

Consultoría para la Simulación de Reglas Operativas Definidas en los Estudios de Despacho Vinculante, Mercado Intradiario y Servicios Complementarios

Informe Final

Preparado Para: Comisión de Regulación de Energía y Gas



Diciembre 2019

CONTENIDO

1	OBJETIVO Y ALCANCE	4
2	PROPUESTA MODELO CONCEPTUAL INTEGRADO	5
2.1	Esquema General	5
2.2	Mercado del Día Anterior (Day Ahead D-1)	6
2.3	Mercado Intradario	18
2.4	Mecanismo de Balance	20
2.5	Cálculo de costos de arranque y parada	22
3	SIMULACIONES	23
3.1	Simulación del MPO	23
3.2	Generación de seguridad	25
3.3	Generación vinculante y generación real	26
3.4	Activación de reserva	27
3.5	Escenarios 2023	28
4	LIQUIDACIONES	35
4.1	Liquidación day ahead	35
4.2	Liquidación mercados intradarios	36
4.3	Liquidación mecanismo de balance	37
4.4	Alternativas para liquidación de otros conceptos del mercado	39
5	MODELOS	41
6	RESPUESTA COMENTARIOS DE LOS AGENTES	41
7	CONCLUSIONES	41
	ANEXO 1. MODELO DE OPTIMIZACIÓN	44
	ANEXO 2. CUADRO DE RESUMEN DE LIQUIDACIÓN	52
	ANEXO 3. ANÁLISIS DE PODER DE MERCADO	53

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIÁRIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

1 OBJETIVO Y ALCANCE

El presente documento corresponde al Informe Final de la Consultoría para la integración y simulación de las reglas operativas del despacho y de la liquidación, propuestas en los estudios de Despacho Vinculante y Mercado Intradiario, publicado en la Circular CREG 005 de 2019, y el estudio de Servicio Complementarios, publicado en la Circular CREG 008 de 2019.

El objetivo de este documento es presentar en forma consolidada los análisis, resultados y recomendaciones entregadas en los informes de avance 2, 3, 4 y 5 de la presente consultoría, en los cuales se abordaron los siguientes temas:

- Informe 2: este informe presentó el modelo conceptual integrado que permite hacer la simulación de las reglas operativas y de liquidación de los mercados, de acuerdo al entendimiento del consultor sobre la propuesta realizada por la Universidad de Comillas para la implementación de un mercado de corto plazo de energía, caracterizado por un despacho vinculante, mercados intradiarios y un mecanismo de balance, y la propuesta realizada por el consorcio PSR-DI-AVANTE para el tratamiento de los Servicios Complementarios -reserva- en el SIN.
- Informe 3: este informe presentó el desarrollo de los modelos de co-optimización de energía y reservas y el de liquidación de las transacciones comerciales de los mercados del día anterior, los intradiarios y el mecanismo de balance. El objetivo del modelo de co-optimización es la simulación del Despacho de Precios (Despacho ideal que no considera las restricciones de la red), el Despacho Factible Vinculante (que considera las restricciones de la red) y los mercados intradiarios, este modelo considera las características de las plantas de generación y de la red.
- Informe 4: este informe presentó el resultado de las simulaciones realizadas, de los mercados del día anterior, los intradiarios y el mecanismo de balance,

identificando los riesgos en la operación y las propuestas de solución a los problemas de despacho y servicios de reserva

- Informe 5: este informe presentó los resultados de las liquidaciones realizadas para las simulaciones descritas en el informe 4 y las comparaciones de estos resultados con los obtenidos con las reglas actuales.

Adicionalmente, en este informe se incluyen todos los aspectos que fueron discutidos y acordados con la CREG, en las reuniones realizadas con los consultores durante la ejecución de la consultoría.

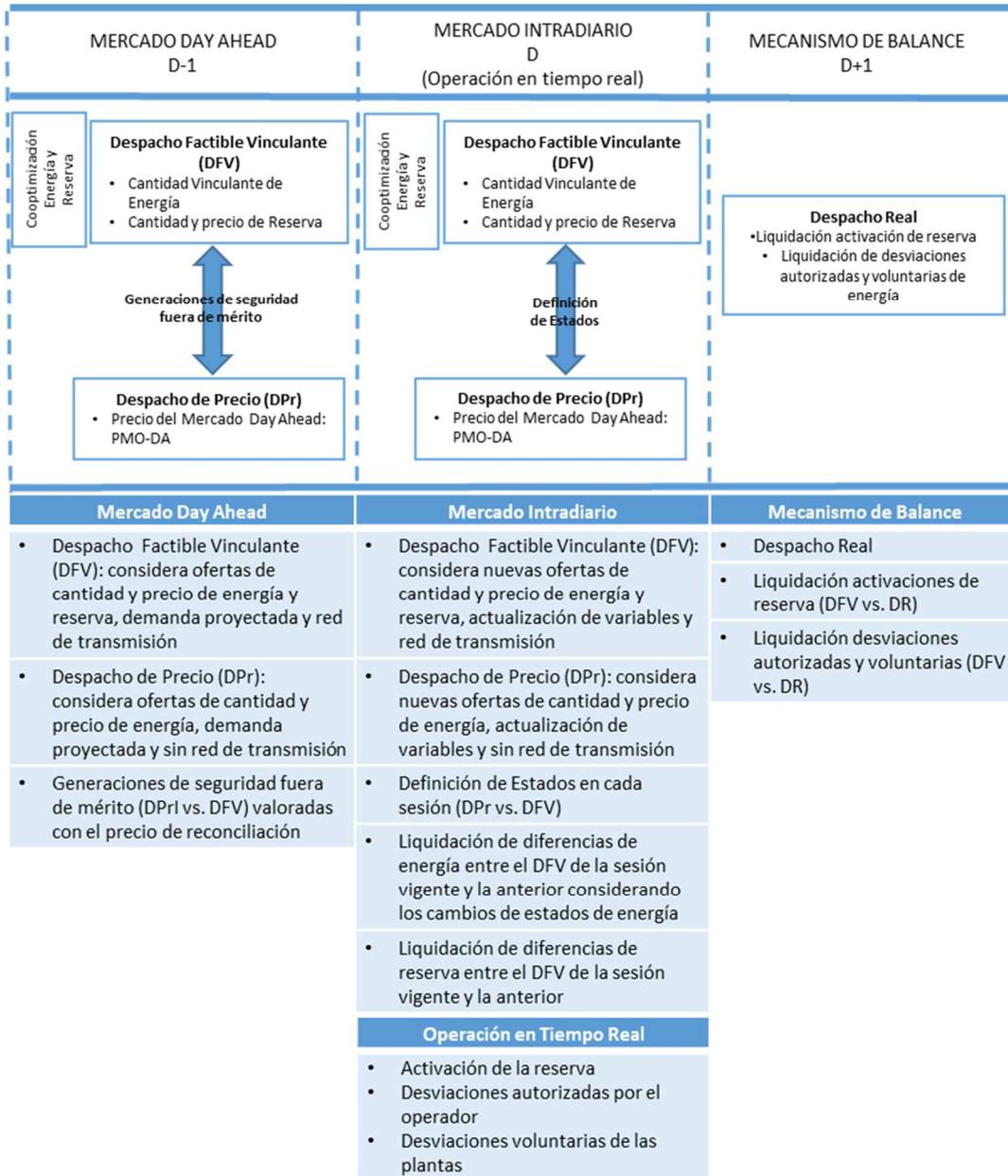
2 PROPUESTA MODELO CONCEPTUAL INTEGRADO

Con base en las propuestas presentadas por la Universidad de Comillas y el Consorcio PSR-DI-AVANTE, a continuación, se presenta una propuesta del modelo conceptual integrado que permite hacer la simulación de las reglas operativas y de liquidación de los mercados de energía y servicios complementarios.

2.1 Esquema General

El esquema general del diseño se presenta en el siguiente gráfico:

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



El detalle de cada uno de los procedimientos establecidos en este esquema se explican en los numerales siguientes.

2.2 Mercado del Día Anterior (Day Ahead D-1)

El día anterior (D-1) a la operación se ejecuta un Despacho co-optimizado de energía y reserva, denominado Despacho Factible Vinculante (DFV) el cual considera las ofertas de cantidad y precio de energía, la demanda proyectada, las características

técnicas de las plantas, la red de transmisión y los criterios de confiabilidad y seguridad del sistema. Este despacho fija las cantidades vinculantes de energía y las cantidades y precios de la reserva.

Posteriormente, se ejecuta un Despacho de Precio (DPr) similar al anterior pero sin considerar las restricciones de la red. Este despacho define el precio marginal de la energía denominado MPO (Máximo Precio de Oferta) del D-1 y es calculado como la planta flexible más costosa utilizada para la cobertura de la demanda sin considerar las restricciones de la red. En el informe 4 se analizaron tres alternativas para determinar el MPO:

- Cooptimización: En el despacho de precios se incluye la oferta de servicios complementarios y se realiza la cooptimización, con los resultados se calcula el MPO del sistema
- Sin cooptimizar fijando la reserva: En este caso se calculan los valores de reserva en el mercado vinculante y estos valores son fijados en el despacho de precios
- Sin cooptimizar y sin incluir la reserva: la última alternativa consiste en no considerar la reserva en el cálculo del despacho de precios, de la misma manera como se calcula actualmente

Los resultados de las simulaciones mostraron que al considerar en el despacho de precios la reserva y realizar la co-optimización, el MPO se incrementa en promedio un 6.3% para los cinco casos estudiados, y si se considera en el despacho de precios la reserva asignada en el despacho vinculante el MPO se incrementa en promedio un 5.9% con respecto al caso en que no se considera la reserva.

Desde el punto de vista conceptual el precio del mercado calculado en un modelo uninodal, como es el esquema del mercado colombiano, no considera los efectos de la red que haría que el precio marginal de las plantas que generan por mérito fuera menor, incrementando así la renta inframarginal de los generadores con respecto a un modelo nodal de precios; por tanto incluir también el efecto de la reserva en el precio del mercado conduce a que éste se incremente aún más, dando como

resultado una renta inframarginal adicional que reduce el excedente del consumidor a favor de un incremento en el excedente del productor. Con base en este análisis conceptual se sugiere que no se considere la reserva para calcular el precio del mercado mientras se siga con un modelo uninodal. Por tanto, la co-optimización de energía y reserva se realizaría sólo para determinar el despacho vinculante.

2.2.1 Variables a considerar en la ejecución de los despachos diarios del D-1

Para la ejecución tanto del Despacho de Precios como del Despacho Factible Vinculante del día anterior se tendrán en cuenta las siguientes variables:

a) Los agentes realizan diariamente las siguientes ofertas:

CONCEPTO	DISPONIBILIDAD (Cantidad MW)	PRECIO DE OFERTA (\$/MWh)
ENERGÍA	Un valor diferente para cada una de las 24 horas del día	Un valor único para las 24 horas del día
REGULACIÓN SECUNDARIA A SUBIR	Un valor (igual o diferente) para cada una de las 24 horas del día	Un valor único para cada una de las 24 horas del día
REGULACIÓN SECUNDARIA A BAJAR	Un valor (igual o diferente) para cada una de las 24 horas del día	Un valor único para cada una de las 24 horas del día
REGULACIÓN TERCIARIA	Un valor (igual o diferente) para cada una de las 24 horas del día	Un valor único para cada una de las 24 horas del día

b) El Operador del Mercado o quien corresponda calcula y define los valores requeridos de reserva operativa para cada uno de los períodos del día.

c) Se tiene una demanda estimada para cada uno de los períodos del día.

d) Todos los parámetros y características técnicas de las plantas de generación declarados previamente por los agentes, tanto de energía como para reserva.

e) Topología esperada de la red con sus parámetros técnicos y operativos

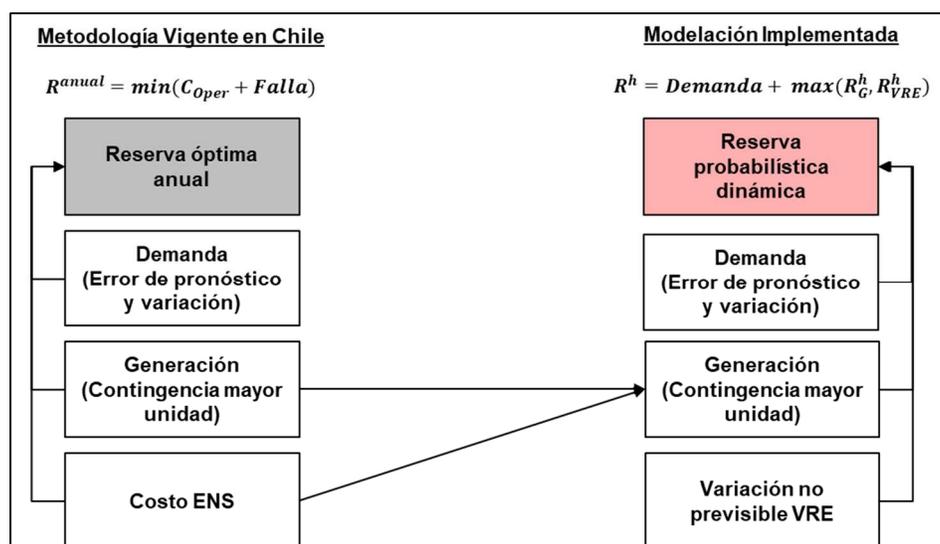
2.2.2 Reserva probabilística dinámica

Tradicionalmente, el requisito de reserva que determina el Operador del Sistema se puede descomponer en 2 partes:

- i) En función de la pérdida de generación considerando el costo de la energía no suministrada asociada a niveles de reserva insuficientes (ajustados por la probabilidad de dicho evento) y el aporte de la reserva para CSF verificada con la contingencia de salida intempestiva de la unidad más grande del sistema;
- ii) En función del error de pronóstico y fluctuaciones de la demanda (CSF);

Esta forma tradicional para determinar la reserva operativa en los sistemas es un tema de gran discusión a nivel mundial, resultado de la gran inserción de centrales renovables variables (como fotovoltaicas y eólicas) en los sistemas de potencia, pues la imprevisibilidad de la producción asociada a este tipo de fuentes crea una tercera variable que necesita ser considerada en la determinación de los requisitos de reserva operativa en los sistemas.

La metodología sugerida por los Consultores para ser utilizada en evaluaciones de largo plazo propone una modelación simplificada para reflejar estos componentes tradicionales, y adicionalmente agrega el cálculo de una componente asociada a las variaciones de la producción de las centrales renovables (eólicas y solares) que denominamos de reserva para el manejo de la imprevisibilidad de la producción de las ERV.



Conforme a esta nueva propuesta, se define la reserva mínima en giro hora a hora como la suma entre: (i) la reserva para compensar variaciones no previsible de la

demanda; (ii) la reserva determinada para manejar la variabilidad ERV y un porcentual de la reserva para soportar la contingencia de generación¹.

Dado lo anterior, se representa la necesidad de determinar criterios de reserva para manejar la variabilidad de las ERV. Esto se hace a través de dos pasos:

- i) Determinación de la reserva operativa necesaria para el manejo de la variabilidad
- ii) Optimización del costo del manejo de esta reserva operativa

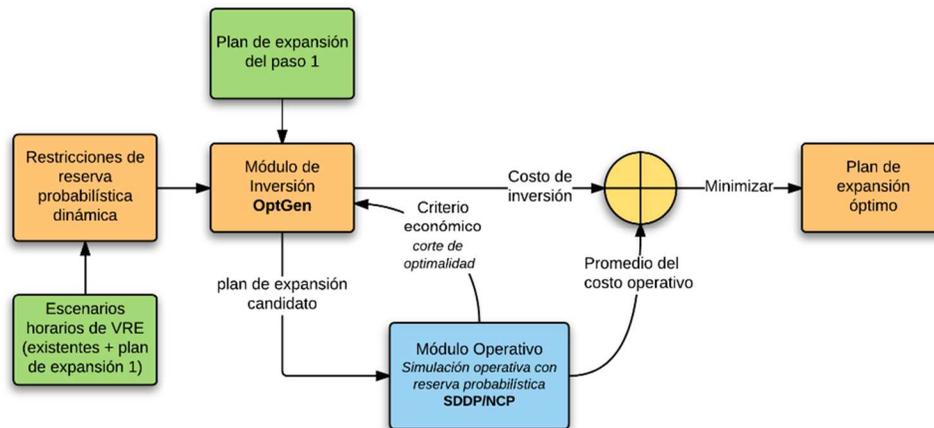
2.2.3 Determinación de la reserva operativa para manejo de variabilidad ERV

La reserva operativa debe ser: (i) *probabilística*, esto es, tomar en cuenta el proceso estocástico de variación de la producción ERV en horas consecutivas; y (ii) *dinámica*, esto es, tomar en cuenta el hecho que la producción ERV varía a lo largo de las horas del día y a lo largo de los meses del año. En términos prácticos, esto significa que la reserva operativa debido a las ERV se representa como un *perfil horario* (24 horas) que varía por mes (debido al patrón estacional de producción de las ERV) y por año (debido a la entrada de nueva capacidad ERV).

2.2.4 Optimización del costo de manejo de la reserva operativa

Como se sabe, aumentos en los requerimientos de reserva resultan en un aumento de los costos operativos, pues más recursos de generación tienen que ser “inmovilizados” para cumplir estos requerimientos. Esto significa que la solución más económica para el sistema puede ser una combinación de inversiones en nueva capacidad que posiblemente se utilizará para proveer reserva operativa para el sistema. Esta solución más económica se puede plantear como un problema de expansión en que se cooptimiza la expansión del sistema entre una expansión puramente económica con una expansión económica bajo restricciones de reserva operativa para el manejo de las renovables, como se ilustra en la siguiente figura.

¹ Se define como el máximo entre la reserva para soportar contingencias simples de generación y la reserva para manejar la variabilidad horaria de las ERV debido a la bajísima probabilidad de ocurrencia de los dos eventos de forma simultánea, dado que son eventos independientes.



Se observa que el problema de planificación de las inversiones para el manejo de la variabilidad de las ERV es bastante parecido con el problema de determinar las inversiones buscando optimizar una función puramente económica. Las diferencias son: (i) en la expansión con restricciones y reserva se incorporan los refuerzos de generación determinados en el paso anterior (expansión puramente económica); (ii) el objetivo del problema es minimizar la suma de los costos de inversión más operación, sujeto a cumplir las restricciones de reserva calculadas en función de la expansión; y (iii) los candidatos para expansión son equipos dedicados a proveer reserva operativa, por ejemplo, térmicas ciclo abierto y baterías.

2.2.5 Cálculo del requerimiento de reserva

Para el cálculo del requerimiento de reserva, se consideran las incertidumbres que más influyen en el cálculo de los requerimientos de reserva, que son la pérdida de la mayor unidad generadora y la variabilidad de la demanda y de las fuentes renovables. El requerimiento de reserva estimado es el máximo entre la falla de la mayor unidad generadora y la combinación convexa entre el valor esperado de la variación de la demanda neta y el CVaR de la variación de la demanda neta, donde la demanda neta es la demanda total menos el total de generación renovable.

Por lo tanto, en la metodología el requerimiento de reserva será:

$$R^* = \max\{P_{max}, R_v\}$$

Para:

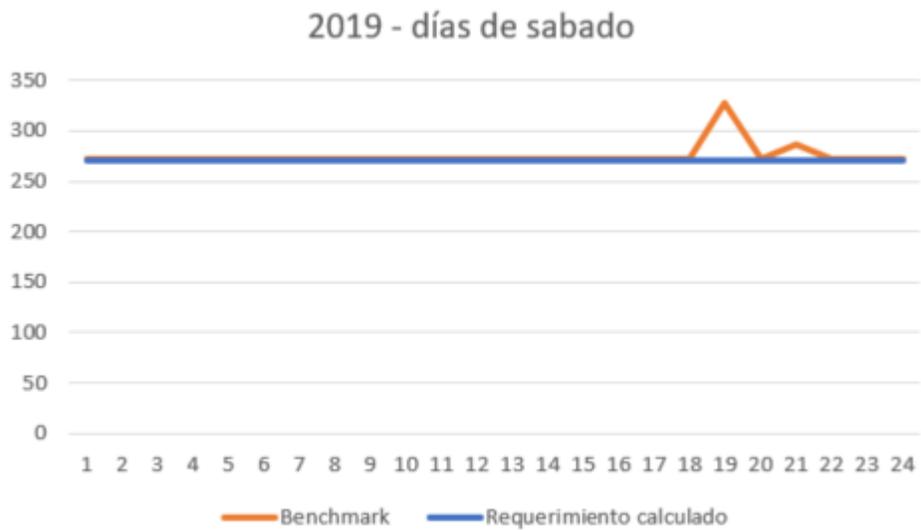
$$R_v = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times CVaR_\alpha(R)$$

Donde, R^* es el requerimiento de reserva del sistema. R es la variable aleatoria que representa el requerimiento de reserva debido a la variabilidad de la demanda y de la generación renovable. Sea la variación de la generación entre dos horas consecutivas $V(1,s) = g(1,s) - g(2,s)$, R en este caso es considerado como el error entre la variación de la generación entre dos horas consecutivas para el escenario s y el pronóstico de variación $R(s) = V(1,s) - V(1,pronóstico)$, o sea, el requerimiento de reserva es una variable aleatoria que es igual al error de la cantidad de variación de la generación renovable entre dos horas consecutivas. R_v es el requerimiento de reserva que se calcula teniendo en consideración todos los escenarios.

Se usa el criterio de mínimo error cuadrático para encontrar los parámetros de λ y α que mejor representan los valores del requerimiento de AGC del sistema para el año de 2019. Los datos utilizados para hacer el fitting de los parámetros fueron los requerimientos del AGC utilizados para el año de 2019. Los resultados obtenidos fueron los siguientes, donde “Benchmark” es lo requerimiento de reserva del AGC para 2019:



SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



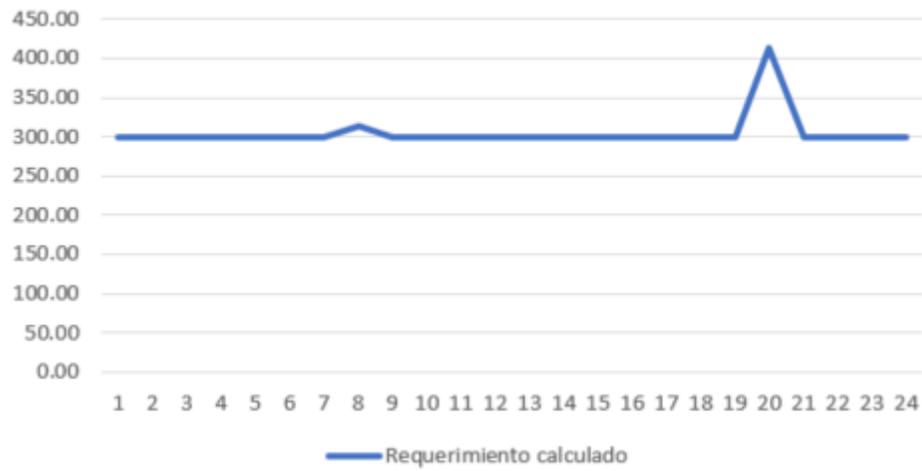
Con los parámetros obtenidos, se aplicó la metodología para calcular los requerimiento de reserva para el año 2023. Los resultados están presentados en siguientes figuras:

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

2023 - días ordinarios



2023 - día festivo y domingo





De estos resultados se observa que debido a las renovables no convencionales no aparece un incremento significativo en las necesidades de reserva, comparados con los del año 2019.

2.2.6 Despacho Factible Vinculante

2.2.6.1 Análisis de Poder de Mercado de las ofertas de reserva

Para el análisis y la mitigación del poder de mercado de las ofertas de los agentes, se debe definir si este es pivotal para suministrar sus productos de reserva en el mercado.

En forma general, se define que el propietario de una unidad de generación es pivotal en el mercado de productos si, dadas las ofertas de sus competidores, la demanda total del mercado no se puede satisfacer sin una cierta cantidad de oferta de sus unidades de producto.

En este sentido, todas las ofertas de cantidad y precio de reserva se someten a un análisis de poder de mercado. Si un proveedor es pivotal para prestar estos servicios dadas las ofertas de sus competidores, se modifica el precio de la cantidad de oferta

que resulte pivotal (Toda o la parte pivotal) por un valor igual al costo regulado establecido por el regulador.²

2.2.6.2 Ejecución del DFV

Se ejecuta el DFV el cual considera la red de transmisión utilizando un modelo co-optimizado de energía y reservas, a partir del cual se obtienen las cantidades vinculante de energía y las cantidades y precios de la reserva.

Este despacho se ejecuta utilizando el modelo co-optimizado de energía y reservas presentado en el Anexo 1, el cual considera restricciones de transmisión que modelan el funcionamiento de la red de transmisión y considera el criterio de confiabilidad N-1. Es importante resaltar que, previo a la ejecución de este despacho, el Operador del Sistema determina las restricciones de flujo y capacidad de los enlaces de tal manera que se garantice el cumplimiento del criterio N-1.

Una vez finalizada la ejecución de este despacho, se verifica que el mismo cumple con los criterios eléctricos definidos en la regulación. Para ello, se verifica que se cumpla con el criterio N-1 y se deberán realizar estudios de flujo de carga y estabilidad con el fin de verificar que se cumplan con los demás criterios de seguridad y confiabilidad del sistema.

En caso de encontrar que no se cumple alguno de los criterios, el Operador del Sistema ajustará el despacho, minimizando las desviaciones en forma económica con el fin de garantizar los criterios de confiabilidad y seguridad.

El resultado de este último despacho corresponderá al DFV del cual se obtienen las cantidades vinculantes de energía y la asignación y precios de la reserva del sistema.

2.2.6.3 Cálculo del precio de la reserva

El precio por período de la reserva es igual al valor marginal de cada servicio complementario durante esa hora resultante del despacho factible vinculante. Las plantas que prestan el servicio de reserva serán remuneradas por su disponibilidad para prestar el servicio, ya sea para subir o para bajar.

² El consultor considera como alternativas para definir este costo regulado modificar la oferta del agente pivotal por un valor igual a la oferta de menor precio que le sigue y que no sea pivotal.

La remuneración a recibir por esta disponibilidad se calcula a partir de las cantidades de reserva asignadas a cada planta en el DFV multiplicado por el precio del respectivo servicio complementario obtenido del DFV.

2.2.7 Despacho de Precio

2.2.7.1 Ejecución del Despacho de Precio (DPr)

Se ejecuta el DPr utilizando el modelo presentado en el Anexo 1, sin incluir las restricciones de la red de transmisión. Este despacho define el precio de la energía denominado MPO (Máximo Precio de Oferta) del día anterior (D-1).

2.2.7.2 Cálculo del precio de la energía

El precio de la energía corresponde al Máximo Precio Ofertado -MPO- que se calcula como el precio del último recurso flexible³ despachado en el DPr. Como se explicará más adelante cada sesión del mercado intradiario incluirá un nuevo despacho de precio y los MPO por período se recalcularán y al finalizar el mercado se calculan los costos no recuperados de los agentes generadores correspondientes a los costos de arranque y parada de las plantas que efectivamente operaron durante el día y a los costos no recuperados de las plantas inflexibles.

2.2.8 Generaciones de seguridad fuera de mérito

Una vez en el Day Ahead se obtengan los resultados del DFV, es necesario realizar un mecanismo de reconciliación, entre el DPr y el DFV para el concepto de energía.

Para realizar el cálculo de las reconciliaciones de energía se determina la diferencia entre la cantidad de energía despachada en el DFV y la cantidad de energía despachada en el DPr (denominada generación ideal). Si para un determinado recurso esta diferencia es mayor que cero aparece una generación de seguridad fuera de mérito, la cual se valora al precio de reconciliación. El costo de restricciones se valora como la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el MPO establecido en la regulación vigente.

³ Resolución CREG 25 de 1995: “Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el redespacho.

2.3 Mercado Intradía

Las sesiones del Mercado Intradía independientemente de su número, se ejecutarán de la misma forma que el Mercado Diario del Día Anterior (Descrita en el Numeral 2.2), volviendo a ejecutar un DFV y un DPr para todo el sistema, pero cambiando el horizonte de operación a un horizonte cuyo número de períodos es igual a los faltantes para completar la totalidad de períodos del día y utilizando la información actualizada que se haya producido a partir del cierre de la sesión de mercado anterior, incluyendo las cantidades y precios de la energía y de reserva.

A partir del DFV de cada sesión del mercado intradía se calculará el precio horario de la reserva de la sesión correspondiente (Igual al valor marginal de cada servicio complementario durante ese período resultante del DFV) que será la base para liquidar la reserva de dicha sesión.

A partir del DPr de cada sesión del mercado intradía, se calculará el MPO de la sesión correspondiente que será la base para liquidar la energía de dicha sesión.

2.3.1 Definición de estados

Para efectos de valorar las variaciones de las cantidades de energía entre las distintas sesiones del mercado, es necesario determinar inicialmente el estado en que se encuentra cada una de las plantas con el fin de determinar la liquidación que aplica en cada uno de los casos.

Estos estados se determinan a partir de la comparación entre los resultados de energía despachada en el DFV y el DPr de cada sesión. Como resultado de esta comparación se determina para cada una de las plantas en cuál de los siguientes estados se encuentra: generación en mérito, generación fuera de mérito, generación en reconciliación negativa y generación no despachada. A partir de la definición del estado de cada una de las plantas, se calculará la valoración de las diferencias de energía entre sesiones aplicando la liquidación que corresponda tal como se presenta en el siguiente numeral.

2.3.2 Alternativas para la liquidación de los mercados intradiarios

Para la liquidación de los mercados intradiarios, se consideraron las alternativas que se describen a continuación:

- Alternativa 1: esta alternativa considera la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado para todos los períodos restantes del horizonte total de las 24 horas.
- Alternativa 2: esta alternativa considera la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado únicamente para los períodos correspondientes a la respectiva sesión.

Con base en las simulaciones presentadas en el informe 5 se concluyó que con las dos alternativas se obtienen resultados similares, pero la segunda alternativa es mas sencilla y genera menos incertidumbres a los agentes, para realizar sus ofertas para cada una de las sesiones del mercado intradiario, conduciendo, entonces, a una mejor formación de precios.

2.3.3 Valoración de variaciones de energía entre sesiones de mercado

En caso que se presenten cambios de estado entre la sesión vigente y la sesión anterior debe realizarse la valoración de la energía, utilizando para ello los DFV de cada una de las sesiones y aplicando la siguiente liquidación para cada uno de los cambios de estados presentados.

2.3.3.1 Liquidación estándar

La liquidación estándar se obtiene multiplicando, para cada sesión, la cantidad despachada en el DFV para dicha sesión por el precio del DPr. Los precios de las sesiones posteriores al DFV del Day Ahead (D-1) se aplicarán sólo a la diferencia entre la cantidad despachada en el despacho factible para la sesión actual menos la cantidad despachada en la sesión anterior.

2.3.3.2 Liquidaciones especiales

Existen casos para los cuales no es posible la aplicación de la liquidación estándar y por tanto deben aplicarse liquidaciones especiales (Ver Anexo 2).

2.3.4 Valoración de las variaciones de reserva entre sesiones de mercado

Para valorar los cambios de la reserva entre una sesión y otra , deberá calcularse la diferencia entre la reserva asignada en los DFV de cada sesión y la asignada

en el DFV del D-1. Dicha diferencia será valorada al precio de la respectiva reserva de la sesión vigente.

2.4 Mecanismo de Balance

El mecanismo de balance se compone de los siguientes aspectos:

- a) Activación de la reserva asignada en cada sesión del mercado intradiario.
- b) Autorizaciones del operador del sistema que pueden corresponder a activación de reserva no asignada o a desviaciones de energía de los recursos disponibles buscando la optimización económica
- c) Desviaciones no autorizadas por el operador denominadas desviaciones voluntarias

A continuación se presenta la forma de liquidar cada una de estos conceptos para lo cual deberán considerarse las diferencias entre el DFV y el Despacho Real.

2.4.1 Liquidación activaciones de reserva

A las plantas que prestan el servicio de reserva se les considera dos conceptos independientes para la liquidación:

- a) Disponibilidad para prestar el servicio, ya sea para subir o para bajar (La metodología para la liquidación por este concepto se explica en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**)
- b) Prestación efectiva del servicio (activación de reserva para subir o para bajar): la metodología para la liquidación es la siguiente:
 - Si la disponibilidad de reserva a subir de una determinada planta es activada, es similar a la R+ de la planta, por tanto esta recibirá, la cantidad de energía activada que sube valorada al precio de energía de reconciliación positiva del mercado de energía correspondiente, así:

$$\begin{aligned} & \textit{Remuneración por activación de reserva a subir} \\ & = \textit{Cantidad de energía activada a subir} \times \textit{Precio Rec Positiva} \end{aligned}$$

- Si la disponibilidad de reserva a bajar de una determinada planta es activada, este agente deberá devolver la cantidad de energía activada al precio de la energía de la sesión del mercado intradiario correspondiente, así:

$$\text{Devolución por activación de reserva a bajar} \\ = \text{Cantidad de energía activada a bajar} \times \text{PMI de la sesión correspondiente}$$

2.4.2 Liquidación desviaciones de energía

Las desviaciones de energía pueden dividirse en dos conceptos tal como se describe a continuación.

2.4.2.1 Desviaciones autorizadas

Durante el día de operación el Operador del Sistema puede requerir energía adicional para mantener en todo instante el balance generación-demanda. Para ello deberá entonces:

- a) Inicialmente activar la reserva terciaria que tenga disponible
- b) En caso de que esta reserva no sea suficiente, deberá minimizar económicamente la cantidad para mantener el balance generación demanda, teniendo en cuenta la reserva que no ha sido asignada y la energía disponible considerando las últimas ofertas de cada uno de los recursos.

Como consecuencia de este proceso de ajuste del balance generación-demanda se generan desviaciones autorizadas de los recursos de generación tanto a subir como a bajar. Dichas desviaciones serán liquidadas así:

- Las desviaciones a subir autorizadas por el Operador del Sistema se valorarán multiplicando la cantidad que sube por el máximo precio entre el Precio del Mercado de la sesión correspondiente y el precio de energía de reconciliación positiva del respectivo recurso de generación, así:

$$\text{Remuneración por desviaciones autorizadas a subir} \\ = \text{Cantidad de energía autorizada a subir} \times \text{Max}(\text{Precio de la sesión correspondiente}, \text{Precio Rec Positiva})$$

- Las desviaciones a bajar autorizadas por el Operador del Sistema no serán objeto de ninguna liquidación adicional, así:

Remuneración por desviaciones autorizadas a bajar = 0

2.4.2.2 Desviaciones voluntarias

Estas desviaciones corresponden a las diferencias entre el despacho real y el DFV que no corresponden a las autorizadas por el Operador del Sistema. En este caso la liquidación sería como se presenta a continuación:

- Desviaciones voluntarias hacia arriba: no reciben remuneración, así:

Remuneración por desviaciones voluntarias hacia arriba = 0

- Desviaciones voluntarias hacia abajo: en este caso la planta deberá pagar la cantidad desviada multiplicada por el precio de activación de la reserva más costosa, así:

Pago por desviaciones voluntarias hacia abajo
= Cantidad de energía desviada hacia abajo x Precio de activación de la reserva mas costosa

2.4.3 Responsabilidad de pagos asociados al mecanismo de balance

Una vez finalizadas las liquidaciones del mecanismo de balance se deben determinar los valores netos resultantes que corresponden a las diferencias entre los valores pagados y cobrados. En caso de ser necesario los montos calculados serán recaudados o distribuidos entre los comercializadores en proporción a su demanda comercial.

2.5 Cálculo de costos de arranque y parada

Este valor será calculado después del cierre del mercado, considerando todas las sesiones del mercado e identificando las plantas que tienen generación real y cuya remuneración no cubre los costos de arranque y parada y los costos de las plantas inflexibles. Estos valores de costos no cubiertos para el día de operación se suman, y se dividen por el total de la demanda del sistema, para hallar el valor conocido como $\bar{\pi}$ correspondiente. Este valor será pagado por todas las plantas en proporción a su generación real.

3 SIMULACIONES

Las simulaciones se realizaron con el objeto de sintonizar el modelo, determinar impactos e identificar riesgos en la operación

Las simulaciones se efectuaron para la condiciones actuales del mercado, con base en información histórica de 5 días suministrados por XM, y lo que se espera para el 2023, año en donde se contará con las plantas eólicas y solares que salieron asignadas en la subasta del cargo por confiabilidad para el periodo 2022-2023 y la subasta de largo plazo realizada en octubre de 2019 por el Ministerio de Minas y Energía, además de los proyectos que tengan planeada su entrada anterior al año 2023.

3.1 Simulación del MPO

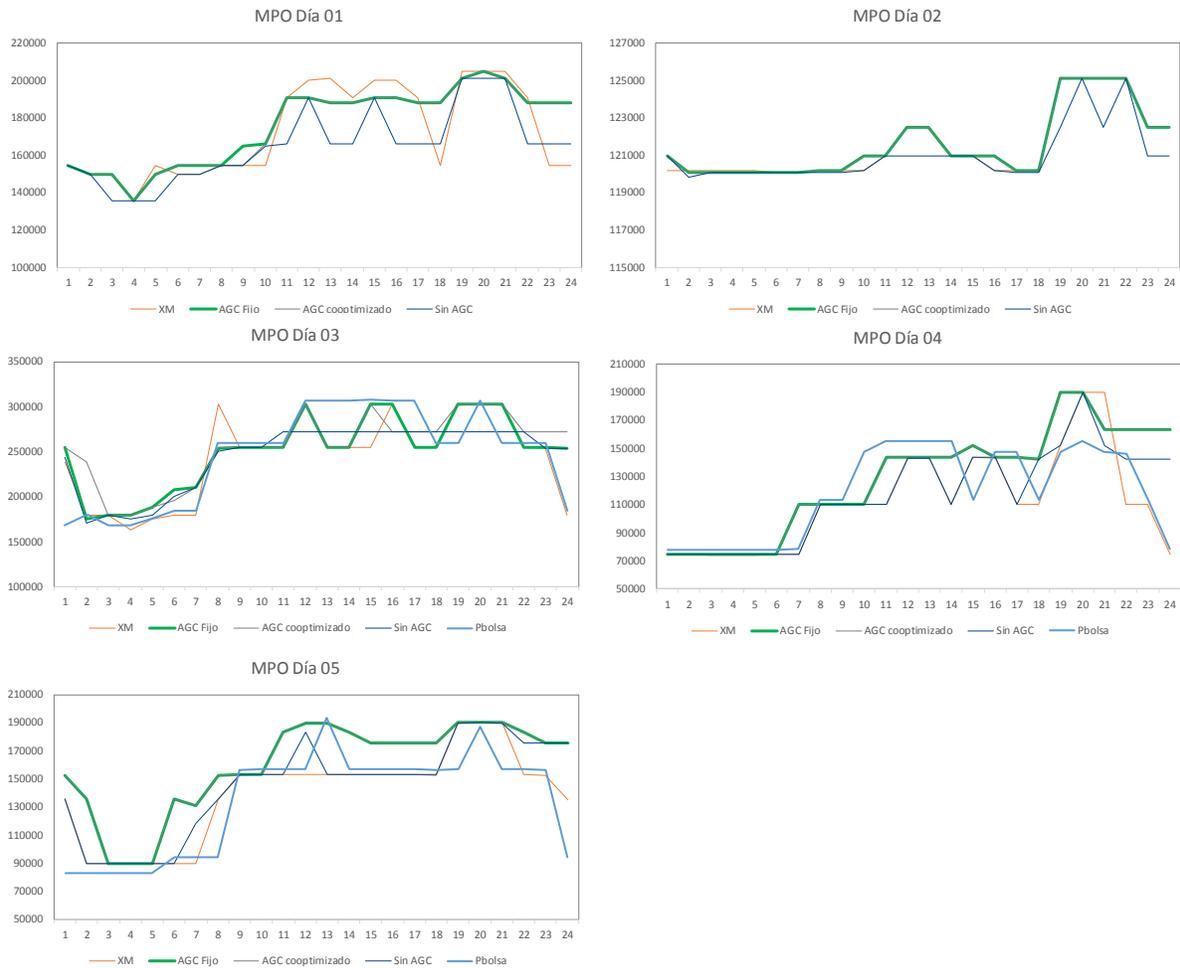
La primera variable que se tomó como referencia para comparar la metodología actual y la metodología de análisis de esta consultoría, fue el precio marginal del despacho sin considerar las restricciones de la red y co-optimizando y sin co-optimizar la energía con la reserva. Este despacho de ahora en adelante se denominará Despacho de Precio.

EL precio marginal denominado MPO (máximo precio de oferta) es calculado como la planta flexible más costosa utilizada para la cobertura de la demanda sin considerar las restricciones de la red, para el cálculo de este indicador bajo el nuevo esquema se analizaron tres alternativas de cálculo que se muestran a continuación:

- Cooptimización: En el despacho de precios se incluye la oferta de servicios complementarios y se realiza la cooptimización, con los resultados se calcula el MPO del sistema
- Sin cooptimizar fijando la reserva: En este caso se calculan los valores de reserva en el mercado vinculante y estos valores son fijados en el despacho de precios
- Sin cooptimizar y sin incluir la reserva: la última alternativa consiste en no considerar la reserva en el cálculo del despacho de precios, de la misma manera como se calcula actualmente.

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

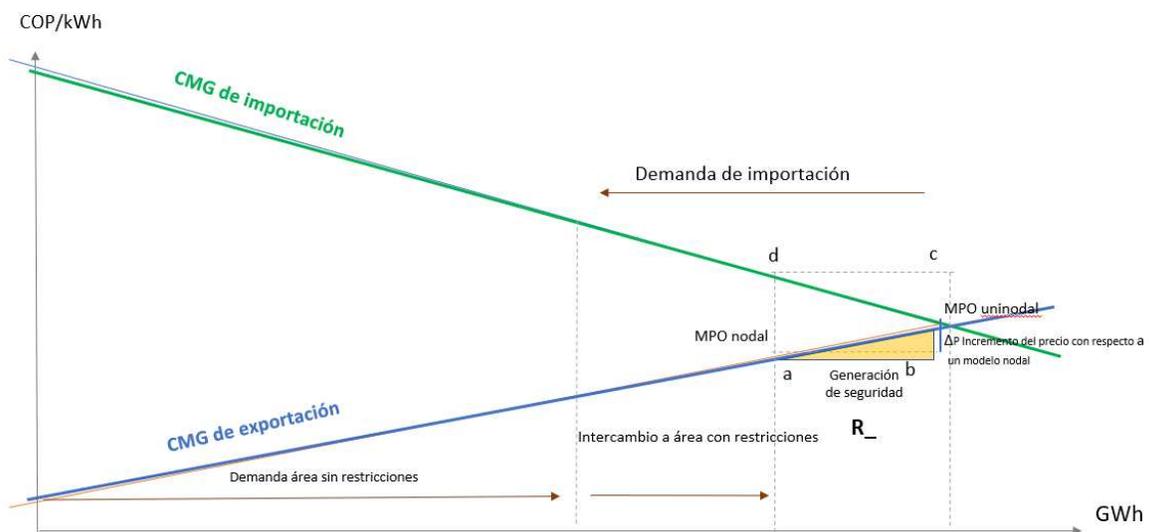
A continuación se muestran los resultados obtenidos en el modelado de los cinco días históricos, donde se observa lo cerca que se encuentran los resultados de un modelo al otro



Si se toma como base el cálculo actual, es decir la tercera alternativa, el MPO se incrementa en promedio un 6.3% para los cinco casos estudiados si se realiza la co-optimización, y si se considera en el despacho de precios la reserva asignada en el despacho vinculante el MPO se incrementa en promedio un 5.9% con respecto al caso en que no se considera la reserva.

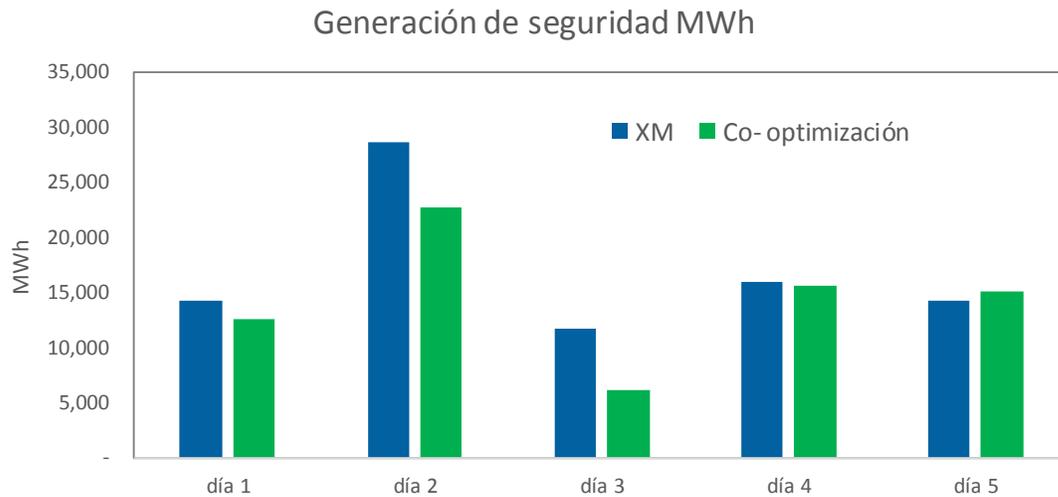
Desde el punto de vista conceptual el precio del mercado calculado en un modelo uninodal, como es el esquema del mercado colombiano, no considera los efectos de la red que haría que el precio marginal de las plantas que generan por mérito fuera menor (ver figura), incrementando así la renta inframarginal de los generadores con

respecto a un modelo nodal de precios; por tanto incluir también el efecto de la reserva en el precio del mercado conduce a que éste se incremente aún más, dando como resultado una renta inframarginal adicional que reduce el excedente del consumidor a favor de un incremento en el excedente del productor. Con base en este análisis conceptual se sugiere que no se considere la reserva para calcular el precio del mercado mientras se siga con un modelo uninodal. Por tanto, la co-optimización se realizaría sólo para determinar el despacho vinculante.



3.2 Generación de seguridad

Para validar la sintonización del modelo, adicionalmente, se realiza una revisión de la generación de seguridad, para los casos estudiados, que se obtiene utilizando tanto en el modelo de agentes de XM como el modelo de co-optimización. Se define como generación de seguridad aquella energía que se asigna en el despacho vinculante cuyo precio de oferta es superior al MPO.

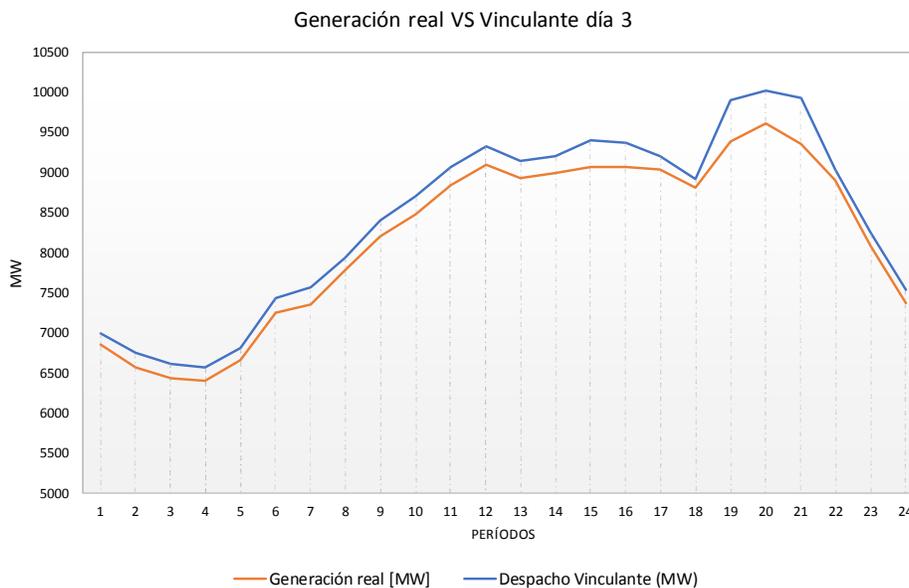
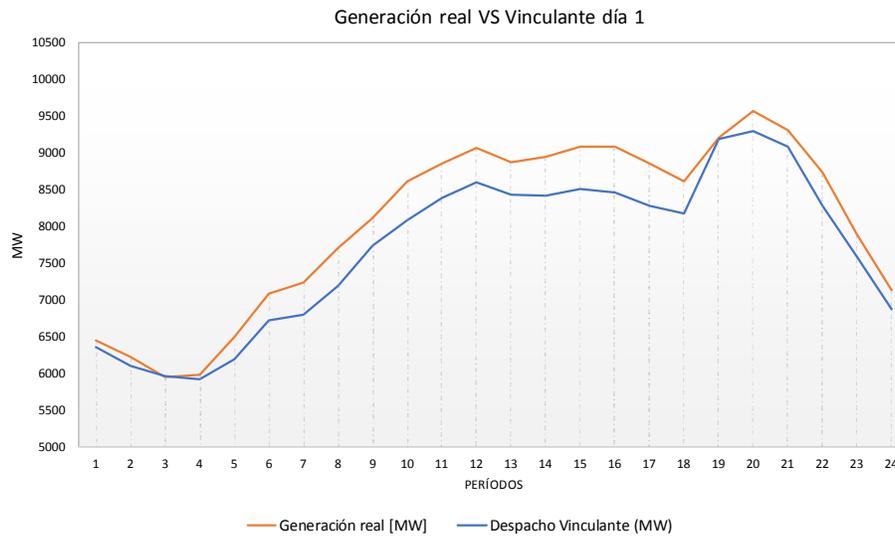


Los resultados del modelo co-optimizado muestran que la generación de seguridad tiende a ser igual o menor que la obtenida con el modelo actual, solamente en el caso 5 da ligeramente mayor.

3.3 Generación vinculante y generación real

Se analiza el resultado de la generación vinculante, generación que es obtenida con el pronóstico de demanda más las pérdidas, y la generación real del sistema, donde se observa que es de gran importancia la mejora en los pronósticos de demanda para que la generación vinculante sea lo más parecida a la real, ya que esto reduce la necesidad de reserva y reduce los costos del mecanismo de balance.

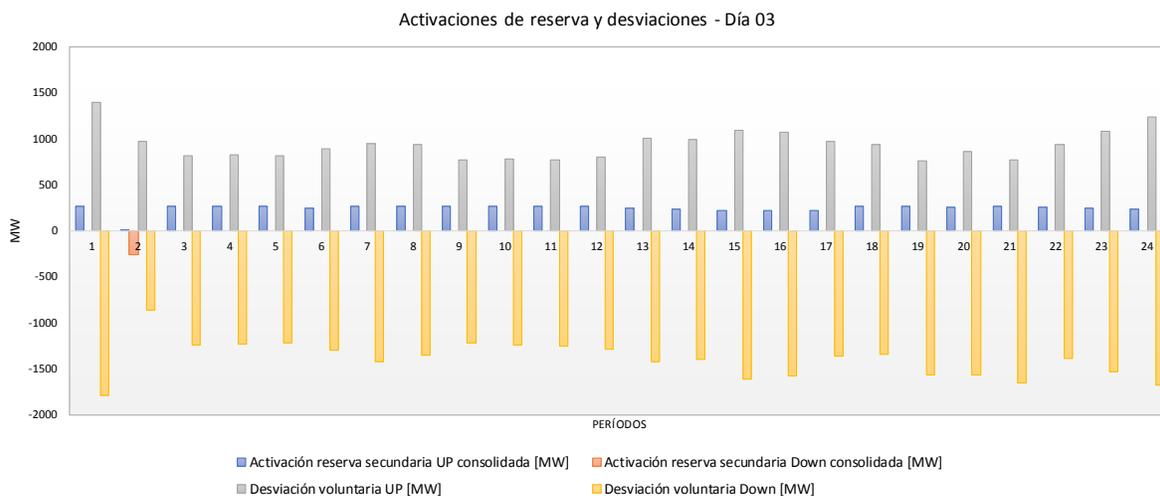
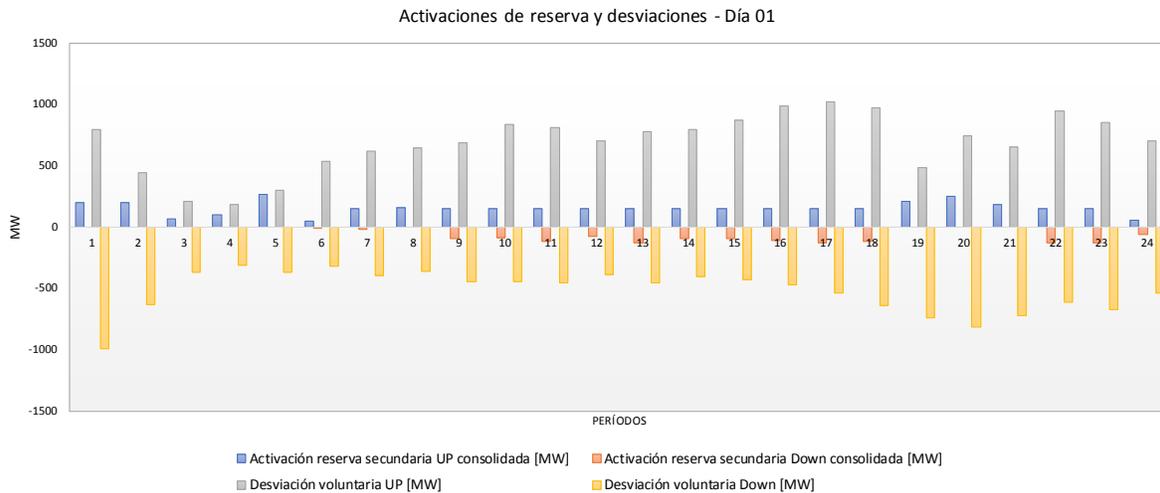
SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



3.4 Activación de reserva

En las siguientes gráficas se muestran las activaciones de reserva tanto para arriba como para abajo para dos de los días analizados, de estas figuras se observa la importancia de separar las ofertas de reserva hacia arriba y hacia abajo, ya que las necesidades de reserva en cada sentido no son iguales, con esta separación se logra una asignación de reserva más eficiente, también se observa que hay un alto

potencial de mejora en el tema de las desviaciones voluntarias las cuales deben disminuir con la aplicación de los mercados vinculantes y la opción de cambiar las posiciones en los mercados intradiarios, mejorando así la operación y dinámica del mercado.



3.5 Escenarios 2023

Los análisis contemplan que para el año 2023 se cuentan con las plantas eólicas y solares que salieron asignadas en la subasta del cargo por confiabilidad para el

periodo 2022-2023 y los proyectos que fueron asignados en la subasta de largo plazo.

El objetivo de los casos siguientes es probar las diferentes configuraciones de número de sesiones intradiarias, para poder evaluar cuál es el número más adecuado, teniendo en cuenta el costo para el sistema y la viabilidad logística para el operador y los agentes.

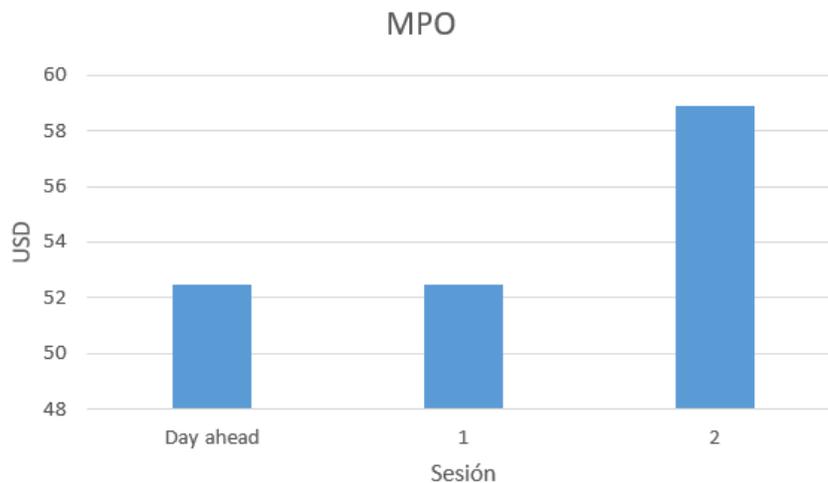
Cada caso fue ejecutado con un numero diferente de sesiones intradiarias. Sus resultados macro se presentan a continuación.

El gráfico MPO indica el costo medio de las horas vinculantes de la sesión de mercado. Por ejemplo, las horas para la primera sesión de una configuración con 2 sesiones intradiarias son las 12 primeras horas y para la segunda sesión son las 12 horas siguientes.

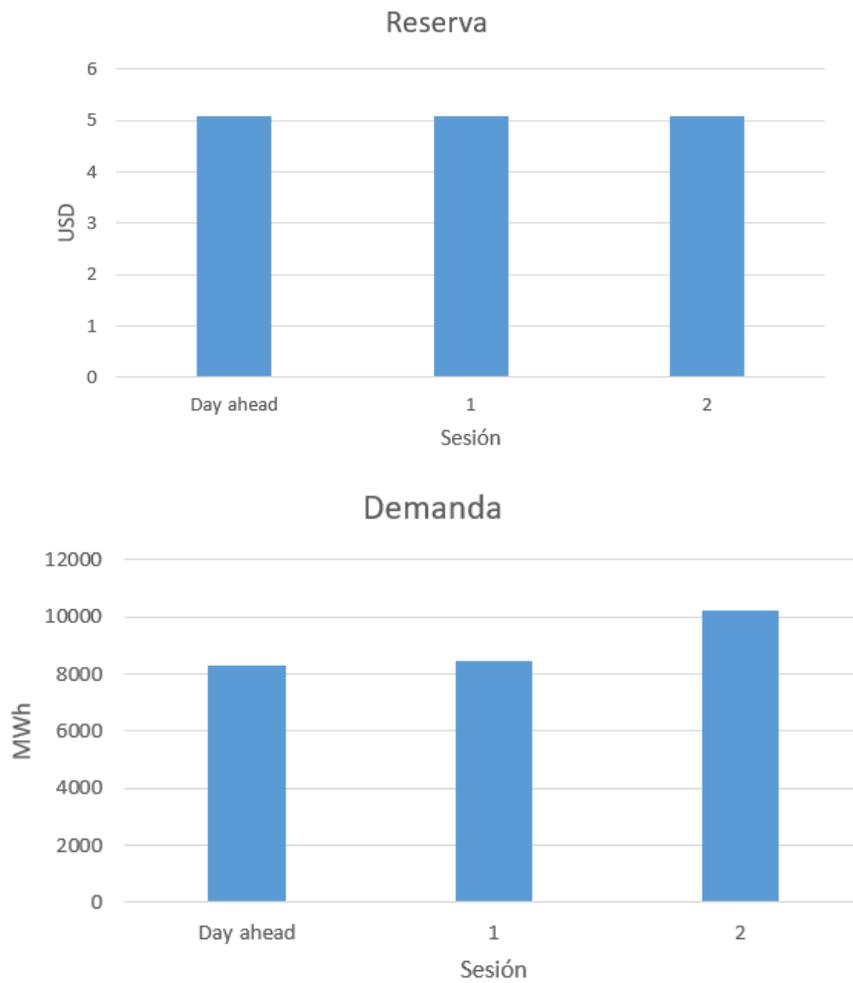
El gráfico de Reserva indica el costo medio del servicio de reserva secundaria para arriba y el de demanda indica la demanda promedio horaria de la sesión

Caso 2023.1: Mayo 2023 – 2 sesiones intradiarias

Este caso posee 2 sesiones intradiarias. El MPO de la segunda sesión se incrementa dado que la demanda promedio de estas horas es superior a la promedio de la sesión 1



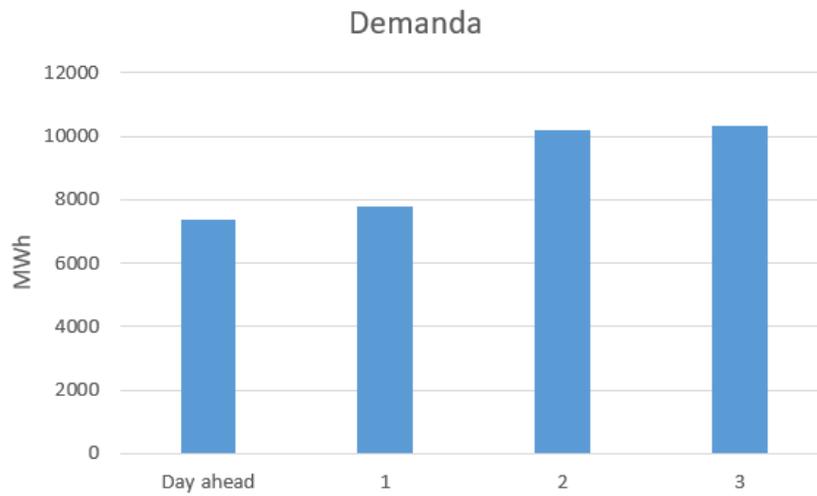
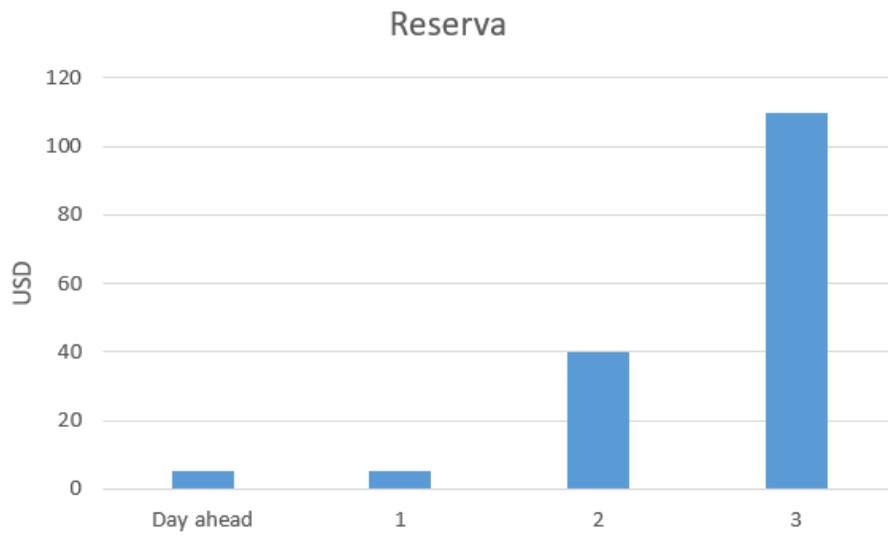
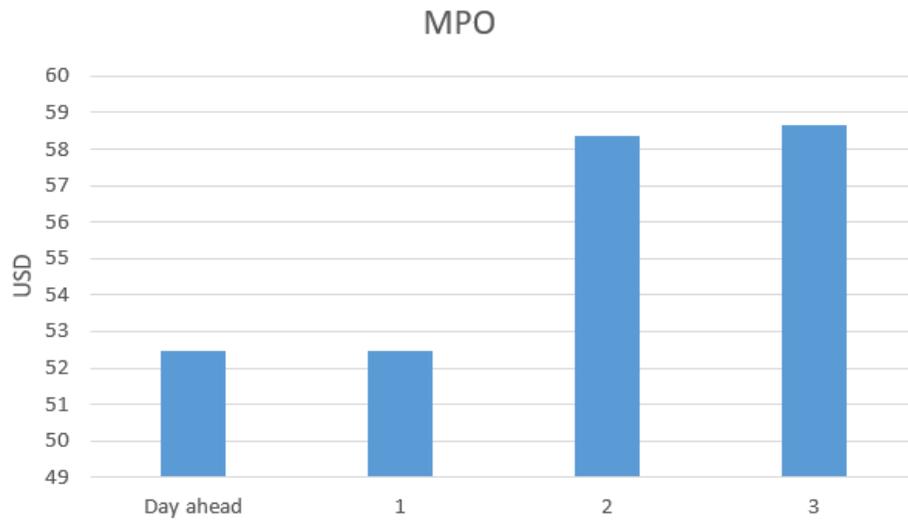
SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIÁRIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



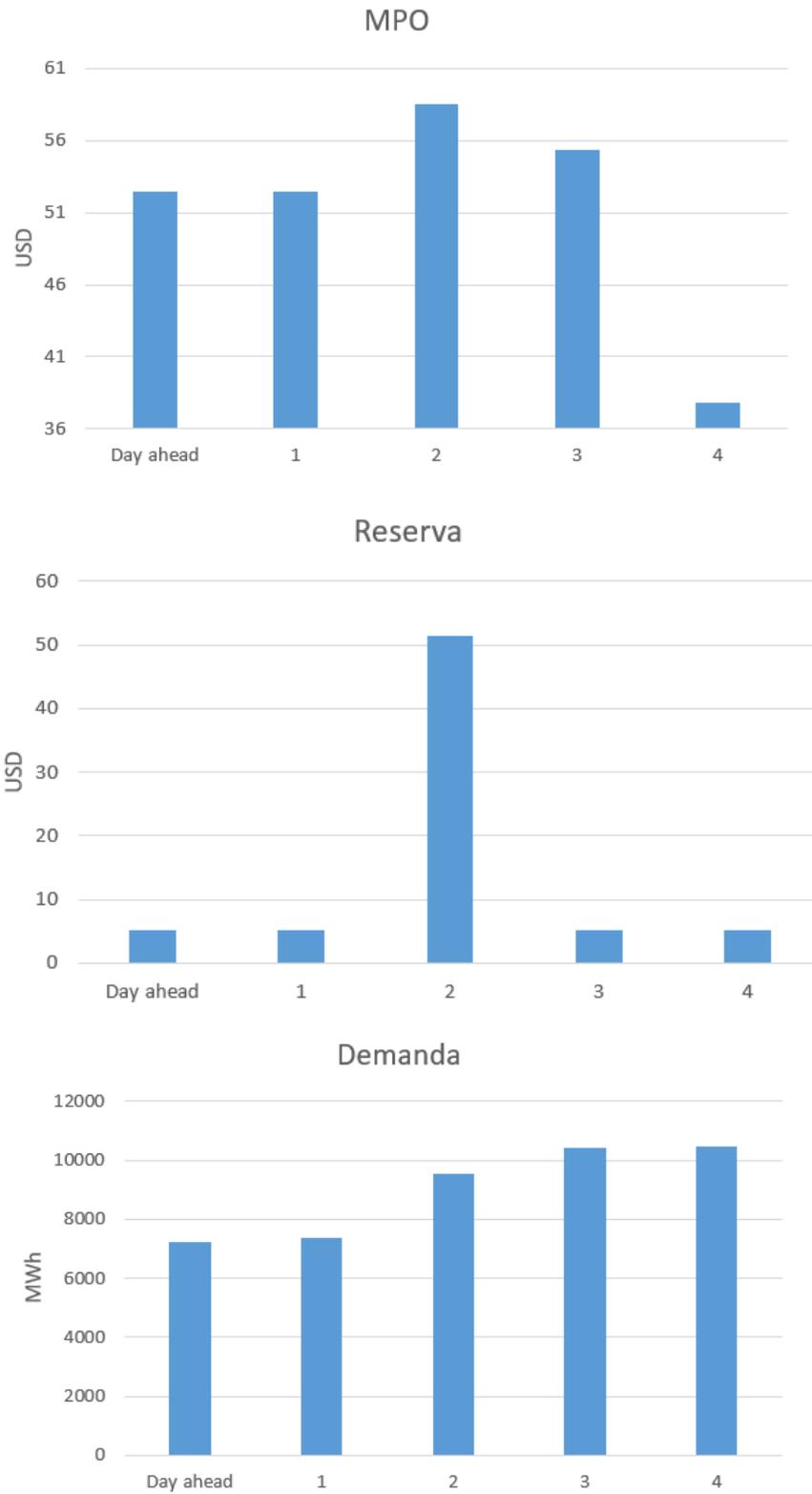
Caso 2023.2: Mayo 2023 - 3 sesiones intradiarias

Este caso fue simulado con 3 sesiones intradiarias.

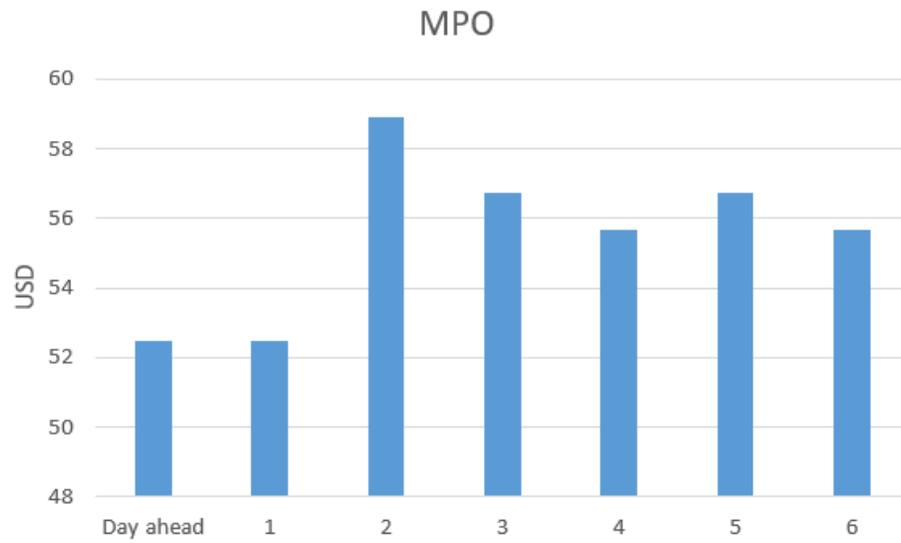
SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



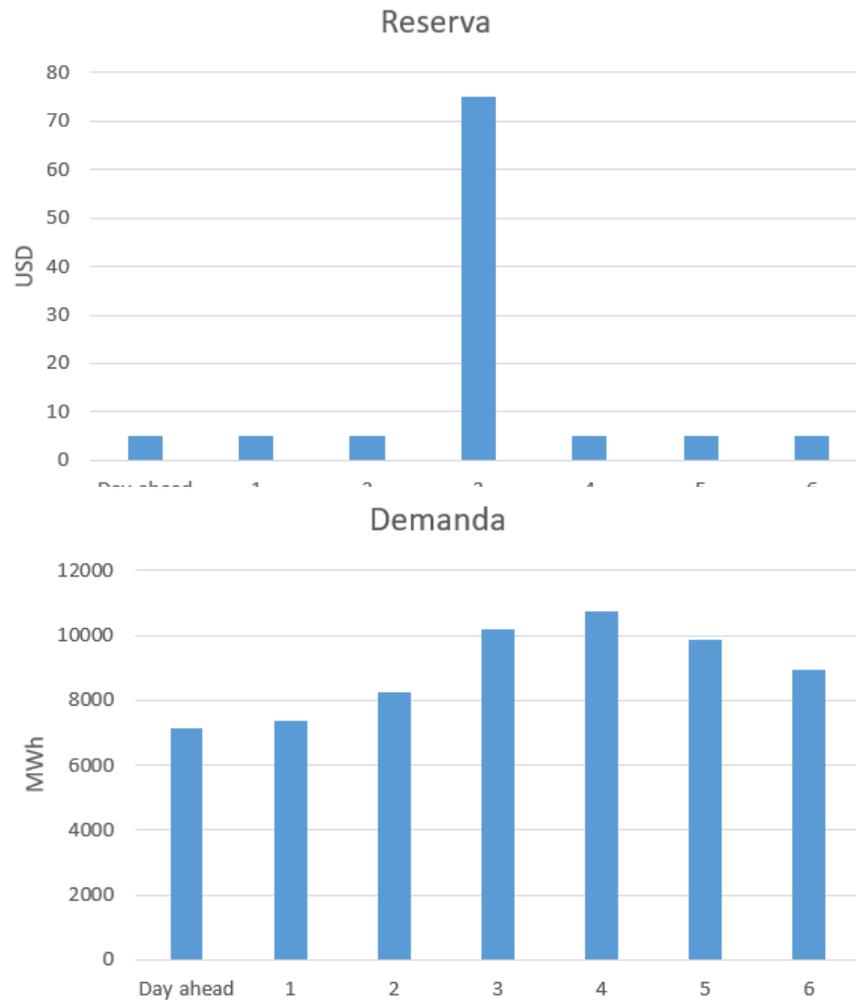
Caso 2023.3: Mayo 2023 - 4 sesiones intradiarias



Caso 2023.5: Mayo 2023 - 6 sesiones intradiarias



SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



En las simulaciones, es posible verificar que con el aumento del número de sesiones intradiarias, se tiene una disminución del precio medio de energía de las sesiones intradiarias hasta el número de 4 sesiones intradiarias, cuando se estabiliza el MPO medio de las horas de la sesión. Típicamente en las simulaciones los precios del mercado *day-ahead* y la primera sesión del intradiario son más bajos que los demás mercados, indicando que hay más liquidez y competencia en estos primeros. A partir de 4 sesiones, en este caso simulado, no hay ganancia en el aumento del número de sesiones. En cambio el precio medio horario de reserva aumenta cuando se aumenta el número de sesiones y se torna más volátil.

4 LIQUIDACIONES

En el Informe 5, se presentaron los resultados detallados de las simulaciones realizadas para diferentes días de la situación actual y para el año 2023.

4.1 Liquidación day ahead

Para cada uno de los MPO calculados como se describieron en el numeral 2.2, se obtiene para los días simulados la liquidación total de la energía en el day ahead:

Costo Total (\$)			
Alternativa MPO	Día 1	Día 2	Día 3
Cooptimización	\$ 29.852.741.070	\$ 26.201.800.236	\$ 50.441.086.575
Sin cooptimizar fijando la reserva	\$ 30.653.501.127	\$ 26.197.328.796	\$ 51.898.718.684
Sin cooptimizar y sin incluir la reserva	\$ 28.816.137.532	\$ 26.139.695.735	\$ 48.085.855.424

Puede observarse que dado que el MPO obtenido sin considerar la reserva en el Despacho de Precio es el menor de las tres alternativas; así mismo los valores de liquidación total de la energía son menores.

Adicionalmente se obtuvieron los costos de restricciones calculados como se explicó en el numeral 3.2 y se compararon con los calculados por XM para cada uno de los día simulados. Los resultados se presentan a continuación:

Costo restricciones [\$]		
Día	XM	Nuevo modelo de mercado
Día 1	\$ 2.144.692.502	\$ 2.039.490.533
Día 2	\$ 6.513.074.176	\$ 4.362.972.466
Día 3	\$ 1.879.242.796	\$ 269.276.492
Día 4	\$ 6.049.163.690	\$ 4.684.164.582
Día 5	\$ 3.915.431.483	\$ 3.832.670.051

El cálculo de las restricciones de XM son considerando la generación real la cual incluye los ajustes en tiempo real tales como los redespachos y las autorizaciones. Estos conceptos no están incluidos en el cálculo del nuevo esquema de mercado donde las restricciones se calculan en el day ahead (D-1).

Adicionalmente, se presentan a continuación el costo de las restricciones totales para cada uno de los MPO calculados como se describieron anteriormente, para los días 1, 2 y 3:

Costo Restricciones (\$)			
Alternativa MPO	Día 1	Día 2	Día 3
Cooptimización	\$ 2.060.394.804	\$ 4.367.443.906	\$ 316.022.446
Sin cooptimizar fijando la reserva	\$ 2.039.490.533	\$ 4.362.972.466	\$ 269.276.492
Sin cooptimizar y sin incluir la reserva	\$ 2.176.203.713	\$ 4.420.175.507	\$ 361.862.926

Es importante tener en cuenta que el cálculo de las restricciones de XM es realizado expost a la operación de acuerdo con las reglas vigentes. En el modelo integrado este cálculo se realiza con los resultados obtenidos en el day ahead. Esta condición hace que se presente una reducción ya que muchas de las restricciones se absorben en el mecanismo de balance.

4.2 Liquidación mercados intradiarios

A partir de los resultados de las simulaciones realizadas en el Informe 4 para el día: " Simulación Mayo de 2023", en el cual se consideraron diferentes número de sesiones intradiarias, se presenta a continuación los resultados obtenidos en la liquidación de cada uno de dichas simulaciones:

Resultados Liquidación Caso 2-2023 (USD)						
	Liq. Activación UP	Liq. Activación Down	Liq. Asignación UP	Liq. Asignación Down	Liquidación de energía	Total
2 sesiones	\$ 369.634	-\$ 94.618	\$ 36.650	\$ 0	\$ 12.276.790	\$ 12.558.456
3 sesiones	\$ 338.095	-\$ 84.362	\$ 36.825	\$ 0	\$ 12.879.397	\$ 13.169.955
4 sesiones	\$ 327.594	-\$ 48.155	\$ 33.644	\$ 0	\$ 12.364.843	\$ 12.677.926
6 sesiones	\$ 339.370	-\$ 106.691	\$ 36.650	\$ 0	\$ 12.781.371	\$ 13.050.700

Se observa que el menor valor para la liquidación total se obtiene para los casos que consideran 2 y 4 sesiones intradiarias y que el aumento de sesiones a 6 incrementa los costos. Si bien 4 sesiones parece ser el óptimo considerando los resultados del informe 4, se debe también considerar la capacidad logística tanto del operador como de los agentes, ya que a mayor número de sesiones se necesita más personal capacitado para la ejecución de este proceso. Se podría empezar con dos o tres sesiones, si la logística de los agentes y del operador no permite empezar con 4 y a medida que vaya adquiriendo madurez el mercado ir aumentando el número de sesiones

4.3 Liquidación mecanismo de balance

La liquidación en el mecanismo de balance consolida todas las liquidaciones de energía y reserva realizadas previamente tanto en el day ahead como en los mercados intradiarios. Adicionalmente, en el mecanismo de balance se calculan, a partir de la información del Despacho Real, las activaciones de la reserva y las desviaciones de energía que se presentaron durante el día de operación.

En el mecanismo de balance se liquidan los siguientes conceptos:

- Liquidación energía consolidada
- Liquidación asignación reserva secundaria UP consolidada
- Liquidación asignación reserva secundaria Down consolidada
- Liquidación asignación reserva terciaria consolidada
- Liquidación activación reserva secundaria UP
- Liquidación activación reserva secundaria Down
- Liquidación activación reserva terciaria
- Liquidación por desviación autorizada UP
- Liquidación por desviación autorizada Down
- Liquidación desviación voluntaria UP
- Liquidación desviación voluntaria Down

Cabe resaltar que los resultados de las liquidaciones consolidadas de energía, asignación reserva secundaria UP, asignación reserva secundaria Down y asignación reserva terciaria, incluyen los valores definitivos para cada hora considerando las modificaciones que pueden presentarse en cada una de las sesiones del mercado intradiario.

Para los días simulados se obtuvieron los siguientes resultados correspondientes a los valores totales para cada uno de estos conceptos.

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Resumen Liquidaciones Día 1	
Concepto liquidado	Valor (Millones de pesos)
Liquidación energía consolidada	\$ 35.188
Liquidación asignación reserva secundaria UP consolidada	\$ 390
Liquidación asignación reserva secundaria Down consolidada	\$ 390
Liquidación activación reserva secundaria UP	\$ 255
Liquidación activación reserva secundaria Down	-\$ 261
Liquidación desviación voluntaria UP	\$ 0
Liquidación desviación voluntaria Down	-\$ 720

Resumen Liquidaciones Día 2	
Concepto liquidado	Valor (Millones de pesos)
Liquidación energía consolidada	\$ 26.655
Liquidación asignación reserva secundaria UP consolidada	\$ 377
Liquidación asignación reserva secundaria Down consolidada	\$ 377
Liquidación activación reserva secundaria UP	\$ 149
Liquidación activación reserva secundaria Down	-\$ 154
Liquidación desviación voluntaria UP	\$ 0
Liquidación desviación voluntaria Down	\$ 1.661

Resumen Liquidaciones Día 3	
Concepto liquidado	Valor (Millones de pesos)
Liquidación energía consolidada	\$ 54.253
Liquidación asignación reserva secundaria UP consolidada	\$ 427
Liquidación asignación reserva secundaria Down consolidada	\$ 427
Liquidación activación reserva secundaria UP	\$ 371
Liquidación activación reserva secundaria Down	-\$ 67
Liquidación desviación voluntaria UP	\$ 0
Liquidación desviación voluntaria Down	-\$ 2.115

Resumen Liquidaciones Caso MAYO 2023-3	
Concepto liquidado	Valor (Millones de pesos)
Liquidación energía consolidada	USD 12.879.398
Liquidación asignación reserva secundaria UP consolidada	USD 36.826
Liquidación asignación reserva secundaria Down consolidada	USD 0
Liquidación activación reserva secundaria UP	USD 338.096
Liquidación activación reserva secundaria Down	-USD 84.362
Liquidación desviación voluntaria UP	USD 0
Liquidación desviación voluntaria Down	-USD 3.318.297

Adicionalmente, se calcularon los costos no cubiertos de arranque y parada y de la generación inflexible. Estos valores de costos no cubiertos para el día de operación se suman, y se dividen por el total de la demanda del sistema, para hallar el Δ (\$/KWh) correspondiente del día. Los resultados obtenidos son:

Delta Nacional (\$/kWh)		
Día	XM	Modelo Integrado Cooptimizado
Dia 1	0,65	1,29
Dia 2	3,43	0,04
Dia 3	2,66	0,34
Dia 4	3,40	0,00
Dia 5	0,68	0,00

Se observa que en forma general los costos no cubiertos disminuyen, lo cual obedece a que en el modelo integrado cooptimizado se presentan menos arranques de plantas térmicas durante el día de operación.

4.4 Alternativas para liquidación de otros conceptos del mercado

4.4.1 Cargo por Confiabilidad

Con la implementación de las reglas para el Despacho Vinculante y los mercados intradiarios el regulador deberá definir para la liquidación del Cargo por Confiabilidad, cuál sería el precio de activación para las obligaciones de Energía Firme -OEF- y si la exigencia de las OEF serán definidas en el Despacho de Precio o en del Despacho Factible Vinculante.

En este sentido, el consultor considera que el precio de activación para las OEF debe ser tomado del despacho de precios de Mercado del Day Ahead.

En cuanto a la determinación del despacho a utilizar para definir las exigencias de OEF, se identifica la ventaja de definir que las exigencias de las OEF sean con el Despacho de Precio ya que se elimina el riesgo de incumplimiento debido a la red de transmisión. La desventaja radicaría en que los generadores pueden estar entregando físicamente energía fuera de mérito y quedarían incumpliendo la OEF, lo cual sería asignarle un riesgo que no puede administrar. Esta condición es de baja probabilidad dado que cuando se exigen las OEF el Precio de Bolsa supera el Precio Marginal de Escasez el cual cubre el 98% de las plantas térmicas, quedando descubierto solamente el 2% de las OEF de dichas plantas. Adicionalmente, si se considera la alternativa de que la reserva no sea incluida en el Despacho de Precio, las exigencias de las OEF podrían hacerse con este despacho, en cuyo caso una planta que se encuentre prestando el servicio de reserva no quedaría incumpliendo la OEF.

Corresponde al regulador definir el precio de activación para las OEF, así como a partir de cual de los despachos serán cumplidas la OEF.

4.4.2 Contratos de energía

Para liquidar los contratos se recomienda tomar como referencia el mercado del día anterior considerando las cantidades definidas en el Despacho Factible Vinculante y como precio el MPO del despacho de precio. De otro lado, las cantidades a comprar o vender en la bolsa calculadas como la diferencia entre la cantidad contratada y la energía vinculada serían valoradas al MPO del despacho de precio del día anterior.

4.4.3 Transacciones Internacionales

Las transacciones internacionales serán determinadas de acuerdo con la metodología vigente, en el DFV y no serán objeto de modificación en el Mercado Intradía. La

valoración de estas transacciones se definirá, como en la actualidad, de forma *ex post* utilizando el precio del último DPr

5 MODELOS

En esta consultoría se desarrollaron dos modelos computacionales que están integrados:

1. El modelo de co-optimización que se describe en el informe 3 y su manual de usuario se encuentra en el archivo anexo: “Manual Modelo Cooptimización.doc”
2. El modelo de liquidación que su entrada de datos son los archivos de resultado del programa de co-optimización, el cual calcula el MPO y realiza las liquidaciones del mercado del día D-1, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance cuyo manual de usuario se encuentra en el archivo anexo: “Manual Modelo Liquidación.doc”

6 RESPUESTA COMENTARIOS DE LOS AGENTES

En el archivo anexo: “Respuesta de comentarios de los agentes.xls”, se incluyen los comentarios de los agentes a los documentos publicados y las respuestas del consultor a los mismos.

7 CONCLUSIONES

A continuación se presentan las principales conclusiones de “La Consultoría para la simulación de las reglas operativas definidas en los estudios de despacho vinculante, mercado Intradiario y servicios complementarios”

- Una de las mejoras en el modelo de optimización es la incorporación de las redes del STN y STR para que mediante la solución de flujos de carga DC se obtenga una mejor aproximación y sea más eficiente el manejo de las restricciones generadas por la red
- La inclusión de la reserva diferencial hacia arriba y abajo genera una asignación más eficiente de la reserva

- Es importante contar con la reserva terciaria para la optimización del mecanismo de balance
- Es de gran importancia que el operador cuente con herramientas en línea que tengan en cuenta no solo el balance de energía sino los criterios de calidad y seguridad del sistema para que la asignación del mecanismo de balance se realiza en tiempos menores a una hora para que el operador pueda activar la reserva y así garantizar la operación del sistema de la forma más eficiente posible
- Cuanto mayor sea la cantidad de sesiones intradiarias se logra mayor eficiencia teniendo un valor óptimo de 4 y empezando a decrecer la eficiencia cuando se tienen 6 sesiones Este resultado se obtuvo con las simulaciones; sin embargo, se debe, también, considerar la capacidad logística tanto del operador como de los agentes, ya que a mayor número de sesiones se necesita más personal capacitado para la ejecución de este proceso. Se podría empezar con dos o tres sesiones, si la logística de los agentes y del operador no permite empezar con 4 y a medida que vaya adquiriendo madurez el mercado ir aumentando el número de sesiones
- Los riesgos en la operación son causados por las incertidumbres que se presentan en la operación en tiempo real como son variaciones de la demanda, fallas en las unidades de generación y/o en la red y variabilidad de los recursos primarios de las fuentes variables (eólicas, solares e hidráulicas filo de agua). Para administrar estos riesgos, se cuenta con el mecanismo de balance a través de la activación de la reserva y si esta no es suficiente a través de las autorizaciones. Adicionalmente, los agentes pueden administrar el riesgo de salida de unidades actualizando sus oferta en los mercados intradiarios.
- Incluir el efecto de la reserva en el precio del mercado conduce a que éste se incremente, dando como resultado una renta inframarginal adicional que reduce el excedente del consumidor a favor de un incremento en el excedente del productor. Se sugiere entonces, que no se considere la reserva para calcular el

precio del mercado mientras se siga con un modelo uninodal. Por tanto, la co-optimización se realizaría sólo para determinar el despacho vinculante

- Para la liquidación de los mercados intradiarios se recomienda utilizar la alternativa que considera la liquidación de todos los conceptos en cada una de las sesiones del mercado únicamente para los períodos correspondientes a la respectiva sesión. Esta forma de liquidación genera menos incertidumbre dado que el horizonte de liquidación es menor y adicionalmente resulta más simple y transparente.
- En cuanto a la liquidación del Cargo por Confiabilidad se recomienda que el precio de activación para las OEF sea tomado del despacho de precio del Mercado del Day Ahead. Corresponde al regulador definir el precio de activación para las OEF, así como a partir de cual de los despachos serán cumplidas la OEF.
- Para liquidar los contratos se recomienda tomar como referencia el mercado del día anterior considerando las cantidades definidas en el Despacho Factible Vinculante y como precio el MPO del despacho de precio. De otro lado, las cantidades a comprar o vender en la bolsa calculadas como la diferencia entre la cantidad contratada y la energía vinculada serían valoradas al MPO del despacho de precio del día anterior.

ANEXO 1. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Para ejecutar el DFV se requiere minimizar el precio y la cantidad ofrecida de todas las unidades de generación para satisfacer la demanda de energía y los servicios complementarios para las 24 horas del día. El problema de optimización a resolver es el siguiente:

Sean $(C_{op}(i, h); \hat{g}(i, h))$, $(\pi_{rs}^{up}(i, h); \hat{r}_s^{up}(i, h))$, $(\pi_{rs}^{dn}(i, h); \hat{r}_s^{dn}(i, h))$ y $(\pi_{rt}(i, h); \hat{r}_t(i, h))$ las cantidades y precios ofertados por los agentes habilitados en los mercados de energía y servicios complementarios, donde:

$C_{op}(i, h)$ - precio de oferta de la central i en la hora h para el mercado de energía;

$\hat{g}(i, h)$ - declaración de disponibilidad la central i en la hora h para el mercado de energía;

$\pi_{rs}^{up}(i, h)$ - precio de oferta para aumentar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\hat{r}_s^{up}(i, h)$ - oferta de disponibilidad para aumentar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\pi_{rs}^{dn}(i, h)$ - precio de oferta para bajar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\hat{r}_s^{dn}(i, h)$ - oferta de disponibilidad para bajar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$\pi_{rt}(i, h)$ - precio de oferta de la central i en la hora h para la reserva terciaria;

$\hat{r}_t(i, h)$ - oferta de disponibilidad la central i en la hora h para la reserva terciaria;

El modelo de co-optimización se formula de la siguiente forma:

FUNCIÓN OBJETIVO

$$\begin{aligned} \text{Minimize } & \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^N \left(C_{op}(i, h) \times g(i, h) + \pi_{rs}^{up}(i, h) \times r_s^{up}(i, h) + \pi_{rs}^{dn}(i, h) \right. & (1) \\ & \left. \times r_s^{dn}(i, h) + \pi_{rt}(i, h) \times rt(i, h) + Ca(i, h) \times y(i, h) + Cp(i) * w(i, h) \right) \\ & + \sum_{h=1}^H \sum_{b=1}^B C_r \times \delta(b) \end{aligned}$$

Donde:

H - horizonte del problema de co-optimización ($H = 24$);

N - número de unidades de generación (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas etc.);

B - número de barras en el sistema;

$g(i, h)$ - cantidad asignada de la central i en la hora h para el mercado de energía;

$r_s^{up}(i, h)$ - cantidad asignada para aumentar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$r_s^{dn}(i, h)$ - cantidad asignada para bajar la potencia de la central i en la hora h para la reserva secundaria;

$r_t(i, h)$ - cantidad asignada de la central i en la hora h para la reserva terciaria;

$Ca(i, h)$ - costo de arranque de la unidad i en la hora h ;

$Cp(i)$ - costo de parada de la unidad i ;

Cr - costo del racionamiento;

$y(i, h)$ - variable que indica que la unidad i fue prendida en la hora h ;

$w(i, h)$ - variable que indica que la unidad i fue apagada en la hora h ;

$\delta(b, h)$ - variable que indica el racionamiento en la barra b en la hora h ;

RESTRICCIONES GENERALES

Límite de asignación en cada mercado para la hora h :

$$g(i, h) \leq \hat{g}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (2)$$

$$r_s^{up}(i, h) \leq \hat{r}_s^{up}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (3)$$

$$r_s^{dn}(i, h) \leq \hat{r}_s^{dn}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (4)$$

$$r_t(i, h) \leq \hat{r}_t(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (5)$$

Suministro de la demanda en la hora h :

$$\sum_{i=1}^N g(i, h) + \delta(h) = De(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (6)$$

Donde:

$De(h)$ - demanda de energía a ser asignada para la hora h ;

$\delta(h)$ - costo de racionamiento del sistema para la hora h ;

Requerimiento de reserva secundaria en la hora h :

$$\sum_{i=1}^N r_s^{up}(i, h) \geq Rr_s^{up}(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^N r_s^{dn}(i, h) \geq Rr_s^{dn}(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (8)$$

Donde:

$Rr_s^{up}(h)$ - Requerimiento de reserva secundaria *up* en la hora h ;

$Rr_s^{dn}(h)$ - Requerimiento de reserva secundaria *down* en la hora h ;

Requerimiento de reserva terciaria en la hora h :

$$\sum_{i=1}^N r_t(i, h) \geq Rr_t(h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (9)$$

Donde:

$Rr_t(h)$ - Requerimiento de reserva terciaria en la hora h ;

Capacidad de las unidades de generación:

$$g(i, h) + r_s^{up}(i, h) + r_t(i, h) \leq \bar{g}(i, h) \times x(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (10)$$

Donde:

$x(i, h)$ - variable que indica que la unidad i esta despachada en la hora h . $x(i, 0)$ indica el estado (encendido o apagado) de la unidad en la hora 0;

$\bar{g}(i, h)$ - es la generación máxima de la planta i ;

Reserva terciaria:

$$r_t(i, h) \leq \bar{g}(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (11)$$

Mínimo técnico de las unidades de generación:

$$g(i, h) - r_s^{dn}(i, h) \geq \max\{\underline{g}_c(i, h), \underline{g}_f(i)\} \times x(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H, \quad i = 1, \dots, N \quad (12)$$

Donde:

$\underline{g}_c(i, h)$ - es la generación mínima operativa horaria de la planta i ,

$\underline{g}_f(i)$ - es la generación mínima física de la planta i

Accionamiento de las unidades de generación y parada de las unidades de generación: Estas restricciones corresponden a la validación de estado (encendido, apagado) y la acción de arranque y/ parada de cada generador en cada periodo horario, con el fin de evitar que en un mismo periodo horario una maquina tenga más de un estado o acción.

$$y(i, h) - w(i, h) = x(i, h) - x(i, h - 1), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (13)$$

$$y(i, h) + w(i, h) + x(i, h) + x(i, h - 1) \leq 2, \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (14)$$

$$y(i, h) + w(i, h) \leq x(i, h) + x(i, h - 1), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N \quad (15)$$

Costo de accionamiento de las unidades de generación

La formulación abajo modela diferentes costos de accionamiento, en función del estado de la planta.

$$\sum_{h'=h-TC(i)+1}^{h-DT(i)} u(i, h', h) \leq y(i, h) \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N$$

$$\sum_{h'=h+DT(i)}^{h+TC(i)-1} u(i, h, h') \leq w(i, h) \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N$$

$$Ca(i, h) = C^S(i) \cdot y(i, h) + \sum_{s=1}^{S-1} \left((c^s(i) - c^S(i)) \sum_{h'=h-T^s+1}^{h-T^s} u(i, h', h) \right), \text{ para } h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, N$$

Donde:

$DT(i)$ - Tiempo mínimo parado de la planta i

$TC(i)$ - Tiempo parado en que generador i cambia de estado para el estado frío $S(i)$

$y(i, h)$ - Variable de startup para el generador i

$w(i, h)$ - Variable de shutdown para el generador i

$u(i, h, h')$ - Es una variable binaria que es igual a 1 si la planta i hay apagado en el tiempo h y hay arrancado en el tiempo h' . En los otros casos ella es cero.

$Ca(i, h)$ - Costo de arranque de la planta i

$C^S(i)$ - Costo de arranque de la planta i en el estado s

En la formulación anterior, s es el estado de la planta y puede ser frío, tibio o caliente.

Tiempo mínimo apagado:

$$\sum_{q=h-\tau_d+1}^h y(i, h) \leq x(i, k), \quad \text{para } h = \tau_d, \dots, H; i = 1, \dots, N \quad (16)$$

Donde:

$\tau_d(i)$ - mínimo tiempo que la unidad i debe permanecer fuera de línea (horas);

Tiempo mínimo en operación:

$$\sum_{q=h-\tau_u+1}^h w(i, h) \leq 1 - x(i, k), \quad \text{para } h = \tau_w, \dots, H; i = 1, \dots, N \quad (17)$$

Donde:

$\tau_u(i)$ - mínimo tiempo que la unidad i debe permanecer en línea (horas);

Rampas de generación:

$$g(i, h) - g(i, h - 1) \leq r_F^{up}(i) \cdot y(i, h) + r_C^{up}(i)y(i, h - 1), \text{ para } h = 2, \dots, H \quad (19)$$

$$g(i, h) - g(i, h - 1) \geq -r^{dn}(i), \text{ para } h = 2, \dots, H \quad (20)$$

Donde:

$r_F^{up}(i)$ - rampa fría para aumento máximo de la potencia en la unidad térmica i ;

$r_C^{up}(i)$ - rampa caliente para aumento máximo de la potencia en la unidad térmica i ;

$r^{dn}(i)$ - rampa para reducción máximo de la potencia en la unidad térmica i ;

Generación forzada:

$$g(i, h) = \gamma(i, h), \text{ para } h = 1, \dots, H \quad (21)$$

Donde:

$\gamma(i, h)$ - generación forzada horaria para la hora h en la unidad i ;

RESTRICCIONES DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Restricción balance en los nodos del sistema de transmisión para la hora h :

$$\sum_{i \in \Psi(k)} g(i, h) - \sum_{l \in NF(k)} f(l, h) + \sum_{l \in NT(k)} f(l, h) + \delta(k, h) = De(k, h), \quad (22)$$

para $k = 1, \dots, K, h = 1, \dots, H$

Donde:

K - número de nodos del sistema de transmisión;

L - número de circuitos (líneas de transmisión, transformadores, etc.);

$\Psi(k)$ - conjunto de generadores conectados a la barra k ;

$NF(k)$ - conjunto de líneas cuyo nodo origen es la barra k ;

$NT(k)$ - conjunto de líneas cuyo nodo destino es la barra k ;

$f(l, h)$ - flujo de potencia en la hora h por el circuito l , cuyos nodos origen y destino son las $j - k$, respectivamente;

$De(k, h)$ - demanda de la barra k para la hora h ;

$\delta(k, h)$ - racionamiento en la barra k para la hora h ;

Restricción de flujo en los circuitos para la hora h :

$$f(l, h) = \gamma(l) \times (\theta(j, h) - \theta(k, h)), \text{ para } l = 1, \dots, L, h = 1, \dots, H \quad (23)$$

Donde:

$\gamma(l)$ - susceptancia del circuito l cuyos nodos origen y destino son $j - k$, respectivamente;

$\theta(k, h)$ - apertura angular de la barra k en la hora h ;

Restricción de capacidad de los circuitos para la hora h :

$$-\bar{f}(l) \leq f(l, h) \leq \bar{f}(l), \text{ para } l = 1, \dots, L, h = 1, \dots, H \quad (24)$$

Donde:

$\bar{f}(l)$ - máximo carga para el circuito l cuyos nodos origen y destino son $j - k$, respectivamente.

Restricción de suma de flujos entre áreas:

Estas restricciones representan límites máximos para la suma del flujo que sale del área 1 al área 2. Para cada restricción es necesario informar el límite, así como las dos áreas que toman parte de la restricción. La siguiente ecuación define los límites para la suma de flujos en los circuitos seleccionados:

$$\sum_{l \in L(A_1, A_2)} f(l, h) \leq \bar{L}(A_1, A_2), \quad \text{para } h = 1, \dots, H \quad (25)$$

Donde:

$\bar{L}(A_1, A_2)$ - límite superior de la suma de flujos de la restricción que sale del área 1 al área 2.

$L(A_1, A_2)$ - conjunto de líneas que unen el área 1 al área 2.

Restricción de importación/exportación de área eléctrica:

$$-I(l) \leq \sum_{l \in S(A)} f(l, h) \leq E(l), \quad \text{para } h = 1, \dots, H \quad (26)$$

$S(A)$ - conjunto de líneas que unen el área 1 a otras áreas.

$E(A)$ - límite de exportación en el área a A.

$I(A)$ - límite de importación en el área a A.

Restricción de generación mínima en área eléctrica:

$$\sum_{i \in G(A)} g(i, h) \geq \underline{G}(A, h), \quad \text{para } h = 1, \dots, H \quad (27)$$

$G(A)$ - conjunto de plantas que pertenecen al área A.

$\underline{G}(A, h)$ - generación mínima horaria del área A de plantas que pertenecen al área A.

Referencias:

- [1] PSR. “Modelo de Despacho de Corto Plazo - Manual de Metodología”, 2018.
- [2] PSR. “Modelo de Despacho de Corto Plazo - Manual del Usuario”, 2018.
- [3] K. W. Hedman, S. Member, R. P. O. Neill, and S. S. Oren, “Analyzing Valid Inequalities of the Generation Unit Commitment Problem,” *2009 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1-6, 2009.
- [4] B. Knueven, J. Ostrowski, and J.-P. Watson, “A Novel Matching Formulation for Startup Costs in Unit Commitment,” no. 1, pp. 1-22, 2017.
- [5] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, “Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 1098-1104, 2000.

ANEXO 2. CUADRO DE RESUMEN DE LIQUIDACIÓN

A continuación se presenta el cuadro que resume la liquidación a aplicar en cada uno de los casos de acuerdo a los cambios de estado que se presentan entre las distintas sesiones del mercado.

		Sesión i +1			
		Mérito	Reconciliación Negativa	Reconciliación Positiva	No despachada
Sesión i		Liquidación estándar*	Devuelve el delta de generación cuando tienen ganancias	Recibe la nueva cantidad de generación al PR de nueva sesión	Liquidación estándar*
		Liquidación estándar*	Liquidación estándar*	Liquidación estándar*	Liquidación estándar*
		Recibe la nueva generación al precio de la sesión	Devuelve la nueva generación al precio de la sesión	Recibe el delta de generación al PR de la nueva sesión	<ul style="list-style-type: none"> Caso 1: El generador es desplazado por otro: devuelve el delta de generación al precio de la nueva sesión Caso 2: El generador sufre una indisponibilidad: devuelve el delta de generación al precio de la oferta mas alta casada fuera de mérito
		Liquidación estándar*	Liquidación estándar*	Recibe el delta de generación al PR de la nueva sesión	Liquidación estándar*

*Liquidación estándar: $p_{DP}^i q_{DFV}^i + p_{DP}^{i+1} (q_{DFV}^{i+1} - q_{bFV}^i)$

ANEXO 3. ANÁLISIS DE PODER DE MERCADO

En esta sección, se investigará si con alguna configuración de número de sesiones intradiarias existe poder de mercado en nuestras simulaciones. El poder de mercado será verificado a través de un análisis del índice de oferta residual - IOR [5]. Este índice compara la oferta residual del agente y la demanda total del mercado, de modo que es posible identificar agentes que puedan fijar precios superiores a sus costos marginales.

El IOR es calculado de la siguiente manera:

$$IOR(j) = \frac{SO_j(p)}{QD}$$

Donde:

QD = Demanda total del mercado

$SO_j(p)$ = Oferta total del sistema sin incluir la oferta del agente j .

El agente tendrá poder de mercado cuando el IOR es inferior a 1, o sea, se necesita del agente para satisfacer la demanda y, por lo tanto, es fundamental en el mercado. Por lo tanto, la empresa tiene un control completo del precio de compensación del mercado y puede establecer el precio tan alto como lo permita el límite de precios:

$$\frac{SO_j(p)}{QD} < 1$$

Cuando el IOR es mayor que 1, los proveedores aparte del agente, tienen la capacidad suficiente para satisfacer la demanda del mercado, y la empresa tiene menos influencia en el precio de compensación del mercado.

Considerando esta métrica, se calcula el IOR para cada uno de los agentes del mercado. En las siguientes tablas se presenta el análisis pivotal de cada agente para diferentes casos, donde cada caso se diferencia por el número de sesiones de mercado intradiario (2 sesiones, 3 sesiones, 4 sesiones y 6 sesiones).

ANÁLISIS PIVOTAL

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

	Day-ahead	Sesion 1	Sesion 2
AG1	1.459165	1.468385	1.485897
AG2	1.40753	1.424417	1.430636
AG3	1.459165	1.468385	1.485897
AG4	1.453618	1.462839	1.480351
AG5	1.298462	1.315756	1.323433
AG6	1.311113	1.308356	1.326715
AG7	1.429883	1.435293	1.451208
AG8	1.459165	1.468385	1.485897
AG9	1.45518	1.463634	1.481125
AG10	1.459158	1.468379	1.485891
AG11	1.459165	1.468385	1.485897
AG12	1.28745	1.29238	1.315643
AG13	1.455387	1.464608	1.48212
AG14	1.459165	1.468385	1.485897
AG15	1.459165	1.468385	1.485897
AG16	1.459165	1.468385	1.485897
AG17	1.459165	1.468385	1.485897
AG18	1.459165	1.468385	1.485897
AG19	1.459165	1.468385	1.485897
AG20	1.459165	1.468385	1.485897
AG21	1.459165	1.468385	1.485897
AG22	1.459165	1.468385	1.485897
AG23	1.459165	1.468385	1.485897
AG24	1.459165	1.468385	1.485897

ANALISIS PIVOTAL

	Day-ahead	Sesion 1	Sesion 2	Sesion 3
AG1	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG2	1.40753	1.411404	1.397332	1.413324
AG3	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG4	1.453618	1.449475	1.443121	1.466032
AG5	1.298462	1.303736	1.292067	1.316634
AG6	1.311113	1.296404	1.29617	1.30402
AG7	1.429883	1.422181	1.414972	1.435401
AG8	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG9	1.45518	1.450263	1.443877	1.466052
AG10	1.459158	1.454965	1.448533	1.471444
AG11	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG12	1.28745	1.280574	1.279968	1.300751

SIMULACIÓN DE REGLAS OPERATIVAS DEFINIDAS EN LOS ESTUDIOS DE DESPACHO
VINCULANTE, MERCADO INTRADIARIO Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

AG13	1.455387	1.451228	1.444849	1.46776
AG14	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG15	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG16	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG17	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG18	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG19	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG20	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG21	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG22	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG23	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145
AG24	1.459165	1.454971	1.448539	1.47145

ANALISIS PIVOTAL

	Day-ahead	Sesion 1	Sesion 2	Sesion 3	Sesion 4
AG1	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG2	1.40753	1.324184	1.416207	1.383469	1.398331
AG3	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG4	1.453618	1.362254	1.463213	1.435239	1.449651
AG5	1.298462	1.216517	1.311814	1.292178	1.315761
AG6	1.311113	1.209188	1.317124	1.280143	1.299802
AG7	1.429883	1.334962	1.433401	1.405466	1.420764
AG8	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG9	1.45518	1.363042	1.464101	1.435699	1.450421
AG10	1.459158	1.367743	1.468702	1.440555	1.455143
AG11	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG12	1.28745	1.193354	1.29399	1.269435	1.281817
AG13	1.455387	1.364007	1.464966	1.436936	1.451405
AG14	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG15	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG16	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG17	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG18	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG19	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG20	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG21	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG22	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG23	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149
AG24	1.459165	1.36775	1.468709	1.440561	1.455149

ANALISIS PIVOTAL

	Day-ahead	Sesion 1	Sesion 2	Sesion 3	Sesion 4	Sesion 5	Sesion 6
AG1	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG2	1.421216	1.419911	1.353812	1.384127	1.355723	1.458298	1.407052
AG3	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG4	1.521713	1.484265	1.413106	1.436604	1.408111	1.498058	1.455382
AG5	1.412832	1.395879	1.327805	1.293991	1.264214	1.37538	1.321057
AG6	1.270868	1.307443	1.23151	1.279536	1.252629	1.365185	1.303577
AG7	1.418527	1.466186	1.397776	1.40611	1.380364	1.465739	1.426966
AG8	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG9	1.543228	1.498099	1.429581	1.437065	1.408657	1.499357	1.456353
AG10	1.53555	1.504237	1.435528	1.441936	1.413445	1.504141	1.460943
AG11	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG12	1.247602	1.28641	1.21545	1.271566	1.247885	1.346097	1.284754
AG13	1.543228	1.500738	1.432138	1.438307	1.409814	1.500001	1.457158
AG14	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG15	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG16	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG17	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG18	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG19	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG20	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG21	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG22	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG23	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095
AG24	1.543228	1.504243	1.435535	1.441942	1.413452	1.504149	1.46095

Como podemos ver, no hay ejercicio de poder de mercado en nuestras simulaciones, dado que el IOR de todos los agentes es superior a 1.