

Bogotá D.C.

Doctor

JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS

Ciudad

Asunto: Comentarios de ANDEG a las Resoluciones CREG 132 y 133 de 2021

Respetado Doctor Valencia:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG, pone a consideración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, los comentarios a las propuestas normativas contenidas en las Resoluciones CREG 132 y 133 de 2021, las cuales, establecen ajustes sobre los esquemas de asignación de OEF a plantas existentes. En primer lugar, agradecemos tanto por el taller realizado por la CREG en relación con la Resolución CREG 133 de 2021, como por la ampliación de plazo que se otorgó a través de la Resolución CREG 199 de 2021.

Así las cosas, reiteramos nuestras preocupaciones planteadas en la comunicación ANDEG-070-2021 en relación con las propuestas regulatorias contenidas en las Resoluciones CREG 132 y 133, las cuales, se presentan de forma desarticulada y, en particular, discriminan el aporte de plantas térmicas a la confiabilidad del sistema eléctrico, con lo que se están dando señales opuestas entre la orientación de los lineamientos de la política energética entorno a la necesidad de asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a los colombianos y respecto al rol fundamental de la regulación económica, lo que afectaría las señales de inversión para agentes que han confiado en el marco institucional del mercado de energía en Colombia y han realizado cuantiosas inversiones en este sector.

Por otra parte, nos preocupan las señales dadas en la propuesta de agenda regulatoria indicativa planteada tanto en la Circular CREG 077 como en la Circular CREG 078 de 2021, en relación con la reglamentación las propuestas regulatorias en discusión, dado que, de una lado se plantea reglamentar en el último bimestre la propuesta contenida en la Resolución CREG 133 de 2021, y por otro lado, la CREG señala en la Circular CREG 077, la posibilidad de "1) Definir el esquema de competencias de las plantas

existentes, para lo cual se contratará un estudio donde para alcanzar este objetivo". Esta falta de sincronía en la definición de los tiempos para el desarrollo regulatorio crea un ambiente de incertidumbre, no solo para los agentes generadores con activos existentes y sus accionistas, sino también para los usuarios del sistema eléctrico, y en particular, para los agentes el sector financiero quienes han hecho apuestas significativas en el sector de generación eléctrica a través de productos como líneas de crédito, coberturas y operaciones estructuradas de inversión, cuyo respaldo con los agentes generadores se ha hecho en el marco actual del esquema del Cargo por Confiabilidad.

Así mismo, tal como señalamos en la carta intergremial relacionada con la Resolución CREG 133 de 2021¹, en la medida en que la propuesta regulatoria no considere un análisis de impacto regulatorio robusto, que tenga en cuenta escenarios energéticos de mediano y largo plazo, de formación de precio de energía, y los efectos sobre las cadenas del servicio de energía y combustibles, especialmente sobre la cadena de gas natural y carbón, observamos desde ANDEG que no es conveniente avanzar en el trámite de iniciativas de alto impacto, orientadas a modificar el esquema de asignación de OEF a plantas existentes, hasta tanto no se publique y presente por parte de la CREG la relación Beneficio/Costo de la iniciativa regulatoria. **En línea con la observación sobre el Análisis de Impacto Normativo elaborado en el Documento CREG 110 de 2021, consideramos que éste, carece de una identificación de evidencias concretas, evaluaciones y valoraciones rigurosas que respalden la identificación del problema, sus causas y consecuencias, el cumplimiento de los objetivos y demás afirmaciones contenidas en la Resolución CREG 133 de 2021.**

De hecho, consideramos que el análisis de impacto regulatorio debe tener en cuenta, por ejemplo, la evaluación de la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 133 de 2021 respecto a modificar el esquema de asignación de la OEF a plantas existentes en el contexto del balance energético (Obligaciones de Energía en Firme vs Proyecciones de demanda) en el mercado de energía mayorista en Colombia, teniendo en cuenta la realidad de atraso de la mayoría de los proyectos de generación próximos a iniciar compromisos de entrega de energía. Al respecto, **vemos relevante que la CREG evalúe la iniciativa regulatoria a la luz de un eventual retraso de proyectos con asignación de Cargo por Confiabilidad**, pues bajo la iniciativa propuesta en la Resolución CREG 133,

¹ https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/12/20211130-Carta-Intergremial_Res_133_Final.pdf?0f7c2b&0f7c2b

algunas plantas existentes, especialmente plantas térmicas que constituyen una fuente abundante y confiable de energía firme, podrían correr el riesgo de no quedar asignadas en el esquema planteado por la CREG, o tener una sub-remuneración respecto a la confiabilidad aportada al sistema, lo cual, afectan los planes de inversión establecidos por las plantas, enfocados en su mayoría en modernización, actualización tecnológica y eficiencia en los procesos de generación, incluso los proyectos de expansión de capacidad de plantas existentes. En adición, se motivaría una salida anticipada del mercado de plantas que son fundamentales ante una situación de hidrología crítica, retraso de proyectos de expansión, y/o de estrechez en la oferta de energía en firme.

En el pasado, la misma CREG ya había realizado una propuestas similares a la contenida en la Resolución CREG 133 de 2021-Resolución CREG 55 de 2017², solo que en esa oportunidad la prospectiva del balance energético era de sobreoferta, lo cual, es diferente a la situación actual respecto al balance energético de mediano plazo entre OEF y la demanda, pues se presenta una situación de estrechez en la oferta de energía en firme, como lo ha evidenciado la Comisión en la Circular CREG 100 de 2021 sobre la posibilidad de realizar una subasta de reconfiguración de venta para el periodo 22-23 *"la Comisión no ha identificado que se cuente con un excedente de OEF para el citado período"*; con lo cual, son aún más vigentes los argumentos por los cuales, la Comisión a través del Documento CREG 049 de 2018 señaló que:

- 1) *"las asignaciones parciales que resultarían de la aplicación de la aplicación de las subastas anuales escalonadas podrían poner en riesgo el cumplimiento de OEF"*;
- 2) las asignaciones de OEF deberían realizarse con una ventana de por lo menos (4) años de anticipación con el fin de evitar restringir la oferta de ENFICC ante la perspectiva de un periodo crítico en el corto plazo y tener el tiempo suficiente para que nuevos proyectos de generación se construyan en caso que se convoque una subasta; y
- 3) frente a los escenarios de contingencia a considerar: atraso de entrada Pescadero Ituango, se recomendó una asignación administrada de OEF entre generadores existentes, esto es, **preservar el esquema vigente de asignación de OEF a plantas existentes a través de prorrata administrada** (Res CREG 071 de 2006).

² *"Por la cual se modifican las reglas para las asignaciones de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad"*

En la misma vía, la misma CREG, en el contexto del diseño de Cargo por Confiabilidad, de acuerdo con un amplio análisis elaborado en el documento soporte de la Resolución CREG 043 de 2006 (propuesta formal de CxC), concluyó que no era conveniente realizar una subasta para nuevos y otra para existentes, por el contrario, encontró adecuada la realización de una única subasta: *"Recomendación de Subastas para Nuevos y Existentes: Considerando los análisis anteriores y dado que la obligación de energía firme busca ser una de las fuentes de remuneración de la inversión necesaria para brindar la confiabilidad requerida por el Sistema, no parece recomendable la realización de subastas independientes para generadores existentes y nuevos; por el contrario, se debería realizar una única subasta en la que participen ambos tipos de generadores."* (pg. 67 del pdf); con esto, se aprecia que desde el inicio de la discusión del esquema del Cargo por Confiabilidad, la CREG identificó que **la señal de precio de equilibrio de largo plazo también se requería para las plantas existentes.**

En consideración de lo anterior, **el impacto de la propuesta de la Resolución CREG 133 de 2021 puede resultar asimétrico y discriminatorio**, dependiendo de si se trata, en un lado, de agentes integrados, con un portafolio de oferta diversificado y la capacidad de gestionar rentas inframarginales en el mercado eléctrico, y, en el otro lado, de agentes independientes, cuya generación está limitada al uso del recurso térmico y, por consiguiente, no cuentan con la posibilidad de diversificar el riesgo en una subasta, por lo que en la práctica, dependen básicamente de los ingresos del Cargo por Confiabilidad.

De los análisis que ha realizado nuestra Asociación, acompañados de la firma Sumatoria, se observa que dependiendo del escenario que se corra, en el primer año de aplicación de la Resolución CREG 133 de 2021, **el mecanismo propuesto por la CREG ocasionaría la no asignación de entre 2 y 4 plantas térmicas.** Esto podría ocasionar su salida del SIN, lo que se traduciría en una **pérdida de ENFICC de entre el 3% y el 5% del total del sistema, lo que anticiparía una subasta de expansión para asignación de OEF; lo anterior, refleja un alto grado de oportunismo regulatorio, al pretender hacer una subasta cuyo resultado se conoce ex ante.**

Adicionalmente, de los escenarios elaborados en nuestros análisis de impacto del mecanismo competitivo de la Resolución CREG 133 de 2021, vemos **que las plantas que quedan en la asignación a prorrata enfrentan, en promedio, una disminución del 40,5% en sus ingresos por confiabilidad, frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación administrada a prorrata.** Ante este impacto,

no se puede garantizar que dichas plantas logren seguir operando con unos ingresos inferiores a sus costos fijos durante un año y con la incertidumbre que se genera entorno a las asignaciones para los periodos posteriores.

Consideramos que, con la materialización del impacto mencionado, el cual apunta a un mercado de confiabilidad oligopólico, que reduce progresivamente la competencia, con sus subsecuentes consecuencias en la reducción de reserva de confiabilidad, y especialmente, en la reducción del mercado secundario de confiabilidad, **la CREG debería revisar si es conveniente avanzar en la propuesta regulatoria planteada en la Resolución CREG 133 de 2021**; por lo cual, solicitamos a la Comisión:

- 1) Un espacio con el Comité de Expertos de la CREG para profundizar los análisis de impacto regulatorio presentados en esta comunicación y en el documento Anexo, lo que se incorporan en un nuevo estudio realizado por las firmas Sumatoria y PE3, respecto a las implicaciones de la iniciativa regulatoria contenida en la Resolución CREG 133 de 2021, en el contexto del análisis beneficio/costo, la falta de articulación normativa entre las Resoluciones CREG 132 y 133 de 2021, con lo que no se aseguran los incentivos adecuados para el parque de generación existente del país, especialmente los asociados a la sostenibilidad de las plantas de generación térmica, fundamentales para el desarrollo de la transición energética y el abastecimiento suficiente y seguro de electricidad en Colombia para los próximos años.
- 2) Una vez la CREG realice y publique los análisis de balance energético de energía firme de mediano plazo, poniendo en primer lugar la suficiencia energética del sistema y la estabilidad para los usuarios finales, se avance en el desarrollo normativo del esquema del Cargo por Confiabilidad para asegurar las Obligaciones de Energía Firme en el horizonte de mediano plazo a través de los mecanismos vigentes, esto es, **se evalúe una asignación de OEF a los generadores a prorrata de su ENFICC de tal manera que se cubra la Demanda Objetivo**; y para asegurar el abastecimiento de largo plazo, considerando la situación actual del balance entre OEF y proyección de demanda, **se anticipe una subasta de expansión para obligaciones de energía firme, en el marco de la reglamentación actual del Cargo por Confiabilidad**.

De esta forma, observamos que se darán señales oportunas de entrada a nuevos proyectos de expansión en generación que brinden respaldo, confiabilidad y certidumbre al mercado eléctrico colombiano en el contexto del abastecimiento eléctrico. Así mismo, **es fundamental que se preserve el esquema de asignación de obligaciones de energía firme a plantas existentes, en el corto, mediano y largo plazo; en el marco de la predictibilidad de las señales regulatorias**, debido a que las OEF del parque de generador existente, son la base de la generación para asegurar la confiabilidad eléctrica, con parámetros de calidad, eficiencia y costo-beneficio, especialmente, en el marco de la transición energética.

Por su parte, vemos adecuado que, en línea con lo abordado en la hoja de ruta de la Misión de Transformación Energética, se asegure una discusión regulatoria integral en el contexto de la confiabilidad, calidad y continuidad en la prestación del servicio de energía en Colombia, en particular, en el marco de las señales de inversión de largo plazo, acorde a análisis de impacto regulatorio.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Alejandro Castañeda

ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo

Anexo: Análisis de Impacto Normativo de la Resolución CREG 133 de 2021

Con copia: Dr. Diego Mesa, Ministro de Minas y Energía

ANEXO

ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO DE LA RESOLUCIÓN CREG 133 DE 2021 A LA LUZ DE LA DEFINICIÓN DEL ESQUEMA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

A. EL CARGO POR CONFIABILIDAD, FUNDAMENTOS Y EVALUACIÓN INTEGRAL

Debido a que las plantas y agentes principalmente afectados por la Resolución CREG 133 de 2021 son los térmicos, los cuales, constituyen el respaldo principal del sistema ante los eventos hidrológicos secos y/o otras variaciones climatológicas que afecten la entrada de FNCER en el futuro y la transición energética, es conveniente recordar la razón de ser del Cargo por Confiabilidad en Colombia.

1. Los mecanismos de remuneración de confiabilidad se hacen necesarios en el caso particular de **sistemas hidrotérmicos, donde la confiabilidad o suficiencia de los recursos energéticos se ve drásticamente comprometida ante eventos de hidrología crítica**, por la disminución significativa en la energía firme de los recursos hidráulicos.
2. Los eventos hidrológicos secos (y otros cambios en el contexto del cambio climático) tienen **incertidumbre en su ocurrencia, intensidad y duración**.
3. Consistentemente con esta condición, la evolución del parque de generación muestra una importante participación de recursos térmicos con diferentes tecnologías, combustibles y costos variables.
4. Los ingresos de un generador se encuentran determinados por sus ventas de energía en bolsa y ventas en contratos (que a su vez dependen de sus costos variables) y por el cargo por confiabilidad.
5. Lo anterior implica que **existe generación térmica que depende en mayor o menor medida (incluso en niveles cercanos al 100%) del CXC para ser viable financiera y económicamente**.
6. ***"... desde el punto de vista de costo de prestación del servicio, se debe propender por una canasta tecnológica que permita***

alcanzar el nivel de confiabilidad deseado con un costo de operación eficiente.”

Dados los argumentos que motivan la nueva propuesta de subasta de OEF para plantas existentes, es necesario revisar los principios económicos que sustentaron el diseño del CXC, en particular, para la fijación de una única señal de precio para la confiabilidad fijada por plantas nuevas en una subasta de expansión; y consistentemente, para la realización de una sola subasta, en lugar de dos, una para plantas existentes y otra para plantas nuevas, a diferencia de lo que se pretende con la Resolución CREG 133 de 2021.

- 1) La confiabilidad como bien público, concepto de mediano y largo plazo y precio de equilibrio de largo plazo
 - a) La CREG concluyó **que la confiabilidad corresponde a un concepto de mediano y largo plazo, y que el precio de la confiabilidad debía responder al precio de equilibrio de largo plazo que resulte del mercado.**
 - b) Adicionalmente, señaló la CREG que **tal señal de precio permitiría el flujo de caja necesario para los proyectos existentes y para los nuevos.**³
 - i) ***“(…) Esta señal económica, permite disminuir incertidumbre sobre flujos financieros esperados de caja para proyectos existentes y para proyectos nuevos, de forma tal que se tengan señales de largo plazo como incentivo a la instalación de nueva generación en el país y a la permanencia de la existente.”***
 - ii) ***“(…) En general en un mercado de energía se identifican externalidades que generan costos (racionamiento) y producen beneficios (confiabilidad), y el pago por confiabilidad pretende internalizar estas externalidades cobrando a los usuarios el valor de la confiabilidad que desean y pagando a los generadores por el beneficio que se obtiene de la confiabilidad que brindan. En la medida en que se logre internalizar las externalidades identificadas, que hacen el mercado inestable e ineficiente, a través de un pago por confiabilidad, se logra que el precio que pagan los usuarios (energía y confiabilidad)***

³ Elaboración con base en el Documento CREG 038/2004, soporte de la R.050/2004 y Documento de julio de 2006 (sin número), soporte de la R.043/2006.

correspondan al precio de equilibrio en el largo plazo en un mercado perfecto”.

2) Consistente con una única señal de precio de OEF, la CREG recomendó una sola subasta en lugar de dos.

a) **La CREG elaboró un amplio análisis sobre la alternativa de realizar dos subastas, una subasta para plantas existentes y otra para nuevas.** Al respecto, se destacan las siguientes conclusiones:

i) *“Dado el análisis anterior [se refiere a los ingresos de un generador existente] se podría concluir que el precio resultante de la subasta para los generadores existentes no refleja el costo de inversión necesario para brindar la confiabilidad requerida por el sistema y por el contrario dichos precios solo reflejan el grado de competencia entre los generadores establecidos.”*

ii) *“De (3) se puede concluir [hace referencia a ingresos de plantas nuevas] que el precio de una obligación de energía firme entregada por un nuevo generador tiene relación directa con la inversión necesaria para disponer de la energía firme comprometida por dicha obligación.”*

iii) **“Considerando los análisis anteriores y dado que la obligación de energía firme busca ser una de las fuentes de remuneración de la inversión necesarias para brindar la confiabilidad requerida por el Sistema, no parece recomendable la realización de subastas independientes para generadores existentes y nuevos; por el contrario, se debería realizar una única subasta en la que participen ambos tipos de generadores.”**

b) Al respecto, bien vale la pena analizar si el retiro de una planta existente como producto de la propuesta de la R.133/2021 podría originar precios de la subasta de expansión más altos, más aún, si se toma en cuenta que dichos precios, en las pasadas subastas, hubieran sido más altos si los proyectos asignados que se retiraron posteriormente no hubieran participado.

c) También Peter Cramton (asesor de la CREG en ese proceso) propuso una única subasta para todas las plantas y que el precio fijado por las entrantes se aplicara a las existentes. Y en 2015, al describir el actual CXC, afirmó:

- i) ***"...Importantly, both existing and new resources receive the same prices in the long run. There is no discrimination against existing resources."***
- 3) **La presencia de costos hundidos de las plantas existentes, así como el poder de mercado, fueron tenidos en cuenta para el diseño de la subasta de expansión: Las plantas existentes no fijarían el precio.**
 - a) Peter Cramton argumentó que las plantas existentes no participaran, tal como quedó, en la fijación de la señal de precio de largo plazo debido a los costos hundidos y el poder de mercado de varios agentes:
 - i) *"... In this way, the bids from new capacity can reflect the cost of new entry. It makes the firm energy market contestable and allows new entry to set the price.... Existing capacity would set the wrong price because of sunk costs and market power. We must rely on new entry to set the price."*
- 4) **El diseño de la subasta de expansión implica que la CREG determina la oferta futura de ENFICC a través de la definición de la demanda objetivo y, por lo tanto, incide en las condiciones de desbalance entre oferta y demanda de energía firme, y consecuentemente, en la aplicación de los mecanismos previstos para tales condiciones que se indican adelante.**
 - a) **La Resolución CREG 071 de 2006 incluyó dos elementos de riesgo para las plantas existentes:**
 - i) **La demanda objetivo quedó a discreción de la CREG que terminó adoptando en las convocatorias el escenario de demanda alta de la UPME y no el escenario medio que se proponía en la Resolución CREG 043 de 2006.** En este sentido, dado que, como se muestra adelante, ese escenario siempre resulta considerablemente superior a la demanda real, el riesgo de reducción de demanda quedó en cabeza de las plantas existentes mediante el mecanismo de prorrata adoptado en la versión definitiva.
 - ii) La creación de la subasta GPPS, **no prevista inicialmente**, introdujo incentivos para sobreoferta de energía firme respecto a la demanda objetivo proyectada, **y más allá del período de planeación (un horizonte de 10 años).**

B. PRINCIPIO DE EFICACIA EN LA ARQUITECTURA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

A través del Documento CREG 072 de 2005, la CREG estableció los “Principios Fundamentales” que debían regir el nuevo esquema que sustituyera el del Cargo por Capacidad.

Entre los Principios que estableció la CREG, quedó consignado el de “Eficacia”, que a su vez incluyó los siguientes “aspectos generales”:

- Constituir señal de largo plazo;
- Incentivar a la permanencia de la inversión existente y ejecución de nueva inversión;
- Asegurar estabilidad;
- Oportunidad (ciclo de inversión).

Adicionalmente, la CREG estableció ciertos “Criterios de Evaluación” correspondientes a los “Principios Fundamentales”. Los “Criterios de Evaluación” asociados al Principio de “Eficacia”, fueron los siguientes:

- Estabilidad: Conduce a una baja volatilidad en la asignación del Cargo por Capacidad en el tiempo, recibida por cada uno de los agentes del mercado, tanto existentes como entrantes.
- Predictibilidad: Posibilita que cualquier agente del mercado pueda estimar la evolución futura de su remuneración por concepto de confiabilidad, con un nivel de probabilidad aceptable.
- Capacidad de Previsión: Posibilita la apropiación oportuna de los requerimientos futuros del sistema.
 - Riesgos de la Actividad de Generación: Asigna los riesgos de mercado que corresponden a la actividad de generación.
 - Capacidad de Atraer Inversión Directa: Es un esquema competitivo en el mercado internacional para atraer inversión en nuevos proyectos de generación.

Como se puede deducir de la definición del Principio de “Eficacia” y de los “Criterios de Evaluación”, el diseño integral del CXC persiguió los siguientes objetivos, los cuales se estarían vulnerando con la eventual materialización del proyecto de resolución que se somete a consulta a través de la Resolución CREG 133 de 2021:

- El Principio de “Eficacia” buscaba **incentivar la permanencia de la inversión existente y asegurar su estabilidad.**
- Los “Criterios de Evaluación” de “Estabilidad” y “Predictibilidad” buscaban **certeza y baja volatilidad en la asignación de ingresos por vía del nuevo esquema de confiabilidad, sin diferenciación entre agentes existentes y nuevos.**
- Los “Riesgos de la Actividad de Generación” buscaban ser asignados conforme al tipo de actividad ejercida; es decir, entendida la generación como una actividad en competencia, **debería ser el mercado, como un todo, el encargado de determinar el costo marginal de cada uno de los rubros de ingresos.**
- Por último, en relación con la “Capacidad de Atraer Inversión Directa”, Criterio que a su vez hace mención al **mercado internacional de inversión**, este procuraba atraer inversión extranjera, la cual en efecto ha llegado, pero, **se vería gravemente cercenada producto de la aplicación de la resolución bajo consulta.**

Lo anterior, sin perjuicio de la eventual vulneración de otros Principios como el de “Reciprocidad” que define el servicio / bien a entregar y a ser remunerado por vía del mecanismo del CXC, sin hacer diferenciación alguna respecto al servicio / bien que prestan agentes existentes y nuevos.

C. El Cargo por Confiabilidad tiene una Señal de Precio de Retiro de Plantas

Una motivación central de la propuesta de la Resolución CREG 133 de 2021 es que no existe una señal de precios para el retiro de plantas obsoletas e ineficientes competitivamente. Contrario a lo planteado por la Comisión, el anexo 10 de la Resolución CREG 071 de 2006 establece que un agente puede solicitar, en la subasta de expansión:

- 1) El retiro temporal de una planta para los casos en que el precio de la Subasta sea menor a 0,8 veces el Costo del Entrante; y,
- 2) El período de vigencia para el cual se hace efectivo el retiro temporal de la planta o unidad de generación.

Adicionalmente, el Cargo por Confiabilidad tiene un conjunto de reglas y procedimientos para el retiro de plantas que cuentan con asignación de OEF teniendo previstas desde su concepción señales de precio para el retiro de plantas del mercado de confiabilidad.

D. OBSERVACIONES INICIALES EN RELACIÓN CON EL ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO

La pregunta que se plantea la CREG sobre si las plantas existentes deben recibir el mismo precio de la señal de expansión por tener costos hundidos indicaría que **esa entidad está cuestionando totalmente el precio de OEF y la forma de asignación a las plantas existentes**, independientemente de si se trata de la subasta de expansión o no.

Lo anterior implica que **la CREG está colocando bajo cuestionamiento y revisión toda la fundamentación económica del CXC, sin el respectivo debate teórico**, como sí se dio en su oportunidad entre 2005 y 2006.

Ahora bien, como se puede desprender de la observación del Análisis de Impacto Normativo elaborado en el Documento CREG 110 de 2021, este **carece de una identificación de evidencias concretas, evaluaciones y valoraciones rigurosas que respalden la identificación del problema, sus causas y consecuencias, y demás afirmaciones**.

De lo planteado en el Documento CREG 110 de 2021 en relación con el análisis de impacto regulatorio de la Resolución CREG 133 de 2021, se concluye que:

1. **La identificación del problema carece de una elaboración y discusión profunda**, y de evidencias, que soporten la validez del problema identificado como de sus causas.
2. En ese proceso, **no se ha demostrado por qué los razonamientos económicos que eran válidos para la asignación del precio de OEF de la subasta de expansión a las existentes y la asignación a prorrata, han dejado de serlo**.
3. Tampoco se discute por qué razón, en un mercado global de confiabilidad y energía en el SIN, de libre entrada y salida de plantas y de transacciones de M&A que no se encuentra regulado como un monopolio natural, se considera que **los costos hundidos deben ser considerados por la CREG para segmentar ese mercado competitivo**. A continuación se presentan las transacciones de M&A relacionadas con plantas térmicas realizadas durante los últimos 5 años.

Planta	Año de la Transacción	Valor de la Transacción	Comprador	Vendedor
Termoflores (610 MW)	2019	USD 420 MM	EnfraGen (Glenfarne)	Celsia
Termovalle (241 MW)	2021	n.a.	Glenfarne Group y Partners Group	Juneau Business Inc., Termovalle Investment y Altra
Termoemcali (213 MW)	En venta	USD 187 MM	n.a.	Contour Global Latam
Termoyopal (150 MW)	2021	n.a.	EGE Haina	SCL Mercantil Colpatría, Altra
Proeléctrica (90 MW)	n.a.	n.a.	Grupo Ethuss	Pacific Power Generation
Isagén (1240 MW)	2016	COP 11,2 BN	Brookfield	Gobierno Nacional
7 hidroeléctricas (150 MW)	2021	n.a.	Isagén	Lareif
Termomechero (58 MW)	2021	n.a.	CIEF	Ashmore

Fuente: Sumatoria, 2021

4. **No se valora el impacto sobre el sector empresarial y los (empresas y los inversionistas).**
5. En el análisis de las causas, **no se discute la incidencia que tiene la fijación por parte del regulador de la oferta de OEF y ENFICC para la subasta de expansión** con base en escenarios de demanda objetivo considerablemente alta, cuyo efecto recurrente ha sido el exceso de ENFICC entre subastas de expansión, situación ahora agudizada por las subastas del mecanismo de contratos de largo plazo del MME.
6. **Tampoco ha evaluado la CREG la importancia de haber contado con las plantas existentes** en los procesos críticos de atrasos de proyectos para apreciar el potencial impacto negativo de la propuesta de la Resolución CREG 133 de 2021.
7. No se explica la razón por la cual se pretende impulsar una medida de tal magnitud **sin esperar a los resultados del estudio contratado por la CREG para evaluar integralmente el CXC y su discusión en el sector.**
8. Si como lo señala la OCDE, "La intervención regulatoria debe darse cuando el regulador tiene buenas razones, basadas en evidencia concreta, que demuestran que su intervención vale la pena y traerá beneficios para la sociedad...", **no es conveniente adoptar una propuesta como la de la Resolución CREG 133 de 2021, sin contar con un soporte sólido del AIN que siga las guía propuestas por la OCDE.**

E. Posible Impacto de la Propuesta en los Agentes del Mercado

En el marco del análisis de la propuesta regulatoria, se elaboraron 3 escenarios de simulación enfocados en los posibles impactos que la propuesta de la Resolución CREG 133 de 2021 podría tener en los agentes del mercado. Estos escenarios (los cuales se esperan sean profundizados en el espacio de socialización con la Comisión), se basan en: 1) La necesidad de los agentes de cubrir sus costos fijos vía oferta, 2) Disposición de las plantas a recibir asignaciones y 3) Efecto combinado de las Resoluciones CREG 132 y 133 de 2021. A continuación se presentan algunos de los resultados que arrojaron estos escenarios:

1. Escenario 1:

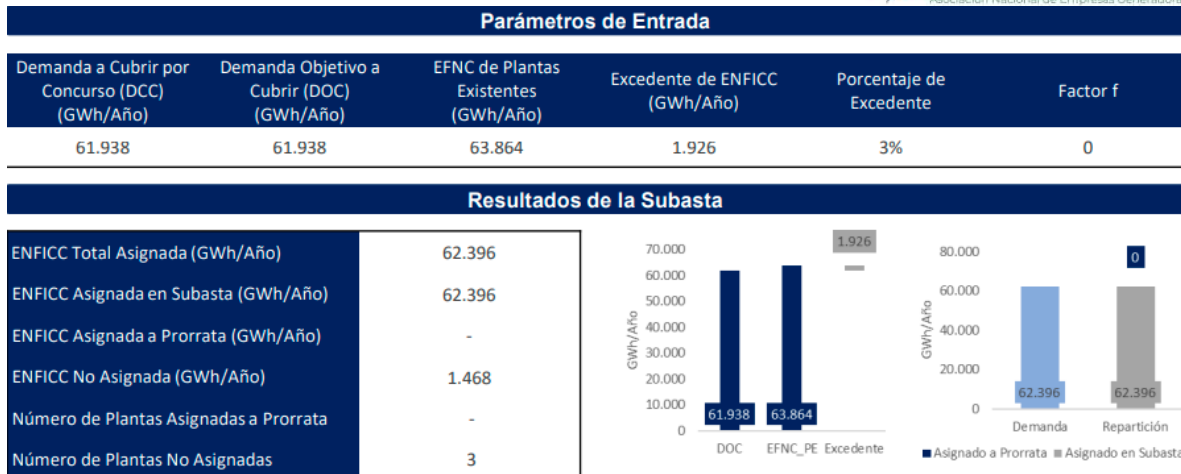
a. Simulación asumiendo Factor "f" = 1 y un excedente de 3%

- i. Las plantas que quedan en la asignación a prorrata enfrentan, en promedio, una disminución del 6,3% en sus ingresos frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación. Ante este impacto, no se puede garantizar que dichas plantas sigan operando con unos ingresos inferiores a sus costos fijos durante un año y con la incertidumbre que se genera en torno a las asignaciones para los periodos posteriores.
- ii. Teniendo en cuenta que, de las plantas asignadas a prorrata y las plantas no asignadas, ninguna tiene OEF para los períodos posteriores al periodo 2025-2026, en este escenario se provocaría la salida del sistema de 273 MW. De igual manera, 150 MW, las plantas asignadas a prorrata, deberían buscar recursos de deuda o equity para lograr cubrir sus costos fijos.
- iii. Así, asumiendo un excedente del 3% y un factor f de 1, la subasta del año 2025-2026 generaría la salida de 2 plantas del sistema y dejaría a otras 2 sin poder cubrir sus costos fijos, ante lo cual su permanencia en el SIN tampoco estaría garantizada. Con la salida de estas 2 plantas, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 61.973 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/año, significaría un déficit de ENFICC del 3% y anticiparía la siguiente subasta de expansión.



b. Simulación Asumiendo un Factor f de 0 y un Excedente del 3%

- i. Dado que, de las plantas que no resultan asignadas en el mecanismo competitivo propuesto en la Resolución CREG 133 de 2021, ninguna tiene OEF para los periodos posteriores al periodo 2025-2026, el nuevo mecanismo ocasionaría la salida del sistema de 210 MW.
- ii. En este caso, el mecanismo de asignación de obligaciones de energía en firme (OEF) ocasionaría la salida de 3 plantas del sistema. La ENFICC que estas plantas le aportan al sistema, y que, por consiguiente, este estaría perdiendo, es de 1.468 GWh/Año.
- iii. Así, asumiendo un excedente del 3% y un factor f de 0, la subasta del año 2025-2026 generaría la salida de 3 plantas del sistema. Con esto, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 62.192 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/Año, significaría un déficit de ENFICC de alrededor del 3% y anticiparía la siguiente subasta de expansión.

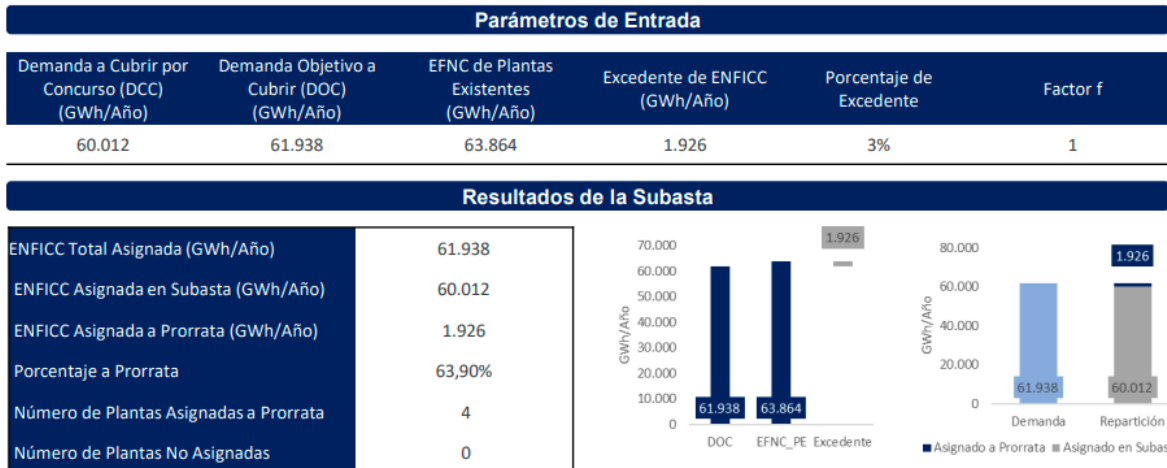


2. Escenario 2:

a. Simulación asumiendo Factor "f" = 1 y un excedente de 3%

- i. Las plantas que quedan en la asignación a prorrata enfrentan, en promedio, una disminución del 40,5% en sus ingresos frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación. Ante este impacto, no se puede garantizar que dichas plantas sigan operando con unos ingresos inferiores a sus costos fijos durante un año y con la incertidumbre que se genera en torno a las asignaciones para los periodos posteriores.
- ii. Teniendo en cuenta que, de las plantas asignadas a prorrata y las plantas no asignadas, ninguna tiene OEF para los períodos posteriores al periodo 2025-2026, en este escenario se podría ocasionar la salida del sistema de 423 MW.
- iii. Así, asumiendo un excedente del 3% y un factor f de 1, la subasta del año 2025-2026 podría generar la salida de 4 plantas del sistema. Con esto, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 60.647 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/Año, significaría un déficit de ENFICC del 5% y anticiparía la siguiente subasta de expansión.
- iv. Al comparar los resultados de este escenario con los del escenario 1, es interesante observar que, pese a que las plantas que quedan por fuera de la asignación del concurso son las mismas, el impacto en los ingresos de las plantas que quedan asignadas a prorrata es inferior

(6,3% vs. 40,5%) cuando estas informan no estar dispuestas a recibir menos del 100% de su ENFICC no comprometida. Así, el desarrollo de las simulaciones del escenario 3 se hará suponiendo que las plantas informan una cantidad mínima igual a su ENFICC no comprometida.



b. Simulación Asumiendo un Factor f de 0 y un Excedente del 3%

- i. Dado que, de las plantas que no resultan asignadas en el mecanismo competitivo propuesto en la Resolución CREG 133 de 2021, ninguna tiene OEF para los periodos posteriores al periodo 2025-2026, el nuevo mecanismo ocasionaría la salida del sistema de 210 MW.
- ii. En este caso, el mecanismo de asignación de obligaciones de energía en firme (OEF) ocasionaría la salida de 3 plantas del sistema. La ENFICC que estas plantas le aportan al sistema, y que, por consiguiente, este estaría perdiendo, es de 1.468 GWh/Año.
- iii. Así, asumiendo un excedente del 8% y un factor f de 0, la subasta del año 2025-2026 generaría la salida de 3 plantas del sistema. Con esto, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 62.192 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/Año, significaría un déficit de ENFICC de alrededor del 3% y anticiparía la siguiente subasta de expansión.

Parámetros de Entrada

Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
61.938	61.938	63.864	1.926	3%	0

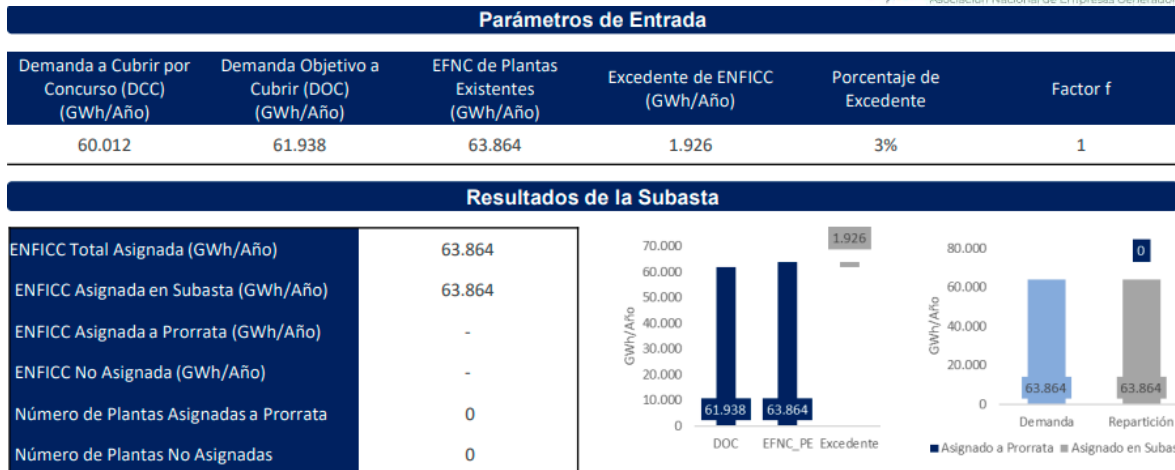
Resultados de la Subasta

ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	62.343
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	62.343
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	-
ENFICC No Asignada (GWh/Año)	1.521
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	-
Número de Plantas No Asignadas	4



3. Escenario 3. Combinación efecto Resolución CREG 132 y 133 de 2021.

- El precio de cierre del mecanismo asignación para el periodo 2025-2026, al que serían remuneradas todas las plantas que en esta resultaron asignadas, corresponde al precio ofertado por la planta con la que se iguala la DCC. (15,1 USD/MWh)
- Adicionalmente, en este escenario, todas aquellas plantas térmicas de la región Caribe que operen con gas y que cumplan con los requisitos establecidos en la Resolución CREG 132/2021, quedan asignadas a 5 años. Así, para la subasta del periodo 2026-2027, se debe restar la ENFICC de estas plantas de la ENFICC no comprometida de las plantas existentes. Ante esto, se presenta un déficit de ENFICC, que obliga a convocar a una subasta de expansión para el periodo 2026-2027. Tras este periodo, en el que a todas las plantas se les asigna la totalidad de su ENFICC no comprometida, para la asignación de las OEF del periodo 2027-2028 se aplica nuevamente el mecanismo de la Resolución CREG 133 de 2021.



En adición, en este escenario, se hizo un análisis de pivotalidad a partir de la ENFICC disponible de agentes con **portafolios y rentas inframarginales**.

Para el mecanismo de asignación de las obligaciones de energía en firme (OEF) para el periodo 2025-2026, todas aquellas plantas con una ENFICC no comprometida superior al excedente de ENFICC del sistema (diferencia entre la ENFICC no comprometida de las plantas existentes y la demanda objetivo a cubrir (DOC)) son pivotales. Esto pues, por las condiciones definidas en la Resolución CREG 133 de 2021, independientemente del factor f con el que se realice la asignación, la ENFICC de dicha planta será necesaria para llegar a la demanda a cubrir por concurso (DCC). Así, estas plantas estarían en la capacidad de ofertar un precio igual al precio de despeje de la última subasta del cargo por confiabilidad que se haya adelantado y, al ser una de estas la planta que fije el precio de despeje del concurso, todas las plantas participantes en el mecanismo resultarían asignadas por la totalidad de su ENFICC no comprometida y esta tendría que ser remunerada al precio ofertado por dicha planta pivotal (precio de despeje de la última subasta del cargo por confiabilidad que se haya adelantado).

La tabla que se presenta a continuación resume el número de plantas y de agentes que serían pivotales para distintos niveles de excedente de ENFICC.

% de Excedente de ENFICC	Número de Plantas Pivotalas	Número de Agentes Pivotalas
3%	9	10
6%	5	6
9%	1	4
12%	0	3

F. IMPACTOS SECTORIALES SOBRE APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 133 DE 2021

De algunos de los escenarios planteados, se desprende el siguiente impacto sectorial en la cadena de combustibles para el sector gas y el sector carbón del país.

(1) Sector de gas natural

Salida 2 plantas a gas eficientes, flexibles ante la escasez de gas natural, dinamizadoras de inversión y apalancadoras del desarrollo de infraestructura de gas natural, que representan alrededor de 450 MW que no quedan asignados en el mecanismo competitivo planteado, con los siguientes efectos:

- Perdida de alrededor de 4.000 GWh/año.
- Consumos diarios de gas del orden de 53 GBTUD (+25% de la demanda térmica de gas) en periodos de hidrología crítica.
- Lucro cesante para la cadena de gas natural del orden de 45 millones de dólares/año

(2) Cadena de la pequeña y mediana minería asociada al carbón

Salida 2 plantas a carbón que a pesar de contar con tecnologías especiales para la eficiencia y reducción de emisiones contaminantes que representan alrededor de 440 MW no quedarían asignadas en el mecanismo competitivo, con los siguientes efectos para la cadena:

- Perdida de alrededor de 3200 GWh/año de OEF.
- Consumos diario de carbón del orden de 500.000-700.000 toneladas/año (+35% de la demanda de carbón para plantas térmicas) en el país.
- Lucro cesante para la cadena del carbón del orden de 30 millones de dólares/año.

Adicionalmente, el impacto anual por concepto de contribuciones e impuestos por la salida de estas plantas de generación, tanto de gas natural como de carbón, sería del orden de 30 millones de dólares, lo cual afecta las finanzas regionales y la generación de empleo, para el caso de carbón, en especial, en las regiones productoras del interior del país.

G. BALANCE DE LA PROPUESTA REGULATORIA DE LA RESOLUCIÓN CREG 133 DE 2021

1. La propuesta de la CREG, al igual que las anteriores, no demuestra que la señal de precios a las plantas existentes sea ineficiente ni que los principios económicos que soportan las señales de precios del CXC hayan dejado de ser vigentes.
2. Consistentemente con lo anterior, la CREG no ha elaborado un soporte conceptual sólido para su argumento sobre costos hundidos para determinar el precio de un servicio como la confiabilidad, que no corresponde al de un monopolio natural o de enfoque de servicio al costo ("cost of service"), que se presenta en países como Costa Rica, donde el servicio de generación es monopolio del Estado.
3. La CREG no demuestra por qué la señal de retiro de plantas existentes, que hacen parte del CXC, sea inoperante y tampoco expone evidencia sobre plantas que considera obsoletas y que siguen en el sistema.
4. Toda propuesta de fijar un precio a plantas existentes basado en una subasta que no sea la de expansión, presenta problemas estructurales de fondo en el contexto del CXC debido al factor determinante que tiene la CREG y el MME en las variables de oferta y demanda que inciden en la formación de precios. En esas condiciones no puede asegurarse una formación de precios eficiente.
5. Las nuevas motivaciones, precio eficiente para las existentes y señal de retiro, carecen de un soporte real y sólido en el Análisis de Impacto Normativo (AIN) y no cumplen con las guías OCDE por cuanto:
 - I. La identificación del problema carece de una elaboración y discusión profunda
 - II. No se ha demostrado por qué los razonamientos económicos que eran válidos para la asignación del precio de OEF de la subasta de expansión a las existentes y la asignación por prorrata, han dejado de serlo.
 - III. Tampoco se discute por qué razón, se considera que los costos hundidos deben ser considerados para segmentar un mercado competitivo como el MEM.
 - IV. No se evalúa el impacto sobre las empresas y los inversionistas.
 - V. No se tiene en cuenta la incidencia que tiene la fijación por parte del regulador de la oferta de OEF y ENFICC para la subasta de expansión
6. De acuerdo con el análisis elaborado por ANDEG, la propuesta de la CREG tiene un impacto negativo en:

- I. El hundimiento o destrucción de las inversiones de empresarios que han participado en procesos de M&A durante la vigencia del MEM, creyendo en el principio que los activos valen por el precio de sus productos en el mercado.
 - II. El acceso al mercado de financiación debido a la incertidumbre en la fuente de ingresos.
 - III. El retiro de plantas sin que necesariamente sea por obsolescencia.
 - IV. Empresas independientes que se verían abocadas a liquidación.
7. Las variables que definen una formación eficiente de precios ante una situación de excedentes de ENFICC, para períodos cargo sin asignación de OEF a las plantas existentes, es decir, la oferta de ENFICC y la demanda objetivo proyectada para la subasta, se encuentran determinadas por la CREG y, adicionalmente, por las subastas del mecanismo de contratación de largo plazo del MME.
 8. Mientras no se presenten condiciones de libre juego de la oferta y demanda, cualquier mecanismo de subasta de OEF exclusivo para plantas existentes no reflejará una formación de precios eficiente.
 9. Es así que, de adoptarse la propuesta de la Resolución CREG 133 de 2021, en la medida que se incorpore al sistema una mayor oferta de ENFICC por sobreestimación de la demanda proyectada en las subastas de expansión (ya sea por las proyecciones de la UPME y/o aversión al riesgo del regulador) y por convocatorias de nuevos proyectos de FNCER en las subastas del MME, las inversiones en plantas existentes estarán bajo permanente incertidumbre que castigará artificialmente su valor y/o producirá su retiro, aún siendo económicamente competitivas.
 10. En la medida en que el mayor impacto pueda recaer sobre plantas a gas del interior del país, se pone en riesgo la materialización de proyectos estratégicos a nivel nacional (i.e. Planta de Regasificación del Pacífico), lo cual, va en contravía de los planteamientos de la Misión de Transformación sobre el “Papel de Gas Natural en la Transición Energética”, en donde se plantea al gas natural como dinamizador potente del mercado de este energético, en la medida en que se mantenga el esquema del Cargo por Confiabilidad para viabilizar y promover a través de la remuneración de los costos fijos, y lo asociado con el diseño de contratos de expansión del suministro y transporte de gas natural para el sector térmico.

H. RECOMENDACIONES AL REGULADOR

1. Si como lo señala la OCDE, “La intervención regulatoria debe darse cuando el regulador tiene buenas razones, basadas en evidencia

concreta, que demuestran que su intervención vale la pena y traerá beneficios para la sociedad...”, no es conveniente adoptar una propuesta como la de la Resolución CREG 133 de 2021, sin contar con un soporte sólido del AIN que siga las guía propuestas por la OCDE.

2. En este sentido, **la evaluación integral del CXC contratada por la CREG debe ser un insumo para la construcción de propuestas de modificación al actual CXC.**
3. La anterior recomendación es también válida para la propuesta de la Resolución CREG 132 de 2021, ya que los objetivos de esta resolución y los de la Resolución CREG 133 de 2021 pueden resultar contradictorios en la medida que plantas a líquidos que son potencialmente contratantes de nuevos desarrollos de GN, entre ellos la planta de regasificación del Pacífico, podrían verse motivadas a retirarse del mercado afectando la viabilidad de dicho proyecto.
4. Todo lo anterior resulta aún más conveniente si se tienen en cuenta las demás propuestas de cambios en el MEM relacionadas con los mercados de corto plazo y despacho vinculante.
5. Si bien se aprecian los esfuerzos del Regulador con la propuesta de la Resolución CREG 132 de 2021, en materia de asegurar la contratación de gas natural para plantas térmicas, su propósito se termina diluyendo con los planteamientos de la Resolución CREG 133 de 2021, y en adición, al segregar la participación de plantas térmicas con el criterio de “heat rate”, y no incluir incentivos para las plantas de generación a carbón en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad, la propuesta normativa planteada de modificación del esquema de asignación de OEF para plantas existentes termina siendo inconveniente.
6. **Se recomienda que cualquier modificación estructural al CXC sea producto de una evaluación integral de este esquema por parte de todo el sector, así como de la valoración beneficio-costos de las alternativas, siguiendo las guías de la OCDE.**