

BOLETÍN REGULATORIO No. 12

(05/04/2023)

¿Emitiendo política energética o regulando?

La Regulación Energética es un factor clave para cualquier agente del sector, por lo tanto, no permite desactualización. Conocer los cambios en las políticas existentes, así como las decisiones sobre nuevas temáticas y tecnologías, permiten un mejor entendimiento del mercado.

En Óptima queremos apoyar a nuestros Clientes no solo en el entendimiento de las políticas energéticas, sino también en la transformación que éstas puedan generar en términos de prestación y aprovechamiento de los servicios de energía.

Nuestro equipo multidisciplinario de profesionales ha preparado en este boletín la información necesaria para mantenerlo al día en los temas regulatorios y está siempre a su disposición para profundizarlos de acuerdo con sus necesidades específicas de negocio.



El material contenido en esta comunicación es para propósitos de información únicamente. El contenido ha sido obtenido de fuentes de información públicas y consideradas creíbles. Este reporte podrá ser reproducido total o parcialmente ÚNICA Y EXCLUSIVAMENTE con autorización escrita de OPTIMA CONSULTORES, respetando íntegramente su contenido sin cambiar/variación o alterar las palabras y conceptos que aquí se expresan. Sin perjuicio de lo anterior, OPTIMA CONSULTORES no representa ni garantiza la exactitud de la misma, ni se compromete a actualizarla en caso de eventos futuros. Esta comunicación no constituye ninguna recomendación para tomar alguna decisión o acción por parte de los clientes. Ni OPTIMA CONSULTORES, ni ninguna de sus subsidiarias o afiliadas aceptan ningún reclamo por cualquier consecuencia basada u originada en el uso de la misma.

¿Emitiendo política energética o regulando?

El Ministerio de Minas y Energía publicó para comentarios, hasta el próximo 9 de abril, el proyecto de resolución por el que se modifica el Decreto único reglamentario del sector Minas y Energía y “se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica”. En este boletín resumiremos el contenido de este proyecto de resolución y, además, comentaremos nuestra posición sobre las señales emitidas en el mismo y su rol frente a la tan discutida recientemente institucionalidad del sector.

En general, encontramos que el proyecto de resolución contiene muy pocos elementos verdaderamente novedosos en el marco regulatorio vigente y en la política energética ya emitida (aunque sí los hay); como lo desarrollaremos más adelante en este boletín, esto motiva una pregunta fundamental: ¿debería la Presidencia de la República, a través del Ministerio de Minas y Energía, concentrar sus esfuerzos en emitir señales de política redundantes y en el ya conocido intento de retomar las funciones de regulación económica delegadas en CREG? ¿o en su lugar debería acelerar el nombramiento de los expertos comisionados requeridos para que el regulador pueda cumplir con sus funciones de forma eficaz y oportuna, y concentrar la emisión de política energética en aspectos más estructurales que realmente puedan conducir a la solución de las múltiples problemáticas que enfrenta nuestro sector actualmente?

Presentamos a continuación un resumen y algunas percepciones particulares sobre los diferentes puntos que componen el proyecto de resolución.

Participación ciudadana

Se propone que el Ministerio de Minas y Energía y la CREG promuevan la participación de usuarios y organizaciones (asociaciones, vocales de control, etc.) en los procesos de regulación y formación de política pública del sector. Este aspecto está más que incluido en la reglamentación actual de la emisión de actos administrativos relacionados, por lo que no se percibe ninguna señal de política novedosa al respecto.

No deja de ser llamativa la inclusión de este artículo en un proyecto de resolución que fue publicado el 25 de marzo (un sábado), para comentarios hasta el 9 de abril; un plazo total

de 15 días calendario de los cuales únicamente 8 son hábiles. ¿Garantizar la participación ciudadana en la emisión de política pública no implica tiempos amplios para que los interesados puedan analizar en profundidad y participar activamente en las discusiones? ¿Se socializó y promovió la participación de diferentes organizaciones de usuarios en el marco de la emisión de este proyecto de resolución en particular? En este caso (no aislado, como se verá más adelante), ¿no deberíamos concentrarnos en cumplir la reglamentación ya existente en lugar de seguir dando “señales de política”?

Aseguramiento de la prestación del servicio

Se propone que el regulador reglamente el esquema de Prestador de Última Instancia (PUI) propiciando esquemas competitivos para su selección, considerando la separación de riesgos de cartera entre mercados competitivos y áreas especiales¹ e incorporando los costos de la prestación del servicio del PUI en el reconocimiento de los costos de comercialización de aquellos prestadores que atienden mercados competitivos.

Este tema resulta relevante ante dos problemáticas fundamentales: los bajos niveles de servicio en las áreas especiales debidos a dificultades logísticas, económicas, riesgos de cartera, entre otros, y a la dinámica de incumplimientos y retiros del mercado relativamente frecuentes entre los comercializadores. Al respecto, dos comentarios:

1. Una vez más, esta no es una discusión nueva. La figura del PUI se discutió ampliamente en la Misión de Transformación Energética y en posteriores estudios contratados por la CREG. Reiteramos la pregunta: ¿se requiere una señal de política pública o más bien que el regulador actúe con base en lo ya diagnosticado?
2. Precisamente, se ha diagnosticado que la figura del PUI, indebidamente reglamentada, puede generar incentivos perversos para la segregación de usuarios; por ejemplo, incentivos para que los comercializadores que atienden mercados competitivos eviten prestar el servicio a los usuarios en tales áreas especiales y deleguen completamente tal labor en el PUI. En nuestra opinión, soluciones de fondo a estos riesgos (y a las problemáticas estructurales que acarrearán la necesidad de esta figura) deberían estar fuertemente vinculadas a la promoción de

¹ Áreas Especiales: Para efectos del presente decreto, entiéndase por Áreas Especiales a las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Dificil Gestión y Barrios Subnormales, respecto de los cuales los usuarios de los estratos 1 y 2 ubicados en las mismas, son beneficiarios del Fondo de Energía Social de que trata el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011, de conformidad con las definiciones que se establecen para cada una de ellas en el presente acto. Definición tomada del Decreto Único Reglamentario.

competencia en la comercialización minorista de energía. Al respecto, no se identifican señales claras en este sentido en este proyecto de resolución.

Participación de la demanda

Se proponen dos ajustes menores a la redacción del artículo de Participación de la demanda (a través de reducciones o desconexiones de carga) en el mercado mayorista ya incluido en el actual Decreto Único Reglamentario: i) especificar que CREG desarrollará estos mecanismos en línea con los lineamientos previstos para los recursos energéticos distribuidos, DER; y ii) que, en atención a lo previsto en el artículo del Decreto sobre la “adopción de medidas en circunstancias extraordinarias que afecten o amenacen la prestación del servicio”, “la CREG podrá incorporar los mecanismos de participación en el mercado mayorista de los que trata el presente artículo y ajustar las fórmulas tarifarias para establecer esquemas diferenciales que remuneren su participación”.

Sobre este artículo del proyecto de resolución:

1. Recordamos que tales mecanismos han venido siendo implementados y mejorados a lo largo de los últimos años. El mecanismo de Demanda Desconectable Voluntaria ha sido un caso de éxito al respecto. Además, ya se dieron los primeros pasos hacia mecanismos más sofisticados a través de la publicación del proyecto de resolución CREG 143 de 2021 (mercados intradiarios, despacho vinculante y mercado de servicios complementarios), en el que se plantean nuevos derechos y responsabilidades para los usuarios (representados por sus comercializadores), habilitando (y en parte, forzando) una participación mucho más activa en la formación de precios por parte de estos. Resulta entonces claro, en opinión de Óptima Consultores, que sobre este punto no hacen falta señales adicionales de política pública sino celeridad por parte del regulador para avanzar con la implementación de estas reformas estructurales tan esperadas por el mercado y sobre las que no ha habido novedades recientes (el plazo para comentarios de esta última resolución se venció en febrero del presente año tras un aplazamiento solicitado por muchos actores).
2. Sobre los ajustes puntuales, el primero de ellos resulta obvio y redundante, dado que el mismo Ministerio de Minas y Energía publicó hace solo 8 meses la que en opinión de Óptima fue una completa y razonable resolución de lineamientos de política energética para la incorporación de DER, dando instrucciones a la CREG para avanzar en la reglamentación de mecanismos de respuesta de la demanda y

mejorar la regulación de algunos aspectos que han resultado barreras para tales recursos distribuidos, entre otros elementos.

3. Frente al segundo, no resulta clara la intención del Ministerio de Minas y Energía. Aducir “circunstancias extraordinarias que puedan amenazar la prestación del servicio” para hacer cambios en el contexto de mecanismos de respuesta de la demanda parece exagerado y, sobre todo, sin necesidad de ninguna señal de política, la CREG ya tiene facultades para incorporar tales mecanismos en las fórmulas tarifarias y para establecer esquemas diferenciales que remuneren su participación.
4. Repetimos el mantra de este boletín: ¿hacen falta señales de política dadas por el MME o acción regulatoria?

Remuneración de excedentes de energía

A través del artículo 5 del proyecto de resolución se da, en opinión de Óptima Consultores, la primera señal de política novedosa, relevante y necesaria en este documento. Se propone la adición de un párrafo y un parágrafo al artículo de remuneración de excedentes del Decreto, con el siguiente contenido:

- Se establecería que los sistemas de generación solares (con o sin baterías) ubicados en áreas especiales, “que tengan como objetivo la reducción de pérdidas”, recibirán el tratamiento de los AGPE (Autogeneradores a Pequeña Escala) en cuanto a la remuneración de sus excedentes (es decir, el esquema de incentivos basado en créditos de energía que subsidia este tipo de sistemas a través de altas tarifas de remuneración), independientemente de su capacidad instalada. Además, se establece que esto último solo aplicará cuando exista capacidad de conexión al respectivo circuito y que “la representación del AGPE la hará por (sic) el comercializador incumbente”.
- Se propone que los AGPE FNCER estén exentos del cobro de energía reactiva capacitiva.

Nuestros comentarios:

1. Ambas medidas suponen incentivos para el desarrollo de sistemas solares de autogeneración a pequeña escala y de generación, estos últimos localizados en áreas especiales. Si bien el marco regulatorio actual dispone de incentivos para estos tipos de proyectos, es muy posible que se requieran medidas adicionales para facilitar una adopción más rápida y profunda de los mismos; además, las

penalizaciones por transporte de energía reactiva se han convertido en una de las principales barreras para el desarrollo, por lo que, en general, celebramos las medidas.

2. No resulta claro a qué inyecciones de energía de los proyectos en áreas especiales se dará un tratamiento diferencial. ¿Solo a los “excedentes” (en este contexto, no resulta obvio qué es un excedente: ¿la energía que supere el consumo del área especial?)? ¿o a todas?
3. Sin embargo, es importante considerar que, en la práctica, este tipo de incentivos suponen subsidios cruzados. La remuneración de excedentes a precios elevados y no cobrar penalizaciones por transporte de energía reactiva capacitiva a usuarios que sí están generando afectaciones sobre la red implica que alguien deberá reconocer los costos evitados a estos usuarios o remunerar tales excedentes a tales precios. En este punto, vale la pena preguntarse:
 - a. ¿Se analizará algún tipo de relación beneficio/costo? En particular, resulta especialmente importante definir y reglamentar apropiadamente cómo se determinará si los proyectos “tienen como objetivo la reducción de pérdidas” y verificar que tal objetivo se cumpla para efectivamente otorgar el beneficio a un proyecto. En nuestra opinión es fundamental garantizar que tales subsidios se traduzcan efectivamente en una reducción tarifaria para la demanda nacional; existe el riesgo de que la reducción de pérdidas implique un alivio tarifario inferior al alza que supondrá la remuneración de excedentes subsidiada.
 - b. No solo debe analizarse tal relación beneficio/costo sino también si el subsidio está apropiadamente focalizado (tema importante de discusión de la Misión de Transformación Energética en su Foco 4, aunque abordado desde otra óptica). En primer lugar, puede que el efectivamente beneficiado por la medida sea el desarrollador del proyecto (acá otra pregunta clave: ¿quién? Parece natural que los mayores interesados sean las empresas verticalmente integradas; además, así parece sugerirlo el mismo proyecto de resolución más adelante) y no la demanda nacional. Además, ¿quiénes serán los grupos de usuarios específicos que cubran los costos que resultarán en reducciones de tarifas de otros usuarios también específicos? ¿dependerá esto de la localización geográfica, estrato socioeconómico, tipo de usuario (regulado, no regulado, comercial, industrial) u otras variables?
 - c. ¿No debería considerarse la posibilidad de plantear estas medidas bajo una naturaleza transitoria? Se ha discutido ampliamente sobre la necesidad de

penalizar los transportes de energía reactiva de los usuarios pues estos generan afectaciones (y, por ende, sobrecostos), por lo que no parece razonable mantener este tipo de beneficios indefinidamente e independientemente de la masificación que se logre.

Adecuación de mecanismos de medición (AMI)

En línea con la medida anterior, se propone que:

1. Los usuarios residenciales que cuenten con infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) sean eximidos del cobro de energía reactiva.
2. La misma exención aplicaría a los usuarios no residenciales conectados a nivel de tensión 1 que también cuenten con infraestructura de medición avanzada y que registren consumos de energía reactiva inferiores al 50% de la activa consumida en el mismo periodo.
3. La CREG revise el factor de penalización (m) que actualmente aplica al cálculo de cobros por transporte de energía reactiva.

En nuestra interpretación, el objetivo de este artículo consiste en solventar una problemática puntual: cuando algunos usuarios se ven en la necesidad de cambiar sus medidores (bien sea para cambiarse de mercado o comercializador, o por otros motivos), puede que empiecen a sufrir penalizaciones por transporte de reactiva que antes no tenían pues simplemente sus medidores anteriores no lo registraban. Como se mencionó en el apartado anterior, esto también ha resultado en barreras para el desarrollo de proyectos de autogeneración. Sobre las soluciones planteadas:

1. A priori, las medidas propuestas podrían eliminar las barreras mencionadas, por lo que consideramos que van en la dirección apropiada.
2. Sin embargo, en nuestra opinión es necesario revisar cuidadosamente otras implicaciones de estas medidas:
 - a. Puede aparecer un importante conflicto de interés. Los Operadores de Red (OR) serían los principales afectados directos por las problemáticas que causa el transporte de reactiva de los usuarios. Simultáneamente, según el marco regulatorio actual, serán los responsables de la implementación masiva de AMI. ¿Este tipo de medida no podría suponer un desincentivo para que los OR avancen con los planes de implementación de AMI?
 - b. Similarmente con el comentario del apartado anterior sobre conveniencia y focalización de subsidios cruzados: ¿quiénes cubrirán los costos de las

afectaciones por transporte de energía reactiva causadas por algunos usuarios que se verán exentos de las penalizaciones? ¿serán aquellos usuarios que por una u otra razón no puedan contar con AMI? (importante: esto, en esencia, no está en sus manos ni es su responsabilidad, al menos al hablar de usuarios regulados), ¿o los OR?

Contratación en el mercado regulado

En este artículo se incluyeron modificaciones aparentemente novedosas pero que, en opinión de Óptima, resultan redundantes bien sea con el marco regulatorio actual o con la dinámica natural del mercado. Las propuestas son las siguientes:

- Promover la participación de generadores con energía disponible en las convocatorias SICEP, con énfasis especial en los agentes verticalmente integrados cuya demanda regulada nacional supere el 5%
- Promover un tratamiento equitativo entre agentes integrados y no integrados en esas convocatorias
- Incorporar reglas para que los precios de oferta en tales convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica y consideren el comportamiento histórico del mercado
- Velar por la celeridad en los procesos de convocatorias públicas.
- Establecer que en las reglas de participación de las convocatorias puedan “establecerse excepciones para aquellos agentes cuyos costos reales de generación superen el precio que la CREG defina”
- Determinar un plazo de 30 días calendario para que CREG ajuste la regulación existente con base en estos criterios
- Obligar a los agentes que tengan más del 10% de su demanda regulada expuesta a la bolsa de energía a abrir una convocatoria SICEP (no resulta claro el plazo de esta obligación)

Nuestras percepciones y comentarios:

1. Las primeras cuatro propuestas resultan completamente redundantes con el marco regulatorio y con la dinámica natural del mercado de contratación, por razones que exponemos a continuación:
 - a. La Resolución CREG 130 de 2019 (que reglamentó el SICEP y las normas de las convocatorias públicas para la atención de demanda regulada) ya establecen, en nuestro criterio, un marco razonable de competencia y

transparencia en la realización de tales convocatorias. Destaca de esta resolución la senda de compras propias que, a la fecha (2023), impide a los integrados verticalmente atender más del 20% de su demanda regulada con energía propia (este límite se reducirá a 10% en 2027), lo que cumple a cabalidad con la propuesta de incentivar a los integrados a participar en convocatorias de otros agentes. Adicionalmente, la Resolución CREG 080 de 2019 (reglas de comportamiento) implica que las ofertas en tales procesos deban obedecer a los principios de competencia, eficiencia económica, entre otros.

- b. Los agentes generadores cuentan con todos los incentivos para, en general, contratar su energía disponible (salvo por casos particulares; por ejemplo, ante la inminencia de un Fenómeno de El Niño, por gestión de riesgo podrían preferir contratar menos energía de lo usual). En este punto resulta fundamental recordar lo que podría parecer una obviedad: en nuestro marco legal y regulatorio actual, no se puede obligar a los agentes generadores (actividad en competencia) a tomar riesgos que estos no deseen tomar. Si un agente generador quiere mitigar su riesgo de tener que comprar en bolsa la energía comprometida en sus contratos ante una disminución en su generación, no es posible forzarlo a actuar de otra manera.
- c. Actualmente se percibe una clara escasez en el mercado de contratos y coberturas. No son infrecuentes las convocatorias públicas desiertas en el mercado regulado, ni situaciones en que generadores o comercializadores que atienden el mercado no regulado no pueden encontrar contratos a precios razonables. Sin embargo, en nuestro criterio esto es algo que no obedece a falencias del marco regulatorio sino fundamentalmente a una causa estructural: el retraso de la expansión del sistema (de generación y transmisión) sumado al crecimiento de la demanda (exacerbado por el interés de generadores retrasados con sus compromisos que se han visto obligados a buscar contratos de respaldo).
- d. Además, se percibe también una clara problemática de precios en la escasa energía disponible. Reiteramos nuestra posición, esto no se debe fundamentalmente a problemas sin resolver del marco regulatorio (por ejemplo, aunque pesa la ausencia de mecanismos transparentes y eficientes de negociación de contratos, el regulador ya cumplió, en esencia, con su parte a través de la Resolución CREG 114 de 2018) sino a causas

estructurales. La coyuntura actual de precios de combustibles, tasa de cambio e inflación, entre otras variables, sumada al que consideramos el problema fundamental, la falta de competencia por ausencia de nuevos agentes generadores que reduzcan la concentración y el poder de mercado, son los causantes principales de la situación, en nuestra opinión. ¿Dónde están las medidas de política pública orientadas a solucionar lo fundamental? ¿Seguiremos solo con pañitos de agua tibia?

- e. La propuesta sobre “excepciones para agentes con costos reales de generación” solo motiva preguntas. No resulta para nada clara la intención de la señal. ¿Están “excusando” a los agentes que por sus altos costos operativos simplemente no pueden competir en el mercado de contratación bilateral (sino, por ejemplo, en el cargo por confiabilidad)? O, por el contrario, ¿se buscará forzar de alguna manera su participación?
- f. La última propuesta del artículo parece, a priori, desacertada e ingenua. ¿Está sugiriendo el MME que los comercializadores descubiertos lo están por decisión propia y que necesitan que los obliguen a tratar de cubrirse? ¿Creerán que verdaderamente con “señales de política”, “promoviendo la participación de los agentes”, aparecerá energía de la nada y las convocatorias dejarán de declararse desiertas y cerrarán a precios radicalmente diferentes? En nuestra opinión, son pocos los ajustes que podrían tener un efecto real de corto plazo; por ejemplo, habilitar la contratación en modalidad pague lo generado para el mercado regulado podría tener efectos positivos (siempre en el entendido de que los precios reflejen la naturaleza carente de firmeza de este tipo de contratos, es decir, resulten menos costosos para la demanda).

Reducción de pérdidas

Esta propuesta va alineada con el tratamiento diferencial para proyectos solares ubicados en áreas especiales discutida anteriormente. Se propone que los OR estén obligados a “modelar en cada uno de los circuitos asociados a las áreas especiales que estén dentro de su mercado de comercialización, esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos con o sin sistemas de almacenamiento con diferentes escenarios de penetración operativamente factibles”. Además, si se identifica una relación costo-beneficio positiva, “los OR deberán implementar el respectivo esquema, sin que ello represente una modificación de los valores de los planes de recuperación o

mantenimiento de pérdidas aprobados, ni cambio alguno en la meta de pérdidas aprobada”.

Nuestras posiciones e inquietudes:

1. La propuesta, en su esencia, parece razonable. Está alineada con discusiones anteriores de la política pública (por ejemplo, la Misión de Transformación Energética en su foco 3, en el que se imaginó al OR del futuro como un operador de mercado integral en su área, incentivando y administrando la instalación de DER para hacer más eficiente su operación, con una remuneración basada en TOTEX, etc.).
2. Sin embargo, su implementación desata muchas dudas:
 - a. ¿Cómo se remunerarán tales inversiones? ¿Cómo se armoniza esto con los planes de reducción de pérdidas y los cargos aprobados?
 - b. ¿Actuarán los OR como “generadores distribuidos masivamente”? ¿No profundiza esto las problemáticas que implica la integración vertical? ¿No sería más razonable pensar al OR como un facilitador de este tipo de iniciativas para que, en competencia, los inversionistas decidan acometerlas?
 - c. No se plantean plazos para estas nuevas obligaciones, ni la obligación para la CREG de reglamentar condiciones, características ni tiempos. ¿Es esta una señal de política realmente implementable en plazos razonables? ¿O es solo el primer paso en una discusión mucho más amplia y extensa en el tiempo, como la planteada en el Foco 3 de la Misión?
 - d. Reiteramos el comentario del apartado anterior: si son los OR los responsables de la implementación de los proyectos, ¿serían ellos los beneficiados con la remuneración de la energía generada bajo el tratamiento diferencial de AGPE? ¿quién cubrirá tales costos?

Formación de precios

Las propuestas relativas a este tema se pueden agrupar en tres categorías: lineamientos para la valoración del recurso térmico, del recurso hidráulico, y medidas de eficiencia en la formación de precios y costos de las transacciones. A continuación, las resumimos:

- Sobre el recurso térmico, se propone:
 - Priorizar el uso de contratos de combustible según orden de mérito

- Reconocer costos de arranque y parada efectivamente (separando tales costos de la formación del precio de bolsa “en el despacho ideal”)
- Sobre el recurso hidroeléctrico, se proponen los siguientes criterios para su participación en el despacho:
 - Valoración a mínimo costo de las ofertas cuando correspondan a caudales mínimos ambientales o fitosanitarios
 - Valoración económica de los vertimientos no sustentados a reglamentaciones ambientales o técnicas y compensación de esta valoración a la demanda nacional
 - Valoración a mínimo costo de la generación de seguridad
 - Consideración de la capacidad de regulación, el nivel del embalse según el planeamiento de largo y mediano plazo, aportes hidrológicos y otras variables climatológicas de fuentes oficiales en la formulación de las ofertas de precio
 - “Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua”
 - “Valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito”
 - Se propone que “El CNO deberá definir la metodología técnica para determinar la capacidad de regulación de una planta de generación. Con base en esta información, el MME establecerá la capacidad mínima de regulación del embalse”
- En cuanto a medidas de eficiencia y monitoreo, las propuestas son:
 - Implementar procedimientos técnicos que permitan detectar, en tiempo real, el posible ejercicio de una posición dominante, así como mitigar su incidencia en el precio de bolsa. Para ello, la CREG establecerá una metodología.
 - Revisar y ajustar los esquemas regulatorios de garantías y limitación de suministro para optimizar las coberturas exigidas en las transacciones del MEM, reduciendo así los costos de garantías.

Siguiendo la misma categorización, nuestros comentarios:

1. Sobre el recurso térmico:
 - a. En esencia, las propuestas son redundantes con el marco regulatorio actual. Este ya incluye reglas e incentivos claros y suficientes para que los agentes

prioricen el uso de los combustibles más baratos y para la remuneración costo-efectiva de los arranques y paradas.

- b. Si bien no resulta clara la forma de operativizar la propuesta de separar estos últimos costos de la formación del precio de bolsa, en nuestra opinión, esta medida sí podría implicar una leve eficiencia para la demanda. Actualmente, los inversionistas en nuevos proyectos y los generadores existentes deben estimar, a cortísimo plazo, para formular sus ofertas diarias en el despacho, y a largo (30 años), para incluirlo en la modelación financiera de sus proyectos, los costos de arranque y parada que deberán reconocer. Una metodología de “pass-through” (por ejemplo, similar a la que opera actualmente con el CEE y el CERE en las ofertas de los agentes) podría resultar en una formación más limpia del precio de bolsa.
2. Sobre el recurso hidroeléctrico:
 - a. Entendemos que la forma en la que los agentes hidráulicos formulan sus ofertas en el despacho económico es uno de los principales causantes de la coyuntura de precios de bolsa que hemos experimentado en los últimos años en Colombia. Sin embargo, nuevamente, y a riesgo de sonar aún más repetitivos, en nuestra opinión esta es una problemática que no puede corregirse con meros ajustes regulatorios y “señales de política”, sino atacando las causas estructurales.
 - b. Para ejemplificar esto, analicemos uno de los fenómenos más cuestionados por el proyecto de resolución: los vertimientos.
 - i. Es cierto que a priori resulta incomprensible la relación entre el volumen de vertimientos de nuestro sistema (8% de la demanda nacional en promedio en los últimos 5 años, según la memoria justificativa; tengamos en cuenta también que en ese periodo hemos tenido más de 2 años de aportes hídricos superavitarios por el Fenómeno de La Niña que aún no termina, lo que puede explicar parcialmente esta cantidad de vertimientos) y los precios de la bolsa de energía en varios momentos de ese periodo. Esta puede leerse como una señal de un uso ineficiente del recurso.
 - ii. Sin embargo, en la práctica, la señal no es tan obvia. ¿Qué porcentaje de esos vertimientos obedece a plantas reconciliando negativamente, es decir, que ofertan precios “razonables” en el despacho, son elegidas por mérito, pero luego por restricciones de red no pueden generar su energía? ¿Qué porcentaje de esos

vertimientos efectivamente resultó en el uso de un recurso térmico o, al menos, más costoso? La complejidad de las capas económica y operativa del despacho hace difícil responder contundentemente estas preguntas.

- c. Por enésima vez en este boletín: ¿y las soluciones a causas estructurales? ¿El problema de fondo no es la falta de competencia, de nuevos agentes que entren a dinamizar la formación de precio y a reducir las posiciones dominantes y por ende la probabilidad de su ejercicio? ¿No deberíamos pensar más bien en un mecanismo extraordinario que, por ejemplo, limite temporalmente la renta inframarginal de los agentes hidráulicos, actualmente exacerbada por los altos precios del combustible que determina fundamentalmente su costo de oportunidad (el gas natural)?
- d. Entre líneas, algunos han interpretado en estas propuestas un interés de la política energética por no solo guiar sino por *controlar* las ofertas de los agentes hidráulicos. Esto, de fondo, implicaría *controlar* la gestión de los embalses y, por ende, dar un vuelco total al funcionamiento actual de nuestro mercado. Sin ambages: algunos podrían ver en estas propuestas los primeros pasos de una migración de nuestro mercado de precios a uno basado en costos, idea que ha sido explícitamente mencionada en algunas intervenciones de funcionarios de este gobierno en diferentes espacios y por ende no puede verse solo como una interpretación. No podemos enfatizar más nuestra posición al respecto: un mercado de costos implica un administrador centralizado del embalse y del riesgo, lo que implica cambios extremadamente profundos sobre todas las instancias del mercado (por ejemplo: el Cargo por Confiabilidad perdería su esencia: ¿cómo puede un agente hidráulico comprometer una energía firme si no sabe cómo gestionará el embalse aquel administrador centralizado? En la misma línea, ¿cómo toma decisiones sobre su contratación?). Cambios tan profundos son, en nuestra opinión, i) imposibles de implementar en el corto o mediano plazo por todo el esfuerzo político, regulatorio y comercial que implicarían y, sobre todo, ii) a todas luces inconvenientes. No deja de ser paradójico: mientras mercados como el chileno están analizando la posibilidad de dar un paso de evolución natural, esto es, la migración de un mercado de costos a uno de precios, ¿tiene sentido que nosotros analicemos seriamente la involución contraria?

3. Sobre las medidas de eficiencia y monitoreo:

- a. Ya se ha discutido sobre la implementación de mecanismos de mitigación de poder de mercado local. De hecho, una versión de estos que, en nuestra opinión, es susceptible de mejora, ya está incluida en el proyecto de Resolución CREG 143 de 2021. En cuanto a la característica de “tiempo real” de este proyecto de resolución, sugerimos evaluar de forma realista las posibilidades de contar con un sistema que de forma efectiva y robusta pueda identificar posibles ejercicios de posición dominante en tal resolución temporal.
- b. Encontramos relevante y apropiada la señal de revisar posibles eficiencias en los esquemas de garantías, especialmente en cuanto a los procedimientos y protocolos de administración de tales garantías por parte del operador del mercado.

Como comentario final, queremos vincular este análisis con el de otra novedad que se produjo recientemente. A través de su Boletín 6, emitido el pasado 27 de marzo, la CREG aclaró que recibió comunicación de los decretos presidenciales a través de los cuales i) se suspende provisionalmente el nombramiento de la experta comisionada Sara Vélez, se declara la vacancia definitiva del cargo del excomisionado Jorge Valencia y se acepta la renuncia de un tercer comisionado saliente, Andrés Barreto. Esto, sumado a la renuncia del cuarto comisionado, Julián Zuluaga (que según la información pública se haría efectiva el próximo 14 de abril), es evidencia clara de la necesidad imperiosa de que la Presidencia de la República tome rápidamente cartas en el asunto y efectúe los nombramientos definitivos (se conocieron los cuatro encargados²) requeridos para que la CREG pueda continuar con su funcionamiento normal y, más que eso, retomar un ritmo regulatorio necesario para desarrollar todos los ajustes, mejoras y reformas por las que el nuevo gobierno está apostando. Reiteramos también un comentario de pasados boletines: teniendo la posibilidad de nombrar, en este momento, probablemente 4 de 6 expertos comisionados, no se ve en el panorama ninguna necesidad técnica para continuar con la intención de intervenir la entidad y, además, se vislumbran todas las oportunidades para adelantar tales reformas oportuna y eficazmente desde un regulador fortalecido por nombramientos técnicos y acreditados, como los espera todo el sector.

² Ángela Sarmiento (MME), Manuel Peña (UPME), Adriana Jiménez (exasesora en la CREG) y Juan Carlos Bedoya (ex XM). Información tomada de [Portafolio](#)

INFORMACIÓN DE CONTACTO

ALEJANDRO LUCIO CH.
DIRECTOR.

+57 320 275 4813
alucio@optimaconsultores.com.co

ANDRÉS IZQUIERDO M.
DIRECTOR.

+57 318 427 8380
aizquierdo@optimaconsultores.com.co