

Proyecto de Resolución "Por la cual se convoca a la tercera Subasta de contratación de largo plazo."					
Fecha Inicio Publicación 19/04/2021					
Fecha Fin Publicación 4/05/2021					
No. Origen	Artículo	Tema	Comentario	Resumen	
1	SUNGROW RENEWABLE ENERGY INVESTMENT PTE. LTD	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones-FIO	<p>Solicitamos que la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos que se presenten a la subasta sea diciembre 2023 y no diciembre 2022 como está planteado. Aunque los proyectos pueden tener actualmente FPO para el año 2022, debido a medidas de aislamiento que se han implementado a raíz del coronavirus, los procesos de licenciamiento ambiental se han visto fuertemente impactados y los cronogramas de desarrollo están retrasados. Los proyectos que entren en operación en diciembre 2022 deberán estar listos para iniciar construcción a finales del 2021, que es cuando se realizará la subasta. En las actuales condiciones de pandemia, es muy incierto llegar a finales del 2021 con un proyecto listo para iniciar construcción. Proponemos cambiar la fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica al 1 de diciembre del 2023 (con prórroga a diciembre 2024) para que un mayor número de proyectos puedan presentarse a la subasta.</p>	<p>Se acoge parcialmente la sugerencia. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2021. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente:</p> <p>* La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas.</p> <p>* Se resulta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resulta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso .</p> <p>* De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resulta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 86% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente.</p> <p>* Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.</p>
2	Diversia Infraestructuras Colombia S.A.S	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones-FIO	<p>Mis comentarios son relacionados al Artículo 4. Fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica.</p> <p>Consideramos que se debe permitir la participación de los proyectos con FPO en 2023 y no limitarlo a los proyectos con FPO antes de la fecha establecida en el Artículo 4. A continuación los argumentos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El plazo de tiempo desde la adjudicación a la de suministro de energía establecido (01/12/2022) puede ser muy justo dada la coyuntura actual que estamos pasando por el COVID-19. 2. Al ser un contrato financiero se garantizará la cobertura de la energía. 3. Los proyectos con concepto de conexión con FPO previo a la fecha de las obligaciones de suministro de energía de la subasta tendrán la opción de entrar en una fecha posterior dado que tendrán las coberturas de las garantías, tal como ocurrió en el SCLP_02. 4. Siguiendo el mismo sentido de del punto anterior (R3) consideramos que se puede realizar la misma cobertura con proyectos con FPO en 2023 y no generará incertidumbres a los compradores. Antes sería un incentivo para los proyectos se ometen de manera anticipada. 5. Según el Formato de Memoria Justificativa del proyecto de resolución, en la figura 5 y 6 se puede ver la cantidad de proyectos y su capacidad nominal con FPO en 2022 y 2023 respectivamente. Al incorporar los proyectos con FPO de 2023 se enriquecerá el proceso de subasta al tener mayor cantidad de proyectos eólicos, los cuales pueden ofertar en el Bloque 3 y adicionalmente los proyectos solares al ser de mayor potencia pueden enriquecer la variedad de precios para la posible adjudicación beneficiando únicamente a la demanda. 	<p>Se acoge parcialmente la sugerencia. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente:</p> <p>* La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas.</p> <p>* Se resulta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resulta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso .</p> <p>* De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resulta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 86% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente.</p> <p>* Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.</p>
3	ASOCODIS	GENERAL	Propuestas	<p>Invitamos al MME a examinar el texto íntegro de nuestra Comunicación ACDS No. 21-039 donde están contenidos de manera íntegra nuestros comentarios sobre el proyecto de resolución "Por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación"</p>	<p>Agradecemos sus comentarios a la presente propuesta. Revisaremos el texto señalado.</p>
4	ASOCODIS	GENERAL	Nivel de contratación	<p>ASOCODIS y sus empresas afiliadas agradecemos la publicación del proyecto de resolución del asunto, a través del cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación, así como el documento de memoria justificativa.</p> <p>Al respecto, reiteramos nuestro compromiso con todas aquellas propuestas que contribuyan a aumentar y diversificar la matriz energética, así como a disminuir la vulnerabilidad de la misma, a la incorporación de oferta a precios eficientes y competitivos; a garantizar la seguridad, confiabilidad y complementariedad del sistema eléctrico; a una mayor oferta para la contratación a largo plazo que cubra períodos de hidrología crítica, con participación voluntaria de la demanda; a un traslado eficiente de los precios a la demanda; así como a una distribución razonable de los riesgos entre la oferta y la demanda, entre otras.</p> <p>En el contexto anterior, sugerimos que teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la celebración de la Subasta CLPE No. 02-2019, en aplicación de las Resoluciones MME 40590 y 40591 del 2019 y sujeto a lo establecido en el marco normativo de la Ley 1955 de 2019 PND, consideramos conveniente que, previo a la decisión de una nueva subasta, se verifique el cumplimiento actual de la obligación establecida en el artículo 296, con relación a los porcentajes que se deben comprar de energía que provenga de fuentes no convencionales de energía renovable (10%).</p> <p>Así mismo, aprovechamos la oportunidad para reiterar lo mencionado en la comunicación de ASOCODIS ACDS No. 21-021 con relación a la importancia de que en los análisis que se realicen se considere el nivel de contratación que actualmente tienen las empresas para los años 2022 y 2023, toda vez que varias de nuestras agremiadas nos han informado que cuentan con un nivel de contratación cercano al 100%, por lo cual sugerimos evaluar lo establecido en el artículo 4 de la Resolución MME No. 40060 de 2021, respecto al seguimiento y control de la obligación del artículo 3 de la Resolución MME No. 40715 de 2019, a partir del 2023.</p>	<p>Este ministerio ha venido revisando el porcentaje de cumplimiento de la Obligación de la que trata la Resolución MME 4 0715 de 2019 de acuerdo con la última información disponible. Al respecto, se proyecta que para el año 2022 se tendrá un cumplimiento promedio de esta obligación cercano al 6%, mientras que para el año 2023 la obligación regulada a través de la Resolución 4 0060 de 2021 se proyecta que tendrá un cumplimiento promedio cercano al 4%. Esta información y su fuente, se puede encontrar más detallada en la sección 1.2.7 de la memoria justificativa del presente acto administrativo. Los cálculos anteriores son de referencia y se resulta que la entidad responsable de verificar su cumplimiento es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.</p> <p>Ahora bien, respecto de los contratos de energía registrados en el MEM, la Figura 9 de la ya mencionada memoria justificativa, muestra el porcentaje de energía contratada discriminado entre la demanda regulada y la demanda no regulada. De esta gráfica, se resulta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 80% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente. Lo cual indica que hay un potencial significativo de demanda que podría cubrirse con este mecanismo de subasta.</p>
5	ASOCODIS	Artículo 3	Demanda Objetivo	<p>Respecto al artículo 3 sobre la Demanda Objetivo, sugerimos que dicha demanda, así como los análisis para establecer su valor, se de a conocer previo a la subasta con el fin de que el comercializador, y, en especial, el de demanda no regulada, tenga la posibilidad de definir el perfil de compra de energía para adaptar la misma a su estrategia de mercado y al tipo de cliente que atiende.</p> <p>De igual forma, y para que la demanda objetivo se determine teniendo en cuenta la realidad del mercado eléctrico, es necesario que para su definición se tenga como referencia un Plan Indicativo de Expansión de Referencia Generación-Transmisión más actualizado. Al momento se cuenta con el Plan de Expansión 2019-2033, que recoge los resultados de expansión en generación de las subastas del año 2019 (Cargo por Confiabilidad y segunda subasta de MME); también hay una versión preliminar de este plan la vigencia 2020-2034 y que incluye el impacto esperado en las proyecciones de demanda a causa de la pandemia COVID-19.</p>	<p>En el artículo 3 de la resolución en consulta el Ministerio de Minas y Energía decide establecer una demanda objetivo, la cual será revelada por el subastador de manera simultánea con los toques máximos, después de recibir las ofertas por parte de compradores y vendedores.</p> <p>En relación con su sugerencia de publicar la demanda objetivo previo a la subasta, se resulta que la misma será indicativa en caso de que no exista mecanismo complementario. Ahora bien, en caso de existir mecanismo complementario, este Ministerio considera que esta información es sensible y por tanto forma parte de los parámetros reservados de la subasta, como lo toques máximos definidos por el CREG, los cuales se revelan en los tiempos definidos por la resolución con el fin de garantizar la adecuada competencia.</p> <p>Ahora bien, respecto a la sugerencia relacionada al cálculo de la demanda objetivo, se resulta que la misma tendrá como referencia la información y los documentos oficiales más actualizados al momento.</p>
6	ASOCODIS	Artículo 5	Mecanismo complementario	<p>En el artículo 5 de la propuesta se plantea el mecanismo complementario de asignación, el cual se aplicará en caso de no lograrse la adjudicación de la demanda objetivo. Al respecto, tal como lo indicamos en nuestra comunicación ACDS No.19-095, recomendamos lo siguiente:</p> <p>"Reiteramos la inconveniencia de implementar mecanismos obligatorios para la asignación de contratos de energía, toda vez que ello va en contravía de los objetivos de transformación energética, de la participación activa de la demanda, de la libre empresa, y eficiencia económica, entre otros principios.</p> <p>Es para nosotros motivo de gran preocupación que se persista en la propuesta de implementar un mecanismo de asignación unilateral, obligatorio y secuencial a la realización de una subasta, que por su misma concepción debería implicar un mecanismo de libre competencia, de mercado y eficiencia en la formación de precios.</p> <p>Creemos que la mejor alternativa para cumplir con lo establecido en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, es a través de contratos de largo plazo asignados en mecanismos de mercado, tal y como lo establece la misma ley, entendiéndose esto último como mecanismos voluntarios, donde los oferentes y demandantes toman decisiones con base en la información que les proporciona el sistema de precios y de sus propias variables y estrategias de mercado."</p> <p>En adición, como lo hemos mencionado en la aplicación del mecanismo complementario, la asignación de energía no considera la situación de contratación de energía para la demanda comercial de cada una de las empresas comercializadoras, en los años objeto de aplicación de este mecanismo.</p> <p>Por consiguiente, en el escenario en que se adjudique, de manera forzada y obligada, energía a empresas comercializadoras cuya contratación de energía para su demanda comercial en ciertas franjas y para ciertos años ya se encuentra en el 100% o cercanas al 100%, éstas quedarían sobre contratadas en unos años, imponiéndoles vender la energía en exceso en la bolsa o, dependiendo de los bloques adjudicados, comprando energía eventualmente a precios más altos y cuyo costo además no podría ser trasladado, quedando expuestas, por decisiones ajenas a la gestión de la empresa, a la volatilidad de los precios de energía, lo que podría ocasionar escenarios con unas posibles pérdidas económicas para las empresas y/o impactando las</p>	<p>El artículo 6 de la resolución en consulta habilita al Ministerio de Minas y Energía para que mediante acto administrativo defina un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía adjudicada en la subasta. Al respecto, se aclara que, en caso de definir dicho mecanismo, el Ministerio de Minas y Energía, lo pondrá en consideración del público en general con el fin de obtener sus comentarios, tal como se ha hecho con todos los actos administrativos.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, los invitamos a continuar pendientes de la página web de la tercera subasta, en la que se estarán publicando las últimas actualizaciones respecto a este tema y los demás relacionados:</p> <p>https://www.minenergia.gov.co/en/web/10180/133270Noticia-24277306</p>
7	ASOCODIS	Artículo 5	Mecanismo complementario	<p>De otro lado, es necesario que se evalúe el impacto que tendrán en la formación de precios el mecanismo complementario, en especial porque al tener una demanda obligada a comprar así los precios superen la máxima disponibilidad a pagar por parte de los comercializadores, sin exceder los precios techo, se pueden generar incentivos en el desarrollo de la subasta.</p>	<p>El artículo 6 de la resolución en consulta habilita al Ministerio de Minas y Energía para que mediante acto administrativo defina un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía adjudicada en la subasta. Al respecto, se aclara que, en caso de definir dicho mecanismo, el Ministerio de Minas y Energía, lo pondrá en consideración del público en general con el fin de obtener sus comentarios, tal como se ha hecho con todos los actos administrativos.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, los invitamos a continuar pendientes de la página web de la tercera subasta, en la que se estarán publicando las últimas actualizaciones respecto a este tema y los demás relacionados.</p> <p>https://www.minenergia.gov.co/en/web/10180/133270Noticia-24277306</p>
8	ASOCODIS	GENERAL	Obligación PND	<p>Con independencia de lo anterior y teniendo en cuenta las adjudicaciones de la subasta CLPE No. 02-2019, queremos expresar y reiterar la necesidad de que se brinden opciones para los bloques que quedaron sub o sobre contratados, de tal manera que se permita a los agentes gestionar sus riesgos, para lo cual, respetuosamente, solicitamos:</p> <p>• Que aceleren los mecanismos de contratación de largo plazo, con participación voluntaria de la oferta y la demanda y neutrales tecnológicamente, de manera que se habilite un esquema de mercado para la penetración de renovables.</p> <p>• Que los efectos de la sobrecontratación y la necesidad de adquirir energía en las horas de punta no impacten negativamente a las empresas.</p> <p>• Que flexibilice la posibilidad de cumplir con la obligación establecida en el artículo 296 de la Ley 1955/19 con otros mecanismos como los contratos bilaterales para el caso de la demanda no regulada. En el caso de la demanda regulada, si bien la Resolución del MME permite como opción los mecanismos de la Resolución 130/19 y de la Resolución 114/18, en la práctica estos no permiten realizar compras exclusivas a una tecnología en particular.</p> <p>• Que proponga tanto oferta como demanda puedan presentar ofertas por bloque, esto podría garantizar mayor interacción y competencia entre las partes, y el cierre de la subasta consideraría las necesidades reales de cada parte y el precio tendría en cuenta la disponibilidad a pagar o a vender.</p> <p>Finalmente, la compra de energía en esta subasta para atender exclusivamente la demanda no regulada implica para el Comercializador asumir riesgos que no puede gestionar debido a que las características de contratación de este mercado son muy diferentes al producto obtenido en la subasta, por ejemplo: el precio con estos usuarios es de libre negociación; la vigencia del contrato con el usuario no regulado es diferente al período de asignación de la subasta (3 años versus 15 años); la curva de demanda de estos usuarios no coincide con la asignación en los diferentes bloques, entre otros.</p>	<p>Inicio informando que las condiciones de participación y oferta de los generadores y comercializadores fueron condiciones definidas en la resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, siendo la última modificación la establecida en la resolución MME 4 0141 de 2021. Esta última resolución surtió el debido proceso y a la fecha se encuentra publicada oficialmente, por lo que no es objeto de consulta en estos momentos.</p> <p>Ahora, respecto a la obligación de compra de energía FNCER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo.</p>

9	ISAGEN	Artículo 3	Minuta de contratos	<p>ISAGEN insiste en el riesgo que supone una compra de energía en este mecanismo para comercializadores que no atienden usuarios no regulados.</p> <p>El plazo previsto de los contratos que resulten de una Subasta No.3 CLPE en octubre de 2021 es muy alto y es un horizonte que afecta la dinámica comercial del Mercado No Regulado.</p> <p>Este tipo de exigibilidad y riesgo, puede conllevar al desincentivo por aumentar las ventas de energía a grandes consumidores por parte de agentes generadores (que deben crear una figura de "comercializador" para poder atender ese tipo de clientes). Una forma de flexibilizar esta obligación, sería permitir contratos bilaterales y cumplimiento con plantas propias de este tipo de tecnología. Es altamente probable que en 2023 sea inviable la entrada en operación de algunos proyectos que permita cumplir la obligación. Asimismo, como lo expresamos en anteriores ocasiones, consideramos importante que el MME dote de flexibilidad a la Minuta del Contrato que resulte de este mecanismo complementario.</p> <p>Sugerimos que una vez estructurada la adjudicación, la asignación de contratos sea realizada por años calendario, a manera de contratos fraccionados sobre el contrato marco principal.</p> <p>La disposición de contratos anuales favorecerá el mercado secundario, facilitando la cesión de contratos entre agentes vendedores o compradores, que les permitirá adecuar sus cantidades de compra con la evolución real de la Demanda Comercial agregada a cargo, con lo cual podrán dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución MME 4-0060 de 2021.</p>
10	ISAGEN	Artículo 5	Mecanismo complementario	<p>De acuerdo con lo expresado en este artículo, se podrá esperar la celebración de un mecanismo administrado complementario que obligatoriamente asigne contratos de energía a los comercializadores de energía del país.</p> <p>Nuevamente, para el caso de comercializadores únicamente mercado no regulados, esta consideración no es conveniente, por cuanto estaría suponiendo una demanda comercial a priori conocida para 2023, desconociendo la variabilidad de demanda que puede tener un comercializador de solo mercado no regulado, puesto que todos sus contratos (del tipo pague lo demandado) son producto de la voluntad simultánea de usuarios y comercializadores, que se firman con diferentes volúmenes y cantidades no determinables.</p> <p>De otro lado, lo dispuesto en este artículo estaría en contravía con lo publicado recientemente como borrador de la futura Minuta de contratos que se asignen en la subasta CLPE No.3 de octubre. En esa Minuta se eliminó toda referencia a un "mecanismo complementario".</p> <p>Respetuosamente, solicitamos no considerar un "mecanismo complementario" de asignación administrada pues en nuestra opinión no da señales de eficiencia para los agentes y usuarios.</p>
11	ISAGEN	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones- RIO	<p>Se indica en el artículo, que el inicio de las obligaciones de energía para los proyectos que resulten adjudicados, es el 1 de diciembre de 2022.</p> <p>Se observa con preocupación que no se está visualizando que con la fecha propuesta de inicio de las obligaciones los diferentes aspectos de atraso de las expansiones en la zona de transmisión GCM, lo que impacta de manera importante la concesión de garantías financieras y los costos de las mismas. La situación de expansión de redes, para algunos de los proyectos éticos que puedan participar en la tercera subasta CLPE, podrían tener inconvenientes para evacuar la energía que puede generarse, teniendo que recurrir a coberturas en bolsa y contratos no presupuestados.</p>
12	ENGE COLOMBIA SAS ESP	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones- RIO	<p>Considerando que el Proyecto de Resolución establece que la fecha de inicio de obligaciones de Energía será 01 de diciembre de 2022 sugerimos respetuosamente ajustar la fecha de inicio de obligaciones de suministro a diciembre de 2023. Al respecto presentamos las siguientes consideraciones:</p> <p>a) Muchos de los proyectos registrados en UPME con fechas de entrada en operación 2022 se encuentran retrasados, especialmente por temas asociados a permisos y licencias de carácter ambiental y social. La principal causa de este retraso es, entre otros aspectos, debido a restricciones generadas por el COVID19, lo que ha generado que se soliciten extensiones para la entrada en operación con horizonte en 2023. En el caso específico de ENGE debido a las restricciones por efectos de la pandemia del COVID19, los proyectos con viabilidad de conexión para el 2022 presentaron retrasos en el trámite de permisos relacionados con estudios de impacto ambiental, consultas previas, estudios previos, entre otras actividades de campo, que no pudieron ser adelantadas durante 2020 y 2021, con lo cual se vieron en la obligación de solicitar a la UPME una extensión en la fecha de entrada en operación hasta diciembre de 2023.</p>
13	ENGE COLOMBIA SAS ESP	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones- RIO	<p>b) Nuestros proyectos tienen capacidades promedio de 150 MW, para las cuales los periodos de construcción oscilan alrededor entre 14 - 18 meses, y con la fecha de inicio temprana propuesta por el Ministerio, requerimos en la eventualidad de ser adjudicados en la subasta, utilizar mecanismos de cobertura financiera o exposiciones al mercado spot que cubran el suministro correspondiente al primer año de suministro (2021), generando sobre costos significativos debido a los altos precios en el cual se encuentran actualmente la energía disponible en contratos bilaterales que se están negociando en el periodo 2022-2023. Es de conocimiento que estos precios, en gran medida, son actualmente elevados para los años 2022 y 2023 como resultado de los retrasos en la entrada en operación de proyectos adjudicados previamente en subastas de contratos. Lo anteriormente mencionado eleva la tarifa del usuario final y no incentivaría la reactivación económica. De acuerdo con nuestros cálculos preliminares, los compromisos de entregar energía durante 2022 en nuestro caso representan un incremento de entre \$4 y \$6 dólares, teniendo en cuenta requerimos entre 7 y 12 meses de respaldo para cumplir con la entrega de energía a partir de diciembre de 2022. Lo anterior teniendo en cuenta que con retrasos adicionales en los tiempos de desarrollo y construcción de los proyectos por el COVID19, podrían resultar en precios más altos considerando los cronogramas tan ajustados para la entrega de energía.</p>
14	ENGE COLOMBIA SAS ESP	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones- RIO	<p>c) Adicionalmente a los argumentos presentados anteriormente, la motivación para extender la fecha de COO a 2023, se fundamenta en que con la participación de más proyectos de cumplimiento al objetivo de contar con una mayor generación de energía eléctrica resiliente y complementaria mientras se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), se promueve la competencia y a su vez el sector impulsa la reactivación económica del país generando más empleo al construirse proyectos a gran escala.</p>
15	ENGE COLOMBIA SAS ESP	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones- RIO	<p>d) Por último, consideramos que la fecha de entrada propuesta va en detrimento de la competencia, aspecto fundamental de la política pública sobre la que se sustentó la necesidad de contar con mecanismos de subastas de contratos de largo plazo (decreto 570 de 2018), en el entendido de que la muy segura no entrada en operación por la fecha propuesta, y la ya mencionada necesidad de contar con contratos de respaldo sobre estos descalces (requerimiento fundamental en modelos de financiación de Project Finance) favorece de manera evidente a agentes que cuentan ya con generación propia que les permite respaldar los descalces de proyectos que lleven a la subasta. Esto genera dos efectos contrarios al espíritu del Decreto 570, por una parte, sigue concentrando la oferta de contratos en el mercado colombiano limitando la entrada de nuevos competidores, y adicionalmente, tal y como está sucediendo actualmente, limita la oferta de contratos en el mercado mayorista y da una señal de escasez que, como consecuencia de las demoras en entrada en operación de la subasta de 2019, están presionando sustancialmente al alza los precios de contratos para los años 2022 y 2023, lo que a su vez redundará en mayores tarifas para usuarios finales.</p>
16	Enel Engesa	GENERAL	Obligación PND	<p>Teniendo en cuenta lo planteado en la Memoria Justificativa de la resolución, es importante que para la evaluación del porcentaje de contratación en el mercado con proyectos FNCER se tengan en cuenta no solo los contratos adjudicados en la última subasta de largo plazo, si no todos los contratos que actualmente tienen los comercializadores con planta no convencionales, sin importar el mecanismo de asignación. De esta manera, es posible dimensionar correctamente el nivel de cumplimiento de los agentes de la meta prevista en el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo.</p> <p>En el caso de Enel Engesa, como lo hemos mencionado al Ministerio, el 7% de la energía para atender a sus clientes proviene de proyectos FNCER que se han viabilizado gracias a la firma de contratos de compra de energía a largo plazo. Por lo tanto, entendemos que para Engesa solo es necesario comprar un 3% adicional, para alcanzar la meta prevista en las normas vigentes.</p> <p>En este sentido, y considerando que el nivel de cumplimiento difiere entre comercializadores, es importante que el Ministerio se abstenga de fijar una demanda objetivo en la subasta, y por el contrario permita que cada agente presente sus ofertas de compra de acuerdo con sus necesidades. Además, se debe tener en cuenta la cobertura total de cada comercializador, con el fin de evitar situaciones de sobre contratación que pongan en riesgo la sostenibilidad financiera de los agentes, e introduzcan al mercado proyectos con precios no competitivos y superiores a la disposición a pagar de los usuarios.</p>
17	Enel Engesa	Artículo 5	Mecanismo complementario	<p>Solicitamos al Ministerio no aplicar en la próxima subasta de contratos de largo plazo el mecanismo complementario previsto en Resolución MME 40725 de 2019. Al respecto, preocupa para el caso del Mercado No Regulado que los comercializadores puedan resultar adjudicados con contratos cuyo precio supere la máxima disposición a pagar ofertada, lo que puede provocar dificultades financieras a los agentes y la pérdida de competitividad en el mercado, al no encontrar usuarios dispuestos a comprar energía a esos precios.</p> <p>En este sentido, insistimos al Ministerio que para el caso del segmento no regulado los agentes puedan a través de los mecanismos hoy previstos para la comercialización de energía cumplir con el porcentaje de compra a proyectos FNCER definidos en la ley. Además, instamos al Ministerio a evaluar el posible impacto para el sector en términos de riesgo sistémico y atención a la demanda, que tendrían las dificultades financieras de comercializadores puros que tengan que asumir la compra de energía a precios no competitivos, y no puedan ser trasladados eventualmente a los usuarios finales.</p>
18	Enel Engesa	GENERAL	Obligación PND	<p>Reiteramos al Ministerio que la aplicación de lo previsto en la Resolución MME 40060 de 2021 no es conveniente para el caso del Mercado No Regulado, ya que la compra de energía a través de los mecanismos propuestos desconoce las definiciones previstas en la Ley 142 de 1994 para este segmento del mercado, e impone riesgos al comercializador que no son gestionables por el mismo en las condiciones actuales, que pueden afectar su competitividad y eventualmente su sostenibilidad financiera en el mediano plazo.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, insistimos al Ministerio que para el caso del Mercado No Regulado se tenga en cuenta para el cumplimiento de la obligación de compra establecida en el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, los contratos bilaterales entre agentes del MEM y las compras ya realizadas por los comercializadores a proyectos con tecnologías renovables no convencionales. Así mismo, solicitamos al Ministerio acelerar la expedición de las resoluciones definitivas que permitan el traslado en tarifa de las transacciones que se realicen a través de Derivex, se viabilice la opción de la Bolsa Mercantil de Colombia para la compra y venta de contratos de energía, y se amplíen las alternativas de uso del SICEP para Usuarios No Regulados.</p>

19	Enel Engesa	GENERAL	Condiciones de participación y oferta	Reiteramos al Ministerio los comentarios que remitimos al proyecto de resolución que modifica las reglas de la Subasta de Contratos de Largo Plazo, con el fin de proporcionar un mecanismo de compra de energía que mitigue riesgos a los agentes que participan en el Mercado No Regulado. En particular, solicitamos que los comercializadores puedan presentar múltiples ofertas por bloques, de tal forma que puedan expresar sus preferencias de compra y no enfrenten riesgos al asumir el perfil de adjudicación de la subasta. Además, sugerimos eliminar dentro del algoritmo de optimización de la subasta la posibilidad de que a los comercializadores se les asignen contratos con precios mayores a su máxima disposición a pagar. La maximización del excedente del consumidor partiendo de precios promedio ponderados permite la adjudicación de contratos con precios altos que pueden estar fuera de lo esperado en el mercado, generando riesgos innecesarios para los comercializadores por la imposibilidad de trasladarlos a los Usuarios No Regulados.	Iniciamos informando que las condiciones de participación y oferta de los proyectos de generación y la prorratea de asignación fueron condiciones definidas en la Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, siendo la última modificación la establecida en la resolución MME 4 0141 de 2021. Esta última resolución surtió el debido proceso y a la fecha se encuentra publicada oficialmente, por lo que no es objeto de consulta en estos momentos. Sin embargo, vale la pena mencionar que la propuesta de permitir que los comercializadores puedan ofertar libremente en cantidad y precio para cada bloque, ha sido ampliamente analizada por el Ministerio desde la definición del mecanismo de contratación a largo plazo, tal como se puede consultar en la memoria justificativa y matriz de comentarios de dicho acto administrativo. No obstante, la misma ha sido desestimada por considerar que los intereses de compra y venta pueden converger escasamente en los mismos bloques, resultando en una baja o nula adjudicación de contratos.
20	AES	GENERAL	Obligación PND	En primera instancia, reiteramos la importancia de darle flexibilidad a los comercializadores que atienden exclusivamente demanda no regulada para cumplir con la obligación de compra. Las condiciones para el cumplimiento dispuestas en el Artículo 4 de la Resolución MME 40715 de 2019 indican que los contratos de largo plazo debían ser suscritos bajo las reglas de los siguientes mecanismos: I) Los esquemas de contratación aprobados bajo las reglas de la Resolución CREG 114 de 2018. Actualmente, no existen mecanismos de contratación bajo las reglas de dicha resolución; si bien el desarrollo por Derivex se encuentra en un grado de avance relativamente alto, este no es viable para el cumplimiento de la obligación al ser de carácter anónimo. II) Las convocatorias públicas enmarcadas en la Resolución CREG 079 de 2019. Los ámbitos de aplicación de las Resoluciones 079 y 130 de 2019 abarcan a comercializadores que realicen compras para atender el mercado regulado mediante la celebración de contratos. Por lo que no es una plataforma viable para el comercializador del mercado no regulado. III) Mecanismos definidos por el Ministerio en el marco del Decreto 05070 de 2018. Con esto en cuenta, el único mecanismo habilitado para el cumplimiento de la obligación de compra es el del literal III), lo cual limita contundentemente las herramientas de los comercializadores que atienden el mercado no regulado para construir un portafolio competitivo en este contexto, se sugiere que dentro de los mecanismos habilitados para cumplir con la obligación en el mercado no regulado se incluyan: - Energía del portafolio propio (garantizando que proviene de proyectos FCNER) y, - Proyectos de Autogeneración a Pequeña y Gran Escala con FCNER, así como de Generación Distribuida.	Respecto a la obligación de compra de energía FCNER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo. Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FCNER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la cedula de FCNER asociada al contrato. No obstante, se resalta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD.
21	AES	GENERAL	Marco Regulatorio	La segunda subasta de largo plazo marcó un hito fundamental para la entrada de las energías renovables y permitió avanzar en una mayor diversificación de la matriz energética a través de la asignación de contratos a siete empresas generadoras con nuevos proyectos de fuentes no convencionales, de los cuales, suman a creadores a aproximadamente el 29% de la adjudicación. Ahora, si bien la adjudicación de los contratos resultantes de la subasta es un paso clave, concretar los beneficios de competitividad y seguridad del suministro requiere materializar los proyectos adjudicados, específicamente en la conveniente a su oportuna conexión al SIN. Por lo que nos permitimos reiterar la importancia de garantizar el normal desarrollo, construcción, conexión oportuna y entrada en operación comercial de los proyectos adjudicados, lo cual no solo aporta a la consecución de los objetivos de política pública, sino que reafirma la confianza inversionista, la cual es clave para el éxito de la Tercera Subasta, la reactivación económica y la transición energética. En tal sentido, es importante tomar lecciones aprendidas de la segunda subasta e implementar un marco regulatorio que le permita maniobrar a los agentes cuando estén expuestos a riesgos que estén por fuera de su margen de gestión, específicamente los casos cuando la entrada en operación de sus proyectos está condicionada por la expansión de Transmisión. Consideramos de vital importancia que desde las reglas de la Subasta se otorguen herramientas que permitan mitigar los impactos de dichas situaciones tanto para la oferta como para la demanda.	Respecto a su sugerencia sobre las reglas de la subasta, se informa que estas últimas fueron ajustadas recientemente mediante la Resolución MME 4 0141 de 2021 y pueden ser consultadas en la página web de la tercera subasta. En este sentido, se resalta que las reglas de la subasta en estos momentos no son objeto de consulta. Sin embargo, en relación con la importancia de garantizar la ejecución de los proyectos de generación, informamos que desde el Ministerio de Minas y Energía se ha venido acompañando el desarrollo de los proyectos de generación FCNER que resultaron adjudicados en las subastas del 2019. Estos proyectos fueron catalogados como proyectos PINES, por lo que desde el Ministerio se les ha apoyado en trámites ante la ANIA, el Ministerio del Interior, logística de transporte de carga, entre otros. Ahora bien, los invitamos continuar pendientes de la página web de la subasta y realizar los comentarios pertinentes para los actos administrativos que aún se encuentran pendientes por oficializar como lo son la Minuta de Contrato, las condiciones de la garantía de FPO, el traslado a la tarifa, entre otros.
22	Enel Codensa	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones FIO	Compartimos el análisis realizado por el MME en la memoria justificativa de este proyecto de resolución, donde se identifica que la mayoría de los agentes comercializadores en el Mercado Regulado - MR aún no cumplen con el compromiso fijado del 10% de las compras de energía proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FCNER, en particular para el año 2022. Además, de lo anteriormente evidenciado, es importante tener en conocimiento del MME que existen agentes que aún no llegan al nivel de cobertura deseado para cubrir la demanda del año 2022, dada la escasez de oferta para ese año de todas las tecnologías, inclusive las de FCNER en los mecanismos actuales de mercado por lo que se esperarí cubrir esta necesidad con las adjudicaciones que se den en esta Tercera SCLP, lo cual sin duda alguna aportará en cubrir las necesidades de cobertura de la demanda y paralelamente cumplir con la obligación del 10% de las compras de energía proveniente de FCNER. De acuerdo a lo anterior, vemos con preocupación que la fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica sea para el 1 de diciembre del 2022, dado que en nuestro análisis esto generaría, dada la situación actual de contratación y del compromiso de cumplir con el 10% de compras a partir de FCNE para el año 2022, lo siguiente: • Al cargar la energía en un mes puntual generaría un desbalance en el precio de las ofertas para el año 2022 que podrían encarecer el precio de la energía en perjuicio del usuario final, dado que impediría a los comercializadores consolidar un portafolio de energía simétrico para atender su demanda durante todo ese año. • Concentrar la necesidad de energía a un único mes del año 2022, en este caso diciembre, para cumplir con una necesidad anual, afecta las posibilidades de adjudicar una mayor energía para los siguientes años en una subasta que será para 15 años, pues en el entendido que la adjudicación se presentaría en las mismas condiciones de la subasta anterior, es decir, anual en donde se adjudica la misma cantidad de energía para todos los años, ante la inexistencia de otros mecanismos de mercado que permitan adjudicar directamente a las FCNER, afectaría las posibilidades para cumplir con el límite del 10% de las compras de energía proveniente con esta tecnología en los próximos años. En ese sentido, en aras de ilustrar de mejor forma nuestra preocupación, en el caso particular de CODENSA si la adjudicación se concentra solo en el mes de diciembre de 2022, para poder cumplir con el límite fijado del 10%, estaríamos llegando a un nivel de cobertura para ese mes del 87% con el riesgo de quedar sobre contratados si se adjudica más energía mediante otros	Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prorratea de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente: • La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas. • Se resalta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FCNER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resalta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prorratea contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso. • De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resalta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 85% / 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente. • Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores. Respecto a la preocupación sobre el cumplimiento de la obligación del PND, se informa que desde este Ministerio continuaremos impulsando los mecanismos habilitados para su cumplimiento.
23	Enel Codensa	Artículo 2	Fecha Inicio de Obligaciones FIO	En línea con el punto anterior, en donde se solicita que la fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía sea inclusiva a partir de enero de 2022, solicitamos igualmente al MME estudiar la posibilidad de adelantar la fecha de proceso de adjudicación a más tardar para Julio de 2022, esto sin duda alguna aportaría para que los agentes comercializadores desarrollen una estrategia de cobertura integral y puedan consolidar un portafolio más amplio con FCNER.	Respecto a la obligación de compra de energía FCNER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo. Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FCNER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la cedula de FCNER asociada al contrato. No obstante, se resalta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD.
24	Ser Colombia	GENERAL	Obligación PND	Es importante tener en cuenta que los mecanismos habilitados para el cumplimiento de la obligación de compra no son lo suficientemente flexibles para los comercializadores que atienden exclusivamente la demanda no regulada. Por lo que vale la pena habilitar otros esquemas para el cumplimiento en estos casos, como portafolio propio y autogeneración.	Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FCNER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la cedula de FCNER asociada al contrato. No obstante, se resalta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD.
25	Ser Colombia	Artículo 2	Fecha de adjudicación	Se sugiere revisar la fecha de adjudicación de la subasta. Lo anterior debido a las modificaciones que se están realizando a nivel regulatorio para el sector. Para que los interesados puedan participar es necesario que las políticas de gobierno estén definidas, de lo contrario el riesgo a la inversión se verá afectado.	No se acoge la sugerencia. Entendemos que la señal a la que se refieren es el proyecto de Ley "Por medio de la cual se consolida una infraestructura de equidad fiscalmente sostenible para fortalecer la política de soberanía, la pobreza, a través de la redefinición de la regla fiscal, el fortalecimiento y focalización del gasto social y la redistribución de cargas tributarias y ambientales con criterios de solidaridad y que permitan atender los efectos generados por la pandemia y se dictan otras disposiciones", el cual a la fecha fue retirado por parte del Gobierno Nacional. Sin embargo, se debe tener en cuenta que desde la Minuta de Contrato se contempló que el riesgo tributario se asigna al sujeto pasivo, para lo cual se aplicará la normatividad vigente y la definición de tributos pasivos que realice el legislador.
26	Ser Colombia	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones FIO	Se sugiere mayor flexibilidad con la fecha de obligación de suministro dadas las incertidumbres que existen con otros trámites de desarrollo de proyectos como licenciamiento ambiental, construcción, consultas previas, la pandemia, entre otros. Se propone 3 alternativas: *Fecha de suministro entre 01/12/2022 y 01/12/2023 *Fecha de suministro hasta 18 meses después de la firma los PPA. *Fecha de suministro para 01/12/2023 Argumentos y aclaraciones: 1) Dentro de la memoria justificativa del proyecto resolución se plantea una base de proyectos posibles a participar teniendo en cuenta únicamente el trámite solicitud de conexión aprobado. No obstante, la inquietud que nos surge es si estos proyectos realmente cuentan con un estado de avance más allá de la conexión, ¿el ministerio tiene claro los hitos de desarrollo que van a permitir la entrada en operación en el tiempo establecido para cumplimiento de este mecanismo? Lo anterior hace que la justificación planteada no sea lo suficientemente sólida para validar la fecha establecida en el proyecto resolución. 2) Dentro de la memoria justificativa se plantea también la alternativa de Diciembre de 2023 como fecha de obligación de suministro. Sin embargo, no es claro dentro del documento la razón por la cual descartar esta opción. ¿Nos podrían aclarar? 3) En la socialización de la subasta realizada por el ministerio, presentaron una estadística de 96 proyectos solares fotovoltaicos, 1 proyecto de biomasa y 2 proyectos eólicos a participar. Dentro de la revisión que se realizó desde la asociación se encontró que: *Los 2 proyectos eólicos participan suman una capacidad de 41 MW y no 59 MW como se presentó en la socialización. *Aproximadamente el 60% de los proyectos solares fotovoltaicos han solicitado cambio de FPO (desde el 2017 hasta la fecha). ¿CUAL INDICA QUE LAS FECHAS REGISTRADAS NO SON FINALES Con base a lo anterior, ¿Hay seguridad los 99 proyectos realmente participan?	Respecto a la obligación de compra de energía FCNER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo. Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FCNER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la cedula de FCNER asociada al contrato. No obstante, se resalta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD. No se acoge la sugerencia. Entendemos que la señal a la que se refieren es el proyecto de Ley "Por medio de la cual se consolida una infraestructura de equidad fiscalmente sostenible para fortalecer la política de soberanía, la pobreza, a través de la redefinición de la regla fiscal, el fortalecimiento y focalización del gasto social y la redistribución de cargas tributarias y ambientales con criterios de solidaridad y que permitan atender los efectos generados por la pandemia y se dictan otras disposiciones", el cual a la fecha fue retirado por parte del Gobierno Nacional. Sin embargo, se debe tener en cuenta que desde la Minuta de Contrato se contempló que el riesgo tributario se asigna al sujeto pasivo, para lo cual se aplicará la normatividad vigente y la definición de tributos pasivos que realice el legislador. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prorratea de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente: • La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas. • Se resalta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FCNER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resalta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prorratea contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso. • De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resalta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 85% / 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente. • Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores. Respecto a la información de potencial de proyectos de generación presentada por el Ministerio, se aclara que la referencia utilizada se refresca continuamente con el registro de conceptos de conexión de la UPME, el cual es actualizado periódicamente. En este sentido, se informa que para el caso de la Memoria Justificativa se utilizó la actualización del 7 de mayo de 2021, última a la fecha de su realización.
27	Celsia	Artículo 3	Duración contratos	Como lo manifestamos en la comunicación de comentarios a la resolución que modifica la resolución 40590, frente a la duración del contrato, consideramos que en esta ocasión el contrato debería tener un horizonte de 10 años de manera que se reduzca el riesgo inherente a la variación de la demanda que los comercializadores tendrán que asumir, especialmente en el mercado no regulado por su volatilidad, pero también en el mercado regulado con la entrada de AMF.	El plazo definido para los contratos que se firmen como resultado de la tercera subasta, es 15 años contados a partir de la fecha de inicio de suministro estipulada. Esto va en línea con el objetivo de complementar el mercado eléctrico colombiano con mecanismos de contratación de largo plazo que, tal como se mencionó anteriormente, contribuyan a dinamizar el desarrollo de proyectos FCNER en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 0570 de 2018. Desde el punto de vista de la financiación para los proyectos de generación FCNER, normalmente se diseña un esquema tipo project finance donde el mayor fuente de recursos es la deuda de largo plazo bancaria o de bonos, en adición a los aportes de capital de los accionistas. La estabilidad de una remuneración fija a largo plazo redunda en menores riesgos para los generadores, inversionistas y financiadores y es de esperarse que permita una mayor proporción de deuda en los proyectos, lo cual tiene la posibilidad de traducirse en un menor costo de fondos total para los proyectos, toda vez que la deuda bancaria generalmente presenta tasas inferiores a las rentabilidades esperadas de los inversionistas de capital; a su vez se espera que esto contribuya a que los generadores puedan ofertar precios competitivos de energía en la subasta.
28	Celsia	Artículo 5	Mecanismo complementario	Respecto a la posibilidad de aplicar un mecanismo complementario de asignación obligado si la demanda objetivo que define el ministerio no se alcanza en el mecanismo competitivo la consideramos inadecuada. En especial, es contraproducente para esta subasta donde los comercializadores debemos cubrir el 10% de la demanda no regulada. Un mecanismo de asignación obligado plantea incentivos inadecuados que afectarían el resultado de la subasta y la posibilidad de alcanzar la formación de un precio eficiente, además de afectar la competencia en el mercado liberalizado.	El artículo 6 de la resolución en consulta habilita al Ministerio de Minas y Energía para que mediante acto administrativo defina un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía adjudicada en la subasta. Al respecto, se aclara que, en caso de definir dicho mecanismo, el Ministerio de Minas y Energía, lo pondrá en consideración del público en general con el fin de obtener sus comentarios, tal como se ha hecho con los dos actos administrativos. De acuerdo con lo anterior, los invitamos a continuar pendientes de la página web de la tercera subasta, en la que se estarán publicando las últimas actualizaciones respecto a este tema y los demás relacionados. https://www.minenergia.gov.co/en/web/10180/1332?dNoticia=2427306

29	Celisa	GENERAL	Obligación PND	<p>Reiteramos la necesidad de habilitar mecanismos adicionales para el cumplimiento de la obligación definida en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, pues si bien la Resolución 40060 de 2021 plantea como opciones el MAE y los contratos bilaterales de la Resolución CREG 130 de 2019 (SICEP), estos en la realidad no son aplicables.</p> <p>El MAE consiste en subastas anónimas a través de una cámara de riesgo de contraparte donde el costo de garantías hace muy costoso suscribir contratos de más de 5 años y por su parte el SICEP no permite licitaciones para adjudicar con una tecnología específica.</p> <p>La posibilidad de contar con mecanismos adicionales a la subasta definida por el Ministerio resulta muy relevante para evitar que esta sea la única opción para cumplir con la exigencia de contratar el 10% de la demanda total.</p>																												
30	Vestas Colombia S.A.S.	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones FIO	<p>Se sugiere revisar la fecha propuesta de 1 de diciembre de 2022.</p> <p>En cuanto a proyectos eléctricos con fecha de entrada en operación comercial hasta dicha fecha, existen solo proyectos que suman 249.9 MW, de los cuales 20 MW se encuentran ya en construcción. Si se amplía la fecha al 1 de diciembre de 2023, podrían participar al menos otros 168 MW adicionales, más todos los proyectos que consiguen el concepto de conexión para esta fecha, antes de la subasta. Adicionalmente resaltar, que con las fechas propuestas (subasta el 31 de octubre de 2021 y el fecha de entrada en operación comercial el 1 de diciembre de 2022), hay sólo 13 meses para terminar la construcción de los proyectos de energías renovables no convencionales e inyectar energía a la red. Los proyectos generalmente necesitan 6 meses después de la adjudicación para alcanzar el cierre financiero y en el caso de los eólicos, el periodo de construcción ronda los 18-24 meses. En suma, se necesitan al menos 24 meses para alcanzar la fecha de entrada en operación comercial. Por lo mismo, se sugiere cambiar la fecha de entrada en operación comercial al 1 de diciembre de 2023 y con opción de prórroga hasta el 1 de diciembre de 2025.</p> <p>Se acogió parcialmente su sugerencia. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente:</p> <p>* La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas.</p> <p>* Se resulta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO - entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resulta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso.</p> <p>* De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resulta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 86% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente.</p> <p>* Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.</p>																												
31	ACCE - Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía	GENERAL	Obligación PND	<p>Respectuosamente manifestamos nuestro desacuerdo al incluir dentro del 10% de compras de energía provenientes de FNCER, la demanda de los Usuarios No Regulados, dado que en el Mercado No Regulado hay muchos jugadores y los clientes cambian de posición muy frecuentemente, pues además de ser un mercado muy competitivo, los contratos son generalmente a no más de 2 años, por tanto exigirle al Comercializador, respaldar su demanda No Regulada a 15 años, introduce un factor de riesgo muy alto al agente, pues la volatilidad de la demanda No Regulada es muy alta, dada la movilidad de los Usuarios entre los múltiples oferentes.</p> <p>En el siguiente cuadro, mostramos como ejemplo las variaciones quincenales de demanda de algunos agentes:</p> <table border="1" data-bbox="414 694 766 806"> <thead> <tr> <th rowspan="2">AGENTE</th> <th colspan="4">ENERGÍA EN FRONTERAS NO REGULADA (GWh)</th> </tr> <tr> <th>nov-12</th> <th>nov-17</th> <th>% VARIACIÓN</th> <th>mar-21</th> <th>% VARIACIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ISAGEN</td> <td>354</td> <td>417</td> <td>17.80%</td> <td>323,6</td> <td>-22.40%</td> </tr> <tr> <td>VATIA</td> <td>36,2</td> <td>16,5</td> <td>-54.42%</td> <td>32,2</td> <td>-26.06%</td> </tr> <tr> <td>CARIBE</td> <td>17,4</td> <td>160,2</td> <td>820.69%</td> <td>63,3</td> <td>-60.49%</td> </tr> </tbody> </table> <p>por lo tanto, se sugiere revisar la fecha propuesta de 1 de diciembre de 2022, para que pueda comprometerse en el 10% de compras de energía proveniente de FNCER.</p> <p>Incluso informando que las condiciones de participación y oferta de los generadores y comercializadores fueron condiciones definidas en la Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, siendo la última modificación la establecida en la resolución MME 4 0141 de 2021. Esta última resolución surtió el debido proceso y a la fecha se encuentra publicada oficialmente, por lo que no es objeto de consulta en estos momentos.</p> <p>Respecto a la obligación de compra de energía FNCER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo.</p> <p>Por último, se resulta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FNCER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la casilla de % FNCER asociada al contrato. No obstante, se resulta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD.</p>	AGENTE	ENERGÍA EN FRONTERAS NO REGULADA (GWh)				nov-12	nov-17	% VARIACIÓN	mar-21	% VARIACIÓN	ISAGEN	354	417	17.80%	323,6	-22.40%	VATIA	36,2	16,5	-54.42%	32,2	-26.06%	CARIBE	17,4	160,2	820.69%	63,3	-60.49%
AGENTE	ENERGÍA EN FRONTERAS NO REGULADA (GWh)																															
	nov-12	nov-17	% VARIACIÓN	mar-21	% VARIACIÓN																											
ISAGEN	354	417	17.80%	323,6	-22.40%																											
VATIA	36,2	16,5	-54.42%	32,2	-26.06%																											
CARIBE	17,4	160,2	820.69%	63,3	-60.49%																											
32	ACCE - Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía	Artículo 4	Duración contratos	<p>Considerando las fluctuaciones de la demanda No Regulada, no se debería comprometer a los comercializadores con compras a 15 años para un mercado donde los clientes no son permanentes ni de largo plazo, donde sus contratos. Por regulación, son de mínimo un año y el periodo promedio de contratación del mercado es de 2 años. Comprometerlos con una duración del 10% sobre mi demanda actual, implica que el Comercializador quede expuesto a un gran riesgo, porque se estaría comprando para cliente final, y si ya no se tiene, deberá ir a la bolsa y exponerse a la volatilidad que ello implica. Nuestra propuesta respetuosa, es que el periodo de contratación se ajuste al del Mercado, es decir: a DOS AÑOS</p> <p>Respecto a los comentarios relacionados con la obligación de los comercializadores que atienden Demanda No Regulada a comprometerse a largo plazo, se informa que esta obligación de compra de energía FNCER fue establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021. En este sentido, se resulta que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad.</p> <p>Ahor bien, respecto a la propuesta de reducir el plazo de los contratos que se firmen como resultado de la tercera subasta, se informa que el mismo se propone de 15 años contados a partir de la fecha de inicio de suministro estipulada. Esto va en línea con el objetivo de complementar el mercado eléctrico colombiano con mecanismos de contratación de largo plazo que, tal como se mencionó anteriormente, contribuyan a dinamizar el desarrollo de proyectos FNCER en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 0570 de 2018.</p> <p>Desde el punto de vista de la financiación para los proyectos de generación FNCER, normalmente se diseña un esquema tipo project finance donde la mayor fuente de recursos es la deuda de largo plazo bancaria o de bonos, en adición a los aportes de capital de los accionistas. La estabilidad de una remuneración fija a largo plazo redunda en menores riesgos para los generadores, inversionistas y financieros y es de esperarse que permita una mayor proporción de deuda en los proyectos, lo cual tiene la posibilidad de traducirse en un menor costo de fondos total para los proyectos, toda vez que la deuda bancaria generalmente presenta tasas inferiores a las rentabilidades esperadas de los inversionistas de capital; a su vez se espera que esto contribuya a que los generadores puedan ofertar precios competitivos de energía en la subasta.</p>																												
33	Grupo EPM	Artículo 3	Demanda Objetivo	<p>En cuanto a la demanda objetivo, consideramos que para su determinación se deben tener en cuenta todos los proyectos de generación que están en proceso de construcción (muchos de ellos reciben los resultados de expansión de las dos subastas del año 2019 del Cargo por Confiableidad y la segunda subasta de CFI) y el comportamiento real de la demanda acorde con los impactos de la pandemia COVID-19. De esta forma la demanda objetivo tendrá en cuenta la realidad del mercado eléctrico para no causar sobre instalación que desincentive la expansión a largo plazo o la confiabilidad del sector.</p> <p>En el artículo 3 de la resolución en consulta, el Ministerio de Minas y Energía decide establecer una demanda objetivo, la cual será revelada por el subastador de manera simultánea con los toques máximos, después de recibir las ofertas por parte de compradores y vendedores.</p> <p>Respecto a la sugerencia para el cálculo de la demanda objetivo, se resulta que la misma tendrá como referencia la información y los documentos oficiales más actualizados al momento.</p>																												
34	Grupo EPM	Artículo 3	Duración contratos	<p>La determinación del periodo de suministro debe obedecer a las necesidades y particularidades de mercado tanto de los vendedores como de los compradores, de tal forma que ambas partes resulten beneficiadas de las transacciones realizadas en la subasta. Si bien es necesario que este periodo permita el cierre financiero a los generadores y desarrolladores de proyectos, también es importante que los compromisos de compra de los Comercializadores estén relacionados con las características particulares de la demanda en el tiempo (variabilidad, periodicidad de contratación de los usuarios, nuevos límites para usuarios no regulados, AMI, autogeneración, respuesta de la demanda) para evitar escenarios de sobrecontratación o de riesgos de difeíl gestión. En tal sentido, solicitamos al MME analizar e incluir todas estas características para determinar un periodo de contratación adecuado.</p> <p>El plazo definido para los contratos que se firmen como resultado de la tercera subasta, es 15 años contados a partir de la fecha de inicio de suministro estipulada. Esto va en línea con el objetivo de complementar el mercado eléctrico colombiano con mecanismos de contratación de largo plazo que, tal como se mencionó anteriormente, contribuyan a dinamizar el desarrollo de proyectos FNCER en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 0570 de 2018.</p> <p>Desde el punto de vista de la financiación para los proyectos de generación FNCER, normalmente se diseña un esquema tipo project finance donde la mayor fuente de recursos es la deuda de largo plazo bancaria o de bonos, en adición a los aportes de capital de los accionistas. La estabilidad de una remuneración fija a largo plazo redunda en menores riesgos para los generadores, inversionistas y financieros y es de esperarse que permita una mayor proporción de deuda en los proyectos, lo cual tiene la posibilidad de traducirse en un menor costo de fondos total para los proyectos, toda vez que la deuda bancaria generalmente presenta tasas inferiores a las rentabilidades esperadas de los inversionistas de capital; a su vez se espera que esto contribuya a que los generadores puedan ofertar precios competitivos de energía en la subasta.</p>																												
35	Grupo EPM	Artículo 3	Revisar edición	<p>La numeración del Artículo 3 está repetida, por lo que debería actualizarse la numeración</p> <p>Se corrigió la numeración.</p> <p>Se acogió parcialmente su sugerencia. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente:</p> <p>* La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas.</p>																												
36	Grupo EPM	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones FIO	<p>Se resulta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO - entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resulta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso.</p> <p>* De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resulta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 86% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente.</p> <p>* Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.</p>																												
37	Grupo EPM	Artículo 4	Demanda Objetivo	<p>Consideramos que los criterios y suuestos con los que se calculará la demanda objetivo deben públicos. De esta forma, se garantiza la transparencia y trazabilidad en la determinación de esta variable tan importante en la subasta.</p> <p>Respecto a la sugerencia, se informa que el procedimiento de cálculo para la demanda objetivo se publicará tal como se hizo para la segunda subasta, es decir, dentro de los informes de resultados finales publicados por el subastador.</p>																												
38	Grupo EPM	Artículo 5	Mecanismo complementario	<p>Consideramos que el Mecanismo Complementario no debería implementarse en esta subasta dado el carácter voluntario de participación establecido en la Res. MME 4 0590-2019: "Artículo 14: CARACTERÍSTICAS DE LA SUBASTA. El mecanismo para la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica en el Mercado de Energía Mayorista será una subasta de sobre cerrado de dos puntas, de participación voluntaria para Compradores y Vendedores". De igual forma, la asignación obligada implica que los precios y cantidades no son el resultado de un mecanismo competitivo, lo que va en contra de los principios fundamentales de la subasta.</p> <p>El artículo 6 de la resolución en consulta habilita al Ministerio de Minas y Energía para que mediante acto administrativo defina un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía adjudicada en la subasta. Al respecto, se aclara que, en caso de definir dicho mecanismo, el Ministerio de Minas y Energía, lo pondrá en consideración del público en general con el fin de obtener sus comentarios, tal como se ha hecho con todos los actos administrativos.</p> <p>En relación con el artículo 14 de la resolución MME 4 0590 de 2019, se resulta que en caso de definir un mecanismo complementario, el mismo será reglamentado mediante acto administrativo independiente, tal como se realizó en el 2019, en el que se fijarán las condiciones requeridas para este nuevo mecanismo.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, los invitamos a continuar pendientes de la página web de la tercera subasta, en la que se estarán publicando las últimas actualizaciones respecto a este tema y los demás relacionados.</p> <p>https://www.minienergia.gov.co/en/web/10180/133276?nid=24277306</p>																												
39	Grupo EPM	Artículo 5	Revisar edición	<p>Artículo 5. Mecanismo complementario de asignación. En caso de establecerse demanda objetivo a subastar con base en lo dispuesto en el artículo 4, (...). Al respecto, no es necesario indicar que "en caso de establecerse demanda objetivo a subastar con base en lo dispuesto en el artículo 4" porque ya en el artículo 3 se dice que si se definirá la demanda objetivo por el MME. Además, la referencia al artículo 4 no parece adecuada.</p> <p>Se acogió el comentario ajustando la redacción del artículo 6.</p>																												
40	Grupo EPM	GENERAL	Condiciones de participación y oferta	<p>Incluimos informando que las condiciones de participación de los proyectos de generación fueron definidas en la resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, siendo la última modificación la establecida en la resolución MME 4 0141 de 2021. Esta última resolución surtió el debido proceso y a la fecha se encuentra publicada oficialmente, por lo que no es objeto de consulta en estos momentos.</p> <p>Sin embargo, se informa que las reglas de la subasta permiten que los proyectos FNCER con obligaciones adquiridas en las subastas del cargo por confiabilidad y/o de contratación de largo plazo oferten únicamente en el Bloque 3, con el fin de permitir su participación, incrementar la competencia y atender el desbalance entre la oferta y la demanda de este Bloque. Estos análisis se pueden consultar en la memoria justificativa y matriz de comentarios de la resolución MME 4 0141 de 2021. Recordamos que esta subasta está enfocada en facilitar la financiación de nuevos proyectos de generación FNCER, con el fin de aportar a la reactivación económica sostenible del país.</p>																												

41	Grupo EPM	GENERAL	Condiciones de participación y oferta	Como complemento a la propuesta anterior, y en cuanto a los productos a subastar, proponemos que tanto la oferta como la demanda puedan presentar ofertas por bloque. De esta forma, habrá mayor interacción entre las puntas, la asignación estará en función de las necesidades reales de cada parte y el precio se formará más eficientemente pues cada parte ofrecerá su disponibilidad a pagar o a vender.	Iniciamos informando que las condiciones de participación y oferta de los proyectos de generación y la prorratea de asignación fueron condiciones definidas en la resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, siendo la última modificación la establecida en la resolución MME 0141 de 2021. Esta última resolución surtió el debido proceso y a la fecha se encuentra publicada oficialmente, por lo que no es objeto de consulta en estos momentos. Sin embargo, vale la pena mencionar que la propuesta de permitir que los comercializadores puedan ofertar libremente en cantidad y precio para cada bloque, ha sido ampliamente analizada por el Ministerio desde la definición del mecanismo de contratación a largo plazo, tal como se puede consultar en la memoria justificativa y matriz de comentarios de dicho acto administrativo. No obstante, la misma ha sido desestimada por considerar que los intereses de compra y venta pueden converger exitosamente en los mismos Bloques, resultando en una baja o nula adjudicación de contratos.
42	Grupo EPM	GENERAL	Obligación PND	Insistimos en que las características propias del mercado no regulado implican para el Comercializador un descalce entre las condiciones del producto que compra en la subasta y el producto que vende a estos usuarios debido a que, entre otros: <ul style="list-style-type: none"> El precio de compra en la subasta no puede trasladarse directamente a los usuarios no regulados debido que este se determina mediante negociación bilateral. La vigencia de la compra en la subasta es de 15 años mientras que estos usuarios compran en promedio a 3 años. La demanda de energía de estos usuarios varía significativamente a raíz de las nuevas condiciones del mercado, tales como AMI, autogeneración, respuesta de la demanda, entre otros, lo que impide realizar una proyección adecuada de la demanda a ser contratada en la subasta. El factor de carga de la energía adjudicada en la subasta es bajo respecto al 0,9 o más, que tienen estos usuarios. Las condiciones de pago de la subasta son muy diferentes a las que estos usuarios negocian de forma bilateral. Algunos de los Comercializadores que atienden mercado no regulado ya tienen contratada toda su demanda por varios años son FNCER y comprar más en esta subasta implicaría sobrecontratación y un cambio en su perfil de riesgo en la bolsa. Por tanto, la compra de energía en esta subasta para atender la demanda no regulada implica para el Comercializador un riesgo que no puede gestionarse debido a que no hay desarrollos en el mercado eléctrico instrumentos para ello.	Respecto a la obligación de compra de energía FNCER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40660 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo. Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FNCER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la casilla de % FNCER asociada al contrato. No obstante, se resalta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD.
43	Grupo EPM	GENERAL	Minuta de contratos	En materia de traslado tarifario son claras las reglas que rigen en el mercado regulado, no obstante, para el mercado no regulado las condiciones de precios son pactadas de manera bilateral entre el comercializador y el usuario, por lo que para efectos de traslado tarifario y de liquidación de las transacciones en el MEM es necesario aclarar de qué manera se diferenciará la energía que será dirigida a cada uno de estos mercados.	Al respecto, se aclara que dentro de la Minuta del Contrato puesta en comentarios, se incluye una tabla dentro del anexo 2 en la que se puede observar en la memoria justificativa y matriz de comentarios de dicho acto administrativo. No obstante, la misma ha sido desestimada por considerar que los intereses de compra y venta pueden converger exitosamente en los mismos Bloques, resultando en una baja o nula adjudicación de contratos.
44	Grupo EPM	GENERAL	Marco regulatorio	Favor tener en cuenta que hay señales que indican la posible inclusión impuestos a toda la cadena de valor y en la energía y, por tanto, se debe tener en cuenta este aspecto en la determinación del precio a ofertar y adjudicar en la subasta y en la forma como se incluirá en la tarifa al usuario final.	Al respecto, es necesario precisar que la formación del precio es el resultado del libre mercado, es decir, de la interacción autónoma entre la oferta y la demanda. Sin embargo, entendemos que la señal a la que se refieren es el proyecto de Ley "Por medio de la cual se consolida una infraestructura de equidad fiscalmente sostenible para fortalecer el portafolio de erradicación de la pobreza, a través de la redificación de la regla fiscal, el fortalecimiento y focalización del gasto social y la redistribución de cargas tributarias y ambientales con criterios de solidaridad y que permitan atender los efectos generados por la pandemia y se dictan otras disposiciones", el cual a la fecha fue retirado por parte del Gobierno Nacional. Ahora bien, respecto a la forma en la que este precio se incluirá en el traslado a la tarifa, se informa que esto será determinado por la CREG. Por lo que se invita a estar atentos a las próximas publicaciones de la CREG, en las que se estará ajustando lo necesario en esta materia.
45	Atlas Renewable Energy México, S. de R.L. de C.V.	Artículo 4	Fecha Inicio de Obligaciones FIO	El artículo 4 establece la fecha de inicio de obligaciones de suministro de energía como el 1 de diciembre de 2022. Considerando que la subasta está dirigida a proyectos no despachados centralmente, es decir, de mediana y gran escala, estos tiempos resultan insuficientes para cubrir los tiempos requeridos para finalizar desarrollo, financiar, construir y poner en marcha un proyecto de energía renovable. Para un proyecto de entre 50 y 100 MW se estima que estos tiempos varían entre 18 y 24 meses. Por lo anterior, sugerimos presentar una fecha de operación comercial de julio 2023 con la posibilidad de retraso de hasta 6 meses antes de incurrir en penalidades. No modificar estos plazos podría reflejarse en precios más altos para los Compradores debido a que los Vendedores deberán incluir el costo de coberturas para el periodo de obligaciones en el cual no se ha obtenido la operación comercial del proyecto. En el último informe de SICEP no se encuentra información de precios para la cobertura de 2023, pero los precios adjudicados para las coberturas de 2022 se estiman en 235 COP/KWh. Esto tendría un impacto muy relevante en las ofertas de venta debido a que, además de la implicación de obtener una cobertura, los ingresos del vendedor a través del contrato se reducen de 15 a 14 años debido a que el suministro de energía sería tan solo por 15 años contados a partir del 1 de diciembre de 2022. Adicionalmente, el establecer una obligación financiera que no podrá ser respaldada por la generación de energía eléctrica no beneficia al cumplimiento del requerimiento del 10% de energía renovable establecido en la resolución MME 40060 de 2021.	Iniciamos informando que según la resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, los proyectos de generación habilitados para participar son aquellos provenientes de FNCER con una capacidad instalada mayor a 5 MW. Para el caso de los proyectos entre 5 y 20 MW, se deben acoger al despacho centralizado. Ahora bien, respecto a la Fecha de Inicio de Obligaciones se acoge parcialmente su sugerencia, ya que se definió para primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente: * La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con mira a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas. * Se resalta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reportó 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación -FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional -SIN. De otra parte, se resalta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso. * De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista -MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resalta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 85% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente. * Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.
46	GECLCA S.A. E.S.P.	Artículo 5	Mecanismo complementario	Para el caso que exista una diferencia positiva entre la cantidad de energía asignada y la demanda objetivo, el mecanismo complementario solo debería establecerse para los comercializadores que atienden demanda regulada, quienes tienen reglamentada la forma de trasladar el precio de esta compra de energía en el componente G del costo unitario, situación no prevista en los contratos de venta de energía a usuarios no regulados. Lo anterior, teniendo en cuenta que los usuarios no regulados tienen un rol más activo en el mercado de energía que le permite pactar libremente las condiciones contractuales (precio, cantidad, duración del contrato, entre otras). Por lo tanto, si se obliga a los comercializadores que atienden estos usuarios a participar en el mecanismo complementario, le podría ocasionar pérdidas económicas al quedar con compromisos de compra de energía pactados a largo plazo sin tener demanda no regulada que atender o con precios superiores a los que podría pactar en sus contratos de venta. Por lo anterior, proponemos que la participación en el mecanismo complementario para los comercializadores que atienden únicamente usuarios no regulados sea de forma voluntaria.	El artículo 6 de la resolución en consulta habilita al Ministerio de Minas y Energía para que mediante acto administrativo defina un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía adjudicada en la subasta. Al respecto, se aclara que, en caso de definir dicho mecanismo, el Ministerio de Minas y Energía, lo pondrá en consideración del público en general con el fin de obtener sus comentarios, tal como se ha hecho con todos los actos administrativos. De acuerdo con lo anterior, los invitamos a continuar pendientes de la página web de la tercera subasta, en la que se estarán publicando las últimas actualizaciones respecto a este tema y los demás relacionados. https://www.minenergia.gov.co/en/web/10180/13327idNoticia-24277306
47	CEDENAR	GENERAL	Aumentar parque de generación	En la medida que se trata de una resolución de trámite en la cual todas sus disposiciones se encuentran condicionadas en términos de fechas, cantidades y definición de obligaciones que serán establecidas en los términos y requisitos que rijan en la convocatoria posterior, no se suscitan comentarios de fondo a la resolución publicada. No obstante, reiteramos nuestra posición con respecto a la conveniencia de aumentar el parque de generación con FNCER y frente a las cuales hemos realizado las observaciones correspondientes en cuanto a los equilibrios de una matriz eficiente conformada con fuentes convencionales e intermitentes.	Agradecemos sus comentarios a la presente propuesta. Además, resaltamos que desde el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía se trabaja activamente en la promoción, incentivo y estímulo para proyectos de generación FNCER, es así, como se trazó el objetivo de integrar 1000 MW de proyectos FNCER al sistema para este 2021.
48	CEDENAR	Artículo 3	Duración contratos	Artículo repetido. Por otro lado, observamos con preocupación que los términos de los contratos de largo plazo de la nueva subasta de extienden a 15 años, es decir se aumentan en 5 más, lo cual agrava la posición de los agentes comercializadores frente a las excesivas condiciones de cumplimiento de tales obligaciones, creado mercados forzados desde el lado de la demanda y mercados secundarios desde la perspectiva de la oferta, en cuanto los contratos son de cantidades y no se especifica la fuente de suministro de la energía con lo cual los oferentes de FNCER pueden realizar swap de producto, desvirtuando la motivación de la medida de política pública.	Se ajusta la numeración de los artículos. Ahora bien, el plazo definido para los contratos que se firmen como resultado de la tercera subasta, es 15 años contados a partir de la fecha de inicio de suministro estipulada. Esto va en línea con el objetivo de complementar el mercado eléctrico colombiano con mecanismos de contratación de largo plazo que, tal como se mencionó anteriormente, contribuyan a dinamizar el desarrollo de proyectos FNCER en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 0570 de 2018. Desde el punto de vista de la financiación para los proyectos de generación FNCER, normalmente se diseña un esquema tipo project finance donde la mayor fuente de recursos es la deuda de largo plazo bancaria o de bonos, en adición a los aportes de capital de los accionistas. La estabilidad de una remuneración fija a largo plazo reduce en menores riesgos para los generadores, inversionistas y financiadores y es de esperarse que permita una mayor proporción de deuda en los proyectos, lo cual tiene la posibilidad de traducirse en un menor costo de fondos total para los proyectos, toda vez que la deuda bancaria generalmente presenta tasas inferiores a las rentabilidades esperadas de los inversionistas de capital; a su vez se espera que esto contribuya a que los generadores puedan ofertar precios competitivos de energía en la subasta.
49	CEDENAR	GENERAL	Sobreinstalación	Es igualmente preocupante los efectos frente a la sobre instalación del parque de generación con este tipo de fuentes. No obstante la propuesta, no establece de manera expresa la voluntariedad u obligatoriedad en la participación y compra, si deja tales requisitos condicionados a las definiciones que el subastador efectúe en las condiciones de la convocatoria y adicionalmente debe realizarse seguimiento a las condiciones específicas que el Ministerio de Minas y Energía, desarrollará la facultad que se reserva para aplicar un mecanismo de asignación de los excedentes de oferta de energía FNCER. En conclusión, se debe realizar seguimiento puntual a las condiciones que fije el subastador y observar de manera específica las condiciones para la participación de los Comercializadores.	Respecto al comentario de sobreinstalación, se resalta que el numeral 1.2.5 de la Memoria Justificativa publicada junto con el proyecto de resolución, resume los resultados del análisis de expansión en generación encontrados por la UPME y publicados en el Plan de Expansión de Generación 2017 - 2031 (oficial). De acuerdo con esto, se observa que aún para el escenario que considera la entrada del proyecto Hidrotaungo, es decir, el que requiere menos expansión en generación, no se superan las capacidades proyectadas de generación eólica y solar respecto de las capacidades con compromiso de CxK o SCLP. Además, dentro del último Plan de Expansión Referencia Generación - Transmisión 2020 - 2034, la UPME identifica la necesidad de continuar expandiendo el parque solar entre 700 y 335 MW y el parque eólico entre 1.658 y 2.526 MW. Aunque este documento aún no es oficial, se resalta que las estimaciones de la UPME aumentaron respecto al último plan de expansión de generación oficial. Ahora bien, respecto a la voluntariedad u obligatoriedad de la participación, es necesario aclarar que el mecanismo definido en la resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, es de carácter voluntario para todos los participantes. Además, esta misma resolución establece que el Subastador deberá elaborar lo Pliegos y Bases de Condiciones Específicas de acuerdo con los lineamientos allí establecidos y además la publicación oficial de estos Pliegos debe contar con la no objeción del Ministerio de Minas y Energía. En este sentido, informamos que desde este Ministerio se está llevando a cabo el seguimiento a los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas con el fin de confirmar que los mismos cumplan con lo establecido en la resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias. Por último, se aclara que en caso de que el Ministerio de Minas y Energía encuentre oportuno y pertinente definir un mecanismo complementario al establecido en la resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, sus condiciones de participación se establecerán dentro del acto administrativo que lo define y el subastador tendrá que atender lo que se requiera dentro de los Pliegos de Bases de Condiciones Específicas.

50	ENERTOTAL	GENERAL	Obligación PND	<p>La resolución 40060 expedida por el ministerio de minas y energía estableció que a partir del 2023 los agentes comercializadores estarán obligados a que el 10% de las compras anuales provengan de FNCER. En esta resolución se incluye además de la demanda regulada, la atención de la demanda No Regulada. En este sentido se solicita al Ministerio de Minas y Energía evaluar de la obligatoriedad, a la demanda No Regulada con base en las siguientes consideraciones:</p> <p>a) La demanda No Regulada, pertenece al mercado en competencia correspondiente a los usuarios con consumos de energía superiores a 55.000 kWh/mes. Estos usuarios tienen una mayor flexibilidad para realizar un cambio de comercializador por tanto se presenta una gran volatilidad en la participación del total de demanda que representa un comercializador en el sistema. El retiro de un solo usuario impacta significativamente la demanda total atendida y su reemplazo en el corto plazo no es inmediato. En el anexo 1 incluímos la participación de las DNR a cierre del 2015 y a cierre de 2020, junto con su correspondiente participación en la demanda total.</p> <p>b) La demanda No regulada contrata el suministro de energía mayoritariamente en periodos de 2 años. En este sentido obligar al comercializador a contratar en este mecanismo un periodo de 15 años, cuando se tiene incertidumbre de mantener la demanda NR actual, expone a los agentes a un riesgo de mercado que no es controlable sino impuesto regulatoriamente bajo condiciones pasadas. (En este caso, demanda históricas de 2020 para contratación hasta el año 2036).</p> <p>c) En la medida en que se asignen contratos de manera obligatoria para el Mercado No regulado (Mecanismo complementario) con base en la información histórica y considerando que a futuro los clientes No regulados pasarían a ser atendidos por otro comercializador; la energía comprada a 15 años se expone a los precios de bolsa del mercado que se formen dentro de 10 o 15 años (Periodo imposible de proyectar y controlar 15 años antes). Exponiendo en el mercado spot.</p> <p>d) La demanda regulada tiene un crecimiento estable y la volatilidad de retiro de usuarios de un comercializador a otro en periodos mas largos es controlable. El comercializador tiene el tiempo necesario para reemplazar los consumos retirados por consumos nuevos. La demanda regulada es estable en el tiempo y el cambio de comercializador es mas discreto.</p>
51	ENERTOTAL	Artículo 3	Nivel de contratación	<p>Debido a las constantes variaciones en los precios del mercado asociadas a generación, restricciones, distribución, Bolsa; la demanda final No regulada ha cambiado a esquemas de comercialización creando su propio agente comercializador cuyo objetivo es únicamente la atención de sus necesidades energéticas. Al obligar a los comercializadores a contratar el 10% de su demanda No regulada, expone a los comercializadores grandes o pequeños a la salida del mercado dado que implica un riesgo adicional que no pueden gestionar. (Se obliga al comercializador a sobre contratarse)</p>
52	ENERTOTAL	Artículo 5	Mecanismo complementario	<p>Solicitamos respetuosamente al ministerio aclarar para aquellos comercializadores que actualmente ya cumplen con una contratación igual o mayor al 10% en FNCER, y que al activarse el mecanismo complementario se obliga a contratar mas energía dado que actualmente no se están teniendo en cuenta dichas contrataciones directas en el calculo del 10% estipulado.</p> <p>En relación con la solicitud de aclaración, se informa que la misma debe solicitarse en caso de que se publique para comentarios el acto administrativo que define el mecanismo.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, los invitamos a continuar pendientes de la página web de la tercera subasta, en la que se estarán publicando las últimas actualizaciones respecto a este tema y los demás relacionados.</p> <p>https://www.minenergia.gov.co/en/web/10180/13327dNoticia-24277306</p>
53	ANDESCO	Artículo 3	Demanda Objetivo	<p>En el proyecto de resolución el Ministerio de Minas y Energía incluye el Plan Indicativo de Expansión de Referencia Generación – Transmisión de la UPME 2017-2031 para determinar la demanda objetivo y otros aspectos relevantes de la subasta. No obstante, consideramos importante contemplar su versión más actualizada y los análisis más recientes que ha realizado la UPME sobre dicho Plan. En el momento está vigente el Plan de Expansión 2019-2033 que recoge los resultados de expansión en generación de las dos subastas de 2019; adicionalmente, hay una versión preliminar para la vigencia 2020-2034, que incluye el impacto en las proyecciones de demanda de energía eléctrica a causa de la pandemia COVID-19.</p> <p>Respecto a la sugerencia para el cálculo de la demanda objetivo, se resalta que la misma tendrá como referencia la información y los documentos oficiales más actualizados al momento.</p>
54	ANDESCO	Artículo 5	Fecha Inicio de Obligaciones RIO	<p>Respecto a la fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica, se entiende que dicha fecha fue estipulada de acuerdo con el potencial de proyectos nuevos con FPO a diciembre de 2022, pero dada la naturaleza de los mecanismos de contratación de energía existentes consideramos que enero de 2023 puede ser una fecha más viable acorde con la dinámica del mercado. Por supuesto, esto debería ir ligado a un ajuste del plazo para el cumplimiento de la obligación de comprar por parte de los comercializadores, lo cual detallamos más adelante.</p> <p>* Se agotó su sugerencia. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2021. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente:</p> <p>* La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas.</p> <p>* Se resalta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de puesta en Operación - FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resalta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga otorgados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso.</p> <p>* De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resalta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 86% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente.</p> <p>* Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.</p>
55	ANDESCO	Artículo 6	Mecanismo complementario	<p>Por otro lado, la implementación de un mecanismo complementario para alcanzar la demanda forzada la demanda objetivo de la subasta no sería adecuado e iría en sentido contrario al propósito de contar con un mecanismo voluntario de contratación de mercado adicional mediante los cuales se puede buscar el cumplimiento de lo exigido en el artículo 296 del PND. Además, la aplicación del mecanismo complementario para el caso del mercado no regulado puede afectar la sostenibilidad financiera de los comercializadores, al resultar asignados con contratos con precios superiores a su disponibilidad a pagar. En este sentido, solicitamos que el mecanismo complementario no se aplique en la subasta.</p> <p>El artículo 6 de la resolución en consulta habilita al Ministerio de Minas y Energía para que mediante acto administrativo defina un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía adjudicada en la subasta. Al respecto, se aclara que, en caso de definir dicho mecanismo, el Ministerio de Minas y Energía, lo pondrá en consideración del público en general con el fin de obtener sus comentarios, tal como se ha hecho con todos los actos administrativos.</p> <p>En relación con el artículo 14 de la resolución MME 4 0590 de 2019, relacionado con el carácter voluntario del mecanismo de subasta, se resalta que en caso de definir un mecanismo complementario, el mismo será reglamentado mediante acto administrativo independiente. Tal como se realizó en el 2015, en el que se fijarán las condiciones requeridas para este nuevo mecanismo.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, los invitamos a continuar pendientes de la página web de la tercera subasta, en la que se estarán publicando las últimas actualizaciones respecto a este tema y los demás relacionados.</p> <p>https://www.minenergia.gov.co/en/web/10180/13327dNoticia-24277306</p>
56	ANDESCO	GENERAL	Obligación PND	<p>Solicitamos al Ministerio que para la evaluación del porcentaje de contratación en el mercado con proyectos FNCER se tengan en cuenta los contratos adjudicados en la última subasta de largo plazo, y todos los contratos que actualmente tienen los comercializadores con plantas no convencionales, sin importar el mecanismo de asignación. Lo anterior, con el fin de contar con una estimación más real del nivel de cumplimiento de la meta prevista en el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo por parte de los agentes.</p>
57	ANDESCO	GENERAL	Neutralidad tecnológica	<p>Como lo hemos manifestado en distintas ocasiones, bajo el entendimiento que los objetivos de política pública para el sector de energía eléctrica están enfocados en lograr cerrar la brecha de cobertura y en garantizar el abastecimiento seguro y confiable de este servicio, consideramos que la prioridad no debería estar enmarcada en la integración de un tipo de tecnología en específico.</p> <p>Respecto a la obligación de compra de energía FNCER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo.</p>
58	ANDESCO	GENERAL	Obligación PND	<p>Por otro lado, para el cumplimiento de la exigencia reglamentada en las resoluciones 4 0715 de 2019 y 4 0060 de 2021, sobre las compras de energía por parte de los comercializadores de contratar el 10% de su demanda proveniente de FNCER, se ha contemplado como único mecanismo subastas como la planteada, lo cual termina trasladando riesgos entre los agentes.</p>
59	ANDESCO	GENERAL	Obligación PND	<p>Para garantizar el cumplimiento de los objetivos de garantizar la cobertura en el corto plazo, es decir para 2022, y el cumplimiento de la obligación de compras establecida, vemos necesario avanzar de manera ágil en las siguientes medidas:</p> <p>a. Retenemos la importancia de que tanto esta Tercera subasta como las siguientes que se contemplen cuenten con condiciones de participación equitativa entre tecnologías, teniendo en cuenta aquellos proyectos que hayan sido asignados en la subasta de FNCER en 2019 y en la del Cargo por Confabilidad del mismo año y que cuenten con energía disponible.</p> <p>b. Es necesario que los agentes cuenten con otras alternativas para cumplir con la obligación de compra establecida por Ley. Por lo tanto, es importante que esta subasta no sea la única alternativa factible para esto y, que se brinden prontamente las herramientas y los mecanismos para que los agentes y usuarios puedan gestionar compras adicionales para cumplir con el porcentaje exigido. Para esto, es fundamental:</p> <p>i. Permitir el cumplimiento de la obligación a través de contratos bilaterales entre comercializadores y generadores o autogeneradores</p> <p>ii. Agilizar la regulación definitiva que viabilice el uso de los mecanismos planteados en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018</p> <p>iii. Ampliar las alternativas de uso del SICEP, de tal forma que sea una herramienta útil para las transacciones de energía destinadas a atender a los Usuarios No Regulados</p> <p>iv. Desarrollar esquemas de cobertura adicionales para esta subasta, en lo posible con opciones tipo mercado secundario de manera que se puedan realizar ajustes por las diferencias que se vayan generando según el comportamiento de la demanda y la oferta.</p> <p>c. También, sugerimos evaluar la posibilidad de modificar las resoluciones del Ministerio aplazando para enero de 2023 como límite para el cumplimiento de la obligación; o analizar la opción de que el porcentaje no inicie propiamente en 10%, considerando que en el artículo 296 del PND se estableció un rango del 8 al 10%.</p> <p>d. Establecer alternativas que eviten que los riesgos deban ser asumidos o trasladados a los comercializadores, en especial los que atienden demanda no regulada, ya que sin ello puede correr el riesgo de quedar con una energía contratada en el largo plazo, sin contar con mecanismos que les permitan cubrirse.</p> <p>Respecto a su sugerencia, informamos que a la fecha fue publicada la versión definitiva del ajuste a las reglas de la subasta, Resolución 4 0141 de 2021. Sin embargo, desde la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del MME, estamos abiertos a socializar con ustedes los temas que considere pertinentes, es por eso que ponemos a su disposición el correo del Jefe de esta oficina (jarqas@minenergia.gov.co) con el fin de concertar los espacios mencionados.</p> <p>Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FNCER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la casilla de % FNCER asociada al contrato. No obstante, se resalta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD.</p>
60	ANDESCO	GENERAL	Espacio de socialización	<p>Respecto a su sugerencia, informamos que a la fecha fue publicada la versión definitiva del ajuste a las reglas de la subasta, Resolución 4 0141 de 2021. Sin embargo, desde la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del MME, estamos abiertos a socializar con ustedes los temas que considere pertinentes, es por eso que ponemos a su disposición el correo del Jefe de esta oficina (jarqas@minenergia.gov.co) con el fin de concertar los espacios mencionados.</p>
61	ACOLGEN	GENERAL	Obligación PND	<p>Respecto a la obligación de compra de energía FNCER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo.</p> <p>Con respecto al Mecanismo Complementario, el artículo 6 de la resolución en consulta habilita al Ministerio de Minas y Energía para que mediante acto administrativo defina un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía adjudicada en la subasta. Al respecto, se aclara que, en caso de definir dicho mecanismo, el Ministerio de Minas y Energía, lo pondrá en consideración del público en general con el fin de obtener sus comentarios, tal como se ha hecho con todos los actos administrativos.</p> <p>Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podría permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FNCER. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato</p>

62	ACOLGEN	Artículo 6	Mecanismo complementario	<p>la eventual aplicación del mecanismo complementario a la nueva subasta del Ministerio trae consigo una serie de implicaciones que afectan a los principios legales y regulatorios establecidos para la comercialización de usuarios no regulados, afectando la flexibilidad y dinámica con la cual se presta esta actividad y llegando a ser incluso una barrera a la entrada para nuevos agentes.</p> <p>Para empezar, un compromiso de largo plazo adquirido de forma obligatoria por comercializadores que atienden usuarios no regulados representa un riesgo de cantidades difícilmente gestionable. Tal y como se expuso anteriormente, aun cuando el agregado de la demanda no regulada en el país pueda tener cierto grado de predictibilidad, esta tendencia definitivamente no se refleja al nivel individual del comercializador. Con los nuevos productos y servicios que harán parte de un sector eléctrico en constante innovación, en conjunto con el mayor dinamismo que se espera en el mercado minorista cuando se implemente la medición inteligente a gran escala y el GIDI (Gestor Independiente de Datos e Información), la variabilidad de demanda que debe gestionar el comercializador será una problemática que tenderá a agravarse.</p> <p>Más aún, la arquitectura del mecanismo complementario resulta en una demanda caótica que deberá adquirir contratos para alcanzar el requerimiento de compra, sin mayores consideraciones sobre el precio resultante más allá de la definición de un techo comparativamente alto. De esta manera, bajo el escenario de una asignación o compra obligatoria por parte de los agentes comercializadores, estos podrían estar expuestos a la posibilidad de ejercicios de posición dominante ante el incentivo que puede producir en la oferta tener una demanda forzada a comprar independientemente que el precio supere su máxima disponibilidad de pagar, siempre y cuando este sea menor que el techo definido por el subastador.</p>																																									
63	ACOLGEN	GENERAL	Obligación PND	<p>consideramos necesario acelerar la implementación de las plataformas de contratación derivadas de la Resolución CREG 114 de 2018, dado que ninguna de las plataformas de los dos promotores actuales (DERIVE-CRC y BMC) se encuentra aún reglamentada, y las convocatorias del SICEP están enfocadas exclusivamente a atender usuarios regulados.</p> <p>Por otro lado, desde la Asociación no encontramos motivos para que usuarios no regulados que han realizado inversiones en proyectos de generación distribuida y autogeneración a partir de fuentes renovables no convencionales sean obligados, a través de su comercializador, a adquirir energía adicional fuera de su portafolio propio y no se considere el desarrollo de proyectos FNCEP propios. Por tanto, ponemos a consideración del Ministerio la posibilidad de que usuarios no regulados, y los comercializadores que los atienden, puedan dar cumplimiento a la obligación con iniciativas propias de autogeneración y generación distribuida. De no considerarse.</p> <p>Con estas herramientas, y otras alternativas de cumplimiento que disponga el mismo Ministerio y los agentes interesados, consideramos que el marco regulatorio estará preparado para dar cumplimiento a los objetivos de política pública establecidos en el PND 2018-2022, sin incurrir a un mecanismo complementario que no se ajuste a los principios sobre los cuales se ha construido la regulación sectorial y específicamente para los usuarios no regulados.</p>																																									
64	ACOLGEN	GENERAL	Propuestas	<p>Armonización de la expansión: como punto prioritario, desde la Asociación hemos compartido una propuesta en que se garantiza la armonización de la expansión del parque generador mediante la adquisición de OEF por parte de los proyectos que sean contratados en la subasta del Ministerio. No obstante, una señal de armonización parcial se alcanzaría al permitir la participación en la nueva subasta de proyectos que tengan compromisos de largo plazo con el mercado. Cargo por Confidabilidad a Subasta MME del 2019, sin restricciones por bloques.</p>																																									
65	ACOLGEN	GENERAL	Condiciones de participación y oferta	<p>Libre participación en los bloques para generadores y comercializadores: en aras de aumentar los incentivos que tendrían oferentes y demandantes para participar en la subasta de contratación, consideramos que debe permitirse la presentación de ofertas en los tres bloques definidos por el Ministerio para todos los agentes. De esta forma, la asignación de precios y cantidades en la subasta estarán en función de las necesidades reales de cada parte de la disponibilidad a pagar o a vender.</p>																																									
66	ACOLGEN	Artículo 3	Demanda Objetivo	<p>Definición de la demanda objetivo: ante la eventual definición de una demanda objetivo para la subasta, destacamos la importancia de tener en cuenta la incorporación de proyectos FNCEP que se ha venido dando desde la última subasta y el comportamiento mismo de la demanda que precisa un ajuste de lo proyectado por parte de la UPME en junio del año anterior. El desajuste entre estas proyecciones y la demanda real del sistema se presenta en la siguiente Figura, donde se observa una diferencia promedio con el escenario Resultante de alrededor de 4.7%, lo cual es equivalente a 280 GWh-mes.</p>																																									
67	ACOLGEN	GENERAL	Marco regulatorio	<p>Confianza inversionista como pilar para garantizar el éxito de la subasta</p> <p>Desde la Asociación creemos que la confianza inversionista es uno de los pilares fundamentales sobre los cuales se garantiza el éxito de un mecanismo de mercado en el que agentes voluntariamente adquieren compromisos de largo plazo con el sistema. A mayor interés en el esquema de contratación, en conjunto con herramientas que su reglamentación integre para facilitar el cumplimiento de los compromisos adquiridos, mayor convergencia y competencia de oferentes y demandantes, lo que en definitiva resulta en asignaciones eficientes de precios y cantidades.</p> <p>En este contexto, el Ministerio tiene a su alcance dos herramientas para reforzar la confianza inversionista, con miras a la realización de la tercera subasta de contratación de largo plazo.</p> <p>Primero y fundamental, es concentrar esfuerzos y coordinar acciones interinstitucionales que permitan la puesta en operación de los proyectos adjudicados tanto en el Cargo por Confidabilidad, como en la segunda subasta del Ministerio, en los tiempos establecidos. Lo anterior, dando celeridad (y/o habilitando: i) los procesos de licenciamiento ambiental y consulta previa tanto para los proyectos de generación, como para la infraestructura de transmisión que posibilite su entrada al sistema, y ii) las autorizaciones para el uso de infraestructura que posibilite la construcción de los proyectos (puertos y vías), entre otros aspectos.</p> <p>Segundo, recomendamos al Ministerio analizar la posibilidad de incluir en la reglamentación de esta nueva subasta instrumentos que permitan a los agentes mitigar impactos asociados a riesgos que estos no pueden gestionar o de fuerza mayor, dentro de los que se encuentran posibles atrasos en la expansión de la transmisión que habilitan su conexión al sistema.</p>																																									
68	DICE S.A. E.S.P. - Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica	GENERAL	Obligación PND	<p>Respectuosamente manifestamos que es inconveniente e inadecuado incluir dentro del 10% de compras de energía provenientes de FNCEP, la demanda de los Usuarios No Regulados, dado que el Mercado No Regulado lo componen clientes sofisticados y volátiles con sus proveedores y con magnitud de consumos significativa, que suelen cambiar de Proveedor muy frecuentemente, siendo un mercado muy competitivo y los contratos actualmente son de 1 a 2 años. En consecuencia, la volatilidad de la demanda No Regulada es muy alta, y dados sus altos consumos se afecta notablemente la demanda No Regulada Total de un año a otro. Por lo tanto exigirle al Comercializador, respaldar su demanda No Regulada a 15 años, introduce un factor de riesgo muy alto y costoso en desequilibrio financiero a los agentes, dada la movilidad de los Usuarios entre los múltiples oferentes cada año.</p> <p>En el siguiente cuadro, mostramos como ejemplo las variaciones quinquenales de demanda de algunos agentes:</p> <table border="1" data-bbox="422 1310 774 1400"> <thead> <tr> <th colspan="5">ENERGÍA EN FRONTERAS NO REGULADA (GWh)</th> </tr> <tr> <th>AGENTE</th> <th>nov-12</th> <th>nov-17</th> <th>% VARIACIÓN</th> <th>mar-21</th> <th>% VARIACIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ISAGEN</td> <td>354</td> <td>417</td> <td>17.80%</td> <td>323.6</td> <td>-22.40%</td> </tr> <tr> <td>WATIA</td> <td>36.2</td> <td>16.5</td> <td>-54.42%</td> <td>12.2</td> <td>-26.06%</td> </tr> <tr> <td>CANIBE</td> <td>17.4</td> <td>360.2</td> <td>2070.69%</td> <td>63.3</td> <td>-62.40%</td> </tr> <tr> <td>DICEL</td> <td>43.4</td> <td>15.5</td> <td>-63.96%</td> <td>14.1</td> <td>-11.32%</td> </tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td>450.4</td> <td>909.4</td> <td>202.11%</td> <td>513.2</td> <td>-43.30%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Por último, se resalta que el SICEP también puede ser utilizado para el Mercado de Energía No Regulado y podrá permitir el cumplimiento de la obligación, siempre y cuando el generador adjudicado sea FNCEP. En ese caso, el agente comercializador deberá registrar el contrato correspondiente en el ASIC, diligenciando la casilla de % FNCEP asociada al contrato. No obstante, se resalta que el encargado de verificar el cumplimiento de la obligación es la SSPD.</p>	ENERGÍA EN FRONTERAS NO REGULADA (GWh)					AGENTE	nov-12	nov-17	% VARIACIÓN	mar-21	% VARIACIÓN	ISAGEN	354	417	17.80%	323.6	-22.40%	WATIA	36.2	16.5	-54.42%	12.2	-26.06%	CANIBE	17.4	360.2	2070.69%	63.3	-62.40%	DICEL	43.4	15.5	-63.96%	14.1	-11.32%	TOTAL	450.4	909.4	202.11%	513.2	-43.30%
ENERGÍA EN FRONTERAS NO REGULADA (GWh)																																													
AGENTE	nov-12	nov-17	% VARIACIÓN	mar-21	% VARIACIÓN																																								
ISAGEN	354	417	17.80%	323.6	-22.40%																																								
WATIA	36.2	16.5	-54.42%	12.2	-26.06%																																								
CANIBE	17.4	360.2	2070.69%	63.3	-62.40%																																								
DICEL	43.4	15.5	-63.96%	14.1	-11.32%																																								
TOTAL	450.4	909.4	202.11%	513.2	-43.30%																																								
69	DICE S.A. E.S.P. - Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica	Artículo 4	Duración contratos	<p>Considerando las fluctuaciones de Demanda No Regulada, no se debería comprometer a los Comercializadores con compras a 15 años para un mercado donde los clientes no son permanentes ni de largo plazo, donde sus contratos. Por regulación, son de máximo un año y el período promedio de contratación del mercado es de 2 años. Comprometernos con una contratación del 10% sobre mi demanda actual, implica que el Comercializador quede expuesto a un gran riesgo, de cambios fuertes de exposición a la compra y/o a la venta de excedentes de FNCEP en la Bolsa con el riesgo de desequilibrio financiero la volatilidad que ello implica.</p>																																									
70	DICE S.A. E.S.P. - Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica	Artículo 4	Propuestas	<p>1.- FLEXIBILIZAR EL PERIODO DE CONTRATACIÓN FNCEP ACORDE A LA CONTRATACIÓN DE ESTE MERCADO NO REGULADO: DOS O TRES AÑOS. O 2.- EXCLUIR EL MERCADO NO REGULADO Y APLICAR SOLO PARA EL MERCADO REGULADO. 3.- ADICIONALMENTE, QUE SE TENGA EN CUENTA EN ESTE PORCENTAJE DEL 10%, LAS COMPRAS FNCEP QUE REALICEN DIRECTAMENTE LOS AGENTES POR CONVOCATORIAS DIFERENTES A LAS DEL MINISTERIO.</p>																																									
71	Essential Energía Colombia	Artículo 5	Fecha Inicio de Obligaciones FIO	<p>1. Es posible establecer otros modelos para la fijación de la fecha de inicio de suministro de energía, que resultan más compatibles con los intereses del Gobierno Nacional, los generadores y los comercializadores.</p> <p>1.1. Ni la Ley 1715 de 2014, ni el Decreto 570 de 2018, ni la Resolución 4 0590 de 2019, ni ninguna otra norma, señalan que la fecha de inicio de las obligaciones de suministro tenga que ser un día fijo e inflexible, determinado por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>1.2. Si bien la Resolución 4 0590 de 2019 dispone que en la convocatoria a la subasta se debe definir lo relacionado con la fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía, ello no quiere decir que el Gobierno Nacional tenga que fijar una única fecha.</p> <p>1.3. Conforme a lo anterior, la resolución por la que se convoca a la subasta podría establecer:</p> <p>a. Que la fecha de inicio de las obligaciones de suministro se defina como aquella que fije el generador con su proyecto, dentro de un rango de 13 meses entre diciembre 1 de 2022 y diciembre 31 de 2023, o subsidiariamente;</p> <p>b. Varias fechas de inicio de la obligación de suministro de energía, una cada tres y/o cada seis meses.</p> <p>1.4. Estas opciones tienen la gran virtud de que alinearán los intereses tanto del Gobierno Nacional, como de los comercializadores y de los generadores, teniendo en cuenta que con la adopción de una de estas modalidades:</p> <p>(i) Se logrará una mayor participación de la oferta, en la medida en que se permitirá que los proyectos puedan definir la fecha de inicio de la obligación de suministro de energía, en función de las reales fechas esperadas de entrada en operación de los proyectos de generación.</p> <p>(ii) Servirá a los comercializadores, en la medida en que podrán acercar a contratos que realmente inicien el suministro físico de energía de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCEP) en 2022, dándoles una mejor visibilidad sobre el efectivo cumplimiento de sus obligaciones de compra de energía de FNCEP.</p>																																									

72	Essential Energia Colombia	Artículo 5	<p>2. La fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica no es realista con los tiempos necesarios para la puesta en operación de nuevos proyectos generación, y puede poner en riesgo el éxito de la subasta.</p> <p>2.1. A diferencia de la Subasta CLPE No. 2 - 2019, que estableció un plazo de 26 meses entre la fecha de la subasta y la fecha de inicio de las obligaciones de suministro, en esta ocasión se propone un término de más o menos 13 meses entre una y otra fecha.</p> <p>Este plazo no es realista con lo que toma el desarrollo y construcción de proyectos de generación de energía solar y eólica en el país.</p> <p>2.2. Como lo señala el mismo ministerio en el proyecto de memoria justificativa, existen proyectos de generación solar que, si bien tienen una fecha de entrada en operación posterior a diciembre de 2022, cumplen con los requisitos técnicos para participar en la subasta, entre ellos: (i) estar inscritos en Fase 2 en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica de la UPME y; (ii) tener concepto de conexión.</p> <p>2.3. No es razonable pretender que estos proyectos puedan iniciar con el suministro de energía en diciembre de 2022, considerando que estas fechas están atadas a los diferentes estados de desarrollo, y las curvas S de los proyectos, todo lo cual no ha sido revisado y autorizado por la UPME.</p> <p>2.4. Conforme a lo anterior, establecer unos plazos tan estrechos para que los proyectos de generación entren en operación, puede poner en riesgo el éxito de la subasta. El número de participantes por el lado de la oferta se verá disminuido, no sólo por la exclusión de proyectos sino también por el riesgo generalizado para todos los proyectos, de que un mínimo atraso en las obras implique el incumplimiento de esta fecha.</p> <p>2.5. Adicionalmente, en la memoria justificativa que acompaña el proyecto de resolución, se evidencia que entre 2022 y 2023, hay más de 1.223 Mw de capacidad instalada, cuyo concepto de conexión está superado a la disponibilidad de proyectos de expansión. En esa medida, es muy posible que existan generadores cuya intención de presentarse a la subasta se vea frustrada por el riesgo de que, en un plazo tan corto, puedan estar listos los proyectos de transmisión o distribución necesarios para cumplir con el suministro de la energía.</p> <p>2.6. Finalmente, debe tenerse en cuenta la coyuntura por la que atraviesa la puesta en servicio del proyecto UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500kV y las líneas asociadas, considerando al respecto lo que ha dicho la misma UPME en relación con que "[...] en transmisión persisten las dificultades para avanzar en la consulta previa del proyecto Colectora, lo que implica un atraso posiblemente no recuperable [...]". La fecha prevista de entrada de operación actualizada a 30 de Marzo de 2020, se encuentra en riesgo.</p>	<p>Se acoge parcialmente sugerencia. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> * La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas. * Se resalta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resalta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso. * De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resalta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 86% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente. * Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.
73	Essential Energia Colombia	Artículo 5	<p>3. La fecha de inicio de obligaciones de suministro de energía eléctrica puede ser contraria a los principios de libre competencia y concurrencia, lo que a su vez puede impactar la formación de precios eficientes de energía, tanto en la subasta y como en el mercado.</p> <p>3.1. La libre competencia y concurrencia son dos principios esenciales del sistema energético colombiano. Tanto es así que, por ejemplo, el artículo 30 de la Ley 142 de 1994 dispone que las normas sobre contratos contenidas en la ley deben interpretarse en la forma en que mejor garanticen la libre competencia. Por otro lado, el artículo 74.1 de la misma ley dispone que una de las finalidades fundamentales de la regulación debe ser propiciar la competencia en el mercado energético.</p> <p>3.2. La fecha de inicio de las obligaciones de suministro contenida en el proyecto de resolución podría contrariar estos principios, en la medida en que:</p> <p>(i) Excluye de la subasta a proyectos que cumplen con los requisitos técnicos para participar, pero que tienen una fecha de entrada en operación posterior a 1 de diciembre de 2022.</p> <p>(ii) Desincentiva la participación de los generadores en la subasta, quienes consideran como alto el riesgo de que cualquier demora en el desarrollo de los proyectos implique el incumplimiento de esta fecha, lo que reduce la competencia en la subasta.</p> <p>(iii) Privilegia la participación de algunos agentes existentes frente a otros entrantes, considerando que, ante la posibilidad de que los proyectos no entren en operación en diciembre de 2022, los generadores existentes que tengan otras fuentes para cubrir la energía objeto de los contratos, estarán en una mejor posición para presentar ofertas, que aquellos que para cumplir con las obligaciones de suministro tengan que acudir a la bolsa u a otros mecanismos de cobertura que les resultarán más costosos.</p> <p>3.3. Además de lo anterior, la posibilidad de afectación a la libre competencia podría hacer necesario que, en atención a lo dispuesto por el Decreto 2897 de 2020, el proyecto de resolución tenga que ser puesto en consideración de la Superintendencia de Industria y Comercio para que se adelante el procedimiento de abogacía de la competencia.</p> <p>3.4. Así mismo, otro efecto negativo de la fecha propuesta para el inicio de las obligaciones de suministro puede ser el de la afectación a la formación de precios competitivos y eficientes, tanto en el proceso de subasta, como en el mercado de energía en general. Esto considerando que:</p> <p>(i) La menor participación de la oferta en la subasta afectará la formación de precios favorables para comercializadores y</p>	<p>La resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificaciones establece las reglas de participación, permitiendo la participación de cualquier agente que cumpla con los requisitos allí establecidos. Por lo tanto, se resalta que este mecanismo siendo de carácter voluntario permite la autonomía del agente interesado para decidir participar y bajo su debida diligencia presentar una oferta que le sea favorable, sin dejar de un lado el señalado en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994 que establece que el riesgo de inversión en generación lo asume quien decida invertir.</p> <p>Adicionalmente, se destaca que los proyectos con FPO posterior a la FIO no están excluidos de participar dentro de la tercera subasta, ya que cuentan con la opción de acogerse a la prórroga de dos años, es decir hasta el primer de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019.</p> <p>De igual forma, se informa que el presente proyecto de resolución fue puesto en consideración de la SIC con el fin de obtener su concepto de abogacía y competencia.</p>
74	Essential Energia Colombia	Artículo 5	<p>4. La fecha de inicio de las obligaciones de suministro no contribuye para que los comercializadores cumplan con la obligación de compra de energía de FNCER.</p> <p>4.1. La obligación contenida en las resoluciones 40715 de 2019 y 40060 de 2021, es una obligación física y no financiera. Los comercializadores sólo pueden satisfacer esta a la energía que compran efectivamente proviene de FNCER. No le será de ninguna utilidad a los comercializadores, para efectos del cumplimiento de esta obligación (especialmente en 2022), tener contratos de suministro de energía firmados en el marco de la subasta, que tendrán que ser honrados durante un tiempo a través de mecanismos financieros, y no físicamente durante el proceso de FNCER.</p> <p>4.2. Esta situación conlleva a un riesgo adicional para el éxito de la subasta, consistente en la no participación en esta de los comercializadores. Sería evidente para estos agentes el alto riesgo que implica respecto de su obligación de comprar de energía de FNCER, que los generadores terminen cumpliendo con el contrato de forma financiera y no física, al menos por el tiempo en que les tome a los proyectos entrar en operación. Esto podría llevar a los comercializadores a esperar otro mecanismo que les permita tener certeza de que la energía contratada será suministrada efectivamente de FNCER.</p> <p>4.3. El desincentivo de la participación de generadores que termina generando la fecha propuesta de inicio de suministro de energía, terminará impactando negativamente la posibilidad de cumplimiento de la obligación de compras de FNCER para los años siguientes a 2022, toda vez que los proyectos dispuestos a suministrar energía en estos años se verán excluidos de la participación en la subasta.</p>	<p>Respecto a la obligación de compra de energía FNCER establecida por la Ley 1955 de 2019 y reglamentada por las resoluciones MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021, se informa que las mismas no son objeto de consulta en esta oportunidad. Sin embargo, se informa que desde el Ministerio de Minas y Energía se apoyan las iniciativas de nuevos mecanismos de contratación y se realiza la gestión pertinente para acelerar en lo posible su desarrollo.</p> <p>Ahora bien, se resalta que el mercado eléctrico colombiano es un mercado de contratos financieros en el cual no es posible diferenciar la procedencia de la energía. En este sentido, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios deberá verificar el cumplimiento de la obligación establecida por el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 de acuerdo con las condiciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía.</p>
75	Essential Energia Colombia	Artículo 5	<p>5. No se identifica una concordancia entre la exposición de los motivos para la convocatoria de una nueva subasta, y la propuesta de fecha de inicio de la obligación de suministro de energía.</p> <p>5.1. Tanto los considerandos del proyecto de resolución, como la memoria justificativa, señalan que el Plan de Expansión de Referencia de Generación 2017 - 2031, establece la necesidad de contar con 2.886 MW de FNCER en un escenario en el que se recupere Hidroituango, o de 4.312 MW de FNCER en caso de que no se recupere. No obstante, este objetivo y necesidad de contar con una matriz que tenga mayor participación de FNCER, no es concordante con la propuesta de fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica. Esta fecha genera un fuerte desincentivo para la participación de la oferta en la subasta, y excluye directamente a proyectos con entrada en operación en una fecha posterior a diciembre de 2022, lo que no contribuirá y por el contrario hará más difícil cumplir con la meta contemplada en el referido plan.</p> <p>5.2. Adicionalmente, la memoria justificativa señala como una de las motivaciones principales para la convocatoria de la subasta, el impulso a la reactivación económica del país, a través del desarrollo de nuevos proyectos de generación. No obstante, la propuesta de fecha de inicio de suministro rinde directamente con esta motivación, teniendo en cuenta que, como se ha expuesto, excluye de la subasta a nuevos proyectos, y adicionalmente implica que en esta sólo puedan participar proyectos que ya estén muy avanzados en su planeación, o que incluso ya hayan iniciado construcción, pues para otros proyectos nuevos les será imposible entrar en operación en los plazos tan cortos propuestos en el proyecto de resolución.</p> <p>5.3. Igualmente, la memoria justificativa publicada engane que para 2023 existe un potencial de nueva capacidad de proyectos de FNCER de más de 2352 MW (1507MW con concepto de conexión aprobado). Teniendo en cuenta que, según los documentos publicados, una de las razones por las que se convoca a esta subasta es la formación eficiente de precios, como sucedió en la Subasta CLPE No. 2 - 2019, así como incentivar la entrada de nuevas plantas de generación, no es clara la razón por la que se excluye a estos proyectos de la posibilidad de participar en la subasta.</p> <p>5.4. Adicionalmente debe señalarse que, de la lectura y análisis del proyecto de resolución publicado para comentarios, y de la memoria justificativa, no se pueden identificar las razones por las que el Gobierno Nacional decidió fijar una fecha tan ajustada para el inicio de la obligación de suministro de energía. Tampoco se encuentran las razones por las que se modificaron los términos establecidos en la Subasta CLPE No. 2 - 2019, esto es, por qué se pasó de 26 meses en dicha subasta, a aproximadamente 13 meses para proceso, entre la fecha de la subasta y la fecha del inicio del suministro</p>	<p>En el mecanismo en mención participan agentes sin ninguna exclusión siempre que cumpla con los requisitos habilitantes establecidos en las reglas de la subasta (Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias) y son ellos quienes libremente escogen el proyecto con el que participarán, por tal motivo no se identifica una exclusión directa.</p> <p>Adicionalmente, se destaca que los proyectos con FPO posterior a la FIO no están excluidos de participar dentro de la tercera subasta, ya que cuentan con la opción de acogerse a la prórroga de dos años, es decir hasta el primer de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019.</p> <p>De igual forma, se informa que el presente proyecto de resolución fue puesto en consideración de la SIC con el fin de obtener su concepto de abogacía y competencia.</p>
76	Essential Energia Colombia	Artículo 5	<p>La fecha de entrada en operación o de inicio de las obligaciones sería muy próxima a la fecha de adjudicación (Octubre 2023), por lo que se tendrían aproximadamente 14 meses para llevar a cabo el cierre del financiamiento, obtener todos los permisos necesarios, realizar la construcción y finalizar el proyecto. Consideramos que sería más atractivo y conveniente para los participantes y el mercado que la fecha de inicio de las obligaciones de suministro se teorizara hasta 3 años más (diciembre 2023), de esta forma puede haber más proyectos participantes y mayor competitividad en los precios.</p>	<p>Se acoge parcialmente sugerencia. Se informa que la Fecha de Inicio de Obligaciones se pospuso para el primero de enero de 2023, con una prórroga de dos años, es decir hasta el primero de enero de 2025, de acuerdo con lo definido por la Resolución MME 4 0590 de 2019. La decisión anterior se motiva principalmente en lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> * La pandemia generada por el coronavirus 2019 (COVID-19), ha desencadenado un gran impacto en la economía global y Colombia no ha sido ajena a este impacto. En este sentido, es urgente incentivar la reactivación económica sostenible del país desde todos sus sectores productivos, con miras a la creación de nuevos empleos y la atracción de nuevos inversionistas. * Se resalta que el registro de solicitudes de conexión de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con corte a 7 de mayo de 2021, reporta 85 proyectos FNCER que suman alrededor de 3.187 MW en capacidad instalada nueva con Fecha de Puesta en Operación - FPO entre octubre de 2021 y 1 de enero de 2023 y que no requieren obras de expansión de transmisión para su integración al Sistema Interconectado Nacional - SIN. De otra parte, se resalta que este potencial de proyectos de generación puede incrementarse al considerar los dos años de prórroga contados a partir de la Fecha de Inicio de Obligaciones en los que podrían responder financieramente a su compromiso. * De los contratos de energía registrados en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se observa que la cobertura de la demanda obedece a una estandarización en la contratación habitual donde se identifica un ciclo comprendido entre enero y diciembre de cada año. Además, se resalta que para enero del año 2023 se observan porcentajes proyectados de contratación aproximados del 86% y 60% para atender la demanda no regulada y regulada, respectivamente. * Por último, vale la pena recordar que para esta subasta única en el mundo por la característica de tener dos puntas (oferta y compra) interactuando libremente, es importante balancear los intereses de ambos actores.
77	ANDEE	Propuestas	<p>en el marco de las conclusiones del Plan de Expansión de Generación que señala el texto de la propuesta regulatoria, en donde señala "[...] requerimientos por 2.886 MW de renovables no convencionales en un escenario en el que se recupere Hidroituango o 4.312 MW de renovables no convencionales en el escenario en que no se recupere. [...]". Nos preguntamos, si de acuerdo a lo planteado por el Ministerio de Minas y Energía 1) el Gobierno Nacional prevé cubrir el eventual déficit de energía en firme ocasionado por la no entrada de Hidroituango a través de las subastas de contratos de largo de fuentes renovables no convencionales?, 2) por qué no se hace uso de los mecanismos</p>	<p>Respecto de sus inquietudes manifestadas este ministerio le informa que la presente resolución convoca a la 3ra Subasta de energía renovables entre otras razones para cumplir con los 5 objetivos de política del Decreto 570 de 2018. En esencia para buscar la diversificación de la matriz de generación, la complementariedad de los recursos disponibles y para dar cumplimiento a los compromisos ambientales.</p> <p>El mecanismo de adjudicación de energía firme, las subastas de Cargo por Confidabilidad, han sido los instrumentos para obtener este atributo para la matriz y será en los actos administrativos correspondientes en donde se especifica si se convoca o no a nuevas subastas de este tipo.</p> <p>De otro lado, es preciso resaltar que en el mecanismo de subastas de contratación de largo plazo pueden participar fuentes no convencionales de energía renovable como fueron definidas en la Ley 1715 de 2014. Este mecanismo se identificó necesario para el despliegue de este tipo de fuentes toda vez que su aporte en el atributo de confiabilidad es bajo.</p>
78	ANDEE	Propuestas	<p>antes de reanudar una nueva subasta de contratos de largo plazo como la que se plantea en la propuesta en comentarios, solicitamos que el Ministerio o la entidad que delegue, publique y presente un informe del estado de avance de los proyectos asignados en la subasta de contratos de largo plazo en Octubre de 2019, así como de la infraestructura de conexión asociada al SIN, que se llevó a cabo en Octubre de 2019, de tal forma de conocer el balance energético entre la demanda y la oferta de generación de energía que estos proyectos entregarán en los próximos años, a partir de su fecha de puesta en operación.</p>	<p>Lo mencionado en el comentario no es objeto de consulta en la presente resolución.</p> <p>Sin embargo, en relación con la importancia de garantizar la ejecución de los proyectos de generación, informamos que desde el Ministerio de Minas y Energía se ha venido acompañando el desarrollo de los proyectos de generación FNCER que resultaron adjudicados en las subastas del 2019. Estos proyectos fueron catalogados como proyectos PINES, por lo que desde el Ministerio se les ha hecho un seguimiento riguroso desde los ámbitos ambientales, sociales, de orden público, entre otros. Además, desde este Ministerio se les ha apoyado en trámites, ante la ANLA, el Ministerio del Interior, logística de transporte de carga, entre otros.</p>
79	ANDEE	Propuestas	<p>respetuosamente solicitamos que una subasta de expansión de contratos de largo plazo debería considerar la participación de todas las tecnologías de generación. En particular, identificamos inapropiado que se promuevan esquemas de expansión, que no solamente, no son equitativos desde la perspectiva de neutralidad tecnológica, sino que además dan señales sagradas al mercado eléctrico a partir del fomento de una tecnología en particular, y en especial, a los inversionistas en cuanto a la posibilidad de desarrollo y viabilidad de desarrollo de proyectos de expansión de la generación en el país, esto debido, a que en la actualidad y como se evidencian en los precios resultantes de la subasta pasada, los costos de generación de energía de tecnologías renovables no convencionales, se ajustan a los de un mercado competitivo, como lo demuestran estudios y publicaciones, de diferentes instituciones tanto nacionales como internacionales, relacionados al LCOE de diferentes tecnologías</p>	<p>Respecto de sus inquietudes manifestadas este ministerio le informa que la presente resolución convoca a la 3ra Subasta de energía renovables entre otras razones para cumplir con los 5 objetivos de política del Decreto 570 de 2018. En esencia para buscar la diversificación de la matriz de generación, la complementariedad de los recursos disponibles y para dar cumplimiento a los compromisos ambientales.</p> <p>De otro lado, es preciso resaltar que en el mecanismo de subastas de contratación de largo plazo pueden participar fuentes no convencionales de energía renovable como fueron definidas en la Ley 1715 de 2014. Este mecanismo se identificó necesario para el despliegue de este tipo de fuentes toda vez que su aporte en el atributo de confiabilidad es bajo.</p>

80	ANDES	Propuestas	<p>Desde esta Asociación, consideramos que ante las perspectivas de desarrollo del mercado eléctrico, tal como se ha planteado en la Misión de Transformación Energética (MTE), y a partir de los avances regulatorios realizados por la CREG, en donde se busca complementar el mercado con contratos de largo plazo mediante esquemas como el Mercado Anónimo Estandarizado (MAE), seguir promoviendo este tipo de subastas segmentadas, no solamente deterioran los fundamentos de competencia sino que adicionalmente le restan capacidad de contratación a los agentes del mercado, de la misma forma que lo hacen medidas obligatorias de como las definidas en el artículo 296 de la ley 1955 de 2019.</p> <p>Por esto sugerimos, que, en las subastas de contratos de largo plazo, se tengan en cuenta la totalidad de las fuentes de generación de energía en igualdad de términos y oportunidades de participación, lo que es acorde a un mercado liberalizado y en condiciones de libre competencia, como entendemos que opera el sistema eléctrico del país. Igualmente, sugerimos que se revise la pertinencia de obligar a la demanda, regulada y no regulada, de participar obligatoriamente en la subasta. Partiendo de las características especiales, por lo menos, de la demanda no regulada, y la estructura apropiada que debería tener un esquema de mercado competitivo que garantice una formación de precios eficientes, sugerimos que la participación de los usuarios no regulados sea voluntaria.</p>	Respecto a su sugerencia sobre permitir la participación de la "totalidad de fuentes de generación" se informa que las reglas de la subasta fueron ajustadas recientemente por la Resolución MME 4 0141 de 2021 y pueden ser consultadas en la página web de la tercera subasta. En este sentido, se resalta dicha propuesta requiere un ajuste de las reglas de la subasta y en estos momentos no es objeto de consulta.
81	ANDES	Propuestas	<p>Por su parte, aunque XM realizó en los últimos meses un primer acercamiento a la evaluación de flexibilidad en el SIN, a través del Documento "Análisis de flexibilidad del SIN, Escenarios de operación 2021-2022 y 2024-2025", consideramos adecuado que se lleve a cabo una evaluación más completa de las necesidades de flexibilidad del SIN, a una escala mucho más reducida en términos de áreas y subáreas operativas en el sistema, con un modelo de simulación robusto que incluya restricciones operativas, ambientales y climáticas de cada una de las tecnologías, con un análisis eléctrico completo en donde se vean los efectos técnicos, operativos y económicos de nuevas fuentes e generación; lo anterior, contribuiría a un dimensionamiento adecuado de la capacidad de inserción.</p>	Lo mencionado en el comentario no es objeto de consulta en la presente resolución, el ministerio de Minas y Energía se limitará a responder estrictamente lo relacionado con el presente acto administrativo.