

Por un futuro sin carbón:

Recomendaciones de política pública sobre cargo por confiabilidad



Por un futuro sin carbón: recomendaciones de política pública sobre cargo por confiabilidad.

©Corporación para el Desarrollo de Políticas Energéticas para las Transiciones Justas, POLEN Transiciones Justas

Bogotá - Colombia, septiembre de 2023

www.polentj.org

Autora:

Villegas-Mendoza Mariana  <https://orcid.org/0009-0009-5459-1823>

Diseño y diagramación: Grafoscopio SAS

Diseño de Portada: Cristian Porte

POLEN Transiciones Justas es un centro de pensamiento que busca informar e incidir en las políticas públicas y los procesos de toma de decisiones en materia de política energética en Colombia. Su razón de existir es propender por una sociedad más justa, equitativa y resiliente.

Cítese como:

POLEN Transiciones Justas. (2023). Por un futuro sin carbón: recomendaciones de política pública sobre cargo por confiabilidad.

Esta es una obra de acceso abierto distribuida bajo la licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es>). Los usuarios pueden reproducir, distribuir, adaptar y desarrollar el contenido de la obra original, conforme a los términos de la licencia mencionada. POLEN Transiciones Justas debe ser claramente reconocido como titular de la obra original. Los usuarios no están autorizados a reproducir el logo de POLEN Transiciones Justas en sus obras.

Con apoyo de:

 **HEINRICH BÖLL STIFTUNG**
BOGOTÁ
Colombia

Las opiniones o posiciones expresadas en este documento no comprometen ni necesariamente representan el pensamiento de la Fundación Heinrich Böll - Oficina Bogotá, Colombia.

Por un futuro sin carbón:
Recomendaciones de política pública
sobre cargo por confiabilidad



Este documento presenta un análisis sobre la viabilidad legal y regulatoria de la modificación del esquema actual del cargo por confiabilidad (“CxC”) en Colombia, en el marco del suministro de insumos, por parte de la sociedad civil, para facilitar los procesos asociados al programa *“Del Carbón al Futuro: Transición Energética Justa de las Termoeléctricas a Carbón en Colombia”*.

El documento, que se basa en los antecedentes generales descritos en el [Anexo 1](#), está estructurado en dos secciones: (i) una [sección](#) que presenta los principales **asuntos jurídicos relevantes** en el contexto de una eventual modificación del esquema actual del cargo por confiabilidad; y (ii) una segunda [sección](#) que presenta una explicación detallada del mercado de la confiabilidad en Colombia, siguiendo con el [análisis central](#) sobre la posibilidad de tomar medidas para modificar algunos de sus aspectos, en línea con los objetivos del programa *“Del Carbón al Futuro: Transición Energética Justa de las Termoeléctricas a Carbón en Colombia”*.

1.

ASUNTOS JURÍDICOS RELEVANTES

1.2 La interpretación errada de la “neutralidad tecnológica”

En Colombia, las referencias normativas al principio de “neutralidad tecnológica” están asociadas, principalmente, al manejo de información y datos, por ejemplo, en el sector de tecnologías de la información y comunicaciones. La finalidad del principio, en este contexto, es garantizar el acceso igualitario a la información.

Ahora bien, en materia de servicios públicos, la Ley 142 de 1994 (“**Ley 142**”) se refiere al principio de *neutralidad* (sin el apellido de “tecnológica”) de la siguiente manera:

a) En el contexto de los instrumentos de la intervención estatal¹. A este respecto, el Artículo 3 indica que las entidades, autoridades y organismos sujetos a la Ley 142 pueden intervenir en los servicios públicos en ejercicio de todas las atribuciones y funciones que les son aplicables, en relación con ciertas materias que incluyen el “Respeto del principio de

*neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria **en la prestación de los servicios***” (negritas fuera del texto original). Así las cosas, la norma mencionada reconoce la facultad de las entidades sujetas a la Ley 142 de intervenir en los servicios públicos, para garantizar el principio de neutralidad en beneficio de los usuarios (como se explica más adelante).

b) Como uno de los criterios para definir el régimen tarifario de los servicios públicos. Sobre esto, el Artículo 87 indica que la neutralidad debe orientar el régimen tarifario, y para efectos de claridad define el término² así: “Por *neutralidad* se entiende que **cada consumidor** tendrá el derecho a tener el **mismo tratamiento tarifario** que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no

debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.” (negrillas fuera del texto original). De la lectura de esta norma puede concluirse que la neutralidad es un criterio (o principio) concebido para proteger a los consumidores, garantizándoles un trato equitativo.

c) En el contexto de la facultad otorgada a las Comisiones de Regulación de modificar las condiciones de ciertos contratos (celebrados como resultado de invitaciones públicas para la financiación, operación y mantenimiento de servicios públicos domiciliarios), siempre que se presente una violación al principio de neutralidad³.

Específicamente en relación con el sector eléctrico, la Ley 143 de 1994 (“**Ley 143**”), siguiendo la misma línea de la Ley 142, se refiere al principio de neutralidad (también, sin el apellido de “tecnológica”) en los siguientes contextos:

a) Al incluirlo en la lista de los principios que rigen las actividades relacionadas con el servicio de electricidad (Artículo 6), precisando lo siguiente: “El principio de neutralidad

*exige, dentro de las mismas condiciones, un **tratamiento igual para los usuarios**, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio.”* (negrillas fuera del texto original).

b) Al incluirlo en la lista de los criterios que orientan el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa (Artículo 44), aclarando que “Por neutralidad se entiende que **usuarios residenciales de la misma condición socioeconómica o usuarios no residenciales del servicio de electricidad**, según niveles de voltaje, se les dará el mismo tratamiento de tarifas y se le aplicarán las mismas contribuciones o subsidios. En virtud del principio de neutralidad, no pueden existir diferencias tarifarias para el sector residencial de estratos I, II y III, entre regiones ni entre empresas que desarrollen actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico, para lo cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá el período de transición y la estrategia de ajuste correspondiente.” (negrillas fuera del texto original).

De manera más general, en relación con el sector minero energético, el Decreto 1073 de 2015⁴ (“**Decreto 1073**”) dispuso lo siguiente: “**ARTÍCULO 2.2.3.2.2.9. Lineamientos para el aseguramiento de la prestación del servicio. En desarrollo de los principios de eficiencia, continuidad, *neutralidad* y equidad consagrados en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, se deberán implementar medidas para el aseguramiento de la prestación del servicio bajo condiciones diferenciales, para usuarios en áreas especiales y situaciones de retiro del mercado de agentes comercializadores. (...)**” (negritas fuera del texto original).

Del anterior recuento normativo, que incluye a la totalidad de las referencias que la legislación aplicable al sector eléctrico consagra sobre “**neutralidad**”, se concluye que la neutralidad es un principio/criterio establecido para proteger a los usuarios, garantizándoles, en la medida de lo posible, un tratamiento igualitario. En ese sentido, el principio/criterio de la neutralidad no está concebido en beneficio de los agentes (v.g. generadores), y por ende no supone la imposibilidad de establecer tratamientos diferenciales en razón de las tecnologías utilizadas (v.g. fuentes de generación de electricidad).⁵

Sin perjuicio de lo anterior, la noción de “neutralidad tecnológica” ha sido invocada en múltiples oportunidades por los agentes participantes en el sector eléctrico colombiano (principalmente los generadores, muchas veces en el contexto de organizaciones gremiales) para oponerse a nuevas medidas regulatorias o de política pública que incentivan exclusivamente determinadas tecnologías (v.g. las fuentes no convencionales de energía renovable “**FNCER**”). Para ello, y respondiendo a motivos de conveniencia, los agentes han interpretado erróneamente la noción de neutralidad (adicionándole el complemento de “tecnológica”), asumiendo que la misma prohíbe la definición (por parte de las entidades del Estado) de tratamientos diferenciales entre los agentes, aunque atiendan a criterios objetivos (v.g. la tecnología que utilizan). En esa medida, las empresas y gremios que han acogido esta postura alegan que el principio neutralidad supone una garantía de tratamiento igualitario a los agentes, con la correlativa “obligación” del Estado de abstenerse de establecer medidas diferenciales.

Partiendo de esta interpretación desfigurada de la noción de neutralidad (que se aparta de lo expresamente contenido en las normas aplicables), los agentes que utilizan fuentes convencionales de

generación han intentado evitar que se promulguen (o pretendido que se revoquen) políticas públicas y mecanismos regulatorios dirigidos específicamente a FNCER. Tal es el caso de las subastas de contratos de largo plazo de energía (“**Subastas CLPE**”) y el Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019⁶, que crearon mecanismos para incentivar las FNCER, exclusivamente.

El siguiente extracto, tomado de la matriz de comentarios recibidos por el Ministerio de Minas y Energía (“**MME**”), en relación con las resoluciones asociadas a las Subastas CLPE, resume la postura de los agentes arriba mencionada: “Invitamos al MME y a la CREG introducir los cambios necesarios en la arquitectura del MEM, buscando dinamizar la competencia, **en lugar de inclinarse por cuotas u otros esquemas invasivos para forzar una configuración de la matriz energética**, los cuales además de atentar contra el principio de **neutralidad tecnológica**, como señalamos antes, y las ventajas derivadas de este, puede comprometer la sostenibilidad del mercado.”, y “(...) Por lo que respetuosamente, recomendamos al Ministerio evitar que se presente discriminación de tecnologías en la asignación de contratos, que luego se transfiere a prioridad en bolsa y cargo por confiabilidad.”⁷ (negritas fuera del texto original).

En complemento de lo anterior, el **Anexo 2** contiene una Tabla que compila otros comentarios que han presentado públicamente ciertos agentes, con base en la interpretación errada de la “neutralidad tecnológica” mencionada arriba. El propósito de la Tabla contenida en dicho **Anexo 2** es anticipar la reacción que probablemente asumirían estos agentes ante eventuales modificaciones regulatorias tendientes a desincentivar la generación de electricidad con carbón.

Desafortunadamente, la interpretación errada de la “neutralidad tecnológica” ha tenido cierta acogida al interior de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“**CREG**”), que en algunas oportunidades ha asumido, ante la creciente presión de empresas y gremios, que la neutralidad tecnológica es un principio que protege a los agentes (v.g., generadores), quienes por ende deben ser tratados de manera igualitaria y recibir oportunidades equivalentes para la participación en mecanismos existentes en el sector eléctrico. Este entendimiento ha sido puesto de manifiesto por la CREG a través de afirmaciones como la siguiente: “Con respecto al comentario en el que se señala que la propuesta de la CREG va en contra de la estrategia de desarrollo bajo carbono, es preciso mencionar que la asignación de obligaciones es proporcional

a la energía firme que la planta pueda entregar en situaciones críticas, **así que el esquema de confiabilidad no tiene como objetivo privilegiar la inversión en alguna tecnología en particular**, de hecho el esquema del CxC se fundamenta en el **principio de neutralidad tecnológica**. (...).⁸(negritas fuera del texto original).

El administrador del mercado de energía mayorista, XM S.A. E.S.P. (“XM”) parece haber acogido la misma interpretación sobre la “neutralidad tecnológica”, al afirmar lo siguiente⁹: “Uno de los aspectos considerados en esta propuesta, en lo referente a los requisitos de conexión al SIN para fuentes no síncronas y síncronas, es **garantizar neutralidad tecnológica entre las diferentes fuentes de generación**, hasta donde sea viable técnica y económicamente.”¹⁰Adicionalmente, algunos consultores que han preparado informes para la CREG, en materia del mecanismo del cargo por confiabilidad¹¹ o los servicios complementarios en el SIN¹², han acogido la misma interpretación errada de la “neutralidad tecnológica”.

Apartándose de lo anterior, otros analistas con experiencia en el sector eléctrico colombiano¹³ han abordado la discusión sobre la **neutralidad** resaltando los problemas asociados a su errada interpretación, afirmando lo siguiente:

“El debate sobre la **interacción entre políticas públicas y mercados** se ha reavivado en Colombia con respecto a la mejor manera de incorporar las fuentes de energías renovable no convencionales (FERNC) en la oferta de generación colombiana. Cuando la cancha está nivelada y exista contabilidad, los mercados son la primera opción para implementar una política pública. Sin embargo, la lógica reversa de que la política pública debe reforzar lo que los mercados asignen por sí mismos es equivocada. **Algunos analistas plantean que al introducir un mecanismo entrada enfocado en energías renovables se estaría interfiriendo con el ‘mercado libre’ y se estaría violando el principio de ‘neutralidad tecnológica’**. Esta posición asimila los mercados sin economías de escala, de surgimiento espontáneo, completos, sin barreras a la entrada, sin externalidades y con competencia vigorosa, con los mercados eléctricos artificiales que tienen las limitaciones básicas discutidas por Wilson (2002). En la realidad general (Scrase y MacKerron 2009: 97): “En presencia de cualquier clase de poder de mercado (que está virtualmente en todas partes en el mundo real de la energía, aún donde existen fuerzas competitivas) las estructuras de mercado tienden a favorecer a los actores establecidos (incumbents), que estarán bien adaptados al sistema energético existente, con sus inevitables

característica de lock-in (...). **Las transiciones requieren establecer nuevas tecnologías y prácticas, muchas de las cuales tienen sus orígenes por fuera de las firmas establecidas, mientras que las estructuras de mercado existentes favorecen el conservatismo y cambios lentos.**” Y en la realidad específica de Colombia, la **‘neutralidad tecnológica’ es un concepto vacío** puesto que el Cargo por Confiabilidad, por su diseño y sus reglas de remuneración, han conducido a conformar un portafolio de generación lejano de la frontera eficiente: en condiciones de retornos crecientes (sección 1.4), **la ausencia de decisiones de política energética para recomposición de la matriz energética no es neutralidad tecnológica, sino su contrario (favorecimiento de la tecnología dominante).**”¹⁴ (negritas fuera del texto original).

A la luz de todo lo anterior, y en vista de la disociación existente entre, por una parte, la noción legal del principio/criterio de neutralidad y, por la otra, la interpretación errada de facto le han dado varios agentes y actores a la “neutralidad tecnológica”, se concluye que sería necesario (o cuando menos conveniente) expedir un documento de política pública en el que, entre otras, se determine el alcance del principio/criterio legal de

neutralidad, y se aclare que el mismo, al no haber sido concebido (bajo las Leyes 142 y 143) para proteger a los agentes (o a la libre competencia entre ellos), no prohíbe ni limita la expedición de políticas públicas o regulaciones tendientes a establecer tratamientos diferenciales entre empresas participantes en el sector eléctrico colombiano, siempre que dichos tratamientos diferenciales tengan una justificación admisible a la luz de la Constitución Política (“CP”) y las leyes.

1.2 El esquema de riesgos en el sector eléctrico colombiano

Una de las normas más importantes para comprender la filosofía en que se fundamenta el sector eléctrico colombiano es el Artículo 85 de la Ley 143, que indica que *“Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.”*

Con base en esta norma, los riesgos asociados a la participación de los agentes en el sector eléctrico colombiano (en cualquiera de sus actividades, incluyendo la generación) no son compartidos entre dichos agentes y el Estado (a diferencia de lo que ocurre en otros sectores, tales como el de transporte e infraestructura vial), sino que son asumidos, única y exclusivamente, por los agentes.

Lo anterior constituye la base sobre la que ha expedido la regulación de la CREG, y el principio bajo

el que los agentes, en ejercicio de su autonomía de la voluntad, toman sus decisiones de participación e inversión. Aunque la estructura de riesgos mencionada no priva a los agentes que participan en el sector eléctrico de las protecciones generales que la CP y las leyes otorgan a los particulares (v.g. respecto de derechos adquiridos, confianza legítima y seguridad jurídica), la misma sí implica la ausencia de garantías de rentabilidad o viabilidad financiera de los proyectos ejecutados.

En línea con lo anterior, varias de las normas expedidas por autoridades del sector eléctrico parten de consideraciones como la siguiente: *“Según las leyes 142 y 143 de 1994, el mercado de energía mayorista se rige, entre otros, por el principio de libertad de entrada y de salida, que supone esencialmente autonomía para que cualquier persona decida la oportunidad para ingresar a dicho mercado y su permanencia o retiro, sin más exigen-*

cias que las indispensables para asegurar el cumplimiento de fines legales tales como la eficiencia, la seguridad, la libre competencia y el adecuado funcionamiento del mercado.”¹⁵

Adicionalmente, la CREG se ha referido a este tema en múltiples oportunidades, a través de pronunciamientos como los siguientes:

□ **Concepto 4200 de 2021**, en el que indicó que “(...) es importante mencionar que la ejecución de inversiones (por parte de las empresas) han sido realizadas bajo su propio riesgo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994”.

□ **Concepto 4051 de 2021**, a través del cual afirmó que “(...) corresponde a los agentes interesados en participar en las diferentes oportunidades de instalación de proyectos, conocer las diferentes regulaciones y estimar los diferentes riesgos que pueden presentarse (...) asumiendo los riesgos de sus decisiones de inversión al tenor de lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.”

□ **Concepto 1926 de 2014**, que precisó lo siguiente: “Los generadores que participan en el Mercado de Energía Mayorista colombiano

lo hacen teniendo en cuenta que éste es un esquema de mercado en donde cada agente participa de acuerdo con su competitividad, en igualdad de condiciones, tal como lo señala la Ley 142 de 1994, y cumpliendo las normas ya señaladas. Adicionalmente conforme al artículo 85 de la Ley 143 de 1994 los proyectos de generación son responsabilidad de quienes acometen la inversión y por tanto deben asumir los riesgos inherentes a los mismos.”

□ **Documento CREG 024 de 2015**, en el que, refiriéndose a comentarios recibidos de agentes, respondió: “(...) es preciso mencionar que dentro de las competencias de la CREG no se encuentra garantizar una tasa de rentabilidad de quienes participan en el mercado de generación. Como se contempla en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, las decisiones de inversión se toman libremente, teniendo en cuenta las reglas de juego del mercado y los riesgos a los que está expuesto cada negocio. La tasa de rentabilidad es entonces, el resultado del desempeño de cada agente.”

Desde la jurisprudencia, el Consejo de Estado también se ha pronunciado en relación con el es-

quema de riesgos consagrado en el Artículo 85 de la Ley 143. Al respecto ha indicado¹⁶: “(...) como lo afirma la entidad demandada, el artículo 85 de la Ley 143 de 1994 [SIC], **el riesgo inherente a la explotación del negocio de la electricidad debe ser asumido íntegramente por cada actor en el mercado, por lo cual no corresponde a la CREG garantizarlo.** En segundo lugar, desde la Resolución 055 de 1994 los generadores deben ofertar según sus costos variables, por lo cual es claro que el mercado fue diseñado en ese sentido **y no para recuperar los costos fijos a través del precio de bolsa.** Adicionalmente, como lo ha subrayado Borenstein, los costos fijos no forman parte del costo marginal y por tanto son irrelevantes para la empresa cuando adopta decisiones de corto plazo. (...) Adicionalmente, en un mercado competitivo, no necesariamente toda la capacidad en una industria es suficiente para cubrir sus costos fijos en un mercado desregulado. **Algunos generadores pueden tener que salir del mercado porque no son capaces de cubrir sus costos de operación. Ello puede ocurrir porque esos generadores no son lo suficientemente eficientes para ser viables en un mercado competitivo,** o porque hay demasiada capacidad en el mercado y algunas empresas deben salir para que las demás puedan mantenerse en el mercado en un proceso competitivo de oferta y demanda. En este orden de ideas encuentra la Sala que **la decisión adoptada**

por la CREG no tenía por que considerar los costos fijos de los generadores y que, como lo ha demostrado el tiempo transcurrido y contrario a lo que predijeron el demandante y la Contraloría General de la República en el editorial de la Revista Economía Colombiana No. 285, de agosto de 2001, denominado “Muy cerca de Apagón” la actividad de generación no colapsó.”¹⁷(negrillas fuera del texto original).

1.3 La libertad de competencia y sus límites

De acuerdo con el Artículo 333 de la CP, la libre competencia económica es un derecho de todas las personas (naturales y jurídicas), que supone responsabilidades. En virtud de la misma norma, el Estado debe impedir que se obstruya o se restrinja la libertad económica, pudiendo la ley en todo caso delimitar su alcance, cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación. De lo anterior se desprende, de entrada, que la libertad económica y la libre competencia económica pueden someterse a límites asociados a los intereses generales antes enunciados.

Por su parte, el Artículo 334 de la CP consagra el mandato al Estado de dirigir la economía, lo que le permite intervenir, entre otros, en los servicios públicos y privados, con el fin de lograr el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. En virtud de lo anterior, en el contexto de los servicios públicos, que son inherentes a la finalidad social del Estado y pueden ser

prestados por particulares¹⁸, coexisten (i) la libre competencia económica y (ii) la facultad de intervención del Estado, como director general de la economía. Con base en lo anterior, el Artículo 2 de la Ley 142 consagró la libertad de competencia (y no utilización abusiva de la posición dominante) como uno de los componentes de la finalidad de la intervención del Estado en los servicios públicos. En materia específica del servicio público de electricidad, el Artículo 3 de la Ley 143 indicó que corresponde al Estado promover la libre competencia en las actividades del sector, impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado, asegurar la protección de los derechos de los usuarios y asegurar la **adecuada incorporación de aspectos ambientales** en la planeación y gestión de las actividades del sector, entre otros.

En resumen, de las normas constitucionales y legales aplicables a los servicios públicos se concluye que las libertades privadas (v.g. de los agentes), si bien están reconocidas y deben ser garantizadas,

coexisten con la facultad de intervención del Estado, que puede implicar limitaciones justificadas en la primacía del interés general.

Al respecto, *“En sus diferentes pronunciamientos sobre la intervención del Estado y la libre competencia en los servicios públicos, la Corte Constitucional ha establecido una línea jurisprudencial tendiente a resolver las diversas tensiones mediante la armonización entre la libre competencia, los poderes de intervención del Estado y los principios del servicio público. Mediante esta línea jurisprudencial la Corte ha determinado que **la libre competencia no es un derecho absoluto**, sino que está limitada por los **principios de los servicios públicos**, y que en consecuencia, corresponde al Estado intervenir con miras a proteger los fines de interés general (...).”*¹⁹

La jurisprudencia de la Corte Constitucional sobre servicios públicos ha relacionado el concepto de interés general con los “principios del servicio público” y los “fines sociales y económicos”. Sobre estos últimos ha definido dos categorías²⁰, a saber: La categoría de **fines sociales, cuyo cumplimiento no es posible bajo la simple operación del mercado** (v.g. la solidaridad y redistribución de ingresos, el mejoramiento de la calidad de vida y **la preservación de un ambiente sano**, entre otros); y la categoría de fines económicos, asociados al funcionamiento adecuado del mercado.²¹

Con base en lo anterior, la Corte ha sido clara en afirmar que las libertades existentes en relación con la prestación de los servicios públicos pueden limitarse, cuando existan motivos que lo justifiquen, por relacionarse con fines sociales y económicos. Lo anterior implica la posibilidad de que por vía de leyes, políticas públicas o regulación (siempre que estas desarrollen facultades consagradas en leyes preexistentes), se limite (por ejemplo) el derecho de los generadores de energía de utilizar en sus actividades determinadas tecnologías (v.g. el carbón), por considerarse que tal limitación persigue los fines sociales prevalentes de preservar un ambiente sano y mejorar la calidad de vida (relacionada con los derechos constitucionales a la vida y a la salud) de los habitantes del territorio nacional.

En cualquier caso, las limitaciones a la libertad económica y la libre competencia económica deben fundamentarse en argumentos robustos que se relacionen, de manera directa y clara, con las normas constitucionales y legales.

2.

**CARGO POR
CONFIABILIDAD**

Con base en lo indicado en la [sección 1](#) sobre *Asuntos jurídicos relevantes*, esta sección del documento analiza la viabilidad jurídica de eventuales medidas, que podrían tomarse desde la política pública y la regulación, para evitar extender las obligaciones de energía firme (OEF) asignadas a las plantas de generación térmica a carbón, y para de-

jar de asignar nuevas OEF a las mismas plantas (u otras que funcionen con el mismo combustible)²².

Partiendo de lo anterior, primero se presentará un panorama general del mercado de la confiabilidad en Colombia ([sección 2.1](#)), para luego analizar la viabilidad de medidas en el sentido antes mencionado ([sección 2.2](#)).

2.1 Panorama general

a) La noción de confiabilidad

La noción de confiabilidad, en el contexto del sector eléctrico colombiano, parte de las obligaciones del Estado bajo la Ley 143, en relación con el abastecimiento de la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera^{23/24}. En relación con lo anterior, la Ley 143 declara, como objetivo básico de la regulación, el de asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio de los usuarios en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

Para el cumplimiento de este objetivo, la Ley 143 (Artículo 23) asignó a la CREG la función de “Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de

una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios **sociales**, económicos, **ambientales** y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.” En el sector eléctrico, la oferta eficiente antes mencionada tiene en cuenta la capacidad de generación de respaldo, que de acuerdo con la Ley 143, es valorada por la CREG, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero-Energética (“UPME”), en sus respectivos planes de expansión.

Con respecto a la labor de planeación de la UPME, el Artículo 12 de la Ley 143 indica que la misma, al referirse a la expansión del Sistema Interconectado Nacional (“SIN”)²⁵, se realizará a corto y largo plazo, “(..) de tal manera que los planes para atender

la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.” (negritas fuera del texto original).

En consecuencia, la confiabilidad en el sector eléctrico colombiano ha sido entendida como la posibilidad de abastecer la demanda de electricidad de manera continua y permanente, incluso en épocas críticas relacionadas, por ejemplo, con los periodos de baja hidrología. Así, la confiabilidad se relaciona con las nociones de suficiencia y seguridad energéticas, cuyo objetivo es evitar la necesidad de racionar el consumo de energía en el país.

La CREG, en su Documento 122 de 2005²⁶, indicó que la confiabilidad “(...) permite asegurar la continuidad en la prestación del servicio, para todos los usuarios del Sistema Interconectado Nacional - SIN”. Por su parte, el estudio titulado **Revisión y valoración integral del mecanismo del cargo por confiabilidad**, que fue contratado por la CREG y cuyo informe final fue publicado como Anexo a la Circular 79 de 2022²⁷, indicó que “(...) la confiabilidad de suministro es un atributo sistémico, esto es, del conjunto de generadores, y no de cada generador

individual”. Refiriéndose a la relevancia de la confiabilidad en el contexto actual, el mismo estudio indicó que “Otros factores igualmente importantes para estas discusiones son: (i) la inserción de las fuentes renovables no controlables (“variable renewable energy”), que debe acelerar aún más debido a los programas de descarbonización; (ii) el retiro de muchas plantas, lo que ha llevado por la primera vez a una necesidad de expansión y al efecto de los cambios climáticos (“system resilience”)(...)” (negritas fuera del texto original).

b) El mercado de la confiabilidad en Colombia

El mercado colombiano de la confiabilidad surgió en 1994, con el reconocimiento de la noción de “capacidad de generación de respaldo”²⁸ y la posterior creación del mecanismo denominado **cargo por capacidad**²⁹. El objetivo del cargo por capacidad, que estuvo vigente hasta el 30 de noviembre de 2006, fue incentivar la inversión en infraestructura de generación para brindar confiabilidad al sistema, con el propósito esencial de evitar escenarios de racionamiento. El incentivo propuesto consistió en el reconocimiento y pago de una remuneración (el cargo por capacidad) a los generadores participantes, en función de su capacidad de generación instalada. En consecuencia, el cargo por capacidad permitió a los generadores acceder

a un ingreso fijo por kilovatio instalado (v.g., la simple disponibilidad de sus activos), sin la asunción de obligaciones específicas de entregar cantidades de energía al sistema.

En 2006, por medio de la expedición de la Resolución CREG 071 de 2006 (“**Resolución 71**”), el cargo por capacidad fue reemplazado por el esquema del **cargo por confiabilidad** (en adelante, “**CxC**”), que permanece vigente actualmente. Este esquema constituye, en esencia, un mecanismo de mercado para fomentar la “expansión de generación firme de energía eléctrica”³⁰, con el propósito de garantizar el suministro futuro, seguro y confiable de energía eléctrica, tanto con plantas existentes³¹ como con nuevas inversiones (plantas)³², a todos los usuarios del SIN, a un precio máximo durante periodos de escasez, asociados a una condición crítica de abastecimiento³³ (v.g. baja hidrología resultante del fenómeno del niño).

En este sentido, el CxC comparte la intención del cargo por capacidad de brindar confiabilidad al sistema mediante la creación de un incentivo económico pagadero a los generadores, pero lo que remunera a través de este (el CxC) es la **energía firme que puede efectivamente producir y entregar** al sistema cada generador, incluso en el peor escenario, con los activos que acredita para participar en el mecanismo, en lugar de la simple capacidad instalada (disponibilidad) que incentivaba el

cargo por capacidad (pago por la mera posibilidad de los generadores de producir energía y potencia en un momento determinado). Lo anterior se debe al reconocimiento, que en su momento hizo la CREG, de que el riesgo principal que enfrentaba el mercado eléctrico colombiano era de escasez de energía y no de capacidad instalada.

De conformidad con todo lo anterior, el elemento central del mecanismo del CxC es la noción de las Obligaciones de Energía Firme (“**OEF**”), que constituyen un vínculo jurídico para los generadores a quienes se adjudiquen. La regulación define las OEF como el “Vínculo resultante de la subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez de Activación. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.”³⁴ (negritas fuera del texto original).

A su turno, la definición regulatoria del CxC (que hace referencia a las OEF) es la siguiente: “**Remuneración** que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las

características y **cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada** en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la **Capacidad de Generación de Respaldo** de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.³⁵ (negritas fuera del texto original). Las condiciones críticas, por su parte, hacen referencia a aquella “Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez de Activación.”³⁶

Es conveniente resaltar que el CxC, por su condición de ingreso estable en el tiempo, permite viabilizar la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica que, sin él, podrían carecer de flujos suficientes para alcanzar el respectivo cierre financiero. La misma CREG ha reconocido que “Los ingresos constantes del Cargo por Confiabilidad han permitido el apalancamiento necesario para lograr el cierre financiero de proyectos y para que se adelante su construcción, con lo cual se asegura la cobertura de la demanda para el corto, mediano y largo plazo”.³⁷

c) Mecanismos de asignación de OEF

Las OEF remuneradas con el CxC son asignadas a los generadores que cumplan con ciertos requisitos, para cubrir la proyección de demanda para un año determinado. La asignación es realizada bajo los tres mecanismos de (i) **asignación administrada**, (ii) **asignación por subasta** y (iii) **tomadores del CxC**, según cada uno se explica más adelante.

i. Asignación administrada: Tiene lugar cuando el balance entre la oferta de energía firme y la demanda demuestra que, con las plantas existentes y las plantas nuevas con asignaciones previas de OEF, se cubre la demanda para el periodo de análisis (v.g. la demanda objetivo³⁸).

El procedimiento que se surte en este caso, de conformidad con el Artículo 25 de la Resolución 71, consiste en asignar la *demanda remanente* (entendida como aquella demanda que no está cubierta por asignaciones previas de OEF a plantas nuevas), a plantas de generación existentes, a prorrata de su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (“ENFICC”), definida como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año^{39/40}. Para estos efectos, se descuentan las OEF asignadas anteriormente y vigentes en el período respectivo, así como la ENFICC de las plantas no despachas centralmente con contratos. Esto significa, en términos más claros, que la energía firme que se

tiene en cuenta para la asignación de la demanda remanente, mediante prorrato, incluye plantas de generación existentes con o sin OEF previamente asignadas, siempre que sean despachadas centralmente y cuenten con ENFICC disponible^{41/42}. La asignación administrada antes descrita es realizada por el ASIC. El precio al que se remuneran las OEF asignadas conforme a lo anterior es el precio de cierre de la última subasta realizada⁴³, con la actualización prevista en el Artículo 29 de la Resolución 71. La imagen a continuación⁴⁴ ilustra el procedimiento antes mencionado, así:

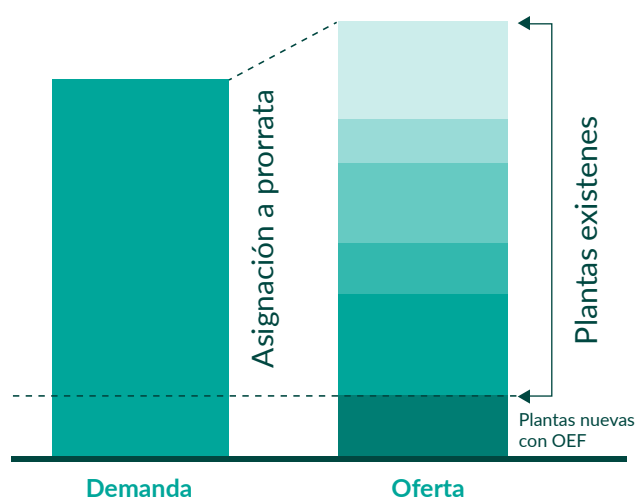


Ilustración 1: Asignaciones administradas a prorrata

El mecanismo antes descrito ha sido objeto de revisión por parte de la CREG en varias ocasiones, teniendo en cuenta las observaciones que sobre su falta de eficiencia ha presentado desde 2014 (por medio del Documento CREG 077 de 2014)⁴⁵. En ese contexto, como lo afirma el Documento

CREG 110 de 2021⁴⁶ “(...) se expidió la Resolución CREG 109 de 2015, en la que se consultaron dos propuestas: i) cambiar de asignación a prorrata a asignación teniendo en cuenta el promedio de los precios ofertados en bolsa, o ii) migrar a subastas anuales en donde participasen generadores existentes y nuevos, con lo que se buscaba incentivar las plantas de generación con costos variable [SIC] bajos o contar con un esquema de asignación de OEF a plantas existentes que refleje el precio eficiente de la confiabilidad”. Posteriormente se expidió la Resolución CREG 055 de 2017, que, retomando el tema, propuso un mecanismo de subasta anual de plantas nuevas y existentes, por un tercio de la demanda remanente por cubrir con OEF. La propuesta mencionada fue finalmente retirada por la CREG, con el propósito de “(...) valorar con mayor detenimiento el riesgo de retiro de plantas.”

Posteriormente, mediante la Resolución 133 de 2021 (“**Resolución 133**”), la CREG volvió a presentar una propuesta para la definición de un nuevo mecanismo de asignación de OEF a plantas existentes, consistente en una asignación competitiva con subastas anuales y partiendo del principio de que la prestación del servicio de confiabilidad se debe remunerar a precios eficientes. El documento de soporte de la Resolución 133 indica que, si se acogiera la propuesta, **las plantas menos competitivas recibirían asignaciones de OEF inferiores a la metodología a prorrata**, por lo que existiría un incenti-

vo para mejorar su competitividad. Así, la regulación emitiría señales de actualización tecnológica (o de retiro) para aquellas plantas menos competitivas.

Si bien la propuesta de la Resolución 133 no ha derivado aún en la expedición de una resolución definitiva⁴⁷, que reemplace el mecanismo de asignación administrada actualmente vigente, sobre su justificación vale la pena destacar lo siguiente, dada la relevancia de este asunto para el tema analizado en este documento: “En general, el diagnóstico sobre el mecanismo vigente de asignación administrada a prorrata de su ENFICC de OEF a plantas existentes ha girado en torno a la discusión sobre cuál debe ser la remuneración eficiente para las mismas, ya que **el pago actual del Cargo por Confiabilidad por el servicio que prestan dichas plantas está atado a una señal de expansión**, justificado en que las plantas existentes prestan el mismo servicio que las plantas nuevas, sin embargo debe considerarse la existencia de **costos hundidos** en dichas plantas, por lo que surge el interrogante de como debería determinarse el valor eficiente del Cargo por Confiabilidad que deberían recibir estas plantas. Adicionalmente se ha evidenciado la **ausencia de una señal de retiro para plantas con obsolescencia tecnológica o que ya no son competitivas en el mercado.**”⁴⁸ (negritas fuera del texto original).

Vale la pena mencionar que la propuesta regulatoria contenida en la Resolución 133 causó preocupación a los generadores termoeléctricos, que

se pronunciaron públicamente en los siguientes términos: “El tema es de tan hondo calado que de aprobarse definitivamente, pondría en riesgo la permanencia de las plantas de generación térmica y la estabilidad del sistema eléctrico del país en general. (...) Son tres las razones principales que tiene en cuenta el alto ejecutivo para considerar como altamente inconveniente este proyecto de resolución número 133 de 2021. Una de ellas es que comprometería la viabilidad de las plantas térmicas existentes, dado que la remuneración que reciben hoy por concepto del Cargo por Confiabilidad es fundamental para su subsistencia y operación, por cuanto representa para algunos térmicos hasta el 100% de su ingreso y para otro tipo de tecnología, menos del 50%.”⁴⁹

ii. Asignación por subasta: La Resolución CREG 101-024 de 2022 (“**Resolución 101-024**”) definió las reglas que aplicarán a las subastas de CxC (también conocidas como “subastas de expansión”) que se convoquen y surtan a partir de su entrada en vigor (el 30 de agosto de 2022)⁵⁰. Antes de esto, las reglas aplicables a las subastas, su realización y organización, eran las contenidas en la Resolución 71⁵¹, cuya definición de “subasta” (actualmente vigente) es la siguiente: “Proceso de negociación de Obligaciones de Energía Firme, con reglas definidas para la formación del precio y asignación de cantidades basada en las ofertas realizadas por los participantes”.

De conformidad con el Artículo 12 de la Resolución 101-024, la CREG puede convocar una subasta del CxC (mecanismo competitivo) en cualquier momento, en cualquiera de los siguientes **dos eventos**: (i) cuando concluya que, para un año determinado en el futuro, la suma de la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación es menor o igual a la demanda objetivo (falta de cobertura y riesgo en la disponibilidad de la oferta de energía firme, tanto existente como por instalarse); y/o (ii) cuando considere, a partir de sus propios análisis, que es necesario realizar la subasta respectiva para asegurar las condiciones de prestación del servicio, en el mediano y largo plazo en el SIN. Las subastas, que actualmente son de sobre cerrado⁵² con precio de cierre único, son administradas por el ASIC, quien al final de ellas adjudica las OEF correspondientes a los generadores respectivos. El precio al que se remuneran las OEF asignadas conforme a lo anterior es el precio de cierre de subasta respectiva⁵³, con la actualización prevista en el Artículo 29 de la Resolución 71.

De acuerdo con la Resolución 101-024, pueden participar en las subastas del CxC aquellos agentes registrados en el Mercado de Energía Mayorista ("MEM") que representen plantas de generación, así como las personas naturales o jurídicas que representen proyectos de generación que aspiren a recibir asignaciones de OEF⁵⁴. La Resolución 101-024 se refiere a varias clases de proyectos par-

ticipantes, así: (i) Plantas y/o unidades nuevas; (ii) plantas y/o unidades especiales⁵⁵; (iii) plantas y/o unidades existentes con obras; (iv) plantas y/o unidades existentes; y (v) plantas o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación⁵⁶, cuando corresponda. La Resolución 101-024 define reglas específicas para cada una de las clases de proyectos antes mencionadas, en lo atinente al periodo de vigencia de las OEF⁵⁷ entre otros asuntos.

El **Anexo 2** de la Resolución 101-024 contiene el reglamento de la subasta para la asignación de OEF. Este Anexo indica, entre otras, que la subasta para la asignación de OEF será de sobre cerrado y de precio único, y seguirá el procedimiento general incluido en el Capítulo 2 del mismo anexo.

Ni la Resolución 71 ni la Resolución 101-024 contienen discriminación o tratamientos diferenciales en relación con las tecnologías o fuentes utilizadas para la generación de energía eléctrica, lo que significa que, en principio, **todas las tecnologías o fuentes pueden participar actualmente en las subastas de expansión**. Esto, sin embargo, **no responde a un mandato constitucional o legal** (ver al respecto el análisis contenido en la **sección 1.1**), sino a la manera en que diseñaron las normas en su momento, atendiendo únicamente criterios de mercado. A este respecto es conveniente traer a colación la siguiente afirmación de la CREG en el documento de soporte de la Resolución 71:

“El Cargo por Confiabilidad **no limita la participación de ninguna tecnología.** En la medida en que la generación con estos recursos sea tan o más eficiente que las plantas y/o unidades de generación que participen en las subastas, su oferta competitiva de precios en este mecanismo hará que le sean asignadas Obligaciones de Energía Firme con su correspondiente remuneración.” (...) “La propuesta busca asegurar el cubrimiento de las necesidades de energía firme del sistema y para ello ha previsto la incorporación de nuevos proyectos de generación a través de un mecanismo de subastas. Dado que en este mecanismo el producto solicitado es energía firme, y se otorgará a quien sea capaz de proveerla a precios más bajos, **será el inversionista quien decidirá la tecnología con la que participará en las mismas.**” (negrillas fuera del texto original).

De lo anterior se concluye que el único criterio importante para la CREG, cuando creó el mecanismo del CxC, fue la eficiencia y la capacidad de ofrecer energía firme al sistema, con independencia de la tecnología o fuente de generación empleada. Así, los únicos tratamientos diferenciales contenidos en las Resoluciones 71 y 101-024 responden las condiciones financieras y de costos de los proyectos, tal como lo afirmó la CREG en el siguiente aparte del mismo documento de soporte de la Resolución 71:

“No se ha planteado discriminación entre iguales. Las nuevas plantas, las especiales y las existentes

presentan condiciones de costos y financieras distintas y en tal sentido las divergencias en el diseño del mecanismo (plazos de uno o máximo veinte años) obedecen a la necesidad de reconocer estas diferencias. **Además, en el mercado mayorista no existirá un trato diferencial a estos agentes salvo los derivados de la regulación de Cargo por Confiabilidad.**” y “En efecto la eficiencia de la subasta no depende de la selección de tecnologías que pueden participar en ella sino en el incentivo de los agentes de reflejar en sus ofertas los costos verdaderos de su inversión y de oportunidad (...)”⁵⁸ (negrillas fuera del texto original).

En relación con plantas de generación térmica, la Resolución 101-024 contiene varias referencias específicas referentes, entre otras, a: (i) el reporte de costos variables estimados de combustible (Artículo 23); (ii) los contratos o garantías que acrediten la disponibilidad de combustible (Artículos 36, 37 y 38); (iii) la nueva infraestructura de importación de combustibles que se requiera (Artículo 43); y (iv) el reporte de los cambios asociados al respaldo de combustible (Artículo 46).

En línea con la última de estas reglas, la Resolución CREG 085 de 2007 (“**Resolución 85**”)⁵⁹ permitió que los generadores térmicos, cuyas plantas hayan recibido asignaciones de OEF⁶⁰, cambien el combustible de respaldo de estas, siempre que cumplan con determinados requisitos (asociados a

la declaración de parámetros, la obtención de la licencia ambiental respectiva⁶¹ y la declaración de ENFICC con el nuevo combustible, que deberá ser por lo menos igual a las OEF asignadas a la planta respectiva). Esta posibilidad fue reiterada a través de la Resolución CREG 70 de 2014 (**“Resolución 70”**)⁶², que definió ciertas reglas adicionales aplicables cuando los agentes con plantas de generación térmica opten por cambiar el combustible para el período de vigencia de las OEF asignadas, que estén pendientes de cumplimiento⁶³. La CREG ha afirmado, en relación con esto: *“En este sentido, la regulación vigente tiene previstos los procedimientos para cambio de combustible en dos (2) situaciones: la primera, durante el período de planeamiento (Resolución CREG 085 de 2007); y la segunda, durante la ejecución de la obligación (Resolución CREG 070 de 2014)”*⁶⁴.

Un ejemplo de eventos de cambio de combustible pretendidos en el pasado, en la práctica, es el referido en el Concepto CREG 1950 de 2007, en el que Gecelca preguntó lo siguiente: *“Para el caso de la Planta Cartagena (Unidades 1, 2 y 3), la cual se espera sea reconvertida antes del año 2010, ¿cuál sería la manera más adecuada de realizar la declaración de parámetros si se trata de una planta térmica que actualmente puede operar con gas natural o combustible líquido y que posteriormente utilizará como combustible principal el carbón? ¿Es posible realizar la declaración de parámetros con*

valores estimados a 2011 – 2012? (...) Si para este caso de Cartagena, EMGESA entrega contratos de Carbón como respaldo de la futura obligación de ENFICC, ¿sería posible cambiar estos contratos por contratos de combustibles líquidos, sí EMGESA cambia de decisión de no hacer la conversión a carbón?”. Frente a estos interrogantes, la CREG confirmó la posibilidad del cambio de combustibles bajo la Resolución 85.

La Resolución 101-024 indica expresamente lo siguiente, sobre la posibilidad de modificar las normas asociadas a las subastas de CxC: *“La CREG podrá modificar **hacia el futuro** las normas contenidas en la presente resolución, **con arreglo a lo que dispongan las normas superiores**, buscando en todo caso que se remunere la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994. **No obstante, las obligaciones de energía firme que se asignen a cada generador tendrán el período de vigencia que esté definido en las normas que rigieron la realización de la subasta, durante el cual se pagará la correspondiente remuneración prevista en esas mismas normas, sin perjuicio de los casos de incumplimiento por parte del generador previstos en la regulación, que afecten la asignación y su remuneración.**”*⁶⁵ (negritas fuera del texto original). Lo anterior está en línea con lo dispuesto en el Artículo 33 de la Resolución 71, y fue explicado por la CREG en el documento de soporte de la Resolución 101-024, así: *“Es importante señalar que*

las obligaciones establecidas para los participantes de las subastas anteriores **se mantienen conforme a la regulación vigente en el momento de realización de cada subasta**. Se reitera que las obligaciones dispuestas en la resolución, de la que hace parte este documento, aplicarán a los participantes de las subastas que queden asignados en las subastas que se desarrollen a **partir del ocho (8) de agosto de 2022**, fecha de publicación de la resolución.”

Hasta la fecha de preparación de este documento, se han realizado tres subastas⁶⁶ bajo las reglas previstas en la Resolución 71⁶⁷, y se ha convocado una nueva bajo la Resolución 101-024 (a través de la Resolución 101-34A de 2022, “**Resolución 101-34A**”), para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028⁶⁸. La decisión de la CREG de convocar a esta nueva subasta se basa en la identificación de un riesgo de déficit de energía firme asociado a dos elementos, a saber: (i) el retiro de plantas existentes; y (ii) el retraso en la construcción de nuevas plantas. Los plazos para llevar a cabo las actividades pendientes para esta nueva subasta fueron ampliados, mediante la Resolución 101-14 de 2023⁶⁹. A esta subasta, como a las anteriores, se convocaron todas las tecnologías.

Con base en lo previsto en la resolución de convocatoria (Resolución 101-34A), para efectos de este documento se identifican dos riesgos asociados a la potencial extensión de las OEF a plantas (existentes

o nuevas) a carbón bajo esta nueva convocatoria, a saber: (a) el riesgo de que los periodos de asignación de OEF se extiendan más allá de las fechas actualmente vigentes⁷⁰; y (b) el riesgo de que nuevas OEF para el periodo ofertado sean asignadas a plantas existentes que funcionen con carbón.

iii. Tomadores del CxC: En adición a los dos mecanismos de (a) asignación administrada y (b) asignación por subasta, la CREG creó en 2019, mediante la Resolución 132 de 2019 (“**Resolución 132**”), un nuevo mecanismo denominado *tomadores del cargo por confiabilidad*. Este mecanismo, que es complementario a los dos primeros, permite a los generadores propietarios o representantes de plantas nuevas o en construcción (en virtud del cambio introducido posteriormente, mediante la Resolución CREG 176 de 2021), que funcionen con cualquier combustible/fuente y no tengan asignaciones previas de OEF, presentar solicitudes en cualquier tiempo para la asignación de OEF, aceptando las condiciones establecidas en la Resolución 132 y sin tener que esperar a que se adelante una subasta de expansión (en ello radica su gran atractivo). Aunque las solicitudes para aplicar a este mecanismo pueden presentarse en cualquier tiempo (atendiendo al cronograma anexo a la Resolución 132), los periodos para los cuales se pueden solicitar OEF bajo él son, exclusivamente, aquellos frente a los cuales no se han asignado OEF aún (ni bajo asignación administrada ni bajo

subasta⁷¹). De acuerdo con la Resolución 132, a las plantas participantes en el mecanismo de tomadores se les asignarán OEF por un período fijo de diez años continuos, “(...) donde el inicio del periodo de vigencia de obligación, IPVO, será en un periodo para el cual no se hayan realizado asignaciones por medio de una subasta o de los mecanismos de asignación administrada previstos en la Resolución CREG 071 de 2006”.

En la definición de este mecanismo la CREG tuvo en cuenta, entre otros elementos, la necesidad de crear una oportunidad para incorporar las FNCER en el mercado de la confiabilidad, sin que los generadores respectivos tuvieran que esperar a la realización de subastas (de periodicidad incierta) para poder participar.

La ilustración a continuación⁷² presenta la coexistencia de los tres mecanismos de asignación de OEF antes explicados, así:

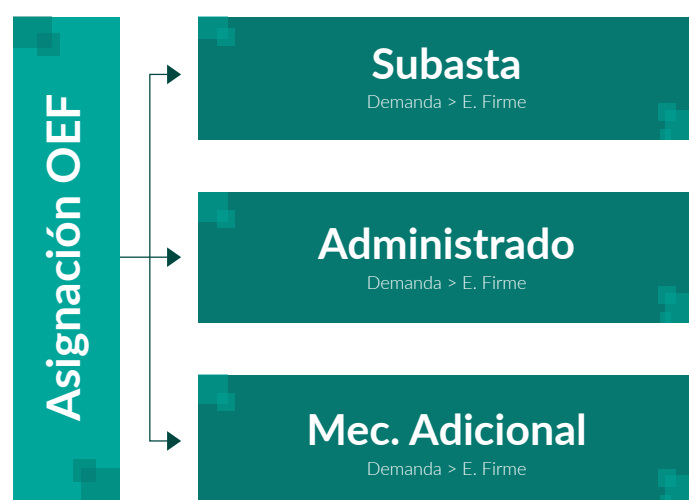


Ilustración 4. Períodos para optar al mecanismo adicional

d) Cesión de OEF

La Resolución CREG 114 de 2014 (“**Resolución 114**”), modificada por la Resolución CREG 176 de 2021 (“**Resolución 176**”), creó la figura de cesión de OEF, específicamente para **plantas existentes y en construcción**. El propósito de la figura es permitir que los agentes generadores respectivos (en calidad de cedentes) cedan (si así lo deciden) sus OEF a otras plantas, de propiedad de agentes generadores (cesionarios) diferentes al cedente⁷³, cuando se cumplan los requisitos previstos en la Resolución 114 (asociados, entre otros, a la potencial realización previa de subastas de reconfiguración de venta). Filosóficamente, esta figura obedece al principio de libertad de entrada y salida que orienta las actividades de los agentes en el sector eléctrico.

La cesión de las OEF debe hacerse para un periodo de 1 año, comprendido entre diciembre 1 del año t y noviembre 30 del año t+1. Con respecto a este tema, vale la pena mencionar que la cesión de un derecho (en este caso, una OEF) está legalmente definida como la transferencia o traspaso de dicho derecho, por parte de su titular actual (que recibe el nombre de *cedente*), a un tercero (que recibe el nombre de *cesionario*), que en adelante seguirá siendo el titular de ese derecho.

Bajo la Resolución 114, las plantas cesionarias deben cumplir con dos requisitos: (i) Ser plantas exis-

tentes o en construcción, que no tengan atraso reportado por el auditor; y (ii) contar con ENFICC no comprometida⁷⁴. Los requisitos para adelantar la cesión están previstos en los Artículos 3 (para plantas existentes) y 6 (para plantas en construcción) de la Resolución 114. En todo caso, la cesión se formaliza a través de un contrato, que debe ser presentado a y registrado ante el ASIC.

Las consecuencias de la cesión de OEF están previstas en los Artículos 4 (para plantas existentes) y 8 (para plantas en construcción) de la Resolución 114.

e) Impacto del CxC en la viabilidad económica y financiera de las plantas de generación térmica a carbón

Las plantas de generación térmica a carbón, en Colombia, han sido viables económica y financieramente gracias a la remuneración del CxC, fundamentalmente. Sin entrar en mayor detalle al respecto, a continuación se transcriben varios extractos de lo que sobre el tema han dicho algunos analistas, así ⁷⁵:

“Se encuentra que los proyectos que más se benefician por el cargo por confiabilidad son las plantas térmicas de carbón y gas, que incrementan su VPN en 69% y 110% respectivamente.”;

“Por otra parte, al analizar la tasa interna de retorno (TIR) de los proyectos, también se encuentra que

las plantas térmicas de gas y carbón son las principales beneficiarias del cargo por confiabilidad; en particular los proyectos carboeléctricos que pasan de tener una TIR del 21% a una del 54% cuando se tiene en cuenta el cargo por confiabilidad.”; y

“El cargo por confiabilidad, diseñado para dar firmeza al sistema, hace que ciertas tecnologías sean más rentables por la confiabilidad que brindan al sistema. Por ejemplo, el VPN de las grandes hidroeléctricas aumenta en 23%, mientras que para las térmicas aumenta en 69% y 110% para gas y carbón respectivamente.”

2.2 Viabilidad de medidas para impedir la participación continuada de plantas de generación térmica a carbón en el mercado de confiabilidad

Teniendo en cuenta lo indicado en la [sección 1](#) (asuntos jurídicos relevantes) y la [sección 2.1](#) (descripción del mercado de confiabilidad), se concluye que la toma de medidas tendientes a impedir la participación continuada de plantas de generación térmica a carbón en el mercado de confiabilidad es jurídicamente viable.

Para esto, el tema debe analizarse en dos contextos distintos, a saber: (i) el contexto de las **OEF que ya han sido adjudicadas**; y (ii) el contexto de las **OEF que podrían seguirse adjudicando en el futuro**, en virtud de nuevas asignaciones. A continuación, se presenta el análisis y conclusiones para cada uno de los dos contextos.

a) OEF que ya han sido adjudicadas

Con respecto a las OEF que ya han sido adjudicadas, debe tenerse en cuenta lo dispuesto en las Resoluciones 71 (Artículo 33) y 101-0244 (Artículo 40) sobre la vigencia y estabilidad de las mismas (como se explicó en la [sección 2.1](#)). En ese sentido, las OEF que ya han sido asignadas a plantas de generación térmica a carbón “tendrán el período de vigencia que esté definido en las normas que rigieron la realización de la subasta”, y durante este se seguiría pagando el CxC a los generadores respectivos. En consecuencia, si bien **las normas so-**

bre OEF y CxC pueden ser modificadas por las razones de interés general enunciadas en este documento, sus efectos se producirían hacia futuro y no podrían tener el carácter de retroactivos.

En ese contexto, como alternativa para lograr la terminación o cesación temprana de las OEF que ya se han asignado a plantas de generación térmica a carbón, existiría la siguiente, que depende en todo caso de la voluntad de sus propietarios:

□ **Negociación con los generadores respectivos, para que opten por (i) ceder voluntariamente sus OEF, o (ii) en su defecto, promover un cambio voluntario de combustible**

Reconociendo que la regulación sobre CxC permite **ceder las OEF previamente asignadas**, se podría proponer, en el marco de una negociación con los generadores propietarios de plantas termoeléctricas a carbón, que estos cedan sus OEF a otros agentes que utilicen **plantas basadas en FNCER**, dando cumplimiento a los requisitos previstos en la Resolución 114 y a cambio de una contraprestación económica (que pagarían los cesionarios, como receptores de las OEF). Si la cesión supone el retiro del mercado de plantas termoeléctricas a carbón cuya OEF se cede a un tercero, los generadores respectivos deberán cumplir con los respectivos re-

quisitos asociados al retiro ^{76/77}, para lo cual se les puede ofrecer acompañamiento. En este contexto, la alternativa dependería de la voluntad de los generadores de acogerse.

Alternativamente (v.g., si la anterior propuesta no es aceptada), se podría invitar a dichos generadores termoeléctricos a carbón a optar por el **cambio de combustible** que utilizan sus plantas adjudicatarias de OEF, con el propósito de reemplazar el carbón por otra fuente de energía (FNCER en lugar de gas natural, en vista de los impactos ambientales y climáticos asociados a este último). Esta opción, como se explicó previamente en este documento, es aplicable tanto durante el período de planeamiento (Resolución 85) como durante la ejecución de la OEF (Resolución 70). Como en el caso de la cesión de OEF explicada anteriormente, esta alternativa dependería de la voluntad discrecional de los generadores.

Finalmente (y de manera simultánea), se podría explorar la posibilidad de formular lineamientos de política pública para fomentar (mediante el reconocimiento de incentivos económicos) la cesión de OEF o el cambio de combustible antes mencionados.

b) OEF hacia futuro

Reiterando lo indicado arriba sobre los Artículos 40 y 33 de las Resoluciones 101-024 y 71 (respectivamente), la CREG tiene la facultad de modificar hacia el futuro las normas asociadas a los mecanismos de asignación de OEF, *“con arreglo a lo que dispongan las normas superiores, buscando en todo caso que se remunere la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994.”*

Conforme a lo anterior, la conclusión en relación con OEF futuras, con base en la exposición contenida en la [sección 2.1](#), es que las normas que regulan el mercado de la confiabilidad en Colombia pueden en efecto modificarse, para excluir el carbón como fuente de combustible para la generación térmica.

Esta medida supondría establecer limitaciones o prohibiciones frente a una fuente o tecnología específica (el carbón), lo cual es por completo diferente a la discriminación o exclusión de *agentes* en sí mismos. En otras palabras, a pesar de prohibir el carbón como combustible para respaldar OEF en el mercado de la confiabilidad, los generadores propietarios de activos que actualmente utilizan dicha fuente podrían seguir participando en el mercado, en igualdad de condiciones, utilizando otras fuentes⁷⁸.

La viabilidad de lo anterior se fundamenta en varios factores, que ya han sido explicados en secciones previas de este documento. Por un lado, se debe tener en cuenta el esquema de asunción de riesgos aplicable en el sector eléctrico colombiano (ver [sección 1.2](#)), en virtud del cual haber invertido en una determinada tecnología (v.g. carbón para generación) no representa una garantía para los agentes respectivos de que la misma va a poder seguir participando en todos los mercados. Por otra parte, las Leyes 142 y 143 no consagran el supuesto principio de “neutralidad tecnológica” al que han aludido en el pasado los agentes (ver [sección 1.1](#)), y en esa medida la CREG no está obligada a expedir regulación “neutral”. En otras palabras, la CREG puede expedir resoluciones nuevas, en reemplazo o modificación de las existentes (v.g. las Resoluciones 71 y 101-24), modificando el mercado de la confiabilidad y prohibiendo la participación, en él, de plantas de generación térmica a carbón, y ello estaría en armonía con lo dispuesto en las Leyes 142 y 143.

Finalmente, y de manera más relevante, una medida en el sentido antes mencionado (para excluir el carbón de las fuentes permitidas para respaldar OEF) estaría en sintonía con **“lo que disponen las normas superiores”**, como lo requieren las Resoluciones 71 y 101-024. Esto se debe, en resumen, a que la discriminación contra fuentes de generación altamente nocivas y contaminantes como el carbón: (i) per-

seguiría la prevalencia el interés general protegido por la CP (representado en los derechos a la salud y al medio ambiente sano, entre otros), lo que justifica la imposición de límites a la libre competencia económica (ver [sección 1.3](#)); (ii) estaría justificada bajo las leyes expedidas en materia de gestión (especialmente mitigación) del cambio climático, y bajo los compromisos adquiridos por Colombia en virtud de tratados internacionales, incluyendo la eventual adhesión al PPCA; (iii) estaría justificada bajo las leyes que ordenan un desarrollo económico bajo en carbono, en particular para el sector de minas y energía; y (iv) estaría cubierta bajo el alcance de las funciones asignadas por la Ley 143 al MME, en los términos de su Artículo 12 y en relación con la fijación de requerimientos de confiabilidad y seguridad que respondan a los cambios que determinen las condiciones ambientales.

En vista de todo lo anterior, la conclusión es que una eventual **modificación de la regulación (resoluciones de la CREG)** sobre OEF y CxC debería estar precedida de la expedición de **nuevos lineamientos de política pública** que presenten los fundamentos legales respectivos ⁷⁹, y justifiquen las razones de conveniencia de la exclusión del carbón como fuente para respaldar OEF. En la medida en que la justificación de la nueva política pública exponga de la manera más detallada posible sus fundamentos, provenientes de las normas constitucionales y legales relacionadas, más “blindada”

podrá considerarse frente a potenciales cambios o derogatorias futuras. Sería recomendable, además, que estos lineamientos de política pública desvirtuaran la existencia del supuesto principio de “neutralidad tecnológica”, por las razones ya explicadas anteriormente en este documento.

Por su parte, los ajustes que introdujera la CREG a la regulación sobre las OEF y el CxC, con base en los lineamientos de política pública que deberían ser previamente expedidos ⁸⁰, supondrían la modificación de las diversas resoluciones que se refieren a tales temas, y que cubren todos los mecanismos actualmente vigentes de asignación de OEF: la asignación administrada; la asignación mediante subasta; y el mecanismo de tomadores del CxC. Dentro de los esfuerzos en este contexto, de cara a los fines perseguidos (excluir el carbón como fuente de generación para respaldar OEF), podría también considerarse retomar la revisión de la Resolución 133 ⁸¹, cuya propuesta, como se indicó previamente en este documento, no ha derivado en una resolución definitiva, pero en opinión de los agentes tendría la potencialidad de excluir a las plantas de generación térmica a carbón existentes, por su ineficiencia. Este último punto, sin embargo, tiene que ver con la exclusión por virtud del mercado, y no en respuesta a mandatos legales o políticas públicas.

ANEXOS

1. Anexo

Antecedentes

La alianza denominada *Powering Past Coal Alliance* (“PPCA”, por sus siglas en inglés) es una coalición de gobiernos nacionales y subnacionales, empresas y organizaciones que trabajan para avanzar en la transición de la generación de energía eléctrica a base de carbón *no mejorado*⁸² a la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes limpias (v.g. renovables no convencionales). La PPCA fue lanzada en noviembre de 2017, a través de la emisión de su *declaración* (la “**Declaración**”) en el marco de la reunión anual (COP23) de la Conferencia de las Partes, bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (“CMNUCC”).

La Declaración parte del reconocimiento de la conclusión (científica) de que las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”) provenientes de la generación de electricidad a partir de carbón constituyen el principal contribuyente a la crisis climática⁸³. Con base en lo anterior, la Declaración

expresa el compromiso colectivo que asumen sus miembros de acelerar la transición del carbón a la energía limpia, lo que implica abandonar el uso de carbón no mejorado para generación de electricidad, “*de forma sostenible y económicamente inclusiva, lo que incluye prestar el apoyo adecuado a los trabajadores y las comunidades*”⁸⁴.

Tras la publicación de su Declaración en 2017, la PPCA definió, en 2019, ciertos “Principios Financieros” (*PPCA Finance Principles*) con base en los cuales se creó, en 2020, un “Grupo de Trabajo Financiero” (*PPCA Finance Taskforce*)⁸⁵, conformado por miembros del sector financiero, gobiernos y miembros de la PPCA. Los miembros del Grupo de Trabajo Financiero trabajan de manera conjunta para: (i) cesar nuevas inversiones en infraestructura de generación de energía a base de carbón; (ii) eliminar gradualmente la infraestructura equivalente existente; y (iii) fomentar inversiones en energía limpia⁸⁶.

Colombia ha manifestado su interés en unirse al PPCA, lo cual supone su adhesión a la Declaración y a eventuales acuerdos adicionales que se propongan en el futuro. La adhesión a la Declaración implica, entre otras medidas, la cesación de la generación de electricidad a partir de carbón en Colombia para el año 2030. De acuerdo con la Declaración, los compromisos mínimos que asume un gobierno nacional (como Colombia) al unirse a la PPCA son:

- a) Eliminar progresivamente la generación de energía eléctrica con base en carbón *no mejorado* dentro de su jurisdicción, y establecer una moratoria sobre cualquier nueva central eléctrica de carbón que carezca de un sistema de captura y almacenamiento de carbono.
- b) Fomentar la generación de energía limpia por medio de políticas públicas e inversiones, y restringir la financiación de infraestructura de generación de energía proveniente de carbón *no mejorado* (v.g., sin sistemas de captura y almacenamiento de carbono).
- c) Respalda la Declaración y establecer fechas de abandono o eliminación (*phase out*), en 2030 para países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo

Económicos (“OCDE”) y en 2040 para el resto del mundo. Reconociendo que algunos gobiernos nacionales requieren de apoyo adicional para establecer o adelantar sus fechas de abandono o eliminación, la PPCA también permite la adhesión de gobiernos nacionales que estén en capacidad de comprometerse a lo siguiente:

- Cesar la construcción de nuevas plantas de carbón no mejoradas, a nivel doméstico (interno);
- Cesar la financiación internacional de infraestructura de carbón no mejorada;
- Establecer una fecha de eliminación (*phase out*); y
- Alinear sus políticas con el objetivo del Acuerdo de París de limitar el aumento de la temperatura global muy por debajo de los 2 °C, con esfuerzos para limitarlo a 1,5 °C.⁸⁷

Con respecto al compromiso mencionado arriba (numeral iv del literal c) de la sección 1.4), es necesario tener presente que Colombia ratificó y aprobó el Acuerdo de París mediante la Ley 1844 de 2017. En ese sentido, con independencia de su intención de adherirse a la PPCA, Colombia ya está sujeta a

la obligación de alinear sus políticas públicas con los objetivos del Acuerdo de París de limitar el aumento de temperatura global para finales de este siglo.⁸⁸

Por otra parte, Colombia se convirtió en miembro de la OCDE el 28 de abril de 2020⁸⁹, lo que reforzaría su compromiso, bajo la PPCA, de eliminar la utilización de sistemas *no mejorados* de generación de energía eléctrica con base en carbón para 2030. Con respecto a lo anterior, la OCDE ha concluido lo siguiente, sobre la situación actual en Colombia: “En la mayoría de las regiones no se emplea el carbón en la generación de electricidad. Algunas regiones siguen siendo muy dependientes del carbón. Por ejemplo, Córdoba, La Guajira y Norte de Santander emplearon exclusivamente carbón en la generación de electricidad en 2017. Existe nueva capacidad proyectada o en construcción en Córdoba y César (Global Coal Plant Tracker, último acceso en abril de 2021). **Dado que las regiones de la OCDE tienen que suprimir gradualmente el carbón para 2030 y la vida media de una central eléctrica de carbón es de 40 años, esa nueva capacidad expondría a esas regiones a un riesgo de activos obsoletos, con los consiguientes riesgos en los mercados financieros y costes económicos.**” (negritas fuera del texto original). Adicionalmente, la OCDE ha reconocido que “Con arreglo a la Alianza Global para Eliminar el Carbón (PPCA), la supresión

gradual hasta 2030 del empleo de carbón no reducido en los países de la OCDE sería una forma rentable de limitar el calentamiento global a 1,5°C.”⁹⁰

(negritas fuera del texto original). Adicionalmente, la OCDE ha reconocido que “Con arreglo a la Alianza Global para Eliminar el Carbón (PPCA), la supresión gradual hasta 2030 del empleo de carbón no reducido en los países de la OCDE sería una forma rentable de limitar el calentamiento global a 1,5°C.”⁹¹

En vista de todo lo anterior, tras su adhesión al PPCA Colombia debe impulsar acciones tendientes a: (i) por un lado, detener (v.g. desincentivar) las nuevas inversiones en infraestructura de generación de energía eléctrica con base en carbón, como combustible; y (ii) por el otro, abandonar gradualmente la generación de energía eléctrica con carbón asociada a la infraestructura existente.

2. Anexo

Compilación de comentarios de agentes sobre la malinterpretada noción de la “neutralidad tecnológica”

Tabla 1. Comentarios de agentes sobre “neutralidad tecnológica”

Norma o documento relacionado	Autor y comentario ⁹²
Decreto 570 de 2018⁹³	Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI): “(…) Queremos insistir en adelantar subastas para expansión de capacidad que permitan el principio de neutralidad tecnológica optimizando el resultado para los usuarios finales al tiempo que invite a todos los jugadores a buscar la mejor solución posible para el bien del país (…)” “(…) Por el contrario si se privilegiara tecnologías particulares estaríamos como país, incentivando siempre ineficiencias que irían en contra del bienestar de la población y de la competitividad. (…)” “(…) hoy día una subastas [SIC] de expansión del sistema, permitiendo la participación de todas las fuentes, puede perfectamente conducir a que tecnologías renovables no convencionales, lleguen a ser competitivas o incluso adjudicatarias de las mismas. Ésto (sic) solo en

caso de someterse a ejercicios de alta competencia como el que se lograría con la **Neutralidad Tecnológica**, así ha sido demostrado en las subastas adelantadas por otros países latinoamericanos **sin ningún tipo de preferencias o subsidios implícitos.**"

Isagen S.A. E.S.P.:

"(...) **forzar la entrada de una tecnología al darle privilegios a otras**, va en contravía de la libre competencia y de las normas que han regido el mercado eléctrico colombiano, cuyo **principio de neutralidad tecnológica** ha brindado estabilidad a los inversionistas y ha permitido la expansión del parque generador."

Asociación de Energías Renovables Colombia (SER Colombia):

"(...) este proyecto de normatividad **fortalece el concepto de neutralidad tecnológica**, desde la óptica de una aplicación material del **derecho fundamental y principio constitucional y democrático de igualdad**, cuya realización no se agota únicamente en dar trato igual, sino también en **reconocer las diferencias inherentes a la propia naturaleza y circunstancias y en desarrollar un entorno jurídico coherente y consistente con estas, que no admita ni privilegios para unos, ni incapacidades para otros.**"

"(...) Algunos aspectos del marco jurídico actual no están diseñados desde el reconocimiento de las diferencias entre estas fuentes y las tradicionales, y por ello se crean distorsiones como, por ejemplo, el hecho de que las FNCER no solo carezcan de mecanismos que viabilicen este tipo de proyectos, como sí lo tienen las fuentes tradicionales mediante el Cargo por Confiabilidad (...)."

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM):

*“(…) No obstante nuestro interés en las FNCER y reconociendo las bondades que estas tecnologías podrían tener para el país, consideramos que su incorporación al sistema debe hacerse de manera ordenada y con instrumentos económicos que preserven los principios de eficiencia, transparencia y **neutralidad**, para maximizar el beneficio social. Observamos con preocupación que las disposiciones contenidas en el proyecto de decreto comprometen algunos de estos principios”.*

Celsia Colombia S.A. E.S.P.:

*“se rompe el principio de **neutralidad tecnológica** y se limita la competencia entre tecnologías y entre proyectos, impidiendo que se seleccionen los proyectos que proporcionan en realidad el precio de energía más eficiente para los clientes del servicio en el país.”*

“Si bien las tecnologías basadas en FERN C han alcanzado niveles competitivos, si consideramos adecuado a nivel de regulación definir esquemas de contratación de energía de mediano plazo que permitan participar en igualdad de condiciones a las tecnologías convencionales junto con las FERN C”

*“(…) Esta Ley [Ley 1715] no establece contrariar la Ley 142 de 1994 en cuanto a los principios que rigen el mercado de energía como lo son: - **Neutralidad**: Como lo establece el Artículo 3. Instrumentos de Intervención Estatal, Numeral 3.9, pues se **estaría discriminando al resto de tecnologías** que no se consideren FERN C en el desarrollo de las subastas de contratos para la expansión planteadas por el Decreto (...)”.*

Inkia Energy Development Colombia S.A.S.:

“La mayoría de los objetivos (...) del proyecto Decreto, particularmente los que se refieren a la reducción de emisiones, resiliencia, complementariedad y competencia son alcanzables por una multiplicidad de tecnologías de generación, no solamente por las llamadas FRNC. **El darle un tratamiento diferencial a estas últimas conlleva al rompimiento de la neutralidad tecnológica del que hace referencia la Ley 142 de 1994.**”

“Igualmente, los procesos competitivos de asignación de dichos contratos de largo plazo también son considerados una herramienta indispensable para la adecuada formación de precios y son bienvenidos, **si bien su aplicación debe ser indistinta al tipo de tecnología de generación**”.

Asociación Colombiana De Distribuidores De Energía Eléctrica (ASOCODIS):

“(...) La diversificación de la matriz, los contratos a largo plazo, la formación de precios eficientes, la garantía de confiabilidad, y la atención de la demanda del sistema, entre otros, deben incentivarse **con independencia de la fuente de generación.**”

“(...) recomendamos respetuosamente **prescindir de la mención de una tecnología en especial en el desarrollo normativo del lineamiento de política pública.** Asumir que al mecanismo planteado por el Ministerio solo pueden concurrir los titulares de FNCER, con exclusión de otros agentes generadores y titulares de otras tecnologías, podría ser **contrario al objetivo de promoción de la competencia** y aumento de la eficiencia en la formación de precios, acogido por el mismo proyecto (...)”.

Proyecto de Decreto
CCUS y Producción de
Hidrógeno⁹⁴ y hoja de
ruta del hidrógeno en
Colombia⁹⁵

Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG):

“ANDEG siempre ha insistido en la importancia de la **neutralidad tecnológica en el contexto de señales de mercado**. Aún más, **dado el potencial de combustibles fósiles asociados a carbón y gas natural en el país**, en el contexto de la evolución natural de los costos decrecientes de las nuevas tecnologías, caso del CCUS (Captura, Secuestro y Utilización de carbono) para la producción de hidrógeno. Con lo anterior, consideramos adecuado que se promueva la armonización regulatoria para uso de hidrógeno en el marco de **alternativas de energéticos sin discriminación tecnológica**. En este sentido, sugerimos que se evalúe la **oportunidad de tener en cuenta al sector termoeléctrico** no solo desde incentivos para la co-combustión o sustitución total de combustibles, sino, en diferentes aplicaciones que hoy en día ya utilizan o pueden utilizar el hidrógeno como insumo (sistemas de refrigeración y rampas de arranque), ya sea proveniente de la red de transporte o generado “in situ”, teniendo en cuenta criterios de oportunidad y reducción de riesgo financiero y técnico, para que puedan estimularse estas inversiones y contribuir como “First Doers” en esta materia, como oferta o desde la demanda.”

REFERENCIAS

Referencias

1. Artículo 3.
2. Numeral 87.2.
3. Parágrafo 1 del Artículo 87.
4. Decreto Único Reglamentario del sector Administrativo de Minas y Energía.
5. De hecho, en virtud del Artículo 334 de la CP, el Estado está autorizado para intervenir en la dirección general de la economía, así como en asuntos relacionados con los servicios públicos, tal como lo ratifica la Sentencia C-228/10 de la Corte Constitucional.
6. Cuya exequibilidad fue declarada por la Corte Constitucional mediante Sentencia C-056 de 2021, en respuesta a una demanda de inconstitucionalidad instaurada contra la misma norma.
7. Este comentario fue presentado por EPM, y se encuentra incluido en la matriz de comentarios, disponible en https://www.minenergia.gov.co/documents/8209/Matriz_de_comentarios_con_respuestas_energia_no_renovable_LP_VFinal.pdf
8. Documento CREG-024 de 2015.
9. En el contexto de la “Propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncrona al SIN”.
10. Documento disponible en <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/PRO-PUESTA-DE-REQUERIMIENTOS-TECNICOS-PARA-LA-INTEGRACION-DE-FUENTES-DE-GENERACION-NO-SINCRONA-AL-SIN.pdf>
11. Por ejemplo, el informe titulado “Evaluación de los modelos de cálculo de energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas hidráulicas, eólicas y solares”, publicado mediante Circular CREG 103 de 2020.
12. Documento disponible en <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ESTUDIO-SERVICIOS-COMPLEMENTARIOS.pdf>
13. Por ejemplo, Ángela Cadena, coordinadora de la Misión de Transformación Energética (MTE) y exdirectora de la UPME.
14. Benavides, J., Cadena, A. (15 de octubre de 2018). Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada. Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo (Fedesarrollo). https://repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3673/Reporepor_Octubre_2018_Benavides_y_Cadena.pdf?sequence=1&isAllowed=y

15. Resolución 176 de 2021.
16. En el contexto de una acción de nulidad contra cierta resolución de la CREG, cuyas pretensiones fueron finalmente denegadas.
17. Sentencia del Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera. Consejero ponente: Marco Antonio Velilla Moreno, Bogotá, D.C., veintitrés (23) de agosto de dos mil doce (2012), Radicación número: 11001-03-24-000-2002-00070-01. Disponible en <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/11001-03-24-000-2002-00070-01.htm?resaltar=%22Art%EDculo+85+de+la+ley+143%22>
18. Artículo 365 de la CP.
19. Moreno, Luis Ferney. (2012). Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina: la convergencia entre libre competencia e intervención estatal. Universidad Externado de Colombia.
20. En sentencias como la C-150 de 2003.
21. Idem.
22. Estas serían extrapolables, en el futuro, al gas natural, teniendo en cuenta las conclusiones de la ciencia sobre sus impactos y la necesidad de cesar la explotación de hidrocarburos.
23. Artículo 4.
24. Las obligaciones del Estado en esta materia incluyen, también, el aseguramiento de la operación eficiente, segura y confiable de las actividades del sector, y la preservación de la integridad de las personas, los bienes y el medio ambiente, “manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos” (Artículo 4). Con respecto a la participación de los agentes privados en las actividades que hacen parte del sector de electricidad, la Ley 143 consagra expresamente su deber de sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos.
25. Definido en el Artículo 11 de la Ley 143 como “(...) el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.”
26. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/7dadb46e634e5c320525785a007a6c24/\\$FILE/DOC-CREG-122-2005.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/7dadb46e634e5c320525785a007a6c24/$FILE/DOC-CREG-122-2005.pdf)
27. Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/aaa52a8ca3a7927e052588a3007d4eb6/\\$FILE/Circular079-2022%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/aaa52a8ca3a7927e052588a3007d4eb6/$FILE/Circular079-2022%20Anexo.pdf)
28. Resolución CREG 53 de 1994.
29. Mediante las Resoluciones CREG 1 y 116 de 1996.
30. Documento CREG 701 001A de 2022.
31. Definidas en la Resolución 71 como “Planta y/o unidad de generación que, al momento de efectuar la subasta, o el mecanismo de asignación que haga sus veces, esté en operación comercial. (...)”

32. La Resolución 71 define las plantas nuevas así: “Planta y/o unidad de generación nueva: Planta y/o unidad de generación que no ha iniciado la etapa de construcción al momento de efectuar la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces. A esta fecha la(s) turbina(s) y el (los) generadores que hagan parte de la planta y/o unidad no podrán tener más de tres (3) años de fabricación (...).”
33. Con respecto al significado de las “condiciones críticas”, el Documento de soporte de la Resolución CREG 071 de 2006 indicó: “Cualquier condición, climatológica, o de desbalances entre oferta y demanda, o cualquier otra circunstancia, que haga que el precio de bolsa supere el Precio de Escasez es indicativa de una condición crítica en el Mercado Mayorista. En tal sentido, como se mencionó en el Documento CREG-122 de 2005, se considera que existe condición crítica cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, sin que se requiera para ello la intervención previa de una autoridad.”
34. Artículo 2 de la Resolución 71.
35. Idem.
36. Idem.
37. Documento CREG 077 de 2014, titulado “Expansión en generación de energía eléctrica y cargo por confiabilidad”.
38. El Artículo 2 de la Resolución 71 define la Demanda Objetivo como aquella que “Equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG.”
39. Para este propósito, se utiliza la declaración de ENFICC más reciente presentada por cada agente generador. De acuerdo con el Artículo 20 de la Resolución 101-024, la “Declaración de parámetros para el cálculo de la ENFICC” corresponde a la información y documentación requeridas para el cálculo de la ENFICC, según las metodologías establecidas por la CREG para cada tecnología de generación.
40. La metodología para el cálculo de la ENFICC de plantas térmicas está prevista en la Resolución 71, sección 3.2 del Anexo 3.
41. Este asunto fue objeto de pronunciamiento por parte de la CREG, mediante Concepto 9600 de 2018, en el que indicó: “En cuento [SIC] a los balances, se hacen con toda la energía firme de las plantas, sin considerar OEF asignadas, porque el objetivo del análisis es determinar si existe suficiente ENFICC en el sistema para atender la demanda esperada.”
42. En virtud de la Resolución CREG 127 de 2020, el ASIC realiza un procedimiento de verificación anual de la ENFICC reportada por cada planta, para ajustar las OEF de plantas que presen-

- ten determinadas desviaciones y/o remitir los hallazgos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para la implementación de planes de acción.
43. Artículo 28 de la Resolución 71. El precio de cierre de la subasta es el “Precio correspondiente a la oferta del último agente asignado con ENFICC de conformidad con el proceso de subasta.”
 44. Tomada del Documento CREG 089 de 2019.
 45. En su momento, la Misión de Transformación Energética también presentó comentarios tendientes a la modificación del mecanismo. Refiriéndose a estos comentarios, el Documento CREG 110 de 2021 afirmó: “Más recientemente, en el año 2020, el Ministerio de Minas y Energía adelantó el estudio de la Misión de Transformación Energética, en el marco del cual dentro del foco 1 de mercados se volvieron a plantear algunos ajustes al Cargo por Confiabilidad, entre los cuales estaba el tema de asignación de OEF a plantas existentes vías subastas.”
 46. Soporte de la Resolución 133 de 2021, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes”.
 47. Mediante la Resolución 199 de 2021 se amplió el plazo para presentar comentarios a los proyectos de Resolución CREG 132 y 133 de 2021, hasta el 15 de diciembre de 2021. Si embargo, desde esa fecha no se presentan avances en relación con la propuesta regulatoria en cuestión.
 48. Documento CREG 110 de 2021.
 49. Artículo de prensa disponible en <https://elnorte.com.co/index.php/2021/12/14/cambios-en-reglas-del-cargo-por-confiabilidad-harian-inviabile-la-generacion-termica-tebsa/>
 50. Para estos efectos, derogó los Anexos 2 (Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme) y 10 (Reglamento de la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme) de la Resolución 071.
 51. La Resolución 101-024 derogó los Anexos 2 (subasta para la asignación de OEF) y 10 (reglamento de la subasta para la asignación de OEF) de la Resolución 71.
 52. Estas subastas fueron de reloj descendente hasta 2018, año en el que, con la expedición de la Resolución CREG 103, fueron reemplazadas por la metodología de sobre cerrado, para promover la competencia entre agentes y alcanzar una asignación a mínimo costo.
 53. Artículo 26 de la Resolución 71. El Precio de cierre de la subasta es el “Precio correspondiente a la oferta del último agente asignado con ENFICC de conformidad con el proceso de subasta.”
 54. De acuerdo con el Artículo 30 de la misma Resolución, quedarán habilitados aquellos que hayan cumplido con los requisitos asociados al registro en el SUICC, los procesos de declaración de interés, declaración de parámetros, y otros descritos en la Resolución 101-024, y reciban después la respectiva comunicación del ASIC.
 55. Definidas en la Resolución 71 como “(...) las que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la subasta, o del mecanismo de asignación que haga

sus veces, y las instaladas que vayan a ser repotenciadas siempre y cuando se cumpla con lo establecido en el artículo 6o de esta resolución.

56. El periodo de planeación es el “tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la subasta o del mecanismo de asignación que haga sus veces y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación asignada en dicha subasta.” Para una subasta que se realice en el año t , el periodo de planeación finalizará el treinta (30) de noviembre del año $t+p$, y el valor de p será el que defina la CREG.
57. El periodo de vigencia de las OEF está definido, en la Resolución 71, como el “Período de tiempo durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su Obligación de Energía Firme.”
58. Documento CREG 085 de 2006, soporte de la Resolución 71.
59. Artículo 12.
60. Con una antelación no inferior a seis meses, respecto del inicio de su periodo de vigencia.
61. O el documento que defina la autoridad ambiental, en el cual se apruebe la operación con el nuevo combustible (Resolución 70).
62. Artículo 12.
63. La Resolución 101-024 reconoce la vigencia de esta posibilidad regulatoria.
64. Documento CREG 077 de 2019.
65. Artículo 40.
66. De acuerdo con el documento de soporte de la Resolución 101-24, “La primera se convocó mediante la Resolución CREG 031 de 2007, para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo comprendido entre el primero diciembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2013. La segunda subasta se convocó con la expedición de la Resolución CREG 056 de 2011, para la asignación de Obligaciones de Energía firme para el periodo 2015-2016. La más reciente subasta, para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo 2022-2023, se convocó a través de la Resolución CREG 104 de 2018, la cual se llevó a cabo el 28 de febrero de 2019.”
67. Según el Documento CREG 075 de 2018, la CREG ha contratado expertos internacionales tras cada una de las subastas de expansión realizadas, con la finalidad de evaluar los resultados y el comportamiento de los agentes durante las mismas.
68. En relación con la energía en firme que se tuvo en cuenta para esta nueva convocatoria, la CREG indicó lo siguiente, a través del Documento CREG 101 030 A de 2022: “La suma total de energía firme del SIN que se evaluó corresponde a la suma de: (i) la ENFICC actualizada de los recursos de generación que se encuentran en operación, según las últimas verificaciones de ENFICC que realizó el Centro Nacional de Despacho, CND; y (ii) la ENFICC disponible a futuro según los compromisos adquiridos en la última subasta del cargo realizada en febrero de

2019, y la de los proyectos que se han acogido al mecanismo denominado tomadores del cargo por confiabilidad. También se considera una estimación de energía firme, EF, de los proyectos de generación que han adquirido compromisos en contratos de largo plazo de energía, CLPE, en las subastas que ha convocado el Ministerio de Minas y Energía. Cabe resaltar que, como estos proyectos no tienen compromisos a través del CxC, no se cuenta con un cálculo de ENFICC realizado por el CND. Por tanto, dicha energía se estima a partir de un factor de energía que parte de la ENFICC ya verificada de los recursos solares y eólicos que tienen compromisos de OEF.” (negrillas fuera del texto original).

69. Las actividades pendientes corresponderían principalmente a solicitudes de aclaración (ASIC), respuesta a las mismas, cálculo de ENFICC máxima, cálculo de costos promedio de referencia por combustible, entre otras. Con la extensión de 60 días, la subasta tendría lugar el 14 de noviembre de 2023.
70. A este respecto, la Resolución indica: “Los participantes que representen plantas o unidades de generación que tengan la calidad de nuevas, especiales o existentes con obras, podrán optar por un período de vigencia de la obligación mayor de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 101 024 de 2022. La extensión del período de vigencia de la obligación asignada será la informada por el participante, siempre que esta se ajuste a la regulación vigente.”
71. De acuerdo con el Artículo 2 de la Resolución 132, “Si durante el proceso descrito en el anexo, y antes de que el ASIC haya expedido el certificado de asignación de que trata numeral vii del presente artículo, la CREG llega a convocar una subasta o una asignación administrada, se considerará que el proceso se da por terminado.”
72. Tomada del Documento CREG 089 de 2019, en soporte de la Resolución 132.
73. Al respecto, la Resolución 176 afirmó lo siguiente: “La Comisión ha identificado la conveniencia de ampliar las oportunidades de cesión de Obligaciones de Energía Firme de plantas en construcción, de forma que cuando participen en una subasta de reconfiguración de venta y no obtengan asignación, se permita que las cesiones se puedan realizar a plantas de cualquier agente, incluido el mismo. La condición de cesión a agentes diferentes se mantiene cuando no se convoca subasta de reconfiguración de venta.” (negrillas fuera del texto original). Por su parte, el Documento CREG 144A de 2021 indicó lo siguiente: “El hecho de que la cesión con el mismo agente solamente se pueda adelantar una vez se hayan agotado las OEF a subastar permite minimizar el planeamiento de estrategias de portafolio por parte del agente, dado que el agente no tendrá la certeza de la cantidad que podría cubrir directamente con las plantas de su portafolio. Además, después de la subasta de reconfiguración la prioridad del sistema, en la medida que se cuente con energía firme disponible, es lograr garantizar el cubrimiento de las OEF en atraso” y “Negociación de la cesión se adelantará con un tercero cuando no se adelanta subasta de reconfiguración para el período a ceder,

y cuando se adelante subasta de reconfiguración y el agente participe, la cesión se podrá adelantar con terceros o el mismo agente. En cuanto al porcentaje de construcción para acceder al mecanismo de cesión, se diferencia según el tiempo de construcción así: las plantas con tiempos de construcción menores a 36 meses deberán tener un 30% al IPVO y orden de compra de los equipos, si el tiempo de construcción es igual o mayor a 36 meses se debe tener 80% al IPVO.”

74. Los generadores respectivos deberán, en relación con este requisito, reportar al ASIC las ventas en contratos o declaraciones de respaldo registrados que comprometen ENFICC de la planta.
75. García, H., Corredor, A., Calderón, L., Gómez. M. (Octubre de 2013). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia - Documento preparado para WWF. Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo (Fedesarrollo). <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/331>
76. Artículo 14 de la Resolución 71, que dispone: “RETIRO DE PLANTAS O UNIDADES DE GENERACIÓN QUE RESPALDAN OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME ASIGNADA. <Artículo modificado por el artículo 4 de la Resolución 70 de 2014. El nuevo texto es el siguiente:> Cuando una planta o unidad de generación que respalda una Obligación de Energía Firme sale del Sistema, cualquiera que sea la causa que provoque su salida, el agente la podrá retirar del mercado mayorista, cuando haya garantizado el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme asignada, a través de la cesión de las Obligaciones de Energía Firme a uno o varios agentes generadores inscritos en el mercado mayorista, que cumpla con la normatividad vigente para su participación en el mismo y para recibir asignaciones de OEF conforme a la regulación aplicable (...)En estos eventos el retiro de la planta o unidad se hará efectivo previa notificación y coordinación con el CND.” (negrillas fuera del texto original).
77. El Artículo 17 de la Resolución 101-024 también dispone: “Los agentes generadores que representen comercialmente plantas o unidades de generación existentes, y que planeen voluntariamente retirarlas de su participación de una subasta para la asignación de obligaciones de energía firme, deberán informar al ASIC su decisión de retiro, a través del SUICC, mediante comunicación suscrita por el representante legal debidamente autorizado”.
78. Sobre este tema resulta sumamente relevante traer a colación lo indicado por la Corte Constitucional en la Sentencia C-056 de 2021, así: “(...) no constituye una barrera de entrada jurídica absoluta, porque (i) es una condición que “se refiere a la tecnología de generación de [o tipo] de la energía vendida y no a las empresas” y (ii) la legislación colombiana “no impide que un mismo generador cuente con plantas o facilidades convencionales de energía y, a la vez, sea el propietario de plantas que funcionen con base en FNCER”.
79. Disposiciones de las leyes en que se basan las medidas, teniendo en cuenta la jerarquía normativa con base en la cual la CP está por encima de las leyes, y estas por encima de la reglamentación expedida por los Ministerios.

80. Y con base en la función de regulación de la CREG, cuya finalidad explicó la Resolución 132 en los siguientes términos: “La función de regulación está orientada, no solo a corregir fallas del mercado, sino a desarrollar los fines esenciales de los servicios públicos. Los servicios públicos hacen parte de la cláusula del Estado Social de Derecho.”
81. Para la definición de un nuevo mecanismo de asignación de OEF a plantas existentes, consistente en una asignación competitiva con subastas anuales y partiendo del principio de que la prestación del servicio de confiabilidad se debe remunerar a precios eficientes.
82. El término “no mejorado” es utilizado en la Declaración de la PPCA como traducción del término en inglés “unabated”, que se refiere a la ausencia de tecnologías (por ejemplo, de captura y almacenamiento) para la reducción sustancial de emisiones de CO2 producidas por la generación de energía eléctrica con carbón.
83. Tomado del sitio web de la PPCA, en <https://poweringpastcoal.org/our-story/#/end-of-coal-in-sight>.
84. Declaración de la PPCA en español, disponible en https://poweringpastcoal.org/wp-content/uploads/PPCA-Declaration_Text_ES.pdf
85. En el año 2020.
86. Una descripción más detallada de los objetivos de los Principios Financieros y el Grupo de Trabajo Financiero puede encontrarse en el sitio web de la PPCA, en <https://poweringpastcoal.org/strands-of-work/private-finance/>.
87. <https://poweringpastcoal.org/join-us/>
88. Adicionalmente, Colombia ha ratificado otros tratados internacionales en materia de protección del medio ambiente y mitigación y adaptación frente al cambio climático.
89. <https://www.oecd.org/latin-america/paises/colombia/>
90. <https://www.oecd.org/regional/RO2021-Colombia-ES.pdf>
91. Idem.
92. Las negrillas incluidas en el texto de las citas se encuentra por fuera de los textos originales, y ha sido adicionada para énfasis.
93. Comentarios al proyecto de este Decreto, contenidos en la matriz disponible en https://www.minenergia.gov.co/documents/8209/Matriz_de_comentarios_con_respuestas_energia_no_renovable_LP_VFinal.pdf
94. Comunicación disponible en <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2022/04/014-2022-Comentarios-Proyecto-de-Decreto-CCUS-y-Produccion-CC%8In-de-Hidro%CC%8lgeno.pdf?0f7c2b&0f7c2b>
95. Comunicación disponible en <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/08/049-2021-Comentarios-a-la-hoja-de-ruta-del-hidro%CC%8lgeno-en-Colombia.pdf?0f7c2b&0f7c2b>



@polentjcol



@polentjcol



POLEN Transiciones Justas



www.polentj.org