



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

Cambios a los aspectos comerciales del mercado de corto plazo

Versión preliminar

Entregable 3 del proyecto

Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de
energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios

Desarrollado para



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Octubre de 2018

Este documento es el tercer entregable del proyecto “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios”, desarrollado por parte de la Universidad Pontificia Comillas para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), según el contrato no. 2018-041. El objetivo de este entregable es analizar los aspectos comerciales del mercado de corto plazo colombiano que es necesario modificar para implementar la propuesta de despacho vinculante, mercados intradiarios y mecanismo de balance.

Para colocar este entregable dentro del marco más amplio del proyecto, es importante mencionar los temas que han sido y serán tratados en las otras etapas de este estudio:

- El primer entregable ha presentado una revisión detallada de los documentos elaborados hasta la fecha sobre la posible introducción, en Colombia, de un despacho vinculante y de un mercado intradiario y ha definido un cronograma para la ejecución del proyecto.*
- El segundo entregable ha analizado las experiencias internacionales sobre el diseño de los mercados cuya introducción se propone con este estudio, ha analizado la regulación colombiana y el diseño de mercado actual, ha identificado soluciones que permitan compatibilizar los nuevos elementos con la regulación actual y ha presentado unas recomendaciones preliminares para el sistema eléctrico colombiano.*
- El cuarto entregable presentará una propuesta normativa para la modificación de los aspectos técnicos de la operación del sistema y del mercado necesaria para introducir un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance.*
- El quinto y último entregable presentará un resumen de la propuesta regulatoria desarrollada en los entregables anteriores y definirá unas disposiciones transitorias que permitan migrar del esquema anterior al nuevo sin cambios abruptos en la regulación y en la operación del mercado.*

Contenidos

1. Introducción	6
1.1 <i>Resumen del diseño propuesto.....</i>	<i>6</i>
1.2 <i>Resolución CREG024-1995.....</i>	<i>7</i>
2. Balance y pérdidas	7
3. Asignación de contratos.....	9
4. Disponibilidad comercial.....	11
5. Cálculo del precio de bolsa	12
5.1 <i>Diseño actual</i>	<i>12</i>
5.2 <i>Precio marginal y comercio internacional</i>	<i>14</i>
5.3 <i>Valor adicional.....</i>	<i>15</i>
6. Cálculo de desviaciones.....	16
7. Cálculo de restricciones	17
8. Tratamiento comercial de los servicios complementarios	18
9. Aportaciones adicionales al segundo informe	20
9.1 <i>Estimación de la demanda</i>	<i>20</i>
9.2 <i>Recomendaciones específicas para las liquidaciones complejas.....</i>	<i>21</i>
10. Referencias.....	25

1. Introducción

El segundo entregable ha presentado un análisis detallado de los impactos que la introducción de un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance tendría en el sistema eléctrico colombiano y ha adelantado unas recomendaciones sobre el nuevo diseño de mercado. El objetivo de este tercer entregable es profundizar en los cambios que es necesario aportar a algunos aspectos comerciales específicos. Antes de adentrarse en estos aspectos, esta primera sección resume los elementos principales del diseño que se está proponiendo.

1.1 Resumen del diseño propuesto

El mercado de corto plazo colombiano, que hoy en día prevé sólo una casación *ex-post*, tendría que ser reformado para introducir un mercado diario que fije unos compromisos vinculantes, un mercado intradiario que permita actualizar estas posiciones comerciales y un mecanismo de balance que asigne de manera eficiente los costes ocasionados por los desvíos que se producen después del cierre del mercado. Para el mercado diario y el mercado intradiario, se toma como restricción mantener la separación actual entre la capa comercial y la capa operativa y, de esta manera, evitar introducir al mismo tiempo dos reformas de gran calado en la regulación. El mercado diario calculará un precio uniforme a través de un despacho ideal sin red y fijará las reconciliaciones comparando éste con un despacho programado con red. Los compromisos vinculantes se fijarán a partir de los despachos resultantes una vez consideradas las reconciliaciones, es decir, considerarán las restricciones de red, como ocurre en todos los mercados vinculantes de precio uniforme. El mercado intradiario estará basado en subastas discretas. Cada subasta replicará el proceso de casación y despacho del mercado diario, volviendo a despachar todo el sistema, pero cambiando el horizonte de operación y utilizando la información actualizada que se haya producido a partir del cierre de la sesión de mercado anterior.

Esta secuencia de mercados provocará cambios en las posiciones comerciales de los agentes durante el horizonte intradiario, algo común en los mercados de corto plazo de este tipo. Sin embargo, el proceso de reconciliación genera una complejidad añadida. En cada sesión del mercado, los agentes pueden encontrarse en uno de los siguientes estados: generación casada en mérito, generación despachada fuera de mérito (reconciliación positiva), generación en reconciliación negativa y generación no despachada. Entre dos sesiones de mercado, entonces, puede producirse no sólo un cambio de la posición comercial, sino también un cambio de estado. Aunque sea posible identificar una liquidación estándar, existen algunos cambios de estado que requieren liquidaciones especiales. Hay que subrayar que la actual separación entre la capa comercial y la capa operativa introduce unas ineficiencias en el mercado actual que pueden verse exacerbadas con el nuevo diseño de mercado.

La última sesión del mercado intradiario en la que se puede cambiar la posición comercial para ciertas horas representa el llamado “último *gate closure*” para esas horas. A partir de ese momento, cualquier cambio en la disponibilidad de los agentes no podrá ser absorbido por el mercado y tendrá que ser gestionado directamente por el operador del sistema. Los sobrecostes que estas

gestiones ocasionen en el tiempo real tendrán que ser asignados de manera económicamente eficiente a través del mecanismo de balance. Las liquidaciones ejecutadas en el marco de este mecanismo, tanto las que remuneren las reservas como las que valoricen los desvíos, dependerán del diseño propuesto por el proyecto sobre servicios complementarios que se está desarrollando paralelamente a este estudio.

1.2 Resolución CREG024-1995

Los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía colombiano están definidos en la Resolución CREG024-1995 y en las Resoluciones que la modifiquen. Dicha Resolución tiene la estructura que se resume en la Figura 1.

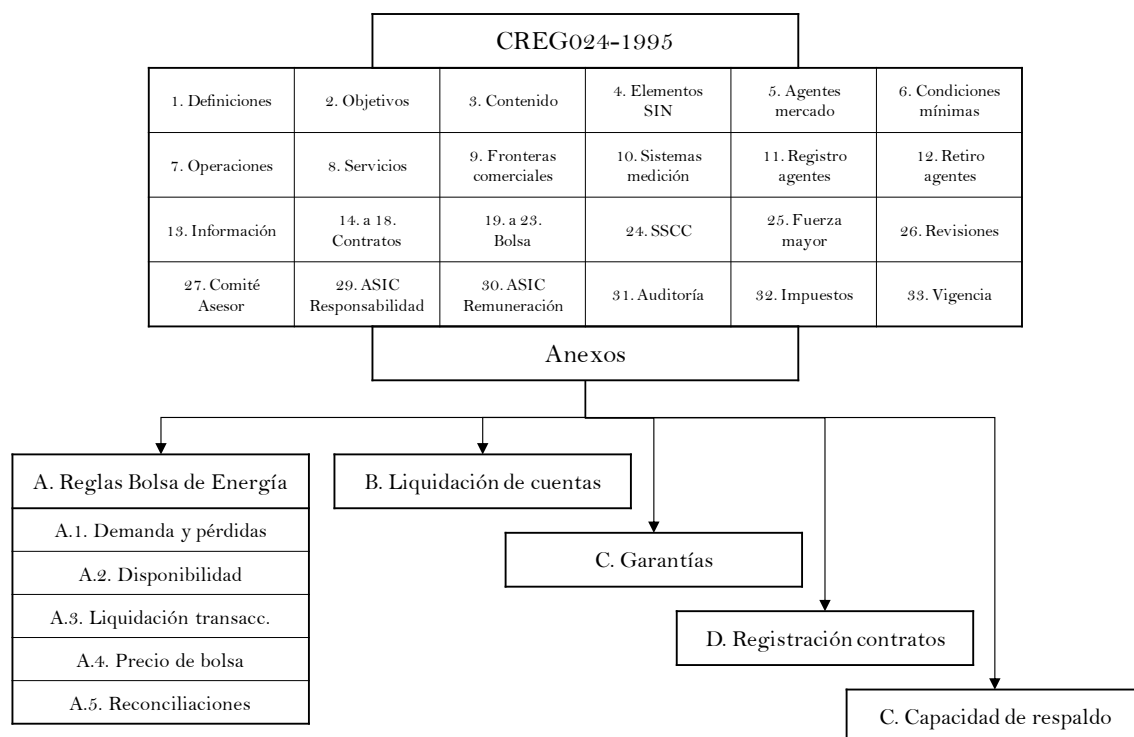


Figura 1. Esquematización de la Resolución CREG024-1995

Como se verá en el resto de este informe, los cambios más significativos se centrarán en los anexos de la Resolución, en particular el Anexo A.

2. Balance y pérdidas

En la actualidad, el balance del sistema se analiza íntimamente ligado al concepto de submercado. Un submercado es una unidad atómica de demanda cuyo consumo se calcula como la sumatoria de inyecciones en sus fronteras menos la sumatoria de los retiros de sus fronteras. Los submercados permiten definir el balance de demanda por agente dentro del sistema interconectado.

Este balance se utiliza también para la asignación de las pérdidas relativas al Sistema de Transmisión Nacional (STN), según su definición en el Anexo A-1 de la Resolución

CREG024-1995. Éstas se definen como la sumatoria de las inyecciones de energía al STN (flujos de baja a alta tensión), menos la sumatoria de los flujos que salieron del STN (flujos de alta a baja tensión). Estas pérdidas se asignan en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador, como se muestra en la Figura 2.

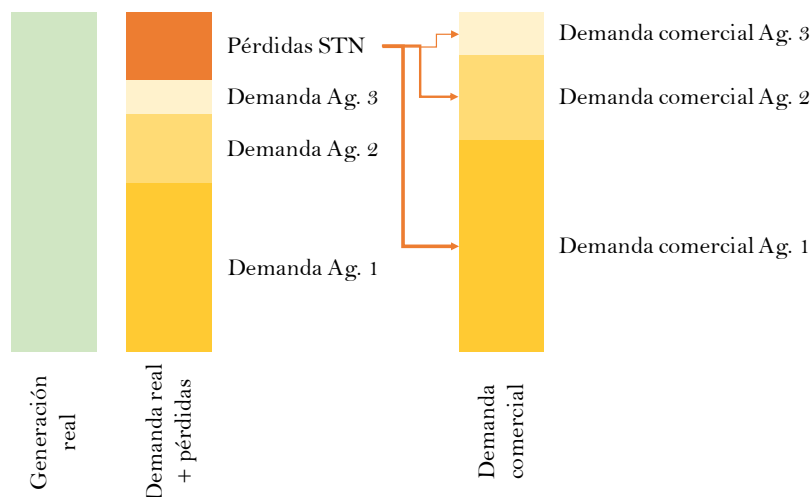


Figura 2. Asignación de las pérdidas del STN

La sumatoria de las demandas de cada comercializador más las pérdidas del STN se denomina demanda comercial. Esta demanda es la que se usa, *ex-post*, para el despacho ideal. También el despacho económico programado tiene que incluir, obviamente, las pérdidas en la red de transporte en sus cálculos y predicciones. Según la Resolución CREG025-1995, tanto la demanda como las pérdidas están sujetas a predicciones de largo, mediano y corto plazo. En particular, el despacho económico horario utiliza las pérdidas registradas en los días anteriores como estimación para las pérdidas que se registrarán en el día de operación.

El nuevo diseño de mercado no requiere modificaciones sustanciales a esta filosofía. Las pérdidas del STN se pueden seguir asignando, como en la metodología actual, proporcionalmente al consumo horario de cada comercializador. En cambio, los despachos que se ejecuten en cada sesión del mercado (tanto el despacho ideal como el despacho económico programado) tienen que considerar una estimación de demanda y de pérdidas. La metodología que en la actualidad se aplica sólo en la capa operativa y que considera las pérdidas del día anterior a la programación (dos días antes del día de operación), se puede utilizar para estimar las pérdidas con las que incrementar la demanda en todas las sesiones del mercado¹. Alternativamente se podría introducir una metodología de estimación de pérdidas más compleja, que reflejara la mayor importancia de predecir correctamente las pérdidas cuando éstas se usan para casar un mercado

¹ Si existieran en la actualidad unos procedimientos que permiten actualizar las pérdidas esperadas en el horizonte intradiario debido, por ejemplo, a un cambio en la configuración de la red, estas pérdidas actualizadas deberían ser utilizadas en las sesiones de mercado posteriores a la actualización de la información (tanto en el despacho ideal como en el despacho económico programado).

que establece compromisos vinculantes. Un estudio detallado de estas metodologías de predicción excede el alcance de este proyecto.

3. Asignación de contratos

La asignación de contratos en el nuevo esquema de mercado ya se ha tratado en el informe dos, en el cual se resaltó la importancia de este problema, siendo el mercado de contratos un pilar del sistema eléctrico colombiano a través del cual tiene lugar la mayoría de las transacciones comerciales.

La Figura 3 muestra los tipos de contratos bilaterales que existen en Colombia y el proceso actual para su asignación y liquidación (Anexos A y A-3 de la Resolución CREG024-1995). Cuando la energía contratada difiere de la energía consumida o producida en el tiempo real, como se observa en la figura, esta diferencia se liquida al precio de bolsa. Sin embargo, en la regulación actual, a la hora de liquidar los contratos, existe una diferencia entre generación y demanda. Para la demanda, se usa como referencia el consumo real más las pérdidas de referencia. En cambio, para la generación, se usa la energía casada en el despacho ideal. Ésta puede diferir de la generación real y, en ese caso, también se aplicará una reconciliación. La remuneración de un generador o de un agente de generación dependerá, entonces, de tres términos, uno relacionado con los contratos, otro con el precio de bolsa y otro con las reconciliaciones. Hay que subrayar que la asignación y liquidación de contratos se lleva a cabo por agente de mercado y puede, entonces, involucrar diferentes recursos de generación de una misma empresa, mientras que las reconciliaciones se aplican planta por planta.

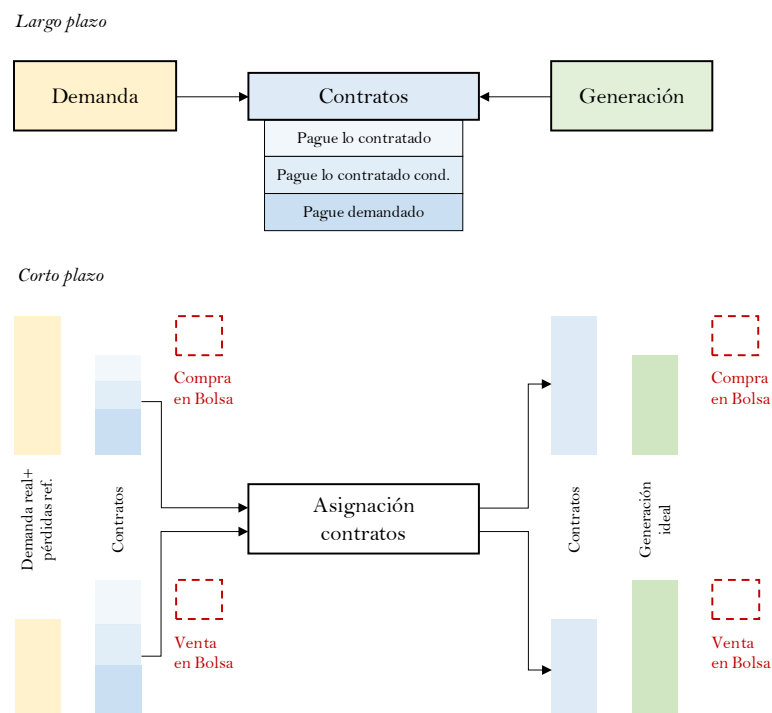


Figura 3. Liquidación de los contratos bilaterales en el diseño actual del mercado

Si se introduce un despacho vinculante, un mercado intradiario y un mecanismo de balance, los contratos bilaterales tendrán que especificar un mercado de referencia, cuya casación se considerará para su liquidación. Esta decisión se puede dejar en manos de los agentes que firman el contrato o puede ser tomada por el regulador y aplicada a todos los contratos. A fines de liquidación, en el diseño de referencia que se está planteando, no hay elementos que lleven a preferir un mercado de referencia con respecto a otro.

La Figura 4 muestra cuál sería el funcionamiento general de un esquema de liquidación con una secuencia de mercados. Una vez fijado el mercado de referencia, el proceso de liquidación sería simétrico para generación y demanda (por simplicidad, se omite en la gráfica el proceso de asignación). La energía contratada se compararía con la generación o la demanda casada en el mercado de referencia; la diferencia se liquidaría al precio de este mercado. Cualquier cambio al compromiso vinculante adquirido en el mercado de referencia se liquidaría luego al precio de la sesión de mercado en que se produzca ese cambio, sin que esto afecte a la liquidación del contrato.

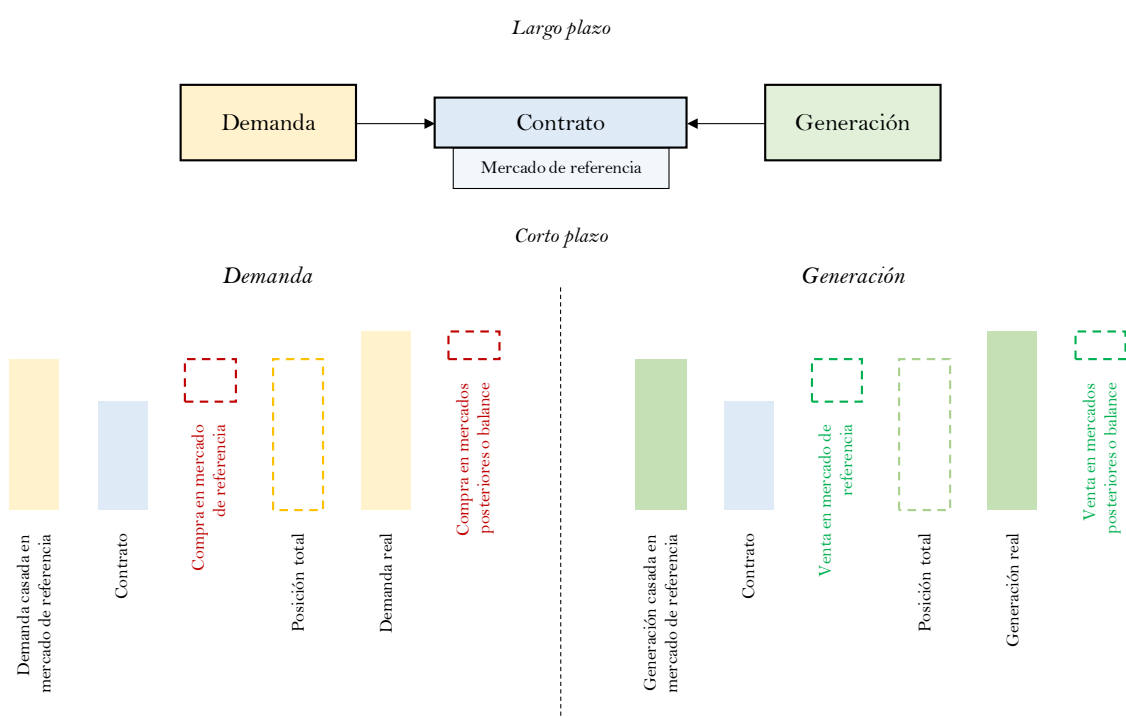


Figura 4. Liquidación de los contratos bilaterales en el diseño de referencia del mercado

Para evitar posibles ineficiencias en la aplicación de las reconciliaciones, otro cambio regulatorio que podría llevarse a cabo en la liquidación de los contratos concierne el despacho que se considera para dicha liquidación. Cualquiera que sea el mercado de referencia del contrato, éste se compondrá de un despacho ideal y de un despacho programado con red. En vez de usar la casación ideal para liquidar los contratos, se podría considerar directamente la posición

comercial vinculante fijada a partir de las reconciliaciones². La remuneración de cada recurso de generación se obtendría, entonces, sumando dos términos: i) el precio del contrato por la energía contratada y ii) el precio de bolsa multiplicado por la diferencia entre la generación real y la energía contratada. Si esta última diferencia fuera positiva (el generador produce más energía que la comprometida en contratos), se podría considerar la posibilidad de liquidarla al precio del segmento del mercado en el que ha resultado casado el recurso (el precio de bolsa o el precio de la reconciliación positiva). Esta formulación permitiría valorizar la generación fuera de mérito que sobrepasara la generación contratada³ del agente que la produce al precio ofertado y no al precio de bolsa, dando la señal correcta.

Sin embargo, si la liquidación de los contratos de largo plazo siguiera siendo por agente de mercado, una ulterior simplificación podría llevarse a cabo y la liquidación consistiría simplemente en una comparación entre la cantidad contratada por cada agente y la sumatoria de las posiciones comerciales de los recursos controlados por dicho agente, valorizándose la diferencia al precio de bolsa.

4. Disponibilidad comercial

La disponibilidad comercial de los agentes generadores se define a partir de su disponibilidad programada y de su disponibilidad real (Anexo A-2 de la Resolución CREG024-1995) y se utiliza en el despacho ideal para que éste calcule cuánto ese agente habría podido producir si no hubiesen existido restricciones de red. Esta filosofía tiene implicaciones tanto en la liquidación de los contratos como en la del cargo por confiabilidad, cuya prima depende directamente de la disponibilidad comercial.

El nuevo diseño de mercado cambia por completo esta filosofía y hace innecesario el cálculo de la disponibilidad comercial para la liquidación de los mercados de corto plazo. La disponibilidad pasa a ser un elemento de la oferta de precio y cantidad. Ambos elementos tienen que ser declarados en cada sesión y pueden ser actualizados en la sesión sucesiva. Un cambio de disponibilidad no requiere, en este caso, justificación, aunque, como en todos los mercados, estaría sujeto a monitoreo para evitar actuaciones estratégicas ilícitas por parte de los agentes.

Por lo que concierne el cargo por confiabilidad, en el segundo informe se expuso la necesidad de especificar un mercado de referencia para la liquidación de las obligaciones de energía firme. La liquidación del cargo por confiabilidad podría sustituir la disponibilidad comercial con la disponibilidad declarada por cada agente para la casación del mercado de referencia. Este diseño

² El resultado, a fines prácticos, es el mismo que se obtiene con la liquidación actual, que considera la generación ideal, porque la consideración de las reconciliaciones conlleva a que el resultado agregado sea la posición comercial del agente.

³ Hay que subrayar que esta situación hipotética podría no registrarse en la realidad, porque, según las conversaciones mantenidas con expertos del sector, la mayoría de los recursos casados fuera de mérito carece de contratos de largo plazo.

estaría alineado, por ejemplo, con las opciones de confiabilidad que se están introduciendo en Irlanda y en Italia; en estos mecanismos, los proveedores de confiabilidad están obligados a ofertar su compromiso en los mercados de referencia y la liquidación de la opción se centra en la cantidad de capacidad declarada en dichas ofertas.

5. Cálculo del precio de bolsa

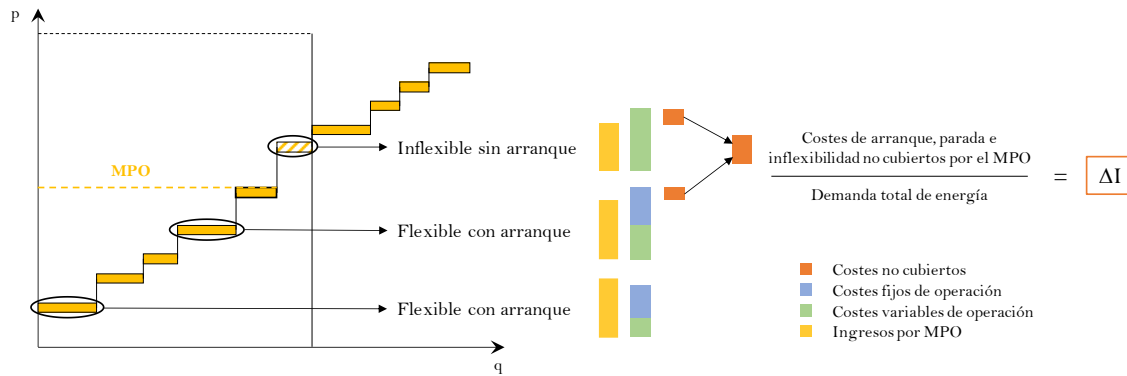
El precio de bolsa, cuya función de cálculo se fijó en la Resolución CREG024-1995 (Anexo A-4), ha sido objeto de numerosas modificaciones y matizaciones desde la liberalización. Esta sección describe el diseño actual antes de adentrarse en las problemáticas que introduce el nuevo diseño.

5.1 Diseño actual

El precio de bolsa se calcula a través del despacho ideal. Éste es un despacho *ex-post* de precio uniforme que no considera las restricciones de red y otros criterios de confiabilidad y se calcula considerando la demanda, las pérdidas y la disponibilidad de los generadores que se han registrado en el sistema, además de las ofertas de precio (y los precios de arranque y parada) y unas condiciones iniciales de arranque de las plantas. El despacho ideal minimiza el coste de suministrar la demanda considerando tanto el coste de la energía como los costes de arranque y parada. Una vez definido el parque generador despachado en cada hora, siguiendo la teoría marginalista, la base del precio de bolsa se define a través del llamado Máximo Precio de Oferta (MPO) que es el precio ofertado por la última planta que sea flexible, es decir, capaz de incrementar su producción. De esta manera, si la última planta despachada presenta una inflexibilidad, ésta no marcará el precio de bolsa.

Sin embargo, el máximo precio ofertado puede no ser suficiente para remunerar la totalidad de los costes de operación de todos los recursos despachados. Los recursos inflexibles despachados por encima del MPO, por ejemplo, tendrán una parte de sus costes variables no cubiertos. Además, algunos recursos cuyo despacho prevea un arranque y parada podrían no poder cubrir este coste fijo de operación a través de las rentas infra-marginales (originadas por la diferencia entre el MPO y su precio de oferta). Para garantizar la recuperación de estos costes de operación, se calcula el valor adicional ΔI , definido como la totalidad de los costes no cubiertos por el MPO durante el día divididos por la demanda de ese día (Figura 5⁴).

⁴ La Figura 5 y la Figura 6 presentan una esquematización teórica y no consideran la existencia de diferentes despachos con diferentes demandas (nacional e internacional) para el cálculo de precios que se aplican a los intercambios transfronterizo. Estos aspectos se analizan más adelante en esta sección.


 Figura 5. Casación del despacho ideal y cálculo del valor adicional (ΔI)

El valor adicional, igual en todas las horas del día, se adiciona al MPO horario para calcular el precio de bolsa horario. El precio de bolsa es el precio pagado por la demanda. Por el lado de la generación, existen liquidaciones más complejas, pero el resultado agregado de estas liquidaciones es que todos los generadores despachados reciben una remuneración igual al MPO horario por la energía producida en esa hora; además, los generadores que tengan costes de operación no cubiertos por la remuneración ligada al MPO, reciben una remuneración adicional que les garantiza la recuperación de costes (Figura 6).

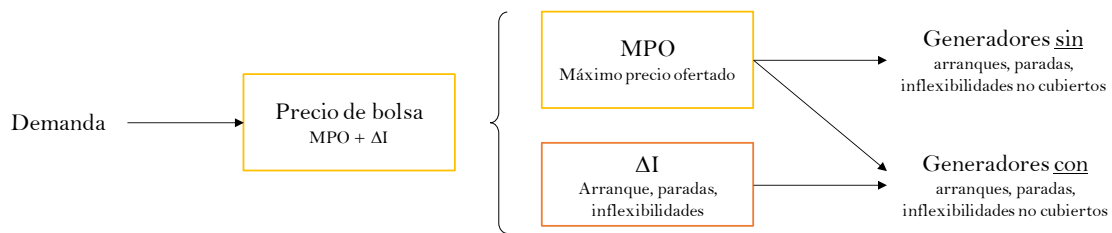


Figura 6. Cálculo del precio de bolsa y liquidaciones simplificadas para los generadores

Las esquematizaciones propuestas hasta este punto representan simplificaciones teóricas, porque el despacho ideal considera en realidad diferentes demandas, a través de las cuales define diferentes precios de bolsa, que representan el comercio transfronterizo con los países vecinos. Colombia intercambia electricidad con diferentes sistemas eléctrico; se define entonces una demanda total doméstica, una demanda internacional de despacho económico coordinado (que produce las llamadas TIE, o transacciones internacionales de electricidad, principalmente con Ecuador) y una demanda no doméstica (para el comercio con Venezuela). La Figura 7 muestra la formación de los diferentes precios de bolsa⁵. Las diferentes demandas definen tres diferentes MPO horarios. Sin embargo, sólo se calculan dos valores adicionales, uno para la demanda nacional y uno para la demanda internacional. Los precios de bolsa se obtienen sumando estos valores.

⁵ La figura representa una situación en la que Colombia exporta tanto a Ecuador como a Venezuela.

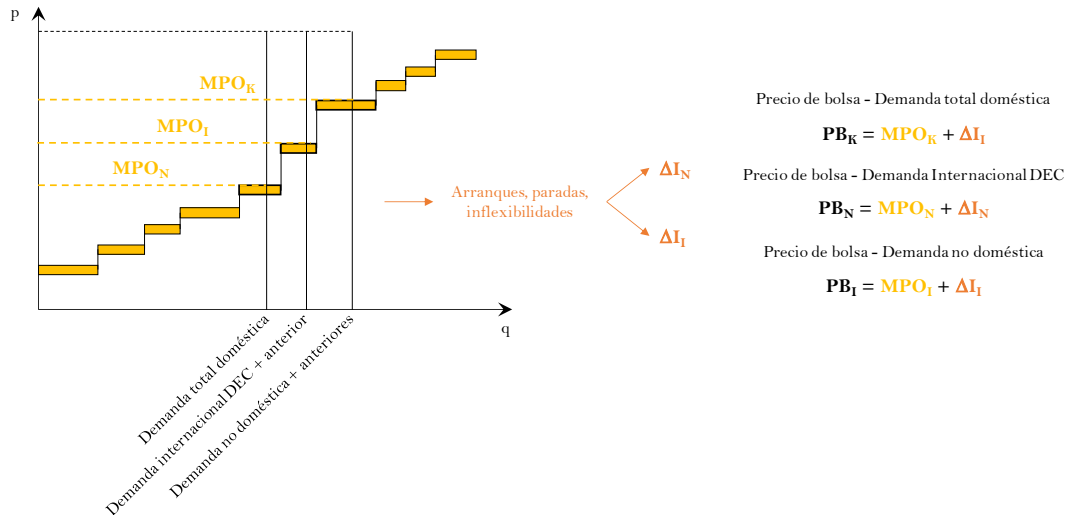


Figura 7. Formación de los precios de bolsa nacional e internacionales

Aunque la filosofía de cálculo de precio presentada arriba no requiere cambios sustanciales en el nuevo diseño de mercado, existen algunos aspectos que hay que estudiar en detalle y que se analizan en las siguientes secciones.

5.2 Precio marginal y comercio internacional

La definición del máximo precio ofertado horario puede seguir el mismo procedimiento actual. Como se ha resumido en la sección 1, en el nuevo diseño de mercado, el despacho ideal es movido al día anterior a la operación y considerará la disponibilidad declarada por cada agente, su oferta de precio y las mismas estimaciones de demanda y pérdidas que el actual despacho económico programado. Cada sesión del mercado intradiario, además, incluirá un nuevo despacho ideal, basado en la información actualizada sobre disponibilidad y oferta de precio de los agentes. Los MPO horarios, entonces, se recalcularán en el horizonte intradiario y definirán unos precios de bolsa que serán las bases para las liquidaciones de la secuencia de mercados.

El aspecto que puede resultar más complejo en la definición del MPO es el tratamiento de los comercios internacionales. En la actualidad, los comercios con Ecuador están basados en una coordinación con las instituciones y los operadores del país vecino, que, aunque con limitaciones, permite modificar los intercambios en el horizonte intradiario. El comercio con Venezuela, en cambio, tiene lugar a través de un agente colombiano que representa el país vecino en el mercado eléctrico de Colombia. Hoy en día, estos intercambios, como todos los que tienen lugar en la bolsa de energía, no prevén compromisos vinculantes en el día antes.

El nuevo diseño de mercado, en cambio, fija unos compromisos vinculantes en el mercado diario. Cambiar estos compromisos tiene un precio, que puede ser positivo o negativo según las circunstancias. La regulación tendrá entonces que establecer si estos compromisos vinculantes se aplicarán también los intercambios transfronterizos. Sin embargo, esta es una decisión con muchas implicaciones políticas.

El mayor grado de eficiencia se obtendría equiparando los intercambios transfronterizos con los intercambios nacionales. De esta manera, el despacho vinculante fijará unas transacciones económicas internacionales que el sistema colombiano tendrá que honrar o modificar en las sesiones posteriores del mercado, estando sujetas a las relativas liquidaciones. Este diseño garantiza que las interconexiones con los países vecinos se utilicen siempre de una manera económicamente eficiente (la energía fluye del sistema de precio mayor al sistema de precio menor).

Otra alternativa sería excluir los intercambios transfronterizos del otorgamiento de compromisos vinculantes. El mercado diario definiría una primera estimación del que será el comercio internacional (importaciones/exportaciones), los mercados intradiarios permitirían actualizar esta información, pero la posición comercial se definiría, como en la actualidad, sólo *ex-post*, a través del último despacho ideal (o de un despacho ideal dedicado a este objetivo). De esta manera, el intercambio transfronterizo seguiría siendo eficiente, pero se valorizaría al precio del tiempo real, independientemente de la sesión de mercado en la que había sido casada la oferta correspondiente.

Finalmente, hay que subrayar que, si el mercado funciona de forma eficiente y si se considera una ventana de tiempo suficientemente amplia, no deberían aparecer diferencias significativas y ni tendencias evidentes entre los precios calculados con diferentes horizontes de tiempo. El precio del mercado diario es una estimación del precio del tiempo real; puede haber diferencias positivas o negativas según la estimación y según las condiciones en el sistema, pero el valor medio de estas diferencias debería ser cero. Este razonamiento respaldaría un diseño de mercado que equipare totalmente los intercambios transfronterizos con los intercambios nacionales.

5.3 Valor adicional

Un diseño de mercado con una sesión vinculante en el horizonte del día antes y una o varias sesiones intradiarias también vinculantes, obligan además a introducir modificaciones en los siguientes conceptos que se han introducido antes:

- Los costes (por planta) no cubiertos en el mercado por concepto de arranque y parada.
- Los costes (por planta) no cubiertos en el mercado por concepto de generación inflexible.
- El valor adicional, que se corresponde con el valor que ha de pagar la demanda (por MWh) para recuperar los dos costos anteriores.

En adelante nos referiremos a los dos primeros conceptos como los costes de operación no cubiertos en el mercado.

En un diseño con varias sesiones vinculantes, existen dos alternativas para calcular cada uno de los conceptos anteriores:

- La primera alternativa consiste en calcular los costes no cubiertos en el mercado y el valor adicional por sesión del mercado. Estos valores calculados por sesión y por unidad de generación, serían vinculantes igual que los compromisos de venta de energía. De este modo, existiría un valor adicional diferente en cada sesión del mercado. Esta

alternativa representa la solución óptima ideal de libro de texto, porque logra asignar de forma eficiente el coste asociado al arranque-parada y a las inflexibilidades en las sesiones donde estos se programan. Sin embargo, hasta donde los consultores saben, es una opción que no se ha implementado en la experiencia internacional. Una de las razones principales detrás de esta falta de implementación, es que no se suele aceptar que una central ingrese su coste de arranque-parada si finalmente resulta que en el despacho real no necesitó arrancarla.

- La segunda alternativa es calcular los costes no cubiertos y el valor adicional sólo con respecto a la producción resultante en el último despacho. Esto es, una vez se han celebrado todas las sesiones, y considerando el último despacho resultante (el resultante de la última sesión), se procede al cálculo de los costes no cubiertos para aquellas centrales que no logran recuperar los costos de arranque-parada o de inflexibilidad con los ingresos percibidos en las sucesivas sesiones del mercado. En este caso el valor adicional será el mismo para todas las sesiones del mercado. Nótese que dado que el valor adicional no se puede calcular hasta que se conoce el despacho final, el precio de la energía que paga la demanda no queda totalmente determinado hasta que se conoce el despacho final (en todo caso, el peso de la componente adicional es pequeño en proporción del precio de la energía, que sí que queda fijado en cada sesión).

6. Cálculo de desviaciones

Las desviaciones, según su definición en el Anexo A-5 de la Resolución CREG024-1995, se definen a partir del despacho económico programado. Aunque, como ya se ha mencionado, este despacho no produzca compromisos comerciales vinculantes, sí produce compromisos operativos, que pueden ser modificados por parte de los agentes sólo en ciertas condiciones, definidas como causas de redespacho y analizadas en el segundo informe. Si el compromiso operativo no se modifica en ningún redespacho hasta el tiempo real, la unidad o la planta tendrá que producir la cantidad comprometida; si no lo hace y la generación real está fuera de la banda del 5% de su generación programada, incurre en una desviación. Esta última está sujeta a penalizaciones que dependen del precio de bolsa y del precio de oferta de la planta. Las razones por las cuales un recurso puede incurrir en una desviación es un cambio de disponibilidad que no es considerado en la regulación actual como causa de redespacho o un aviso de un cambio de disponibilidad que sí es considerado como causa de redespacho, pero que es comunicado con menos de una hora y media de antelación.

En el nuevo diseño de mercado, será necesario volver a definir el concepto de desviación. En cada sesión de la secuencia de mercados que se introduce en el corto plazo, un agente puede modificar su disponibilidad y su oferta de precio. Como se ha adelantado en la sección 4, estos cambios de disponibilidad no necesitarían justificación, aunque deberían estar sujetos a monitoreo para identificar posibles conductas ilícitas por parte de los agentes. La desviación, en este contexto, pasa a ser un cambio en la posición comercial de cada agente. Al haber un mecanismo de mercado que permite valorizar este cambio de posición comercial, considerando

el coste (positivo o negativo) que éste provoca en el sistema, no hace falta un esquema de penalizaciones⁶.

En cambio, cualquier cambio de disponibilidad posterior al cierre de la última sesión de mercado y que resultara en una imposibilidad por parte del agente a respetar su compromiso comercial y operativo generaría una desviación verdadera. Sin embargo, también en este caso, el mecanismo de balance permitiría valorizar el coste que esta desviación ocasiona en el sistema, sin necesidad de recurrir a penalizaciones externas al mercado. El nuevo mercado de servicios complementarios, que se está diseñando paralelamente a la ejecución de este proyecto, proporcionará una metodología para el cálculo de un precio de los desvíos que se aplicaría a estas desviaciones (ver también la sección 8).

7. Cálculo de restricciones

En la regulación actual, la función de reconciliación (Anexo A-5 de la Resolución CREG024-1995) permite reconciliar los resultados del despacho ideal, que se calcula sin tener en cuenta las restricciones y se usa para la liquidación de los contratos, y del despacho real, que considera las restricciones que han tenido lugar en el sistema. Como se ha resumido en el segundo informe, si la generación real es mayor que la generación ideal, habrá una reconciliación positiva, mientras que, si la generación real es menor que la generación ideal, habrá una reconciliación negativa.

Al no eliminarse la separación entre la capa comercial y la capa operativa del sistema eléctrico colombiano, también en el nuevo diseño será necesario llevar a cabo reconciliaciones. La diferencia principal con el diseño actual reside en la necesidad de ejecutar más de un proceso de reconciliación. Si, en la actualidad, las reconciliaciones se calculan sólo una vez, *ex-post*, en el nuevo diseño se tendrán que llevar a cabo en cada sesión del mercado (compuesta por un despacho ideal, en la capa comercial, y un despacho programado, en la capa operativa, como en la Figura 8, ya utilizada en el informe dos).

⁶ Por la misma razón, se pueden eliminar las restricciones actuales a los cambios de disponibilidad de los agentes.

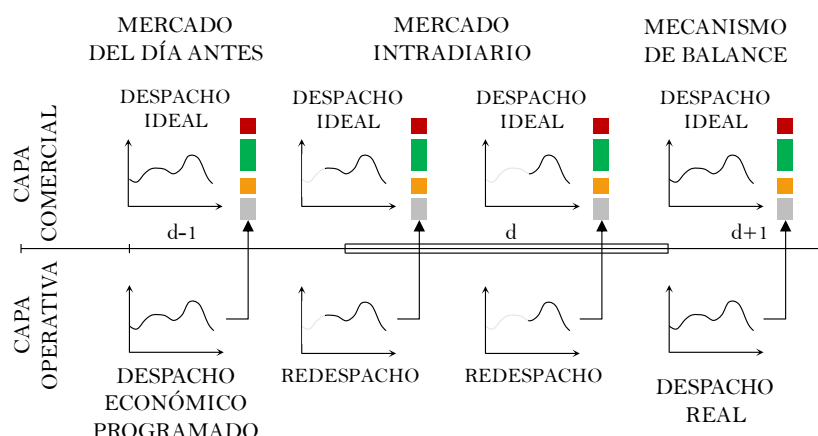


Figura 8. Esquematación del diseño de referencia para el nuevo mercado colombiano

Al haber diferentes reconciliaciones, se genera la posibilidad de que haya cambios de estado de las ofertas; por ejemplo, una oferta que había sido casada en mérito (verde en la Figura 8) puede pasar, en la sesión siguiente, a ser casada fuera de mérito (naranja en la Figura 8). Esto da lugar a unas liquidaciones complejas entre sesiones de mercado que han sido objeto de discusión en el segundo informe y que serán objeto de ulteriores consideraciones en la sección 9.2 del presente informe.

8. Tratamiento comercial de los servicios complementarios

Paralelamente a este proyecto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha contratado también otro estudio, según los términos de referencia TDR-003-2018, titulado “*Consultoría para el análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN)*”. El objetivo de este proyecto es avanzar propuestas de modificación de la regulación colombiana sobre servicios complementarios (o SSCC) preparando la misma para la elevada penetración renovable que se espera en la próxima década. Más específicamente, el proyecto tendrá que definir los servicios complementarios que se necesitarán en el futuro y proponer una metodología para su adquisición y para la asignación de sus costes.

Los consultores han tenido acceso a la versión preliminar del informe tres del proyecto sobre servicios complementarios. Aunque en este informe no se avance una propuesta definitiva, el documento presenta las alternativas que están analizando. Por lo que concierne a los servicios de balance, las alternativas se centran en el mecanismo de adquisición y analizan ventajas y desventajas de dos enfoques contrapuestos: co-optimización de energía y reservas y adquisición secuencial de las mismas. Estas alternativas y los solapes y necesidades de coordinación con este proyecto se describen a continuación:

- Co-optimización de energía y reservas; con esta metodología, los servicios de balance se adquieren conjuntamente a la energía, añadiendo una restricción relativa a la demanda de reservas en el algoritmo de casación del mercado, cuya variable dual será el precio reconocido para la prestación de este servicio. Este diseño es compatible con la secuencia de mercados propuesta en este proyecto. Al añadir una restricción de reservas en el mercado diario (tanto

en el despacho ideal como en el despacho económico programado), el mismo algoritmo de optimización identificaría a los recursos que generarían energía y a los que proporcionarían reservas, así como la remuneración para los dos productos⁷. Un elemento que no ha sido discutido por el informe tres del proyecto sobre SSCC es si los compromisos relativos a la provisión de las reservas pueden ser redefinidos en el horizonte intradiario o no. En caso afirmativo, las mismas restricciones de reserva se incluirían en las casaciones del mercado intradiario y se liquidarían las diferencias entre las posiciones comerciales resultantes.

- Adquisición secuencial de energía y reservas; con esta metodología, la compra de energía y de reservas se separa. Estas últimas se adquirirían a través de un mercado específico, cuyo cronograma debería estar coordinado con el cronograma del mercado de energía. Sin embargo, con este diseño, el solape con el proyecto presentado en este informe es claramente menor.

Las alternativas propuestas en el informe tres del proyecto sobre SSCC están clasificadas según el mecanismo de adquisición. Sin embargo, el ámbito en el que los dos proyectos podrían tener un mayor solape es la asignación de costes. El mecanismo de adquisición determina quién proporciona los servicios complementarios y cómo se le remunera. En cambio, la metodología de asignación de costes determina quién paga por los servicios complementarios y en qué medida. En este contexto, hay que dividir claramente entre reserva de capacidad y activación de energía (disponibilidad y utilización, según la terminología utilizada en el informe tres del proyecto sobre SSCC).

La reserva de capacidad, cuyo coste total se define a través del mecanismo de adquisición, se puede socializar entre los consumidores o se puede asignar a través de metodologías más complejas basadas en el principio de causalidad. Sin embargo, esta asignación es completamente independiente del mercado de corto plazo y puede estar más relacionada con la metodología de cálculo del requerimiento de reservas llevada a cabo por el operador del sistema⁸.

En cambio, se observa un solape mayor con el diseño propuesto en este proyecto cuando se analiza la metodología de asignación del coste de la activación de energía. Cuando se activa una reserva en el tiempo real para cubrir una contingencia en el sistema, además del coste ocasionado por la reserva de capacidad, habrá que recaudar y asignar también el coste de la energía entregada por ese recurso. La manera más eficiente de asignar estos gastos es considerar el coste

⁷ La versión preliminar del informe tres del proyecto sobre servicios complementarios también recomienda pasar de un mecanismo de precio uniforme a uno de precios nodales o zonales (un tema que excede claramente el alcance de dicho proyecto, según los TDR-003-2018). Sin embargo, no es indispensable introducir precios nodales para aplicar una co-optimización de energía y reserva. De hecho, en los sistemas en los que se co-optimiza la adquisición de estos dos productos, la demanda de reserva se define por macrozonas, aunque la demanda de energía se introduzca en el algoritmo con granularidad nodal.

⁸ Para un análisis detallado sobre esta posibilidad, ver también el informe “Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile” elaborado para las Generadoras de Chile por el consorcio Synex-IIT-Mercados Energéticos en 2018.

marginal de la energía activada⁹ y utilizarlo para definir un precio de desbalance que tendrán que pagar todos los agentes que tengan un desvío. Como ya se ha mencionado en la sección 6, los desvíos se podrían calcular como la diferencia entre la posición comercial global de un agente, fijada en los mercados diario e intradiario, y la generación (o demanda) en el tiempo real. Todas estas operaciones y liquidaciones se podrían llevar a cabo mediante el mecanismo de balance, que, en el contexto colombiano, consistiría en calcular una vez más los despachos, esta vez considerando la información disponible en el tiempo real.

En lo que concierne la adquisición y asignación de costes de los SSCC relativos al control de tensión y a la recuperación del servicio, no se aprecian solapes significativos con este proyecto ni particulares necesidades de coordinación.

9. Aportaciones adicionales al segundo informe

9.1 Estimación de la demanda

En el segundo informe se ha analizado cómo podría participar la demanda en el nuevo mercado colombiano, basándose en el diseño propuesto por este proyecto. La discusión presentada en el informe dos consideraba una participación explícita de la demanda, a través de ofertas de cantidad y de precio en los mercados de corto plazo.

Sin embargo, en este informe en el que se ha mencionado el tema de los balances, es importante subrayar que también existe la posibilidad de una participación “pasiva” de la demanda, a través de la predicción de los consumos. Actualmente, es el operador del sistema quien estima la demanda con cadencia semanal y la comunica a las empresas, las cuales pueden simplemente comentar o proponer modificaciones a esta predicción. La predicción de demanda final se utiliza como dato de entrada en el despacho económico programado. Sin embargo, al no producir este despacho ningún compromiso vinculante desde el punto de vista comercial, no hay repercusiones económicas y las transacciones de bolsa se definen según la demanda real registrada en el día de la operación.

Al introducir un despacho vinculante y un mercado intradiario, se genera también la necesidad de asignar la responsabilidad de la predicción (algo similar a lo que ocurre con las plantas no despachadas centralmente, como se ha discutido en el informe dos). La estimación de demanda utilizada en el mercado diario genera unos compromisos comerciales. Si la demanda real registrada presenta una desviación con respecto a la demanda estimada y esta desviación genera un coste, éste tendrá que ser asignado al responsable de la predicción. La presencia de sesiones de mercado intradiarias permite actualizar la predicción de demanda y reducir el error final, pero, aunque el coste generado pueda ser menor, también hace falta asignarlo.

⁹ Se menciona este dato como mera aportación académica; la definición de un precio de desbalance es un tema que se tratará en el proyecto sobre SSCC y se considerará como dato de entrada en este proyecto.

Si, como en la actualidad, la predicción de la demanda la lleva a cabo el operador del sistema, los costes ocasionados por los posibles errores de estimación serán responsabilidad del mismo operador. Sin embargo, en su ejercicio de predicción, el operador representa el conjunto de los consumidores, quienes tendrán que pagar el sobre coste. Esta recaudación se puede llevar a cabo a través de un simple cargo estampilla, con el cual se socializa el coste ocasionado, o a través de metodologías más complejas.

Alternativamente, la responsabilidad de predicción se podría asignar a los mismos comercializadores, quienes deberían comunicar al operador la demanda esperada, actualizar esta predicción en el horizonte intradiario y pagar el posible sobre coste por el error en la estimación (tanto si éste se produce en el mercado intradiario, como si se produce en el mecanismo de balance). Este esquema es claramente más eficiente, porque asigna el coste generado según el principio de causalidad e incentiva a las empresas a mejorar sus técnicas de predicción. Sin embargo, podría afectar de manera diferente a las comercializadoras dependiendo de las características de la demanda que suministran. Como se verá cuando se analicen las disposiciones transitorias, es posible definir esquemas de participación diferentes para comercializadores que representen demanda regulada y no regulada.

9.2 Recomendaciones específicas para las liquidaciones complejas

Como se ha discutido ampliamente en el informe dos y como se ha resumido en la sección 7 de este informe, la secuencia de mercados prevista por el diseño de referencia implica la necesidad de repetir el proceso de reconciliación a lo largo del horizonte intradiario, con el fin de establecer unos compromisos vinculantes que consideren las restricciones de red. Esta repetición puede generar cambios de estado y liquidaciones complejas. En el informe dos, se han propuesto diferentes alternativas para estas liquidaciones complejas. Sin embargo, debido a la necesidad de discutir estas alternativas con la CREG, en el informe dos no se ha podido avanzar ninguna recomendación concreta. El objetivo de esta subsección es establecer un sistema coherente de liquidaciones para todos los posibles cambios de estado. Antes de empezar con esta discusión, es conveniente recordar la combinación de colores utilizada en el informe dos para los cambios de estado (verde, generación casada en mérito; rojo, generación en reconciliación negativa; naranja, generación fuera de mérito; gris, generación no despachada) y la definición de la liquidación estándar (Figura 9).

$$\text{Liquidación estándar} = p'_m q'_r + p''_m (q''_r - q'_r)$$

Figura 9. Definición de la liquidación estándar

En la fórmula, la cantidad casada es siempre la del despacho económico programado (los compromisos vinculantes consideran las restricciones de red), mientras que el precio depende del segmento de mercado en el que ha sido casada la oferta: el precio de bolsa para la generación en mérito y el precio de oferta para la generación en reconciliación positiva. La liquidación estándar se puede aplicar a la mayoría de los cambios de estado. Así si un recurso resulta casado en mérito en la primera sesión de mercado y no es despachado en la segunda, venderá al precio de bolsa de la primera sesión y tendrá que comprar al precio de bolsa de la segunda. Sin embargo,

existen unos cambios de estado en los cuales la aplicación de la liquidación estándar no proporcionaría una señal eficiente o, directamente, no es posible y se requieren liquidaciones más complejas. Estos cambios de estado se analizan a continuación.

Cambios de segmento de mercado

En la casuística avanzada que se ha presentado en el informe dos, se observan cambios de estado en los que un recurso es casado tanto en la primera como en la segunda sesión, pero cambiando de segmento de mercado, pasando de generación en mérito a generación fuera de mérito o viceversa. En ambos casos, la generación casada en el despacho económico programado no cambia entre las dos sesiones de mercado, pero puede que el precio sea diferente (sobre todo si se considera la posibilidad de que los recursos actualicen sus ofertas de precio).

En ambos casos, se recomienda seguir aplicando la liquidación estándar. Al no cambiar la cantidad casada en el despacho económico programado, este enfoque mantiene el compromiso de la primera sesión en la que esa cantidad ha sido casada, sin diferenciar entre generación en mérito y fuera de mérito. El mismo razonamiento se puede aplicar cuando un recurso sigue siendo casado fuera de mérito en ambas sesiones. Se podría argumentar que, si el recurso se ve obligado, en el horizonte intradiario, a incrementar su oferta de precio y, aun así, vuelve a ser casado fuera de mérito, habría que reconocerle el nuevo precio. Sin embargo, si el recurso se ha comprometido, en la primera sesión, a entregar generación fuera de mérito a cierto precio, lo correcto es que el sistema le pida cumplir con ese compromiso. También en ese caso, se recomienda, entonces, la aplicación de la liquidación estándar y el mantenimiento del compromiso previo.

Activación de restricciones o desplazamientos en el horizonte intradiario

Un posible cambio de estado en el horizonte intradiario que puede tener una liquidación controvertida es el cambio de generación casada en mérito a generación en reconciliación negativa. El informe dos ha discutido ampliamente este cambio de estado, que puede ocurrir no solamente por la activación de una nueva restricción técnica en el horizonte intradiario, sino también por la presencia de generación casada en mérito, pero ubicada en un nudo con capacidad de transporte limitada para evacuar su energía hacia el sistema, que fuera desplazada, en el horizonte intradiario, por una central más barata.

En ambos casos, la aplicación de la liquidación estándar podría llevar a resultados paradójicos. En el mejor de los casos, el compromiso vinculante de la central casada en mérito en la primera sesión se vería anulado sin compensaciones, pero también existe la posibilidad de que la central incurra en pérdidas económicas por un cambio en su despacho sobre el cual no tiene ningún control ni responsabilidad¹⁰.

A nivel teórico, la central casada en mérito adquiere un compromiso vinculante que tiene asociada una ganancia potencial. Si la oferta económica de la central es 30 (se omiten las unidades

¹⁰ Esta situación se analizó de manera detallada en el anexo 1 al informe dos; para una plena comprensión de las liquidaciones propuestas en esta sección, se recomienda la lectura previa de ese anexo.

de medida) y es casada con un precio de bolsa de 50, esa central tiene un compromiso que le garantizaría una ganancia igual a 20 por la energía producida. En las sucesivas sesiones del mercado, esta central estará dispuesta a dejar de producir sólo si se le asegura el mantenimiento de la ganancia asociada a su compromiso vinculante. Una nueva central con un coste variable inferior a 30, por ejemplo, podría producir en lugar de la otra central, a pacto que se le reconociera a esta última el coste de oportunidad de no producir, en este caso, igual a 20.

Estas soluciones eficientes, como se vio en el anexo al informe dos, se obtienen automáticamente con un mecanismo de precios nodales. En un contexto de precios nodales, el desplazamiento de una central más cara por una central más barata en un nudo cuya interconexión con el sistema está congestionada provocaría una bajada en el precio de ese nudo. Una liquidación estándar, en este caso, aseguraría una solución económicamente eficiente para ambos agentes (la central desplazada se quedaría o incrementaría su ganancia y la nueva central produciría al precio de su oferta). Sin embargo, la introducción de precios nodales en Colombia, cuyo mercado eléctrico ha estado basado, desde la liberalización, en un precio uniforme, no parece conveniente en un momento en el que ya se plantean cambios importantes en la regulación, como los que derivan de la introducción de un despacho vinculante y de un mercado intradiario o de la reforma completa del mercado de servicios complementarios¹¹.

Al mantener liquidaciones basadas en un precio de bolsa uniforme, hay que asegurarse de que este cambio de estado no lleve a liquidaciones paradójicas. Como ya se ha mencionado, no es justificable que una central casada en mérito en la primera sesión sufra pérdidas económicas al pasar a reconciliación negativa por razones ajenas a su responsabilidad (tanto por la activación de una nueva restricción como por el desplazamiento de una central más barata en su nudo). Esto podría ocurrir si este cambio de estado coincidiera con un aumento del precio de bolsa en el sistema central. Para eliminar la posibilidad de estas pérdidas económicas injustificables desde el punto de vista teórico, se recomienda una liquidación especial para este cambio de estado, según la cual se aplique la liquidación estándar sólo si esta produce una ganancia para el agente. Este tipo de solución, de aplicarse, podría provocar un desbalance económico en las liquidaciones, el cual debería ser asignado de alguna manera (por ejemplo, socializándolo a través del cargo por restricciones).

Otra consideración importante sobre este cambio de estado concierne a la necesidad de evitar comportamientos estratégicos por parte de los agentes. Si se mantienen las liquidaciones de precio uniforme, la generación casada en mérito en la primera sesión, conociendo el riesgo de ser desplazada por otra central en la segunda sesión, perdiendo así su compromiso vinculante y la

¹¹ También existiría la posibilidad de combinar un mercado diario basado en un precio uniforme con un sistema de liquidaciones intradiarias que consideren los precios nodales. De esta manera se podría garantizar que los compromisos comerciales se trasladen a otro agente sólo si todos los agentes salen ganando. Sin embargo, esta solución podría resultar impracticable debido a la posibilidad de arbitraje que genera entre el mercado diario y el mercado intradiario (las centrales ubicadas en nudos de precios altos tendrían un incentivo a intentar que su generación fuera casada en el mercado intradiario y este comportamiento estratégico podría llevar a pérdidas de eficiencia para el sistema).

ganancia asociada, podría tener un incentivo a bajar estratégicamente su oferta en la segunda sesión para seguir siendo casada en mérito. Esta situación puede ser beneficiosa para el agente, pero es evidentemente ineficiente para el conjunto del sistema, porque no estarían produciendo las centrales más baratas. Para evitar este tipo de bajadas estratégicas de oferta después de haber obtenido un compromiso vinculante haría falta un monitoreo de mercado que penalice las bajadas injustificadas o reglas específicas que impidan estos cambios de oferta.

Finalmente, se analiza en esta subsección también un cambio de estado de generación fuera de mérito a generación en reconciliación negativa. Como se ha discutido en el informe dos, este cambio de estado puede tener difícil realización en la realidad, porque representa una generación casada fuera de mérito para solucionar una restricción del sistema que pasa a reconciliación negativa, es decir, casada en mérito en el despacho ideal, pero no despachada por restricciones técnicas. En este caso, muy improbable en la realidad, se recomienda por simplicidad anular el compromiso previo y las liquidaciones anteriores.

Incumplimientos de la generación fuera de mérito

Otro cambio de estado en el que la liquidación estándar no tiene una aplicación obvia es el cambio de generación fuera de mérito a generación no despachada. Como se vio en el informe dos, una de las situaciones que pueden dar lugar a este cambio de estado es una indisponibilidad del recurso que aparezca en el horizonte intradiario y que obligue al operador del sistema a despachar fuera de mérito a otra central más cara. En este caso, la primera casación se liquidaría al precio de la reconciliación positiva, pero la liquidación estándar necesitaría un precio para la segunda sesión y no hay soluciones evidentes.

A nivel teórico, como ya se mencionó en el informe dos, la liquidación debería tener en cuenta el posible coste que este cambio de estado ocasiona en el sistema. Si hay la necesidad de despachar fuera de mérito a un recurso más caro, el generador casado fuera de mérito que pasa a ser no despachado debería pagar el coste ocasionado, cubriendo la diferencia de precio entre su compromiso vinculante y el precio de reconciliación positiva del nuevo recurso. Claramente, la oferta que hay que considerar para esta liquidación es la del recurso que se despacha para reemplazar el primer generador y solucionar la misma restricción de red. Si, por ejemplo, el generador fuera de mérito había sido casado para aliviar una congestión de red entre dos nudos, habrá que considerar la reconciliación positiva del recurso que tiene que ser despachado en el mismo nudo del generador para aliviar la misma congestión.

El principal inconveniente de esta solución es que podría ocasionar pérdidas económicas elevadas a las centrales casadas fuera de mérito que sufran un fallo en el horizonte intradiario. Algunos recursos podrían ser reemplazados sólo por centrales muy caras. En casos extremos, el incumplimiento de un generador casado fuera de mérito podría ocasionar la necesidad de cortar el suministro a algunos consumidores en su nudo y el precio a utilizar en la liquidación debería ser, entonces, el precio de la energía no suministrada. Hay que subrayar que el riesgo de que esta situación ocurra es mucho menor si el generador es casado en mérito, ya que el sistema en su conjunto es capaz de absorber un incumplimiento sin variaciones muy significativas en el precio de bolsa. Existe entonces el riesgo de que los generadores que saben que tienen cierta probabilidad de ser casados fuera de mérito internalicen el riesgo de la pérdida económica por

incumplimiento en su oferta. Si esta internalización se hiciera considerando la aversión al riesgo de los agentes, el resultado final podría ser un aumento del coste de suministro para los consumidores. Una alternativa para evitar el desarrollo de este tipo de dinámicas sería limitar la pérdida económica para incumplimiento de la generación fuera de mérito. El generador podría ser considerado responsable por la incapacidad de cumplir con su compromiso vinculante y debería pagar el coste ocasionado, pero sólo hasta cierto nivel que se considere aceptable, más allá del cual, el coste ocasionado residual sería socializado.

Resumen final de liquidaciones

Después de haber analizado, en el informe dos, todas las posibles combinaciones de los cuatro estados que puede generar el esquema de reconciliación (generación en mérito, fuera de mérito, en reconciliación negativa y no despachada) en dos sesiones de mercado y después de haber identificado unas liquidaciones especiales para esos cambios de estados en los que no se puede aplicar una liquidación estándar, se resumen, en la Tabla i, las liquidaciones recomendadas (en fondo azul, aparecen los cambios de estado que requieren una liquidación especial).

Tabla i. Resumen de liquidaciones recomendadas para cada cambio de estado

		Sesión i+1			
q					
p					
Sesión i					
Sesión i					
Sesión i					

10. Referencias

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995. Resolución 025 de 1995, por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995. Resolución 024 de 1995, por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

XM S.A. E.S.P., 2014. Análisis de la viabilidad de un mercado intradiario en el mercado eléctrico colombiano. Documento 011521-1 XM, remitido a la CREG el 24 de noviembre de 2014.