



MINMINAS

Ministerio de Minas y Energía
Origen: GRUPO DE PARTICIPACION Y SERVICIO AL CIUDADANO
Rad: 2018052115 10-07-2018 03:38:24 PM
Anexos: 0
Destino: OFICINA DE ASUNTOS REGULATORIOS Y EMPRESARIALES
Serie: 0.402 - NO APLICA

GRUPO DE PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución “Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista”

Fecha de inicio de publicación: 08 de junio de 2018

Fecha fin de publicación: 29 de junio de 2018

Solicitantes: **Manuel Augusto Socha Quintero**
Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Camilo Tautiva Mancera
Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Medios de divulgación: Portal Web www.minminas.gov.co en:
Módulo de Foros: MinMinas/ Atención al Ciudadano/Foros/
Portal/noticias

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minminas.gov.co

PUBLICACIÓN

Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<https://www.minminas.gov.co/en/foros?idForo=24013854&idLbI=Listado+de+Foros+de+Junio+De+2018>



ATENCIÓN AL CIUDADANO ENERGÍA ELÉCTRICA HIDROCARBUROS NUCLEAR MINERÍA AMBIENTAL Y SOCIAL

Salas de Atención al Ciudadano » Foros en Consulta Ciudadana

Listado de Foros de Junio De 2018

Proyecto Resolución Contratación Energía Eléctrica a Largo Plazo

Sector Energía

Fecha Inicio 8 de junio de 2018

Fecha Fin 29 de junio de 2018

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el proyecto de resolución "mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento Propuesto

Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o mediante el correo electrónico pciudadana@minminas.gov.co, hasta el próximo viernes 29 de junio de 2018.

Documentos adicionales

- [Memoria Justificativa](#)

El mecanismo propuesto está enmarcado dentro de los principios y condiciones generales formulados mediante la Resolución CREG 068 del 08 de junio de 2018, que deben cumplir aquellos mecanismos para la comercialización de energía eléctrica que aspiren al reconocimiento de los costos agregados de las compras de energía en el costo unitario de prestación del servicio al usuario regulado. www.apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5fb5b05256eee00709c02/aa842329f4ed63f3052582a6007e8c53?OpenDocument

- [Memoria taller mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica](#)

Ilustración 1 Divulgación: MinMinas/Atención al Ciudadano/Foros/



Proyecto Resolución Contratación Energía Eléctrica a Largo Plazo

Proyecto Resolución Contratación Energía Eléctrica a Largo Plazo

viernes 8 de junio de 2018, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinMinas

Sector: Energía

Ilustración 2: Divulgación Noticias del Portal Web

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al Documento en Discusión: Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista". Se recibieron los siguientes comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo Electrónico pciudadana@minminas.gov.co
- Sección comentarios del foro

Comentario 1

De: Javier Francisco Vargas
Sección Comentarios
14 de junio de 2018.



Javier Francisco Vargas, jueves 14 de junio de 2018

Respecto a los Requisitos para participantes, se debe reportar la Historia Financiera que debe ser igual o superior al proyecto ofertado: en el caso de los nuevos consorcios no se tendría esa información; recibirán entonces la información financiera de quienes lo conforman? Hay que presentar la de todos?

Hay que tener en cuenta que en el país, las empresas dedicadas solo a energías renovables no tienen más de 7 o 8 años en este negocio, de tal forma que si se quiere hacer una oferta para 15 años por ejemplo no van a cumplir con el requisito.

Comentario 2

De: Javier Francisco Vargas

Sección Comentarios

Fecha: 15 de junio de 2018

Javier Francisco Vargas, viernes 15 de junio de 2018

Respecto a que los oferentes deben suscribir un Contrato de Respaldo, se da libertad en cuanto a la negociación. Para aquellos oferentes que no tienen activos de generación hídrica o térmica en el país será un costo adicional para la estructura de precio mientras que si por ejemplo Enel, Celsia, entran a ofertar en esta subasta aun cuando tendrán que presentar el contrato de respaldo, para ellos no implicará un costo real. Como manejar esta situación para ser más equitativos, entren nuevos jugadores al mercado? Gracias.

Comentario 3

De: Juan Gonzalo Flores Guzmán

Sección comentarios

Fecha: 22 de junio de 2018

Juan Gonzalo Flores Guzmán, viernes 22 de junio de 2018

Estimados

A continuación encontrarán los comentarios de IFC al borrador de resolución que define el mecanismo de compra de energía a largo plazo.

Quedamos a disposición para responder a cualquier inquietud que puedan tener al respecto.

- Funcionamiento del Mercado. No se plantean los mecanismos o incentivos para que el mercado de contratos a largo plazo se utilice. Se plantea como un mercado voluntario donde los ofertantes y demandantes presentaran ofertas en función a la Demanda Objetivo que define el Ministerio de Minas y Energía. No es claro cómo se define esta Demanda Objetivo o como esta Demanda Objetivo incentivara a los actores a tomar contratos a largo plazo.



- Riesgo de contraparte. Los contratos son bilaterales, pero la asignación entre ofertantes y compradores es desconocida. Los ofertantes pueden por tanto terminar con un comprador de bajo riesgo crediticio y por tanto con alta probabilidad de no pago. Igualmente, un comprador puede terminar contratando la energía de un ofertante con alto riesgo de incumplimiento en el despacho. La resolución indica que serán exigibles ciertos tipos de garantías para mitigar estos riesgos pero aún no da detalles al respecto de estas garantías. Consideramos que estas garantías, plazo, monto y su ejecutabilidad serán importantes para el adecuado funcionamiento del mercado y para la bancabilidad de los proyectos. Creemos que la bancabilidad de los proyectos se va a ver afectada si no se conoce de antemano la contraparte de los contratos. Esta estructura favorece a aquellos jugadores que puedan tomar créditos corporativos en vez de estructuras de financiamiento de proyectos.

- Nuevos proyectos de generación. La resolución menciona que proyectos en desarrollo pueden participar de las subastas siempre que cuenten con una garantía de construcción, entre otras cosas. No es claro en que consiste la garantía de construcción, porque en función al riesgo que aparentemente se pretende cubrir, no pareciera no ser factible de obtenerse en el mercado. Creemos que la opción de comprar energía en el mercado spot, para luego venderla dentro de los acuerdos del contrato, ofrecen una mejor forma de mitigar el riesgo en la demora de la construcción de proyectos. Adicionalmente, la resolución no distingue entre los proyectos nuevos y los existentes al momento de la subasta, lo cual hace que los proyectos existentes puedan subastar al costo marginal en tanto que los proyectos nuevos deben incluir la recuperación del costo de inversión y el costo marginal. Esto genera desincentivos para los proyectos nuevos.

- Contratos en Pesos Colombianos. Desde un punto de vista de bancabilidad, tener contratos únicamente denominados en pesos colombianos, limita las alternativas de financiamiento a aquellos bancos que tienen fondeo en pesos colombianos. Solo algunos bancos internacionales están en capacidad de ofrecer financiamiento en pesos, a través de instrumentos derivados que introducen sobrecostos y ciertos niveles de rigidez a la estructura. El financiamiento en pesos incrementa significativamente el costo de capital de los proyectos y por ende los precios de energía que se van a ofertar, lo cual va en contra del objetivo de encontrar las precios de energía más competitivos para el mercado nacional.

- Compromisos de generación. Aunque los compromisos de generación son anuales también hay límites mensuales (80%). Estos límites mensuales afectan los niveles de endeudamiento y por ende la competitividad de las ofertas. Adicionalmente, hay necesidad de cumplir las declaraciones horarias y por ende riesgo importante de los comercializadores de tener que comprar en bolsa si no se cumplen con la oferta de generadores horaria. Este costo adicional limita o desincentiva la contratación para los comercializadores. Esto no es estándar en mercados internacionales puesto que introduce un riesgo que para proyectos de energía renovable (especialmente viento e hidroeléctricas a filo de agua) es difícil de manejar. La inclusión de este requisito da una amplia ventaja a jugadores que tengan un portafolio de activos existente sobre jugadores nuevos. Adicionalmente la resolución indica que la energía que se debe adquirir para cumplir con déficits debe ser con activos similares, requisito que consideramos restrictivo y no muy clara su racionalidad.

- Ponderación de energías. No es claro cómo se aplica la ponderación de los diferentes índices (criterios de complementariedad de recursos, de seguridad energética nacional y de reducción de emisiones) en la ponderación de ofertas.

- Línea de transmisión. Se debe incorporar algún mecanismo que permita mitigar el riesgo de demoras en la entrada de la línea de transmisión

Cordial saludo



Comentario 4

De: Christie Hernández

Fecha: 15 de junio de 2018, 14:35



ANDEG-039-2018

Bogotá D.C., 15 de Junio 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Solicitud ampliación plazo para comentarios Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado señor Ministro:

ANDEG califica como positivo la posibilidad de participar con comentarios en la formulación de la normatividad que promueva el desarrollo integral de las políticas energéticas del país.

Sin embargo, vemos con preocupación que los tiempos de consulta pública, en especial para propuestas que impactan en gran manera la estructura del sector eléctrico, no superen los 10 días hábiles. Consideramos que el establecimiento de tiempos de consulta limitados impide la participación efectiva de los diferentes actores y evita que estos lleven a cabo análisis integrales detallados, los cuales son necesarios para contribuir con aportes sólidos a la construcción normativa, en especial teniendo en cuenta que este tipo de espacios están pensados, entre otras cosas, para incorporar a la discusión de las propuestas normativas la experiencia, perspectivas e ideas para acciones alternativas de los interesados; ayudar a los reguladores a equilibrar intereses opuestos, identificar efectos involuntarios y problemas prácticos; proporcionar un control de calidad en la evaluación de los costos y beneficios realizada por el regulador; e identificar y facilitar la interacción de la regulación vigente con la propuesta regulatoria en consulta.¹

Al respecto, es importante señalar, que el gobierno colombiano como nuevo miembro de la OCDE asumió como compromisos dirigidos a mejorar la calidad de la normatividad, la implementación

¹ OECD, *OECD Best Practice Principles on Stakeholder Engagement in Regulatory Policy* (2017)

Calle 100 N° 8 A – 49, Torre B – Ofc 603 Bogotá D.C.
Tel: (571) 8 055283 – 7 559176
www.andeg.org



de las mejores prácticas regulatorias en términos de tiempo y calidad de análisis de los proyectos normativos, las cuales fueron acogidos a través del CONPES 3816-2014 "Mejora Normativa: Análisis de Impacto", que establece entre sus objetivos: "Mejorar los procesos de consulta, y la mejora en la divulgación y acceso a la información relacionada con el proceso de emisión normativa, que garanticen el oportuno involucramiento de las entidades responsables en la materia y aquellas que impacten sus proyectos misionales" (Subrayado fuera de texto).

Una vez revisado el Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista" en consulta, publicado el día 08 de junio de 2018 en la página web del Ministerio de Minas y Energía considera que el plazo definido para comentarios hasta el 22 de junio es insuficiente para comentar de fondo el proyecto de norma, considerando, que la propuesta en consulta aborda temas tan relevantes y profundos que se entrelazan con temas estructurales del sector como lo son el despacho económico, la liquidación de contratos de largo plazo, la asignación de riesgos en los pronósticos de generación horaria, y el diseño de los mercados de corto y largo plazo de manera transversal. Temas que, además de no haber sido abordados en el Decreto que da origen al proyecto normativo en consulta, se presentan en un momento en el que el sector está atravesando por una situación coyuntural por cuenta de la contingencia del mega-proyecto de generación Pescadero-Ituango.

En ese sentido, de manera atenta y con el fin de contribuir con un análisis oportuno e integral, ANDEG le solicita al Ministerio de Minas y Energía muy respetuosamente considerar la ampliación de 20 días hábiles adicionales al plazo ya establecido (22 de junio de 2018) para realizar los comentarios a la propuesta normativa en mención.

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

Cordial Saludo,

ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo



MINMINAS

Comentario 5

De: Nelly Novoa

Fecha: 18 de junio de 2018, 9:15

NATURGAS ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

Bogotá D.C., 15 de junio de 2018

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad



Referencia: Comentarios Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado doctor Arce:

La Asociación Colombiana de Gas Natural se permite elevar comentarios a la propuesta de Resolución de la referencia, el cual consideramos debe ser analizado desde una perspectiva amplia de las medidas de política que se adopten para el sector energético del país.

1. Contratación de largo plazo.

Efectuando la revisión de la memoria justificativa de la propuesta presentada por el Ministerio, en la cual se menciona que:

"Del análisis presentado en la sección 1.1, Mecanismos Mercado de Energía Mayorista – MEM, se evidenció que actualmente no existe un mecanismo de contratación a largo plazo, que forme un precio eficiente y que adicionalmente proporcione herramientas para cumplir los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"

Consideramos que la idea de implementar un mecanismo de contratación de largo plazo es necesaria para permitir la entrada de diversidad de tecnologías a la matriz energética del país, ahora bien, por los motivos que más adelante se exponen creemos que la forma en la que se propone adoptar el mecanismo puede no ser la más idónea.

2. Competencia del Ministerio de Minas para la implementación de las medidas propuestas.

En este punto es importante reiterar el límite de las competencias del Ministerio de Minas (como rector de la política del sector) frente a las competencias dadas por el legislador a la CREG.

Entendemos que, si bien el Ministerio en términos de la Constitución y la Ley es el jefe de la administración en los temas minero-energéticos y es el encargado de formular la política en relación con su despacho, también es cierto que la Ley le asigna a la Comisión de Regulación competencias expresas frente al sector de energía eléctrica.



Puntualmente el artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, estableció que la CREG frente al mercado de energía tendría las siguientes competencias:

"a) Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

c) Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible."

Ahora bien, en línea con lo establecido por la Ley 142, la ley 143 de 1994¹, le otorgo la competencia a la CREG para establecer el Reglamento de Operación, dentro del cual se encuentra el mercado mayorista de energía según lo definido en esta misma Ley.

Por los anteriores argumentos consideramos que, si bien la propuesta del Ministerio tiene un objetivo válido el cual es dinamizar el funcionamiento de la actividad de generación, también es cierto que estas competencias recaen directamente en la Comisión de Regulación y por ende la labor del ministerio debería encaminarse a dar unas directrices generales sobre la manera en la cual debería funcionar la subasta que se propone².

Para concluir este punto reiteramos los comentarios efectuados en la comunicación de fecha 09 de febrero de 2018³, consideramos que adoptar medidas aisladas del resto de la regulación pueden conllevar a una desconfiguración del Mercado y a problemas que no quedan claramente evidenciados.

3. Análisis de impacto regulatorio- AIR

En términos de la OCDE⁴ el AIR constituye una herramienta para que la regulación de los países permita una adecuada interacción entre los afectados, beneficiados y en general cualquier persona involucrada con el proceso de regulación.

¹Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

² Un ejemplo de esto puede ser tomado de las convocatorias de transmisión de energía, en las cuales mediante RESOLUCION 18-0924 DE 2003, el Ministerio definió unas líneas generales para la realización de dichas convocatorias

³ Comentarios al proyecto de Decreto "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

⁴ OCDE (2014), Colombia: La implementación del buen gobierno, OECD Publishing. Pag 166. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264202351-es>



NATURGAS

ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

Por tal razón, es importante que al momento de evaluar la implementación de cualquier medida el regulador (que para el caso es el MME) no solo considere la afectación, impactos y recursos que se pueden presentar a nivel gobierno, por el contrario, la idea es que se evalúen los impactos frente a todos aquellos que se vean (aun de manera mínima) implicados en las medidas propuestas.

Ahora bien, pese a que el proyecto de decreto se publica con una Memoria Justificativa, esta carece de información relevante como impacto de la norma, incluyendo costos de inversión, impacto en tarifas y en el mercado, sin esta información la toma de decisiones y la discusión en torno a la medida resulta limitada pues no se pueden cuantificar los costos que esta va a tener sobre los diferentes sectores que posiblemente se vean afectados o beneficiados.

En razón a los argumentos presentados sugerimos que se publique la información sobre impactos de la medida y los costos que la misma, no solo para el gobierno sino también para los usuarios y todos aquellos actores involucrados, esto con el fin de complementar el análisis que se viene efectuando sobre el tema.

Adicionalmente es importante que se evalúen soluciones que no impliquen expedir regulación, para que así se cumplan con todos los parámetros OCDE en materia de producción normativa

Finalmente quedamos atentos a cualquier contribución que este gremio pueda efectuar para contribuir en el cumplimiento de los objetivos del gobierno, para el buen funcionamiento del mercado de energía.

Cordialmente,



ORLANDO CABRALES SEGOVIA
Presidente



Comentario 6

De: Carlos Alberto Ávila Calderón

Fecha: 19 de junio de 2018, 12:08



Bogotá D.C., junio 19 de 2018

ACDS No. 18-130

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - MME
Ciudad

**ASUNTO: SOLICITUD AMPLIACIÓN DE PLAZO DE COMENTARIOS A LA
PROPUESTA DE RESOLUCIÓN SOBRE MECANISMO CONTRATACIÓN DE ENERGÍA**

Apreciado Señor Ministro:

ASOCODIS y sus empresas afiliadas destacan la expedición de la Propuesta de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista".

Consideramos que esta propuesta normativa es de gran impacto para el sector eléctrico colombiano, pues promueve la integración de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica a través de la contratación de largo plazo; y en la coyuntura actual del país, por la contingencia del proyecto Hidroituango, esta Resolución, y en general todas las propuestas regulatorias relacionadas con la expansión de la generación eléctrica, toman la mayor relevancia, toda vez que acuerdo con los análisis de escenarios para la operación del Sistema Interconectado en el mediano y largo plazo, *"se observa que a partir del año 2022 podrían presentarse momentos en los cuales no se cumplan los indicadores de confiabilidad establecidos por la regulación vigente, es decir, periodos con déficit entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en el SIN"*.

En este sentido, observamos que el plazo establecido por parte del Ministerio para comentarios de la propuesta de Resolución es de 9 días hábiles, el cual, consideramos limitado para abordar la propuesta de Resolución con la mayor profundidad e integralidad por parte de los gremios, los agentes, y la ciudadanía en general.

Para ASOCODIS, como representante de las empresas distribuidoras que atienden al 95% de la demanda regulada del país, resulta fundamental apoyar y contribuir en el diseño y reglamentación de los lineamientos de política pública en materia de contratación de largo plazo, y más aún, cuando la propuesta de Resolución publicada por el Ministerio se interrelaciona con aspectos estructurales del funcionamiento y de la operación del sistema eléctrico colombiano, caso del despacho económico, la liquidación de contratos de largo plazo, el diseño del mercado de corto y largo plazo, la participación de la demanda, entre otros.



MINMINAS



ASOCODIS
Asociación Colombiana de
Distribuidores de Energía Eléctrica

En este sentido, respetuosamente sugerimos y solicitamos al Ministerio de Minas y Energía la ampliación del plazo de comentarios a la propuesta normativa por 15 días adicionales al plazo inicialmente establecido.

Agradecemos su atención y quedamos atentos a sus observaciones y/o instrucciones, y quedamos a disposición para lo que consideren.

Cordialmente,



JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

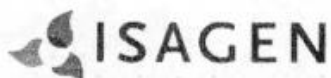
Copia:
Dr. Alonso Cardona - Viceministro de Energía



Comentario 7

De: **NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS - ISAGEN**

Fecha: 21 de junio de 2018, 9:38



600

E2018-006217



Medellín, 20 JUN 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Teléfono 1- 2201326, Fax 1- 3245213
Centro Administrativo Nacional
Bogotá

Referencia: Propuesta de Resolución "por la cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado doctor Arce:

Destacamos el interés y el trabajo adelantado por el Ministerio de Minas y Energía en la búsqueda de un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y que sea complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista que cumpla con los objetivos descritos en el Decreto 0570 de marzo de 2018, propósito fundamental en la tarea de encontrar alternativas más eficientes para la demanda colombiana.

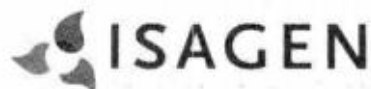
Desde ISAGEN tenemos algunas inquietudes frente a la propuesta de la Referencia, a la cual seguiremos llamando en esta comunicación como "El Mecanismo". Para explicar nuestros comentarios, dividimos los mismos en las siguientes categorías:

- Aspectos institucionales
- Contraprestación para la demanda y producto
- Criterios para selección de proyectos
- Otros aspectos

ASPECTOS INSTITUCIONALES

Consideramos que los procedimientos planteados por el MME para adelantar las subastas de Contratación de Largo Plazo afectan la institucionalidad del Sector Eléctrico Colombiano y reiteramos nuestro comentario de la importancia para los inversionistas de la estabilidad y claridad regulatoria.

El mercado de energía en Colombia se ha caracterizado por ser un referente a nivel internacional en cuanto a la disciplina regulatoria que se ha tenido hasta ahora.



En primer lugar, vemos que la UPME tendría funciones similares a la comisión de regulación del mercado eléctrico (CREG), teniendo en cuenta que con sus decisiones estará afectando las señales de expansión en generación del país; hoy en día la UPME realiza una planeación indicativa y la expansión de generación se desarrolla por esquemas de mercado.

La resolución en consulta debería estar alineada al marco normativo de la CREG para la asignación de Obligaciones de Energía Firme. Si bien se están subastando productos diferentes (Energía media vs Confiabilidad), los dos mecanismos conllevan a que se instalen proyectos de generación y si no se ejecutan de manera coordinada, se puede ocasionar una sobre instalación en el mercado y los consecuentes sobrecostos para la demanda colombiana.

La determinación de la demanda objetivo debe corresponder a un criterio objetivo y el empleo de los contratos registrados no corresponde a lo que está contratado en el MEM, ya que en los esquemas de mercado se permite transar varias veces la demanda y las reglas de registro podrían no tener tiempos coincidentes con el llamado a la subasta.

Sugerimos que la norma definitiva considere una articulación con el resto de las normas vigentes en el mercado, para lo cual creemos que se requiere mayor detalle de la normatividad y una armonización adicional con el ASIC que gestiona la liquidación y las garantías.

En este sentido, sugerimos que el MME encargue a la CREG de la implementación detallada del esquema, en coordinación con el resto del marco regulatorio y debido a que la propuesta impacta al mercado y a los agentes, vemos pertinente incluir el concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) frente a la misma.

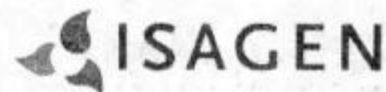
CONTRAPRESTACIÓN PARA LA DEMANDA –PRODUCTO A ENTREGAR

ISAGEN considera que el producto de Energía Media no es una solución eficiente para la demanda, introduce riesgos no gestionables sobre los generadores, dificulta la liquidación en el Mercado de Energía Mayorista y no permite valorar en igualdad de condiciones las ofertas que se presenten en la subasta.

El esquema de Energía Media como se presenta en la propuesta no permite a la demanda cubrir completamente el riesgo de mercado ya que genera una incertidumbre frente a los periodos de entrega, y expone a la demanda a compras en bolsa, incluso en condiciones críticas. Además el perfil del contrato es variable año a año.

Adicionalmente a este tema de riesgos, encontramos que el producto propuesto no permite la realización de una comparación eficiente y neutral de precios entre tecnologías al momento de asignarlos en la subasta y no es claro que se preserve el principio de eficiencia económica.

La energía media de una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) tiene un perfil diferente a un proyecto de generación con biomasa. Una planta fotovoltaica no puede entregar energía en horas de punta del sistema (periodos horarios 19, 20 y 21) y, adicionalmente, presentan una



intermitencia y variabilidad intra-diaria e inter-estacional que impediría al comprador a estimar el grado de cubrimiento financiero que está obteniendo con ese producto.

El valor del producto está asociado al costo de oportunidad de la producción, que en este caso, sería el precio horario de Bolsa de Energía. Si las opciones que se presentan, tienen perfiles de generación disímiles, es difícil hacer una valoración con sólo los precios ofertados en la subasta.

Los productos podrían ser del tipo Pague lo Contratado y por bloques de demanda, para que puedan compararse y asignarse en igualdad de condiciones las ofertas de fuentes tan diferentes entre sí como las PCH, Biomasa, Eólicas o Solares.

Los contratos tipo Pague Lo Contratado permiten que el riesgo sea asumido por el vendedor, agente que posee mejor información y capacidad de gestionar el riesgo, y no por la demanda. Igualmente, la conformación por bloques horarios - mensual (e.g. Bloque horas Punta, Bloque horas media y Bloque horas baja) permitiría implantar un esquema de asignación óptima de requerimientos, hacer comparables los precios y buscar productos complementarios.

CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE PROYECTOS

En el Capítulo V de la resolución en consulta, el MME expone los criterios de calificación que tendría en cuenta para ser considerados por la UPME en la subasta.

De manera respetuosa consideramos que esta resolución es insuficiente en el desarrollo de la forma de evaluar los criterios de calificación, tema crucial para evitar que se rompan principios de transparencia, neutralidad tecnológica y eficiencia.

Adicionalmente, creemos que debe mostrarse la metodología de calificación agregada multi-criterio, pues los potenciales inversionistas deberían poder contar *a priori* con la metodología de valoración de criterios (ponderación) que permita identificar el o los criterios que priman en la selección de proyectos. En la misma vía, consideramos que se debe garantizar la predictibilidad para realizar la estimación futura del comportamiento del mercado y las valoraciones financieras de forma adecuada.

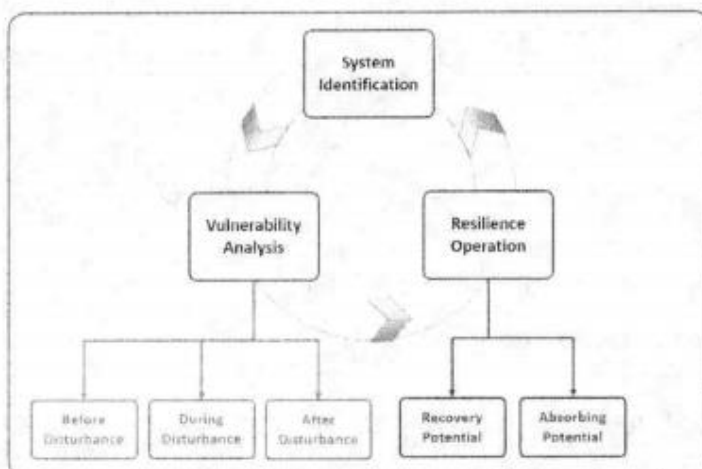
Finalmente, es importante tener en cuenta los tiempos de planeación y construcción de los proyectos dentro del mecanismo de las subastas.

Criterio de Resiliencia

La resolución propone utilizar el índice de Shannon – Weaver para encontrar una valoración de resiliencia. El índice es empleado para medir diversidad en algunos campos, pero creemos que la resiliencia puede incluir otras cosas.

Por ejemplo, buscando en la literatura, encontramos que Arghandeh et al [1], consideran que la definición de Resiliencia para sistemas eléctricos debe ser más holística, rigurosa y dinámica que lo que abarca el término “evaluación del riesgo”.

La resiliencia de sistemas eléctricos es la habilidad que tiene la red eléctrica de sobrevivir a disturbios. Como lo proponen Arghandeh et al [1], la evaluación de la Resiliencia requiere varios pasos, que comienzan con la identificación del sistema, luego los análisis de vulnerabilidad y luego la definición de la operación resiliente.



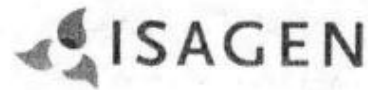
Fuente: Reza Arghandeh, Alexandra von Meier, Laura Mehrmanesh and Lamine Mili. [1]

En ese orden de ideas, sugerimos definir un indicador más integral sobre Resiliencia. En nuestra opinión, creemos que la Resiliencia del sistema eléctrico colombiano se fortalecerá con las iniciativas de Generación Distribuida y Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE). En ocasiones la resiliencia podría verse comprometida si se presentara una gran cantidad de recursos eólicos/solares concentrados en una zona geográfica del país, debido a los problemas eléctricos que se derivarían de la intermitencia de estas fuentes de generación, adicional a que estas fuentes de generación también están correlacionadas con variables climáticas.

Criterio de Complementariedad de los Recursos

Se indica que el indicador se medirá mediante la correlación existente entre la serie del recurso primario y el agregado nacional de las series hidrológicas.

¹ Reza Arghandeh, Alexandra von Meier, Laura Mehrmanesh and Lamine Mili. On the definition of cyber-physical resilience in power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier. 2016.



Para que éste sea un criterio objetivo, se debería establecer desde ya la metodología de puntaje que se le dará al proyecto por este criterio. Una correlación de -1 podría por ejemplo tomarse como la nota máxima y una correlación de +1 como nota nula. Adicionalmente, la metodología debería tener lo necesario para calcular la correlación: número de datos mínimos consecutivos de la serie de tiempo, granularidad requerida (e.g. diaria), el tipo (e.g. Pearson) y una línea base de comparación.

Criterio de Seguridad Energética Regional

En la propuesta, se indica que este criterio se medirá teniendo en cuenta su impacto en el equilibrio del balance oferta y demanda, el alivio de restricciones operativas y en la disponibilidad de conexión, en las regiones definidas por la UPME. En la actualidad el balance entre oferta y demanda lo realiza la CREG y para eso se cuenta con Obligaciones de Energía Firme. Reiteramos nuestra solicitud de armonizar esta propuesta con esa metodología.

El beneficio por alivio de restricciones y disponibilidad de conexión podría ser tratado determinando el costo incremental operativo que implica entrar el proyecto o esquemas de mercado, como un sistema multinodal.

Un proyecto no necesariamente presenta ahorros para la operación integrada del SIN. Puede incluso aumentar el costo de restricciones, aumentar el costo de reserva rodante, aumentar los costos por instalación de compensación reactiva. También podría abordarse de forma integral al valorar los sobrecostos que pueden darse por requerimientos de refuerzos de transmisión. Por lo tanto, se requiere también una definición clara de la forma de medir este objetivo y la consecuente evaluación económica.

Criterio de Reducción de Emisiones

En el proyecto se indica que este criterio se medirá asignando calificación únicamente a aquellas tecnologías que no generen emisiones o cuyo balance neto de generación de emisiones sea cero. Esto va en contravía de la neutralidad tecnológica y quita la posibilidad de que el desarrollador compense las emisiones. Adicionalmente, para que sea comparable con la calificación de los otros criterios, también debe establecerse el número de puntos que se le dará a este criterio.

OTROS ASPECTOS

La Resolución plantea un manejo de garantías para poder gestionar los incumplimientos en la entrega del producto, debido a que una planta de generación puede desviarse de su energía media por múltiples motivos. En el caso de utilizar un esquema del tipo Pague lo Contratado se podrían resolver cuestiones que pueden manejarse mejor desde el MEM y no con el uso de garantías.



MINMINAS



La Resolución se basa en el esquema de la reglamentación de la CREG en cuanto al manejo de garantías. Sugerimos hacer una evaluación más exhaustiva a lo que pasaría en los casos de ejecución, es decir, el impacto tanto para el mercado como para la demanda contratada.

Otro aspecto relevante es el tema de servicios auxiliares. Como se ha observado en otros mercados, los sistemas con alta participación de fuentes variables de generación, requieren una alta componente de servicios auxiliares que permitan regular la operación. El incremento en estas necesidades, aunado a las propuestas de regulación pendientes de modificar el mercado de servicios auxiliares por parte de la CREG, hacen que actualmente se tengan incertidumbres sobre la conformación del precio que debe pactarse en las subastas, dado que no se conoce el nuevo comportamiento del mercado y la posible asignación de costos que podrían afectar los compromisos previamente pactados.

Por otro lado, en la propuesta se menciona la liquidación del CERE, asumimos que como este es un producto de energía y no de Confiabilidad, la remuneración de las subastas será sólo por energía pura. Este aspecto observa especial cuidado para que no enrarezca la formación de precios.

Finalmente, reiteramos la necesidad de que la norma definitiva aclare los aspectos y esté en consonancia con las normas del Cargo por Confiabilidad, contratación de energía y otros aspectos de los mercados de energía.

Señor Ministro, desde ISAGEN creemos que propiciar mayores mecanismos de negociación en el mercado es bueno para el país y que el propósito de la norma que usted pretende adelantar persigue objetivos que son logrables con normas apropiadas. Sin embargo, nuestros comentarios se enfocan en el hecho de que es importante en la apertura de estos mecanismos, ser cuidadosos, para no poner en riesgo principios que han permitido el éxito a un mercado que ha sido reconocido a nivel internacional, gracias a una medida intervención del Estado y a una participación decidida de los agentes privados que hacemos parte del sector eléctrico colombiano.

Agradecemos su atención y quedamos dispuestos a aclarar cualquier inquietud al respecto.

Cordialmente,

LUIS FERNANDO LONDOÑO MEJÍA
Gerente General Encargado

CC: 070, 600, 302, 200
Martha V./Tatiana R.



CO15/6224



CO15/6223



Comentario 8

De: Federico Jimeno

Fecha: 21 de junio de 2018, 16:11



21 de junio de 2018, Bogotá.

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
La Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución: *"Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado mayorista"*

Respectado Señor Ministro,

Inkia Energy es una compañía con experiencia en generación y comercialización de energía eléctrica, con presencia en 10 países y una capacidad instalada de más 3600 MW. Además, hacemos parte de un grupo de empresas que incluye también a Orazul, empresa con cerca de 2.000MW de potencia instalada en la región, totalizando entre nuestras empresas cerca de 5.600MW de potencia y 1.5 millones de clientes en distribución de energía eléctrica.

Dentro de nuestro plan estratégico de crecimiento, Colombia es un mercado prioritario. Y es por ello que estamos trabajando intensamente en la estructuración de proyectos de generación de energía a gran escala y en diferentes tecnologías con potencias entre los 100MW y 350MW. Esto representa un potencial de inversión extranjera en el país de entre US\$ 100 millones y US\$700 millones.

En atención a lo dispuesto por su despacho, nos permitimos poner a su consideración los siguientes comentarios asociados a lo dispuesto en el proyecto de Resolución *"Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado mayorista"*:

1. Los mecanismos de contratación de largo plazo son considerados una herramienta indispensable para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de cualquier tecnología, y por lo tanto su introducción es bienvenida, si bien de manera universal para todos los participantes del mercado, tanto actuales como potenciales y futuros.
2. 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, para asegurar una formación de precios realmente competitiva y que resulte en los precios más bajos posibles para la demanda.
3. Las herramientas regulatorias existentes para fomentar la expansión del parque de generación corren el riesgo de quedar sin efecto al existir mecanismos paralelos de fomento de expansión que de por sí no tienen en consideración la asignación de Obligaciones de Energía en Firme. Por ende, la integralidad de la metodología de planeación liderada por la Unidad de



MINMINAS



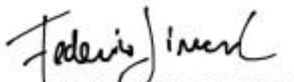
Planeación Minero-Energética queda en entre dicho, generado a su vez un riesgo latente para la estabilidad y competitividad del sector.

4. Los criterios de precalificación y calificación referidos en el capítulo V del proyecto de Resolución, tienen una clara orientación que favorece ciertas tecnologías en detrimento de otras y en todo caso con sustentos técnicos debatibles. Este tratamiento conlleva intrínsecamente al rompimiento del concepto de neutralidad tecnológica del que hace referencia la Ley 142 de 1994.

Quisiéramos reiterar que, la expansión del parque de generación debe darse de manera competitiva entre los proyectos y tecnologías existentes usando las herramientas disponibles para dar señales de expansión y siempre respetando los principios de neutralidad tecnológica y competitividad.

Sea esta también la oportunidad para reiterar nuestro apoyo e interés en el desarrollo de nueva normativa que fomente la existencia de mecanismos de contratación de largo plazo en el país, elemento que consideramos generará importantes incrementos de la competitividad del sector y del país en general.

Respetuosamente,


FEDERICO JIMENO C.
Representante Legal
INKIA ENERGY



Comentario 9

De: Roquero García Eduardo

Fecha: 22 de junio de 2018, 3:44



AL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

República de Colombia

Sr. Ministro; Dr. Germán Arce Zapata

OBSERVACIONES DE SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY, S.A. AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN <<Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista>>

PRIMERA.- Planificación:

En el Artículo 16 de la propuesta de Resolución se establece que durante el primer semestre de cada año, la UPME realizará los análisis oportunos para tomar la decisión de llevar a cabo la subasta.

Con el objetivo de dar visibilidad a medio/largo plazo, **se propone establecer un calendario indicativo de al menos 3 años** en los que se dé una indicación del volumen a subastar.

SEGUNDA.- Tecnologías que pueden participar:

En el Artículo 33 de la Propuesta de Resolución se indica que los proyectos que se podrán calificar serán únicamente aquellas tecnologías que no generen emisiones, o cuyo balance neto de generación de emisiones sea cero, sin embargo, en ningún momento se especifica expresamente qué tecnologías pueden participar en la subasta.

Se propone especificar qué tipo de emisiones se consideran (CO₂, NO_x, SO_x, ...) o indicar expresamente las tecnologías que pueden participar en las subastas.

TERCERA.- Sobre los criterios de Calificación establecidos en el Capítulo V:

En el Capítulo V se establecen los criterios de calificación de las ofertas:



- Criterio de resiliencia: se indica que las fuentes energéticas se deberán clasificar teniendo en cuenta aspectos como su independencia ante la ocurrencia de eventos extremos de cambio y variabilidad climática
- Criterio de complementariedad de los recursos: el aporte de los proyectos al aprovechamiento potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles para mitigar los efectos de variabilidad y cambio climático se medirá mediante la correlación existente entre la serie del recurso primario del proyecto y el agregado nacional de las series hidrológicas.
- Criterio de seguridad energética regional: aporte a fortalecer la seguridad energética regional, teniendo en cuenta el impacto en el equilibrio del balance de oferta y demanda, el alivio de restricciones operativas y en la disponibilidad de conexión.

Parecen criterios bastante relevantes que pueden hacer que un proyecto no sea calificado para participar en la subasta, por lo que **se propone aclarar** cómo se van a cuantificar estos criterios para establecer que un proyecto esté o no calificado para participar en la subasta y que sean criterios de valoración y cuantificación completamente objetiva.

CUARTA.- Sobre la fecha de entrada en operación comercial del proyecto:

En el artículo 20 se indica que la Unidad de Planeación Energética (UPME) definirá un año de entrada de los proyectos de generación que participen en la subasta, que será el mismo año para el cual los vendedores y los compradores harán sus ofertas de venta y compra de energía, respectivamente.

En cambio en el Anexo 1, en el apartado 2.1.1 Declaración de interés, se establece que los proyectos de generación nuevos deberán declarar la "Fecha estimada de entrada en operación comercial del proyecto".

Se solicita que se aclare si un proyecto puede establecer una fecha estimada de entrada en operación comercial distinta a la definida por la UPME, y cómo afecta a la hora de comparar su oferta con las demás.



QUINTA.- Sobre garantías:

En el Artículo 27 de la propuesta de Resolución se definen garantías de seriedad para participar en la subasta, garantías de construcción una vez ganada la subasta, y garantías de cumplimiento. Quedando pendiente de establecer el importe en las bases de pliegos y condiciones específicas.

Por otro lado, en el Anexo 1 apartado 2 sobre el Reporte de Información se establecen una serie de requisitos técnicos del proyecto para poder participar en la subasta: inscripción en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, aportar certificación que conste la presentación del estudio de conexión a red, disponer de registros históricos del recurso energético primario, según lo que se establezca en los pliegos y bases de condiciones específicas.

Con el fin de asegurar que los participantes en la subasta tengan como objetivo llevar a cabo la ejecución de los proyectos, **se solicita** que se establezca un equilibrio entre las garantías económicas y los requisitos técnicos, así como penalizaciones por retraso en la entrada en operación comercial o por no construir el proyecto.

SEXTA.- Sobre retrasos en la entrada en operación comercial:

En el Artículo 51 se establece que los vendedores adjudicatarios tendrán que establecer las garantías para los casos de abandono, retiro, incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos, subconstrucción, no entrada en operación del proyecto en la fecha establecida y no pago de la auditoría.

Se solicita que se elimine cualquier penalización por retraso en la entrada en operación comercial por motivos ajenos a la responsabilidad del oferente.

SÉPTIMA.- Sobre mecanismo de desempate:

En la Propuesta de Resolución, no menciona mecanismo de desempate en caso de igualdad de precio. **Se solicita** que se aclare.



OCTAVA.- Sobre el mecanismo para compensar déficit de energía anual:

En el Capítulo VII de la propuesta de Resolución, para compensar los déficits de energía anual, se permite cerrar un contrato bilateral con otro proyecto de características similares. Esto, no exime al adjudicatario de la subasta de la responsabilidad de la entrega de energía.

Dada la variabilidad de la generación eólica, se solicita una mayor flexibilidad en cuanto al ajuste entre la energía declarada y la generada, y **se solicita** que se permita compensar excesos de producción de un año con déficits de otro, realizando el cálculo de producción mínima en periodo de 4 años.

Por otro lado, **se propone** permitir incrementar la potencia del proyecto para compensar los déficits de energía.

NOVENA.- Liquidación horaria de la energía:

Según el artículo 37 y el artículo 38 sobre la liquidación horaria, el contrato se liquidará de manera horaria comparando la generación ideal del proyecto (en kWh) y el valor de referencia horario de energía reportado (en kWh). Las desviaciones se liquidarán a precio de bolsa. Los generadores no asumirán el riesgo de generación, si no los comercializadores, quienes deberán comprar en bolsa si requieren más energía de la generada.

Sin embargo es la primera vez que se menciona la generación ideal del proyecto, **se solicita** aclarar a qué se refiere.

DÉCIMA.- Sobre la liquidación mensual de la energía:

En el artículo 38 de la propuesta de Resolución se indica que *“En caso de que la generación del proyecto en el mes sea inferior al 80% del valor de referencia de energía reportado para dicho mes, el riesgo de generación lo asumirá el generador, a quién se le generará una factura por el valor de la energía comprada en bolsa durante ese mes, luego de descontado el saldo a favor en caso de haberlo”*.

Dada la variabilidad de la generación eólica, **se solicita** una mayor flexibilidad en cuanto al ajuste entre la energía mensual declarada y la generada, y que si en un mes la generación



del proyecto es inferior al 80% de la generación reportada para dicho mes, se compense con la generación de los meses siguientes, y que al cabo de 4 años, se realice el ajuste tal y como se solicita en la observación Octava.

UNDÉCIMA.- Plazo de duración del contrato:

En el Artículo 7 de la propuesta de resolución se indica que el producto que se asignará en la subasta será un volumen de energía en MWh, un precio en COP/MWh y un periodo de vigencia de 10 o 15 años, por lo tanto, se entiende que en la oferta se debe incluir energía media anual (MWh/año), precio en COP/kWh y plazo de duración del PPA (10 o 15 años), en cambio no se establece cómo va a afectar a la asignación de las ofertas el plazo de duración del contrato definido por cada oferta.

Se solicita que se indique expresamente como se van a comparar dos ofertas con distinto plazo de duración del PPA.

DUODÉCIMA.- Sobre la actualización del precio del contrato:

En el artículo 12, se establece que el precio del contrato se actualizará mensualmente en base al Índice de Precios al Productor.

Dado que las inversiones asociadas a los proyectos de generación serán realizadas en dólar USA, se solicita que también se establezca una actualización del precio del contrato que incorpore un índice corrector en función de la cotización de la moneda, indexado a las variaciones que experimente respecto al dólar USA.

Por lo expuesto,

SOLICITAMOS AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA, que tenga por presentado este escrito con las observaciones que en él se contienen con relación al proyecto de Resolución <<Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo



MINMINAS

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista>>, se sirva admitirlo, y, en definitiva disponga las modificaciones del citado proyecto en los términos que hemos dejado interesados.

Lo que se pide en Madrid, a veintidós de junio de dos mil dieciocho

D. EDUARDO ROQUERO GARCÍA-CASAL

SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY, S.A.,

AL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

República de Colombia

Sr. Ministro; Dr. Germán Arce Zapata



MINMINAS

Comentario 10

De: Néstor Ramírez Comunicaciones Usaene

Fecha: 22 de junio de 2018, 8:05

USAENE

Bogotá, 22 de junio de 2018

Señores:

Ministerio de minas y energía

Aten. Dr. Germán Arce

Ministro de Minas y Energía

Ref.: Proyecto de resolución de contratación de energía eléctrica a largo plazo

Respetado Señor Ministro:

Mediante la presente queremos exponer nuestros comentarios e inquietudes referentes al proyecto de resolución por el cual se define un mecanismo de contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista.

Estando de acuerdo con la función de rector de la política energética y la promulgación de lineamientos que ha emitido el ministerio en desarrollo de la ley 1715 de 2014, en pro de la diversidad energética, la producción baja en carbono y la integración de las energías renovables estableciendo un nuevo producto para el sector eléctrico, como lo son los contratos de largo plazo.

Respetuosamente se considera conveniente para correcto desarrollo y armonización, que sea la Comisión de Regulación de Energía y Gas quien desarrolle el mecanismo y determine los ajustes que se requieren en el resto de los mecanismos del sector eléctrico que garanticen la eficiencia en la asignación de precios al usuario final. De lo contrario se corre el riesgo que sea el usuario final el que debe pagar un mayor valor por la energía.

En tal sentido, y previo a las decisiones finales que se adopten, se considera indispensable aclarar la articulación que va a tener este mecanismo con las subastas y asignaciones de cargo por confiabilidad, aunque se subastan productos diferentes no sería necesario cubrir toda la demanda objetivo con obligaciones de energía firme si se tiene un porcentaje ya cubierto con contratos de largo plazo. De igual manera con los esquemas vigentes de contratación y la propuesta del MOR.

De acuerdo a lo publicado en la página web del ministerio de minas y energía, el mecanismo propuesto está enmarcado dentro de los principios y condiciones generales formulados por la CREG en su resolución 068 de 2018 para la comercialización de energía, en este contexto la primera inquietud que surge es ¿Porqué se presenta el mecanismo en forma de resolución designando a la UPME como subastador y no se acude a la autonomía de la CREG para que regule la ejecución de la subasta de energía media?.



USAENE

Finalmente, antes de entrar en comentarios específicos, creemos conveniente que la resolución justifique la necesidad de contratación a largo plazo y contextualice la situación actual del mercado colombiano para que se puedan entender claramente los beneficios que el mecanismo traerá a los agentes generadores y comercializadores. Esto por cuanto los estudios de la CREG y de otros independientes señalan problemas con los contratos existentes derivados de su duración, la falta de energía para contratos derivada de los compromisos de cargo por confiabilidad y condiciones de integración. A esto el Ministerio estaría adicionando temas de diversidad energética, promoción de renovables y reducción de emisiones.

Comentarios a la propuesta de resolución:

1. Respecto al artículo 3, la UPME es una entidad de planeación y órgano asesor del ministerio en materia de política energética y minera. No es un ente ejecutor y menos debería entrar a desarrollar instrumentos de regulación de los agentes del sector mediante los contratos que se proponen instrumentalizar.
2. Aunque en el artículo 3 se hable de la UPME, en el artículo 4 se señala que las disposiciones de esta resolución deberán ser llevadas a cabo por el operador y administrador del mercado, lo cual crea incertidumbres en cuanto a la manipulación del mecanismo.
3. En el artículo 5 del proyecto de resolución se habla de una transición hacia un esquema de mercado intradiario o de tiempo real, en estas condiciones sería conveniente aclarar las expectativas de cuánto tiempo podría tardar dicha transición. Adicionalmente este artículo plantea que se establecerá la forma en que se liquidarán el FAZNI y CERE para este tipo de proyectos. Solicitamos se aclare la razón de dicha diferenciación ya que estaría promoviendo condiciones no homogéneas.

Adicionalmente, la entrada en vigor de este modelo, implica ajuste a otros elementos de la regulación que en esta transición no se mencionan, lo que podría generar problemas en su implementación o ineficiencias que al final repercuten en los costos al usuario final.

4. En las definiciones se sugiere utilizar en lo posible las mismas definiciones que se manejan en el sector actualmente a menos que la idea sea la de modificar para todo el sector las definiciones que hasta hoy se utilizan. En igual sentido se llama la atención de nuevos términos como "comprador" que debería estar armonizado con los agentes del sistema o determinar si es un nuevo agente para el mercado.
5. En el planteamiento de la resolución se debe especificar porque se requiere de contratos de respaldo, sabiendo que los generadores ya tienen un incentivo que es la energía media como compromiso, y su no entrega en el periodo de medición (anual), deberían generar acciones para corregir la energía media asignada en el contrato. Por otro lado y bajo el entendido que la energía media es un producto



USAENE

distinto, también es necesario aclarar cómo se relaciona con los contratos bilaterales actuales.

6. En esta propuesta se cambia la definición de planta nueva que se tiene para el modelo del CxC, al incluir en nuevas las que no han iniciado construcción o las que están en construcción sin tener en cuenta que los riesgos y posiciones frente a la competencia en una subasta son diferentes.
7. Considerando que para el cálculo de la energía media anual se hace uso del factor de planta (FP), es necesario establecer los criterios de verificación de este factor para plantas nuevas y durante el término de la asignación que se haga en la subasta.
8. Al ser un mecanismo voluntario, se debe aclarar cómo determinará la UPME la demanda objetivo que le sirva para iniciar la subasta.
9. En el artículo 7 sería adecuada una nota aclaratoria para saber de qué dependerá que las asignaciones sean por un período de 10 o 15 años o si dependerá de cada subasta.
10. Respecto al artículo 8, sería adecuado un análisis de si se debe ofertar la energía media o solamente un factor de planta.
11. En los artículos 10 y 11 se permite desviación hasta de un 10% anual, pero no se corrige la cantidad para los siguientes años. Este sería un incentivo para que los agentes se comprometan a ofertar la cantidad más acertada posible y adicionalmente, si baja de este porcentaje se tenga penalización adicional.
12. Para el artículo 13, es necesario considerar que el sector eléctrico desde su reforma ha sido muy cuidadoso de usar la figura de los contratos para la asignación de procesos de convocatorias como el CxC, Obras de expansión de transmisión. Sin embargo en esta propuesta se plantea la figura de los contratos sin entrar a analizar todas sus implicaciones y alternativas. Quizás esta es una razón más, para recomendar que sea a través de la CREG que se definan estos mecanismos, de suerte que sea armonioso con el resto del modelo.
13. En los artículos 16 y 20 donde se habla de señales de expansión, no es claro como se relacionarán y cuál sería el orden de definición de las subastas de contratos de largo plazo de energía media y los de confiabilidad, porque en ambos se está promoviendo la expansión y alguien debe definir el uso eficiente de estos mecanismos.
14. El artículo 19 establece que la CREG determinará un precio techo para las ofertas de compra de energía destinadas a atender usuarios regulados. Entendemos que la filosofía de este techo es proteger la demanda regulada de altos precios de energía. Sin embargo, preocupa la forma como este precio techo exógeno al mecanismo de subasta será estimado, entenderíamos que debe ser el resultado



USAENE

de mecanismos de valoración de productos como la disponibilidad a pagar (WTP), pero consideramos que debe ser mencionado de manera explícita.

15. En el artículo 23 no es claro cuál es el fundamento para separar la demanda y precio de la demanda regulada y la no regulada. Esto podría resultar en una forma de reducir competencia
16. En los artículos 30 a 33 se establecen criterios para que la UPME clasifique los proyectos de generación, pero es importante aclarar si la UPME podrá cambiar la ponderación de los criterios para cada subasta que se realice o si establecerá por medio de resolución los puntajes que otorgará cada criterio para todas las subastas que se realicen.
17. En el artículo 30 se establece el índice de Shannon como criterio para comprar el aporte a la resiliencia del sistema por parte de cada proyecto, aunque medir la diversificación de la matriz energética da una idea de resiliencia, sería conveniente adicionar objetivos de resiliencia con base en los posibles riesgos identificados en el sistema y añadir indicadores que midan el nivel de salidas forzadas de cada generador de acuerdo con su tecnología
18. En el artículo 36 no se define en ninguna parte que es energía media mensual y como se hace coherente con la energía anual y la que se dice que se definirá al comienzo de cada año como estimaciones referenciales, tampoco es claro que grado de compromiso tienen para el mercado.
19. Entendiendo que habrá liquidación horaria de los contratos, se podrían analizar las posibilidades de que estos no fueran financieros sino físicos.
20. Se deber ser más explícito en los riesgos que asume el usuario y los que debe asumir el generador. De la lectura se entiende que todos los asumiría hoy la demanda.
21. En el capítulo VIII del proyecto de resolución, las garantías se establecen para que los agentes comercializadores asuman el riesgo de generación. Esto puede ser inconveniente para los usuarios finales, a quienes representa el comercializador, porque no lograrían un precio óptimo si aún con los contratos quedan expuestos a pagar precio de bolsa.

Comentario Final:

Respetuosamente y en pro del fortalecimiento institucional, se llama la atención en el hecho de que el Ministerio por medio de resoluciones podría estar creando mecanismos de regulación independientes y desligados de la CREG que a todas luces deslegitima el papel del regulador, máxime que el Ministerio de Minas forma parte de dicha entidad.



USAENE

Se comparte la necesidad e importancia de definir la política energética y dar directrices con ello a las diferentes entidades para que actúen en pro de esta política. En ese sentido la CREG debe regular e incluir nuevos mecanismos que son necesarios debido a los cambios tecnológicos y de mercado que están ocurriendo en el mundo.

Igualmente, el papel del operador debe estar coordinado con estos cambios en mercados sin contratos para pasar a mercados de contratos lo cual presenta importantes modificaciones operativas y de planeamiento, los decretos no pueden entrar a modificar reglas las cuales no estén coordinadas con el regulador y los esquemas financieros y de garantías que se han desarrollado por mucho tiempo.

Sin otro particular, agradecemos la atención prestada.

NESTOR RAMÍREZ
Representante Legal
USAENE

Copia: Dr. Alonso Mayer Cardona – Viceministro de Energía



MINMINAS

Comentario 11

De: Leonardo Fajardo

Fecha: 22 de junio de 2018, 9:15

termotasajero
colgener



Bogotá D.C, 22 de junio de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá D.C.

101258

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista".

Respetado Dr. Arce:

De ante mano agradecemos el espacio de consulta establecido por el Ministerio para la revisión y análisis del proyecto de resolución del asunto, así que de manera atenta presentamos nuestros comentarios para su consideración, destacando que:

- Consideramos pertinente que todo esquema planteado para el Mercado de Energía Mayorista colombiano sean planteados considerando la demanda, que finalmente es quien costea el servicio, más que acomodados a un sector puntual de la oferta.
- Es imperativo que se establezcan reglas de mercado para la correcta integración de las fuentes de generación variable en el MEM; realizando la normatividad de mercados intradiarios y de los mercados de servicios auxiliares, normatividad que debería analizarse y emitirse antes de tomar la decisión realizar contratos con fuentes de generación variable que no brindan alta confiabilidad a la operación del sistema.
- El Ministerio debe articular el mecanismo propuesto con el mecanismo de expansión del Cargo por Confiabilidad para evitar a toda costa una sobre instalación del sistema, la cual desencadenaría en una insuficiencia financiera para todos aquellos agentes del sector de generación existentes que no hayan tenido oportunidad de participar en uno u otro mercado.





MINMINAS

termotasajero
colgener



- La metodología de valoración de los criterios para la precalificación y calificación de las ofertas debe ser concisa y clara, adicional que debe definirse por una única vez para dar mayor credibilidad al sistema al no ser sujeta a modificaciones para cada subasta.
- Consideramos que el producto a subastar sea homogéneo y con cantidades horarias determinadas para incentivar la participación de la demanda; un producto de energía media anual genera un riesgo importante máxime cuando el riesgo horario de generación no lo asume el vendedor sino los comercializadores quienes tienen que realizar las compras en la bolsa.
- Es necesario que se defina de antemano el esquema de garantías tanto para la construcción de los proyectos nuevos, como para la operación ya del mercado y aplicable tanto a vendedores como a compradores, lo anterior con el fin que los riesgos se delimiten oportunamente y los precios obtenidos en la subasta sean más eficientes.

Dado que no existe el comentario dentro de los textos, esperamos que la propuesta haya surtido el trámite ante la Superintendencia de Industria y Comercio a la luz de lo estipulado en el Artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro con sentimiento de consideración y aprecio.

Cordial Saludo,


HERNANDO DÍAZ MARTÍNEZ
Representante Legal
Termotasajero S.A. E.S.P.



MINMINAS

Comentario 12

De: Ramón Fiestas

Fecha: 22 de junio de 2018, 9:35



Ministerio de Minas y Energía

República de Colombia

Sr. Ministro; Dr. Germán Arce Zapata

**OBSERVACIONES DE GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC) AL PROYECTO DE
DECRETO <<Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de
proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista>>**

22 de junio de 2018



Primera; OBSERVACIONES GENERALES AL PROYECTO: La resolución que resulte de la aprobación del proyecto que ha sido sometido a consulta, debería atenerse en su contenido a la disposición reglamentaria que desarrolla, esto es al Decreto 0570 de 2018, *“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”* que este debe desarrollar en coherencia.

A la hora de reglamentar el mecanismo de contratación a largo plazo de los proyectos de generación de energía eléctrica al que se refiere el proyecto que comentamos, a nuestro juicio resulta esencial que este quede contextualizado precisamente en el marco de los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica definidos en el mencionado Decreto 0570 de 2018 que acabamos de mencionar, y en concreto referidos de modo muy específico a aquellos objetivos de la política pública que motivan la necesidad de diferenciar el mecanismo de contratación que se desarrolla a través del proyecto de Decreto que comentamos, de aquellos otros mecanismos ya existentes, es decir, que a nuestro entender se hace **ineludible fundamentar esta disposición en los objetivos que motivan precisamente que el nuevo mecanismo sea complementario a los ya existentes en el Mercado de Energía Mayorista.**

En concreto, el Artículo 2.2.3.8.7.3 del Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, en su redacción por el Artículo 1º del Decreto 0570 de 2018, refiere precisamente que el mecanismo que se pretende implementar en el presente proyecto debe procurar el cumplimiento entre otros de los siguientes objetivos:

- i) Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.



- ii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.
- iii) Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional.
- iv) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Y, de otra parte, para definir y establecer las condiciones del mecanismo de que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del expresado Decreto 0570/2018, el proyecto debería atenderse estrictamente a las características enunciadas en el **artículo 2.2.3.8.7.5.** del mismo; de ahí que debería desarrollar como mínimo los siguientes aspectos:

- i) Esquema competitivo de asignación.
- ii) Criterios para la valoración del cumplimiento de los objetivos del artículo 2.2.3.8.7.3 de la presente Sección.
- iii) Definición, volumen y plazo del producto que se asignará.
- iv) Criterios para establecer la gradualidad y periodicidad de su aplicación,
de acuerdo con los análisis elaborados por la UPME en los términos del artículo 2.2.3.8.7.4 de la presente Sección.
- v) Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes.
- vi) Entidades responsables de su implementación.



Bajo las premisas anteriores, quisiéramos llamar la atención de esa autoridad sobre la conveniencia de acometer aclaraciones en el texto articulado del proyecto relacionadas con la necesidad de incardinar con mayor precisión el mecanismo que se viene a desarrollar en este proyecto de resolución, dentro el marco de los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica definidos en el mencionado Decreto 0570 de 2018 que acabamos de mencionar.

En el mismo sentido, a nuestro juicio resulta necesario completar el proyecto con la definición de los criterios concretos que deben permitir la valoración del cumplimiento de los objetivos del artículo 2.2.3.8.7.3 del mencionado Decreto 0570/2018, toda vez que estos no han sido definidos en el proyecto con un mínimo alcance que permita una valoración objetiva del grado de cumplimiento de cada uno de los objetivos definidos en dicho artículo, ni tampoco la ponderación individual de cada criterio en el conjunto, lo cual reviste trascendencia notoria en orden a la calificación justa y transparente de las ofertas que se realicen y la consecuente asignación de los contratos a la largo plazo en este mercado complementario, todo lo cual tendremos oportunidad de desarrollar más adelante.

De igual modo, queremos advertir que el proyecto precisa definir los criterios para establecer la gradualidad y periodicidad de su aplicación, teniendo en consideración que el proyecto no ha definido tales criterios que resultan particularmente relevantes para los nuevos proyectos de generación procedente de fuentes no convencionales de energías renovables, toda vez que las condiciones de competitividad de tales proyectos podrían mejorar sustancialmente si se dispone de una hoja de ruta en el largo plazo que permita visibilizar las necesidades tecnológicas y constructivas de los proyectos, lo que redundaría en un ahorro de costes que en este caso se trasladaría a los consumidores teniendo en cuenta el esquema competitivo de asignación de los proyectos que caracteriza el mecanismo.



Se trata de uno de los rasgos principales que definen el mecanismo en otros mercados en la región, como es el caso de México, donde se observa una evidente economía de escala que se traslada directamente a los precios de las ofertas por efecto de la competitividad, y de ahí que a su vez, en el caso que analizamos, pueda trasladarse a los consumidores en cuanto que la CREG articule la disposición mediante la que se traslade a la formula tarifaria el coste de los contratos tal y como refiere el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 0570/2018.

SEGUNDA: OBSERVACIONES PARTICULARES SOBRE EL TEXTO ARTICULADO DEL PROYECTO.

En concordancia con las observaciones generales anteriores, proponemos las siguientes aclaraciones y modificaciones al texto articulado del proyecto:

1º.- En el artículo 1, en aras a proporcionar la necesaria coherencia con lo que a nuestro entender constituye el objeto del Decreto, debería especificarse que el objeto de la disposición es ***de adoptar el mecanismo complementario de contratación de largo plazo de energía eléctrica que garantice el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Artículo 2.2.3.8.7.3 del Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015.***

Tal aclaración viene precisamente motivada por la conveniencia de destacar el carácter complementario de este mecanismo con respecto a los ya existentes en el Mercado de Energía Mayorista, y de diferenciar su objetivo de los objetivos que revisten aquellos otros mecanismos.

2º. –En el artículo 2, el mismo sentido apuntado anteriormente y con objeto de mantener la coherencia en la orientación del texto debería especificarse que ***la presente Resolución aplica a los agentes del Mercado de Energía Mayorista y a los agentes propietarios o que representen comercialmente proyectos de generación que cumplan con los objetivos establecidos en el Artículo 2.2.3.8.7.3 del Reglamentario***



del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015 para participar en el mecanismo complementario de contratación de largo plazo de energía eléctrica objeto de la presente Resolución.

Tal aclaración viene precisamente motivada por la necesidad de mantener la coherencia con artículo precedente destacando la necesidad de que los agentes habilitados a para participar en este mecanismo complementario de contratación, deben hacerlo presentándose con proyectos de generación que concretamente reúnan las características que motivan la reglamentación de este mercado complementario, formulación que a nuestro juicio resulta necesaria precisamente para motivar el procedimiento de calificación de las ofertas que ha sido reglamentado en artículo 29, con remisión explícita a los objetivos del Decreto 0570 de 2018, y también para dotar de mayor coherencia a las facultades de implementación del mecanismo a la UPME que se establecen en el artículo 3, con referencia a los lineamientos establecidos en la presente resolución.

3º.- En el artículo 7, en línea con las observaciones anteriores debería especificarse que el producto que se asignará en la subasta de que trata el CAPÍTULO IV de la presente resolución, será un Contrato de Energía Media Anual a Largo Plazo precedente de ***de un agente que reúna las características definidas en el artículo 2***, con las siguientes características: - Volumen: Energía media anual en MWh – año - Período de vigencia: 10 ó 15 años a partir del primer año de entrega de la energía comprometida. - Precio del contrato: Valor ofertado en pesos colombianos por kWh [COP\$/kWh] el generador en su oferta de venta una cuando reúna las y que haya sido adjudicado en la subasta de que trata el CAPÍTULO IV de la presente resolución.

Tal aclaración se motiva por la conveniencia de asegurar que la asignación del Contrato de Energía Media Anual a Largo Plazo procederá de los proyectos de generación que cumplan con los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018 y para mantener la coherencia con las restantes disposiciones de la resolución, en particular con las establecidas en el art.29 y en el anexo I con relación a las características de las ofertas, donde se destaca la necesidad de que los agentes



habilitados a para participar en este mecanismo complementario de contratación, deben hacerlo presentándose con proyectos de generación que concretamente reúnan las características que motivan la reglamentación de este mercado complementario, formulación que a nuestro juicio resulta necesaria precisamente para motivar el procedimiento de calificación de las ofertas que ha sido reglamentado en artículo 29, con remisión explícita a los objetivos del Decreto 0570 de 2018, y también para dotar de mayor coherencia a las facultades de implementación del mecanismo a la UPME que se establecen en el artículo 3, con referencia a los lineamientos establecidos en la presente resolución.

De otra parte, mientras la oferta debe incluir energía media anual (MWh/año), precio en COP/kWh y plazo de duración del PPA de 10 o de 15 años, en cambio la resolución no se establece ningún parámetro que defina como va afectar ese plazo de duración del contrato que defina cada oferta, a la clasificación de las ofertas y a la asignación de los contratos, , de ahí que a nuestro juicio resulta necesario que se complete la resolución con una formulación que permita identificar esos efectos.

4º.- En el artículo 12, se sugiere que la actualización del precio del contrato incorpore además un índice corrector en función de la cotización de la moneda, indexado a las variaciones que experimente la cotización del dólar \$ USA.

Tal aclaración se motiva por la necesidad de mantener el equilibrio económico-financiero de los contratos que se celebren en el marco de este nuevo mercado, teniendo en cuenta que las inversiones asociadas a los proyectos de generación que resulten asignados serán realizados en \$ USA ya que sustentarán fundamentalmente en equipamientos que, de momento, no se producen en Colombia y deben ser importados y adquiridos en moneda extranjera.

5º.- El artículo 17, debería de aclarar que únicamente podrán participar en la subasta, como compradores y vendedores, agentes del mercado de energía mayorista, y aquellos agentes propietarios o que representen comercialmente proyectos de



generación, que ***cumplan con los objetivos establecidos en el Artículo 2.2.3.8.7.3 del Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015 para participar en el mecanismo complementario de contratación de largo plazo de energía eléctrica objeto de la presente Resolución*** así como que hayan cumplido con los requisitos establecidos en el numeral 1 del Anexo 1 de la presente Resolución.

La aclaración viene precisamente motivada por la necesidad de mantener la coherencia con las modificaciones y artículos precedentes, destacando la necesidad de que los proyectos de generación que participen de este mecanismo complementario de contratación, deben reunir las características que motivan la reglamentación de este mercado complementario, formulación que a nuestro juicio resulta necesaria precisamente para motivar el procedimiento de calificación de las ofertas que ha sido reglamentado en artículo 29, con remisión explícita a los objetivos del Decreto 0570 de 2018, y también para dotar de mayor coherencia a las facultades de implementación del mecanismo a la UPME que se establecen en el artículo 3, con referencia a los lineamientos establecidos en la presente resolución.

6º.- En el Artículo 27 de la propuesta de Resolución se definen garantías de seriedad para participar en la subasta, garantías de construcción una vez ganada la subasta, y garantías de cumplimiento. Quedando pendiente de establecer el importe en las bases de pliegos y condiciones específicas.

Adicionalmente, en el Anexo 1 apartado 2 sobre el Reporte de Información, se establecen una serie de requisitos técnicos del proyecto para poder participar en la subasta, según lo que se establezca en los pliegos y bases de condiciones específicas.

Con el fin de asegurar que los participantes en la subasta tengan como objetivo llevar a cabo la ejecución de los proyectos, debería establecerse una correlación entre las garantías económicas y los requisitos técnicos, así como penalizaciones por retraso en la entrada en operación comercial o por no construir el proyecto.



En este sentido, **Sobre retrasos en la entrada en operación comercial**, si bien el Artículo 51 se establece que los vendedores adjudicatarios tendrán que establecer las garantías para los casos de abandono, retiro, incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos, subconstrucción, no entrada en operación del proyecto en la fecha establecida y no pago de la auditoria, sería preciso que la disposición dejase a salvo de tales penalizaciones cuando los retrasos en la entrada en operación comercial tengan lugar por circunstancias ajenas a la responsabilidad del ofertante.

7º.- En lo que se refiere al **CAPÍTULO V; CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE LAS OFERTAS**, cabe señalar que si bien el Artículo 29 refiere como criterios de calificación que los proyectos de aquellos agentes que hayan superado la etapa de precalificación serán calificados por la UPME de acuerdo con su aporte al cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018 y considerando el Artículo 30 al Artículo 33 de la presente Resolución, lo cierto es que **no ha sido definida ninguna metodología que proporcione un método de ponderación entre sí de los criterios de resiliencia, complementariedad de los recursos, seguridad energética nacional, y reducción de las emisiones**, de modo tal que la ausencia de una fórmula que permita una valoración ponderada de estos criterios en el presente proyecto de resolución, remite a una escenario de incertidumbre absoluta respecto de la contribución de cada una de las ofertas a dichos objetivos y lineamientos de la política energética, y, por este motivo puede conducir a la calificación arbitraria de las ofertas en orden a la formación de este mercado complementario de contratos a largo plazo, y también a la total falta de transparencia en la información con respecto al grado de idoneidad de cada tecnología para la formación de este mercado bajo el criterio de competitividad con el que ha sido concebido, dificultando sobre manera las decisiones de inversión y poniendo en riesgo los objetivos de la norma.

En efecto, como consecuencia de esa falta de transparencia y objetividad en la ponderación de los criterios de calificación de las ofertas, el proyecto impide que puedan adoptarse las correspondientes decisiones de inversión particularmente en



nuevos proyectos de generación, motivo por el cual además genera condiciones discriminatorias y desigualdad entre los agentes que disponen de proyectos de generación existentes, que se verían favorecidos con respecto a los agentes con proyectos nuevos, quienes antes de poder desarrollar sus proyectos desconocen los parámetros con los que estos serán evaluados en orden a asegurar un contrato a largo plazo que permita su financiación.

Es por ello que a nuestro juicio resulta esencial para una adecuada puesta en marcha de este mercado complementario bajo los criterios definidos en el Decreto 0570 de 2018, que el proyecto se vea completado con la formulación de una metodología que permita la ponderación objetiva de las ofertas en orden a su clasificación, en función de la valoración y de los parámetros que ese Ministerio otorgue al cumplimiento de cada uno de los lineamientos de la política energética que persigue la formación de este mercado complementario, los cuales deberían hacerse explícitos en la presente resolución.

Adicionalmente, caben las siguientes consideraciones en relación con la formulación que propone el proyecto para cada uno de los criterios:

El artículo 30 establece que el aporte de los proyectos a la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático, se medirá mediante el índice de Shannon – Weaver, así: $H' = -\sum_{i=1}^S p_i \ln p_i$ Donde: H' Valor del índice de Shannon – Weaver para la matriz de generación eléctrica con el proyecto k S Número de fuentes energéticas p_i Participación de la fuente energética i en el matriz de generación eléctrica. Las fuentes energéticas se deberán clasificar teniendo en cuenta aspectos como su independencia ante la ocurrencia de eventos extremos de cambio y variabilidad climática. Sin embargo no se ha facilitado una clasificación de las fuentes energéticas atendiendo a los criterios referenciados, ni se ha definido el valor p_i , hecho que de no ser corregido, remite a una valoración puramente subjetiva y discrecional de las ofertas.



El artículo 31 establece que el aporte de los proyectos al aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles para mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, se medirá mediante la correlación existente entre la serie del recurso primario del proyecto y el agregado nacional de las series hidrológicas. Es preciso que se defina en el precepto las fuentes de información de referencia de las series del recurso primario que van a servir de base para determinar la correlación a la que se refiere el precepto, concreción que resulta necesaria en orden a garantizar la unidad de criterio cuando deba producirse la clasificación de las ofertas. De lo contrario, la imprecisión existente al respecto en la redacción actual del proyecto no garantiza una clasificación objetiva y transparente de los proyectos y las ofertas que los sustentan.

En lo que se refiere al artículo 32, cuando este dispone que el aporte de los proyectos a fortalecer la seguridad energética regional se medirá teniendo en cuenta su impacto en el equilibrio del balance de oferta y demanda, el alivio de restricciones operativas y en la disponibilidad de conexión, en las regiones eléctricas definidas por la UPME, lo hace igualmente de forma imprecisa, sin ninguna base de ponderación entre los criterios que ha propuesto para efectuar esa medición y sin proporcionar ningún parámetro que permita valorar cada uno de esos criterios, lo que de nuevo conduce a una grave situación de incertidumbre para los nuevos inversores al desconocer la capacidad que tiene cada una de las tecnologías y proyectos para dar respuesta al lineamiento de fortalecer la seguridad energética regional, lo que impide que puedan adoptarse las decisiones de inversión con respecto de nuevos proyectos y discrimina de nuevo a los nuevos agentes con respecto a los que ya disponen de proyectos, de ahí a nuestro juicio resulta ineludible que la Resolución defina los parámetros que van cuantificar esos criterios y asimismo su ponderación entre sí con respecto a cada una de las nuevas tecnologías de FNCER.

En lo que se refiere al criterio de reducción de emisiones que dispone el artículo 33, caben idénticas consideraciones que las anteriores, en tanto que si el aporte de los proyectos a la reducción de emisiones se medirá asignando calificación únicamente a aquellas tecnologías que no generen emisiones, o cuyo balance neto de generación de



emisiones sea cero, será preciso que la resolución determine los parámetros de esa medición con respecto cada tecnología y la metodología para su ponderación con respecto a los restantes criterios.

8.- El proyecto carece de la disposición que regule **un** mecanismo de desempate en caso de igualdad de precio de las ofertas que hubieran sido clasificadas, siendo necesario que se determinen los efectos de dicho empate y la fórmula para deshacerlos.

9.- En el Capítulo VII de la propuesta de Resolución, dispone el mecanismo de compensación de los déficits de energía anual mediante un contrato bilateral con otro proyecto de características similares. Sin embargo, la propuesta no ha tomado en consideración la variabilidad de algunas de las fuentes de energía primarias asociadas a los proyectos de FNCER, siendo el caso que debido al escaso impacto que esta puede originar sobre el sistema eléctrico en Colombia al carecer de generación eléctrica de origen variable cuya ausencia puntual pueda afectar a la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, proponemos que se contemple mayor flexibilidad antes los déficits de energía anual, de modo que se permita compensar excesos de producción de un año con déficits de otro, y sea computado el parámetro de producción mínima en periodos superiores a un año, proponiéndose a estos efectos que lo sea en periodos de 4 años, así como habilitar la posibilidad de incrementar la potencia del proyecto asociada al contrato a largo plazo para compensar los déficits de energía.

Ambas previsiones resultan particularmente relevantes en orden a reformular el art.38 de la propuesta, en el punto en que atribuye las consecuencias de los desvíos de generación superiores al 80% a los generadores, **de ahí que debería otorgarse esa mayor** flexibilidad interesada en cuanto al ajuste entre la energía declarada y la generada, de modo que los desvíos de generación superiores al 80% de la generación comprometida en un periodo puedan compense con desvíos de signo contrario en los periodos siguientes realizándose la liquidación y ajuste final al cabo de un periodo de 4 años.



10.- En los artículos 37 y 38 sobre la liquidación horaria, se dispone que el contrato se liquidará de manera horaria comparando la generación ideal del proyecto (en kWh) y el valor de referencia horario de energía reportado (en kWh). Las desviaciones se liquidarán a precio de bolsa. Los generadores no asumirán el riesgo de generación, si no los comercializadores, quienes deberán comprar en bolsa si requieren más energía de la generada.

No obstante no ha sido definido el término “generación ideal” ni tampoco el método para computarla ni sus efectos, siendo preciso eliminar la incertidumbre que genera mediante la regulación correspondiente en esta disposición.

TERCERA: OBSERVACIONES PARTICULARES SOBRE EL ANEXO 1, REGLAMENTO OPERATIVO DE LA SUBASTA PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

1) Entre los requisitos generales para agentes con proyectos de generación nuevos que se establece en el apartado 1.1 del Anexo, el proyecto dispone que los propietarios de proyectos nuevos, o quienes los representen comercialmente, que quieran actuar como vendedores en la subasta, deberán: “... **d) Disponer de registros históricos del recurso energético primario, según las características que se establezcan en los pliegos y bases de condiciones específicas.**

Por otra parte el apartado 2.1.1 al reglamentar la Declaración de Interés que deben suscribir los interesados en participar en la subasta para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista, dispone que esta declaración deberá contener entre otros “... **d. Capacidad instalada, estimación de la energía media anual a comprometer y del factor de planta del proyecto,** y, finalmente también dispone en este apartado que para todos los efectos, se tendrá como no declarado el interés cuando se presente cualquiera de los siguientes casos: “...4. **Habiendo entregado el respectivo formato, el agente**



interesado posteriormente, en la oportunidad definida, declara una energía media anual inferior al 80% del valor de la energía media anual informada en la declaración de interés para proyectos nuevos.

En definitiva, mediante esta reglamentación se está poniendo de manifiesto la importancia que el regulador otorga a la seriedad de los proyectos que se presenten a la subasta en sus aspectos técnicos y potencial energético. Sin embargo para los proyectos nuevos reviste especial importancia que esta norma defina la naturaleza, autoría y fuentes y características de la información que debe formar parte de los registros históricos del recurso energético primario en lugar de remitir esa definición a los pliegos y bases de condiciones específicas, con objeto de que los nuevos agentes puedan planificar sus inversiones futuras con pleno conocimiento de las circunstancias concretas que debe revestir dicha información.

2) En el apartado 2.1.1 Declaración de interés, se establece que los proyectos de generación nuevos deberán declarar la “Fecha estimada de entrada en operación comercial del proyecto”. Deberían aclararse los efectos que puede tener sobre la calificación de las ofertas cuando estas establezcan una fecha estimada de entrada en operación comercial del proyecto distinta a la definida por la UPME.

Por lo expuesto,

SOLICITAMOS AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA, que tenga por presentado este escrito con las observaciones que en él se contienen con relación al proyecto de Decreto <<Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista>>, se sirva admitirlo, y, en definitiva disponga las modificaciones del citado proyecto en los términos que hemos dejado interesados.

Steve Sawyer

Secretario General

Ramón Fiestas

Presidente Comité Latinoamericano



MINMINAS

Comentario 13

De: Mario Augusto Rubio Novoa

Fecha: 22 de junio de 2018, 11:32

Electricaribe



Barranquilla, Junio 22 de 2018

Señores

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

ATT: Dr. Camilo Tautiva Mancera

Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Bogotá

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetados señores,

En Electricaribe apoyamos la propuesta que el Ministerio realiza respecto a la estructuración de un mecanismo que promueva la contratación a largo plazo. Coincidimos con que la contratación a través del mecanismo propuesto tenga carácter voluntario para la demanda; que no hayan condiciones discriminatorias entre el mercado regulado y el mercado no regulado, como en su momento se planteó en el Documento CREG 161 de 2016 "Alternativas para la integración de FNCER al parque generador"; que el valor ofertado por el generador sea en pesos colombianos (COP); y que el precio del contrato sea del tipo Pay as Bid.

Todo lo anterior permitirá que se cumplan las condiciones de participación activa de la demanda y de neutralidad, asignará los riesgos cambiarios a quien mejor los puede gestionar en este esquema, y redundará en un menor costo total a ser asumido por los usuarios.

Como medidas complementarias, que fortalezcan el mecanismo, solicitamos al Ministerio valorar la pertinencia que la energía contratada mediante subasta tenga un pass through tarifario, como sucede con las compras en bolsa, dado que la subasta es un mecanismo de formación eficiente de precio y debe permitirse al comercializador la remuneración total de los costos incurridos en el componente de compras de energía (G)

También, sugerimos facilitar que los comercializadores puedan participar en el mercado secundario brindando la oportunidad de comprar y/o deshacer posiciones, lo cual seguramente favorecerá la creación de liquidez en dicho mercado.

Para finalizar, mencionar que los requisitos financieros exigibles a los comercializadores son más afines con los exigidos a los propietarios de los proyectos, por lo que asumimos que es un error de transcripción a ser corregido.

Atentamente,

EZEQUIEL QUINTERO MARTÍNEZ
Gerente Ingresos y Regulación



CO15/6224



CO15/6223



Comentario 14

De: Camilo Franco

Fecha: 22 de junio de 2018, 12:05



Bogotá D.C., 22 de junio de 2018.

BDJ. 060-18

Señores,
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
pciudadana@minminas.gov.co
Calle 43 No. 57-31 CAN
Bogotá D.C., Colombia.

Asunto: Observaciones al Proyecto de Resolución de Contratación de Energía Eléctrica a Largo Plazo.

Muy respetados señores,

Por medio de la presente, yo, Camilo Armando Franco Leguizamó, mayor de edad, domiciliado y residente en Bogotá D.C., identificado como aparece al pie de mi firma, obrando en mi calidad de asesor jurídico de Biogás Doña Juana S.A.S. E.S.P., sociedad comercial, con domicilio en Bogotá D.C., identificada con NIT. 900.181.508 - 1, de manera muy atenta y respetuosa, formulo las siguientes observaciones al Proyecto de Resolución de Contratación de Energía Eléctrica a Largo Plazo, publicado por el Ministerio de Minas y Energía, conforme a lo previsto en el artículo 8º, numeral 8º de la Ley 1.437 de 2.011, en los siguientes términos:

1. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 17 del Proyecto de Resolución (Participantes de la subasta):

"Únicamente podrán participar en la subasta, como compradores y vendedores, agentes del mercado de energía mayorista, y aquellos agentes propietarios o que representen comercialmente proyectos de generación, y que hayan cumplido con los requisitos establecidos en el numeral 1 del Anexo 1 de la presente Resolución".

Con ello, el Proyecto de Resolución impide la participación de proyectos de generación nuevos, que deberían ser los primeros llamados a participar en la subasta, sin tener que enfrentarse a proyectos que ya han superado las vicisitudes iniciales.

2. Concordantemente, en el Anexo 1 del Proyecto de Resolución, contentivo del "REGLAMENTO OPERATIVO DE LA SUBASTA PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE

Biogás Doña Juana S.A.S. E.S.P. NIT. 900.181.508-1



PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA se establece, en el numeral 1.1., en materia de "Requisitos generales para agentes con proyectos de generación nuevos", lo siguiente:

"Los propietarios de proyectos nuevos, o quienes los representen comercialmente, que quieran actuar como vendedores en la subasta, deberán: (...)

d) Disponer de registros históricos del recurso energético primario, según las características que se establezcan en los pliegos y bases de condiciones específicas."

Lo que establece una restricción irrazonable para los nuevos proyectos, que por su condición de nuevos y desde el inicio (*ab initio*), estarán evidentemente impedidos para participar en la subasta. Si los proyectos son nuevos, evidentemente no dispondrán de registros históricos, se trata de una contradicción lógica.

3. El Artículo 33 del Proyecto de Resolución (Criterio de reducción de emisiones), establece lo siguiente:

"El aporte de los proyectos a la reducción de emisiones se medirá asignando calificación únicamente a aquellas tecnologías que no generen emisiones, o cuyo balance neto de generación de emisiones sea cero."

Como se ve, el proyecto de Resolución no tiene en cuenta la cantidad real de reducción de emisiones que produce cada proyecto participante en la subasta. Increíblemente, contradiciendo toda la parte motiva y las políticas de crecimiento verde del Gobierno y en franca contradicción con los compromisos asumidos por Colombia a nivel internacional y por el Gobierno con la inversión extranjera. Esta Resolución califica simplemente con un uno (1) o un cero (0) los proyectos que tengan un balance cero de emisiones.

En esta Resolución no se cuantifica para nada el volumen de reducción de emisiones que efectivamente tenga cada proyecto, con lo cual se equipara absurdamente proyectos que pueden generarle al planeta y a Colombia una gran cantidad de reducción de emisiones, con otros proyectos que simplemente tienen un balance 0 de emisiones.

Obviamente con ese modo de calificar los proyectos, las hidroeléctricas tendrán todas las posibilidades del mundo de ganar las subastas que se organicen empleando este mecanismo, ya que, al medir sus emisiones durante su operación, teóricamente el resultado es cero. Naturalmente, al efectuar esa medición acomodada, no se tiene en cuenta que, en la práctica, la construcción de las hidroeléctricas implica gran deterioro a las cuencas hídricas y a las comunidades cercanas a los proyectos de generación.

Las empresas generadoras a partir de fuentes hídricas, se verán afectadas por su resiliencia, pero en la mayoría de los casos en los demás factores a calificar quedarán bastante favorecidas.



Por su parte, las generadoras a partir de Fuentes no convencionales de energía renovable tendrán un puntaje de uno (1) en la complementariedad y en la reducción de emisiones, pero en los demás factores su calificación será menor a la de las hidroeléctricas. Su puntaje total casi en todos los casos será siempre más bajo que el obtenido por las empresas hidroeléctricas. Incluso, con esta forma de calificar los proyectos que pueden participar en la subasta, incluso una térmica eficiente podría participar e incluso ganar la subasta.

La situación expuesta demuestra que la Resolución del Ministerio de Minas y energía en la práctica, no tiene nada que ver con su parte motiva, pues en realidad, persigue favorecer únicamente a las empresas generadoras a partir de fuentes hídricas, sin que en realidad pretenda:

- i) Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo
- ii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica
- iii) Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional
- iv) Reducir las Emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Su parte motiva es tan solo una fachada para desorientar al público desconocedor de los detalles del mercado.

4. No debería restringirse el contrato de respaldo a condiciones similares del proyecto de venta de energía principal (artículo 6 y demás disposiciones concordantes del Proyecto de Resolución). En efecto, si el proyecto de respaldo debe obtener el mismo puntaje, ello significará muy seguramente que este proyecto también tiene su energía comprometida.

En la práctica, esta restricción implicará que los nuevos proyectos sencillamente no se podrán blindar en un mercado secundario. En todo caso, las opciones de cobertura quedarán muy limitadas.

5. Con relación a los requisitos financieros (numeral 1.3. del Anexo 1 del Proyecto de Resolución), debe decirse que la resolución nuevamente se inclina a favorecer sustancialmente a las empresas generadoras a partir de fuentes convencionales de generación de energía. En efecto, los requisitos de experiencia legal, técnica y financiera exigidos prácticamente excluyen de hecho a nuevos proyectos, particularmente los provenientes de fuentes no convencionales de energía, ya que la mayoría de promotores de proyectos de Fuentes no convencionales de energía (distintos a EPM ENGESA y CELSIA) no contarán con experiencia demostrada en la estructuración de proyectos similares en Colombia. Así, si la mayor experiencia en Colombia a acreditar es la que



corresponde a la generación hidroeléctrica, obviamente los titulares de esta experiencia serán quienes tendrán todas las posibilidades de participar y obviamente ganar las subastas.

Obsérvese que para acreditar la experiencia financiera de los Vendedores (propietarios de proyectos nuevos y/o existentes, o quienes los representen comercialmente), según lo previsto en el numeral 1.3. del Anexo 1 del Proyecto de Resolución, deberán reportar:

- a) Historia financiera que sea igual o superior al proyecto ofertado.*
- b) Instrumentos de crédito.*
- c) Declaración financiera de oferente.*
- d) Capital contable que exceda el requisito de garantías de seriedad de las ofertas.*
- e) Experiencia en el financiamiento de proyectos similares. "*

Lo anterior, evidencia el direccionamiento del Proyecto de Resolución en favor de las empresas generadoras a partir de fuentes convencionales de generación de energía.

En los anteriores términos, de manera muy atenta y respetuosa, se solicita revisar los aspectos señalados, y modificar las disposiciones correspondientes, de manera que, la parte motiva de la Resolución guarde congruencia con la parte resolutive.

Me suscribo en los anteriores términos.

Camilo Armando Franco Leguizamó
C.C. 80.875.014



Comentario 15

De: Paula Marcela Nieto

Fecha: 22 de junio de 2018, 12:13



Bogotá D.C., junio 22 de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

– Vía foro publicado en la página web <https://bit.ly/2MaEhBZ> –

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Estimado Señor Ministro,

Renovatio Group, es un grupo empresarial conformado por inversionistas nacionales y también extranjeros, que cuenta con una experiencia significativa en materia de desarrollo de generación de energía a partir de recurso eólico y solar, en Colombia y en diferentes países del mundo.

Hemos seguido muy de cerca el proceso de incorporación de renovables surtido en el país desde la expedición de la Ley 1715 de 2014 y a la fecha tenemos proyectos de generación de energía eólica con avanzados niveles de desarrollo (prácticamente listos para construcción) cuya capacidad a instalar es cercana a 1.000 MW.

Reiteramos nuestro respaldo a la labor que ha venido desarrollando el Ministerio en torno a la inclusión de las energías renovables. En el Decreto 570 de 2018 encontramos un hito absolutamente relevante para materializar los enormes esfuerzos de múltiples compañías, que, como nosotros, han realizado importantes inversiones en esta materia, a pesar de no contar – cuando comenzamos varios años atrás – con el marco normativo ideal.

Sin embargo, la reglamentación del Decreto no debe apartarse de los objetivos fundamentales que han orientado prácticamente todo este proceso, tal y como lo ha señalado el señor Ministro en múltiples ocasiones: (i) administrar el riesgo de dependencia a la generación con agua y con combustibles costosos, y, (ii) cumplir con los compromisos de COP 21; ambos, mediante el aprovechamiento de recursos endógenos del país.

Los proyectos de generación en los que estamos trabajando nos convierten en uno de los primeros grupos de interés destinatarios de normas como el documento del Asunto, y, por lo tanto, amablemente nos permitimos también expresar las siguientes preocupaciones que encontramos en el proyecto normativo, y que, debemos decirlo, alejan el cumplimiento de los objetivos orientadores mencionados. Para este efecto hemos



priorizado 6 aspectos que consideramos fundamentales, sin perjuicio de otros que no incluimos en este momento dada la extensión de estos asuntos.

1. Participación de la Demanda

Es un requisito sine qua non que se garantice la participación de la demanda para materializar una subasta de energía media.

El documento de memoria justificativa del proyecto de norma también es consistente con este aspecto. Allí se observa (pág. 19) que en todos los países de referencia internacional de subastas exitosas y donde se obtuvieron precios competitivos para varias tecnologías, la participación de la demanda fue inclusive obligatoria. Así lo demuestra también nuestra experiencia en otros países.

En Perú, Chile, Brasil, México, Sudáfrica y Argentina se garantizó de esa manera la participación de la demanda, y, en cada uno de estos países el resultado probó ser fundamental para el éxito de las subastas.

El documento de memoria justificativa también es claro en que la subasta es el mecanismo idóneo para garantizar que el precio resultante sea eficiente y competitivo al punto que por esa razón, puede ser trasladado vía tarifa a los usuarios finales.

Sin embargo, el proyecto del asunto no ofrece ningún mecanismo que garantice la participación de la demanda en la subasta, cuestión que, en el contexto de las condiciones de oferta del mercado colombiano y por las características de algunos de sus principales oferentes, compromete seriamente el éxito del mecanismo o al menos deja abierta una puerta inconveniente que puede conducir a un resultado poco satisfactorio.

También recordamos que en Colombia la demanda está representada por comercializadores y distribuidores, pero no participa directamente en el mercado. Garantizar la participación de la demanda, es decir de sus representantes, redundaría directamente en beneficio de la demanda real, de los consumidores finales.

Consideramos entonces que el Ministerio de Minas y Energía cuenta con una justificación suficiente a partir de los tres argumentos anteriores, para establecer mecanismos que garanticen la participación de la demanda en la subasta.

También es competente para hacerlo y en estricto sentido está obligado a ello, sin duda, amparado en el cumplimiento de la obligación legal que impone el principio de eficiencia establecido en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 que reza:

"Artículo 6o. Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico."



Dado lo anterior, proponemos al Ministerio que fije una meta a los comercializadores y distribuidores sobre un porcentaje mínimo que deberán tener contratado a largo plazo (15 años). Puede incluir períodos de transición y escalonados de corto (5 años) y mediano plazo (10 años). Esta meta puede ser perfectamente establecida en función de los objetivos fundamentales que hemos destacado y de COP 21, con lo cual el número o porcentaje que asigne, también estaría justificado.

2. Oportunidad para realizar una subasta y Volumen a adjudicar

En sintonía con lo anterior, para garantizar el éxito del mecanismo o al menos para administrar el riesgo de que posiblemente no se obtengan los resultados esperados, es de absoluta necesidad tener claridad ex ante sobre dos aspectos: (i) la regla que determina la necesidad de realizar una subasta y (ii) el volumen de energía a adjudicar. Ninguno de los anteriores debe depender de un balance de demanda si se quiere enviar una señal de política, asertiva para la inversión.

Con relación al primer aspecto, proponemos al Ministerio fijar una regla objetiva y conocida de antemano por el mercado, inversionistas, oferta y demanda, conforme a la cual se sepan cuales son las condiciones que darían lugar a realizar una subasta, igual como sucede con el mecanismo de Cargo por Confiabilidad (precisando que no nos referimos a usar la misma regla). Así, la realización de la subasta obedecerá siempre a razones objetivas, previamente conocidas y verificables por cualquier interesado, protegiendo al mecanismo de valoraciones subjetivas, motivaciones políticas o coyunturas ajenas al sano desarrollo del sector eléctrico, por el contrario, consolidaría el mecanismo como una política pública y sería un importante legado de este Gobierno para el país.

El cumplimiento de los múltiples objetivos del Decreto 570, que es la regla propuesta en el proyecto normativo, nos parece insuficiente dada la subjetividad que pueda comprometer la medición o valoración del cumplimiento de esos objetivos, sobre lo cual, además, nada se dice al respecto.

Siendo tantos objetivos, de tan diversa índole y para cuya mediciones pueden existir tantas formas diferentes de valoración, nuestra respetuosa sugerencia al Ministerio es que adopte una meta de largo plazo sobre el volumen de incorporación deseable para lograr reducir la dependencia al agua y necesario para cumplir los compromisos de COP 21. Esta meta se plantearía con un cumplimiento escalonado, de modo que, en función del cumplimiento de esa meta, se establecería la necesidad de convocar a una subasta.

Respecto a esta regla también es deseable que la reglamentación del Ministerio fije el momento máximo del año en que la UPME deba presentar sus conclusiones sobre la regla que se defina (dentro del primer semestre de cada año por ejemplo), así como el tiempo máximo que debería mediar entre la entrega de las conclusiones y la convocatoria a una subasta.

Frente el segundo aspecto (el volumen a adjudicar), llamamos la atención sobre lo que parece ser una inconsistencia en el proyecto normativo. Mientras la memoria justificativa señala que el volumen lo definirá el subastador en cada subasta, el proyecto señala que lo definirá el MME en resolución aparte. En cualquier caso, sugerimos respetuosamente al Ministerio establecer reglas claras para determinar el volumen a adjudicar, por ejemplo, si



se adoptara nuestra sugerencia de una meta de largo plazo, el volumen debería ser no menor al valor restante para cumplir la meta siguiente.

Como se observa, la misma solución propuesta en los aspectos 1 y 2 – una meta de incorporación – es una propuesta que resuelve ambas problemáticas identificadas, por lo cual reiteramos al Ministerio que sea considerada. Los países de referencia y las experiencias internacionales han seguido ese camino con éxito.

3. Riesgo de Contraparte

El proyecto normativo señala que el producto a subastar es un contrato de energía media. Ese contrato sería bilateral. Ya sea que un vendedor suscriba contrato con varios compradores o con uno, o que un comprador suscriba contrato con un vendedor o con varios, la relación sería en cada caso bilateral.

Sobre este particular observamos con profunda preocupación la forma en la que está plasmado que se administre el riesgo de contraparte. Si bien el artículo 52 del proyecto establece que en el futuro se contaría con un reglamento de garantías, ninguna señal se deja en este documento sobre su naturaleza, condiciones mínimas, montos, aprobación previa y responsabilidades de quien ejerza esa labor.

Desde el punto de vista del inversionista y de los posibles financiadores, dichos aspectos, al menos sus lineamientos básicos, son de la mayor importancia que queden suficientemente claros y que eviten tanto como sea posible incertidumbre.

Un mecanismo bilateral necesitaría, además, una garantía poco realista de obtener dados sus altos costos de transacción (liquidez, ejecución, monto y plazo de cubrimiento).

Por lo anterior, la alternativa que proponemos considerar, consiste en que el producto de la subasta siga siendo energía media, pero no contratos bilaterales, sino que sea un negocio jurídico entre los vendedores y el sistema, tal y como ocurre en el mecanismo de cargo por confiabilidad. Si el riesgo de contraparte está diluido en toda la demanda de Colombia y cuenta con los controles y mecanismos propios del funcionamiento del MEM, se tiene una percepción diferente del riesgo ante incumplimiento.

Debe ser claro para los vendedores y los financiadores, como se administra el riesgo de incumplimiento de las obligaciones de pago de la energía comprometida y las garantías deben estar vigente durante todo el plazo del contrato.

4. Calificar proyectos más que empresas

En materia de requisitos habilitantes, los siguientes aspectos generan interrogantes: (i) Presentar Registros históricos del recurso energético primario en la forma que establezca la UPME; (ii) Presentar experiencia en construcción y operación de proyectos; (iii) Indicar ubicación y punto de conexión; (iv) acreditar relaciones y proporciones de orden financiero e instrumentos de crédito.

Entendemos que es importante revisar algunas condiciones mínimas de participación en el mecanismo, sin embargo, queremos prevenir al Ministerio para evitar aspectos que



tradicionalmente han sido barreras de entrada y/o que ni siquiera se piden en mecanismos semejantes. En el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, por ejemplo, no se pide una consideración financiera tan particular como alguna proporción o relación de capital, ni instrumentos de crédito ni experiencia en particular.

¿Cuál sería la justificación para hacer esos requerimientos en esta subasta? Nótese que para estos aspectos ya se cuenta con otras herramientas de revisión en el MEM, como el CROM, y que para el otorgamiento de garantías, las respectivas entidades financieras hacen sendos análisis de riesgo de los agentes.

¿Cómo se va a valorar o a calificar la información que se solicita sea aportada? Es relevante pues de la fase de precalificación depende poder participar en el mecanismo.

Por lo anterior consideramos que una forma de promover el ingreso de nuevos jugadores u oferentes y asegurar la energía que se comprometería, pasa por evaluar el estado de desarrollo de proyectos más que la experiencia o el patrimonio de empresas.

Si bien la norma en consulta remite a la fase 2 del registro de proyectos de generación de la UPME, debemos decir que los requisitos de esa fase no consideran en mayor medida un nivel de desarrollo en el componente social. Ambientalmente se limita a exigir que la autoridad ambiental haya seleccionado una alternativa del DAA. La realidad de los proyectos, analizar su avance y posibilidad de materialización también se logra analizando el componente social, revisando si hay consultas previas, socializadas, protocolizadas, etc. Se propone complementar la exigencia sobre la dimensión social y de comunidades, solicitando aportar el acta de apertura de consulta previa.

Nuestra amable sugerencia es, en lo financiero y de experiencia, no establecer requisitos superiores a los que ya se piden para la subasta de Cargo por Confiabilidad, y dirigir la mirada hacia el análisis de los proyectos más que sobre sus promotores o empresas, a quienes en últimas ya se les solicita una garantía de seriedad y una de desempeño, y luego deberán acreditar todo lo que corresponde para participar en el MEM.

5. Conexión

Las disposiciones sobre conexión tienen un alto grado de ambigüedad. Sobre este aspecto, instamos al Ministerio a cerrar la posibilidad de interpretaciones y en ningún caso a establecer requisitos adicionales a los que se observan en el mecanismo de cargo por confiabilidad.

Debería ser suficiente haber radicado el estudio de conexión, y que quienes resulten adjudicados tengan preferencia para asignación de capacidad de transporte.

Agradeceríamos mucho al Ministerio indicar de manera clara estos aspectos.

6. Otros aspectos

Tenemos varias consideraciones sobre la metodología para calificar la resiliencia, complementariedad, seguridad energética y reducción de emisiones. Podemos resumir nuestra posición, sugiriendo al Ministerio evaluar algo más sencillo en términos de señalar



objetivos claros de balance de la matriz por cada tecnología de generación. También sugerimos, respetuosamente, que todos los aspectos sean abordados directamente en la norma en consulta, pues varios están quedando mejor desarrollados en la memoria justificativa, otros fueron omitidos en la resolución por completo, o su redacción es inconsistente con la memoria.

Sin perjuicio de lo anterior, indicamos, como señalamos al inicio de esta comunicación que los primeros 6 aspectos son fundamentales antes de entrar en el detalle de estos aspectos finales, por lo cual en esta oportunidad preferimos no profundizar al respecto.

Por último, manifestamos nuestra total disposición para colaborar con el Ministerio en el análisis y presentación de los aspectos que hemos identificado. Nos gustaría aprovechar de la mejor manera esta oportunidad histórica de mejorar la prestación del servicio público de energía eléctrica en Colombia. Si el Ministerio lo considera pertinente, quisiéramos tener la oportunidad de socializar con ustedes este documento.

En los anteriores términos, atendiendo la publicación para comentarios del documento del Asunto y en ejercicio del artículo 23 de la Constitución Política y los artículos 13 y siguientes de la Ley 1755 de 2015, presentamos nuestros comentarios esperando que agreguen valor y sean tenidos en cuenta con el objetivo de contribuir en el desarrollo de generación mediante FNCER en el país.

Agradecemos en todo caso comunicarnos su análisis sobre los asuntos planteados y quedamos atentos a sus importantes comentarios.

El suscrito recibirá notificaciones en la calle 59A bis no. 5-53, oficina 504, en la ciudad de Bogotá D.C. y en los correos electrónicos: contacto@angulomartinez.com y wvasquez@gruporenovatio.com

Respetuosamente,

ANDRÉ PEREIRA FRAGA FIGUEIREDO
Representante Legal
Renovatio Group



MINMINAS

Comentario 16

De: Andrés Yadruby Lozano

Fecha: 22 de junio de 2018, 12:31

GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P.

Gecelca
S.A. E.S.P.

Bogotá, D.C.

GECELCA S.A. E.S.P.
CENTRO ADMINISTRACIÓN DOCUMENTAL
C.A.D.
22/06/2018 10:30:14
CITESE: 3255-18

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución – Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista.

Respetado doctor Arce:

Valoramos la oportunidad brindada para remitir nuestros comentarios al proyecto de decreto y al documento que lo acompaña, y compartimos el esfuerzo realizado por el Ministerio para buscar alternativas que permitan las contrataciones a largo plazo de forma más competitiva, considerando la diversificación de la matriz energética, ubicación de nuevos proyectos y resiliencia de los mismos.

Sin embargo, teniendo en cuenta las posibles implicaciones técnicas y operativas que el Mecanismo de Contratación a Largo Plazo puede generar en el Mercado de Energía Mayorista, solicitamos respetuosamente al Ministerio la ampliación del plazo para presentar observaciones al presente Proyecto de Resolución y permitir un análisis integral del mismo.

Agradecemos de antemano la atención prestada.

Cordialmente,



ANDRÉS YARBRUDY LOZANO
Presidente

Jesús G.


Asumimos el compromiso de adoptar los principios de **Honestidad y Transparencia** que orientan nuestras prácticas de Buen Gobierno, Ética y Responsabilidad Social Empresarial.


RSE
Gecelca


Por lo único que deben trabajar es por SUS SUEÑOS
GECELCA te invita a decirle NO al trabajo infantil
RSE
Gecelca
Protejamos sus derechos.



MINMINAS

Comentario 17

De: Jesús Andrés Rojas Santana

Fecha: 22 de junio de 2018, 16:21

Bogotá D.C., 22 de junio de 2018

Señores
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá

Ref.: Comentarios al Proyecto de Resolución de Contratación a Largo Plazo

A quien corresponda:

La Asociación Nacional de Empresarios de Colombia – ANDI se encuentra elaborando Los comentarios al Proyecto de Resolución que reglamenta el Decreto 0570 de 2018, el cual establece los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.

La agremiación cuenta con un espacio que reúne a diferentes empresas de la cadena de energía, generadores, distribuidores y consumidores, en tal sentido cuando tengamos posición frente a este Proyecto de Resolución significará que los eslabones afiliados a la ANDI llegaron a un consenso, que facilitará la importante labor que realiza el Ministerio.

Por lo anterior, solicitamos ampliar el plazo definido para comentarios de dicho proyecto. Aunque, dado que hemos recibido comentarios de afiliados, los adjuntamos en el Anexo 1.

Cordialmente,

Jaime Mauricio Concha
Vicepresidente de
Minería, Hidrocarburos y Energía



Anexo 1

Grupo de Energía de Bogotá

1. COMENTARIOS GENERALES

1. Es de suprema importancia que el diseño del mecanismo de contratación de largo plazo esté enmarcado en los términos previstos en la ley vigente. Específicamente, el Artículo 18 de la Ley 143 de 1994 modificado por el Artículo 67 de la Ley 1151 de 2007, que establece que los planes de generación y de interconexión serán de referencia y la CREG es la encargada de desarrollar el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión.

De acuerdo con lo definido en la Ley 143 de 1994, consideramos que algunos planteamientos de la resolución pueden estar vulnerando la institucionalidad, el ordenamiento jurídico y la legislación vigente en tres sentidos:

- Reemplaza la planeación de la expansión indicativa por una planeación centralizada a través de la definición del umbral mínimo permitido, elementos sin definición de la formulación de los criterios y la ponderación de estos. De acuerdo con lo propuesto en el proyecto de resolución, el ministerio decide cuando realizar la subasta y que proyectos no podrán participar en esta. Adicionalmente, la ponderación no es clara y puede ser modificada por el Gobierno dependiendo de la visión centralizada.
 - El proyecto de Resolución está reasignando tareas a la UPME que, bajo la legislación vigente, son facultad de la CREG
 - El alcance del proyecto de Resolución es de carácter regulatorio quitándole competencia a la CREG
2. Necesidad de definir la articulación entre el esquema de contratos de largo plazo y el mercado de confiabilidad con el fin de minimizar el riesgo de sobre instalación y garantizar el abastecimiento confiable de la demanda.
 3. El proyecto de resolución no cuenta con análisis de impacto normativo que cumpla los estándares de la OCDE y que incluya la alternativa de no implementar esta regulación ni la opción de realizar ajustes en las convocatorias de los contratos bilaterales. En este sentido, dados los impactos de este proyecto de resolución para la demanda y la oferta, sugerimos solicitar ampliar el plazo definido para comentarios al proyecto de resolución, que permita a los agentes un estudio juicioso y detallado, más aun considerando la falta de claridad en la aplicación del sistema de subasta y la liquidación y el hecho de que el taller de entendimiento se realizará el mismo día de terminación de plazo para comentarios.

4. COMENTARIOS PUNTUALES AL ARTICULADO



ARTÍCULO	COMENTARIO	PROPUESTA DE AJUSTE O MODIFICACION
Artículo 3 - Implementación	De acuerdo con lo previsto en la Ley 143 de 1994 esta tarea es facultad de la CREG	Implementación. Facúltase a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG para implementar el mecanismo de que trata la presente resolución, considerando los lineamientos establecidos en la presente resolución.
Artículo 4 y 5 – Integración del mecanismo al MEM y transición	Es importante contar con la definición de los aspectos contenidos en estos artículos previo a la aplicación de la subasta de contratos de largo plazo	Artículo 4.- Integración del mecanismo al Mercado de Energía Mayorista.- Previo a la aplicación del Mecanismo de que trata la resolución, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG adoptará las medidas necesarias para que las disposiciones contenidas en esta resolución se integren al Reglamento de Operación y sean llevadas a cabo por el Operador y Administrador del Mercado de acuerdo con su competencia. Artículo 5.- Transición.- Previo a la aplicación del Mecanismo de que trata la resolución, la CREG definirá un esquema de transición para aquellos proyectos con fuentes primarias variables en relación con su despacho y operación en el Mercado de Energía Mayorista, mientras se establece un esquema de mercado intradiario o de tiempo real. Igualmente deberá establecer la forma en que se liquidarán los componentes FAZNI y CERE para este tipo de proyectos.
Artículo 6 Definiciones: demanda objetivo	No hay un criterio transparente, técnico, objetivo, confiable y replicable en la definición de la demanda objetivo y, por lo tanto, es una definición abierta a la subjetividad del Ministerio de Minas Energía.	Demanda Objetivo: Volumen máximo a adjudicar en la subasta para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica. Este valor será definido por el Ministerio de Minas y Energía en resolución aparte conforme a la metodología y criterios técnicos definidos en la presente resolución.



	Adicionalmente, es importante que en este artículo quede explícito que la demanda objetivo establecida, bajo criterios técnicos y objetivos, no implicará la obligación de participación de la demanda ni una asignación obligatoria de contratos en la subasta	La demanda objetivo establecida, bajo criterios técnicos y objetivos, no implicará la obligación de participación de la demanda ni una asignación obligatoria de contratos en la subasta Estos criterios no deben ser subjetivos sino más bien técnicos, transparentes, objetivos, confiables y replicables.
Artículo 6 Definiciones: umbral mínimo permitido	El umbral mínimo permitido es definido por el Ministerio de Minas y Energía e implica la decisión centralizada de que proyectos no pueden participar en esta subasta. Esto limita la competencia en la subasta y la hace menos eficiente.	
Artículo 8 – cálculo de la energía media anual	En la resolución no queda claro si el vendedor podrá ofertar por debajo de la energía media calculada. Dada la complejidad en la liquidación de este mecanismo sugerimos el desarrollo de una análisis de impacto normativo, acorde con las buenas prácticas de la OCDE que analice el beneficio-costos para todos los agentes del mercado vigentes (pague lo generado y pague lo contratado)	(...) el vendedor podrá ofertar por debajo de la energía media calculada.
Artículo 10, 11, operación y liquidación	No es clara la aplicación del mecanismo en la operación y liquidación. Como el taller se realizará el viernes, sugerimos solicitar ampliar el	



	plazo de comentarios al proyecto de resolución. Adicionalmente, sugerimos expresar las siguientes inquietudes de entendimiento: ▪ Si el generador entrega en el balance anual energía por encima del 90% de la energía contratada, ¿deberá compensar al comercializador por las desviaciones asumidas en la bolsa durante el período?	
Artículo 16 – Oportunidad para llevar a cabo la subasta	El Ministerio define la oportunidad de llevar a cabo la subasta pero no hay definidos los criterios técnicos, objetivos, claros, objetivos, transparentes, confiables y replicables que garanticen el crecimiento organizado del parque de generación	Oportunidad para llevar a cabo la subasta.- Durante el primer semestre de cada año, la UPME realizará los análisis respectivos en cada Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento de los objetivos del artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015, considerando incluso la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos (como el Fenómeno de El Niño), e informará al Ministerio de Minas y Energía para que con base en estos análisis se tome la decisión de llevar a cabo la subasta de que trata la presente resolución con base en los criterios técnicos, objetivos, transparentes, confiables y replicables definidos en la presente resolución y bajo el principios de no sobre-instalación del sistema de generación.
Artículo 18 – Reglamento operativo de la subasta	Si bien define que la subasta se declara desierta cuando no se presenten proyectos nuevos, no define que la subasta se declara desierta cuando no se presenten agentes de la demanda.	Reglamento operativo de la subasta.- La subasta para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista se realizará aplicando las reglas del Anexo 1 de esta resolución. Parágrafo. Para los casos en los cuales a la apertura de la subasta no se presenten agentes y/o propietarios o representantes comerciales con proyectos de generación nuevos, el Administrador de la



	Adicionalmente, dado que se entiende que se quiere promover la entrada de proyectos nuevos, cobra mayor importancia definir con claridad la articulación entre el mecanismo de contratación de largo plazo y el esquema de expansión de cargo por confiabilidad	Subasta la dará por terminada e informará al Ministerio de Minas y Energía. Para los casos en los cuales a la apertura de la subasta no se presenten agentes compradores, el Administrador de la Subasta la dará por terminada e informará al Ministerio de Minas y Energía.
Artículo 19 – Precio techo	El proyecto de Resolución propone que vendedores y compradores presenten sus ofertas en sobre cerrado, de forma que se cuenta con el precio de oferta y el precio de demanda por parte de vendedores y de compradores. Sin embargo, también propone que la CREG defina un precio techo para el mercado regulado, lo cual, es contrario a la libre competencia y puede encarecer los precios de este tipo de tecnologías. Si se garantiza la pluralidad de oferentes, a través de ofertas serias vinculantes, no es conveniente suponer que la CREG establece un precio mejor que el que establece el mercado en un escenario de competencia suficiente, más aún si la participación de la demanda es voluntaria. De hecho, independiente de si el precio de la CREG se encuentra cercano al precio de escasez, al marginal de	



	escasez, o al histórico del Mc^1 , el precio techo implicará un sesgo en la formación de precios del mercado ya que tanto compradores como vendedores se acercarán a este precio.	
Artículo 20 – Año de entrada de los proyectos	Si hay claridad sobre cuando se lleva a cabo la subasta y la demanda a subastar en un marco de articulación con el esquema del Cargo por Confiabilidad de forma que se evite la sobre-instalación, no existe la necesidad de que la UPME defina el año de entrada de los proyectos. A manera de ejemplo, en el esquema del Cargo con un periodo de planeación de 4 años se define la oportunidad o no de la subasta y se tiene claridad técnica y objetiva de cuanto es la demanda que se requiere para 4 años vista.	
Artículo 22 – Garantía de seriedad	El agente comprador debe entregar una garantía de seriedad sin conocer la curva de oferta de venta y, por consiguiente, sin saber el riesgo de precio que está asumiendo en la liquidación horaria y si la oferta que va a tender su demanda media anual concuerda con su curva de demanda diaria.	



Artículo 23 – oferta por parte de los participantes	Arreglar redacción ya que se repite un párrafo	
Artículo 24 - Proyectos que participarán en la subasta	Esto implica migrar de una planeación indicativa a una planeación centralizada. Por lo anterior, es necesario que el Ministerio realice un Análisis de Impacto Normativo que analice el beneficio-costos para el mercado en general de migrar a una expansión centralizada. En caso de que se vea pertinente migrar a una expansión centralizada, se entiende que debería haber una modificación de la Ley 143 de 1994 previo a la expedición de la resolución definitiva.	
Artículo 25 – Mecanismo de adjudicación	Entre los agentes existen varias interpretaciones sobre la implementación de este artículo, lo cual lleva a la necesidad que después de realizado el taller, se amplíe el plazo de comentarios al proyecto de resolución.	
Artículo 29 – Criterios de calificación	Esto implica migrar de una planeación indicativa a una planeación centralizada. Por lo anterior, es necesario que el Ministerio realice un Análisis de Impacto Normativo que analice el	



	beneficio-costo para el mercado en general de migrar a una expansión centralizada. En caso de que se vea pertinente migrar a una expansión centralizada, se entiende que debería haber una modificación de la Ley 143 de 1994 previo a la expedición de la resolución definitiva.	
Artículo 30 – Criterio de resiliencia	Es importante dar claridad de que el concepto de fuente energética se refiere a proyecto y definir la metodología para que la clasificación de las fuentes energéticas no se realice de manera subjetiva.	
Artículo 31 – Criterio de complementariedad	Relación de causalidad entre la formulación de complementariedad y la evaluación del objetivo propuesta en el Decreto 570 de 2018. Número de años para el cálculo de la complementariedad así como la metodología explícita para medir la correlación entre la series del recurso primario del proyecto y el agregado nacional de las series hidrológicas definiendo, entre otras cosas, si la correlación se analizará en todas las situaciones hidrológicas, en condiciones de baja hidrología, ¿cuál es la articulación de este indicador con el análisis inmerso en la ENFICC base? ¿Cómo se	



	evalúa en este indicador la complementariedad entre recursos FNCER (ejemplo: solar-eólico) y térmico-FNCER? ¿Cómo se incluiría en el indicador las posibles afectaciones de la correlación por efectos de ataques o problemas técnicos de la infraestructura que lleven a una mayor generación térmica sin que el sistema tenga menores aportes hidráulicos?	
Artículo 32 – Criterio de seguridad energética regional	Se debe profundizar en la definición de este criterio	
Capítulo VI	Dada las diferentes interpretaciones que pueden surgir del funcionamiento de la liquidación del mecanismo, sugerimos solicitar la ampliación de plazo de comentarios para que se puedan realizar los análisis y observaciones pertinentes después de tener un entendimiento común del taller.	
Artículo 42 – Funcionamiento mercado secundario	Si bien se entiende que con las restricciones de respaldo el Ministerio pretende que la generación de respaldo cumpla los objetivos descritos en el Decreto 570 de 2018, el respaldo con una tecnología similar no es consistente con las reglas actuales del mercado mayorista y, además, puede resultar anti técnica desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema y llevar a la sobre-instalación del mismo.	– Funcionamiento. – El agente generador que requiera energía media anual para cumplir sus contratos negociará bilateralmente estos Contratos de Respaldo con los generadores oferentes, de acuerdo con esta resolución. Los proyectos nuevos con los que el agente generador respalde sus contratos deberán obtener una calificación 'por encima del umbral mínimo permitido. El respaldo con proyectos de generación existente no estará sujeto a esta restricción.



	Actualmente, las generadoras no tienen restricciones tecnológicas para el respaldo y es usual que la generación hidráulica se respalde con generación térmica. De hecho, esta diversidad del respaldo mitiga los riesgos del generador y del sistema y maximiza los beneficios de la complementariedad entre recursos. En tal sentido, obligar al respaldo con una tecnología similar incrementará los riesgos y la sobre-instalación ya que las plantas de generación con fuentes de generación renovable no convencional son intermitentes. Carece de sentido que plantas intermitentes se respalden con otras que tienen la misma intermitencia ya que esto no solo limita la participación del mercado de generadores con tecnología convencional e incrementa los riesgos para el mercado, para la demanda y para el mismo generador, sino que también va en contravía del objetivo establecido en el Decreto 570 de 2018 correspondiente a <i>"Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo"</i>	
--	--	--



	<i>de atención de la demanda futura de energía eléctrica”.</i> Adicionalmente, dado que la formulación de los criterios de valoración de los objetivos del Decreto 570 de 2018 propuestos en el proyecto de Resolución del asunto ya toman como base los proyectos existentes, no tiene sentido que los proyectos nuevos adjudicado en esta subasta no puedan respaldarse con proyectos existentes, independiente de su calificación. Por otra parte, la media suboptimiza la capacidad de generación en el agregado. Si hay energía disponible para respaldo no es acertado obligar a la entrada de mayores cantidades al mercado que las que requiere el sistema. Esto conduce a ineficiencias de mercado y, como tal, a ineficiencia económica. El respaldo con tecnología similar incrementa los costos en la medida en que se requiere multiplicar la capacidad instalada para garantizar el respaldo. La capacidad de respaldo también sería intermitente y se requiere un surplus de capacidad para poder garantizar el respaldo. Esto en general incrementa la vulnerabilidad del sistema y los costos de la energía no	
--	---	--



	renovable. Por lo tanto, la disposición limita la competitividad de las renovables e impone una barrera a la entrada a este tipo de tecnologías. Este tipo de respaldo puede implicar un doble-mark up para los generadores que participen en el esquema. Un generador puede ganar por subasta y por respaldo sobre-instalando la capacidad de generación. Por todo lo anterior, consideramos importante que el respaldo con proyectos de generación existente no se encuentre sujeto a la restricción definida en el Artículo 42.	
Anexo 1 – Reglamento operativo	Para garantizar una mayor competencia, para proyectos nuevos sugerimos permitir el uso de registros históricos del recurso primario con fuentes secundarias. Adicionalmente, es preciso dar claridad sobre el número de años y la correlación requerida de los registros históricos	1.1 d) Disponer de registros históricos del recurso energético primario haciendo uso de fuentes primarias y/o secundaria, según las características que se establezcan en los pliegos y bases de condiciones específicas



Codensa

2. COMENTARIOS GENERALES

- Observamos de manera positiva la implementación de un nuevo mecanismo que permita a la demanda ampliar su portafolio de compra de energía, complementando la contratación bilateral y la bolsa de energía.
- La demanda juega un rol primordial para el desarrollo del mecanismo propuesto, motivo por cual en aras de incentivar su participación, consideramos fundamental se permita el traslado de un costo eficiente de compras de energía a los usuarios regulados y no regulados.
- Es importante que se den las señales adecuadas que le permitan a los comercializadores gestionar el riesgo y trasladar los costos financieros, de garantías transaccionales; que se generen de este mecanismo a la tarifa de los usuarios.
- La participación de los agentes comercializadores en nuevos mercados llevará a incurrir en nuevos costos de garantías, que deben ser consideradas en la remuneración de la actividad de comercialización, y que deben articularse con las del mercado actual para evitar duplicidades de costos que conlleven a ineficiencias y barreras de entrada a este nuevo mecanismo.
- Bajo la coexistencia de varios mecanismos de contratación, es necesario que cada escenario de mercado conserve su propio marcador eficiente de precios en la medida en que el producto que se transa en cada mercado es diferente y responde a necesidades distintas de los participantes, es decir, el precio pactado por este mecanismos no debería ser incluido en la formación del MC.
- Importante que la reglamentación de este mecanismos sea analizado de forma integral con temas como: la estructura general del mercado, la formula tarifaria, la **liberalización del mercado**, el prestador de última instancia y la participación activa de la demanda, los cuales pueden aportar liquidez y con ello promover la formación de precios eficientes, de tal forma que el resultado general garantice el mejor beneficio para los agentes y usuarios del mercado de energía en Colombia.
- La oferta de precio de los generadores no debe incluir CERE, con el fin de disminuir los riesgos en la contratación de largo plazo, así las cosas el CERE debería ser incluido en la liquidación diaria de la energía.
- Se debe establecer claramente los requisitos de preclasificación de los compradores para participar en la subasta. Se sugiere precisar en el desarrollo del documento.
- Para la definición de la demanda objetivo por parte del MME, es importante que el MME considere para su definición las proyecciones de demanda de los OR y la demanda contratada por los comercializadores.
- **MERCADO SECUNDARIO:** Entendemos que en este mercado participaran exclusivamente los generadores, lo cual les permite a los vendedores gestionar el riesgo de la generación; en este orden de ideas, los vendedores cuenta con un mecanismo para gestionar su generación (cantidad) y precio, caso contrario para la demanda donde el riesgo por las desviaciones de los generadores no podría ser gestionado por los comercializadores.



De acuerdo a lo anterior, con el fin de permitir a los comercializadores gestionar el riesgo de precio y cobertura de largo plazo como se le está permitiendo a los generadores, proponemos al MME permitir a los comercializadores adjudicados en la subasta de contratación a largo plazo se le permita la participación en el mercado secundario.

ARTÍCULO	COMENTARIO	PROPUESTA DE AJUSTE O MODIFICACION
Artículo 23.- Oferta por parte de los participantes.	Sugerimos se complemente el artículo con los criterios para la oferta de los vendedores y se unifiquen los dos párrafos con la definición de la oferta de los compradores. Respecto a la oferta de los compradores, consideramos que la oferta no se debe desagregar ni por precio ni por tipo de mercado. Sugerimos al MME considerar la posibilidad en aras de permitir gestionar el riesgo a los comercializadores, que la oferta realizada sea por un único producto y a un solo precio ofertado; es decir, que la energía asignada al comercializador en la subasta quede para que el mismo le dé el manejo entre sus portafolios de mercado y destine la energía asignada sea al mercado regulado o no regulado de acuerdo a su demanda esperada. Si el MME no considera la propuesta anterior y se mantienen las ofertas de precios y productos para el mercado regulado y no regulado, entonces solicitamos al MME considerar la posibilidad de dar lineamientos que le permitan a los comercializadores trasladar la energía asignada en la subasta entre mercados (regulado y no regulado) para su cobertura.	
Artículo 35. – Declaración de los valores de referencia horarios de generación.	El producto a subastar es un producto plano de energía media a largo plazo, por lo cual, consideramos fundamental que se garantice que este producto mantenga su condición de plano en el momento que los generadores adjudicados reporten los valores de referencia horarios de energía en kWh para todas las horas del año, valor con el cual se liquidarán las transacciones del contrato en el mercado. En el caso	



	que los generadores reporten valores (curvas de energía) de referencia horarios de energía distintos al producto que se le adjudico el comercializador, éste se vería expuesto a un riesgo de cobertura.	
Artículo 38. Corte de facturación mensual del contrato.	Entendemos que la energía media a ofertar en la subasta por el vendedor se debe hacer por proyecto a una cantidad determinada de energía media plana; sin embargo, según lo establecido en este artículo, respecto a las desviaciones horarias a favor y en contra del generador, nos causa la duda si el proyecto debe comprometer toda su energía media en la subasta o no y si su generación real reflejaría la energía adjudicada en la subasta. En todo caso, partiendo que los contratos van hacer pagar lo generado, consideramos importante que el MME evalúe lineamientos con mecanismos complementarios que le permitan a la demanda gestionar el riesgo por una posible sobrecontratación o subcontratación, en los casos que se presenten estas desviaciones frente a la generación esperada que se le adjudico a los comercializadores en la subasta.	
Artículo 39. – Balance anual.	En este artículo se menciona sobre rendimientos financieros de acuerdo al balance positivo o negativo del comercializador, solicitamos definir cuál será la tasa de referencia con la cual se realizara el cálculo de estos rendimientos y se den los lineamientos para poder trasladar estos costos financieros a la tarifa del usuario.	
Art. 52. Garantía de pago	En los contratos bilaterales actuales del mercado, la demanda coloca pagarés en blanco como garantía del contrato, se sugiere analizar esta opción, lo cual permitiría reducir los costos de los comercializadores. Ahora bien, si no es viable sustituir la garantía de pago, se sugiere incluir estos costos en el cargo de comercialización, tal y como ocurre hoy con las garantías de XM y STR.	
Anexo 1. 1.5 Requisitos legales y financieros para los comercializadores	Dentro de los requisitos financieros del comercializador se solicita la aclaración del punto a. Historia financiera que sea igual o superior al proyecto ofertado y el punto e. Experiencia en el financiamiento de proyectos similares, ya que el comercializador	



	oferta en la subasta con base a su necesidad futura de energía y no sobre un proyecto.	
--	--	--

TEBSA

El proyecto de resolución estaría modificando la asignación de funciones entre la entidad de planeación y el regulador, establecidas hoy en la Ley 143 de 1994.

Las medidas que se establezcan deben proporcionar suficiente claridad y tranquilidad respecto al marco legislativo vigente, de manera que el cumplimiento del mismo disminuya riesgos de interpretación que puedan afectar la viabilidad de las normas y del mismo mercado.

Se observan vacíos en la integralidad normativa que debe mantener un mercado de energía eléctrica para ser eficiente, ocasionado por la norma propuesta, dado que no guarda precisión con el establecimiento normativo del mercado que ha dispuesto la CREG a lo largo de la existencia del mercado, lo que podría erosionar la confianza de los inversionistas.

Consideramos importante, blindar la institucionalidad, y la regulación que finalmente se emita y cumpla estrictamente el marco jurídico y legislativo actual; el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que los planes de generación y de interconexión son de referencia. Así mismo, el parágrafo 1° del mismo artículo en mención indica que es la CREG quien "...desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión."

Se sugiere que sea la CREG quien analice esta iniciativa y si lo amerita la incluya dentro del marco institucional del mercado para guardar coherencia e integralidad.



Comemntario 18

From: Diana Parra Gómez

Date: 2018-06-22 15:12 GMT-05:00



Señor Germán Arce Zapata

Pág. 3

- 4. Límites a tecnologías que no cumplan los objetivos del decreto 0574 de 2018.** Con las reglas actuales es, no solamente posible sino probable, que en la próxima subasta del Cargo por Confiabilidad termine un gran porcentaje de las Obligaciones de Energía Firme a plantas a Carbón, lo cual va en contravía de los objetivos del decreto 0574 de 2018. Por lo tanto, es indispensable que la subasta del Cargo por Confiabilidad establezca límites de participación máxima a las tecnologías, para garantizar el cumplimiento de los objetivos en materia de resiliencia, adaptabilidad al cambio climático, fomento de las FNCER, etc.

Agradecemos la atención prestada.

Cordialmente,

JENS MESA DISHINGTON
Presidente Ejecutivo

Copia: Señor Alonso Mayelo Cardona Delgado, Viceministro de Energía.



Comentario 19

De: Carlos Alberto Ávila Calderón

Enviado el: martes, 19 de junio de 2018 12:08 p. m.



Bogotá D.C., junio 19 de 2018

ACDS No. 18-130

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - MME
Ciudad

ASUNTO: SOLICITUD AMPLIACIÓN DE PLAZO DE COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN SOBRE MECANISMO CONTRATACIÓN DE ENERGÍA

Apreciado Señor Ministro:

ASOCODIS y sus empresas afiliadas destacan la expedición de la Propuesta de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista".

Consideramos que esta propuesta normativa es de gran impacto para el sector eléctrico colombiano, pues promueve la integración de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica a través de la contratación de largo plazo; y en la coyuntura actual del país, por la contingencia del proyecto Hidroituango, esta Resolución, y en general todas las propuestas regulatorias relacionadas con la expansión de la generación eléctrica, toman la mayor relevancia, toda vez que acuerdo con los análisis de escenarios para la operación del Sistema Interconectado en el mediano y largo plazo, *"se observa que a partir del año 2022 podrían presentarse momentos en los cuales no se cumplan los indicadores de confiabilidad establecidos por la regulación vigente, es decir, periodos con déficit entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en el SIN"*¹

En este sentido, observamos que el plazo establecido por parte del Ministerio para comentarios de la propuesta de Resolución es de 9 días hábiles, el cual, consideramos limitado para abordar la propuesta de Resolución con la mayor profundidad e integralidad por parte de los gremios, los agentes, y la ciudadanía en general.

Para ASOCODIS, como representante de las empresas distribuidoras que atienden al 95% de la demanda regulada del país, resulta fundamental apoyar y contribuir en el diseño y reglamentación de los lineamientos de política pública en materia de contratación de largo plazo, y más aún, cuando la propuesta de Resolución publicada por el Ministerio se interrelaciona con aspectos estructurales del funcionamiento y de la operación del sistema eléctrico colombiano, caso del despacho económico, la liquidación de contratos de largo plazo, el diseño del mercado de corto y largo plazo, la participación de la demanda, entre otros.

¹ <http://www.xm.com.co/Lists/noticias/DispForm.aspx?ID=1464&ContentTypeId=0x0100608D47A5D614E84E>



MINMINAS



En este sentido, respetuosamente sugerimos y solicitamos al Ministerio de Minas y Energía la ampliación del plazo de comentarios a la propuesta normativa por 15 días adicionales al plazo inicialmente establecido.

Agradecemos su atención y quedamos atentos a sus observaciones y/o instrucciones, y quedamos a disposición para lo que consideren.

Cordialmente,


JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

Copia:
Dr. Alonso Cardona - Viceministro de Energía



MINMINAS

Comentario 20

De: Presidencia Asoenergía
María Luisa Chiappe de Ávila
Fecha: 22 de junio de 2018, 16:54

asoenergía

Bogotá D.C., 20 de junio de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 – 31, CAN
Ciudad

Asunto: Comentarios Resolución MINMINAS 10192

Estimado Doctor Arce:

ASOENERGÍA agradece al Ministerio de Minas y Energía (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de referencia y espera que estos contribuyan en forma positiva a lograr un sector de energía eléctrica con la cobertura, confiabilidad y competitividad que necesita el país.

Los comentarios presentados buscan promover un sector de generación y comercialización de energía eléctrica confiable, competitivo y amigable con la sociedad y el medio ambiente.

Los comentarios realizados en el presente documento son el resultado de un análisis realizado por la mayoría de las empresas grandes consumidoras de gas del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGÍA. En conjunto, analizamos rigurosamente lo propuesto por el Ministerio y, a continuación, presentamos las recomendaciones de dicho análisis, para poner en consideración:

- a. Es nuestro entender que, a través de un mecanismo de contratación de energía largo plazo como el propuesto, se busca viabilizar económicamente los proyectos de generación, garantizándoles unos ingresos por ventas de energía de largo plazo que se puedan presentar ante las entidades financieras.
- b. Es también nuestro entender que, al proponer que las ventas se garanticen por periodos anuales, se busca favorecer aquellas tecnologías que presentan variaciones dentro del periodo anual difíciles de garantizar, como es el caso de las plantas eólicas, solares, y las hidráulicas sin capacidad de regulación.
- c. Adicionalmente, que la propuesta define que todas las plantas tendrán que hacer proyecciones horarias de generación dentro del año y que las desviaciones con respecto a la realidad se liquidarán en el mercado de corto plazo.
- d. Igualmente, esas proyecciones horarias pueden ajustarse cada año durante el horizonte de la contratación.



- e. Es conocida la gran volatilidad que tienen los precios de corto plazo en el mercado colombiano.
- f. Para ASOENERGÍA es claro que el riesgo que genera esa proyección es diferente según la tecnología de la planta generadora. La mayor incertidumbre la tienen las plantas con FNCER y las plantas hidráulicas sin capacidad de regulación. Por otra parte, las plantas térmicas y las plantas hidráulicas con capacidad importante de generación tendrían menor incertidumbre al realizar dicha proyección.
- g. En consecuencia, aunque es positivo para las plantas con FNCER y las plantas hidráulicas sin capacidad de regulación que la garantía de entregas de energía se defina a nivel anual, el hecho de que estas tecnologías tengan que presentar proyecciones horarias de generación y que la variación de esas proyecciones con respecto a la generación real se liquide a precio de bolsa, les va a generar una gran incertidumbre en los ingresos. Por lo anterior, ASOENERGÍA considera que este hecho no les permitiría alcanzar el objetivo de hacer un proyecto atractivo ante las entidades financieras.
- h. El esquema también supone que se contaría con un comercializador que deberá manejar, al menos en lo relacionado con la liquidez de la operación, el valor de las variaciones que el generador presente entre lo proyectado y lo realmente generado. Este aspecto también generaría un riesgo para el comercializador y unas necesidades de capital de trabajo muy importantes sobre este. Es claro que una cosa son las garantías y otra los requerimientos de flujo de caja que esto exigiría.
- i. ASOENERGÍA considera que el riesgo que experimentaría el comercializador va a ser trasladado al generador. Sin embargo, el valor económico de este traslado va a ser diferente dependiendo del tipo de empresa involucrada. En el caso de proyectos con FNCER o proyectos asociados con plantas hidráulicas sin capacidad de regulación, el riesgo sería mucho mayor. Por otra parte, aquellas empresas que cuenten simultáneamente con estos proyectos y con otros que puedan regular en conjunto esas variaciones, van a tener un riesgo mucho menor y con costos efectivos menores. Lo anterior es preocupante, pues significaría que se estarían generando más barreras a la entrada de nuevos jugadores al mercado.
- j. Adicionalmente, es importante tener en cuenta el riesgo que tiene el comercializador con respecto al usuario final, como resultado de las diferencias entre lo generado por el generador y lo realmente consumido por el usuario final. Al igual que en el caso anterior, se pretende solucionar el tema a través de garantías cuando el problema pudiera estar asociado con flujo de caja.
- k. Aunque la propuesta permite en teoría que cualquier tipo de tecnología de generación participe en el proceso, es importante conocer de antemano los criterios que las autoridades van a seguir para asignar los puntajes de la preclasificación de las plantas. Por lo anterior, ASOENERGÍA considera que es necesario esa definición en forma previa para garantizar la objetividad del proceso.
- l. Es importante conocer cómo se relaciona o complementa esta propuesta con las presentadas por la CREG respecto a la subasta de expansión del 2022-2023.



asoenergía

- m. Es importante conocer cómo se relaciona esta propuesta regulatoria con la presentada por la CREG del Mercado Anónimo Estandarizado (MAE).
- n. Aunque ASOENERGÍA valora la profesionalidad de la UPME y de sus funcionarios, no se entiende porque es la entidad que llevaría a cabo la subasta.
- o. Para los proyectos nuevos que entren como resultado del mecanismo, no es claro su papel en el mercado de confiabilidad del sistema. ¿La energía que se comprometen a entregar será contabilizada como Energía Firme para el sistema? En caso de que sea así, vemos un alto riesgo de sobreinstalación en el sistema que será pagado por la demanda.
- p. Finalmente, ASOENERGÍA es partidaria de que las fuerzas de mercado apoyen los desarrollos de este tipo de actividades y estamos convencidos de que los procesos bilaterales son la mejor manera para lograr el desarrollo del sector y alcanzar mayor confiabilidad, eficiencia y respeto al medio ambiente.

Quedamos a su entera disposición para profundizar sobre este tema, para lo cual estamos solicitando una cita en donde se pueda tratar en detalle este importante tema.

Cordialmente,

MARÍA LUISA CHIAPPE DE VILLA
Presidenta Ejecutiva
ASOENERGÍA



Comentario 21

De: Báez Atuesta, Mauricio José

Fecha: 29 de junio de 2018, 10:54



Bogotá D.C., 29 de junio de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado Señor Ministro:

ACCIONA Energía, división del Grupo ACCIONA, es un operador global en energías renovables, el mayor dedicado en exclusiva a las energías limpias en el mundo no vinculado a las compañías eléctricas convencionales. Con más de 20 años de experiencia en el sector, está presente en las principales tecnologías renovables, abarcando actividades que comprenden toda la cadena de valor: desarrollo, ingeniería y construcción, explotación, operación y mantenimiento, y comercialización de energía.

En la actualidad ACCIONA Energía cuenta con más de 9000 MW instalados en más de 20 países a lo largo de los 5 continentes, generando energía limpia libre de emisiones para millones de hogares en todo el planeta.

Durante los últimos años ACCIONA Energía ha sido uno de los agentes más activos en los diferentes procesos de licitaciones renovables a nivel mundial, con una especial relevancia en Latinoamérica. Como resultado, destacan las adjudicaciones tanto en solar fotovoltaica como en eólica en México y Chile.

Dando atención al asunto, reiteramos que este documento está alineado con el documento presentado el 20 de febrero de 2017 COMENTARIOS DE ACCIONA ENERGÍA AL DOCUMENTO CREG-161:¹ Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador². Si bien agradecemos el hecho que algunos comentarios tales como la necesidad de establecer y propender por el cumplimiento de objetivos claros de política pública, la escogencia de un mecanismo de subasta tipo "Pay as bid" y la definición como producto de un contrato de venta de energía media fueron tenidos en cuenta para la formulación del documento en consulta, otros igual o más importantes siguen sin ser atendidos. En ese sentido este documento reitera la importancia de estos, con miras a materializar la inclusión de nuevas tecnologías de

¹Documento adjunto como Anexo 2



generación de energía renovable no convencional en la matriz a través de la inclusión de nuevos agentes.

Conscientes de los retos del mercado eléctrico colombiano, pero confiados en la seriedad y proyección de la política energética en cuanto a la inclusión nuevas fuentes renovables para la generación de energía eléctrica, hemos decidido iniciar nuestra operación en Colombia, convencidos que a través de la presencia local vamos a poder aportar la toda nuestra experiencia y contribuir al cumplimiento de los objetivos establecidos en el decreto 570 de 2018. En ese sentido instamos respetuosamente a que se ahonden los esfuerzos al interior de su cartera y el decreto mencionado en el asunto pueda ser expedido antes de la finalización de este gobierno. En aras de evitar los posibles reprocesos que ocasiona el cambio de gobierno y como reconocimiento final al arduo trabajo y compromiso del ministerio de minas y energía y todos los agentes involucrados en este crucial tema.

En términos generales, celebramos y respaldamos la intención del Ministerio de Minas y Energía de propender por una matriz de generación de energía eléctrica sostenible en términos de diversificación, complementariedad, seguridad energética, eficiencia en costos y reducción de la huella de carbono. Estamos convencidos que solo a través de lineamientos de política pública claros y prospectivos se pueden consolidar cambios exitosos y beneficiosos para el país.

De manera respetuosa, queremos presentar nuestros comentarios y preguntas (**Anexo 1**) acerca del proyecto de resolución *"Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"*. Los comentarios y opiniones que presentamos a continuación surgen de la experiencia adquirida en los diferentes procesos de subasta de los que hemos sido partícipes, siempre desde una vocación de permanencia y desarrollo a largo plazo en los países en los que operamos.

1. Proceso de precalificación

Respaldamos la decisión del ministerio de realizar una precalificación de los agentes interesados en participar en el mecanismo, en pro de asegurar la idoneidad, vocación y solvencia de los mismos. Vemos de vital importancia que el esquema de garantías que se defina sea lo suficientemente robusto para minimizar la participación de agentes vendedores de vocación especulativa en términos financieros y en ese sentido se logre el objetivo del mecanismo que según lo ratificado en el taller de divulgación no es otro que viabilizar la ejecución real de proyectos. En ese mismo sentido, pero desde el lado de los posibles agentes compradores, queremos llamar la atención del ministerio sobre el hecho de que si bien, el mecanismo presentado fomentará la suscripción de múltiples contratos con diferentes compradores (Mitigando así el riesgo de contraparte), es posible y probable que un agente vendedor suscriba un solo contrato con un agente comprador. Sin desestimar la calidad de los agentes participantes del mercado, es sabida la existencia de agentes "no financiados" que constituyen un alto riesgo de contraparte y que, en caso de una asignación única bilateral, no generarían la certidumbre necesaria para una participación masiva de las entidades que realizaran el financiamiento de los proyectos. Por ello vemos conveniente que la



precalificación financiera de los agentes compradores sea llevada a cabo por una entidad financiera multilateral que evalúe el riesgo de contraparte y que brinde certidumbre a los posibles financiadores. Así mismo, consideramos que el mecanismo propuesto debe contemplar e incorporar mecanismos financieros que le permitan a aquellos agentes compradores que atiende demanda regulada y que no cuenta con ratings financieros adecuados participar del mecanismo. En este sentido, se propone:

- Si el comprador es una entidad pública: contrato con garantía soberana.
- Si el comprador es una entidad privada: contrato con coberturas del Gobierno.

2. Valoración del cumplimiento de los objetivos propuestos.

De acuerdo con la información presentada por el ministerio en el taller de divulgación del pasado 22 de junio de 2018, coincidimos con la valoración propuesta para las plantas existentes que les asigna una calificación de 0 en el cumplimiento de los objetivos de complementariedad y resiliencia todo que el recurso existente debe constituir la línea base a optimizar. Así mismo es la matriz actual la que ha demostrado la vulnerabilidad ante el evento disruptivo definido para el análisis (fenómeno del niño). Sin embargo, solicitamos respetuosamente que se defina explícitamente dentro de la resolución del asunto, cómo la UPME medirá la totalidad de los criterios para la calificación de los proyectos que participarán en la subasta, estableciendo fórmulas, parámetros y avance específico en cuanto a las obtenciones de licencias ambientales y su correspondiente consulta previas si aplican. Así mismo, se debe definir el número que establece el umbral de participación a la subasta, con el fin de saber claramente cuales proyectos podrán participar en este esquema.

3. Definición del producto.

Valoramos el profundo análisis realizado por el ministerio de minas y energía para la definición del producto a subastarse. Sin embargo, entendemos que uno de los racionales para implementar el mecanismo en consulta es dotar a la demanda de contratos de energía a precios altamente competitivos. En ese sentido y con base a nuestra experiencia en distintos mercados de la región y el mundo es vital que el concepto de largo plazo sea entendido como plazos de contratación de mínimo 20 años (Símil a los tiempos de asignación para plantas nuevas que optan por el cargo por confiabilidad). Adicional a las mejores opciones de financiación que esta condición conlleva; vale la pena resaltar que producto de la investigación e innovación el tiempo de vida útil de los activos que componen las plantas de generación a partir de fuentes renovables no convencionales a la fecha superan el horizonte planteado en el decreto (10-15 años). Restringir la duración de los contratos a ese tiempo, hace que el LCOE (Levelized Cost Of Energy) resultante de la evaluación se incremente, ya que no se tiene en cuenta el total de la energía producida durante la vida útil, precisamente en el periodo donde los costos de CAPEX tienen menor impacto.



Sumado a la duración del contrato recalcamos la importancia de que el producto sea tranzado en dólares americanos y que la indexación refleje la variación real de esta moneda. Bajo el mismo principio de optimización de costos que reflejen un precio de venta competitivo, contar con una cobertura natural permitirá acceder a financiación extranjera con tasas significativamente más competitivas, evitara la inclusión de los costos de cobertura en la tarifa ofertada y fomentará expectativas de retorno sin la influencia de la devaluación local por ende más bajas. Resaltamos que hoy el sistema reconoce un pago en dólares americanos. Entendemos que, el potencial riesgo de la demanda asociado a la devaluación se mitiga con la diversificación de los mecanismos de contratación que usen los agentes compradores, se espera que solo una porción de la demanda sea contratada a través del mecanismo en discusión. En cuanto, al potencial riesgo de que la demanda no se beneficie de las mejoras tecnológicas al ampliar 5 años la vigencia del contrato (de 15 años a mínimo 20 años), podría reducirse significativamente con una adecuada planificación de las subastas en el medio y en el largo plazo.

4. Participación de la demanda

Entendemos la decisión del ministerio de minas y energía acerca de no establecer una obligatoriedad de participación de los agentes. Sin embargo, como se registra en la memoria justificativa del documento, el mecanismo propuesto está enmarcado dentro de los principios y condiciones generales formulados mediante la Resolución CREG 068 del 08 de junio de 2018, que deben cumplir aquellos mecanismos para la comercialización de energía eléctrica que aspiren al reconocimiento de los costos agregados de las compras de energía en el costo unitario de prestación del servicio al usuario regulado. Esta condición da garantía para que la participación de la demanda obedezca a un racional económico y se prevenga la existencia de comportamientos de poder de mercado que redunden en una demanda insuficiente en detrimento de la asignación eficiente en el proceso. En ese sentido, como incentivo a una participación activa de la demanda, el ministerio debiese establecer unos porcentajes mínimos de contratación para los agentes que representan demanda regulada. Es decir, aquellos agentes con un porcentaje de exposición a bolsa de energía a largo plazo deberán contratar un porcentaje definido de cobertura mediante mecanismos de contratación de largo plazo.

5. Comentarios generales

Celebramos lo definido en el **Artículo 5** del documento en consulta, en cuanto al establecimiento de un periodo de transición en relación con el despacho y operación en el Mercado de Energía Mayorista de proyectos de recurso primario variable (Renovables no convencionales). En ese sentido recomendamos dar el carácter de plantas inflexibles (Despachadas en la base) y trabajar en la definición de los mecanismos mencionados en el documento. Cabe señalar, que está demostrado que una vez que las renovables tienen presencia real en el sistema y están diversificadas tecnológicamente y geográficamente, aumentan considerablemente la probabilidad de poder suministrar una potencia firme superior a la que pueden hacer frente de forma aislada en sus primeras incursiones. ACCIONA Energía conoce



bien esta circunstancia dado que su amplia cartera de generación exclusivamente con FNCER le permite mitigar esas incertidumbres para los contratos con sus clientes. Esta circunstancia se puede comprobar también en Uruguay donde la energía eólica disminuye las necesidades de respaldo de potencia firme del sistema.

Consideramos necesario que, dentro de la resolución, quede definida la forma en la que UPME verificará el cumplimiento de los objetivos del Decreto 570 de 2018 cuantitativamente. Es decir, que se establezca una regla específica para determinar la convocatoria de la subasta. Así mismo es vital que se establezca de manera clara el año de entrada en operación de los proyectos adjudicados con contratos a largo plazo.

Por definición, el mecanismo permite la participación de agentes existentes y agentes nuevos. En términos de competencia de ofertas, la participación simultánea de agentes existentes y nuevos es inequitativa. Aquellos agentes existentes con activos depreciados ofrecerán sus volúmenes de energía a costos menores ya que los agentes nuevos deberán incluir la amortización del capital invertido y el costo de deuda. De acuerdo con lo establecido en el parágrafo del artículo 18 de la propuesta regulatoria, la participación de un solo agente nuevo, legitima la participación de agentes existentes y en ese sentido, solicitamos al ministerio que la aplicación de la metodología de asignación de las ofertas de venta definida en el artículo 25, de prioridad a todas las ofertas de venta provenientes de agentes nuevos. Es decir, una vez sean asignadas o descartadas todas las ofertas de venta de agentes nuevos, se proceda mediante la misma metodología, a asignar/descartar las ofertas de venta provenientes de agentes existentes con la demanda restante (Si hubiese). Consideramos que la prioridad debe darse en pro a garantizar los objetivos definidos en el decreto 570 de 2018.

Reiteramos la imperiosa necesidad de definir lo más pronto posible los lineamientos específicos del mecanismo de contratación de largo plazo, con el fin de materializar la inclusión de nuevas tecnologías de generación de energía renovable no convencional en la matriz. Sumado a esto resaltamos que, desde nuestro punto de vista como desarrollador renovable, será una condición imprescindible para acometer las inversiones requeridas el establecimiento de un marco regulatorio específico, estable, predecible y transparente, que reduzca la incertidumbre del inversor.



MINMINAS



Esperamos que estos comentarios aporten a la discusión requerida y que sean acogidos por el ministerio en la formulación final del decreto.

En documento anexo presentamos un listado de preguntas para aclaración de nuestro entendimiento.

Cordialmente,



Mauricio J. Baez A.
Gerente de desarrollo y M&A Colombia



ANEXO 1

Presentamos a continuación un listado de preguntas. Solicitamos respetuosamente, estas sean atendidas para lograr la interpretación total del documento. Agradecemos remitir la respuesta a la dirección en pie de página Carrera 11ª # 98-50 Of. 602 Edificio Punto 99 Bogotá D.C. y/o a la dirección de correo electrónico mjbarez@acciona.com

1. **Artículo 5:** Solicitamos definir la duración del periodo de transición y las condiciones específicas del mismo. ¿La definición de la liquidación del CERE se hará antes de convocar el mecanismo?
2. **Artículo 8:** Solicitamos confirmar si toda la energía de una planta debe ser comprometida a través del mecanismo. En ese sentido solicitamos confirmar ¿si el factor de planta se debe definir en función de las mediciones históricas del recurso o puede ser un valor arbitrario que defina el generador?
3. **Artículo 12:** Solicitamos confirmar la frecuencia en la cual se realizara la indexación del precio. ¿Mensual, Anual, trimestral, semestral?
4. **Artículo 20:** Si proyectos existentes son clasificados para participar en el mecanismo, solicitamos confirmar si la energía a subastarse se dividirá entre los proyectos existente y los proyectos nuevos (Solicitamos tener en cuenta nuestra propuesta de priorización en la asignación, entendiendo que un proyecto nuevo será mucho menos competitivo que un proyecto existente.)
5. **Artículo 23:** Solicitamos confirmar si el párrafo final del artículo corresponde a un error de escritura o se refiere a la obligación de los vendedores.
6. **Artículo 25:** Nos resulta contra-intuitivo el numeral 6 literal i: ...Se calculará la suma de la energía de todas las ofertas de compra cuyo precio esté por encima de este valor. Para la asignación de la oferta de venta más competitiva se deberá calcular la suma de la energía de todas las ofertas de compra cuyo precio **SEA IGUAL** o esté por encima del valor de esta oferta. Solicitamos confirmar si nuestro entendimiento es correcto.
7. **Artículo 26:** Solicitamos confirmar si ¿Habrà una instancia para poder proponer modificaciones a la minuta de contrato que proponga la UPME tras la publicación del pliego?



8. **Artículo 35:** Solicitamos confirmar si la declaración de los valores de referencia horarios de generación es anual. Si es así debería considerarse la posibilidad de ajustarlos en una frecuencia menor durante el primer año de operación.
9. **Artículo 36:** Por favor incluir una definición clara para el concepto de “energía media mensual”. ¿Corresponde ésta a la energía media anual dividida por 12, a la energía media anual dividida en 365 días y luego multiplicada por el número de días del mes en cuestión o a otra definición?
10. **Artículos 37,38,39.** Nos permitimos presentar nuestro entendimiento del procedimiento de liquidación para su confirmación:
- El agente adjudicado, deberá presentar la curva horaria anual de la energía adjudicada.
 - Durante la operación, cada hora se calculará la diferencia entre la energía real generada y la energía reportada en el punto anterior. Y se calculará el costo de la desviación teniendo en cuenta el precio de bolsa horario.
 - Mensualmente se sumarán las desviaciones horarias, si la desviación es positiva se generará un saldo a favor del generador ($\sum (\text{Energía horaria adicional} * \text{Precio de bolsa horario})$). Si la desviación es negativa, el comercializador (Comprador de la energía) generará una cuenta por cobrar a nombre del generador. ($\sum (\text{Energía horaria deficitaria} * \text{Precio de bolsa horario})$). Solo si la desviación mensual es superior al 20% el generador deberá pagar de manera inmediata la cuenta por cobrar. De lo contrario el comercializador asume el costo de la compra de energía (Impacto en flujo de caja) y reporta el acumulado en la cuenta de desviaciones.
 - Al terminar el año, se revisará el saldo de la cuenta de desviaciones. Si el valor es positivo se generará el pago al generador, en caso contrario el generador reconocerá el valor. Adicional, si la desviación de la energía real entregada con respecto a la energía comprometida (Anual) es mayor al 10%. Se ejecutarán las garantías de cumplimiento del artículo 53.
 - Es importante mencionar, que el generador siempre va a recibir un ingreso constante igual al producto entre la energía adjudicada y el precio ofertado. Al final del año de acuerdo con lo establecido en el punto D, recibirá un pago o tendrá que reconocer.

Si nuestro entendimiento es correcto, solicitamos aclarar las últimas dos líneas del artículo 38 “...En caso contrario, se generará una cuenta por pagar al generador, que se cubrirá con las garantías respectivas..” ¿A que garantía hacen referencia? ¿Si el generador decide cubrir el costo originado de su flujo de caja, es posible o siempre se generará el uso de las garantías?



11. **Artículo 39:** Solicitamos definir si los rendimientos financieros corresponden a una WACC previamente definido? ¿Si durante el año se mantiene un saldo a favor del generador, también se reconocerán rendimientos financieros?

12. **Artículo 40:** Solicitamos confirmar si suscribir contratos de respaldo en el mercado secundario es obligatorio. ¿El contrato deberá cubrir el 100% de la energía adjudicada o solo el 10% permitido para que no se hagan exigibles las garantías?

La formalización de los contratos de respaldo, ¿sólo podría hacerse en el momento inmediatamente posterior a la adjudicación o podría formalizarse más adelante si durante la operación se detecta que la estimación de generación/factor de planta... etc., son inferiores a la energía comprometida con el comprador respectivo?

En este sentido, ¿cómo se integra este mecanismo con lo establecido en el Artículo 11, donde se establece que una generación inferior al 90% de la energía media comprometida daría lugar a la ejecución inmediata de la garantía de fiel cumplimiento? ¿Si el déficit de generación se compensa con este mecanismo de contratos bilaterales, el agente se libera de la obligación de suscribir la garantía de cumplimiento establecida en el artículo 53?

13. **Artículo 44, Parágrafo 1:** sin perjuicio de la responsabilidad directa del adjudicatario en el marco de la subasta, entendemos que éste sería libre y soberano de establecer el régimen de responsabilidades contractuales que estime oportuno con el generador con quien firme el contrato bilateral para cubrir sus compromisos no honrados directamente a través de su generación. Agradecemos confirmar nuestro entendimiento.

14. **Artículo 45:** Existe la posibilidad de que el generador ceda su contrato de largo plazo adjudicado a uncesionario si este último garantiza la generación necesaria para honrar los compromisos del adjudicatario cedente sin enajenar la Planta ya que este proceso es demasiado oneroso y va mucho más allá del régimen de responsabilidad contractual en cualquier otra subasta de naturaleza similar. ¿Qué pasa si el agente vendedor decide retirarse del MEM para ofrecer la planta como un activo de autogeneración para un usuario? Debería aplicar solo la opción de ceder el contrato.

15. **Artículo 46:** Solicitamos precisar el alcance de este artículo.

16. **Artículo 47:** Solicitamos confirmar nuestro entendimiento:

- a. El agente preclasificado deberá constituir una garantía de seriedad de la oferta para participar en el mecanismo.

Acciona Energía Colombia



- b. Solo si el agente resulta adjudicado, deberá constituir una garantía de construcción y adicionalmente constituir una garantía de cumplimiento al momento de la formalización de los contratos.
17. **Artículo 51:** Consideramos que la garantía de construcción debería subsumirse dentro del alcance de coberturas asignado a la de fiel cumplimiento -en relación con el Art. 48 (f).
18. **Artículo 53:** En relación con los Arts. 11 y 40 - Para dar por cumplido el requisito de generación del 90% mínimo, ¿se tendría en consideración exclusivamente la generación del proyecto adjudicado o también los contratos bilaterales entre generadores suscritos en el mercado secundario?
19. **Artículo 55:** Solicitamos aclarar ¿A qué se refiere la promesa de constitución? ¿A una Sociedad, las garantías...?
20. **Anexo 1, Sección1.3.- Requisitos Legales – Apartado (a):** ¿Puede participarse en la subasta con una Sociedad que ceda la adjudicación a una Sociedad relacionada o que se constituya tras la adjudicación, habiendo plasmado dicha obligación en una escritura de promesa de constitución otorgada también en el marco de la oferta, o debería el participante en la subasta ser necesariamente quien suscriba posteriormente el PPA?
21. **Anexo 1, Sección1.3.- Requisitos Legales – Apartado (c):** ¿En qué consiste la manifestación de solvencia moral?
22. **Anexo 1, Sección1.3.- Requisitos Legales – Apartado (g):** ¿Las personas impedidas serían aquellas identificadas como tal bajo el Código Civil o se hará una relación específica en el arco de la subasta?



ANEXO 2

COMENTARIOS DE ACCIONA ENERGÍA AL DOCUMENTO CREG-161: "Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador".

ACCIONA Energía quiere expresar su agradecimiento a la Comisión de Regulación de Energía y Gas por la oportunidad que nos brinda para participar en el proceso de consulta pública relacionado con el documento CREG-161 "Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador".

Asimismo, celebramos la apertura de este nuevo proceso impulsado por la CREG, y esperamos que sea el primer paso de un próspero desarrollo renovable en Colombia, convencidos de la gran potencialidad que el país presenta, y de los beneficios económicos, sociales y medioambientales que aportan las energías autóctonas a los territorios que apuestan por ellas.

ACCIONA Energía, división del Grupo ACCIONA, es un operador global en energías renovables, el mayor dedicado en exclusiva a las energías limpias en el mundo no vinculado a las compañías eléctricas convencionales. Con más de 20 años de experiencia en el sector y 2.000 profesionales, está presente en las principales tecnologías renovables, abarcando actividades que comprenden toda la cadena de valor: desarrollo, ingeniería y construcción, explotación, operación y mantenimiento, y comercialización de energía.

En la actualidad ACCIONA Energía cuenta con 8.901 MW instalados en más de 20 países a lo largo de los 5 continentes, generando energía limpia libre de emisiones para más de 6 millones de hogares en todo el planeta.

Durante los últimos años ACCIONA Energía ha sido uno de los agentes más activos en los diferentes procesos de licitaciones renovables a nivel mundial, con una especial relevancia en Latinoamérica. Como resultado, destacan las adjudicaciones tanto en solar fotovoltaica como en eólica en México (348 MW) y Chile (470 MW). Los comentarios y opiniones que presentamos a continuación, surgen por lo tanto de la experiencia adquirida en los diferentes procesos de subasta de los que hemos sido partícipes, siempre desde una vocación de permanencia y desarrollo a largo plazo en los países en los que operamos.

1. NECESIDAD DE UN MARCO REGULATORIO QUE FOMENTE EL DESARROLLO RENOVABLE.

Andrés Parra, Colombia



son inversiones intensivas en capital, y con bajos costes de operación asociados. La rentabilidad de los proyectos se consigue por lo tanto, a lo largo de un periodo extendido en el tiempo.

Por esta razón, desde el punto de vista de un desarrollador renovable, será una condición imprescindible para acometer las inversiones requeridas el establecimiento de un marco regulatorio específico, estable, Predecible y transparente, que reduzca la incertidumbre del inversor. En este sentido, el establecimiento de objetivos renovables a medio y largo plazo, alineados dentro de la estrategia energética nacional se antoja como un requisito necesario para el desarrollo renovable. Sin un compromiso expreso y específico por parte del Gobierno, el país no podrá beneficiarse de todos los beneficios económicos y sociales y de generación de empleo asociados a una implantación relevante de energías renovables.

2. DISEÑO EFICIENTE DE LA SUBASTA

Los procesos de subastas han demostrado ser a lo largo de los últimos años un mecanismo eficiente para gestionar el desarrollo renovable por parte del regulador, permitiendo la transmisión de la reducción de costes generados por mejoras tecnológicas a los consumidores finales.

Estos procesos han resultado especialmente relevantes en países latinoamericanos del entorno de Colombia, destacando casos como los de El Salvador, México, Chile, Argentina, Uruguay o Perú, en los que se han conseguido optimizar gradualmente los precios según corresponde a cada tecnología y a la coyuntura de cada región.

Hay que resaltar que estos resultados han sido posibles gracias a:

- El compromiso inequívoco de los países que han decidido apostar por el desarrollo renovable.
- Un desarrollo renovable previo, contribuyendo a mitigar la incertidumbre del inversor (y nunca en la primera convocatoria).

De acuerdo a la experiencia de ACCIONA Energía, a continuación se recogen dos aspectos que se consideran básicos para un diseño eficiente del proceso de subasta, en el que se alcance un máximo de participación al menor coste posible para el sistema:

- Para dar visibilidad a los inversores, se recomienda que las subastas sean **planificadas** de acuerdo a un calendario en el medio y largo plazo que logre alcanzar los objetivos que se haya fijado del país en materia medioambiental. En este mismo sentido, y con el fin de beneficiarse de la reducción de precios por la mejora tecnológica, que el proceso recoja varias subastas **periódicas** de acuerdo a un calendario conocido. Este calendario debe tener en cuenta una correcta coordinación entre el desarrollo de los proyectos y de las infraestructuras necesarias siguiendo una razonable integración de las FNCER en el mix energético. Esto incrementaría el grado de certidumbre entre los agentes.



- En esta fase inicial donde se quiere introducir las FNCER, se recomienda una subasta **tecnológicamente específica**, de forma que el proceso pueda adaptarse y esté alineado con la planificación energética y los recursos naturales de cada país, permitiendo al regulador definir el mix energético a futuro, incluso identificando las limitaciones técnicas de cada localización geográfica de acuerdo a las condiciones de red existentes.

3. COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS GENERALES DE LA PROPUESTA.

El borrador presenta una serie de características de las subastas que serían comunes para todas las alternativas propuestas. Aunque entendemos que estos aspectos requerirán un posterior desarrollo normativo, creemos necesario realizar en esta fase preliminar unas consideraciones generales que pueden contribuir a un mejor diseño del proceso de concurrencia:

3.1. El sistema marginalista como criterio de selección de ofertas.

De acuerdo al detalle facilitado en el borrador, en las cuatro alternativas se define un precio marginal de la subasta que recibirían todos los oferentes adjudicatarios, ya fuese el producto subastado potencia instalada o generación.

Aunque desde un punto de vista estrictamente teórico esta metodología puede tener sentido económico, la experiencia nos ha demostrado que este tipo de subastas conllevan riesgos asociados que deberían ser considerados por el regulador. Existe la posibilidad de que los competidores no hagan ofertas de acuerdo a las condiciones de coste, financiación y recurso de sus proyectos específicos, desarrollando estrategias de oferta que pueden dar lugar a resultados que no reflejen la realidad del sector, y pongan en riesgo la futura consecución de los proyectos¹.

En este sentido, debemos señalar que diseños de subastas en los que los oferentes ganadores reciben la oferta realizada (*pay-as-bid*) acorde a las condiciones específicas de cada proyecto, ha demostrado ser efectiva en términos de eficiencia (los emplazamientos con mejor recurso tienen una ventaja competitiva), tanto técnica como económica. Por esta razón, este modelo se ha implantado de forma generalizada en otros países que han realizado subastas renovables.

Si esto se cambia (a *pay-as-bid*) con el mismo importe de recursos previstos para destinar a retribuir FNCER, podría financiarse una mayor potencia instalada.

Alternativamente, si se mantiene el sistema marginalista como criterio de fijación de precio, se propone el establecimiento de un mecanismo de adjudicación en el que se excluyan de la subasta

¹ Como ejemplo explicativo cabe destacar la subasta realizada en España en Enero de 2016, en la que se ofertaron 500 MW eólicos y 200 MW de biomasa: el producto de la subasta era una reducción sobre el precio del coste de la instalación, expresado en €/MW. Como resultado final y con el objeto de ser adjudicatarios finales, el precio marginal resultante fue 0€/MW, lo que se podría interpretar como que estos oferentes estarían en condición de construir las plantas de forma gratuita, algo totalmente irracional y carente de sentido.



aquellas ofertas que no se sitúen en un intervalo de tolerancia de la media aritmética de todos los precios ofertados. De esta forma, se evitaría la potencial adjudicación de ofertas temerarias que pondrían en riesgo la consecución de los objetivos renovables previstos por el regulador.

3.2. Vigencia del contrato regulatorio.

Aunque el plazo de 15 años se puede considerar un periodo de tiempo razonable, sería recomendable analizar la posibilidad de **extender este periodo a 20 años**.

Esta propuesta presenta una clara ventaja competitiva para el proceso: los precios ofertados pueden ser menores ya que mejoran las condiciones de financiación de los proyectos (aspecto clave para un país en el que no existe todavía desarrollo renovable), y se genera un mayor grado de competitividad. Además un periodo de 20 años estaría acorde con lo establecido en el caso del cargo por confiabilidad.

Por el contrario, el potencial riesgo de que la demanda no se beneficie de las mejoras tecnológicas al ampliar 5 años la vigencia del contrato, podría reducirse significativamente con una adecuada planificación de las subastas en el medio y en el largo plazo. En este sentido, se considera esencial el establecimiento de sendas y objetivos específicos por tecnología de acuerdo a los recursos propios del país y a la evolución de los costes de generación de cada tecnología (curva de aprendizaje).

3.3. Garantías de participación y construcción de las plantas.

Uno de los principales problemas asociados a las subastas en las que ACCIONA Energía ha participado recientemente, es la participación de oferentes que tienen como único objetivo la especulación de proyectos, una vez han sido adjudicados. Su participación masiva en estos procesos pone en riesgo la consecución efectiva de los proyectos, que es el objetivo final de estas subastas. Como inversor de largo plazo, ACCIONA Energía ha recibido y sigue recibiendo multitud de ofertas para la compra de proyectos que han sido adjudicados por terceros en las recientes licitaciones en Sudamérica.

Para ello, el regulador cuenta con una serie de herramientas que pueden ser efectivas para minimizar su impacto en las subastas, garantizando así que las empresas ganadoras tengan una clara vocación de permanencia en el sector renovable nacional.

En este sentido, se solicita que el regulador establezca unas garantías a la oferta lo suficientemente restrictivas para evitar la entrada de agentes especuladores:

- Presentación de avales significativos orientados a asegurar la permanencia de la adjudicada en el País.
- Petición de referencias que demuestren de forma evidente las capacidades de los oferentes desde un punto de vista técnico (experiencia en construcción y operación de plantas renovables en otros países), legal y económico (requisitos de calificación crediticia,



requerimiento de un mínimo de capital social, requerimiento de un cupo o línea de crédito abierto con entidad bancaria, etc.).

3.4. Garantías de la contraparte.

De acuerdo al documento CREG-161, la cuatro alternativas propuestas por el regulador proponen que sean los comercializadores los responsables de trasladar a los usuarios el coste del mecanismo para la integración de las FNCER.

Para facilitar el acceso a la financiación de los proyectos, es esencial para las entidades bancarias y otros organismos de inversión que los promotores puedan aportar información detallada en relación a la solvencia del que será el comprador de la energía FNCER.

Por tanto, independiente del agente que finalmente se designe, se considera fundamental que el regulador establezca un marco de garantías lo suficientemente exigentes para minimizar el riesgo y asegurar la capacidad de pago de la contraparte durante toda la vigencia del contrato. En este sentido, se propone:

- Si el comprador es una entidad pública: contrato con garantía soberana.
- Si el comprador es una entidad privada: contrato con coberturas del Gobierno.

3.5. Riesgos asociados a la divisa local.

Las propuestas de la CREG recogen como única alternativa que los contratos se referencien al peso colombiano.

Para minimizar el riesgo cambiario que esta opción representa para los promotores, se solicita que el regulador considere que opcionalmente los contratos puedan referenciarse en Dólares Americanos (US\$). Esto es de importante relevancia en este tipo de proyectos, dado que una componente importante de la inversión inicial en ellos se denomina en esta moneda, siendo importante que los ingresos que se obtengan durante la operación correspondan a la misma moneda.

Alternativamente, en el caso de que el pago no se realice en US\$, sería importante que existiera un mecanismo de indexación al peso colombiano, así como que existiera la posibilidad de indexar los precios ofertados según CPI (o similares).

4. COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS ESPECÍFICOS DE LA PROPUESTA.

El documento recoge cuatro alternativas de mecanismos adicionales al Cargo por Confiabilidad (CXC) para la integración efectiva de la generación con FNCER:



- a) Prima verde (PV).
- b) Contrato Pague lo Generado (CPG).
- c) Contrato de Energía Media *Energy Purchase Agreement* (EPA).
- d) Contrato Pague lo Contratado (CPC).

De acuerdo a la información aportada en el documento de la CREG, las características esenciales de la generación FNCER que pueden obstaculizar su integración en el mix energético nacional son:

- La intermitencia de su generación resulta en una elevada imprevisibilidad/volatilidad de los ingresos que podrían percibir de la participación en cualquiera de los actuales mecanismos comerciales del MEM.
- Su estructura de costos, con altos costos de inversión y bajos costos marginales de producción, hacen difícil alcanzar acuerdos de financiación con entidades bancarias.

Atendiendo a estas barreras, **ACCIONA Energía considera que las alternativas Contrato Pague lo Generado (CPG) y Contrato de Energía Media *Energy Purchase Agreement* (EPA) son las más beneficiosas** para asegurar el desarrollo renovable del país. Así se ha demostrado con éxito en otros países del entorno como Chile, Perú, México y Argentina, en los que se han optado por contratos similares. A continuación destacamos las principales ventajas de estas alternativas:

- A diferencia de la prima verde, estas dos propuestas se alejan de lo que se considera una "subvención", permitiendo en el medio y largo plazo la integración efectiva de las FNCER en el mercado.
- Ambas propuestas son buenos mecanismos para mitigar el riesgo de precio: garantizan una retribución fija para toda la energía generada consiguiendo que los proyectos sean más fácilmente financiados.
- En la alternativa CPG, al no existir un compromiso de entrega horaria de energía se acopla perfectamente a los perfiles de generación renovable.
- En cualquier caso, en la alternativa EPA sería importante revisar la propuesta de verificación quincenal del promedio de energía entregada anualmente, ya que en caso de que el promedio sea inferior, el valor de compromiso se ajusta y el generador debe ofrecer una garantía para cubrir el faltante. Además habría que aclarar qué tipo de garantías se exigirían. En el caso de que el promedio fuera superior a lo comprometido, el generador podrá aumentar su compromiso voluntariamente. Por lo tanto, sería conveniente aclarar si la demanda se vería obligada a comprar este excedente.

Por el contrario, desde nuestro punto de vista las otras alternativas formuladas presentan una serie de desventajas que pueden dificultar el desarrollo renovable deseado:



- a) la alternativa de la PV maximiza el riesgo de volatilidad del precio recibido por el generador, lo que impide que los proyectos sean fácilmente financiados. Por otra parte, puesto que según el documento el costo de dicha prima se repercutirá sobre la demanda regulada únicamente, si se realiza un traspaso mayoritario de la demanda regulada a no regulada, el costo de la PV será más elevado, haciendo que se incentive aún más el traspaso de la demanda regulada a la no regulada con el propósito de evitar dicho costo.
- b) En el caso de la alternativa del CPC, puesto que existe un compromiso de entrega de energía horaria, este mecanismo no se adapta tan bien como los anteriores a las particularidades de las energías renovables. En todo caso, si se decide desarrollar esta alternativa, sería interesante que se obligara a cierto porcentaje de la demanda regulada a comprar este producto a largo plazo: en caso contrario, podría no existir suficiente participación, especialmente en periodos con precios muy altos del MEM como ocurrió en los primeros intentos de introducir las renovables en Chile. En este caso, las subastas no eliminaron las barreras fundamentales para estas tecnologías y las renovables no acudieron al llamado.

Con el fin de mitigar este riesgo, cabe analizar la posibilidad de añadir al diseño de subastas la opción de ofertar bloques horarios alineados con los recursos renovables (similar al caso chileno), lo cual ayudaría a estas tecnologías a ofrecer sus mejores precios.

También sería importante señalar que en caso de que la subasta sea de dos puntas podría no existir suficiente oferta o demanda de este tipo de contratos, dependiendo de la situación puntual del mercado. Esto se vería acentuado por los distintos periodos que generador y demanda buscan en este tipo de contratos. De ahí que en caso de ser esta la opción elegida, se obligue a cierto porcentaje de la demanda a comprar este producto a largo plazo con el fin de garantizar suficiente participación.

5. CONSIDERACIONES COMPLEMENTARIAS.

Aunque en este documento nos hemos limitado al ámbito del documento de las alternativas de subastas propuestas creemos que es muy importante señalar que deben ir acompañadas en paralelo de las medidas necesarias en lo que respecta al sistema de cargo por confiabilidad existente, que presenta una serie de barreras importantes para las FNCER, tal y como se señala en el documento del CREG.

Una de las primeras ideas para solucionarlo podría ser establecer un cupo de FNCER que se consideren inflexibles. Si el cupo no es excesivamente elevado y es coherente con los objetivos de penetración de las FNCER que se pretende, no tiene por qué impactar significativamente en el sistema.



MINMINAS



Respecto a lo anterior, cabe señalar que está demostrado que una vez que las renovables tienen presencia real en el sistema y están diversificadas tecnológica y geográficamente, aumentan considerablemente la probabilidad de poder suministrar una potencia firme superior a la que pueden hacer frente de forma aislada en sus primeras incursiones. ACCIONA Energía conoce bien esta circunstancia dado que su amplia cartera de generación exclusivamente con FNCER le permite mitigar esas incertidumbres para los contratos con sus clientes. Esta circunstancia se puede comprobar también en Uruguay donde la energía eólica disminuye las necesidades de respaldo de potencia firme del sistema.



MINMINAS

Comentario 22

Cecilia Ines maya Ochoa

De: INFORMACION XM

Fecha: 29 de junio de 2018, 11:13



6020 - 2.11

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31 Centro Administrativo Nacional
Teléfono: (091) 220 13 21, 2600
Correo electrónico: pciudadana@minminas.gov.co - garce@minminas.gov.co
Bogotá D.C

CITese 007614-1 XM
MEDELLIN, JUN-29-2018 11:04 AM
ORIGEN : 6020 VIA : 2

Asunto: Comentarios Proyecto Resolución MME.

Respetado doctor Arce:

Presentamos los comentarios al proyecto de Resolución del MME "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista".

- En el Artículo 8, se establece el Cálculo de la energía media anual indicando que se calcula con el Factor de Planta, sin embargo, no está definido un procedimiento de verificación de la misma por parte de UPME, a pesar de estar previsto que se reporta a esta entidad la información técnica del proyecto. Adicionalmente no se indica bajo qué consideraciones del recurso primario se calculará el Factor de Planta.
- En el Artículo 23 "Oferta por parte de los participantes" de manera errónea quedó duplicado la regla de la oferta de los compradores y, por tanto, no quedó incluida la regla de los vendedores. Al respecto entendemos que dicha regla debe indicar que la oferta de los vendedores que será ofertada en la subasta es una cantidad anual de energía que no supere la Energía Media Anual establecida en el Artículo 8.
- En el Artículo 25 se indica que las ofertas de compra se ordenen de mayor a menor, no obstante el criterio de asignación es a prorrata de la cantidad ofertada por parte de los compradores iniciando con la planta con menor precio de oferta. Consideramos que una forma más eficiente de asignación a los compradores es iniciar con aquellos con mayor precio de oferta y así sucesivamente.

Calle 12 sur 18 - 168



CO15/6224



CO15/6223



CITese 007614-1 XM
MEDELLIN, JUN-29-2018 11:04 AM
ORIGEN : 6020 VIA : 2



- En el Artículo 35 "*Declaración de los valores de referencia horarios de generación*" solicitamos indicar en qué momento se declaran dichos valores y que los mismos se declararán al ASIC en el formato y medios que éste disponga.
- En el Artículo 37 "*Liquidación horaria*", entendemos que la CREG deberá armonizar la liquidación en Bolsa asociada a una planta de generación con la liquidación horaria que se aplica en el mercado de Energía Mayorista, la cual considera todo el portafolio de plantas de generación del agente representante y no las plantas de manera individual.
- En el Artículo 42 respecto del Mercado secundario se indica:

"Los proyectos con los que el agente generador respalde sus contratos deberán obtener una calificación mayor o igual a la obtenida por el proyecto inicial en las condiciones de la subasta en la que fue adjudicado."

No está definido en qué momento y bajo qué procedimiento la planta de generación que "*respalde*" obtendrá de la UPME dicha calificación.

- En el Artículo 44 se indica que los Contratos de Respaldo deben estar registrados, entendemos que deberían registrarse ante el ASIC, por tanto, solicitamos indicarlo de manera explícita en la resolución definitiva, incluyendo además que el registro se hará en el formato y medios que éste disponga.
- Respecto del Mercado Secundario no está definida la forma en que el ASIC considerará en la liquidación la planta que respalda.
- En los Artículos 45 y 46 sobre retiro de agentes del Mercado no quedó incluida la situación en que un Agente, sin retiro y sin enajenación, decida el retiro voluntario de la planta que tiene el contrato de Energía Media Anual.
- Por otro lado, no se encuentra dentro del proyecto de resolución el procedimiento que deba adelantarse en cuanto al retiro de comercializadores que hayan sido adjudicatarios de un contrato de energía media.
- En el Artículo 52 "*Garantía de cumplimiento*", está previsto que el comprador disponga para el vendedor directamente la garantía de pago. Al respecto solicitamos dejar la posibilidad de que dicha garantía pueda cubrirse mediante una Cámara de Riesgo Central.



CITese 007614-1 XM
MEDELLIN, JUN-29-2018 11:04 AM
ORIGEN : 6020 VIA : 2



- En el Artículo 56 "Registro del contrato", se indica:

"Los participantes de la subasta que resulten adjudicados deberán suscribir y registrar los contratos ante el Operador y Administrador del Mercado en los tiempos que se establezcan en las bases de pliegos y condiciones específicas," (subrayado fuera de texto)

Al respecto debe indicarse que el registro del contrato al que se refiere este artículo debe realizarse ante el ASIC cumpliendo con los plazos y requisitos previstos en la normatividad CREG vigente para el registro de contratos de energía, tales como la validación QER vs CROM, paz y salvos, entre otros y no solo atendiendo a los plazos que se establezcan en las bases de pliegos condiciones específicas definidas por la UPME.

- En el Artículo 57 "Registro ante entidades", se indica:

"Los participantes de la subasta que resulten adjudicados deberán registrarse ante la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD- y el ASIC como agente generador" (Subrayado fuera de texto)

Al respecto entendemos que entre los adjudicatarios de la subasta se incluyen Comercializadores en calidad de comprador, por lo que consideramos debe aclararse que quien debe registrarse ante el ASIC como agente generador será el vendedor del contrato.

- Existe la posibilidad de que una vez adjudicada una planta de generación nueva no se disponga de la capacidad de la red en el momento en que debe iniciar su compromiso, situación que debería, entre otras, estar prevista en la resolución.

Quedamos atentos a cualquier aclaración que el MME considere necesario.

Cordialmente,

CECILIA INÉS MAYA OCHOA



MINMINAS

Comentario 23

Alexander Rodríguez García

Fecha: 29 de junio de 2018, 12:36

Bogotá D.C, 29 de junio de 2018

Doctor

GERMÁN ARCE ZAPATA

Ministro

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 No. 57 - 31 CAN

Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado Ministro Arce

En primera instancia, queremos resaltar los esfuerzos que viene haciendo el Ministerio de Minas y Energía para la incorporación de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable, en un marco de crecimiento organizado del parque de generación.

Con el fin de contribuir con la construcción de un mecanismo que garantice la disponibilidad de una oferta energética eficiente que sea capaz de abastecer la demanda, a continuación presentamos nuestros comentarios al Proyecto de Resolución.

El proyecto de Resolución podría implicar una planeación centralizada

En primera instancia, resaltamos la importancia de mantener la participación voluntaria de los compradores y vendedores, en atención a que la voluntariedad es uno de los elementos fundamentales para garantizar la planeación indicativa del sistema de generación.

En este sentido consideramos necesario establecer, bajo criterios técnicos y objetivos, la metodología para la definición de la demanda objetivo, el llamado a la subasta y la gradualidad dispuesta en el Decreto 570 de 2018. El proyecto de Resolución establece que tanto la demanda objetivo, como la oportunidad de la subasta, serán definidas por el Ministerio de Minas y Energía, el cual actualmente no dispone de lineamientos claros para llevar a cabo tal definición.

Por el lado de la oferta, es fundamental garantizar que se mantenga la planeación indicativa de la generación, con el fin de que los nuevos proyectos que se incorporen al sistema sean el resultado de la actividad de los agentes del mercado y no de una definición centralizada por parte del Gobierno.

Como consecuencia de lo anterior, es preciso profundizar en los lineamientos, metodología y definición técnica de los siguientes aspectos contenidos en el proyecto de resolución, con el fin de no vulnerar el carácter indicativo de la planeación de la expansión de generación establecido en la Ley 143 de 1994:

Calificación de los Proyectos



Es fundamental establecer, una metodología imparcial, técnica, objetiva, transparente y replicable para la definición del umbral mínimo con el que un proyecto de generación puede ser considerado para participar en la subasta.

Con respecto a los criterios de evaluación es importante profundizar en su definición técnica, dando claridad en aspectos tales como:

- Lineamientos, criterios y metodología para la clasificación de las fuentes energéticas, la articulación de este indicador con el criterio que valora la ENFICC y la definición del H base propuesto en el índice de Shannon – Weaver
- Relación de causalidad entre la formulación de complementariedad y la evaluación del objetivo propuesta en el Decreto 570 de 2018
- Número de años para el cálculo de la complementariedad, así como la metodología explícita para medir la correlación entre la series del recurso primario del proyecto y el agregado nacional de las series hidrológicas definiendo, entre otras cosas, si la correlación se analizará en todas las situaciones hidrológicas, en condiciones de baja hidrología, ¿cuál es la articulación de este indicador con el análisis inmerso en la ENFICC base? ¿Cómo se evalúa en este indicador la complementariedad entre recursos FNCER (ejemplo: solar-eólico) y térmico-FNCER? ¿Cómo se incluiría en el indicador las posibles afectaciones de la correlación por efectos de ataques o problemas técnicos de la infraestructura que lleven a una mayor generación térmica sin que el sistema tenga menores aportes hidráulicos?
- Aplicación técnica, objetiva, imparcial y replicable del criterio de seguridad energética regional
- Metodología clara, técnica, objetiva y replicable para la ponderación de los criterios.

Armonización entre la subasta de contratos de largo plazo y los mecanismos existentes en el Mercado Mayorista de Energía.

Es importante garantizar la armonización entre el esquema del Cargo por Confiabilidad (incluyendo los ajustes propuestos en las Resoluciones CREG 064, 065, 066 de 2018) y el esquema de contratación de largo plazo, de forma tal que se propenda por el crecimiento organizado del parque de generación y el abastecimiento confiable y eficiente de la demanda (evitar sobreinstalación).

Mercado Secundario

Si bien se entiende que con las restricciones de respaldo el Ministerio pretende que la generación cumpla los objetivos descritos en el Decreto 570 de 2018, la obligación de respaldo con una tecnología similar no es consistente con las reglas actuales del mercado mayorista y, además, puede resultar anti técnica desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema y llevar a la sobre-instalación del mismo.

Actualmente, las generadoras no tienen restricciones tecnológicas para el respaldo y es usual que la generación hidráulica realice esta actividad con generación térmica. De hecho, esta diversidad del respaldo mitiga los riesgos del sistema y maximiza los beneficios de la complementariedad entre recursos.

Por todo lo anterior, consideramos importante que el respaldo con proyectos de generación existente no se encuentre sujeto a la restricción definida en el Artículo 42, sino que esté abierto a la utilización de la capacidad existente.

Riesgos para el comercializador y no discriminación de mecanismos de contratación



MINMINAS

El proyecto de resolución traslada todos los riesgos al comercializador, por lo cual, es necesario que de manera paralela al desarrollo de esta regulación, se reglamente el traslado a la tarifa de los costos transaccionales y financieros asumidos en los contratos adquiridos mediante este mecanismo. Es necesario que el mecanismo de contratación de largo plazo tenga las mismas condiciones de los demás mecanismos de contratación (incluyendo el traslado en la tarifa), de forma que no se privilegie ningún mecanismo.

Actualmente, el comercializador está sometido a una fórmula tarifaria que impide un *pass through* puro de los precios de la energía. Bajo esta configuración, si los precios del comercializador son superiores a los del promedio del mercado, el mayor costo de la energía debe ser asumido por el comercializador. Si esto no se corrige en las convocatorias bilaterales, se estaría privilegiando un mecanismo de contratación sobre otro.

Quedamos a su disposición para ampliar o precisar cualquiera de nuestras observaciones y sugerencias anteriores

Cordialmente,

Alexander Rodríguez García

Líder de Regulación

Vicepresidencia Jurídica, de Regulación y Cumplimiento



Grupo Energía Bogotá



Comentario 24

De: Dirección Regulación Energía – EMP

Fecha: 29 de junio de 2018, 13:43



Medellín, 29 de junio de 2018

20180130082974

C.A. 2100

Señor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 N°57-31 CAN
Bogotá D.C.

ASUNTO: Comentarios al proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista".

Respetado señor Ministro,

El Grupo EPM reconoce los esfuerzos realizados por el Ministerio para establecer lineamientos de política pública e instrumentos regulatorios que permitan continuar avanzando en el desarrollo de una matriz energética limpia y adaptada para hacer frente a los efectos del cambio climático. De igual manera, destacamos el compromiso manifestado por el Ministerio en el documento soporte que acompaña la resolución en consulta de proponer mecanismos que permitan alcanzar los objetivos de política fijados en el Decreto 0570.

Tomando en consideración los lineamientos de política establecidos por el Ministerio y el esquema de contratación propuesto en la resolución en consulta, respetuosamente procedemos a expresar nuestra posición sobre dicho acto administrativo. En comunicación enviada a su despacho el pasado 9 de febrero manifestamos nuestras observaciones al proyecto de decreto que en ese momento se sometía a consulta y que a la postre, luego de un intenso proceso de comentarios terminó con la expedición del Decreto 0570 de 2018, sobre dicha propuesta destacábamos la necesidad de preservar la institucionalidad del sector, de establecer lineamientos consistentes con la motivación planteada y de preservar la libre competencia en virtud de la eficiencia que los esquemas en competencia permiten alcanzar.

Seguimos reconociendo las ventajas que ofrece al mercado establecer mecanismos de contratación de largo plazo en el mercado, no obstante, luego de conocer la reglamentación propuesta consideramos que los comentarios relacionados con el ordenamiento institucional y la eficiencia mediante la libre competencia entre tecnologías que hicimos en su momento a la propuesta de decreto cobran aún más vigencia.



Los comentarios a la propuesta se presentan en tres secciones, una primera con los aspectos de orden institucional, otra relacionada con la libre competencia entre tecnologías y una última sección sobre la efectividad del mecanismo para convocar oferta y demanda. Adicionalmente incluimos un anexo en el que comentamos aspectos de detalle de la propuesta reglamentaria.

ORDENAMIENTO INSTITUCIONAL

El Ministerio de Minas, en legítimo uso de sus facultades, ha establecido los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía. Sin embargo, consideramos que la resolución propuesta asigna funciones contrarias al orden institucional vigente.

De un lado entendemos que, en consonancia con la Ley, el marco regulatorio requerido para incentivar las inversiones en expansión de la capacidad de generación debe ser desarrollado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas debido a la necesidad de armonizar y diseñar de una manera articulada los incentivos, productos, mecanismos de asignación y tiempos de ejecución de los distintos esquemas, de manera que su funcionamiento coordinado posibilite abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.

Y de otro, encontramos que el esquema propuesto distorsiona el modelo de expansión en generación, dando lugar a un esquema planeación centralizada en reemplazo de uno de competencia entre tecnologías, el cual entendemos es el que se debe mantener según el carácter indicativo de los planes de expansión estipulado en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 y de las funciones asignadas a la UPME en el artículo 16 de la misma ley. Adicionalmente, encontramos que la falta de claridad en el criterio con el que el MME definirá el "umbral mínimo permitido" y la posibilidad que este sea ajustado de manera subjetiva para cada proceso de subasta permite orientar el modelo, como se indicó antes, hacia uno de planeación centralizada, impidiendo la adecuada formación de expectativas entre los potenciales inversionistas al introducir un nivel de incertidumbre que a nuestro criterio restringe la competencia y dificulta al mercado aprovechar los beneficios de esta.

EFICIENCIA MEDIANTE LA LIBRE COMPETENCIA ENTRE TECNOLOGÍAS

Armonización regulatoria con el Cargo por Confiabilidad

Consideramos indispensable la completa armonización entre el esquema de expansión existente (Subastas del CxC) y el que aquí se propone¹ (Subasta de Contratos de Energía Media de Largo Plazo), de modo que se minimicen los desbalances entre oferta y demanda en los mercados de energía firme y contratos. Un exceso de oferta en el mercado de contratos tiene efectos negativos en la formación del precio de confiabilidad, lo cual puede generar ineficiencias en el precio total que paga la demanda (Confiabilidad y Energía) al agregar incertidumbre a los inversionistas que viabilizan sus

¹ El párrafo del Artículo 18 del proyecto de resolución indica con claridad que el mecanismo propuesto corresponde a un esquema de expansión, toda vez la subasta solo se realizará cuando se presenten proyectos nuevos.





proyectos mediante el esquema de Cargo por Confiabilidad; esta situación puede derivar en el mediano y largo plazo en problemas de abastecimiento para la demanda².

De otro lado, un diseño desarticulado ofrece incentivos incorrectos para que los participantes de un esquema de expansión sean *free riders* de los beneficios del otro esquema, esto debido a que el no comprometer a los proyectos participantes en las subastas de largo plazo con el mecanismo de confiabilidad posibilitaría que estos capturen rentas que no les corresponden y a su vez se benefician de la confiabilidad ofrecida por las plantas que tienen compromisos con el esquema de confiabilidad. O en su defecto, no armonizar ambos esquemas puede ocasionar que los contratos que se transan por medio de estas subastas sean ofertados sin la componente de confiabilidad, con los problemas para la competencia que tendría una medida de este tipo.

Expansión basada en esquemas de mercado que permitan la libre competencia entre tecnologías

Consideramos muy significativo que la propuesta permita la participación voluntaria de la demanda en el esquema, sin embargo, como lo señalábamos al inicio de esta comunicación, vemos que la operación del mecanismo propuesto puede modificar sustancialmente la forma como se define la expansión en generación, pasando de un esquema de competencia entre tecnologías a uno de planeación centralizada. Lo anterior se evidencia en:

- a) Los criterios establecidos en la resolución para calificar a los proyectos participantes y permitir presentar oferta presentan un sesgo en favor de algunas tecnologías, lo que no es coherente con la realidad de la disponibilidad energética en el país ni con el esquema de competencia establecido en la Ley 143 de 1994. En especial se destaca:
 - i. Resiliencia – Este criterio es medido a partir de la diversificación de la matriz privilegiando las fuentes de generación diferentes a hidráulica. Si el riesgo que se busca mitigar mediante el criterio de resiliencia es un evento hidrológico crítico, entonces el índice de Shannon – Weaver debería ser calculado con la participación en ENFICC de cada tecnología en la matriz energética teniendo en cuenta que tanto los aportes hidrológicos como la radiación solar y el régimen de vientos pueden verse afectados en condiciones de variabilidad y cambio climático, con la diferencia que hoy tenemos registros y estudios prospectivos bastante precisos que estiman el efecto en la distribución espacial y temporal de lluvias y caudales, no así en viento y radiación.

Además de estar expuestos a los efectos de la variabilidad climática, todos los recursos del sistema independiente de su tecnología y etapa de desarrollo se enfrentan a riesgos igualmente importantes como son aquellos de tipo operativo, los relacionados con el terrorismo (físico o cibernético) o los financieros, por lo que encontramos que la medición de resiliencia aquí propuesta es bastante limitada y no ofrece una seguridad efectiva para el abastecimiento de la demanda.

² Este problema se ha presentado en Australia, como lo señalamos con mayor detalle en la comunicación al proyecto de



- ii. Complementariedad de recursos – Consideramos que este indicador trata de manera asimétrica a los recursos hidroeléctricos, debido a que por su manera de cálculo privilegia exclusivamente a las tecnologías que le sean complementarias. Adicionalmente, y en línea con los comentarios al criterio de resiliencia, consideramos que el indicador de complementariedad debe evaluar la capacidad de cada tecnología de ofrecer energía adicional a la ENFICC.
 - iii. Seguridad energética regional – Consideramos que este criterio debe tener en cuenta que existen otras alternativas para resolver los problemas eléctricos y energéticos regionales, tales como líneas de transmisión, esquemas de compensación capacitiva, entre otros. Otro aspecto a tener en cuenta antes de incluir este criterio, es la capacidad real que tiene cada tecnología de resolver problemas eléctricos y energéticos regionales, pues en muchos de estos casos se requiere que la generación sea permanente y que se tenga capacidad de regular frecuencia o soportar voltaje. Habría que analizar si ante estas condiciones las fuentes de generación intermitentes (hidro pequeña, solar o eólica) pueden prestar efectivamente este servicio.
 - iv. Reducción de emisiones – Entendemos que el Decreto 570 y este proyecto de resolución tienen como objetivo promover la instalación de las fuentes de generación definidas en la Ley 1715 de 2014, no obstante, encontramos contradictorio que este criterio califique positivamente cualquier tecnología “cuyo balance de emisiones sea cero”.
- b) La ponderación diferenciada a estos criterios que en la memoria justificativa del proyecto de resolución se sugiere para cada subasta, resta transparencia al esquema de expansión debido a la subjetividad con la que pueden ser direccionados estos criterios.

Por último, nos permitimos recomendar que la resolución en consulta sea remitida a la Superintendencia de Industria y Comercio para su concepto, debido a que encontramos que las definiciones y el tratamiento propuesto para estos criterios no ofrecen un tratamiento igualitario para las tecnologías que tienen igual o mejor capacidad de ofrecer los atributos deseados, con las consecuencias que ello tendría en términos de competencia.

CONFLUENCIA OFERTA - DEMANDA

Es importante señalar que bajo un modelo de libre competencia como el establecido en el marco legal vigente cualquier esquema de comercialización de energía que se diseñe debe garantizar la concurrencia amplia y suficiente entre la oferta y la demanda, para permitir una formación de precios eficientes, así como un abastecimiento económico y confiable. No obstante, encontramos que la propuesta de resolución limita la confluencia tanto de la oferta, por los aspectos señalados anteriormente, como de la demanda por los aspectos que señalaremos a continuación.

- a. La incertidumbre para la demanda se presentaría debido a la posibilidad que tiene la oferta de presentar distintas curvas de generación en función de su tecnología, las cuales son desconocidas para la demanda al momento de presentar su oferta en la subasta.



- b. El esquema de despacho del contrato obliga a los comercializadores a asumir un riesgo imprevisible en la liquidación horaria de éste, lo cual es inconveniente tanto para la exigencia en caja a la que estará expuesto el comercializador, como para la demanda que representa pues no verá una cobertura completa frente a la volatilidad del mercado spot.
- c. Encontramos adecuado que el mecanismo de adjudicación del Artículo 25, preserve el anonimato en la asignación de los contratos, no obstante, debido a la dificultad de los comercializadores para valorar el riesgo al que estarán expuestos, por las razones expuestas antes, es posible que se afecte su decisión de participar en la subasta, lo cual puede restar confluencia de la demanda al mecanismo propuesto. Por lo anterior, y buscando que el mecanismo permita una participación suficiente tanto de oferta como de demanda para posibilitar la formación de precios eficientes, sugerimos revisar el diseño de productos que permitan una evaluación de riesgo más precisa que incentive la participación de la demanda.

Por último, queremos agradecer al Ministerio habernos ofrecido la oportunidad de compartir nuestros comentarios sobre la reglamentación de este mecanismo de contratación, cuyo adecuado diseño e implementación es de crucial importancia para garantizar la sostenibilidad del sector eléctrico, la confiabilidad del suministro y el desarrollo del país.

Quedamos atentos a ampliar los comentarios y complementar la información que consideren necesaria.

Atentamente,

JORGE LONDOÑO DE LA CUESTA
Gerente General y Líder del Grupo EPM



ANEXO 1 – ASPECTOS DE DETALLE

En este anexo presentamos inquietudes puntuales sobre el articulado del proyecto de resolución.

Con relación al Artículo 5 en el que se indica que la CREG "(...) deberá establecer la forma en que se liquidarán los componentes FAZNI y CERE". Encontramos que dichas definiciones, particularmente las que tienen que ver con la liquidación del CERE, deben ser definidas y sometidas a comentarios de los agentes en el marco de la armonización de los esquemas de expansión que señalamos en la sección anterior, esto debido a la necesidad de ofrecer reglas de liquidación y cobertura de riesgo claras tanto a la oferta como a la demanda antes de convocar estas subastas.

Vemos necesario ofrecer claridad sobre el criterio con el que el MME definirá la Demanda Objetivo que se establece en el Artículo 6, consideramos que esta definición es fundamental para permitir la formación adecuada de expectativas tanto de los potenciales inversionistas como de los representantes de la demanda, así como para permitir la armonización con el Cargo por Confiabilidad.

Consideramos necesario ofrecer mayor claridad sobre el plazo del producto a subastar que se señala en el Artículo 7, solicitamos se aclare si el plazo de 10 o 15 es potestad de los participantes en la subasta o si para cada subasta se define el plazo específico del producto.

Para la fórmula definida en el Artículo 8 que sirve como base para estimar la energía media de los recursos participantes vemos necesario que se ofrezca claridad si las variables CI y FP son auditables y de ser así, con que periodicidad. Con relación a la variable CI solicitamos claridad en el caso de proyectos solares, si esta debe entenderse como potencia pico o capacidad máxima inyectable al sistema. Con relación a la variable FP debe indicarse cómo se determina para las diferentes tecnologías, particularmente para las plantas solares, vemos necesario una metodología que considere la degradación de los paneles.

Solicitamos mayor claridad sobre el criterio con el que se determinará el precio techo que se define en el Artículo 19, y las razones por las que solo aplicaría para las ofertas de compra dirigidas a cubrir las necesidades de la demanda regulada.

Con relación al año de entrada de los proyectos que trata el Artículo 20 solicitamos se ofrezca claridad sobre la razón por la cual se indica que la UPME definirá un año de entrada de los proyectos de generación que participen en la subasta, toda vez que entendemos que dicho año debe quedar definido al momento en que se convoca la subasta y debe aplicar para todos los participantes en este mecanismo.

Consideramos que el riesgo de generación que asume la demanda es mucho más alto que el que se indica en el Artículo 37, esto debido a que los comercializadores se presentan a la subasta desconociendo los proyectos de generación que superan el proceso de calificación y en consecuencia desconocen los valores horarios de referencia de que trata el Artículo 35.



Entendemos que dada la diversidad de fuentes de generación que pueden participar en la subasta y la liquidación indicada en los artículos 37, 38 y 39 el producto que se está subastando tiene perfiles horarios y niveles de firmeza diferentes en función de la tecnología, de manera que una valoración del riesgo como la que obliga el mecanismo propuesto genera una pérdida de eficiencia económica para compradores y vendedores, por lo que vemos conveniente diferenciar los productos para que sean valorados adecuados tanto por el vendedor como por el comprador.

Finalmente, consideramos que el Mercado Secundario reglamentado en el Capítulo VII es un elemento fundamental para garantizar la liquidez y garantía de suministro del mecanismo propuesto, por lo tanto, vemos necesario que dicho mercado permita amplia participación de oferta para posibilitar un funcionamiento adecuado, en este sentido entendemos que la condición de "proyectos con condiciones similares" que se indica en los Artículos 40 y 41 implica una limitación a la participación por lo que agradecemos se ofrezca claridad sobre este requisito.

Comentario 25

De: Miguel Toledo

Fecha: 23 de junio de 2018, 9:40

Estimados

A continuación encontrarán los comentarios de IFC al borrador de resolución que define el mecanismo de compra de energía a largo plazo.

Quedamos a disposición para responder a cualquier inquietud que puedan tener al respecto.

- **Funcionamiento del Mercado.** No se plantean los mecanismos o incentivos para que el mercado de contratos a largo plazo se utilice. Se plantea como un mercado voluntario donde los ofertantes y demandantes presentaran ofertas en función a la Demanda Objetivo que define el Ministerio de Minas y Energía. No es claro cómo se define esta Demanda Objetivo o como esta Demanda Objetivo incentivara a los actores a tomar contratos a largo plazo.
- **Riesgo de contraparte.** Los contratos son bilaterales, pero la asignación entre ofertantes y compradores es desconocida. Los ofertantes pueden por tanto terminar con un comprador de bajo riesgo crediticio y por tanto con alta probabilidad de no pago. Igualmente, un comprador puede terminar contratando la energía de un ofertante con alto riesgo de incumplimiento en el despacho. La resolución indica que serán exigibles ciertos tipos de garantías para mitigar estos riesgos pero aún no da detalles al respecto de estas garantías. Consideramos que estas garantías, plazo, monto y su ejecutabilidad serán importantes para el adecuado funcionamiento del mercado y para la bancabilidad de los proyectos. Creemos que la bancabilidad de los proyectos se va a ver afectada si no se conoce de antemano la contraparte de los contratos. Esta estructura favorece a aquellos jugadores que puedan tomar créditos corporativos en vez de estructuras de financiamiento de proyectos.



- **Nuevos proyectos de generación.** La resolución menciona que proyectos en desarrollo pueden participar de las subastas siempre que cuenten con una garantía de construcción, entre otras cosas. No es claro en que consiste la garantía de construcción, porque en función al riesgo que aparentemente se pretende cubrir, no pareciera no ser factible de obtenerse en el mercado. Creemos que la opción de comprar energía en el mercado spot, para luego venderla dentro de los acuerdos del contrato, ofrecen una mejor forma de mitigar el riesgo en la demora de la construcción de proyectos. Adicionalmente, la resolución no distingue entre los proyectos nuevos y los existentes al momento de la subasta, lo cual hace que los proyectos existentes puedan subastar al costo marginal en tanto que los proyectos nuevos deben incluir la recuperación del costo de inversión y el costo marginal. Esto genera desincentivos para los proyectos nuevos.
- **Contratos en Pesos Colombianos.** Desde un punto de vista de bancabilidad, tener contratos únicamente denominados en pesos colombianos, limita las alternativas de financiamiento a aquellos bancos que tienen fondeo en pesos colombianos. Solo algunos bancos internacionales están en capacidad de ofrecer financiamiento en pesos, a través de instrumentos derivados que introducen sobrecostos y ciertos niveles de rigidez a la estructura. El financiamiento en pesos incrementa significativamente el costo de capital de los proyectos y por ende los precios de energía que se van a ofertar, lo cual va en contra del objetivo de encontrar las precios de energía más competitivos para el mercado nacional.
- **Compromisos de generación.** Aunque los compromisos de generación son anuales también hay límites mensuales (80%). Estos límites mensuales afectan los niveles de endeudamiento y por ende la competitividad de las ofertas. Adicionalmente, hay necesidad de cumplir las declaraciones horarias y por ende riesgo importante de los comercializadores de tener que comprar en bolsa si no se cumplen con la oferta de generadores horaria. Este costo adicional limita o desincentiva la contratación para los comercializadores. Esto no es estándar en mercados internacionales puesto que introduce un riesgo que para proyectos de energía renovable (especialmente viento e hidroeléctricas a filo de agua) es difícil de manejar. La inclusión de este requisito da una amplia ventaja a jugadores que tengan un portafolio de activos existente sobre jugadores nuevos. Adicionalmente la resolución indica que la energía que se debe adquirir para cumplir con déficits debe ser con activos similares, requisito que consideramos restrictivo y no muy clara su racionalidad.
- **Ponderación de energías.** No es claro cómo se aplica la ponderación de los diferentes índices (criterios de complementariedad de recursos, de seguridad energética nacional y de reducción de emisiones) en la ponderación de ofertas.
- **Línea de transmisión.** Se debe incorporar algún mecanismo que permita mitigar el riesgo de demoras en la entrada de la línea de transmisión

Cordial saludo

Miguel Toledo
Chief Investment Officer
IFC Infrastructure Latin America



Comentario 26

De: María Cristina Serrano Escandón

Fecha: 22 de junio de 2018, 17:00



Página 1 de 3



Cali, junio 22 de 2018

DC-2046-06-2018

Señores,
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Calle 43 # 57 -31, CAN
pciudadana@minminas.gov.co
Bogotá, Colombia.

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Cordial saludo,

Agradecemos de antemano el que se nos hubiese abierto un espacio para presentar opiniones, sugerencias o propuestas alternativas al proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

En la propuesta regulatoria sobre la subasta de contratación de largo plazo, es necesario evaluar su complementariedad con los lineamientos actuales definidos por la CREG, con el fin de ser consecuentes con el marco regulatorio y dar claridad a las reglas de participación en el mercado, por tanto respetuosamente solicitamos se tengan en cuenta los siguientes puntos:

1. Se requiere definir claramente en la propuesta que la participación es voluntaria tanto de parte de la demanda como de la oferente.
2. En razón al principio de transparencia, es importante que se regulen las reglas de participación en las subastas, definiendo claramente los (plazos, mecanismos de garantías, vigencias de las mismas, montos, periodicidad, entre otros aspectos de gran relevancia en estos procesos).



DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
NIT: 815.000.896-9



SC 6585-1 Comercialización de energía



3. Se sugiere establecer el proceso de registro y liquidación de los contratos, además de definir claramente que el agente administrador y liquidador será el Administrador del Mercado XM.
4. Dado que todo el riesgo lo asume el agente comercializador, es conveniente evaluar el esquema de garantías con el fin de no generar sobrecostos a la DEMANDA.
5. Se deberían previamente definir los costos adicionales que este tipo de subasta va a generar y en qué forma se trasladara al usuario final.
6. Es necesario para este tipo de proyectos definir en la propuesta las componentes FAZNI y CERE, donde el esquema debe tener coherencia con el mercado, ya que como cualquier recurso de generación en la bolsa, deberá recaudar el CERE y recibir el ingreso por las OEF asignadas. Además dentro de la definición del Precio a ofertar se requiere establecer si este debe incluir o no los costos del CERE.
7. Es necesario que las desviaciones se liquiden mensualmente, para que estén adaptadas a la normatividad vigente.
8. Solicitamos se aclare sobre el anexo 1, numeral 1.5 - Requisitos legales y financieros para los comercializadores, si estos *Requisitos Financieros* son iguales a los requisitos financieros del agente Generador. También solicitamos se evalúe si los requisitos financieros exigidos, podrían estar cubiertos con el esquema de garantías.
9. Consideramos se debe replantear el requerimiento del numeral 1.3 y 1.5 - "Manifestación de solvencia Moral", ya que los procesos de contratación que nos ocupan, parten del principio de la buena fe.

En conclusión, consideramos que la propuesta tal como se plantea, representa un riesgo y no incentiva finalmente la participación de ninguna de las puntas.

Por parte del COMERCIALIZADOR debido a que no tiene una garantía real de cubrimiento, finalmente viéndose expuesto a la bolsa, lo cual generaría



CO15/6224



CO15/6223



DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
NIT: 815.000.896-9

Página 3 de 3



SC 6585-1 Comercialización de energía

sobrecostos financieros y riesgo de precios en el mercado, lo que finalmente va a afectar la demanda del usuario final.

Para el agente GENERADOR especialmente se requiere definir el esquema de liquidación, además de establecer el esquema del CERE y el FAZNI, pues no resultaría atractivo para estos agentes, lo que podría hacer inviable los proyectos nuevos y actuales.

Atentamente,

MARINO DEL RIO URIBE,
Representante legal
DICEL S.A. E.S.P.

Elaboro: Szufniga.

Comentario 27

De: Gerencia de Regulación, CODENSA S.A. ESP

Fecha: 29 de junio de 2018, 14:09

Bogotá D.C.,
CGRRI- 099-18

Doctor

Germán Arce Zapata

Ministro de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía

Calle 43 No. 57 - 31 CAN

Ciudad

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución MME “*Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista*”



Respetado Doctor Arce:

En atención a la oportunidad brindada para realizar comentarios al Proyecto de Resolución del asunto, a continuación nos permitimos enviar los comentarios al mecanismo para la contratación de energía eléctrica a largo plazo.

En primer lugar, queremos reconocer los esfuerzos realizados por el Ministerio de Minas y Energía – MME en reglamentar de manera oportuna el mecanismo de contratación de largo plazo que trata el Decreto 0570 de 2018. En general, observamos de manera positiva la implementación de un nuevo mecanismo que permita a la demanda ampliar su portafolio de compra de energía y suficiencia comercial, complementando la contratación bilateral y la bolsa de energía, lo cual sin ninguna duda permitirá afrontar la coyuntura actual sobre el abastecimiento y sostenibilidad de la demanda en el largo plazo.

Entendemos el rol primordial que juega la demanda para el desarrollo del mecanismo propuesto, motivo por cual en aras de incentivar su participación, consideramos fundamental se permita el traslado de un costo eficiente de compras de energía a los usuarios regulados y no regulados. En especial, es importante que se den las señales adecuadas que le permitan a los comercializadores gestionar el riesgo y trasladar a tarifa los costos financieros de las garantías que se generen por este mecanismo; ya que la participación de los agentes comercializadores en nuevos mercados los llevará a incurrir en nuevos costos de garantías, que deben ser considerados en la remuneración de la actividad de comercialización y articularse con las del mercado actual para evitar ineficiencias o barreras de entrada.

Es importante señalar que bajo la coexistencia de varios mecanismos, es necesario que cada escenario de mercado conserve su marcador eficiente de precios en la medida en que el producto que se transa en cada mercado es diferente y responde a necesidades distintas de los participantes, es decir, el precio pactado por este mecanismo no debería ser incluido en la formación del MC.

Por su parte, es fundamental que los lineamientos que finalmente establezca el MME respecto a la participación de los vendedores en la subasta, sean lo suficientemente sólidos para evitar los especuladores en la participación del mecanismo. Así mismo, realizar un eficaz seguimiento de los proyectos de generación adjudicados será un aspecto clave para que la demanda tenga certeza en la energía asignada, motivo por el cual sugerimos que por medio de la curva S se le realice seguimiento a la entrada en operación de los proyectos de generación adjudicados en la subasta.

En ese sentido, los requisitos financieros juegan un papel fundamental para la viabilidad del mecanismo, motivo por el cual sugerimos que las garantías otorgadas por parte del sector financiero sean suficientes para validar la participación de los agentes en este aspecto. Al igual que en el Cargo por Confiabilidad, consideramos que este es un requisito suficiente, teniendo en cuenta que las garantías son los instrumentos a ejecutar en caso



de falla, y los bancos y aseguradoras tienen mayor criterio para validar las condiciones financieras de las compañías.

Adicional a lo anterior, solicitamos al MME considerar la implementación de un mecanismo adicional a través del cual se mitigue el riesgo de contraparte que pueda derivar en riesgo sistémico. De esta manera, existirían coberturas adicionales en caso que un comercializador no pueda cumplir con la totalidad de su compromiso, evitando que un proyecto se quede sin financiación.

Finalmente, es importante que la reglamentación de este mecanismo sea analizado de forma integral con temas como: la estructura general del mercado, la formula tarifaria, la liberalización del mercado, el prestador de última instancia y la participación activa de la demanda, los cuales pueden aportar liquidez y con ello promover la formación de precios eficientes, de tal forma que el resultado general garantice el mayor beneficio para los agentes y usuarios del mercado de energía en Colombia.

A continuación respetuosamente realizamos los comentarios particulares a la propuesta:

I. Artículo 5.- Transición

Respecto al CERE, es importante se aclare si el mismo estará incluido en la oferta de precio de los generadores en este producto de energía media. Sugerimos que la oferta de precio no tenga componentes adicionales a la energía (SIN CERE), con el fin de disminuir los riesgos en la contratación de largo plazo, así las cosas el CERE debería ser incluido en la liquidación diaria de la energía.

II. Artículo 6.- Definiciones

- Definición de Compradores, no es claro cuáles son los requisitos de preclasificación para participar en la subasta. Se sugiere precisar en el desarrollo del documento.
- Definición de Contrato de Energía Media Anual a Largo Plazo. Con el fin de precisar la definición, se solicita modificar la frase “...que se liquida en la Bolsa de energía...” por: que se liquida por el ASIC.
- Demanda Objetivo: Para la definición de esta demanda por el MME, es importante que el MME considere para su definición las proyecciones de demanda de los OR y la demanda contratada por los comercializadores.

III. Artículo 23.- Oferta por parte de los participantes

En este artículo entendemos se establecen los criterios de la oferta de los participantes; sin embargo, no vemos que se establezcan los criterios para la oferta por parte de los vendedores. Sugerimos se complemente el artículo con los criterios para la oferta de los



vendedores y se unifiquen los dos párrafos con la definición de la oferta de los compradores.

Ahora bien, respecto a la oferta de los compradores, consideramos que la oferta no se debe desagregar ni por precio ni por tipo de mercado. Sugerimos al MME que para gestionar el riesgo a los comercializadores respecto a una posible liberación del mercado y en aras de una formación eficiente de precios, la oferta realizada sea por un único producto y a un solo precio ofertado; es decir, que la energía asignada al comercializador en la subasta permita a este agente gestionar sus portafolios de mercado y destinar la energía asignada, sea al mercado regulado o no regulado, de acuerdo con su demanda esperada.

Si el MME no considera la propuesta anterior y se mantienen las ofertas de precios y productos para el mercado regulado y no regulado, incluyendo el precio techo para el mercado regulado, se solicita considerar la posibilidad de dar lineamientos que permitan a los comercializadores trasladar la energía asignada en la subasta al mercado al regulado para el mercado no regulado, lo cual permitiría gestionar el riesgo sobre la cobertura de su demanda no regulada.

IV. CAPÍTULO V – CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE LAS OFERTAS

Entendemos que los criterios de resiliencia y de complementariedad de recursos definidos en los artículos 29 y 30, respectivamente, tendrían una calificación de cero (0) para los proyectos existentes. En ese sentido, es importante que los criterios definidos por el MME para la precalificación y calificación de las ofertas permitan que la oferta de precios y cantidades se formen y asignen de manera eficiente, lo cual sin ninguna duda, incentivaría la participación de la demanda en el mecanismo, por lo cual sugerimos que se estudien criterios adicionales a los inicialmente planteados, como criterios de asignación y garantías en los puntos de conexión.

V. Artículo 25.- Mecanismo de adjudicación

No es claro cómo se asignarían todas las ofertas de venta como lo dispone el paso 7 de este artículo, teniendo en cuenta que existe la posibilidad, como lo establece el numeral iv del paso 6, que se adjudique a una sola oferta de venta la suma de las ofertas de compra cuyo precio esté por encima de dicha oferta, si esta tiene toda la energía requerida, a menos que la demanda objetivo sea la suma de las ofertas de compra, caso en el cual se entiende perfectamente el mecanismo planteado. Sin embargo, según lo establecido en el **Capítulo 2 Definiciones** entendemos que la demanda objetivo es definida por el MME y no tendría que ver con el total de demanda ofertada para la compra. Sugerimos aclarar el mecanismo de adjudicación con el objetivo de eliminar las posibles interpretaciones.

VI. Artículo 35. – Declaración de los valores de referencia horarios de generación



Es importante que se aclare la formación del producto de energía media a ofertar por los vendedores en la subasta, en todo caso, es fundamental para la demanda que el producto sea plano en el momento que los generadores adjudicados reporten los valores de referencia horarios de energía en kWh para todas las horas del año, más aún si se le está permitiendo a la oferta gestionar su riesgo de generación por medio del mercado secundario.

En el caso que los generadores reporten valores (curvas de energía) de referencia horarios de energía distintos al producto plano que se le adjudicó al comercializador, éste se vería expuesto a un riesgo de cobertura sin poderlo gestionar, así las cosas, en este caso debería ser el generador quién gestione el riesgo de las diferencias entre su generación media y su generación real. En todo caso, es necesario considerar mecanismos que permitan cubrir al comercializador sus descalces, como por ejemplo acudir a los mecanismos de compra de las diferencias mediante los esquemas vigentes a la fecha, trasladando el costos incurrido en el contrato adjudicado.

VII. Artículo 38. – Corte de facturación mensual del contrato.

De acuerdo al desarrollo de la propuesta, entendemos que la energía media a ofertar en la subasta por el vendedor, se debe hacer por proyecto a una cantidad determinada de energía media plana; sin embargo, según lo establecido en este artículo, respecto a las desviaciones horarias a favor y en contra del generador, surge la duda si el proyecto debe comprometer toda su energía media en la subasta o no y si su generación real reflejaría la energía adjudicada en la subasta. En todo caso, partiendo que los contratos van a ser pague lo generado, consideramos importante que el MME evalúe lineamientos con mecanismos complementarios que le permitan a la demanda gestionar el riesgo por una posible sobrecontratación o subcontratación, en los casos en que se presenten estas desviaciones frente a la generación esperada que se le adjudicó a los comercializadores en la subasta.

VIII. Artículo 39. – Balance Anual.

En este artículo se hace referencia a los rendimientos financieros, de acuerdo con el balance positivo o negativo del comercializador. Se solicita definir cuál será la tasa de referencia con la cual se realizara el cálculo de estos rendimientos y se den los lineamientos para poder trasladar estos costos financieros a la tarifa.

IX. CAPÍTULO VII – MERCADO SECUNDARIO

Entendemos que en este mercado participaran exclusivamente los generadores, lo cual les permite a los vendedores gestionar el riesgo de la generación; en este orden de ideas, los vendedores cuentan con un mecanismo para gestionar su generación cantidad y precio, caso contrario para la demanda donde el riesgo por las desviaciones de los generadores no podría ser gestionado por los comercializadores.



De acuerdo a lo anterior, con el fin de permitir a los comercializadores gestionar el riesgo de precio y cobertura de largo plazo como se le está permitiendo a los generadores, se propone al MME permitir a los comercializadores adjudicados en la subasta de contratación a largo plazo se le permita la participación en el mercado secundario en coherencia con lo descrito en los comentarios al artículo 23 y 38.

X. CAPÍTULO VIII – OBLIGACIONES Y GARANTÍAS. Artículo 47. – Obligaciones de vendedores que resulten adjudicatarios con proyectos de generación existentes.

Sugerimos incluir la definición de garantía de desempeño.

XI. Artículo 50. – Garantía para participar en la subasta.

Solicitamos aclarar si las garantías para participación en la subasta deberán ser constituidas por las dos partes; es decir la demanda y oferta. En todo caso, reiteramos nuestra solicitud en el sentido que estos costos deben ser trasladados a la tarifa.

XII. Artículo 52. – Garantía de pago.

Respecto a la garantía de pago, se sugiere incluir estos costos en el cargo de comercialización, tal y como ocurre hoy con las garantías de XM y STR.

XIII. Anexo 1. 1.5 Requisitos legales y financieros para los comercializadores.

Dentro de los requisitos financieros del comercializador se solicita la aclaración del punto (a) Historia financiera, que sea igual o superior al proyecto ofertado y el punto (e). Experiencia en el financiamiento de proyectos similares, ya que el comercializador presenta una oferta en la subasta a partir de su necesidad futura de energía y no sobre un proyecto. Entendemos que estos requisitos son aplicables a los vendedores de la subasta para sus proyectos de generación, por lo tanto si es necesario que se les exija experiencia en el financiamiento de proyectos similares o en su defecto que sea un banco el que certifique.

Quedamos atentos en profundizar los temas que consideren necesario en aras de desarrollar un mecanismo eficiente para la demanda.

Cordialmente,

DIANA MARCELA JIMENEZ RODRÍGUEZ

Gerente de Regulación, Relacionamiento Institucional y Medio Ambiente

Copia:

Dra. Maria Lorena Gutiérrez – Ministra de Comercio, Industria y Turismo

Dr. Luis Fernando Mejía – Director DNP

Dr. Ricardo Ramírez – Director General UPME

Dra. Carolina Soto – Alta Consejera para el Sector Privado



Comentario 28

De: Laura Valentina Saavedra

Fecha: 29 de junio de 2018, 14:50



ANDEG-042-2017

Bogotá D.C, 29 de junio de 2018

Doctor

GERMÁN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ciudad

Asunto:

Comentarios al Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado señor Ministro:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG a continuación presenta comentarios sobre el proyecto de norma indicado en el asunto. Previo a la presentación puntual de las observaciones para la norma, queremos expresarle nuestra preocupación por que las normas propuestas no tienen un propósito puntual y, por el contrario, si se emite como se propone conllevará la desinstitucionalización de un sector que tiene un esquema de mercado que se ha construido a través del tiempo, con el cual se ha generado un nivel de seguridad jurídica, regulatoria y de política pública, así como de cobertura y eficiencia.

Sobra advertir que el sector eléctrico soporta los derechos de los inversionistas en contratos y normas que garantizan que el esquema con el cual se invierte mantendrá una línea permanente, con ajustes pertinentes para mantener los objetivos de política pública. La posibilidad de poner en vigencia la norma sometida a comentarios genera preocupaciones, pues, entre otros,

- Altera las competencias de las instituciones del sector eléctrico
- Desconoce el esquema regulatorio vigente con base en el cual se realizan las transacciones de electricidad en el país
- No incorpora los ajustes pertinentes previamente identificados que se requieren para incentivar la profundización del mercado de contratos
- Confunde la función de emitir lineamientos de política pública por la de proponer e instaurar esquemas de regulación de mercados, actividad que compete a la CREG
- No cumple de manera objetiva con los propósitos del Decreto 0570 de 2018



Para desarrollar lo anterior se presentan los siguientes puntos:

1. El proyecto de norma desconoce las competencias de las entidades del sector eléctrico.

1.1. La norma propuesta por el MME la asigna a la UPME funciones que exceden las definidas por la Ley. La competencia del MME es la expedir los lineamientos de política pública, responsabilidad que es diferente al papel de regular, planear y operar el sistema eléctrico. En efecto, propone el proyecto de norma que la UPME desarrolle un papel en las subastas que no encaja con las funciones que la Ley 143 de 1994 le asigna. Invoca el MME que el artículo 16 de la Ley 143 de 1994 en su literal g), le atribuyó a la UPME, la función de *"establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos y energía y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional"* (resaltado fuera del texto original). Sobre el particular es pertinente mencionar que una cosa es evaluar y otra valorar, ejecutar y asignar nueva energía en una subasta. Ni el texto de los documentos sometidos a consulta ni el contenido de las normas que se invocan como soporte del proyecto de norma aborda el análisis que permita indicar como el MME puede desnaturalizar a la UPME para ponerla a realizar una función distinta a la que la ley le ordena hacer.

1.2. El plan de expansión de generación que es indicativo y de referencia, sería en adelante taxativo. El MME está desconociendo el Artículo 18 de la Ley 143 de 1994, el cual dispone que los planes de generación y de interconexión son de referencia, en concordancia, entre otros con el Plan Energético Nacional que debe elaborar la UPME según lo ordena el literal c) del Artículo 16 de la Ley 143 de 1994. Así, la UPME no tiene competencia ni para reglamentar ni para ejecutar subastas y el MME no puede adjudicarle esta función por vía administrativa.

En adelante la capacidad de generación, las tecnologías de generación y los proyectos específicos que ingresarían al sistema interconectado y que participarían en el mercado de energía mayorista serían determinados por el MME y por la UPME de manera coyuntural a través de criterios discrecionales. Dichos criterios son susceptibles a la evaluación subjetiva de futuras administraciones del Ministerio y de la UPME, sin que haya un razonamiento claro y ajustado a la Ley que sirva como referente para realizar la identificación de los proyectos que pueden participar en las subastas que propone realizar el MME.



En el futuro, tanto el MME como la UPME tienen la discreción para adaptar las definiciones y la graduación de los parámetros que se proponen en la normativa publicada para comentarios, haciendo del mecanismo una herramienta fácilmente manipulable y abriendo con ello la posibilidad de que se le permita la entrada a algunos proyectos y se restrinja la entrada a otros. Con esto se violan los principios de neutralidad y pluralidad que garantizan que, en un ambiente de competencia, sean las características técnicas y económicas de los proyectos de generación los que determinen qué proyectos entran a competir en el Mercado de Energía Mayorista.

Lo anterior se evidencia explícitamente con lo establecido en el capítulo V de la propuesta regulatoria, en cuanto a los criterios de precalificación y calificación de las ofertas, (criterio de resiliencia -artículo 30, criterio de complementariedad de los recursos -artículo 31, criterio de seguridad energética regional -artículo 32, y criterio de reducción de emisiones -artículo 33), así como los pesos con los cuales se ponderaría la calificación obtenida a cada proyecto en cada criterio para calcular su calificación total y los cuales no están definidos en la resolución propuesta sino que quedarían para ser determinados por la UPME. En ese sentido, tanto el MME como la UPME determinarían los tipos de proyectos e incluso los proyectos específicos que serían beneficiados con la contratación de su producción de energía a largo plazo (10 ó 15 años), en detrimento de otros proyectos e incluso de las plantas de generación existentes, sin entenderse claramente la justificación de tal intervención.

Con la aplicación de dicha norma, se configuraría una asimetría normativa que restringiría la competencia económica en el mercado de energía mayorista, al segmentar la oferta y perjudicar a los desarrolladores de los proyectos de generación que resulten excluidos del mecanismo de contratación a largo plazo por aplicación de la metodología y criterios propuestos por el MME, así como los operadores de los proyectos de generación de energía que actualmente participan en el Mercado de Energía Mayorista, por cuanto estos proyectos no podrían participar en dicho mecanismo de contratación a pesar de ofrecer el mismo producto.

Finalmente, se observan claras diferencias entre el objetivo del ejercicio del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica realizado por la UPME en la aplicación del artículo 16 de la resolución publicada a comentarios (Oportunidad para llevar a cabo la subasta), y el objetivo de la subasta planteada por el MME para la contratación a largo plazo. En el ejercicio del Plan de referencia se busca obtener las necesidades de expansión de la generación y las opciones de expansión del STN para, entre otros objetivos, facilitar la conexión de las alternativas de generación identificadas.



En el caso de la metodología que se establecería para la contratación a largo plazo, se busca identificar proyectos específicos, supuestamente a partir de la iniciativa empresarial, para la generación de energía.

Sin embargo, la aplicación de los criterios propuestos por el MME en la resolución en comentarios, especialmente los de resiliencia, diversificación, y cero emisiones están predeterminando la necesidad y oportunidad de llevar a cabo la subasta, y como se explica en el numeral 5 de esta comunicación, orientando así la expansión del STN y fijando el desarrollo de la red en beneficio de los proyectos que cumplan con criterios discrecionales. Por lo tanto, la planificación dejará de ser indicativa y pasará a ser taxativa, dándole al planeador la facultad de incidir directamente en la toma de decisiones de inversión en el portafolio del parque generador, en detrimento de la transparencia y competitividad del mercado, como se explica en el numeral señalado.

- 1.3. **La regulación.** Insistimos en que resulta preocupante que se desconozcan las funciones de las autoridades energéticas y especialmente las de la CREG. Hasta la fecha, la expansión de la generación eléctrica unido a la adjudicación de los incentivos para la participación de nuevas unidades o plantas de generación que requiere el mercado, así como su participación en el mercado de energía mayorista se ha hecho con sujeción a las normas que emite la CREG y dentro de las definiciones de Mercado Mayorista, Centro Nacional de Despacho, Consejo Nacional de Operación, las previsiones dadas para los generadores en el Artículo 25 de la Ley 143 de 1994 y, en particular, aquella que ordena que todo generador que haga parte del SIN debe cumplir con el Reglamento de Operación.

En el proyecto de Resolución no se informa las razones excepcionales que hacen que el MME concluya que, a la fecha, no es posible suscribir contratos a largo plazo con los mecanismos ordinarios que están vigentes, ni la causa que amerite la necesidad de excluir de las reglas que rigen el Mercado Mayorista a uno o varios tipos de tecnología o de proyectos de generación. Este análisis en particular no ha sido presentado como parte de los análisis de impacto regulatorio que el MME debe presentar como efecto de la aplicación de los principios de establecidos por la Organización para la Cooperación y Desarrollos Económicos -OCDE-, por parte de Colombia en sus procedimientos regulatorios a partir del pasado 25 de mayo de 2018.

La función principal de la regulación es promover la competencia económica y regular los monopolios cuando la competencia no sea posible. Con el proyecto



de norma el MME evita que la CREG cumpla con esta función, pues, por un lado, crea un mecanismo de contratación de energía paralelo y, por otro lado, pareciera que no ha analizado la integración empresarial que existe y que es válida, dentro de los límites que prevé la regulación, entre generadores y comercializadores, y que tiene efectos en el tipo de empresas que, dentro del señalado mecanismo, tendrán ventajas para ingresar proyectos de generación.

Así, también, se desconoce que el Parágrafo 1 del Artículo 18 de la Ley 143 de 1994 define claramente que "La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior la CREG establecerá esquemas que promueven la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión." asignando de manera unívoca a la CREG las competencias del alcance de la propuesta regulatoria en consulta; disposición legislativa que además de encuentra por encima de las atribuciones otorgadas por el Decreto 0570 de 2018.

- 1.4. **El funcionamiento del sistema eléctrico.** Parte del esquema eléctrico se soporta en las normas que centralizan las transacciones generan concurrencia, transparencia y eficiencia de conformidad con las reglas dispuestas por el Capítulo VII de la Ley 143 de 1994. No es claro las causas por las cuales la forma de comercializar energía que propone el MME debe desconocer este procedimiento, el cual, se reitera, es vinculante y no se puede alterar con normas administrativas. En la práctica lo que el MME está proponiendo crear, como ya se indicó, es un mercado paralelo, voluntario, con identificación de una demanda objetivo, mencionando el producto a subastar, pero sin tener claridad detallada sobre las características estandarizadas del contrato que vinculará a las partes y, lo más preocupante, no se explica la forma cómo los resultados de este mercado paralelo se relacionarán con las transacciones que se deriven del mercado formal, regulado y legítimo que viene en operación hace más de dos décadas, regido por las normas legales, por la planeación que hace la UPME, por la reglas de regulación que emite la CREG y por la operación que tiene a cargo los organismos que direccionan el Mercado Mayorista Eléctrico.

2. Abogacía de la Competencia

- 2.1. **Abogacía de la Competencia.** ANDEG ha sido enfática en que este tipo de normas afectan la competencia, no solo porque altera la formación de los precios del mercado eléctrico sino porque crea mecanismos que se apartan del marco del mercado competitivo concebido por las leyes 142 y 143 de 1994. Al crear un



mecanismo que origina una posibilidad voluntaria de transar energía eléctrica con procedimientos distintos de los vigentes, surge la pregunta de si estos resultados son competitivos. Pareciera que el MME asume que con la presencia de una subasta se garantiza que existirá competencia. Lo que es cuestionable es que esta es una subasta normativizada por quien no tiene una función para ello (la UPME), se excluye a la entidad que si tiene la función (la CREG), no se pregunta a quien debe conceptuar sobre temas de competencia (la SIC) y no se explica el papel que cumplirán, si es que a juicio del MME deben cumplir alguno, los organismos que conforman el Mercado Mayorista (XM, Consejo Nacional de Operación, etc.).

Adicionalmente, es importante resaltar que una subasta no necesariamente es un mecanismo de asignación eficiente y competitivo en sí mismo. La subasta debe cumplir con principios mínimos como lo son: la concurrencia y facilidad de entrada, la imposibilidad de cooperación entre los agentes participantes, la robustez a las presiones políticas, y la correcta adecuación al contexto real del mercado.¹

- 2.2. **El proyecto de norma está direccionado para las fuentes renovables de generación.** Una interpretación que resulta de este proyecto de norma y de otras que la han antecedido es que el MME tiene como objetivo darle espacio a fuentes de generación que aún no tienen una participación significativa en el Mercado Mayorista. Como en otras ocasiones, ANDEG, en esta ocasión, reafirma que califica como positivo el crecimiento verde del país y la presencia de fuentes renovables en el portafolio energético. Lo que resulta no positivo es que por darle espacio a estas formas de generación se cree un mercado paralelo como si la demanda fuese distinta; cuando los objetivos orientados a incentivar la competencia y generar estabilidad para los inversionistas deben aplicarse en todas las formas de transacción, entre otros, porque la ley no distingue y si la ley no lo hace no es posible que el MME lo haga. La Ley en cambio ya otorgó incentivos tributarios a este tipo de fuentes con baja participación en el mercado, por lo cual vemos como desmedida e injustificada la propuesta del MME de, en la práctica, crear un nuevo mercado excluyente y, coetáneamente, alterar negativamente el mercado existente.

3. Desintegración del Mercado de Energía Mayorista

Para esta Asociación resulta desacertado el diseño de un mecanismo de contratación adicional, que erosiona de fondo el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista – MEM, promueve la profundización de la concentración del mercado e ignora la discusión promovida por la Comisión de Regulación de Energía



y Gas – CREG mediante el documento 106 de 2018, a partir del cual, se inició un trabajo intergremial en el que por un consenso absoluto se está buscando la promoción de mercados de contratos profundos y líquidos. En dicho consenso han participado todos los gremios² del sector eléctrico, representado agentes de oferta y demanda.

Al revisar la Memoria Justificativa del Proyecto de Resolución, se observan una serie de juicios sin mayor sustento técnico, como por ejemplo que: *“(p)ara el caso colombiano, debido a las posibles ineficiencias en el Mercado Eléctrico Mayorista, sería conveniente introducir nuevos mecanismos que mejoren la formación del precio, lo cual redundaría en beneficios para el sistema y para los usuarios”* (texto resaltado no aparece resaltado en el original), siendo tales posibles ineficiencias *“la existencia de una estructura de mercado oligopólica, que en consecuencia traería precios más altos que el costo marginal operativo, debido a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en la industria”*.

Ante estas afirmaciones, traemos a colación el estudio técnico y debidamente sustentado publicado por la CREG mediante la Circular 005 de 2014, en el cual se muestra que, si bien en el mercado de energía existen agentes pivotaes (i.e que tienen la habilidad de cambiar unilateralmente los precios del mercado), se concluye que la magnitud y la frecuencia de los *mark up* (i.e diferencia entre escenario de precios máximos y mínimos) es baja en las condiciones actuales del MEM.

Así, también, se desconoce que el proyecto de norma no solo no evita la posible cartelización, sino que incentiva que en determinados casos puede ser más rentable y expedito transar a través del mecanismo propuesto por el Ministerio que siguiendo las normas que emite la CREG para el Mercado de Energía Mayorista. Lo anterior se afirma en la medida en que este mecanismo, se informa, será voluntario lo cual habilita que un agente pueda seleccionar la vía que mejor se acomode a sus intereses. Esta posibilidad es lo que precisamente evita la regulación cuando ordena adecuar la conducta de los agentes. Como corolario es pertinente indicar que, con la buena intención de lograr una contratación a largo plazo, el MME está incentivando un mercado exento de regulación, creando concentración en el mercado, sin consideración de la integración vertical que existe y afectando el esquema de transacción en el Mercado Mayorista.

De otro lado, es evidente un desconocimiento sobre el diseño y arquitectura de mercados eléctricos cuando se propone que se deben introducir mecanismos que mejoren la formación de precio, en la medida que pilar del mercado de energía

² Participantes en la propuesta: Acolgen, Asocodis, Andesco, Acce, Ser Colombia, Andeg, Asoenergía, Andi, XM y CAC.



mayorista es el mercado spot. Hace bien el Ministerio al citar el documento de ANDEG “El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas” porque adicional a lo brevemente mencionado en la memoria justificativa, se presenta un análisis integral, de mercados de corto plazo y mercados a plazo. Una de las conclusiones que se presentan en el documento es el siguiente:

“Hasta que los mercados de corto plazo funcionen bien, los prospectos para los mercados derivados son limitados. De hecho, menciona la EIA que la propuesta de la Comisión de Regulación Federal de Energía (FERC, por su nombre en inglés), y presentada a discusión en el año 2002, fortalecía la competencia en el mercado mediante la definición de un servicio de transmisión flexible y un diseño de mercado spot abierto y transparente, que generaba las señales correctas de precio para incentivar la inversión en transmisión y generación, así como inversiones en reducción de la demanda.

Una parte esencial del diseño de mercado spot para resolver la baja liquidez en los mercados a plazo, es remediar eficientemente las restricciones en los sistemas de transmisión, de tal manera que la competencia entre los participantes del mercado sea efectiva, algo que el SMD resolvía de manera fundamental.

La FERC concluyó que un diseño eficiente del mercado spot, con señales de precio apropiadas, traería los precios de los mercados a plazo y spot en línea, ayudando a asegurar un mercado de contratos eficiente para los agentes de la demanda.”

Con base en lo anterior, consideramos que la perspectiva que plantea el Ministerio para resolver los problemas del Mercado Mayorista es incompleta y que origina más problemas que los que pretende solucionar. Esta Asociación, durante los últimos 5 años ha venido insistiendo en la necesidad de ajustar el mercado de corto plazo con la definición de un mercado del día antes, mercados intradiarios y un mercado en tiempo real. La existencia de mercados intradiarios, es fundamental para la participación de las fuentes de generación intermitentes que busca incentivar el MME con la norma publicada para comentarios, por lo que sin su existencia el riesgo de desvío será asumido a costo de los demás agentes del mercado, excepto aquel que origina el riesgo de operación.

3.1. Integralidad en el Diseño de Mercado

La Comisión este año público los términos de referencia para contratar dos estudios, uno para la modernización del despacho vinculante y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios y el segundo para el análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN), que son fundamentales para que los mercados derivados de energía eléctrica sean



profundos y líquidos, y la dirección correcta de acuerdo a la experiencia internacional. En cambio, **el mecanismo de subasta propuesto por el MME puede ser manipulado para financiar proyectos determinados, incrementar la concentración de la oferta y afectar a la demanda regulada.**

El Ministerio afirma que le asiste una preocupación sobre la estructura oligopólica del mercado, en términos de competencia y concentración del mercado, sin embargo, el proyecto regulatorio, contrario a contribuir a solucionar este problema, lo profundiza e incentiva la concentración de algunos agentes integrados verticalmente que cumplen con la condición de ser desarrolladores de proyectos renovables (favorecidos por el proyecto de resolución del Ministerio), en algunos casos mediante sociedades controladas y vinculadas y que al mismo tiempo tienen un amplio volumen de demanda regulada por contratar a partir del año 2022.

En gran medida, para aquellos agentes que integran generación y comercialización de demanda regulada (con las características señaladas) el mecanismo propuesto por el MME les proporciona una oportunidad para que calcen ofertas de venta y compra asegurando la entrada de sus proyectos de generación, a costa de la demanda regulada que atienden. Así mismo, por la vía que proporciona el mecanismo planteado por el MME, los agentes del mercado que ya tienen la posibilidad de ejercer poder de mercado pueden ingresar capacidad adicional mediante expansión de plantas FNCER que tienen baja ENFICC pero que cuentan con mayor energía media, hecho que les permite fortalecer su portafolio, concentrando la oferta y, por lo tanto, exacerbando el potencial ejercicio de poder de mercado. Ni la franja de potencia ni el actual límite de integración horizontal permiten que la CREG o la SSPD, que deben controlar dicho fenómeno, registren ex - ante ese efecto.

En el contexto de la subasta, dos empresas atienden cada una la suficiente demanda regulada (24,91% y 21,47%) que les permitiría coordinar las ofertas de compra de sus propios mercados regulados con las ofertas de venta de sus proyectos de generación renovable, para garantizar la entrada de dichos proyectos. En este caso, los generadores y comercializadores participantes en la subasta no se podrían catalogar como simétricos dado que algunos poseen mejor información que otros.

Incluso, es necesario que la Superintendencia de Industria y Comercio analice el efecto que tiene en la subasta el hecho de que en ella podrían participar siete proyectos de generación que suman 1050 MW desarrollados por tres promotores Jemeiwaa 549 MW (Irraipa, Carrizal, Casa Eléctrica, Apotolorru), Enel Green Power 300 MW (Kuisa -Tumawind-, Urraichi -Chemesky-) y EPM 201 MW (EO200 Ipapure), sabiendo de antemano que la infraestructura de transmisión necesaria para que



entreguen la energía que comprometerían en la subasta ya fue asignada a los agentes mediante la convocatoria UPME 06 2017, mientras que el resto de generadores que participarían en la subasta no tienen definida la misma condición de conexión al STN. Esta situación es claramente asimétrica y beneficia a los tres proyectos señalados.

Tabla 1 - Proyectos eólicos beneficiados con la asignación del proyecto UPME 06 2017 que pueden participar en la subasta propuesta por el MME en condiciones diferenciales

Agente (a quien se le asignó la capacidad)	Proyecto de generación (Parque Eólico)	Capacidad de transporte asignada MW
ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S.	Kuisa (Tumarwind)	200
	Urraichi (Chemesky)	100
EPM E.S.P.	EO200 Ipapure	201
JEMEIWAA KA'I S.A.S.	Irraipa	99
	Carrizal	195
	Casa Eléctrica	180
	Apotolorru	75

Se observa así mismo, que dos empresas de generación concentraron el 45% de la generación de energía en 2017, y que con el mecanismo de la subasta de renovables podría aumentar su posicionamiento en la oferta de energía.

generación 2017 GWh - Año			consumo residencial 2017 GWh - Año		
EPM	15.441	23,16%	electricaribe e intervenidas	7.242	31,24%
ISAGEN	15.282	22,92%	epm	5.775	24,91%
EMGESA	14.836	22,25%	codensa	4.976	21,47%
CELSIA EPSA	5.372	8,06%	distribuidoras gobierno	1.616	6,97%
CHIVOR	3.852	5,78%	emcali	1.150	4,96%
TEBSA + TCANDELARIA	3.743	5,61%	epsa	769	3,32%
GEN Gobierno (GECELCA+URRA+GENSA)	3.613	5,42%	enertolima + EEP	708	3,06%
Otros (44 empresas)	4.532	6,80%	ceo	398	1,72%
Total	66.671		etbsa	369	1,59%
			otras (10 empresas)	177	0,76%
			Total	23.180	

Por lo anterior, de manera respetuosa sugerimos abordar tales preocupaciones, de manera simultánea con el análisis ex - ante de la resolución propuesta por el MME, desde la Resoluciones CREG 060 de 2007 y 101 de 2010 que definen las normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica y se adoptan disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad, con el fin de prevenir comportamientos con los cuales se podría manipular el Mercado Mayorista.

Dichas normas, al señalar la ENFICC como medida de referencia para el cálculo de la participación en la actividad de generación, benefician la expansión y el crecimiento de aquellos agentes identificados que, pueden seguir expandiendo su



capacidad de generación y potencial de venta de energía media, sin contar con ninguna limitante que evite el potencial ejercicio de poder de mercado.

En ese sentido, se hace inminente la necesidad de evaluar la participación y concentración del mercado, no en términos de disponibilidad de energía firme, sino en términos de la disponibilidad de oferta real, que se materializa el 90% del tiempo y no en condiciones excepcionales como sugiere la ENFICC.

Así mismo, es importante revisar qué agentes aportaron garantías para la construcción de la línea de transmisión que conecta a la subestación colectora 1 con el STN para corroborar que la inserción de un mecanismo adicional de contratación a largo plazo, como el propuesto por el MME, profundiza las condiciones de integración horizontal y vertical que tanto inquietan al mercado.

De hecho, en el documento "El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas" presentado por esta Asociación, se explica que el modelo de competencia mayorista no resuelve los incentivos de compra eficiente de energía por parte de las empresas de distribución, como intermediario de los usuarios finales. Para resolver dichos incentivos, el documento cita a Sally Hunt, quien en el libro *Making Competition Work in Electricity*, concluye que se requiere una competencia efectiva en el mercado minorista de energía. Sin una efectiva competencia minorista, los usuarios regulados serán sujeto de decisiones estratégicas por parte de las empresas integradas verticalmente. Vale la pena que el Ministerio resuelva la pregunta sobre la competencia efectiva en el mercado minorista de energía, es decir, si en la práctica el usuario regulado a la fecha, más allá del ideal conceptual en la regulación vigente, puede cambiarse de manera expedita de comercializador para no estar sujeto a un precio de contrato por 15 años. De hecho, en nuestro concepto, la Comisión mediante la Resolución 030 de 2018 da un paso importante en esta dirección, pero que no es totalmente práctica para el total de usuarios regulados. Si existe dudas sobre la existencia de competencia en el mercado minorista, ¿cómo se puede asegurar que el usuario regulado tenga instrumentos de salida a un contrato por 15 años?

En el caso de los comercializadores de mercado regulado que actúan como compradores en la subasta, es claro que hay una diversidad de condiciones financieras y de "urgencia" para cubrir sus requerimientos de energía, que tendrán efecto en los precios de cierre de la subasta para esos compradores y que deben ser analizadas por la CREG y por la SIC. En particular el hecho de que algunos comercializadores intervenidos por la SSPD enfrentan restricciones en la compra de energía en el mercado bilateral puede promover la idea de que es conveniente tomen decisiones que comprometen al comercializador a plazos entre 10 y 15 años. En esta condición, claramente los vendedores (generadores) tienen incentivos a



presentar ofertas de precios superiores afectando el precio de cierre de los otros comercializadores.

Es importante señalar que la definición de un precio techo para la compra de energía en la subasta para el mercado regulado (como se propone en el artículo 19 de la resolución del MME), no soluciona la eventual coordinación que se puede presentar entre las ofertas de compra y de venta de un mismo agente, dado que la posibilidad de que comparta información al interior de las empresas para definir dichas ofertas puede disminuir la posibilidad de que otros proyectos de generación ingresen al mercado, otorgando rentas para los proyectos de generación de la empresa que esté en condiciones de aprovechar estas situaciones.

4. La asignación de riesgos entre oferta y demanda en el contrato propuesto afecta negativamente a la demanda

Resulta preocupante dentro del proyecto de resolución, encontrar disposiciones que resultan inadmisibles para la evolución del mercado colombiano, como lo contenido en el Artículo 37 del Proyecto de Resolución que señala: *"Los generadores no asumirán el riesgo de generación, sino los comercializadores, quienes deberán comprar en bolsa si requieren más energía de la generada"*. Esta disposición va en total contravía de lo que implica un mercado competitivo como el concebido en las Leyes 142 y 143 de 1994, pues el espíritu de estas normas es precisamente que la demanda no deba asumir los riesgos asociados a los proyectos de generación.

De hecho, en el documento de ANDEG "El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas" se hace una comparación sobre la evolución que implica la transición de un esquema regulado a uno de competencia, en lo que se resalta que, al hacer transición a este último, la asignación de riesgos se modifica a favor de la demanda, como se infiere de la Tabla 3. Por lo anterior, en nuestro concepto lo contenido en el Artículo 37 resulta en un retroceso en la historia del mercado de energía mayorista y en detrimento de los usuarios, al ser un contrato que expone a los usuarios a la volatilidad de precios del mercado corto plazo, si no hay entrega de energía equivalente a la del contrato.

Tabla 2 – Comparación Esquema Regulación

Riesgos	Bajo un esquema regulado	Bajo un esquema en competencia
Riesgo de Demanda	• Usuarios toman la mayoría de los riesgos y también la mayoría de los premios.	• Los riesgos son internalizados por los generadores



Riesgos	Bajo un esquema regulado	Bajo un esquema en competencia
Riesgo de cambio tecnológico	La agencia de regulación hace lo posible para supervisar las decisiones de inversión.	El riesgo de cambio tecnológico, es asumido por el generador, por lo tanto, existen fuertes incentivos a elegir la mejor tecnología y evitar errores costosos.
Riesgo sobre decisiones de gestión de mantenimiento, mano de obra e inversión	Los usuarios no tienen rápido acceso a los cambios tecnológicos y pagan tarifas que dependen sustancialmente de la curva tecnológica instalada.	Los generadores enfrentan el cambio de la demanda y precios, por lo que necesitan ser flexibles en sus planes de construcción y seguir el mercado,
Riesgo de crédito	Si la demanda es menor que la anticipada, los precios deben subir para cubrir el costo del exceso de capacidad, mientras que, bajo competencia, el exceso de capacidad genera caída de precios.	Los generadores deben ajustar los programas de mantenimiento para que las plantas estén en línea justamente cuando los precios son altos.

El tipo de contrato propuesto tiene otras falencias identificadas, siendo la más relevante el hecho que para todos los efectos se comportaría como un contrato tipo page lo generado, donde todo el riesgo de generación lo asume la demanda de energía, lo cual precisamente la regulación ha querido evitar en lo esquemas de mercados, toda vez que el esquema de contratos el comprador fija los términos para su compra, y definitivamente este tipo no está produciendo ninguna cobertura al usuario final, toda vez que la responsabilidad de cubrir cualquier desviación del contrato es del comercializador que compra la energía, lo cual en un evento Niño si no se genera la energía debe ir a la bolsa a comprar en el mercado spot a los precios que presente el mercado en ese momento. Vale la pena recordar la reciente experiencia de Electricaribe intervenida quien tomo contratos pague lo contratado con Ituango y ante los problemas presentados por el proyecto quedó expuesto a bolsa en los próximos años. Por tanto, es totalmente inadmisibles que el generador no asuma riesgo, por algo que es totalmente gestionable de su parte y es el producir la energía.

Aun cuando se habla de un balance anual donde el generador recoge el saldo a favor o paga las cuentas por pagar más un interés, y en el marco del grave déficit de subsidios al que ya son sujetos los comercializadores de energía, ¿considera el Ministerio conveniente someter a los comercializadores a un riesgo de flujo de caja adicional como el que implican este tipo de contratos? Y, ¿Quién asumirá los costos de las garantías adicionales que tendrá que poner el comercializador en el Mercado Mayorista por su inminente exposición a los precios de bolsa?

5. La resolución del MME está modificando los criterios y el procedimiento de la planificación de la expansión



Con la aplicación de los criterios comentados en el anterior numeral, se estarían introduciendo cambios en los criterios y en el procedimiento de planificación de la expansión que modifican lo establecido en la Resolución 025 de 1995 sin que para ello la CREG haya realizado el proceso de consulta ni se haya surtido el análisis de integralidad regulatoria.

Como ya se señaló, con la Resolución del MME se le otorga a la UPME discrecionalidad para definir el plan de expansión, definir la expansión del sistema de transmisión nacional (STN) de manera acorde con las instrucciones que le da el MME para beneficiar a alguna tecnología de generación en particular y trasladando todos los costos de transmisión asociados a la demanda, constituyendo con esto una asimetría económica para el resto de tecnologías o proyectos que no resulten privilegiados por parte de las decisiones del MME.

A los criterios definidos en la Resolución 025 (VERE, VEREC y número de casos con racionamiento de energía) con la resolución del MME se le estarían adicionando criterios que se orientan a discriminar entre los proyectos de generación y a beneficiar a algunos de ellos con contratos a largo plazo, en lugar de velar por la integridad de la operación del sistema interconectado desde el punto de vista de la confiabilidad, seguridad y costo/eficiencia de la operación, dada la discrecionalidad que tienen el MME y la UPME en la definición de la metodología para su aplicación, así como los ponderadores que servirían para calcular la calificación total de los proyectos de generación.

Incluso, en la presentación del viernes 22 de junio del taller realizado por el Ministerio se explicó que el plan de referencia de generación y transmisión que se encuentra en comentarios volverá a ser revisado a la luz de lo establecido en la resolución que expida el Ministerio. Este es otro aspecto que requiere una amplia discusión en la medida en que el procedimiento que ha surtido la UPME definiendo obras de expansión del STN que son pagadas por la demanda (consumidores de energía), y que son posteriormente asignados a algunos generadores, es contrario al sentido común que indica que los análisis que adelante la UPME deben abarcar el Sistema Eléctrico Nacional como un todo, sin darle prioridad a proyectos por encima de otros que podrían aportar a los objetivos de seguridad, confiabilidad y costo/eficiencia de manera más efectiva.

Para esto, resulta fundamental que la UPME permanezca como una entidad de Planeación de carácter técnico, objetivo e imparcial, en el marco de la institucionalidad que rige al sector.

6. Profundización del Mercado de Contratos



Como bien enuncia la Memoria Justificativa, esta Asociación señaló en su documento "El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas" que, si bien el mercado de contratos bilaterales es ampliamente utilizado en Colombia, el mismo tiene problemas de liquidez si se compara con referencia internacionales, y esto se puede relacionar a la baja estandarización de los contratos. En dicho documento se estructuró además una propuesta técnica, robusta y detallada para solventar esa falla de mercado, que consiste, en esencia, en la promoción de la estandarización de los contratos de tal manera que puedan ser comprables entre sí sin develar información que pueda afectar la libre competencia, y que se implementen plataformas de negociación en donde no sólo interfieran los agentes del MEM sino agentes que ejerzan la función de arbitraje. Lo anterior con el fin de promover la transparencia, eficiencia y liquidez del mercado.

Cabe mencionar además, que dicha propuesta ha sido presentada y bien recibida por entidades como la CREG, la Bolsa de Valores, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, entre otras.

Ahora bien, el mecanismo de que trata el Proyecto de Resolución habla de un contrato de energía media que deberá ser registrado ante el Operador y Administrador del mercado, y en la Memoria Justificativa se habla de una "Estandarización" que se reduce a que los contratos resultantes deben tener cláusulas y características definidas y ser despachables. De acuerdo con lo anterior, ¿Qué exactamente haría de estos contratos un instrumento que asegure una formación de precios tal que permita identificar un marcador de precio eficiente, si en nada son comparables con los modelos de contratación vigentes? ¿En dónde quedaría la estandarización del mercado en la que la CREG y la industria quieren avanzar con la propuesta del MAE? ¿Como se asegura que los agentes tengan salida en un contrato de 15 años, elemento clave para asegurar la profundidad, liquidez y eficiencia de un mercado de contratos?

En efecto, el nivel de contratación de un agente permite reducir las posibilidades de tener condiciones pivotaes. Dicha contratación deseada es, además, independiente del tiempo de duración del contrato (i.e. corto plazo, mediano plazo, largo plazo), de manera que la característica realmente relevante que define la eficiencia en un mercado de contratos es la profundidad del mismo. En ese sentido, quisiéramos conocer ¿qué lleva al Ministerio de Minas y Energía a pensar que un mecanismo de contratación nuevo y con agentes pre-seleccionados será más eficiente que el mercado de contratos bilateral con el que ha operado el MEM durante los últimos 20 años? ¿Cómo aporta este mecanismo a la profundización del Mercado de Energía Mayorista?

Con lo anterior en mente, y en línea con lo discutido en el documento elaborado por esta Asociación, proponemos un proceso de estandarización que sea resultado de un acuerdo de la industria, en el comité técnico de una plataforma de negociación de contratos



semi-estandarizados, que asegure que la asignación de riesgos sea simétrica para comprador y vendedor. Si en efecto estas fuentes de generación son tan competitivas como se las describe, tendrán las condiciones de liquidez necesarias para su financiación sin mayor dificultad.

En resumen, nuestra lectura del mecanismo propuesto es que presenta una desinstitucionalización sectorial, problemas de competencia, asignación asimétrica de riesgos en detrimento de los consumidores y no resuelve de ninguna manera la formación de precio en los mercados a plazo, porque el proceso de ajuste es justamente al contrario, y lo primero que debiera ajustarse es el mercado de corto plazo.

Por tanto, invitamos al Ministerio a que el desarrollo de cualquier mecanismo del mercado eléctrico se haga en el marco de la institucionalidad, es decir con la discusión y profundidad que amerita una propuesta de este tipo.

ANDEG es consciente de que los temas y las conclusiones presentadas en esta comunicación ameritan un análisis más profundo y, por ello, solicitó formalmente la ampliación del plazo de comentarios. Si bien se ha otorgado por parte del MME un plazo de siete días calendario adicionales al plazo inicial de 15 días calendario, es necesario que, considerando las profundas implicaciones que la propuesta puede ocasionar de acuerdo con lo señalado en esta comunicación, se realice un análisis profundo de los efectos económicos que puede originar la implementación de la propuesta regulatoria que presenta el MME en el mercado de energía mayorista, en la competencia de la generación, en la asignación de rentas económicas a determinados proyectos de generación a costa de la demanda regulada, así como en la institucionalidad del sector eléctrico.

Esperamos que estas valoraciones y análisis, entre otros que deben ser realizados, se presenten como parte del análisis de impacto regulatorio que no se ha incluido en la memoria justificativa y que el MME pretende dar por superado en el numeral 4 en el que se señala, sin fundamento ni justificación alguna que *"El proyecto de resolución no representa ningún impacto económico negativo para el Ministerio de Minas y Energía y ninguna entidad del Gobierno Nacional"*, siendo claro que tal afirmación no cumple con lo establecido en el documento CONPES 3816 de 2014 ni en las recomendaciones de la OCDE en las que se señala claramente que es necesario realizar un análisis de impacto regulatorio como herramienta de política pública para que el MME cuantifique los efectos económicos sobre las empresas del mercado (generadores y comercializadores) y sobre los consumidores de energía por la adopción de la resolución propuesta.

Así mismo, solicitamos que la resolución propuesta sea puesta a consideración de la Superintendencia de Industria y Comercio para que dicha entidad proporcione su concepto sobre: i) las condiciones en las que se realizaría la competencia en el mecanismo de contratación a largo plazo propuesto por el MME y ii) las implicaciones que puede tener



MINMINAS



dicha resolución en la concentración de la generación y en general sobre el mercado de energía mayorista colombiano.

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

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

ALEJANDRO CASTAÑEDA
Director Ejecutivo

CC.

Dr. Mauricio Cárdenas, Ministro de Hacienda y Crédito Público

Dr. Luis Fernando Mejía, Director General DNP

Dra. Carolina Soto, Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad, Presidencia de la República

Dra. Rutty Paola Ortiz, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Dr. Pablo Felipe Robledo, Superintendente de Industria y Comercio

Dr. Germán Castro, Director Ejecutivo, CREG

Dr. Ricardo Ramírez, Director General UPME.



Comentario 29

De: Borrero Angarita, María Antonieta, Enel Colombia

Fecha: 29 de junio de 2018, 14:59

Doctor

GERMÁN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía

Calle 43 No.57-31, CAN

La Ciudad

Asunto: Comentarios a la resolución en consulta *“Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista”*

Estimado doctor Arce:

En atención a la Resolución en consulta por la cual se define el mecanismo de contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, a continuación presentamos de nuestras observaciones y aportes.

Como hemos mencionado al Ministerio en varias oportunidades, consideramos que un mecanismo de contratación de largo plazo es positivo para el mercado eléctrico, ya que permite a los agentes hacer una mejor gestión de los riesgos, dinamiza las transacciones en el mercado y favorece la cobertura de la demanda. Así mismo, reiteramos que el esquema propuesto resulta prioritario dada la coyuntura actual del sector, donde se hace necesaria una mayor disponibilidad de recursos para asegurar la atención de la demanda.

Respecto a la propuesta regulatoria, desde el Grupo Enel consideramos que esta incorpora elementos que aseguran la sostenibilidad del sector y el cumplimiento de los compromisos internacionales de cambio climático. Al respecto, hemos identificado que para alcanzar la transición energética, que es un hecho en todos los países, se requiere una política clara sobre el medio ambiente, que incluya aspectos sobre la calidad del aire y emisiones, que asegure la oferta de energía y que mejore la competencia en los mercados.

En este sentido, apoyamos la iniciativa del Ministerio, ya que el mecanismo de mercado propuesto incorpora los puntos antes mencionados, a la vez que reduce la incertidumbre regulatoria en el largo plazo y se promueve una transición estable y organizada. Así mismo, reiteramos que el Grupo Enel está comprometido con la descarbonización de la matriz eléctrica, objetivo que es posible cumplir a través del mecanismo propuesto.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación presentamos nuestras observaciones de forma temática a la resolución en consulta:

Armonización del Cargo por Confiabilidad y el Mecanismo de Contratación de Largo Plazo



Con el fin de evitar escenarios de sobreinstalación en el sistema, y en consecuencia que los usuarios asuman sobrecostos por la incorporación de plantas de generación que no se requieren para la atención y cobertura de la demanda, es importante armonizar el esquema del Cargo por Confiabilidad y el mecanismo de contratación de largo plazo propuesto en la resolución en consulta.

Al respecto, sugerimos que la Energía Firme nueva que se incorpore al sistema a través del mecanismo de contratación de largo plazo sea considerada en los balances ENFICC-demanda, y que participe como planta nueva tomadora de precio en el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, asignándole Obligaciones de Energía Firme en proporción a la ENFICC declarada por el agente, al precio de cierre de la última subasta del Cargo por Confiabilidad. Así mismo, una vez se realice la subasta del Cargo, se deberá contabilizar la Energía Firme asignada y en general el proyecto de generación, con el objetivo de incluirlo en los análisis que realice la UPME para la verificación del cumplimiento de los objetivos previstos en el Decreto 0570 de 2018, que posteriormente activa el esquema de contratación de largo plazo. De esta manera, se incluye toda la energía contratable y toda la Energía Firme en los análisis de expansión del sistema, optimizando el parque de generación del país.

Otro aspecto a reglamentar para lograr la armonización de los esquemas, es el tratamiento que se le va a dar al CERE en el mecanismo de contratación de largo plazo. Sobre esto, sugerimos que sea explícito en la resolución que los precios ofertados en la subasta de contratos largo plazo no deben incluir el CERE, ya que esta variable genera riesgos a los desarrolladores por la incertidumbre de su proyección, y no hace parte de los costos reales de los proyectos. Con el fin de guardar consistencia con el sistema de recaudo del Cargo por Confiabilidad, este concepto debe ser incluido posteriormente en la liquidación de los contratos para asegurar la sostenibilidad del mecanismo.

Regulación Transitoria para las Plantas con Fuentes Renovables No Convencionales de Energía - FRNCE

Respecto a lo planteado en el artículo 5 de la Resolución, donde se le asigna a la CREG la tarea de definir un esquema de transición para las plantas con FRNCE mientras se establecen los mercados intradiarios, sugerimos que estos recursos puedan participar en la bolsa de energía sin presentar ofertas de precio y sin que sean objeto de penalizaciones por desviaciones al programa de despacho, tal como se hace hoy con las plantas filo de agua que se acogieron a la opción de declaración de disponibilidad. Así mismo, proponemos que estos recursos no sean objeto de verificación del servicio de regulación primaria de frecuencia, hasta que se implemente y se encuentren operando los mercados de servicios complementarios, que en estos momentos se encuentran en estudio por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Definición de Metodologías para Activación del Mecanismo de Contratación de Largo Plazo

Con el fin de conocer en detalle los análisis que va a realizar la UPME anualmente, por los cuales se va a activar el mecanismo de contratación, solicitamos que se haga explícita en la resolución cuales van a ser las variables a considerar y los ejercicios que se van a realizar, para evaluar el cumplimiento de los objetivos definidos en el Decreto 0570 de 2018 para todo el sistema, y los análisis sobre la demanda contratable que se mencionan en la memoria justificativa de la resolución.



Así mismo, consideramos relevante que se haga explícita la metodología por la cual se van a definir los ponderadores de los criterios a evaluar, el procedimiento para la definición del umbral de clasificación de proyectos y los aspectos a considerar por la UPME para definir la fecha de entrada de los proyectos de generación. Además, sugerimos que se publique por parte de la CREG la metodología para la definición del precio techo, ya que es una variable fundamental para garantizar el éxito del mecanismo y la participación activa tanto de la demanda como de la oferta.

Criterios de clasificación de proyectos

Para la valoración del Índice de Shannon, sugerimos al ministerio evaluar la diversificación de la matriz de generación considerando la energía firme. Lo anterior, con el fin de estimar la resiliencia a partir de los aportes de las diferentes fuentes energéticas en condiciones críticas, de tal forma que este indicador cumpla su objetivo y muestre como los proyectos nuevos y existentes mejoran la capacidad de reacción del sistema, ante situaciones extremas como el Fenómeno El Niño.

En cuanto a la complementariedad, y de acuerdo con lo planteado en la memoria justificativa, entendemos que para la evaluación de este criterio en los proyectos se calcula la correlación de Pearson de la fuente energética de la planta participante con cada una de las series hidrológicas de las zonas definidas por la UPME. Para obtener la evaluación final, se ponderan los resultados de dichas correlaciones y se suman.

Al respecto, consideramos importante que esta evaluación se haga en detalle para las plantas existentes, teniendo en cuenta que ya hay una correlación comprobada de algunos recursos, como es el caso de la Central Guavio. Así mismo, solicitamos que en la resolución se incluyan los criterios por los cuales se definen los ponderadores de cada una de las zonas definidas por la UPME, y también se haga explícito si este ejercicio debe ser entregado por el generador o desarrollador de proyecto. Teniendo en cuenta lo anterior, las plantas existentes no deberían tener una valoración de cero en el indicador.

Sobre la propuesta del indicador de seguridad energética, solicitamos al Ministerio replantear la propuesta de definir una puntuación ex ante por región. En este sentido, sugerimos que se evalúe el aporte de cada una de las plantas en la seguridad energética de las zonas identificadas, de tal forma que las plantas existentes tengan una valoración diferente de cero, y puedan participar por este criterio en la subasta.

Incentivos Adicionales para la Participación de la Demanda

Si bien entendemos que a través de la Resolución CREG 068 de 2018 se permite el traslado (Pass Through) de los costos de las compras de energía realizadas a través del mecanismo de contratación de largo plazo a la tarifa de los usuarios regulados, solicitamos que con el fin de incentivar a la demanda a participar en dicho esquema, que también se puedan trasladar en la tarifa todos los costos asociados con las nuevas garantías que enfrentarán los agentes comercializadores. Lo anterior, teniendo en cuenta que en la metodología vigente del cargo de comercialización solo se pueden trasladar los costos de garantías del STN, SDL y del Mercado Mayorista.

Mercado Secundario



Solicitamos al Ministerio ampliar el alcance del mercado secundario propuesto en la resolución. En particular, sugerimos que todas las plantas que superen el umbral de clasificación definido por la UPME puedan otorgar respaldo y no se exija como condición que solo los proyectos con una evaluación igual o superior lo hagan. Esto, bajo el entendido que en la propuesta, el proyecto con la mejor puntuación no tendría la posibilidad de respaldar sus compromisos en este mercado.

Así mismo, sugerimos que se aclare si los proyectos que no participaron en la subasta, descartadas por el esquema o metodología de asignación a dos puntas, pueden participar en el mercado secundario, y en caso tal se defina en que momento la UPME otorgaría la calificación, para cumplir con la condición de superación del umbral.

Por último, sugerimos que se defina con precisión a que hace referencia la condición del artículo 41, donde se menciona que los participantes del mercado “*serán los generadores con energía disponible y con características similares*” (subrayado fuera de texto), con el fin de identificar las posibilidades que tienen las plantas existentes y nuevas en este mercado.

Requisitos de Participación

Requisitos financieros

Respecto a los requisitos financieros, sugerimos que las garantías otorgadas por parte del sector financiero sean suficientes para validar la participación de los agentes en este aspecto. Al igual que en el Cargo por Confiabilidad, consideramos que este es un requisito suficiente, teniendo en cuenta que las garantías son los instrumentos a ejecutar en caso de falla, y los bancos y aseguradoras tienen mayor criterio para validar las condiciones financieras de las compañías.

Adicionalmente, solicitamos al MME considerar la implementación de un mecanismo adicional a través del cual se mitigue el riesgo de contraparte que pueda derivar en riesgo sistémico. De esta manera, existirían coberturas adicionales en caso que un comercializador no pueda cumplir con la totalidad de su compromiso, evitando que un proyecto se quede sin financiación.

Requisitos legales

Solicitamos definir el alcance en el uso de la expresión *Solvencia Moral*, ya que se incluye como requisito, pero no se define si hace referencia a una mera manifestación o si busca medir de forma cualitativa, la probabilidad de pago puntual. Así mismo, solicitamos aclarar el alcance de la expresión “*No participación de personas impedidas*”, ya que no se entiende a que hace referencia.

Requisitos técnicos

Consideramos importante que como parte de los requisitos técnicos se exijan mediciones en sitio de por lo menos un año para los proyectos eólicos, teniendo en cuenta que esta información es indispensable para la proyección adecuada de la energía media. Por otra parte, solicitamos que en el caso de proyectos solares se valide como registro de los recursos primarios la información de bases secundarias o de re análisis, ya que es la práctica común de la industria para esta tecnología.



Respecto a la exigencia de presentar un *“Documento donde el oferente certifique, que los productos ofrecidos no se han comprometido a través de otros contratos o acuerdos”*, sugerimos que no se limite la oferta de las plantas existentes, teniendo en cuenta que las empresas tienen libertad de tomar decisiones de contratación, asumiendo los riesgos que correspondan.

Consideraciones legales

En lo referente a los artículos 3 y 16 del proyecto de Resolución, el Decreto 570 de 2018 en el artículo 2.2.3.8.7.4 dispone que *“la UPME, de conformidad con las competencias asignadas en la normatividad vigente, realizará los análisis respectivos en cada Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento de los objetivos del artículo 2.2.3.8.7.3 de la presente Sección, considerando incluso la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos (como el Fenómeno de El Niño), e informará al Ministerio de Minas y Energía para que se tomen las medidas correspondientes”*, en ese sentido, es clara la competencia de la Unidad para realizar los análisis respectivos e informar al Ministerio para que tome la decisión de realizar la subasta.

De otra parte, teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas es la entidad que toma la decisión de adelantar la subasta, no hay restricción legal para que se apoye operativamente en la Unidad de Planeación Minero Energética como entidad técnica adscrita al mismo, para que elabore el pliego de bases y condiciones específicas bajo los lineamientos de la Resolución y la Dirección de Ministerio de Minas y Energía, así como para que adelante la verificación de los requisitos técnicos, legales y financieros. Lo anterior en consecuencia, con las competencias del UPME previstas en la Ley 143 de 1994, artículo 16:

“(…)

b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

d) Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de energía nuclear para usos pacíficos;

f) Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector energético;

h) Recomendar al Ministro de Minas y Energía, políticas y estrategias para el desarrollo del sector energético;

i) Prestar los servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos;”

Y el artículo 4º de Decreto 1258 de 2013 que establece dentro de las funciones de la Unidad:

“2. Planear las alternativas para satisfacer los requerimientos mineros y energéticos, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales, según criterios tecnológicos, económicos, sociales y ambientales.



6. *Evaluar la conveniencia económica, social y ambiental del desarrollo de fuentes renovables y no convencionales de energía y de sus usos energéticos.*

8. *Realizar diagnósticos y estudios que permitan la formulación de planes y programas orientados a fortalecer el aporte del sector minero y energético a la economía y la sociedad en un marco de sostenibilidad.*

9. *Adelantar los estudios y apoyar en materia minero energética que requiera el Gobierno Nacional para la formulación de la política sectorial.*

11. *Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión.*

23. *Prestar servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos, de conformidad con lo señalado en el literal i) del artículo 16 de la Ley 143 de 1994.*

24. *Las demás que le señale la Ley o le sean asignadas y que por su naturaleza le correspondan".*

De otra parte, es importante recordar que la UPME ya desarrolla y tiene la competencia técnica en esquemas de convocatorias, manejo de garantías y demás procesos logísticos de proyectos de expansión de conformidad de la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía en los términos del numeral 12 del artículo 4 del Decreto 1258 de 2013.

Otros Aspectos

Sugerimos al Ministerio publicar con anticipación y para consulta la minuta del contrato, para que los agentes interesados en la subasta puedan conocer su contenido y eventualmente plantear comentarios, aclaraciones u observaciones antes de su expedición. Lo anterior, toda vez que los contratos van a ser bilaterales y deben cumplir con los estándares y especificaciones aplicados en las compañías. Adicionalmente, solicitamos que se aclare a que hace referencia la promesa de constitución del contrato y se defina con detalle su procedimiento.

Por otra parte, consideramos pertinente definir el alcance de la posibilidad de retiro de los agentes en casos de liquidación o procesos de reorganización, ya que esta opción no está incluida en el artículo 45 de la resolución.

Respecto al producto, solicitamos aclarar que si bien es un contrato de energía media anual, este no es plano. Por el contrario, incorpora la curva de producción de cada una de las tecnologías. De esta manera, tanto la demanda como la oferta pueden estimar mejor sus riesgos y hacer ofertas de precio acordes con estos.

Adicionalmente, solicitamos que el indexador de precios de los contratos sea el IPC, teniendo en cuenta que el IPP refleja *"la canasta de bienes representativa de la producción nacional en la primera etapa de comercialización"*, la cual no consideramos captura los drivers de la variación de precios de la energía.



MINMINAS

Finalmente, solicitamos aclarar si la garantía de desempeño es equiparable a una “*garantía de buen funcionamiento*”, si se refiere a una garantía bancaria para asegurar los desempeños mínimos, si es reemplazarse por una póliza de cumplimiento y cuál es la diferencia con la garantía de cumplimiento.

Esperamos que los comentarios presentados aporten al desarrollo regulatorio del mecanismo de contratación de largo plazo.

Quedamos a total disposición de efectuar las aclaraciones y aportes que se requieran.

Cordial saludo,

EMGESA



Comentario 30

De: Arellano Ramiro (EGP Latin America)

Fecha: 29 de junio de 2018, 15:14



Bogotá D.C. Junio 29 de 2018

Doctor

GERMÁN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

Calle 43 No. 57-31 - CAN

Ciudad

Asunto: Comentarios Resolución MME por la cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de los proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista.

Doctor Arce,

Para Enel Green Power es de la mayor relevancia tener la oportunidad de participar en la construcción de un mecanismo que permita la contratación a largo plazo de los proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista, por lo cual agradecemos la oportunidad brindada para hacer los comentarios y propuestas relacionadas con los planteamientos presentados por el Ministerio mediante la resolución del asunto.

Se observa que la resolución y la memoria justificativa que la acompaña, dan cuenta de la seriedad del trabajo realizado por el Ministerio en su propuesta regulatoria, lo cual permite al sector construir sobre la misma, a fin de llegar conjuntamente a un esquema que garantice el cumplimiento de los objetivos de política previamente establecidos en el Decreto 0570 de 2018.

Sin duda, el desarrollo de este tipo mecanismos de contratación es muy positivo para asegurar la atención de la demanda en el largo plazo bajo la coyuntura actual, así como materializar la inclusión de nuevas tecnologías de generación de energía renovable no convencional de la manera más rápida y certera posible. Por todo ello, hacemos un llamo al Gobierno Nacional para que antes de finalizar su vigencia defina de forma definitiva el mecanismo propuesto.

De esta manera a continuación ponemos a consideración del Ministerio los siguientes comentarios y propuestas:



1. Definición periódica de la necesidad de una subasta de contratos de largo plazo y la armonización del mecanismo con el cargo por confiabilidad

Teniendo en cuenta que la propuesta considera que la UPME en el primer semestre de cada año realizará los análisis respectivos para determinar la oportunidad de llevar a cabo una subasta, con base en los planes de expansión de referencia de Generación y Transmisión, así como considerando el cumplimiento de los objetivos de política establecidos en el Decreto 0570 de 2018, es necesario que para hacer más trazable y operativo el mecanismo propuesto, se defina y se deje explícito en la regulación los siguientes aspectos:

- Las variables que se tendrán en cuenta para definir la necesidad de una subasta de contratos de largo plazo.
- La metodología de evaluación para determinar el cumplimiento de cada uno de los objetivos definidos.
- La metodología con la cual se definirán a lo largo del tiempo los diferentes ponderadores que se utilizaran para cada uno de los objetivos.
- La forma en que se determinará el umbral mínimo de calificación de los objetivos.
- Los criterios de análisis para determinar la demanda contratable que se menciona en la memoria justificativa.
- Los criterios de análisis que utilizará la UPME para definir la fecha de entrada de los proyectos de generación.

Una vez definido lo anterior y teniendo presente que los productos que se ofrecen en el mecanismo de contratación de largo plazo (energía media) y el esquema vigente del cargo por confiabilidad (energía firme) buscan atender objetivos diferentes, pero los dos incentivan la expansión del parque de generación de energía eléctrica del país, consideramos necesaria la armonización de éstos esquemas, a fin de evitar la sobreinstalación y con ello costos adicionales para la demanda.

Adicionalmente, dentro de esta armonización es necesario que la reglamentación sea explícita en determinar cuál es el tratamiento que se le debe dar al CERE dentro de los precios ofertados, en aplicación del mecanismo de contratación de largo plazo. Es deseable que los precios de oferta no incluyan dicha variable, toda vez que su proyección le genera incertidumbre a los desarrolladores de proyectos, en tanto el CERE no hace parte de la estructura de costos de los mismos. No obstante, entendemos que el recaudo del cargo deberá ser incluido



Green Power

posteriormente, como un valor adicional que hará parte de la liquidación de los contratos.

Finalmente, solicitamos al Ministerio aclarar la coexistencia de los dos mecanismos, el de contratación de largo plazo y el cargo por confiabilidad, como parte de las fuentes de ingreso de un mismo proyecto, entendiendo que se trata de dos productos diferentes. Lo anterior, en virtud de la confusión que genera uno de los requisitos técnicos propuesto en el Anexo 1, que se refiere al reporte del *"documento donde el oferente certifique, que los productos ofrecidos no se han comprometido a través de otros contratos o acuerdos"*.

2. Producto

La propuesta regulatoria define como periodo de vigencia del producto a subastar 10 ó 15 años a partir del primer año de entrega de la energía comprometida, sin embargo solicitamos al Ministerio considerar ampliar el periodo de vigencia del producto a subastar de 15 a 20 años, toda vez que facilitaría la financiación de los proyectos, su costo y por ende el precio y la cantidad de ofertas a presentar; además de guardar concordancia con los plazos establecidos para los mecanismos de largo plazo, referenciados en la memoria justificativa para Chile, Perú, Argentina, Brasil, Sudáfrica y México.

3. Participación de la demanda

Garantizar el cumplimiento de los objetivos del Decreto 0570 de 2018 supone que a través del mecanismo de contratación de largo plazo propuesto se cubra una parte, al menos mínima de la demanda definida por la UPME. Para ello, invitamos al Ministerio a considerar las siguientes experiencias de otros países:

- En Chile se establecieron porcentajes mínimos de contratación a largo plazo para los agentes que representen la demanda regulada, a través de procesos competitivos
- En Argentina, Brasil y Perú se estableció una contraparte compradora única encargada de contratar a largo plazo energía en nombre de la demanda; transfiriendo el valor de la compra a posteriori a la demanda, directamente o indirectamente.

Así las cosas, para el caso colombiano, eventualmente, se podría complementar el mecanismo propuesto en la resolución, con la creación temporal de un comprador único de última instancia, que compre la energía faltante (equivalente a la diferencia entre la demanda objetivo definida por la UPME y la demanda ofertada) en caso que la participación de los comercializadores sea insuficiente.

Adicionalmente, para impulsar el mecanismo de contratación de largo plazo sugerimos al Ministerio que además de permitir el traslado del 100% de los costos de las compras de energía realizadas a través del mecanismo de contratación de



Green Power

largo plazo en la tarifa de los usuarios regulados (hecho que se entiende de la propuesta regulatoria de la CREG – Resolución 068 de 2018), se asegure el traslado en la tarifa de todos los costos asociados con las garantías y la participación en el esquema (hoy acotado a los costos de garantías del STN, SDL y del mercado mayorista).

4. Integración del mecanismo al Mercado de Energía Mayorista, caso específico de las plantas con Fuentes Renovables No Convencionales de Energía - FRNCE

Acorde con la transición que considera la propuesta regulatoria, artículo 5, para el despacho y operación en el MEM de las plantas con FRNCE mientras se establecen los mercados ~~intradiarios~~, sugerimos que estos recursos puedan participar en la bolsa de energía sin presentar ofertas de precio y sin que sean objeto de penalizaciones por desviaciones al programa de despacho, tal como se hace actualmente con las plantas filo de agua. Adicionalmente, solicitamos que estos recursos no sean objeto de verificación del servicio de regulación primaria de frecuencia, hasta tanto se implemente y operen los mercados de servicios complementarios.

De forma estructural es necesario revisar el esquema de despacho de estas fuentes de generación, atendiendo su naturaleza y aporte al sistema, con lo cual se deben incorporar como inflexibilidades al despacho, permitiendo maximizar su aporte y generando un doble efecto en la formación de precios, al disminuir la demanda a atender e incrementar la oferta, hecho que reflejará precios más eficientes.

5. Requisitos de Participación

- *Requisitos generales para agentes con proyectos nuevos:* si bien entendemos que es importante disponer de registros históricos del recurso energético primario, solicitamos definir de forma explícita el periodo de tiempo de tal registro y tener en cuenta las particularidades de cada recurso. Para ello sugerimos mediciones in situ de por lo menos un año para los proyectos eólicos. Para el caso de proyectos solares sugerimos se valide como registro de los recursos primarios la información de bases secundarias (mediciones satelitales por ejemplo) o de análisis, ya que es la práctica común de la industria para esta tecnología.
- *Requisitos legales:* uno de los requisitos mencionados es el de *Solvencia Moral*, sin embargo, no es claro a que se refiere, ni cuál es la forma de demostrar su cumplimiento.
- *Requisitos financieros:* teniendo en cuenta que el sector financiero durante el proceso de aprobación de las garantías que se solicitan a los agentes, realiza toda una valoración y validación de riesgos crediticios y financieros del solicitante, verificando entre otros los requisitos financieros propuestos en la



Green Power

resolución, sugerimos que las garantías solicitadas sean el único requisito financiero exigido para validar la participación de los agentes en este aspecto. Al igual que en el caso del Cargo por Confiabilidad y demás esquemas en los cuales se realizan subastas, consideramos que éste es un requisito suficiente, en tanto al final la ejecución de las garantías cubrirán al sistema (económicamente) ante la materialización de los riesgos que se pretende cubrir.

6. Mercado secundario

Respecto del mercado secundario planteado en la resolución, solicitamos al Ministerio tener en cuenta lo siguiente:

- Con el objetivo de mantener los principios de equidad en la participación de los agentes, sugerimos ampliar el alcance del mercado secundario propuesto en la resolución, en el sentido en que todas las plantas que superen el umbral de calificación definido por la UPME puedan otorgar respaldo y no se exija como condición que solo los proyectos con una evaluación igual o superior lo hagan. De mantener la condición propuesta, el proyecto con la mejor puntuación no tendría la posibilidad de respaldar sus compromisos en este mercado.
- Aclarar si los proyectos que no participaron en la subasta pueden participar en el mercado secundario, previa calificación de los criterios evaluados por la UPME.
- Definir a que hace referencia la condición del artículo 41 donde se menciona que los participantes del mercado "serán los generadores con energía disponible y con **características similares**" (negrita fuera de texto), con el fin de identificar las posibilidades que tienen las plantas existentes y nuevas en este mercado.

7. Aspectos legales referentes a las competencias de las diferentes instituciones que intervienen en la reglamentación y aplicación del mecanismo de contratos de largo plazo

El Decreto 570 de 2018 en el artículo 2.2.3.8.7.4 dispone que "la UPME, de conformidad con las competencias asignadas en la normatividad vigente, realizará los análisis respectivos en cada Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento de los objetivos del artículo 2.2.3.8.7.3 de la presente Sección, considerando incluso la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos (como el Fenómeno de El Niño), e informará al Ministerio de Minas y Energía para que se tomen las medidas correspondientes", lo cual legitima las facultades que a través de los artículos 3 y 16 del proyecto de Resolución se le dan a la Unidad de Planeación Minero Energética para realizar los análisis respectivos e informar al Ministerio para que decida realizar la subasta.



Así mismo, dado que el Ministerio de Minas y Energía es la institución que decide adelantar la subasta, no se evidencia una restricción legal para que éste se apoye en la UPME, como entidad técnica adscrita al mismo, en la elaboración del pliego de bases y condiciones específicas bajo los lineamientos de la resolución, así como en la verificación de los requisitos técnicos, legales y financieros. Lo anterior se evidencia en las competencias de la UPME definidas en la Ley 143 de 1994, artículo 16:

"(...)

b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

d) Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de energía nuclear para usos pacíficos;

f) Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector energético;

h) Recomendar al Ministro de Minas y Energía, políticas y estrategias para el desarrollo del sector energético;

i) Prestar los servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos;"

Y el artículo 4º de Decreto 1258 de 2013 que establece dentro de los funciones de la Unidad de Planeación Minero Energética:

"2. Planear las alternativas para satisfacer los requerimientos mineros y energéticos, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales, según criterios tecnológicos, económicos, sociales y ambientales.

6. Evaluar la conveniencia económica, social y ambiental del desarrollo de fuentes renovables y no convencionales de energía y de sus usos energéticos.

8. Realizar diagnósticos y estudios que permitan la formulación de planes y programas orientados a fortalecer el aporte del sector minero y energético a la economía y la sociedad en un marco de sostenibilidad.

9. Adelantar los estudios y apoyar en materia minero energética que requiera el Gobierno Nacional para la formulación de la política sectorial.



11. Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión.

23. Prestar servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos, de conformidad con lo señalado en el literal i) del artículo 16 de la Ley 143 de 1994.

24. Las demás que le señale la Ley o le sean asignadas y que por su naturaleza le correspondan.

Finalmente, se debe destacar que la UPME ya tiene la competencia técnica en esquemas de convocatorias, garantías y demás procesos relacionados con proyectos de expansión de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía en los términos del numeral 12, artículo 4 del Decreto 1258 de 2013.

8. Otros

- Sugerimos al Ministerio tener en cuenta de forma diferenciada, dentro de la evaluación del criterio de seguridad energética regional, la disponibilidad de punto de conexión y/o la asignación de disponibilidad de cargas (con presentación de garantías) en proyectos de expansión del STR y el STN que ya hayan sido adjudicados.
- Solicitamos al Ministerio publicar para comentarios la propuesta de minuta del contrato.
- Agradecemos aclarar si de acuerdo con lo definido en el artículo 25 de la propuesta la forma de asignación de la subasta es a prorrata entre los agentes cuya oferta de compra está por encima del precio de la oferta de venta.
- Solicitamos que por parte de la CREG se publique la metodología para la definición del precio techo, ya que es una variable fundamental para garantizar el éxito del mecanismo y la participación activa, tanto de la demanda como de la oferta.
- Solicitamos que por parte de la UPME se publique el reglamento de garantías, de tal forma que se puedan analizar los riesgos de contraparte y determinar la viabilidad de estas garantías. Así mismo, solicitamos que se evalúe como complementar el esquema con un mecanismo de mitigación de riesgo sistémico, que permita al inversionista tener una señal de estabilidad de largo plazo y mitigar la incertidumbre sobre el riesgo de contraparte.



MINMINAS



- Adicionalmente, solicitamos que el indexador de precios de los contratos sea el IPC, teniendo en cuenta que el IPP solo refleja "la canasta de bienes representativa de la producción nacional en la primera etapa de comercialización", la cual no captura la variación de precios de la energía.
- Solicitamos aclarar en la resolución la forma del producto a tranzar, es decir, si es un producto plano o es un producto que genera desviaciones, quién y cuándo asume las desviaciones, entre otros; todo ello necesario para que tanto la oferta como la demanda puedan dimensionar los beneficios y riesgos del producto.

Cordialmente,

AZAHARA LOPEZ
ENEL GREEN POWER COLOMBIA



Comentario 31

De: Carlos Ávila

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:06



Bogotá D.C., junio 29 de 2018

ACDS No. 18-138

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA-MME
Ciudad

ASUNTO: PROYECTO DE RESOLUCIÓN SOBRE CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Apreciado Señor Ministro:

ASOCODIS y sus empresas afiliadas agradecen la expedición para comentarios del Proyecto de Resolución *"Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"*. A su vez, agradecemos la realización del Taller llevado a cabo el día 22 de junio y por la ampliación del plazo para remitir comentarios.

En general, desde nuestra Agremiación reiteramos la disposición para contribuir al diseño y reglamentación de los lineamientos de política pública en materia de contratación de largo plazo en el mercado de energía mayorista, pues como ASOCODIS lo ha señalado en comunicaciones anteriores, es adecuado que se contribuya a *"aumentar la oferta de energía competitiva, a la formación de precios eficientes, a la contratación a largo plazo, en un marco de neutralidad y competencia entre tecnologías, entre otras"*.

En el contexto anterior, presentamos a continuación Comentarios Generales y Específicos sobre la propuesta sometida a consideración:

COMENTARIOS GENERALES

Recomendamos al Ministerio considerar los siguientes Comentarios Generales:

- Consideramos que la propuesta regulatoria planteada en esta oportunidad es de gran impacto para el sector eléctrico colombiano, toda vez que se interrelaciona con aspectos estructurales del funcionamiento y de la operación del sistema eléctrico y además promueve la integración de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica a través de la contratación de largo plazo; por lo cual, de acuerdo con lo señalado por ASOCODIS a través de la comunicación ACDS 18-114, la cual anexamos, resulta fundamental para esta Asociación que el desarrollo e implementación de lo planteado en la propuesta de resolución, se lleve a cabo, entre



otras, en el contexto de la institucionalidad del sector de energía eléctrica, de conformidad con las Leyes 142 y 143 de 1994.

En el contexto anterior, también es importante analizar la consistencia e integralidad del esquema de expansión a través de diferentes instituciones, toda vez que por un lado la CREG tendría a su cargo la expansión a través del cargo por confiabilidad, y por otro lado el Ministerio y la UPME tendrían a su cargo la expansión a través de las subastas propuestas en la resolución en comento. Es decir, es importante que por parte del MME se aclaren algunos aspectos, tales como la articulación del mecanismo planteado con el esquema del cargo por confiabilidad, en ello nos preguntamos si ¿un proyecto de generación puede acudir a los mecanismos CREG y al mecanismo propuesto?, y en adición, ¿el esquema de garantías guarda consistencia con el definido para el cargo por confiabilidad?.

De igual manera, observamos que hay muchos temas tratados en la propuesta que aún no están definidos, sobre los cuales consideramos deben ser publicados para comentarios con la propuesta. Y también existen otros temas, en que se le asignan funciones y responsabilidades de detalle tanto al Ministerio como a la UPME, tales como la administración de la subasta, minutas de contrato y garantías, entre otros, lo cual debe revisarse. Estos temas se ampliarán más adelante.

- Si bien, vemos que en la coyuntura actual del país, por la contingencia del proyecto Hidroituango, esta propuesta de resolución, y en general todas las propuestas regulatorias relacionadas con la expansión de la generación eléctrica en Colombia, toman la mayor relevancia, toda vez que de acuerdo con los resultados de análisis de escenarios para la operación del Sistema Interconectado en el mediano y largo plazo, “se observa que a partir del año 2022 podrían presentarse momentos en los cuales no se cumplan los indicadores de confiabilidad establecidos por la regulación vigente, es decir, periodos con déficit entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en el SIN¹”, es adecuado que la reglamentación del mecanismo que está planteando el Ministerio de Minas y Energía se analice de forma consistente e integral con otros temas, tales como: la estructura general del mercado, el cargo por confiabilidad, la fórmula tarifaria, la liberalización del mercado, el despacho vinculante, el mercado intradiario, el prestador de última instancia y la participación activa de la demanda, de tal forma que el resultado general garantice un equilibrio entre el beneficio para los agentes y para los usuarios del mercado de energía en Colombia.
- Los aspectos señalados en la presentación del MME llevada a cabo en el Taller del 22 de junio², en relación con la integración de la subasta al MEM, el esquema de transición para despacho de fuentes variables, mercado intradiario, la liquidación de otros componentes tarifarios tales como CERE y FAZNI, entre otros, deben

¹<http://www.xm.com.co/Lists/noticias/DispForm.aspx?ID=1464&ContentTypeId=0x010060BD47A5D614E84E9E3FFDBED2A72A9C00AFB418AFE810B14F8614540433AA0FA9>

²https://www.minminas.gov.co/documents/10192/24013840/Taller_Reglamentacion_Decreto_580_2018_agentes+22_06_18.pdf/0aa6d279-4dbe-46a5-bb98-f7fcfaf8d88



considerarse de manera integral y articulada al mecanismo propuesto, de tal forma que la demanda regulada y no regulada, tengan herramientas para valorar adecuadamente los riesgos de los contratos en el contexto de un análisis beneficio/costo, y en particular, se cuente con señales claras de traslado de precios a los usuarios.

En este sentido, si bien vemos como un gran avance la búsqueda de un nuevo mecanismo que permita a la demanda ampliar su portafolio de compra de energía, complementando la contratación bilateral y la bolsa de energía, consideramos que cualquier mecanismo normativo que promueva la expansión de la generación en el país, debe procurar ofrecer atributos de eficiencia en la formación de precios, competitividad y sostenibilidad al mercado eléctrico, y en el contexto de lo que manifestamos en la comunicación ACDS 18-114, sin que los proyectos de generación sean apalancados por subsidios pagados por la demanda a través de las tarifas eléctricas y/o transferencia de sobre costos para los usuarios.

ASOCODIS como representante de las empresas distribuidoras que atienden al 95% de la demanda regulada del país, considera que la demanda regulada no debe asumir riesgos a cargo de los desarrolladores de los proyectos de generación, por lo cual, reiteramos al MME sobre la importancia de llevar a cabo en la memoria justificativa los análisis Beneficio/Costo de la propuesta regulatoria, conforme a los criterios de Análisis de Impacto Normativo (AIN) de la OCDE establecidos en el Documento CONPES 3816 de 2014, en los cuales se plantea de manera cuantitativa el Beneficio Neto para toda la sociedad en su conjunto. Para estos análisis, debe tenerse en cuenta la composición y concentración actual de la oferta y demanda en Colombia, así como las integraciones horizontales y verticales de la industria, entre otros, y también considerar los efectos de la propuesta sobre una eventual concentración en la oferta, y respecto al incremento de la energía media con que contaría el sistema, desde la perspectiva de la eficiencia y competitividad tarifaria.

- En el esquema propuesto por el MME se establecen una serie de funciones y responsabilidades para la UPME en cuanto a la implementación del mecanismo (Artículo 3), reglamento de garantías (Artículo 54), administración de la subasta (Anexo 1, Numeral 3.1), entre otros, así como para el MME a través de la minuta del contrato establecida en el Artículo 13 y la convocatoria a la subasta de contratación a largo plazo (Artículo 58); lo que respetuosamente sugerimos revisar en el marco de la articulación interinstitucional del sector de energía eléctrica en Colombia.
- Un tema estructural de la propuesta regulatoria es el relacionado con la definición de criterios para la definición del mecanismo. Por ejemplo, observamos que no existe una revisión bibliográfica amplia para definir el criterio de resiliencia: el concepto que aborda el MME en la memoria justificativa se extrae de un "paper" del año 1994. ¿Cuál es la justificación que dicho criterio sea el adecuado? ¿Por qué considera el MME que el índice de Shannon - Weaver es el indicado para el caso colombiano?. Sobre las variables de éste índice, algunos autores han señalado: *"Diversity can be conceptualized by three fundamental properties: Variety, balance and disparity... Each of these properties has been found to be necessary but*



insufficient to conceptualize diversity³. Al respecto, consideramos que la construcción de un índice de resiliencia propio para el caso colombiano, debe estructurarse teniendo en cuenta las características del MEM. En adición, ¿no debería ser reglamentado este criterio a través de una Resolución? ¿Como se articula el criterio de resiliencia con el concepto de Cargo Por Confiabilidad?

- Así mismo, observamos que la memoria justificativa desarrolla el criterio de eficiencia en la formación de precios, acorde al objetivo ii del Artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto MME 0570, donde se prevén una serie de nuevas definiciones en la regulación del sector (igualdad, fiabilidad, etc.); no obstante, el proyecto de resolución no aborda este criterio en la reglamentación propuesta, e incluso señala que *“el mecanismo propuesto está enmarcado dentro de los principios y condiciones generales formulados mediante la Resolución CREG 068 de 2008”*, -la cual está en consulta por parte de la CREG y corresponde a principios de traslado de precios a usuario final en el componente de compras de energía-; por lo cual, sugerimos respetuosamente que se aborde el esquema en que el mecanismo propuesto por el Ministerio contribuirá al objetivo de *“Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes”*.
- De otro lado, en el Taller del 22 de Junio, la UPME presentó el avance de un estudio relacionado con los objetivos que trata el Artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 0570 de 2018, especialmente en lo relacionado con resiliencia (i) y complementariedad (iii). ¿Cómo se articula este estudio con la propuesta regulatoria del Ministerio?, al respecto, si bien en el Taller que llevó a cabo se señaló que el MME prevé incorporar los objetivos del Decreto MME 0570 en la evaluación de los escenarios del Plan de Expansión de la UPME, observamos que la memoria justificativa no hace referencia a este estudio, el cual, consideramos debería ser publicado para análisis y comentarios, y articulado en el marco de la propuesta de la resolución, dado que acorde como la UPME aborde la incorporación de estos objetivos en el Plan de Expansión, podría darse un cambio importante en el modelo de planeación con que actualmente se desarrollan los proyectos de generación y transmisión del STN.

COMENTARIOS ESPECIFICOS

A continuación sugerimos tener en cuenta los siguientes Comentarios Específicos:

- En el proyecto de resolución se plantean aspectos regulatorios específicos de funcionamiento del mecanismo de comercialización, los cuales reiteramos deberían ser abordados en los términos que planteamos en nuestra comunicación ACDS 18-114. Nos referimos a algunos de ellos, tales como:
 - Con relación al mercado secundario, se debe permitir a los comercializadores adjudicados en la subasta de contratación a largo plazo la participación en el mercado secundario, con el fin de gestionar el riesgo de precio y cobertura. Solo

³ <https://pdfs.semanticscholar.org/4a93/c0ff30e9bb8d0df1ccf61c09c598e41602c7.pdf>. P4.



- se está permitiendo el mercado secundario para la oferta. No obstante, se requiere profundizar en la reglamentación del funcionamiento de este mercado.
- En relación con la demanda objetivo que definirá el MME, consideramos esencial para los análisis y soportes tener en cuenta las proyecciones de demanda de los OR's y la demanda contratada por los comercializadores.
 - Respecto a la oferta de los compradores, consideramos que la oferta no debe desagregarse por precio ni por tipo de mercado. Sugerimos considerar la posibilidad que la oferta realizada sea por un único producto y a un solo precio ofertado, de forma tal que el Comercializador pueda gestionar libremente su riesgo; es decir, que la energía finalmente adquirida a través de la subasta, pueda ser manejada entre sus portafolios de mercado y destine la energía asignada al mercado regulado o no regulado de acuerdo con su demanda esperada. En ese contexto, nos preguntamos la justificación para que a través del artículo 23 se planteen precios diferenciales para los mercados regulados y no regulados.
 - Artículo 15: Observamos que se acoge el planteamiento de ASOCODIS sobre la participación voluntaria de la demanda, no obstante, consideramos que debe profundizarse sobre el esquema de remuneración de los proyectos asignados bajo el mecanismo propuesto, especialmente, porque si no se ha reglamentado aún lo relacionado con integración de la subasta al MEM o transición de despacho de fuentes variables, entre otros. Por lo tanto, reiteramos y sugerimos que la propuesta regulatoria asegure que la demanda que no participe de forma voluntaria, en ningún caso pagará los costos de este tipo de proyectos.
 - Artículo 19: ¿Cuáles son los criterios para la estimación del precio techo?. De igual manera, sugerimos se profundice sobre el planteamiento de un precio techo.
 - Artículo 23: Sugerimos se complemente el artículo con los criterios para la oferta de los vendedores. Adicionalmente, el segundo párrafo se encuentra contenido en el tercero, por lo que proponemos se unifiquen.
 - Artículos 25, 28 a 33: Consideramos necesario dar mayor claridad en los requisitos y criterios de precalificación y calificación de los participantes, por lo que sugerimos se presente un desarrollo del tema en el proyecto de resolución. De igual manera, se debe precisar más sobre los criterios de adjudicación.

Adicionalmente, no observamos la ponderación que tendrá cada criterio de calificación. Estos criterios, como su ponderación, deben estar absolutamente claros en la implementación de la propuesta regulatoria, para evitar cualquier tipo de discrecionalidad en la definición de estos temas. Para la demanda es fundamental conocer cómo se establecerán las diferentes alternativas de ponderación de criterios ante diferentes tipos de tecnologías que participen, pues cada una de ellas contribuye de manera distinta a la formación de precios con que se establecen los contratos que resultarán como resultado de la implementación del mecanismo.



- Artículo 35: El producto a subastar es un producto plano de energía media a largo plazo, por lo cual, consideramos fundamental que se garantice que este producto mantenga su condición de plano en el momento que los generadores adjudicados reporten los valores de referencia horarios de energía en kWh para todas las horas del año, valor con el cual se liquidarán las transacciones del contrato en el mercado.

En el caso que los generadores reporten valores (curvas de energía) de referencia horarios de energía distintos al producto que se le adjudicó, el comercializador se vería expuesto a un riesgo de cobertura.

- Artículo 38: Entendemos que la energía media a ofertar en la subasta por el vendedor se debe hacer por proyecto a una cantidad determinada de energía media plana; sin embargo, según lo establecido en este artículo, respecto a las desviaciones horarias a favor y en contra del generador, nos causa la duda si el proyecto debe comprometer toda su energía media en la subasta o no y si su generación real reflejaría la energía adjudicada en la subasta. En todo caso, consideramos importante que el MME evalúe lineamientos con mecanismos complementarios que le permitan a la demanda gestionar el riesgo por una posible sobrecontratación, en los casos que se presenten estas desviaciones frente a la generación esperada que se le adjudicó a los comercializadores en la subasta.
- Artículo 39: En este artículo se menciona sobre rendimientos financieros de acuerdo al balance positivo o negativo del comercializador, solicitamos definir cuál será la tasa de referencia con la cual se realizará el cálculo de estos rendimientos y se den los lineamientos para poder trasladar estos costos financieros a la tarifa del usuario.
- Con relación al tema de garantías, consideramos que deben existir garantías para la entrega de la energía que permita cubrir el riesgo de incumplimiento por parte de la oferta.

Agradecemos considerar estos comentarios y quedamos a disposición para ampliar lo que consideren.

Cordialmente,


JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

Anexo: lo anunciado

Copia:

Dr. Alonso Cardona - Viceministro de Energía

Dr. Germán Castro Ferreira – Director Ejecutivo CREG

Dra. Rutty Paola Ortiz - Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios



MINMINAS

Comentario 32

De: Mónica Gasca

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:07



SER 015-2018

Bogotá D.C., 29 de junio de 2018

Doctor

GERMÁN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ciudad

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado Señor Ministro:

Desde la Asociación de Energías Renovables SERColombia, quisiéramos de antemano agradecer al Ministerio por el trabajo concienzudo que ha realizado para promover la introducción de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en la matriz eléctrica Colombiana. No obstante, como lo hemos manifestado en comunicaciones anteriores, para nuestros Asociados es de suma urgencia la definición y reglamentación definitiva de las características del mecanismo de contratación a largo plazo establecido a través del Decreto 570 de 2018. Así mismo, es de vital importancia que la definición del mecanismo y la convocatoria de una primera subasta se realice antes de finalizar el actual Gobierno, con el fin de materializar la inclusión de nuevas tecnologías de generación de energía renovable no convencional de la manera más rápida y certera posible.

Siguiendo el carácter propositivo de nuestra asociación, a continuación, presentamos los comentarios a la resolución del asunto:

Entendemos y compartimos la intención del Ministerio de asignar las competencias relacionadas con la realización de la subasta a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Sin embargo, con el objetivo de dotar de mayor soporte legal a dicha asignación para prever argumentos de nulidad que se presenten en el futuro y que en consecuencia no permitan ejecutar el mecanismo de largo plazo, sugerimos al Ministerio profundizar en el estudio de la viabilidad de asignar competencias a dicha unidad y que las mismas se plasmen, como soporte para todo interprete, dentro de la parte considerativa del instrumento normativo a forma de resolver todo tipo de dudas frente a la competencia de la UPME para realizar la totalidad de las tareas asignadas.



Resaltamos que el mecanismo expuesto en la resolución del asunto cumple con los objetivos propuestos en el Decreto 570 de 2018. No obstante, es primordial que se defina a la mayor brevedad, las fechas y montos para la realización de una primera subasta. Especificando dentro del contenido de la resolución la definición de los criterios que año a año deberá utilizar la UPME para establecer tanto la fecha de realización de la subasta, como las cantidades convocadas y tiempos para la entrada en operación de los proyectos que participarán en el mecanismo. Para efectos de determinar las cantidades a subastar, es importante que el criterio que se defina esté relacionado con las necesidades de la demanda en términos de cobertura contractual y del deseo de contar con opciones de contratación a largo plazo trasladables a la tarifa del usuario final, entendiendo largo plazo como contratación a un plazo de entre 15 y 20 años.

Así mismo, es de nuestro parecer que, para el correcto funcionamiento del esquema de contratación a largo plazo, es necesario que se establezca un límite de tiempo máximo para que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) defina el esquema de transición para proyectos con FNCER, en particular la forma en la que se liquidarán los componentes de CERE y FAZNI, de forma que haya claridad al respecto previo a la convocatoria de la primera subasta. Lo anterior, debido a que la forma de liquidación de estos dos componentes afecta la estructuración de ofertas de los proyectos que desean participar en el mecanismo.

Específicamente sobre el producto y la estructuración de la subasta, a continuación, relacionamos los comentarios encontrados:

- En términos del producto establecido, es importante resaltar que la mayoría del Costo del Capital de los proyectos de generación eléctrica es en moneda extranjera, pues las obras civiles que típicamente se pagan en moneda local son minoritarias en la composición de capital de los proyectos. Por lo anterior, sugerimos al Ministerio modificar el valor de la oferta de pesos a dólares, o evaluar una combinación de un producto parcialmente indexado en dólares y parcialmente indexado en pesos, o dos productos distintos uno en cada moneda. Esto, toda vez que al realizar las ofertas en la moneda local los proyectos interesados en participar en el mecanismo experimentan aumentos en los precios ofertados y disminuye el beneficio que experimentaría la demanda. De la misma manera, con el fin de que el Estado cumpla de manera directa la función encomendada en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994¹, recomendamos al Ministerio ampliar la vigencia de los

¹ El artículo 6 de la ley 143 de 1994 establece: "Artículo 6o. Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico."



contratos a 20 años, ya que en términos de financiamiento este es otro factor que repercute significativamente en el precio que podrían estar dispuestos a ofertar los agentes que participen en la subasta.

En la tabla1, se muestran cálculos estimados en el aumento del valor de oferta ante cambios en las variables de duración y moneda de valoración, los cuales surgen de la experiencia de las empresas Asociadas a SERColombia en la participación de procesos similares a nivel internacional.

Tabla 1. Aumentos en oferta de los participantes

Duración contrato	20 años	20 años	15 años	10 años
Moneda	USD	COP	COP	COP
Aumento en la oferta (Base 100 %)	100%	126%	140%	176%

En la información proporcionada anteriormente, se evidencia cómo el cambio de moneda de dólares a pesos representa un aumento aproximado del 26% sobre la oferta final y el cambio de moneda acompañado de una reducción en la duración del contrato de 5 o 10 años, representa aumentos aproximados en las ofertas de entre 40% y 76%, respectivamente. Razón por la cual consideramos que, buscando ofertar las mejores tarifas para la demanda, y teniendo en cuenta que la contratación a largo plazo es solamente un porcentaje del portafolio de contratación de un comercializador, el contrato estipulado en el mecanismo debería ser un contrato de al menos entre 15 y 20 años. Adicionalmente, insistimos que en la medida en que el precio resultante en la subasta sea transferible en su totalidad a la tarifa, el mecanismo de contratación de largo plazo alivia presiones financieras a los comercializadores, resultantes de su exposición a precios de bolsa de energía, y así mismo garantiza estabilidad de precios a usuarios finales.

- Sobre la periodicidad de realización de la subasta: la resolución del asunto establece que la UPME analizará anualmente en el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión el cumplimiento de los objetivos del Decreto 570 de 2018. Es necesario que, dentro de la resolución, quede definida la forma en la que esta entidad verificará el cumplimiento de estos objetivos cuantitativamente. Es decir, que se establezca una regla específica para determinar si se convocará subasta y se permita así mismo la estimación de cantidades de energía media a subastar y plazo de inicio de los compromisos de entrega de energía.

De igual manera, es importante que en la resolución se especifique como la UPME va a



definir el año de entrada de los proyectos que participen en la subasta. Sugerimos, que el año de entrada se determine teniendo en cuenta la información de registro de los proyectos, sus procesos de conexión y fechas de entrada reportadas.

- De otro lado, solicitamos aclaración sobre la forma de participación de las plantas existentes dentro del mecanismo de subasta, ya que, en términos de competencia de ofertas, la participación simultánea de agentes existentes y nuevos es inequitativa. Aquellos agentes existentes con activos depreciados ofrecerán sus volúmenes de energía a costos menores ya que los agentes nuevos deberán incluir la amortización del capital invertido y el costo de deuda. De acuerdo con lo establecido en el parágrafo del artículo 18 de la propuesta regulatoria, la participación de un solo agente nuevo, legitima la participación de agentes existentes y en ese sentido, solicitamos al ministerio que la aplicación de la metodología de asignación de las ofertas de venta definida en el artículo 25, de prioridad a todas las ofertas de venta provenientes de agentes nuevos. Es decir, una vez sean asignadas o descartadas todas las ofertas de venta de agentes nuevos, se proceda mediante la misma metodología, a asignar/descartar las ofertas de venta provenientes de agentes existentes con la demanda restante.
- En lo que respecta a la participación de la demanda dentro del esquema planteado, con fundamento en lo establecido en el ya mencionado artículo 6 de la Ley 143 de 1994 y el artículo 4 de la ley 1715 de 2014² y en la medida en que el mecanismo de subasta, como se encuentra estructurado, permite cumplir en gran medida con los principios tarifarios que establece el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, en especial el principio de eficiencia económica. Es necesario que se especifique una condición que garantice la participación de comercializadores y distribuidores que representan usuarios regulados en el Mercado de Energía Mayorista participen del mecanismo.

Como hemos manifestado en diferentes escenarios, más allá de solicitar una participación obligatoria de la demanda y seguros de que el diseño de un adecuado mecanismo garantiza la asignación a precios eficientes y competitivos, deberá así mismo garantizarse que la participación de la demanda obedezca a un racional económico y se prevenga la existencia de comportamientos de poder de mercado que redunden en una demanda insuficiente en detrimento de la asignación eficiente en el proceso.

Sugerimos que, como incentivo para la participación activa de la demanda, se establezcan porcentajes mínimos de contratación para los agentes que representan demanda regulada. Es decir, aquellos agentes con un porcentaje de exposición a bolsa de energía a largo plazo deberán contratar un porcentaje definido de cobertura mediante

² Ley 1715 de 2014. Artículo 4°. Declaratoria de utilidad pública e interés social.



mecanismos de contratación de largo plazo³. Dicho de otra forma, con el propósito de garantizar que los usuarios finales estén blindados de la volatilidad de precio de bolsa de energía, sugerimos se establezcan unos porcentajes mínimos aceptables de cobertura de riesgo de mercado para la demanda regulada a través de contratación de largo plazo, mediante cualquier mecanismo de contratación competitiva de energía eléctrica de largo plazo que sea validado y aceptado por la CREG.

- Encontramos muy positivo que se establezca un precio techo para la subasta, no obstante, consideramos necesario que, así como en el esquema de cargo por confiabilidad, la Comisión publique la metodología de cálculo del precio techo. Con el fin de que los agentes interesados en participar en la subasta realicen estimaciones y tomen las decisiones más informadas.
- Con respecto al artículo 11, el cual establece que si la energía es inferior al 90% de la energía media anual contratada se causa la ejecución de las garantías de cumplimiento, consideramos que esta condición podría tener impactos negativos sobre la bancabilidad de los proyectos. Con respecto a este punto, respetuosamente sugerimos que se permita promediar la energía media generada a través de por lo menos 2 años, de manera que los generadores no se vean negativamente afectados por eventos puntuales que sean imprevisibles, y adicionalmente que quede claro que en ningún caso el incumplimiento de este requerimiento de generación mínima llevará a la terminación del contrato.
- De acuerdo con el artículo 17, solicitamos aclarar si en la subasta sólo podrán participar como vendedores agentes del mercado de energía mayorista, y sugerimos aclarar explícitamente dentro del documento que el requisito legal de registro en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) se debe cumplir una vez se adjudique el contrato en la subasta, pero no debe ser un requisito de participación en la misma.
- Creemos conveniente que, así como en el párrafo del artículo 18 se especifica qué pasa en los casos en que no se presentan proyectos nuevos a ofertar energía, se especifique qué sucede en los casos en que no exista participación suficiente de la demanda en el esquema de subasta.
- Sobre el segundo párrafo del artículo 23, en el cual se especifica: *"La oferta de los compradores deberá contener la cantidad de energía a comprar para el mercado regulado y su precio, así como la cantidad de energía a comprar para el mercado no regulado y su precio"*. Respetuosamente se solicita aclaración sobre este párrafo, en términos de si

³ Entendiendo largo plazo como periodos de contratación superiores a 15 años.



hace alusión al vendedor o se presentó un error de transcripción, ya que el siguiente párrafo igualmente hace alusión a la oferta del comprador.

- En el artículo 25, solicitamos aclaración sobre la definición de la demanda objetivo para el esquema de subasta. Sugerimos nuevamente que se defina explícitamente cuales van a ser los criterios sobre los cuales la UPME año a año establecerá esta demanda objetivo y para ello, sugerimos se tenga en cuenta la demanda que no puede ser cubierta a precios eficientes según la oferta de generación disponible.
- El Parágrafo del artículo 38 puede incidir negativamente en la bancabilidad de los proyectos al introducir un riesgo de liquidez importante sobre los mismos. Por lo tanto, sugerimos reconsiderar la inclusión de este parágrafo.
- Respecto del artículo 52, solicitamos se especifique con mayor detalle las características que deberá contener la garantía de pago que presenten los compradores adjudicados en la subasta. Lo anterior, debido a que al ser la subasta de sobre cerrado no es posible tener certeza sobre quien será el comprador de la energía, lo cual conlleva a incertidumbres en el proceso de financiamiento de los proyectos. Consideramos que, para el correcto funcionamiento del mecanismo, es necesario que se mitigue el riesgo de contraparte de manera que los proyectos sean financiables, independientemente de la calidad crediticia del comprador de energía que resulte adjudicado.
- Tal como está planteado el esquema, la incertidumbre que se genera sobre el riesgo (calidad crediticia) de la contraparte en los contratos hace que nuevos proyectos basados en este esquema no sean financiables ex ante (es decir, antes de saber cuál es la contraparte). Por lo tanto, los desarrolladores de proyectos tendrán dificultades obteniendo financiación para los proyectos, con la consecuencia de que probablemente no se presentarán a la subasta. Dentro de este orden de ideas, y con el objetivo de garantizar el éxito de la subasta, es necesario que el Ministerio adopte mecanismos de mitigación de riesgo de contraparte, que se han aplicado exitosamente en otras jurisdicciones, los cuales combinan la calidad crediticia de todas las contrapartes de manera que el riesgo que toma el vendedor de energía es el riesgo de todo el sistema.

Entendemos que la banca multilateral, así como la banca local y entidades de financiamiento del orden nacional han propuesto al Ministerio esquemas similares para que sean incluidos en el diseño del mecanismo, sugerencia que debe ser atendida por el Ministerio. Las certezas sobre la calidad crediticia y capacidad financiera de las fuentes de pago de los contratos, más aún tratándose de compromisos de largo plazo, son fundamentales para que las entidades llamadas a apalancar financieramente proyectos nuevos estén en disposición de desembolsar estos recursos. En caso contrario, el



financiador seguramente asumirá, para efectos de la evaluación de riesgo de contraparte, la peor calificación de la muestra de probables compradores lo que redundará potencialmente en la no disponibilidad de financiamiento de los proyectos.

Requisitos de precalificación y calificación a la subasta:

- Desde la Asociación consideramos primordial que se defina explícitamente dentro de la resolución del asunto, cómo la UPME medirá la totalidad de los criterios para la calificación de los proyectos que participarán en la subasta, estableciendo fórmulas, parámetros y avance específico en cuanto a las obtenciones de licencias ambientales y su correspondiente consulta previas si aplican. Así mismo, se debe definir el número que establece el umbral de participación a la subasta, con el fin de saber claramente cuales proyectos podrán participar en este esquema.
- Específicamente, respecto al criterio de resiliencia, creemos que este se debe especificar por tecnología. Como la aplicación del índice Shannon-Weaver en el proyecto de resolución asigna el índice i para cada fuente energética, se puede interpretar que el cálculo del índice se realiza por proyecto. En este sentido, sugerimos al Ministerio resolver las ambigüedades inmersas en el cálculo tales como:
 - Concepto de fuente energética: ¿tecnología o proyecto?
 - Si el cálculo se realizará por generación o por capacidad. Se entiende que es por capacidad, no obstante, en los documentos citados en la memoria justificativa se observa que el cálculo se realiza por generación. En caso de que el cálculo sea por generación, de qué forma se va a contemplar la generación histórica en el SIN.
- Respecto al criterio de seguridad, se requiere aclaración del Ministerio sobre cómo se evaluarán en este criterio, los proyectos eólicos que se localicen en la alta Guajira y participen en la subasta. Lo anterior, teniendo en cuenta que estos requieren de la expansión del Sistema de Transmisión Regional.

Comentarios respecto al anexo 1:

- Respecto a los requisitos de los participantes, específicamente lo referente con los requisitos financieros, encontramos que estos requisitos plantean barreras de entrada tanto para oferentes como para demandantes, tal es el caso del historial crediticio del mismo periodo del contrato, ya que muchos de los agentes que participarán en esta subasta son agentes nuevos en el mercado o agentes extranjeros, lo que no debe implicar una descalificación a priori de su capacidad financiera y crediticia.



Por lo anterior, recomendamos al ministerio eliminar los requisitos financieros en la medida en que la subasta presenta un esquema de garantías y la evaluación de riesgo de los agentes la realizarán las entidades financieras que otorguen las garantías al proyecto y a los participantes de la subasta por el lado de la demanda. Así como complementar el esquema con un mecanismo de mitigación de riesgo sistémico, por ejemplo, un agregador de crédito o alternativas de *Credit Enhancement*, que permita al inversionista tener una señal de estabilidad de largo plazo y mitigar la incertidumbre sobre el riesgo de contraparte. Es de resaltar que estas alternativas de mitigación de riesgo de contraparte sistémico deben estar disponibles previo a la realización de la subasta, para que los oferentes tengan en cuenta estos costos en sus ofertas y participen en la subasta con una mayor certeza de financiamiento.

- En el numeral 1.1 el literal d se establece que el proyecto debe tener mediciones in situ. Sugerimos que, para no crear barreras de entrada a los proyectos oferentes, se permita, de acuerdo con la tecnología, la utilización de información secundaria y de metodologías de correlación para calcular el recurso disponible en el sitio. De acuerdo con la práctica internacional, para las fuentes energéticas con baja incertidumbre sobre el recurso energético, se permitirá el uso de información secundaria, siempre y cuando sean representativos teniendo en cuenta duración del período de datos disponibles, resolución espacial de los datos e incertidumbre.
- Debido a la coexistencia de los mecanismos, el de contratación de largo plazo y el de cargo por confiabilidad, como parte de las fuentes de ingreso de un mismo proyecto, solicitamos al Ministerio aclarar que, entendiendo que se trata de dos productos diferentes que no son mutuamente excluyentes, , un proyecto puede participar con la totalidad de su capacidad y/o generación en ambos mecanismos, pudiendo cada unidad de capacidad y/o generación de dicho proyecto percibir simultáneamente ingresos por ambos mecanismos. Lo anterior, en virtud de la confusión que genera uno de los requisitos técnicos, que se refiere al reporte del *"documento donde el oferente certifique, que los productos ofrecidos no se han comprometido a través de otros contratos o acuerdos"*.

Comentarios generales:

- Con respecto a la liquidación del contrato en el MEM, agradecemos confirmar ¿sí el reporte de generación horaria se hará anualmente o para mayor eficiencia en cuanto al planeamiento del sistema, este reporte será mensual?



- Es importante dejar claro en la resolución que la adjudicación de la subasta es "*Pay As Bid*". Lo anterior se manifestó expresamente en el taller, pero es importante que quede claro en la resolución.
- Sugerimos que dentro del contenido de la resolución se definan con claridad las reglas para aplicar las liquidaciones, los balances netos y las penalizaciones, señalados en el capítulo VI del Proyecto de Resolución.

Finalmente, desde la Asociación consideramos pertinente que todos los cálculos para definir criterios sobre la participación de los proyectos, la realización de la subasta y las cantidades convocadas, queden definidos explícitamente en la resolución y no únicamente en la memoria justificativa, esto con el objetivo de dar solidez regulatoria a todos los procesos a desarrollar en el esquema de contratación.

Esperamos que nuestros comentarios sean de gran aporte y reiteramos la imperiosa necesidad de definir lo más pronto posible los lineamientos específicos del mecanismo de contratación de largo plazo, con el fin de materializar la inclusión de nuevas tecnologías de generación de energía renovable no convencional en la matriz. Quedamos abiertos a ampliar lo contenido en esta comunicación a su solicitud.

Cordialmente,

Alejandro Lucio Chaustre

Director Ejecutivo

Asociación de Energías Renovables de Colombia – SER COLOMBIA

CC.

Viceministro de Energía, Alonso Cardona Delgado.

Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas, Germán Castro Ferreira.

Director Unidad de Planeación Minero Energética, Ricardo Ramírez Carrero.

Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad, Carolina Soto.



Comentario 33

De: Kathrine Simancas

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:08



NIT: 830.023.782-1

P-155/2018

Bogotá, 29 de junio de 2018

Doctor

GERMAN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 57-31, CAN

Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco – agradece la oportunidad brindada para emitir comentarios al proyecto de resolución del asunto, así como el otorgamiento de un plazo adicional y la ejecución del taller sobre la propuesta en consulta. A continuación, nos permitimos exponer las observaciones que consideramos pertinentes.

En primer lugar, queremos destacar la importancia de la adopción de medidas que permitan garantizar la sostenibilidad energética para el país, a lo cual aporta el hecho de tener una mayor diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica. Valoramos los esfuerzos realizados por el gobierno en este sentido y como hemos mencionado anteriormente, consideramos que el planteamiento de un mecanismo de expansión a través de contratos de largo plazo, complementario al Cargo por Confiabilidad, en el que puedan participar nuevas plantas de cualquier tecnología, es una de las medidas que fortalece el mercado actual de energía eléctrica; esto, al permitir un desarrollo de la canasta energética en condiciones equilibradas para todo tipo de fuente primaria.

Para lograr estos objetivos, consideramos importante que las medidas que se establezcan proporcionen suficiente claridad y tranquilidad respecto al marco legislativo vigente, de manera que el cumplimiento del mismo disminuya riesgos de interpretación que puedan afectar la viabilidad de aplicación de tales medidas y su continuidad en el tiempo; aunado al reconocimiento por parte de la entidad a cargo de la competencia.

En el caso particular del texto puesto en consulta, para la definición del mecanismo de contratación a largo plazo, observamos que existen inquietudes identificadas por algunas de nuestras empresas afiliadas sobre el rol de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME – en desarrollo de la subasta y el carácter indicativo del Plan de Expansión.



CO15/6224



CO15/6223



Lo anterior, teniendo en cuenta la asignación de funciones entre la entidad de planeación y de regulación, establecidas hoy en la Ley 143 de 1994; así como el carácter indicativo o de referencia, hoy establecido sobre proyectos de generación de energía eléctrica a ejecutarse, respecto a la preselección de proyectos y definición de fecha de entrada de los mismos, incluidos en la propuesta de resolución.

Por lo anterior, y con el fin de fortalecer la institucionalidad y la reglamentación que finalmente se emita en cuanto al cumplimiento del marco jurídico y legislativo actual, de manera que se minimicen eventuales cuestionamientos, respetuosamente sugerimos revisar lo planteado a la luz de lo establecido en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994. En éste se establece que los planes de generación y de interconexión son indicativos. Así mismo, el parágrafo 1° del mismo artículo indica que es la CREG quien *"...desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión."* Esto con el fin de proporcionar claridad en relación con el papel que en el marco de sus funciones desarrollará la UPME, como entidad técnica adscrita al Ministerio, para el mecanismo que se busca establecer.

Si bien, entendemos que las responsabilidades de las diferentes entidades respecto al mecanismo se derivan de lo indicado en el Decreto 570 de 2018, sugerimos que en la resolución se aclaren las mismas a la luz de lo anteriormente planteado. Adicionalmente, en el taller se mencionó una diferenciación entre las actividades de: planeación indicativa de generación, definición de criterios para la subasta (pliegos) y calificación de proyectos para asignación. Esta separación procedimental y de tiempos no es lo suficientemente clara en la propuesta; por lo cual, vemos importante su identificación, con el fin, como se mencionó previamente, de proporcionar mayor claridad en los roles respecto a las funciones asignadas.

Adicionalmente, agradecemos se determine la manera como se armonizará este mecanismo con el de expansión establecido previamente por la CREG, el Cargo por Confiabilidad, tanto en su operación como sobre la funcionalidad determinada para el mercado, con el fin de minimizar el riesgo de sobre instalación y garantizar el abastecimiento confiable de la demanda. Esto se refiere especialmente a una mayor claridad entre la demanda objetivo a atender y la definición de la remuneración, para cada uno de los dos mecanismos, así como la manera de lograr la integralidad normativa para el mercado de energía que facilite el uso eficiente de los recursos.

Por otro lado, consideramos que otro tema de gran relevancia es la determinación de lineamientos para garantizar que los costos de compra de esta energía, así como los



asociados a los costos transaccionales y de garantías, sean remunerados, lo cual no vemos incluido en la propuesta. Si bien consideramos que la participación voluntaria, tanto de la demanda como la oferta, es un aspecto positivo y fundamental¹, la propuesta no especifica este aspecto, pudiendo dejar sin motivación a los comercializadores para participar en el mecanismo.

Ahora bien, en el espacio del foro dispuesto en la página del Ministerio, se indica de manera complementaria que el mecanismo propuesto está enmarcado dentro de los principios y condiciones generales formulados mediante la Resolución CREG 068 de 2018, que deben cumplir aquellos mecanismos para la comercialización de energía eléctrica que aspiren al reconocimiento de los costos agregados de las compras de energía en el costo unitario de prestación del servicio al usuario regulado. De acuerdo con lo anterior, comedidamente solicitamos que la reglamentación que se emita indique explícitamente que la Comisión, previo a la aplicación de la subasta, deberá considerar estos costos en la fórmula tarifaria, así como la definición del traslado de costos de compras de energía de los demás mecanismos del mercado que cumplan las condiciones que se definan (en la resolución definitiva de lo propuesto en la Resolución CREG 068 de 2018), de manera que el tratamiento entre las diferentes alternativas de contratación sea neutral e incentive la participación voluntaria.

En cuanto a los criterios que se evaluarán para la participación de la oferta en la subasta de contratación que se realice, la propuesta indica que estos se definirán en los pliegos de cada subasta que deberá elaborar la UPME. Al respecto, consideramos que se debe establecer la metodología por la cual se convocará la subasta, de manera que garantice el abastecimiento confiable y el principio de eficiencia económica y, con el fin de evitar la subjetividad en dicha evaluación, se debe determinar un único procedimiento técnico y la definición de los aspectos que se tendrán en cuenta para ponderar los criterios para realizar la evaluación. Es fundamental que se defina previamente los criterios técnicos para el momento de activación de la subasta, así como el umbral mínimo permitido al que se refiere el artículo 24.

Aspectos específicos

Una vez se aborden los aspectos antes mencionados, vemos importante que se revisen ciertos aspectos específicos de la propuesta, los cuales se mencionan a continuación.

El artículo 5º propone que la CREG defina un esquema de transición sobre el despacho y la operación de proyectos con fuentes primarias variables, mientras que se establece un

¹ Dada la importancia de garantizar la voluntariedad de la participación de la demanda en este mecanismo, estamos de acuerdo en que la demanda objetivo y el llamado a la subasta no impliquen la obligación de participación ni de compra de contratos por parte de la demanda.



esquema de mercado intradiario; así como la forma en que se liquidarán los componentes FAZNI y CERE para este tipo de proyectos. Al respecto, consideramos necesario que estos aspectos se definan antes de la aplicación del mecanismo de contratación a largo plazo propuesto y en lo posible antes de la entrada en operación de los proyectos cuya entrada en operación está programada para el presente año.

El mercado intradiario es una necesidad del Mercado de Energía Mayorista, en especial para la operación de las plantas de fuente variable, sobre la que todos los participantes han estado de acuerdo y existen desarrollos ejemplares que pueden ser implementados en el corto plazo; así como la reglamentación para la remuneración de los servicios auxiliares respectivos. Adicionalmente, para la presentación de ofertas es indispensable la definición tanto del CERE como del FAZNI. En cuanto al CERE, debe ser claro si las ofertas de precio que realizarán los proyectos debe incluir el CERE o si no debe ser incluido en las ofertas, caso en el cual, en la liquidación del contrato debe ser específico en que el valor a liquidar será el precio de la energía más el CERE del mes liquidado. En cualquier caso, el esquema debe tener coherencia con el mercado, ya que estos recursos en la bolsa, como cualquier recurso de generación en la bolsa deberá recaudar el CERE y recibir el ingreso por las OEF asignadas.

Sobre el periodo de vigencia del contrato de 10 o 15 años indicado en el artículo 7º que habla del producto a subastar, observamos que es preciso indicar que este será especificado para cada subasta en los pliegos respectivos, de manera que el producto a subastar pueda ser homogéneo.

A su vez, sugerimos aclarar en el artículo 8º donde se establece el cálculo de energía media anual, que esta energía a ofertar podrá ser menor a la calculada, como se indica en el documento soporte de la resolución. En general observamos que hay aspectos incluidos en este documento que preferiblemente deben ser establecidos de manera formal en la resolución o norma que finalmente se establezca.

Por su parte, las especificaciones de la liquidación de los contratos deben ser más detalladas indicando que esta deberá ser realizada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC, de manera similar al proceso adelantado para los contratos bilaterales, incluyendo lo respectivo a las garantías. Es preciso indicar que la formalización de los contratos contemplada en el artículo 26 deberá realizarse ante el ASIC, así como aclarar que la liquidación de los contratos y las desviaciones debe efectuarse por agente en lugar de por proyecto.

Por otro lado, consideramos que el riesgo que asume la demanda es mucho más alto que el que se indica en el Artículo 37, esto debido a que los comercializadores se presentan a la subasta desconociendo los proyectos de generación que superan el proceso de calificación



y en consecuencia desconocen los valores horarios de referencia de que trata el Artículo 35, con base en los cuales se realizará la liquidación indicada en los Artículos 37, 38 y 39. Adicionalmente por el diseño del mecanismo de adjudicación del Artículo 25, es imposible para los comercializadores, aun cuando conociera los proyectos participantes y sus valores horarios de referencia, estimar con anticipación el proyecto o proyectos que atenderán su demanda; por lo tanto tendrá dificultades para valorar el riesgo al que estará expuesto y en consecuencia se dificultará la construcción de una oferta de precio adecuada, generando incertidumbre sobre su participación en la subasta, lo cual puede restar confluencia de la demanda al mecanismo propuesto. Por lo anterior, con el objetivo de que el mecanismo incentive una participación suficiente tanto de oferta como de demanda para posibilitar la formación de precios eficientes, sugerimos revisar el mecanismo de adjudicación analizando la posibilidad de diseñar productos que permitan una evaluación de riesgo más precisa que estimule la participación voluntaria de la demanda.

Con respecto a la regla de participación propuesta en el artículo 42 para el mercado secundario de que los proyectos con los que se respalde el agente generador deberán tener una calificación mayor o igual a la obtenida por el proyecto inicial, consideramos que sería una restricción muy alta que mermaría la liquidez misma de este mercado, por lo cual sugerimos que, en lugar de vincular a la calificación del proyecto inicial, se asocie con el umbral mínimo que se establezca y que el respaldo con proyectos de generación existentes no se encuentren sujetos a dicha restricción, toda vez que los criterios de valoración de los objetivos del Decreto 570 de 2018 que fueron incluidos en la propuesta, están basados en los proyectos existentes.

Por otro lado, entendemos que en el mercado secundario participarán solo los generadores, lo cual les permite como vendedores gestionar el riesgo de la generación, en cantidad y precio; mientras que el riesgo por las desviaciones de generación para la demanda no podría ser gestionado por los comercializadores. De acuerdo con lo anterior, sugerimos que se permita la participación en el mercado secundario a los comercializadores adjudicados en la subasta de contratación a largo plazo, con el fin de permitir también a los comercializadores gestionar el riesgo de precio y cobertura de largo plazo.

Sobre los requisitos de participación incluidos en el reglamento operativo de la subasta para la contratación a largo plazo contemplado en el Anexo 1 nos permitimos compartir los siguientes comentarios:

- Para garantizar una mayor competencia, para proyectos nuevos sugerimos permitir el uso de registros históricos del recurso primario con fuente secundarias.
- El literal e) sobre requisitos financieros contemplados en el numeral 1.3 sobre experiencia en el financiamiento de proyectos similares no corresponde con el



perfil de los oferentes esperados para el mecanismo de contratos, por lo cual sugerimos su eliminación.

- En general, sobre los requisitos financieros indicados en el mismo numeral 1.3, consideramos que debería ser suficiente con las garantías que respalden los proyectos, inclusive no deberían exceder los planteados para el Cargo por Confiabilidad.
- Especificar a qué se refiere el requisito de "*manifestación de solvencia moral*" indicado en el literal c) del mismo numeral, así como su aporte al proceso de definición de participantes aptos para el proceso.
- Aclarar la aplicación del literal g) de requisitos técnicos del numeral 1.3, donde se solicita entregar un documento donde el oferente certifique que los productos ofrecidos no se han comprometido a través de otros contratos o acuerdos, en el sentido de especificar el documento al que se refiere y sus condiciones.
- Revisar los requisitos financieros que se exigirían a los comercializadores en el numeral 1.5, ya que los propuestos son más afines a los que se exigen a los agentes con proyectos, en lugar de a los compradores.

Finalmente, esperamos que los comentarios aquí incluidos contribuyan a la construcción de un mecanismo complementario al Cargo por Confiabilidad, en concordancia con las reglas de mercado vigentes que fortalezcan el mercado de energía mayorista para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Cordial saludo,

GUSTAVO GALVIS HERNÁNDEZ

Presidente

cc: Dr. Luis Fernando Mejía, Director Departamento Nacional de Planeación, DNP
Dr. Alonso Cardona Delgado, Viceministro de Energía, MME
Dr. Ricardo Ramírez Carrero, Director General, UPME
Dr. German Castro Ferreira, Director Ejecutivo, CREG
Dra. Catalina Rueda Callejas, Subdirectora de Minas y Energía, DNP



MINMINAS

Comentario 34

De: Adier Marín

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:19



GTC-10044-18

Bogotá D.C., 29 de junio de 2018

Doctor

GERMÁN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

Ciudad

ASUNTO: Comentarios de TermoemCali I S.A. ESP al Proyecto de resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetados Doctores,

TermoemCali I S.A. ESP ("TermoemCali") se permite presentar los comentarios del Asunto, integrando a la presente comunicación un documento adjunto con el análisis a la propuesta de la Comisión, cuyo resumen se señala a continuación:

- 1) De la Competencia del MME para Regular las Actividades de Generación y Comercialización del Sector Eléctrico
En el que se plantean errores jurídicos asociados a la formulación de la propuesta en el contexto institucional.
- 2) De la Temática Regulada por el Proyecto de Resolución del MME y su Requerimiento para que aplique a fuentes renovables no convencionales
Se solicita al ministerio ajustes y precisión en cuanto al alcance de la propuesta.
- 3) De la Integración del Mecanismo al Mercado de Energía Mayorista (MEM)
Donde se plantean incompatibilidades del mecanismo propuesto y el marco regulatorio vigente.
- 4) De la Definición del Producto
Se describen algunos problemas con los precios del mercado para los contratos planteados de largo plazo.
- 5) De la Subasta para la Contratación a Largo Plazo
Se plantean algunos inconvenientes con el modelo planteado de la subasta.



MINMINAS



- 6) De la Liquidación de los Contratos de Largo Plazo
Se describen algunas contradicciones en los modelos de contrato propuestos
- 7) Del Mercado Secundario
SE plantean conflictos jurídicos con la propuesta de "enajenación" forzada.

Cordialmente,

ADIER MARIN ARCILA
Primer Suplente del Representante Legal

Copias a: Dr. Alonso Mayelo Cardona Delgado, Viceministro de Energía
Dr. Germán Castro Ferreira Director Ejecutivo CREG
Dr. Ricardo Ramirez, Director General UPME
Dra. Ruty Paola Ortiz Jara, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios
Dr. Pablo Felipe Robledo del Castillo, Superintendente de Industria y Comercio



COMENTARIOS PROYECTO DE RESOLUCIÓN – MME

“Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista”

1) De la Competencia del MME para Regular las Actividades de Generación y Comercialización del Sector Eléctrico

El Ministerio en los “Considerandos” del Proyecto de Resolución, cita las normas vigentes que le asignan funciones en lo referente al sector eléctrico, claramente las disposiciones que transcribe deben entenderse en el contexto de sus competencias.

La institucionalidad del sector eléctrico tiene los roles de cada una de las autoridades sectoriales perfectamente definidos:

Política	
Regulación	
Planeación	
Vigilancia y Control	
Competencia	
Proyectos ZNI	

El Artículo 2 de la Ley 143 de 1994, citado por el Ministerio, establece que:

“El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios”. (Subrayado Fuera de Texto).



De marco institucional y de lo atrás dispuesto se colige que:

- La función de regulación del MME, se desarrolla en el ámbito de su participación en la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, entidad que preside.
- La función de planeación del MME, este último la desarrolla a través de la UPME, cuyos planes de expansión del sistema interconectado nacional, deben cumplir “...con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía”¹.
- La función de coordinación y seguimiento del MME, es connatural con relación a las entidades adscritas y vinculadas a esa Cartera.

El Decreto 381 de 2012 delimita de manera precisa las funciones del MME. En el Artículo 2 del Decreto se dispone que son funciones del Ministerio, entre otras, la siguiente:

- “4. Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía. (Subrayado Fuera de Texto).

Es competencia del Ministerio en relación con las fuentes alternas de energía “*Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política*”, no siendo extensiva esta función al establecimiento del marco regulatorio que rige las actividades económicas relacionadas con tales fuentes.

No obstante lo anterior y citado también en los “*Considerandos*”, se encuentra una norma recientemente expedida: Decreto 0570 de 2018 (“*Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones*”).

Este Decreto adiciona una Sección (Sección 7) al Capítulo 8 del Título III (Sector de Energía Eléctrica)² del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015.

Más allá del error que se describe en nota a pie de página, a continuación se transcriben las disposiciones pertinentes del Decreto 0570 de 2018:

“Artículo 2.2.3.8.7.1. - Objeto. - Establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y que sea complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.

...

Artículo 2.2.3.8.7.3. - Objetivos. - *El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 de la presente Sección deberá procurar el cumplimiento de los siguientes objetivos:*

¹ Artículo 12 de la Ley 143 de 1994.

² En el Decreto mencionado solo existe un Capítulo 8 (Reservas Espaciales Indígenas) en el Título V (Sector Minero). Se presenta un error, realmente se adicionando una Sección 6 al Capítulo 7 del Título III del Decreto (De las Obras de Generación de Energía Eléctrica).



- i) Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- ii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.
- iii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.
- iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional.
- v) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Artículo 2.2.3.8.7.5. - Características. - Para definir y establecer las condiciones del mecanismo de que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 de la presente Sección, se tendrán en cuenta como mínimo los siguientes aspectos:

- i) Esquema competitivo de asignación.
- ii) Criterios para la valoración del cumplimiento de los objetivos del artículo 2.2.3.8.7.3 de la presente Sección.
- iii) Definición, volumen y plazo del producto que se asignará.
- iv) Criterios para establecer la gradualidad y periodicidad de su aplicación, de acuerdo con los análisis elaborados por la UPME en los términos del artículo 2.2.3.8.7.4 de la presente Sección.
- v) Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes.
- vi) Entidades responsables de su implementación.

Artículo 2.2.3.8.7.6. - Traslado a la fórmula tarifaria. - La CREG, antes del 31 de julio de 2018, establecerá el esquema para trasladar los costos eficientes de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 a la tarifa de los usuarios finales, de acuerdo con lo establecido en el artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Artículo 2.2.3.8.7.7. - Otras disposiciones. - El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes, en un plazo máximo de doce (12) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente Sección, adoptarán las medidas necesarias para actualizar la normatividad vigente que permita, entre otros, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica que se desarrollen a partir de la aplicación del mecanismo de que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 de la presente Sección." (Subrayado Fuera de Texto).

2) De la Temática Regulada por el Proyecto de Resolución del MME y su alineamiento con la Normas que la Soportan



Además de los "Considerandos" atrás citados, en los mismos y como soporte motivo del Proyecto de Resolución, el MME menciona la Ley 1715 de 2014 ("Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional").

No obstante lo anterior, en las disposiciones contenidas en el Proyecto de Resolución, mientras el término "renovables" aparece una vez (Artículo 31), el término "no convencionales" no aparece en el articulado.

Resulta una obviedad solicitarle al Ministerio que a lo largo del Proyecto de Resolución y donde sea oportuno y pertinente, se especifique que las reglas propuesta aplican de manera exclusiva a los proyectos de generación que produzcan energía a partir de "fuentes renovables no convencionales". O alternativamente, que en el Artículo 2 ("Ámbito de Aplicación"), se ajuste el texto como se sugiere a continuación:

"La presente Resolución aplica a los agentes del Mercado de Energía Mayorista que sean propietarios o que representen comercialmente proyectos de generación que produzcan energía a partir de "fuentes renovables no convencionales".

3) De la Integración del Mecanismo al Mercado de Energía Mayorista (MEM)

Señala el Artículo 4 del Proyecto de Resolución que la CREG debe adoptar "las medidas necesarias para que las disposiciones contenidas en esta resolución se integren al Reglamento de Operación y sean llevadas a cabo por el Operador y Administrador del Mercado de acuerdo con su competencia".

Esta disposición es de cumplimiento complejo, en la medida en que la regulación que el MME se propone expedir, socava los fundamentos del diseño del Mercado de Energía Mayorista. Más que una "Integración", la incompatibilidad del "Mecanismo" regulado por el Ministerio y el marco regulatorio vigente, implicaría cambios sustanciales de elementos básicos del Mercado.

A manera de ejemplo:

- i) Los contratos de compraventa de energía del MEM son contratos de naturaleza financiera y no de entrega física de energía. Manifestaba la CREG sobre este tema que:

"Los contratos bilaterales son compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes.

El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero. La función de estos contratos es reducir la exposición a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final. La entrega física de la energía contratada se efectúa a través de la bolsa por parte del generador que suscribió el contrato o por parte de otro generador según lo determine el despacho ideal.

No hay restricción alguna a la energía que un generador o un comercializador puede comprometer en



contratos bilaterales ni al horizonte de tiempo que estos acuerdos deben cubrir. El único requisito es que el contrato especifique la cantidad que será utilizada en cada hora por el ASIC para la liquidación.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores mediante la suscripción de contratos bilaterales con destino a Usuarios Regulados se rigen por reglas que garantizan la competencia entre generadores en este tipo de transacción, mientras que las efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados se negocian a precios y condiciones pactadas libremente entre las partes”³.

Los “Contratos de Energía Media Anual a Largo Plazo” que el Ministerio estaría introduciendo en el Mercado, por sus características, son contratos de compromiso físico de entrega de energía, tal y como se dispone en los Artículos 8 a 11 del Proyecto de Resolución.

En el Artículo 9 se establece que el “generador se compromete a generar toda la energía media anual contratada..., y a definir anualmente un conjunto de valores de energía horaria de referencia...para efectos de la liquidación. La energía total resultante de este conjunto de valores de referencia deberá ser igual a la energía media anual contratada”.

Así mismo el Artículo 11 dispone que “la energía anual producida por el generador no deberá ser inferior al 90% de la energía media anual contratada. El incumplimiento de este límite dará lugar a la ejecución de la garantía de cumplimiento...”.

Sobra decir que el MME estaría creando un Mercado de Contratos paralelo al existente, cuya formación de precios responde a subyacentes de naturaleza distinta, por lo que los precios de ambos mercados no serían comparables.

Así mismo, los “Contratos de Energía Media Anual a Largo Plazo” se opondrían al recurrente objetivo regulatorio de estandarización de contratos, cuyo objetivo es la liquidez en este Mercados.

- ii) El concepto de “Energía Media Anual” que estaría introduciendo el Ministerio, es incompatible con el concepto de “Energía Firme” en el que se basa el Mercado de Confiabilidad (Cargo por Confiabilidad). La metodología de cálculo de una y otra difieren sustancialmente.

La forma como se compatibilicen ambos conceptos, debería ser predefinida por la CREG, previa o simultáneamente con la adopción del “Mecanismo” regulado por el Ministerio.

Sin embargo y sería objeto de evaluación y validación, es posible que la “Energía Media Anual”, dadas las exigencias a que estarían sujetos los generadores que eventualmente participen en la Subasta del Ministerio, tienda a asimilarse a la ENFICC, única forma en que los generadores en cuestión, minimizarían los riesgos que el “Mecanismo” les impone. Como lo anticipa el Ministerio en su propuesta de “Mercado Secundario” de que trata el Capítulo VII del Proyecto de Resolución.

³ “Características generales del Mercado Mayorista Transacciones en el MEM: Contratos bilaterales”. http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm



Comentario 35

De: JUAN CARLOS ALVAREZ (CA-CIB)

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:30

Remitimos a continuación los comentarios al PROYECTO DE DECRETO RESOLUCION DE SUBASTA ENERGIA CONTRATOS DE LARGO PLAZO PROYECTOS DE GENERACION DE ENERGIA MERCADO DE ENERGIA MAYORISTA.

1. **RIESGO DE CONTRAPARTIDA.** Al ser una subasta ciega, es decir, el ofertante de la energía (Agente Generador) no conoce quien va a ser su futura contraparte, vemos que existe el riesgo de que al final de la subasta un Agente Generador quede con un contrato de largo plazo con un comercializador de energía eléctrica que no sea una contraparte aceptable desde una arista de riesgo de crédito. Esto implicara que el Agente Generador que oferte la generación de energía por medio de un Proyecto de generación nuevo, no podrá lograr el cierre financiero, pues los financiadores, no aceptaremos el riesgo del comprador u off-taker de la energía. Es importante mencionar que una garantía de unos pocos meses que se le solicite al comercializador, no es suficiente para cubrir este riesgo, es decir, un riesgo que es de varios años (plazo del contrato de compra de energía). Desde nuestro punto de vista, esto se puede corregir si se busca mecanismos para que el riesgo de contra partida sea todo el sistema (algo similar a lo que sucede con las líneas de transmisión). Otra opción es solicitar que los comercializadores tengan una calificación de riesgo mínima de AAA (escala nacional) o BBB- escala internacional.
2. **MONEDA DE LOS INGRESOS:** Al establecer que el precio de del contrato sea en COP, se genera de entrada una limitación a la financiación en USD. Consideramos que lo que se debería hacer es permitir que una parte de los ingresos sea en USD y otra parte sea en COPs. Para ello sugerimos hacer un ejercicio de fuentes y usos en USD y en COP, de tal manera que si se llega a la conclusión que por ejemplo el 80% de los Usos son en USD (maquinaria y equipos importados) y el 20% de los Usos son en COPs (mano de obra). Entonces la tarifa (Fuentes) debería ser 80% nominada en USD y 20% en COPs. Una sugerencia adicional, seria colocar el % de tarifa en USD como un techo o valor máximo (similar a lo que se está planteando para la planta de LNG del pacifico), para que los ofertantes, tengan más grados de libertad para platear diferentes esquemas de financiación en USD y en COPs.

Adicionalmente, dejar toda la tarifa en COPs, deja los proyectos sólo con la opción de financiación en COPs con la banca nacional, en un momento en donde es conocido que la banca nacional no está prestando para financiación de proyectos (Project Finance) debido a los problemas que han tenido con proyectos como Ruta del Sol II.

3. **LINEA DE TRANSMISION:** Otro riesgo que hemos identificado es que sucedería si los proyectos de nueva generación de esta subasta se terminan en la fecha establecida, pero la respectiva línea de transmisión no se encuentra terminada?



4. PLAZO DE LOS CONTRATOS: Se menciona que los plazos serán de 10 a 15 años. Para este tipo de proyectos, entre mayor el plazo, mejor para la financiación, sugerimos que sean entre 15 y 20 años.

Comentario 36

De: María Cristina Ortiz

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:34



A-122-29-06-2018

Bogotá, D.C. 29 de junio de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista".

Apreciado señor Ministro:

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica ACOLGEN y sus empresas asociadas queremos reiterarle nuestro compromiso de aportar al crecimiento verde de la economía a través del suministro confiable, sostenible y eficiente de energía eléctrica.

De igual manera, estamos comprometidos con la entrada de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables, FNCER, razón por la cual en estos momentos nuestras empresas asociadas se encuentran desarrollando proyectos por más de 5.000 MW en diferentes tecnologías como biomasa, eólica, solar, geotermia y también hidráulica, que podrían entrar al Sistema Interconectado Nacional en los próximos años con cuantiosas inversiones. Si bien, la Asociación reconoce el interés del Ministerio de Minas y Energía por proporcionarle a la demanda alternativas de contratación a largo plazo y en cumplir los objetivos propuestos en el Decreto 0570 de 2018; existen elementos de preocupación remanentes desde la expedición del Decreto como también otros que surgen del Proyecto de Resolución que lo reglamenta, dado que este envía más señales de incertidumbre que certeza para la inversión a largo plazo.

En tal sentido, a continuación nos permitimos exponer las observaciones al Proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista".

1



A. Definición de criterios de evaluación

El proyecto de Resolución propone que el mecanismo de precalificación de proyectos tenga criterios cuya importancia (pesos) es variable y determinada de acuerdo al grado de avance en el cumplimiento de los objetivos del Decreto 0570 de 2018; de modo que cada que se convoque una subasta se determinarán los pesos que promuevan aquellos objetivos, que de acuerdo con análisis realizados por el Ministerio, presenten peor desempeño en el momento en que se realice la subasta.

El cambio de los pesos en los criterios de evaluación, envía una importante señal de incertidumbre para un potencial inversionista. En el sentido en que si un agente que desarrolla proyectos no tiene claridad absoluta de los puntajes a través de los cuales será evaluado, le es imposible gestionar un portafolio de proyectos cuya viabilidad cambia según su desempeño en un sistema de evaluación con criterios variables. Incluso, si el agente decide participar en estos mecanismos de subasta, proyectos cuyos montos de pre-inversión sean muy elevados quedan sistemáticamente descartados al no contar con un marco de seguridad jurídica y financiera.

Existe una serie de imprecisiones en la definición no solo de los pesos sino de los puntajes de cada criterio, donde se resalta que:

- No está definida la periodicidad (diario, mensual, anual) en que se debe reportar el recurso que utilizará para calcular el Índice de Pearson bajo el cual se califica el criterio de complementariedad.
- No hay claridad en el procedimiento o criterio que utilizará la UPME para otorgar puntajes a las zonas geográficas que definen la calificación del criterio de seguridad energética regional.
- El criterio de reducción de emisiones se califica de forma binaria entre uno (1) y cero (0) sin tener en cuenta que hay ciertas tecnologías, aun siendo renovables no convencionales, que en su ciclo de vida generan más emisiones que otras. Sumado a la condición de que todas las tecnologías de generación en su ciclo de vida tienen asociadas emisiones de GEI.
- La definición de resiliencia está basada en los aspectos de redundancia, modularidad y diversificación, lo cual se justifica citando una experiencia internacional. Esta referencia¹ menciona que la resiliencia está basada no en tres, sino en siete elementos fundamentales²; sin embargo, la calificación se basa exclusivamente en la diversificación, no hay justificación en los documentos de porque este aspecto se consideró preponderante sobre los otros seis.

¹ Biggs, R., Schluter, M., M. Shoon, M.L. 2015. Principles for Building Resilience: Sustaining Ecosystem Services in Social-Ecological systems. Cambridge University Press, Cambridge, UK.

² Mantener la diversidad y la redundancia; administrar la conectividad; gestionar variables lentas y retroalimentaciones; fomentar el pensamiento de sistemas adaptativos complejos; fomentar el aprendizaje; ampliar la participación; y promover el gobierno policéntrico.



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

La ambigüedad propia de la metodología de evaluación propuesta se deriva no sólo del cambio impredecible del peso de los criterios de evaluación, sino la definición del umbral de aceptación y la demanda objetivo. Proporciona señales de incertidumbre más que de certeza o seguridad, dado que elementos fundamentales del mecanismo de subasta serán establecidos con procedimientos y criterios que no son transparentes, y se informan hasta el momento de la subasta.

Así mismo, teniendo en cuenta que tanto la variabilidad de los criterios, así como el diseño de la subasta es producto de contratos de consultoría realizada a la UPME y al Ministerio de Minas y Energía, respetuosamente se solicita hacer públicos los informes entregables resultado de los procesos de consultoría, con el fin de hacer la revisión de los análisis pertinentes que llevaron a la creación del mecanismo propuesto en el Proyecto de Resolución.

B. Participación voluntaria de la demanda

Precisamente, en un marco de promoción de la incorporación de los proyectos de generación con FNCER bajo esquemas de competencia, queremos resaltar la necesidad de garantizar la voluntariedad de la participación de la demanda en este mecanismo tal como se propone en el proyecto de Resolución, y de establecer de manera explícita que la definición de la demanda objetivo y el llamado a la subasta no deben implicar en ningún sentido la obligación de participación de la demanda ni de compra de contratos por parte de la misma en este mecanismo.

Con lo anterior, se brinda la libertad a la demanda de suscribir contratos de largo plazo a través de esta subasta si el agente considera que es la mejor opción para beneficiarse de los atributos que le pudiera ofrecer este tipo de contratos en términos de eficiencia-precio. Esta medida debe complementarse con la liberalización del mercado, de tal forma que se incentive a estos agentes a buscar las mejores opciones de contratación para la demanda³ y se tenga la certeza que la actualización de los comercializadores velará por los intereses de los usuarios.

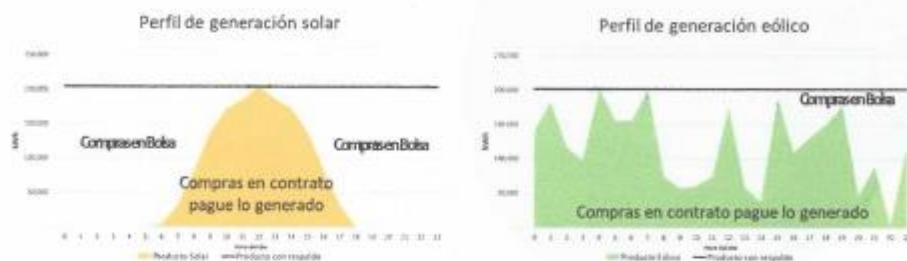
No se puede dejar de lado el hecho de que, según el diseño de la subasta propuesto en el Proyecto de Resolución, el comercializador desconoce los proyectos de generación con los cuales suscribirá contratos para atender su curva de demanda. Este desconocimiento de los perfiles de generación podría resultar en una menor disposición a pagar e incluso en la decisión de no participar del mecanismo en el marco del racional económico.

³ Dado que la liberalización del mercado es un proceso gradual, el esquema debiera contener un mecanismo que permita evitar prácticas de los comercializadores que vayan en perjuicio de la demanda regulada



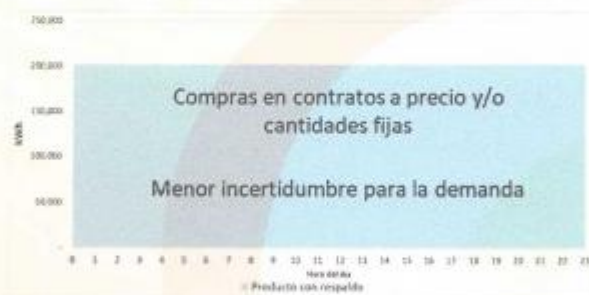
Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Figura 1. Producto con riesgo para la demanda



Con base en el racional económico de un comercializador que esté velando por los intereses de los usuarios, la disposición a pagar y la decisión de su participación en la subasta incorporará el riesgo que asumiría con ciertos tipos de proyectos de generación bajo el contrato de energía media anual, en comparación con un tipo de contrato Pague lo Contratado como los que se pueden suscribir mediante convocatorias bilaterales.

Figura 2. Producto sin riesgo para la demanda



En efecto, las desviaciones horarias deben ser liquidadas a precio de bolsa diariamente y este riesgo debe ser asumido enteramente por el comercializador⁴, lo cual aumenta la percepción del riesgo asociada al desconocimiento de los valores horarios de referencia que ofrece el generador que no le permite tener certeza de que el precio de oferta de compra resulte competitivo en caso de quedar asignado.

En adición a esto, la liquidación mensual permite hacer un balance neto de energía al final del periodo. No obstante, esto no cubre totalmente el riesgo al que se exponen los comercializadores en el esquema de liquidación diaria. Teniendo en cuenta que el precio de bolsa no es el mismo hora a hora, no hay garantía alguna de que la desviación a favor del

⁴ Salvo que la generación del mes sea inferior al 80% del valor de referencia reportado, según el Parágrafo del Artículo 38.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

comercializador tenga el mismo valor que la desviación a favor del generador, por lo que un neto cero en energía no certifica un neto cero en el valor pagado por el comercializador al final del mes. Lo cual expone a la demanda a un riesgo mucho más alto que el descrito en los documentos de consulta.

Tal como lo presentamos en el Anexo 1, esta voluntariedad debe estar armonizada con el esquema de traslado en la tarifa no solo de los costos asociados a las compras de energía a través de este mecanismo, sino de todos los costos de transacción incluyendo las garantías. A propósito, consideramos que este trato debe ser equivalente a los diferentes mecanismos existentes, de forma que la demanda tenga el incentivo a participar en cualquiera de los mecanismos de contratación y su decisión de participar no esté distorsionada por el traslado a la tarifa. En este sentido, es importante que, de manera paralela al desarrollo de esta resolución y previo a la aplicación de la subasta, se implementen los ajustes regulatorios para dar la tranquilidad que se necesita en las convocatorias bilaterales para permitir el traslado a la tarifa de los costos de estos contratos⁵.

En este marco, se sugiere no imponer la participación de la demanda a un mecanismo de subasta que, evidentemente, la expone a un riesgo difícil de estimar y/o gestionar⁶, sino que se realicen las modificaciones necesarias para obtener un mecanismo cuyos precios y condiciones de entrega sean suficientemente predecibles, eficientes y atractivos que sean la mejor opción en pro del bienestar del usuario final.

C. Planeación indicativa en el marco de lo dispuesto en la Ley 143 de 1994

Para garantizar que la demanda recibirá los beneficios que ofrecen los proyectos de generación con FNCER en términos de costos variables bajos, (los cuales las hacen competitivas frente a cualquier tecnología convencional), el esquema de subastas de contratos de largo plazo debe enmarcarse en los términos de eficiencia, libre competencia y planeación indicativa de las leyes 142 y 143 de 1994 y la institucionalidad inmersa en el ordenamiento jurídico vigente.

De acuerdo con el Proyecto de Resolución, el diseño de la subasta propone un cambio de nuestro referente modelo de mercado por un modelo de planeación centralizada. En el marco del principio de Reserva de Ley, debe garantizarse que la planeación de la expansión de generación será indicativa, más aun teniendo en cuenta que el proyecto de resolución busca promover la entrada de proyectos nuevos⁷.

⁵ Hoy, el comercializador está sometido a una fórmula tarifaria que impide un pass through puro de los precios de la energía. Bajo esta configuración, si los precios del comercializador son superiores a los del promedio del mercado, el mayor costo de la energía debe ser asumido por el PyG del comercializador. De continuar así y permitir el pass through de este mecanismo se estaría incurriendo en un trato asimétrico entre mecanismos induciendo la decisión por parte de la demanda a participar en un mecanismo de contratación específico.

⁶ Especialmente cuando no se sabe la distribución horaria de la energía, la cual puede aplicar el vendedor a su criterio.

⁷ En caso de que no se presenten proyectos nuevos se declararía desierta la subasta.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

En efecto, incluso garantizando la participación voluntaria de la demanda, algunos planteamientos incluidos en el proyecto de Resolución, tales como el umbral mínimo permitido por parte del Ministerio y la subjetividad implícita en la formulación de los criterios de clasificación (principalmente el criterio de seguridad energética regional) y su ponderación, llevarían a inducir la incorporación de proyectos específicos de manera discrecional, una condición no deseada.

Por esta razón, consideramos necesario revisar el esquema de subasta planteado, para lo cual, reiteramos nuestra propuesta regulatoria presentada a la CREG asociada a un esquema de subastas de contratos de largo plazo para la introducción de las FNCER bajo esquemas de competencia que garantice a los usuarios un costo eficiente de la energía. La propuesta que hemos hecho desde el año 2016 en la Asociación consiste en expedir, bajo los principios de eficiencia y adaptabilidad de las leyes 142 y 143 de 1994 y de acuerdo con la función legal y constitucional de la CREG de promover la competencia⁸ en el sector de minas y energía, el marco regulatorio de contratos de largo plazo como mecanismo de expansión del parque generador con participación voluntaria para la demanda y a partir de aquellos periodos en los que haya déficit de energía firme en el sistema para mantener un crecimiento organizado del parque de generación (ver Anexo 1).

Así mismo, consideramos necesario profundizar en la metodología para la definición del umbral mínimo permitido, la demanda objetivo, la oportunidad de la subasta y la ponderación de los criterios y demás aspectos en términos de liquidación y operación del mecanismo de forma tal que se preserve la planeación indicativa, a través de la cual, se ha promovido desde el año 2006 inversiones por más de 10 mil millones de dólares orientadas a dar confiabilidad a la demanda en periodos críticos a través del aumento de la resiliencia del parque de generación⁹, a la vez que se garantiza la libre competencia entre tecnologías de generación y se asegura la atención continua y con precios eficientes para los usuarios.

D. Principio de Reserva de Ley

De acuerdo con el marco legislativo, en virtud del principio de reserva de ley se determinan las competencias del Ministerio de Minas y Energía y la CREG, por lo que el Ministerio, como órgano regulador, tiene dentro de sus funciones, la de establecer políticas, planes y programas. De acuerdo con la Ley 143 de 1994, y el Decreto 2119 de 1992, mientras que las

⁸ El Artículo 333 de la Constitución establece la libre competencia como un derecho de todos. De igual manera, se indica que el Estado impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso de posición dominante en el mercado nacional. Así, desde la Carta Magna, tanto la competencia como la eficiencia han de soportar los desarrollos regulatorios del sector eléctrico, para lo cual, tal como se ha argumentado, la libre competencia entre tecnologías cumple un papel preponderante.

⁹ Incrementando la capacidad instalada en 6.062 MW y construyendo la primera Planta de Regasificación para importación de Gas Natural. De hecho, durante el fenómeno de El Niño 2014 – 2016 el sistema eléctrico no solo demostró capacidad de adaptación sino también capacidad de respuesta ante eventos de variabilidad y cambio climático que se presentaron en conjunto con diferentes contingencias que enfrentó el sistema, garantizando el abastecimiento confiable y con cobertura a precio de escasez.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

funciones de regulación se asignaron a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, presidida por el Ministro. En ese sentido, esta función de regulación se encuentra en cabeza de las Comisiones que para el caso en concreto correspondería a la CREG como ente técnico y especializado en la materia y que en todo caso goza de naturaleza jurídica diferente, lo que le da un marcado carácter de independencia y autonomía.

Conforme se profundizará más adelante, se concluye que el proyecto de Resolución estaría reasignando funciones que hoy, según la Ley 143 de 1994, están en cabeza del regulador, para trasladarlas a la entidad de planeación. Por lo anterior, y con el fin de blindar la legalidad de la reglamentación que finalmente se emita frente a eventuales cuestionamientos, respetuosamente sugerimos revisar lo planteado a la luz de lo establecido en la Ley 143 de 1994.

Por otra parte, el proyecto de Resolución, podría no estar cumpliendo con el principio de Reserva de Ley, en virtud del cual *“las reglas de derecho, que con carácter coactivo regulan la vida social, resultan legítimas en tanto tienen origen en la voluntad de los órganos democrático representativos, escenario en el que luego de un proceso de deliberación, en el que tengan la posibilidad de participar diversos sectores que tienen asiento en el Congreso, se definan las normas que obtendrán carácter vinculante”*.

De acuerdo con lo anterior *“el principio de reserva de ley como elemento esencial del Estado Social de Derecho tiene una significación especial en el ámbito de las potestades públicas de regulación de los derechos y libertades ciudadanas. Por tanto, es determinante al momento de establecer el reparto de competencias entre la Ley y el Reglamento, en orden a excluir cualquier restricción de las libertades públicas que no tenga origen en la decisión del legislador como órgano máximo de representación ciudadana”*. (Negrilla fuera de texto)

Así las cosas, la puesta en marcha de una *“Planeación Centralizada”*, la reasignación de competencias de una Comisión de Regulación a un Ministerio, lo que incluye la facultad de expedir regulaciones, corresponden a asuntos cuya asignación a una autoridad específica de la rama ejecutiva del Poder Público debió ser asignada previamente por el legislador, lo cual no puede confundirse con *“la formulación y adopción de las políticas, planes generales, programas y proyectos”*. En adición a esto, respecto de las materias mencionadas en este documento, están reguladas por leyes (142 y 143 de 1994), que permanecen vigentes y no han sido objeto de una modificación que le permita al Ministerio abrogarse las facultades que son objeto de cuestionamientos en los términos aquí comentados.

Es muy importante que para el logro de los objetivos pretendidos por el proyecto normativo, se tenga en consideración la institucionalidad del sector y del mercado, de manera que se garantice de un lado la independencia y autonomía de cada una de las entidades intervinientes, y la adecuada asignación de sus funciones que tienen fuente legal. De la misma manera, se hace necesario garantizar el derecho a la participación igualitaria de los agentes del mercado, a la neutralidad tecnológica y a la libre competencia.



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Adicionalmente, el Artículo 3 de la Ley 143 de 1994 en el literal c, establece que:

*“En relación con el servicio público de electricidad, al estado le corresponde: (...)
c. Regular aquellas situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia
no garantice su prestación eficiente en términos económicos (...).”*

Si bien el sector de generación no se define como monopolio natural, es evidente que las condiciones de competencia permiten la entrada de FNCER en los mecanismos de mercado actual; prueba de ello son las plantas de energía renovable no convencionales existentes que ya operan en el mercado.

E. Diseño de políticas regulatorias según OCDE

El diseño del mecanismo no refleja la aplicación de las buenas prácticas regulatorias establecidas por OCDE (Documento CONPES 3816 de 2014). Elementos de diseño de política pública y regulatoria esenciales para garantizar en primera instancia la eficiencia y eficacia de las propuestas normativas, así como la transparencia, coherencia, consistencia y confianza del entorno regulatorio, de las instituciones y de los diseñadores de políticas.

El Ministerio no ha hecho públicos los Análisis de Impacto Regulatorio, condición que permite determinar en primera instancia, que no se cuenta con los efectos económicos del Proyecto de Resolución sobre los agentes del mercado en términos de energía, sostenibilidad financiera, entre otros. Si bien, el Numeral 4 de la memoria justificativa señala que *“El proyecto de resolución no representa ningún impacto económico negativo para el Ministerio de Minas y Energía y ninguna entidad del Gobierno Nacional”*, esta declaración debe ser reconsiderada pues el impacto se debe evaluar de igual manera sobre los agentes del mercado y no únicamente sobre la propia dependencia ni sobre las entidades de gobierno.

La omisión de las etapas de pre-consulta, *“que son tan importantes como la consulta pública final porque es al inicio del proceso donde se nutre la mayor parte del análisis y la interacción con actores afectados y permite obtener informaciones más valiosas para entender los impactos”*¹⁰ refleja un entorno institucional que aunque celebra la incorporación a la OCDE no incorpora de manera adecuada, las recomendaciones y reformas identificadas como necesarias para el país. A esto, se le suma la evidente falta de participación de los agentes interesados en la formulación, que representa la materialización del riesgo regulatorio para los inversionistas (uno de los lineamientos que precisamente busca evitar la OCDE dentro de los índices de competitividad)¹¹.

¹⁰ Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo, DNP, 2015

¹¹ OCDE Building an Institutional Framework for Regulatory Impact Analysis, 2008



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Por ultimo nos permitimos mencionar que, en los documentos anexos a esta comunicación, se presenta el detalle de la propuesta regulatoria realizada desde Acolgen y los comentarios particulares al documento Proyecto de Resolución y Memoria Justificativa, los cuales solicitamos respetuosamente sean revisados detalladamente e incluidos dentro del Análisis de Impacto Regulatorio.

Quedamos dispuestos para ampliar y presentar personalmente cualquiera de las temáticas expuestas.

Reciba un cordial saludo,

ÁNGELA MONTOYA HOLGUÍN
Presidente Ejecutiva
ACOLGEN

Anexos:

- 1) *Propuesta Acolgen para el desarrollo de un mecanismo de expansión complementario al Cargo por Confiabilidad basado en Contratos de Largo Plazo.*
- 2) *Comentarios particulares al Proyecto de Resolución y Memoria Justificativa*
- 3) *Buenas prácticas OCDE en materia de análisis de impacto regulatorio y procesos de consulta regulatoria*

Copia.

Dr. Mauricio Cárdenas Santamaría – Ministro de Hacienda y Crédito Público.
Dr. Luis Fernando Mejía – Director General del Departamento Nacional de Planeación.
Dra. Carolina Soto Losada – Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad.
Dr. Pablo Felipe Robledo Del Castillo – Superintendente de Industria y Comercio.
Dra. Ruty Paola Ortiz Jara – Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.
Dr. Germán Castro Ferreira – Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas
Dr. Ricardo Humberto Ramirez Carrero – Director General, UPME



ANEXO 1.

PROPUESTA REGULATORIA DE ACOLGEN PARA LA INCORPORACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL BAJO ESQUEMAS DE COMPETENCIA

La regulación del Mercado Mayorista de Energía en el país se ha caracterizado por la promoción de la competencia y una planeación indicativa de la expansión del parque de generación y ha contado desde el 2006 con el esquema del Cargo por Confiabilidad como mecanismo para promover la expansión eficiente del parque de generación orientada a asegurar que los recursos estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones críticas de abastecimiento a un precio eficiente.

Con el fin de preservar la fortaleza institucional, así como la planeación indicativa en los términos previstos en la ley, que hasta el día de hoy ha brindado estabilidad regulatoria y de ingresos a los inversionistas, a continuación, planteamos nuestra propuesta de subastas de contratos de largo plazo.

A. Propuesta Regulatoria

1. Convocatoria y cantidades máximas a asignar en la subasta

Consideramos importante que desde la regulación se defina un criterio objetivo para convocar la subasta de contratos estandarizados de largo plazo bajo la modalidad pague lo contratado con productos diferenciados por franja horaria¹² y la cantidad máxima a asignar en la subasta, de manera que se garantice un crecimiento organizado del parque de generación y se evite la sobre instalación del mismo.

Nuestra propuesta es que este mecanismo transitorio de apoyo a la inversión complementario al Cargo por Confiabilidad, basado en contratos estandarizados de energía de largo plazo, se active cuando la diferencia entre la Demanda Objetivo (DO) y la ENFICC sea positiva y se evidencie un déficit de energía en el sistema. En este caso, la cantidad máxima a asignar correspondería a un porcentaje inferior al 50% de la demanda incremental del sistema (DO – ENFICC)¹³.

¹² La modalidad "Pague lo contratado" permitiría una disminución de costos financieros ya que no se requeriría la constitución de la garantía asociada a la generación del 90% de la energía contratada.

¹³ En el caso de que al momento de llevar a cabo este mecanismo transitorio de expansión complementario al Esquema del Cargo por Confiabilidad y una vez actualizado el precio de escasez y realizado el conjunto de subastas de sustitución, se encuentre ENFICC asignada cuyo Costo variable sea superior al precio de escasez, esta cantidad se sumaría a la cantidad a subastar en el mecanismo complementario y posteriormente en el Esquema del Cargo por Confiabilidad.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Figura 1 Funcionamiento del Mecanismo de apoyo a la expansión complementario al Cargo por Confiabilidad



Fuente: Acolgen

En el caso que no se defina y acote la cantidad máxima a asignar en la subasta para cada año se estaría sustituyendo como mecanismo de expansión del parque de generación al esquema de Cargo por Confiabilidad.

Los proyectos que resulten ganadores de la subasta de contratos de largo plazo bajo la modalidad pague lo contratado serán tomadores de precio en el esquema de Cargo por Confiabilidad con asignaciones por el valor de su Energía Firme, durante la duración del contrato adjudicado en la subasta y al precio vigente al momento de convocar la subasta.

Una vez ejecutado el Mecanismo de Apoyo a la Expansión del Parque de Generación complementario al Cargo por Confiabilidad, se realizaría una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para incorporar la energía firme remanente del balance (DO – ENFICC) que requiere el país para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica.

2. Participantes en la subasta

Desde el lado de la oferta, los generadores que estarían habilitados para participar en la subasta son todos aquellos que tengan proyectos de generación nuevos (sin discriminar por tipo de tecnología).

En el caso de la demanda podrán participar voluntariamente todos los comercializadores de energía del país, pero garantizando que si la subasta tiene un proceso competitivo en la formación de precio, los comercializadores que atienden usuarios regulados puedan trasladar a estos usuarios vía formula tarifaria la totalidad de costos de los contratos asignados.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

3. Productos

Con el objetivo de garantizar que todas las tecnologías tengan las herramientas necesarias para competir en un entorno de libre competencia entre tecnologías, se deben diseñar productos (diferentes contratos estandarizados de largo plazo) que se adapten a las características de generación de las diferentes fuentes. En este sentido, la Comisión podría trabajar en el desarrollo de i) un producto base con obligaciones horarias uniformes durante las 24 horas del día; ii) un producto día con obligaciones horarias de entrega en los momentos en que la generación solar cuenta con recurso y; iii) un producto noche con asignaciones horarias en el bloque en el que se encuentra el pico del sistema.

Figura 2 Ejemplo de productos a subastar en el Mecanismo de Apoyo a la Expansión

00:00 - 05:59	06:00 - 17:59	18:00 23:59
00:00 - 23:59		
H1 H2 H3 H4 H5 H6 H7 H8 H9 H10 H11 H12 H13 H14 H15 H16 H17 H18 H19 H20 H21 H22 H23 H24		

Fuente: Acolgen

4. Vigencia del contrato regulatorio para FNCER

Con contratos Estandarizados de Largo Plazo bajo la modalidad Pague lo Contratado, que tengan una duración entre 10 a 15 años, se logran los objetivos de viabilidad financiera, potencializando el principal atributo de las FNCER que es energía con costo variable muy bajo durante largos periodos de tiempo.

5. Tipo de Subasta

Entendiendo que para reflejar las características de las distintas tecnologías de generación se debería diseñar varios productos, el mecanismo de subasta seleccionado debe permitir la elección simultanea entre los diferentes productos por lo que se sugiere reevaluar cuál es el mecanismo de subasta de dos puntas más efectivo para lograr este objetivo.

La asignación de los productos debe realizarse al precio marginal de cierre del respectivo producto en la subasta.

Adicionalmente, se requiere desarrollar lo antes posible los mercados intradiarios, ya que estos serán los mecanismos que permitirán gestionar la alta volatilidad que presentan estos recursos en el corto plazo dada su naturaleza intermitente.

En el marco del principio de eficiencia de las Leyes 142 y 143 de 1994 que obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

al menor costo económico, solo mediante un mecanismo de expansión que promueva el desarrollo de nuevos proyectos de generación manteniendo los principios de libre competencia entre todas las tecnologías de generación, Enfoque de Mercado y Crecimiento Organizado del parque de generación, se podrá obtener una asignación eficiente sostenible en el mediano plazo¹⁴.

Consideramos que si bien con el marco regulatorio vigente ya se están empezando a conectar granjas solares, y existen proyectos eólicos por cerca de 1.500 MW que han presentado garantías de seriedad para su conexión en los próximos años, se podría apoyar aún más la competitividad de las FNCER con la propuesta regulatoria que hemos presentado basada en esquemas de mercado, promoción de la libre competencia entre tecnologías y crecimiento organizado del parque de generación que sustituye la necesidad de un decreto que defina cuotas o esquemas de Feed In Tariff, en el Sistema Interconectado Nacional.

Esta propuesta, además de considerar la sostenibilidad y costo-eficiencia, parte de la premisa de que las energías renovables no convencionales son competitivas por sí solas, tal como lo ha demostrado la reducción de costos nivelados que han experimentado a nivel internacional.

Las energías renovables no convencionales son muy competitivas frente a las energías convencionales y frente a otros energéticos como el Gas Natural, el Carbón y el Petróleo. Además de esto, comparativamente con los demás países, Colombia tiene un potencial energético de energías renovables mayor, lo que permite que estas tecnologías sean muchísimo más competitivas que en otros países, mediante el mayor uso que pueden hacer de la capacidad instalada.

Con lo anterior en cuenta, cobra mayor importancia la necesidad de preservar el carácter indicativo de la planeación de la expansión del parque de generación de forma que se aproveche la gran cantidad de energía proveniente de diferentes recursos energéticos y se promueva la libre competencia entre tecnologías, considerando que los enfoques de mercado logran asignaciones eficientes.

¹⁴ La experiencia del sector eléctrico español demostró que un precio bajo en el corto plazo no significa una asignación eficiente y sostenible en el mediano plazo.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

ANEXO 2

COMENTARIOS AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN Y A LA MEMORIA JUSTIFICATIVA

“Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista”

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOGEN y sus empresas asociadas, queremos reiterar el compromiso en aportar desde el sector eléctrico al cumplimiento de: i) los compromisos del país de reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero – GEI adquiridos en la COP 21, ii) del objetivo del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 de promover una matriz balanceada y confiable y iii) del derecho a la libre competencia e igualdad de condiciones previsto en la Constitución Política de 1991 y iv) el carácter indicativo de la planeación de la expansión de generación.

En este sentido, a continuación, ponemos a su disposición nuestros comentarios particulares tanto al Proyecto Resolución como al documento Memoria Justificativa, no sin antes reiterar la necesidad de en futuras ocasiones considerar ampliar los plazos establecidos para proyectos de alto impacto para el sector, debido a la importancia del estudio juicioso y detallado que requiere el análisis de las propuestas regulatorias, sumado a la importancia de contar con un proceso efectivo de participación en el marco de las buenas prácticas de la OCDE.

A. Definición clara y objetiva de los conceptos definidos en el proyecto de resolución

El Proyecto de Resolución dispone en el Capítulo II Artículo 6 “Definiciones” que el puntaje mínimo con el que un proyecto de generación puede ser considerado en el proceso de adjudicación de la subasta será definido por el Ministerio de Minas y Energía quien también definirá el momento en el cual se deberá llevar a cabo la subasta. En este sentido, consideramos importante definir una metodología clara y técnicamente confiable para la definición de este puntaje mínimo, así como, el criterio para la toma de decisión sobre la aplicación o no de la subasta. Lo anterior, debido a que, al mencionarlo de manera general, consideramos que el mismo plantea migrar hacia un esquema de planeación centralizada, induciendo la incorporación de solo aquellos proyectos específicos que se encuentre por encima del umbral permitido.

Dado que la definición de un puntaje mínimo que define qué proyectos podría participar en la subasta implica migrar a una planeación centralizada, solicitamos cordialmente al Ministerio que realice un Análisis de Impacto Normativo que analice el beneficio-costos para el mercado en general de migrar a una expansión centralizada. En caso de que se vea pertinente migrar a este esquema, debería haber una modificación de la Ley 143 de 1994 previo a la expedición de la Resolución definitiva.

14



Al mismo tiempo, la no existencia de un criterio claro para la activación de la subasta de contratos de largo plazo ni de la gradualidad podría llevar a sobre-instalación del sistema, sobre-cobertura y sobrecostos para el sistema.

En relación con los criterios definidos en el Capítulo V “Criterios de precalificación y calificación de las ofertas” Artículos 29,30,31,32 y 33, es necesario precisar de forma clara los lineamientos para la ponderación de los objetivos de acuerdo con los objetivos de política, de forma que se preserve la estabilidad regulatoria evitando la modificación de reglas por aspectos coyunturales. Respecto a la definición en sí misma de los criterios, dada su opacidad y falta de claridad de la definición de algunos elementos o de algunos criterios en su totalidad, existe un riesgo alto de vulnerar el carácter indicativo de la planeación de la expansión de generación.

B. Transición para proyectos con fuentes primarias variables

El Proyecto de Resolución dispone que: “La CREG definirá un esquema de transición para aquellos proyectos con fuentes primarias variables en relación con su despacho y operación en el Mercado de Energía Mayorista, mientras se establece un esquema de mercado intradiario o de tiempo real. Igualmente deberá establecer la forma en que se liquidarán los componentes FAZNI y CERE para este tipo de proyectos.”

Frente a este punto reiteramos la propuesta realizada por Acolgen a la CREG desde el 19 de junio de 2015, consistente en definir las opciones de participación en la Bolsa de Energía para las plantas despachadas centralmente con generación variable de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, esto de manera neutral y simétrica con las plantas de filo de agua despachadas centralmente con posibilidad de regulación de caudales (regulación de la generación) menor a un día.

Con relación a las definiciones del Artículo 5 “Transición” del Proyecto en mención, evidenciamos con relación a los componentes CERE y FAZNI la importancia de mantener el recaudo del CERE y del FAZNI a cada kWh despachado en la bolsa, garantizando igualdad de obligaciones y responsabilidades entre agentes y plantas de generación de energía eléctrica.

C. Respaldo

Proponemos que los proyectos existentes puedan participar en el mercado secundario, más aún considerando que las centrales existentes tendrán puntaje cero en los criterios de diversidad y complementariedad, con lo cual difícilmente podrán superar el umbral de aceptación propuesto. Adicionalmente, no permitir el respaldo con generación existente, bajo la restricción de cumplir al menos la calificación del proyecto asignado, llevará a sobre-instalación y posiblemente a la contratación de un respaldo de generación variable con otra planta de generación variable.

Actualmente, las generadoras no tienen restricciones tecnológicas para el respaldo y es usual que la generación hidráulica se respalde con generación térmica. De hecho, esta diversidad del



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

respaldo mitiga los riesgos del generador y del sistema y maximiza los beneficios de la complementariedad entre recursos.

En tal sentido, obligar al respaldo con una tecnología similar incrementará los riesgos y sobre-instalación ya que las plantas de generación con fuentes de generación renovable no convencional son intermitentes. Carece de sentido, que plantas intermitentes se respalden con otras que tienen la misma intermitencia ya que esto no solo limita la participación del mercado de generadores con tecnología convencional e incrementa los riesgos para el mercado, para la demanda y para el mismo generador, sino que también va en contravía del objetivo establecido en el Decreto 570 de 2018 correspondiente a “Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica”.

Por otra parte, la medida sub-optimiza la capacidad de generación en el agregado. En consecuencia, si hay energía disponible para respaldo no es acertado obligar a la entrada de mayores cantidades al mercado que las que requiere el sistema. Esto conduce a ineficiencias de mercado y, como tal, a ineficiencia económica.

El respaldo con tecnología similar incrementa los costos en la medida en que se requiere multiplicar la capacidad instalada para garantizar el respaldo. La capacidad de respaldo también sería intermitente y se requiere un surplus de capacidad para poder garantizar el respaldo. Esto en general incrementa la vulnerabilidad del sistema y los costos de la energía no renovable. Por lo tanto, la disposición limita la competitividad de las renovables e impone una barrera a la entrada a este tipo de tecnologías. Adicionalmente, este tipo de respaldo puede implicar un doble-mark up para los generadores que participen en el esquema. Un generador puede ganar por subasta y por respaldo sobre-instalando la capacidad de generación.

D. Requisitos de los participantes

El numeral 1.1., del Anexo 1 dispone que los agentes con proyectos de generación nuevos deben disponer de registros históricos del recurso energético primario, según las características que se establezcan en los pliegos y bases de condiciones específicas. Al respecto, con el fin de promover la mayor concurrencia de vendedores, solicitamos permitir el uso de registros históricos con fuente secundarias certificadas por el Consejo Nacional de Operación. Adicionalmente, solicitamos dar claridad sobre el mínimo de números de años requeridos para los registros y la correlación mínima entre la fuente primaria y secundaria.

Por otra parte, solicitamos dar claridad respecto a que hace referencia el requisito “Manifestación de solvencia moral”



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

E. Tendencia de la matriz energética colombiana hacia proyectos hidroeléctricos y térmicos

El primer capítulo de la memoria justificativa presenta una breve descripción de cada uno de los mecanismos del Mercado de Energía Mayorista – MEM, la sección donde se describen las subastas para la asignación de Obligaciones de Energía firme - OEF del Cargo por Confiabilidad cita el documento “Análisis costo-beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia” elaborado por FEDESARROLLO en 2013 estableciendo que: “(...) Como resultado de las subastas que se han realizado hasta el momento, se observa una tendencia hacia proyectos hidroeléctricos y térmicos a carbón.”

Dado que el documento base para esta declaración data del año 2013, es importante tener en cuenta que en ese momento el sector no contaba con la Ley 1715 de 2014 que introdujo al mercado las directrices para la promoción, desarrollo y utilización de energías renovables no convencionales, la cual cuenta con una importante variedad de incentivos tributarios y financieros. Así mismo, se debe considerar que desde el año 2011 el sistema no ha presentado necesidades de nueva capacidad de energía y previo al 2011 los proyectos de generación con FNCER no habían logrado las ganancias en competitividad que han logrado al día de hoy.

Las conclusiones y recomendaciones del documento de FEDESARROLLO¹⁵ establecen, entre otros, que la regulación del mercado eléctrico colombiano fue diseñada y está sustentada para, en primer lugar, suplir la demanda, en segundo lugar, de hacerlo al menor costo y en tercer lugar de garantizar la confiabilidad del suministro¹⁶. En el momento de desarrollo del estudio (2013) los precios de estas tecnologías eran demasiado altos para ser competitivos con las tecnologías convencionales en Colombia y su inserción en la matriz energética no se habría podido dar bajo el marco de precios eficientes¹⁷.

F. Precios de generación trasladados al usuario final

El mismo capítulo de la memoria justificativa (1.1. Mecanismos Mercado de Energía Mayorista – MEM) indica que, en la prestación del servicio, el costo de generación de energía representa en promedio el 46% del Costo Unitario, donde se observa una importante dispersión de estos valores entre los diferentes agentes, encontrando desviaciones estándar promedio de 10,16%. Si bien, este componente hace referencia a los costos de compra de energía por parte de los comercializadores¹⁸, es importante tener en cuenta que los precios de generación en contratos, en promedio el 60%, corresponde exclusivamente al componente de energía, el

¹⁵ García H. Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. FEDESARROLLO. 2013

¹⁷ Las fuentes de energía renovable analizadas en el documento fueron principalmente la eólica y la geotérmica. Respecto a la primera se concluye que, a pesar de la disminución en el precio de las turbinas en años recientes, aun cuando se tomaron en cuenta las externalidades de otras tecnologías, era muy costosa en Colombia. Mientras que respecto a la energía geotérmica, las conclusiones indican que en el país aún estaba en etapas exploratorias, por lo que aún no era seguro si podía entrar a participar en la matriz energética nacional en el futuro próximo

¹⁸ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Documento CREG 106: MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE A SER TRASLADADO EN EL COSTO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO (CU) AL USUARIO REGULADO. CREG, 2017.



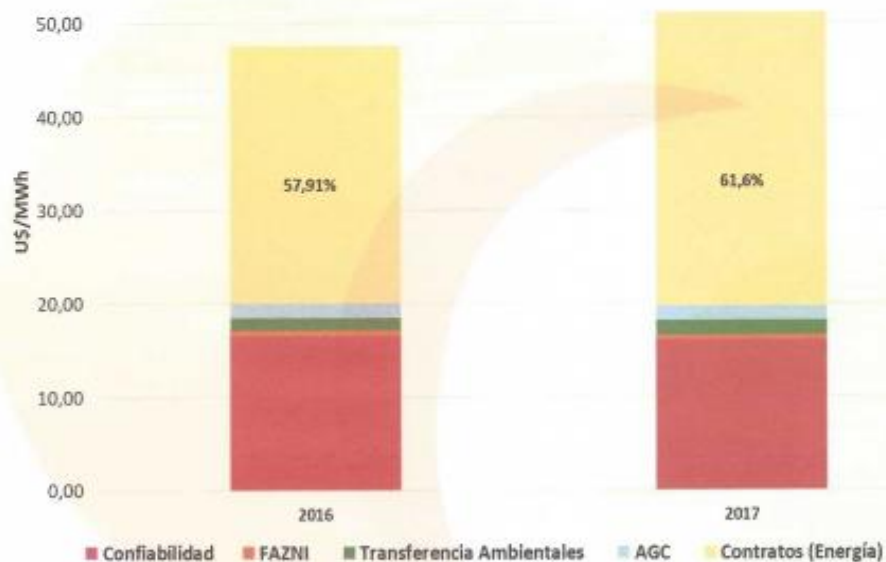
acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

porcentaje restante son costos de confiabilidad, fondos, transferencias y AGC. De hecho, bajo la modificación regulatoria expedida mediante la Resolución CREG 010 de 2018 llevará a un incremento en la tarifa sin que esto esté asociado a un mayor ingreso para los generadores hidroeléctricos y térmicos.

El documento también establece que la existencia de una estructura de mercado oligopólica trae precios más altos que el costo marginal operativo, debido a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en esta industria. Adicionalmente, también establece que la concentración de la oferta causa ineficiencias del mercado que podrían establecer precios altos. No obstante, según información reportada por Eurostat, con base en la cual se estableció la comparación de precios de generación de energía de la Figura 4. Colombia tiene precios de generación competitivos respecto a referentes internacionales.

Figura 3. Composición del precio de generación en contratos USD/MWh



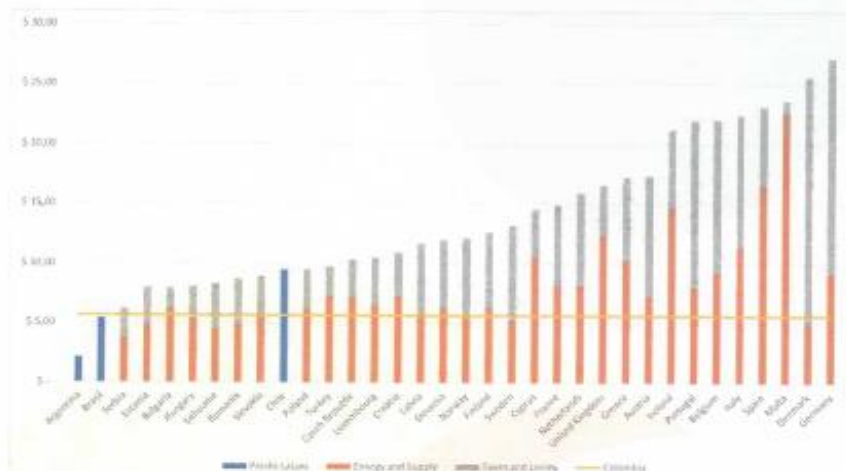
Fuente: XM
Elaboración: ACOLGEN



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Figura 4. Comparación de precios de generación de energía en Colombia, países Latinoamericanos y Unión Europea para el usuario residencial [€/kWh]



Fuente: Eurostat – Gestores de mercado latinoamericanos
Elaboración: ACOLGEN

G. Disminuir la concentración del sector eléctrico

En la página 5 del documento de memoria justificativa, se establece que una de las fallas de mercado es la concentración de la oferta y la demanda. En ese sentido, se referencia las particularidades del MEM colombiano, con concentraciones definidas como “alta” dado que el 66% de la capacidad instalada de la oferta está representando por 4 agentes.

Dicha observación debe ajustarse, considerando que esta condición no se ve representada en el cálculo de la concentración y competencia del sistema a partir del índice IHH (Índice de Herfindahl-Hirschman), ya que de acuerdo con los rangos establecidos¹⁹, la oferta de generación en Colombia tendría un nivel de concentración moderado.

Se puede observar de las revisiones a nivel regional (cifras 2018) a partir de las concentraciones por **capacidad instalada por agente**, que Colombia se encuentra como uno de los países con nivel de concentración moderado (Ver Tabla 1).

¹⁹ Medidas de concentración y competencia, Banco de la República, 2008



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Tabla 1. Índice de concentración agentes generadores

País	IHH	Nivel de concentración
Perú	961	Bajo
Chile	1898	Alto
Brasil	986	Bajo
México	4353	Alto
Argentina	515	Bajo
Uruguay	2269	Alto
Costa Rica	5651	Alto
Colombia	1314	Moderado

Fuente: COES, Generadora de Chile, CCEE, CENANCE, ADEERA, ADME, ICE, XM

Elaboración: ACOLGEN

La misma condición se cumple para la concentración por agentes comercializadores²⁰ (cifras 2018), que atienden demanda regulada a nivel regional (Ver Tabla 2). Donde Colombia es uno de los países con concentración de demanda moderada.

Tabla 2. Índice de concentración de agentes distribuidores/comercializadores

País	IHH	Nivel de concentración
Perú	1745	Moderado
Chile	3368	Alto
Brasil	1762	Moderado
México ²¹	—	—
Argentina	1245	Moderado
Uruguay	8200	Alto
Costa Rica	2820	Alto
Colombia	1558	Moderado

Fuente: COES, Empresas Eléctricas Chile, CCEE, CAAMESA, ADME, ICE, XM

Elaboración: ACOLGEN

Con todo lo anterior en cuenta, si bien la concentración de oferta y demanda en el mercado colombiano se considera moderado, se prueba que esta condición es típica de los mercados de energía. Adicional a esto, no se tienen los elementos para deducir que esta condición genera ineficiencia en el mercado, por lo que debe dejar de ser considerado en los supuestos de la Memoria Justificativa del documento en consulta.

²⁰ Compras de energía eléctrica para el mercado regulado

²¹ Considerando la reciente apertura del mercado mexicano, resulta impreciso dar una consideración respecto a la concentración de los agentes (suministrador de servicio calificado y de servicios básicos)



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

H. Variabilidad Climática

En el numeral 1.2.3 del documento de memoria justificativa *“Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica”*, se menciona que el cumplimiento del objetivo de complementariedad se evaluará considerando la complementariedad estacional de los recursos energéticos.

Lo anterior, haciendo un énfasis importante en considerar los diferentes patrones hidrológicos y el comportamiento de las cuencas hidrográficas del país, estableciendo que cada nuevo proyecto participante en la subasta debe evaluarse de acuerdo al grado de complementariedad con cada uno de los patrones hidrológicos definidos.

Esta es una condición que, aunque refleja un nivel de riesgo por variabilidad climática asociados a las variaciones del recurso hídrico al mencionar: *“(…) se prefiera un proyecto cuya complementariedad sea mayor con aquella zona donde el sistema cuenta con una alta concentración de generación hidroeléctrica y por tanto una alta exposición ante eventos de estrés relacionados con variabilidad y cambio climático”*, no contempla las variaciones del recurso de la generación eólica y solar.

En este sentido, es importante considerar dentro de las definiciones del indicador y de las condiciones de evaluación que el riesgo por variabilidad y cambio climático no solo recae en la variación del recurso hídrico, pues como bien lo menciona la literatura²², el recurso eólico y solar tiene una alta dependencia a las variaciones del clima (temporadas estacionales), llegando a representar variaciones promedios en la capacidad de generación en un rango entre 3%-10% para plantas solares asociadas a modificaciones de los índices de irradiación y 13%-17% para plantas eólicas por variaciones en las velocidades del viento.

En adición a esto, el Artículo 31 - Criterio de complementariedad de los recursos del Proyecto de Resolución establece que: *“El aporte de los proyectos al aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles para mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático se medirá mediante la correlación existente entre la serie del recurso hídrico primario del proyecto y el agregado nacional de las series hidrológicas”*. Es decir, que la complementariedad que se menciona y resalta en la memoria justificativa respecto a las cuencas hidrográficas, no tiene efecto en el documento final de Proyecto de Resolución, ya que se considera únicamente el agregado nacional.

²² The impact of the climate change on photovoltaic power generation in Europe, Nature Communications, 2015; A case study of climate variability effects on wind resources in South Africa, University of Pretoria, 2014; A systematic review of the impacts of climate variability and change on electricity systems in Europe, University of Leeds.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

En este sentido, reiteramos la necesidad de considerar de manera desagregada el cálculo con el fin de que el indicador resultante refleje, en efecto, la complementariedad entre proyectos; lo cual no se logra si la correlación se establece utilizando el agregado nacional.

I. Análisis a criterios de evaluación

La sección 1.2 que refiere “Objetivos del Decreto 0570 de 2018”, establece que en general los criterios de evaluación son: objetivos, medibles, válidos e imparciales, permitiendo un proceso de puntuación verificable y confiable.

El objetivo de “Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climática a través de diversificación del riesgo” se cuantifica a través del índice de Shannon – Weaver para medir dos de las propiedades de la diversificación: variedad y balance. Su valor normal está entre 1.5 y 3.5; valores inferiores a 1.5 se consideran bajos en diversidad y superiores a 3.5 son altos en diversidad²³. Formalmente, se solicita al Ministerio justificar la selección de este índice para la evaluación de la diversidad, por encima de otros como: Herfindahl-Hirschman, Richness, Simpson, Berger-Parker, etc.

El objetivo de “Eficiencia de la formación de precios” es evaluado a través del diseño mismo de la subasta, bajo los principios rectores de: eficiencia, transparencia, igualdad y fiabilidad; así como las características de: acreditación, anonimato, simplicidad, disponibilidad, pluralidad, estandarización, seguridad y gestión eficiente de riesgos.

El objetivo de “Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica”, es medido con base al coeficiente de correlación de Pearson ponderado que relaciona los aportes en caudal para cada zona definida y las series de recurso para cada proyecto participante. Este coeficiente puede tener valores de -1 a 1; si se acerca a cero no existe relación lineal, mientras que entre más se acerca a la unidad (positiva o negativa) revela la existencia de una relación lineal. Formalmente se solicita al Ministerio establecer que estos cálculos se hagan junto a una prueba de hipótesis, con el fin de probar significancia en el indicador.

Adicionalmente, no es claro el número de años con el cual se evaluará la correlación lo cual es de gran importancia toda vez que el indicador debe ser claro en definir si la correlación se analizará en todas las situaciones hidrológicas. Así mismo, no es clara la articulación de este indicador con el análisis inmerso en la ENFICC base, cómo se evalúa en este indicador la complementariedad entre recursos FNCER (ejemplo: solar-eólico) y térmico-FNCER y cómo se incluiría en el indicador las posibles afectaciones de la correlación por efectos de ataques o problemas técnicos de la infraestructura que lleven a una mayor generación térmica sin que el sistema tenga menores aportes hidráulicos.

²³ Measuring Biological Diversity, Anne E. Magurran, Blackwell Science Ltd, 2005.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

El objetivo de “Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de energía eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21)”, se cuantifica a través de una calificación binaria donde aquellos proyectos cuyo balance neto de emisiones sea positivo tendrán una calificación de cero, mientras que los proyectos con balance neto de emisiones nulo tendrán calificación de 1.

No obstante, a diferencia de los objetivos descritos previamente, el objetivo de “Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional” se medirá teniendo en cuenta su impacto en el equilibrio del balance de oferta y demanda, el alivio de restricciones operativas y en la disponibilidad de conexión en regiones eléctricas definidas. Lo cual no demuestra ser un indicador puntual que cumpla con los requisitos establecidos para los criterios de evaluación (medible, válido e imparcial), dado que no está definido con precisión y no existen valores de referencia para comparar el resultado del cálculo. En este sentido, solicita que dentro del análisis se proponga un indicador para este objetivo que cumpla con los criterios propuestos por el Ministerio.

Elementos adicionales identificados en el taller de socialización

Resaltamos varios elementos mencionados en el taller que no fueron incorporados en los documentos en consulta lo cual cuestiona la transparencia del proceso.

Entre ellos se resalta el hecho que las centrales existentes tendrán puntaje cero en los criterios de diversidad y complementariedad, con lo cual difícilmente podrán superar el umbral de aceptación propuesto. Esto controvierte directamente lo dispuesto en el Decreto 0570, el cual entre sus objetivos establece claramente “Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes”.

Así mismo, nos permitimos resaltar declaraciones realizadas en el taller, las cuales son motivos de preocupación para la Asociación. Algunas de ellas, se menciona explícitamente que las metodologías para que los Planes de Expansión elaborados por UPME incorporen lo dispuesto en el proyecto de Resolución, no son definitivas y aún son objeto de estudio, lo que abre a un nivel amplio de incertidumbre en el marco en que no existen lineamientos claros para la planeación del sistema, que la nueva Resolución, implicaría llamar a contratar energía de nuevas plantas bajo un grado alto de incertidumbre.

J. Balance neto de emisiones

Frente al criterio de evaluación del objetivo de reducción de emisiones del sector generación, se realizó una revisión acerca de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada tecnología. Para esto, se reconoce dentro de las revisiones el estudio “Greenhouse Gas Emissions from Renewable Energy Sources: A review of lifecycle considerations²⁴”, que determina mediante un modelo de ciclo de vida (que considera suministro del combustible, operación de

²⁴ Greenhouse Gas Emissions from Renewable Energy Sources: A review of lifecycle considerations, The James Hutton Institute, 2014.



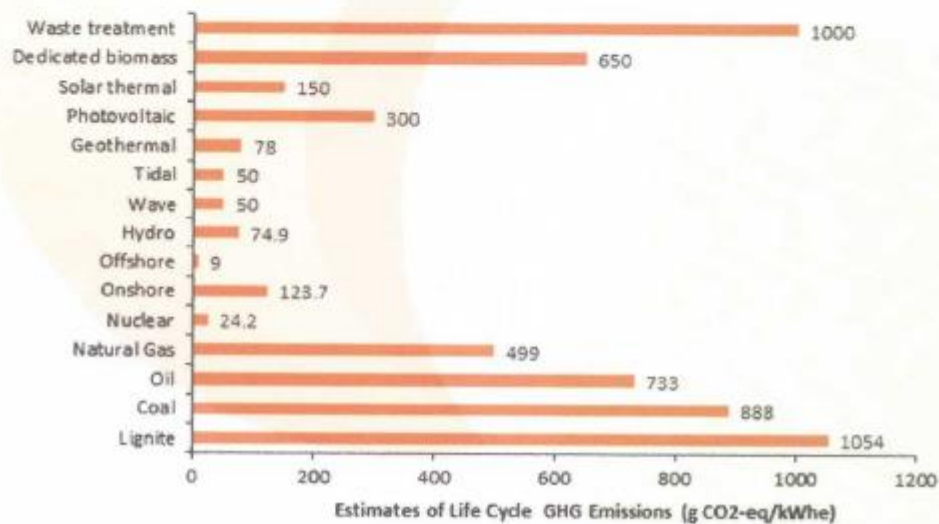
la planta e infraestructura y referencia más de 85 estudios) el rango de emisiones de gCO₂-eq/kWh por tecnología, valores representados en la Tabla 3.

Tabla 3. Rango - Factor de emisión por tecnología de generación eléctrica (gCO₂-eq/kWh)

Tecnología	Min	Medio	Máximo
Eólico on-shore	7.9	46.4	123.7
Eólico offshore	5.3	7.0	24.0
Hidroelectricidad	4.0	46.8	74.9
Mareomotriz	10.0	22.8	50.0
Geotérmica	11.0	53.0	78.0
Solar fotovoltaica	9.4	106.0	300
Solar Térmica	30	39.6	150
Biomasa	25.2	118	650
Plantas Desechos orgánicos	97.2	830	100
Bombas de calor	65	276	276

En una representación de emisiones máximas de las revisiones se encuentran los siguientes resultados:

Figura 5. Niveles máximos de emisión de GEI por tecnología de generación eléctrica²⁵



²⁵ idem.

24



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Como se puede observar de la Figura 5, cada tecnología tiene asociado un nivel de emisiones en el ciclo de vida, particularmente analizando las tecnologías renovables de mayor implementación en el mundo, se evidencia que las tecnologías solar fotovoltaica representa un máximo de 300 gCO₂-eq/kWhe, seguido por la tecnología eólica on-shore con emisiones máximas cercanas a 123.7 gCO₂-eq/kWhe, y la tecnología hidroeléctrica y nuclear que representan valores máximos significativamente menores de 74.9 gCO₂-eq/kWhe y 21.4 gCO₂-eq/kWhe respectivamente.

En este sentido, considerando los factores de emisión mínimo, máximo y promedio de cada tecnología, se reconoce como necesario que dentro de la definición del criterio de evaluación del objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de energía eléctrica, establecido en el Artículo 33 del Proyecto de Resolución y desarrollado en el numeral 1.2.5 de la Memoria Justificativa, donde se determina que: *“aquellas tecnologías que aporten cero emisiones, o cuyo balance neto (análisis de ciclo de vida) sea cero (...) dichos proyectos participantes obtendrán una calificación positiva”*, se reconozca la condición que todas las tecnologías de generación tienen asociadas emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida (balance neto).

Por lo anterior, se menciona como fundamental que el Ministerio de Minas y Energía reconozca esta condición de manera que la propuesta de calificación sea modificada eliminando los valores establecidos de balance neto de emisiones cero (calificación binaria), reemplazándolo por una estructura de calificación por escalas de balances de CO₂eq, donde cada escala tenga asignado un valor de calificación que se dará de manera descendente empezando en uno (1) y terminando en cero (0).

K. Diversificación de la matriz energética

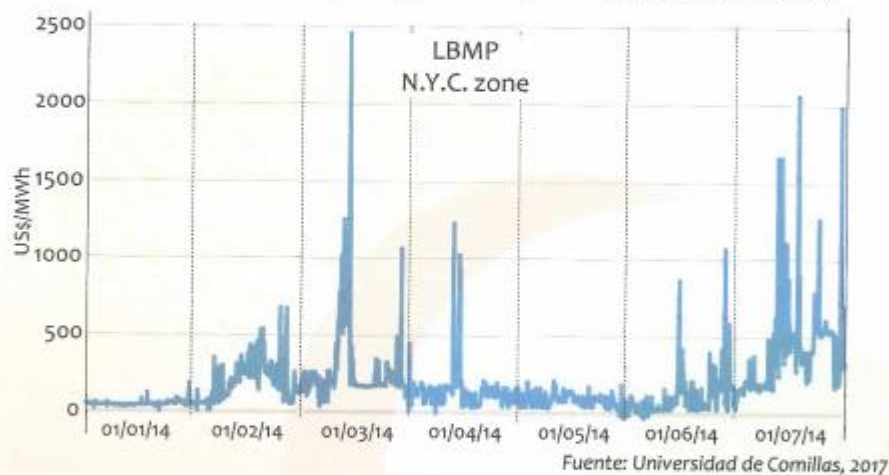
Se considera en primera instancia que las disposiciones del Ministerio, son correctas acerca de la importancia de tener una oferta energética diversa, objetivo que se logra reduciendo la dependencia de una sola fuente, no obstante, consideramos que se tiene un error conceptual en la manera de entender la diversificación en el mercado colombiano, ya que se asume el mismo concepto de mercados de capacidad (principalmente térmicos) para extrapolar los ejercicios numéricos a un mercado de energía (predominantemente hidráulico) como el colombiano.

El objetivo clave de la diversificación está en reducir la dependencia a una fuente de generación, y los sistemas eléctricos dependen de una fuente de generación cuando están en momentos de escasez, no hay una dependencia a una fuente en momentos de abundancia. Por lo anterior, la diversificación en muchos mercados (Estados Unidos, Francia, Chile, México) se puede valorar en términos de capacidad instalada, ya que su dependencia radica en entregar la potencia suficiente en los consumos de punta. Visto desde el caso colombiano, la dependencia energética ocurre en momentos de hidrología crítica y por eso el concepto de diversificación se debe medir exclusivamente bajo el concepto de Energía Firme.



Como se observa en la Figura 6, en un sistema eléctrico limitado en potencia, los problemas de escasez ocurren porque no hay suficiente capacidad instalada disponible (MW) en un momento dado para suministrar la demanda (e.g. por la pérdida de dos centrales nucleares y/o una producción mínima de viento); agregando todas las horas, el sistema podría tener energía disponible suficiente para suministrar la demanda ese día (capacidad térmica de sobra en el valle), pero carece de capacidad instalada para suministrar todo lo requerido en la punta de demanda. En estos sistemas los periodos de escasez duran unas pocas horas, aunque en determinados eventos (e.g. polar vortex en los US), estos escenarios de escasez pueden presentarse con elevada frecuencia (e.g. una vez todos los días durante varios días consecutivos)²⁶.

Figura 6. Efecto del Polar Vortex (año 2014) en NYISO (un sistema limitado en capacidad)



Por el contrario, en un sistema limitado en energía como es el caso de Colombia, un escenario de racionamiento se produce por falta de energía disponible; el sistema podría suministrar la punta de demanda, pero no alcanzaría a suministrar la demanda en el resto de las horas del día/semana. La duración de los periodos de escasez en este segundo tipo de sistema es más sostenida en el tiempo y puede durar varios días, semanas o incluso meses (ver Figura 7).

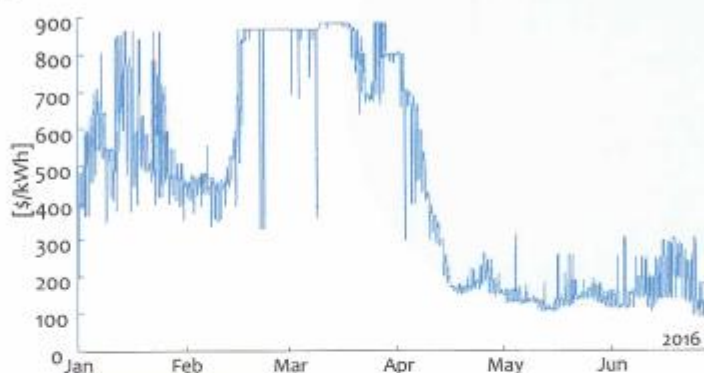
²⁶ Tomado de Batlle 2017



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Figura 7. Sequía asociada al fenómeno de El Niño en Colombia (2016) (un sistema limitado en energía)

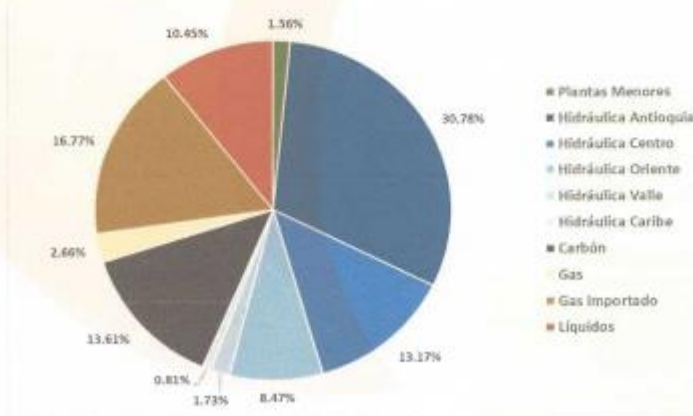


Fuente: XM.

Elaboración: ACOLGEN

Cuando la diversificación se mide en términos de energía firme por fuente energética, es importante considerar que dentro de las plantas térmicas existen diversas fuentes como el carbón, el gas y los combustibles líquidos, pero también que para las plantas hidráulicas existen diferentes cuencas²⁷ con diferentes regímenes hidrológicos que diversifican el riesgo climático entre sí.

Figura 8. Composición por fuente de la Energía Firme



Fuente Datos: XM

Elaboración: ACOLGEN

²⁷ IDEAM, 2014. Regionalización de Colombia según la Estacionalidad de la Precipitación Media Mensual, a través Análisis de Componentes Principales (ACP)



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Con esto en cuenta, al realizar un ejercicio de diversificación acorde con la realidad energética del país a partir del año 2019 (Figura 8) y conservador al considerar las regiones hidrológicas (agregando regímenes hidrológicos), se puede observar que tenemos una matriz bastante diversificada.

Al aplicar los indicadores de diversificación eléctrica propuestos por el Ministerio de Minas y Energía en la memoria justificativa; i) Índice de Shannon – Wiener (SWI) e ii) Índice de Herfindahl-Hirschman HHI, se encuentra que:

1. Índice de Shannon

$$H' = - \sum_{i=1}^S (p_i \times \log_2 p_i)$$

S: Número de Especies (tipos de fuentes energéticas)

p_i: Proporción de individuos de la especie *i* respecto al total de individuos (es decir la abundancia relativa de la especie *i*)

Tabla 4. Índice Shannon sin Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

ENFICC			
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	log2Pi
Plantas Menores	1,380	1.56%	-6.004
Hidráulica Antioquia	27,263	30.78%	-1.7
Hidráulica Centro	11,661	13.17%	-2.925
Hidráulica Oriente	7,498	8.47%	-3.562
Hidráulica Valle	1,530	1.73%	-5.855
Hidráulica Caribe	718	0.81%	-6.947
Carbón	12,053	13.61%	-2.877
Gas	2,353	2.66%	-5.234
Gas Importado	14,851	16.77%	-2.576
Líquidos	9,256	10.45%	-3.258
Índice de Shannon (H')			2.764

De acuerdo con el índice Shannon, se considera que el valor resultante para la matriz de generación de energía eléctrica está en un valor normal entre 2 y 3, entendiendo que entre más alto el índice más diversificada la matriz y teniendo en cuenta que el valor deseable de acuerdo con la memoria justificativa del Ministerio es de 2, se puede determinar que el sistema colombiano está por encima de los valores deseables de diversificación de las matrices de generación (2.764).



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Si el ejercicio anterior se complementa con la Respuesta a la Demanda²⁸ que durante el Fenómeno de El Niño pasado llegó a representar el 10% de recurso energético diario del país (pero asumiendo solo un 5% de firmeza 3.624 GWh-año) y las importaciones promedio logradas de Ecuador entre el 15 de febrero y el 14 de abril de 2016 (auge del Fenómeno de El Niño) que correspondieron a 3,41 GWh/día o aproximadamente 1.245 GWh/año, se obtiene un Índice de Shannon por fuente energética de casi 3, lo que significa una muy alta diversificación de la matriz de generación.

Tabla 5. Índice Shannon con Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

ENFICC			
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	log2Pi
Plantas Menores	1,380	1.48%	-6.081
Hidráulica Antioquia	27,263	29.18%	-1.777
Hidráulica Centro	11,661	12.48%	-3.002
Hidráulica Oriente	7,498	8.03%	-3.639
Hidráulica Valle	1,530	1.64%	-5.932
Hidráulica Caribe	718	0.77%	-7.024
Respuesta a la Demanda	3,624	3.88%	-4.688
Ecuador	1,245	1.33%	-6.230
Carbón	12,053	12.90%	-2.955
Gas	2,353	2.52%	-5.311
Gas Importado	14,851	15.90%	-2.653
Líquidos	9,256	9.91%	-3.335
Índice de Shannon (H')			2.960

2. Índice de Herfindahl-Hirschman

$$HHI = - \sum_{i=1}^N (p_i \times 100)^2$$

N: Número de fuentes energéticas

p_i: Proporción de Energía Firme (GWh-año) de la fuente *i*

²⁸ Los esquemas de respuesta a la demanda son unos de las NDC de Colombia y también son unos de los mandatos de la Ley 1715 de 2014, los cuales son más efectivos para tener menos emisiones durante periodos de Hidrología Crítica. Hoy está pendiente su reglamentación y su entrada al mercado no requiere de subastas ni de sobre costos en infraestructura adicional para los usuarios.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Tabla 6. Índice Herfindahl-Hirschman sin Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

ENFICC			
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	Pi ²
Plantas Menores	1,380	1.56%	2.43
Hidráulica Antioquia	27,263	30.78%	947.61
Hidráulica Centro	11,661	13.17%	173.38
Hidráulica Oriente	7,498	8.47%	71.68
Hidráulica Valle	1,530	1.73%	2.99
Hidráulica Caribe	718	0.81%	0.66
Carbón	12,053	13.61%	185.22
Gas	2,353	2.66%	7.06
Gas Importado	14,851	16.77%	281.20
Líquidos	9,256	10.45%	109.23
Índice de Herfindahl-Hirschman			1781.45

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía el valor máximo para poder considerar que una matriz es diversificada se establece en 2.000. Como se puede observar de la Tabla 6 el valor obtenido es de 1.781, lo cual supera las expectativas de diversificación. Es importante reiterar que el concepto de diversificación en la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia se debe evaluar bajo el concepto de energía firme que es cuando realmente se depende de las fuentes energéticas (generalmente en fenómenos de El Niño) ya que en cualquier otro período no hay dependencia a ninguna fuente energética (no hay riesgo de desabastecimiento) y realizar un ejercicio de diversificación con generación real o capacidad instalada no refleja la real diversificación del riesgo de abastecimiento del país.

Tabla 7. Índice Herfindahl-Hirschman con Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

ENFICC			
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	log ₂ Pi
Plantas Menores	1,380	1.48%	2.180
Hidráulica Antioquia	27,263	29.18%	851.430
Hidráulica Centro	11,661	12.48%	155.780
Hidráulica Oriente	7,498	8.03%	64.410
Hidráulica Valle	1,530	1.64%	2.680
Hidráulica Caribe	718	0.77%	0.590
Respuesta a la Demanda	3,624	3.88%	15.040
Ecuador	1,245	1.33%	1.780



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

ENFICC			
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	log2Pi
Carbón	12,053	12.90%	166.420
Gas	2,353	2.52%	6.340
Gas Importado	14,851	15.90%	252.660
Líquidos	9,256	9.91%	98.140
Índice de Shannon (H')			1617.45

Al calcular adecuadamente la dependencia de las fuentes energéticas (en periodos críticos y bajo el concepto de Energía Firme), se puede determinar igualmente que tomar generación real o capacidad instalada son medidas que no permiten evaluar la dependencia real a una fuente energética, que lleve a tomar decisiones equivocadas.

Por todo lo anterior, si uno de los conceptos de motivación del proyecto de decreto es la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica para reducir la dependencia a una fuente energética, que a su vez reduzca los riesgos de abastecimiento, se puede establecer que Colombia tiene una matriz bastante diversificada.

Asimismo, se puede determinar que tomar generación real o capacidad instalada son medidas que no permiten evaluar la dependencia real a una fuente energética y podría eventualmente ser visto como una falsa motivación del acto administrativo.

Variable en el criterio de evaluación

El Artículo 30. – Criterio de resiliencia del Proyecto de Resolución define la variable p_i (utilizada en el cálculo del índice de Shannon-Weaver definida como “participación de la fuente energética i en la matriz energética, como la participación de la fuente energética i en la matriz energética. Comedidamente se solicita al Ministerio dar claridad en la definición de ‘fuente energética’.

En conclusión, en caso que la variable p_i se refiera a generación real o capacidad instalada, el índice de diversificación resultante no permitirá evaluar la dependencia real. Por lo que se reitera al Ministerio establecer esta variable con base en la composición por fuente de la Energía Firme.

L. Indicadores de Competencia

Con base en los esquemas actuales a nivel nacional como las subastas de asignación de Obligaciones de Energía Firme, se tienen casos Especiales del proceso, consignados en el numeral 3.13 del Reglamento de la Subasta para la Asignación de OEF, como: Oferta



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Insuficiente²⁹, Competencia Insuficiente³⁰, Participación Insuficiente³¹. Mediante los cuales se establecen indicadores cuantitativos que hacen seguimiento a las condiciones de competencia de la subasta de OEF.

Así mismo, para los esquemas de convocatoria del Sistema de Transmisión Nacional, la CREG establece mecanismos para prevenir el abuso de posición dominante, de manera que establece las reglas descritas en el Artículo 10 de la Res. 022 de 2001^{32,33}.

Para todos los efectos de la subasta propuesta en el Proyecto de Resolución, respetuosamente se solicita al Ministerio establecer los indicadores de seguimiento a las condiciones de competencia y en general, las condiciones bajo las cuales se puede realizar la subasta. De tal forma que se garanticen los principios rectores de transparencia.

Igualmente, se solicita al Ministerio aclarar cuál será el mecanismo de control de las empresas integradas verticalmente (que desarrollan de manera conjunta las actividades de generación y comercialización), para evitar que como resultado de la subasta se realicen compras entre agentes integrados. Para esto, sugerimos que se mantenga el límite del 60% del total de las compras del comercializador, definido en la Resolución CREG 20 de 1996.

M. Riesgo de la Demanda

Del análisis del Mecanismo de adjudicación de la subasta se concluye que el resultado final es que los comercializadores desconocen los proyectos de generación con los cuales se establecerá un vínculo contractual. Es decir, que desconoce por completo los valores horarios que el agente ofrece para el proceso de liquidación, sin certeza alguna de si estos son o no competitivos.

29 Si al inicio de la primera ronda la oferta total de ENFICC, incluyendo la de las plantas o unidades que informaron su retiro temporal según lo establece la regulación, no es suficiente para atender la Demanda Objetivo se calificará la subasta como de oferta insuficiente y se procederá a la finalización de la misma de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 071 de 2007.

30 Si al inicio de la primera ronda la ENFICC de las existentes con obras y especiales de que trata el numeral 3.6.1. del Reglamento de la Subasta Para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme (Anexo 10 de Resolución CREG 071 de 2006), sin Obligación de Energía Firme para el período a asignar, es menor que la Demanda Objetivo con los descuentos realizados por el ASIC según la regulación, y el Exceso de oferta al considerar la ENFICC de las plantas o unidades de generación nuevas más la ENFICC de las plantas o unidades de que trata el numeral 3.6.2. de este Reglamento es menor al 4% de la Demanda Objetivo con los descuentos realizados por el ASIC según la regulación, la subasta se realizará de conformidad con la regulación vigente y será calificada como de competencia insuficiente.

31 Si al finalizar la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme se cumple la condición de que por lo menos el 50% de las OEF no se asignó a uno o a varios agentes que las respaldan con plantas o unidades de generación nuevas o plantas o unidades de que trata el numeral 3.6.2. de este Reglamento y que en conjunto tengan menos del 15% de la ENFICC total existente, la subasta será calificada como de participación insuficiente

32 No podrán tener vinculación económica entre sí, los proponentes que participen en un mismo Proceso de Selección.

33 En un mismo Proceso de Selección, una persona no podrá participar bajo distintos esquemas contractuales en más de una propuesta.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Además, el proceso de liquidación horaria establece que *“Las desviaciones se liquidarán a precio bolsa. Los generadores no asumirán el riesgo de generación, sino los comercializadores, quienes deberán comprar en bolsa si requieren más energía de la generada”*. Si bien, en un análisis superficial del proyecto de Resolución se podría llegar a concluir que esto se ajusta en el balance mes a mes que señala la liquidación mensual, es evidente que dado que el precio de bolsa tiene valores diferentes *“horariamente”* a lo largo del día. Pueden llegar a haber casos donde aun cuando la suma de desviaciones al final del mes es cero, existe un saldo que tuvo que pagar la demanda comprando en la bolsa las desviaciones a favor del comercializador.

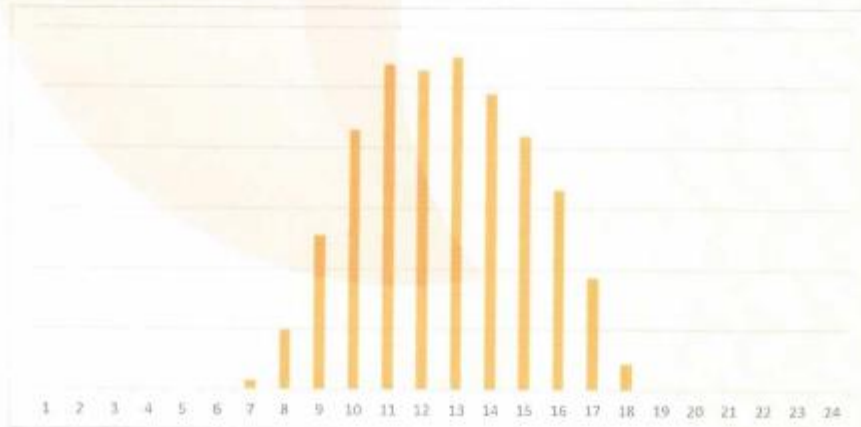
Es decir, si durante el día ocurre una desviación a favor del comercializador donde el precio de bolsa es mayor, y se subsana con una desviación (de la misma cantidad de energía) a favor del generador donde el precio de bolsa es menor. Aunque el área bajo la curva del perfil de generación sea la esperada, la demanda sigue pagando un excedente producto de la exposición a bolsa. En este sentido, la demanda queda expuesta a un riesgo que no puede gestionar.

Elementos adicionales identificados en el taller de socialización

Adicionalmente, en el taller de socialización realizado el día 22 de junio, se menciona explícitamente que en el marco de la complementariedad *“los recursos con un perfil de generación que se pegue más a la curva de carga, necesitan menos respaldo”*, en este orden de ideas, la Figura 9 muestra el perfil de generación de varios tipos de tecnología, de las cuales, es evidente resaltar que la hídrica y la térmica se ajustan mucho mejor a la curva de demanda mostrada en la

Figura 10. Por lo cual contradice el puntaje otorgado a este tipo de tecnologías bajo este criterio.

Figura 9. Perfil de generación de tecnologías (a) solar, (b) eólica, (c) térmica y (d) hidroelectricidad.

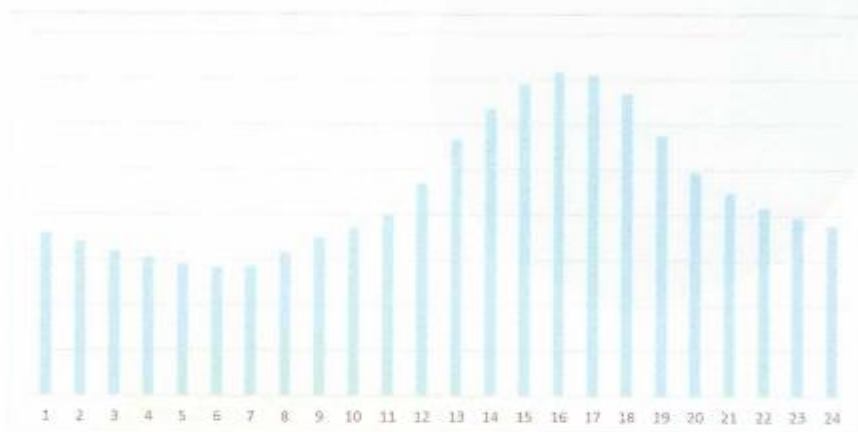




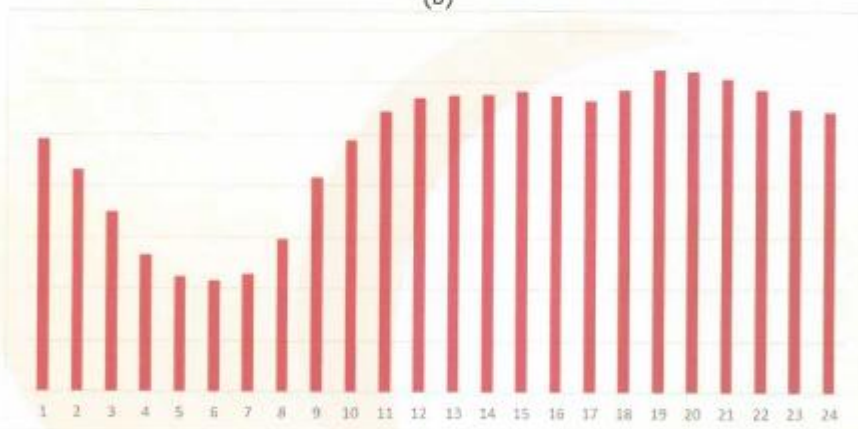
acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

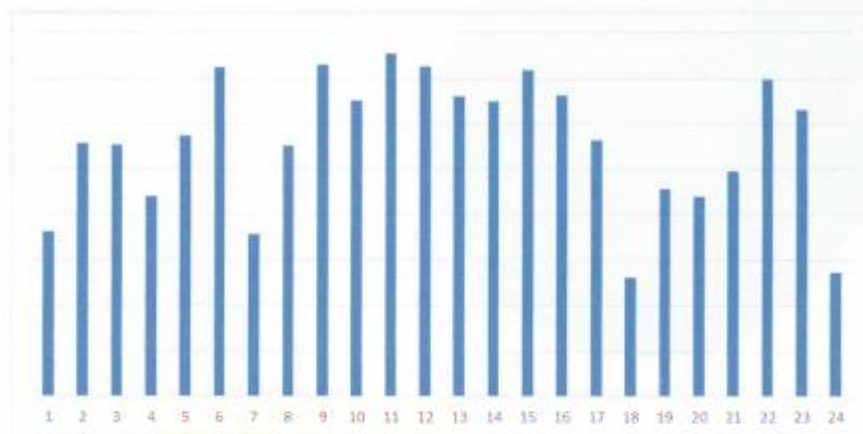
(a)



(b)



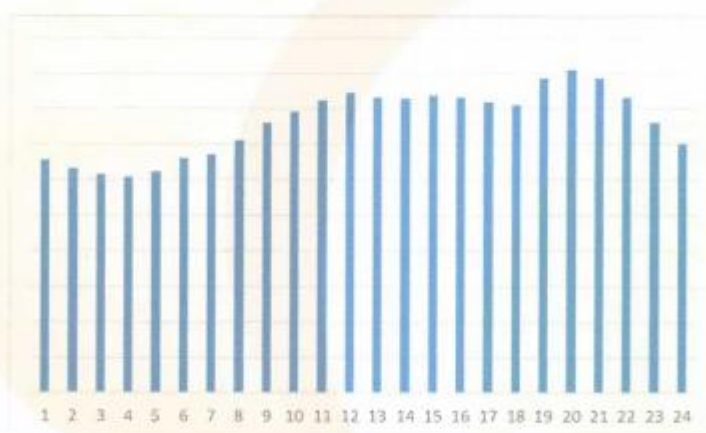
(c)



(d)

Datos: XM
Elaboración: ACOLGEN

Figura 10. Perfil de la curva de demanda



Datos: XM
Elaboración: ACOLGEN



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

N. Esquema de garantías

En el capítulo VIII “Obligaciones y Garantías” del documento Proyecto Resolución, se establecen los esquemas de garantías de cubrimiento de riesgo tanto para los agentes adjudicados con proyectos de generación como para agentes compradores adjudicados en el mecanismo de subasta. Si bien, la propuesta regulatoria otorga las facultades a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), para reglamentar los mecanismos de garantías, la misma debe considerar el reglamento de garantías diseñado para el esquema de Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 061 de 2007), garantizando simetría y armonización de condiciones, considerando que tanto el esquema de Cargo por Confiabilidad como el de Contratación a Largo plazo, se constituyen como esquemas de expansión del sistema.

En este sentido, se considera pertinente que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como agente regulador del mercado de energía colombiano, sea considerado para el diseño del reglamento de garantías al reconocer que el mismo tiene las competencias, experiencia y el personal especializado para realizarlo.

Como punto adicional, en el proceso de diseño del reglamento de garantías se identifica como fundamental que la reglamentación incluya además de las ya establecidas por los Artículos 50,51,52,53 del proyecto de Resolución, las garantías establecidas en el Anexo de la Resolución CREG 061 de 2007, principalmente: Garantía para amparar la participación en las subastas o en el mecanismo de asignación que haga sus veces (Capítulo 3), Garantía para amparar la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación (Capítulo 4), (Garantía para amparar la disponibilidad de contratos de combustible durante el periodo de planeación (Capítulo 5), Garantía para amparar la continuidad de contratos de combustible cuando su duración es inferior al periodo de vigencia de la obligación (capítulo 7), y otras garantías que se identifiquen como necesarias para asegurar el cubrimiento del riesgo para el generador, el comercializador y los usuarios que permita que el esquema de contratación esté enmarcado en eficiencia de precios.

O. Aspectos jurídicos

Institucionalidad – Principio Constitucional de Legalidad

- El Ministerio de Minas y Energía tiene facultades de fijación de políticas más no tiene facultades regulatorias atribuyéndose funciones de la CREG.

El artículo 6° de la Carta Política de Colombia consagra el principio de legalidad en el siguiente tenor:

“Los particulares sólo son responsables ante las autoridades por infringir la Constitución y las leyes. Los servidores públicos lo son por la misma causa y por omisión o extralimitación en el ejercicio de sus funciones”. (Negrilla fuera de texto)



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

En ese sentido la Corte Constitucional ha proferido diversa jurisprudencia al respecto, de la cual se resalta la sentencia C-710 de 2001 en la que se explica la doble condición con la que cuenta este principio:

“El principio constitucional de la legalidad tiene una doble condición de un lado es el principio rector del ejercicio del poder y del otro, es el principio rector del derecho sancionador. Como principio rector del ejercicio del poder se entiende que no existe facultad, función o acto que puedan desarrollar los servidores públicos que no esté prescrito, definido o establecido en forma expresa, clara y precisa en la ley. Este principio exige que todos los funcionarios del Estado actúen siempre sujetándose al ordenamiento jurídico que establece la Constitución y lo desarrollan las demás reglas jurídicas”. (Negrilla fuera de texto)

Adicionalmente señala:

“La consagración constitucional del principio de legalidad se relaciona con dos aspectos básicos y fundamentales del Estado de derecho: con el principio de división de poderes en el que el legislador ostenta la condición de representante de la sociedad como foro político al que concurren las diferentes fuerzas sociales para el debate y definición de las leyes que han de regir a la comunidad. Y de otro lado, define la relación entre el individuo y el Estado al prescribir que el uso del poder de coerción será legítimo solamente si está previamente autorizado por la ley. Nadie podrá ser juzgado sino conforme a las leyes preexistentes al acto que se le imputa.” (Negrilla fuera de texto)

Es claro entonces que los servidores públicos deben actuar y ceñirse exclusivamente a lo prescrito por las normas que los facultan para hacer algo, que les conceda una función o que les permita proferir un acto, con fundamento en el principio de legalidad.

Ahora bien, yendo de lo general a lo particular, la Ley 489 de 1998 establece en el artículo 58 los objetivos de los ministerios y los departamentos administrativos y en ese sentido señala que:

“Conforme a la Constitución, al acto de creación y a la presente ley, los ministerios y los departamentos administrativos tienen como objetivos primordiales la formulación y adopción de las políticas, planes generales, programas y proyectos del Sector Administrativo que dirigen”. (Negrilla fuera de texto)

Y lo replica la ley de marcos en el numeral 6 del artículo 59 cuando señala las funciones generales de los Ministerios y los Departamentos Administrativos:

“(…)

6. Participar en la formulación de la política del Gobierno en los temas que les correspondan y adelantar su ejecución.” (Negrilla fuera de texto)

37



Dicho lo anterior, es claro que el papel primordial del organismo del sector central de la administración pública consiste en ser un trazador de políticas, planes y programas que se encuentren en cabeza del sector al que pertenecen, contrario sensu, no corresponde entonces a los ministerios abrogarse funciones como la de regular, la cual se encuentra en cabeza de las Comisiones que para el caso en concreto correspondería a la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG- como ente técnico y especializado en la materia y que en todo caso goza de naturaleza jurídica diferente a la de los antedichos, naturaleza que le da un marcado carácter de independencia y autonomía.

En este punto, las leyes 142 y 143 de 1994, además del Decreto 381 de 2012 por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, reafirman lo que se ha mencionado aquí, respecto de que a dichos órganos no les corresponde una función reguladora a menos que la ley expresa y claramente lo determine.

Así las cosas, el artículo 1º del Decreto en mención señala:

“El Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía.”

Además, establece en el artículo 2º funciones como:

“1. Articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía.

(...)

3. Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

4. Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.

(...)”

Sólo una de estas funciones tiene un carácter regulatorio y en ese sentido cobra aún más fuerza y preponderancia el principio constitucional de legalidad, dicho de otra forma, la ley solo faculta al Ministerio de Minas y Energía para que expida la regulación para el transporte de crudos por oleoductos conforme con el numeral décimo del precitado artículo. Lo que deja claro, que dicha facultad es excepcional, en atención a que sólo en el evento en el que el legislador decida otorgarle funciones de regulación, podrá tal autoridad tener tales facultades.



En complemento de lo anterior, es importante tener en cuenta lo relacionado con el “Principio de Reserva de Ley”, el cual consiste en que “las reglas de derecho, que con carácter coactivo regulan la vida social, resultan legítimas en tanto tienen origen en la voluntad de los órganos democrático representativos, escenario en el que luego de un proceso de deliberación, en el que tengan la posibilidad de participar diversos sectores que tienen asiento en el Congreso, se definan las normas que obtendrán carácter vinculante³⁴”.

De acuerdo con lo anterior “el principio de reserva de ley como elemento esencial del Estado Social de Derecho tiene un significado especial en el ámbito de las potestades públicas de regulación de los derechos y libertades ciudadanas. **Por tanto, es determinante al momento de establecer el reparto de competencias entre la Ley y el Reglamento, en orden a excluir cualquier restricción de las libertades públicas que no tenga origen en la decisión del legislador como órgano máximo de representación ciudadana³⁵.** (Negrilla fuera de texto)

De otro lado, El artículo 67 de la Ley 1151 de 2007 modificó el Artículo 18 de la Ley 143 de 1994 indicando:

“... Parágrafo 1. La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión”.

En el sentido anterior, únicamente, con fundamento en las atribuciones que le confiera la ley, podrá una autoridad administrativa imponer obligaciones a sus administrados, lo cual no se puede confundir con la formulación y adopción de políticas que tiene un alcance completamente diferente, en los términos que se mencionó previamente.

Una razón adicional que explica la delimitación de funciones y competencias es la naturaleza y gobernanza de las distintas entidades que participan en la fijación de políticas, la ejecución y coordinación y la regulación del sector. No puede ignorarse que fue la voluntad del legislador al expedir las leyes 142 y 143 la que determinó que el ente regulador (la CREG) fuera un órgano colegiado que toma las decisiones luego de un debate en el que toman parte varios organismos del Estado, que tienen diferente visión ³⁶. De esta manera, por disposición legal, las decisiones regulatorias no deben estar en manos de una sola persona (como el Director de la UPME o el Ministro de Minas y Energía) sino de un ente corporativo.

³⁴ Sentencia C-228 de marzo 24 de 2010 (M. P. Luis Ernesto Vargas Silva).

³⁵ Sentencia C-1041 de diciembre 4 de 2007 (M.P. Marco Gerardo Monroy Cabra).

³⁶ La ley 142 art. 21 prevé que son miembros de la CREG el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación y cinco expertos en asuntos energéticos.



A lo anterior, se suma la incertidumbre ante el hecho de que tanto el Ministerio de Minas y Energía como la Comisión de Regulación de Energía y Gas regulen de manera simultánea sobre un tema y de manera divergente o contradictoria. Esta es otra razón más que explica porque el Ministerio no es ni debe ser el organismo encargado de regular en el sector.

Derecho a la igualdad

El derecho a la igualdad está establecido en el artículo 13 de la Constitución Política y ha sido desarrollado en diversa normatividad del sector eléctrico. Resulta imperativo tener en cuenta que según los artículos 20 y 23 de la ley 143 de 1994, en la expansión de la generación de energía eléctrica deben crearse las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética capaz de abastecer la demanda, mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos, promoviendo y “preservando la competencia”.

En el proyecto normativo sometido a consideración, estimamos que el derecho a la igualdad está siendo vulnerado de manera evidente en dos situaciones:

1. La aplicación de los criterios para la calificación de los proyectos, contenidos en los artículos del 30 al 33 implica un tratamiento deferencial para distintos recursos de generación, que van más allá de lo planteado por el Decreto 0570 de 2018, al aplicar criterios que ponen en condiciones de desventaja a algunos recursos³⁷.

No es clara la manera de ponderar cómo los proyectos serán calificados por la UPME “de acuerdo con su aporte al cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018 y en los artículos del 30 al 33”. Si, por ejemplo, el criterio de mayor peso para una subasta específica es el de reducción de emisiones, es claro que sopesaría con más fuerza ese objetivo, lo que excluiría proyectos de generación con tecnologías que produzcan mayores emisiones.

Tampoco está señalado expresamente en el proyecto normativo cómo se evaluarán dichos objetivos ni se da la claridad en el sentido de que cada proceso de subasta pueda establecer una ponderación diferente de los objetivos.

3. Es discriminatorio en cuanto a los proyectos existentes: debe declararse desierto el proceso de subasta si no hay nuevos proyectos.

En efecto, el parágrafo del artículo 18 del proyecto normativo estableció:

“Para los casos en los cuales, a la apertura de la subasta no se presenten agentes y/o propietarios o representantes comerciales con proyecto de generación nuevos, el

³⁷ Como asignar con cero la calificación de algunos de los criterios a las plantas existentes, también a las plantas térmicas en el criterio de complementariedad y en la misma definición de las variables que miden los objetivos.



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

administrador de la subasta la dará por terminada e informará al Ministerio de Minas y Energía”

El hecho de que el proyecto normativo tenga la susceptibilidad de afectar el derecho a la igualdad y a la libre competencia, además de la inseguridad jurídica que lleva consigo desconocer de antemano la aplicación de los criterios de ponderación, implica que se aparta de las normas en que se fundamenta y el acto administrativo podría ser objeto del medio de control de nulidad³⁸.

Carácter de Indicativo de los planes de la UPME. Con el proyecto de Resolución se está dando un giro hacia planes de carácter obligatorio

La ley 143 de 1994 en el artículo 18 dispone que los planes de generación y de interconexión son de referencia y buscan optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Ahora bien, esta norma encaja de manera armónica con los mecanismos de expansión actuales, que responden a la incorporación de recursos mediante el mecanismo de libre mercado, en condiciones de competencia.

Cuando el planeador induce la incorporación de recursos de una tecnología por la vía de la ponderación de los criterios de calificación de los proyectos de acuerdo con los objetivos descritos, sin duda se aparta del libre mercado, acercándose a una planeación centralizada que de una u otra manera decide unilateralmente dónde se asignan los recursos.

38 CPACA ARTÍCULO 137. NULIDAD. Toda persona podrá solicitar por sí, o por medio de representante, que se declare la nulidad de los actos administrativos de carácter general.

Procederá cuando hayan sido expedidos con infracción de las normas en que deberían fundarse, o sin competencia, o en forma irregular, o con desconocimiento del derecho de audiencia y defensa, o mediante falsa motivación, o con desviación de las atribuciones propias de quien los profirió. También puede pedirse que se declare la nulidad de las circulares de servicio y de los actos de certificación y registro.

Excepcionalmente podrá pedirse la nulidad de actos administrativos de contenido particular en los siguientes casos:

- 1. Cuando con la demanda no se persiga o de la sentencia de nulidad que se produjere no se genere el restablecimiento automático de un derecho subjetivo a favor del demandante o de un tercero.*
- 2. Cuando se trate de recuperar bienes de uso público.*
- 3. Cuando los efectos nocivos del acto administrativo afecten en materia grave el orden público, político, económico, social o ecológico.*
- 4. Cuando la ley lo consagre expresamente.*

PARÁGRAFO. Si de la demanda se desprendiere que se persigue el restablecimiento automático de un derecho, se tramitará conforme a las reglas del artículo siguiente.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

En este punto, vale la pena tener en cuenta lo señalado por la Sección Primera del Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Radicado 2002-00-122. Sentencia del 14 de julio de 2017:

- “Literales a) y n) del artículo 23 Ley 143 de 1994: concepto UPME no tiene carácter de orden público, dado que, en virtud de la independencia y carácter técnico especializado de la CREG, la Ley quiso que las principales decisiones en materia regulatoria fueran adoptadas por la CREG: en materia regulatoria, la competencia es prioritariamente de la CREG. Lo que dice el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 es que debe tomar en consideración la información proveniente de otras entidades del sector (como en este caso la UPME) o alinearse con las políticas fijadas por el MME, pero quien toma la decisión final en materia regulatoria es la CREG. Una concepción diferente del artículo en cuestión vaciaría de competencia a la CREG. La definición del criterio de confiabilidad es de la CREG aun cuando para ello deba tomar en consideración la opinión de la UPME. Esto quiere decir que no podría ir en contravía de lo indicado por la UPME y demás autoridades del sector, pero no debe forzosamente incorporarlos en la regulación”.

(...)

- “El rol de la UPME en materia de planificación sólo tiene un carácter indicativo, pero no imperativo y es no vinculante. No define términos prescriptivos para el desarrollo de un conjunto de proyectos establecidos en los Planes de Expansión ni puede fijar condiciones de regulación, simplemente brinda información sobre las posibles estrategias de generación y transmisión requeridas para satisfacer la demanda. La propia Ley 143 de 1994 define el carácter indicativo de la función de la UPME. No siendo vinculantes los contenidos de los Planes de Expansión como instrumentos de planeación, en virtud del margen de apreciación que tiene la CREG sobre las distintas variables, es posible que la CREG no acoja el criterio de confiabilidad del 95% establecido por la UPME. Las normas de la UPME no son de orden público y vinculante. La CREG debe consultar las indicaciones de la UPME y los tome en cuenta y puede apartarse de ellos, pero debe tomar esta información como un mínimo Incluso la UPME en el Plan de Expansión habló de un rango de confiabilidad”.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

ANEXO 3

BUENAS PRÁCTICAS OCDE EN MATERIA DE ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO Y PROCESOS DE CONSULTA REGULATORIA

En el marco de la reciente vinculación de Colombia a la OCDE, el Documento CONPES 3816 de 2014, presenta a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) las bases para institucionalizar el Análisis de Impacto Normativo en la etapa temprana del proceso de emisión de la normatividad desde la Rama Ejecutiva del Poder Público (2014). Dentro de este marco, define el ciclo de gobernanza (Ver Figura 11), bajo el cual nos permitimos a continuación enunciar las buenas prácticas en el marco de los lineamientos mandatorio para el desarrollo del AIN:

Figura 11. Ciclo de Gobernanza Normativa



Fuente: CONPES 3816, 2014

I. Construcción de insumos utilizados en el Análisis Costo-Beneficio:

Un sólido análisis costo-beneficio parte de la definición precisa de las características clave y fuentes de los problemas que reflejan la necesidad de una propuesta regulatoria. Si al evaluar la situación actual, el Ministerio determina que se requiere intervención, entonces es necesario definir en qué medida será dicha intervención, desarrollando unos objetivos precisos, concretos y, de ser posible, medibles. Teniendo claridad del objetivo regulatorio, se construyen las alternativas que podrían dar solución al problema visto y alcanzar el objetivo establecido previamente, para lo cual, se considera pertinente definir tanto alternativas regulatorias como no regulatorias.

Al haber establecido las posibles alternativas, se podrá identificar los beneficios y costos que se asocian tanto con la regulación en cuestión como con cada una de las otras alternativas,



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

esto con el fin de demostrar que la regulación recomendada es superior no solo a otras opciones regulatorias, sino también a las alternativas no reglamentarias y su combinación.

II. Análisis Costo-Beneficio:

Haciendo uso de los insumos construidos previamente, se podrá identificar los impactos significativos para cada una de las opciones reglamentarias y no reglamentarias junto con los beneficiarios y los pagadores del costo de dicho impacto para así poder determinar los beneficios netos incrementales de la regulación propuesta³⁹. Paralelamente, se identificarán tanto los costos de cumplimiento incurridos por el sector privado⁴⁰ como los costos administrativos incurridos por el gobierno⁴¹ y aquellos asociados a la transición⁴² que resulta de la aplicación del reglamento.

Contando con la medición de los beneficios y costos asociados a cada una de las alternativas, es posible determinar las proyecciones para el escenario base (sin regulación) y para cada una de las opciones, esto con el fin de obtener la alternativa que tiene el Valor Presente Neto (VPN) y/o el ratio de rentabilidad más grande. Ahora bien, es especialmente necesario presentar los resultados del análisis costo-beneficio de manera anualizada ya que cada alternativa podrá tener diferente horizonte temporal.

Es importante garantizar igualmente dentro del análisis, que las propuestas regulatorias y las alternativas normativas traen beneficios sociales que superan los costos de la intervención.

III. Estado contable de la propuesta más efectiva:

Finalmente, al haber elegido la opción más eficiente para el mercado, el regulador podrá realizar un estado contable que permita tanto al regulador como a cada uno de los agentes del mercado, tener total entendimiento de la propuesta a implementar, lo cual sumado a que las partes afectadas han participado activamente en el proceso de análisis, permitirá una mayor efectividad de la regulación.

³⁹ Todas las suposiciones hechas por los valores de las variables que afectan los resultados deben ser cuidadosamente documentadas y claramente presentadas.

⁴⁰ Incluye los costos de capital, así como de funcionamiento, mantenimiento y gastos administrativos. Puede haber cambios en los costos de los procesos de producción que requieren la instalación de nuevos equipos de capital por lo que estos son también parte de los gastos que deben atribuirse a la regulación propuesta. Los costos de cumplir con la regulación pueden ser altamente inciertos, además de tener el potencial de afectar significativamente los otros costos y los precios de otros bienes o servicios en la economía.

⁴¹ Con el fin de hacer cumplir una política de regulación, los gobiernos incurrirán en costos adicionales de administración, vigilancia y cumplimiento. Todos los gastos de capital y operativos asociados con el diseño y funcionamiento del sistema deben contabilizarse. Los costos de supervisión y de aplicación se basan normalmente en el costo presupuestario de las actividades administrativas necesarias.

⁴² En la mayoría de los casos, los costos de transición tienden a ser pequeños y pueden ser ignorados por todos los efectos, sin embargo, si ellos son significativos, estos costos deben ser estimados e incluidos. Puede haber algunos otros impactos tales como el efecto sobre la estructura del mercado, por lo cual, medir y predecir todas las consecuencias de una política en particular puede implicar un esfuerzo significativo y puede ser complejo de analizar.



MINMINAS



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

IV. Análisis Ex ante

Asimismo, refiriéndose a la *"Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo"* del Departamento Nacional de Planeación, se determina con base en las buenas prácticas internacionales y la experiencia acumulada de la OCDE *"la importancia de realizar un proceso decisorio que brinde información ex ante sobre los efectos esperados de las propuestas gubernamentales"*.

Lo anterior, asociado a la planeación de la consulta, constituido por diferentes fases que deben acompañar el diseño y la preparación del AIN. En este sentido, y como bien menciona el documento en mención *"Hay momentos previos, de pre-consulta, que son tan importantes como la consulta pública final porque es al inicio del proceso donde se nutre la mayor parte del análisis y la interacción con actores afectados y permite obtener informaciones más valiosas para entender los impactos"*.



Comentario 37

De: Diego Patrón Arcila

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:49



29 de junio de 2018

Señores:

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ciudad

Asunto: Comentarios al borrador de Proyecto Resolución Contratación Energía Eléctrica a Largo Plazo

Apreciados Señores:

Me dirijo a Ustedes con el propósito de presentarles nuestros comentarios al Proyecto de Resolución de Contratación de Energía Eléctrica a Largo Plazo. Valoramos inmensamente los esfuerzos que está realizando el Ministerio para el desarrollo del mecanismo de contratación, pero consideramos que el borrador presentado no está alineado con el propósito de aprovechar las potencialidades de las fuentes no convencionales de energía en el mix de generación del país.

Como bien lo establecen los considerandos del borrador, es función del Ministerio de Minas y Energía: *"abastecer la demanda de electricidad a la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera"*. Este último aspecto es de dudosa realización con el mecanismo propuesto.

Igualmente, la falta de claridad en aspectos tales como la convivencia del mecanismo de largo plazo con el cargo por confiabilidad ponen en duda las mejoras económicas que esta subasta podría aportar para la demanda en el país.

Los considerandos también incluyen que es función del Ministerio de Minas y Energía: *"definir los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país."* De la misma manera que ocurre en el caso anterior, el mecanismo propuesto pareciera no establecer un vínculo claro y certero hacia una visión integral de la matriz energética del país y su optimización.

Por lo anterior, vemos con enorme preocupación que la implementación de este mecanismo, en su condición actual, no propendería por el objetivo del desarrollo de nuevas fuentes de generación en el país y para la inclusión de nuevos jugadores en la generación. Ambos objetivos son de gran importancia para el buen progreso de nuestro sistema mercado de generación eléctrica



Con el mecanismo propuesto continúan dándosele ventajas a los Agentes ya establecidos en el país y se limita la participación de otros actores, tal y como ha ocurrido en el pasado.

Para demostrar lo anterior, nos referimos a continuación a cada uno de los artículos de la propuesta de Resolución:

1. **Artículo 5.** El borrador aún no regula la convivencia del mecanismo de contratación de largo plazo con el mecanismo del cargo por confiabilidad. El efecto de la recaudación del CERE es fundamental para el establecimiento de los costos de producción de cualquier generador. En nuestro caso particular, la energía firme que nos es reconocida es considerablemente baja. Esto implica que como costo de base de nuestra generación tendremos cerca de 17.5 USD/MWh que corresponden al recaudo del CERE. Lo anterior es contrario a la expectativa de la demanda, considerando los precios de cierre de las subastas en otros países de la región.

La consideración de esto es fundamental para la formación de precios y la manera como se incentivará a la demanda a participar en el mecanismo. Hasta el momento el borrador no lo considera.

2. **Artículo 6.** Contrato de energía media anual a largo plazo.

Se mantiene la necesidad de una liquidación del contrato hora a hora, hecho que desconoce las características técnicas de los proyectos que el mecanismo desea impulsar. El mecanismo mismo pone en riesgo a los proyectos y esto lo que hace es desincentivarlos.

3. **Artículo 7.** Se recomienda un periodo de vigencia de 20 años, considerando que esto llevará a la reducción de los costos financieros, hecho que repercute directamente en el costo de generación.

El mecanismo no considera un contrato en una moneda diferente al peso colombiano. La posibilidad de otra moneda dará acceso a fuentes internacionales de financiamiento en mejores condiciones para los proyectos lo que repercute directamente en el costo de generación. Consideramos también que esta limitación en la moneda es contraria a incentivar el ingreso de nuevas fuentes de generación. De hecho, el mecanismo del Cargo por Confiabilidad está basado en USD lo que supone una enorme diferencia y desbalance para competir entre las diferentes alternativas de generación.

4. **Artículo 8.** Recomendamos al Ministerio liberalizar el cálculo de la energía que un generador quisiera comprometer en la subasta. Limitar a que sea sobre la capacidad instalada, desconoce aspectos específicos de cada planta de generación como pueden ser sus desviaciones por la calidad de su recurso de base (viento, sol, agua).

5. **Artículo 9.** Nuevamente el borrador de la resolución desconoce las características del recurso que desea incentivar. Aunque técnicamente la definición de una generación horaria de referencia para efectos de liquidación es posible, sus efectos sobre el riesgo son onerosos y suficientemente graves como para desincentivar no solo a la generación, también es un gran desincentivo para el comercializador de energía quien deberá correr con los riesgos no solamente del desvío energético sino también con la volatilidad de los precios de la bolsa. Esto no será bien recibido por cualquier organismo financiador.



6. **Artículo 11.** Es necesario abordar este reto con las modificaciones propuestas en este documento para el Artículo 8.
7. **Artículo 12.** Nuevamente se sugiere permitir la contratación en USD.
8. **Artículo 15.** Mecanismo de participación voluntaria. El hecho que la subasta sea voluntaria supone una enorme diferencia de condiciones con otros mecanismos del mercado eléctrico, específicamente con el Cargo por Confiabilidad. No se evidencian en la resolución los incentivos para que la demanda participe de esta manera.
9. **Artículo 16.** No es claro cómo se define la demanda objetivo. No se evidencia como se considerarán las necesidades de energía firme en el país y su relación con la capacidad instalada, así como su utilización. Lo anterior puede concluir en un crecimiento desbordado de la capacidad instalada de manera ociosa por la cuantificación de la energía firme. Es necesario integrar ambos mecanismos desde un criterio de optimización de la matriz energética del país.
10. **Artículo 25.** La asignación de los contratos es bilateral, esto supone riesgo de contraparte y esto dificulta la bancabilidad de los proyectos.
11. **Capítulo V.** Se realiza énfasis en los criterios de calificación más no en cómo influye esto en la ponderación de las ofertas.
12. **Artículo 37.** Enorme riesgo para el comercializador. La liquidación horaria supone un enorme riesgo para el comercializador, desincentivando su participación en el mecanismo. Proponemos que las desviaciones se determinen y compensen en términos de energía y no sea incluida la variable del precio de bolsa, puesto que técnicamente la compensación en términos de energía es posible. Pero la inclusión de la variable precio incrementa el riesgo considerando la alta volatilidad de la bolsa en Colombia.

Así mismo, el mecanismo propuesto ofrece grandes ventajas a los agentes ya establecidos tales como la posibilidad de mejores condiciones en los contratos de respaldo, el acceso a créditos locales, presentación de solidez financiera en Colombia, ofertar a costo marginal entre otras. Aunque los asuntos mencionados son de gran importancia para el funcionamiento del mecanismo, no se le otorga posibilidades de entrada a nuevos participantes en generación. Es necesario mejorar los requisitos propuestos en el borrador para dar acceso a nuevos participantes en el mercado.

Como garantes de la línea de transmisión en ejecución de La Guajira, vemos con enorme preocupación el desarrollo regulatorio del Decreto 507 de 2018. Hasta el momento las condiciones expuestas para el mecanismo de contratación de largo plazo nos dejan en enormes dificultades para alcanzar la bancabilidad de nuestros proyectos, aun siendo estos considerados como ejemplares a nivel mundial por su excelente capacidad productiva.

Por lo anterior solicitamos al Ministerio continuar en la búsqueda de una formulación del mecanismo que verdaderamente contribuya a la mejoría de nuestro sistema eléctrico en los



MINMINAS

principios de eficiencia y costo para el usuario final, hecho que es fundamental para la competitividad de nuestro país.

Atentamente,


DIEGO PATRÓN ARCILA
GERENTE GENERAL
JEMEIWAA KA I SAS

Comentario 38

De: Johan Martínez

Fecha: 29 de junio de 2018, 16:57

Santiago de Cali, 29 de junio de 2018

Señores

Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, D.C.

Referencia: Proyecto de Resolución sobre mecanismo de contratación de energía a largo plazo.

De antemano agradecemos la oportunidad para participar con el envío de comentarios al Proyecto de resolución de la referencia.

Como comentarios por parte del sector se tienen los siguientes:

1. En el Artículo 6°, en la definición de “Agente generador o generador”, es necesario aclarar que están incluidas todas las formas de generación, como la autogeneración y la cogeneración, ya que la redacción actual no los incorpora.
2. En la memoria justificativa se expone como en subastas de otros países también es usual encontrar subastas que tienen delimitadas las tecnologías, así como precios techo diferenciales por tecnologías. En la propuesta de subasta se realizaría de manera indistinta. Dado que el proyecto de resolución considera que para este mecanismo de contratación a largo plazo pueden participar fuentes convencionales y fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER, definidas en la Ley 1715 de 2014), se sugiere entonces que se hagan bloques de energía a subastar por tipo de tecnología, de manera que se pueda aprovechar las características de cada una en una mayor medida, entre ellas, la firmeza que puedan aportar al sistema, y que se estimule el uso de recursos como lo contempla la Ley 1715 de 2014.



3. Dentro de los criterios de precalificación de las ofertas se encuentran la resiliencia, complementariedad de recursos, seguridad energética regional y la reducción de emisiones. En cuanto a ellos, los comentarios del sector son sobre:
- a. Complementariedad de recursos: Para tecnologías más firmes, como el caso de la cogeneración con biomasa, la correlación con la hidrología es débil, puesto que el incentivo para el cogenerador esta en que su proceso productivo se mantenga durante el mayor tiempo posible y con ello la generación. En casos como la solar, la correlación es fuerte e inversa. Siendo una tecnología menos firme, estaría recibiendo una mayor puntuación, puesto que el valor absoluto de la correlación es mayor.
 - b. Reducción de emisiones: Utilizar un criterio de cero emisiones no es compatible con un balance neto. Considerar el criterio de Cero emisiones en la generación está desconociendo el impacto ambiental en la fabricación y transporte de los equipos: Para valorar adecuadamente los impactos ambientales es necesaria la utilización de un criterio de balance de huella de carbono, sin tener que llegar al análisis de ciclo de vida (planteado en la memoria justificativa), ya que este último enfoque tiene una complejidad innecesaria para efectos de la evaluación. Con una huella de carbono, el criterio de cero emisiones no aplica, ya que todos los productos tienen un impacto en su elaboración y transporte, por lo cual habría que definir una escala y con base en ella, asignar la puntuación.

Quedamos atentos a ampliar la información en caso de requerirse.

Reciba un cordial saludo

Johan Martínez

Comentario 39

De: Fabio Alejandro Prieto Beetar

Fecha: 29 de junio de 2018, 17:29

Estimados señores Ministerio de Minas y Energía,

Por medio del presente y dentro del proceso de observaciones, comentarios y propuestas al proyecto de la referencia, a continuación enviamos los comentarios que tenemos al documento propuesto, desde nuestra óptica de financiadores internacionales. Esperamos los mismos sean de utilidad para ustedes en la definición de la versión final de la resolución.

1. Artículo 25 Mecanismo de adjudicación. El mecanismo propuesto de asignación de ofertas, en principio nos parece que puede presentar problemas de “bancabilidad” en la medida en que un generador no tiene control sobre el riesgo de crédito del que será su comprador. Este punto es muy relevante en el proceso de due diligence en la medida en que el contrato se prevé para plazos largos (más de 10 años).
2. Artículo 7 Producto a subastar. Para bancos internacionales es muy complicado ofrecer financiación denominada en COPs a los plazos que se están viendo para los contratos. En ese sentido solicitamos revisen la posibilidad de que se denominen contratos en USD.



3. Artículo 7 Producto a subastar. Para proyectos con un tamaño tal que una potencial refinanciación basada en emisiones en mercados de capitales sea factible, consideramos que un periodo de vigencia de menos de 15 años dificulta el estructurar una financiación bajo un esquema de miniperm con refinanciación luego de terminar el periodo de construcción. Desde un punto de vista de financiador internacional, vemos esta como la estructura óptima para este tipo de proyectos en la medida en que reduce los costos de la financiación y permite la participación de bancos que se rigen bajo Basilea III. Dado esto, solicitamos revisen la posibilidad de que los contratos tengan una duración mínima de 15 años.

4. Capítulo VII Mercado Secundario. En nuestra opinión las condiciones del proveedor del contrato de respaldo en principio creemos limitan mucho la viabilidad de este mecanismo (lo que impacta la “bancabilidad” de un proyecto) en la medida en que puede llegar a ser muy complicado conseguir un activo de generación que tenga iguales o mejores calificaciones y que no esté contratado.

Muchas gracias por permitirnos presentar nuestros comentarios,

Comentario 40

De: Enrique Cadena

Fecha: 22 de junio de 2018, 19:56

Damos alcance a los comentarios enviados la semana pasada incluyendo algunos aspectos adicionales a la resolución reglamentaria al decreto 570 del 2018. Estos comentarios fueron preparados analizando los aspectos que puedan comprometer la bancabilidad de los proyectos, estaremos atentos a aclarar cualquier inquietud al respecto.

- **Riesgo de Contraparte.** No se aborda de manera clara como se va mitigar el riesgo de contraparte. Por el tipo de subasta, a dos puntas y anónima para la demanda, se hace muy complejo la evaluación de crédito del comprador de la energía (fuente de pago) antes de la presentación de la oferta por los proyectos (oferta de energía), este nivel de incertidumbre puede dificultar contar con compromisos claros en financiación, e inclusive puede desestimular la entrada de algunos operadores. Este es un aspecto en el que hay que dar indicaciones claras al mercado por cuanto afecta directamente la bancabilidad de los proyectos, especialmente a los nuevos operadores que no tienen la posibilidad de financiar sus proyectos con crédito corporativo. Dentro de los temas que recomendamos analizar esta la necesidad que se dé antes de la subasta de la oferta (proyectos de energía) una señal clara del riesgo crediticio de los compradores de la energía, lo cual se podría dar mediante la implementación de un sistema de calificación crediticia (individual y/o consolidada), así mismo debería estructurarse mecanismos que permitan definir límites de riesgo crediticio, así como mecanismos y/o estructuras para mitigarlos y manejarlos.
- **Plazo del contrato.** Proponemos modificar el plazo propuesto en el artículo 7 de 10 a 15 años por 12 a 18 años. Es el plazo que con base en nuestros análisis internos logra los mejores resultados en términos de costos de energía.
- **Señales para la demanda.** Si bien este tema debería ser reglamentado por la CREG, es importante en el caso de las distribuidoras que para este tipo de subastas el precio de la energía pueda ser trasladado al usuario final.
- **Año de entrada en operación.** La UPME define una fecha única de fecha de entrada en operación para todos los proyectos que sean adjudicatarios de la subasta. Recomendamos establecer algún grado de flexibilidad (periodo de gracia de 6 meses a un año) que reconozca potenciales demoras en el proceso constructivo y de licenciamiento.
- **Demoras en línea de transmisión a la Guajira.** Como lo mencionamos en el punto anterior, es importante establecer mecanismos que mitiguen el riesgo de posibles demoras de la entrada de la línea de transmisión a la Guajira.



- Cargo por confiabilidad y PPA a largo plazo. Como señal al mercado, ha generado confusión especialmente a potenciales operadores internacionales, el hecho que se esté anunciando subastas de cargo por confiabilidad y de PPA a largo plazo. Es importante dar una señal clara de la vocación de cada una, así como de asegurar que la convivencia de estos dos mecanismos, no genere ventajas a un tipo de tecnología frente a otra, como ocurriría con algunos proyectos que podrían participar en la subasta de confiabilidad y de PPAs.
- Factor de planta. En el artículo 9, 10 y 11 de la resolución establece como obligación el generar la energía media anual calculada con base en el factor de planta del proyecto. Normalmente el volumen de energía comprometida en el contrato es un volumen que define el inversionista con base en su perfil de riesgos y estructura financiera.
- Mercado de energía. Se indica en el artículo 40 que solo puedo compensar volúmenes de energía media con energía generada con activos similares. Recomendamos ampliar que esta pueda ser reemplazada con cualquier tipo de activo.
- Temas de compliance. Recomendamos se analice la posibilidad de incluir en el proceso de precalificación y/o adjudicación, mecanismos de control relacionados con la integridad y transparencia, bien sea mediante análisis de listas restrictivas y SARLAF. Lo anterior, para evitar problemas posteriores que dificulten el cierre financiero.

Estaré atento a atender con el equipo de la FDN cualquier inquietud o necesidad de profundizar alguno de estos puntos



Comentario 41

De: Yudy Lorena Muñoz Soto

Fecha: 29 de junio de 2018, 17:58



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

Calle 113 # 7 - 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

Bogotá, Junio 28 de 2018
BMC-2487-2018

Ingeniero
CAMILO TAUTIVA MANCERA
Jefe Asuntos Regulatorios y Empresariales
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por la cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista"

Respetado ingeniero Camilo:

En atención a la etapa de consulta de la Resolución "Por la cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista", ponemos a su consideración algunos comentarios respecto a la propuesta que estimamos relevante evaluar previo a la adopción de la norma definitiva:

Comentarios generales.

1. Aplaudimos la iniciativa de implementar un mecanismo de contratación de largo plazo, que cumpla con los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018¹ de: "i) Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo; ii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes; iii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica; iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional; v) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21)"².

¹ "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones"

² Documento soporte resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado mayorista"



MINMINAS



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

Calle 113 # 7 - 41 TORRE A PISO 13
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

2. Aunque en el taller de socialización del mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado mayorista, haya quedado claro cual es el papel de la Upme con respecto a la implementación del mecanismo; no ocurre lo mismo con la redacción del documento del proyecto de la resolución.

Por lo tanto, sugerimos que en el cuerpo del articulado ó en la parte considerativa de la resolución, se cite el artículo 3 del Decreto 1258 de 2013³, que establece como objeto de la Upme, "(...) producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas", en el entendido que a partir de la información que la Upme proporcione a través del Plan de Expansión de Referencia de Generación, es que el Ministerio de Minas y Energía tomará la decisión de llevar a cabo la subasta, y esa situación no es clara en la secuencia del cuerpo del proyecto del acto administrativo.

Creemos que la facultad de operar la subasta por parte de la Upme, no está debidamente justificada, y podría confundirse con las funciones de regulación atribuidas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas; en efecto, la función atribuida a la Upme para operar la subasta, no corresponde a las facultades de planeación de dicha Unidad, asignadas mediante el Decreto 1258 de 2013.

Así las cosas, las funciones y deberes que el Ministerio de Minas y Energía le asigna a la UPME para implementar el mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado mayorista, deberían quedar definidas en el inicio del articulado y no como parte del Anexo 1 de la resolución.

Adicionalmente, para facilitar una mejor comprensión del mecanismo, recomendamos mencionar en el acto administrativo definitivo, cómo la UPME analizará e incorporará los indicadores del Decreto 570 de 2018⁴ en el Plan de Expansión de Referencia de Generación.

Con relación a este último aspecto, ¿Cómo se incorporará el criterio de competencia y eficiencia en el Plan de Expansión de Referencia de Generación, dado su carácter indicativo?

Comentarios específicos

Artículo 6. Definiciones.

Observamos que varias de las definiciones descritas en el acto administrativo, se encuentran en otras resoluciones vigentes expedidas por la CREG. Por consiguiente, no consideramos necesario reiterar las definiciones que se mantienen vigentes en otros actos administrativos de la CREG.

³ Por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

⁴ Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones]



MINMINAS



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

ANEXO 1.

1. Dentro de los requisitos legales exigidos para generadores y comercializadores, se indica que quienes quieran actuar como vendedores y compradores dentro de la subasta, deberán "reportar: a) Existencia legal de compañías, consorcio o uniones temporales" (...) C) manifestación de solvencia moral".

Con respecto a estos requisitos, recomendamos mencionar el/los documento(s) con el (los) cual (es) se acredita la existencia y representación de las compañías, consorcios o uniones temporales; esto es, el certificado de existencia y representación de las sociedades, y en el caso de los consorcios y uniones temporales, el certificado de existencia y representación de cada uno de los consorciados o miembros de las uniones temporales y documento privado de constitución; ó su equivalente, si se trata de un inversionista extranjero.

Por otro lado, no está claro cómo acreditar la solvencia moral, para generadores y comercializadores. En ese sentido, pedimos por favor incluir dentro de los requisitos, los documentos que se exigirán para demostrar dicha solvencia moral.

Sin otro particular y esperando que nuestras observaciones sean de utilidad para la definición de la propuesta de la resolución, agradecemos la atención a la presente.

Cordialmente,



Juan José Duque Liscano
Vicepresidente Jurídico y de Regulación



Comentario 42

De: Jorge Valencia

Fecha: 29 de junio de 2018, 18:27

COMENTARIOS GENERALES

Antes de presentar algunos comentarios sobre el articulado y la propuesta detallada que contiene la Resolución en consulta, me permito plantear unas inquietudes de carácter general sobre el mecanismo propuesto:

Riesgos para la Demanda

La propuesta plantea que todos los riesgos, de demanda y por ende de precio, sean asumidos por la demanda. Esto iría en contra de un principio regulatorio que establece que los riesgos deben asignarse a quien mejor los administra. En esta propuesta, la demanda regulada no tiene elementos suficientes para poder gestionar los riesgos inherentes a los perfiles de generación que presenten los oferentes, y por tanto, todos los riesgos de cantidad y precio implicarán una mayor tarifa, que puede diferir de las tarifas eficientes que deben ser trasladadas a los usuarios finales regulados.

De esta forma, el objetivo de brindar un mecanismo de contratación que permita el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable, podría verse limitado por la baja participación de la demanda, quien seguramente no estaría dispuesta a asumir los costos inherentes a los riesgos asociados a la demanda y los precios, dado que no hay certeza de los productos a transar (más adelante se explica por qué), y mucho menos de los costos que se asumirían por estar sobrecontratados en unos períodos, y subcontratados en otros.

Mecanismos de cubrimiento de riesgo de crédito

La regulación actual expedida por la CREG, para la cobertura de riesgos de crédito y de mercado, se ha venido estructurando en forma integral, para que los agentes que participan en el mercado, asuman un nivel de riesgo que sea sustentable con sus transacciones y con su patrimonio, procurando llevar a niveles mínimos el riesgo de crédito individual de los agentes, y por ende, minimizando el riesgo sistémico del mercado.

En la propuesta, además de que no incluye una propuesta concreta sobre el tema de riesgo de crédito, ya que se limita a mencionar que los agentes compradores deben presentar garantías por la totalidad de la energía comprada, se aleja de los análisis de riesgo realizados para el mercado en la definición de los mecanismos de cobertura. Por tanto, se sugiere revisar dicha propuesta, y hacerla compatible con todos los mecanismos de cobertura de riesgo que existen en el mercado. Esto debería ser sometido a consulta, antes de adoptar en forma definitiva el esquema de subastas, puesto que se constituye en un elemento fundamental que podría limitar la participación de los agentes compradores en las subastas que se diseñen.

Estandarización de contratos

Aunque se habla de un producto estandarizado, por tratarse de una energía media anual, en la práctica se trata de múltiples productos, tantos como perfiles de entrega de energía se definan para cada proyecto. Es decir, a pesar de hablarse de una sola variable (la energía media anual), al dejarse en libertad a los agentes promotores de proyectos (generadores o vendedores) para que definan el perfil de entrega horario que van a tener en cada proyecto,



dicho producto "estandarizado" se convierte automáticamente en un número de productos individuales, tantos como proyectos se tengan, puesto que la energía tiene diferentes precios durante los diferentes períodos horarios del día, del mes, e incluso de la estación en la que se entreguen.

Por tratarse de instrumentos de cobertura de precio frente al mercado de corto plazo, para valorar la energía en un contrato de largo plazo, el insumo fundamental es:

- Si es una oferta de venta: el perfil de demanda que va a tener el comprador.
- Si es una oferta de compra: el perfil de entrega que va a tener el vendedor.

Con esta información se estima el riesgo en que incurre el comprador o el vendedor, según el caso, para ir a comprar o vender energía en la Bolsa, de forma que pueda medirse adecuadamente el riesgo asociado a la compra o venta de energía, y de esta forma se establece el precio de la energía.

Por tanto, a pesar de insistir en que se trata de un producto homogéneo asociado a una cantidad de energía media anual, como está planteada la propuesta, dista de este concepto, ya que la única forma en que sería efectivamente un producto estándar sería definiendo un perfil de entrega igual para todos los proyectos, o definiendo tantos productos como tecnologías participen en la subasta (y por ende con posibilidad de hacer ofertas para cada producto por parte de los compradores).

Naturaleza del contrato

A pesar de que se explica que se trata de un contrato financiero, por la forma en que se define el producto, y los diferentes elementos que se definen en la propuesta, el contrato se asemeja más a un contrato de entrega física de energía, si se tiene en cuenta adicionalmente que es la demanda la que asumirá todos los riesgos de la diferencia entre el perfil de producción de la energía y el perfil de consumo de los usuarios del comprador.

COMENTARIOS DETALLADOS

Artículo 6. Definiciones

Se sugiere excluir los términos ya definidos en la regulación de la CREG, y remitir a la Resolución que contenga la definición vigente para cada término.

Artículo 7. Producto a Subastar

Como ya se indicó en los comentarios generales, al permitirse establecer el perfil de entrega para cada proyecto (Artículo 9), el producto definido se convierte en múltiples productos, tantos como perfiles de entrega se definan. Se sugiere definir un único perfil de entrega, antes de realizar la subasta, y si fuera necesario, tantos productos como tipos de proyectos se tengan.



Artículo 11. Energía anual generada

Quedan varias inquietudes:

- A dónde va el producto de la ejecución de la garantía?
- Se ejecuta para el año en curso? Para lo que resta del contrato? Para la totalidad del contrato?

Es necesario conocer estos detalles, para poder dimensionar los riesgos que se asumen por parte de los generadores.

Artículo 19. Precio Techo

En concordancia con el comentario del Artículo 7, al existir tantos productos como perfiles de entrega existan, deberían existir precios de referencia, dependiendo de los períodos de carga en los cuales se tenga la mayor participación de la entrega de la energía. Es decir, si la entrega se realiza mayoritariamente en horas de baja demanda, el precio techo debería ser consecuentemente más bajo para estos períodos horarios.

Artículo 23.- Oferta por parte de los participantes

Al no tener claro el perfil de entrega de los generadores, el comercializador no puede establecer un precio de compra. Debe establecerse dentro del proceso que los compradores conozcan antes de presentar sus ofertas, cuál será el perfil de entrega, para poder valorar los riesgos de demanda y de precio y plasmarlos en sus ofertas.

Artículo 35. – Declaración de los valores de referencia horarios de generación.

En concordancia con el comentario del Artículo 7, debería definirse un producto estándar por tecnología, y no tantos productos como proyectos participen.

Artículo 37. – Liquidación horaria

Quando al comercializador le sobra energía, porque el perfil definido por el vendedor con el que quedó asignado define un valor horario alto, el riesgo de vender a menor precio también es del comercializador. Debe definirse claramente el mecanismo para transferir este costo a los usuarios, o eliminar el riesgo del comercializador.

Artículo 41. – Participantes

El mercado secundario debería permitir a compradores y vendedores ajustar sus compromisos contractuales a sus necesidades reales.

Anexo 1

1.5 Requisitos legales y financieros para los comercializadores

Los requisitos financieros desconocen que los actuales comercializadores, para poder representar una demanda, deben tener CROM suficiente, lo cual debería ser requisito para participar, y obviar todos los demás requisitos aquí planteados.



MINMINAS

Comentario 43

De: Sofía Ximena Achicanoy Paz

Fecha: 29 de junio de 2018, 19:07



ENERTOTAL SA ESP
ENERGÍA TOTAL

"ENERGÍA
COMPROMETIDA CON EL
FUTURO"

ETTC-4425-06-2018-CR

Santiago de Cali, Junio 29 de 2018

Doctor

GERMAN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – MME

pciudadana@minminas.gov.co

Bogotá

Asunto. Comentarios proyecto de Resolución "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía Mayorista

Cordial Saludo,

Por medio de la presente, respetuosamente presentamos nuestros comentarios al proyecto de resolución por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía Mayorista.

- El pasado marzo de 2018 el Ministerio de Minas y energía expidió el decreto 0570, relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica. Dentro de los objetivos de este decreto se encuentran:

4/11



CO15/6224



CO15/6223



ETTC-4425-06-2018-CR

- a. fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía Eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- b. Aprovechar el potencial y complementariedad de los recursos energéticos renovables que permitan gestionar el riesgo
- c. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de acuerdo a los compromisos adquiridos en COP 21.

Así mismo la ley 1715, base de este proyecto de Decreto, regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético Nacional.

Entendemos que el proyecto en comento, define un nuevo mecanismo de contratación cuyo ámbito de aplicación no es solo las fuentes no convencionales de energía renovable sino que aplica para todos los agentes que representen cualquier proyecto de generación. En este sentido no se encuentra la correlación existente entre la ley 1715, el decreto 0570 y el proyecto de Decreto, toda vez que el nuevo mecanismo no está enfocado de manera específica a la generación de energía con fuentes Renovables No convencionales, que permitan diversificar el riesgo y que sean una fuente de complementariedad de la canasta energética del país actual.

- La Ley 143 de 1994, en su artículo 16, establece las funciones que tiene la Unidad de Planeación Minero – Energética, entre ellas resaltamos:
 - a. Establecer los requerimientos energéticos de la población.
 - b. Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos.

211



ETC-4425-06-2018-CR

- c. Elaborar y actualizar el plan energético Nacional.
- d. Evaluar la conveniencia del desarrollo de FNCER
- e. Establecer mecanismos que permitan evaluar la oferta y demanda de energéticos-

El objetivo principal de la UPME es planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos. El proyecto de Decreto asigna a la UPME funciones de administración y operación. Estas funciones son del marco del administrador del mercado o del agente especializado que designe la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Por lo anterior se está desvirtuando el objetivo principal de planeación de la UPME.

- Entendemos que el nuevo mecanismo de contratación a largo plazo es paralelo al esquema actual de cargo por confiabilidad. Es decir dado que los dos esquemas no son excluyentes, una planta de generación puede participar tanto en el cargo por confiabilidad como en el esquema de contratación en el largo plazo. Los dos mercados anteriormente citados son mercados físicos de entrega de energía y por tanto un generador puede llegar a tener una doble remuneración por una misma energía entregada al sistema.

Caso contrario son los esquemas de contratación bilateral. Los contratos bilaterales en el mercado actual no corresponden a entregas físicas sino a coberturas financieras que permiten controlar y minimizar el riesgo a través de las transacciones de energía en el sistema. En este esquema puede participar los generadores no como entrega física sino como mecanismo de cobertura.





MINMINAS



ETC-4425-06-2018-CR

Por lo anterior agradecemos al Ministerio de Minas y Energía, revisar las consideraciones relacionadas anteriormente.

Cordial Saludo


ELIANA GARZON RAYO
Gerente


ENERTOTAL SA ESP
NIT. 900.039.901-5
Se suscribe exclusivamente como
Reprocesadora Legal y no como procesadora natural

Comentario 44

De: David Andrés Revelo

Fecha: 29 de junio de 2018, 20:45

Cordial saludo,

En atención al proyecto de resolución "mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista". Resaltamos el avance por parte del Ministerio en enfocar propuestas sobre la línea establecida a nivel nacional y mundial en promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía y su urgente necesidad de integración al mercado eléctrico actual, enviamos nuestros comentarios al proyecto en mención para su análisis y vinculación si se consideran pertinentes:

- La importancia de coordinar este mecanismo de contratación propuesto con los mecanismos existentes es relevante para obtener resultados eficientes, por lo anterior, se debe analizar y estudiar en detalle el impacto que tendría cada componente en la tarifa al usuario final, con la implementación del mecanismo propuesto.
- En el desarrollo de la subasta, el comprador cuenta con información insuficiente que permitirían establecer precios eficientes. Consideramos que la incertidumbre de conocer la curva de carga de energía horaria a contratar es relevante, maximizando su riesgo ante la Bolsa de Energía con precios diferenciados horarios



- Teniendo en cuenta la característica de intermitencia en este tipo de Plantas, el mecanismo de contratos Pague lo Generado es la mejor opción para su viabilidad sin asumir riesgos de exposición a la compra o venta a la Bolsa, sin embargo, se debería complementar incluyendo una prima verde que remunere la inversión independiente de la Generación Real de la Planta.
- En la liquidación propuesta, no es claro que una Planta pueda ofertar una porción de su generación anual (considerando que dicha planta tenga el interés de participar en otros mecanismos del mercado), toda vez que la diferencia entre la generación ideal de la Planta con respecto a su compromiso, se liquidaría a precio de bolsa. Adicionalmente es inviable que si únicamente tiene comprometido el 20% de generación bajo este mecanismo, exista una desviación positiva de un 80% que sería remunerada de forma anual.
- Es importante tener en cuenta que actualmente, los contratos bilaterales son netamente financieros, y los contratos bajo este mecanismo se entiende que son de obligación física. Por lo anterior el mecanismo de balance de energía que realiza el ASIC para identificar las compras y ventas en Bolsa (la cual se hace por agente y no por recurso de generación) debe estar coordinado y como tal, se debe establecer la regulación en el Mercado Mayorista de Energía que permita su vinculación.
- Se debe incentivar a todos los agentes del mercado a participar en este tipo de mecanismo. Por lo anterior, se considera que la regulación vigente ya contempla criterios de suficiencia financiera, experiencia y obligaciones propias del mercado, como la CROM, Garantías de Bolsa, reportes SUI, etc. Y se considera que para agentes del mercado existentes como compradores del mecanismo propuestos, no es necesarios mayores limitantes para su participación.

Anticipamos nuestros agradecimientos a la atención prestada



Comentario 45

De: DAYANA GALINDO VALDEZ

Fecha: 29 de junio de 2018, 17:06

GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P.



Barranquilla,

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D.C

GECELCA S.A. E.S.P.
CENTRO ADMINISTRACIÓN DOCUMENTAL
C.A.D.
29/06/2018 16:38:55
CITESE: 3492-18

Asunto: COMENTARIOS AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN – POR EL CUAL SE DEFINE UN MECANISMO PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.

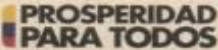
Respetado doctor Arce:

Valoramos la oportunidad brindada para remitir nuestros comentarios al proyecto de decreto y al documento que lo acompaña, y compartimos el esfuerzo realizado por el Ministerio para buscar alternativas que permitan la integración de nuevos proyectos de generación en el mercado de energía mediante las contrataciones a largo plazo, considerando la diversificación de la matriz, ubicación de nuevos proyectos y resiliencia de los mismos.

De otra parte, nos permitimos de manera cordial presentar a continuación nuestros comentarios al documento del asunto:

1. Teniendo en cuenta el criterio sobre la necesidad de tener un factor igual o superior para poder realizar un contrato bilateral en el nuevo mercado secundario plasmado en el proyecto de resolución, consideramos que éste no brinda las garantías suficientes para tener un mercado líquido. Adicionalmente, la mencionada propuesta podría generar una distorsión en los precios y sería una limitante para que cualquier recurso de generación que teniendo energía firme disponible pueda participar si no está precalificado, lo cual sería una señal poco deseada en un mercado competitivo.
2. Es importante aclarar si éste mercado secundario de que trata el presente proyecto será exclusivo de este mecanismo de contratación de largo plazo o será abierto para respaldar todas las contrataciones bilaterales de largo plazo que se realicen en el MEM, porque de ser exclusivo se corre el riesgo de tener tantos mercados secundarios como alternativas de contratos de largo plazo existan, lo cual no iría en línea con el objetivo planteado en Decreto 0570 de 2018 de promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios, el cual se busca con este proyecto de resolución.

 **MinMinas**
Ministerio de Minas
y Energía

 **PROSPERIDAD
PARA TODOS**

Nit: 900.082.143-0
Carrera 55 No. 72-109 Piso 9 Centro Ejecutivo II
Teléfonos: 330 3000 - Barranquilla, Colombia
www.gecelca.com.co





MINMINAS

GENERADORA Y COM

GECELCA S.A. E.S.P.
CENTRO ADMINISTRACIÓN DOCUMENTAL A DEL CARIBE S.A E.S.P.
C.A.D.
29/06/2018 16:38:55
CITESE: 3492-18



2 de 2

Asunto: COMENTARIOS AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN – POR EL CUAL SE DEFINE UN MECANISMO PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.

3. Actualmente, debido a las particularidades del sector eléctrico vemos que las entidades financieras están percibiendo un alto riesgo en las transacciones del mercado, por lo cual, vemos con preocupación el costo asociado a las garantías y los requisitos que se exigen para la solicitud de las mismas. Éste aspecto podría representar un impedimento para la consecución de las garantías y el normal funcionamiento del mecanismo propuesto.
4. Consideramos que las compras de energía en el mercado spot que haría la demanda para compensar la reducción de la generación, de acuerdo a lo establecido en este mecanismo, tiene asociado un alto riesgo porque el precio ponderado de compra final podría terminar siendo mucho mayor que el que se obtendría con el mecanismo actual.

Quedamos a su disposición ante cualquier inquietud al respecto.

Cordialmente,

ANDRÉS RAFAEL YABRUDY LOZANO
Presidente

Jesús G.



MinMinas
Ministerio de Minas
y Energía

PROSPERIDAD
PARA TODOS

Nit: 900.082.143-0
Carrera 55 No. 72-109 Piso 9 Centro Ejecutivo II
Teléfonos: 330 3000 - Barranquilla, Colombia
www.gecelca.com.co



CO15/6224



CO15/6223



Comentario 46

De: Mauricio Llanos Beltrán

Fecha: 29 de junio de 2018, 19:49



Medellín, 28 de junio de 2018

Señor Ministro

Germán Arce Zapata

Ministerio de Minas y Energía

Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución *“Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista”*

Estimado señor Ministro,

De antemano agradecemos que nos otorgue la posibilidad de presentar nuestros comentarios sobre el proyecto normativo en consulta. Con ellos buscamos que las iniciativas que se desarrollen en materia normativa y de incentivos de política permitan la integración de las fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC) de manera ordenada y armónica con la estructura de nuestro mercado de energía mayorista.

La eficiencia de las energías renovables no convencionales y la trayectoria decreciente que exhiben sus costos de inversión permite prever que la entrada de proyectos FERNIC se puede dar en condiciones de competencia y bajo los principios que rigen al mercado de energía mayorista desde 1994. En ese sentido, resaltamos la importancia de los siguientes elementos de la propuesta puesta en consulta para lograr un resultado eficiente como son:

- i. La participación voluntaria de la demanda en las subastas es fundamental para garantizar que los precios que se formen en el mecanismo de contratación propuesto sean eficientes y representen una mejor condición en el cubrimiento de la demanda regulada frente a los precios que actualmente se les transfieren a los clientes de dicho servicio. Esta característica del mecanismo debe ser incondicional y por ende debe mantenerse bajo cualquier resultado de la subasta.
- ii. La nominación del contrato en pesos, con lo cual el riesgo cambiario se les asigna a los promotores de los proyectos, quienes tienen acceso a las herramientas de cobertura que les permiten gestionar apropiadamente dicho riesgo.

No obstante, estos aspectos positivos de la propuesta, los cuales consideramos adecuados e indispensables, el proyecto de Resolución contiene una serie de elementos que sugerimos que sean revisados con el fin de garantizar que, con la reglamentación que adopte el Ministerio, se estructure un mecanismo de contratación a largo plazo que sirva para formar precios de energía competitivos, fortalecer la confiabilidad en la atención de la demanda, y disponer de un espacio de transacción para que tanto generadores como consumidores de energía puedan establecer compromisos de largo plazo



que incentiven la disponibilidad de energía acorde con las necesidades del mercado, se reduzca la volatilidad de los precios y la incertidumbre en el desarrollo de los proyectos.

Con lo anterior en mente, sobre el proyecto de resolución nos llama la atención los siguientes aspectos:

- El ajuste institucional que se evidencia en el ejercicio simultáneo de la función de regulación por parte del Ministerio y de la CREG sobre aspectos relacionados con el mercado de energía mayorista, si bien esta materia ha estado dentro del ámbito de actuación de la CREG.
- El desarrollo de las nuevas funciones que se le asignan a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), le otorgan la capacidad de determinar los proyectos de generación específicos que van a ingresar el mercado de energía en el futuro, hecho con el que se abandona el carácter indicativo que ha tenido hasta ahora el ejercicio de planificación de expansión de la generación.
- En línea con el comentario anterior, los cambios que se están introduciendo en la metodología de planificación de la generación y de la transmisión con la aplicación de los nuevos criterios propuestos en la resolución en comentarios, que son adicionales a los establecidos en la Resolución 025 de 1995. Así mismo, la forma en la que la aplicación de dichos criterios en la etapa de planificación determinará ex – ante los proyectos que podrán cumplir los mismos criterios en la etapa de precalificación y calificación de las ofertas que se define en el capítulo V de la resolución en comentarios. Sumando adicionalmente una asimetría adicional entre los proyectos que cumplen los criterios definidos por el Ministerio, consistente en que para tales proyectos la expansión de la transmisión les permitirá que parte o la totalidad de sus costos de conexión al STN sean pagados por la demanda como parte de los cargos por uso de dicho sistema.
- La discrecionalidad que tendrán tanto el Ministerio como la UPME para complementar, modificar o aplicar los criterios de calificación que establece la resolución en comentarios en su capítulo V, así como el umbral mínimo permitido, que determinarán los proyectos de generación que podrán participar en la subasta. Tal discrecionalidad se evidencia en las condiciones de la primer subasta, entre las cuales se propone impedir la participación de las plantas existentes, graduar en cero (0) la calificación que recibirían los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que deseen participar, la calificación del criterio de seguridad energética por zonas operativas en lugar de hacerlo por cada proyecto específico, la calificación en cero para los proyectos termoeléctricos aun cuando garanticen que utilizan tecnologías limpias, entre otros.
- El riesgo que se le asigna a los consumidores de energía con el diseño del contrato que se va a formalizar entre los generadores y los compradores que resulten asignados en las subastas con contratos a largo plazo, cuyas condiciones de reporte anual de los valores de referencia horarios de generación que le permiten al generador obtener rentas a nivel horario o estacional, exponiendo con ello al comprador a comprar energía en bolsa. La compensación mensual y anual de las desviaciones no son suficientes para equilibrar el efecto negativo para el comprador.
- La necesidad de coordinar y de hacer coherentes el mecanismo de contratación a largo plazo que se reglamenta con la resolución en comentarios, que dará lugar a la incorporación de nuevos proyectos de generación adicionales a los que ingresarán al mercado con base en los incentivos



que proporcionan los mecanismos de expansión que ha establecido la CREG, situación en el que se puede dar lugar a la sobre instalación de capacidad de generación que pondría en riesgo la sostenibilidad financiera del mercado.

- Por último, es necesario que con anterioridad a la expedición de la resolución que reglamente el decreto 570 de 2018 se hagan públicos los análisis de impacto regulatorio¹ que le permiten al Ministerio justificar que la reglamentación que ha publicado para comentarios es la alternativa regulatoria que, entre un conjunto más amplio de alternativas, supera el cumplimiento de los criterios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 (eficiencia en la formación de precios, sostenibilidad financiera, neutralidad y simplicidad, entre otros).

En ese sentido, presentamos en el anexo de esta comunicación algunas sugerencias y recomendaciones que agradecemos que sean analizadas por parte del Ministerio en la expedición de la resolución definitiva.

1. Es necesario armonizar todos los mecanismos de expansión (ver numeral 1 del anexo)
2. Los criterios de calificación para participar en las subastas de contratación a largo plazo deben promover la competencia entre todos los proyectos y tecnologías (ver numeral 2 del anexo)
3. Los criterios de calificación para participar en las subastas de contratación a largo plazo deben promover la competencia entre todos los proyectos y tecnologías (ver numeral 3 del anexo)
4. Hacer coherentes las medidas vigentes para monitorear la participación en la actividad de generación con antelación a la aplicación del decreto 570/2018 y de su resolución reglamentaria (ver numeral 4 del anexo)

Agradecemos su atención a nuestros comentarios y esperamos que, con el objetivo de

Cordial Saludo,

Mauricio Llanos B.
Vicepresidente de Asuntos Regulatorios

cc. Dr. **Germán Castro Ferreira**, Director Ejecutivo, CREG
Dra. **Rutty Paola Ortiz Jara**, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios
Dr. **José Fernando Plata**, Superintendente Delegado para Energía y Gas

¹ OCDE (2014), Estudio de la OCDE sobre la política regulatoria en Colombia: Más allá de la simplificación administrativa, OECD Publishing. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264201965-es>

De acuerdo con la OCDE, para mejorar la gobernanza regulatoria, el análisis de impacto regulatorio (RIA) debe incorporar las siguientes actividades: (i) la definición del problema de política pública y los objetivos de solución; (ii) la comparación de la propuesta regulatoria frente a otras opciones viables (incluidas la no regulación, la autorregulación, la regulación basada en el desempeño, la regulación corporativa, los incentivos de mercado, campañas educativas, etc.); (iii) la cuantificación de los costos, beneficios e impacto de la propuesta regulatoria y de sus alternativas; (iv) la divulgación de los análisis y de sus resultados a los agentes interesados o potencialmente afectados con la propuesta regulatoria (consulta pública) desde etapas tempranas del proceso; y (v) la definición de mecanismos de aplicación, cumplimiento y supervisión (monitoreo y revisión regulatoria periódica).



Anexo - Sugerencias y recomendaciones presentadas por Celsia EPSA sobre el proyecto de resolución que reglamenta el decreto 570 de 2018

1. Es necesario armonizar todos los mecanismos de expansión

Dado que el mecanismo de contratación propuesto en la resolución se plantea como un mecanismo adicional de expansión, es necesario que sea coherente con los otros mecanismos de expansión, específicamente con las subastas del cargo por confiabilidad (subasta de expansión, subastas GPPS, asignaciones administradas), de manera que se garantice que no se dará lugar a sobre instalación en capacidad de generación que conduciría a un escenario de insostenibilidad del mercado.

Las propuestas para incentivar la expansión de generación planteadas por el Ministerio en la reglamentación del decreto 570/2018 y por la CREG en las Resoluciones 064 y 066 no están integradas y podrían originar resultados ineficientes por los siguientes aspectos:

- No hay coordinación entre los esquemas de expansión del sistema y los plazos para el llamado a subasta que va a realizar la UPME.
- En recientes informes de XM, se toma como uno de los supuestos para los análisis energéticos de mediano plazo la entrada de proyectos de generación durante los próximos 3 años del orden de 700 MW, en su mayoría proyectos basados en fuentes de energía renovable no convencional, que entrarán al mercado sin acudir al mecanismo de contratación de energía a largo plazo. Esta capacidad de generación sumada a la que ingresará al sistema como generación distribuida de pequeña escala, aportará energía que se debe tener en cuenta en la motivación de las subastas que se convoquen.
- Una vez se instrumentalice el mecanismo de subasta de energía de largo plazo del Decreto 570, se tendrá una capacidad de generación que no estará considerada en el balance de oferta demanda de obligaciones de energía firme, dado que esos proyectos no se contabilizarían en el balance de ENFICC si optan por no participar en el mecanismo de cargo por confiabilidad.
- Si se cumple lo anunciado por el Ministerio en medios de comunicación, la subasta de contratos a largo plazo podría adicionar entre 1.200 y 3.000 MW entre generación eólica y solar que se sumarían en 2022 a la capacidad que debería entrar con base en las subastas de cargo por confiabilidad, llevando a un escenario de sobre instalación inducido de manera administrada, que afectará la sostenibilidad de mercado.

2. Los criterios de calificación para participar en las subastas de contratación a largo plazo deben promover la competencia entre todos los proyectos y tecnologías

Bajo el esquema de mercado con el que contamos en Colombia, consideramos que conservar mecanismos de competencia abierta entre tecnologías (tratamiento basado en la neutralidad) en



todos los mercados permite que el sistema se desarrolle e incorpore las tecnologías según su eficiencia y aporte de confiabilidad y energía.

Enmarcados en el Decreto 0570, que establece la implementación del mecanismo de contratación a largo plazo para plantas nuevas y/o existentes, y con el fin de cumplir con los objetivos planteados en el mismo, consideramos que se deben revisar los aspectos que comentamos a continuación.

2.1 Con la aplicación de los criterios se impide que las plantas existentes compitan con los proyectos nuevos

Si bien el Decreto 570 establece en el literal ii) del artículo 2.2.3.8.7.3 que el mecanismo de expansión debe promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía nuevos y/o existentes, con la definición y aplicación de los criterios de precalificación y calificación de las ofertas para participar en la subasta (Capítulo V de la Resolución en comentarios) se restringe la participación de las plantas de generación existentes, dado que de acuerdo con lo explicado en el taller realizado el pasado 22 de junio, a las plantas de generación existentes se les asignaría una calificación de cero (0) en varios de los criterios.

2.2 Los criterios definidos deben permitir la participación de todas las tecnologías, incluso de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos

Observamos que en los cuatro criterios definidos se penalizan los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, con lo que se generan los siguientes efectos para el mercado de energía:

- Se resta previsibilidad al desarrollo de los potenciales proyectos de generación dado que su participación en el mecanismo que propone la resolución en comentarios queda sujeta a las decisiones que adopten el Ministerio y la UPME en cada convocatoria de subasta sobre los criterios del Capítulo V y el umbral mínimo permitido (art. 6).
- Proyectos cuya prefactibilidad y factibilidad requiere de recursos económicos significativos quedarían relegados ante la incertidumbre de su participación en dichas subastas.
- Con ello, la expansión de la generación en Colombia quedaría ligada al pipeline de proyectos que representen bajos costos de desarrollo, los que por lo general corresponden a proyectos que aportan bajo nivel de energía firme al mercado, lo que junto con la necesidad de contar con plantas de generación que aporten energía firme, conduciría a la sobre instalación en la matriz de generación del país.

2.3 Comentarios específicos sobre los criterios propuestos

Presentamos a continuación comentarios sobre el diseño y aplicación de cada uno de los criterios propuestos.



i) Criterio de Resiliencia

El criterio que se propone en la resolución en comentario se basa en el efecto que tiene la entrada en operación de un proyecto de una determinada tecnología sobre la participación que tiene dicha tecnología en la matriz de generación², bajo el supuesto de que si el proyecto incrementa la participación de una fuente energética que es minoritaria en dicha matriz, se mejora la resiliencia del sistema interconectado.

Si bien, la diversificación es una estrategia que contribuye a mejorar la resiliencia, no logra por sí misma garantizar que el desempeño energético del sistema interconectado sea más resiliente.

Si el objetivo del Ministerio es hacer más resiliente el desempeño energético del sistema interconectado, y como se explicó en el taller del 22 de junio, para ello toma como referencia la alteración que puede originar un fenómeno de El Niño sobre el desempeño específico de la matriz de generación, es importante que el público en general conozca los siguientes aspectos:

- Cuán resiliente estima el Ministerio que es la matriz de generación de energía en Colombia.
- Cuál es el nivel de afectación que provoca un fenómeno de El Niño, ante el que considera el Ministerio que el sistema interconectado se debe proteger, de manera que la estimación de la energía firme³ de las plantas no logre ser suficiente para superar el evento crítico de un fenómeno de este tipo.
- Cuál es el grado de resiliencia que considera apropiado el Ministerio que debe alcanzar la matriz de generación del país.
- Cuál es el nivel de diversidad que debe alcanzar dicha matriz para lograr dicho grado de resiliencia.
- Cuál es la relación beneficio costo que tiene cada una de las anteriores decisiones sobre los consumidores de energía del país.

Sugerimos que este análisis, que involucra un análisis profundo sobre la vulnerabilidad de la generación de energía en el país ante un fenómeno de El Niño se presente dentro del análisis de impacto regulatorio que debe publicar el Ministerio como soporte de la resolución en comentarios.

Sobre la resiliencia de la matriz de generación colombiana, es necesario considerar que le permitió superar el fenómeno de El Niño 2015 – 2016 sin racionamiento de energía, y superando exitosamente una de las contingencias más severas en la que se combinaron factores de muy baja probabilidad de ocurrencia simultánea como un periodo preliminar al periodo de Niño de cerca de 25 meses con aportes hídricos recurrentemente por debajo de los promedios históricos, los problemas financieros originados por la correcta formulación del precio de escasez, y la salida de servicio de cerca de 700 MW de generación.

² La resiliencia se medirá mediante el índice de Shannon – Weaver, con el cual en realidad se calcula de la participación de cada fuente de energía primaria en la matriz de generación.

³ Considerando que la ENFICC se estima para las condiciones más extremas de hidrología de cada planta de generación.



ii) Criterio de Complementariedad

Según este criterio, para que se defina que un proyecto de generación es complementario a la matriz de generación existente en cada momento de evaluación, no debe existir correlación entre la serie del recurso primario del proyecto y el agregado nacional de las series hidrológicas. Bajo este análisis surgen las siguientes inquietudes:

- ¿Cuál es la periodicidad con la cual se va a evaluar la correlación antes señalada?
 - Esta pregunta es relevante porque la resolución temporal (horaria, diaria, semanal, mensual, semestral o anual) con la que se van a hacer los análisis debe ser la misma para todos los proyectos evaluados.
 - Por otra parte, es necesario identificar cuál es la resolución temporal con la que se debe realizar los análisis que permitirán identificar los proyectos que brindan complementariedad. Desde el punto de vista de la matriz de generación y la forma en la que se ha evaluado la confiabilidad, dicha resolución debe ser diaria.
- ¿Proyectos hidroeléctricos con cuencas que tienen series con baja correlación con las predominantes en el país serían mejor calificadas?
- ¿Por qué se considera que las plantas térmicas deben ser calificadas con valor de cero en este índice, presentan un grado de correlación igual a cero (0) si las plantas térmicas ofrecen la mejor complementariedad a la actual matriz de generación?

iii) Criterio de seguridad energética regional

Se propone que se medirá teniendo en cuenta el aporte de un proyecto en el equilibrio del balance de oferta/demanda y el alivio a las restricciones operativas por áreas operativas. Según lo indicado en el taller, los proyectos van a ser calificados en este criterio según el área operativa donde se ubique el proyecto, obteniendo una calificación de uno (1) por el simple hecho de que el proyecto se ubique en un área en la que se hayan identificado desbalances entre oferta / demanda o restricciones operativas.

Esta manera de aplicar el criterio es incorrecta y no sería adecuada para promover el desarrollo de proyectos de generación, pues el aporte de un proyecto de generación específico al balance oferta/demanda o a la reducción de restricciones en un área operativa debe valorarse para cada proyecto en particular. El aporte de una planta depende del nodo y el nivel de tensión al que se conecta (no es lo mismo conectarse a nivel de 500 kV o de 115 kV si el área operativa tiene restricciones de transformación o de confiabilidad por criterio n – 1 a nivel del STR), si la inyección de potencia coincide con las horas en las que se activa la restricción, si tiene una inyección de potencia estable o variable, o si puede regular su inyección de potencia.

En ese sentido, limitar la clasificación de las plantas existentes a la subasta y para nuevos proyectos cuya tecnología de generación no coincida con las preferencias del Ministerio y de la UPME impediría que se seleccionen los proyectos más eficientes para la demanda.



3. El diseño del contrato debe promover una asignación eficiente de riesgos entre vendedores y compradores

3.1 Riesgos que se originan para los compradores por el diseño del contrato propuesto

El tipo de contrato que se propone adoptar en la resolución en comentarios le permite al vendedor distribuir la energía media anual según su criterio mediante el reporte anual de los valores de referencia horarios de generación (artículo 35).

Esta prerrogativa para los generadores que resulten adjudicados con proyectos en la subasta, representa un alto riesgo para los compradores, pues se crea un incentivo para entregar la energía en periodos de bajo precio de bolsa y reducir la entrega de energía al comprador en periodos de mayores precios, dejándolo expuesto a comprar energía en bolsa o a adquirir contratos de compra de energía adicionales que le permitan acotar o eliminar este riesgo. Este mismo efecto se puede dar a nivel estacional, cuando el generador conozca que con alta probabilidad se puede presentar durante un año un fenómeno de sequía, caso en el que el generador puede asignar mayor entrega energía a la parte del año en el que se conoce que no es afectado por el fenómeno de sequía y una menor cantidad a la parte que si resulta afectada por el fenómeno.

Es necesario que este defecto del contrato se corrija con el fin de que el generador no pueda obtener rentas extraordinarias por causa de un efecto de selección adversa, que afectaría principalmente a la demanda regulada.

En cuanto a la duración del contrato, consideramos importante limitar el compromiso a 10 años, como un periodo que ofrece un adecuado balance entre el incentivo para los vendedores para desarrollar proyectos de generación, y el riesgo tecnológico que enfrenta el comprador y que se ve reflejado en la tendencia decreciente y la velocidad a la que se están reduciendo los costos de las tecnologías de generación. Prueba de ello es que actualmente se han firmado contratos de venta de energía en el mercado de energía colombiano a periodos incluso de siete años, que han permitido desarrollar proyectos de generación basados en fuentes de energía renovables no convencionales.

4. Hacer coherentes las medidas vigentes para monitorear la participación en la actividad de generación con antelación a la aplicación del decreto 570/2018 y de su resolución reglamentaria

Con antelación a que se produzcan efectos económicos con base en la realización de subastas, es decir, antes de que se formalicen contratos de venta de energía a largo plazo con base en el mecanismo que se busca regular con esta resolución en comentarios, es necesario que la CREG actualice las reglas y criterios con los que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios monitorea la participación en la actividad de generación de energía eléctrica, de manera que con base en la regla actualizada los agentes interesados participen en la subasta y presenten sus ofertas de venta y compra de energía, y se fortalezcan y profundicen las condiciones para la libre competencia en el mercado, definidas en la Resolución CREG 060 de 2007 (por la cual se dictan normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica).



Con los cambios que se introducirán con la aplicación del mecanismo de contratación a largo plazo establecido en el Decreto 570 y con su resolución reglamentaria, se otorgarán incentivos de manera asimétrica y discriminatoria a proyectos de algunas tecnologías de generación. El mecanismo de subastas de contratos a largo plazo incentivará exclusivamente la entrada de proyectos de generación basados en fuentes de energía renovables no convencionales mediante contratos de energía media que serán adquiridos con base en la demanda de los mercados regulados que son atendidos por los mismos agentes, con base en los cuales el proyecto se podría financiar hasta en 100%, a un precio indexado por un periodo entre 10 y 15 años, con base en ofertas de compra y venta de energía que son formuladas por los mismos agentes económicos, con lo cual algunos participantes en la subasta podrían disponer de información estratégica que no estaría disponible para el resto de participantes.

De esta manera se modificará la forma en que los generadores pueden desarrollar proyectos de energía, y por lo tanto es necesario tener en cuenta que la manera en la que se analiza la existencia de agentes pivotaes en la oferta de energía no se puede restringir únicamente a los periodos de hidrología crítica como se hace en la actualidad con base en la ENFICC disponible de cada agente (Resolución 060 de 2007, art. 4).

En la medida en que los proyectos que se incentivan con el decreto 570 y su resolución reglamentaria tienen como característica en común que proporcionan bajos niveles de ENFICC, y que incluso pueden optar por no participar en el mecanismo de confiabilidad del cargo por confiabilidad, pero que aportan niveles significativos de energía media, la concentración de la oferta de energía no puede ser identificada con base en lo establecido en la Resolución 060 de 2007.

Con base en lo anterior, es clara la necesidad de adecuar el monitoreo sobre la participación en la actividad de generación, adicionando indicadores y criterios que se basen además de la ENFICC que aportan al sistema, en la energía anual generada (MWh/año) y en la energía comprometida anualmente en contratos (MWh/año), extendiendo de esta manera el análisis a cualquier condición operativa del mercado y no sólo a las condiciones de hidrología crítica, por tres razones en especial:

- i) El poder de mercado no se puede ejercer únicamente en periodos de hidrología crítica
- ii) Los periodos de hidrología crítica se presentan una vez cada tres o cuatro años, pero la participación en la actividad de generación bajo las condiciones predominantes en periodos entre dichos fenómenos no se está monitoreando
- iii) En la medida en que se cumpla el objetivo del decreto 570, los periodos de hidrología crítica representarán cada vez menos una oportunidad para el ejercicio de poder dominante

Fecha de elaboración del informe: 06 de Julio 2018

AIDA MARCELA NIETO PENAGOS

Coordinadora Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

Proyecto y Revisó: Martha Isabel Jaime Galvis

Aprobo: Aida Marcela Nieto Penagos.