del arte.....10**
- 1.4. Contribuciones del trabajo 13**
- 1.5. Estructura del documento 13**
- 2. Diseño del mercado eléctrico colombiano 15**
- 2.1. Generalidades..... 15**
- 2.2. Capa operativa 16**
 - 2.2.1. Día D-1 17
 - 2.2.2. Día D 17
 - 2.2.3. Día D+118
- 2.3. Capa Comercial 18**
 - 2.3.1. Día D-118
 - 2.3.2. Día D 19
 - 2.3.3. Día D+1 19
- 2.4. Formación de precio 20**
 - 2.4.1. Precio de bolsa 20
 - 2.4.2. Precio de reconciliación negativa 20
 - 2.4.3. Precio de reconciliación positiva 20
- 3. Propuesta de mecanismos de liquidación y metodología de análisis 22**
- 3.1. Aspectos operativos previos a la liquidación.....22**
- 3.2. Mecanismos de liquidación23**
 - 3.2.1. Liquidación de dos puntas - Primera variante..... 23
 - 3.2.2. Liquidación de dos puntas - Segunda variante 24
 - 3.2.3. Liquidación de múltiples puntas 24
 - 3.2.4. Interpretación de los deltas 24
 - 3.2.5. Información necesaria para cada mecanismo de liquidación.....25
 - 3.2.6. Ecuaciones de liquidación 28
- 3.3. Metodología..... 29**
- 3.3.1. Simulaciones computacionales de los mecanismos de liquidación 29**
 - 3.3.2.1 Herramientas computacionales..... 31

4.	Análisis cuantitativo de los mecanismos de liquidación	34
4.1.1.	<i>Precio de bolsa.....</i>	34
4.1.2.	<i>Comparación por mecanismos de liquidación</i>	37
4.1.3.	<i>Variación de oferta.....</i>	38
5.	Conclusiones y trabajos futuros	42
5.1.	<i>Conclusiones.....</i>	42
5.2.	<i>Trabajos futuros</i>	43
6.	Referencias	45
7.	Anexo.....	48
7.1.	<i>Modelo matemático de la capa operativa.....</i>	48
7.2.	<i>Modelo matemático de la capa comercial.....</i>	54

Índice de Tablas

Tabla 1.	Ecuaciones de liquidación propuestas por los estudios.....	28
Tabla 2.	Valores de liquidación (USD).....	37
Tabla 3.	Casos simulados con variación de oferta.	38
Tabla 4.	Valores de liquidación con variación de oferta (USD).	39

Índice de Figuras

Figura 1.	Visualización gráfica del mecanismo de liquidación de múltiples puntas.....	27
Figura 2.	Visualización gráfica del mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el DAM.	27
Figura 3.	Visualización gráfica del mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior.	27
Figura 4.	Modelo matemático de la Capa Operativa.	30
Figura 5.	Modelo matemático de la Capa Comercial.	31
Figura 6.	Herramientas computacionales y su interacción.....	33
Figura 7.	Precio de bolsa promedio por sesión para el primer mes operativo.....	35
Figura 8.	Precio de bolsa promedio por sesión para el segundo mes operativo.....	35
Figura 9.	Precio de bolsa promedio por sesión para el tercer mes operativo.	35
Figura 10.	Precio de bolsa promedio por sesión para el cuarto mes operativo.....	35

1. Introducción

El diseño actual del mercado eléctrico colombiano está basado en el modelo del Reino Unido que era vigente en ese país a principio de la década de los 90s, un diseño, por lo tanto, que tiene 25 años de implementación. El diseño por cuestiones de simplicidad y transparencia en la casación de la oferta y la demanda implementa un esquema de liquidación basado en un precio uniforme a nodo único (uninodal) para cada periodo del día operativo y calculado de manera *expost*. Este aspecto, entre otros señalados en el capítulo 2 y en [1]-[2], han dificultado la modernización del mercado eléctrico en Colombia.

La modernización implica considerar aspectos de eficiencia, transparencia y equidad. La eficiencia depende de la información disponible para los agentes participantes del mercado –de generación y demanda– y como estos la utilizan para tomar sus decisiones de participación. Para el caso de un mercado de electricidad, los resultados del mecanismo de liquidación y del precio de bolsa son dos señales económicas que deben estar disponibles como aspectos que promueven la eficiencia [38]. Hay que resaltar que mediante el esquema de mercado actual se hace imposible obtener estas señales de mercado en el tiempo adecuado para que los agentes tomen las decisiones de manera oportuna tal como se describe en el capítulo 2. Por otro lado, la transparencia depende del acceso que tienen los agentes a la información actualizada del mercado, por ende, un mecanismo de liquidación que permita entregar de manera oportuna e igualitaria a todos los agentes la información de precios y cantidades es fundamental para garantizar la eficiencia. Aunque el mercado colombiano es transparente en el sentido que a todos los agentes les llega la información, esta no llega de forma oportuna, puesto que esta llega al siguiente mes, lo que se traduce en desaprovechar esta señal en el muy corto plazo. Finalmente, la equidad depende de las condiciones que tengan los agentes para participar en el mercado independientemente de su tecnología de generación.

Aunque el diseño del mercado eléctrico en Colombia promueve los aspectos anteriormente mencionados, carece de mecanismos modernos que le permitan una mayor eficiencia, transparencia y equidad. Por ejemplo: durante un día operativo

puede surgir nueva información que podría disminuir los precios de la energía, sin embargo, toda la operación del sistema se apoya en la información obtenida el día anterior, por lo cual se puede desaprovechar la oportunidad de atender la demanda de energía a un menor costo. También, al calcular el precio de bolsa de manera *ex post* se desaprovecha esta señal de mercado, de igual manera, el mercado eléctrico colombiano fue pensado para generadores de tecnología convencional – hidroeléctricas y termoeléctricas – por lo cual los generadores no convencionales no cuentan con las mismas garantías técnicas (tiempos de planeación de la operación) para su puesta en funcionamiento.

Con lo anterior, los entes encargados de establecer el diseño del mercado eléctrico en Colombia contrataron una serie de estudios con el fin de establecer los aspectos que requieren cambios estructurales en el mercado [1]-[2], estos cambios no solo modernizarán el actual diseño, sino que permitirán una integración más eficiente de fuentes renovables que son necesarias para diversificar la matriz energética del país. Entre las principales recomendaciones se destaca la incorporación de un mercado intradiario, establecer mecanismos vinculantes en las liquidaciones a través de esquema de liquidación de dos o múltiples puntas, determinar los requerimientos de energía y reserva a través de un mecanismo cooptimizado, etc.

Con relación a los mercados intradiarios, estos surgen como una instancia posterior al *day-ahead-market* (DAM) en donde los agentes transan energía antes de su entrega física. La posibilidad de cambiar posiciones durante el día operativo permite a los agentes, tras el cierre del DAM, utilizar nueva información que surge como consecuencia, entre otros aspectos, a nuevas indisponibilidades de recursos de generación, mejores pronósticos de fuentes intermitentes de energía renovable [3]. Contar con la posibilidad de gestionar los pronósticos de fuentes intermitentes de energía renovable a través de un mercado intradiario es de utilidad para el mercado colombiano toda vez que los resultados de las últimas subastas de energía renovable implican que para el año 2022 estas serán del 12% de la matriz energética [4].

La implementación en el mercado eléctrico colombiano de un mercado intradiario implica un cambio no solamente en aspectos operativos, sino también en los aspectos comerciales en donde el mecanismo de liquidación es un elemento que

requiere especial atención toda vez que es una señal para que los agentes tomen decisiones con respecto a su participación.

En los estudios previamente mencionados se indica este aspecto y se señalan algunas formas de liquidación, pero carecen de un análisis detallado que defina cuál es el esquema más conveniente para el mercado colombiano. En tal sentido, esta tesis analiza algunos de los distintos esquemas de liquidación que se pueden implementar en la reforma del mercado colombiano estableciendo la conveniencia de cada uno de ellos. Este análisis es igualmente importante para aquellos países que están experimentando reformas en sus mercados (Brasil [5] y Rusia [6]) puesto que proporciona una guía concreta en un aspecto que es relevante en la transformación de cualquier mercado.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Analizar los diferentes mecanismos de liquidación propuestos por los estudios sectoriales y recomendar el más adecuado para la actualización del mercado de energía mayorista colombiano.

1.1.2. Objetivos específicos

- Identificar las propuestas de esquemas de liquidación para la actualización del mercado eléctrico mayorista colombiano.
- Describir el esquema actual de liquidación de energía del mercado eléctrico mayorista colombiano.
- Identificar las características de los mecanismos de liquidación de energía propuestos para la actualización del mercado eléctrico mayorista colombiano.
- Simular los distintos mecanismos de liquidación y analizar los resultados numéricos arrojados por las pruebas computacionales.
- Recomendar los mecanismos de liquidación propuestos basado en los análisis cualitativos y cuantitativos realizados.

1.2. Definiciones preliminares

Algunas definiciones necesarias para dar contexto a la tesis se presentan a continuación:

Liquidación única: Hace referencia a un mecanismo de liquidación que utiliza únicamente una asignación y un precio para liquidar cada periodo de un determinado recurso.

Liquidación de dos puntas: Hace referencia a un mecanismo de liquidación que utiliza dos asignaciones y dos precios para liquidar cada periodo de un determinado recurso. Estas dos asignaciones son comparadas con el fin de establecer sus diferencias y tener en cuenta como ha sido la programación de este recurso durante el día operativo.

Liquidación de múltiples puntas: Hace referencia a un mecanismo de liquidación que utiliza más de dos asignaciones y dos precios para liquidar cada periodo de un determinado recurso. Estas asignaciones son comparadas con el fin de establecer sus diferencias y tener en cuenta como ha sido la programación de este recurso durante el día operativo.

1.3. Estado del arte

Los esquemas de liquidación se han analizado en distintos trabajos bajo diferentes perspectivas.

- En cuanto a mecanismos de liquidación de múltiples puntas:

En tal sentido, en [7] concluyen que un esquema de múltiples puntas (multi-settlement) es más conveniente que uno de liquidación única (single-settlement) porque este mejora el bienestar -excedentes del consumidor y del productor- cuando se trata de un sistema con pocas probabilidades de congestión de red. A su vez, en [8] concluyen que el mecanismo de múltiples puntas (multi-settlement) es más sensible que el mecanismo de liquidación única (single-settlement) frente a congestiones de red, pues el primero adjudica los costos de incumplimiento al generador que los ocasiona. En otras palabras: mientras no exista congestión de red

el mecanismo de liquidación de múltiples puntas mejora los excedentes del consumidor y del productor, por otro lado, el mecanismo de múltiples puntas da mejor seguimiento a los distintos cambios de asignación cuando se presentan congestiones de red a comparación del mecanismo de liquidación única.

- En cuanto a mecanismos de liquidación de dos puntas:

Por otro lado, [9] concluye que las transacciones intradiarias son más beneficiosas para los participantes del mercado si se emplea un mecanismo de liquidación de dos puntas (two-settlement) que uno de liquidación única (single-settlement) porque permite cambiar el comportamiento comercial durante el día operativo. En [10] se indica asimismo que el mecanismo de liquidación de dos puntas (two-settlement) es una mejor opción que el mecanismo de liquidación única (single-settlement) porque induce a mayor eficiencia en el mercado.

- Beneficios al tener señales de mercado:

Las señales de mercado –precio de bolsa y resultados de liquidación– son indispensables para tener buen funcionamiento de un mercado eléctrico, ellas pueden aumentar la participación de los productores de energía eólica [11], mejorar la eficiencia económica de los mercados de electricidad con mecanismos de liquidación de múltiples puntas (multi-settlement) [12], disminuir los costos de liquidez en los mercados intradiarios discretos [13] y reflejar los precios de escasez que son útiles para los participantes del mercado y los mecanismos de ajuste [14].

- Oportunidades de mejora del mercado eléctrico colombiano:

En [15] se indica que Colombia tiene uno de los sistemas eléctricos más limpios del mundo en términos de emisiones de CO₂, sin embargo, en [16] se expone que el sistema eléctrico colombiano es vulnerable a condiciones de sequía impredecibles y recurrentes (El Niño) que ocurren cada 4-5 años, es aquí donde entran las fuentes de energía renovable a diversificar la matriz energética y compensar estas vulnerabilidades. Sin embargo, como se indica en [17] estas requieren de incentivos para inversión tales como un mecanismo de liquidación óptimo.

Por su parte [18] y [19] estudian el mercado eléctrico colombiano, el primero recomienda integrar energías renovables no convencionales ya que serían altamente beneficiosas para disminuir los costos de operación, mientras que el segundo recomienda implementar un mecanismo de liquidación de múltiples puntas (multi-settlement) con el fin de tener un mecanismo de liquidación que se adapte a las nuevas tecnologías, además de que este nuevo mecanismo permite asignar de manera eficiente el costo de los incumplimientos entre las sesiones de mercado.

- Prácticas operativas:

Existe una tendencia en los mercados europeos de emplear mercados intradiarios mientras que Norteamérica emplea mercados en tiempo real. Generalmente los mercados de tiempo real emplean mecanismos de liquidación de dos puntas (two-settlement), como es el caso de PJM y CAISO [20], mientras que un mercado intradiario como el OMIE emplea el mecanismo de liquidación de múltiples puntas (multi-settlement) [21].

- Conclusiones:

De la revisión se puede notar que ambos mecanismos de liquidación propuestos por los estudios representan una mejora frente al mecanismo de liquidación actual de Colombia, sin embargo, se hace necesario estudiar su comportamiento con las características del sector eléctrico colombiano para definir cuál es el más adecuado. De igual forma se puede notar que las señales de mercado son importantes a la hora de trabajar con energías renovables no convencionales -energías que Colombia quiere implementar ampliamente en el corto plazo-, señales con las que el mercado colombiano no cuenta actualmente.

Los artículos no se enfocan particularmente en evaluar mecanismos de liquidación, únicamente hacen referencias tangenciales a estos. Hay un vacío en el estado del arte en temas de mecanismos de liquidación, no han sido objeto de estudio hasta el momento. Esta tesis se enfoca en mecanismos de liquidación, en como es su comportamiento particularmente frente al sistema eléctrico colombiano, en términos de precios de bolsa y valores de liquidación.

1.4. Contribuciones del trabajo

Los esquemas de liquidación son de interés porque si no se analizan a profundidad, no se va a aprovechar correctamente la actualización del mercado, en otras palabras, se seguirían presentado ineficiencias o incluso se pueden generar ineficiencias nuevas por cuanto no habrá señales de mercado ni información oportuna y apropiada para los participantes del mercado, además lleva a que no se facilite la competitividad en igualdad de condiciones para los agentes de distintas tecnologías -no es lo mismo operar con una ventana de planeación de hasta 40 horas para una térmica que para una solar, esta última no está en las mismas condiciones pues su fuente primaria depende de un pronóstico y no se puede controlar, a diferencia de la térmica que se puede aprovisionar de combustible y tenerlo a disposición- terminando en un mal diseño de mercado y probablemente lleve en un futuro cercano a nuevamente reformar el mercado eléctrico colombiano.

Esta tesis pretende ser un referente para mercados que deseen actualizarse, van a encontrar diferentes alternativas para liquidar sus servicios aparte de un análisis cuantitativo que les permitirá analizar en función de sus características y necesidades la mejor opción para su mercado.

Finalmente, la tesis apunta a recomendar los mecanismos de liquidación propuestos por los distintos estudios para la actualización del mercado eléctrico colombiano.

1.5. Estructura del documento

El documento está organizado de la siguiente forma. En el capítulo 2 se describe el mercado eléctrico colombiano, en el capítulo 3 se presentan las propuestas de mecanismos de liquidación para la actualización del mercado eléctrico colombiano y la metodología empleada en el estudio para llevar a cabo la investigación, en el capítulo 4 se realizan análisis cuantitativos de los mecanismos de liquidación propuestos además de la presentación de resultados de unas simulaciones computacionales llevadas a cabo para evaluar los mecanismos de liquidación propuestos, en capítulo 5 se encuentran las conclusiones del estudio, en el capítulo

6 las referencias y en el capítulo 7 los modelos matemáticos empleados dispuestos como un anexo.

2. Diseño del mercado eléctrico colombiano

El sector eléctrico está conformado por agentes generadores y agentes comercializadores, estos pueden ser de carácter público, privado o mixto y deben estar integrados al Sistema Interconectado Nacional. Estos agentes a través de contratos de largo plazo o transacciones en la Bolsa de Energía venden y compran grandes bloques de energía con el fin de atender la demanda eléctrica. [22]

2.1. Generalidades

El diseño del mercado colombiano se caracteriza por una separación entre una capa operativa y una capa comercial [23].

La capa operativa se encarga de realizar el despacho económico programado con el cual se dan las instrucciones de operación a los agentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), este despacho se obtiene mediante un proceso de optimización que minimiza los costos de operación y emplea como insumos las ofertas y disponibilidades reportadas por los agentes diariamente además del pronóstico de demanda. Igualmente considera las restricciones de tipo eléctrico y operativo que son requeridas para una operación confiable del sistema.

La capa comercial, por su parte, a través de un proceso de optimización calcula un despacho ideal ex-post (despacho por orden de mérito ignorando las restricciones eléctricas del sistema) empleado para el cálculo horario del precio de bolsa.

Ambas capas trabajan de manera separada dejando como consecuencia la necesidad de hacer reconciliaciones para ajustar sus compromisos comerciales. Las reconciliaciones surgen entonces como consecuencia de la separación entre la capa operativa y la capa comercial y son de dos tipos: 1) reconciliación positiva que está asociada a generaciones fuera de mérito y que se necesitan por motivos de seguridad y 2) reconciliación negativa que está asociada a generadores que estando en mérito no pueden generar su máxima disponibilidad por motivos de seguridad o limitaciones de la red.

En cuanto a la liquidación de energía, se maneja un sistema de liquidación única

que considera una cantidad –dada por el proceso de optimización realizado por la capa operativa– y un precio de bolsa –resultante de un proceso de optimización realizado por una capa comercial con información de la operación real del sistema-. En cuanto a la formación de precio, es bastante simple, el precio de bolsa obedece a la oferta del generador marginal -que no sea inflexible- en cada periodo del día operativo [31].

Las desventajas del esquema de mercado actual son las siguientes:

1. Al no tener un mercado vinculante los costos de incumplimiento son asumidos por todo el sistema interconectado y no por el generador que los ocasiona -hasta un margen del 5% de su programa de operación en el DAM, si el generador se desvía de su programa más de un 5% sí tiene repercusiones económicas-, como consecuencia los generadores pueden dejar de suministrar cierto porcentaje de energía en cualquier momento sin responsabilidad alguna obligando al sistema a suplir este déficit con reservas, con redespachos, con autorizaciones o incluso racionando en el peor de los casos.

2. Al no actualizar los programas de operación con pronósticos e información nueva durante un día operativo se elimina la posibilidad de ajustar posiciones en el mercado.

3. Al calcular el precio de bolsa de manera ex-post se pierde la oportunidad de usar esta señal de mercado durante el día operativo.

4. El mercado eléctrico colombiano fue diseñado para generadores de tecnología convencional – hidroeléctricas y termoeléctricas – por lo cual los generadores no convencionales no cuentan con las mismas garantías técnicas (como tiempos de pronósticos adecuados) y condiciones de equidad para su funcionamiento.

2.2. Capa operativa

La información de esta sección viene de las Resoluciones CREG 024 de 1995 referenciada en [31] y 025 de 1995 referenciada en [33] y de todas aquellas resoluciones que las sustituyan o modifiquen.

2.2.1. Día D-1

El día D-1 es el día previo a la operación.

A las 8am como máximo se reciben las ofertas que envían los generadores de energía que se despachan centralmente. Estas ofertas constan de un único precio que es válido para las 24 horas del día operativo y de una declaración de disponibilidad para energía y otra para reserva que pueden variar para cada una de las 24 horas del día operativo -esta depende de parámetros técnicos del generador, de su energético primario, de las pruebas de funcionamiento, etc.-.

Inicialmente se asigna la reserva secundaria, esto se hace con la disponibilidad declarada de cada uno de los generadores despachados centralmente y, la disponibilidad no empleada por este servicio es tomada en cuenta para la asignación de energía. Cabe resaltar que la oferta de precio para el servicio de reserva secundaria es la misma oferta de precio de la energía enviada por el recurso.

Los precios enviados por cada recurso son inicialmente confidenciales y un mes después se publican.

Por otro lado, cada semana el Centro Nacional de Despacho (CND) hace proyecciones de la demanda horaria esperada y este pronóstico se ajusta dos días antes del día operativo basado en nuevas revisiones realizadas por el CND -hasta el mediodía- y por los agentes generadores y distribuidores -hasta las 5pm-.

Una vez se tengan estos datos la capa operativa realiza un proceso de optimización que minimiza los costos de operación y que está sujeto a criterios de seguridad, confiabilidad y restricciones de red. Como resultado se obtiene un programa de operación conocido como el Despacho Económico Programado y cuya finalidad es informar a cada generador la asignación de potencia para las 24 horas del día operativo. Estos resultados se hacen llegar a cada generador alrededor de las 3pm.

2.2.2. Día D

El día D es el día operativo.

Colombia no cuenta con un mercado intradiario ni de tiempo real, únicamente con un mercado del día siguiente (Day Ahead Market), sin embargo, como existen diferencias entre la operación esperada y la operación que realmente sucede se da paso a un proceso conocido como Redespacho.

Un Redespacho, como su nombre lo indica, es una re-asignación de potencias a los recursos durante el día operativo. Este proceso se realiza cada que el operador del sistema lo considere necesario - de acuerdo con unas causales definidas por la CREG y teniendo en cuenta todas las restricciones de la capa operativa - con el fin de ir ajustando la generación de los recursos a la proyección de demanda y así evitar el uso de reservas, sin embargo, este redespacho tiene una debilidad, y es que la única información actualizada que emplea es la disponibilidad de los generadores y las condiciones de red, los demás datos de entrada para su proceso de optimización son los declarados en el día previo al día operativo. Los resultados de estos redespachos se tienen que publicar al menos media hora antes de la entrega física de la energía.

2.2.3. Día D+1

El día D+1 es el día posterior a la operación.

En este instante la capa operativa no tiene más responsabilidades, aquí se da paso a la capa comercial para que ajuste los aspectos comerciales.

2.3. Capa Comercial

La información de esta sección viene de la Resolución CREG 024 de 1995 referenciada en [31] y de todas aquellas resoluciones que la sustituyan o modifiquen.

2.3.1. Día D-1

El día D-1 es el día previo a la operación.

Con la misma información con que la capa operativa realiza el Despacho Económico Programado, la capa comercial realiza estimaciones del precio de bolsa con el fin de coordinarse con el mercado de gas para el abastecimiento de combustible de las plantas térmicas que lo empleen, sin embargo, esta estimación

del precio de bolsa no se publica en ninguna parte y tampoco es empleado a la hora de realizar las liquidaciones de energía. El mercado de gas tiene lugar después del cierre del mercado de electricidad, y de manera similar a este último publica programas de abastecimiento o nominación - a las 20:00 horas - y transporte - a las 20:30 horas - el día anterior a la operación. De igual forma durante el día operativo se pueden tener renominaciones - reasignaciones al programa de abastecimiento y transporte - conforme se presentan redespachos operativos en el sector eléctrico, para más información de la coordinación gas-electricidad ver [30].

2.3.2. Día D

El día D es el día operativo.

En este instante la capa comercial no tiene responsabilidades, aquí se da paso a la capa operativa para que se encargue de los aspectos operativos.

2.3.3. Día D+1

El día D+1 es el día posterior a la operación.

En este instante la capa comercial realiza un proceso de optimización conocido como despacho ideal, este despacho a diferencia del realizado por la capa operativa en el día D-1 no cuenta con criterios de confiabilidad ni restricciones de red, considera el sistema como uninodal -véase la sección 7.2-. Como se puede notar, debido a que se considera el sistema como uninodal el precio de bolsa es uniforme para todo el país.

Como se mencionó anteriormente, se precisan reconciliaciones, estas consisten en comparar la generación real con el despacho ideal recurso por recurso con el fin de mirar las igualdades y diferencias entre estos.

Si la generación real de un recurso es igual a la del despacho ideal, el recurso será liquidado a precio de bolsa.

Si la generación real de un recurso es menor a la del despacho ideal, el delta de diferencia entre ambos despachos será liquidado a precio de reconciliación negativa,

mientras que la cantidad restante será liquidada a precio de bolsa.

Si la generación real de un recurso es mayor a la del despacho ideal, el delta de diferencia entre ambos despachos será liquidado a precio de reconciliación positiva, mientras que la cantidad restante será liquidada a precio de bolsa.

2.4. Formación de precio

Como se expuso anteriormente existen tres posibles precios para liquidar, precio de bolsa, precio de reconciliación negativa y precio de reconciliación positiva.

A continuación se explica como calcular cada uno de estos precios.

2.4.1. Precio de bolsa

El cálculo del precio de bolsa es realizado por la capa comercial en el día D+1. Este se calcula con el despacho ideal y corresponde a la oferta del generador más caro que haya salido despachado, como se ve, es un precio marginalista. En esta capa comercial no se tiene en cuenta la generación inflexible para la formación del precio de bolsa, pues este se elevaría. [31]

2.4.2. Precio de reconciliación negativa

Acorde con [24], el precio de reconciliación negativa corresponde al valor a devolver por el agente generador cuya generación ideal es superior a su generación real.

Este precio depende del precio de bolsa, del Precio de Escasez - PE y de las transacciones internacionales de energía. Para mayor información consultar la Resolución CREG 176 de 2015 referenciada en [24].

2.4.3. Precio de reconciliación positiva

Este precio está asociado a generaciones de seguridad fuera de mérito, el agente recibe el pago de la reconciliación de acuerdo con el tipo de tecnología con que genera electricidad.

Este precio depende por tanto si se trata de generación variable, hidráulica o

térmica, de los niveles de embalse, de los niveles de vertimiento de los embalses, del precio de bolsa nacional, de los precios de arranque y parada de generadores térmicos, de la generación de seguridad, de costos de suministro y transporte de combustible para generadores térmicos, entre otros. Para mayor información consultar la Resolución CREG 034 de 2001 referenciada en [25] y todas aquellas resoluciones que la modifican.¹

¹ Las resoluciones que modifican la Resolución CREG 034 de 2001 se pueden consultar en:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2001-CREG034-2001>

3. Propuesta de mecanismos de liquidación y metodología de análisis

El punto de partida para esta tesis son los estudios CREG llamados “Propuesta para la implementación de un despacho vinculante” y “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios”, referenciados en [1] y [2] respectivamente. Se escogen estos dos estudios ya que cada uno propone un mecanismo de liquidación distinto para la actualización del mercado eléctrico colombiano. Es importante resaltar que los estudios contratados por la CREG únicamente establecieron una formulación sin un detalle numérico -o a nivel introductorio- de las consecuencias de cada mecanismo de liquidación, de aquí la importancia de estos análisis.

Estos estudios proponen dos mecanismos de liquidación: liquidación de dos puntas (two settlement) [1] y liquidación de múltiples puntas (multi-settlement) [2].

3.1. Aspectos operativos previos a la liquidación

Para entender las diferencias entre estos dos mecanismos hay que explicar el proceso previo a la liquidación de energía. En las propuestas de actualización del mercado eléctrico mayorista colombiano anteriormente nombradas se proponen dos instancias para asignar las cantidades de energía despachada: el mercado del día siguiente (DAM) y el mercado intradiario discreto (discrete intraday market, como se conoce en la literatura). El mercado del día siguiente permite a sus clientes vender o comprar energía para las 24 horas del siguiente día operativo en una subasta cerrada [26] dando como resultado un programa de despacho de energía para dichas 24 horas, mientras que el mercado intradiario es su complemento, pues replica el proceso de compra y venta varias veces durante el día operativo - cada replica de este proceso es conocida como sesión del mercado intradiario - con el fin de emplear información más actualizada [27] y de esta manera generar cambios en los despachos de energía previamente asignados obteniendo no solo una mejor relación costo-beneficio sino generando un ambiente propicio para la integración de energías renovables [28].

Algunos aspectos relevantes que deben ser resaltados para dar mayor claridad se presentan a continuación:

- Se trabaja con un modelo co-optimizado de energía y reservas, esto como sugerencia de los estudios [1]-[2] con el fin de obtener menores costos operativos globalmente, siendo esto confirmado por [29] frente a una asignación secuencial de los mismos servicios.
- Se trabaja con cuatro sesiones intradiarias, esto como sugerencia de [32] quien simuló el mercado intradiario con distintos números de sesiones indicando que el número más apropiado de estas era 4 porque así el precio medio de energía era más bajo.
- El mercado propuesto genera compromisos vinculantes, esto con el fin de evitar que los generadores incumplan su despacho económico programado y evitar el uso de reservas y generaciones más costosas para atender la demanda.

3.2. Mecanismos de liquidación

Aunque son dos mecanismos de liquidación los que se han propuesto en los estudios, son tres posibilidades de liquidar las que se evalúan, pues la liquidación de dos puntas (two settlement) tiene dos formas de realizarse y la liquidación de múltiples puntas tiene solo una.

3.2.1. Liquidación de dos puntas - Primera variante

La primera variante del mecanismo de liquidación de dos puntas tiene su compromiso vinculante en el mercado del día siguiente, aquí - como su nombre lo indica - se comparan dos posiciones (o dos programas de despacho). Este mecanismo tiene como referencia la asignación realizada por el despacho económico programado en el DAM y establece la diferencia entre la asignación realizada en la última sesión intradiaria válida para el periodo en cuestión y la asignación vinculante. Establecer esta diferencia genera un delta que se interpreta como la variación de la asignación entre la última sesión intradiaria válida y el DAM para cada recurso para cada periodo, tal como se muestra en la tercera columna de la Tabla 1.

3.2.2. Liquidación de dos puntas - Segunda variante

La segunda variante del mecanismo de liquidación de dos puntas tiene su compromiso vinculante en la sesión intradiaria previa a la última sesión intradiaria válida para el periodo en cuestión, aquí - como su nombre lo indica - se comparan dos posiciones (o dos programas de despacho). Este mecanismo tiene como referencia la asignación realizada por el despacho económico programado en la sesión intradiaria previa a la última sesión intradiaria válida y establece la diferencia entre la asignación realizada en la última sesión intradiaria válida para el periodo en cuestión y la asignación vinculante. Establecer esta diferencia genera un delta que se interpreta como la variación de la asignación entre la última sesión intradiaria válida y la asignación realizada en la sesión intradiaria previa a la última sesión intradiaria válida para recurso para cada periodo, tal como se muestra en la cuarta columna de la Tabla 1.

3.2.3. Liquidación de múltiples puntas

En el mecanismo de liquidación de múltiples puntas el término vinculante se encuentra en la asignación realizada en el DAM, aquí - como su nombre lo indica - se comparan múltiples posiciones (o múltiples programas de despacho). Este mecanismo tiene como referencia la asignación realizada por el despacho económico programado en el DAM y establece diferencias entre la asignación realizada por cada sección del mercado y su asignación previa. Establecer estas diferencias genera unos deltas que se interpretan como la variación de la asignación entre sesiones para cada recurso para cada periodo, recogiendo así todas las diferencias entre asignaciones que puede tener un recurso en cada periodo durante el día operativo - lo que se traduce en varios deltas, hasta cuatro, uno por cada sesión -, tal como se muestra en la segunda columna de la Tabla 1.

3.2.4. Interpretación de los deltas

Los deltas mencionados anteriormente se explican a continuación:

Delta negativo: si un recurso tiene uno o más deltas negativos para un

determinado periodo significa que en asignaciones posteriores a su asignación vinculante obtuvo un despacho menor debido a variación de ofertas, indisponibilidades, cambios topológicos de la red o nuevas condiciones fortuitas y como consecuencia le corresponde una disminución en su remuneración.

Delta Positivo: si un recurso tiene uno o más deltas positivos para un determinado periodo significa que en asignaciones posteriores a su asignación vinculante obtuvo un despacho mayor debido nuevamente a variación de ofertas, indisponibilidades, cambios topológicos de la red o nuevas condiciones fortuitas y como consecuencia le corresponde un aumento en su remuneración.

Delta igual a cero: si un recurso tiene uno o más deltas igual a cero para un determinado periodo significa que su asignación ha sido la misma durante todas las secciones del mercado.

Los deltas pueden ser pagados/cobrados a distintos precios: bolsa, reconciliación positiva o reconciliación negativa, estos precios se calculan como se indica en la sección 2.4 y en [2] se define cuando usar cada uno de estos.

3.2.5. Información necesaria para cada mecanismo de liquidación

Con el fin de dar mayor entendimiento a los mecanismos de liquidación se presentan 3 figuras que permiten visualizar el funcionamiento de cada uno de ellos. Las Figuras 1, 2 y 3 permiten visualizar la información necesaria para cada uno de los mecanismos de liquidación.

En cada una de las figuras se presentan los periodos sobre los cuales cada sección del mercado tiene validez, el DAM actúa sobre los 24 periodos, la sesión 1 actúa sobre los 24 periodos, la sesión 2 actúa sobre los últimos 18 periodos, la sesión 3 actúa sobre los últimos 12 periodos y la sesión 4 actúa sobre los últimos 6 periodos.

En las Figuras 1, 2 y 3, $S_{i,j}$ es la liquidación de energía donde i es el recurso y j la hora o periodo correspondiente, esta nomenclatura aplica para cada sesión k -puede ser 1, 2, 3 o 4- del intradiario y aplica para los tres mecanismos de liquidación propuestos por los estudios nombrados y que se encuentran en la Tabla 1.

Adicionalmente $p_{i,j}^k$ es el precio al cual se liquida -indicados en la sección 2.4- y $q_{i,j}^k$ es la cantidad vinculante despachada por la capa operativa.

Cada cuadro que contiene números del 1 al 24 hace referencia a la asignación realizada a cada recurso i para cada periodo j por cada sección del mercado por la capa operativa. Nótese que algunos cuadros están pintados con ciertas tonalidades de gris (la tonalidad de gris varía de acuerdo con los periodos en que cada ecuación de la Tabla 1 es válida), esto permite identificar qué información toma cada mecanismo de liquidación y que ecuación va a emplear para calcular la liquidación final - identificada en la parte inferior de cada gráfica como $S_{i,1}, S_{i,2}, S_{i,3} \dots$.

Si se quiere liquidar por ejemplo el periodo 15 con el mecanismo de liquidación de múltiples puntas se toma la asignación realizada por el DAM en el periodo 15, la asignación realizada por la sesión 1 en el periodo 15, la asignación realizada por la sesión 2 en el periodo 15 y la asignación realizada por la sesión 3 en el periodo 15, y se emplea la ecuación $S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0) + p_{i,j}^2 (q_{i,j}^2 - q_{i,j}^1) + p_{i,j}^3 (q_{i,j}^3 - q_{i,j}^2)$. Nótese que todas las asignaciones que involucran al periodo 15 son de interés en este mecanismo de liquidación.

Liquidando ahora el periodo 15 con el mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el DAM se toma la asignación realizada por el DAM en el periodo 15 y la asignación realizada por la sesión 3 en el periodo 15, y se emplea la ecuación $S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^3 (q_{i,j}^3 - q_{i,j}^0)$. Nótese que la asignación realizada por la sesión 1 en el periodo 15 y la asignación realizada por la sesión 2 en el mismo periodo no son de interés en este mecanismo de liquidación.

Liquidando el periodo 15 con el mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior se toma la asignación realizada por la sesión 2 en el periodo 15 y la asignación realizada por la sesión 3 en el periodo 15, y se emplea la ecuación $S_{i,j} = p_{i,j}^2 q_{i,j}^2 + p_{i,j}^3 (q_{i,j}^3 - q_{i,j}^2)$. Nótese que las asignaciones realizadas por el DAM y por la sesión 1 en el periodo 15 no son de interés en este mecanismo de liquidación.

Figura 1. Visualización gráfica del mecanismo de liquidación de múltiples puntas.

Sección del Mercado	Periodo j del día operativo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DAM →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S1 →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S2 →							7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S3 →													13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S4 →	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	19	20	21	22	23	24
Liquidación por recurso i por periodo j →	$S_{i,1}$	$S_{i,2}$	$S_{i,3}$	$S_{i,4}$	$S_{i,5}$	$S_{i,6}$	$S_{i,7}$	$S_{i,8}$	$S_{i,9}$	$S_{i,10}$	$S_{i,11}$	$S_{i,12}$	$S_{i,13}$	$S_{i,14}$	$S_{i,15}$	$S_{i,16}$	$S_{i,17}$	$S_{i,18}$	$S_{i,19}$	$S_{i,20}$	$S_{i,21}$	$S_{i,22}$	$S_{i,23}$	$S_{i,24}$

Figura 2. Visualización gráfica del mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el DAM.

Sección del mercado	Periodo j del día operativo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DAM →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S1 →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S2 →							7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S3 →													13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S4 →	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	19	20	21	22	23	24
Liquidación por recurso i por periodo j →	$S_{i,1}$	$S_{i,2}$	$S_{i,3}$	$S_{i,4}$	$S_{i,5}$	$S_{i,6}$	$S_{i,7}$	$S_{i,8}$	$S_{i,9}$	$S_{i,10}$	$S_{i,11}$	$S_{i,12}$	$S_{i,13}$	$S_{i,14}$	$S_{i,15}$	$S_{i,16}$	$S_{i,17}$	$S_{i,18}$	$S_{i,19}$	$S_{i,20}$	$S_{i,21}$	$S_{i,22}$	$S_{i,23}$	$S_{i,24}$

Figura 3. Visualización gráfica del mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior.

Sección del mercado	Periodo j del día operativo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DAM →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S1 →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S2 →							7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S3 →													13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S4 →	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	19	20	21	22	23	24
Liquidación por recurso i por periodo j →	$S_{i,1}$	$S_{i,2}$	$S_{i,3}$	$S_{i,4}$	$S_{i,5}$	$S_{i,6}$	$S_{i,7}$	$S_{i,8}$	$S_{i,9}$	$S_{i,10}$	$S_{i,11}$	$S_{i,12}$	$S_{i,13}$	$S_{i,14}$	$S_{i,15}$	$S_{i,16}$	$S_{i,17}$	$S_{i,18}$	$S_{i,19}$	$S_{i,20}$	$S_{i,21}$	$S_{i,22}$	$S_{i,23}$	$S_{i,24}$

3.2.6. Ecuaciones de liquidación

A continuación, se presentan las ecuaciones de liquidación propuestas por los estudios para realizar el proceso de liquidación:

Tabla 1. Ecuaciones de liquidación propuestas por los estudios

Validez de las ecuaciones por periodos	Liquidación de múltiples puntas	Liquidación de dos puntas vinculado con el DAM	Liquidación de dos puntas vinculada a la sesión intradiaria anterior
1 - 6 •	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0)$
7 - 12 •	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0) + p_{i,j}^2 (q_{i,j}^2 - q_{i,j}^1)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^2 (q_{i,j}^2 - q_{i,j}^0)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^1 q_{i,j}^1 + p_{i,j}^2 (q_{i,j}^2 - q_{i,j}^1)$
13 - 18 •	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0) + p_{i,j}^2 (q_{i,j}^2 - q_{i,j}^1) + p_{i,j}^3 (q_{i,j}^3 - q_{i,j}^2)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^3 (q_{i,j}^3 - q_{i,j}^0)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^2 q_{i,j}^2 + p_{i,j}^3 (q_{i,j}^3 - q_{i,j}^2)$
19 - 24 •	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0) + p_{i,j}^2 (q_{i,j}^2 - q_{i,j}^1) + p_{i,j}^3 (q_{i,j}^3 - q_{i,j}^2) + p_{i,j}^4 (q_{i,j}^4 - q_{i,j}^3)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^4 (q_{i,j}^4 - q_{i,j}^0)$	$S_{i,j} = p_{i,j}^3 q_{i,j}^3 + p_{i,j}^4 (q_{i,j}^4 - q_{i,j}^3)$

Las filas de la Tabla 1 son los periodos del día operativo en los cuales las ecuaciones tienen validez. Considere por ejemplo la ecuación de liquidación de dos puntas vinculado con el DAM para los seis primeros periodos y dada, de acuerdo con la Tabla 1, por $S_{i,j} = p_{i,j}^0 q_{i,j}^0 + p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0)$. La liquidación para el recurso i del periodo j ($S_{i,j}$) es igual al término vinculante establecido en el DAM ($p_{i,j}^0 q_{i,j}^0$) más la diferencia en posiciones entre el DAM y la primera sesión intradiaria liquidada al precio establecido en esa sesión $p_{i,j}^1 (q_{i,j}^1 - q_{i,j}^0)$. Con relación al precio de liquidación (denotado como $p_{i,j}^k$), este se establece a través del mecanismo indicado en [2] en donde se compara el despacho realizado por la capa comercial con el despacho realizado por la capa operativa.

3.3. Metodología

Esta tesis analiza los mecanismos de liquidación propuestos por distintos estudios para la actualización del mercado eléctrico mayorista colombiano. El análisis se basa en una componente cuantitativa que será desarrollada en la sección 4.

3.3.1. Simulaciones computacionales de los mecanismos de liquidación

Para realizar esta simulación se cuenta con información del sistema eléctrico colombiano. Esta información hace referencia a cuatro meses operativos de un año operativo.

Antes de simular las liquidaciones del mercado con cada uno de los mecanismos propuestos se debe simular un mercado del día siguiente junto con un mercado intradiario, donde se obtiene como resultado unos insumos – despachos para cada uno de los recursos del sistema tanto para la capa comercial como para la capa operativa - que se convierten en la información de entrada de las simulaciones de liquidación. En la capa comercial únicamente se despacha energía mientras que en la capa operativa se despacha energía y reservas -de manera co-optimizada-.

La información de las simulaciones previas a las de liquidación se encuentra en [29], de igual forma en el capítulo 7 de este documento se encuentra anexado los modelos matemáticos empleados por las capas operativa y comercial.

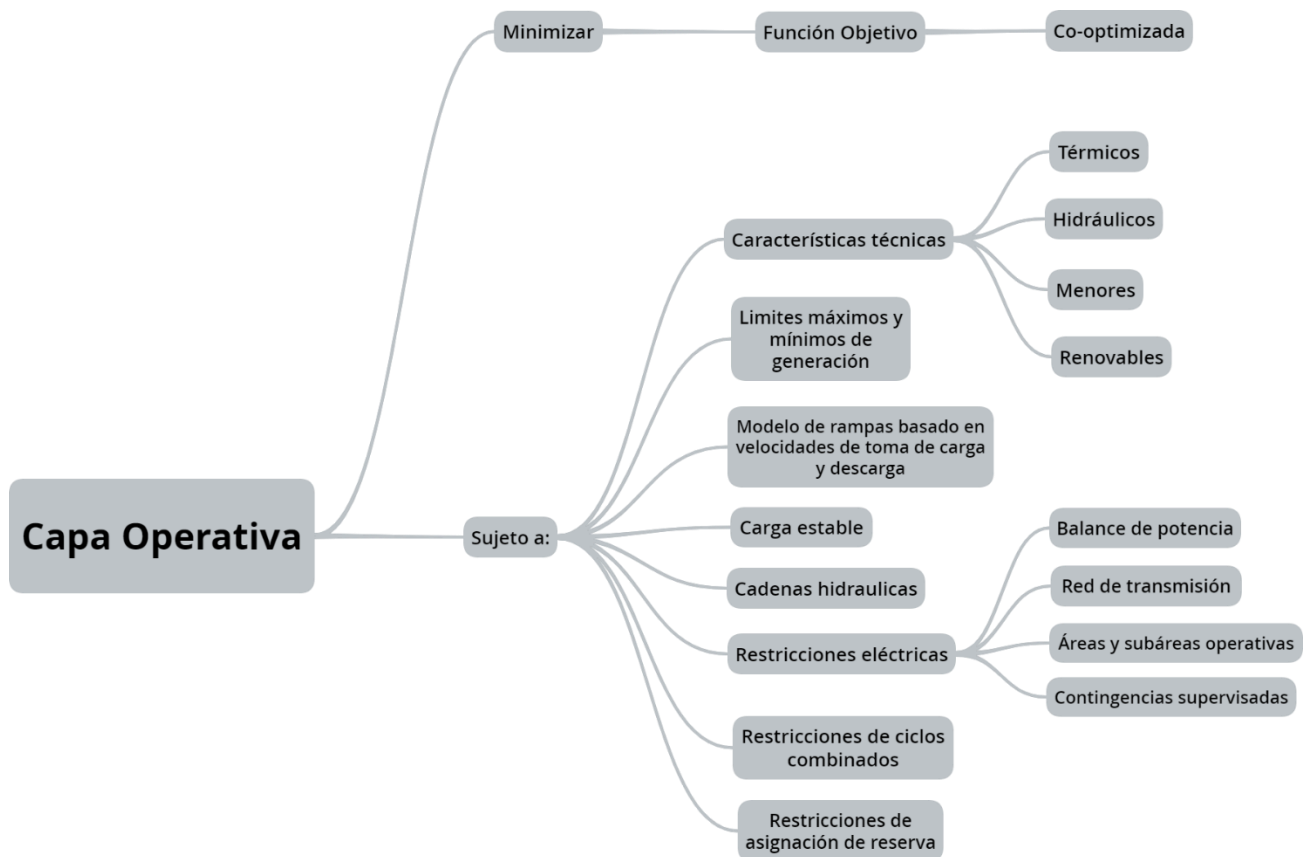
Es preciso indicar que la formación de precio está a cargo de la capa comercial - tanto el precio de bolsa como los precios de reconciliación positiva y negativa-, es decir, es totalmente independiente de todo aspecto operativo. Esta característica es consecuencia de la separación de ambas capas - comercial y operativa - que se mantiene en la propuesta de actualización del mercado eléctrico colombiano.

Finalmente, los resultados de estas simulaciones computacionales son útiles para decidir cuál propuesta es la más adecuada por cuanto se evalúan diferentes condiciones de operación, como se dijo anteriormente.

En las Figuras Figura 4 y Figura 5 se presenta un bosquejo de los modelos matemáticos utilizados.

El modelo matemático empleado por la Capa Operativa (Figura 4) es un modelo lineal de enteros mixtos, cuya función es realizar el despacho económico al menor costo posible, cumpliendo con todas las características técnicas de los recursos y físicas del sistema eléctrico. Este modelo utiliza una función objetivo de co-optimización -atiende energía y reserva secundaria-, tiene en cuenta las ofertas económicas de los agentes para el servicio de energía y reserva además de los costos de arranque y parada.

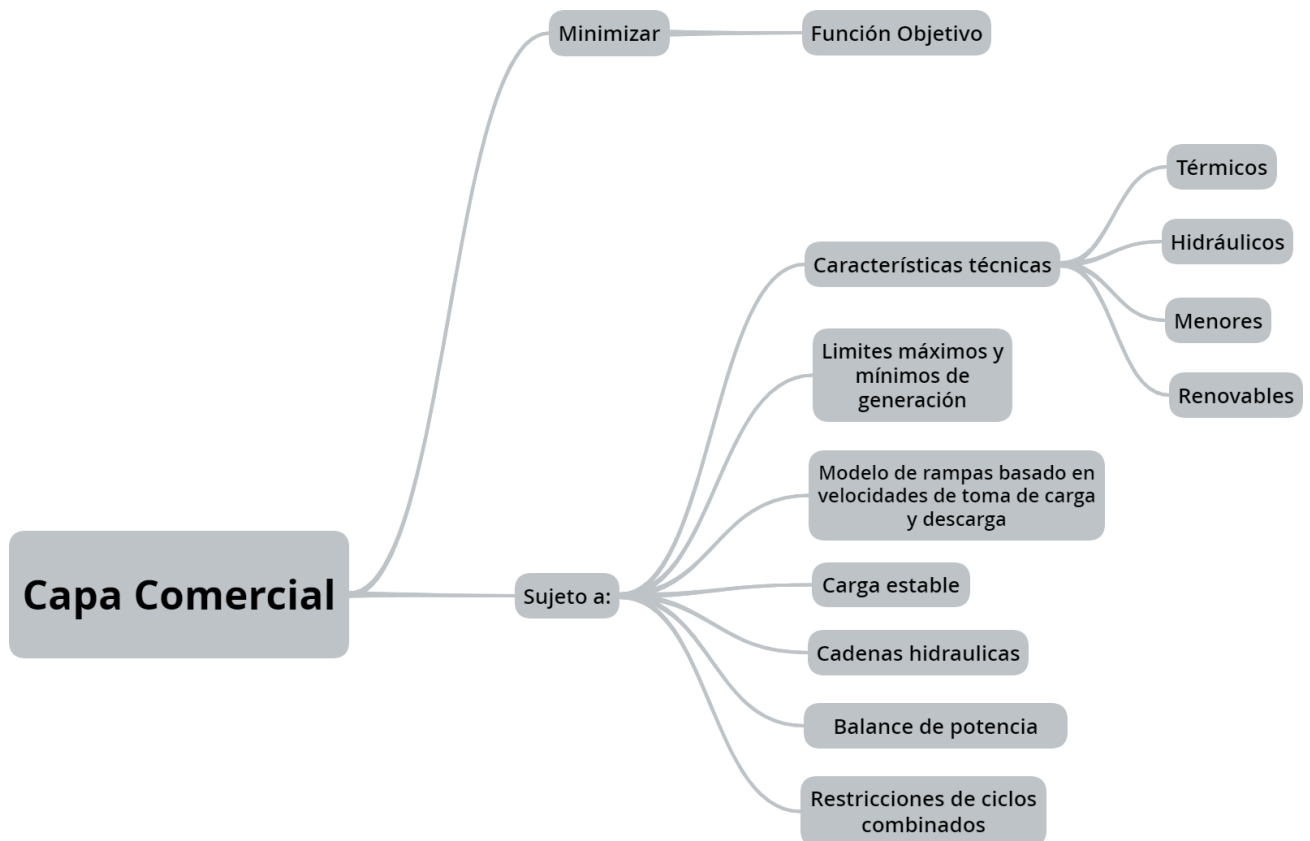
Figura 4. Modelo matemático de la Capa Operativa.



El modelo matemático empleado por la Capa Comercial (Figura 5) es un modelo lineal de enteros mixtos, cuya función es realizar un despacho por orden de mérito empleado en el cálculo de los precios, cumpliendo con las características técnicas de los recursos. Este modelo utiliza una función objetivo que atiende energía

únicamente -si se tiene en cuenta la reserva secundaria sube el precio de bolsa de la energía, puesto que se necesitan más recursos para atender los requerimientos-, tiene en cuenta las ofertas económicas de los agentes para el servicio de energía además de los costos de arranque y parada.

Figura 5. Modelo matemático de la Capa Comercial.



3.3.2.1 Herramientas computacionales

Las herramientas empleadas para el desarrollo de este estudio operan de manera conjunta con el fin de tener una plataforma de prueba de un mercado eléctrico que involucra un mercado del día siguiente, un mercado intradiario y tres mecanismos de liquidación, esta plataforma es parametrizable según los requerimientos del caso a simular, el software empleado se describe a continuación:

GAMS* es el software de optimización, allí están implementados los modelos matemáticos empleados para calcular los despachos económicos programados y los

* Guías de usuario de GAMS, SQL Server, MATLAB y Python disponibles en [34]-[35]-[36]-[37], respectivamente.

precios de bolsa de cada sección de mercado, estos se muestran en el Anexo de este documento. Un aspecto importante de estos algoritmos es que son parametrizables, se ajustan automáticamente a la sección de mercado que se desea simular.

SQL Server* es el administrador de la base datos, allí se encuentra toda la información y parámetros requeridos para las simulaciones del mercado eléctrico tales como características técnicas de los recursos de generación, información de la demanda del sistema, ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad de los recursos de generación, además de la topología de la red eléctrica, asimismo, se suben los resultados de los despachos económicos programados, de los despacho por orden de mérito, los precios de bolsa y los valores de liquidación de cada uno de los mecanismos.

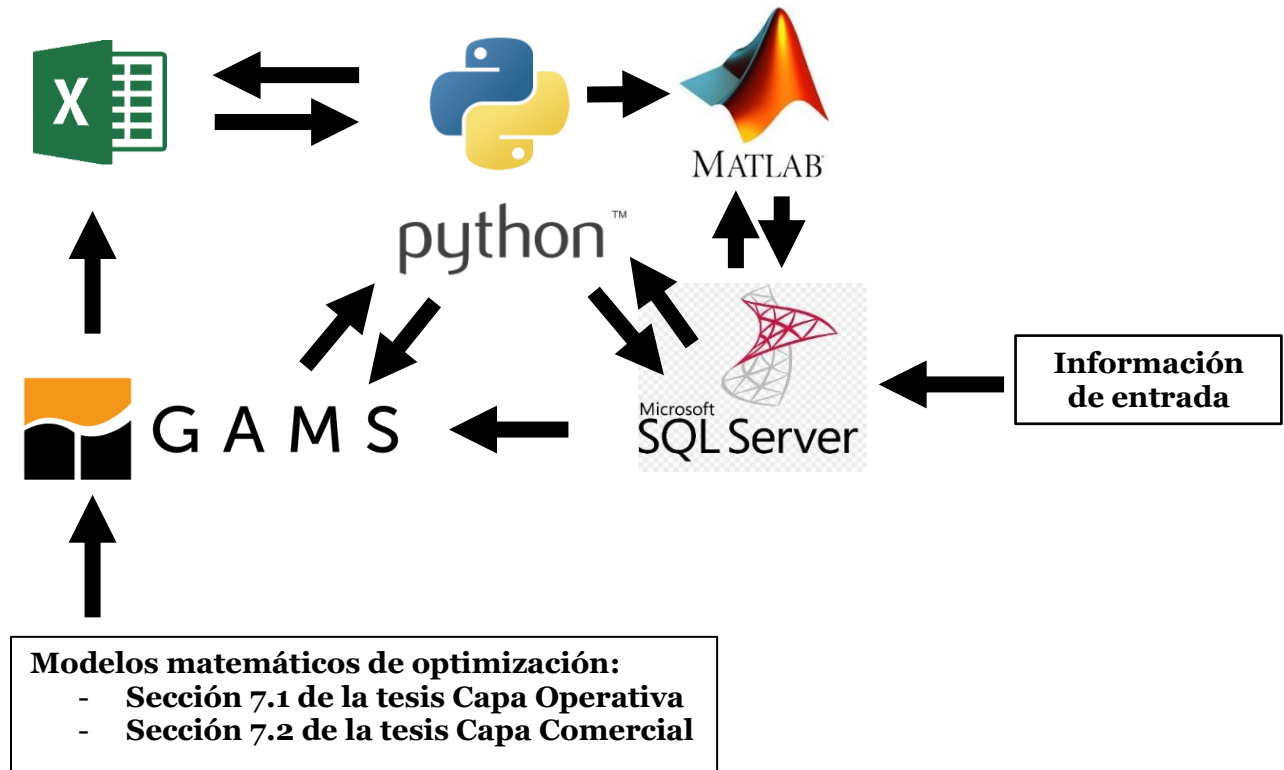
Matlab* por su parte se encarga de ejecutar un módulo de red que proporciona información de la topología del Sistema Interconectado Nacional de cada día operativo y para cada sección del mercado. Esta información es actualizada en SQL Server cada que se va a ejecutar una nueva sección de mercado.

Finalmente, Python* es empleado para coordinar toda la simulación y es el punto de partida y parada, allí se ajustan parámetros como la cantidad de días a simular y los periodos sobre los cuales cada sección de mercado es válida. Con los parámetros ajustados el resto de ejecución del mercado eléctrico es automático, se lanzan los respectivos procesos de optimización obteniendo los despachos económicos programados -capa operativa- y los despachos por orden de mérito -capa comercial-, se ejecutan los algoritmos de liquidación, se suben todos los resultados a SQL Server, etc.

La interacción de estas herramientas se muestra a continuación:

* Guías de usuario de GAMS, SQL Server, MATLAB y Python disponibles en [34]-[35]-[36]-[37], respectivamente.

Figura 6. Herramientas computacionales y su interacción.



4. Análisis cuantitativo de los mecanismos de liquidación

Los análisis realizados corresponden a los mencionados en la sección 3.3.1. de esta tesis. Los resultados aquí presentados hacen referencia a los precios de bolsa, a las liquidaciones realizadas por cada uno de los mecanismos de liquidación para los cuatro meses operativos, además de unas simulaciones que involucran variaciones en las ofertas de algunos recursos.

4.1.1. Precio de bolsa

El precio de bolsa es la señal de mercado más importante que un mercado de electricidad pueda tener, esta refleja el comportamiento del sistema y si es publicada oportunamente puede inferir en el comportamiento de los recursos causando modificaciones en las ofertas de los mismos para las siguientes secciones del mercado haciendo que cambien las asignaciones previamente realizadas.

Las figuras 7 a 10 muestran los precios de bolsa promedio para la energía por periodo, para cada una de las sesiones del mercado intradiario, para los cuatro meses operativos. Entre secciones de mercado se tienen en cuenta únicamente indisponibilidades de recursos que hayan sido reportadas hasta 5 horas del inicio de operación de la sesión intradiaria.

Figura 7. Precio de bolsa promedio por sesión para el primer mes operativo.

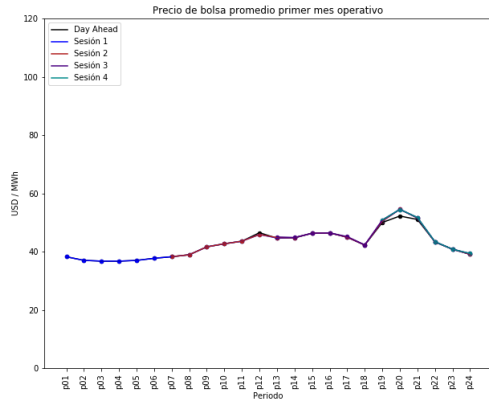


Figura 8. Precio de bolsa promedio por sesión para el segundo mes operativo.

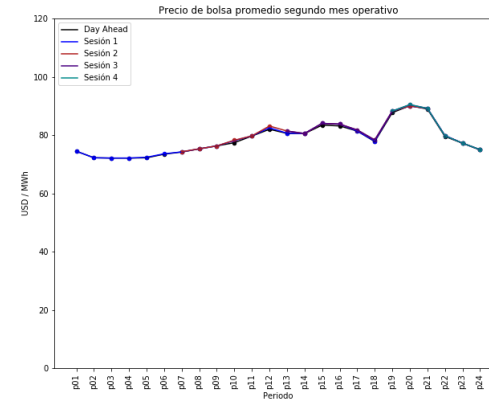


Figura 9. Precio de bolsa promedio por sesión para el tercer mes operativo.

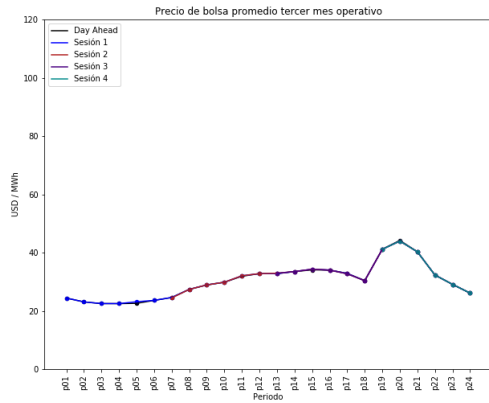
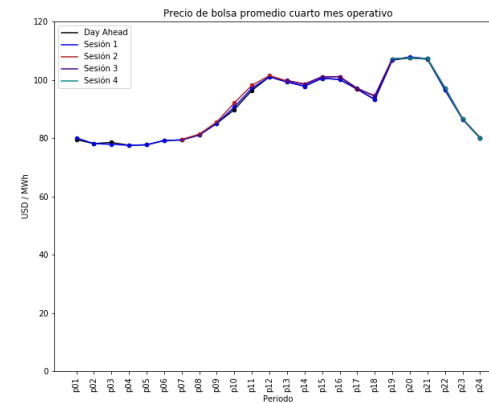


Figura 10. Precio de bolsa promedio por sesión para el cuarto mes operativo.



En todas las figuras de la 7 a la 10 el comportamiento es el esperado: los precios aumentan en los periodos donde la demanda es alta puesto que se suple con recursos más costosos.

En la Figura 7 se observa por ejemplo una diferencia en los precios por sección de mercado en el periodo 20, esto se debe al cambio del recurso marginal debido a indisponibilidades, dejando en evidencia que este déficit de generación -que en la actualidad se cubriría con reservas o redespachos- se suple mediante el nuevo despacho económico programado realizado en la primera sesión intradiaria, el precio de bolsa varía conforme sale de juego el recurso indisponible. Nótese que se tiene una buena señal de precio por cuanto a la hora de publicar los resultados de los precios de bolsa de la primera sesión intradiaria se va a tener una diferencia en dicho periodo frente a los resultados publicados previamente en el mercado del día siguiente.

En la Figura 8 los precios de bolsa promedio son mayores que los de la Figura 5, esto se debe a hay un mayor número de indisponibilidades presentadas en ese mes -reportadas en su mayoría oportunamente- y como consecuencia, se ve reflejado en los altos valores de liquidación que se verán en la siguiente sección. De igual forma, se presentan algunos casos como los expuestos en el párrafo anterior -en este caso los periodos 10, 12, 13, 15, 16 y 20- y la conclusión es la misma: se tienen buenas señales de precio por cuanto a la hora de publicar los resultados de los precios de bolsa de las sesiones intradiarias se van a tener diferencias entre las secciones del mercado.

En la Figura 9 los precios de bolsa promedio son los más bajos de todas las simulaciones realizadas, esto se debe a que en dicho mes las indisponibilidades fueron prácticamente nulas, se puede notar en las figuras que los precios de bolsa entre sesiones son prácticamente idénticos.

En la Figura 10 los precios de bolsa promedio son los más altos de todas las simulaciones realizadas, esto se debe a que en dicho mes las indisponibilidades fueron las más altas del año operativo. En esta figura se presentan muchos comportamientos como los de la Figura 7 -en este caso los periodos 1, 3, 9, 10, 11, 13,

14, 15 y 18-.

Es de resaltar que los comportamientos que en estas simulaciones fueron causados por indisponibilidades de recursos también pueden ser causados por variación de ofertas, o condiciones fortuitas que se presenten a lo largo del día operativo.

Nota: En la tesis se está simulando el mercado, no la operación real del sistema que es donde se conoce la totalidad de eventos de indisponibilidades. Los eventos de indisponibilidades que entran en la simulación de este mercado intradiario son aproximadamente el 40% de las indisponibilidades totales.

4.1.2. Comparación por mecanismos de liquidación

En esta sección se muestran los resultados de liquidar energía por medio de los mecanismos de liquidación presentados en la sección 3. La Tabla 2 muestra los valores totales de liquidar energía -sumatoria de todos los $S_{i,j}$ del mes- empleando los tres mecanismos de liquidación propuestos.

Tabla 2. Valores de liquidación (USD).

Mes a liquidar	Mecanismo de liquidación de múltiples puntas	Mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el DAM	Mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior
Mes 1	\$ 303,041,186.18	\$ 302,991,251.32	\$ 302,891,725.13
Mes 2	\$ 508,491,445.00	\$ 508,500,494.34	\$ 507,987,284.74
Mes 3	\$ 211,007,980.01	\$ 210,861,809.10	\$ 209,960,069.90
Mes 4	\$ 588,898,000.16	\$ 589,028,096.40	\$ 588,813,641.48

Las liquidaciones son lo esperado por cuanto el mes 1 y el mes 2 son meses “típicos”² donde se tienen precios de bolsa y valores de liquidación promedios, el mes 3 es el mes en que se obtuvieron los menores precios de bolsa y como consecuencia se obtienen los menores valores de liquidación, el mes 4 es el mes en que se obtuvieron los mayores precios de bolsa y como consecuencia se obtienen los

² Un mes típico hace referencia a aquellos meses donde no se presentan muchas situaciones fortuitas que desvíen la operación real de la operación esperada.

mayores valores de liquidación.

Para cada mes los resultados de los mecanismos de liquidación fueron muy similares – comparando horizontalmente –, sin embargo, se observa una tendencia: el mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior es el que arroja los menores valores de liquidación en todos los meses, este comportamiento se puede explicar ya que su parte vinculante está más “actualizada” que las de los otros dos mecanismos de liquidación -la tienen en el DAM-.

4.1.3. Variación de oferta

Para estas simulaciones se toma una semana de cada mes operativo y se realizan cambios en las ofertas de algunos recursos, de tal forma que se puedan observar las tendencias de los mecanismos de liquidación frente a diferentes situaciones.

Se escoge una semana de cada mes operativo ya que es tiempo suficiente para establecer estas tendencias, tal como se confirma en la sección anterior donde cada simulación corresponde a un mes y se observa siempre la misma tendencia.

Los casos de variación de oferta se escogieron de manera tal que se abarquen posibles comportamientos por parte de los recursos, pues se evalúan casos donde el recurso marginal aumenta o disminuye su oferta, donde el generador inframarginal sube su oferta y donde el generador encima del marginal disminuye su oferta. Los casos a simular son los siguientes:

Tabla 3. Casos simulados con variación de oferta.

Nombre del Caso	Descripción del caso
Caso 1	Sin variación de oferta (caso base)
Caso 2	Disminución del 10% de la oferta del recurso marginal
Caso 3	Disminución del 10% de la oferta del recurso encima marginal
Caso 4	Aumento del 10% de la oferta del recurso inframarginal
Caso 5	Aumento del 10% de la oferta del recurso marginal

En la Tabla 3 se pueden apreciar los valores de liquidación del caso 1 (caso base) y las variaciones porcentuales de los otros casos para las simulaciones con variación de oferta para cada Mecanismo de liquidación.

Tabla 4. Valores de liquidación con variación de oferta (USD).

Semana a liquidar	Caso simulado	Mecanismo de liquidación de múltiples puntas	Mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el DAM	Mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior
Semana 1	Caso 1	\$ 65,452,840.30	\$ 65,452,825.53	\$ 65,341,106.33
	Caso 2	0.26%	0.04%	-1.62%
	Caso 3	1.08%	0.95%	-1.97%
	Caso 4	0.62%	1.13%	5.99%
	Caso 5	0.74%	0.80%	1.60%
Semana 2	Caso 1	\$ 86,693,096.15	\$ 86,692,382.79	\$ 86,741,660.11
	Caso 2	0.71%	0.61%	-1.65%
	Caso 3	0.38%	0.37%	-1.36%
	Caso 4	0.22%	0.54%	2.65%
	Caso 5	-0.07%	0.45%	4.67%
Semana 3	Caso 1	\$ 53,906,415.56	\$ 53,906,211.09	\$ 53,864,237.11
	Caso 2	0.28%	0.24%	-3.94%
	Caso 3	0.38%	0.32%	-3.12%
	Caso 4	0.70%	0.77%	1.78%
	Caso 5	0.55%	0.80%	4.34%
Semana 4	Caso 1	\$ 154,373,259.11	\$ 154,431,519.23	\$ 154,232,686.21
	Caso 2	-0.01%	-0.10%	-3.74%
	Caso 3	0.11%	0.10%	-2.99%
	Caso 4	0.67%	1.06%	3.09%
	Caso 5	0.75%	0.73%	1.95%
Desviación estándar por mecanismo de liquidación		0.32%	0.37%	3.26%

De la Tabla 4 se pueden identificar las siguientes tendencias:

- Cuando se disminuye el valor de la oferta – marginal o encima del marginal – el único mecanismo que disminuye su valor de liquidación es el de dos puntas vinculado con el intradiario anterior, los otros dos mecanismos de liquidación presentan un aumento en su valor de liquidación.

- Cuando se aumenta el valor de la oferta – marginal o inframarginal – el mecanismo que aumenta menos su valor de liquidación es el de múltiples puntas, seguido por el mecanismo de dos puntas vinculado con el DAM y finalmente con un aumento grande el de dos puntas vinculado con el intradiario anterior.

- El mecanismo de dos puntas vinculado con el intradiario anterior presenta grandes variaciones cuando se varían las ofertas, independientemente si son disminuciones o aumentos, los cambios son muy superiores a los presentados en los otros dos mecanismos de liquidación. Esto se debe a que su parte vinculante está en el intradiario inmediatamente anterior -su parte vinculada está más “actualizada”-.

- El mecanismo de dos puntas vinculado con el DAM es el que menos aumenta cuando se disminuyen las ofertas.

- EL mecanismo de múltiples puntas es el que menos aumenta cuando se aumentan las ofertas.

Con lo anterior se puede determinar:

El mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior presenta variaciones porcentuales altas en comparación con los otros dos mecanismos de liquidación cuando se varían ofertas (es más volátil), si las ofertas disminuyen él disminuye bastante su valor de liquidación, si las ofertas aumentan él aumenta bastante su valor de liquidación.

El mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el DAM aumenta su valor de liquidación incluso cuando se disminuyen las ofertas, sin embargo, su aumento es menor en comparación al mecanismo de múltiples puntas. Este mecanismo tiene su parte vinculante en el DAM y aunque solo considera un delta durante todo el día operativo logra recoger parte de los cambios en la asignación que han tenido los recursos.

El mecanismo de múltiples puntas es el que aumenta menos su valor de liquidación cuando se aumentan las ofertas, esto se debe a que considera todos los deltas (cambios de asignación) que tienen los recursos durante el día operativo. Este

es un punto a favor, ya que ante condiciones desfavorables tiene los mejores resultados de los tres mecanismos.

Los mecanismos vinculados con el DAM son menos volátiles frente a cambios de oferta, esto se debe a que el mecanismo vinculado con el intradiario anterior tiene su parte vinculante “actualizada” a diferencia de los otros dos, en otras palabras, su oferta económica para la parte vinculante se ve disminuida o aumentada -según sea el caso de la simulación- en un mayor porcentaje que los mecanismos vinculados con el DAM.

Los mecanismos de liquidación dependen en su totalidad de la información de entrada, en este caso, de los despachos realizados por las capas operativa y comercial. Estos despachos son resultado de unos procesos de optimización -descritos anteriormente-, entonces, un cambio por sencillo que parezca en las condiciones de entrada del proceso de optimización puede hacer que el óptimo se ubique en un lugar completamente distinto y esto es lo que sucede en los casos de variación de oferta, al cambiar las ofertas de los recursos marginales o cerca a estos los despachos cambian, y, aunque sea una variación de oferta a disminuir (aumentar) el valor de liquidación puede aumentar (disminuir).

En ocasiones el optimizador busca aprovechar recursos más económicos en una sesión intradiaria, para poder lograrlo, en ocasiones, activa recursos más costosos en algunos periodos, sin embargo, el resultado es la atención de la demanda al mínimo costo posible. Al realizar la liquidación con los mecanismos aquí mencionados se tiene como consecuencia, que el valor de la liquidación aumenta.

5. Conclusiones y trabajos futuros

5.1. Conclusiones

En esta tesis se analizaron cuantitativamente tres elementos: los precios de bolsa, las liquidaciones para cuatro meses operativos y las liquidaciones para 4 semanas con variaciones de ofertas, esto para los tres mecanismos de liquidación propuestos para actualizar el mercado eléctrico colombiano.

Como se dijo en la sección 4.1.1. el precio de bolsa es la señal de mercado más importante que un mercado de electricidad pueda tener y si es publicado oportunamente puede inferir en el comportamiento de los recursos causando modificaciones en las ofertas de los mismos para las siguientes secciones del mercado haciendo que cambien las asignaciones previamente realizadas.

Es posible tener estas señales de precio debido a que el mercado propuesto puede publicar resultados una vez se realicen los procesos de optimización de ambas capas -comercial y operativa- en cada sección del mercado y esto es válido para cualquiera de los mecanismos de liquidación propuestos. Bajo el esquema colombiano actual es imposible tener estas señales oportunamente, pues la liquidación se realiza al día siguiente de la operación -como se indicó en el capítulo 2-.

Independientemente del mecanismo de liquidación empleado se tienen mejoras frente al mecanismo actual, pues se tiene en cuenta para la liquidación al menos un cambio de asignación durante el día operativo en el caso de los mecanismos de dos puntas (two-settlement) o hasta 4 cambios de asignación durante el día operativo en el caso del mecanismo de múltiples puntas (multi-settlement). Como desventaja está el cambio de paradigma después de 25 años de usar el mismo esquema de mercado, hay que actualizar todos los aplicativos del mercado, capacitar a los agentes, hacer cambios en la Regulación, entre otros.

Con los resultados obtenidos en la sección 4.1.2 no hay una recomendación puntual, pues, aunque el mecanismo de liquidación de dos puntas vinculado con el intradiario anterior es el que presenta los valores de liquidación más bajos, la diferencia no es significativa frente a los otros dos mecanismos de liquidación.

Con los resultados obtenidos en la sección 4.1.3 la recomendación es emplear el mecanismo de liquidación de múltiples puntas, pues es el menos volátil de los 3 mecanismos de liquidación y esto se debe a dos factores, el primero es que su parte vinculante está en el DAM y el segundo es que considera un delta por cada asignación realizada por las sesiones intradiarias durante el día operativo, minimizando así las diferencias frente su asignación vinculante de una manera más precisa.

Como se muestra en la sección 4.1.3. el disminuir (aumentar) la oferta de un recurso no implica necesariamente una disminución (aumento) en el valor de la liquidación, si bien ese sería el comportamiento esperado y “lógico” lo que realmente sucede en la mayoría de las simulaciones realizadas es otra cosa -al variar los parámetros de entrada del optimizador la salida no tiene por qué dar como resultado una variación proporcional a estos cambios-.

Como se indicó en la sección 1.3, esta tesis pretende ser un referente para mercados que deseen actualizarse, van a encontrar diferentes alternativas para liquidar sus servicios aparte de un análisis cuantitativo que les permitirá analizar en base a sus características y necesidades la mejor opción para su mercado.

Queda a disposición una plataforma de simulación de mercados eléctricos, modificando algunas ecuaciones en los modelos matemáticos y en los algoritmos de liquidación se pueden probar distintos esquemas de mercado.

5.2. Trabajos futuros

Según los objetivos alcanzados durante el desarrollo de este trabajo, se plantean los siguientes trabajos futuros:

- En el estudio se muestra que implementar estos nuevos mecanismos de liquidación es beneficioso para el mercado eléctrico colombiano, sin embargo, sería interesante realizar simulaciones con precios nodales.
- Aunque el mercado intradiario discreto es una muy buena alternativa al mercado que se tiene actualmente en Colombia, se podría simular un mercado en tiempo real y evaluar sus beneficios frente a lo expuesto en este estudio.
- Estudiar y proponer nuevas herramientas para intercambio de información

entre los agentes participantes del mercado, procedimientos de operación y liquidación en el centro nacional de despacho, además de aspectos regulatorios en el mercado de energía colombiano, que sean de utilidad para la instauración del nuevo mercado intradiario.

6. Referencias

- [1] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016. Propuesta para la implementación de un despacho vinculante. Documento CREG 039-2016 - Anexo D-004B
- [2] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019. Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios. Documento CREG 005-2019 - Anexo 5
- [3] A. von Selasinsky, “The integration of renewable energy sources in continuous intraday markets for electricity,” Technische Universität Dresden, 2016.
- [4] IRENA, Renewable energy auctions in Colombia: Context , design and results. 2021.
- [5] C. Batlle, M. D. P. Coelho, P. Rodilla, and J. T. Saraiva, “Brazil considers reform of the electricity sector,” Oxford Energy Forum, no. 114, pp. 21–24, 2018, doi: 10.1001/jama.1899.02450610055010.
- [6] W. Strielkowski, A. Sherstobitova, P. Rovny, and T. Evteeva, “Increasing energy efficiency and modernization of energy systems in Russia: A review,” Energies, vol. 14, no. 11, p. 19, 2021, doi: 10.3390/en14113164.
- [7] R. Kamat and S. S. Oren, “Multi-settlement systems for Electricity markets: zonal aggregation under network uncertainty and market power,” Proc. of 35th Hawaii Inter. Conf. Syst. Sci., pp. 739-748, Jan. 2002.
- [8] T. Guler, G. Gross, E. Litvinov and R. Coutu, “Quantification of Market Performance as a Function of System Security,” IEEE Trans. on Power Syst., vol. 22, pp. 1602-1611, Nov. 2007.
- [9] R. Scharff and M. Amelin, “Trading behaviour on the continuous intraday market Elbas,” Energy Policy, vol. 88, pp. 544–557, 2016.
- [10] F. C. Munhoz, “Two-settlement system for the Brazilian electricity market,” Energy Policy, vol. 152, no. February, p. 112234, 2021.
- [11] C. Hiroux and M. Saguan, “Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?,” Energy Policy, vol. 38, no. 7, pp. 3135–3145, Jul. 2010.
- [12] T. Güler, S. Member, G. Gross, E. Litvinov, and R. Coutu, “On the Economics of Power System Security in Multi-Settlement Electricity Markets,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, no. 1, pp. 284–295, 2010.

- [13] T. Kuppelwieser and D. Wozabal, "Liquidity costs on intraday power markets: Continuous trading versus auctions," *Energy Policy*, vol. 154, no. April, p. 112299, 2021.
- [14] X. Hu, J. Jaraité, and A. Kažukauskas, "The effects of wind power on electricity markets: A case study of the Swedish intraday market," *Energy Econ.*, vol. 96, 2021.
- [15] M. Correa-giraldo, J. J. Garcia-rendon, and A. Perez, "Strategic behaviors and transfer of wholesale costs to retail prices in the electricity market : Evidence from Colombia," *Energy Econ.*, vol. 99, p. 105276, 2021.
- [16] F. Henao, Y. Rodriguez, J. P. Viteri, and I. Dyner, "Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector," *Renew. Energy*, vol. 132, pp. 81–92, 2019.
- [17] P. Mastropietro, C. Batlle, L. A. Barroso, and P. Rodilla, "Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 375–385, 2014.
- [18] J. J. C. Eras et al., "A look to the electricity generation from non-conventional renewable energy sources in Colombia," *Int. J. Energy Econ. Policy*, vol. 9, no. 1, pp. 15–25, 2019.
- [19] P. Mastropietro, P. Rodilla, L. E. Rangel, and C. Batlle, "Reforming the colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal," *Energy Policy*, vol. 139, no. July 2019, p. 111346, 2020.
- [20] I. Herrero, P. Rodilla, and C. Batlle, "Enhancing intraday price signals in U.S. ISO markets for a better integration of variable energy resources," *Energy J.*, vol. 39, no. 3, pp. 141–165, 2018.
- [21] Settlements. [Online]. Disponible en: <https://www.omie.es/en/faq/settlements>
- [22] Mercado de Energía. [Online]. Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx#:~:text=El%20mercado%20mayorista%20el%20C3%A9ctrico%20en,electricidad%20o%20usuarios%20o%20regulados.>
- [23] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019. Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios. Documento CREG 005-2019 - Anexo 2
- [24] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015. Resolución CREG 176 de 2015.

- [25] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001. Resolución CREG 034 de 2001.
- [26] Day Ahead market. [Online]. Disponible en: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>
- [27] Intraday Market. [Online]. Disponible en: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>
- [28] F. Karanfil and Y. Li, “The role of continuous intraday electricity markets: The integration of large-share wind power generation in Denmark,” *Energy J.*, vol. 38, no. 2, pp. 107–130, 2017.
- [29] E. Rendón, “Determinación de los principales elementos para el diseño de un mercado intradiario en Colombia,” Universidad Tecnológica de Pereira, 2021.
- [30] CNO-Gas, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, 2015. Protocolo para la coordinación gas-electricidad.
- [31] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995. Resolución CREG 024 de 1995.
- [32] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2020. Consultoría para la Simulación de Reglas Operativas Definidas en los Estudios de Despacho Vinculante, Mercado Intradiario y Servicios. Documento CREG 005-2020 - Anexo 4.
- [33] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995. Resolución CREG 025 de 1995.
- [34] GAMS User’s Guide. [Online]. Disponible en: https://www.gams.com/35/docs/UG_MAIN.html
- [35] SQL Server technical documentation. [Online]. Disponible en: <https://docs.microsoft.com/en-us/sql/sql-server/?view=sql-server-ver15>
- [36] MATLAB. [Online]. Disponible en: <https://www.mathworks.com/help/matlab/>
- [37] Python. [Online]. Disponible en: <https://www.python.org/doc/>
- [38] A. F. Chairman, “Efficient energy markets : The ACCC , competition and regulatory issues,” no. November, pp. 0–21, 2001.

7. Anexo

7.1. Modelo matemático de la capa operativa

En esta sección se muestra el modelo matemático empleado para realizar el despacho económico programado que se usa para el DAM y el mercado intradiario propuesto, es un modelo de programación lineal de enteros mixtos totalmente flexible en cuanto a horizontes de programación y granularidad de los periodos de optimización.

A. Índices

$t \in \Omega_t$	Índice de periodos de optimización
$g \in \Omega_U$	Índice de unidades de generación
$r \in \Omega_R$	Índice de recursos de generación
$l \in \Omega_L$	Índice de elementos de transmisión del sistema
$c \in \Omega_{LC}$	Índice de elementos a fallar en el análisis de contingencias del sistema
$b \in \Omega_B$	Índice de nodos del sistema
$b' \in \Omega_{B'}$	Índice de nodos del sistema excluyendo el nodo de referencia
$d \in \Omega_D$	Índice de demandas del sistema

B. Parámetros de entrada

$PO_{r,t}^{DE}$	Precio de oferta de generación de energía declarado para el Despacho Económico por el recurso r para el periodo t
$PAP_{r,t}^{DE}$	Precio de oferta de Arranque-Parada declarado para el Despacho Económico del recurso r para el periodo t
$PR2_{r,t}^{UP}$	Precio de oferta para asignación de reserva secundaria de energía a subir declarado para el Despacho Económico por el recurso r para el periodo t
$PR2_{r,t}^{DN}$	Precio de oferta para asignación de reserva secundaria de energía a bajar declarado para el Despacho Económico por el recurso r para el periodo t
$PR3_{r,t}^{UP}$	Precio de oferta para asignación de reserva terciaria de energía a subir declarado para el Despacho Económico por el recurso r para el periodo t
$PR3_{r,t}^{DN}$	Precio de oferta para asignación de reserva terciaria de energía a bajar declarado para el Despacho Económico por el recurso r para el periodo t
$cRac$	Costo de racionamiento
$\bar{P}_{g,t}$	Capacidad efectiva neta declarada por la unidad g al final del periodo t
$\bar{P}_{r,t}$	Disponibilidad declara por el agente r para el instante t
$\bar{P2}_{r,t}^{UP}$	Límite superior de reserva secundaria a subir asignable al recurso r en el periodo t
$\bar{P2}_{r,t}^{DN}$	Límite superior de reserva secundaria a bajar asignable al recurso r en el periodo t
$\underline{P2}_{r,t}^{UP}$	Límite inferior de reserva secundaria a subir asignable al recurso r en el periodo t
$\underline{P2}_{r,t}^{DN}$	Límite inferior de reserva secundaria a bajar asignable al recurso r en el periodo t
$\bar{P3}_{r,t}^{UP}$	Límite superior de reserva terciaria a subir asignable al recurso r en el periodo t
$\bar{P3}_{r,t}^{DN}$	Límite superior de reserva terciaria a bajar asignable al recurso r en el periodo t

$\underline{P3}_{r,t}^{UP}$	Límite inferior de reserva terciaria a subir asignable al recurso r en el periodo t
$\underline{P3}_{r,t}^{DN}$	Límite inferior de reserva terciaria a bajar asignable al recurso r en el periodo t
$R2_t^{up}$	Requerimiento de reserva de energía secundaria a subir en el periodo t
$R2_t^{dn}$	Requerimiento de reserva de energía secundaria a bajar en el periodo t
$R3_t^{up}$	Requerimiento de reserva terciaria a subir en el periodo t
$R3_t^{dn}$	Requerimiento de reserva terciaria a bajaren el periodo t
$u_{g,0}$	Estado de la unidad g en la condición inicial
$p_{g,0}$	Potencia inyectada por la unidad g en la condición inicial
T	Número de Periodos de optimización
TU_g	Tiempo mínimo de generación en firme de la unidad g
TD_g	Tiempo mínimo fuera de generación en firme de la unidad g
TU_g^0	Tiempo en que la unidad g ha estado en generación en firme en la condición inicial
TD_g^0	Tiempo en que la unidad g ha estado fuera de generación en firme en la condición inicial
TU_g^R	Tiempo restante en que la unidad g debe permanecer en estado de generación en firme ($TU_g^R = \max\{0, (TU_g - TU_g^0)u_{g,0}\}$)
TD_g^R	Tiempo restante en que la unidad g debe permanecer en estado fuera de generación en firme ($TD_g^R = \max\{0, (TD_g - TD_g^0)(1 - u_{g,0})\}$)
$uD_{g,t}^{Disp}$	Declaración binaria de disponibilidad de la unidad g al final del periodo t
\underline{P}_g	Mínimo técnico de la unidad g
S_g	Cantidad de estados térmicos con que puede arrancar la unidad g
$SF_{g,i}^{up}$	Velocidad de toma de carga de la unidad g en el valor mínimo del segmento i
$SF_{g,i}^{dn}$	Velocidad de descarga de la unidad g en el valor mínimo del segmento i
NAP_g	Número de arranques permitidos por día a la unidad g
NAO_g	Número de arranques ocurridos durante el día a la unidad g
$BigM$	Número muy grande para manejar la aplicación de restricciones (9999)
$\vartheta_{g,z}$	Factor de peso de la unidad g en la zona de seguridad z
α_r^{1-1}	Factor que relaciona la generación de la unidad i con la generación de la unidad j en la restricción 1 a 1.
β_r^{m-n}	Factor que relaciona el acople de la generación entre las unidades que hacen parte de la restricción m a n .
$D_{d,t}$	Pronóstico de demanda de potencia de la demanda d al final del periodo t
$\gamma_{d,t}^{DD}$	Máximo porcentaje de la demanda de potencia $D_{d,t}$ que la demanda d oferta para ser desconectada al final del periodo t
$\Gamma_{l,b,t}^{PTDFg}$	PTDF asociado a los generadores, factor de sensibilidad que considera el cambio en el flujo por la línea l dado una variación en la inyección de los nodos del sistema b considerando la topología del sistema en el instante t
$\Gamma_{l,b,t}^{PTDFd}$	PTDF asociado a los nodos de demanda, factor de sensibilidad que considera el cambio en el flujo por la línea l dado una variación en la inyección de los nodos del sistema b considerando la topología del sistema en el instante t
\bar{F}_l	Máximo flujo de potencia por la línea l

$\Gamma_{b,g}^G$	Matriz que mapea las unidades de generación g respecto a los nodos del sistema excluyendo el nodo de referencia b'
$\Gamma_{b,d}^D$	Matriz que mapea las demandas d respecto a los nodos del sistema excluyendo el nodo de referencia b'
$\Phi_{l,c}$	<i>Line Outage Distribution Factor</i> LODF, factor de sensibilidad que relaciona la potencia en el elemento de transmisión l dada la contingencia en el elemento de transmisión c
K_l	Máxima transferencia de potencia permitida a través del elemento de transmisión l debido a una falla en otro elemento del sistema
$p_{r,t}^{\text{Ref}}$	Para el mecanismo de ajustes horario: El último programa vinculante para el recurso r en el periodo t .

C. Variables

Las variables en color verde son variables binarias, las variables en color rojo son variables continuas y la variable en color azul -aunque es continua- hace referencia al racionamiento y es empleada como una variable de holgura más no de decisión.

$u_{g,t}$	Estado de generación en firme de la unidad g durante el periodo t (binaria)
$v_{g,t}$	Entrada a firme de la unidad g en el periodo t (binaria)
$w_{g,t}$	Salida de firme de la unidad g en el periodo t (binaria)
$ur_{r,t}$	Estado de generación en firme del recurso r en el periodo t (binaria)
$V_{r,t}$	Entrada en firme del recurso r en el periodo t (binaria)
$p_{g,t}$	Potencia por encima del mínimo técnico que es programada a la unidad g para el final del periodo t (continua)
$\hat{p}_{g,t}$	Potencia total inyectada por la unidad g al final del periodo t (continua)
$\hat{P}_{r,t}$	Potencia total inyectada por el recurso r al final del periodo t (continua)
$f_{l,t}$	Flujo de potencia a través del elemento de transmisión l al final del periodo t (continua)
$r_{g,t}^{3+}$	Reserva terciaria para incremento asignada a la unidad g al final del periodo t (continua)
$r_{g,t}^{2+}$	Reserva secundaria para subir asignada a la unidad g al final del periodo t (continua)
$r_{g,t}^{3-}$	Reserva terciaria para decremento asignada a la unidad g al final del periodo t (continua)
$r_{g,t}^{2-}$	Reserva secundaria para bajar asignada a la unidad g al final del periodo t (continua)
$d_{d,t}^{\text{rac}}$	Demanda de potencia racionada en el nodo b al final del periodo t para lograr la factibilidad del problema (continua/holgura)
$P_{r,t}^{2+}$	Potencia asignada a la unidad g en el periodo t para realizar reserva de energía secundaria a subir (continua)
$P_{r,t}^{2-}$	Potencia asignada a la unidad g en el periodo t para realizar reserva de energía secundaria a bajar (continua)
$P_{r,t}^{3+}$	Potencia asignada al recurso r en el periodo t para realizar reserva terciaria a subir (continua)
$P_{r,t}^{3-}$	Potencia asignada al recurso r en el periodo t para realizar reserva terciaria a bajar (continua)
$A_{r,t}^{2UP}$	Variable binaria que indica la activación de la reserva de energía secundaria a subir para el recurso r en el periodo t (binaria)
$A_{r,t}^{2DW}$	Variable binaria que indica la activación de la reserva de energía secundaria a bajar para el recurso r en el periodo t (binaria)

$A_{r,t}^{3UP}$

Variable binaria que indica la activación de la reserva terciaria a subir para el recurso r en el periodo t (binaria)

 $A_{r,t}^{3DW}$

Variable binaria que indica la activación de la reserva terciaria a bajar para el recurso r en el periodo t (binaria)

D. Función objetivo

Este modelo cuenta con una función objetivo de minimización co-optimizada que se encarga de realizar asignaciones para energía y reservas ya sean en el day-ahead market y del mercado intradiario.

$$\begin{aligned} \min FO = & \sum_{t \in \Omega_t} \left[\sum_{r \in \Omega_R} [PO_{r,t}^{DE} \hat{P}_{r,t}] + \sum_{r \in \Omega_{RT}} [PAP_{r,t}^{DE} V_{r,t}] \right] + \\ & \sum_{t \in \Omega_t} \left[\sum_{r \in \Omega_R} [PR2_{r,t}^{UP} P_{r,t}^{2+}] + \sum_{r \in \Omega_R} [PR2_{r,t}^{DN} P_{r,t}^{2-}] + \sum_{r \in \Omega_R} [PR3_{r,t}^{UP} P_{r,t}^{3+}] + \sum_{r \in \Omega_R} [PR3_{r,t}^{DN} P_{r,t}^{3-}] \right] \\ & + cRac * \sum_{t \in \Omega_t} \left[\sum_{d \in \Omega_{DF}} d_{d,t}^{rac} \right] \end{aligned} \quad (1)$$

E. Restricciones

1) Restricciones de estados y tiempos para unidades de generación

$$u_{g,t} - u_{g,t-1} = v_{g,t} - w_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_U; \forall t \in \Omega_t | t \neq t_0 \quad (2)$$

$$u_{g,t_0} - u_{g,0} = v_{g,t_0} - w_{g,t_0} \rightarrow \forall g \in \Omega_U \quad (3)$$

$$v_{g,t} + w_{g,t} \leq 1 \rightarrow \forall g \in \Omega_U \quad (4)$$

$$\sum_{i=t}^{t+TU_g-1} u_{g,i} \geq TU_g v_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | TU_g^R + 1 \leq t \leq T - TU_g + 1 \quad (5)$$

$$\sum_{i=t}^T (u_{g,i} - v_{g,t}) \geq 0 \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | T - TU_g + 2 \leq t \leq T \quad (6)$$

$$\sum_{i=t}^{t+TD_g-1} (1 - u_{g,i}) \geq TD_g w_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | TD_g^R + 1 \leq t \leq T - TD_g + 1 \quad (7)$$

$$\sum_{i=t}^T (1 - u_{g,i} - w_{g,t}) \geq 0 \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | T - TD_g + 2 \leq t \leq T \quad (8)$$

$$u_{g,t} = u_{g,0} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT} | TU_g^R + TD_g^R \geq 1; \forall t \in \Omega_t | t \leq TU_g^R + TD_g^R \quad (9)$$

$$\sum_{t=1}^T v_{g,t} \leq NAP_g - NAO_g \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT} \quad (10)$$

2) Restricciones de limites generaci3n

$$\hat{p}_{g,t} = \frac{P_g \cdot u_{g,t} + p_{g,t}}{\text{Generaci3n en firme}} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UH}; \forall t \in \Omega_t \quad (11)$$

$$p_{g,t} + r_{g,t}^{2+} + r_{g,t}^{3+} \leq (\bar{P}_{g,t} - \underline{P}_g) \cdot u_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t \quad (12)$$

$$p_{g,t} - r_{g,t}^{2-} - r_{g,t}^{3-} \geq 0 \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t \quad (13)$$

$$-SF_g^{dn} \leq p_{g,t+1} - p_{g,t} \leq SF_g^{up} \rightarrow \forall g \in \Omega_U; \forall t \in \Omega_t | t < t_f \quad (14)$$

$$-SF_g^{dn} \leq p_{g,t_0} - p_{g,0} \leq SF_g^{up} \rightarrow \forall g \in \Omega_U \quad (15)$$

$$\hat{P}_{r,t} = \sum_{g \in r} \hat{p}_{g,t} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \forall t \in \Omega_t \quad (16)$$

$$\sum_{g \in r} v_{g,t} \leq \text{BigM} V_{r,t} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \forall t \in \Omega_t \quad (17)$$

3) Restricciones de asignaci3n de reservas

$$\sum_{r \in \Omega_R} [P_{r,t}^{2+}] = R2_t^{up} \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (18)$$

$$\sum_{r \in \Omega_R} [P_{r,t}^{2-}] = R2_t^{dn} \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (19)$$

$$P_{r,t}^{2+} = \sum_{g \in r} r_{g,t}^{2+} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (20)$$

$$P_{r,t}^{2-} = \sum_{g \in r} r_{g,t}^{2-} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (21)$$

$$\underline{P2}_{r,t}^{UP} * A_{r,t}^{2UP} \leq P_{r,t}^{2+} \leq \bar{P2}_{r,t}^{UP} * A_{r,t}^{2UP} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (22)$$

$$\underline{P2}_{r,t}^{DN} * A_{r,t}^{2DW} \leq P_{r,t}^{2-} \leq \bar{P2}_{r,t}^{DN} * A_{r,t}^{2DW} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (23)$$

$$\sum_{r \in \Omega_R} [P_{r,t}^{3+}] = R3_t^{up} \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (24)$$

$$\sum_{r \in \Omega_R} [P_{r,t}^{3-}] = R3_t^{dn} \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (25)$$

$$P_{r,t}^{3+} = \sum_{g \in r} r_{g,t}^{3+} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (26)$$

$$P_{r,t}^{3-} = \sum_{g \in r} r_{g,t}^{3-} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (27)$$

$$\underline{P3}_{r,t}^{UP} * A_{r,t}^{3UP} \leq P_{r,t}^{3+} \leq \bar{P3}_{r,t}^{UP} * A_{r,t}^{3UP} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (28)$$

$$\underline{P3}_{r,t}^{DN} * A_{r,t}^{3DW} \leq P_{r,t}^{3-} \leq \bar{P3}_{r,t}^{DN} * A_{r,t}^{3DW} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (29)$$

Para terminar de definir las caracteristicas modeladas para las unidades de generaci3n se procede a definir los conjuntos de restricciones faltantes, esto debido a que son modelos matemáticos propios del Centro Nacional de Despacho y por

cuestiones de confidencialidad no se pueden incluir.

El conjunto de ecuaciones carga estable modela la característica presente en algunas unidades, este conjunto obliga a que una unidad mantenga su generación en un valor fijo (Estable) después de realizar algún cambio en la generación (aumento o disminución) mayor al valor mínimo de tiempo de carga estable.

Las restricciones 1-1 modela el comportamiento entre aquellas unidades que tienen un acople directo con otra unidad, para el caso de las unidades hidráulicas que están en una cadena hidráulica y para el caso de los recursos térmicos que hacen parte de un ciclo combinado.

También existen restricciones de tipo m-n debido a que hay acoples entre unidades de generación, pero no de manera directa, es decir existen unidades que se suplen de los excedentes de energía primaria de otras.

Además, en este modelo matemático se cuenta con una serie de ecuaciones que permiten la correcta programación de las unidades que pertenecen a un ciclo combinado.

4) Restricciones eléctricas

$$\sum_{g \in \Omega_G} \hat{p}_{g,t} = \sum_{d \in \Omega_{DF}} [D_{d,t} - d_{d,t}^{rac}] \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (30)$$

$$d_{d,t}^{rac} \leq D_{d,t} \rightarrow d \in \Omega_{DF}; \forall t \in \Omega_t \quad (31)$$

$$f_{l,t} = \sum_{b \in \Omega_B} \Gamma_{l,b,t}^{PTDFg} * [\Gamma_{b,g}^G * \hat{p}_{g,t}] - \sum_{d \in \Omega_D} \Gamma_{l,d,t}^{PTDFd} * [D_{d,t} - d_{d,t}^{rac}] \rightarrow \forall l \in \Omega_L; \forall t \in \Omega_t \quad (32)$$

$$-\bar{F}_l \leq f_{l,t} \leq \bar{F}_l \rightarrow \forall l \in \Omega_L; \forall t \in \Omega_t \quad (33)$$

$$-K_l \leq f_{l,t} + \sum_{c \in LC} \varphi_{l,c} f_{c,t} \leq K_l \rightarrow \forall l \in \Omega_{LS}; \forall t \in \Omega_t \quad (34)$$

Adicionalmente a estas restricciones existen los conjuntos áreas y subáreas operativas que se encargan de limitar la diferencia entre la generación y demanda en cada área o subárea previamente definida por XM.

También se divide el sistema en zonas de seguridad, para cada una de ellas se debe garantizar un mínimo de unidades de generación activas, además de una potencia

máxima y mínima para garantizar la seguridad del sistema, estas características se encuentran también incluidas en el modelo matemático.

Las restricciones de las que se hablan en los dos párrafos anteriores no se ponen debido a que son modelos matemáticos propios del Centro Nacional de Despacho y por cuestiones de confidencialidad no se pueden incluir.

7.2. Modelo matemático de la capa comercial

En esta sección se muestra el modelo matemático empleado para realizar el cálculo del precio de bolsa que se usa para el DAM y el mercado intradiario propuesto, es un modelo de programación lineal de enteros mixtos totalmente flexible en cuanto a horizontes de programación y granularidad de los periodos de optimización.

Los índices, parámetros de entrada y variables son los mismos de la sección 7.1.

A. Función objetivo

Este modelo cuenta con una función objetivo de minimización co-optimizada que se encarga de realizar asignaciones para energía y reservas ya sean en el day-ahead market y del mercado intradiario.

$$\min FO = \sum_{t \in \Omega_t} \left[\sum_{r \in \Omega_R} [PO_{r,t}^{DE} \hat{P}_{r,t}] + \sum_{r \in \Omega_{RT}} [PAP_{r,t}^{DE} V_{r,t}] \right] + cRac * \sum_{t \in \Omega_t} \left[\sum_{d \in \Omega_{DF}} d_{d,t}^{rac} \right] \quad (35)$$

B. Restricciones

1) Restricciones de estados y tiempos para unidades de generación

$$u_{g,t} - u_{g,t-1} = v_{g,t} - w_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_U; \forall t \in \Omega_t | t \neq t_0 \quad (36)$$

$$u_{g,t_0} - u_{g,0} = v_{g,t_0} - w_{g,t_0} \rightarrow \forall g \in \Omega_U \quad (37)$$

$$v_{g,t} + w_{g,t} \leq 1 \rightarrow \forall g \in \Omega_U \quad (38)$$

$$\sum_{i=t}^{t+TU_g-1} u_{g,i} \geq TU_g v_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | TU_g^R + 1 \leq t \leq T - TU_g + 1 \quad (39)$$

$$\sum_{i=t}^T (u_{g,i} - v_{g,t}) \geq 0 \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | T - TU_g + 2 \leq t \leq T \quad (40)$$

$$\sum_{i=t}^{t+TD_g-1} (1 - u_{g,i}) \geq TD_g w_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | TD_g^R + 1 \leq t \leq T - TD_g + 1 \quad (41)$$

$$\sum_{i=t}^T (1 - u_{g,i} - w_{g,t}) \geq 0 \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t | T - TD_g + 2 \leq t \leq T \quad (42)$$

$$u_{g,t} = u_{g,0} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT} | TU_g^R + TD_g^R \geq 1; \forall t \in \Omega_t | t \leq TU_g^R + TD_g^R \quad (43)$$

$$\sum_{t=1}^T v_{g,t} \leq NAP_g - NAO_g \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT} \quad (44)$$

2) Restricciones de limites generaci3n

$$\hat{p}_{g,t} = \frac{P_g \cdot u_{g,t} + p_{g,t}}{\text{Generaci3n en firme}} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UH}; \forall t \in \Omega_t \quad (45)$$

$$p_{g,t} + r_{g,t}^{2+} + r_{g,t}^{3+} \leq (\bar{P}_{g,t} - P_g) \cdot u_{g,t} \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t \quad (46)$$

$$p_{g,t} - r_{g,t}^{2-} - r_{g,t}^{3-} \geq 0 \rightarrow \forall g \in \Omega_{UT}; \forall t \in \Omega_t \quad (47)$$

$$-SF_g^{dn} \leq p_{g,t+1} - p_{g,t} \leq SF_g^{up} \rightarrow \forall g \in \Omega_U; \forall t \in \Omega_t | t < t_f \quad (48)$$

$$-SF_g^{dn} \leq p_{g,t_0} - p_{g,0} \leq SF_g^{up} \rightarrow \forall g \in \Omega_U \quad (49)$$

$$\hat{P}_{r,t} = \sum_{g \in r} \hat{p}_{g,t} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \forall t \in \Omega_t \quad (50)$$

$$\sum_{g \in r} v_{g,t} \leq \text{BigM} V_{r,t} \rightarrow \forall r \in \Omega_R; \forall t \in \Omega_t \quad (51)$$

3) Restricciones de balance carga/generaci3n

$$\sum_{g \in \Omega_G} \hat{p}_{g,t} = \sum_{d \in \Omega_{DF}} [D_{d,t} - d_{d,t}^{rac}] \rightarrow \forall t \in \Omega_t \quad (52)$$

$$d_{d,t}^{rac} \leq D_{d,t} \rightarrow d \in \Omega_{DF}; \forall t \in \Omega_t \quad (53)$$